

Curvas de creaming, un método para estimar el potencial remanente de petróleo no descubierto, con base en los resultados históricos de la exploración de las cuencas petroleras de México

Jorge Huescani Jiménez Bernal

Ulises Hernández Romano

Arturo Escamilla Herrera

Pemex

Artículo recibido en julio y aceptado en septiembre de 2020

Resumen

En este trabajo se realiza un análisis de los resultados históricos de la exploración de hidrocarburos en México para cada una de sus cuencas con producción comercial, obteniéndose un patrón por cuenca respecto de la secuencia de descubrimientos de reservas en el tiempo. Los distintos patrones que se obtienen permiten comprender el comportamiento con respecto al tiempo de la actividad exploratoria en cada cuenca. Estos patrones se conocen como curvas de crecimiento logístico o curvas de creaming, las cuales se utilizan como un indicador de la madurez de una cuenca petrolera y para estimar el potencial de recursos prospectivos, pendientes por descubrir en cada cuenca. Mediante el uso de métodos numéricos, es posible asociar la curva resultante con una hipérbola rectangular, cuyas constantes se obtendrán al realizar una transformación lineal bajo el criterio de proporcionalidad inversa; el ajuste de la historia de los descubrimientos permitirá proyectar con el modelo propuesto, recursos potenciales aún por descubrirse. Los resultados que se obtienen con este método de análisis facilitan la evaluación de alternativas de inversión para la exploración futura, enfocando la actividad en áreas que aún tienen potencial.

Palabras clave: Petróleo no descubierto, curvas de creaming, recursos prospectivos, cuencas petroleras de México, hipérbola rectangular, volúmenes pendientes por descubrir.

Creaming curves, a method to estimate the remaining potential of undiscovered oil, based in the exploration historical effort for Mexico oil basins

Abstract

In this work, an analysis of the historical results of hydrocarbon exploration in Mexico is carried out for each of its oil basins with commercial production, obtaining a pattern by each basin regarding the sequence of discoveries over time. The different patterns obtained allow us to understand the behavior with respect to the time of the exploratory activity. These patterns are known as logistic growth curves or creaming curves, which are used as an indicator of the maturity of an oil basin and to estimate the potential of prospective resources, pending to be discovered in each basin.

By using numerical methods, it is possible to associate the resulting curve with a rectangular hyperbola, whose constants will be obtained by performing a linear transformation under the criterion of inverse proportionality; the history match of the discoveries will allow to project with the proposed model, potential resources yet to find. The results obtained with this analysis method facilitate the evaluation of investment alternatives for future exploration, focusing the activity in areas that still have remaining potential.

Keywords: Undiscovered oil, creaming curves, prospective resources, Mexican oil basins, rectangular hyperbola, yet to find estimation.

Introducción

El pico de producción de petróleo que Pemex registró en el periodo comprendido entre los años 2003 y 2004, parece ser un hito difícil de repetir, si se pretende incrementar la producción a futuro, entonces, la base de los programas de desarrollo, los dictámenes técnicos, los estudios especiales, el modelado de cuencas, incluso las áreas asignadas a otros operadores petroleros en las diferentes rondas, deberán apostar por la perforación de pozos en localizaciones muy bien estudiadas, en plays existentes y en plays nuevos, para asegurar volúmenes incrementales de reservas y de producción.

La producción de petróleo mexicano depende a largo plazo de los nuevos descubrimientos que se puedan encontrar y desarrollar en tiempos óptimos. La producción futura de petróleo en la década en puerta 2020-2030, se derivará de descubrimientos que aún no se han realizado, así como de la mejora continua de los planes de explotación de los campos existentes. La cantidad y el tamaño de los hallazgos serán cruciales para el volumen de producción futura de México, por lo mismo, las inversiones destinadas a la exploración y explotación de petróleo, deberá ir en aumento por ser la base de la cadena de valor.

A las bases de datos que se han ido generando a lo largo de la historia de Pemex, se les debe dar buen uso; siempre habrá una teoría o método nuevo que probar, y la información per se es la fuente del conocimiento que se va generando. Para este trabajo, los descubrimientos de yacimientos con producción comercial de hidrocarburos que se han ido incorporando en función del tiempo en cada cuenca, permitirán conocer cómo es su curva de crecimiento logístico (creaming curve), cómo ha evolucionado la cuenca desde el punto de vista de su madurez, respecto a su producción acumulada y reservas remanentes, y cuál es su potencial de hidrocarburos o volúmenes de petróleo no descubiertos. Este método

puede acotarse a un territorio, área o jurisdicción, o país, y permitirá a quienes lo apliquen, conocer si un play tiene potencial de aportar nuevos descubrimientos, o si un play llegó ya al fin de su potencial económico.

Planteamiento del problema

La estimación de los volúmenes de recurso prospectivo o no descubierto es una de las actividades más complejas de la Ingeniería, pues se requiere el dominio de distintos métodos y cada método usa datos variados, como la distribución espacial del tamaño de campos o distribución fractal, la evolución en función del tiempo de los descubrimientos o extrapolación histórica, como las leyes o riqueza por unidad de área y rendimientos volumétricos, o incluso el método Delphi, basado en el criterio de expertos reunidos exprofeso para opinar sobre magnitudes de este recurso. A medida que en la industria petrolera internacional se ha acuñado el termino Recursos Prospectivos, empresas al igual que universidades, han documentado metodologías variadas para la estimación de este concepto, algunos que involucran alto contenido del sistema petrolero del área en estudio, y algunos con bajo contenido de este último, pero soportados por otros conceptos como los métodos numéricos o los modelos analíticos de predicción del comportamiento, pero aún es limitada la información disponible, por lo que resulta un verdadero problema la estimación de los volúmenes aún por encontrar en la exploración de petróleo, conocida en el argot como volúmenes aún pendientes de descubrirse ("Yet to Find Estimation", YTFE).

¿Qué es una curva de creaming?

De acuerdo con Alan Fom de la Universidad de Birmingham, una curva de creaming es una gráfica que muestra los volúmenes descubiertos contra el periodo de tiempo, desde el inicio de la exploración hasta la fecha de evaluación o fecha de corte del análisis. Es una herramienta esencial para

comprender la historia de una cuenca y proporciona un contexto para mirar hacia el futuro. La **Figura 1** muestra una Curva de Creaming genérica, donde se puede observar las 4 etapas características de la vida productiva de una cuenca.

El término “creaming” es la forma corta de la palabra “creaming off” que significa remover o quitar lo mejor de en un proceso. En cualquier cuenca, play o área prospectiva, los descubrimientos más importantes de hidrocarburos, los más grandes, los mejores (o sea, la crema), se realizan al principio de la historia de la exploración, por lo tanto, se quitan o se remueven de lo que queda por descubrir.

Las curvas de creaming se usan para estimar el recurso prospectivo pendiente por descubrir. Esto se realiza ajustando una curva hiperbólica a los datos de la historia de descubrimientos de la cuenca y derivando una ecuación que permita la extrapolación del comportamiento, para cada periodo de volúmenes descubierto. La **Figura 2** es un ejemplo de diferentes predicciones en el tiempo en función del volumen descubierto en tres periodos distintos.

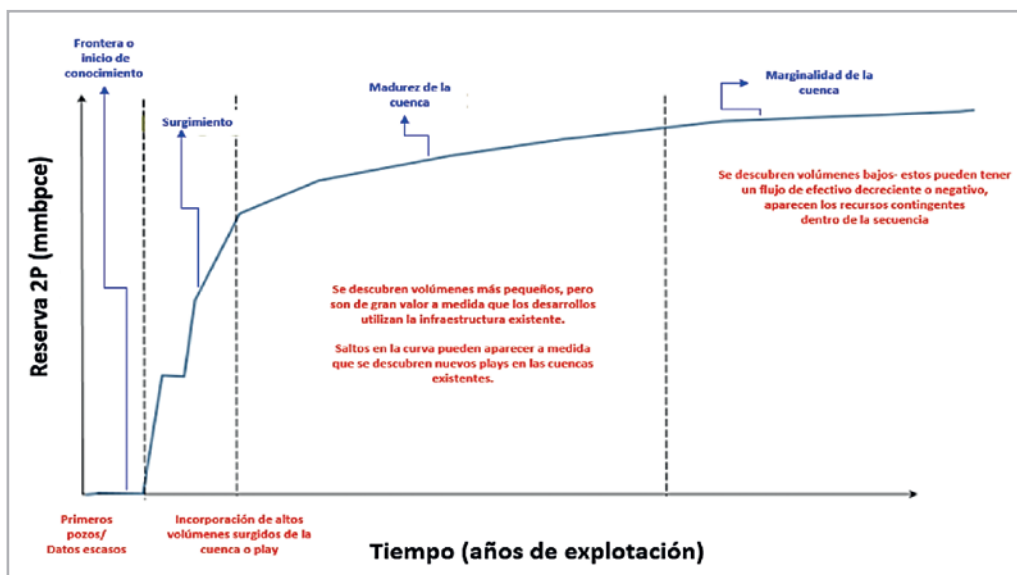


Figura 1. Curva genérica de creaming, Alan Fom, Estimating Yet to Find in Petroleum Exploration, <https://www.linkedin.com/pulse/estimating-yet-find-petroleum-exploration-alan-fom>, 2018.

Los métodos de extrapolación histórica relacionan los datos de descubrimiento con respecto al orden del descubrimiento, específicamente al tiempo o a alguna medida del esfuerzo exploratorio. Consiste en el análisis del número de descubrimientos por unidad de tiempo o esfuerzo, extrapolado hacia el futuro mediante una función matemática. El modelado del proceso de descubrimiento es aún más complejo que la extrapolación de los números y tamaños de las acumulaciones del pasado hacia el futuro. La **Figura 3** es un ejemplo real de la evolución histórica de los descubrimientos de un área en estudio, en el modelado de los procesos de descubrimiento con este método; también

es necesaria la distribución de los tamaños de los campos. Como en el método de distribución de tamaño de campo se requieren conjuntos de datos suficientemente grandes, por tanto, este método es inadecuado para los plays hipotéticos o inmaduros. En la Figura 3, en algún momento, el tamaño promedio de los nuevos descubrimientos se aproximará al límite de perceptibilidad económica; entonces la exploración deberá terminar y la curva de descubrimiento acumulativa alcanzará una asíntota que representa la URR regional, del play o de la cuenca (por sus siglas en inglés Ultimately Recoverable Resources). El volumen final de recurso recuperable (URR), es una estimación de la cantidad

total de petróleo o gas que se recuperará y producirá de una cuenca, región o play. El concepto de URR, es similar al utilizado a nivel de pozo EUR (por sus siglas en inglés Estimated Ultimate Recovery = Recuperación Final Estimada). La recuperación final estimada (EUR) por pozo,

es un término de producción comúnmente utilizado en la industria del petróleo y el gas y es una aproximación de la cantidad de petróleo o gas que potencialmente se puede recuperar, o que ya se ha recuperado de un pozo.

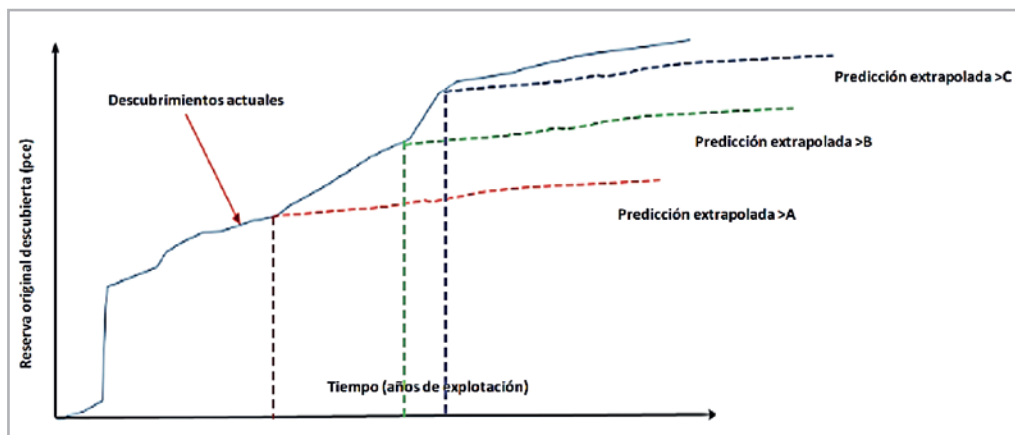


Figura 2. Extrapolación de datos en una curva genérica de creaming, Alan Foum, Estimating Yet to Find in Petroleum Exploration, <https://www.linkedin.com/pulse/estimating-yet-find-petroleum-exploration-alan-foum>, 2018.

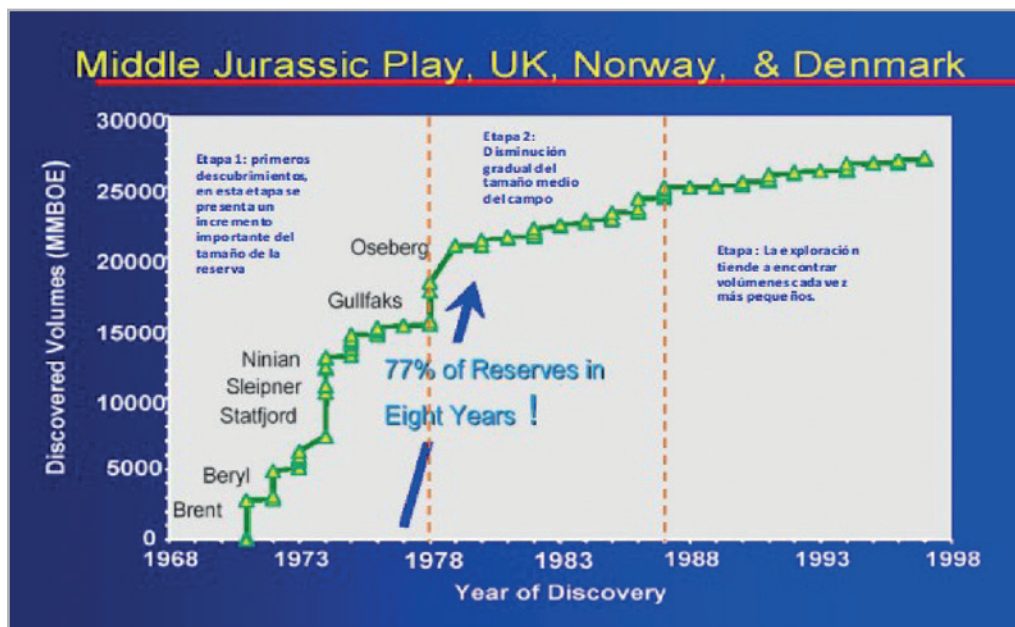


Figura 3. Curvas de creaming para el play productor del Jurásico Medio, descubierto en campos petroleros del Reino Unido, Noruega, y Dinamarca. Artículo: Exploration Play Analysis from a Sequence Stratigraphic Perspective, Snedden, Sarg and Ying. 2003. <http://www.searchanddiscovery.com/documents/snedden/>

Descubrimientos acumulativos

La suma de la producción acumulada y las reservas remanentes de una categoría comúnmente se conoce como descubrimientos acumulativos. Una curva de creaming es un modelo de descubrimientos acumulativos per se. Para esta investigación el modelo es la suma de la producción acumulada en petróleo crudo equivalente, más las reservas remanentes 2P, en petróleo crudo equivalente, en cada una de las diferentes cuencas petroleras con producción comercial del país, que a continuación se enlistan: Cuenca de Burgos, Cuenca de Sabinas, Cuencas del Sureste, Cuenca de Tampico-Misantla y Cuenca de Veracruz.

Definiciones, fuentes de datos y relaciones matemáticas

En este trabajo se toma como variable dependiente a la suma de la producción acumulada de petróleo crudo

equivalente, más la reserva remanente 2P del periodo de análisis, también en petróleo crudo equivalente, esta suma es conocida como reserva original 2P, el modelo propuesto se muestra en términos acumulativos, es decir, la producción acumulada en el tiempo de la reserva original. La variable independiente es el tiempo como medida del esfuerzo exploratorio y de las inversiones realizadas en la historia de descubrimientos. Resulta relevante declarar que cuando una cantidad crece hacia una singularidad matemática, ante variaciones finitas, se dice que experimenta un crecimiento hiperbólico, es por ello por lo que es siempre probable encontrar una hipérbola para sustituir las curvas de valores medidos que no respondan a una ley lineal. Los datos utilizados para esta investigación son los de reserva remanente 2P más la producción acumulada, ambas en petróleo crudo equivalente al 01 de enero de 2020, el universo de datos utilizados considera campos en operación y también campos cerrados o contingentes a esta fecha de análisis.

Hipérbola rectangular o equilátera

La hipérbola es el lugar geométrico de un punto que se mueve en un plano, de tal manera que el valor absoluto de la diferencia de sus distancias a dos puntos fijos del plano llamados focos, es siempre igual a una cantidad constante menor que la distancia entre los focos. La hipérbola es una curva simétrica con respecto a sus ejes y tiene dos asíntotas que se cortan en el centro de la hipérbola. Se llama hipérbola equilátera a la hipérbola cuyos ejes transverso y conjugado tienen la misma longitud, es decir $a = b$, y se reduce a la ecuación 1:

$$\left. \begin{aligned} \frac{x^2}{a^2} - \frac{y^2}{b^2} = 1 &\rightarrow \frac{x^2}{a^2} - \frac{y^2}{a^2} = 1 \\ x^2 - y^2 &= a^2 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Las asíntotas de esta curva se expresan por medio de la ecuación 2:

$$\left. \begin{aligned} y = \frac{b}{a}x, \quad y = -\frac{b}{a}x, &\text{ reducen su expresión a:} \\ y = x, \quad y = -x \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Y su excentricidad:

$$e = \sqrt{2} \quad (3)$$

Como estas rectas son perpendiculares entre sí, la curva también recibe el nombre de hipérbola rectangular, véase la **Figura 4**. Para tomar como las asíntotas de la hipérbola a los ejes cartesianos x e y, al hacer un cambio de coordenadas, entonces siempre se cumplirá que:

$$x \cdot y = k = \text{constante},$$

Para cada valor de k hay dos hipérbolas simétricas en cuadrantes opuestos, el primero y el tercero y el segundo y el cuarto, por tanto, el valor de la constante podrá ser positivo o negativo. La asíntota de una hipérbola es una línea a la que la hipérbola se acerca más y más conforme x aumenta. x nunca llegará a tocar a la asíntota, pero si se prolonga la hipérbola con valores cada vez mayores de x, se acercará más y más a la asíntota. La hipérbola rectangular permite formular con una precisión satisfactoria la curva obtenida mediante valores medidos en aplicaciones de ingeniería de yacimientos, orientada al modelado de cuencas. También

se usa en modelos de declinación de la producción, específicamente en yacimientos no convencionales.

Función de proporcionalidad inversa

La función de proporcionalidad inversa relaciona dos magnitudes inversamente proporcionales. Su expresión algebraica es:

$$y = \frac{1}{x} \quad (4)$$

La gráfica de la ecuación 4 es una hipérbola cuyas asíntotas son los ejes de coordenadas x e y. Llamamos función de proporcionalidad inversa o hipérbola equilátera a la función:

$y = f(x) = k / x$, siendo k un número real; esto es lo que se denomina familia de hipérbolas. A estas funciones se les llama funciones de proporcionalidad inversa, ya que, si x e y son cantidades correspondientes de dos magnitudes inversamente proporcionales con constante de proporcionalidad, k entonces $x \cdot y = k$.

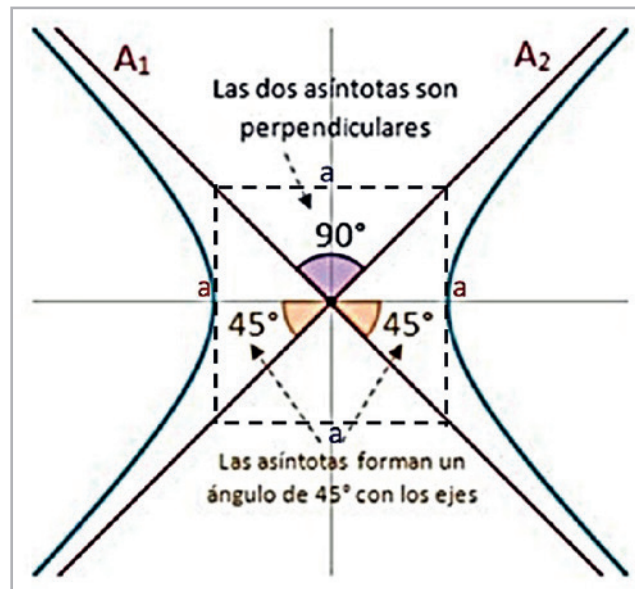


Figura 4. Ejemplo de una hipérbola rectangular: <https://www.universoformulas.com/matematicas/geometria/hiperbola/>

Modelo analítico propuesto para las cuencas de México

Haciendo uso de las definiciones y relaciones matemáticas descritas en puntos previos, se propone el modelo siguiente que se tiene en la ecuación (5), para generar una curva de creaming:

$$RO_{Cri} = \left[\frac{(ADesi \cdot K1)}{(K2 + ADesi)} \right] \quad (5)$$

donde;

- RO_{Cri} = Reserva original iesima, modelada con una curva de creaming
- $ADesi$ = Año del descubrimiento iesimo
- $K1$ = Primera constante de la hipérbola rectangular
- $K2$ = Segunda constante de la hipérbola rectangular

La ecuación 5 es una hipérbola rectangular, donde la variable independiente es el tiempo (año de descubrimiento) y la variable dependiente es la reserva original en forma de función de descubrimientos acumulativos. Para ajustar la historia de descubrimientos con una curva de creaming se deberá usar como condición de frontera la duración del periodo manifestado por la hipérbola, es decir, hasta el año del último descubrimiento.

Para proyectar recursos prospectivos en una curva de creaming, se deben considerar cualquiera de las dos condiciones de frontera siguientes:

CF1: Por periodo cronológico (cartera proyectos=15 años, sexenio=6, década:10, etcétera).

CF2: Por el límite de perceptibilidad económica, es decir, el tamaño comercial mínimo de la acumulación o recurso prospectivo esperado.

Para el caso de la proyección, al alcanzarse la condición de frontera seleccionada, la sumatoria desde $i=1$ hasta n , de los volúmenes proyectados, será igual al volumen acumulado total de la cuenca, al restarle a este total el volumen descubierto (reserva original total, descubierta), dará como resultado el volumen aún por descubrir de la cuenca, dicho

de otra forma, el potencial remanente de petróleo no descubierto, ver ecuación (6).

$$PRpnd = \sum_{i=1}^n RO_{Cri} - ROh \quad (6)$$

Donde:

- $\sum_{i=1}^n RO_{Cri}$ = Volumen acumulado total proyectado
- ROh = Reserva original histórica descubierta
- $PRpnd$ = Potencial remanente de petróleo no descubierto.

Método de solución del modelo

Para poder solucionar la hipérbola de la ecuación número 5, se requiere conocer las constantes $K1$ y $K2$, para esto se requiere linealizar el modelo, es decir, convertir la hipérbola rectangular a su modo de función de proporcionalidad inversa, o sea una recta. Además, se deberán identificar las hipérbolas que se forman en la cuenca por modelar, ya que la linealización se realizará para cada hipérbola identificada.

La **Tabla 1** muestra los datos usados en los dos modos de análisis, en el tradicional se tiene al año de descubrimiento como (x), y a la reserva original como (y), la hipérbola es la función acumulada de la reserva original. En el modo de análisis lineal, (1/x) es el inverso del año de descubrimiento y (1/y) es el inverso de la reserva original acumulada. Se observan tres colores en la parte derecha de la tabla, cada uno corresponde a una hipérbola identificada. Al graficar (1/x) vs (1/y) se obtiene una línea recta para cada hipérbola identificada, se procede a obtener la pendiente y la ordenada al origen de cada transformación lineal realizada sobre cada hipérbola. Aplicando en Excel a las series (1/x) vs (1/y) la función siguiente para la pendiente (m):

$$=PENDIENTE(G5:G10,F5:F10)$$

Y para la ordenada al origen (b), aplicar a las series (1/x) vs (1/y) la función siguiente:

$$=INTERSECCION.EJE(G5:G10,F5:F10)$$

Determinación de las constantes de las hipérbolas

Para el caso particular de una hipérbola rectangular, resulta ser que el inverso de la ordenada al origen es la constante

$K1$ de la hipérbola modelada ($K1=1/b$) y que el producto de la pendiente (m) por el inverso de la ordenada al origen es la constante $K2$ de la hipérbola modelada [$K2=m*(1/b)$], por tanto, se procede a sustituir las constantes $K1$ y $K2$ en la ecuación 5 para cada tendencia o hipérbola.

Hipérbola				
X	Y		Línea recta	
	Reserva Original 2P Petróleo crudo equivalente	Funcion acumulada de reserva original	1/x	1/y
Año de descubrimiento	mmbpce	mmbpce		
1962	0.20754203	0.207542	0.000509684	4.818301132
1968	0.878811402	1.086353	0.00050813	0.920510739
1976	0.76989762	1.856251	0.000506073	0.538720233
1976	10.99967415	12.855925	0.000506073	0.077785145
1977	25.37645583	38.232381	0.000505817	0.026155839
1978	2.228628451	40.461009	0.000505561	0.024715152
1978	0.029298693	40.490308	0.000505561	0.024697268
1979	0.177645818	40.667954	0.000505306	0.024589386
1979	0.980752745	41.648707	0.000505306	0.024010349
1980	10.11477774	51.763484	0.000505051	0.019318638
1980	0.002308595	51.765793	0.000505051	0.019317776
1981	0.14739648	51.913190	0.000504796	0.019262927
1981	0.172919996	52.086110	0.000504796	0.019198977
1981	0.375532513	52.461642	0.000504796	0.019061546
1982	0.08752263	52.549165	0.000504541	0.019029798
1982	0.070316862	52.619482	0.000504541	0.019004368
1983	0.15173176	52.771213	0.000504286	0.018949725
1987	13.37551961	66.146733	0.000503271	0.015117905
1996	0.06104178	66.207775	0.000501002	0.015103966
1998	0.065964133	66.273739	0.000500501	0.015088933
2003	2.271562965	68.545302	0.000499251	0.014588892
2009	7.327507161	75.872809	0.00049776	0.013179952
2011	2.879018529	78.751827	0.000497265	0.012698118
2012	0.793901261	79.545729	0.000497018	0.012571385
2012	4.303839637	83.849568	0.000497018	0.01192612

Tabla 1. Transformación de una hipérbola rectangular a su función de proporcionalidad inversa, una recta.

Curvas de creaming en la Cuenca de Sabinas y aplicación del modelo

Esta cuenca agrupa 28 campos descubiertos con reserva original 2P, al 01 de enero de 2020; se observan descubrimientos desde 1962 y hasta 2012. Al aplicar el modelo analítico propuesto por medio de la ecuación (5), se obtiene para la Cuenca de Sabinas un ajuste hiperbólico muy acertado de sus datos, se optó por la condición de

frontera de un periodo al término de 2030, proyectando desde el 2013, y cerrado en 2030. La **Figura 5** es el modelo ajustado a la historia de descubrimientos. La reserva original histórica descubierta es de 99.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), el volumen acumulado total proyectado es de 131.0 MMbpce, y el potencial remanente de petróleo no descubierto es de 32.0 mmbpce, proyectado a 2030.

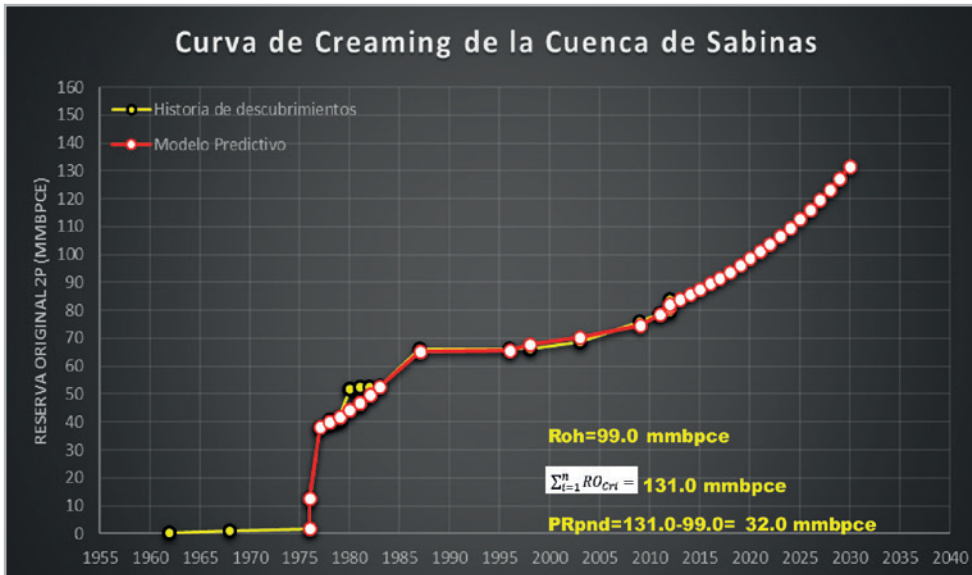


Figura 5. Modelo predictivo de los descubrimientos con curva de creaming para Cuenca de Sabinas.

Aplicación del modelo propuesto en la Cuenca de Burgos

Esta cuenca agrupa 216 campos descubiertos con reserva original 2P, al 01 de enero de 2020. En la **Figura 6** curva de creaming de Burgos, se observan descubrimientos desde 1945 y hasta 2014. Se observan cuatro hipérbolas y una quinta hipérbola aun en desarrollo. Sobre esta quinta

hipérbola es donde se aplicará el método propuesto. Se optó por la condición de frontera de un periodo al término de 2030, proyectando desde el 2014. Al 01 de enero de 2020 la reserva original histórica descubierta es de 2,735.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), el volumen acumulado total proyectado es de 2,903.0 MMbpce, y el potencial remanente de petróleo no descubierto es de 168.0 MMbpce, proyectado a 2030.

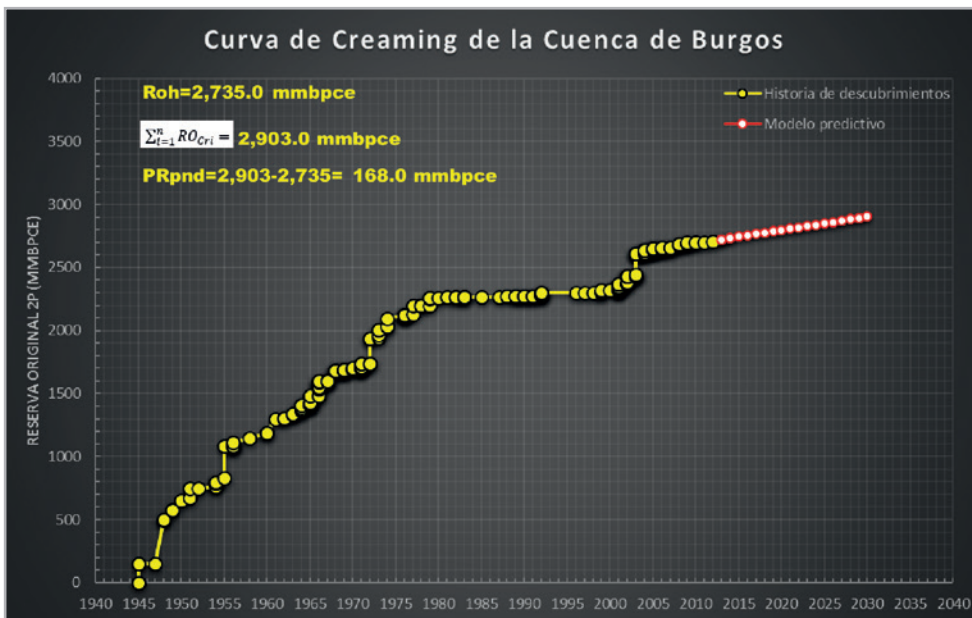


Figura 6. Modelo predictivo de los descubrimientos con curva de creaming para Cuenca de Burgos.

Aplicación del modelo propuesto en la Cuenca de Veracruz

Esta cuenca agrupa 55 campos descubiertos con reserva original 2P, al 01 de enero de 2020; en la **Figura 7** se observan descubrimientos desde 1953 y hasta 2017. El último descubrimiento de esta cuenca corresponde al año 2017, el campo Ixachi. La reserva original histórica descubierta es de 2,170.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), el volumen acumulado total proyectado es de 3,170.0 mmbpce, y el potencial remanente de petróleo no descubierto es de 1,000.0 mmbpce, proyectado a 2030.

Se observan tres hipérbolas, la tercera casi es lineal, el último punto se separa de la nube formada por la tercera hipérbola, indicativo de que se trata de un nuevo play o zona, por lo que se generará una cuarta hipérbola, en este caso totalmente predictiva. Al aplicar el modelo analítico propuesto de la ecuación (5), se obtiene para la cuenca de Veracruz una proyección hiperbólica que considera en la etapa de surgimiento de la curva, el descubrimiento futuro de campos de tamaño variable; el más grande por los 400 mmbpce y el más pequeño del orden de 100 mmbpce.

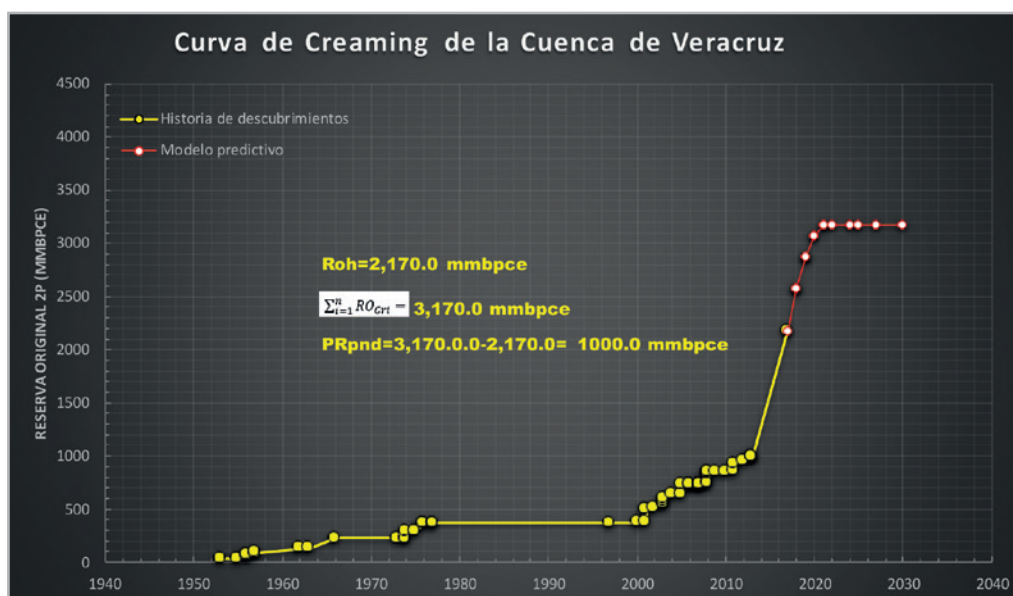


Figura 7. Modelo predictivo de los descubrimientos por medio de la curva de creaming para la Cuenca de Veracruz.

Aplicación del modelo en la Cuenca Tampico-Misantla

Esta cuenca agrupa 152 campos descubiertos con reserva original 2P, al 01 de enero de 2020. En la **Figura 8** se observan descubrimientos desde 1904 hasta 2003. Se obtienen cinco hipérbolas, la última con un umbral ya alcanzado.

La reserva original histórica descubierta es de 11,203.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), el volumen acumulado total proyectado es de 11,603.0 MMbpce, y el potencial remanente de petróleo no descubierto es de 400.0 MMbpce, proyectado a 2030. Se consideraron las constantes de la hipérbola inmediata anterior para generar la predicción.

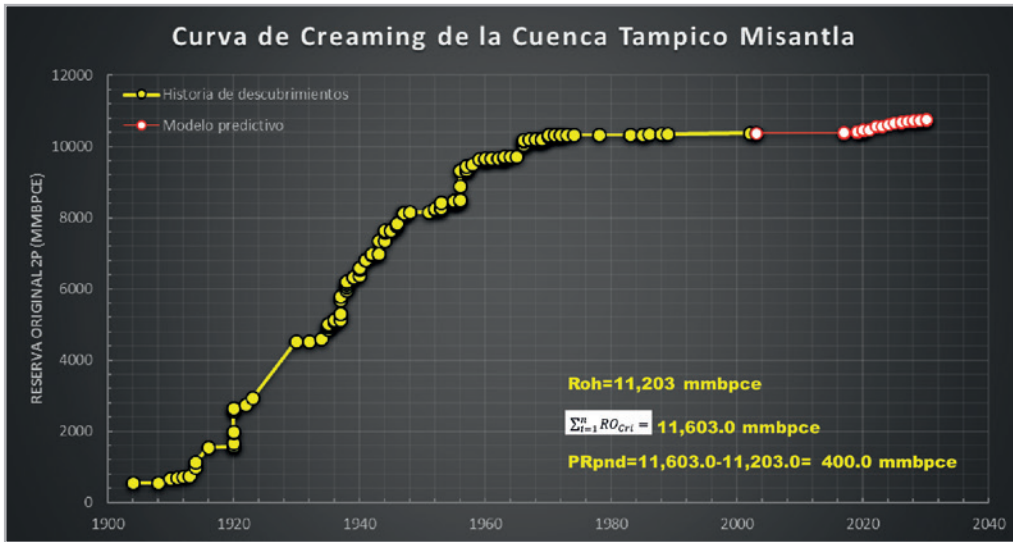


Figura 8. Modelo predictivo de los descubrimientos con curva de creaming para la cuenca de Tampico Misantla.

Aplicación del modelo en la Cuenca del Sureste

Esta cuenca agrupa 236 campos descubiertos al 01 de enero de 2020. La Figura 9 es la curva de creaming de las Cuencas del Sureste, se observan descubrimientos desde 1911 hasta 2019. Se observan cinco hipérbolas, la última aun en desarrollo, sobre esta quinta hipérbola es donde se aplicará el método propuesto.

La reserva original histórica descubierta es de 62,214.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Mmbpce), el volumen acumulado total proyectado es de 65,574.0 MMBpce, y el potencial remanente de petróleo no descubierto es de 3,360.0 MMBpce, proyectado a 2030. De los 6 campos descubiertos por PEMEX en 2019, sólo 2 han sido evaluados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), por lo que aún están en evaluación 4 de estos campos, sin embargo, para efectos de análisis del modelo predictivo se incorporaron y se ajustan a la tendencia del comportamiento que trae la curva hiperbólica desde 2013.



Figura 9. Modelo predictivo de los descubrimientos empleando la curva de creaming para la Cuenca del Sureste.

Conclusiones

- Los resultados de este análisis facilitan la evaluación de alternativas de inversión para la exploración futura, enfocando la actividad en áreas que aún tienen potencial restante,
- Los métodos de extrapolación histórica relacionan los datos de descubrimiento al orden de descubrimiento, específicamente al tiempo o a alguna medida de esfuerzo exploratorio. Consiste en el análisis del número de descubrimientos por unidad de tiempo o esfuerzo, extrapolado hacia el futuro mediante una función matemática.
- Los datos utilizados en este estudio varían desde 1904 hasta el 01 de enero de 2020.
- Los campos nuevos proyectados a menudo se derivan de reconsiderar el descubrimiento de los campos viejos, a veces a través de una mejor tecnología (por ejemplo, imágenes sísmicas alrededor y bajo sal), o simplemente avances conceptuales simples (por ejemplo, estratigrafía de secuencias).
- Observar el desarrollo de la curva de creaming de una cuenca desde una perspectiva estratigráfica

de secuencias, es una forma de reevaluarla, para determinar si: 1) la cuenca es verdaderamente madura; o 2) si la misma cuenca contiene componentes no explorados o sub explorados.

Referencias

- Fom Alan, Estimating Yet to Find in Petroleum Exploration, <https://www.linkedin.com/pulse/estimating-yet-find-petroleum-exploration-alan-fom>, 2018.
- Jimenez Bernal Jorge H. mayo de 2017. Determinación del Petróleo no descubierto en las Cuencas Productoras del Sistema Mexicano mediante distribuciones de Probabilidad Fractal, tesis de maestría, UNAM, junio de 2017.
- Snedden y Sarg. Exploration Play Analysis from a Sequence Stratigraphic Perspective, ExxonMobil, 2003. <http://www.searchanddiscovery.com/documents/snedden/>
- Schlumberger, Mexico Well Evaluation Conference, 2010.

Semblanza de los autores

Jorge Huescani Jiménez Bernal

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Durante 1996 fue becario del Instituto Mexicano del Petróleo. De 1997 a 2001 laboró en la compañía Schlumberger como Ingeniero de yacimientos. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 2002 en la Gerencia de Certificación de Reservas de Hidrocarburos. Durante 2014 y 2015 realizó estudios de Maestría en Exploración y Explotación de Recursos Naturales y del Subsuelo, en el posgrado de Ingeniería de la UNAM, aprobando el examen de grado en la especialidad de Ingeniería de Yacimientos, con mención especial, por el desarrollo de un sistema de cómputo para estimar recursos prospectivos con modelos fractales.

Ulises Hernández Romano

Ingeniero Geólogo y Maestro en Ingeniería, ambos en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, con doctorado en Geología por la Universidad de Reading, Inglaterra. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1999 como geólogo sedimentólogo, ha sido parte de equipos multidisciplinarios para el desarrollo y exploración de campos costa fuera en la cuenca Tampico Misantla y la porción terrestre en la cuenca de Veracruz. Se desempeñó como Subdirector de Geociencias y Aseguramiento Técnico en la dirección de Exploración de PEP. Fue Director de Recursos, Reservas y Asociaciones de Pemex Exploración y Producción (PEP), forma parte de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración y de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros. Actualmente es Director General de Pemex Internacional, filial de Petróleos Mexicanos.

Arturo Escamilla Herrera

Ingeniero Geólogo egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del IPN en 1985. Laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo de 1986 a 1999. Ingresó a Petróleos Mexicanos en junio de 1999 donde ha desarrollado diversos estudios de evaluación de plays, documentación de localizaciones exploratorias y caracterización estática de yacimientos. Ha ocupado diversos cargos como Geólogo intérprete, Superintendente de documentación de localizaciones exploratorias, Coordinador de caracterización y delimitación de yacimientos en las regiones sur, marina y norte de Petróleos Mexicanos. De 2015 a 2019 ha ocupado las Gerencias de Integridad de Procesos y de Aseguramiento Técnico y Aplicación de Tecnologías de Exploración en la Dirección de Exploración de PEP. De 2019 a la fecha está encargado de la Gerencia de Aseguramiento Técnico de Exploración de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción de PEP. Es miembro de la AMGP y de la AAPG.