

Análisis de la madurez de las cuencas productoras de aceite y gas en México, mediante su distribución fractal

Ing. Jorge Huescani Jiménez Bernal
Gerencia de Recursos y Reservas
Subdirección de Planeación, sede México

Información del artículo: Recibido enero de 2012-aceptado diciembre de 2012

Resumen

Generar y analizar las curvas características de distribución fractal de cada cuenca desde la de Burgos hasta la del Sureste utilizando cada uno de los campos que se han descubierto en ellas. Es en función del tamaño de sus campos y de su Rank como se obtiene la distribución fractal de cada cuenca para su análisis.

La distribución fractal es una técnica de análisis que va de la mano de la estadística descriptiva, pero va más allá del uso de medidas de tendencia central por usar el la propia secuencia del dato en relación con su tamaño para obtener una distribución de probabilidad. La curva resultante se utiliza para medir lo descubierto contra lo no descubierto.

La Industria Petrolera como tal siempre está asociada al éxito y al fracaso de las actividades de exploración y de explotación. Los campos ya descubiertos difieren entre sí por su tamaño, así en una cuenca tenemos gran cantidad de descubrimientos de tamaño pequeño y muy pocos descubrimientos de gran tamaño, quedando los valores medios más cerca del valor pequeño que de los valores grandes.

La relación que se da entre el tamaño de los campos y su Rank (valor secuencial de su tamaño) permiten la determinación del marco de referencia, no podemos clasificar en pequeños, medianos o gigantes si no conocemos ese marco de referencia, es este marco el que se busca estimar y aplicar en diversos casos con información de pozos, yacimientos, campos y cuencas.

El uso del Rank como variable del propio dato justifica la búsqueda de la aplicación de la distribución fractal en problemas de petróleo producido para determinar el petróleo por producir o por descubrir.

Introducción

Entre la variedad de herramientas utilizadas para la estimación de reservas remanentes, destacan la probabilidad y estadística y el énfasis consecuente en el análisis de los datos obtenidos por la medición directa o indirecta de parámetros, cuya distribución no es normal; antes bien se identifica como log-normal, como es el caso de las heterogeneidades en las propiedades de los yacimientos como espesores, permeabilidades, porosidades y saturaciones. Estos, más otros procesos que determinan la acumulación de aceite y gas, son invariantes a la escala y en términos de cuencas, se presentan en cuencas pequeñas como la de Sabinas o en cuencas muy grandes como la del

Sureste. Un comportamiento de distribución fractal también puede asociarse a las reservas de hidrocarburos, debido a que manifiestan una distribución log-normal.

Una de las funciones de la Gerencia de Recursos y Reservas de Petróleos Mexicanos (Pemex), es la administración de la información resultante y del acopio de datos de los campos en explotación, así como de los nuevos descubrimientos; los datos que año con año se recaban se han resumido, reportado y almacenado para su análisis cuidadoso. Del sistema institucional o base de datos al 1 de enero de 2012, se usará la información por cada cuenca productora del sistema petrolero para generar las curvas de distribución fractal, y serán los campos en explotación con reservas

Sección Técnica

remanentes 2P las muestras u observaciones. Se seleccionó la reserva 2P por tener implícitamente a las reservas probadas totales más las reservas probables, además el riesgo de estas reservas sólo implica el 50 por ciento tanto técnica como económicamente por ser la categoría de reservas utilizada para documentar la cartera de los proyectos de explotación.

Se toma a la distribución fractal como una técnica de análisis que permitirá ir más allá de sólo reportar los datos duros, con esta técnica se podrán obtener conclusiones o inferencias sobre el estado actual de cada cuenca en explotación, así como identificar su grado de madurez e identificar las oportunidades de generación de proyectos de exploración futura.

Desarrollo del tema

Como parte del trabajo es necesario definir ciertos conceptos que por su nombre pueden causar confusión.

Fractales

Los fractales son formas geométricas que no pueden describirse con la geometría euclidiana convencional.

Geometría fractal

Es una rama de las matemáticas que estudia los objetos que poseen una dimensión no entera y que presentan propiedades de escala muy particulares. Dicho de otra manera es la evidencia de que muchos procesos o fenómenos que se presentan en la naturaleza son invariantes en su escala, como los deltas de los ríos. La geometría fractal describe una manera particular de orden inherente en ciertas estructuras, aparentemente aleatorias. Cuando cierta propiedad presenta una distribución fractal es invariable a la escala. Invariabilidad a la escala significa que es imposible decir cuán grande es algo sin tener una escala externa de referencia. La explicación física para la invariación de la escala es que algunos procesos físicos pueden actuar en un rango amplio de tamaños, de tal manera que se producen estructuras similares en escalas extensamente diversas.

Modelo de distribución fractal

En probabilidad y estadística, una distribución fractal o modelo parabólico fractal, es un tipo de distribución discreta

de probabilidad en la que el logaritmo de la frecuencia o tamaño de las entidades de una población, es un polinomio cuadrático del logaritmo del Rank en donde el Rank es el orden secuencial del tamaño de cada entidad.

Las cuencas petroleras de México

Pemex Exploración y Producción desde 1938 lleva 74 años explotando y explorando las diferentes cuencas, en sus porciones terrestre y marina de la planicie costera y de la plataforma continental del Golfo de México, y recientemente de las Aguas Profundas del mismo Golfo. Sin embargo, los registros históricos indican que desde 1904 con el descubrimiento de producción comercial en el pozo La Pez-1 en el área de Ébano, San Luis Potosí, se iniciaron los primeros descubrimientos por parte de diferentes compañías en la cuenca conocida como Tampico-Misantla.

Conforme pasaron los años, se tienen descubiertas cinco cuencas donde se ha establecido producción comercial de hidrocarburos; desde esa fecha hasta el 2012 se llevan 108 años de descubrimientos, lo que proporciona un nivel de confianza alto a los resultados y análisis generados con la técnica de distribución fractal.

La relación que se da entre el tamaño de los campos y su Rank (valor secuencial de su tamaño) permiten la determinación del marco de referencia; no se puede establecer una clasificación en pequeños, medianos o gigantes si no se conoce ese marco de referencia, es este marco el que se busca estimar y aplicar en diversos casos por medio de la información de pozos, yacimientos, campos y cuencas. Finalmente, la magnitud del marco de referencia que se obtenga será el valor determinista del recurso por descubrir, o aún no descubierta.

Cuencas productoras principales de México

México cuenta con siete cuencas de interés altamente comercial para la exploración y producción de hidrocarburos. Sin embargo, sólo cinco de estas siete cuencas han aportado producción de hidrocarburos mediante los pozos que se han explotado dentro de ellas. Las siete cuencas son las siguientes:

- 1.- Cuenca de Sabinas
- 2.- Cuenca de Burgos

3.- Cuenca de Tampico-Misantla

4.- Cuenca de Veracruz

5.- Cuenca del Sureste

- Salina del Istmo
- Reforma-Comalcalco
- Macuspana

6.- Cuenca del Golfo de México Profundo

7.- Cuenca de Yucatán

Distribución geográfica de las cuencas productoras principales de México

Al 1 de enero de 2012 se tienen 743 campos documentados en las primeras cinco cuencas principales. La Cuenca del Sureste agrupa tres sub cuencas, que también se les conoce como cuencas del Sureste. En la **Figura 1**, se observa la representación geográfica de estas siete cuencas incluyendo las cuencas del Sureste.



Figura 1. Distribución geográfica de las cuencas productoras de hidrocarburos en México y con potencial exploratorio.

Producción por cuenca, de aceite y gas durante 2011

Desde el punto de vista de la producción del periodo del 2011, las cuencas del Sureste son las que aportaron el mayor volumen de aceite producido de los 930.8 millones de barriles (mmb) registrados. La **Figura 2** muestra las barras respectivas de cada cuenca.

Sección Técnica

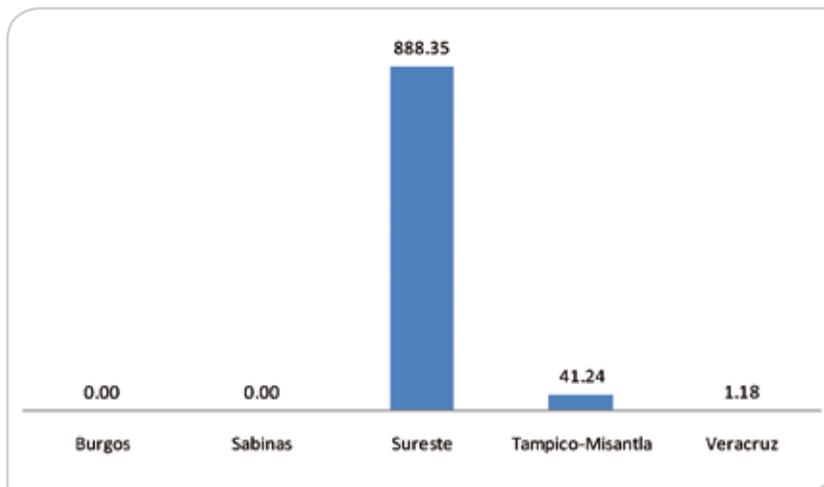


Figura 2. Volumen producido de crudo durante el 2011 por cuenca.

Respecto al gas producido durante el 2011, la **Figura 3** muestra el comportamiento de las cuencas en miles de millones de pies cúbicos; se observa que de los 2,406.8 mmmpc producidos, las cuencas del Sureste aportaron el 65.3 por ciento, seguida por la Cuenca de Burgos con 19.7 por ciento, la Cuenca de Veracruz aportó el 10.9 por ciento.

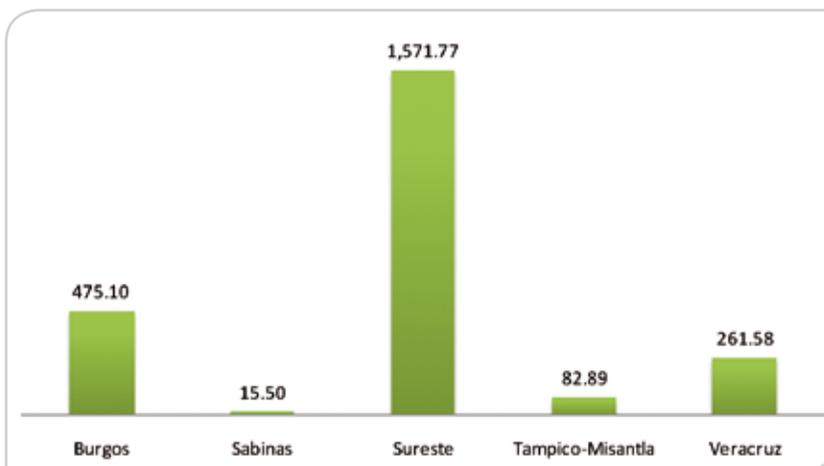


Figura 3. Volumen producido de gas durante el 2011 por cuenca.

Producción acumulada de aceite y gas (NP, GP) por cuenca

Desde el punto de vista de la producción histórica acumulada de aceite, se observa en la **Figura 4** que las cuencas del sureste son las que han aportado el 85.5 por

ciento del aceite crudo, seguida de la cuenca de Tampico–Misantla con 5.6 por ciento. El volumen en la Cuenca de Burgos corresponde a condensados producidos; en el caso de la Cuenca de Veracruz, inicialmente fue productora de aceite a través de sus primeros campos descubiertos.

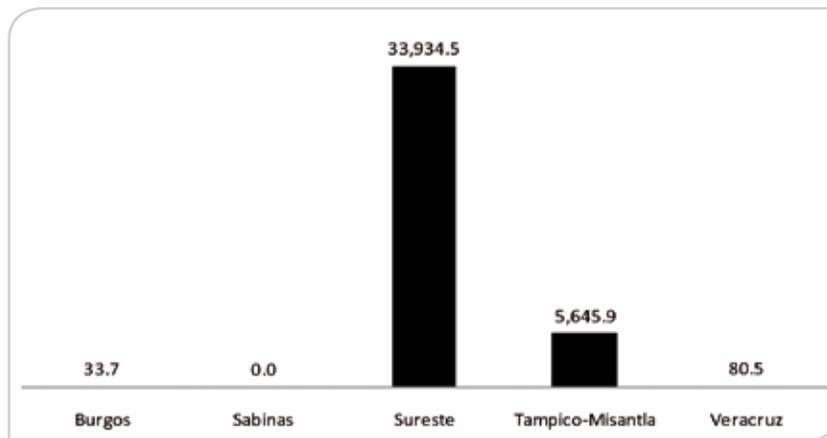


Figura 4. Volumen acumulado producido de aceite durante el 2011 por cuenca.

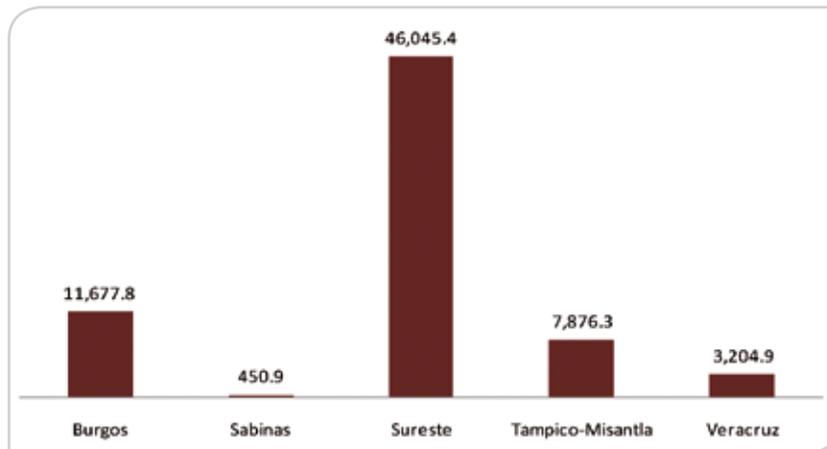


Figura 5. Volumen acumulado producido de gas durante el 2011 por cuenca.

Para la producción histórica acumulada de gas se observa en la **Figura 5** que las cuencas del Sureste y de Burgos aportan respectivamente el 66.5 y el 16.9 por ciento, mientras que la Cuenca de Tampico-Misantla registra el 11.4 por ciento. En este rubro la Cuenca de Veracruz ha aportado el 4.6 por ciento y la de Sabinas sólo el 0.7 por ciento.

Tanto por la producción del periodo 2011 como de la producción acumulada, las cuencas de Burgos, Sabinas y Veracruz son prácticamente gasíferas en su totalidad; las cuencas de Tampico-Misantla y las del Sureste se componen tanto de aceite como de gas asociado como del no asociado.

Reservas remanentes de aceite y gas por cuenca

Al 1 de enero de 2012, las reservas de aceite en la categoría 2P están distribuidas por cuenca de la siguiente manera: de un total de 18,573.3 millones de barriles de aceite, el 75.8 por ciento se encuentra en las cuencas del Sureste; en la segunda posición la Cuenca de Tampico-Misantla registra el 24.1 por ciento. Estos valores se observan en la **Figura 6**, las cuencas de Veracruz y de Burgos consolidan solamente el 0.12 por ciento.

Sección Técnica

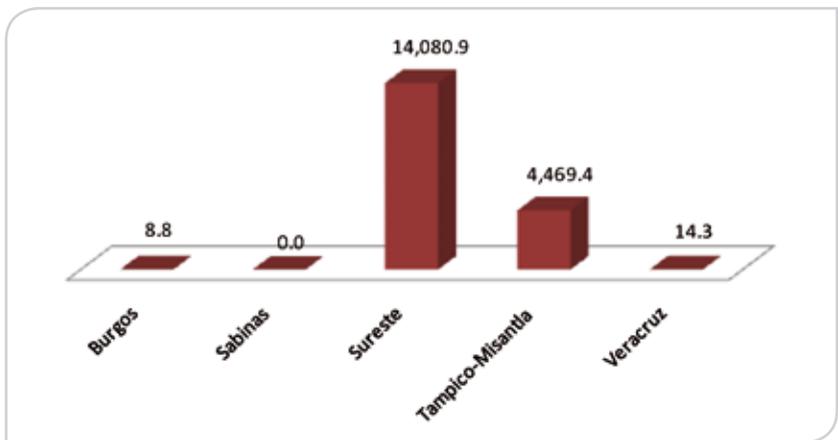


Figura 6. Reservas remanentes 2P de aceite por cuenca al 1 de enero de 2012.

Respecto al gas, las reservas remanentes al 1 de enero de 2012 en la categoría 2P se distribuyen por cuenca de la siguiente forma: de un total de 34,836.8 miles de millones de pies cúbicos, el 55.8 por ciento se encuentra en las cuencas del Sureste, en segunda posición la Cuenca de Tampico-Misantla registra el 33.9 por ciento. Estos valores se observan en la **Figura 7**, las cuencas de Veracruz y de Burgos consolidan respectivamente 7.4 y 2.5 por ciento. La Cuenca de Sabinas sólo representa el 0.4 por ciento de las reservas 2P de gas.

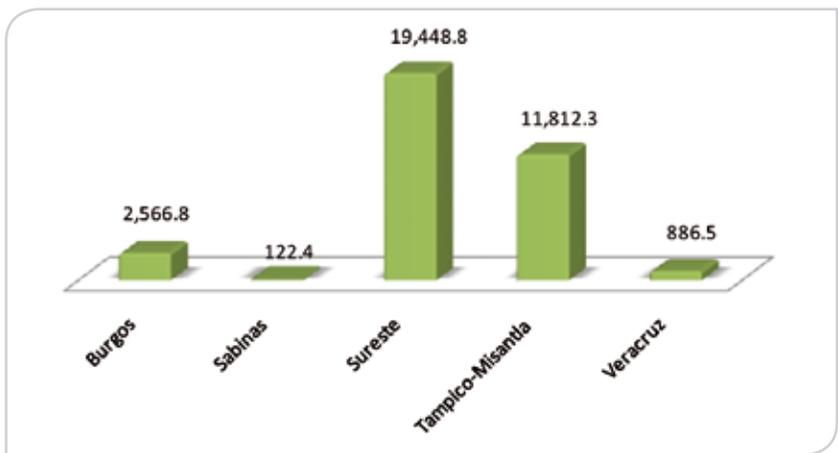


Figura 7. Reservas remanentes 2P de gas por cuenca al 1 de enero de 2012.

Distribución fractal de las cuencas petroleras de México

En función de las reservas remanentes 2P, se generarán las curvas características de distribución fractal de las cinco cuencas productoras. Se inicia con la Región Norte en donde se encuentran cuatro de las cinco cuencas expuestas en la **Figura 7**.

Cuenca de Burgos

Esta cuenca se ha logrado rehabilitar alcanzado nuevos picos de producción, gracias a un programa intensivo de

inversiones estratégicas en exploración y explotación. Esta cuenca agrupa 233 campos descubiertos, aunque al 1 de enero de 2012 solamente 185 cuentan con valores de reservas probadas más probables.

La **Figura 8** muestra la distribución log-normal de las reservas 2P de todos los campos de la Cuenca de Burgos, pero el análisis con esta distribución no es sencillo cuando se trata de un gran número de datos; por tal razón se generó la distribución fractal que resulta más fácil de entender, graficando el valor de las reservas 2P contra el valor de su Rank, en escala logarítmica para ambos parámetros, tal como lo muestra la **Figura 9**.

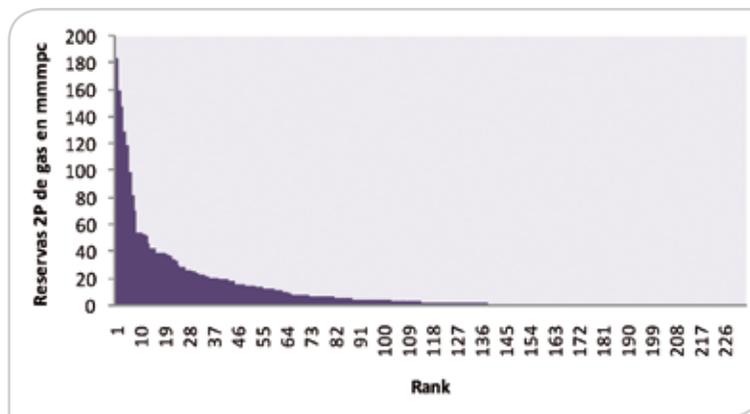


Figura 8. Distribución log-normal de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2012.

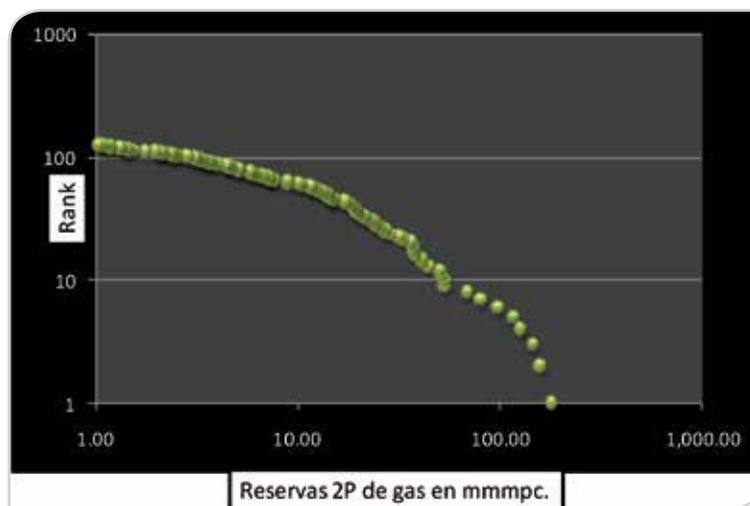


Figura 9. Distribución fractal de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2012.

Sección Técnica

La **Figura 10** muestra que los datos de la distribución para la Cuenca de Burgos se ajustan a una regresión exponencial, con una aceptación de R^2 de 0.861; la curva parabólica casi está completa, lo cual indica que la cuenca se encuentra en estado avanzado de exploración, debido a que ya se descubrieron los campos mayores, medianos y pequeños, y la extrapolación hacia el Rank indica que existe una alta probabilidad de descubrimientos pero de campos pequeños. La media de los campos encontrados en esta cuenca para la reserva 2P es de 16.7 y la mediana es de 5.5 mmmpc.

La parte más importante del potencial petrolero de la Cuenca de Burgos se encuentra en las extensiones costa afuera. Se trata de las mismas formaciones geológicas que han demostrado ser productoras en tierra, pero que en el mar han permanecido sin explotación, cuando

haya evidencia de campos descubiertos en esta área la curva parabólica podría cambiar hacia la derecha al encontrarse campos entre los 100 mmmpc o menores o iguales al del Rank igual a uno, que es el que presenta el Campo Nejo.

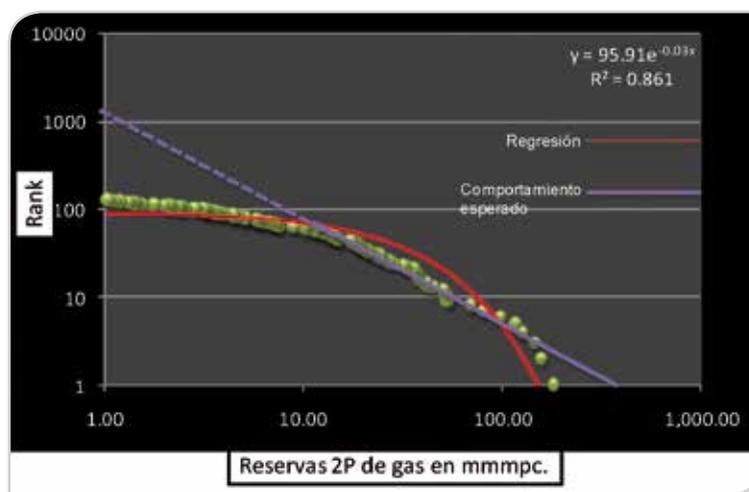


Figura 10. Curva de distribución fractal analizada de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2012.

Cuenca de Sabinas

La Cuenca Jurásica de Sabinas que se extiende en Coahuila y parte de Durango y la Terciaria de Burgos, en Tamaulipas y Nuevo León, agrupa 25 campos descubiertos, aunque al 1 de enero de 2012 solamente 17 cuentan con valores de reservas probadas más probables.

La **Figura 11** muestra la distribución log-normal de las reservas 2P de todos los campos de la Cuenca de Sabinas, a continuación se generó la distribución fractal de manera similar a la de la Cuenca de Burgos, graficando el valor de las reservas 2P contra el valor de su Rank en escala logarítmica para ambos parámetros, tal como lo muestra la **Figura 12**.

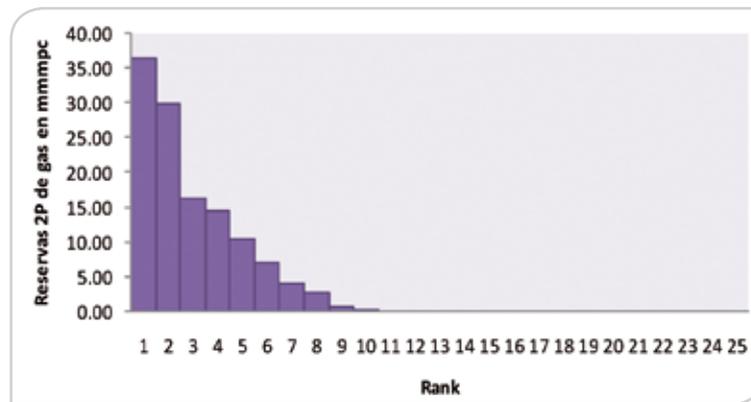


Figura 11. Distribución log-normal de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca de Sabinas.

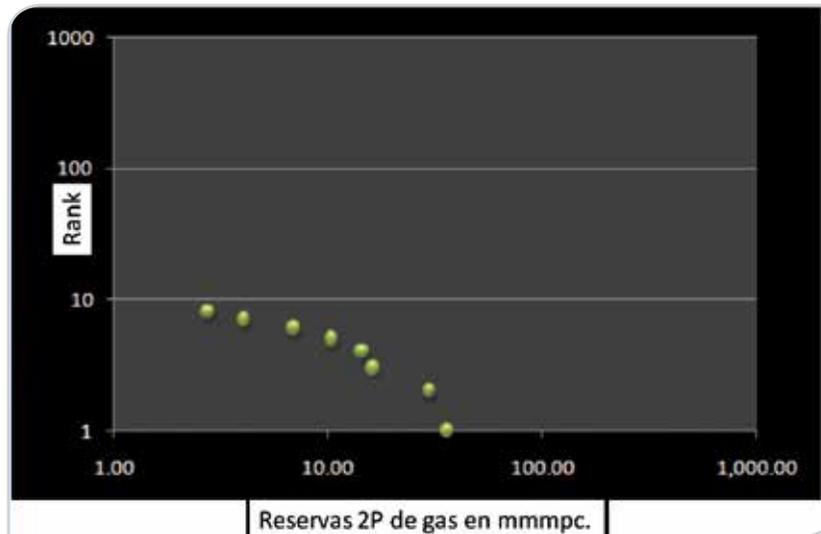


Figura 12. Distribución fractal de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca de Sabinas.

La **Figura 13** muestra que los datos de la distribución se ajustan a una regresión exponencial con una aceptación de R^2 de 0.94; la curva parabólica no está completa, lo cual indica que la cuenca está sub explorada, que los campos mayores son de reciente descubrimiento, tales son los casos de los campos que ocupan el Rank = 1 y 2, que corresponden a los campos Cougar y Emergente. Resulta de interés para esta cuenca mantener los planes de inversión en exploración, pues se evidencia con la curva fractal que existe una alta probabilidad de campos por descubrir, tanto grandes, medianos y pequeños. La media de los campos encontrados en esta cuenca para la reserva 2P es de 11.1 y la mediana es de 6.9 mmmpc.

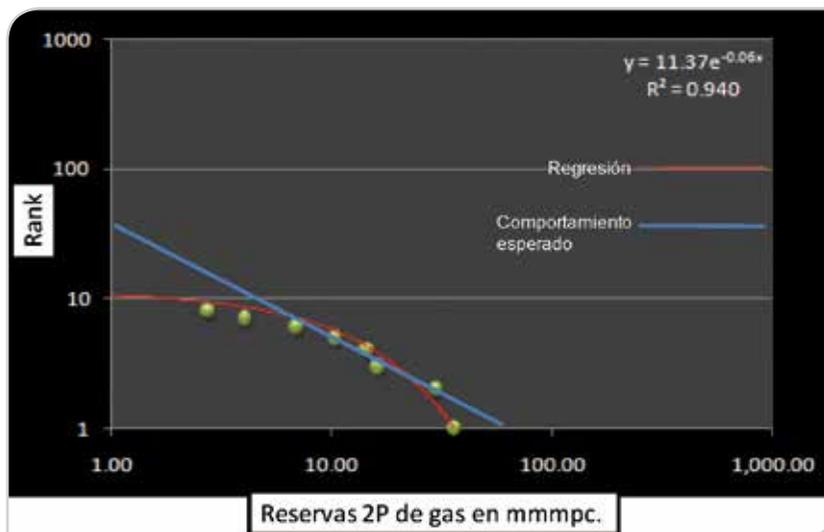


Figura 13. Curva de distribución fractal analizada de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca de Sabinas al 1 de enero de 2012.

Cuenca de Tampico–Misantla

Hacia el sur de Tamaulipas se encuentra el río Soto La Marina. De ese punto, hasta aproximadamente el río Nautla, en Veracruz, se localiza la Cuenca de Tampico Misantla, la cual incluye los campos de los activos Poza Rica- Altamira y Aceite Terciario del Golfo; también tiene su componente marina en los campos de la Faja de Oro y de campos como Lankahuasa y Kosni.

En la Cuenca de Tampico-Misantla la mayoría de los campos descubiertos son de aceite y gas asociado,

y en menor proporción campos de gas no asociado, por lo que el análisis estará dirigido hacia la fase de mayor interés que es el aceite. Esta cuenca agrupa 174 campos descubiertos, aunque al 1 de enero de 2012 solamente 142 cuentan con valores de reservas probadas más probables.

La Figura 14 muestra la distribución log-normal de las reservas 2P de todos los campos de la cuenca de Tampico-Misantla; posteriormente se generó la distribución fractal de manera similar a la de Burgos y Sabinas, tal como lo muestra la Figura 15.

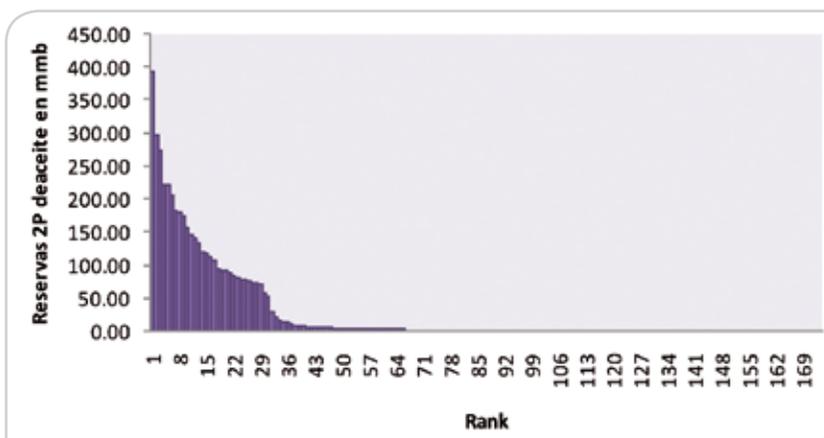


Figura 14. Distribución log-normal de las reservas remanentes 2P de aceite para la Cuenca de Tampico-Misantla.

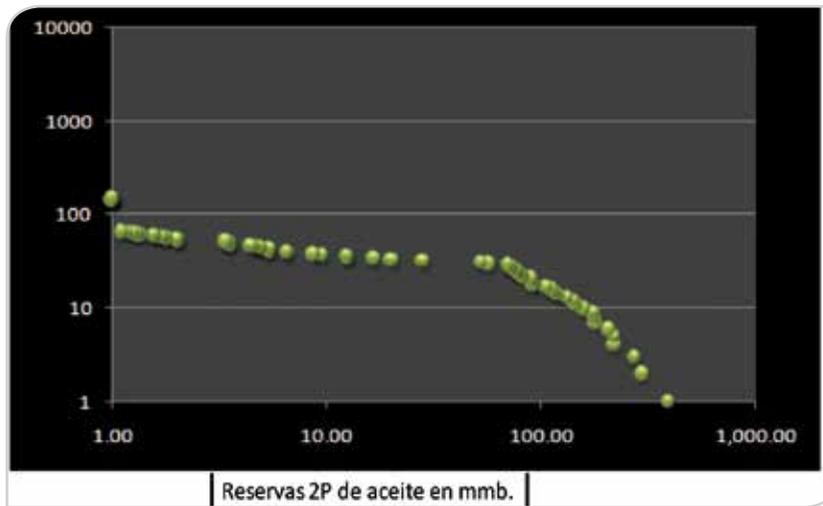


Figura 15. Distribución fractal de las reservas remanentes 2P de aceite para la Cuenca de Tampico-Misantla.

La **Figura 16** muestra que los datos de la distribución se ajustan a una regresión exponencial, con una aceptación de R^2 de 0.851, la curva parabólica casi está completa, lo cual indica que la cuenca se encuentra en estado avanzado de exploración, lo que implica que ya se descubrieron los campos mayores, medianos y pequeños. También se observan dos tendencias que se cruzan, la tendencia 1 se localiza del lado de los campos muy grandes, los campos del Rank igual a 1 hasta el veinticinco corresponden a

campos del Paleocanal de Chicontepec, siendo el del Rank igual a uno el Campo Remolino. Respecto a la tendencia 2, se localiza del lado de los campos similares en tamaño y menores a los campos Ébano, Pánuco y Cacalilao. La extrapolación hacia el Rank indica que existe una alta probabilidad de descubrimientos pero de campos medianos y pequeños. La media de los campos encontrados en esta cuenca para la reserva 2P es de 43.4 y la mediana es de 3.4 mmb.

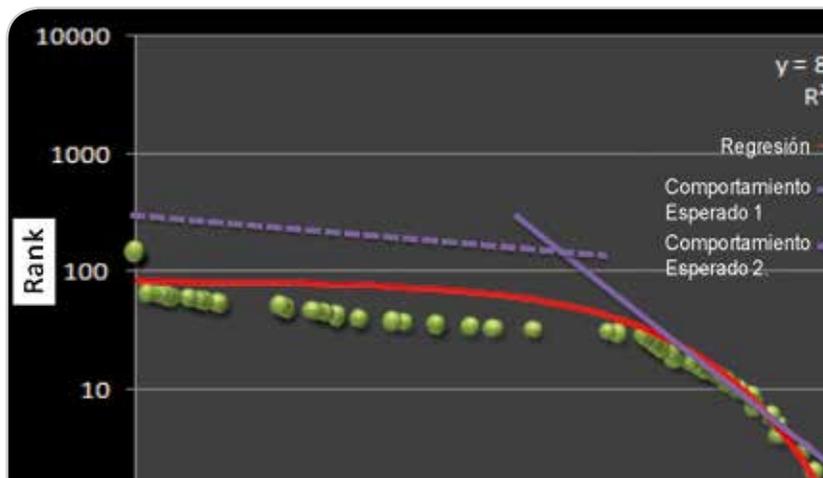


Figura 16. Distribución fractal de las reservas remanentes 2P de aceite para la Cuenca de Tampico-Misantla.

Sección Técnica

El potencial petrolero más importante de esta cuenca se encuentra costa afuera; para desarrollarlo Pemex Exploración y Producción (PEP) ha formulado varios proyectos, entre ellos el Proyecto Arenque y el Proyecto Faja de Oro Marino.

Cuenca de Veracruz

Esta cuenca es primordialmente gasífera. Gracias a la reactivación de la exploración y al propio éxito exploratorio, en esta cuenca se han descubierto 49 campos, sin embargo, al 1 de enero de 2012, solamente 44 campos cuentan con reservas probadas más probables.

La **Figura 17** muestra la distribución log-normal de las reservas 2P de todos los campos de la Cuenca de Veracruz, similar a otras cuencas se generó la distribución fractal de esta cuenca graficando el valor de las reservas 2P contra el valor de su Rank en escala logarítmica para ambos parámetros, tal como lo muestra la **Figura 18**.

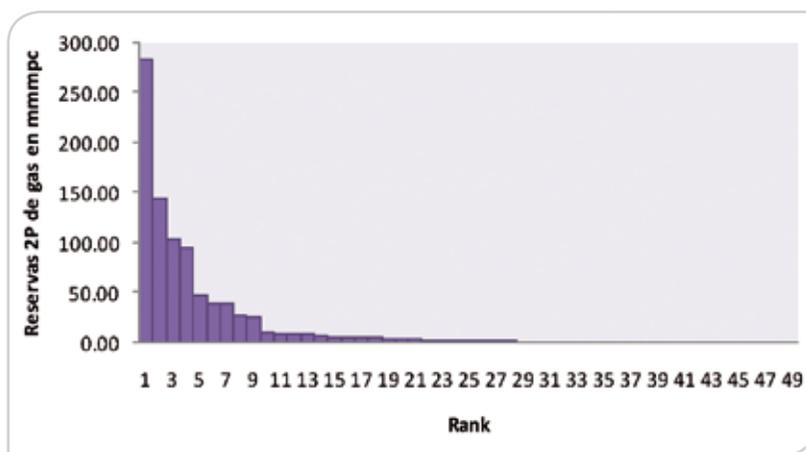


Figura 17. Distribución log-normal de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca de Veracruz.

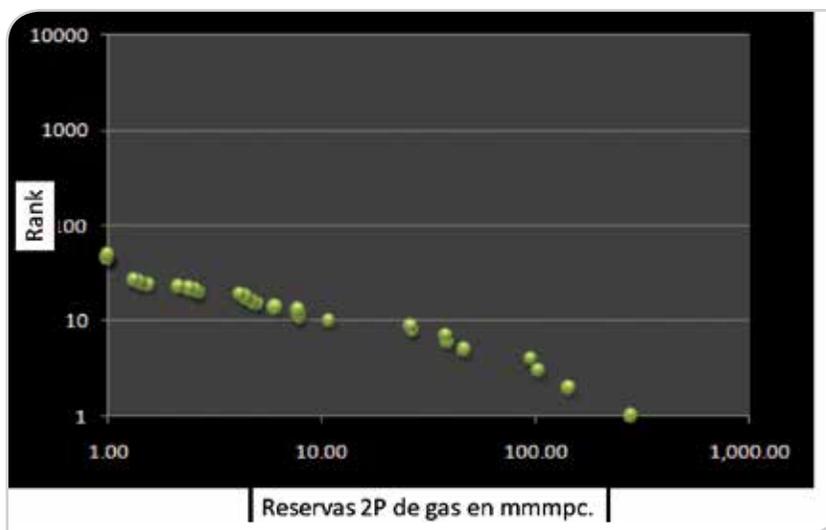


Figura 18. Distribución fractal de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca de Veracruz.

La **Figura 19** muestra que los datos de la distribución no se ajustan a una regresión exponencial, la curva parabólica ya no se forma, pero se agrupan los datos casi completamente a un comportamiento lineal, lo cual indica que la cuenca está en estado avanzado de exploración; es decir, que ya se descubrieron los campos mayores, medianos y pequeños, y que prácticamente no queda mucho por encontrar. La media de los campos encontrados en esta cuenca para la reserva 2P es de 22.2 y la mediana es de 2.6 mmmpc.

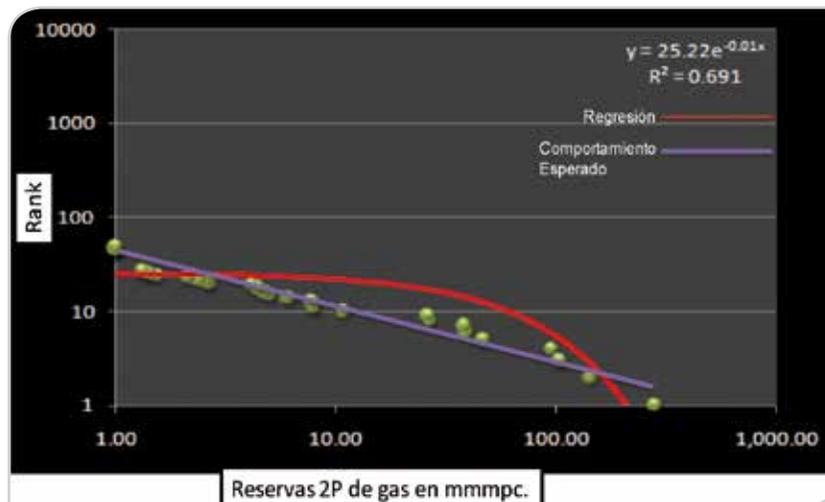


Figura 19. Distribución fractal de las reservas remanentes 2P de aceite para la Cuenca de Tampico-Misantla.

Cuenca del Sureste

Esta cuenca es la mayor productora de aceite y gas asociado, se compone de las tres sub cuencas conocidas como Salina del Istmo, Reforma–Comalcalco y Macuspana. En esta cuenca se han descubierto campos de todo tipo de tamaños, pero lo más importante es que es en esta cuenca donde se han localizado a los gigantes Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

A nivel de Activo de Producción, esta cuenca abarca las extensiones de las Regiones Sur, Marina Noreste y

Marina Suroeste. Por las dimensiones del tamaño de esta cuenca no se considera el análisis de las tres sub cuencas y solamente se analizará la fase de aceite. En esta cuenca se han descubierto 262 campos y al 1 de enero de 2012 solamente 180 cuentan con valores de reservas probadas más probables.

La **Figura 20** muestra la distribución log-normal de las reservas 2P para los campos de la Cuenca del Sureste; se generó la distribución fractal de manera similar a la de Tampico-Misantla, tal como se muestra en la **Figura 21**.

Sección Técnica

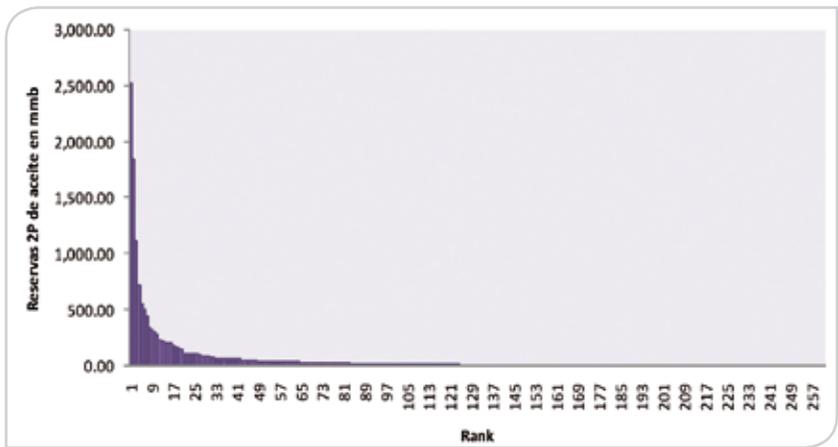


Figura 20. Distribución log-normal de las reservas remanentes 2P de aceite para la Cuenca del Sureste.

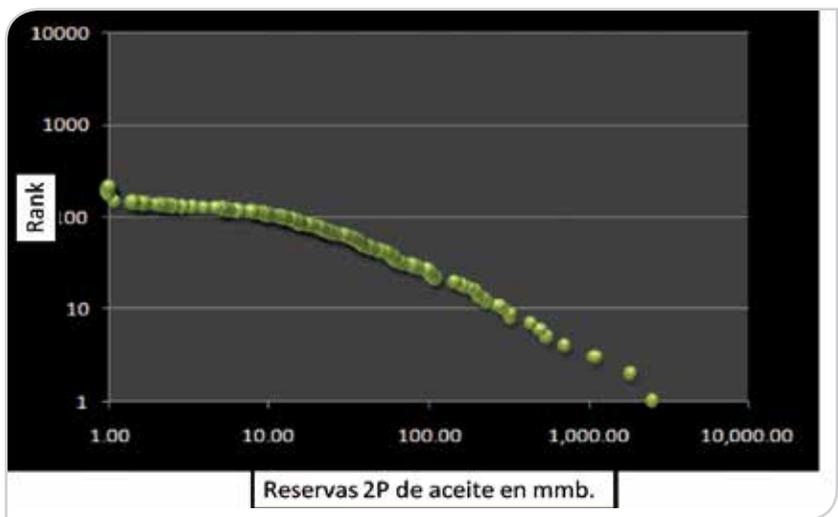


Figura 21. Distribución fractal de las reservas remanentes 2P de gas para la Cuenca del Sureste.

La **Figura 22** muestra que los datos no se ajustan a una regresión exponencial, la curva parabólica no se forma, pero los datos se agrupan a un comportamiento lineal, lo cual indica que la cuenca se encuentra en estado avanzado de exploración, es decir, que ya se descubrieron los campos mayores, medianos y pequeños y que hay una alta probabilidad por descubrir campos de medianos a pequeños. La media de los campos encontrados en esta cuenca para la reserva 2P es de 84.3 y la mediana es de 16.2 mmb.

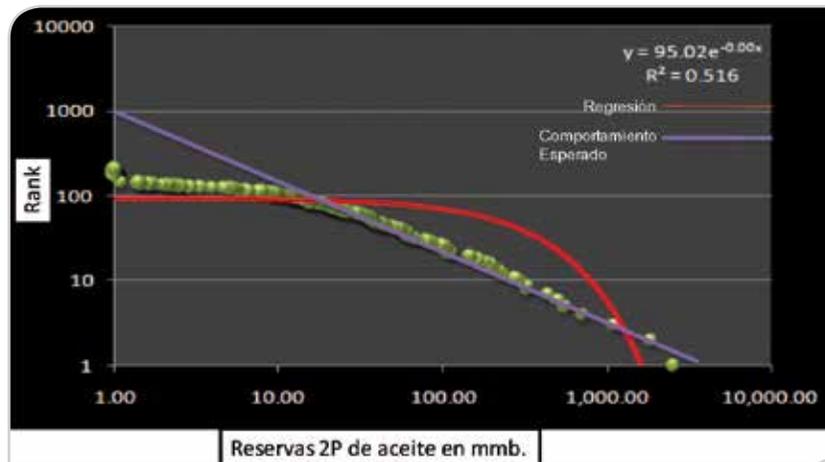


Figura 22. Distribución fractal de las reservas remanentes 2P de aceites para la Cuenca del Sureste.

Conclusiones

Es importante incrementar el éxito exploratorio, debido a que se esperan descubrimientos de campos pequeños.

Se deben mantener en niveles competitivos los costos de descubrimiento y desarrollo, así como de producción.

Conservar o intensificar las actividades de exploración en todas las cuencas, así como de las inversiones asociadas para la extracción de las reservas de aceite y gas en todas sus categorías.

Implementar las tecnologías de vanguardia en todas las cuencas para mejorar los costos de descubrimiento, desarrollo y producción.

La producción acumulada de aceite y gas manifestada por las Cuencas del Sureste, obedece principalmente a los grandes descubrimientos que se han hecho en la Sonda de Campeche y en el área Chiapas Tabasco.

El mantenimiento estable de la producción de crudo y gas, solamente puede alcanzarse a través de la puesta en producción de nuevos descubrimientos en cada una de las cuencas con producción comercial.

El inventario futuro de producción de hidrocarburos se localizará en campos cuyos tamaños serán menores a la media de cada cuenca.

Agradecimientos

Se agradece todo el apoyo recibido de los Ingenieros Alfonso Rodríguez Torres, José Luis Pérez Hernández, Enrique Urzúa Pérez y Víctor Degollado Flores, para la realización de este trabajo.

Referencias

Barbosa Cano, F. 2008. El Potencial Petrolero de México en la Era Post–Cantarell.

Brett, J.F. y Feldkamp, L.D. 1993. The Evidence for and Implications of a Fractal Distribution of Petroleum Reserves. Artículo SPE 25826, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, marzo 29-30, Dallas, Texas.
<http://dx.doi.org/10.2118/25826-MS>

Díaz Viera, M.A. y Casar González, R. 2004. Geoestadística Aplicada. Tema: Geoestadística Fractal. Instituto Mexicano del Petróleo. <http://mmc2.geofisica.unam.mx/cursos/geoest/Presentaciones/CG8a.pdf> (descargado 30 de mayo de 2012).

Laherrère, J. 1996. Distributions de Type «Fractal Parabolique» dans la Nature. *Comptes Rendus del Académie des Sciences Série II a: Sciences de la Terre et des Planètes* (Ser. 2, T. 322, N7): 535-541.
<http://gallica.bnf.fr/ark:/12148/bpt6k57588699/f23.image>

Morales Gil, C. 2008. Perspectivas de la Exploración y Producción de Hidrocarburos de México. Pemex Exploración y Producción. www.pemex.com/files/content/perspectivas_17.pdf.

Semblanza

Ing. Jorge Huescani Jiménez Bernal

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM, especialista técnico “B” con conocimientos del sistema de evaluación técnica y económica de reservas MERAK, del simulador ECLIPSE, de sus pre y post procesadores de datos.

Cuenta con 15 años de experiencia en el área de Ingeniería de yacimientos, simulación numérica, evaluación de pruebas de presión-producción, análisis PVT y cálculo de reservas y volúmenes originales por métodos determinísticos y probabilísticos, evaluación técnica y económica de proyectos de explotación de aceite, gas y condensado; cálculo de factores de recuperación; evaluación de asignaciones petroleras y cálculo de provisiones económicas por abandono y desmantelamiento de pozos y plataformas. Once años en Pemex y cuatro en la compañía Schlumberger.



Congreso Mexicano del Petróleo 2013

Del 5 al 8 de junio de 2013, Riviera Maya

Convocatoria

El Comité Técnico Directivo del 8° Congreso Mexicano del Petróleo 2013, integrado por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM), la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE), la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP), el Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM) y la Society of Petroleum Engineers (SPE) Sección México, convocan a todos los profesionistas de la industria del petróleo a participar en la conformación del programa de conferencias técnicas, tanto en la modalidad de Sesión Oral como de Sesión Poster. Para tal efecto, se les invita a enviar un Resumen Extenso el cual será evaluado por el Comité Técnico de Expertos para su consideración en el programa técnico.

Resumen Extenso

Deberá contener al menos, la siguiente información:

- 1) Datos del autor principal y de los coautores de acuerdo a su participación en el trabajo. La información debe tener nombre completo, teléfono(s) y/o dirección(es) de correo electrónico.
- 2) Título del trabajo.
- 3) Especialidad y subtema.
- 4) Metodología empleada (60 palabras).
- 5) Aplicación (60 palabras).
- 6) Resultados y limitaciones del trabajo desarrollado (150 palabras): deben incluirse tablas y/o figuras.
- 7) Observaciones y conclusiones (150 palabras)

Formato y Tipo de Letra

El formato debe ser Word y el tipo de letra debe ser Arial, con un tamaño de 18 para el título y 12 para el texto general.

Categorías Principales de los Trabajos

Las categorías principales son las siguientes

- 1) Geociencias.
- 2) Yacimientos.
- 3) Sistemas de Producción y Comercialización de Hidrocarburos.
- 4) Intervención a Pozos.
- 5) Seguridad Industrial, Higiene y Protección ambiental.
- 6) Administración y Negocios.
- 7) Recursos Humanos y Tecnología de Información.
- 8) Desarrollo y Optimización de la Explotación de Campos.
- 9) Exploración y Explotación de yacimientos no convencionales.
- 10) Explotación de yacimientos cercanos al punto crítico (yacimientos de gas y condensados, y yacimientos de aceite volátil).

Fecha de Recepción

Fecha límite de recepción de los Resúmenes Extensos, 15 de febrero de 2013.

Recepción de trabajos

Cada Asociación llevará a cabo la integración de los resúmenes técnicos, los cuales se deberán entregar antes de la fecha límite en las oficinas del CIPM.

Dirección de recepción:

Correo electrónico: dgarcian@aipmac.org.mx