

Sistema para estimar el petróleo no descubierto, usando datos de reservas, cuencas, PVT y geometría fractal

Jorge Huescani Jiménez Bernal
jorge.huescani.jimenez@pemex.com

Fernando Ascencio Cendejas
fernando.ascencio@pemex.com

Pemex

José Luis Bashbush Bauza
jbashbush@slb.com

Schlumberger

Artículo recibido en septiembre de 2017 y aceptado en noviembre de 2017

Resumen

Las reservas originales y remanentes de aceite, condensado y gas, son el activo por desarrollar y monetizar de toda compañía petrolera. El grado de participación en proyectos de explotación, la compra de derechos de explotación, así como los financiamientos, se asignan en función de las cantidades de crudo o gas que puedan ser registradas contablemente con indicadores de generación de valor, tales como el valor presente neto o flujo de efectivo. Para los países productores altamente dependientes de las exportaciones de su crudo y gas es imperativo conocer por cuánto tiempo más podrán seguir explotando sus reservas como palanca de desarrollo, y más todavía, las empresas requieren saber cuánto petróleo aún queda por descubrir dentro de sus cuencas con producción comercial, de qué magnitud serán los próximos descubrimientos, habrá posibilidades de encontrar campos gigantes, sólo grandes, sólo medianos o solamente campos pequeños. Las técnicas disponibles para estimar los recursos no descubiertos, también llamados prospectivos, son variadas y siempre dentro del sistema euclidiano. Pero la geometría fractal nos acerca con sus conceptos y aplicaciones actuales, la posibilidad de usarla en la estimación del petróleo que aún queda por descubrir en las cuencas del sistema petrolero mexicano. Usando los valores de reservas originales de los campos en explotación, de los nuevos descubrimientos, de los campos cerrados y abandonados, así como de los que están clasificados como recursos contingentes, se desarrolló un sistema de cómputo para estimar los volúmenes no descubiertos, bajo los conceptos: ingeniería de yacimientos, distribución de probabilidad, geometría fractal y leyes de potencia.

Palabras clave: Datos de reservas, geometría fractal, ingeniería de yacimientos, distribución de probabilidad.

System for estimating undiscovered oil, using data from reserves, basins, PVT and fractal geometry

Abstract

The recoverable reserves of oil, condensate and gas are the assets to be developed and monetized by any oil company. The degree of participation in exploitation projects, the purchase of exploitation rights, as well as financing, are assigned based on the available volumes of crude oil or gas, that can be registered in accounting with indicators of generation of value, such as net present value or cash flow. For oil and gas producing countries, highly dependent on the export of their sales crude oil and sales gas volumes, it is imperative to know for how much longer they will be able to continue

using this non-renewable treasure as a lever of development, and even more, oil companies need to know how much oil remains undiscovered within their basins with commercial production, of what magnitude will be the next discoveries, there will be possibilities to find giant fields, only large, only medium or only small fields. The techniques available to estimate the undiscovered resource also called prospective resource, are varied and always within the Euclidean system. But the fractal geometry brings us with its current concepts and applications, the possibility of using it in the booking of undiscovered volumes of oil and gas in the basins of the Mexican oil system. Using old discoveries in exploitation, new discoveries, developing and contingent resources, a software was developed to estimate the undiscovered volumes, under the criteria of the concepts: reservoir engineering, probability distribution, fractal geometry and power laws.

Keywords: Data from reserves, fractal geometry, reservoir engineering, probability distribution.

Introducción

Los hidrocarburos son la fuente de energía comercial globalizada en su uso y lo seguirá siendo en las próximas décadas, los proyectos de inversión de las compañías petroleras documentan escenarios a quince años, pero para algunos campos, los perfiles futuros de las reservas remanentes se proyectan a más de 50 años. Sin embargo, sólo son perfiles y el agotamiento de las reservas dependerá de la demanda y del precio, por lo que es fundamental conocer su disponibilidad para prever su restitución. La restitución de las reservas depende de algunas variables como el comportamiento de los yacimientos, el desarrollo y la reclasificación de las reservas de los yacimientos, la delimitación de los campos, pero sobre todo depende de la incorporación de yacimientos nuevos, que antes de ser descubiertos forman parte de un portafolio de inversión de la componente exploratoria; es decir, de los recursos prospectivos que se transformen en reservas en el corto plazo.

Planteamiento del problema

La industria petrolera como tal siempre está asociada al éxito y al fracaso de las actividades de explotación y de exploración, una vez que se tiene producción comercial de los yacimientos, para estimar las reservas remanentes de éstos en cualquiera de sus categorías, existen disponibles un gran número de software comercial, y se tiene una familiaridad de más de 15 años con éstos. Sin embargo, para estimar recursos prospectivos o no descubiertos, no hay una disponibilidad comercial, se manejan algunos sistemas con secrecía, y por tanto, no hay mucha documentación o trabajos técnicos que hablen de cómo calcular los recursos prospectivos, por lo que se desarrolló esta investigación,

hasta el punto de tener un sistema funcional desarrollado que permite en función de los datos de producción y de reservas, estimar los volúmenes aún no descubiertos a nivel de cuenca.

Selección de la muestra en campos existentes y uso de experimentos PVT para campos nuevos o de reciente incorporación, en un solo inventario: el del petróleo crudo equivalente

Se tomaron como muestras de estudio todos los datos de reservas originales en sus categorías 2P, integradas por todos los campos descubiertos dentro de las cuencas petroleras de México con producción comercial, tanto los descubiertos hace décadas, como los de reciente descubrimiento. El agrupamiento de datos quedó a nivel de cuenca, las que se estudiaron fueron: Cuenca de Burgos, Cuenca de Sabinas, cuencas del Sureste, Cuenca de Tampico-Misantla y Cuenca de Veracruz.

Los criterios que se tomaron para obtener el volumen original 2P en fueron los siguientes:

Criterio 1: Para los campos con producción histórica, se hará uso de su producción acumulada (N_p y G_p , o solo G_p si el campo es productor de gas) más sus reservas remanentes 2P (de aceite y de gas, o sólo de gas), los volúmenes de gas se convierten con el factor de equivalencia de gas a líquido a una fase líquida conocida como petróleo crudo equivalente, que depende tanto de la composición del fluido producido como de la eficiencia en cada etapa de los procesos industriales en la trayectoria de transporte de la producción de aceite y gas, desde las baterías de separación hasta los centros de procesamiento, considerando los factores de rendimiento y encogimiento del gas en ese trayecto.

Criterio 2: El volumen original de aceite para los campos nuevos o de reciente descubrimiento será el que resulte de usar los factores corregidos de volumen del aceite y de la relación de solubilidad de un proceso de liberación diferencial, al de instantánea.

Criterio 2.1: Un caso particular para los campos nuevos si y solo si son de gas y condensado, es el de tomar del análisis PVT ambos datos de Relación Gas Aceite (RGA), los del flash de fluido vivo y los datos del flash atmosférico, luego de hacer el análisis por contenido de agua obtener los inversos de las RGA's a las presiones de yacimiento y de rocío del fluido limpio, que serán las relaciones líquido gas, también conocida como riqueza de condensados, y con este parámetro determinar su factor de equivalencia de gas a líquido para convertir todo a petróleo crudo equivalente.

Toda la información usada está basada en los valores oficiales del 01 de enero de 2016, donde el valor de cada factor de equivalencia de gas a líquido ha sido extraído de un balance de rendimiento y encogimiento en cada etapa de los procesos desde las baterías de separación hasta los centros de procesamiento. Se convirtió a petróleo crudo equivalente la producción a acumulada y las reservas remanentes probadas totales más las reservas probables, para que al sumarse se obtenga la reserva original 2P, cuyo vector será cargado en el sistema desarrollado en lenguaje Matlab®, bajo los principios de geometría fractal.

Recursos desarrollados y utilizados

Se utilizaron las bases de datos oficiales de reservas al 1 de enero de 2016, considerando la producción acumulada de los campos en explotación, cerrados y abandonados extraídos del sistema SEREH®. Además, se desarrolló un programa en lenguaje Matlab, que genera una regresión no lineal sobre la parábola fractal generada con los datos de cada cuenca, de esta manera se obtiene un modelo matemático de la cuenca con su ajuste, cuya pendiente de la línea recta que se ajuste a los datos desde el valor más grande hasta el punto de inflexión donde se separa la línea recta de la parábola, será la dimensión fractal de la cuenca. Al sustituir el valor de la pendiente o dimensión fractal de cada cuenca en el modelo matemático propuesto, para cada ítem elemento, hasta un límite o frontera conocido como de perceptibilidad económica; y haciendo la sustracción de lo que representa la línea recta versus la parábola, se obtendrán los volúmenes por descubrir, así como el número de campos pendientes de ser descubiertos.

Objetivo de la investigación

El objetivo de este trabajo se orientó a realizar un sistema de cómputo que permita generar un análisis estadístico robusto con distribuciones de probabilidad parabólica fractal, usando los datos de volúmenes producidos acumulados y reservas remanentes en su categoría 2P, al primero de enero de 2016, donde se incluyen todos los campos en explotación, extraídos de una base de datos institucional de Petróleos Mexicanos conocida como SEREH, que como cualquier base de datos contiene números fríos que toman importancia sólo al ser analizados con técnicas estadísticas, y al usar los datos duros se obtienen los modelos matemáticos de las cuencas que sirven de base para tomar decisiones y conclusiones.

El tamaño de las reservas remanentes de petróleo líquido y gaseoso para cada campo proviene a su vez de consolidados de más de un yacimiento, lo que conlleva a ir de escala en escala desde nivel pozo hasta nivel campo. Justamente en esta escala, es donde se puede integrar la información de los campos ya descubiertos y mapear desde el punto de vista gigascópico el comportamiento de lo descubierto en las cuencas, que al darle un tratamiento en función del orden del tamaño de sus campos se obtienen distribuciones de naturaleza fractal.

Geometría fractal y su aplicación en Ingeniería Petrolera

La 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 se presentan en la naturaleza y son invariantes de la escala como los deltas de los ríos, los meandros, las huellas de desecación, las ramas de los árboles son ejemplos de fenómenos que siguen patrones de distribución fractal. En probabilidad y estadística, la distribución parabólica fractal es un tipo de distribución de probabilidad discreta en la que el logaritmo de la frecuencia o el tamaño de las entidades en una población es un polinomio cuadrático del logaritmo de su posición, es decir de su lugar jerárquico o valor secuencial de su tamaño, (Rank), **Figura 1.**

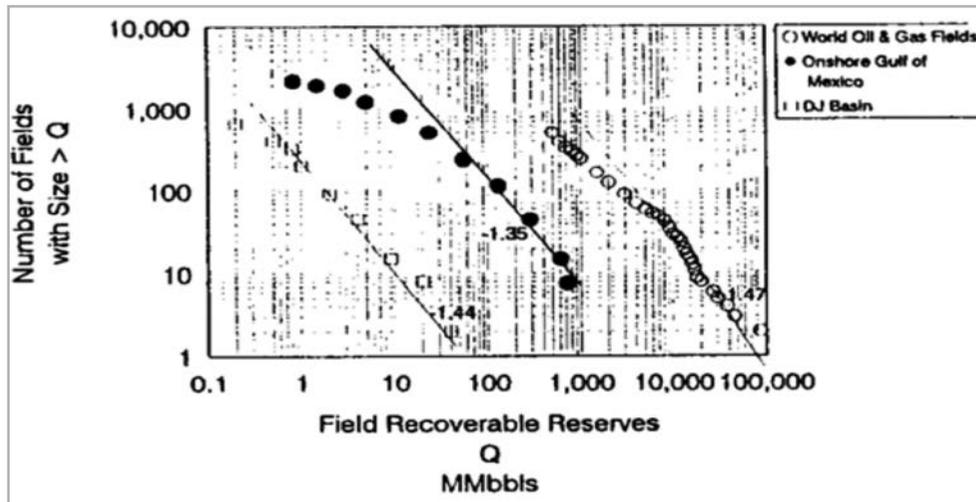


Figura 1. Comportamiento característico de una distribución de probabilidad fractal aplicada con reservas petroleras. SPE 25826, J.F. Brett, Oil and Gas Consultants Intl. 1993.

Distribuciones de probabilidad

Una distribución de probabilidad es una manera de expresar el rango de posibles valores para una variable incierta, y por ende de la probabilidad de esos valores. La manera más común de expresarla es mediante una función de densidad de probabilidades. Las distribuciones de probabilidad son modelos matemáticos que se pueden visualizar mediante gráficos que relacionan los diversos valores probables que puede tomar una variable aleatoria, con la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos valores probables. Las distribuciones de probabilidad, se clasifican en varios tipos de acuerdo con su simetría y posición de sus medidas descriptivas: media, mediana y desviación estándar.

En este trabajo es importante conocer dos tipos de distribución no tan comunes, que son parte medular del desarrollo del sistema para estimar el recurso prospectivo, la distribución de probabilidad fractal parabólica y la distribución Levy-Pareto.

Distribución de probabilidad fractal parabólica

Esta distribución está prácticamente en crecimiento de sus aplicaciones, no es tan común y es poco conocida. De acuerdo con la enciclopedia libre Wikipedia, en probabilidad y estadística, la distribución fractal parabólica es un tipo de

distribución de probabilidad discreta en la que el logaritmo de la frecuencia o el tamaño de las entidades en una población es un polinomio cuadrático del logaritmo de la fila. Esto puede mejorar notablemente el ajuste a través de una sencilla relación de ley de potencia. En una serie de aplicaciones, hay un llamado efecto rey, por el que el elemento de más alto rango tiene una frecuencia o tamaño significativamente mayor que el que el modelo predice sobre la base de los otros elementos. La función de masa de probabilidad se da, como una función de la fila n , por $f(n, b, c) \propto n^{-b} \exp[-c(\log n)^2]$, donde b y c son parámetros de la distribución.

Distribución de probabilidad Levy-Pareto

La distribución de Pareto también es conocida como la ley de potencia, Bradford, hiperbólica, fractal, descamación, Zipf (cuando la pendiente es 1,0), log-geométrico, y las distribuciones J-forma. La distribución de Pareto, llamado así por el economista italiano Vilfredo Pareto, es una distribución de ley de potencia, donde el exponente de la ley de potencia es constante, en ésta se describe la probabilidad de ocurrencia de sucesos similares, y es la distribución de probabilidad típica de variables estadísticas aleatorias que parten de cero, que no tienen un límite superior definido y cuya probabilidad de ocurrencia es baja.

Combinación de ambas distribuciones de probabilidad

La distribución parabólica fractal especifica que un gráfico log-log del número acumulado de los campos de petróleo descubiertos en comparación con el tamaño de los campos podría resultar en una línea recta aproximada con una pendiente negativa constante, si y solo si el número de descubrimientos estuviera completo, si el sistema no está completo, se seguirá comportando como parabólico.

Sobre la línea recta continua se observa para los campos más grandes (círculos negros) en la **Figura 2**, la línea recta discontinua tiene una pendiente constante conocida como el parámetro de forma. Los círculos claros representan volúmenes descubiertos de petróleo y gas por debajo de los niveles que se encuentran actualmente económicos. El volumen de petróleo y gas descubiertos está dado por el área bajo la curva. La línea recta se extrapola a un volumen mínimo arbitrario para calcular el aceite y el gas pendientes por descubrir, que es igual al área entre la línea recta y los círculos abiertos.

Una distribución de Pareto es proporcionada por una ley de potencia de la forma:

$$N(V) = CV^{-a_p} \quad (1.1-a)$$

Donde C, es una constante de proporcionalidad.

V, es el volumen de aceite de un campo

N(V), es el número de provincias con un volumen mayor o igual a V.

Y por supuesto, C es la constante del parámetro de forma, también se le conoce como exponente de Pareto y también como dimensión fractal.

Tomando logaritmos para ambos miembros de la ecuación 1.1-a

$$\log N(V) = \log(C) - a_p \log V \quad (1.1-b)$$

La ecuación 1.1-b indica que en una gráfica de N(V) contra V, en coordenadas log-log, debe dar lugar a una línea recta con una pendiente igual al parámetro(-ap) y una intercepción, en V = 1, igual a C.

La distribución de Pareto es la distribución de probabilidad característica de los fractales. Mandelbrot define un

fractal como una estructura que contiene una disposición organizada de repetir los patrones durante muchos rangos de escala. En los fractales, la parte es una reminiscencia de la totalidad. Algunas propiedades fundamentales de los fractales son auto-similitud, la auto-afinidad y la invariancia de escala.

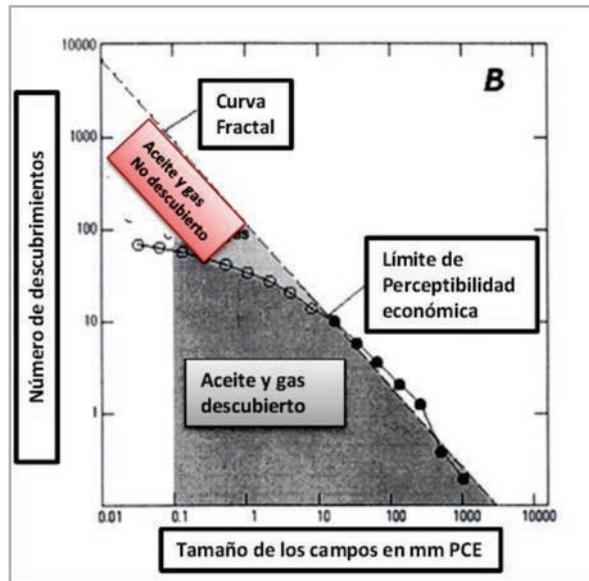


Figura 2. Fundamento de trabajo para estimar aceite y/o gas aún no descubiertos, Pareto vs Log normal, (Assessing Oil Resources in the Middle East and North Africa, Roberto Aguilera, (IIASA) Schlossplatz 1, A-2361, Laxenburg, Austria.

Dimensión fractal

Desde el punto de vista de la geometría fractal, la dimensión fractal es un número real que generaliza el concepto de dimensión ordinaria para objetos geométricos que no admiten espacio tangente. La dimensión fractal es un exponente que da cuenta de cuán completamente parece llenar un fractal el espacio conforme se amplía el primero hacia escalas más y más finas. No existe una única dimensión fractal sino una serie de dimensiones que, frecuentemente,

resultan equivalentes, aunque no siempre. Los cálculos de dimensiones fractales se obtienen a partir de fractales definidos formalmente. Sin embargo, ciertos fenómenos y objetos de la vida real pueden mostrar propiedades fractales. En general, si tomamos un conjunto de dimensión D , podemos descomponerlo en N réplicas de sí mismo reducidas en un factor de escala r , y tendríamos que $Nr^D = C$, donde C es constante. Resolviendo se obtiene la ecuación 2.0:

$$D = \frac{\log N}{\log \frac{1}{r}} = \lim_{r \rightarrow 0} - \frac{\log N}{\log r} \quad (2.0)$$

El cálculo de la dimensión fractal no se puede obtener de forma exacta, sino que debe estimarse. La dimensión fractal se refiere a como el objeto geométrico llena el espacio en el que está inmerso. Las dimensiones fractales pueden ser enteras o fraccionarias. Sin embargo, hay que tener cautela para no ver estructuras fractales donde no las hay.

Auto similitud

Un fractal es un espacio con un número fraccional de dimensiones (por ejemplo, 1.7 dimensiones) y dicho espacio tiene una estructura similar en diferentes escalas principio de auto similitud. Un fractal es una forma geométrica

que presenta simetría de escala. Es decir, si se aumenta cualquier zona de ésta, un número cualquiera de veces seguirá pareciendo la misma figura. Se conoce como auto similitud a la característica que presentan determinados objetos en los cuales los detalles más pequeños que lo componen tienen alguna relación estadística con sus

propiedades globales, repitiéndose tales detalles de una manera infinita. La **Figura 3** es un ejemplo que a escalas enormes o pequeñas los fractales están presentes, ya sea desde un fragmento de hielo, vegetal, hasta una galaxia, la fragmentación está presente.



Figura 3. Diferentes escalas de fragmentación de elementos y repetición de estructuras, los fractales están presentes desde plantas hasta en galaxias.

La búsqueda del petróleo se beneficia con el uso de fractales mediante estudios de distribución espacial, debido a que una característica de las estructuras almacenadoras es que son irregulares, tienen repetición de patrones y además estadísticamente son auto semejantes. Las trampas chicas repiten las características de las trampas grandes.

La **Figura 4** muestra una composición de ambas variabilidades de las estructuras, es decir, tanto en sentido lateral como en sentido vertical se observan trampas almacenadoras, algunas ya descubiertas, otras llenas o secas, otras pendientes por descubrir.

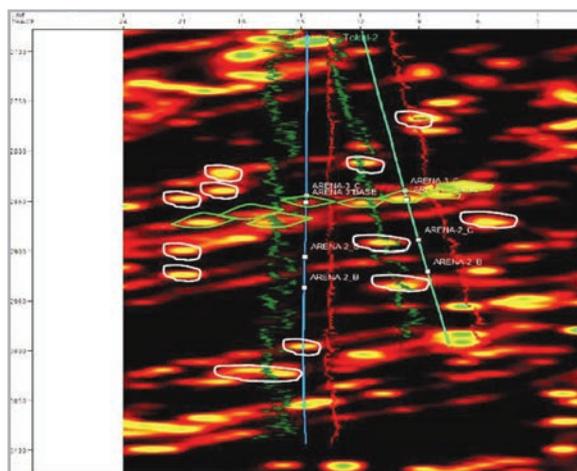


Figura 4. Variabilidad lateral y vertical de estructuras en rocas carbonatadas, desde el punto de vista de la geometría fractal se presenta invariabilidad a la escala. Pemex 2015.

Cuencas

Una cuenca es una depresión en la superficie terrestre que acumula sedimentos. Las cuencas se forman cuando la litosfera se extiende, se fractura, se carga o se comprime en respuesta a los procesos tectónicos globales. Estos procesos gobiernan además el tamaño y la profundidad- el espacio

disponible o alojamiento- de una cuenca, en tanto que las condiciones climáticas determinan el ingreso de agua y sedimentos como material de relleno de cuenca. Las cuencas pueden deformarse por los movimientos tectónicos: extensión, compresión, movimiento de desplazamiento de rumbo o cualquier combinación de éstos. Ver en la **Figura 5** un resumen del modelado de cuencas.

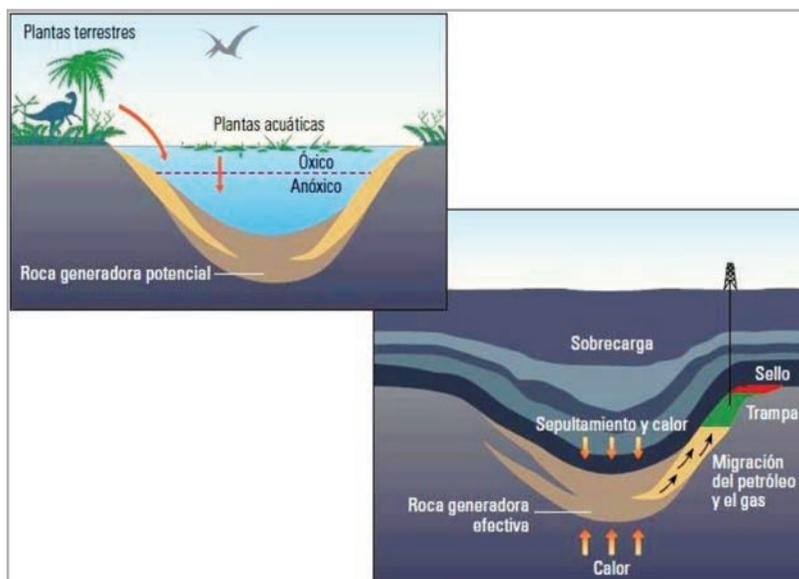


Figura 5. En el modelado de cuencas y sistemas petroleros se reconstruye la depositación de las rocas generadoras, yacimiento, sello y rocas de sobrecarga, y los procesos de formación de trampas y generación, migración y acumulación de hidrocarburos desde su origen hasta el presente. Oilfield Review, verano de 2009. Schlumberger.

¿Cómo calcular la dimensión fractal en una cuenca con producción comercial?

Retomando varios criterios de autores con trabajos reconocidos, y sobre todo el de SPE 25826 de J.F. Brett y L.D. Feldkamp, al organizar los campos descubiertos en una cuenca, con un orden de mayor a menor, siendo el más grande el número uno dentro de la secuencia de descubrimientos y el más pequeño el último, y con base al sustento teórico desarrollado de los puntos 3.1 al 4.3. Al usar coordenadas doble logarítmicas se visualiza la distribución fractal parabólica de cualquier cuenca o de cualquier proceso en análisis, de tal forma que, al usar el concepto de pendiente de una recta, sobre los datos que reflejen un comportamiento lineal en un conjunto de datos con distribución parabólica fractal, se obtendrá la dimensión fractal de la entidad en estudio, para cada una de las cuencas con producción comercial.

Es importante considerar que, al omitir los logaritmos, el comportamiento de los gráficos será del tipo ley de potencias o log normal, pero para que el análisis sea fractal los logaritmos son requeridos debido que al incluir todo tipo de tamaños en el gráfico doble logarítmico se están honrando los conceptos de irregularidad auto semejanza, fragmentación, invarianza de escala y repetición de patrones. En la **Figura 6** se observa un mapa con la distribución espacial (areal) de los 243 campos descubiertos sólo en la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2016 y su representación parabólica fractal está en la **Figura 7**, ambas figuras incluyen campos desde un punto de vista dimensional en rangos de diferentes tamaños que van desde los pequeños (menores a 1.0 mmbpce), medianos (de 1.0 a 10 mmbpce), grandes (de 10 a 50 mmbpce) y muy grandes (mayores a 50 mmbpce), también está el concepto de pendiente igual a la dimensión fractal.

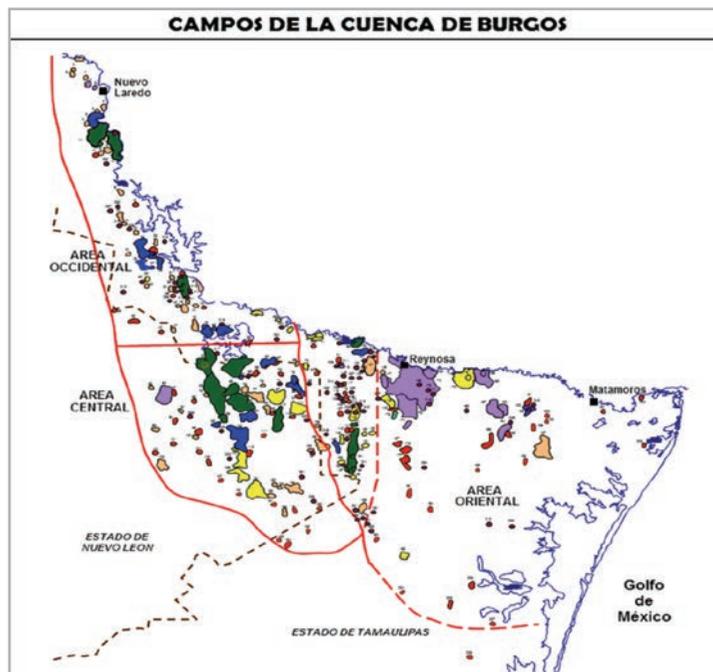


Figura 6. Mapa areal de todos los campos con producción comercial, descubiertos en la Cuenca de Burgos al 1 de enero de 2016. Pemex.

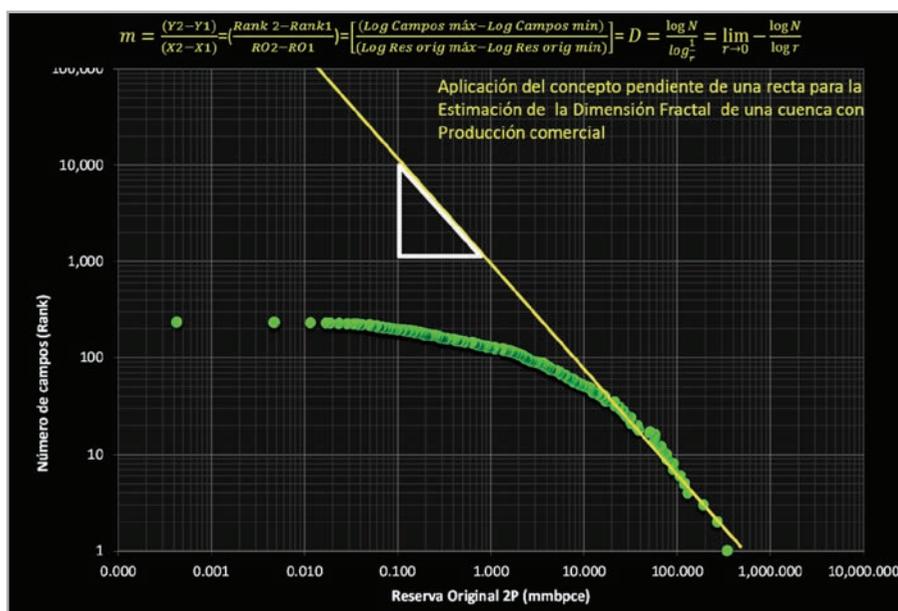


Figura 7. Modelo de distribución fractal de la reserva original 2P de todos los campos descubiertos en la Cuenca de Burgos, al 1 de enero de 2016. Se explica el concepto de dimensión fractal.

Generalidades del sistema desarrollado y su interfaz gráfica: SEPCROP/DiPF, (Cuencas) y modelo analítico propuesto

El nombre SEPCROP/DiPF, (Cuencas) se seleccionó porque son las siglas que representan el Sistema de Evaluación de Prospectos con Reservas Originales de Petróleo/ Distribución de Probabilidad Fractal, (Cuencas), en el

lado izquierdo el logo oficial de Pemex Exploración y Producción y en lado derecho el logo oficial de la UNAM en su Posgrado de Ingeniería, ya que esta investigación se desarrolló como tesis para obtener el grado de Maestro en Ingeniería dentro del Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales del Subsuelo, opción Ingeniería de Yacimientos, UNAM, **Figura 8**.

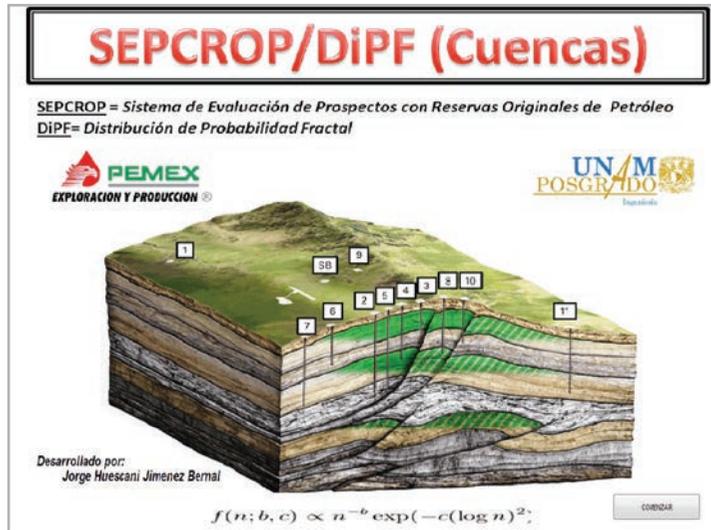


Figura 8. Portada principal del sistema desarrollado en lenguaje Matlab.

Al seleccionar el botón comenzar se despliega el menú de selección de cada cuenca en particular, **Figura 9**.

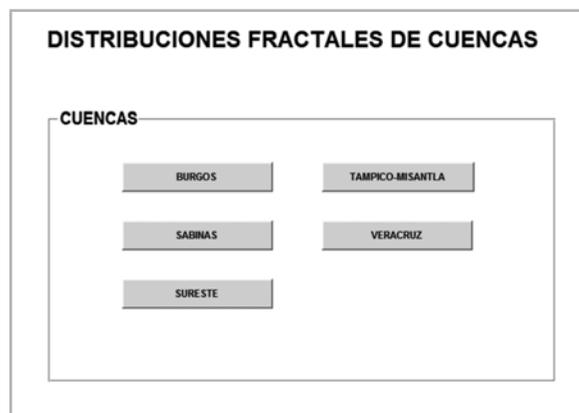


Figura 9. Pantalla del menú a escoger, se cuenta con cinco cuencas con datos completos.

Como todo sistema, se requiere de la entrada de datos. Como pre procesador del sistema se usó Excel, para sacar los valores de la reserva original en petróleo crudo equivalente y ordenar de mayor a menor el valor resultante, asignándole el número 1 al mayor valor (campo más grande) y dependiendo del número de campos de cada cuenca el último valor será el de magnitud menor (campo menor). El concepto de reserva original en su modo más simple es el producto del volumen original por el factor de recuperación, y en su modo discreto es la suma de los valores de la reserva remanente con la producción acumulada, **Figuras 10 y 11.**

Básicamente el sistema se compone de tres módulos que se explicarán en seguida.

Módulo 1

Entrada de datos: Extraídos del SEREH®, los datos de reserva original 2P ordenados de mayor a menor, se exporta de Excel a un archivo *.txt por cada cuenca y se procede a cargar éste dentro de la estructura del código de Matlab como vector en cada cuenca.

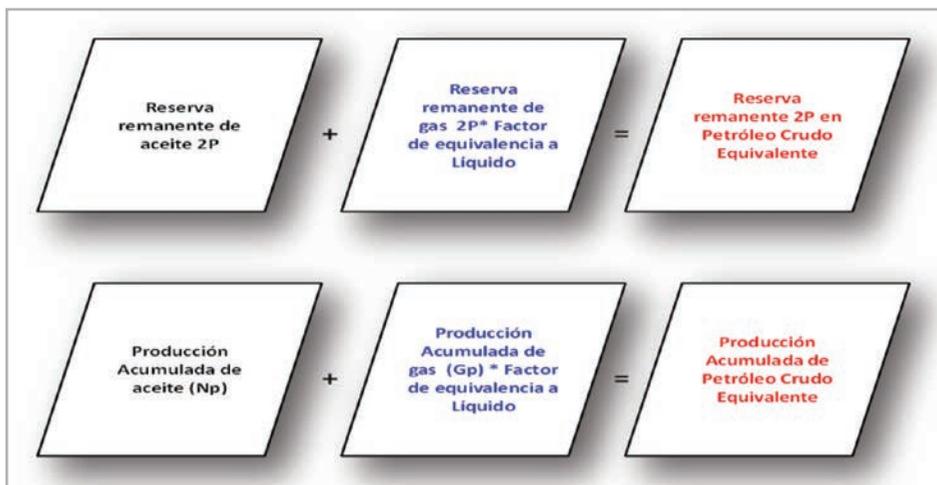


Figura 10. Composición de la reserva remanente 2P y de la producción acumulada en petróleo crudo equivalente.

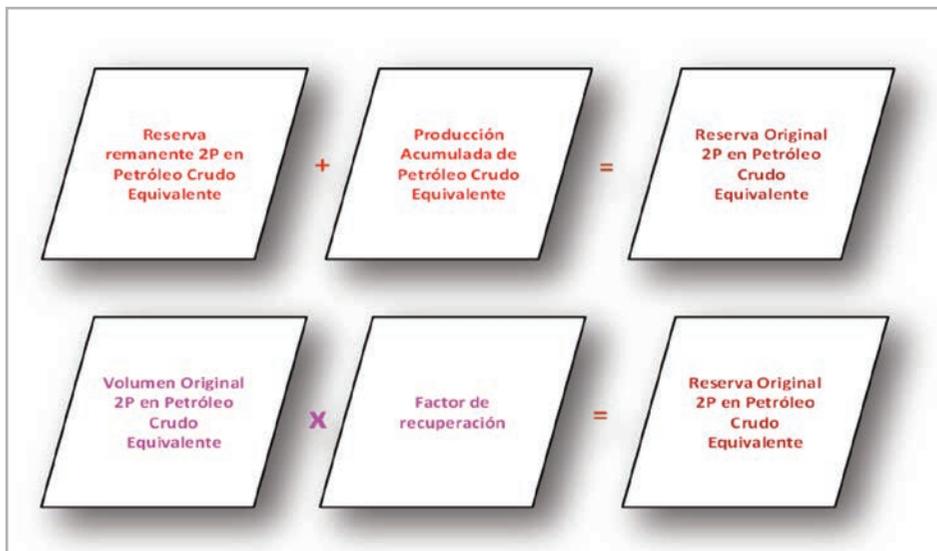


Figura 11. Definición de la reserva original 2P en sus modos instantáneo y proyectado, en petróleo crudo equivalente.

Entrada de datos: extraídos del SEREH®, los datos de reserva original 2P ordenados de mayor a menor, se exporta de Excel a un archivo *.txt por cada cuenca y se procede a cargar este dentro de la estructura del código de Matlab como vector

en cada cuenca. La estructura del sistema se describe por módulos. El módulo 1 inicia per se con la carga del vector *.txt de reserva original 2P en petróleo crudo equivalente, anteriormente referido, **Figura 12**.

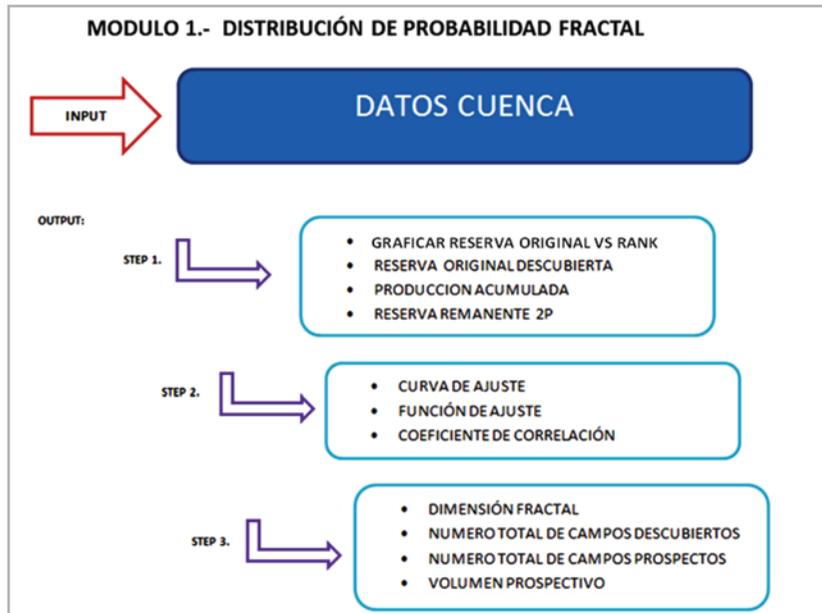


Figura 12. Diagrama de bloques del módulo 1 del programa SEPCROP/DiPF (Cuencas).

Paso 1: Con todos los datos vectorizados de reserva original, el programa procederá a graficar en escala doble logarítmica contra el Rank (es decir, de su lugar jerárquico o valor secuencial de su tamaño), y se agrupan los datos de cada cuenca en estudio para desplegarse en la ventana principal de la interfaz gráfica.

Paso 2: Derivado de decenas de corridas en cada una de las cuencas, se tomó la consideración de eliminar los datos de reserva original por debajo de un millón de barriles de petróleo crudo equivalente, ya que de no hacerse la regresión no lineal se hace más difícil de ajustar a un valor de R^2 cerca de 1.0, esta decisión hace auditable al sistema, pues se incluye el concepto de perceptibilidad económica, dicho de otra forma, es el uso de condiciones de frontera para el algoritmo que se propone. Se obtiene la curva de ajuste a los datos doble logarítmico, así como la función matemática de este ajuste y el coeficiente de correlación R^2 . Este criterio no afecta al cálculo de los recursos pendientes por descubrir, porque la fracción que no se incluye ya es marginal dentro del proceso de estimación, y por tanto no se atomiza la solución.

Paso 3: Usando los conceptos punto-pendiente de geometría analítica se procede a determinar la dimensión fractal de cada cuenca, para eso se necesita utilizar un rango de escala de la gráfica doble logarítmica dentro del eje de las ordenadas, que será el punto b u ordenada al origen, y de manera semi-automática se procede a estimar la pendiente de la curva, que será la que mejor genere una línea recta que pase por la mayoría de los puntos dentro de la parábola, cuya tendencia sea lineal, en la zona de mayor Rank, apoyándose también de un rango dentro del eje de las abscisas, que permitirá definir las condiciones de frontera del área entre la línea recta (dimensión fractal) y la curva parabólica (distribución fractal), es decir, en función de un límite mínimo de comercialidad. La dimensión fractal será la pendiente que se obtenga, luego entonces se estimará la magnitud del recurso no descubierto. El recurso se obtendrá punto a punto, es decir, a un valor de Rank iesimo le corresponderá un valor de volumen de petróleo no descubierto iesimo, el modelo a utilizar para esto requiere que se sustituya la pareja de valores formada por la ordenada al origen (b) y el valor de la pendiente del mejor ajuste lineal (dimensión fractal), quedando el modelo analítico propuesto, definido por la ecuación 6.1.

$$\begin{matrix} \text{Volumen} & \text{Recurso} \\ \text{aún no} & \text{Prospectivo} \\ \text{descubierto} & \text{(iesimo)} = \\ \text{(iesimo)} = & \end{matrix} = 10 \left[\log \left(\frac{\text{RANK}(\text{iesimo})}{b} \right) / (m) \right] \quad (6.1)$$

$$\text{Recurso prospectivo total} = \sum_{i=1}^n \text{Recurso prospectivo (iesimo)}$$

Donde:

Rank: iesimo valor de la secuencia, su valor va de 1 para el mayor que deberá corresponder al valor de la ordenada al origen seleccionada (b), hasta aquel cuyo volumen sea igual al volumen unitario por descubrir.

b: se deberá mantener fijo, pues es una condición de frontera que se debe de usar para todo el rango de valores.

m: Dimensión fractal, resultado del mejor ajuste lineal en la sección parabólica.

Módulo 2

Este módulo es de salida y despliegue de resultados mediante la interfaz gráfica, y corresponde a los cálculos que se obtienen de los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen ya descubierto. Adicionalmente se ejecutan cálculos para determinar parámetros de posición comúnmente conocidos como percentiles a un tamaño de campo, que para datos agrupados permiten la generación de funciones de probabilidad acumulada de 0.0 a 1.0 y la generación de gráficas en forma de S, su interpretación es fácil y rápida, **Figura 13**.

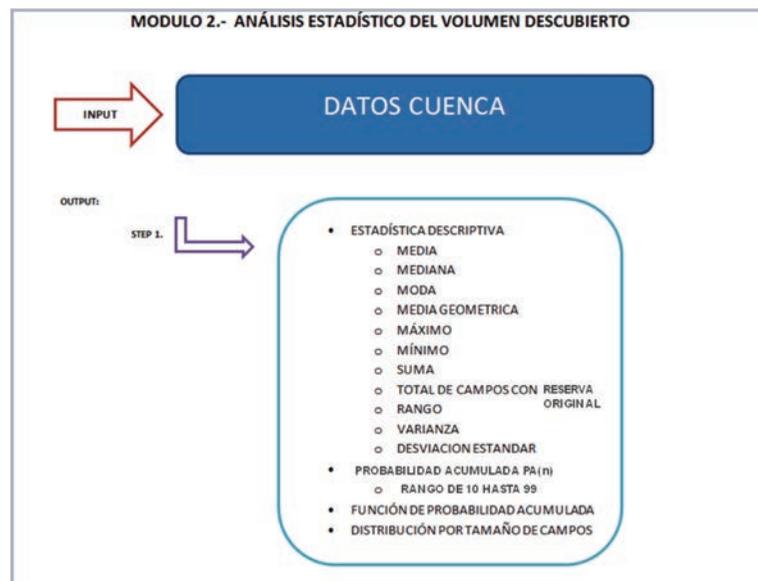


Figura 13. Diagrama de bloques del módulo 2 del programa SEPCROP/DiPF, (Cuencas).

Paso 1: Con todos los datos vectorizados de reserva original, el programa procederá a calcular la media, mediana, moda, extremos, varianza, desviación standard, contabilizará el número de datos, calculará los percentiles de cada iesimo componente y los graficará en el rango del Percentil uno (P1)

hasta el Percentil noventa y nueve (P99), luego acumulará los resultados y graficará la función de probabilidad acumulada, así como el histograma de la distribución por tamaño de campo respecto a su frecuencia de descubrimiento.

Módulo 3

Este también es de salida y despliegue de resultados mediante la interfaz gráfica, y corresponde a los cálculos

que se obtienen de los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen prospectivo o pendiente por descubrir. También se realizan cálculos para determinar parámetros de posición, **Figura 14**.



Figura 14. Diagrama de bloques del módulo 3 del programa SEPCROP/DiPF, (Cuencas).

Paso 1: Con los datos vectorizados de los resultados desde 1 hasta n de los recursos pendientes por descubrir, el programa procederá a calcular la media, mediana, moda, extremos, varianza, desviación standard, contabilizará el número de datos, calculará los percentiles de cada iesimo componente y los graficará en el rango del Percentil uno (P1) hasta el Percentil noventa y nueve (P99), luego de compilar los resultados, graficará la función de probabilidad acumulada, así como el histograma de la distribución por tamaño de campo respecto a su tamaño.

recta en el cuya pendiente -1.2 es igual a la dimensión fractal de la Cuenca de Burgos, con una ordenada al origen de 1400 y con las condiciones de frontera de 1 y 30 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, bajo estas condiciones “se estima” un volumen prospectivo sin riesgo en la Cuenca de Burgos del orden de 3,434 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, modelados en 1,376 prospectos pendientes por descubrir de medianos a pequeños, representados por la diferencia del área lineal en verde respecto a la intersección de la curva parabólica.

Análisis fractal de la Cuenca de Burgos

La **Figura 15** hace referencia a todos los módulos del sistema desarrollado. En el módulo 1 se ajustó una línea

En el módulo 2 del volumen ya descubierto, en la Cuenca de Burgos la media es de 11.3 y la mediana de 1.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

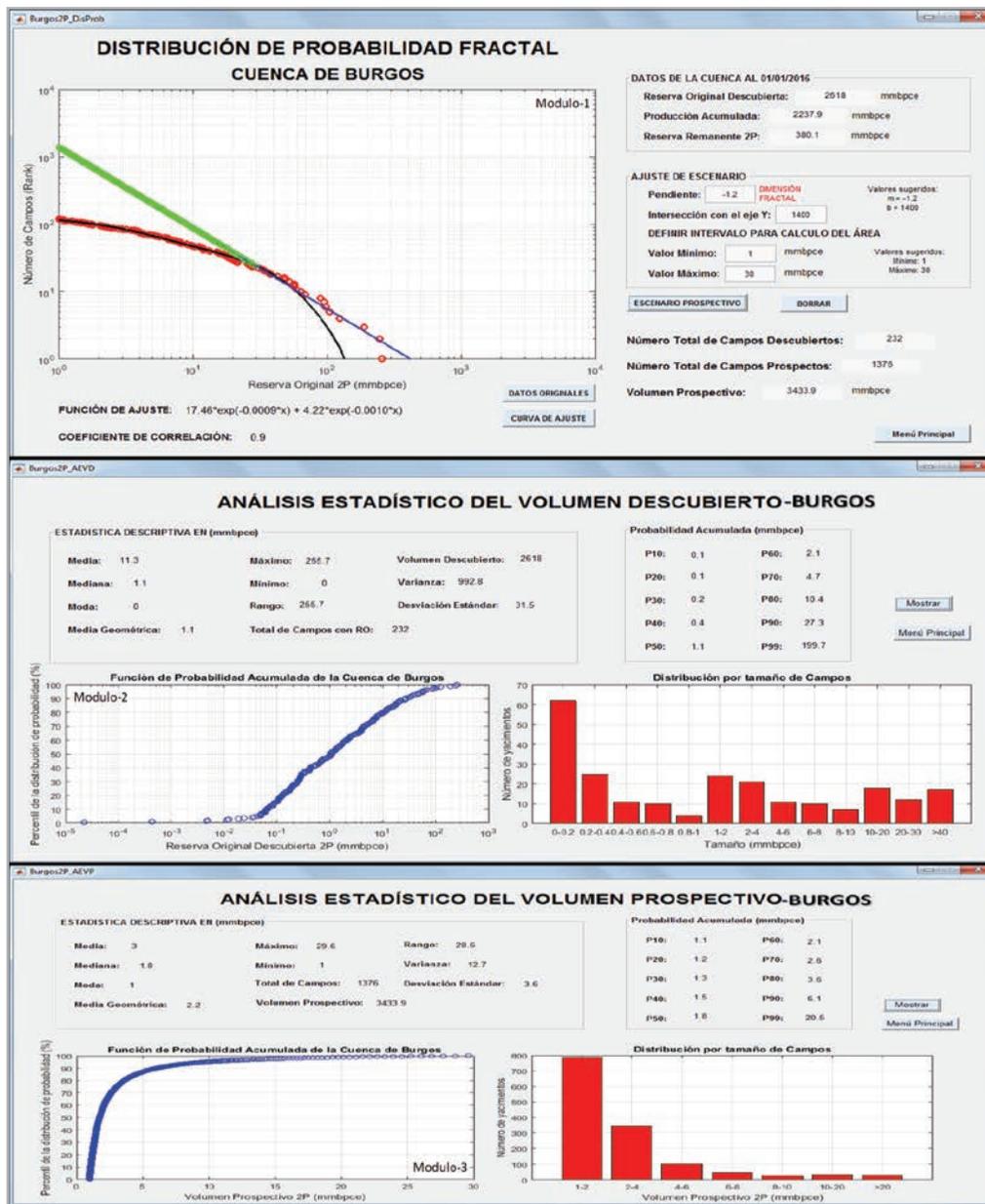


Figura 15. Recursos prospectivos de la Cuenca de Burgos.

En el argot de la Ingeniería Petrolera se denomina P1 a la probabilidad de ocurrencia del 10 por ciento, P2 a la probabilidad de ocurrencia del 50 por ciento y P3 a la probabilidad de ocurrencia del 90 por ciento, esta nomenclatura será usada para todas las cuencas en los módulos 2 y 3. De esta manera se obtiene que para las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes ya descubiertos en la Cuenca de Burgos el P1 es de 27.3, el P2 es de 1.6 y el P3 es de 0.1, todo en millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En el módulo 3, corresponde a

los cálculos que se obtienen de los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados de los volúmenes prospectivos o pendientes por descubrir. De esta manera obtenemos una media y mediana de 3.0 y 1.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para estos recursos. En cuanto a las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes por descubrir en la Cuenca de Burgos se obtiene que el P1 es de 6.1, para el P2 es de 1.8 y para el P3 es de 1.1, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Análisis fractal de la Cuenca de Sabinas

La **Figura 16** hace referencia a todos los módulos del sistema desarrollado, en el módulo 1, se ajustó una línea recta en el espacio doble logarítmico cuya pendiente -1.3 es igual a la dimensión fractal de la Cuenca de Sabinas, con una ordenada al origen de 105 y con las condiciones de frontera de 1 y 10 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Bajo estas condiciones “se estima” un volumen prospectivo sin riesgo en la Cuenca de Sabinas del orden de 206 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, modelados en 99 prospectos pendientes por descubrir de

medianos a pequeños, representados por la diferencia del área lineal en verde respecto a la intersección de la curva parabólica.

En el módulo 2 de la Cuenca de Sabinas, la media de 4.3 y la mediana de 0.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adicionalmente se calculan los percentiles, que para datos agrupados permiten la generación de funciones de probabilidad acumulada, observándose que no se genera la curva en forma de “S” como fue en el caso de Burgos, lo que se interpreta como una señal de que la cuenca esta sub explorada.



Figura 16. Recursos prospectivos de la Cuenca de Sabinas.

De esta manera se obtiene que para las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes ya descubiertos en la Cuenca de Sabinas el P1 es de 12.5, el P2 es de 0.6 y el P3 es de 0.1, todo en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En el módulo 3, corresponde a los cálculos que se obtienen de los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen prospectivo o pendiente por descubrir. De esta manera obtenemos una media y mediana de 2.3 y 1.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes por descubrir en la Cuenca de Sabinas se obtiene que el P1 es de 4.4, para el P2 es de 1.6 y para el P3 es de 1.1, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Análisis fractal de la Cuenca de Veracruz

La **Figura 17** hace referencia a todos los módulos del sistema desarrollado, en el módulo 1 se ajustó una línea recta en el espacio doble logarítmico cuya pendiente de -1.0 es igual a la dimensión fractal de la Cuenca de Veracruz, con una ordenada al origen de 400 y con las condiciones de frontera de 1 y 30 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, bajo estas condiciones “se estima” un volumen prospectivo sin riesgo en la Cuenca de Veracruz del orden de 1,184 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, modelados en 386 prospectos pendientes por descubrir de medianos a pequeños en esta escala, representados por la diferencia del área lineal en verde respecto a la intersección de la curva parabólica.



Figura 17. Recursos prospectivos de la Cuenca de Veracruz.

En el módulo 2 los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen ya descubierto en la Cuenca de Veracruz, siendo la media de 19.3 y la mediana de 2.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adicionalmente se calculan los percentiles, que para datos agrupados permiten la generación de funciones de probabilidad acumulada, observándose que la curva de probabilidad acumulada toma una forma lineal, lo que se interpreta como una señal de que la cuenca está sobre explorada. De esta manera se obtiene que para las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes ya descubiertos en la Cuenca de Veracruz el P1 es de 69.9, el P2 es de 2.7 y el P3 es de 0.2, todo en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En el módulo 3, corresponde a los cálculos que se obtienen de los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen prospectivo o pendiente por descubrir. De esta manera obtenemos una media y mediana de 3.5 y 1.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes por descubrir en la Cuenca de Veracruz se obtiene que el P1 es de 7.7, para el P2 es de 1.9 y para el P3 es de 1.1, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Análisis fractal de la Cuenca Tampico Misantla

La **Figura 18** hace referencia a todos los módulos del sistema desarrollado, en el módulo 1 se ajustó una línea recta en el espacio doble logarítmico cuya pendiente de -0.5 es igual a la dimensión fractal de la Cuenca Tampico Misantla, con una ordenada al origen de 436 y con las condiciones de frontera de 1 y 70 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, bajo estas condiciones “se estima” un volumen prospectivo sin riesgo en la Cuenca Tampico Misantla del orden de 1,453 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, modelados en 308 prospectos pendientes por descubrir dentro del rango de pequeños en esta escala, representados por la diferencia del área lineal en verde respecto a la intersección del área parabólica.

En el módulo 2, y son los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen ya descubierto en la Cuenca de Tampico Misantla, siendo la media de 64.3 y la mediana de 9.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adicionalmente se calculan los percentiles, que para datos agrupados permiten la generación de funciones de probabilidad acumulada, observándose que la curva tiene diferentes secciones en su comportamiento, lo que se interpreta como una señal de que la cuenca posee sub cuencas o grupos con cierta independencia fractal. De esta manera se obtiene que para las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes ya descubiertos en la Cuenca de Tampico-Misantla el P1 es de 212.2, el P2 es de 9.2 y el P3 es de 0.1, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

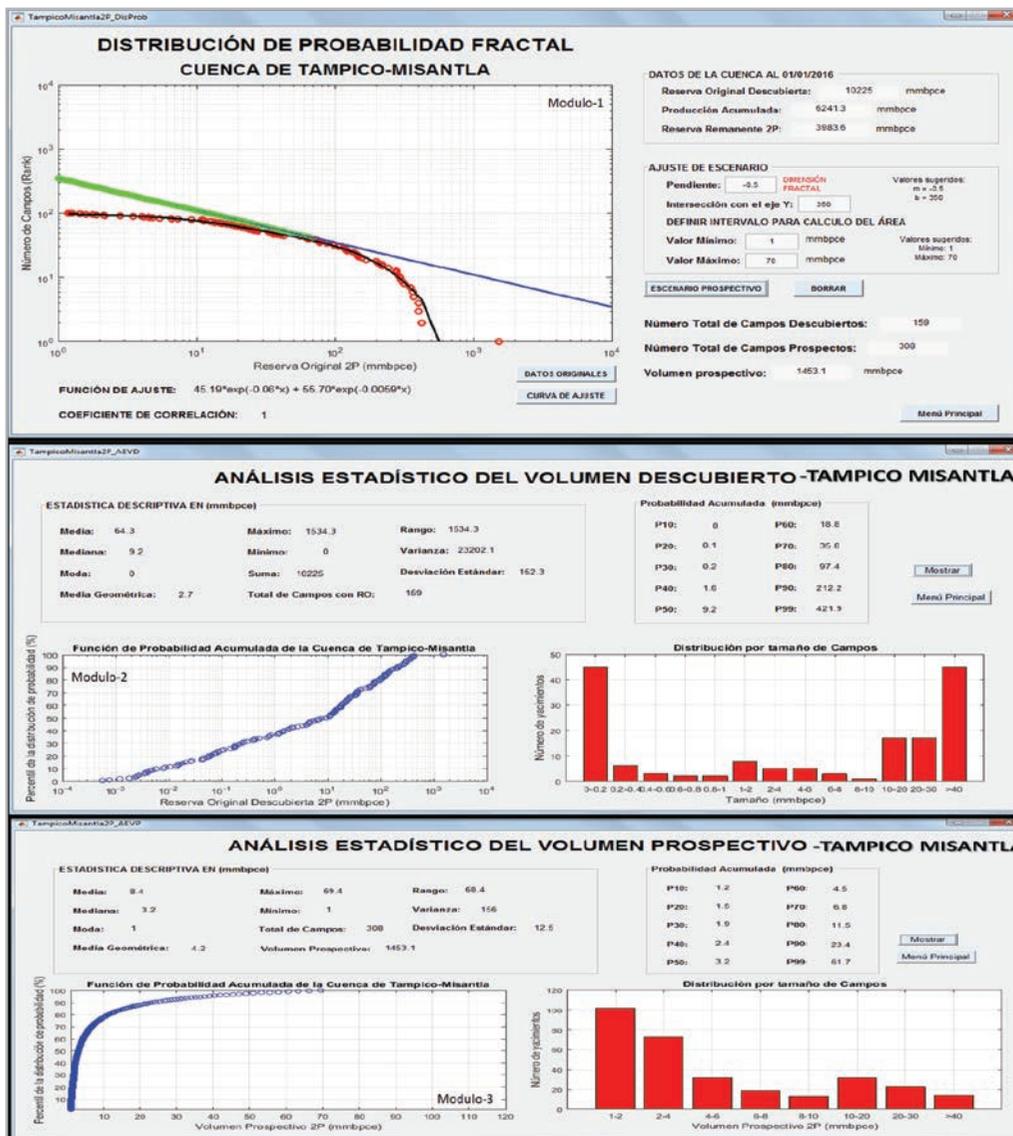


Figura 18. Recursos prospectivos de la Cuenca de Tampico-Misantla.

En el módulo 3, corresponde a los cálculos que se obtienen de los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen prospectivo o pendiente por descubrir. De esta manera obtenemos una media y mediana de 8.4 y 3.2 millones de barriles de

petróleo crudo equivalente. En cuanto a las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes por descubrir en la Cuenca de Tampico-Misantla se obtiene que el P1 es de 23.4, para el P2 es de 3.2 y para el P3 es de 1.2, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

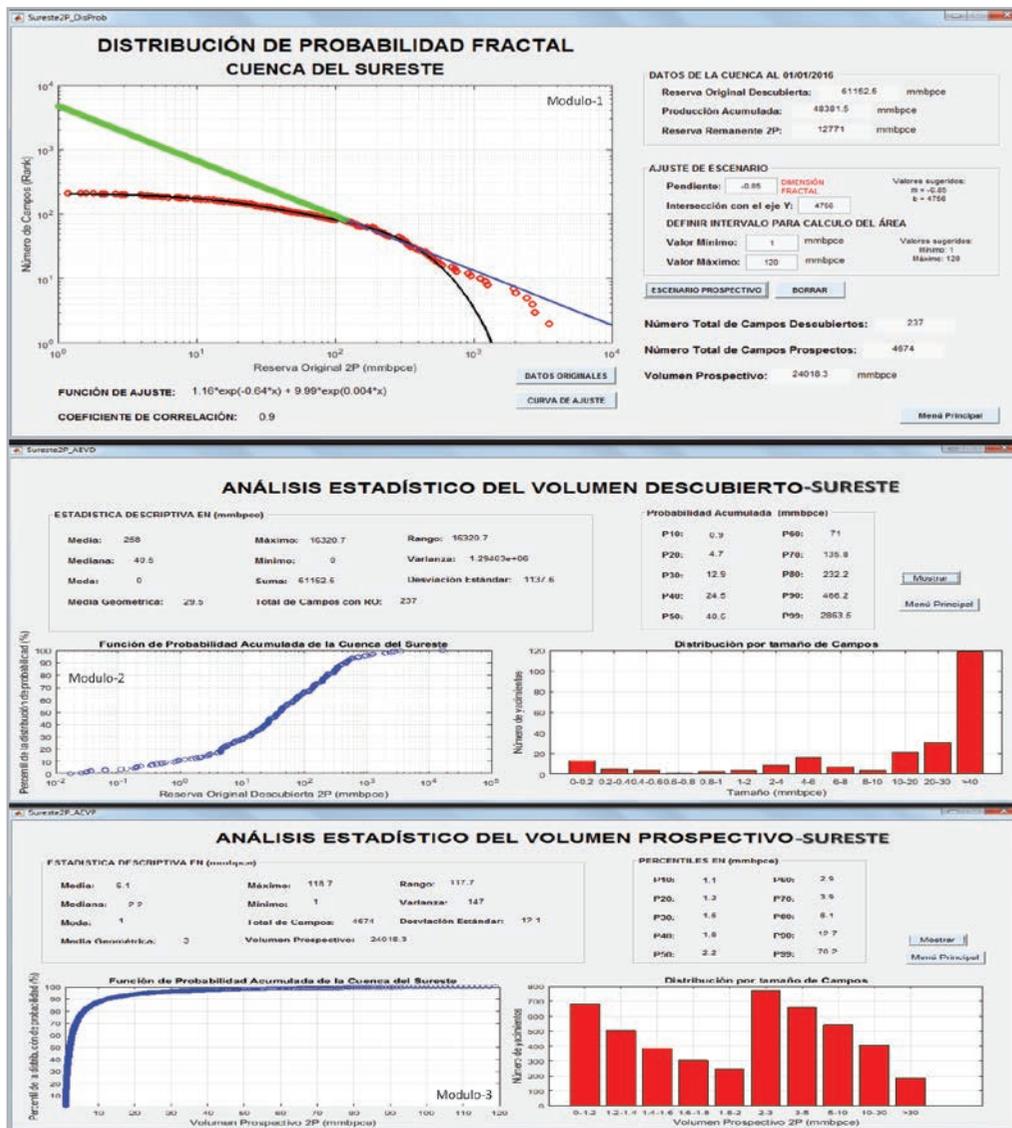


Figura 19. Recursos prospectivos de las cuencas del Sureste.

En el módulo 3, corresponde a los cálculos que se obtienen de los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen prospectivo o pendiente por descubrir. De esta manera obtenemos una media y mediana de 6.1 y 2.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes por descubrir en las cuencas del Sureste se obtiene que el P1 es de 12.7, para el P2 es de 2.2 y para el P3 es de 1.1, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Se presenta en la **Tabla 1**, los resultados obtenidos con el sistema desarrollado, se observa bajo esta metodología que en todas las cuencas se esperan descubrimientos de tamaños pequeños a medianos, las probabilidades de ocurrencia P3 y P2 indican que será en el rango de 1.1 a 3.2 mmbpce.

Tabla 1. Resultados del sistema SEPCROP/DiPF (Cuencas) para todas las cuencas con producción comercial al 1 de enero/2016.

RESULTADOS CON BASE DEDATOS AL 01 DE ENERO DE 2016							
CUENCA	CAMPOS DESCUBIERTOS CON RESERVA ORIGINAL (#)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (MMBPCE)	RESERVA REMANENTE 2P(MMBPCE)	RESERVA ORIGINAL 2P(MMBPCE)	VOLUMEN PENDIENTE POR DESCUBRIR (MMBPCE)	NUMERO DE PROSPECTOS POR DESCUBRIR	VOLUMEN PROSPECTIVO A LA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA (MMBPCE)
BURGOS	232	2,237.9	380.0	2,618	3,434	1,376	(P1)=6.1, (P2)=1.8, (P3)=1.1
SABINAS	24	83.3	20.7	104	206	99	(P1)=4.4, (P2)=1.6, (P3)=1.1
VERACRUZ	54	843.6	196.4	1,040	1,184	386	(P1)=7.7, (P2)=1.9, (P3)=1.1
TAMPICO MISANTLA	159	6,241.3	3,983.6	10,225	1,453	308	(P1)=23.4, (P2)=3.2, (P3)=1.2
DEL SURESTE	237	48,381.5	12,771.0	61,153	24,018	4,674	(P1)=12.7, (P2)=2.2, (P3)=1.1

La **Figura 20** consolida en una imagen las cuencas en estudio.

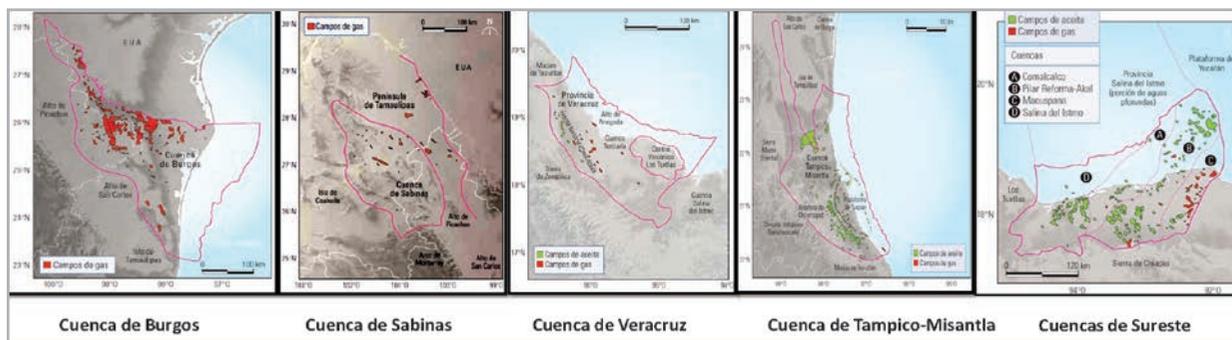


Figura 20. Distribución espacial de los campos descubiertos en cada una de las cinco cuencas en estudio, tomadas de WEC México, 2010. Schlumberger.

Conclusiones

El uso de datos PVT es muy valioso, pues al hacer la corrección del factor de volumen y de la relación de solubilidad de un proceso de liberación diferencial, al de instantánea, se estará asegurando que el tamaño de los volúmenes de las reservas originales de aceite y gas en petróleo crudo equivalente a condiciones de superficie, serán correctos, independientemente de la geometría y complejidad de los yacimientos.

Por otra parte, el programa SEPCROP/DiPF (Cuencas) puede ser utilizado para la resolución de problemas de distintos sectores, tales como la geotermia, minería, sismología, etc. Sectores en los que quizás los usuarios tienen poco conocimiento de los conceptos de geometría

fractal, de manera que el uso de la interfaz les facilitará mucho su aplicación.

Se logró el objetivo de tener un sistema cuya interfaz gráfica mostrara resultados sencillos y útiles para estimar el recurso prospectivo de petróleo no descubierto usando datos de producción y de reservas remanentes a nivel de cuenca. La función de ajuste permitirá generar estudios adicionales de modelado de cuencas.

México dispone de un potencial petrolero importante, pero no se trata de volúmenes que de inmediato puedan extraerse. Siguiendo la información disponible sobre los proyectos en el Plan de Negocios, podrían esperarse nuevas caídas de la producción nacional, si no se restituyen los volúmenes producidos con nuevos descubrimientos.

Agradecimientos

Se agradece todo el apoyo para la preparación de este trabajo a los Ingenieros: Gustavo Hernández García, Alfonso Rodríguez Torres, Daniel Barrera Morales, Enrique Urzua Pérez y José Manuel Reyes Casarreal.

Referencias

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

Flamenco López, F. J. 2001. *Modelado de Flujo de Fluidos en Yacimientos Fracturados a través del Uso de Fractales*.

Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado, México, D.F.

Jiménez Bernal, J. H. 2017. *Determinación del Petróleo No Descubierta en las Cuencas Productoras del Sistema Mexicano Mediante Distribuciones de Probabilidad Fractal*. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Ciudad de México (mayo 2017).

Laherrère, J. 1996. Distributions de Type «Fractal Parabolique» dans la Nature. *Comptes Rendus de L'Académie des Sciences: Sciences de la Terre et des Planètes* 322 Série IIA (7): 535-541. <http://gallica.bnf.fr/ark:/12148/bpt6k57588699/f23.item>.

León Villeda, C. 2010. *Análisis de Pruebas de Interferencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados con Geometría Fractal*. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería.

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 Reservas de Hidrocarburos.

Realizó estudios de Maestría en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, aprobando el examen de grado con mención especial en junio de 2017.

Fernando Ascencio Cendejas

Graduado en 1981 de Ingeniero en Energía en la Universidad Autónoma Metropolitana. En 1990 graduado como Maestro en Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, y en 1996, en la misma institución, obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería. Su proyecto de investigación doctoral versó sobre procesos de transferencia de calor en medios naturalmente fracturados, por el cual obtuvo mención honorífica. Ha publicado más de 40 artículos técnicos en diversos foros nacionales e internacionales.

José Luis Bashbush Bauza

Tiene más de 45 años de experiencia en la industria petrolera con amplia actividad en varias partes del mundo, incluyendo África, el Medio Oriente, el Mar del Norte, Inglaterra, Japón, México, Norte y Sur América.

Ha trabajado en el Instituto Mexicano del Petróleo, Pemex, Schlumberger y la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Recibió el título de Ingeniero Petrolero con Mención Honorífica por la UNAM en el año de 1969, estudió la Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad de Texas en Austin y obtuvo el Doctorado en Ingeniería Petrolera y Gas Natural por la Universidad de Pennsylvania.