



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
DEL SUBSUELO, INGENIERIA DE YACIMIENTOS.

DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO NO DESCUBIERTO EN LAS CUENCAS
PRODUCTORAS DEL SISTEMA MEXICANO MEDIANTE DISTRIBUCIONES
DE PROBABILIDAD FRACTAL.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JORGE HUESCANI JIMÉNEZ BERNAL

TUTOR
DR. FERNANDO ASCENCIO CENDEJAS
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
DEL SUBSUELO, INGENIERIA DE YACIMIENTOS.

. MAYO, 2017
CD.MX.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. José Luis Bashbush Bauza
Secretario: M.C Ulises Neri Flores
Vocal: Dr. Fernando Ascencio Cendejas
1^{er.} Suplente: M.I Alfredo León García
2^{do.} Suplente: M.C David Escobedo Zenil

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Posgrado de Ingeniería UNAM y
Oficinas Centrales de Petróleos Mexicanos

TUTOR DE TESIS:

NOMBRE

Dr. Fernando Ascencio Cendejas

FIRMA

Agradecimientos

A todo el personal de la **Gerencia de Recursos y Auditoría de Reservas**.

A todos los profesores del posgrado de la UNAM, el área de yacimientos se mantiene al nivel gracias a todos ustedes.

A mi esposa **Moramay**, mis hijas **Ingrid** y **Melody** y a mis gemelos **Adonái** y **Ociel**, como un tributo a su paciencia y apoyo.

Mi agradecimiento sincero a los Ingenieros **Carlos Morales Gil**, **Gustavo Hernández García** y **Alfonso Rodríguez Torres**, pues sin haber sido mis profesores, su experiencia y decisiones me enseñaron mucho más que cualquier academia.

Aunque se apagó la luz de tus ojos y el viento se llevó el sonido de tu voz, nunca se apagará el fuego de tu entendimiento, gracias por motivarme a estudiar la maestría **papá († Angel Jiménez del Águila)**.

A **mamá Noné**, la mejor porrista del juego de mi vida. ...La bebí, no la derramé.

A mis hermanos Armando, Jesús, Fabián, Tomás, Flor, Citlalli y Marta, también a todos los que componen sus familias.

A la familia Jiménez Vázquez e integrantes, gracias por todo su apoyo desinteresado.

Dedicatorias

A mi empresa **Petróleos Mexicanos** y a sus autoridades de Exploración y Producción.

Al **Dr. Fernando Ascencio Cendejas**, por su amistad, consejos y enseñanzas.

Al **Dr. José Luis Bashbush Bauza** por ser un ejemplo a seguir en la Ética, en la Academia y en la Superación Constante.

Al **MI. Alfredo Leon García**, ha sido muy grande tu ejemplo filantrópico con muchas generaciones, gracias por tu amistad.

Al **MI. Ulises Neri Flores**, te expreso mi gratitud por tus atinados juicios y comentarios a esta investigación.

Al **MI. David Escobedo Zenil**, gracias por el apoyo de los servicios académicos extras que requerí y por tener un excelente trato con los estudiantes de posgrado.

Al “**tercero A**”, estimados amigos, por sus porras y mensajes,

A **Delia Jeanette, Sofía, Norma Angélica, Santos, Juan Manuel, Pakodonte, Ángel, Platas, Chela, Pedro, Erick, Carlos, Filiberto, Eder**, por habernos cruzado en el camino y haber hecho un equipo de trabajo completo.

A **todos los sinodales**, gracias mil por su tutoría.

Introducción

Capítulo 1. El qué y el cómo de esta investigación

- 1.1 Planteamiento del problema
- 1.2 Justificación del estudio
- 1.3 Selección de la muestra
- 1.4 Recursos utilizados
- 1.5 Los orígenes de la información utilizada
- 1.6 Objetivo de la investigación
- 1.7 Uso del agrupamiento de campos y de sus tamaños para análisis de cada Cuenca.

Capítulo 2. Revisión de la Literatura desarrollada con teoría de fractales y su aplicación en Ingeniería Petrolera.

- 2.1 Gerencia de Recursos y Reservas
- 2.2 Aplicaciones macroscópicas
- 2.3 Aplicaciones microscópicas

Capítulo 3. Conceptos, Fundamentos y Métodos en uso para estimar Recursos Prospectivos

- 3.1 Opiniones de expertos
 - 3.1.1 Sistema Petrolero
 - 3.1.2 Identificación, evaluación y selección de Plays
 - 3.1.3 Identificación, evaluación y selección de Prospectos
 - 3.1.4 Prueba de Prospectos
 - 3.1.5 Delimitación y caracterización inicial

3.2 Cuencas

3.2.1 Trampas

3.2.2 Trampa estratigráfica

3.2.3 Trampa estructural

3.2.4 Trampa combinada

3.2.5 Trampa asociada a intrusiones ígneas

3.3 Entes reguladores en el mundo del petróleo

3.3.1 Métodos en uso para calcular Recursos

3.3.2 Areales y Rendimientos Volumétricos

3.3.3 Distribuciones usando el tamaño de los campos descubiertos

3.3.4 Extrapolación histórica

3.3.5 Modelado del depósito

3.3.6 Balance de materia geoquímico orgánico

3.3.7 Evaluación experta directa

3.4 Volúmenes Originales de Petróleo

3.4.1 Volumen original de hidrocarburos

3.4.2. Recursos petroleros

3.4.3 Volumen original de hidrocarburos total in-situ

3.4.4 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

3.4.5 Volumen original de hidrocarburos descubierto

3.4.6 Recursos prospectivos

3.4.7 Recursos contingentes

3.5 Reservas

3.5.1 Reservas probadas

3.5.2 Reservas desarrolladas

3.5.3 Reservas no desarrolladas

3.5.4 Reservas no probadas

3.5.5 Reservas probables

3.5.6 Reservas posibles

Capítulo 4. Incertidumbre, Riesgo, Distribuciones de Probabilidad y Geometría Fractal

4.1 Incertidumbre y Riesgo

4.1.1 Riesgo e Incertidumbre en las reservas originales y remanentes de petróleo

4.1.2 Probabilidad de éxito geológico

4.1.3 Factores de Riesgo

4.2 Análisis de la Incertidumbre (Sensibilidad, Decisiones y Riesgo)

4.2.1 Para el Riesgo

4.2.2 Para la Incertidumbre

4.2.3 Para la Sensibilidad

4.3 Estadística

4.3.1 Estadística Descriptiva

4.3.2 Estadística Inferencial

4.3.3 Probabilidad

4.4. Distribuciones de Probabilidad

4.4.1 Probabilidad acumulada

4.4.2 Variable Aleatoria (V.A.)

4.4.3 Variable Aleatoria Discreta

4.4.4 Variable Aleatoria Continua

- 4.5. Función de Distribución de Probabilidad (FDP)
- 4.6. Función de Densidad de Probabilidad
- 4.7. Valor esperado o esperanza matemática de una VA
- 4.8. Momento de orden r de una FDP
- 4.9. Momento central de orden r de una FDP
- 4.10. Varianza de una VA (2do momento central)
- 4.11. Percentiles o cuantiles de una distribución
- 4.12. Distribuciones continuas vs distribuciones discretas
- 4.13. Medidas de tendencia central
 - 4.13.1. Moda
 - 4.13.2 Mediana
 - 4.13.3. Media
 - 4.13.4. Varianza
 - 4.13.5. Desviación estándar
- 4.14. Distribución Normal o Gaussiana
- 4.15. Distribución Log Normal
- 4.16. Distribución de probabilidad –Triangular
- 4.17. Distribución Uniforme
- 4.18. Distribución de probabilidad –Fractal Parabólica
- 4.19. Geometría Fractal
 - 4.19.1. Detalles de la Geometría Fractal
- 4.20. Distribución de probabilidad – Pareto
- 4.21. Dimensión
 - 4.21.1. Dimensión fractal

Capítulo 5. Provincias Geológicas y Provincias Petroleras

- 5.1 Paquetes de diversos tamaños
- 5.2 Provincias Geológicas de México
 - 5.2.1 Concepto de Provincia Geológica
 - 5.2.2 Oficialmente desde 2010
- 5.3 Síntesis de las Provincias Geológicas de México
 - 5.3.1 Sabinas
 - 5.3.2 Plataforma del Burro-Picachos
 - 5.3.3 Burgos
 - 5.3.4 Alto de Tamaulipas
 - 5.3.5 Tampico-Misantla
 - 5.3.6 Veracruz
 - 5.3.7 Complejo Volcánico de los Tuxtlas
 - 5.3.8 Salina del Istmo
 - 5.3.9 Pilar Reforma-Akal
 - 5.3.10 Macuspana
 - 5.3.11 Plataforma de Yucatán
 - 5.3.12 Escarpe de Campeche
 - 5.3.13 Salina del Bravo
 - 5.3.14 Cinturón Plegado Perdido
 - 5.3.15 Cinturón Extensional Quetzalcoatl
 - 5.3.16 Cordilleras Mexicanas
 - 5.3.17 Cinturón Plegado Catemaco
 - 5.3.18 Abisal del Golfo de México
 - 5.3.19 Chihuahua
 - 5.3.20 Plataforma de Coahuila

- 5.3.21 Parras-La Popa
- 5.3.22 Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental
- 5.3.23 Plataforma Valles-San Luis Potosí
- 5.3.24 Complejo Orogénico Zacatecano
- 5.3.25 Faja Volcánica de la Sierra Madre Occidental
- 5.3.26 Faja Volcánica Transmexicana
- 5.3.27 Complejo Vulcano-Sedimentario de Guerrero y Colima
- 5.3.28 Guerrero-Morelos
- 5.3.29 Complejo Metamórfico Mixteco
- 5.3.30 Tlaxiaco
- 5.3.31 Complejo Metamórfico Zapoteco
- 5.3.32 Faja Metavolcánica Cuicateca
- 5.3.33 Batolito de Chiapas
- 5.3.34 Cinturón Plegado de Chiapas
- 5.3.35 Sonora
- 5.3.36 Cinturón Vulcano-Sedimentario de Sinaloa
- 5.3.37 Deltaica de Sonora-Sinaloa
- 5.3.38 Batolito de Jalisco
- 5.3.39 Complejo Metamórfico Xolapa
- 5.3.40 Tehuantepec
- 5.3.41 Golfo de California
- 5.3.42 Trinchera Mesoamericana
- 5.3.43 Batolito de Juárez-San Pedro Mártir
- 5.3.44 Plataforma de Magdalena-Cedros
- 5.3.45 Vizcaíno-La Purísima-Iray

- 5.3.46 Faja Volcánica de la Giganta
- 5.3.47. Complejo Plutónico de la Paz
- 5.3.48. Complejo Orogénico de Cedros
- 5.4 Provincias petroleras de México
 - 5.4.1 Provincia Petrolera
 - 5.4.2 Distribución de las Provincias Petroleras de México
- 5.5 Síntesis de las Provincias Petroleras de México
 - 5.5.1 Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos
 - 5.5.2 Provincia Petrolera Burgos
 - 5.5.3 Provincia Petrolera Tampico-Misantla
 - 5.5.4. Provincia Petrolera Veracruz
 - 5.5.5 Provincia Petrolera Sureste
 - 5.5.6 Provincia Petrolera Golfo de México Profundo
 - 5.5.7 Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán
 - 5.5.8 Provincia Petrolera Cinturón Plegado de Chiapas
 - 5.5.9 Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental
 - 5.5.10 Provincia Petrolera Chihuahua
 - 5.5.11 Provincia Petrolera Golfo de California
 - 5.5.12 Provincia Petrolera Vizcaíno-La Purísima-Iray
- 5.6 Datos usados en esta investigación (Sistema SEREH ®).
 - 5.6.1 Efecto del uso de la distribución de los tamaños de campos en la estimación de hidrocarburos
- 5.7 Petróleo crudo equivalente
- 5.8 Administración Integral de Yacimientos

Capítulo 6. Acerca de la teoría de los Fractales, Leyes de Potencia y Regresión No Lineal

6.1 Fractal y no fractal

6.2 Historia reciente de los fractales

6.3 Teoría y conceptos

6.3.1 Concepto de fractal y autosimilitud

6.3.2 La estructura de los fractales

6.3.3 Las Propiedades de los fractales

6.3.4 Distintos tipos de Fractales

6.3.5 Irregularidad, Auto-similitud y Dimensión Fractal (IAD)

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

6.3.7 Aplicaciones de los conceptos de Irregularidad y Autosimilitud en la búsqueda de Petróleo

6.3.8 Escalas de referencia

6.3.9 Ley de Potencias aplicado al estudio de Cuencas

6.3.9.1 Propiedad de la ley de potencia (Invariancia de escala)

6.3.9.2 Propiedad de la ley de potencia (Carencia de media bien definida)

6.3.9.3 ¿Dónde podemos encontrar leyes de potencia?

6.3.10 Regresión No Lineal para la obtención del modelo de las cuencas

6.3.10.1 Calidad del modelo de regresión no lineal simple

6.3.10.2 Regresión no lineal en datos de Distribución Fractal presentado por la Reserva Original 2P

Capítulo 7. Desarrollo de un programa con interfaz gráfica (GUI) en MatLab para la aplicación de conceptos de dimensión fractal, regresión no lineal y probabilidad, en la estimación de Recursos Prospectivos de Petróleo

7.1 Generalidades de la Industria Petrolera de México

7.2 EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN, par estratégicos del negocio

7.3 Catastro de pozos en el sistema y estrategia de desarrollo

7.4 Producción del periodo, acumulada y reservas remanentes del sistema mexicano al 01 de enero de 2016

7.5 Número de campos descubiertos en el sistema

7.6 Singularidad de las principales Cuencas Petroleras con producción comercial en México y su modelo parabólico fractal al 01 de enero de 2016

7.6.1 Distribución Geográfica de las Principales Cuencas Productoras de México, su Producción Acumulada de aceite y gas, sus Reservas Originales y Remanentes en su categoría 2P

7.6.2 Discretización por Cuenca de la Producción Acumulada de aceite y gas al 01 de enero de 2016

7.6.3 Discretización de las Reservas Originales 2P en aceite y gas por cuenca al 01 de enero de 2016

7.6.4 Reservas Remanentes 2P de aceite y gas por Cuenca

7.7 Generalidades del sistema y su Interfaz Gráfica: SEPCROF/DiPF (Cuencas)

7.7.1 Diagrama de bloques del sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas)

7.7.2 MÓDULO 1.

7.7.3 MÓDULO 2.

7.7.4 MÓDULO 3

7.8 Aplicación del sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas) y de su Interfaz Gráfica

7.8.1 Análisis Fractal de la Cuenca de Burgos

7.8.2 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), para Burgos.

7.8.3 Análisis Fractal de la Cuenca de Sabinas

7.8.4 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), para Sabinas

7.8.5 Análisis Fractal de la Cuenca de Veracruz

7.8.6 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), en Veracruz

7.8.7 Análisis Fractal de la Cuenca Tampico Misantla

7.8.8 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), en Tampico Misantla

7.8.9 Análisis Fractal de las Cuencas del Sureste

7.8.10 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), en las cuencas del Sureste

7.8.11 Cuenca del Golfo de México Profundo

7.8.11.1. Salina del Bravo

7.8.11.2. Cinturón Plegado Perdido

7.8.11.3. Cordilleras Mexicanas

7.8.11.4. Salina del Istmo

7.8.11.5. Cinturón Plegado Catemaco

7.8.11.6. Abisal del Golfo de México

7.8.12 Aplicación del modelo de distribución de probabilidad fractal en campos hipotéticos

Conclusiones y Futuras líneas de trabajo

ANEXO. Programa desarrollado en MatLab

REFERENCIAS

LISTA DE FIGURAS

Figura. 1.1-1. Comportamiento característico de una distribución de probabilidad fractal aplicada con reservas petroleras. SPE 25826, J.F. Brett, Oil and Gas Consultants Intl. 1993.

Figura. 3.1.1-1. El tiempo de formación de los principales elementos de un sistema petrolero se presenta gráficamente para el caso de la cuenca de Maracaibo en Venezuela. Venezuela Well Evaluation Conference, 1997 Schlumberger.

Figura. 3.1.5-1. Distribución de plays comerciales de shale gas al igual que prospectivos en el área de Norte América. North America Shale Plays, Breaking Energy, octubre 2014.

Figura. 3.2-1. 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.

Figura. 3.2-2. Ejemplo de 2 cuencas de tamaño diferente. Oilfield Review, verano de 2009. Schlumberger.

Figura. 3.2-3. Ejemplo de una cuenca, interpretación sísmica y definición de las secuencias de crecimiento en el frente del anticlinal malargüe. Revista de la Asociación Geológica Argentina, Evolución de las cuencas sinorogénicas de la Cordillera Principal entre 35°- 36° S, Malargüe, José Silvestro, pablo Cramer, 2005.

Figura. 3.2.5-1. Ejemplos de varios tipos de trampas. Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México. Pemex.

Figura. 3.2.5-2. Geometría del campo Umiat en Alaska, se muestran las trampas estructurales y estratigráficas y la localización de 11 de sus pozos. Oil and gas Journal, Umiat: A North Slope giant primed for oil development, James S. Watt, 01-11-2010.

Figura. 3.3.4-1. Curvas de Creaming, se muestra la evolución histórica de los descubrimientos de un área marina de los Estados Unidos de América en su forma de volúmenes acumulados contra el tiempo de su descubrimiento. <http://peakoilbarrel.com/jean-laherrere-replies-dennis-coyne-political-economist/>

Figura 3.4.2-1. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos (no a escala). Adaptado de Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, 2007.

Figura 3.5-1. Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

Figura 4.2.3-1. Análisis de sensibilidad con diagrama de tornado. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.2.3-2. Análisis de decisiones. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.2.3-3. Análisis de riesgo. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.4-1. Distribución de probabilidad normal. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.4-2. Diferentes tipos de distribuciones de probabilidad. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.4.1-1. Función de probabilidad acumulada. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.4.1-2. Función de probabilidad acumulada. Curso de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.5-1. Histograma acumulativo, curso Geoestadística, UNAM.

Figura 4.6-1. Histograma sin acumular, curso Geoestadística, UNAM.

Figura 4.11-1. Ejemplo de percentiles, Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.12-1. Ejemplo de probabilidad, Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.13.3-1. Medidas de tendencia central, Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.14-1. Ejemplos de distribuciones Gaussianas, curso Geoestadística, UNAM.

Figura 4.14-2. Medidas de tendencia central, Curso de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Figura 4.15-1. Ejemplos de distribuciones Lognormales, curso Geoestadística, UNAM.

Figura 4.15-2. Medidas de tendencia central, caso Log normal

Figura 4.16-1. Modelo de una distribución triangular

Figura 4.17-1. Modelo de una distribución uniforme

Figura 4.18-1. Distribución parabólica fractal, Jean Laherrère, November 2001.

Figura 4.18-2. Resumen de 110 galaxias tomadas por el telescopio Hubble, cada una de estas galaxias es de tamaño diferente, tanto el tipo de galaxias como su tamaño es fractal.

Figura 4.19.1-1. Relación entre producción acumulada, reservas remanentes y volúmenes no descubiertos

Figura 4.19.1-2. Distribuciones de densidad, Pareto vs Log normal, (Assessing Oil Resources in the Middle East and North Africa, Roberto Aguilera, (IIASA) Schlossplatz 1, A-2361, Laxenburg, Austria.

Figura 4.20-1. 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.

Figura 5.1-1. Representación jerárquica de las características geográficas en una provincia petrolera, Forecasting Populations of Pareto Distribution, Claudio Bettini, March 1987. Stanford University.

Figura 5.1-2. Trampas con más de un yacimiento, Forecasting Populations of Pareto Distribution, Claudio Bettini, March 1987. Stanford University .

Figura 5.2.2-1. Mapa de las 48 provincias geológicas de México, Pemex, Subdirección de Exploración, Pemex.

Figura 5.4.2-1. Mapa de las provincias petroleras de México. Subdirección de Exploración, Pemex.

Figura 5.6-1. Ejemplo del análisis de reservas remanentes mediante curvas de declinación con SEREH®, al sumar la Producción acumulada de cada fase producida con su reserva remanente por categoría da como resultado el valor de la reserva original de esa categoría.

Figura 5.6-2. Ejemplo del control de la producción del periodo que será restada de la reserva remanente y adicionada a la producción histórica para obtener la nueva reserva remanente a la fecha de descuento, dentro del módulo de SEREH®.

Figura 5.6-3. Ejemplo del nivel de trabajo o jerarquía de control, para consolidar cada uno de los yacimientos que integran un campo y obtener el factor de recuperación de cada yacimiento, para los diferentes elementos que componen el petróleo crudo equivalente, dentro del módulo de documentación de SEREH®.

Figura 5.7-1. Elementos para el cálculo del Petróleo Crudo Equivalente, en todo el circuito desde la boca del pozo hasta el centro procesador de gas. En función de la eficiencia de operación de cada etapa será la magnitud del factor de rendimiento o encogimiento.

Figura 5.8-1. Elementos que forman el ciclo de actividades de una Administración Integral de Yacimientos, las cuencas están al inicio, pero también son el final del ciclo. Dr. Néstor Martínez Romero, apuntes de la asignatura AIY (Administración Integral de Yacimientos).

Figura 6.1-1. Representación de un elemento ficticio no fractal. Tomado de <http://joaquinsevilla.blogspot.mx/2010/05/fractal-thinking-wanted.html>

Figura 6.2-1. Diferentes escalas de fragmentación de elementos y repetición de estructuras, los fractales están presentes desde hielo hasta galaxias.

Figura 6.2-2. Fractales presentes en plantas y flores, para explicar las formas caprichosas se requiere de la Geometría Fractal.

Figura 6.2-3. Auto semejanza, irregularidad, fragmentación y repetición de elementos hacen que la mayor parte de los elementos que nos rodean sean fractales.

Figura 6.3-1. Propiedad de generación de la misma figura o de alguna similar.

Figura 6.3.4-1. Representación de diferentes diseños de fractales, todos lineales.

Figura 6.3.4-2. Representación en Matlab de un fractal no lineal, muy popular en los estudios de matemáticas con geometría fractal, el conjunto de Mandelbort.

Figura 6.3.4-3. Otro fractal no lineal en Matlab, igualmente de popular, llamado el conjunto de Julia.

Figura 6.3.4-4. Generación de un fractal usando un modelo precargado en Matlab.

Figura 6.3.5-1. Dimensiones de diferentes estructuras, euclidianas y fractales. Tomado de <http://arquitecturaynaturalezabajoelsol.blogspot.mx/2011/01/las-ciudades-como-estructuras-complejas.html>.

Figura 6.3.5-2. Ejemplo de estimación de la dimensión de Hausdorff-Besicovitch de la costa de gran Bretaña. Tomado de https://es.wikipedia.org/wiki/Dimensi%C3%B3n_de_Hausdorff-Besicovitch.

Figura 6.3.6-1. Mapa areal de todos los campos con producción comercial, descubiertos en la cuenca de Burgos al 01 de enero de 2016.

Figura 6.3.6-2. Modelo de distribución fractal de la reserva original 2P de todos los campos descubiertos en la cuenca de Burgos, al 01 de enero de 2016. Se explica el concepto de dimensión fractal.

Figura 6.3.7-1. Auto semejanza en sentido lateral de estructuras visualizadas por la sísmica.

Figura 6.3.7-2. Repetición de estructuras en sentido vertical, sísmica y modelo conceptual.

Figura 6.3.7-3. Variabilidad lateral y vertical de estructuras en rocas carbonatadas, desde el punto de vista de la geometría fractal se presenta invariabilidad a la escala.

Figura 6.3.7-4. Arenas amalgamadas, canales preferenciales de flujo que generan todo tipo de facies en el mioceno medio.

Figura 6.3.7-5. Facies identificadas durante el proceso exploratorio de la cuenca Cordilleras Mexicanas, son visibles los paleo ambientes de depósito formados por canales.

Figura 6.3.7-6. Canales de desborde como proceso geológico actual, auto similar a los que ocurrieron en el pasado y formaron las que aparecen en las figuras 6.3.7-4 y 6.3.7-5. Tomado de Waimakariri River, Canterbury, New Zealand. (Greg O'Beirne, GFDL/Creative Commons)..

Figura 6.3.7-7. Identificación de trampas pequeñas, medianas, grandes y muy grandes.

Figura 6.3.7-8. Cuatro canales de depósito identificados, la repetición de estructuras a diferentes escalas es visible, las mejores propiedades petrofísica de porosidad y permeabilidad estarán influenciadas por la morfología de los canales que presentan las arenas amalgamadas.

Figura 6.3.8-1. Trend de campos descubiertos con alta variabilidad de tamaños, se observa el gigante Cantarell con sus bloques, como el rey y al grupo de campos que forman el segundo gigante Ku-Maloob y Zaap, la reina.

Figura 6.3.9-1. Comportamiento típico de un grupo de datos que presenta una distribución conocida como Ley de Potencias, que desde un punto de vista probabilístico sería una distribución Log normal. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Fig. 6.3.9.2-1. Un ejemplo gráfico de ley potencial, usada para demostrar el ranking de popularidad. En rojo y en escala normal, se ve a la derecha una larga cola (muchos elementos individualmente poco populares), y a la izquierda los pocos elementos que son más populares. https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_potencial

Figura 6.3.9.3-1. Tomado de revista andaluza de medicina del deporte (Appearance of power laws in sports), Elsevier, J.M. García-Manso.

Figura 6.3.10-1. Tomado de Claudia Jiménez R, Universidad de Colombia

Figura 6.3.10.1. Modelado del comportamiento complejo de un fenómeno mediante regresión no lineal, con todos los elementos de ajuste, sobre todo el R². Tomado de <http://www.mathworks.com/matlabcentral>.

Figura 7.3-1. Catastro de pozos desde Reynosa hasta Ciudad del Carmen, los puntos en rojo comparados con los puntos amarillos indican la diferencia tan solo en el lado del Golfo de México en cuanto a la actividad de perforación de pozos, mayor en USA. Tomado de www.worldreview.info/content/mexico-courts-foreign-investment-historic-energy-reform.

Figura 7.6.1-1. Representación geográfica de las cuencas con producción comercial y con potencial, así como de las sub cuencas asociadas.

Figura 7.6.2-1. Producción histórica acumulada de crudo de cada una de las cuencas de México.

Figura 7.6.2-2. Producción histórica acumulada de gas natural de cada una de las cuencas de México.

Figura 7.6.3-1. Producción histórica acumulada de gas natural de cada una de las cuencas de México.

Figura 7.6.3-2. Producción histórica acumulada de gas natural de cada una de las cuencas de México.

Figura 7.6.4-1. Producción histórica acumulada de gas natural de cada una de las cuencas de México.

Figura 7.6.4-2. Producción histórica acumulada de gas natural de cada una de las cuencas de México.

Figura 7.7-1. Portada principal del sistema desarrollado en lenguaje MATLAB.

Figura 7.7-2. Pantalla del menú a escoger, se cuenta con 5 cuencas con datos completos.

Figura 7.7.1-1. Composición de la reserva remanente 2P y de la producción acumulada en petróleo crudo equivalente

Figura 7.7.1-2. Definición de la Reserva original 2P en sus modos instantáneo y proyectado, en petróleo crudo equivalente.

Figura 7.7.2-1. Diagrama de bloques del módulo 1 del programa SEPCROP/DiPF (Cuencas)

Figura 7.7.3-1. Diagrama de bloques del módulo 2 del programa SEPCROP/DiPF (Cuencas)

Figura 7.7.4-1. Diagrama de bloques del módulo 3 del programa SEPCROP/DiPF (Cuencas)

Figura 7.8.1-1. Plays productores de la cuenca de Burgos. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.1-2. Detalles de los plays productores de la cuenca de Burgos. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.1-3. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca de Burgos.

Figura 7.8.1-4. Variación espacial de los tamaños de campos en la Cuenca de Burgos. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.2-1. Recursos prospectivos de la cuenca de Burgos usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.2-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca de Burgos usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.2-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir de la cuenca de Burgos usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.3-1. Detalles de los plays productores de la cuenca de Sabinas. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.3-2. Distribución de estilos de deformación y sección estructural NO-SE de la parte central de la cuenca de Sabinas. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.3-3. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca de Sabinas.

Figura 7.8.3-4. Variación espacial de los tamaños de campos en la Cuenca de Sabinas. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.4-1. Recursos prospectivos de la cuenca de Sabinas usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.4-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca de Sabinas usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.4-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir de la cuenca de Sabinas usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.5-1. Mapa y sección mostrando el marco estructural de la cuenca de Veracruz.

Figura 7.8.5-2. Detalles de los plays productores de la cuenca de Veracruz. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.5-3. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca de Veracruz.

Figura 7.8.5-4. Variación espacial de los tamaños de campos en la Cuenca de Veracruz. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.6-1. Recursos prospectivos de la cuenca de Veracruz usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.6-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca de Veracruz usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.6-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir de la cuenca de Veracruz usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.7-1. Principales elementos tectónicos de la cuenca Tampico Misantla.

Figura 7.8.7-2. Mapa de la cuenca Tampico Misantla con sus áreas más importantes.

Figura 7.8.7-3. Detalles de los plays productores de la cuenca Tampico Misantla. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.7-4. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca Tampico Misantla.

Figura 7.8.7-5. Variación espacial de los tamaños de campos en la cuenca Tampico Misantla. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.8-1. Recursos prospectivos de la cuenca Tampico Misantla usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.8-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca Tampico Misantla usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.8-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir en la cuenca Tampico Misantla usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.9-1. Límites geológicos de la cuenca del Sureste.

Figura 7.8.9-2. Ubicación de las cuencas del Sureste

Figura 7.8.9-3. Detalles de los plays productores de la cuenca del Sureste. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.9-4. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca del Sureste.

Figura 7.8.9-5. Variación espacial de los tamaños de campos en la cuenca del Sureste. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Figura 7.8.10-1. Recursos prospectivos de la cuenca del Sureste usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.10-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca del Sureste usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.10-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir en la cuenca del Sureste usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Figura 7.8.11-1. Mapa de localización de la cuenca del Golfo de México Profundo.

Figura 7.8.11-2. Sección estructural tipo de las sub cuenca Salina del Bravo y Cinturón Plegado Perdido.

Figura 7.8.11-3. Sección estructural tipo de las sub cuenca Salina Cordilleras Mexicanas.

Figura 7.8.11-4. Sección estructural tipo de las sub cuenca Salina del Istmo.

Figura 7.8.11-5. Sección estructural tipo de las sub cuenca Cinturón Plegado Catemaco.

Figura 7.8.11-6. Sección estructural tipo de las sub cuenca Abisal del Golfo de México.

Figura 7.8.11-7. Sección estructural tipo de las sub cuencas del Golfo de México Profundo.

Figura 7.8.12-1. Ajuste de la parábola del comportamiento fractal que presentan los volúmenes de los campos con producción comercial del Golfo de México Profundo de los EUA.

Figura 7.8.12-2. Ajuste de curva de comportamiento fractal para volúmenes de campos petroleros de las Cuencas del Golfo de México Profundo utilizando la pendiente (-1.4) que muestran los campos del GMP descubiertos en el territorio de los EUA.

Figura 7.8.12-3. Ajuste de curva de comportamiento fractal para volúmenes de campos petroleros de las Cuencas del Golfo de México Profundo utilizando la pendiente (-1.4) que muestran los campos del GMP descubiertos en el territorio de los EUA.

LISTA DE TABLAS

Tabla 5.2-0. Asociación a su tipo de las 48 provincias geológicas de México. Subdirección de Exploración, Pemex.

Tabla 5.4.2-0. Potencial de las provincias petroleras de México.

Tabla 7.4-0. Volúmenes originales y reservas remanentes del sistema mexicano y de sus regiones geográficas, así como de la composición del petróleo crudo equivalente, al 01 de enero de 2015.

Tabla 7.6.4-0. Volúmenes originales y reservas remanentes del sistema mexicano a nivel de sus cuencas, así como de la composición del petróleo crudo equivalente, al 01 de enero de 2015.

Tabla 7.8.1-0. Síntesis de la cuenca de Burgos al 01 de enero de 2015.

Tabla 7.8.3-0. Síntesis de la cuenca de Sabinas al 01 de enero de 2015.

Tabla 7.8.5-0. Síntesis de la cuenca de Veracruz al 01 de enero de 2015.

Tabla 7.8.7-0. Síntesis de la cuenca Tampico Misantla al 01 de enero de 2015.

Tabla 7.8.9-0. Síntesis de la cuenca Tampico Misantla al 01 de enero de 2015.

Tabla 7.8.11-0. Campos con reserva original 3P en la cuenca el Golfo de México, enero 2015.

Tabla 7.8.12-0. Resultados del sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas) para todas las cuencas con producción comercial al 01 de enero/2016.

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 la 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, sin congojas y apuraciones. Para todo Ingeniero Petrolero es fundamental conocer con la mayor precisión posible los volúmenes originales de un campo para establecer el plan de desarrollo que maximice la recuperación final.

Las reservas originales y remanentes de petróleo, condensado y gas, son el activo a 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, usando la variable petróleo crudo equivalente para documentar los volúmenes disponibles.

Las reservas son para la Industria Petrolera el centro de la confianza y credibilidad que aseguran acceso a fondos para desarrollar proyectos e innovaciones que respondan a la demanda, para el Sector Financiero las reservas son una medida del valor de una empresa petrolera y por lo tanto en función de sus reportes a la

Security Exchange Commission, SFAS 69 y 20 F, fundamento de su capacidad crediticia.

Para los países productores altamente dependientes de las exportaciones de su crudo y gas es imperativo conocer por cuánto tiempo más podrán seguir utilizando este tesoro no renovable 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, puros medianos o solamente campos pequeños.

Las técnicas disponibles para estimar el recurso no descubierto también llamado recurso prospectivo, 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, que permitirán hacer escenarios de incorporación de nuevas reservas en todas sus categorías, así como la reclasificación de recurso prospectivo a reserva y la razón es obvia, todo proyecto de explotación siempre irá acompañado de su componente exploratoria.

La evaluación técnica y económica de las reservas y recursos petroleros que actualmente se práctica en Petróleos Mexicanos tiene varias categorías: reservas probadas, probables y posibles. En cuanto a los recursos los hay potenciales, prospectivos y contingentes, también se han utilizado otros términos para designar

especulaciones o estrategias políticas y de otra índole como: “reservas prospectivas”, estratégicas, por descubrir, etcétera.

En el Capítulo 1 se describen los elementos del por qué y el cómo de la tesis, así como la hipotética fase líquida utilizada conocida como crudo equivalente. En el Capítulo 2 se resume el estado del arte de la aplicación de los fractales en la Ingeniería Petrolera tanto para casos macroscópicos como para casos microscópicos.

Con el Capítulo 3 se documentan los conceptos, fundamentos y métodos actuales en uso para estimar Recursos Prospectivos, así como la clasificación de volúmenes originales de petróleo. En el Capítulo 4 se desarrollan los elementos y conceptos de Incertidumbre y Riesgo, se describen las distintas distribuciones de probabilidad en las ciencias incluyendo la distribución fractal, pocas veces usada y descrita, así como lo que es la Geometría Fractal.

En el Capítulo 5 se desarrolla lo relacionado a Provincias Geológicas y la diferencia que hay con el concepto Provincias Petroleras y Cuencas. En el Capítulo 6 se presenta la teoría de los Fractales, adicionalmente se detallan los conceptos sobre Leyes de Potencia y Regresión No Lineal.

Por último en el Capítulo 7 se detalla el desarrollo y el uso de un programa de cómputo en base a los conceptos de Dimensión Fractal y su aplicación a las cuencas mexicanas con producción comercial para estimar los recursos no

descubiertos al 01 de enero de 2016, sin considerar la probabilidad geológica, es decir sin Pg.

Adicionalmente se incluye un anexo donde se presenta el programa de cómputo en sus estructura principal escrito en lenguaje Matlab.

Nota importante

Esta tesis contiene proyecciones a futuro, las cuales fueron desarrolladas con base en la información disponible en la Base de datos del Sistema de Evaluación de Reservas de Hidrocarburos (SEREH[®]) al 01 de enero de 2016, que es lo mismo si se usara como referencia 31 de diciembre de 2015, las cifras de estas proyecciones forman parte de la investigación para presentar el examen de grado de la Maestría en Exploración y Explotación de Recursos Naturales y del Subsuelo, en la especialidad de Yacimientos ofrecida por el Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Las imágenes así como las declaraciones escritas, empleando palabras como “se estima”, “se espera”, “se considera” y expresiones similares dentro de este trabajo sólo reflejan puntos de vista, más no compromisos, ni se pretende con esto contradecir los valores oficiales declarados por Petróleos Mexicanos o por cualquier autoridad como lo son la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) o Secretaría de Energía (SENER).

Capítulo 1: El qué y el cómo de esta investigación

1.1 Planteamiento del problema

La Industria Petrolera como tal siempre está asociada al éxito y al fracaso de las actividades de exploración y de explotación. Lo ya descubierto comercial, dentro de un portafolio de exploración y producción, agrega a lo no descubierto, valores de éxito y fracaso, es decir de riesgo, así tenemos dentro del inventario total, gran cantidad de campos descubiertos de tamaño pequeño y muy pocos descubrimientos de gran tamaño y de manera excepcional campos Gigantes, quedando los valores medios más cerca del valor pequeño que de los valores grandes.

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). Ver figura 1.1-1

La relación que se da entre el tamaño de los campos y su posición secuencial permite 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. La justificación del estudio y desarrollo de esta tesis será el uso de gran cantidad de datos para la mejor integración y determinación de la ley o distribución parabólica fractal de cada Cuenca por analizar.

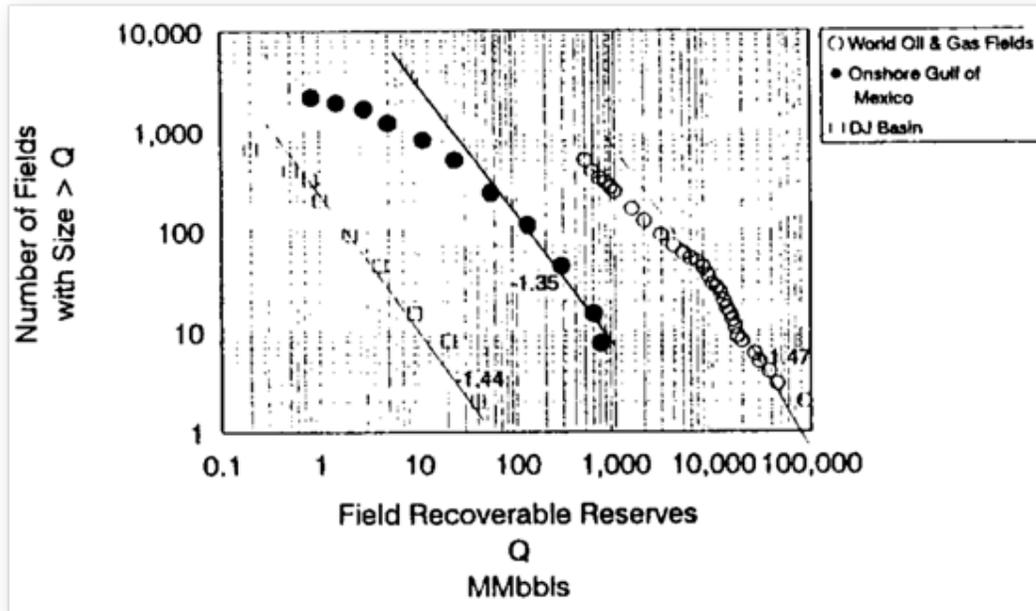


Figura. 1.1-1. Comportamiento característico de una distribución de probabilidad fractal aplicada con reservas petroleras. SPE 25826, J.F. Brett, Oil and Gas Consultants Intl. 1993.

1.2 Justificación del estudio

La trascendencia de esta tesis estriba en la documentación de diferentes escenarios de incorporación de volúmenes de reservas en el tiempo, evaluando el impacto económico de los procesos para lograr la reclasificación de reservas no descubiertas a descubiertas y del cotejo de los proyectos exploratorios con los modelos que se obtengan con o sin riesgo.

1.3 Selección de la muestra

Se tomarán como muestras de estudio todos los datos de reservas originales en su categorías 2P, integradas por campos dentro de los sistemas petroleros de México, usando consolidaciones a nivel de 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. La Cuenca del Golfo de México Profundo por no tener campos en explotación se tratará de forma diferente.

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada por las compañías de petróleo y gas para reportar el inventario total de hidrocarburos en sus balances de sus estados financieros como un modo de combinar reservas de petróleo y gas natural bajo una sola medida. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo; es decir, es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la combustión de un barril de petróleo crudo.

En Petróleos Mexicanos el gas seco obtenido a la salida de las plantas de procesamiento de gas, se convierte a líquido con una equivalencia de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo. Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por

barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o su inverso dado por el valor mencionado al principio de este párrafo. El poder calorífico del gas natural depende de su composición química; entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que contenga, mayor será su poder calorífico, bajo esta premisa se tendrá un valor diferente de equivalencia de gas a líquido para cada yacimiento.

Otra definición del petróleo crudo equivalente es la suma de la fase aceite más la fase gas convertida a líquido mediante el factor de conversión resultante de los factores de rendimiento y encogimiento dentro del ciclo boca de pozo-centro de procesamiento del gas.

1.4 Recursos utilizados

Se utilizaron las bases de datos oficiales de reservas al 01 de enero de 2016, considerando la producción acumulada de los campos en explotación, cerrados y abandonados. Se desarrolló un programa en 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, 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.

1.5 Los orígenes de la información utilizada

Desde 1904 hasta 2015 han pasado 112 años, los volúmenes descubiertos y sus reservas originales y remanentes, registrados en todo este periodo, están validados por compañías certificadoras de nivel internacional, lo que hace que los datos de volúmenes originales y de volúmenes comerciales remanentes, además de la producción acumulada de petróleo y gas (N_p y G_p) sean datos consistentes y que al usarlos en este trabajo, se haga un análisis estadístico robusto y un tanto diferente a los obtenidos mediante distribuciones clásicas, los resultados aportan conclusiones y decisiones estratégicas nuevas, que se traducirán en inversión en ambas componentes del negocio de la empresa productiva del estado, es decir en explotación y exploración de aceite y gas de las cuencas donde se tiene registros de producción comercial y de las cuencas nuevas también.

Compañías no petroleras de carácter Internacional han estado aplicando la distribución fractal para la descripción de fenómenos geológicos, tamaños de ríos, distribución de diamantes, tamaños de granos de arena, rangos de lluvia, tamaños de islas, comportamiento del tráfico vehicular e inclusive la distribución del tamaño de las galaxias en el universo. Estas aplicaciones de la distribución fractal como técnica de análisis, han permitido la visualización y determinación de datos con capacidad de convertirlos en leyes de comportamiento de sus tamaños clasificados en nano, micro, pequeños, medianos, grandes, megas, y gigas.

Debido a la naturaleza de las acumulaciones y sobre todo a su tamaño, la escala que se estudiará será a nivel de cuenca y se pretende con este trabajo mostrar que el Ingeniero Petrolero debe participar como parte de la Administración de Yacimientos, en tareas que tradicionalmente las han realizado Geocientíficos, porque la etapa de Planeación de las inversiones de un portafolio de proyectos no solo consiste en asignar recursos en base a criterios de indicadores de rentabilidad, o de localizaciones exploratorias, hay otros elementos que entran al juego de la asignación de inversiones estratégicas.

A partir de los años noventa se han ido adoptando en Petróleos Mexicanos conceptos y procedimientos derivados de la actividad denominada Administración Integral de Yacimientos. Todo yacimiento desde su descubrimiento hasta su abandono está clasificado dentro de un compartimento, el compartimento dentro de un campo, el campo dentro de un proyecto, el proyecto dentro de un activo y el activo dentro de una Región. Sin embargo, desde el punto de vista de un Ingeniero de Yacimientos, pocas veces se considera que un campo se ubica dentro de una cuenca y para que pueda hablarse de una Administración Integral de Yacimientos completa, es indispensable tomar en cuenta los análisis del comportamiento de la cuenca de manera independiente.

1.6 Objetivo de la Investigación

El objetivo de este trabajo se orientó a realizar 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, 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 gascópico 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 log-normal y de distribución fractal.

La curva parabólica fractal que se forma por cada cuenca analizada es la evidencia de que los campos petroleros se presentan en la naturaleza y son invariantes de la escala. Esta aseveración parte de la geometría fractal, que describe una manera particular de orden inherente en ciertas estructuras aparentemente aleatorias. Los campos se encuentran en las cuencas fractalmente distribuidos, y presentan una propiedad de invariabilidad a la escala.

Invariabilidad a la escala quiere decir que es imposible decir cuán grande algo es sin tener una escala externa de referencia. La explicación física para la invariación de la escala es que algunos procesos físicos pueden actuar en una amplia rango de tamaños de tal manera que se producen estructuras similares en escalas extensamente diversas, es decir, de manera fractal.

Se toma a la distribución fractal como una técnica de análisis que permite ir más allá de solo reportar los datos duros, esta técnica posibilita obtener conclusiones o inferencias sobre el estado actual de cada cuenca en explotación, identificar su grado de madurez y también identificar las oportunidades de generación de proyectos de exploración y explotación futura.

1.7 Uso del agrupamiento de campos y de sus tamaños para análisis de cada Cuenca.

Finalmente se hizo uso de la distribución fractal por la evidencia del comportamiento del tamaño de la producción acumulada de aceite y gas más las reservas remanentes, ambos integrados en una variable conocida como petróleo crudo equivalente, cuyos valores repercuten en la generación de modelos parabólicos que de acuerdo a la naturaleza de los datos se comportaran de manera típica como Log-normal por estar sesgados de manera natural hacia valores de interés de cada cuenca analizada.

Capítulo 2. Revisión de la Literatura desarrollada con teoría de fractales y su aplicación en Ingeniería Petrolera.

2.1 Gerencia de Recursos y Reservas

Entre la variedad de herramientas utilizadas para la estimación volúmenes originales y de reservas destacan la probabilidad y estadística y el consecuente énfasis en el análisis de los datos obtenidos por la medición directa o indirecta de parámetros cuya distribución puede ser o no normal. La mayoría de las propiedades de las rocas de los yacimientos se identifican como log-normal, tal es el caso de la heterogeneidad en las propiedades de los yacimientos como espesores, permeabilidades, porosidades, saturaciones. Estos más otros procesos que determinan la acumulación de petróleo y gas en términos de autosimilitud se presentarán en cuencas pequeñas como la de Sabinas o en cuencas muy grandes como la del Sureste. Un comportamiento de distribución fractal también puede ser asociado a las reservas de hidrocarburos debido a que estas manifiestan una distribución log-normal.

Una de las funciones de la Gerencia de Recursos y Reservas de Petróleos Mexicanos, Empresa Productiva del Estado (PEMEX EPE) es la administración de la información resultante y del acopio de datos de los campos en explotación así como de los nuevos descubrimientos. Estos datos se han recabado, resumido, reportado y almacenado para su análisis cuidadoso. Del sistema institucional o base de datos al 01 de enero de 2016, se agrupó y usó la información de cada cuenca productora del sistema petrolero para generar las curvas de distribución

fractal de los campos en explotación con reservas originales 2P que sirvieron de base para el análisis de esta tesis. Se seleccionaron las reserva originales 2P por tener implícitamente a las reservas remanentes probadas más probables, respectivamente e implícitamente un límite económico, después de ser descontados los efectos de la producción acumulada del periodo inmediato anterior, del desarrollo y del comportamiento, integrando todos los efectos en términos de petróleo crudo equivalente, relacionando los resultados directamente con el concepto de tamaño, que será la variable a manejar. Justo por llevar en su nombre, la palabra Recursos y Reservas, esta tesis ayuda a comprender el alcance y límite de los trabajos que se derivan para cada uno de estos conceptos.

Se tomó a la distribución fractal como una técnica de análisis que nos permite ir más allá de solo reportar los datos duros. Esta técnica permite obtener conclusiones o inferencias sobre el estado actual de cada cuenca en explotación, identificar su grado de madurez y también identificar las oportunidades de generación de proyectos de exploración futura al inferir su potencial real con estos análisis.

2.2 Aplicaciones macroscópicas

Desde 1964 **Gordon M. Kaufman** en su trabajo: "The size distribution of oil and gas fields", muestra como aceptando, la distribución log normal se pueden hacer simulaciones de comportamiento de volúmenes incrementales sobre los volúmenes conocidos para determinar el resto de lo no conocido con el apoyo de

papel log normal probabilístico. Hoy se sabe que una distribución log-normal, es una modalidad particular de la distribución fractal.

A partir de los descubrimientos de **Mandelbrot** en 1982, sobre la organización fractal de la naturaleza, alejándose de la geometría clásica euclidiana, estos conceptos comenzaron a aplicarse a otras ramas del conocimiento. La naturaleza de los fractales queda reflejada en el propio significado de su nombre; fractal, del Latín fractus (irregular o fragmentado), y se aplica a aquellos objetos que tienen una forma sumamente irregular o interrumpida.

Laherrere en abril de 1996, presentó variadas aplicaciones de la distribución fractal como un nuevo método para analizar el comportamiento de fenómenos como terremotos, galaxias, aglomeraciones y de las reservas mundiales de petróleo.

Brett, Lynne y Feldkamp en su trabajo publicado en SPE-25826, 1993, hacen un excelente estudio de investigación sobre el comportamiento fractal de las reservas mundiales de petróleo con datos publicados por la revista Word Oil y datos integrados por campos de los Estados Unidos.

James L Smith en 1979, en su trabajo “A Probabilistic Model of Oil Discovery” hace uso de métodos de extrapolación econométrica para cuantificar los futuros suministros de petróleo mediante el análisis de la declinación de las reservas y la estimación de la restitución de nuevos descubrimientos en las cuencas petroleras del mar del Norte.

Escalera Alcocer J.A. en su trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería, en septiembre de 2010, plasma la importancia del conocimiento del estado de las Cuencas productoras en la Industria de la extracción de los hidrocarburos, tanto para los planes de Explotación como de Exploración con la Evaluación del Potencial.

2.3 Aplicaciones microscópicas

El uso de la geometría fractal también ha sido aplicado en la modelación de fenómenos de transporte de masa y energía, modificando la ecuación de difusión, dejando las ideas euclidianas por la consideración de variables espaciales y en tiempo de naturaleza fractal, de entre todos los trabajos, vale la pena considerar algunos de los más destacados en el tema, y a continuación se resumen.

Flamenco López F., y Camacho Velázquez R., presentaron en el 2001 su investigación titulada “Modelado de Flujo de Fluidos en Yacimientos Fracturados a través del uso de Fractales”, en donde bajo el concepto de que la red de fracturas se comporta como un medio con propiedades fractales, desarrollaron aproximaciones a tiempos largos y cortos de la solución de la ecuación de difusión para el caso en que la matriz contribuye al flujo de fluidos hacia el pozo. Siendo la solución numérica que programaron por elemento finito una excelente alternativa de solución a su modelo. Adicionalmente su metodología de ensaye y error para determinar el índice de conductividad y la dimensión fractal del sistema de fracturas y el comportamiento de la presión en el pozo en los periodos transitorio y pseudo estacionario.

León Villeda C. y Camacho Velázquez R. durante 2010 en su trabajo de investigación “Análisis de Pruebas de Interferencia en yacimientos Naturalmente Fracturados con Geometría Fractal”, desarrollaron un modelo semianalítico utilizando el método de imágenes y superposición en tiempo y espacio para generalizar el uso de las ecuaciones desarrolladas en geometría fractal radial a coordenadas rectangulares y presentan las soluciones a sus ecuaciones de presión en cualquier punto para analizar pruebas de interferencia, el modelo considera yacimiento con falla lateral, fallas paralelas y yacimiento rectangular cerrado, luego compararon con las soluciones euclidianas ya documentadas por distintos investigadores.

Espinoza Elizarraras B; Alexander Balankin y Lira Galeana, durante 2011 en su investigación “Modelos Físico-Matemáticos para flujos multifásicos en medios con porosidad fractal”, desarrollan un grupo de ecuaciones que parten de la ecuación de difusión generalizada y le incorporan elementos que permiten la generación de nuevos modelos matemáticos para hacer predicciones del comportamiento de presión y hacer análisis de pruebas de pozos bajo condiciones de estructura fractal de la porosidad, el grupo de soluciones analíticas que obtienen para la presión de flujo fractal radial con geometría cilíndrica y esférica para un yacimiento infinito a gasto constante consideran que cumplen leyes de potencia en el tiempo, haciendo de algún modo fractal esta variable en su forma adimensional.

Capítulo 3. Conceptos, Fundamentos y Métodos en uso para estimar Recursos Prospectivos.

3.1 Opiniones de expertos

De acuerdo con Mubarak Matlak Al-Hajeri de Kuwait Oil Company, a comienzos de la década de 1970, los geoquímicos desarrollaron métodos de pronóstico cuantitativos del potencial de generación de petróleo de una unidad litológica. Comenzándose a utilizar los modelos de cuencas sedimentarias como marcos estructurales para efectuar correlaciones genéticas geoquímicas entre los hidrocarburos y las rocas generadoras (rocas madre).

Numerosos científicos han trabajado con esta noción en forma independiente, de modo que la idea recibió diversos nombres, incluyendo los de sistema petrolero, máquina de hidrocarburos, cada enfoque enfatizó diferentes aspectos de este problema multifacético. Ahora es muy común el término sistema petrolero y el concepto que describe sintetiza muchas características del trabajo colectivo, que incluye al Ingeniero de yacimientos.

Según Ian Bryant de Schlumberger, los conceptos de cuencas, sistemas petroleros y extensiones productivas de hidrocarburos, son vitales en el negocio de los hidrocarburos. Las cuencas recogen los sedimentos que se convierten en los pilares para los sistemas petroleros. Una extensión productiva es un modelo utilizado para buscar depósitos de hidrocarburos con características similares. Los sistemas petroleros pueden contener una o más extensiones productivas, dependiendo de yacimiento y del tipo de mecanismo de entrapamiento.

3.1.1 Sistema Petrolero

Un sistema petrolero comprende una unidad de roca generadora activa y el aceite y gas obtenidos de dicha roca mediante correlación geoquímica. El concepto comprende todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que el petróleo y el gas se acumulen. Los elementos esenciales son una roca generadora efectiva, el yacimiento, el sello y los estratos de sobre carga; estos últimos facilitan el sepultamiento de los otros. Los procesos incluyen la formación de trampas y la generación, migración y acumulación de hidrocarburos.

Estos elementos y procesos deben tener lugar en el orden adecuado para que la materia orgánica que se encuentra en una roca generadora se convierta en petróleo y gas y luego migre y sea almacenada y preservada. Si un solo elemento o proceso falta o se produce fuera de la secuencia requerida, un área prospectiva pierde viabilidad. El Doctor Salvador Ortuño Arzate en su Libro “El Mundo del Petróleo” confirma que la existencia de un yacimiento petrolero de interés comercial es el resultado de un sinnúmero de eventos naturales en la historia geológica de una cuenca petrolera. Para su estudio, los geólogos han implementado el concepto de sistema petrolero. Un sistema petrolero es un conjunto de elementos y procesos que tienen lugar en una cuenca sedimentaria, geológicamente entrelazados, y que dan lugar a la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos, y por ende, a la existencia de yacimientos de interés comercial. Sus elementos son la roca generadora de hidrocarburos,

almacén, y sello, así como la trampa de hidrocarburos y las series sedimentarias que componen todo el conjunto subsidente, ver Figura 3.1.1-1.

Por otro lado, los llamados procesos son los eventos que tienen lugar en el ámbito geológico y cuyo resultado es la conformación de yacimientos. Estos procesos son: la generación, la expulsión, la migración, el entrapamiento y la preservación de hidrocarburos. Asimismo, son fundamentales los procesos geológicos que llevan a la formación de trampas petroleras en los estratos litológicos; su conformación debe ser concurrente a los anteriores procesos de formación de hidrocarburos.

Estos elementos y procesos del sistema petrolero son ponderados, medidos y estudiados por los geólogos, tanto por métodos directos como indirectos, con la finalidad de evaluar las probabilidades de la existencia de un yacimiento petrolero, procediendo luego a su cuantificación volumétrica.

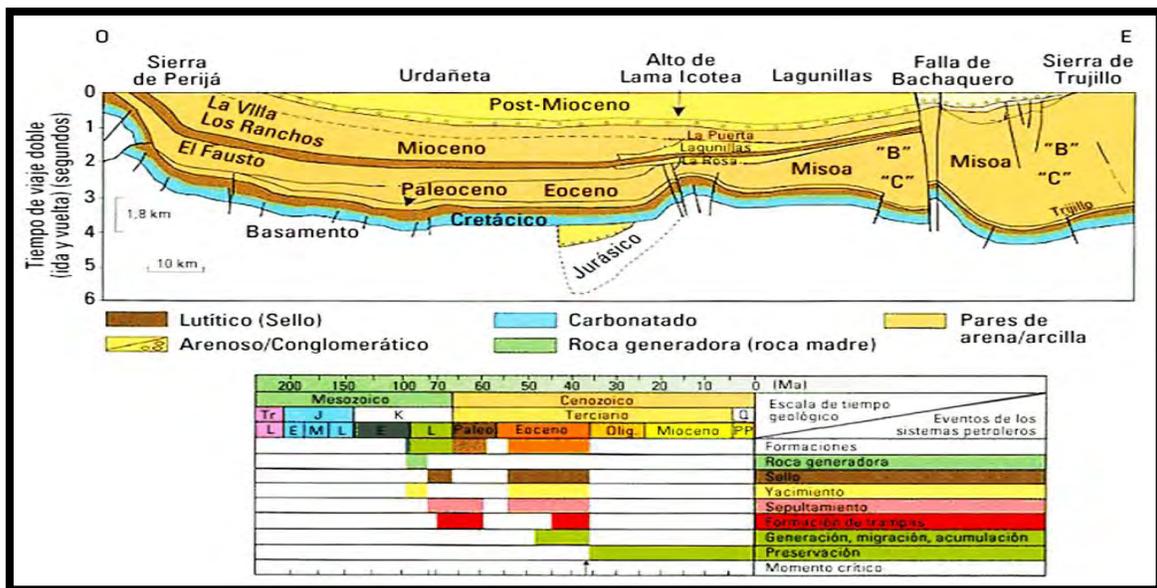


Figura. 3.1.1-1. El tiempo de formación de los principales elementos de un sistema petrolero se presenta gráficamente para el caso de la cuenca de Maracaibo en Venezuela. Venezuela Well Evaluation Conference, 1997 Schlumberger.

3.1.2 Identificación, evaluación y selección de Plays

De acuerdo al documento de Petróleos mexicanos “Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México” así se define el concepto de Play.

Play: Es un grupo de prospectos o campos con similitudes geológicas en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración y preservación. La organización de los tipos de plays para análisis económico es fundamental para el proceso de evaluación.

Los trabajos de identificación y evaluación de los objetivos petroleros (play) permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos, es decir, que la roca generadora y almacenadora, trampa y sello así como la sincronía y migración hayan estado presentes. Para ello se requieren estudios complementarios, de sísmica y análisis de laboratorio, así como la perforación de un pozo denominado de evaluación del potencial.

3.1.3 Identificación, evaluación y selección de Prospectos

Prospecto: Es una trampa mapeada no perforada sobre un play, en donde existe información sísmica de suficiente calidad para definir totalmente los cierres estructurales y/o estratigráficos. El prospecto deberá tener las probabilidades de contener el volumen suficiente de hidrocarburos y entonces, tal vez, un bajo riesgo para obtener Valor Presente Neto positivo (VPN).

3.1.4 Prueba de Prospectos

Localizado el mejor sitio se realiza la prueba de prospectos de perforación con la finalidad de confirmar los postulados objetivos petroleros. Se analizan núcleos, láminas delgadas, recortes de perforación, se analizan los parámetros petrofísicos derivados de los registros geofísicos y se seleccionan aquellas capas donde pueda ser factible extraer hidrocarburos.

3.1.5 Delimitación y caracterización inicial

Lead.- es una trampa parcialmente mapeada y no perforada sobre un play, en una trampa estructural y/o estratigráfica sin definición suficientemente como para aprobarse su perforación y sin un trabajo adicional que reduzca su incertidumbre.

Descubierto el yacimiento es posible entrar a la última fase del proceso exploratorio que se conoce como evaluación de campos. En esta etapa se realizan los estudios necesarios para conocer con mayor seguridad la anatomía interna del yacimiento, la cantidad de reservas originales que contiene la estructura descubierta de petróleo y gas, así como la estrategia de explotación más rentable para la extracción de los hidrocarburos. Aquí la Ingeniería petrolera en sus modalidades de yacimientos, perforación y producción entran al juego. La Figura 3.1.5-1 es un ejemplo característico de una distribución de plays.

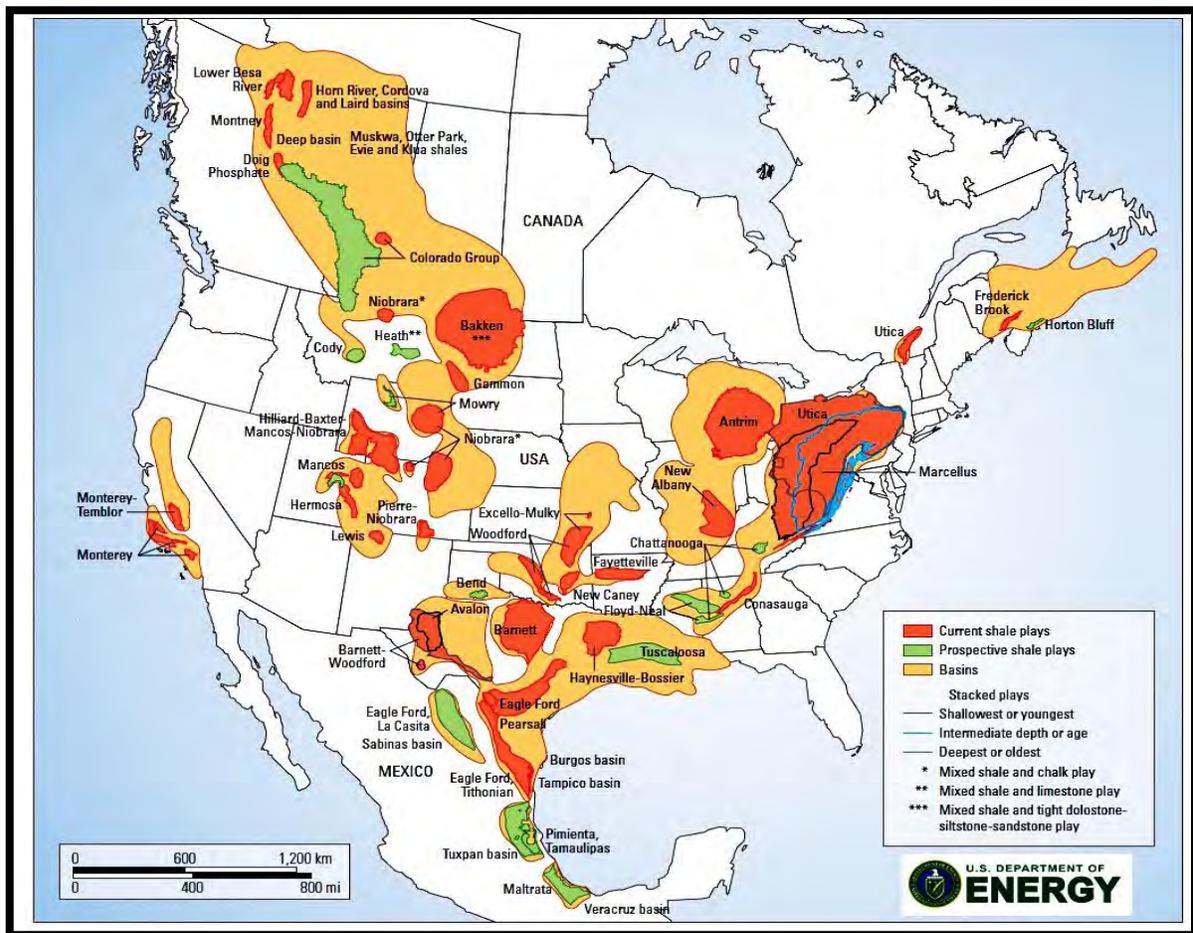


Figura. 3.1.5-1. Distribución de plays comerciales de shale gas al igual que prospectivos en el área de Norte América. North America Shale Plays, Breaking Energy, octubre 2014.

Al Conjunto de actividades que se realizan agrupadas de manera sistemática en tres etapas en función del conocimiento geológico económico de las áreas que se evalúan para la búsqueda de prospectos se le conoce como Proceso Exploratorio y consiste de las siguientes etapas:

- 1) Evaluación del potencial petrolero, 2) Incorporación de reservas y 3) Caracterización inicial y delimitación de yacimientos. Está orientado a identificar la presencia y eficiencia de los elementos del sistema petrolero activo, estimar los

recursos prospectivos, incorporar reservas y reducir la incertidumbre del tamaño de los yacimientos descubiertos.

3.2 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. El movimiento de extensión puede producir la formación de fallas normales y ser acompañado por la extensión, adelgazamiento y hundimiento de la corteza. La compresión produce acortamiento y la formación de fallas de corrimiento y pliegues. El movimiento de desplazamiento de rumbo da lugar al fenómeno de traslación y a la formación de fallas laterales.

La combinación de estos fenómenos produce cuencas de tracción, bloques de curvatura hacia arriba y desplazamiento oblicuo por transtensión o transpresión. De este modo los movimientos locales o de gran escala proporcionan el impulso para la creación de trampas estratigráficas o estructurales. Las trampas

estratigráficas son el resultado de cambios de facie o de la yuxtaposición de estratos impermeables y permeables. Las trampas estructurales se forman como resultado de la deformación de los estratos. La historia tectónica y estratigráfica de una cuenca le confiere un marco global y regional para su formación, relleno y deformación. Las Figuras 3.2-1 y 3.2-2 explican el origen y magnitudes diferentes, mientras que la Figura 3.2-3 modela la respuesta sísmica de una cuenca.

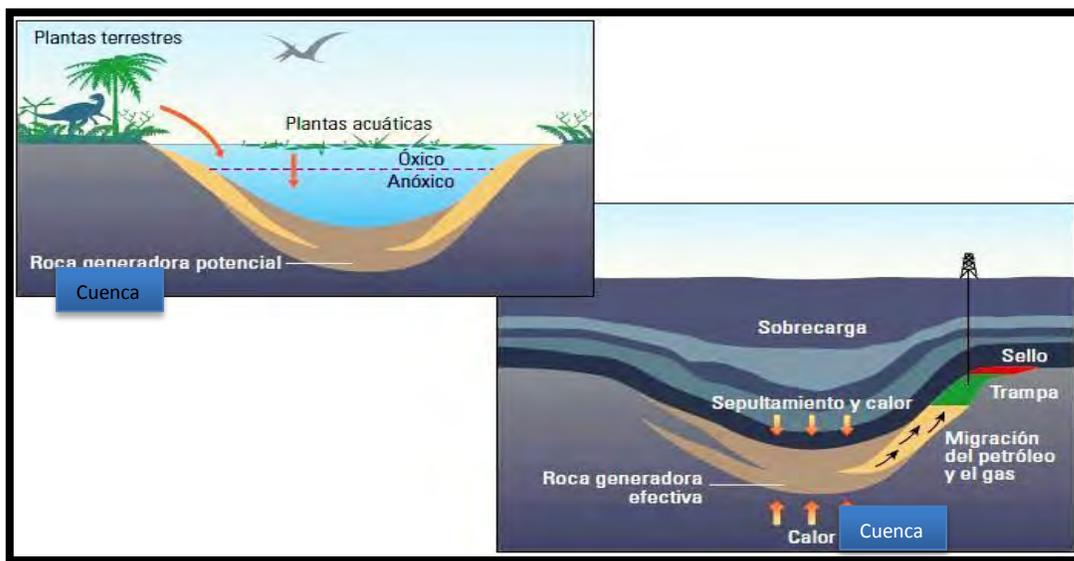


Figura. 3.2-1. En el modelado de cuencas y sistemas petroleros se reconstruye la depositación de las rocas generadoras, yacimiento, sello y rocas de sobrecarga, y los procesos de formación de trampas y generación, migración y acumulación de hidrocarburos desde su origen hasta el presente. Oilfield Review, verano de 2009. Schlumberger.

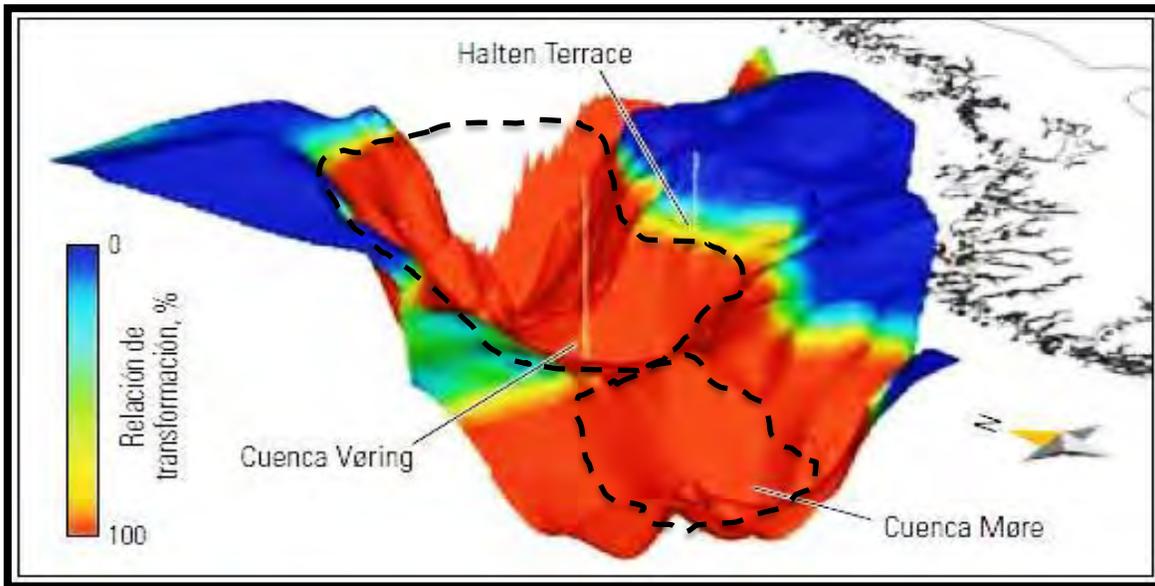


Figura. 3.2-2. Ejemplo de 2 cuencas de tamaño diferente en las márgenes este y Oeste del área marina de Noruega. Oilfield Review, verano de 2009. Schlumberger.

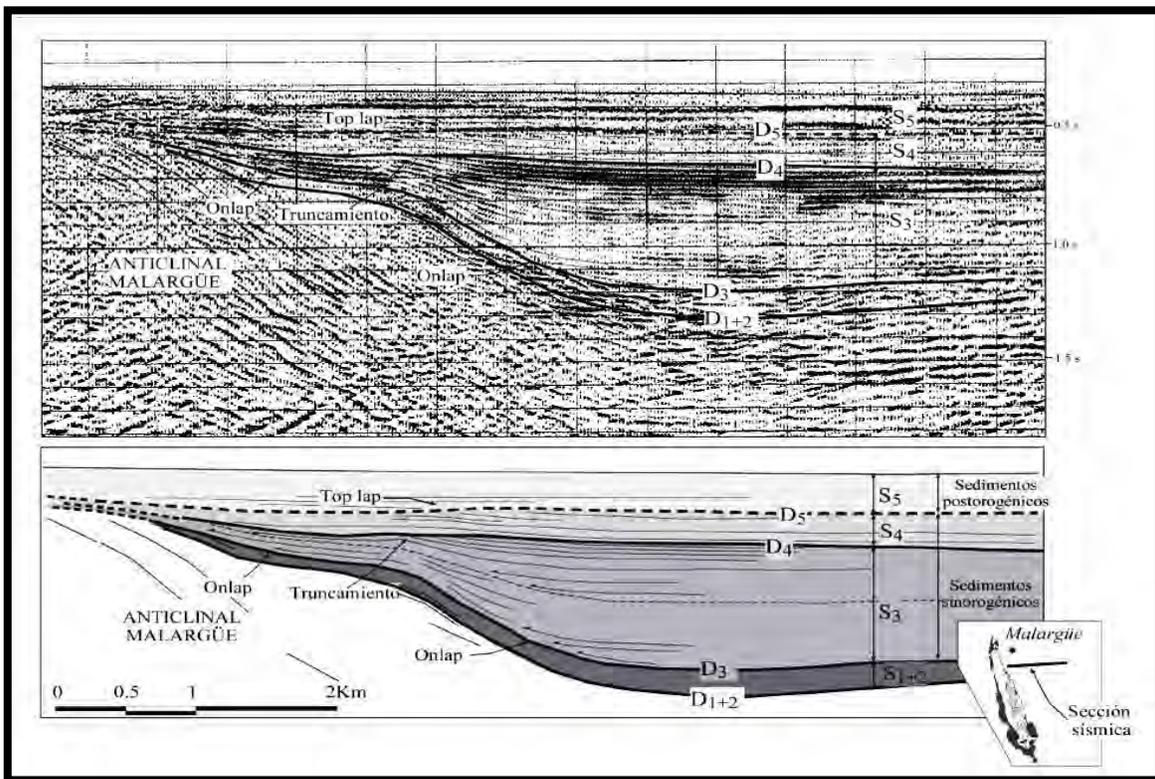


Figura. 3.2-3. Ejemplo de una cuenca, interpretación sísmica y definición de las secuencias de crecimiento en el frente del anticlinal Malargüe. Revista de la Asociación Geológica Argentina, Evolución de las cuencas sinorogénicas de la Cordillera Principal entre 35°- 36° S, Malargüe, José Silvestro, Pablo Cramer, 2005.

3.2.1 Trampas

De acuerdo con la definición del Oilfield Review de Schlumberger, una trampa es una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de rocas cambian, tales como discordancias, acuñaientos y arrecifes). Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolero.

Las trampas se clasifican en: estratigráficas, estructurales, combinadas y asociadas a intrusiones ígneas. La Figura 3.2.5-1 sintetiza la mayor parte de los tipos de trampas presentes en acumulaciones comerciales. Además la Figura 3.2.5-2 es un ejemplo de las trampas que puede contener una estructura anticlinal, donde habrá acumulaciones de diferentes tamaños.

3.2.2 Trampa estratigráfica: Son muy variadas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen. Un cambio lateral de arena a lutita constituye una trampa estratigráfica. En ellas los procesos orogénicos se encuentran ausentes o tienen muy poca importancia, estando causadas por cambios litológicos; en ellas el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca o el cambio litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una formación. Ejemplos: Lentes de arena, cambios de facies, caliza, cambios de permeabilidad.

3.2.3 Trampa estructural: También son diversas y dependen exclusivamente del carácter deformado, plegado, cabalgado y afallado de las formaciones que las constituyen. Formadas por procesos orogénicos; generalmente después de la depositación de los estratos en una cuenca sedimentaria, estos son deformados por fuerzas subterráneas laterales, formándose configuraciones geológicas capaces de acumular fluidos. Ejemplos: Pliegues (domo, anticlinales), fallas, diaclasas, intrusiones, etc.

3.2.4 Trampa combinada: Se refieren a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos. Son producidas por la actuación conjunta de fenómenos tectónicos y sedimentarios, en proporciones similares, sin que predomine claramente uno de los factores.

3.2.5 Trampa asociada a intrusiones ígneas: Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de una roca sello.

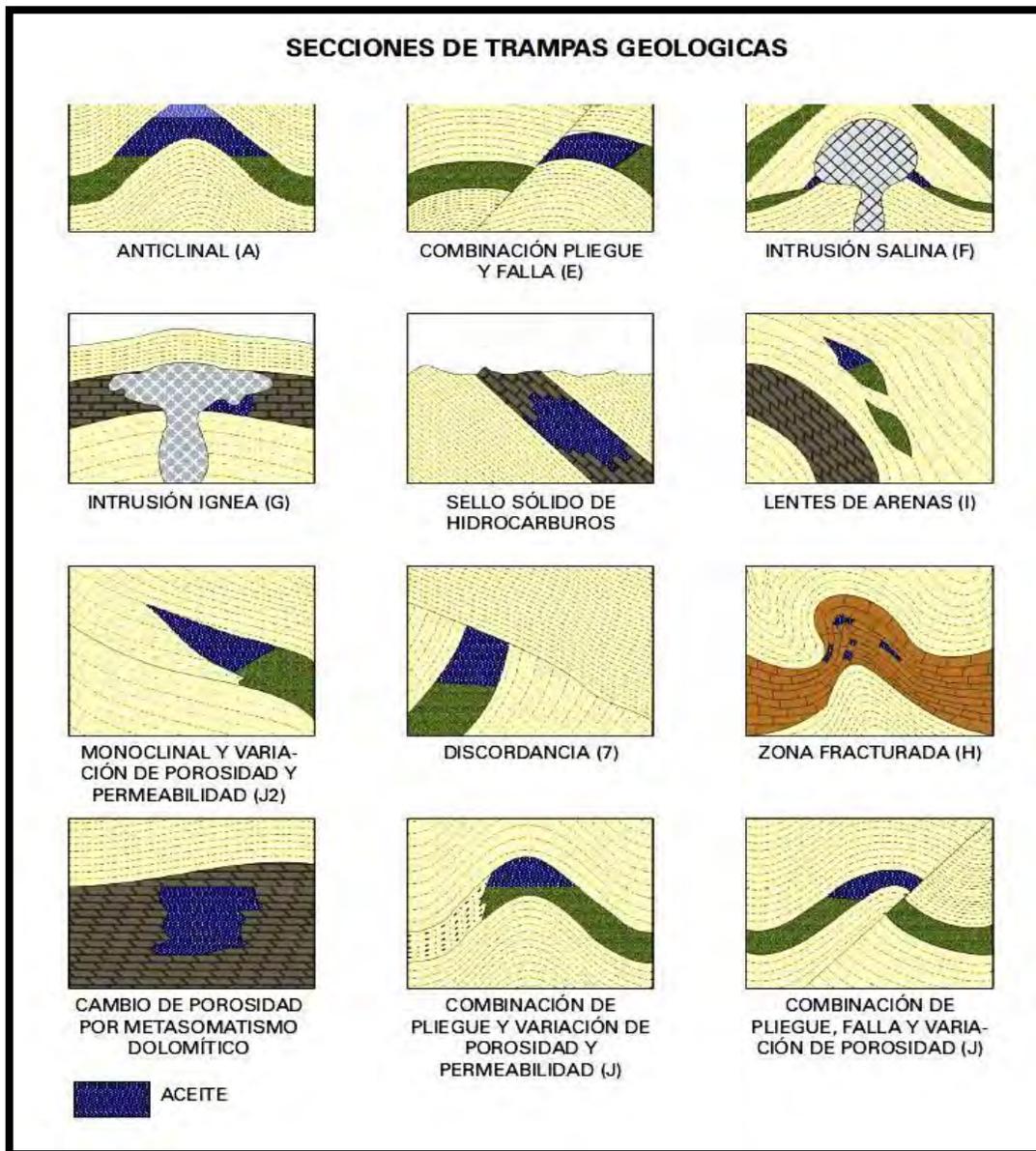


Figura. 3.2.5-1. Ejemplos de varios tipos de trampas. Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México. Pemex Exploración y Producción, Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México, 2000.

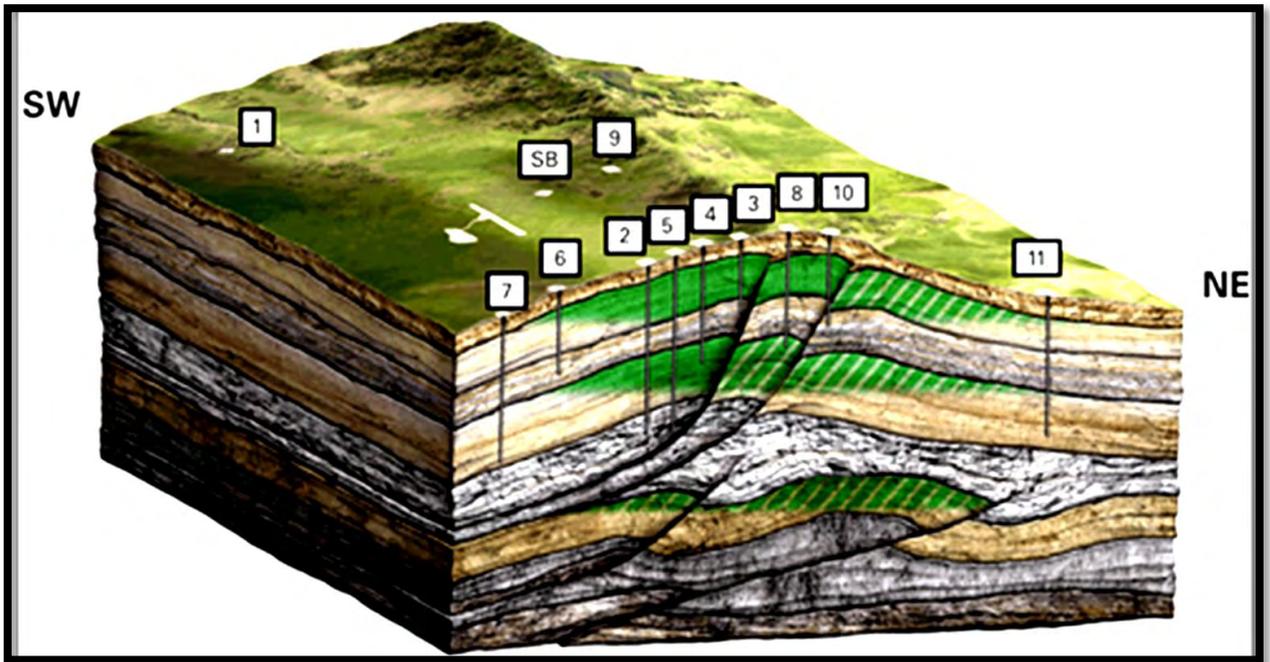


Figura. 3.2.5-2. Geometría del campo Umiat en Alaska, se muestran las trampas estructurales y estratigráficas y la localización de 11 de sus pozos. Oil and gas Journal, Umiat: A North Slope giant primed for oil development, James S. Watt, 01-11-2010.

3.3 Entes reguladores en el mundo del petróleo

La evaluación y clasificación de los recursos y de las reservas de hidrocarburos que Pemex Exploración y Producción realiza, están alineadas con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos de América en lo referente a la estimación de reservas probadas, mientras que para las categorías de reservas probables y posibles se emplean los criterios de la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), emitidos en el documento denominado Petroleum Resources Management System (PRMS).

3.3.1 Métodos en uso para calcular Recursos

A continuación se resumen los métodos disponibles en la industria para la evaluación de recursos:

3.3.2 Areales y Rendimientos Volumétricos.

Estos métodos calculan de manera simple los recursos, multiplicando el área o volumen de roca para ser evaluados por un factor de rendimiento o producción de hidrocarburos, por unidad de área o volumen proveniente de campos análogos.

Las diferencias entre estos métodos son debido a las diferencias en cómo se calculan las áreas y volúmenes y también en cómo se elige un factor particular o una gama de factores. En este último caso, los factores podrán elegirse con base en una clasificación geológica de la zona, por cálculo o por juicio de similitud geológica.

Los datos requeridos incluyen mediciones de áreas o volúmenes de rocas para ser evaluados y calculados, estos datos provienen de evaluaciones regionales con sísmica. Una consideración principal es el tipo de información geológica que puede utilizarse para determinar un factor adecuado o una gama de factores de rendimiento o producción. Otra consideración de estudio es que los factores de rendimiento provenientes de analogías usadas sean calculados correctamente. Para el uso apropiado de analogías se considera que la información este en una etapa lo suficientemente madura para usarse a partir de las estimaciones de los

recursos descubiertos así como los pendientes por descubrir. La principal ventaja de los métodos de evaluación areal y volumétrica es la facilidad en el montaje de los datos para una evaluación del área objetivo. Se necesita saber poco acerca del área del objetivo de estudio, aparte de área o volumen de roca sedimentaria. Sin embargo, en la medida que se conoce más sobre la geología del área en estudio, más fácil y podría decirse que mejor es la determinación de un factor de rendimiento o producción adecuado.

En realidad, gran parte del trabajo, consiste es en la compilación de factores de rendimiento o producción análogos adecuados, que deben hacerse en la misma escala (Cuenca o Play) del objetivo de estudio. La principal desventaja radica en la dificultad en la asignación de factores de rendimiento o producción adecuada, incluso cuando la geología es muy conocida. La relación entre el factor de rendimiento o producción y los muchos factores geológicos subyacentes es obviamente muy compleja, evaluaciones realizadas por este método son probablemente más pobres que los métodos que involucran directamente las limitaciones derivadas de la complejidad geológica. Sin embargo estos cálculos pueden servir como formas de control apropiado en valoraciones hechas por otros métodos.

3.3.3 Distribuciones usando el tamaño de los campos descubiertos

La distribución de tamaños de campo descubiertos puede utilizarse para generar estimaciones o predicciones. Dada una distribución (por ejemplo, log normal o Pareto) y los tamaños de los campos descubiertos, se pueden estimar los

tamaños de los campos pendientes por descubrir. Se requieren considerablemente más datos con respecto al método anterior. Los tamaños de los campos descubiertos (o yacimientos, si se hace en esa escala) son necesarios. Puesto que un número considerable de campos (por lo menos 20) es necesario para dar un ajuste razonable de los datos a una distribución, este método es inadecuado para plays improductivos o inmaduros.

La mayor consideración de un análisis particular por este método es la elección de qué tipo de distribución a utilizar. Las Distribuciones de campos son claramente sesgadas, teniendo uno o dos campos gigantes, pocos campos grandes y muchos campos pequeños, pero si hay un tamaño modal (como en una distribución logarítmico-normal) o si el número de campos pequeños va en aumento con una disminución del tamaño (como en una distribución de Pareto). Estos puntos se desarrollan en el capítulo 4 de esta tesis.

Para áreas maduras con un número suficientemente grande de descubrimientos, la distribución de tamaño de campo se comporta bastante bien y este método puede dar buenos resultados. En general, la inclusión de información de los descubrimientos en un modelo de proceso de descubrimiento mejora aún más los resultados. En cualquier caso, las limitaciones del proceso de exploración en algunos casos pueden tener un impacto significativo en los resultados si no se contabilizan por separado. Ya que se requiere una gran cantidad de campos descubiertos, este método es inadecuado para los plays hipotéticos o inmaduros.

La calidad de la evaluación también depende de la calidad de la información respecto a los tamaños de campos descubiertos. Con el advenimiento y uso de los conceptos de fractales, se deja de usar a la distribución log normal y Pareto, por ser técnicas más optimistas en sus resultados.

3.3.4 Extrapolación histórica

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. 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. Los requerimientos de datos son la orden del descubrimiento de los depósitos o su fecha de descubrimiento, según el método concreto utilizado. Una medida del esfuerzo exploratorio con el tiempo (por ejemplo, el número de pozos perforados por año) y los tamaños de las acumulaciones también son necesarios para algunos de los métodos.

Los datos requeridos son el orden cronológico de los descubrimientos de los campos. También se usan datos como el número de pozos perforados por año y el tamaño de las acumulaciones o campos descubiertos, pero en función de su evolución con respecto a la fecha de su descubrimiento. La Figura. 3.3.4-1 es un ejemplo de la evolución histórica de los descubrimientos de un área en estudio.

Un modelo de descubrimientos con este método requiere la consideración de una función matemática para la extrapolación hacia el futuro. En el modelado de procesos de descubrimiento con este método, también es necesaria la distribución de tamaño de campo. 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.

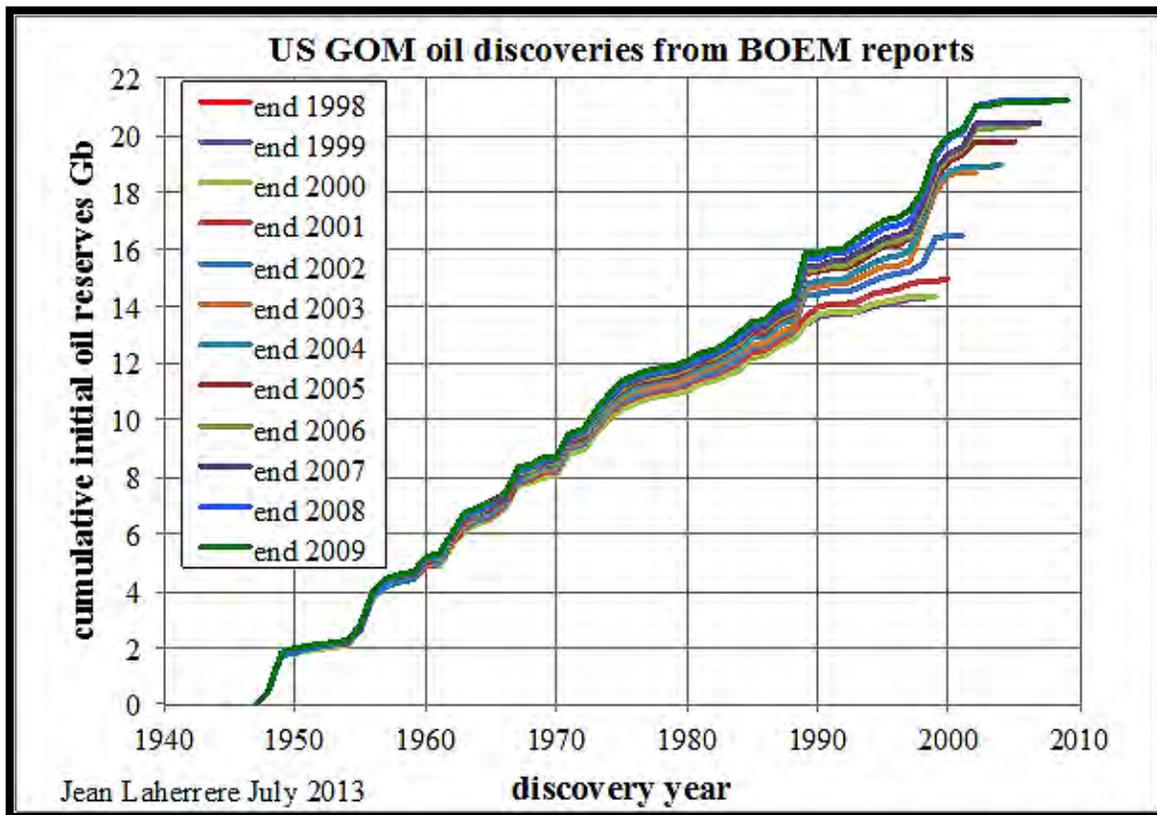


Figura. 3.3.4-1. Curvas de Creaming, se muestra la evolución histórica de los descubrimientos de un área marina de los Estados Unidos de América en su forma de volúmenes acumulados contra el tiempo de su descubrimiento. <http://peakoilbarrel.com/jean-laherrere-replies-dennis-coyne-political-economist/>

3.3.5 Modelado del depósito

Este método implica un modelo volumétrico de perspectivas individuales o grupos de prospectos. El método consiste en generar y luego combinar las estimaciones

de la cantidad de campos o depósitos por descubrir con las estimaciones de los tamaños de los campos por descubrir. Es común que las estimaciones de los tamaños de los depósitos por descubrir se calculen utilizando datos geológicos, tales como tamaños de las estructura, espesores de los yacimientos y porosidades, en una ecuación volumétrica, tradicionalmente para calcular un volumen in situ. Las estimaciones del tamaño de los campos por descubrir también pueden venir directamente de datos análogos de campos o de una combinación de datos de tamaño de campos descubiertos y datos históricos a través de un modelo de proceso de descubrimiento.

El riesgo geológico se evalúa por separado. Este método se usa tradicionalmente en análisis de plays pero se puede hacer en una variedad de escalas diversas. Los requerimientos de una gran cantidad de datos dependerá de qué variables se utilizan para calcular el tamaño de la acumulación.

En este método, deben hacerse suposiciones sobre la dependencia entre las variables (tamaño y elementos de riesgo). Para Ingenieros Petroleros con experiencia en estos métodos, es más cómodo el manejo de datos, pues están familiarizados con tamaños de estructuras, espesores, porosidades, saturaciones, etc. Pero, algunas variables, como el relleno de la trampa, son muy difíciles de evaluar. Se necesitan más datos, y cuando se utilizan ecuaciones volumétricas para tamaño de acumulación, hay serias dudas sobre la dependencia entre variables.

3.3.6 Balance de materia geoquímica

El balance de materia geoquímica orgánica o de balance de materiales comienza evaluando una cantidad de hidrocarburos generados, luego se modifica esa cantidad para estimar las cantidades que migraron y eventualmente quedaron atrapadas en una estructura al encontrar un sello. Los datos requeridos son muchos y difíciles de tener. Se requieren datos geoquímicos, que no siempre están disponibles.

En este método se hacen consideraciones que no sólo incluyen los relacionados con la geoquímica de generación de hidrocarburos, sino también la suposición de que todas las rocas fuente han sido identificadas y debidamente analizadas y caracterizadas. Sin embargo, la proporción cuantitativa de hidrocarburos generados, expulsados, filtrados, dispersos y atrapados actualmente es muy mal entendida. La proporción de hidrocarburos atrapados representa siempre un bajo porcentaje de los hidrocarburos totales generados, y pequeños cambios en la eficiencia de la migración o de entrapamiento, resultan en grandes cambios en las estimaciones de hidrocarburos atrapados por descubrir.

Este método es más útil en las zonas donde hay poca información disponible que limita las historias de descubrimiento y como un enfoque cualitativo para ayudar a investigar escenarios de la historia de hidrocarburos descubiertos y su distribución. Otra desventaja de este método es la gran cantidad de trabajo necesaria para reunir y analizar información.

3.3.7 Evaluación experta directa

Este método a veces se llama valoración directa subjetiva. Los métodos en esta categoría incluyen simulación Montecarlo, Minería de datos, Método Delphi. Como todas las evaluaciones deben basarse en algún tipo de limitaciones, estos métodos son en realidad indirectos ya que dependen de otros métodos, ya sea explícita o implícitamente, porque son métodos basados en la prospectiva para proyectar escenarios futuros en función de la variación de factores técnicos o económicos y de las interacciones de estos factores.

La evaluación experta directa tiene algunas limitaciones como cualquier método y por lo tanto pocos supuestos implícitos a las teorías que llevan la componente geológica en la ocurrencia del petróleo que son compartidas por todos los métodos. Debido a que el asesor o asesores contratados para estos estudios no están estrictamente limitados, hay más espacio para que los propios juicios del asesor entren en la evaluación de potencial de los recursos no descubiertos. La efectividad de este método depende, en gran medida, del conocimiento y experiencia, así como de la objetividad del asesor o asesores.

Por otro lado, la falta de restricciones, permite al asesor o asesores tomar en cuenta situaciones especiales, tales como el mal manejo de las condiciones de exploración por métodos más mecánicos. La que hace especial a los métodos de evaluación directa es su capacidad de sintetizar la información dispar y los

resultados de otros métodos y modificarlos para tomar en cuenta las particularidades de las áreas de estudio.

Los métodos resumidos anteriormente están documentados para evaluar las acumulaciones de petróleo o gas pendientes por descubrir. Un problema relacionado con estos métodos es la estimación de los recursos en cuencas donde con la información de los campos descubiertos se quiere ir más allá de lo que actualmente se conoce como volúmenes probados.

3.4 Volúmenes Originales de Petróleo

De acuerdo con el Libro de Las Reservas de Hidrocarburos de México al 01 de enero de 2015, se tiene lo siguiente respecto a la clasificación de los volúmenes de petróleo.

3.4.1 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, expresándose a condiciones de superficie. Las cifras publicadas en el presente documento están referidas a condiciones de superficie.

El volumen en cuestión puede estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, de

balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Los métodos volumétricos son los más usados en las etapas iniciales de caracterización del campo o el yacimiento. Estas técnicas se fundamentan en la estimación de las propiedades petrofísicas del medio poroso y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas utilizadas principalmente son porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de su área y espesor neto, así como de su relación de espesores neto a bruto.

Dentro de la información necesaria para estimar el volumen original destacan los siguientes:

- i. Volumen de roca impregnada de hidrocarburos.
- ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos correspondiente al volumen anterior.
- iii. Fluidos del yacimiento identificados así como sus propiedades respectivas, con el propósito de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie, denominadas también condiciones atmosféricas, estándar, o base.

3.4.2. Recursos petroleros

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

Aunado a lo anterior, y de acuerdo al PRMS, se han definido dos tipos de recursos que pueden requerir propuestas diferentes para su evaluación, recursos convencionales y no-convencionales. Los primeros se ubican en acumulaciones relacionadas con un aspecto geológico estructural localizado y/o condición estratigráfica, típicamente cada acumulación limitada por un contacto echado abajo asociado a un acuífero, y el cual es afectado significativamente por fuerzas hidrodinámicas tales como la de flotación del aceite en agua. De esta forma, los hidrocarburos son recuperados mediante pozos y típicamente requieren de un procesado mínimo previo a su venta.

Los recursos no-convencionales existen en acumulaciones diseminadas a través de grandes áreas y no son afectadas por influencias hidrodinámicas. Entre los ejemplos de lo anterior se pueden mencionar el gas del carbón (CBM por sus siglas en inglés), gas y aceite de lutitas (shale gas/oil), hidratos de metano, arenas bituminosas. Típicamente, estas acumulaciones requieren de tecnología especializada para su explotación, por ejemplo, deshidratado del gas del carbón, programas de fracturamiento hidráulico masivo, inyección de vapor o solventes, etc. Asimismo, los hidrocarburos extraídos pueden requerir de un procesado importante previo a su comercialización.

La clasificación de recursos se muestra en la Figura 3.4.2-1, incluyendo a las diferentes categorías de reservas. Se observa que existen estimaciones bajas, centrales y altas, tanto para los recursos como para las reservas, clasificándose estas últimas como probada, probada más probable, y probada más probable más posible, para cada una de las tres estimaciones anteriores, respectivamente.

El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta Figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos y de las reservas es imperfecto, por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece hacia la derecha, es el único elemento de la Figura en donde la incertidumbre no aparece, debido a que ésta es medida, comercializada y transformada en un ingreso.

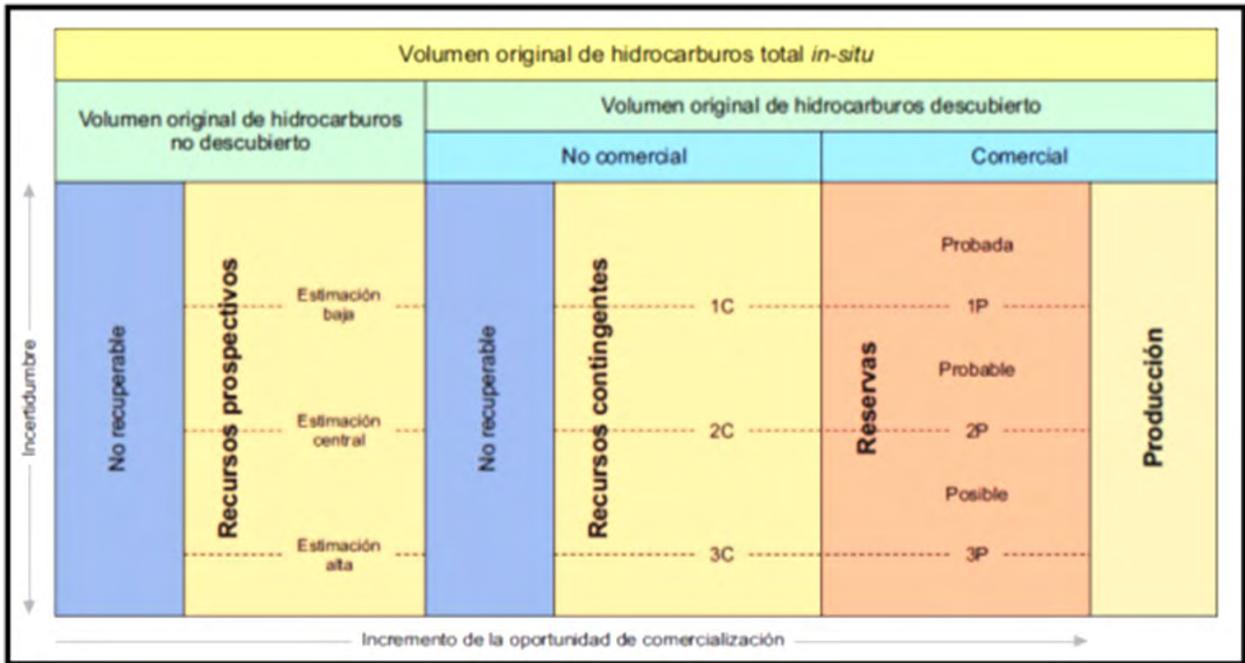


Figura 3.4.2-1. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos (no a escala). Adaptado de Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, 2007.

3.4.3 Volumen original de hidrocarburos total *in-situ*

De acuerdo a la Figura 3.4.2-1, el volumen original de hidrocarburos total *in-situ* es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades que conforman el volumen de hidrocarburos total in-situ pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información.

Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse eventualmente en recursos recuperables si, por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, si ocurren nuevos desarrollos tecnológicos, o si se adquieren datos adicionales.

3.4.4 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le denomina recurso prospectivo.

3.4.5 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. En la Figura 3.4.2-1 se observa que la parte

recuperable del volumen original de hidrocarburos descubierto, dependiendo de su viabilidad comercial, se le denomina reserva o recurso contingente.

3.4.6 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto.

3.4.7 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el proyecto aplicado aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial, debido a una o más razones. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no existen actualmente mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo, o donde

la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad. Los recursos contingentes son además categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico.

3.5 Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo.

Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

En la Figura 3.5-1 se muestra la clasificación de las reservas de acuerdo con el Libro Las Reservas de Hidrocarburos de México al 01 de enero de 2015.

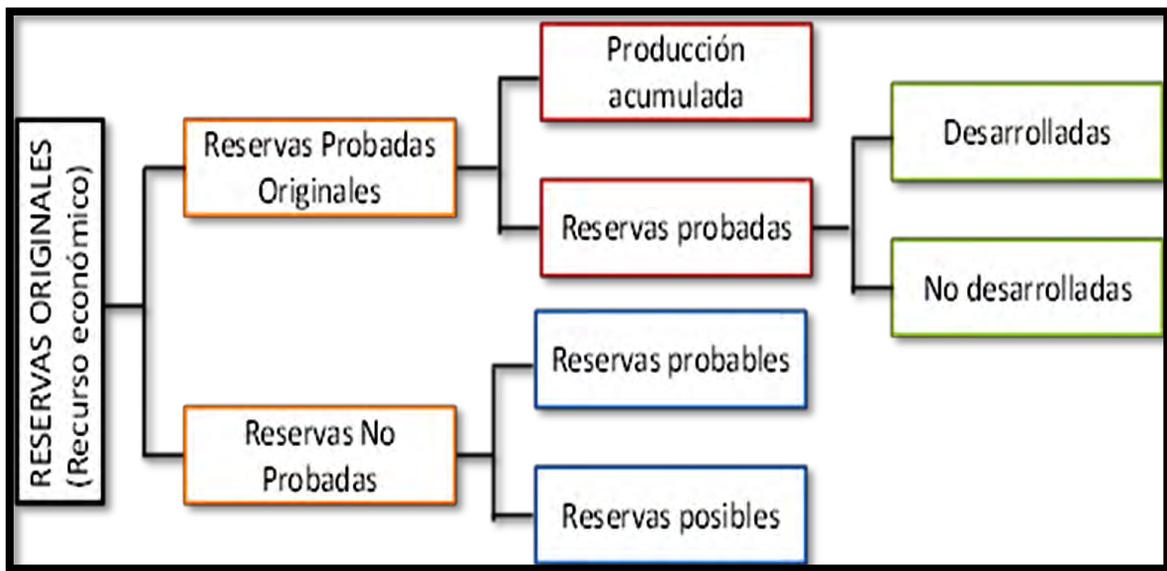


Figura 3.5-1. Clasificación de las reservas de hidrocarburos

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras.

Sin embargo, las reservas probables de Petróleos Mexicanos son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los

hidrocarburos o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables.

3.5.1 Reservas probadas

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. De esta forma, tendrá que disponerse de datos que justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación, límites de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia; la inversión correspondiente y los costos de operación, para que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el

tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

La SEC establece que los precios de venta de aceite crudo, gas natural y productos del gas natural a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas, deben corresponder al promedio aritmético, considerando los doce meses anteriores, de los precios respectivos al primer día de cada mes. La justificación se basa en que este método es requerido por consistencia entre todos los productores a nivel internacional en sus estimaciones como una medida estandarizada en los análisis de rentabilidad de proyectos.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento.

En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado producción comercial en otras áreas. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar las reservas como

probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible.

Adicionalmente, si los contactos de los fluidos se desconocen, el límite de la reserva probada la puede controlar tanto la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda o la estimación obtenida a partir de información apoyada en tecnología confiable, la cual permita definir un nivel más profundo con certidumbre razonable.

Es importante señalar, que las reservas a producirse mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en uno análogo en cuanto a edad, ambiente de depósito, propiedades del sistema roca-fluidos y mecanismos de empuje. O bien cuando tales métodos hayan sido efectivamente probados en el área y en la misma formación, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC. Cabe mencionar y enfatizar, que para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite, no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino la medición de presión entre pozo y pozo que es absolutamente determinante.

Estas definiciones reconocen que en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente, considerando la información disponible, de tal forma que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con una prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación.

Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, las definiciones de la SEC establecen que la demostración concluyente de la continuidad de la columna de hidrocarburos solamente puede ser alcanzada a través de las mediciones de presión mencionadas. En ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que

puede ser clasificada como probada es aquella asociada a los pozos productores a la fecha de evaluación más la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata.

Adicionalmente, a partir del año 2009 la SEC puede reconocer la existencia de reservas probadas más allá de las localizaciones de desarrollo ubicadas en la vecindad inmediata, siempre que dichos volúmenes se puedan establecer con certeza razonable sustentada por tecnología confiable.

3.5.2 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

3.5.3 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes o para disparar en horizontes no abiertos

previamente y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado.

Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas, actualmente la SEC define un período de tiempo máximo de cinco años para iniciar la explotación de dichas reservas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es preciso reclasificar estas reservas a una categoría que no considera su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables.

Así, la certidumbre razonable sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlos en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas tiene lugar no por una incertidumbre sobre el volumen

de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo. A la adición de reservas desarrolladas más no desarrolladas se le conoce como reserva probada total.

3.5.4 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de petróleo y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

3.5.5 Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas de producción definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos se clasifican como probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

- i. Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.

iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que probablemente existen reservas adicionales a las clasificadas

iv. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

3.5.6 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

i. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.

ii. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.

iii. Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.

iv. Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.

v. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

A la adición de reservas probadas totales más probables se le conoce como 2P y a la adición de reservas 2P más posibles se le conoce como 3P.

Capítulo 4. Incertidumbre, Riesgo, Distribuciones de Probabilidad y Geometría Fractal.

4.1 Incertidumbre y Riesgo

Altos riesgos están inherentes y asociados a cualquier evaluación y exploración de petróleo debido a las incertidumbres en los factores geológicos y económicos relacionados con los recursos ocultos pendientes de descubrirse. Estos riesgos nunca podrán ser eliminados, pero pueden ser reducidos mediante el uso de métodos de probabilidad en diferentes etapas de las actividades de evaluación y de exploración. El modelado probabilístico de las tendencias de los descubrimientos como función del tiempo (proceso de descubrimiento) y de las relaciones espacio-temporales entre las características de depósito [(tamaño, Rank-(número que le corresponde en un orden descendiente de mayor a menor))] y el análisis geológico de los plays se ha aceptado como métodos eficaces para la evaluación de los descubrimientos futuros, debido a su capacidad de incorporar específica información cuantitativa de carácter geológico, lo mismo que atributos tecnológicos y económicos relacionados con la exploración.

Las dos principales incertidumbres geológicas que juegan un papel clave están relacionadas con la naturaleza de las distribuciones estadísticas de los datos fuente como el número y el tamaño de los campos en una región determinada de la evaluación.

La mejor forma de reducir el riesgo de inversión en la exploración de petróleo y gas consiste en determinar la presencia, tipos y volúmenes de hidrocarburos en una estructura prospectiva antes de iniciar las operaciones de perforación. El fin de la era del petróleo fácil ha hecho necesario que la industria desarrolle nuevas técnicas de exploración y producción para permitir ser capaces de tener una probabilidad de éxito exploratorio mucho mayor a la del pasado y sea factible invertir mucho dinero con un pozo exploratorio donde antes se era incapaz de adivinar lo que había en el subsuelo.

Pero el riesgo exploratorio, entendido como probabilidad de no encontrar hidrocarburo, sigue siendo la variable asociada a la industria petrolera y es común perforar cinco o más pozos para esperar que uno de ellos tenga éxito y pague la inversión de los otros.

4.1.1 Riesgo e Incertidumbre en las reservas originales y remanentes de petróleo.

Todas las estimaciones de la reserva involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos geológicos y de ingeniería fiables en el momento de la estimación y la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre puede manifestarse asignando a las reservas una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. Las reservas no probadas tienen menor certeza de existir que las reservas probadas y

pueden ser clasificadas en probables y posibles para denotar la incertidumbre creciente de su extracción.

La estimación de reservas se realiza bajo condiciones de incertidumbre. El método de estimación se llama determinístico si un único número de estimación de reserva está hecho basándose en datos geológicos, de Ingeniería y económicos.

El método de estimación se llama probabilístico cuando los datos geológicos, de Ingeniería y económicos se usan para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas.

Las reservas identificadas como probadas, probables, y posibles ha sido el método de clasificación más frecuente y se han utilizado para dar una indicación de la probabilidad de recuperación. Debido a las incertidumbres potenciales, debe tenerse cautela al adicionar o agregar reservas de clasificaciones diferentes.

Las reservas generalmente se revisarán cuando aparezcan nuevos datos geológicos, de ingeniería o económicos. Las reservas pueden reducirse por efectos económicos y financieros cuando sean necesarias para el procesamiento de hidrocarburos a extraer.

Pueden atribuirse las reservas a producción por extracción primaria o por los métodos de recuperación mejorada. Los métodos de la recuperación mejorada incluyen todos los métodos para mantener la energía natural del yacimiento aumentando la recuperación final. Ejemplos de tales métodos son la perforación de pozos inter espaciados, el mantenimiento de presión, reciclado de fluidos,

inyección de agua, métodos térmicos, químicos y el uso de recuperación miscible o fluidos de desplazamiento inmiscibles. Como la tecnología aplicada al petróleo continúa evolucionando pueden desarrollarse otros métodos de recuperación mejorada en el futuro.

4.1.2 Probabilidad de éxito geológico

De acuerdo con Arellano Gil J. y Aguilar Juarez I.P en su libro del 2011, en la exploración de yacimientos petroleros se evalúan los parámetros geológicos, geofísicos, geoquímicos y económicos que permiten se autorice o no la perforación de un pozo exploratorio.

Para la toma de decisiones se evalúa el riesgo geológico de los siguientes cinco factores independientes que tienen cierta probabilidad de existir:

- Roca generadora (Pg)
- Roca almacenadora (Pa)
- Trampa (Pt)
- Roca Sello (Ps) y
- Sincronía o dinámica del Play (Pd)

El Éxito Geológico es un concepto especialmente importante en las Ciencias de la Tierra, en particular en la exploración petrolera, donde se realizan estudios integrales, aplicando los conocimientos y habilidades tanto de los Ingenieros Geólogos como de los Geofísicos y Geoquímicos en la búsqueda de nuevos yacimientos. Su importancia radica en los riesgos y gastos en que se incurre al realizar un proyecto de exploración, los cuales son muy significativos, y solamente

compensables en el caso de que el error en la decisión de perforación ocurra con una frecuencia muy pequeña.

La determinación de la probabilidad del éxito geológico (P_e) considera la fórmula de Probabilidad Total y el Teorema de Bayes, y se obtiene multiplicando las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los factores antes mencionados, mediante la fórmula:

$$P_e = P_g \times P_a \times P_t \times P_s \times P_d \quad (4.1.2-a)$$

Si alguno de los factores de la fórmula 4.1.2-a es cero, la probabilidad de éxito geológico será nula, si $P_e=0.05$ el riesgo es muy alto, con 0.092, 0.183 y 0.375 el riesgo es alto, moderado y bajo respectivamente, pero si $P_e=0.75$ o mayor, el riesgo de fallo es muy bajo, por lo que en este último caso típicamente sí se autoriza la perforación del pozo.

Es así, que resulta fundamental para la sobrevivencia de cualquier empresa dedicada a la exploración, tener una estimación muy precisa de la probabilidad de tener éxito al hacer la perforación de un pozo, es decir, encontrar yacimientos suficientemente productivos que se puedan desarrollar obteniendo rendimientos económicos importantes.

Los prospectos de yacimiento se identifican como pertenecientes a un play el cual está definido por cinco factores:

- Presencia de roca generadora madura,
- Presencia de roca almacenadora,

- Presencia de trampa,
- Presencia de sello,
- Dinámica del play, es decir, la sincronía de que los procesos conducentes a la acumulación de hidrocarburos hayan ocurrido en la secuencias idónea para tener un yacimiento.

Cada proyecto se evaluará y jerarquizará de acuerdo al tipo de play con base en la estimación del volumen de recursos disponible. Según Otis y Schneidermann (1997), la probabilidad de éxito geológico (P_e) se obtiene multiplicando las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los cinco factores mencionados del play. Si es mayor a cero, hay posibilidades de encontrar un nuevo yacimiento, considerando la premisa de que para exista éxito geológico, también se requiere que el descubrimiento mantenga, en las pruebas de producción un flujo estable de hidrocarburos. En este punto es importante analizar un poco los conceptos probabilísticos que subyacen esta forma de asignar la probabilidad de P_e .

4.1.3 Factores de Riesgo

De acuerdo con Perozo Delmoral en su trabajo de grado de 2013, los factores que inciden en el riesgo geológico pueden ser de índole estructural o sedimentaria. A continuación se mencionan los principales factores que determinan este tipo de riesgo que implican también variaciones laterales y en profundidad de la roca yacimiento.

1. Zonas de baja permeabilidad, las cuales disminuyen la capacidad productiva de la roca.
2. Zonas lenticulares de estratos arenosos.
3. Arenas arcillosas con tendencia a taponamiento de los disparos por producción de finos o hinchamiento de arcillas.
4. Entrampamiento de fluidos indeseables aislados dentro del yacimiento pudiendo afectar la producción por gas o agua, o generar intervalos sobre presurizados.
5. Intervalos de arcillas expandibles con riesgos de colapso del pozo.
6. Cambios de dureza de roca en profundidad disminuyendo el tiempo de vida útil de las barrenas como en el caso de calizas aisladas en intervalos fundamentalmente clásticos.
7. Acuñaamientos y pérdidas de la roca o variaciones diagenéticas de calidad en presencia de discordancias.

4.2 Análisis de la Incertidumbre (Sensibilidad, Decisiones y Riesgo)

De acuerdo con el Dr. Leonardo Legarreta de la compañía Chevron San Jorge SRL, en la revista Petrotecnia de abril de 2003, dentro de un proceso exploratorio, el riesgo puede ser considerado como una medida que indica la probabilidad de éxito. En este sentido, la evaluación del mismo implica un permanente desarrollo y aplicación de metodologías y tecnologías de trabajo eficientes que permitan alcanzar resultados lo más cercanos posible a los pronosticados, maximizando el valor que agregan los potenciales descubrimientos y contribuyendo al crecimiento significativo de una empresa.

Si bien en la exploración y en la explotación no se pueden eliminar los riesgos, sí se pueden establecer procesos que lleven a tomar decisiones correctas, las cuales pueden no coincidir con los resultados esperados.

4.2.1 Para el Riesgo

El concepto de riesgo, ya sea geológico, técnico, comercial o político, está permanentemente presente en el pensamiento de todos aquellos involucrados en la toma de decisiones, en este caso los directores y subdirectores. Si bien existe una variada gama de definiciones, el riesgo puede ser considerado como una medida que indica la probabilidad de éxito. Se lo puede utilizar directamente como probabilidad de éxito geológico, o bien como una combinación (multiplicación) de este último y la probabilidad de éxito comercial. El riesgo geológico expresa la probabilidad de que exista una acumulación de hidrocarburos, demostrada por la perforación de un pozo exploratorio cuyas prueba de producción manifieste flujo estabilizado. El riesgo comercial, una vez dado un éxito geológico, es un indicador de la probabilidad de que los recursos encontrados tengan valor económico suficiente que justifique un programa de desarrollo.

4.2.2 Para la Incertidumbre

En la vida cotidiana hay incertidumbre cuando hay falta de conocimiento seguro o fiable sobre una cosa, especialmente cuando crea inquietud en alguien o en un grupo. La incertidumbre proviene de la falta o escasez de conocimiento, la duda, de la escasez o insuficiencia de las razones o pruebas en las que se funda una

opinión o un hecho. También es el grado de desconocimiento o falta de información, porque existen desacuerdos sobre lo que se sabe o podría saberse.

La idea de incertidumbre se refiere al rango de resultados posibles y está siempre presente en los pronósticos o predicciones que surgen de los estudios técnicos.

La evaluación del riesgo e incertidumbre implica un permanente desarrollo y aplicación de metodologías y tecnologías de trabajo más eficientes que permitan alcanzar resultados lo más cercanos posible a los pronosticados, maximizar el valor que agregan los potenciales descubrimientos y contribuir al crecimiento significativo de la compañía. La ponderación apropiada del riesgo e identificación del nivel de incertidumbre es crítica y es esencial mantener la coherencia para la toma de decisión en cuanto a inversiones, cuando se analiza el conjunto de prospectos que constituyen el portafolio exploratorio de una compañía.

Desde el punto de vista geológico, cuando se evalúa el riesgo e incertidumbre de un prospecto, resulta clave disponer del mayor volumen de información posible, tanto en cantidad como en calidad, que sustenten un adecuado análisis de probabilidades. Este proceso, además, resulta fundamental hacerlo dentro del conjunto o familia de prospectos y yacimientos relacionados que muestran características geológicas similares (roca madre, migración, yacimiento, sello y estructura), es decir, dentro de lo que se conoce como play. La información reunida está enfocada a evaluar cuatro parámetros de riesgo: (1) hidrocarburos (roca madre, migración, sincronía de los eventos y calidad); (2) yacimiento (porosidad, permeabilidad, espesor y continuidad); (3) integridad estructural

(tamaño, calidad y control); (4) sello (continuidad, proximidad, impermeabilidad y preservación).

Existe diversidad de formas para encarar la evaluación de riesgo, desde las más simples planillas hasta la utilización de sofisticados programas de computación; sin embargo, cualquiera sea la herramienta a utilizar, el conocimiento y criterio de los Ingenieros petroleros, geólogos y geofísicos es fundamental. La eficiencia se incrementa notablemente cuando el trabajo se hace en equipo multidisciplinario (más que el de un intérprete solitario en la estación de trabajo), compartiendo y evaluando ideas, particularmente aquellas que pueden afectar la existencia misma de un prospecto. Los valores que se pronostican, y a los que se le asignan riesgo, deben basarse en un análisis probabilístico en lugar de hacerlo mediante un proceso determinístico.

De tener éxito, los resultados raramente coincidirán de manera exacta con un único valor; por el contrario, los distintos parámetros utilizados, y por lo tanto los resultados alcanzados, deben predecirse dentro de un rango de valores los cuales pueden ser expresados con curvas de probabilidad acumulada.

El manejo inadecuado del concepto de riesgo y de las formas de mitigar la incertidumbre, puede llevar a invertir en un portafolio viciado de errores que lleva a dudar de la actividad exploratoria y, en el peor de los casos, hasta la quiebra de una empresa. En el otro caso extremo, puede generar tal nivel de inseguridad y

temor que da pie a actitudes y decisiones dominadas por la inacción, que no son más que el resultado de lo que se conoce como aversión al riesgo.

4.2.3 Para la Sensibilidad

Por otra parte es de gran interés modelar la incertidumbre de cada volumen por descubrir pues cada espacio dentro de la cuenca donde exista la posibilidad de encontrar una trampa debe ser analizada. De tal forma que se hacen análisis de sensibilidad, de decisiones y de riesgo, de esta manera se solventan mediante indicadores llamados percentiles, rangos, medianas, medias, varianzas, covarianzas, respuestas a preguntas del estudio de oportunidades.

Este análisis tiene como fin determinar cuáles son las variables que presentan mayor incertidumbre y afectan más la rentabilidad de un proyecto. Cuando se realiza una evaluación de un proyecto es muy importante realizar este análisis ya que con él podemos determinar los puntos críticos del mismo, cuáles son las variables a las que se les debe prestar más atención y por lo tanto tratar de reducir su incertidumbre, ya que menor incertidumbre en las variables se traduce en menor riesgo del proyecto. Un diagrama tornado es un tipo de gráfico de barras en el cual la información se muestra con barras verticales, con las más grandes en la parte superior y las más pequeñas en la inferior, lo que da la apariencia de un tornado, ver Figura 4.2.3-1, donde se muestra cómo el precio del petróleo es la variable más influyente en los resultados de un escenario de análisis de rentabilidad y que los costos de operación son la variable de menor influencia.

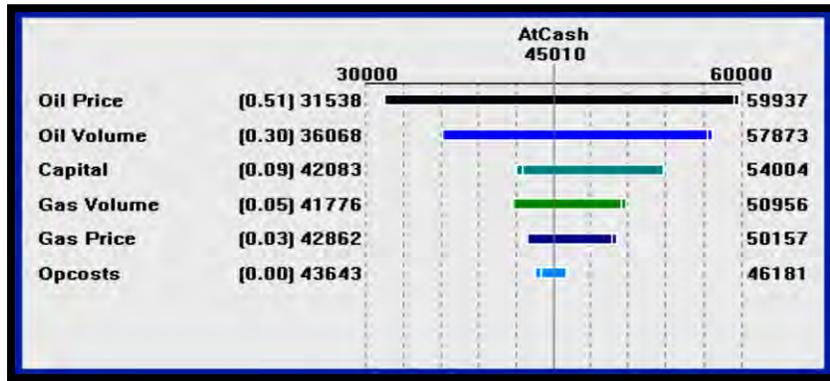


Figura 4.2.3-1. Análisis de sensibilidad con diagrama de tornado. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Respecto a la mejor selección de las actividades por realizar en la búsqueda de nuevos campos, se analizan arboles de decisión con el propósito de asignar a cada ramificación su valor de probabilidad tanto para el éxito como para el fracaso y así cuantificar su impacto en función de la combinación de decisiones de mayor y menor costo. Ver Figura 4.2.3-2, esta etapa depende de la medida del valor del volumen a descubrir, evaluando su dimensión, si va a ser pequeño, mediano, grande o muy grande.

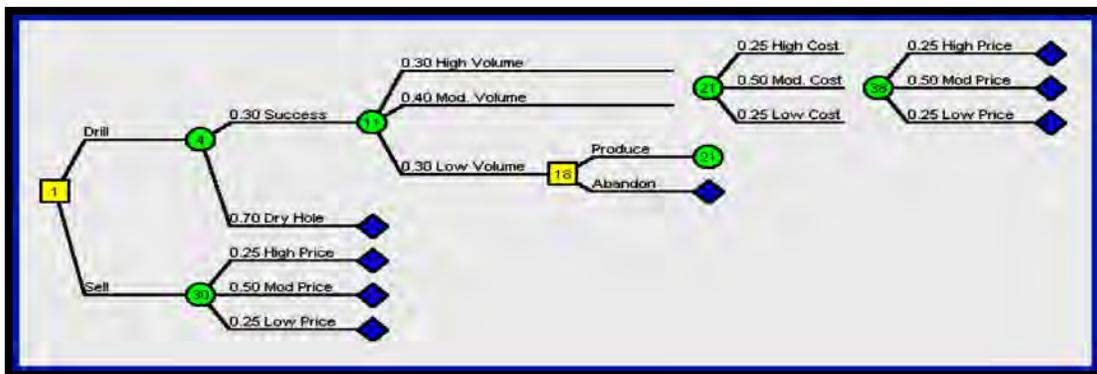


Figura 4.2.3-2. Análisis de decisiones. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Ahora en términos de riesgo se requiere saber cómo se ve el perfil del riesgo para cada prospecto, cuál es la probabilidad de encontrar o no encontrar un campo de ciertas dimensiones, a veces se llegan a resultados que sorprenden, por la riqueza o pobreza inferida de los resultados.

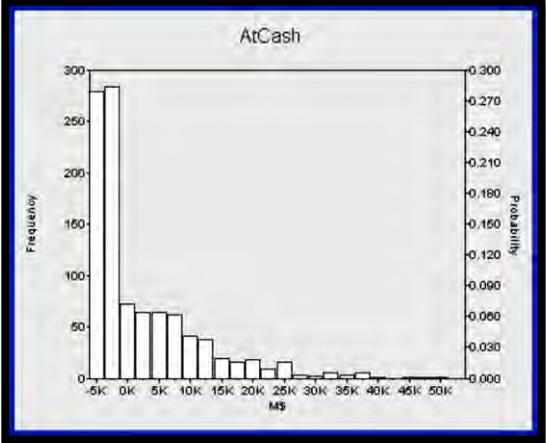


Figura 4.2.3-3. Análisis de riesgo. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Se debe de considerar que la incertidumbre se maneja por rangos y que los puntos o valores dentro del rango no necesariamente tienen la misma probabilidad de ocurrencia. Esas diferencias en probabilidades pueden ser descritas mediante funciones de distribución de probabilidad. La Figura 4.2.3-3 muestra un histograma compuesto del flujo de efectivo de caja versus la probabilidad de ocurrencia y su frecuencia, y se observa que la probabilidad de perder de -5 a -2.5 miles de dólares es muy alta y la de ganar entre 5 y 7.5 es baja, y la probabilidad de ganar altos valores de flujo de efectivo es muy baja, próxima a cero. Con el propósito de manejar los conceptos de probabilidad y estadística a continuación sus definiciones:

4.3 Estadística: Rama de las matemáticas que se encarga de coleccionar, organizar, presentar y procesar datos asociados a un fenómeno o variable de interés, y en inferir conclusiones acerca de éste. Se divide en: Descriptiva e Inferencial.

4.3.1 Estadística Descriptiva

La Estadística Descriptiva es la ciencia que se ocupa del estudio de la variación, dispersión o incertidumbre de un tipo especial de variables conocidas como Variables Aleatorias, Variables Dispersas o Variables Distribuidas. La Estadística Descriptiva se apoya en herramientas matemáticas conocidas como Distribuciones de Probabilidad y en indicadores de comportamiento de los datos conocidos como estadísticas de la variable aleatoria que en conjunto permiten organizar, describir, representar matemática y gráficamente la información sobre este tipo de variables y cuantificar su incertidumbre.

4.3.2 Estadística Inferencial

La Estadística Inferencial o Analítica: es la parte de la Estadística mediante la cual se intenta dar explicación, concluir o inferir sobre los experimentos y fenómenos observados, mediante el auxilio de la probabilidad, estadística descriptiva y distribución de probabilidad, por lo que resulta una herramienta de suma utilidad para la toma de decisiones.

4.3.3 Probabilidad

La probabilidad mide la frecuencia con la que se obtiene un resultado (o conjunto de resultados) al llevar a cabo un experimento aleatorio, del que se conocen todos los resultados posibles, bajo condiciones suficientemente estables.

Es una medición numérica que va de 0 a 1 de la posibilidad de que un evento ocurra. Si da cerca de 0 es improbable que ocurra el evento y si da cerca de uno es casi seguro que ocurra. La probabilidad es una medida de la incertidumbre que se le asocia a la ocurrencia u observación de un resultado determinado al realizarse un experimento. La probabilidad es una función matemática la cual mide el grado de ocurrencia de un evento. Uno de los métodos más utilizados es aplicando la Regla de Laplace: define la probabilidad de un suceso como el cociente entre casos favorables y casos posibles.

$$P = \text{Casos Favorables} / \text{casos Posibles}$$

4.4. 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. De acuerdo con la Figura 4.4-1, que representa una distribución normal, la probabilidad de que la variable Precio de petróleo esté entre el rango $(x+dx)$ es $P(x)*dx$.

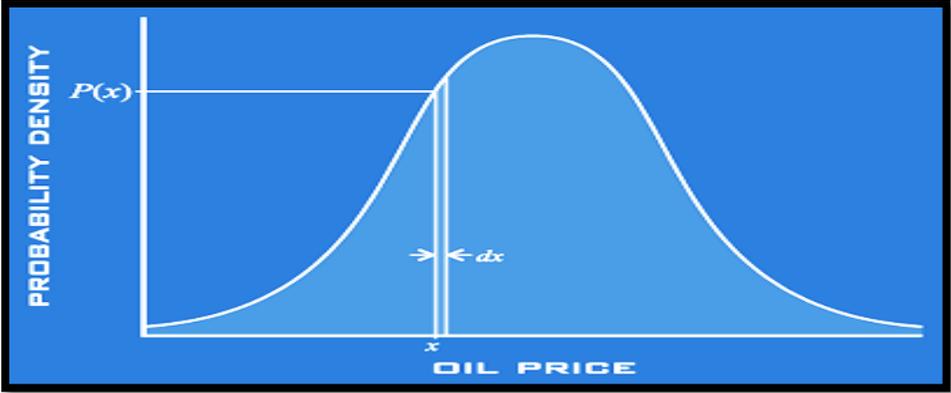


Figura 4.4-1. Distribución de probabilidad normal. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

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, la Figura 4.4-2 muestra las cuatro principales formas de tener una distribución de probabilidad.

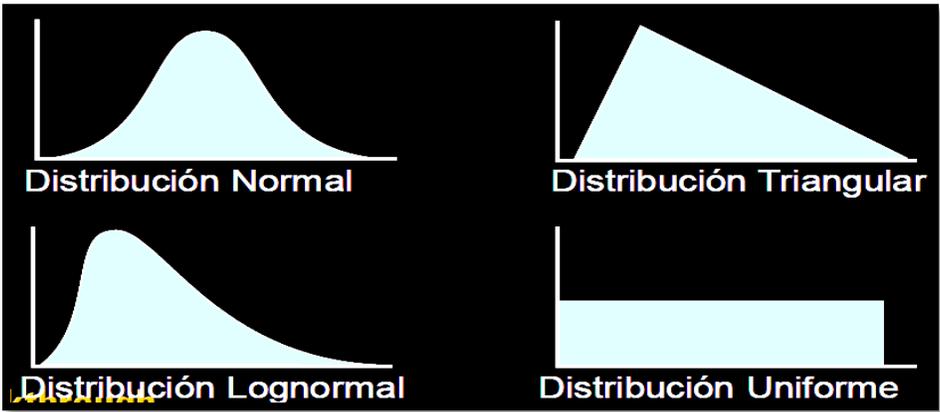


Figura 4.4-2. Diferentes tipos de distribuciones de probabilidad. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

4.4.1 Probabilidad acumulada

La probabilidad acumulada se obtiene mediante la integración de la función de densidad de probabilidades. Es una forma alterna de observar la misma información, pero más fácil de interpretar. Ver Figuras 4.4.1-1 y 4.4.1-2.

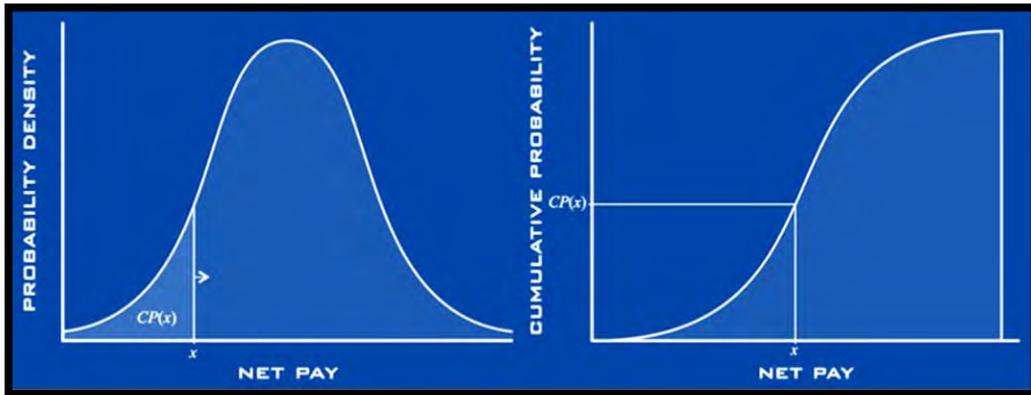


Figura 4.4.1-1. Función de probabilidad acumulada. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

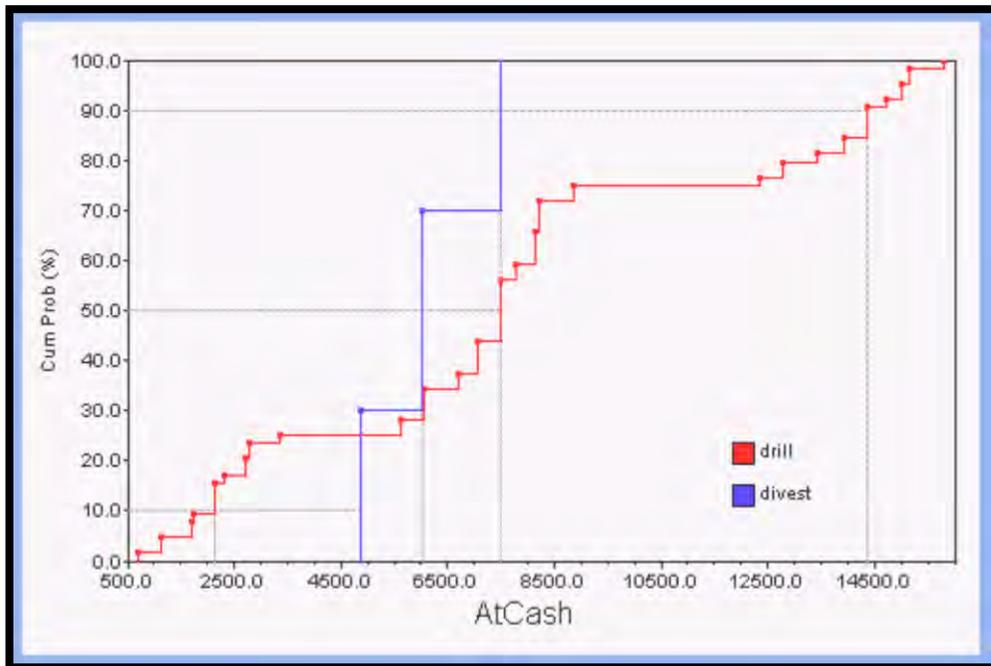


Figura 4.4.1-2. Función de probabilidad acumulada. Curso de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Para crear una Gráfica de Probabilidad Acumulada se debe seguir:

- Ordenar los posibles resultados de mayor a menor
- Graficar la probabilidad del resultado más bajo contra su valor
- Para el próximo, graficar su probabilidad más la probabilidad previa contra su valor
- Repetirlo para todos los puntos.

4.4.2 Variable Aleatoria (V.A.)

Es una variable Z que puede tomar una serie de valores o realizaciones (z_i) cada una de las cuales tienen asociadas una probabilidad de ocurrencia (p_i). Ejemplo: Al lanzar un dado puede resultar {1, 2, 3, 4, 5 o 6} con una probabilidad de ocurrencia igual a $1/6$.

Las probabilidades cumplen las condiciones:

$$a) p_i \geq 0 \forall i, y$$

$$b) \sum_{i=1}^n p_i = 1.0$$

----- (4.4.2-a)

4.4.3 Variable Aleatoria Discreta: cuando el número de ocurrencias es finito o contable, se conoce como variable aleatoria discreta.

Ejemplo: tipos de facies en un yacimiento.

4.4.4 Variable Aleatoria Continua: si el número de ocurrencias posibles es infinito.

Ejemplo: el valor de la porosidad de un medio se encuentra en el intervalo [0,100%].

4.5. Función de Distribución de Probabilidad (FDP)

La FDP caracteriza completamente a la Variable Aleatoria..

Se define como: $F(z) = \Pr\{Z \leq z\} \in [0,1]$. ----- (4.5-a)

Su gráfica se ilustra en la Figura 4.5-1 con el histograma acumulativo.

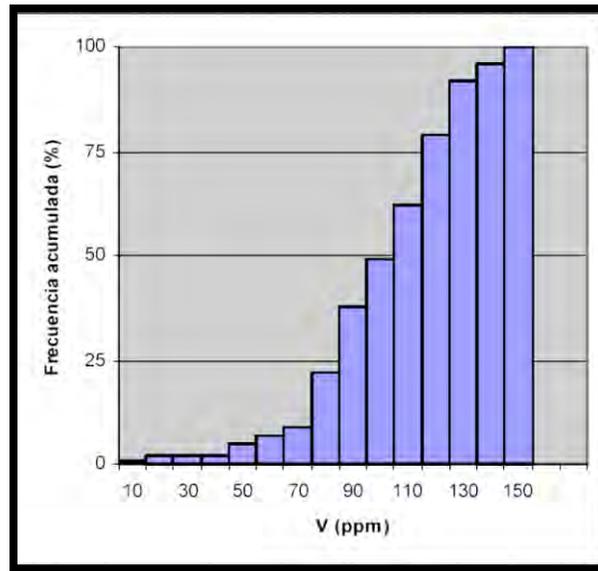


Figura 4.5-1. Histograma acumulativo, curso Geoestadística, UNAM.

4.6. Función de Densidad de Probabilidad.

Se define como: $f(Z) = \frac{dF(Z)}{dZ}$ ----- (4.6-a)

Su gráfica se ilustra en la Figura 4.6-1.

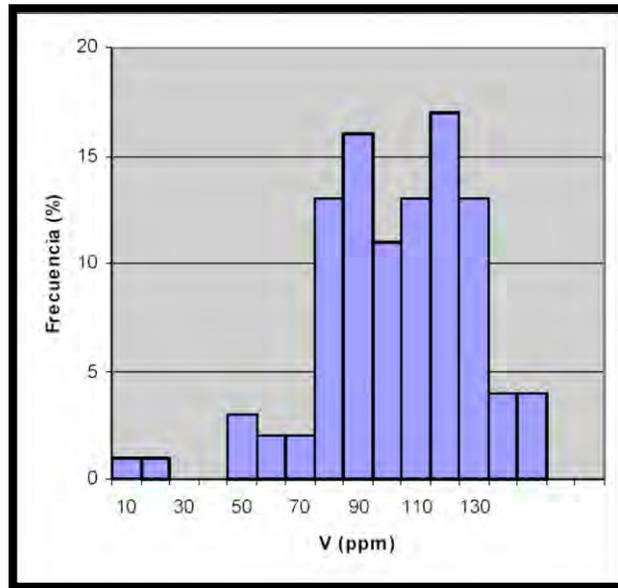


Figura 4.6-1. Histograma sin acumular, curso Geoestadística, UNAM.

4.7. Valor esperado o esperanza matemática de una Variable Aleatoria.

Es el valor más probable que puede tomar una VA. Se conoce también como valor medio o media. Se define como:

$$m = E(Z) = \int_{-\infty}^{\infty} z dF(z) = \int_{-\infty}^{\infty} z f(z) dz \quad \text{----- (4.7-a)}$$

Su estimado más común es el promedio de todas las observaciones de la variable Z.

$$m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N z_i \quad \text{----- (4.7-b)}$$

4.8 Momento de orden r de una FDP

$$m_r = E[Z^r] = \int_{-\infty}^{\infty} z^r dF(z) = \int_{-\infty}^{\infty} z^r f(z) dz \quad \text{----- (4.8-a)}$$

4.9 Momento central de orden r de una FDP

$$\mu_r = E[(z - m)^r] \int_{-\infty}^{\infty} (z - m)^r dF(z) = \int_{-\infty}^{\infty} (z - m)^r f(z) dz \quad \text{----- (4.9-a)}$$

4.10 Varianza de una Variable Aleatoria (2do momento central)

Se define como el valor que determina la dispersión o separación de las medidas de los datos, respecto a un valor central.

$$\sigma^2 = Var[Z] = E[(Z - m)^2] \geq 0 \quad \text{----- (4.10-a)}$$

Y caracteriza la dispersión de la distribución alrededor de la media

Su estimado es:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (z_i - m)^2 \quad \text{----- (4.10-b)}$$

4.11 Percentiles o cuantiles de una distribución.

Estas medidas determinan la posición que ocupa un dato, al ser comparado con el resto. Esto permite determinar qué porcentaje de datos se encuentran por debajo y por encima, de uno en particular. Entre las medidas de posición se tienen los deciles, cuartiles, percentiles y rango percentil. Ver Figura 4.11-1.

El percentil de una distribución $F(z)$ es el valor z_p de la Variable Aleatoria que corresponde a un valor p de probabilidad acumulada, es decir:

$$F[z_p] = p \quad \text{----- (4.11-a)}$$

Es fácil ilustrar percentiles usando una gráfica de probabilidad acumulada

Hay un 10 por ciento de probabilidad de que el valor real sea menor que el P10 de ese valor. También es posible determinar fácilmente la probabilidad de que la variable esté dentro de un rango de valores dado.

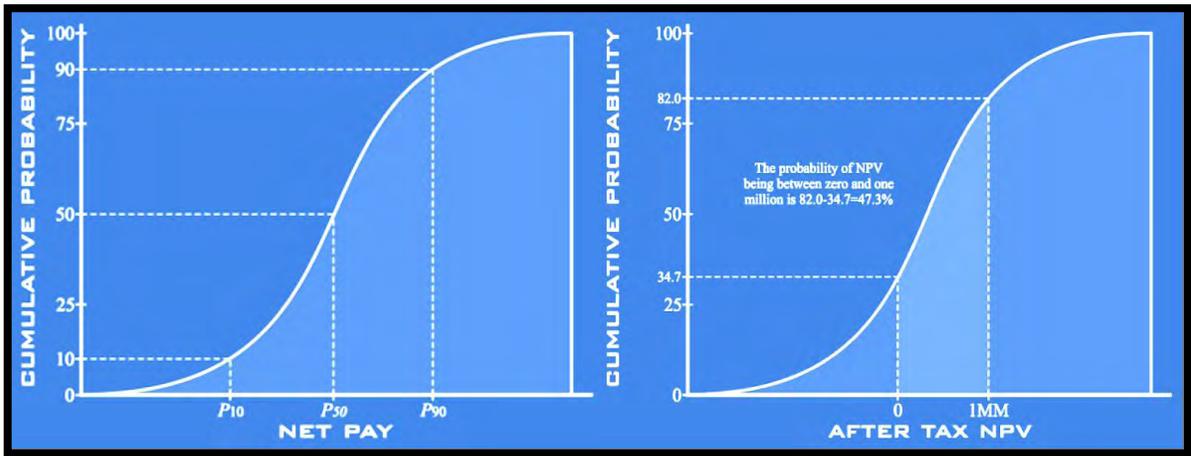


Figura 4.11-1. Ejemplo de percentiles, Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

4.12 Distribuciones continuas vs distribuciones discretas

Una propiedad importante de una distribución de probabilidad es saber si es continua o discreta. Las distribuciones continuas se aplican a variables como porosidad o precio. Las distribuciones discretas se aplican a variables tales como el número de pozos secos o exitosos, para el caso de la Industria petrolera aplica este modelo a las dimensiones volumétricas de campos con producción comercial. Sí todos los cálculos computacionales resultan en valores discretos. Los resultados son distribuciones discretas y no continuas. Ejemplo: Del siguiente grupo de datos determinar la probabilidad de ocurrencia de 3. (Ver Figura 4.12-1.)

4, 3, 8, 7, 5, 7, 4, 10, 3, 9, 5, 5, 6, 9, 6, 4, 8, 5, 4, 8, 6, 2, 7, 6, 5

$$P(3) = 2/25 = 8.0\%$$

¿Cuál es la probabilidad de obtener un valor entre 2.5 y 5.5?

La probabilidad de tener un valor entre 2.5 y 5.5 = 44% - 4% = 40%

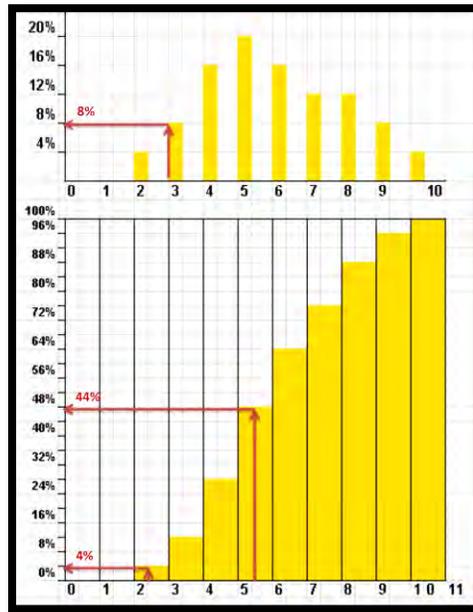


Figura 4.12-1. Ejemplo de probabilidad, Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance

4.13 Medidas de tendencia central

Estos indicadores nos permiten comparar diferentes tipos de distribuciones. Los más comunes son media, mediana y moda.

4.13.1 Moda: El valor más frecuente de un conjunto de datos. Corresponde al pico de la curva de frecuencia.

4.13.2 Mediana: El valor medio entre el más pequeño valor posible y el valor más grande posible (P50).

4.13.3 Media: La suma de todos los valores de un conjunto dividido por el número total de valores del conjunto (promedio). Ver Figura 4.13.3-1.

Para una FDP (Función de distribución de probabilidades) asimétrica, estas tres medidas no serán las mismas.

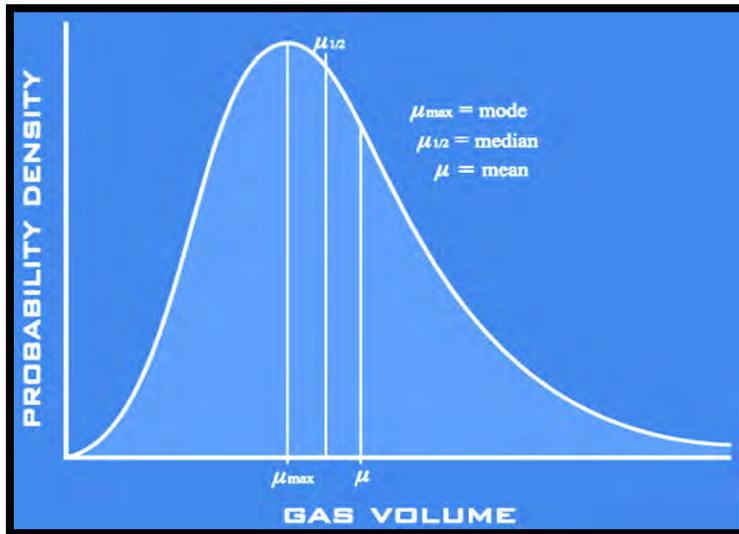


Figura 4.13.3-1. Medidas de tendencia central, Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance

4.13.4 Varianza

Varianza es la suma del cuadrado de la distancia de cada valor de un conjunto de datos a la media.

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2 \quad \text{----- (4.13.4-a)}$$

Donde μ es la media, n es el número de valores y σ es la desviación estándar

4.13.5 Desviación estándar

Es la raíz cuadrada de la varianza, y es una medida de qué, tan dispersos están los valores en un conjunto.

4.14 Distribución Normal o Gaussiana.

Esta distribución está completamente caracterizada por sus dos parámetros: media y varianza y se designa mediante $N(m, \sigma^2)$. Ver Figura 4.14-1.

La fdp normal o Gaussiana está dada por:

$$g(z) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp \left[\frac{-1}{2} \left(\frac{z-m}{\sigma} \right)^2 \right] \quad \text{----- (4.14-a)}$$

y es simétrica respecto a la media

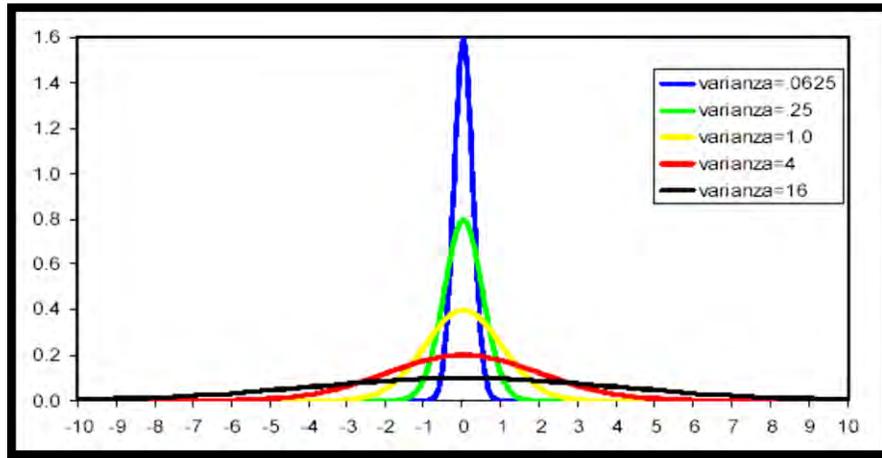


Figura 4.14-1. Ejemplos de distribuciones Gaussianas, curso Geoestadística, UNAM.

La suma de variables aleatorias independientes resulta en una distribución normal o de campana simétrica. La Media, la Moda, y la Mediana son iguales como se ve en la Figura 4.14-2.

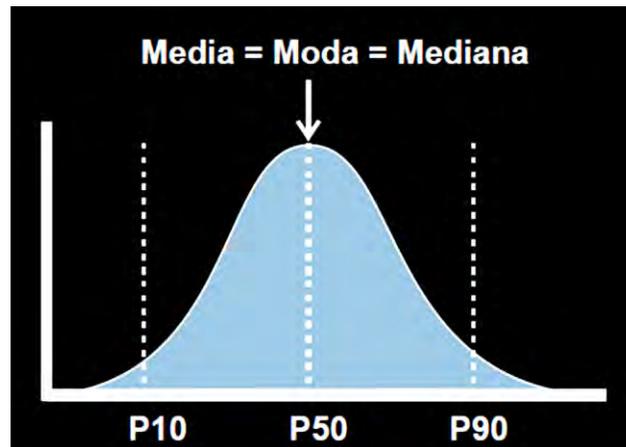


Figura 4.14-2. Medidas de tendencia central, Curso de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

4.15 Distribución Log Normal

Una Variable Aleatoria positiva Y se dice que tiene una distribución log normal si su logaritmo $\ln(Y)$ esta normalmente distribuido. Ver Figura 4.15-1.

$$Y > 0 \rightarrow \log N(m, \sigma^2), \text{ si } X = \ln Y \rightarrow N(\alpha, \beta^2)$$

Muchas distribuciones experimentales en Ciencias de la Tierra tienden a ser asimétricas y la mayoría de las variables toman valores positivos.

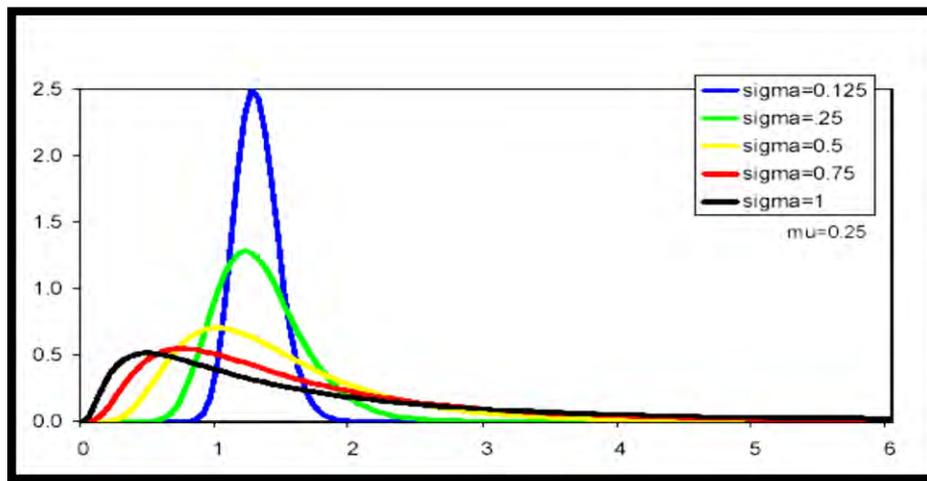


Figura 4.15-1. Ejemplos de distribuciones Lognormales, curso Geoestadística, UNAM.

El producto de variables aleatorias independientes resulta en una distribución log normal o de campana asimétrica. Se cumple que la Moda < Mediana < Media como se ve en la Figura 4.15-2.

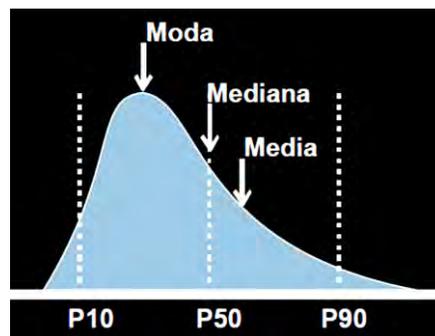


Figura 4.15-2. Medidas de tendencia central, caso Log normal

Existen casos en que la varianza aparenta incrementarse indefinidamente.

- Si se toma cada vez un menor intervalo de muestreo, siempre existe alguna variación que queda sin resolver.
- Mandelbrot (1982) llamó al resultado de tales procesos fractales.
- Ejemplos: El ruido gaussiano fraccional (fGn) y el movimiento browniano fraccional (fBm).

4.16 Distribución de probabilidad -Triangular

Algunas veces usada cuando no existen datos.

Las distribuciones triangulares sobrestiman la media cuando la varianza se incrementa. Ver Figura 4.16-1.

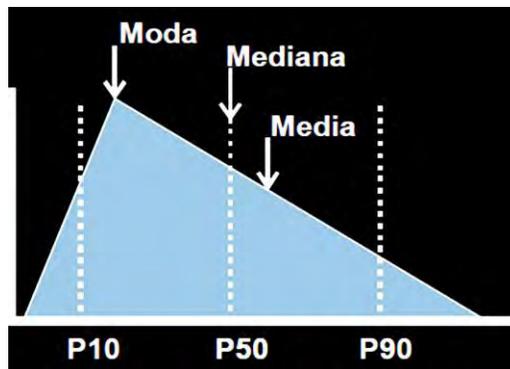


Figura 4.16-1. Modelo de una distribución triangular

4.17 Distribución Uniforme

Cantidades que varían uniformemente entre dos valores. Ver Figura 4.17-1.

Usadas cuando no hay discriminación entre resultados (uso práctico limitado)

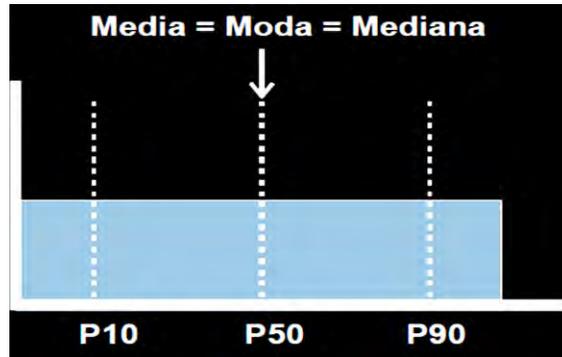


Figura 4.17-1. Modelo de una distribución uniforme

4.18 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. La Figura 4.18-1 muestra el comportamiento parabólico de las reservas y de la producción del trabajo que presentó Laherrere en noviembre de 2001, respecto a un orden establecido de menor a mayor de los campos considerados en ese estudio.

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.

Una distribución fractal o modelo parabólico fractal es un tipo de distribución discreta de probabilidad en donde 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. Este modelo usa el término efecto del Rey para referirse a la entidad que queda fuera del comportamiento parabólico del modelo, es decir, la entidad número uno o el más grande resulta mucho muy diferente en tamaño que a la entidad que le precede, y se deberá usar con precaución si así fuera el caso en cada curva.

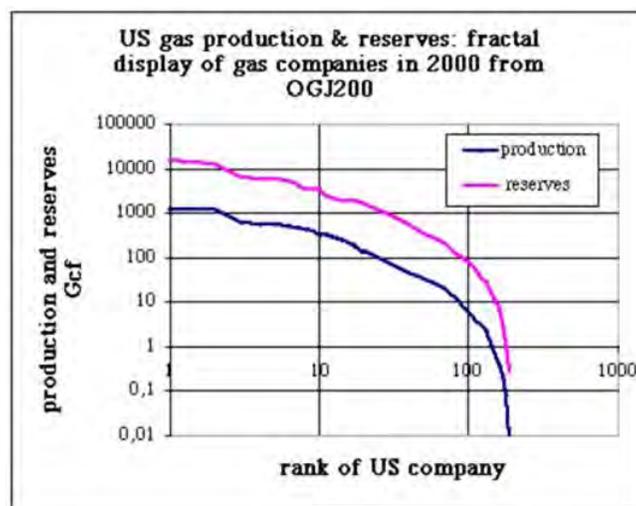


Figura 4.18-1. Distribución parabólica fractal, Jean Laherrère, November 2001.

Esto implica que en un número simple, la dimensión fractal puede describir esta invariabilidad en la escala y que la dimensión fractal es la pendiente de la distribución acumulada graficada en una escala doble logarítmica.

Se ilustra como ejemplo de la variabilidad en el tamaño la imagen de diferentes galaxias tomadas por el telescopio Hubble, cada una tiene su propio tamaño, hay

chicas, medianas, grandes y muy grandes. La Figura 4.18-2 resume 110 galaxias, sin embargo no se trata de todas, aún quedan más por descubrir.

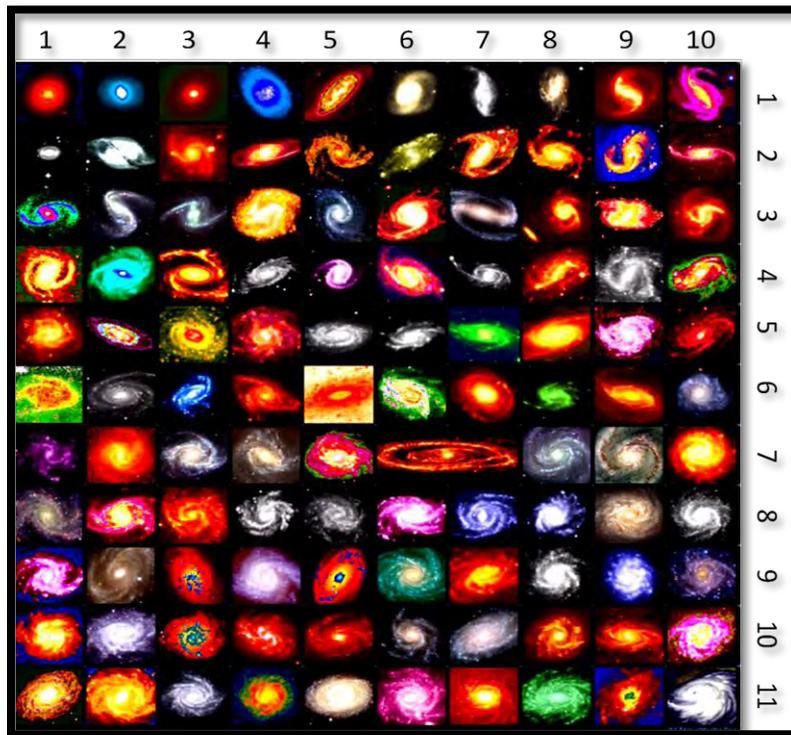


Figura 4.18-2. Resumen de 110 galaxias tomadas por el telescopio Hubble, cada una de estas galaxias es de tamaño diferente, tanto el tipo de galaxias como su tamaño es fractal.

4.19 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 ramas de los árboles, son ejemplos de fenómenos que siguen patrones de distribución fractal.

La geometría fractal describe una manera particular de orden inherente en ciertas estructuras aparentemente aleatorias. Cuando algo es fractalmente distribuido, esto es invariable a la escala. Invariabilidad a la escala quiere decir que es imposible decir cuán grande algo es sin tener una escala externa de referencia. La explicación física para la invariación de la escala es que algunos procesos físicos pueden actuar en una amplia rango de tamaños de tal manera que se producen estructuras similares en escalas extensamente diversas.

MODELO DE DISTRIBUCIÓN FRACTAL:

$$N_r (V > v) = AV^{-D} \quad \text{----- (4.19-a)}$$

Con $A > 0.0$ y $D > 0.0$

4.19.1 Detalles de la Geometría Fractal

La geometría fractal describe una manera particular de orden inherente en ciertas estructuras aparentemente aleatorias. Cuando algo es fractalmente distribuido, esto es invariable a la escala. Pero no todo es fractal en la naturaleza.

Basados en la Figura 4.19.1-1, en este trabajo se estimará el volumen final de hidrocarburos de las cuencas del sistema petrolero mexicano usando una distribución del tamaño de los campos mediante la metodología de distribución fractal. Existen otros métodos que han sido utilizados para este objetivo, una es la distribución log normal y el otro es la distribución Pareto. De acuerdo con investigadores del Sistema Geológico de los Estados Unidos (USGS) la distribución log normal proporciona resultados excesivamente pesimistas.

Observaron que, con descubrimientos adicionales dentro del proceso de descubrimiento es posible mejorar el modelamiento con una distribución Pareto.

La diferencia entre las dos distribuciones se observa en la Figura 4.19.1-2, en términos generales se tiene bien identificado que una distribución Pareto tiende a sobre estimar los recursos por descubrir, mientras que una distribución log normal tiende a sub estimarlos.

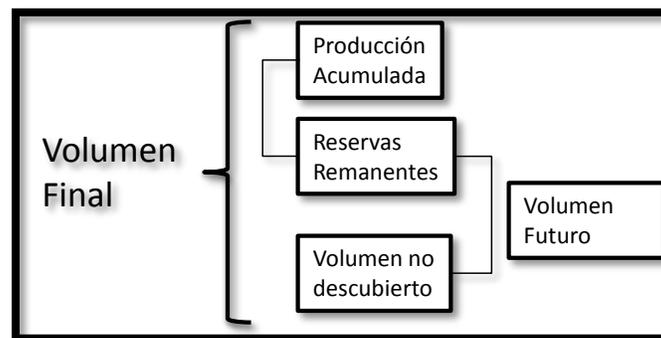


Figura 4.19.1-1. Relación entre producción acumulada, reservas remanentes y volúmenes no descubiertos

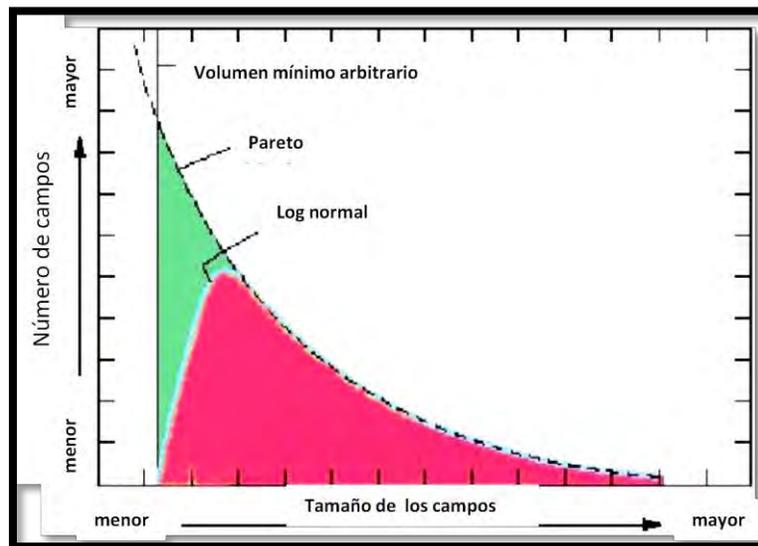


Figura 4.19.1-2. Distribuciones de densidad, Pareto vs Log normal, (Assessing Oil Resources in the Middle East and North Africa, Roberto Aguilera, (IIASA) Schlossplatz 1, A-2361, Laxenburg, Austria, 2011.

4.20 Distribución de probabilidad –Pareto

Roberto Aguilera en su estudio de 2011 indica que la distribución del tamaño de los recursos del petróleo podría ser modelada con la distribución Pareto (es decir fractal). La distribución de Pareto 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.

Sobre la línea recta continua se observa para los campos más grandes (círculos negros) en la Figura 4.20-1 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 descubierto está dado por el área bajo la curva. La línea recta se extrapola a un volumen mínimo arbitrario para calcular el petróleo 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

$$N(V) = CV^{-a_p} \quad \text{----- (4.20-a)}$$

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.

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 4.20-a

$$\log N(V) = \log(C) - a_p \log V \quad \text{----- (4.20-b)}$$

La ecuación 4.20-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 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.

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.

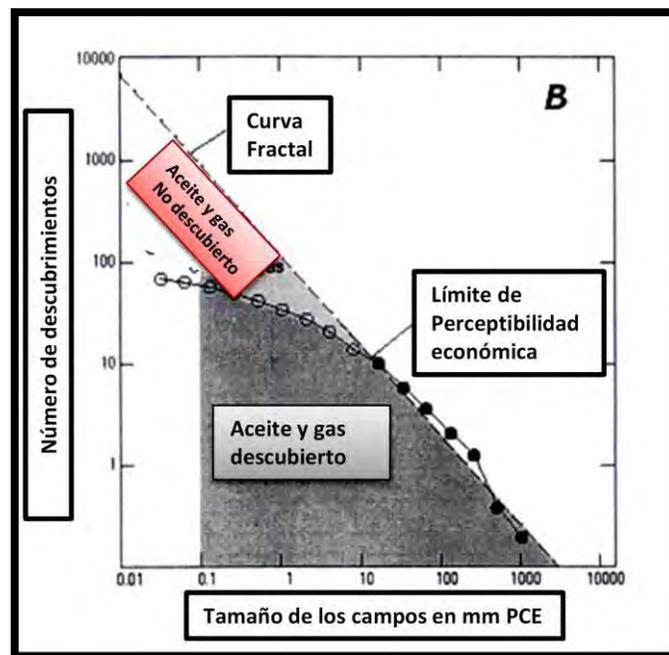


Figura 4.20-1. Fundamento de trabajo para estimar aceite y/o gas aún no descubiertos, Pareto vs Log normal, (Assessing Oil Resources in the Middle East and North Africa, Roberto Aguilera, (IIASA) Schlossplatz 1, A-2361, Laxenburg, Austria, 2011.

4.21 Dimensión

La dimensión es un número relacionado con las propiedades métricas o topológicas de un objeto matemático. La dimensión de un objeto es una medida topológica del tamaño de sus propiedades de recubrimiento. Existen diversas medidas o conceptualizaciones de dimensión: dimensión de un espacio vectorial, dimensión topológica, dimensión fractal, etc.

En geometría, física y ciencias aplicadas, la dimensión de un objeto se define informalmente como el número mínimo de coordenadas necesarias para especificar cualquier punto de ella, así, una línea tiene una dimensión porque sólo se necesita una coordenada para especificar un punto de la misma.

Una superficie, tal como un plano o la superficie de un cilindro o una esfera, tiene dos dimensiones, porque se necesitan dos coordenadas para especificar un punto en ella (por ejemplo, para localizar un punto en la superficie de una esfera se necesita de su radio, latitud y longitud).

El interior de un cubo, un cilindro o una esfera es tridimensional porque son necesarias tres coordenadas para localizar un punto dentro de estos espacios. En casos más complicados como la dimensión fractal o la dimensión topológica de conjuntos abstractos la noción de número [entero] de coordenadas no es aplicable y en esos casos deben usarse definiciones formales del concepto de dimensión.

4.21.1 Dimensión fractal

En geometría de fractales, la dimensión fractal, D 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.

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.

En general, se toma un conjunto de dimensión D , se puede descomponer en N réplicas de sí mismo reducidas en un factor de escala r , y se tendría que

$Nr^D = C$, donde C es constante. Resolviendo se obtiene:

$$D = \frac{\log N}{\log \frac{1}{r}} = \lim_{r \rightarrow 0} - \frac{\log N}{\log r} \quad \text{----- (4.21.1-a)}$$

Capítulo 5. Provincias Geológicas y Provincias Petroleras

5.1 Paquetes de diversos tamaños

Los recursos de petróleo y gas se producen en muchos paquetes (yacimientos) de diferentes tamaños. Aunque las definiciones varían, la acumulación individual más pequeña es comúnmente llamado depósito y por lo general se define como una acumulación en el que las fases de hidrocarburos son físicamente continuas, ver Figura 5.1-1. Los yacimientos al agregarse forman un campo y un campo incluye todos aquellos depósitos que se superponen en sentido vertical.

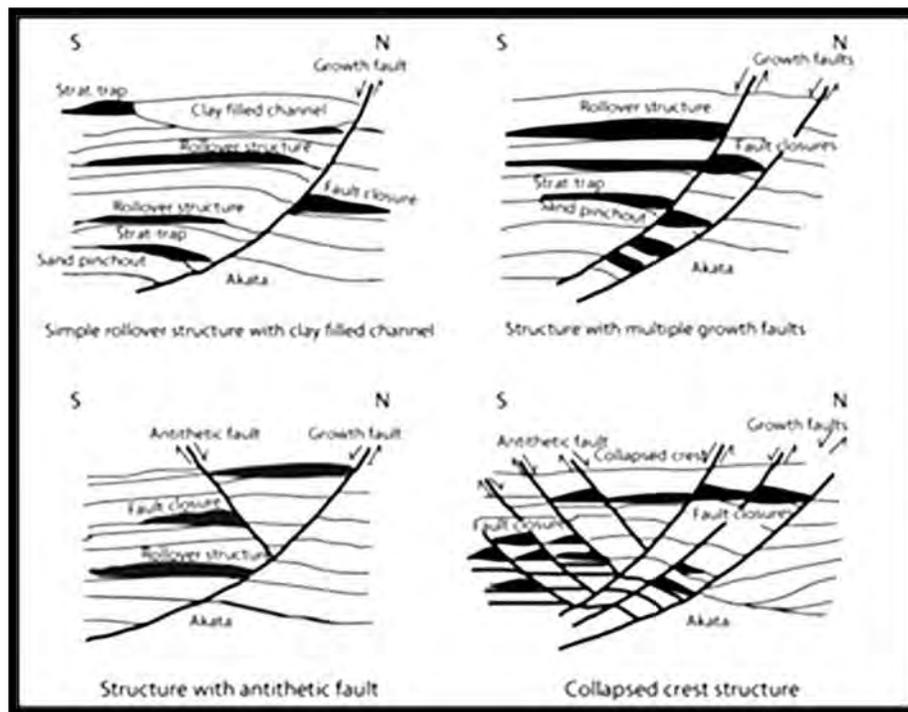


Figura 5.1-1. Trampas con más de un yacimiento, Forecasting Populations of Pareto Distribution, Claudio Bettini, March 1987. Stanford University.

Los campos a su vez se agrupan dentro de “Plays”, que geológicamente contienen acumulaciones similares. Se considera que los hidrocarburos contenidos dentro de un “play” tienen la misma historia geológica, es decir,

proviene de la misma fuente, migran a través de las mismas rocas, se han visto afectados por la misma historia térmica, y se encuentran atrapados por los mismos mecanismos. Siguen unidades de agregación más amplias que el “play”, y se conocen como facies, formación, cuenca y provincia, véase Figura 5.1-2.

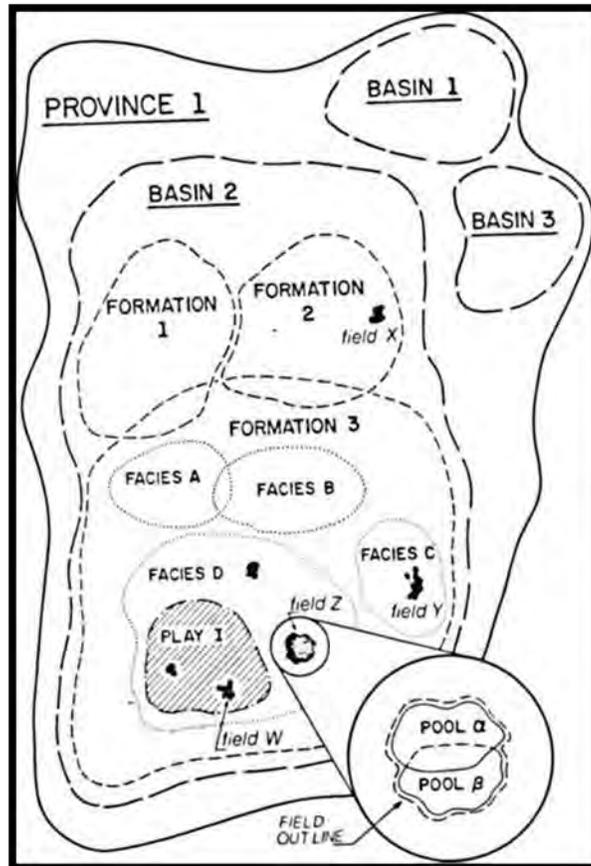


Figura 5.1-2. Representación jerárquica de las características geográficas en una provincia petrolera, Forecasting Populations of Pareto Distribution, Claudio Bettini, March 1987. Stanford University.

5.2 Provincias Geológicas de México

De acuerdo con el Dr. Ulises Hernández Romano se han identificado 48 provincias, en el documento de Petróleos Mexicanos denominado Provincias Geológicas de México del año 2010 en función de una uniformización de nombres

geológicos de las provincias, en base a la tecnología cartográfica de precisión, imágenes de radar, mapas geológicos digitales y software específico de mapeo, y más en los últimos diez años, ha permitido precisar los límites geográficos de los elementos estructurales.

5.2.1 Concepto de Provincia Geológica

De acuerdo a la Quinta Edición de la Carta geológica de la República Mexicana de 1992, una provincia geológica es toda parte cartografiable de la superficie sólida del planeta, de centenares a millones de kilómetros cuadrados de extensión, caracterizada por sus rocas, por su estructura y por una secuencia de eventos tal que integre una historia evolutiva singular diferente a la de las áreas adyacentes, de las cuales está separada por límites estratigráficos, tectónicos o por ambos.

5.2.2 Oficialmente desde 2010

Los nombres de las provincias geológicas tienen un término geológico que las vincula con cuencas sedimentarias, elementos tectónico-estratigráficos, cinturones orogénicos, provincias magmáticas o provincias metamórficas y un término relacionado a su ubicación geográfica. Sin embargo, se hace la excepción, para el caso de las provincias geológicas cuyos nombres coinciden con los de una cuenca, se omite el nombre cuenca y solo queda el nombre geográfico para las siguientes provincias: Sabinas, Tampico-Misantla, Veracruz, Salina del Istmo, Macuspana, Chihuahua, Parras-La Popa y Tlaxiaco. Las áreas patrimoniales del Océano Pacífico y del Caribe, no fueron consideradas totalmente en esta

clasificación por el bajo grado de conocimiento y el bajo potencial económico estimado a la fecha, en algunas de ellas. De esta manera, el territorio y mar patrimonial de la República Mexicana quedan divididos en 48 Provincias Geológicas, véase Figura 5.2.2-1 y Tabla 5.2.0.

5.3 Síntesis de las Provincias Geológicas de México

De manera muy resumida se describirán las 48 provincias geológicas de México, puntos más adelante, se darán aspectos de las provincias que cumplen la condición de petrolera.

5.3.1 Sabinas.

Se localiza en los estados de Coahuila y Nuevo León, extendiéndose al norte de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Coahuila. Provincia caracterizada por sierras orientadas noroeste-sureste formadas por rocas sedimentarias plegadas.

Su columna estratigráfica está formada por secuencias del Jurásico Superior y Cretácico, mismas que son expuestas en los pliegues de diferentes magnitudes, los cuales fueron formados durante la deformación laramídica

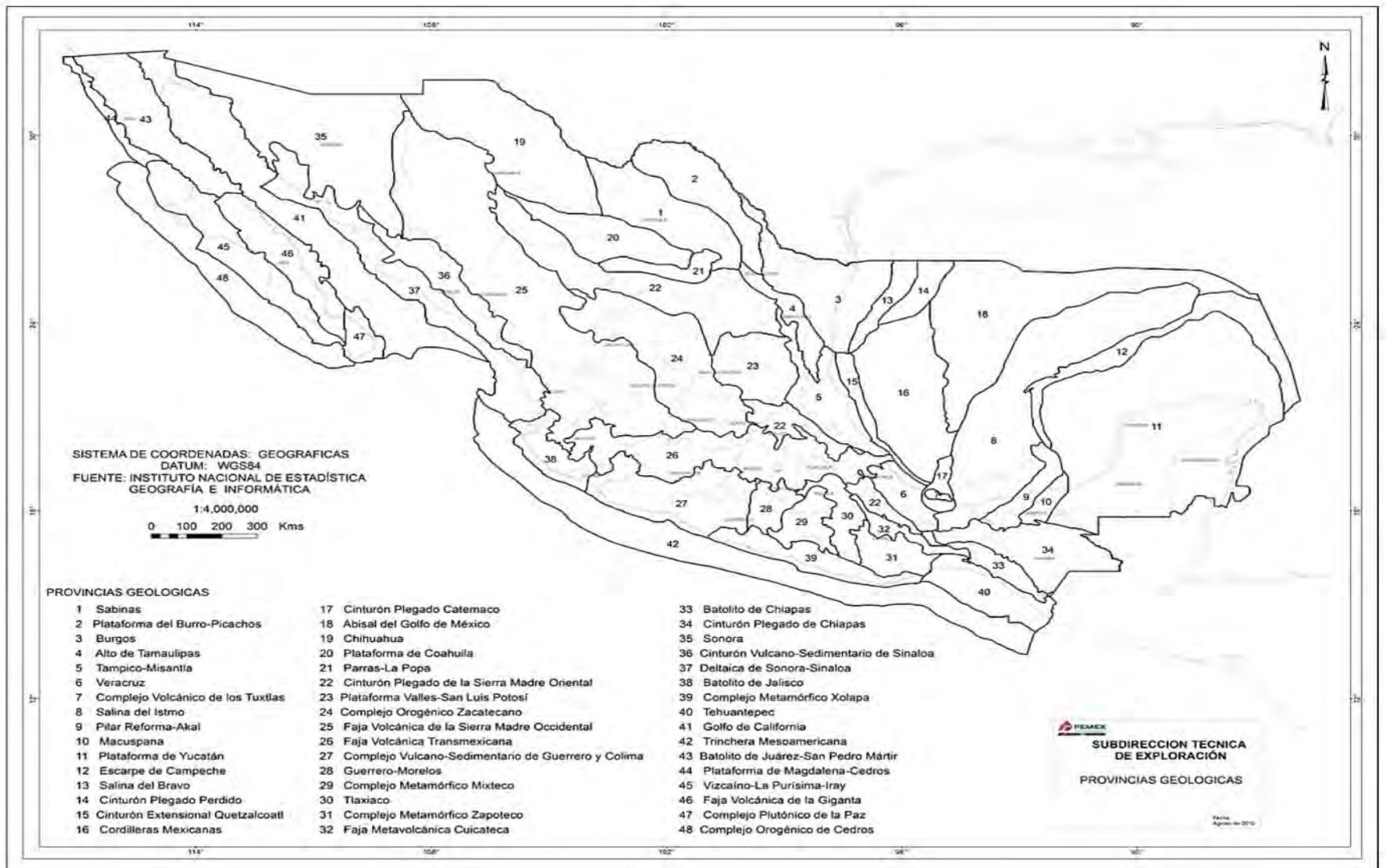


Figura 5.2.2-1. Mapa de las 48 provincias geológicas de México, Pemex, Subdirección de Exploración, Pemex.

5.3.2 Plataforma del Burro-Picachos.

Ubicada en los estados de Coahuila y Nuevo León, corresponde a altos de basamento que separan las cuencas de Sabinas al suroeste y Burgos al sureste. Presenta sierras orientadas noroeste-sureste formadas por pliegues amplios característicos de zonas cratónicas menos deformadas.

La columna estratigráfica aflorante consiste principalmente de secuencias carbonatadas cretácicas, la cuales son expuestas en los pliegues formados durante la deformación laramídica, mismos que presentan intrusiones ígneas.

5.3.3 Burgos.

Abarca principalmente el estado de Tamaulipas y el extremo oriental de Nuevo León, al norte se extiende en el territorio de Estados Unidos y al Este se extiende costa afuera hacia la plataforma continental del Golfo de México. Está formada por sistemas sedimentarios terciarios progradantes hacia el oriente y afectados por sistemas de fallas lístricas con caída al oriente.

5.3.4 Alto de Tamaulipas.

Se ubica en los estados de Nuevo León y Tamaulipas y corresponde a altos de basamento, se encuentra orientada norte-noroeste al sur-sureste, entre Burgos, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y Tampico-Misantla. Comprende a sierras formadas por rocas sedimentarias del Jurásico Superior, Cretácico y rocas ígneas del Terciario. La columna estratigráfica aflorante está expuesta en los pliegues formados durante la deformación laramídica.

5.3.5 Tampico-Misantla.

Ubicada en los estados de Veracruz, San Luis Potosí y Puebla, corresponde a una antifosa que se extiende al oriente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y costa afuera en la plataforma continental del Golfo de México, limitada por el Cinturón Extensional Quetzalcoatl.

La columna estratigráfica consiste principalmente de secuencias clásticas del Terciario poco deformadas, que descansan sobre rocas predominantemente carbonatadas del Cretácico y Jurásico, y algunas rocas ígneas extrusivas, las cuales se incrementan hacia el límite sur con la Faja Volcánica Transmexicana.

5.3.6 Veracruz.

Se localiza en los estados de Veracruz, Puebla y Oaxaca. Corresponde a una antifosa ubicada al oriente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, y costa afuera en la plataforma continental del Golfo de México, limitada por el Cinturón extensional Quetzalcoatl y el Complejo Volcánico de los Tuxtlas. Está formada por rocas sedimentarias siliciclásticas del Paleógeno al Mioceno plegadas que descansan sobre rocas carbonatadas del Jurásico y Cretácico. Las rocas deformadas del Mioceno están cubiertas por sedimentos más jóvenes con ligera o nula deformación y expresión topográfica suave.

5.3.7 Complejo Volcánico de los Tuxtlas.

Se ubica en el sur del estado de Veracruz. La provincia está formada por rocas ígneas extrusivas del Mioceno al Reciente de afinidad principalmente calco alcalina formando conos volcánicos compuestos que alcanzan altitudes de hasta 1,600 metros que contrastan con la planicie costera del Golfo de México.

5.3.8 Salina del Istmo.

Abarca parte de los estados de Veracruz y Tabasco y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental y aguas profundas del Golfo de México, donde tiene gran distribución. La parte terrestre limita al occidente con la Cuenca de Veracruz y el Cinturón Plegado de Catemaco a través de la Falla del Istmo, al sur limita con el Cinturón Plegado de Chiapas y al sureste con el Pilar Reforma-Akal a través de la sistema de fallas Comalcalco. La columna estratigráfica está formada por rocas terciarias y mesozoicas presentando una gran variedad de estructuras asociadas al movimiento de la sal jurásica, elementos que caracterizan a esta provincia.

5.3.9 Pilar Reforma-Akal.

Se ubica en el estado de Tabasco, parte del estado de Chiapas y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental del Golfo de México, con orientación noreste-suroeste. Esta provincia está caracterizada por una columna estratigráfica formada por rocas terciarias y mesozoicas presentando una gran cantidad de estructuras plegadas y falladas relacionadas a tectónica salina y deformación Chiapaneca. Está limitada al noroeste por el sistema de fallas Comalcalco, al sureste por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento diapírico de Amate-Barrancas y la falla Topén-Nispero y al sur por el Cinturón Plegado de Chiapas.

5.3.10 Macuspana.

Ubicada en los estados de Tabasco y Campeche y se extiende hacia la plataforma continental del Golfo de México, orientada de noreste a suroeste.

Está formada por rocas sedimentarias terciarias, plegadas y falladas. Limita al noroeste con el Pilar Reforma-Akal, al este con la plataforma de Yucatán y al sur con el Cinturón Plegado de Chiapas.

5.3.11 Plataforma de Yucatán.

Comprende a los estados de Yucatán, Campeche, Quintana Roo, Tabasco y Chiapas. Además se extiende costa afuera hacia la plataforma continental del Golfo de México y del Caribe. Está formada por una cubierta de rocas sedimentarias del Terciario, subyacida por anhidritas y calizas del Cretácico. Presenta poca deformación de plegamiento y fallas.

5.3.12 Escarpe de Campeche.

Ubicada en el talud bordeando la provincia de la Plataforma de Yucatán. Se caracteriza por ser una franja angosta que comprende parte del Golfo de México y el Caribe. Está formada por rocas sedimentarias del Mesozoico y Terciario. La sedimentación es característica de los taludes submarinos.

5.3.13 Salina del Bravo.

Se ubica costa afuera frente al estado de Tamaulipas, en aguas profundas del Golfo de México. Corresponde a una franja orientada norte-noreste a sur-suroeste formada por rocas sedimentarias del Terciario y del Mesozoico, se caracteriza por la presencia de sal jurásica emplazada de manera alóctona como toldos en los sedimentos terciarios. Las estructuras halocinéticas son otra característica de esta provincia.

5.3.14 Cinturón Plegado Perdido.

Ubicada costa afuera frente al estado de Tamaulipas en aguas profundas del Golfo de México. Es una franja angosta formada por rocas sedimentarias del Terciario y del Mesozoico deformadas en pliegues de orientación norte sur como resultado del fallamiento lístrico gravitacional en la cuenca de Burgos y almohadas de sal.

5.3.15 Cinturón Extensional Quetzalcoatl.

Ubicada frente a los estados de Veracruz y Tamaulipas, entre la plataforma y talud continental del Golfo de México. Ésta provincia se caracteriza por sistemas extensionales de fallas lístricas que afectan las rocas sedimentarias del Terciario.

5.3.16 Cordilleras Mexicanas.

Se ubica frente a los estados de Veracruz y Tamaulipas, entre el talud y la planicie abisal del Golfo de México. Está orientada norte-sur, formada por rocas sedimentarias del Terciario que han sido plegadas para acomodar la extensión gravitacional en el Cinturón Extensional Quetzalcoatl ubicado al occidente de esta provincia. Los pliegues tienen una orientación preferencial norte-sur nucleada por arcilla.

5.3.17 Cinturón Plegado Catemaco.

Se ubica en tierra en el sur del estado de Veracruz, se extiende en la plataforma y talud continental del Golfo de México. Ésta provincia está formada por rocas sedimentarias del Terciario formando pliegues de orientación preferencial noreste-suroeste. Ésta deformación se asocia al evento Chiapaneco del Mioceno medio y tardío.

5.3.18 Abisal del Golfo de México.

Ubicada al pie del talud continental, constituyendo el centro de la Cuenca del Golfo de México, al norte limita con aguas territoriales de los Estados Unidos. Se caracteriza por ser una planicie formada por rocas sedimentarias del Terciario y del Mesozoico con sutil deformación en sus bordes.

5.3.19 Chihuahua.

Ubicada en el estado de Chihuahua, se extiende hacia el sur de los Estados Unidos. Es una franja plegada orientada noroeste-sureste de origen laramídico.

La columna estratigráfica está formada por rocas del Mesozoico, Paleozoico y Precámbrico, cubiertas en discordancia por rocas volcánicas del Terciario.

5.3.20 Plataforma de Coahuila.

Se ubica en los estados de Chihuahua, Coahuila y Durango, es una franja que se orienta de oeste-noroeste al este-sureste, formada por rocas sedimentarias del Cretácico, subyacida por rocas sedimentarias paleozoicas del Pérmico y Pensilvánico, y localmente por rocas ígneas permo-triásicas.

Presenta una deformación de pliegues amplios y fallas normales.

5.3.21 Parras-La Popa.

Ubicada en los estados de Coahuila, Durango y Nuevo León. Es una franja orientada oeste-este, formada por rocas sedimentarias del Jurásico, Cretácico y Terciario. Presenta plegamiento, fallamiento y estructuras relacionadas con presencia de sal.

5.3.22 Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

Se ubica en los estados de Chihuahua, Durango, Coahuila, Nuevo León, Hidalgo, Puebla, Veracruz y Oaxaca. Es una franja de estructuras anticlinales laramídica orientada norte-noroeste a sur-sureste bien definida formada por rocas sedimentarias del Precámbrico, Paleozoico, Triásico, Jurásico y Cretácico. Esta provincia forma la cadena de pliegues y fallas más extensa de México.

5.3.23 Plataforma Valles-San Luis Potosí.

Ubicada en los estados de Nuevo León y San Luis Potosí. Ésta provincia es una franja plegada y fallada, formada por rocas sedimentarias del Paleozoico, Triásico, Jurásico y Cretácico.

5.3.24 Complejo Orogénico Zacatecano.

Se ubica en los estados de Durango, Zacatecas, Aguascalientes, San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro. Ésta provincia está formada por rocas volcánicas terciarias y sedimentarias del Cretácico subyacidas por rocas vulcano-sedimentarias del Jurásico y Triásico y sedimentarias del Pérmico. Presenta pliegues amplios y fallamiento.

5.3.25 Faja Volcánica de la Sierra Madre Occidental.

Ubicada en los estados de Chihuahua, Sonora, Durango, Zacatecas, Sinaloa, Nayarit y Jalisco. Es la provincia geológica de mayor extensión en México y está formada por rocas ígneas del Cretácico y Terciario, principalmente ignimbritas. Presenta fallamiento extensional profundo.

5.3.26 Faja Volcánica Transmexicana.

Se ubica en los estados de Jalisco, Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, México, Hidalgo, Puebla y Veracruz. Se orienta oeste-este y está constituida por rocas ígneas del Neógeno, formando la cadena de volcanes más extensa de México.

5.3.27 Complejo Vulcano-Sedimentario de Guerrero y Colima.

Se ubica en los estados de Colima, Guerrero, Michoacán y México. Está formada por una serie volcánica y sedimentaria del Mesozoico, generada en un ambiente tectónico de arco submarino, presentado estructuras falladas.

5.3.28 Guerrero-Morelos.

Ubicada en los estados de Guerrero y Morelos. Está formada por estructuras alargadas orientadas norte-sur formadas por rocas sedimentarias marinas cretácicas, jurásicas y continentales terciarias.

Las estructuras plegadas y falladas en esta provincia representan la continuación de la deformación laramídica en el sur de México.

5.3.29 Complejo Metamórfico Mixteco.

Ubicada en los estados de Oaxaca, Puebla y Guerrero. Se encuentra formada por rocas metamórficas paleozoicas de origen compuesto en un ambiente tectónico complejo en zonas de suturas de placas litosféricas.

5.3.30 Tlaxiaco.

Se ubica en los estados de Oaxaca y Puebla. Está formada por rocas sedimentarias del Terciario, Cretácico, Jurásico y Paleozoico y por rocas

metamórficas paleozoicas. Las estructuras en la provincia son pliegues fallados de edad laramídica y fallas neógenas afectando toda la columna estratigráfica.

5.3.31 Complejo Metamórfico Zapoteco.

Se ubica en el estado de Oaxaca. Está formado por rocas sedimentarias paleozoicas sobre rocas metamórficas precámbricas de tipo granulítico de un ambiente tectónico complejo, asociado a los terrenos cratónicos antiguos de Norteamérica, aunque algunos autores lo asocian al Cratón de América del Sur.

5.3.32 Faja Metavolcánica Cuicateca.

Ubicada en el estado de Oaxaca. Formada principalmente por una serie vulcano-sedimentaria del Mesozoico temprano con bajo metamorfismo, perteneciente a un ambiente tectónico de arco submarino. En esta provincia se presentan gran cantidad de fallas.

5.3.33 Batolito de Chiapas.

Se ubica en el estado de Chiapas y en el extremo sureste de Oaxaca. Ésta provincia está formada por granitos principalmente de Paleozoico Tardío y rocas metamórficas del Paleozoico de un ambiente tectónico de una raíz de arco magmático.

5.3.34 Cinturón Plegado de Chiapas.

Ubicada en los estados de Veracruz, Oaxaca y Chiapas, que se continúa hacia Guatemala. Esta provincia presenta una serie de estructuras anticlinales orientadas de noroeste a sureste formado por rocas sedimentarias formando pliegues y fallas del Mesozoico y Terciario.

5.3.35 Sonora.

Se ubica en el estado de Sonora. Formada de rocas metamórficas del Precámbrico, Triásico y del Terciario. En el norte, existen rocas ígneas graníticas precámbricas, batolitos graníticos del Mesozoico y rocas volcánicas basálticas del Neógeno. Las rocas sedimentarias más antiguas de México afloran en el norte de esta provincia, éstas son estromatolitos precámbricos y areniscas. Además existen series sedimentarias del Paleozoico y Mesozoico tardío en ambientes de plataforma y cuenca.

La estructura geológica en esta provincia es compleja y está representada por una gran variedad de estructuras plegadas y con fallas.

5.3.36 Cinturón Vulcano-Sedimentario de Sinaloa.

Se ubica en los estados de Sinaloa y Sonora, está orientada nor-noroeste al sureste y está formada por una serie vulcano-sedimentaria del Mesozoico de un ambiente tectónico de arco volcánico submarino y emplazamiento de batolitos graníticos del Mesozoico y Terciario.

5.3.37 Deltaica de Sonora-Sinaloa.

Se localiza en la costa de los estados de Sonora, Sinaloa y Nayarit, se extiende costa afuera hasta la plataforma continental del Golfo de California. Está formada por rocas sedimentarias marinas y continentales del Terciario, con algunas fallas extensionales.

5.3.38 Batolito de Jalisco.

Se ubica en los estados de Jalisco, Colima y costa afuera del Océano Pacífico. Está constituido por cuerpos ígneos plutónicos del Mesozoico, formados en la raíz de un arco magmático.

5.3.39 Complejo Metamórfico Xolapa.

Se ubica en el extremo sur de los estados de Guerrero, Oaxaca y costa afuera del Océano Pacífico. Está formado por rocas metamórficas gnéissicas y migmatitas del Mesozoico y por cuerpos plutónicos del Paleógeno que evolucionaron en la raíz de un arco magmático.

5.3.40 Tehuantepec.

Se encuentra ubicada en la costa de los estados de Oaxaca, Chiapas y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental del Golfo de Tehuantepec. Se encuentra formada por rocas sedimentarias marinas del Terciario y fallas extensionales.

5.3.41 Golfo de California.

Se localiza en el Golfo de California y en los límites de los estados de Sonora y Baja California Norte. Está formada por rocas sedimentarias del Neógeno, formando pliegues fallados del Mioceno y por rocas volcánicas de las placas de Norteamérica y Pacífica.

5.3.42 Trinchera Mesoamericana.

Ubicada en el litoral del Océano Pacífico de los estados de: Jalisco, Colima, Michoacán, Guerrero, Oaxaca y Chiapas. Está formada por rocas metamórficas,

magmáticas y por rocas volcánicas de las placas de Cocos y Rivera que convergen en la fosa oceánica.

5.3.43 Batolito de Juárez-San Pedro Mártir.

Se ubica en el estado de Baja California Norte, limita al norte con el estado de California, E.U.A. Está formada por cuerpos ígneos plutónicos del Mesozoico, generados en la raíz de un arco magmático.

5.3.44 Plataforma de Magdalena-Cedros.

Ubicada en el litoral del Océano Pacífico del estado de Baja California Norte. Está formada por rocas sedimentarias marinas del Mesozoico y Paleógeno, con fallas y rocas vulcano-sedimentarias mesozoicas del complejo de subducción.

5.3.45 Vizcaíno-La Purísima-Iray.

Se ubica en los estados de Baja California Norte y Baja California Sur. Está formada por rocas sedimentarias marinas del Cretácico, rocas vulcano-sedimentarias mesozoicas del complejo de subducción y rocas sedimentarias del Terciario, plegadas y con fallas.

5.3.46 Faja Volcánica de la Giganta.

Se localiza en el estado de Baja California Sur y se extiende hacia el litoral del Golfo de California. Está constituida por rocas volcánicas del Cenozoico generadas en un arco magmático.

5.3.47. Complejo Plutónico de la Paz.

Se localiza en el extremo sur del estado de Baja California Sur y su litoral con el Golfo de California y el Océano Pacífico. Está constituido por rocas plutónicas graníticas y gabróicas del Mesozoico generadas en un arco magmático.

5.3.48. Complejo Orogénico de Cedros.

Se encuentra ubicado en el litoral de los estados de Baja California Norte y Sur. Está formada por una secuencia vulcano-sedimentaria de edad triásica-cretácica que representa rocas ofiolíticas de la margen de subducción Pacífica.

Número	Nombre de la Provincia	Tipo de Provincia		
		Continental	Marina	Mixta
1	Sabinas	X		
2	Plataforma del Burro-Picachos	X		
3	Burgos			X
4	Alto de Tamaulipas	X		
5	Tampico-Misantla			X
6	Veracruz			X
7	Complejo Volcánico de los Tuxtlas	X		
8	Salina del Istmo			X
9	Pilar Reforma-Akal			X
10	Macuspana			X
11	Plataforma de Yucatán			X
12	Escarpe de Campeche		X	
13	Salina del Bravo		X	
14	Cinturón Plegado Perdido		X	
15	Cinturón Extensional Quetzalcoatl		X	
16	Cordilleras Mexicanas		X	
17	Cinturón Plegado Catemaco			X
18	Abisal del Golfo de México		X	
19	Chihuahua	X		
20	Plataforma de Coahuila	X		
21	Parras-La Popa	X		
22	Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental	X		
23	Plataforma Valles-San Luis Potosi	X		
24	Complejo Orogénico Zacatecano	X		
25	Faja Volcánica de la Sierra Madre Occidental	X		
26	Faja Volcánica Transmexicana	X		
27	Complejo Vulcano-Sedimentario de Guerrero y Colima			X
28	Guerrero-Morelos	X		
29	Complejo Metamórfico Mixteco	X		
30	Tlaxiaco	X		
31	Complejo Metamórfico Zapoteco	X		
32	Faja Metavolcánica Cuicateca	X		
33	Batolito de Chiapas	X		
34	Cinturón Plegado de Chiapas	X		
35	Sonora	X		
36	Cinturón Vulcano-Sedimentario de Sinaloa	X		
37	Deltaica de Sonora-Sinaloa			X
38	Batolito de Jalisco			X
39	Complejo Metamórfico Xolapa			X
40	Tehuantepec			X
41	Golfo de California			X
42	Trinchera Mesoamericana		X	
43	Batolito de Juárez-San Pedro Mártir	X		
44	Plataforma de Magdalena-Cedros		X	
45	Vizcaino- Purísima-Iray	X		
46	Faja Volcánica de la Giganta			X
47	Complejo Plutónico de la Paz			X
48	Complejo Orogénico de Cedros			X

Tabla 5.2-0. Provincias Geológicas de México y su tipo. Subdirección de Exploración, Pemex.

5.4 PROVINCIAS PETROLERAS DE MÉXICO

La identificación del potencial petrolífero con cada uno de los descubrimientos que se han realizado en México ha permitido ubicar las provincias petroleras. Gracias a las actividades de Exploración, Producción y Delimitación de los campos con producción comercial, se tienen identificadas seis provincias, los datos que sustentan esta identificación son los 112 años con producción registrada, de los cuales 78 corresponden a Petróleos Mexicanos, hasta finales de 2016.

Las seis provincias, que para esta investigación se le nombrarán como cuencas son: Sabinas-Burro Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste y Golfo de México Profundo. Asimismo, se tienen identificadas seis provincias adicionales con potencial petrolífero de potencial medio-bajo que incluyen la Plataforma de Yucatán, Cinturón Plegado de Chiapas, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray. La distribución de las provincias petroleras considera como referencia el mapa de Provincias Geológicas, añadiéndose las plataformas continentales hasta la isobata de 500 m a las que limitan con la costa. De acuerdo con el Dr. Ulises Hernández Romano et al, en el documento de Petróleos Mexicanos denominado Provincias Petroleras de México del año 2010 se tiene que:

5.4.1 Provincia Petrolera

Es un término geográfico, es un área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo. El término Cuenca, se refiere a una depresión donde se acumulan

grandes espesores de sedimentos. Algunas veces usado geográficamente para describir una provincia petrolera, tal como la Cuenca de Willinston en Estados Unidos de Norteamérica o la Cuenca de Paris en Francia. El Cinturón Plegado de los Zagros en Irán puede ser una provincia estructural o una provincia petrolera, pero no una cuenca.

5.4.2 Distribución de las Provincias Petroleras de México

La distribución de las provincias petroleras productoras con reservas y aquellas que cuentan con un potencial medio-bajo, se observan tanto en la Tabla 5.4.2-0 como en la Figura 5.4.2-1.

Provincias productoras y/o con reservas	Provincias de potencial medio-bajo
1.- Sabinas-Burro-Picachos	7.- Plataforma de Yucatán
2.- Burgos	8.- Cinturón Plegado de Chiapas
3.- Tampico-Misantla	9.- Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental
4.- Veracruz	10.- Chihuahua
5.- Sureste	11.- Golfo de California
6.- Golfo de México Profundo	12.- Vizcaíno-La Purísima-Iray

Tabla 5.4.2-0. Potencial de las provincias petroleras de México



Figura 5.4.2-1. Mapa de las provincias petroleras de México. Subdirección de Exploración, Pemex.

5.5 Síntesis de las Provincias Petroleras de México

A manera de complemento del tema de provincias se explicaran otros aspectos de las que cumplen la condición de tener potencial o producción comercial de hidrocarburos.

5.5.1 Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos

La provincia es productora principalmente de gas seco no asociado. Las rocas generadoras corresponden a la Formación La Casita del Tithoniano y los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas del Jurásico Superior y

Cretácico Inferior en trampas estructurales laramídicas. De acuerdo con su producción al 01 de enero de 2016 los campos más importantes son: Monclova, Merced, Buena Suerte, Lampazos, Cougar y Pirineo. La producción acumulada y reservas están incluidas en la Provincia Petrolera Burgos.

5.5.2 Provincia Petrolera Burgos

Esta provincia es la principal productora de gas no asociado en el país. Las rocas generadoras corresponden principalmente a litologías arcillo-calcáreas del Tithoniano y lutitas del Paleógeno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas interestratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales tipo “roll-over” y cierres contra falla.

Los campos más importantes en función de su producción acumulada al 01 de enero de 2016 son: Culebra, Reynosa, Cuitláhuac, Arcabuz, Arcos, Brasil, Nejo y Corindón.

5.5.3 Provincia Petrolera Tampico-Misantla

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla es productora principalmente de petróleo. Las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico Inferior- Medio y “mudstone” arcillosos y lutitas del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, siendo el último el más importante. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Kimmeridgiano, calizas arrecifales del Cretácico Inferior y Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior y las areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno. Las trampas son de tipo estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a altos de basamento.

Los campos más importantes en función de su producción al 01 de enero de 2015 son: Poza Rica, San Andrés, Toteco-Cerro Azul, Pánuco, Cacalilao, Tamaulipas-Constituciones, Arenque, y Chicontepec.

5.5.4. Provincia Petrolera Veracruz

La provincia es productora principalmente de gas en secuencias del Terciario y en segundo término petróleo en rocas del Mesozoico. Las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas de Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno superior. Las rocas almacenadoras son principalmente siliciclastos del Eoceno y Mioceno así como calizas del Cretácico Medio-Superior. Los yacimientos se encuentran en trampas estructurales neógenas y laramídicas. Los campos de gas más importantes en función de su producción al 01 de enero de 2016 son: Lizamba, Cópita, Matapionche, Papán, Cauchy, Apertura, Mecayucan, Cocuite, Arquimia y Angostura.

5.5.5 Provincia Petrolera Sureste

La provincia es la cuenca productora de aceite más importante del país. La principal roca generadora son calizas arcillosas del Tithoniano de distribución regional, localmente se tienen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en principalmente en carbonatos del Cretácico, carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, brechas carbonatadas del Paleógeno y areniscas del Néogeno en trampas estructurales y combinadas de diferentes edades.

Los campos más importantes en función de su producción al 01 de enero de 2016 son: Cantarell, Ku-Malob-Zaap, Abkatún, Samaria, Jujo-Tecominoacán, Caan, Chuc, Pol y el complejo J.A. Bermúdez. Ésta provincia alcanzó su máximo histórico de más de 4.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día en el 2004.

5.5.6 Provincia Petrolera Golfo de México Profundo

La provincia actualmente es frontera en la cual se están realizando trabajos exploratorios para evaluar su potencial petrolero. Las rocas generadoras principales son calizas arcillosas y lutitas del Tithoniano. Los hidrocarburos descubiertos se encuentran en calizas del Cretácico y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas. Los campos más importantes al 01 de enero de 2016 en función de su reserva original son: Exploratus, Kunah, Trión, Maximino, Nat y Lakach.

5.5.7 Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán

La provincia abarca la plataforma continental y la península de Yucatán, se extiende hasta Guatemala y Belice. Se postulan rocas generadoras carbonatadas de la Formación Cobán del Cretácico Inferior-Medio y rocas almacenadoras carbonatadas del Cretácico. Las trampas son estructurales sutiles y trampas estratigráficas. En esta provincia se ha establecido producción únicamente en Guatemala y Belice.

5.5.8 Provincia Petrolera Cinturón Plegado de Chiapas

En esta provincia petrolera se ha establecido producción comercial de aceite y condensados. Las rocas generadoras corresponden a mudstone arcillosos y lutitas

del Tithoniano y secuencias carbonatada-evaporíticas del Cretácico Inferior-Medio. Los hidrocarburos están almacenados en calizas y dolomías del Cretácico en trampas estructurales originadas por el evento tectónico Chiapaneco.

Existen descubrimientos en la porción norte, centro y oriente de esta provincia. La producción de la provincia se encuentra en su porción norte, sin embargo a la fecha es considerada dentro de la Provincia del Sureste. Está en proceso asignarle recursos prospectivos que anteriormente eran considerados dentro de la Provincia del Sureste.

5.5.9 Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental

La provincia petrolera es la cadena de pliegues y fallas más extensa de México. Las rocas generadoras son del Jurásico Superior, las almacenadoras son siliciclastos y carbonatos del Jurásico y Cretácico. Las trampas son estructurales laramídicas. Las áreas más atractivas se encuentran en los frentes sepultados.

A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y se considera de potencial medio-bajo. A la fecha no se cuenta con detección de oportunidades ni de estimación de recursos prospectivos.

5.5.10 Provincia Petrolera Chihuahua

En la provincia se han postulado 4 rocas generadoras de edad: Paleozoico, Tithoniano, Aptiano y Turoniano. Por la alta madurez de la roca generadora y falta de sincronía, el sistema petrolero tiene alto riesgo. Las rocas almacenadoras son calizas y dolomías del Paleozoico y areniscas y calizas del Jurásico y Cretácico. Las trampas potenciales son estructurales asociadas a la deformación laramídica.

A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y se considera de potencial medio-bajo. A la fecha no se cuenta con detección de oportunidades ni de estimación de recursos potenciales.

5.5.11 Provincia Petrolera Golfo de California

En la provincia se ha probado la existencia de gas seco. Las rocas generadoras son lutitas del Mioceno y los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas del Mioceno y Plioceno. Las trampas son combinadas y están asociadas a procesos extensionales y transtensionales.

El único pozo productor es el Extremeño-1. Esta provincia se considera de potencial medio-bajo y sus recursos están en proceso de evaluación.

5.5.12 Provincia Petrolera Vizcaíno-La Purísima-Iray

La provincia es una cuenca de ante arco, sus rocas generadoras corresponde a lutitas del Cretácico y Paleoceno, sus rocas almacenadoras corresponden a areniscas de la Formación Valle del Cretácico Superior. Las trampas son principalmente estratigráficas y combinadas, son acuíferos arenosos contra altos de basamento.

A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y se considera de potencial medio-bajo y no se cuenta con detección de oportunidades ni de estimación de recursos potenciales.

5.6 Datos usados en esta investigación (Sistema SEREH[®]).

Petróleos Mexicanos utiliza para la actualización (evaluación y clasificación) anual de las reservas remanentes de hidrocarburos del país, definiciones, procesos y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones

internacionales que garantizan certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados; mismos que poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos.

El Sistema de Evaluación de Reservas de Hidrocarburos (SEREH[®]) es un software de uso exclusivo para Petróleos Mexicanos, ya que fue desarrollado inicialmente por La Subdirección de Planeación y Evaluación; y actualmente por la Subdirección de Recursos, Reservas y Asociaciones, de su organismo Exploración y Producción. Tiene varios módulos, incluyendo el de análisis de declinación de la producción y evaluación económica para la elaboración de modelos económicos de los proyectos de explotación de petróleo y gas. También tiene un módulo llamado Integrador de volúmenes que sirve para obtener reportes y dar seguimiento a la variación de los volúmenes originales y por consecuencia a las reservas originales y remanentes, dado un cambio de la producción de petróleo y gas de un periodo que modifica la producción acumulada de petróleo y gas (NP y Gp) se modifica el factor de recuperación instantáneo a la fecha de evaluación.

Al ser una base de datos donde se resguardan los valores de cada periodo, se logran nuevos niveles de confianza en los valores de reservas remanentes, se les da seguimiento y se generan reportes e informes. Cuando los datos de reservas están tan fuertemente examinados como lo están hoy, por CNH, SENER y la

Security Exchange Commission, SEREH® puede proporcionar un importante paso hacia un proceso de seguimiento de las reservas totalmente seguros y auditables. Las Figuras 5.6-1, 5.6-2 y 5.6-3, ejemplifican fases del trabajo que anualmente se hace con los datos a nivel pozo/yacimiento/campo/activo/región.



Figura 5.6-1. Ejemplo del análisis de reservas remanentes mediante curvas de declinación con SEREH®, al sumar la Producción acumulada de cada fase producida con su reserva remanente por categoría da como resultado el valor de la reserva original de esa categoría.

Evaluación Económica					Evaluación Regional		Reporte Análisis		Monitor		API vs	
Período: Actual												
Administración Datos Generales Volumen Original Reserva Original Producción de la Reserva Original												
Volumen Producido Producción Real y Estimada Yacimiento: BTPKJ Producción Gas: 0.0 Unidades: Sistema Ing												
Descripción	Unidades	Acumulada Anterior	En el periodo	Acumulada Actual								
Aceite	mmb	12,882.35381103000900	25.45238109874124	12,907.80619212875000								
Gas Natural	mmmpc	8,250.57413308401000	414.22267889357500	8,664.79681197758500								
Gas Enviado a Planta	mmmpc	7,802.01954643710600	403.74531328338310	8,445.62908224437300								
Gas Entregado a Planta	mmmpc	6,067.50363240001800	337.99664689803780	7,070.28469885804300								
Gas Dulce Húmedo	mmmpc	5,771.48067940301800	323.23944339191350	6,761.59042302766700								
Condensado	mmb	110.24570957899103	5.30994882877771	111.07462248627468								
Líquidos de Planta	mmb	455.44008668339690	29.52050067003496	617.51602007146560								
Gas Seco	mmmpc	4,923.43424522474300	273.47566126225410	5,720.62119869457600								
Gas Seco equivalente a Líquido	mmb	946.64493178619310	52.58206686763076	1,099.92269515233000								
Petróleo Crudo Equivalente	mmb	14,394.68453907859000	112.86489746518467	14,736.31952983882000								

Figura 5.6-2. Ejemplo del control de la producción del periodo que será restada de la reserva remanente y adicionada a la producción histórica para obtener la nueva reserva remanente a la fecha de descuento, dentro del módulo de SEREH®.



Figura 5.6-3. Ejemplo del nivel de trabajo o jerarquía de control, para consolidar cada uno de los yacimientos que integran un campo y obtener el factor de recuperación de cada yacimiento, para los diferentes elementos que componen el petróleo crudo equivalente, dentro del módulo de documentación de SEREH®.

La estimación de la cantidad de petróleo crudo o gas natural aun no descubierto en una cuenca sedimentaria es un proceso complejo que consta de cuatro etapas.

La primera etapa es de recopilación de los datos como:

- Geología del Petróleo.
- Exploración historia.
- La exploración sísmica.
- Las estadísticas de producción y reservas.
- Cuencas análogas o formaciones.

La segunda etapa consiste en el análisis de los datos por uno o más de los métodos siguientes:

- La extrapolación de tendencias históricas.
- Análisis de rendimiento Areal o volumétrica.
- Análisis de balance de materiales geoquímicos.
- Análisis de “Plays”.

La tercera etapa es la estimación subjetiva directa de un recurso de petróleo, en un área de evaluación. Un equipo de trabajo formado por petroleros, geólogos y geofísicos sigue un método o procedimiento que implica los siguientes pasos:

- Presentación y discusión de los datos de producción geológicos y geofísicos así como de su interpretación.
- Presentación y discusión de los análisis de datos realizados en la etapa 2.

- Cada miembro del equipo hace de forma independiente su evaluación probabilística.
- El equipo revisa todas las estimaciones y los miembros pueden revisar su estimación.
- Es posible uno o más iteraciones de las etapas 1-4.
- Se promedian las estimaciones individuales de recursos.

5.6.1 Efecto del uso de la distribución de los tamaños de campos en la estimación de hidrocarburos.

Para un conjunto de estimaciones de recursos de hidrocarburos en donde la cantidad total de petróleo y gas de una cuenca se evalúa, pero para el que no se proporciona información sobre los tamaños predichos de los campos se debe tener mucho tacto.

Cuando pocos datos de campo para una región específica en particular están disponibles, y cuando la evaluación se basa solo en el juicio experto del total de los recursos no descubiertos, las estimaciones a nivel de campo son difíciles de generar después de realizar las estimaciones del total de recursos.

Esta falta de información sobre los tamaños de campo hace que sea retador para los analistas como economistas y analistas de políticas que utilizan este tipo de estimación de recursos en su propio análisis.

5.7 Petróleo crudo equivalente

De acuerdo con el área de trabajo en la Gerencia de Recursos y Certificación de Reservas, el petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los

volúmenes de petróleo crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido.

Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de petróleo crudo. El gas seco considerado en este procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el petróleo crudo considerado equivalente a este gas corresponde al tipo Maya. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta su salida de las plantas petroquímicas. La Figura 5.7-1 ilustra los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

El petróleo crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. En tanto, el volumen del gas natural producido se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido y se denomina eficiencia en el manejo, o simplemente **feem**. El transporte del gas continúa y se presenta otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de compresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina **felt**. De esta forma, el condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente.

El proceso del gas continúa dentro de las plantas petroquímicas en donde se somete a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta. Esta nueva reducción en el volumen del gas se conceptualiza a través del encogimiento por impurezas, o *fei*, y por el encogimiento de licuables en planta, *felp*.

Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo. Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos.

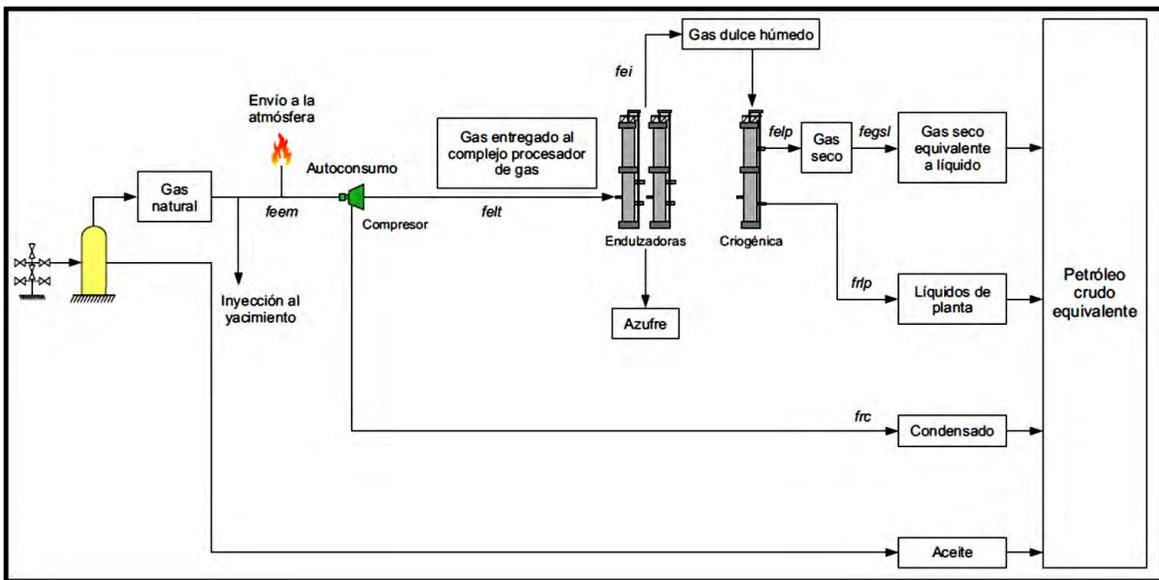


Figura 5.7-1. Elementos para el cálculo del Petróleo Crudo Equivalente, en todo el circuito desde la boca del pozo hasta el centro procesador de gas. En función de la eficiencia de operación de cada etapa será la magnitud del factor de rendimiento o encogimiento.

El petróleo crudo equivalente es la forma de representar el inventario total de hidrocarburos; en él se incluyen el aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta y el gas seco transformado a líquido. Es importante mencionar que este último se obtiene al relacionar el contenido calorífico del gas seco, en nuestro caso el gas residual promedio de los complejos procesadores de gas (CPG) Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex, con el contenido calorífico del aceite crudo tipo Maya; el resultado es una equivalencia que normalmente se expresa en barriles de aceite por millón de pies cúbicos de gas seco.

La estimación del petróleo crudo equivalente considera, en cada periodo de análisis, los encogimientos y rendimientos del gas natural que se presentan durante su manejo y distribución, desde el pozo en los campos donde se produce hasta los complejos procesadores de gas donde es sometido a diferentes procesos.

Por esto, cualquier modificación en los sistemas de recolección y transporte que afecte la eficiencia del manejo y distribución del gas en la trayectoria pozo-complejo procesador de gas, incidirá de manera directa en el valor final del volumen de petróleo crudo equivalente.

5.8 Administración Integral de Yacimientos

Debido a los precios flotantes del crudo, las reservas de una compañía suben o bajan debido al concepto de límite económico y sólo pueden incrementarse por el descubrimiento de nuevos yacimientos o por incremento sustantivo en los precios del petróleo. Sin embargo, poner a producción un yacimiento nuevo requiere de un periodo de tiempo que en México supera los 5 años, por tal razón es importante

mantener las inversiones en explotación y en exploración para mantener en constante crecimiento a la tasa de restitución. Petróleos Mexicanos es una de las empresas más importantes en el mundo, capaz de llevar proyectos de grandes dimensiones y de alta complejidad.

La combinación de tecnología, recursos financieros, recursos humanos y décadas de conocimiento en cada una de las regiones petroleras permiten contar con estrategias que permitan maximizar el valor económico de los yacimientos y emprender programas de inversión en función del potencial y de la probabilidad de éxito. La Administración Integral de Yacimientos ha recibido especial atención en las últimas décadas que incluso es una asignatura dentro del programa de estudios del posgrado de Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales y del Subsuelo, y es aquí en el posgrado donde se genera tecnología junto con métodos y programas orientados a estudiar las formas de revertir la declinación natural de la producción de los yacimientos, el incremento de los factores de recuperación, mejorar los diseños de terminación y perforación de pozos, generar diseños más eficientes de las instalaciones de producción, modelos económico fiscales y cualquier aportación que sume el factor talento para resolver los problemas actuales de los yacimientos bajo el concepto de la Administración Integral de yacimientos.

De acuerdo con Thakur la Administración Integral de Yacimientos ha avanzado notablemente mediante la integración y sinergia de varias disciplinas del

conocimiento, especialmente de las Geociencias con la Ingeniería Petrolera y de otras Ingenierías. Se sabe por este mismo autor que una buena Administración Integral de Yacimientos es la práctica que se fundamenta en el empleo adecuado de los recursos disponibles, tales como financieros, humanos, tecnológicos, y bases de datos que permitan maximizar la recuperación final de petróleo y gas de un yacimiento.

En este sentido surgió la idea de utilizar de la base de datos del Merak, los volúmenes de producción acumulada de petróleo y gas con los volúmenes de las reservas remanentes, para romper el paradigma de que ya todo está hecho o que queda poco por hacer con los datos duros.

Bajo esta premisa se considera como parte del mapa de actividades de la Administración Integral de Yacimientos el estudio de las Cuencas o Provincias Petroleras, que de acuerdo con Thakur, el Dr. José Luis Bashbush y el Dr. Néstor Martínez Romero, forma parte de la fase primaria de las actividades que una empresa petrolera debe considerar dentro de su flujo de actividades, siendo el estudio de las cuencas el inicio y el fin del ciclo, ver Figura 5.8-1.

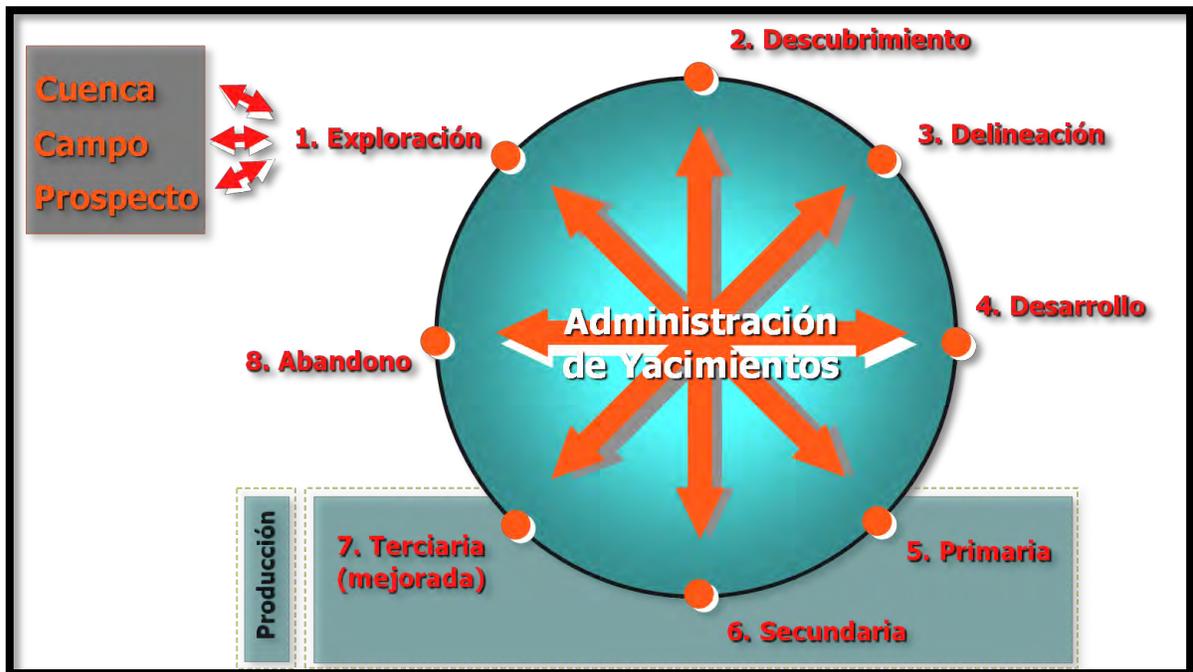


Figura 5.8-1. Elementos que forman el ciclo de actividades de una Administración de Yacimientos, las cuencas están al inicio, pero también son el final del ciclo. Dr. Néstor Martínez Romero y Dr. José Luis Bashbush, apuntes de la asignatura AIY (Administración Integral de Yacimientos).

Capítulo 6. Acerca de la teoría de los Fractales, Leyes de Potencia y Regresión No Lineal

6.1 Fractal y no fractal

En los últimos años, especialmente en las ciencias de la tierra, las aplicaciones de fractales se han ido incrementando, pues muchos de los procesos geológicos poseen características fractales. Por otro lado, nuevas teorías matemáticas se han desarrollado para el modelaje fractal en las geociencias con la finalidad de ver hasta qué punto la geometría tradicional y el modelaje lineal pueden ser modificados para incorporar estas nuevas tecnologías.

Dentro de las cátedras de Ciencias Básicas en Ingeniería hasta el posgrado, se enseña que para resolver problemas de complejidad considerable se requiere hacer ciertas suposiciones para tener simplificaciones dentro del proceso de solución analítica o numérica. Las dos simplificaciones más usuales que se hacen son la Linealización de las leyes que no lo son y la regularización de las formas geométricas, es decir suponer suaves o lisas las líneas o superficies que tampoco lo son.

Los fractales han sido y son una herramienta muy útil para describir la distribución de galaxias en el Universo. En esta tesis se presenta su aplicación a la distribución de campos petroleros observados en los mapas de la empresa Petróleos Mexicanos, Empresa productiva del estado. Con esta investigación se pretende mostrar que la aplicación de los fractales es muy amplia, mostrando que para las

cuencas que contienen campos petroleros de forma comercial, se repiten propiedades de auto semejanza, irregularidad, fragmentación, invarianza de escala y repetición de patrones.

De acuerdo con Mandelbrot es solamente una cuestión de escala y, en realidad, los fractales aparecen en la Naturaleza con mucha más frecuencia que las curvas regulares, las cuales resultan solamente al tomar la realidad en primera aproximación. En el movimiento multifásico de los fluidos, la distribución de la porosidad en los yacimientos, las formas del relieve de las estructuras almacenadoras, los fenómenos turbulentos e incluso la forma en que se fragmenta la roca de un yacimiento derivado de un fracturamiento hidráulico, y en muchos otros casos, aparecen los fractales de manera natural. Sin embargo hay que tener cautela para no ver estructuras fractales donde no las hay. Véase Figura 6.1-1.



Figura 6.1-1. Representación de un elemento ficticio no fractal. Tomado de <http://joaquinsevilla.blogspot.mx/2010/05/fractal-thinking-wanted.html>

6.2 Historia reciente de los fractales

Los fractales se concibieron aproximadamente en 1890 por el francés Henri Poincare. Las ideas de Poicare fueron extendidas posteriormente por dos matemáticos: Gastón Julia y Pierre Fatou, ambos franceses hacia 1918. En este campo se trabajó bastante durante varios años, pero el estudio quedó congelado en los años 20, en parte por no contar en ese tiempo con equipos de cómputo robustos. El estudio fue renovado a partir de 1974 en la compañía IBM y se vio impulsado por el desarrollo de la computadora digital. El Dr. Mandelbrot, de la Universidad de Yale, con sus experimentos de computadora, se considera como el padre de la geometría fractal. En honor a él, uno de los conjuntos que el investigó fue nombrado en su nombre.

El Dr. Benoit Mandelbrot fue uno de tantos visionarios del caos y de los fractales, con sus investigaciones dio entrada a una nueva geometría, la Geometría Fractal. Esta geometría es una nueva herramienta que nos permite describir detalles de objetos o fenómenos naturales que escapan a la percepción directa lo cual no sucede con los elementos de la Geometría Euclidiana: puntos, líneas, círculos, esferas, etc. Ello se debe a que son algoritmos que sólo a través de las computadoras pueden expresarse en formas y estructuras.

A nuestro alrededor muchas formas naturales son tan irregulares y fragmentadas que, en comparación con la geometría Euclidiana, la naturaleza no sólo presenta un grado superior de complejidad, sino que ésta se da a un nivel completamente

diferente. La existencia de estas formas representa un desafío: el estudio de la morfología de lo amorfo. En respuesta a este desafío, el Dr. Mandelbrot concibió y desarrolló una nueva geometría de la naturaleza y empezó a usarla en una serie de campos.

Este aporte permite describir muchas de las formas irregulares y fragmentadas que nos rodean, dando lugar a teorías nuevas y útiles. Las más útiles implican azar, y tanto sus irregularidades como sus semejanzas **son estadísticas**. Las formas que describe tienden a ser también autosemejantes, es decir su grado de irregularidad y/o fragmentación es idéntica a todas las escalas. La Figura 6.2-1 es un ejemplo que a escalas enormes los fractales están presentes, ya sea desde un fragmento de hielo hasta una galaxia, la fragmentación está presente.



Figura 6.2-1. Diferentes escalas de fragmentación de elementos y repetición de estructuras, los fractales están presentes desde cristales de hielo hasta galaxias.

Los fractales que existen en la naturaleza tienden a ser irregulares o no lineales y son autosimilares sólo en sentido estadístico. Esto es, si tomamos un conjunto suficientemente grande de objetos de la misma clase y amplificamos una porción de alguno de ellos, es posible que no sea idéntico al original pero, seguramente, sí será similar a algún otro miembro de la colección. Su dimensión es fraccional, pero se obtiene realizando promedios sobre sus valores en muchas regiones y para muchos cuerpos del mismo tipo. La Figura 6.2-2 expone la naturaleza fractal presente en plantas y flores, la fragmentación y repetición de estructuras se nota.



Figura 6.2-2. Fractales presentes en plantas y flores, para explicar las formas caprichosas se requiere de la Geometría Fractal.

La Figura 6.2-3 vuelve a exponer la naturaleza fractal presente ahora en animales, la auto semejanza de las estructuras es visible.



Figura 6.2-3. Auto semejanza, irregularidad, fragmentación y repetición de elementos hacen que la mayor parte de los elementos que nos rodean sean fractales.

6.3 Teoría y conceptos

Cuando se amplifica una de las partes de un fractal natural, la propiedad de generar la misma Figura (o alguna similar) tiene límites inferiores o superiores. Los fractales son, en este sentido, sólo una buena aproximación de la estructura de las formas naturales. Para construir un fractal pueden seguirse procedimientos matemáticos, geométricos, físicos y químicos, para analizarlo es imprescindible

usar estadística descriptiva e inferencial en conjunción con geometría fractal.

Véase Figura 6.3-1.

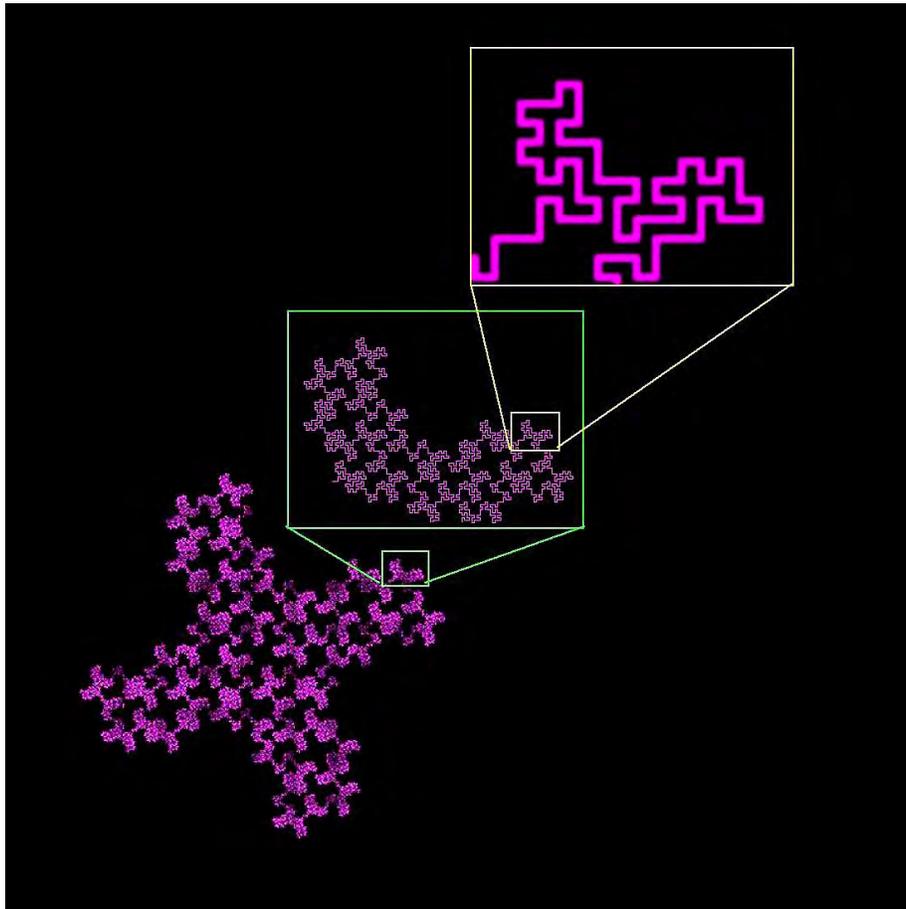


Figura 6.3-1. Propiedad de generación de la misma Figura o de alguna similar

6.3.1 Concepto de fractal y autosimilitud

El término fractal, del latín fractus que significa roto o quebrado, fue introducido por Benoit Mandelbrot (1967) para designar objetos geométricos de estructura irregular, interrumpida o fragmentada que básicamente tienen dos propiedades especiales: auto semejanza y dimensión fractal.

La Real Academia Española aceptó la palabra como fractua y la define de la siguiente manera: Figuras geométricas virtuales, formadas por un número infinito de elementos infinitamente pequeños, contenidos en una superficie finita. Se pueden representar con la ayuda de equipos y programas de cómputo, siguiendo determinados algoritmos. Así llega a ponerse de manifiesto la regularidad oculta de modelos de fenómenos naturales que aparentemente son desordenados. 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 autosimilitud. Un fractal es una forma geométrica que presenta simetría de escala. Es decir, si se aumenta cualquier zona de la misma un número cualquiera de veces seguirá pareciendo la misma figura.

Existen dos características propias a los fractales. Ellas son importantes para comprender su estructura y su concepción. Primero, su Área o Superficie es finita, es decir, tiene límites. Por el contrario y por paradójico que esto resulte, su Perímetro o Longitud es infinita, es decir, no tiene límites. En la formación de fractales intervienen las denominadas iteraciones. Una iteración es la repetición de algo una cantidad infinita de veces. Entonces, los fractales se generan a través de iteraciones de un patrón geométrico establecido como fijo.

Se conoce como Autosimilitud 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.

Un conjunto auto semejante es, desde un punto de vista intuitivo, el que puede descomponerse en partes, cada una de las cuales es semejante al conjunto total. Esto significa que un objeto fractal tiene una configuración tenue y esparcida, que si lo ampliamos nos irá mostrando una serie repetitiva de niveles de detalles, de modo que a todas las escalas a que se examine, la estructura que ofrezca será similar. Presenta el mismo aspecto observado a la escala de kilómetros, metros, milímetros o micrómetros. Esta característica se denomina auto semejanza y es distintiva de algunos fractales.

La auto semejanza es equivalente a invariancia de escala. Numerosos fenómenos naturales son de escala invariante. Esto significa que sin una escala es a menudo imposible determinar si una fotografía de un paisaje cubre un área de 10 m o 10 km, por eso en ocasiones cuando los objetos de estudio son muy variables en su tamaño, conviene el uso de escalas semilogarítmicas. En esta tesis se maneja escala doble logarítmica debido al tamaño de las muestras, por un lado reserva original por otro lado su orden secuencial o jerarquía (Rank).

Los fractales aparecen muchas veces como iteración de procesos geométricos regulares que al repetirse sucesivamente van complicando su forma. Llega un momento en que el modelo de estas repeticiones es solamente realizable a través de computadoras, que pueden operar con números grandes y con muchas cifras decimales. Es por ello que el estudio de los mismos está muy unido al uso de

computadoras que nos permite obtener una gran variedad de fractales que a su vez dan lugar a variados y difíciles problemas teóricos.

Los fractales pueden presentar tres tipos de autosimilitud:

- *Autosimilitud exacta.* Este es el tipo más restrictivo de autosimilitud: exige que el fractal parezca idéntico a diferentes escalas. A menudo la encontramos en fractales definidos por sistemas de funciones iteradas (IFS).
- *Cuasiautosimilitud:* requiere que el fractal parezca aproximadamente idéntico a diferentes escalas. Los fractales de este tipo contienen copias menores y distorsionadas de sí mismos. Matemáticamente D.Sullivan definió el concepto de conjunto cuasiauto-similar a partir del concepto de cuasi isometría. Los fractales definidos por relaciones de recurrencia son normalmente de este tipo.
- *Autosimilitud estadística:* Es el tipo más débil de autosimilitud: requiere que el fractal tenga medidas numéricas o estadísticas que se preserven con el cambio de escala. Los fractales aleatorios son ejemplos de fractales de este tipo.

6.3.2 La estructura de los fractales

1) Los Fractales son los objetos matemáticos que conforman la Geometría de la Teoría del Caos, siendo esta teoría la rama de las matemáticas, la física y otras ciencias (biología, meteorología, economía, entre otras) que trata ciertos tipos de sistemas complejos y sistemas dinámicos muy sensibles a las variaciones en las condiciones iniciales; es decir, es encontrar el orden en el desorden y constituye el

principal afán de quienes, en los diversos campos de la Ciencia, adoptan esta nueva perspectiva.

2) La Geometría Fractal es también conocida como la “Geometría de la Naturaleza”.

3) La Geometría Fractal es una nueva herramienta; ya que los puntos, rectas, esferas, elipses y demás objetos de la geometría tradicional son reemplazados por algoritmos iterativos computacionales que permiten describir sistemas naturales, caóticos y dinámicos.

4) Los Fractales son objetos cuya dimensión no es entera.

5) Un fractal es un objeto en el cual sus partes tienen “alguna” relación con su todo.

6.3.3 Las Propiedades de los fractales

1. La primera propiedad establece que un fractal no tiene ninguna escala característica, sino que cualquier escala es buena para representarlo. De esta forma, independientemente de la escala a la que nos encontremos, el nivel de detalle del fractal seguirá siendo el mismo.
2. La segunda propiedad establece que al intentar representar un fractal en términos de geometría clásica, éste pierde todo el caos y autosimilitud que le caracteriza, siendo necesaria la creación de una nueva geometría, la geometría fractal.
3. La tercera propiedad introduce el concepto de autosimilitud. En general, una estructura se dice auto semejante si puede ser construida como una

reunión de estructuras, cada una de las cuales es una copia de la original pero a tamaño reducido.

4. La cuarta propiedad introduce el concepto de dimensión fractal, concepto que se inició en el Capítulo 4 y que se le dará mayor profundidad más adelante.
5. La quinta propiedad establece que para generar un fractal basta con muy poca información. La clave se encuentra en la iteración que consigue generar una gran cantidad de estructuras a partir de esa información inicial.

6.3.4 Distintos tipos de Fractales

Existen dos tipos bien definidos de fractales. Los lineales y los no lineales:

Los fractales lineales son aquellos que se construyen con un simple cambio en la variación de sus escalas. Esto implica algo muy importante, los fractales lineales son exactamente idénticos en todas sus escalas hasta el infinito.

En cualquiera de los tres objetos de la Figura 6.3.4-1 cuando uno mira hacia dentro de ellos siempre va a encontrar exactamente la misma estructura, sin distorsiones, solo cambiará su escala.

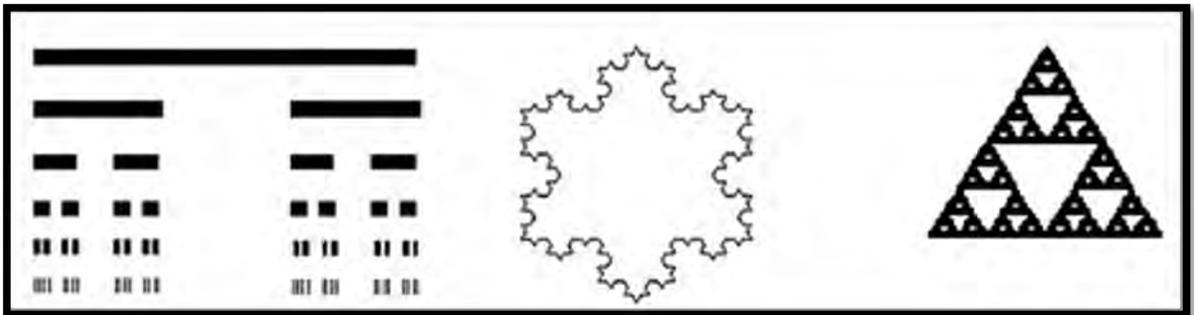


Figura 6.3.4-1. Representación de diferentes diseños de fractales, todos lineales.

Los fractales no lineales, en cambio, son aquellos que se generan a partir de distorsiones complejas o justamente como lo dice su nombre, y usando un término proveniente de la matemática Caótica, distorsiones no lineales. La mayoría de los objetos fractales puramente matemáticos y naturales son no lineales. Ejemplos de ellos son: el Conjunto de Mandelbrot y el conjunto de Julia, cuyo script y cuya imagen en MATLAB corresponden a las Figuras 6.3.4-2 y 6.3.4-3, respectivamente.

El conjunto de Mandelbrot fue descubierto por Benoit Mandelbrot en 1980 mientras estudiaba el conjunto de Julia. El conjunto de Mandelbrot está formado por aquellos puntos que se mantienen próximos después de N iteraciones. El conjunto así definido encaja dentro del rectángulo: $-2.1 < x < 0.9$ y $-1.5 < y < 1.5$.

Script MATLAB para representar el conjunto de Mandelbrot:

```
puntos=200;
puntosx=linspace(-2.1,0.9,puntos);
puntosy=linspace(-1.5,1.5,puntos);
[X,Y]=meshgrid(puntosx,puntosy);
C=X+Y*i;
Z=zeros(puntos);
iteraciones=20;
for k=1:iteraciones
Z=Z.^2+C;
W=exp(-abs(Z));
```

end

pcolor(W);

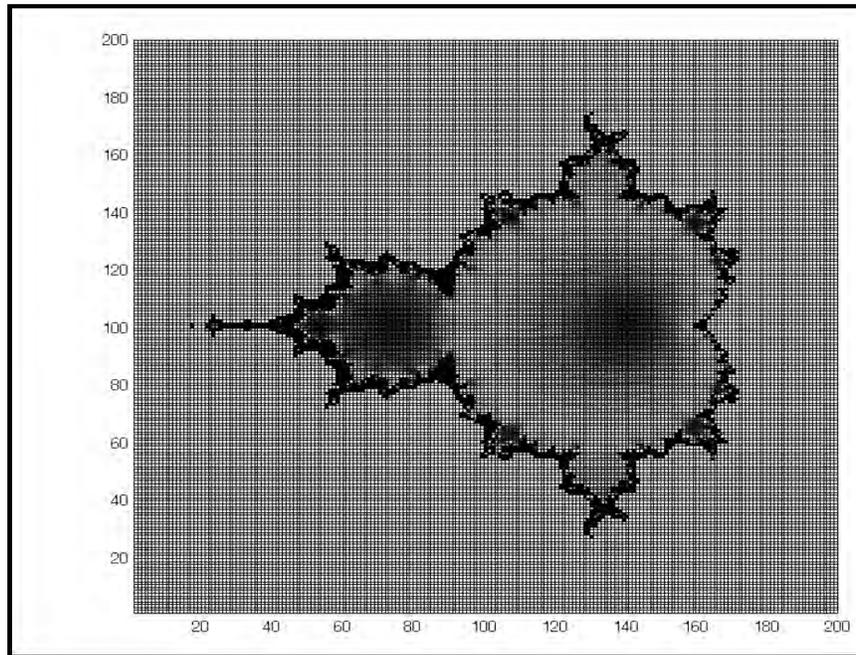


Figura 6.3.4-2. Representación en Matlab de un fractal no lineal, muy popular en los estudios de matemáticas con geometría fractal, el conjunto de Mandelbort.

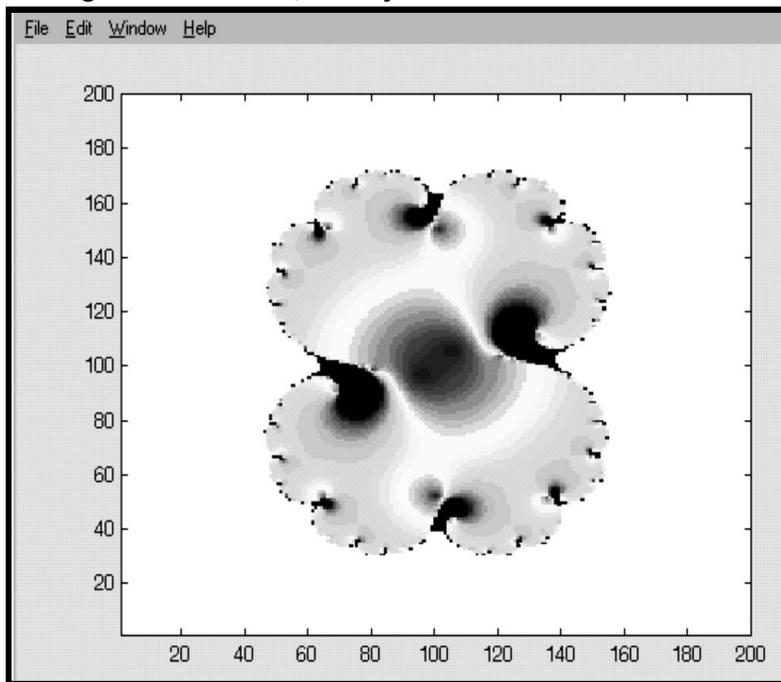


Figura 6.3.4-3. Fractal no lineal en Matlab, igualmente de popular, llamado el conjunto de Julia.

En la Figura 6.3.4-3 se muestra el conjunto de Julia para un valor de $c = 0,27334 - 0.00742i$.

El conjunto de Julia fue descubierto en los años 20 del siglo pasado por el matemático francés Gastón Julia. Este científico se dedicó a analizar la función $f_c(z) = z^2 + c$ para distintos números complejos c y, para un número c fijo, con distintos valores de z . El conjunto de Julia es $f_c(z) = z^2 + c$. Para construir este conjunto se fija un valor para c y se estudia lo que sucede con cada punto tras n iteraciones.

Script MATLAB para visualizar el conjunto de Julia anterior:

```
puntos=200;
puntosx=linspace(-2.1,0.9,puntos);
puntosy=linspace(-1.5,1.5,puntos);
[X,Y]=meshgrid(puntosx,puntosy);
c=0.27334-0.00742*i;
Z=X+Y*i;
iteraciones=20;
for k=1:iteraciones
Z=Z.^2+c;
W=exp(-abs(Z));
end
pcolor(W);
shading flat;
```

Los Fractales pueden ser generados a partir de elementos de la matemática tradicional (fractales lineales), o a través de números complejos (fractales no lineales). Adicionalmente MatLab incluye en sus librerías scripts que ya traen modelos de fractales, tal es el caso de la Figura 6.3.4-4 que corresponde a un tipo de helecho construido con 100,000 iteraciones.

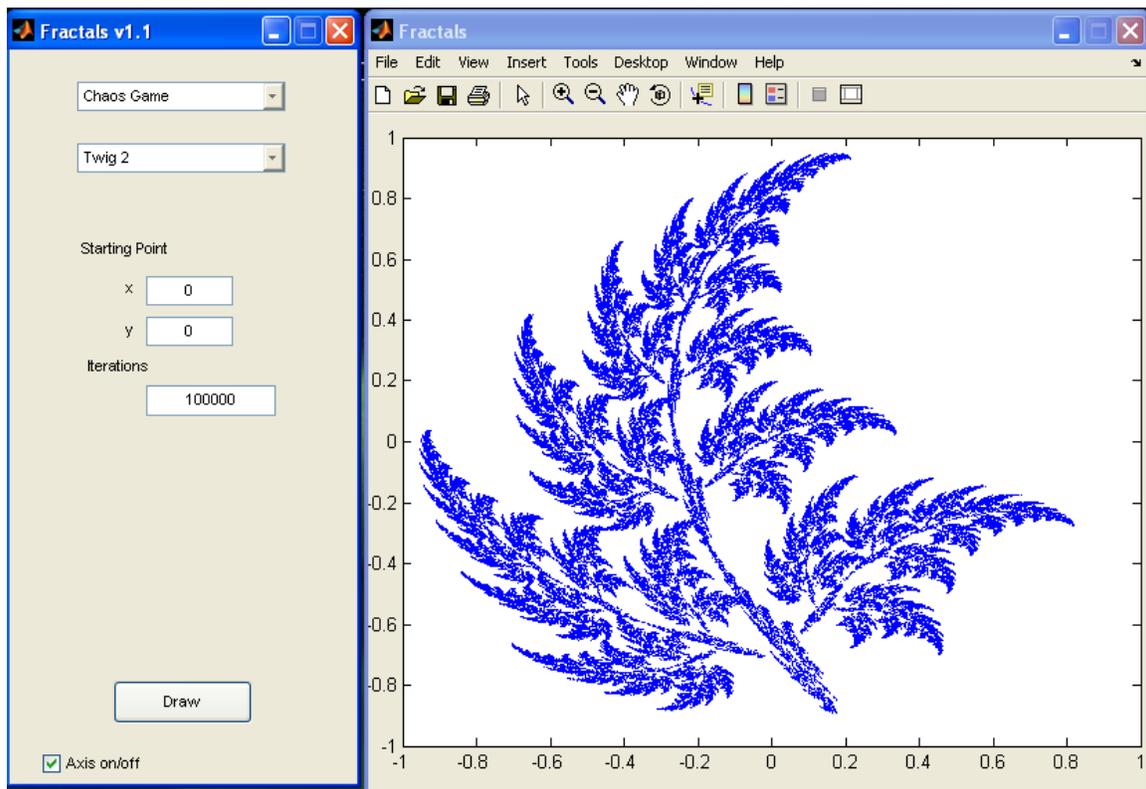


Figura 6.3.4-4. Generación de un fractal usando un modelo precargado en Matlab.

La geometría fractal es una herramienta más que un conjunto de figuras que utiliza ciertos algoritmos iterativos, vale decir reglas y procedimientos repetitivos, que se aplican hasta conseguir una estructura límite que es el fractal resultante.

En síntesis:

- 1) Los fractales surgen:

- Por la repetición indefinida de una construcción geométrica regular.
- Como una necesidad de clasificar los objetos generados por los sistemas dinámicos.

2) El lenguaje de programación define los objetos fractales con mayor precisión que el lenguaje matemático convencional.

6.3.5 Irregularidad, Auto-similitud y Dimensión Fractal (IAD)

El Dr. Mandelbrot propuso que los fractales y la geometría fractal podrían utilizarse para describir objetos reales, tales como árboles, rayos, los meandros de los ríos, estructuras de la corteza terrestre, como montañas e incluso las líneas de costa por nombrar unos pocos. Bajo esta concepción ni las nubes son esféricas, ni las montañas cónicas, ni las costas circulares, ni la corteza es suave, ni el rayo es rectilíneo.

La característica más especial de la geometría fractal consiste en abordar el estudio de formas geométricas no diferenciables o quebradas a cualquier escala que se miren, a diferencia de la geometría euclidiana en la que se plantea el estudio de curvas que localmente se comportan como rectas. La geometría euclidiana proporciona modelos que son adecuados para ciertas formas de regularidad en su comportamiento que permite aproximar formas geométricas complejas mediante otras más simples como rectas o planos. Sin embargo con esta aproximación se efectúa un análisis local, perdiendo la perspectiva global del objeto geométrico. Este tipo de aproximación tan regular es demasiado estricta para poder adaptarse a la mayoría de los procesos naturales reales.

La clásica forma de campana que representa un anticlinal o campo petrolero que dibujan los profesores y estudiantes de Ingeniería Petrolera, para ejemplificar algún caso de campo, dista de representar la verdadera percepción que se debe tener en relación con la forma de la trampa que cada yacimiento posee, aun tratándose de anticlinales. La geometría fractal ofrece un modelo alternativo que busca una regularidad en las relaciones entre un objeto y sus partes a diferentes escalas: la geometría fractal busca aquellos aspectos geométricos que no cambian con la escala de observación, en pocas palabras, los profesores y alumnos, han usado la autosimilitud de una trampa estructural para enseñar y aprender Ingeniería petrolera, es decir, han usado sin saberlo geometría fractal.

El grado de irregularidad de un objeto no es otra cosa que su eficacia para ocupar espacio y resulta que hay líneas que son más eficaces que otras al ocupar espacio, como la curva de Koch que tiene dimensión 1.2618, ya que es un objeto entre la línea y la superficie. En la Figura 6.3.5-1 se muestran diferentes estructuras geométricas con sus dimensiones, pasando de las euclidianas a partir del punto y hasta un cubo, y de no euclidianas, desde un atractor con dimensión 2.06 hasta un fenómeno de difusión de una sustancia de 1.70.

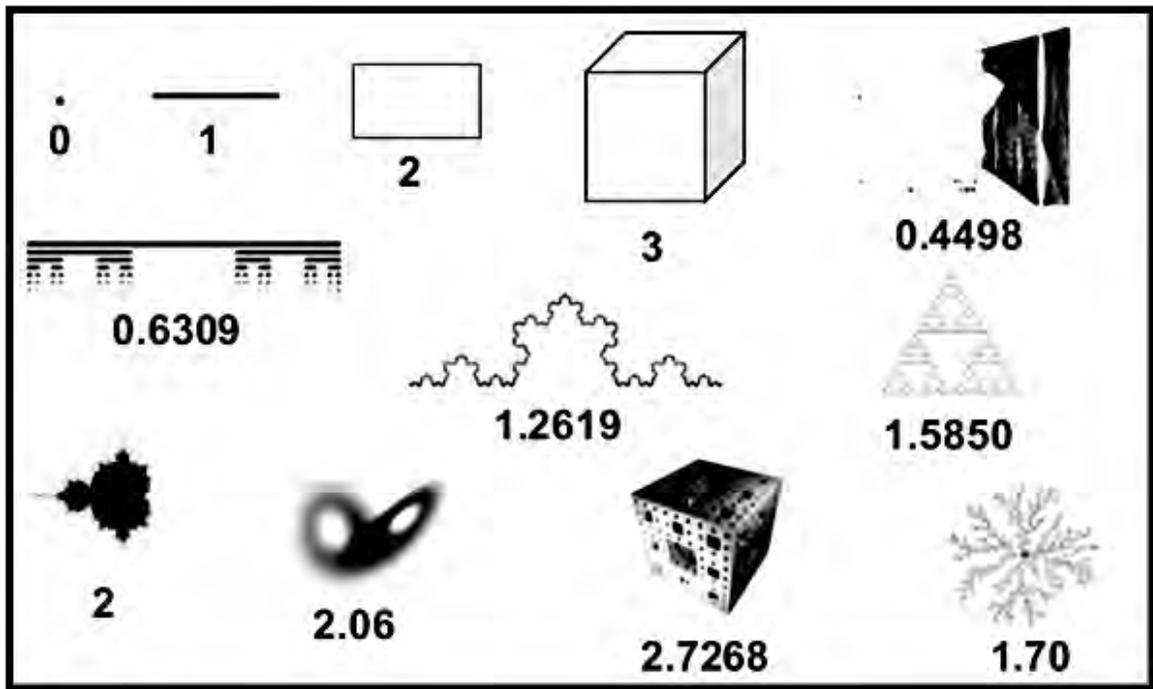


Figura 6.3.5-1. Dimensiones de diferentes estructuras, euclidianas y fractales. Tomado de <http://arquitecturaynaturalezabajoelsol.blogspot.mx/2011/01/las-ciudades-como-estructuras-complejas.html>.

Retomando los conceptos que ya se habían mencionado en los puntos 4.12, al 4.12.4 y específicamente con la ecuación 4.12.2-a, la dimensión fraccionaria fractal mide el grado de escabrosidad y/o discontinuidad de un objeto presentando un grado de irregularidad constante a diferentes escalas que al final resulta una irregularidad regular.

Mandelbrot señaló un punto importante dentro del concepto de Fractal. Un cuerpo fractal debe de contar con una dimensión, pero no como se puede pensar a primera vista, sino que una dimensión numérica. Él mismo, adoptó el término dimensión fractal para reemplazar lo que se conoce como la dimensión de Hausdorff-Besicovitch.

A principio del siglo XX, el matemático alemán Félix Hausdorff mostró que es posible estimar el tamaño de un conjunto, introduciendo un nuevo concepto de dimensión asociado al proceso de medida. Para medir un conjunto, se recurre a recubrimientos del mismo utilizando objetos de medida conocida, como segmentos, esferas, cuadrados o cubos.

Si los objetos del cubrimiento pueden tener cualquier forma entonces se obtiene la *dimensión de Hausdorff*, si las unidades de medida empleada son objetos de forma regular entonces se obtiene la llamada dimensión de semejanza. La dimensión de Hausdorff o dimensión de Hausdorff-Besicovitch es una generalización métrica del concepto de dimensión de un espacio topológico, que permite definir una dimensión fraccionaria (no entera) para un objeto fractal. Véase Figura 6.3.5-2.

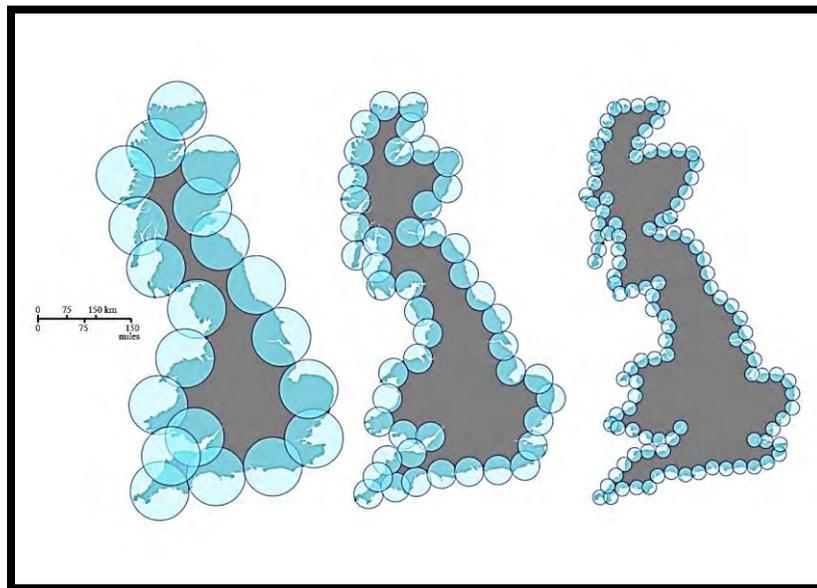


Figura 6.3.5-2. Ejemplo de estimación de la dimensión de Hausdorff-Besicovitch de la costa de gran Bretaña. Tomado de https://es.wikipedia.org/wiki/Dimensi%C3%B3n_de_Hausdorff-Besicovitch.

6.3.6 ¿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 1 dentro de la secuencia de descubrimientos y el más pequeño el último, y con base al sustento teórico desarrollado en el Capítulo 4, puntos del 4.11 al 4.12.4, 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, como pudiera hacerse 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.

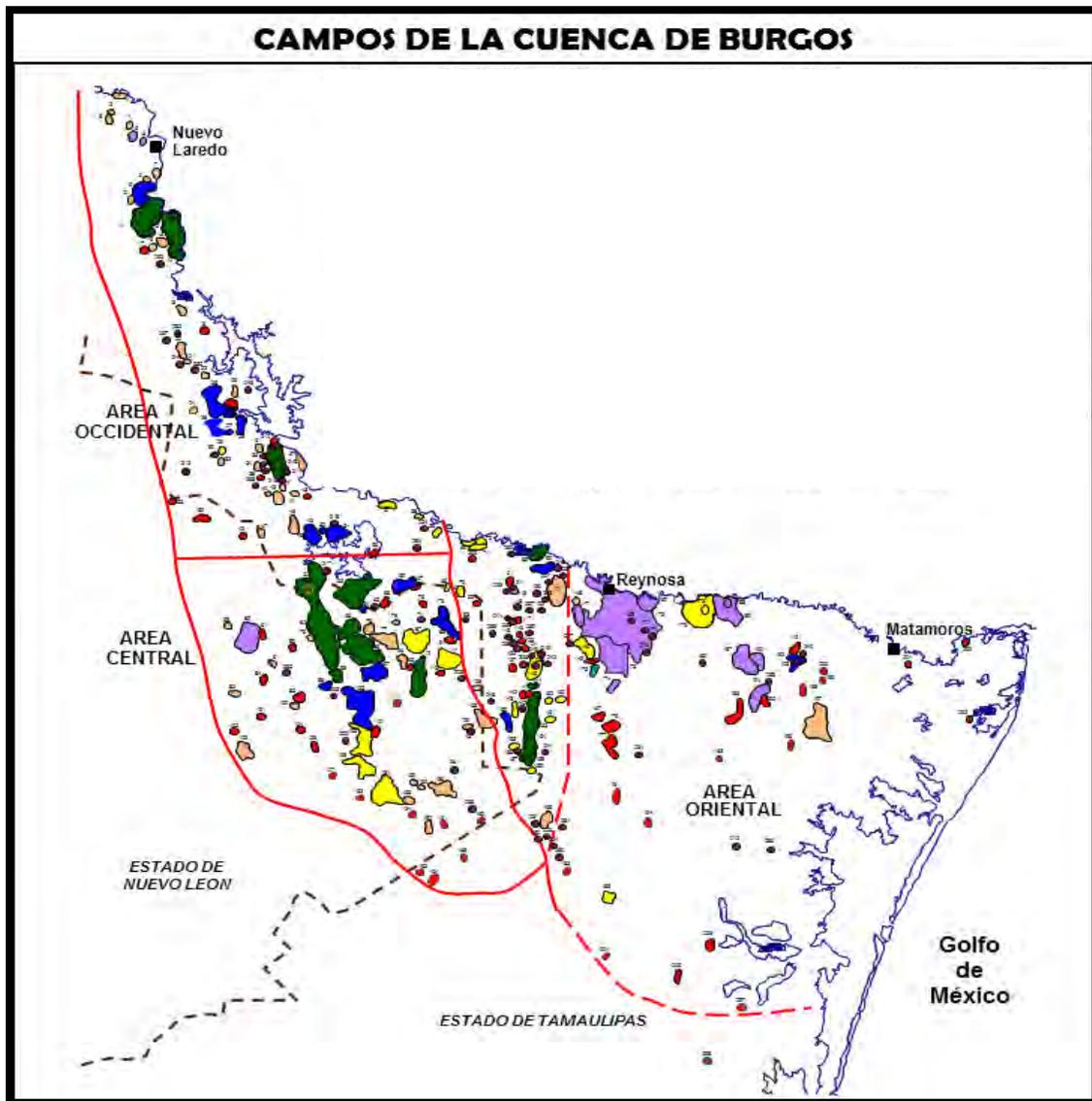


Figura 6.3.6-1. Mapa areal de todos los campos con producción comercial, descubiertos en la cuenca de Burgos al 01 de enero de 2016. Pemex.

En la Figura 6.3.6-1 se observa un mapa con la distribución espacial (areal) de los 243 campos descubiertos sólo en la cuenca de Burgos al 01 de enero de 2016 y su representación parabólica fractal está en la Figura 6.3.6-2, 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).

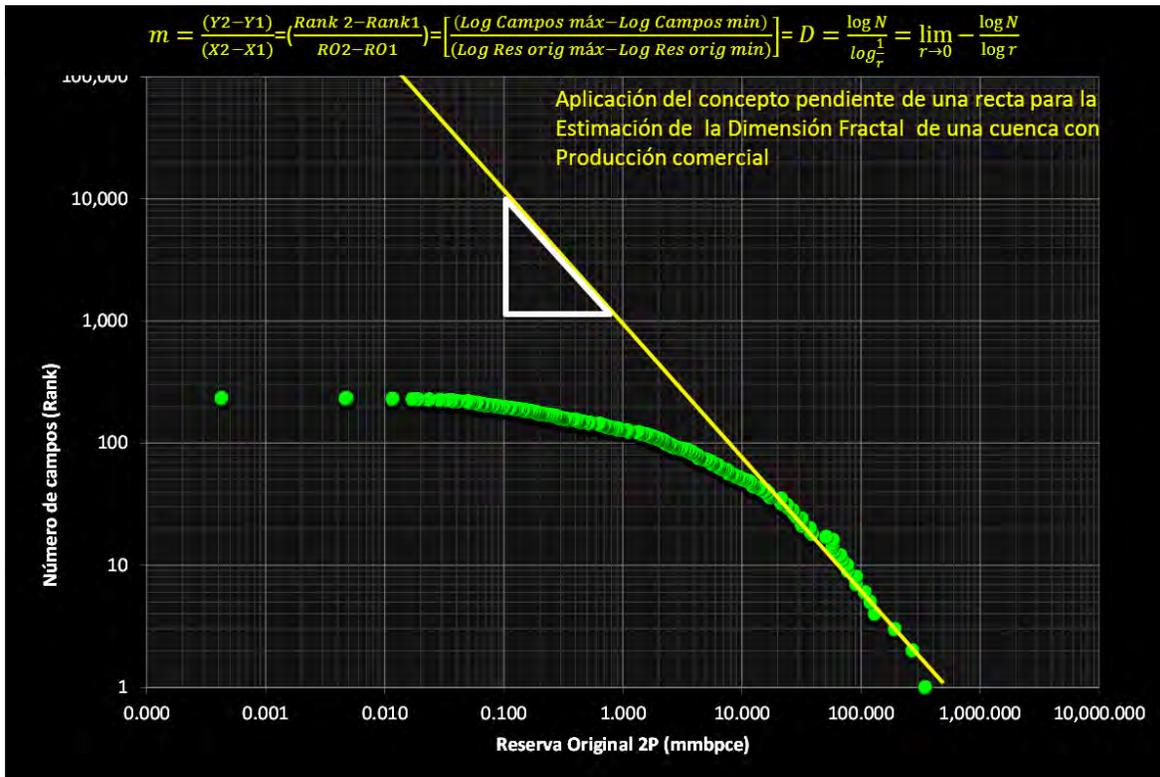


Figura 6.3.6-2. Modelo de distribución fractal de la reserva original 2P de todos los campos descubiertos en la cuenca de Burgos, al 01 de enero de 2016. Se explica el concepto de dimensión fractal.

6.3.7 Aplicaciones de los conceptos de Irregularidad y Autosimilitud en la búsqueda de Petróleo.

Derivado del nombre de maestría en Exploración y Explotación de Recursos Naturales y del Subsuelo, esta tesis se desarrolló bajo el concepto de sinergia, así que se dirige a los especialistas que ven la componente de explotación, como también a los especialistas que ven la componente de exploración, pues los proyectos de inversión en una compañía petrolera, dentro de cualquier portafolio de inversión involucra ambas componentes.

La búsqueda del petróleo se beneficia con el uso de ellos 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 autosemejantes. Las trampas chicas repiten las características de las trampas grandes como se observa en las Figuras 6.3.7-1, 6.3.7-2 y 6.3.7-3.

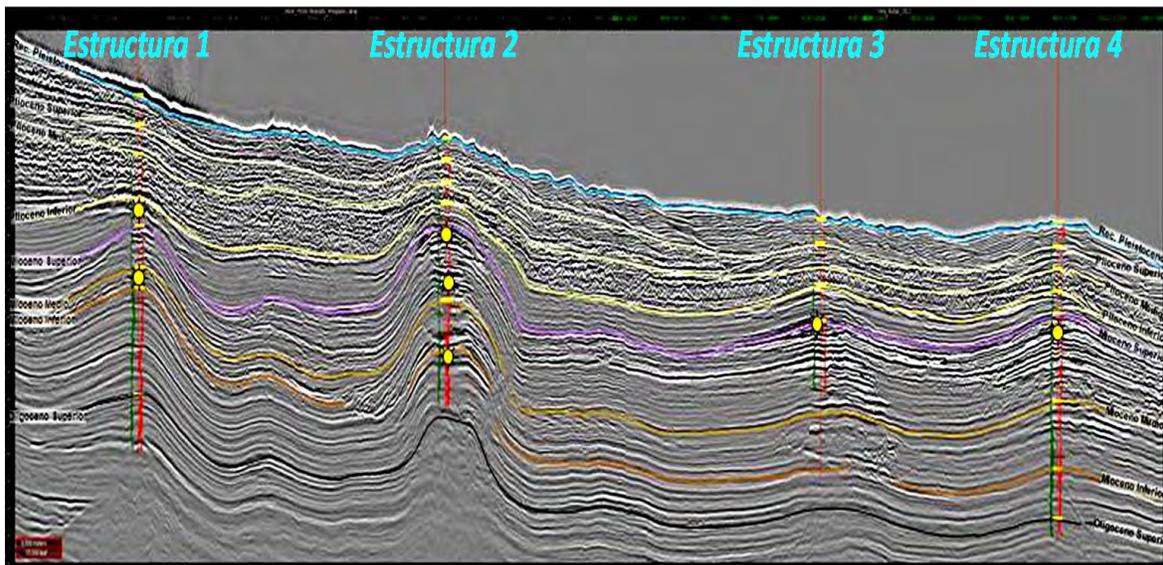


Figura 6.3.7-1, auto semejanza en sentido lateral de estructuras visualizadas por la sísmica. Pemex 2015.

En la Figura 6.3.7-1 la estructura 2 es la más grande de todas, seguida por las estructuras 1, 4 y 3, cabe mencionar que por confidencialidad no se usan los nombres de los pozos perforados en cada una de las 4 estructuras, pero todas contienen hidrocarburos. En sentido lateral hay repetición de estructuras y autosemejanza. Para el caso de la Figura 6.3.7-2 se observa el patrón de repetición de estructuras, pero ahora es en sentido vertical, pareciera que los paquetes que forman los yacimientos son fragmentos de todo un sistema, en color

amarillo de petróleo, en color azul de agua, es decir, presentan invarianza a la escala. Su modelo interpretado en 3D se encuentra a su lado y se trata de un rejuvenecimiento en la producción de un campo en la Región Sur, al que no se le había hecho estudios, la sísmica como tecnología aplicada mostró la riqueza de las arenas penetradas no vistas durante más de 20 años.

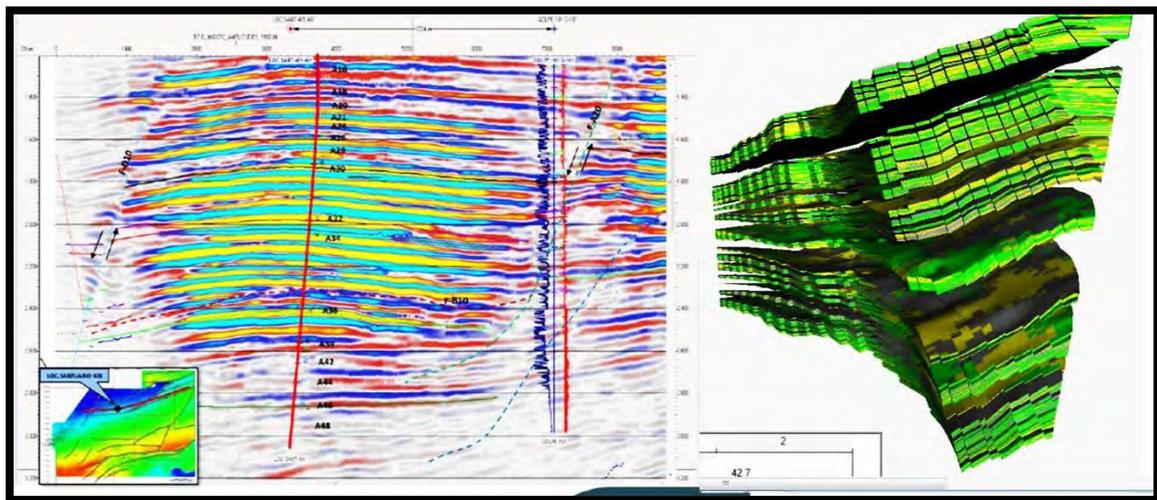


Figura 6.3.7-2. Repetición de estructuras en sentido vertical, sísmica y modelo conceptual. Petrofac 2015.

La Figura 6.3.7-3 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. La naturaleza fractal de las trampas estructurales, estratigráficas o compuestas es evidente con la información de las interpretaciones que hacen los geocientíficos, las estructuras marcadas en verde son las de interés dentro del área de estudio, pues son las que ya tienen producción comercial. Cabe mencionar que el grupo de estructuras que sobre

yacen y que supra yacen a las estructuras en color verde, están identificadas en color blanco como recursos prospectivos, contabilizando en esa área 8 estructuras con reservas en cualquier categoría, y 12 estructuras con probabilidades de éxito exploratorio, cuyos volúmenes se estiman por varios métodos, entre ellos el que se propone en esta tesis, la distribución parabólica fractal.

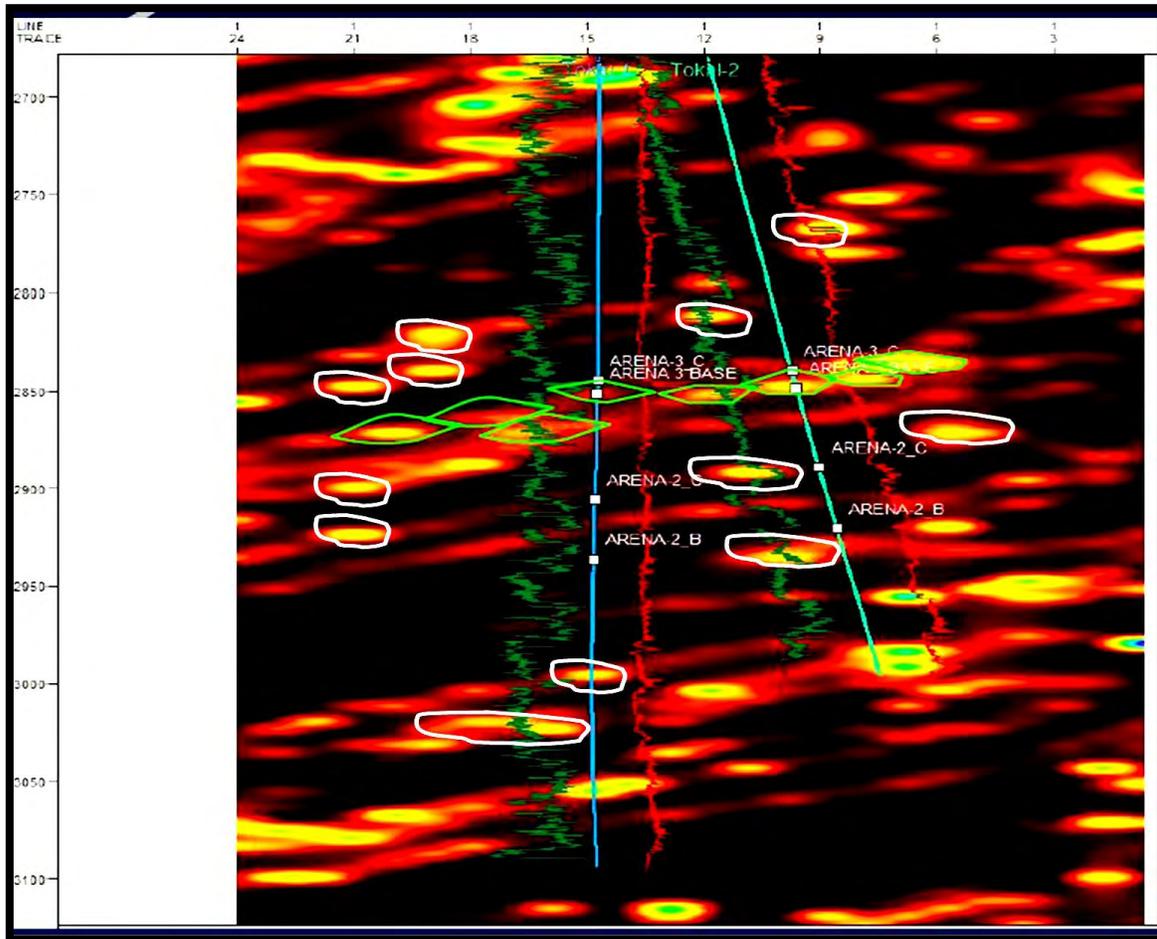


Figura 6.3.7-3. Variabilidad lateral y vertical de estructuras en rocas carbonatadas, desde el punto de vista de la geometría fractal se presenta invariabilidad a la escala. Pemex 2015.

Respecto al tipo de facies, también se observan elementos fractales en las direcciones que tomaron los canales preferenciales de flujo y depósito, así como los desbordes proximales, amalgamamiento de arenas y de las arcillas que van en los

flujos, Figura 6.3.7-4. Las litofacies y los paleoambientes del Mioceno medio muestran complejos turbidíticos siliciclásticos acompañando a series de canales que por su forma, repetición, autosemejanza y distribución, indican que no toda la estructura es yacimiento Figura 6.3.7-5.

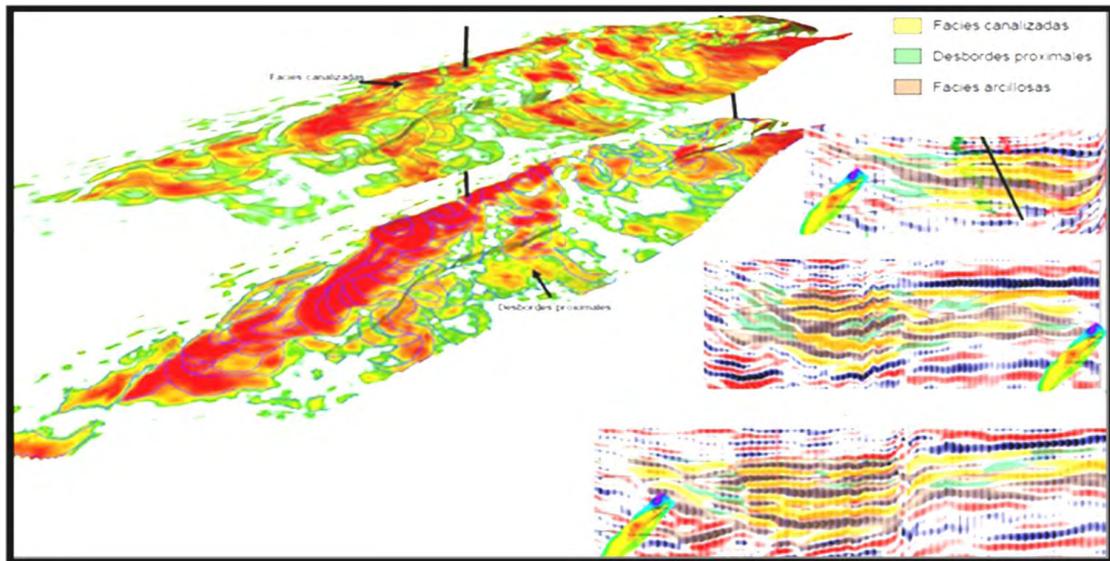


Figura 6.3.7-4. Arenas amalgamadas, canales preferenciales de flujo que generan todo tipo de facies en el Mioceno medio. Pemex 2015.

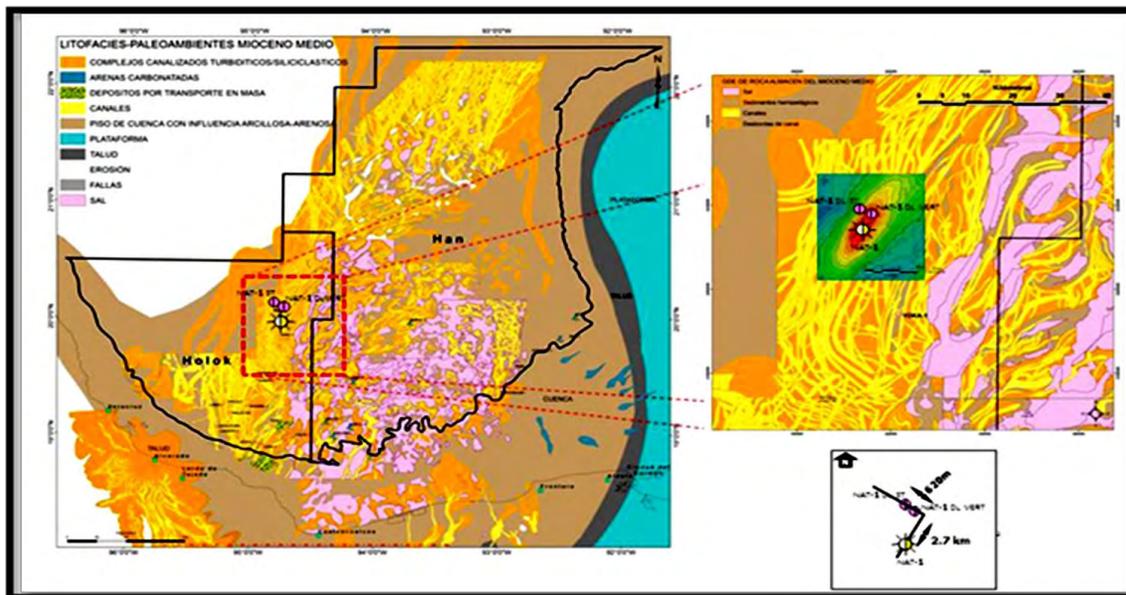


Figura 6.3.7-5. Facies identificadas durante el proceso exploratorio de la cuenca Cordilleras Mexicanas, son visibles los paleo ambientes de depósito formados por canales. Pemex 2015.

Toda la repetición de patrones presente en paquetes de arena que formaron en el pasado a los yacimientos como en las Figuras 6.3.7-4 y 6.3.7-5 se siguen presentando en la actualidad y a diferentes escalas, como es el caso de la Figura 6.3.7-6.



Figura 6.3.7-6. Canales de desborde como proceso geológico actual, auto similar a los que ocurrieron en el pasado y formaron las que aparecen en las Figuras 6.3.7-4 y 6.3.7-5. Tomado de Waimakariri River, Canterbury, New Zealand. (Greg O'Beirne, GFDL/Creative Commons).

Las acumulaciones de hidrocarburos que se han descubierto en cada una de las Cuencas Mexicanas también tienen su aplicación comercial, a medida que se incrementa la tasa de restitución de reservas por el elemento conocido como descubrimientos o por yacimientos nuevos, se mejora el costo de descubrimiento y

se fortalecen los proyectos exploratorios y de extracción. Las Figuras 6.3.7-7 y 6.3.7-8 son ejemplos de que en cada cuenca sedimentaria con producción comercial se han dado las condiciones de acumulación de materia orgánica en las rocas madre o rocas fuente y que sumando las variables presión y temperatura la materia orgánica alcanza su maduración y es expulsada de la roca madre, teniendo migración hacia las estructuras que forman el entrapamiento, por supuesto si hay sincronía, entonces habrá estructuras almacenadoras muy pequeñas, pequeñas, medianas, grandes, y en muy pocas opciones, gigantes.

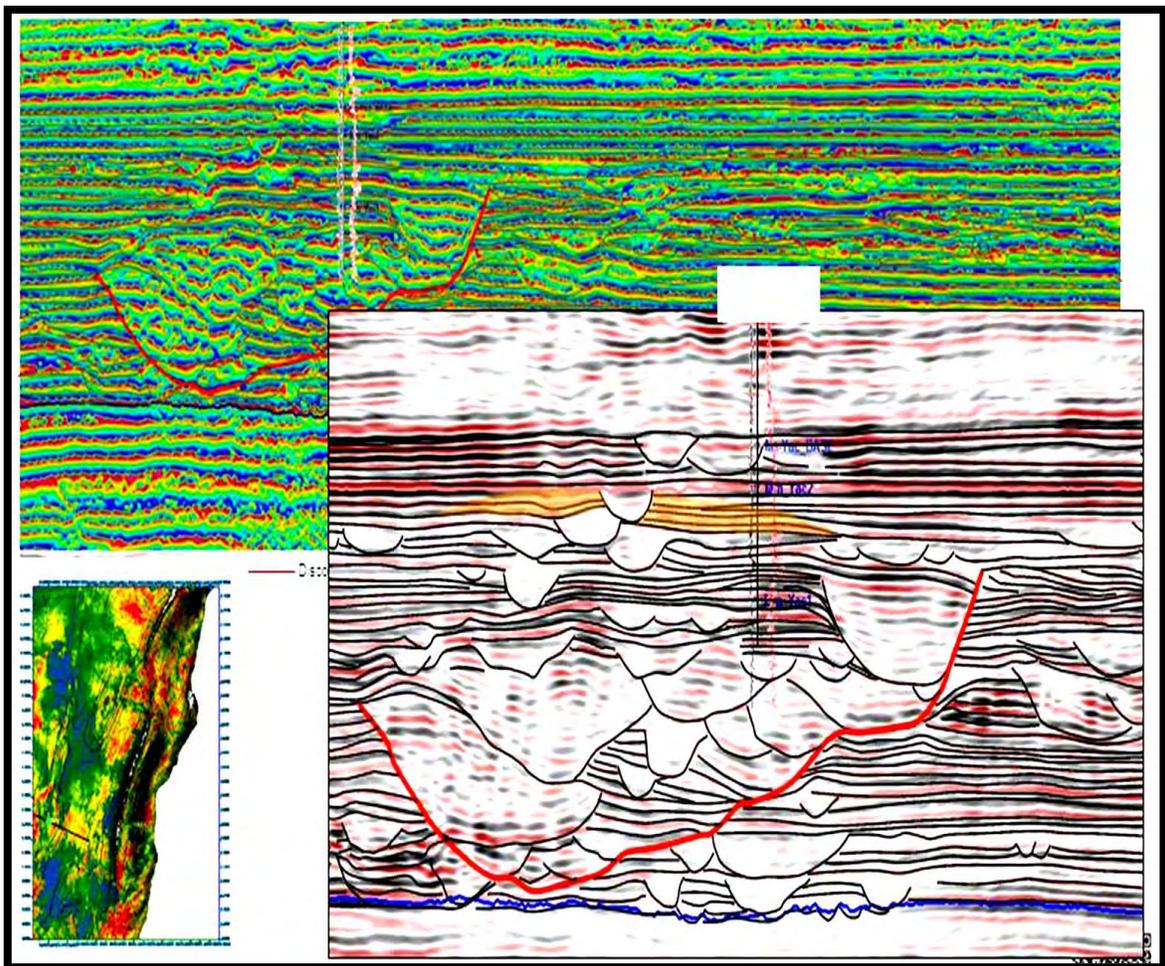


Figura 6.3.7-7. Identificación de trampas pequeñas, medianas, grandes y muy grandes. Pemex 2015.

Nótese en las Figuras 6.3.7-7 y 6.3.7-8 que la interpretación sísmica aporta una visión de que el área de estudio donde se tomó la sísmica existen las condiciones para ser considerada como potencialmente prospectiva, sin ser expertos en sísmica se puede observar la complejidad de la geología que impera en el área, para la identificación de los futuros yacimientos, pendientes por perforar, planear la adquisición de registros, geofísicos, de presión, núcleos, muestreo PVT, pruebas de producción, y caracterizarlos. Cualquier compañía que observe este tipo de interpretaciones, apostará a invertir para quedarse con esas áreas y convertir los recursos prospectivos en reservas y en producción.

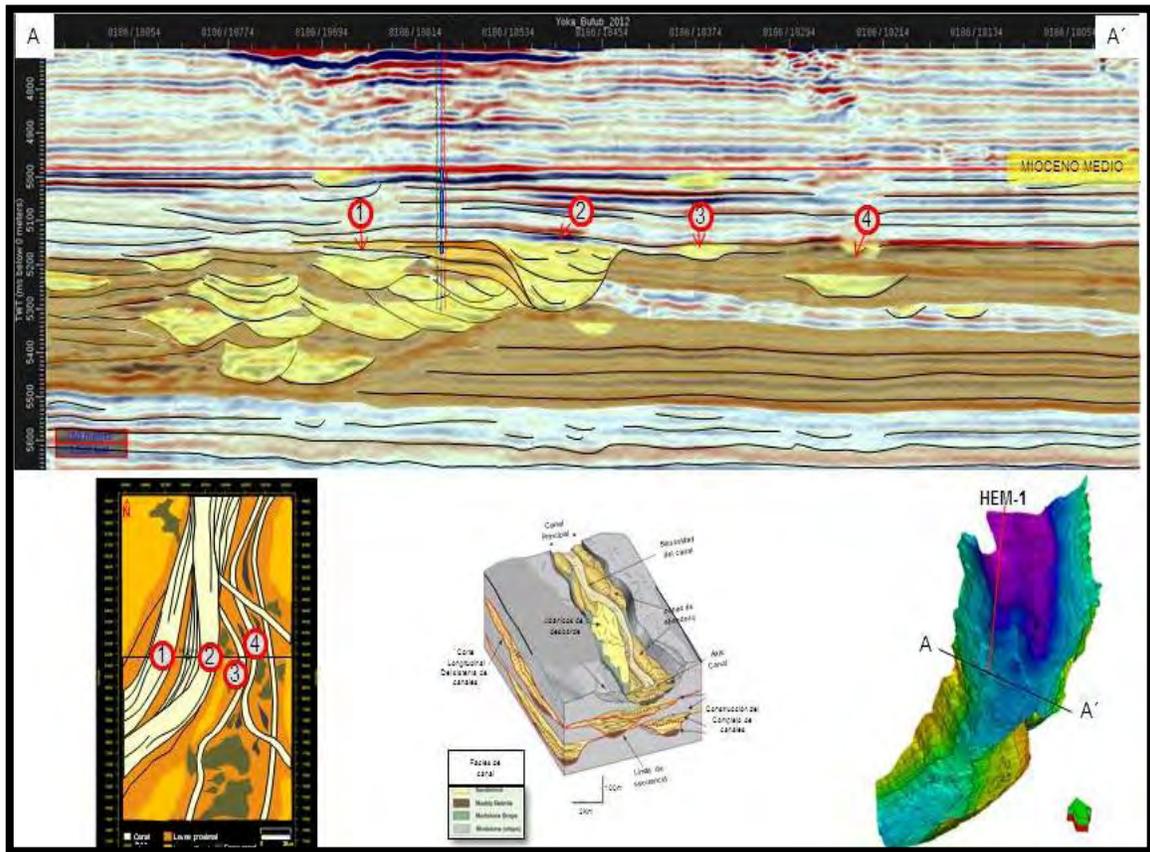


Figura 6.3.7-8. Cuatro canales de depósito identificados, la repetición de estructuras a diferentes escalas es visible, las mejores propiedades petrofísica de porosidad y permeabilidad estarán influenciadas por la morfología de los canales que presentan las arenas amalgamadas. Pemex 2015.

6.3.8 Escalas de referencia

Con respecto a los tamaños de las entidades que comúnmente se estudian en Ingeniería de Yacimientos, el rango es muy amplio, tenemos desde la estructura de los poros hasta los sistemas petroleros, por lo mismo es importante conocer los rangos de escala que se usan en diversos estudios.

- Escala sub microscópica: No visible con microscopio, rango $< 10^{-8}$ km.
- Escala microscópica: Visible con microscopio óptico, rango de 10^{-8} - 10^{-6} km
- Escala mesoscópica: Características observables en cualquier lugar de la tierra, rango 10^{-5} - 10^{-1} km.
- Escala macroscópica: Más grande que un área que se pueda ver de pie en cualquier lugar en la tierra, rango 10^0 - 10^2 km.
- Escala regional o provincial: Corresponde a una escala de una provincia fisiográfica o cinturón montañoso, rango 10^3 - 10^4 km.
- Escala global: Es la escala de todo el mundo, rango de 10^4 - 10^5 km.

La invariancia frente a cambios de escala es una propiedad de “simetría” que tienen los fractales. Así como los objetos redondos son simétricos frente a giros, los objetos fractales son simétricos respecto a dilataciones y contracciones, también llamadas homotecias. O sea, frente a los cambios de escala.

Para el caso de esta investigación, al estar orientado al estudio de las cuencas, las dimensiones a manejar serán regionales o provinciales, cada cuenca posee un

tamaño diferente desde el punto de vista areal y el contenido de campos descubiertos por supuesto que también es diferente, lo que lleva a la visualización que el número de campos pendientes por descubrir en cada cuenca también lo es. Cabe destacar que cada cuenca tiene un Rey y una Reina, es decir, su campo más grande será el rey, y su segundo consecutivo su reina, así se refieren en el argot petrolero a estos campos. La Figura 6.3.8-1 refleja la composición natural de la variabilidad de tamaños de campos que se han descubierto en lo que se conoció como región marina noreste, que es parte de las cuencas del Sureste.

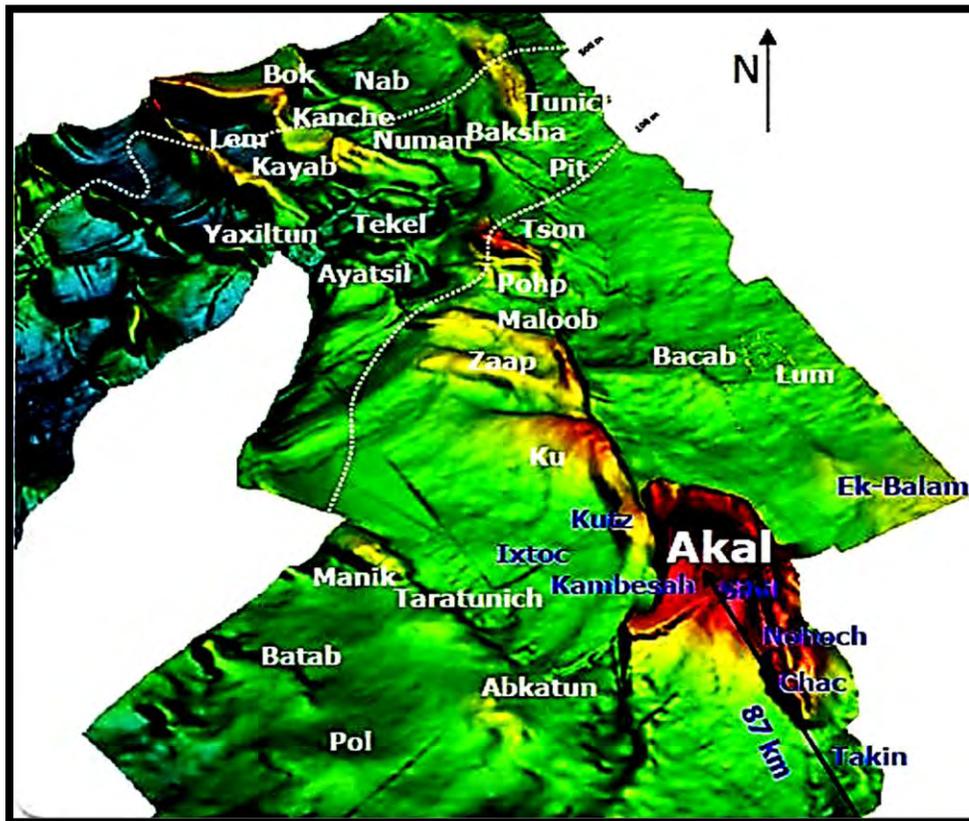


Figura 6.3.8-1. Tendencia de campos descubiertos con alta variabilidad de tamaños, se observa el gigante Cantarell con sus bloques, como el rey y al grupo de campos que forman el segundo gigante Ku-Maloob y Zaap, la reina.

6.3.9 Ley de Potencias aplicado al estudio de Cuencas

De acuerdo con la enciclopedia libre Wikipedia,

De manera general una ley potencial o ley de potencias es un tipo especial de relación matemática entre dos magnitudes M y m del tipo:

$$M = Cm^p \quad \text{--- (6.3.9-a)}$$

Donde C es un número real y p otro número real denominado exponente.

Estas dos cantidades pueden ser, o bien dos variables diferentes o bien una variable y su propia frecuencia. En estos últimos casos, denominados leyes potenciales de rango-frecuencia, las frecuencias son proporcionales al valor de la variable elevado a un exponente constante. Las leyes potenciales se encuentran tanto en la naturaleza como en ámbitos artificiales, y son un campo de estudio activo por la comunidad científica. Aplicado a la Industria del Petróleo, en la Figura 6.3.9-1 se observa que pocos elementos son los que tienen los valores altos (datos cargados hacia la derecha) y que muchos elementos son los que tienen valores bajos (datos cargados hacia la izquierda).

La ley de potencia es un miembro de la familia de distribuciones sesgadas hacia los valores extremos, de tal forma que describe eventos en los cuales una variable aleatoria alcanza valores altos con poca frecuencia, mientras que los valores medianos o bajos son mucho más comunes. Para el caso de las reservas descubiertas o de los recursos por descubrir se cumple esta condición de encontrar muchos campos pequeños y muy pocos campos grandes y

prácticamente valores marginales de probabilidad de encontrar campos gigantes o de tenerlos documentados.



Figura 6.3.9-1. Comportamiento típico de un grupo de datos que presenta una distribución conocida como Ley de Potencias, que desde un punto de vista probabilístico sería una distribución Log normal. Taller de probabilidad, Schlumberger, Breakthrough Team Performance.

Una relación en forma de ley de potencias entre dos escalares “x” e “y” es aquella que puede expresarse de manera general como sigue:

$$y = ax^k \quad \text{---- (6.3.9-b)}$$

Donde *a* (la constante de proporcionalidad) y *k* (el exponente de la potencia) son constantes. La ley potencial puede interpretarse como una línea recta en una gráfica doble-a, ya que la ecuación anterior se puede expresar de la forma:

$$\text{Log}(y) = k\text{Log}(x) + \text{Log}(a) \quad \text{---- (6.3.9-c)}$$

Que es la ecuación de una línea recta:

$$w = ku + c \quad \text{---- (6.3.9-d)}$$

Donde se han realizado los cambios de variable

$$w = \text{Log}(y), \quad u = \text{Log}(x), \quad c = \text{Log}(a) = \text{cte.} \quad \text{---- (6.3.9-e)}$$

6.3.9.1 Propiedad de la ley de potencia (Invariancia de escala)

El principal interés de las leyes potenciales radica en su invariancia de escala. La función: $f(x) = ax^k$,

(donde a y k son constantes), satisface la relación:

$$f(cx) = a(cx)^k = c^k f(x) \propto f(x) \quad \text{----(6.3.9.1-a)}$$

Para toda constante c .

Esto es, al multiplicar el argumento por c , únicamente estamos multiplicando la ley de potencia original por la constante. En este sentido, se dice que la función es invariante de escala. Esta propiedad hace que una ley potencial quede determinada por su exponente, formando las funciones con el mismo exponente una clase de equivalencia. La invariancia de escala de la ley de potencias permite realizar estadísticas sobre las diferentes escalas de observación, para estimar el exponente.

6.3.9.2 Propiedad de la ley de potencia (Carencia de media bien definida)

Las leyes de potencial solo tienen una media bien definida para exponentes mayores que 2. De igual modo, solo tienen una varianza finita cuando el exponente es mayor que 3. Esto hace que sea técnicamente incorrecto aplicar las estadísticas tradicionales basadas en la varianza y desviación estándar (como el análisis de regresión), siendo más adecuadas otras herramientas como el análisis costo-eficiencia. Por ejemplo, suponiendo que en una determinada región de la Ciudad de México la emisión contaminante de automóviles se distribuye según una ley de potencias (muy pocos automóviles contribuyen a la gran mayoría de la

contaminación), sería suficiente eliminar una pequeña proporción de automóviles (los más contaminantes) para reducir sustancialmente la contaminación total. En cuanto a las estructuras pequeñas con acumulaciones de petróleo por debajo del valor mínimo comercial, es recomendable no tenerlas en cuenta en la distribución para tener una mejor evaluación y así mismo cuando se tiene un elemento que queda fuera del comportamiento, por ser tan grande, es posible quitarlo para tener un mejor ajuste del comportamiento. En la Figura 6.3.9.2-1 en color rojo, es muy clara la situación que se comentó con la Figura 6.3.9-1, y es trascendental considerar que al usar logaritmos una ley de potencias tomará una tendencia lineal, es decir un comportamiento fractal.

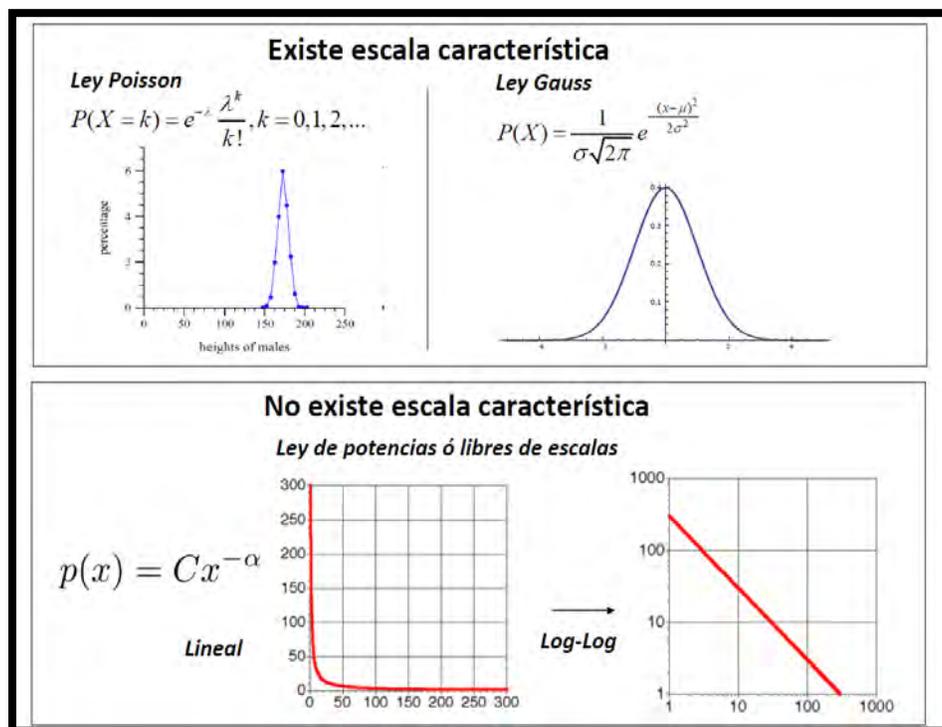
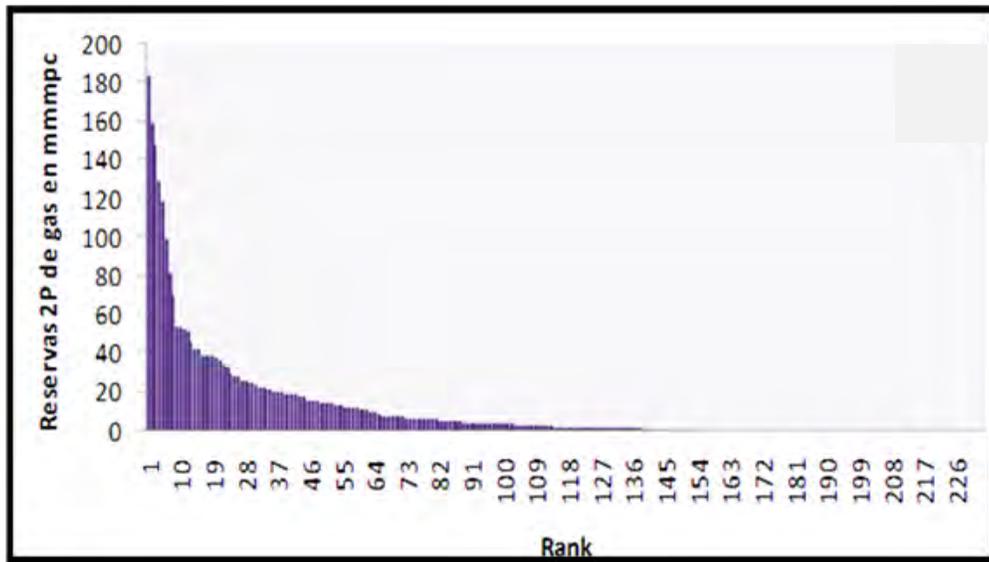


Fig. 6.3.9.2-1. Un ejemplo gráfico de ley potencial, usada para demostrar el ranking de popularidad. En rojo y en escala normal, se ve a la derecha una la larga cola (muchos elementos individualmente poco populares), y a la izquierda los pocos elementos que son más populares. https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_potencial

6.3.9.3 ¿Dónde se encuentran leyes de potencia?

La ley de potencias es el resultado del auto organización o patrones emergentes que se dan en procesos complejos en los que los agentes interactúan en un entorno de incertidumbres. Estos agentes pueden ser moléculas, neuronas, consumidores, índices de popularidad o ciudades, pero en todos los casos su interacción produce un comportamiento colectivo que se representa a través de una regularidad estadística, conocida como ley de potencia.

En el caso de una cuenca petrolera con producción comercial, el número de trampas que contienen hidrocarburos se puede representar mediante una ley de potencias mediante el uso estadístico de los tamaños de cada estructura y de su variabilidad y distribución dentro de la cuenca.



6.3.9.3-1. Comportamiento de las reservas de gas de una cuenca. Análisis de la madurez de las cuencas productoras de aceite y gas en México, 2013, Revista Ingeniería Petrolera.

6.3.10 Regresión No Lineal para la obtención del modelo de las cuencas

Un modelo se puede definir como una ecuación o conjunto de ecuaciones que describen el comportamiento de algún sistema. La teoría estadística dedicada a los modelos lineales en los parámetros es muy amplia, debido en gran parte a sus múltiples aplicaciones y a la fácil interpretación de los resultados obtenidos de este tipo de análisis. Sin embargo, hay fenómenos que no pueden ser explicados por modelos lineales, en tales situaciones un modelo no lineal en los parámetros se puede ajustar mejor.

Cuando se hacen trabajos de estadística el interés es obtener la o las relaciones entre variables aleatorias, es común que alguna variable no quede determinada por completo por una u otras variables, por lo que al final se obtienen estimaciones y no resultados deterministas. Las relaciones estadísticas se obtienen mediante una primera fase de exploración del comportamiento de los datos que se conoce como *análisis de correlación*, el cual consiste en analizar los datos “muestrales” para saber el grado de asociación o correlación entre dos o más variables de una población de datos.

El análisis de correlación emplea métodos para medir la significación del grado o intensidad de asociación entre dos o más variables. El concepto de correlación está estrechamente vinculado al concepto de regresión, pues, para que una ecuación de regresión sea razonable los puntos muestrales deben estar ceñidos a la ecuación de regresión; además el coeficiente de correlación debe ser:

- grande cuando el grado de asociación es alto (cerca de +1 o -1, y

- pequeño cuando es bajo, cerca de cero. - independiente de las unidades en que se miden las variables.
- Si $r = -1$, la asociación es perfecta pero inversa; es decir, a valores altos de una variable le corresponde valores bajos a la otra variable,
- y viceversa. Si $r=+1$, también la asociación es perfecta pero directa.
- Si $r=0$, no existe asociación entre las dos variables.

El objetivo de un análisis de correlación es establecer la pertinencia de una segunda fase de estudio conocida como *análisis de regresión*. Éste da lugar a una función $y=f(x)$ que describe estadísticamente la asociación o relación entre las variables en estudio y, por tanto, su fin no es calcular sin error si no obtener predicciones del valor de una variable, para un valor dado de la otra variable.

Debido a que los cálculos para obtener la correlación entre los datos dependen de los valores de los parámetros cada cuenca en estudio, como son los tamaños de campo, las ecuaciones finales que se obtienen son diferentes, pues las muestras aleatorias de cada cuenca así lo son, y se generarán parámetros de la función que define el comportamiento de los volúmenes ya descubiertos y se podrán hacer estudios de predicción con dicha función.

Los modelos no lineales aparecen en muchas aplicaciones. De hecho, el modelo lineal es una simplificación que en muchos casos no representa convenientemente los datos de interés. En general se conocen dos tipos de modelos no lineales.

- Modelo no-lineal descriptivo: Una función sin base teórica que se ajusta a unos datos, ejemplo un polinomio.
- Modelo no-lineal funcional: Una función que se justifica en base al problema que se estudia, ejemplo función de crecimiento, descubrimientos de petróleo.

La elección de un tipo de modelo u otro suele hacerse según la forma de la nube de puntos del diagrama de dispersión. A veces estará claro que tipo de modelo se debe construir, tal y como ocurre en los diagramas de dispersión, pero otras veces no queda tan claro, y en estas ocasiones lo normal es ajustar los dos o tres modelos que nos parezcan más convincentes, para luego, seleccionar con el que mejor explique la relación entre X e Y. La Figura 6.3.10-1 se refiere a un par de ajustes, uno por regresión lineal y otro por no lineal, usando un ajuste cuadrático con el lenguaje Matlab para un grupo de datos.

Matlab es un lenguaje de computación técnica de alto nivel y un entorno interactivo para desarrollo de algoritmos, visualización de datos, análisis de datos y cálculo numérico. Cuenta con una amplia gama de aplicaciones que incluyen procesamiento de señales e imágenes, comunicaciones, diseño de sistemas de control, sistemas de prueba y medición, modelado y análisis financiero y de biología. Las entidades llamadas “toolbox statistics” (conjuntos de herramientas complementarios) amplían el entorno de MATLAB permitiendo resolver problemas

especiales en diferentes áreas de aplicación para evaluar, procesar e interpretar datos.

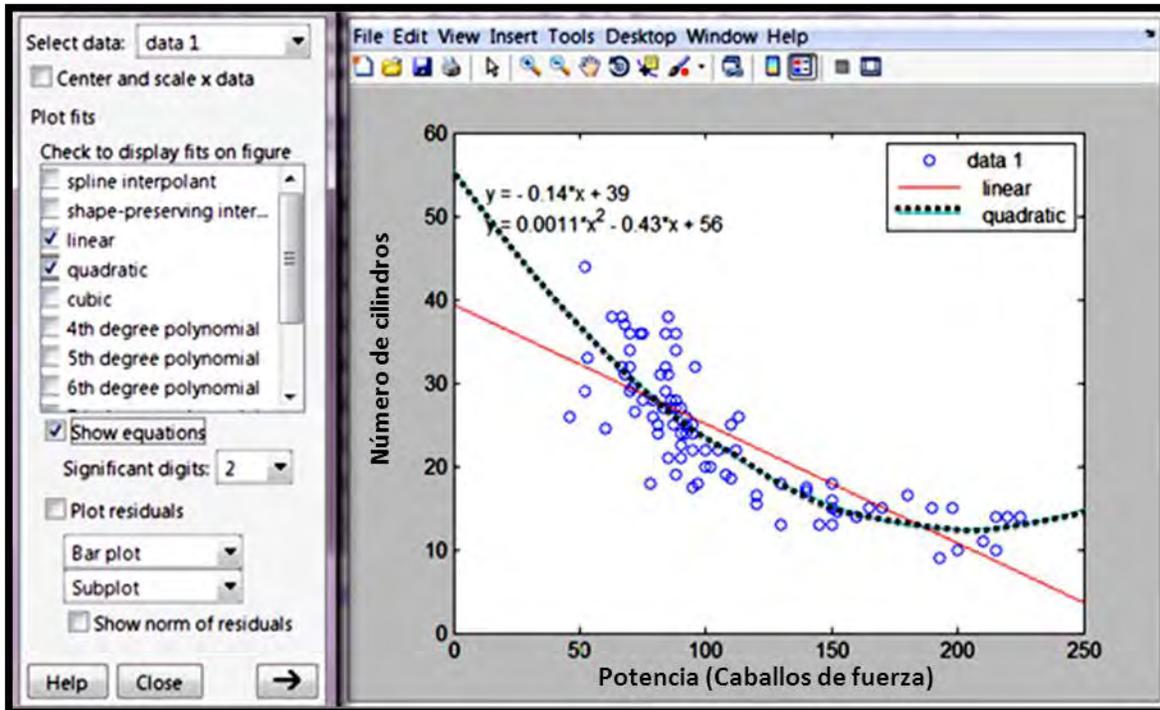


Figura 6.3.10-1. Tomado de Claudia Jiménez R, Universidad de Colombia

La curva de regresión, tiene carácter de línea media que trata de resumir o sintetizar la información suministrada por los datos. Si tiene carácter de traza media (de promedio, en definitiva), deberá ir acompañada siempre de una medida que exprese su representatividad, para evaluar lo buena que es la curva, ya que el haber obtenido la mejor de todas no da garantías de que sea buena. Se necesita, por tanto, una medida de dispersión, que tenga en cuenta la dispersión de cada observación con respecto a la curva, y entonces entender lo alejado que se encuentra cada punto de la curva. Dicho de otra manera, se debe evaluar esas distancias verticales perpendiculares a la curva, que son los errores o residuos.

6.3.10.1 Calidad del modelo de regresión no lineal simple.

Si las dispersiones son pequeñas, la curva será un buen representante de la nube de puntos, o lo que es lo mismo, la bondad de ajuste del modelo será alta. Si la dispersión es grande, la bondad de ajuste será baja. Una forma de medir dicha bondad de ajuste es precisamente evaluando la suma de los cuadrados de los errores. Por tanto, se llamará *varianza residual* a la expresión:

$$Se^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y_i^*)^2}{n} \quad \text{-----}(6.3.10.1-a)$$

Si la varianza residual es grande, el modelo será malo, es decir, la curva no explicará el comportamiento general de la nube.

La cota máxima de la varianza residual es la varianza que se trata de explicar mediante el modelo de regresión, es decir, la varianza de la variable dependiente.

Por tanto, sin más que hacer relativa la varianza residual respecto de su máximo valor, y multiplicando por 100, se obtiene el porcentaje de variación no explicado por el modelo:

$$\% \text{ de variaciones sin explicar} = \frac{Se^2}{Sy^2} 100 \quad \text{-----} (6.3.10.1-b)$$

En el que es fácil obtener una medida R^2 o coeficiente de determinación que indique el porcentaje de variación controlada o explicada mediante el modelo.

Expresado en fracción, será:

$$R^2 = \left(1 - \frac{Se^2}{Sy^2}\right) \quad \text{-----} (6.3.10.1-c)$$

Como puede observarse, a partir de la expresión anterior: $0 < R^2 < 1$. Por tanto:

- Si $R^2 = 1$ no hay residuos: habrá una dependencia funcional. Cuanto más se acerque dicho valor a la unidad, mayor poder explicativo tendrá el modelo de regresión. Cuanto más cercano a 0 esté dicho valor, menor poder explicativo;
- Si $R^2 = 0$ entonces X no explica en absoluto ninguna de las variaciones de la variable Y , de modo que o bien el modelo es inadecuado, o bien las variables son independientes.

La figura 6.3.10.1-1 es un ejemplo clásico de una regresión no lineal de un grupo de datos que representan un comportamiento complejo en lenguaje Matlab y se puede observar que el valor de R^2 que se alcanza es de 0.988999, que indica un excelente ajuste de los datos.

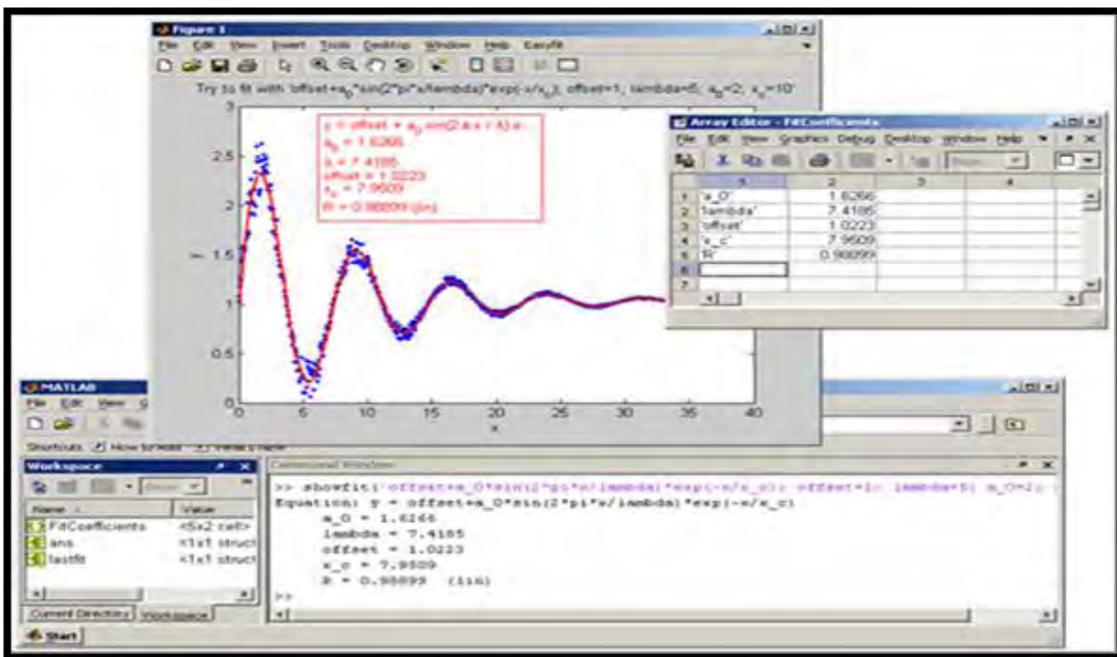


Figura 6.3.10.1-1. Modelado del comportamiento complejo de un fenómeno mediante regresión no lineal, con todos los elementos de ajuste, sobre todo el R^2 . Tomado de <http://www.mathworks.com/matlabcentral>.

6.3.10.2 Regresión no lineal en datos de Distribución Fractal presentado por la Reserva Original 2P.

El objetivo principal de hacer una regresión sobre los modelos de distribución fractal con datos de Secuencia vs tamaño de campo en este trabajo es obtener la mejor función que represente la relación entre estas dos variables y generar mejoras en el modelado matemático y estadístico de la cuenca, incluso depurando datos que permitan obtener un coeficiente R^2 mucho más próximo a uno.

De forma general, la parte del programa diseñado en esta investigación toma en consideración el modulo interno de Matlab llamado "Curve Fitting Tool", se leen los datos de descubrimientos en su formato vectorizado de reservas originales 2P en millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Se establece el mejor ajuste logarítmico en función del carácter parabólico de la distribución fractal, se obtienen los coeficientes de la función que describen de mejor manera el ajuste así como la bondad del ajuste, es decir, el valor del coeficiente de correlación no lineal o R^2 . Se despliega la concordancia del ajuste de los datos reales de los descubrimientos contra los calculados por la función de ajuste.

Capítulo 7.

Desarrollo de un programa con interfaz gráfica (GUI) en MatLab para la aplicación de conceptos de dimensión fractal, regresión no lineal y probabilidad, en la estimación de Recursos Prospectivos de Petróleo.

7.1 Generalidades de la Industria Petrolera de México

En los últimos 78 años PEMEX Exploración y Producción (1938 hasta el 2016) ha explotado y explorado 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.

Se ha establecido producción comercial de hidrocarburos para cinco cuencas desde 1904 hasta el 2016, se llevan 112 años de descubrimientos, cuyos datos dan un nivel elevado de confianza a los resultados y análisis generados con la técnica de distribución fractal. Aún con todo el conocimiento que se tiene de cada cuenca a lo largo de la historia de los primeros descubrimientos en la primera década del siglo pasado hasta los recientes descubrimientos incorporados en 2016, se infiere que todavía hay recursos por descubrir, aunque no se conozca la magnitud exacta del volumen de estos recursos, por lo que su inferencia es necesaria para la generación de escenarios de producción, reclasificación y

restitución de reservas que Petróleos Mexicanos, los bancos, las reguladoras internacionales de los mercados petroleros, los inversionistas de la bolsa de valores, las universidades y el gobierno federal requieren para modelar los efectos positivos o negativos del agotamiento o rejuvenecimiento de las cuencas petrolíferas a corto, mediano y largo plazo.

La Industria Petrolera al ser extractiva siempre está asociada al éxito y al fracaso de las actividades de exploración y de explotación de los campos descubiertos dentro de las cuencas petrolíferas. La producción extraída depende del tamaño de los campos en operación. En todas las cuencas productoras de México se tienen gran cantidad de descubrimientos, sin embargo la naturaleza fractal de los campos ofrece un abanico o variabilidad de tamaños, la mayoría pequeños y muy pocos de mayor 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. Para poder clasificar en pequeños, medianos o gigantes se requiere un marco de referencia. En ese marco se busca estimar y aplicar en diversos casos con información de pozos, yacimientos, campos y cuencas. La magnitud del marco de referencia que se obtenga será el valor determinista del recurso por descubrir o aún no descubierto.

Los recursos prospectivos estimados del país y su distribución en las principales cuencas productoras se detallan en este capítulo usando las reservas originales 2P en petróleo crudo equivalente, las fuentes utilizadas fueron las bases de datos del sistema SEREH[®], al 01 de enero de 2016.

7.2 EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN, par estratégicos del negocio.

En la industria petrolera, uno de los principales productos de las actividades de exploración, son la estimación de los recursos prospectivos petroleros así como la incorporación de reservas. En México, desde los inicios de la industria petrolera, las actividades de exploración han evolucionado aplicando métodos y tecnologías de vanguardia, en función de la magnitud de las inversiones. Como se comentó en el Capítulo 3 existen muchos métodos para estimar los recursos prospectivos. Cada día se incorporan nuevas herramientas, procedimientos y conocimientos en la exploración y producción, con la finalidad de alcanzar los objetivos deseados. El método establecido en este trabajo depende totalmente de los resultados de los volúmenes acumulados y las reservas remanentes 2P.

El Recurso Petrolero es la cantidad de hidrocarburos estimada inicialmente en el Subsuelo a condiciones de superficie; pueden asociarse a gas o a aceite, o como en este trabajo, al poder calorífico de una consolidación incluyente conocida como petróleo crudo equivalente, que para campos de aceite incluye al volumen de crudo convencional, más el volumen de los condensados que aportará su gas asociado, más los líquidos de planta, más su volumen de gas seco convertido a

líquido. Para los campos de gas natural no asociado incluyen al volumen de gas seco convertido a un líquido equivalente con un poder calorífico, más los líquidos de planta, más los condensados que liberará este gas.

En la etapa de evaluación del potencial petrolero, las primeras actividades que se realizan se enfocan principalmente a definir las características de las rocas y su evolución en tiempo y espacio, con el objeto identificar, mapear y jerarquizar las áreas donde existan mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el subsuelo, para lo cual se realizan trabajos de geología superficial, geoquímica, gravimetría y magnetometría así como sísmica 2D y 3D, entre otros. Al identificarse los sistemas petroleros prevaecientes en una cuenca se proponen localizaciones exploratorias con el fin de evaluar los elementos del sistema petrolero y comprobar el potencial.

Tan pronto se comprueba la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos en un área, ésta evoluciona a la etapa denominada incorporación de reservas, donde el objetivo es descubrir reservas de hidrocarburos a partir de la identificación, jerarquización y perforación de oportunidades exploratorias que son detectadas por los Ingenieros geólogos y geofísicos.

7.3 Catastro de pozos en el sistema y estrategia de desarrollo

Al 31 de diciembre de 2016 Pemex había perforado en sus 4 regiones de influencia (Norte, Sur, Suroeste, Noreste) un total de **31,016** pozos, como se visualiza en la Figura 7.3-1. No todos han sido exitosos, pero son la entidad física

con la que se han encontrado las reservas y recursos en la gran cantidad de yacimientos dentro de cada una de las cuencas.

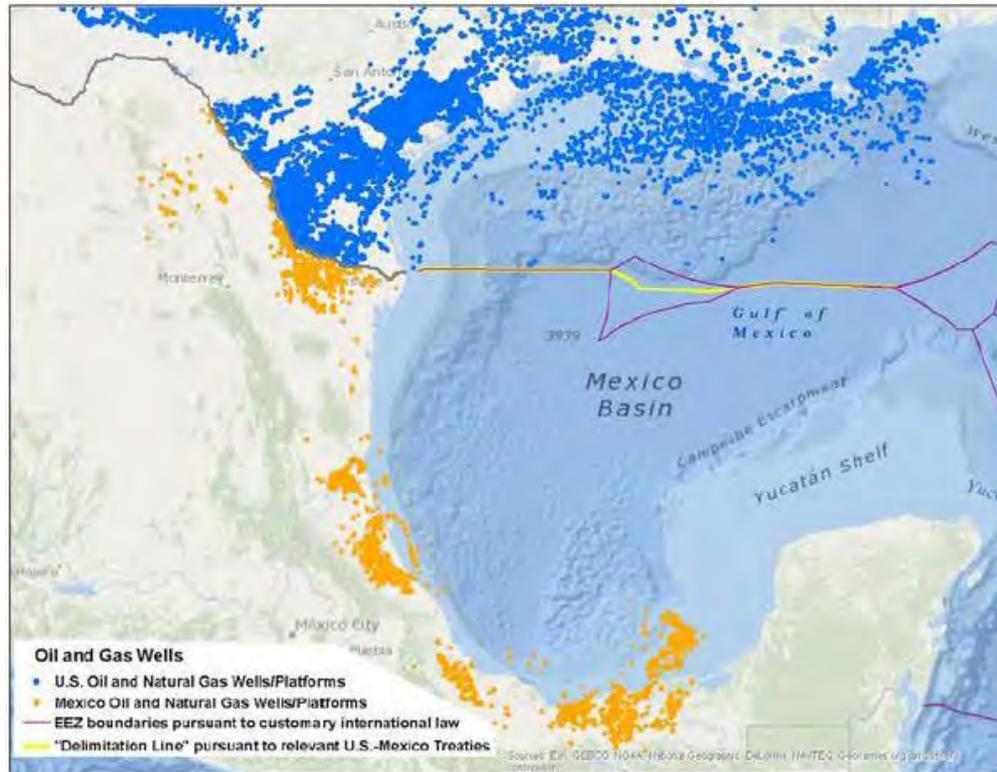


Figura 7.3-1. Catastro de pozos desde Reynosa hasta Ciudad del Carmen, los puntos en anaranjado comparados con los puntos azules indican la diferencia tan solo en el lado del Golfo de México en cuanto a la actividad de pozos e instalaciones, mayor en USA. Tomado de www.worldreview.info/content/mexico-courts-foreign-investment-historic-energy-reform

De acuerdo con el documento Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027 de la Secretaría de Energía, los recursos prospectivos se utilizan para definir la estrategia exploratoria y con ello programar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos. Con ello, se busca restituir las reservas de los campos que actualmente se encuentran en producción y dar sustentabilidad a las actividades en el mediano y largo plazo.

En este contexto, la estrategia exploratoria está dirigida principalmente a la búsqueda de aceite en las cuencas del Sureste y del Golfo de México Profundo, mientras que la exploración en las cuencas de Sabinas, Burgos y Veracruz, continúa enfocándose hacia el descubrimiento de campos de gas no asociado.

En materia de Exploración y Explotación en aguas profundas del Golfo de México, la estrategia de PEP consiste en evaluar el potencial de las áreas prioritarias y mejorar el conocimiento del tamaño, distribución y tipo de hidrocarburos, privilegiando las inversiones a las áreas con potencial de aceite. Gracias al avance en la estrategia de aguas profundas del Golfo de México se han identificado siete áreas geológicas (Provincia Salina del Bravo; Cinturón Plegado Perdido; Cordilleras Mexicanas; Cinturón Plegado Catemaco; Provincia Salina del Istmo; Escarpe de Campeche y Planicie Abisal), con rocas generadoras del Jurásico, y rocas almacenadoras del Terciario y Mesozoico. Muchas de estas provincias presentan distintos niveles de complejidad, ya que se componen de estructuras tectónicas salinas.

En lo que se refiere al aumento del nivel de incorporación de reservas de petróleo en aguas someras y áreas terrestres, PEP busca continuar la exploración en la búsqueda de aceite ligero, gas y condensado y aceite pesado en “*plays*” establecidos que se ubican en las Cuencas del Sureste. También tiene como objetivo reactivar la exploración de “*plays*” en la Cuenca de Tampico-Misantla en búsqueda de aceite ligero; adquirir sísmica 3D con tendidos largos y de alta

densidad; continuar el desarrollo y calibración de la metodología de enfoque integral para la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados; asegurar la disponibilidad y continuidad de las operaciones de los equipos de perforación para las actividades exploratorias; y mejorar el proceso de trámite de permisos y construcción de infraestructura para pozos en la porción terrestre.

Dada la naturaleza de los proyectos exploratorios, la estimación de los recursos prospectivos es una actividad continua a la que se necesita incorporar los resultados de los pozos exploratorios perforados, así como la información geológica-geofísica adquirida. Por tanto, la caracterización del potencial petrolero del país se actualiza conforme se cuente con nueva información o se vayan aplicando nuevas tecnologías.

7.4 Producción del periodo, acumulada y reservas remanentes del sistema mexicano al 01 de enero de 2016.

A nivel sistema, México registró un nivel de producción durante el año 2015 del orden de los 827.4 millones de barriles de petróleo crudo y 2,336.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, tanto asociado como no asociado. En gasto volumétrico estas cifras significan 2.3 millones de barriles por día y 6.4 miles de millones de pies cúbicos por día, respectivamente.

Oficialmente los registros indican que las producciones acumuladas totales de petróleo crudo (Np) y de gas natural (Gp) al 01 de enero de 2016 fueron de 43,262

millones de barriles de crudo y de 78,638 miles de millones de pies cúbicos de gas. A manera de resumen la tabla 7.4-0 muestra el valor de las reservas remanentes del sistema y de las regiones al 01 de enero de 2016, es importante señalar que no todas estas reservas están asignadas a Pemex, de acuerdo con la Reforma Energética. Hay asignaciones que corresponden a Pemex y otras no, pero para los objetivos meramente de análisis del país, en esta tesis se toman todas en cuenta.

Pemex Exploración y Producción Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2016	Volumen original			Reserva de hidrocarburos				Reserva de gas			
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco	Gas natural	Gas seco	Gas a venta	
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc	
Totales (3P)	240,449.9	256,375.6	25,668.6	19,055.5	182.7	1,799.7	4,630.7	32,213.9	24,083.8	28,251.2	
Marina Noreste	79,292.3	28,295.2	9,964.2	9,202.7	64.6	222.8	474.2	3,879.1	2,466.0	3,025.6	
Marina Suroeste	28,622.2	35,994.7	4,735.9	3,347.4	51.2	362.5	974.9	7,490.1	5,070.2	5,996.7	
Norte	92,393.2	115,819.1	7,831.7	4,630.3	23.9	762.8	2,414.6	15,407.4	12,557.9	14,129.1	
Sur	40,142.2	76,266.7	3,136.7	1,875.1	42.9	451.6	767.1	5,437.3	3,989.7	5,099.7	
2P	202,357.2	224,205.0	17,519.3	13,036.8	150.7	1,227.3	3,104.4	21,836.5	16,145.7	19,023.5	
Marina Noreste	70,515.1	26,967.2	7,286.5	6,653.9	54.7	186.7	391.2	3,144.3	2,034.7	2,503.8	
Marina Suroeste	23,872.4	31,430.0	3,121.7	2,164.6	36.0	242.8	678.2	5,187.3	3,527.3	4,148.1	
Norte	70,046.1	93,845.5	4,580.7	2,722.6	19.5	429.7	1,408.9	9,037.0	7,327.4	8,209.4	
Sur	37,923.5	71,962.3	2,530.4	1,495.7	40.6	368.1	626.1	4,468.0	3,256.3	4,162.2	
Probadas	163,266.8	198,155.6	10,117.7	7,533.2	117.7	733.0	1,733.8	12,560.9	9,017.4	10,807.8	
Marina Noreste	64,574.6	25,899.2	4,802.2	4,306.9	42.2	146.3	306.9	2,431.5	1,596.2	1,963.7	
Marina Suroeste	20,502.2	27,839.4	1,896.0	1,244.8	24.6	183.1	443.6	3,525.5	2,307.1	2,775.4	
Norte	42,305.7	75,133.6	1,293.0	758.9	13.8	81.1	439.1	2,726.7	2,283.9	2,444.4	
Sur	35,884.3	69,283.4	2,126.4	1,222.6	37.2	322.5	544.2	3,877.2	2,830.2	3,624.3	

Tabla 7.4-0. Volúmenes originales y reservas remanentes del sistema mexicano y de sus regiones geográficas, así como de la composición del petróleo crudo equivalente, al 01 de enero de 2016.

De acuerdo con la tabla 7.4-0, a nivel 3P, el valor de las reservas remanentes de México eran de 25,669 mmbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente), para la 2P eran de 17,519 mmbpce y para la probada total o 1P eran de 10,118 mmbpce. Solamente para la fase crudo los valores fueron de 19,056 mmb (millones de barriles) para la 3P; 13,037 mmb para la 2P y de 7,533 mmb para la 1P. En términos de gas natural, las reservas remanentes de México para la 3P eran de 32,214 mmmpc (miles de millones de pies cúbicos o bcf), para la 2P de 21,837 mmmpc y para la 1P es de 12,561 mmmpc.

7.5 Número de campos descubiertos en cada Región del Sistema Mexicano.

El número de campos descubiertos que integran el sistema mexicano al 01 de enero de 2016, era de 789. La siguiente información es general, corresponde al número de campos descubiertos en cada Región.

En la Región Marina Noreste se han descubierto 29 campos, a pesar de ser un grupo reducido, se trata de los principales campos productores. Es en esta región donde se han descubierto los campos gigantes de México, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. La otra porción de campos marinos conocida como Región Marina Suroeste agrupa un conjunto de 85 campos, de todas dimensiones, grandes, medianos y pequeños.

La Región Norte acumula 508 campos, muchos de estos de pequeños a medianos. Sólo el campo Poza Rica es considerado como grande. Finalmente la Región Sur acumula un total de 167 campos, aquí es donde está la mayoría de campos de aceite súper ligero y de gas y condensado, e igual hay pequeños, medianos y grandes.

7.6 Singularidad de las principales Cuencas Petroleras con producción comercial en México y su modelo parabólico fractal al 01 de enero de 2016.

En el Capítulo 5 se desarrolló todo lo referente a los conceptos de provincias geológicas y provincias petroleras. Se usa el término Cuencas, como sinónimo de provincias petroleras productoras con reservas. México cuenta con 7 Cuencas de interés altamente comercial para la exploración y producción de hidrocarburos. Sin embargo sólo las primeras seis de estas siete han aportado producción de

hidrocarburos mediante los pozos que se han explotado dentro de ellas. Las siete cuencas son:

- 1.- Cuenca de Sabinas
- 2.- Cuenca de Burgos
- 3.- Cuenca de Tampico-Misantla
- 4.-Cuenca de Veracruz
- 5.-Cuenca del Sureste,

A su vez, esta cuenca está dividida en tres sub cuencas.

- Salina del Istmo
- Reforma-Comalcalco
- Macuspana

6.- Cuenca del Golfo de México Profundo

7.- Cuenca de Yucatán.

7.6.1 Distribución Geográfica de las Principales Cuencas Productoras de México, su Producción Acumulada de aceite y gas, sus Reservas Originales y Remanentes en su categoría 2P.

Al 01 de enero de 2016 hay 789 campos descubiertos en las 6 primeras de la lista. La Cuenca del Sureste agrupa tres sub cuencas que también se les conoce como cuencas del Sureste.

En la Figura 7.6.1-1, se observa la representación geográfica de las siete cuencas incluyendo las tres sub cuencas del Sureste. Las cuencas del Golfo de México Profundo y de Yucatán tienen una exploración incipiente y no tienen producción.

La de Yucatán se descarta del análisis y la del Golfo de México Profundo se le dará un tratamiento diferente a la metodología propuesta en esta investigación por su incipiente exploración.



Figura 7.6.1-1. Representación geográfica de las cuencas con producción comercial y con potencial, así como de las sub cuencas asociadas.

De acuerdo con el documento de la WEC México 2010, de Schlumberger, todas las cuencas productoras comparten en mayor o menor grado aspectos tectónicos, estructurales, estratigráficos y geoquímicos debido a que están genéticamente relacionadas a la mega cuenca del Golfo de México. La cuenca de Sabinas, aunque es la más retirada de Golfo de México, constituyó durante el Jurásico tardío y Cretácico una extensión del antiguo Golfo de México.

Todos los sistemas petroleros de estas cuencas se encuentran en rocas cuya edad comprende desde Jurásico Temprano al Pleistoceno, asociadas a la apertura

y relleno de la mega cuenca del Golfo de México. Las principales variaciones entre las cuencas productoras radican en la proporción de sus facies sedimentarias preservadas, la naturaleza e identidad de los eventos tectónicos cenozoicos y su historia de sepultamiento, siendo estos aspectos interdependientes y responsables de los diferentes tipos de hidrocarburos en cada provincia.

Con respecto a su posición, las cuencas de Sabinas y Burgos en el Norte, la de Veracruz en el Este y Macuspana en el Sureste de México, son conocidas por producir gas natural no asociado. Mientras que la cuenca de Tampico-Misantla y las sub cuencas Reforma-Comalcalco y cuenca Salina del Istmo en el Sureste se caracterizan por producir crudo principalmente.

En aguas profundas del Golfo de México se tienen identificadas zonas con favorables condiciones para la generación, acumulación y producción tanto de aceite como de gas.

7.6.2 Discretización por Cuenca de la Producción Acumulada de petróleo crudo y gas al 01 de enero de 2016.

De los 43,262 mmb de producción acumulada de crudo, las cuencas del Sureste son las que han aportado el 86.2 %, seguida de la cuenca Tampico-Misantla que participa con 13.5 %. De los 78,638 mmmpc, de producción acumulada de gas natural las cuencas del Sureste y de Burgos han aportado respectivamente el 66.8

% y el 17.1 %. La cuenca Tampico-Misantla les sigue con 10.5 %. Véanse Figuras 7.6.2-1 y 7.6.2-2.

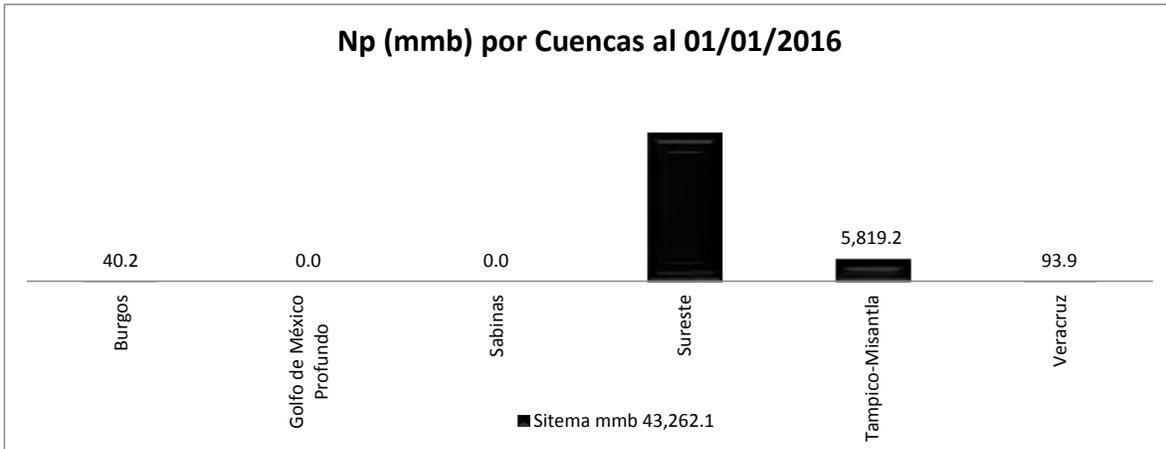


Figura 7.6.2-1. Producción histórica acumulada de crudo de cada una de las cuencas de México.

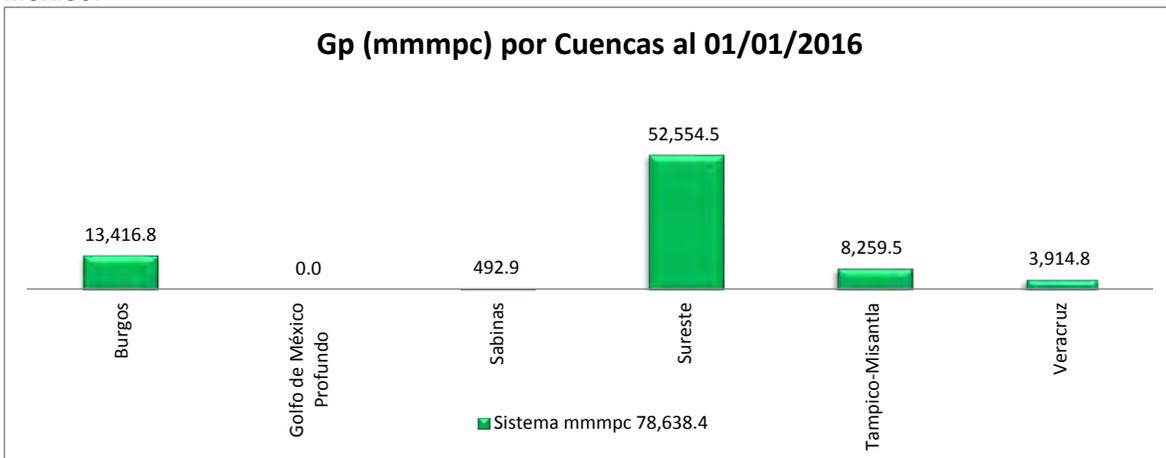


Figura 7.6.2-2. Producción histórica acumulada de gas natural de cada una de las cuencas de México.

7.6.3 Discretización de las Reservas Originales 2P en petróleo crudo y gas por cuenca al 01 de enero de 2016.

Al considerar la producción acumulada de crudo más la reserva remanente 2P de crudo, se obtiene la reserva original en esta clasificación de reservas. Para el aceite, el 84.6 % de este concepto está en las cuencas del Sureste, le sigue la

cuenca Tampico-Misantla con 15.0 %, para un total de 56,299 millones de barriles en estas dos cuencas. Véase Figura 7.6.3-1.

Respecto a las reservas del gas, el 64.1 % están en las cuencas del Sureste, seguida de Burgos con 15.2 % y el 14.6 % se encuentra en la cuenca Tampico-Misantla, de un total de 100,475 miles de millones de pies cúbicos en el sistema. Véase Figura 7.6.3-2.

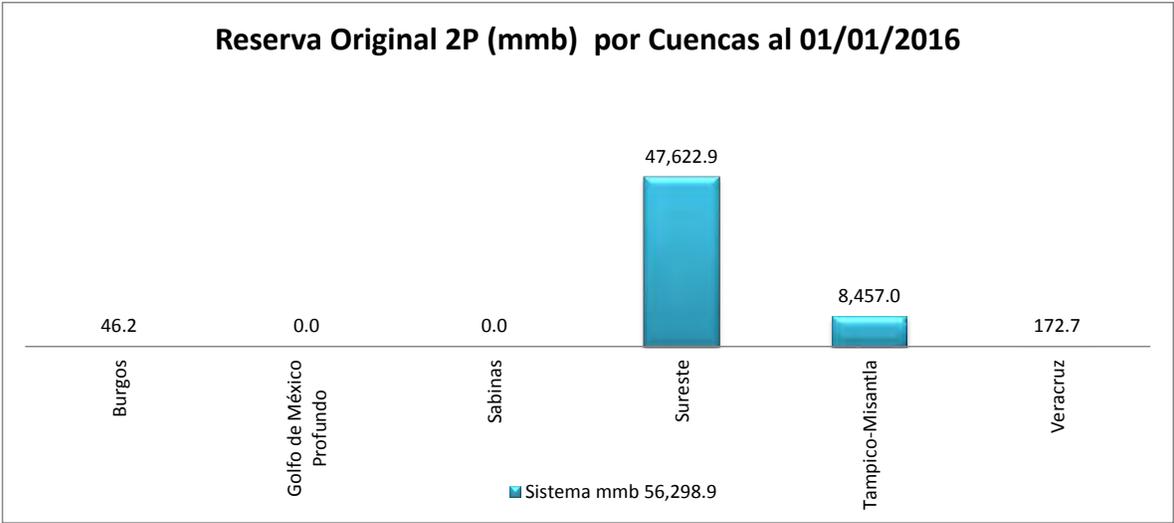


Figura 7.6.3-1. Reservas originales 2P de petróleo de cada una de las cuencas de México.

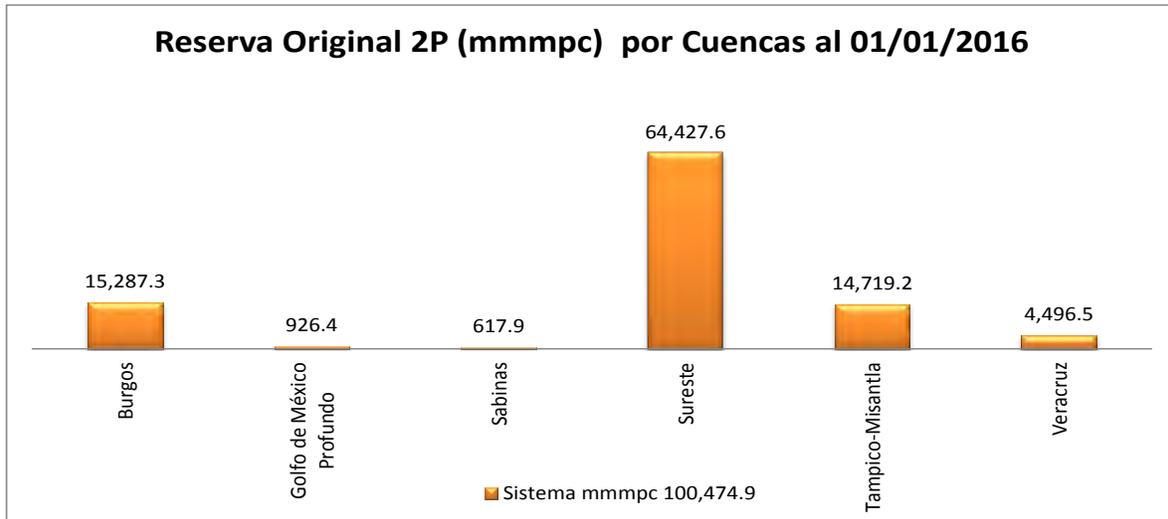


Figura 7.6.3-2. Reservas originales 2P de gas natural de cada una de las cuencas de México.

7.6.4 Reservas Remanentes 2P de petróleo crudo y gas por Cuenca

Al 01 de enero de 2016, las reservas de aceite en la categoría 2P estaban distribuidas por cuenca de la siguiente manera: De un total de 13,037 millones de barriles de aceite el 79.1% se encuentra en las cuencas del Sureste, en segunda posición la cuenca de Tampico-Misantla registra el 20.2 % ciento. Estos valores se observan en la Figura 7.6.4-1, las cuencas de Veracruz y de Burgos consolidan solamente el 0.7 por ciento.

Respecto al gas, las reservas remanentes al 01 de enero de 2016 en la categoría 2P se distribuyen por cuenca de la siguiente forma: De un total de 21,837 miles de millones de pies cúbicos, el 54.4 % se encontraba en las cuencas del Sureste, en segunda posición la cuenca de Tampico-Misantla registraba el 29.6 %. Estos valores se observan en la Figura 7.6.4-2, las cuencas de Burgos y Veracruz

consolidan respectivamente 8.6 % y 2.7 %. La cuenca de Sabinas sólo representa el 0.6 % de las reservas 2P de gas.

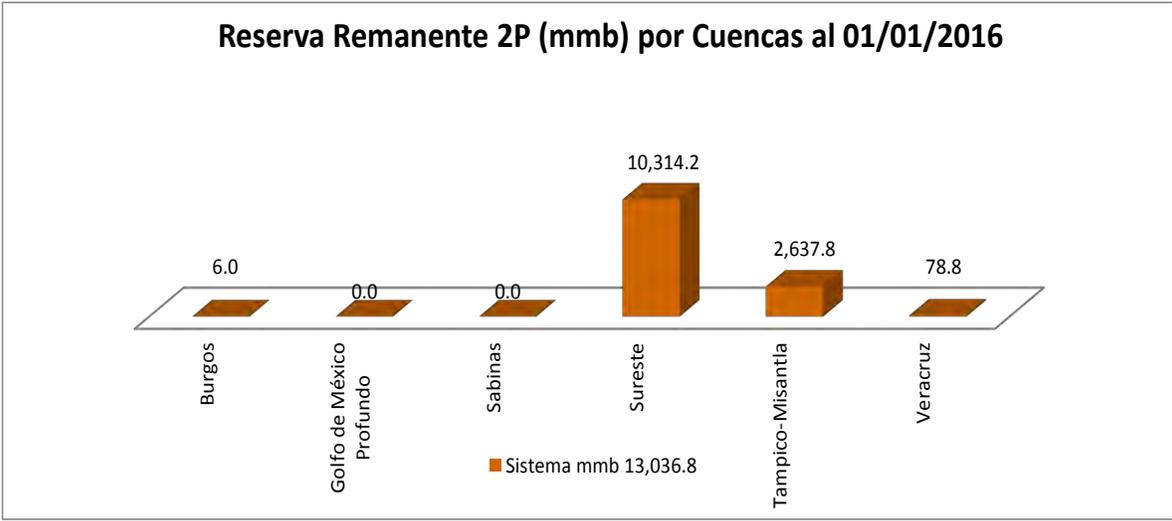


Figura 7.6.4-1. Reserva remanente 2P de petróleo de cada una de las cuencas de México.

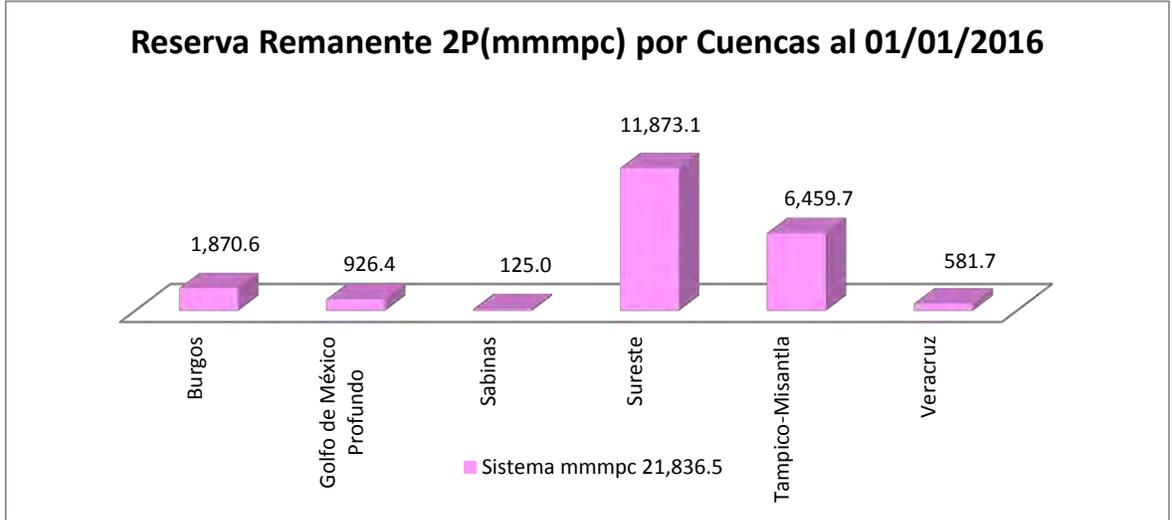


Figura 7.6.4-2. Reserva remanente 2P de gas natural de cada una de las cuencas de México.

A manera de complemento, las reservas 1P, 2P y 3P a nivel de cuenca al 01 de enero de 2016 estaban estructuradas de acuerdo a la Tabla 7.6.4-0. Cabe mencionar que las magnitudes mostradas corresponden a la consolidación de

datos escalados desde diferentes niveles, siendo el pozo la entidad inferior, y el campo la entidad superior. En esta misma tabla el concepto de gas seco se refiere al volumen equivalente a líquido y forma parte de la composición del petróleo crudo equivalente de las reservas remanentes de hidrocarburos, por esa razón las unidades son en mmbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente). Para el caso de la reserva remanente exclusiva de la fase gas, las unidades están en mmmpc (miles de millones de pies cúbicos) y se refiere al gas afectado por su encogimiento.

Reservas probadas (1P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2016										
	Volumen original			Reserva remanente de hidrocarburos				Reserva remanente de gas		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco	Gas natural	Gas seco	Gas a venta
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmmpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
Burgos	163,266.8	198,155.6	10,117.7	7,533.2	117.7	733.0	1,733.8	12,560.9	9,017.4	10,807.8
Golfo de México Profundo	157.4	19,583.0	228.6	4.0	12.6	19.8	192.2	1,111.7	999.4	1,032.6
Sabinas	0.0	865.1	93.8	0.0	4.7	0.0	89.1	518.7	463.6	463.6
Sureste	0.0	864.4	7.2	0.0	0.0	0.0	7.2	44.1	37.5	37.5
Tampico-Misantla	120,961.1	122,156.9	8,730.9	6,774.2	99.2	651.9	1,205.5	9,315.5	6,269.9	7,899.8
Veracruz	40,920.1	47,795.4	901.8	703.2	0.0	55.1	143.5	1,050.3	746.4	860.6
	1,228.3	6,890.8	155.5	51.8	1.2	6.2	96.3	520.6	500.7	513.7
Reservas probadas más probables (2P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2016										
	Volumen original			Reserva remanente de hidrocarburos				Reserva remanente de gas		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco	Gas natural	Gas seco	Gas a venta
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmmpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
Burgos	202,357.2	224,205.0	17,519.3	13,036.8	150.7	1,227.3	3,104.4	21,836.5	16,145.7	19,023.5
Golfo de México Profundo	205.7	21,812.0	380.0	6.0	17.8	32.1	324.1	1,870.6	1,685.7	1,739.4
Sabinas	0.0	1,298.7	167.5	0.0	8.3	0.0	159.2	926.4	828.0	828.0
Sureste	0.0	1,154.4	20.7	0.0	0.0	0.0	20.7	125.0	107.5	107.5
Tampico-Misantla	132,311.0	129,060.8	12,771.0	10,314.2	122.9	797.6	1,536.3	11,873.1	7,990.2	9,986.1
Veracruz	68,612.2	63,986.5	3,983.6	2,637.8	0.0	388.6	957.2	6,459.7	4,978.2	5,787.9
	1,228.3	6,892.6	196.4	78.8	1.7	9.0	106.9	581.7	556.0	574.7
Reservas totales (3P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2015										
	Volumen original			Reserva remanente de hidrocarburos				Reserva remanente de gas		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco	Gas natural	Gas seco	Gas a venta
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmmpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
Burgos	240,449.9	256,375.6	25,668.6	19,055.5	182.7	1,799.7	4,630.7	32,213.9	24,083.8	28,251.2
Golfo de México Profundo	330.8	25,662.0	562.8	8.7	21.6	42.0	490.5	2,793.7	2,551.0	2,621.2
Sabinas	1,442.0	2,402.3	467.6	258.1	8.3	8.1	193.0	1,132.4	1,004.0	1,019.8
Sureste	0.0	1,923.9	51.0	0.0	0.0	0.0	50.9	303.1	264.9	264.9
Tampico-Misantla	147,648.8	139,224.8	17,636.7	14,392.5	150.5	1,036.8	2,056.9	15,877.5	10,697.9	13,294.1
Veracruz	89,800.2	80,242.2	6,718.7	4,301.8	0.0	700.1	1,716.8	11,436.7	8,928.8	10,387.9
	1,228.3	6,920.5	231.8	94.3	2.3	12.6	122.5	670.5	637.1	663.2

Tabla 7.6.4-0. Volúmenes originales y reservas remanentes del sistema mexicano a nivel de sus cuencas, así como de la composición del petróleo crudo equivalente, al 01 de enero de 2016.

7.7 Generalidades del sistema y su Interfaz Gráfica: SEPCROF/DiPF (Cuencas)

MatLab es el nombre abreviado de “MATrix LABoratory”, es un lenguaje de programación robusto y quizás más fácil que Fortran, se usa para realizar cálculos numéricos con vectores y matrices. Como caso particular puede trabajar también con números escalares, tanto reales como complejos. Una de las capacidades más atractivas que ofrece es la de realizar una amplia variedad de gráficos en dos y tres dimensiones, es muy popular en la Licenciatura y el posgrado de Ingeniería de la UNAM. MatLab se utiliza ampliamente en:

- ✓ Cálculos numéricos
- ✓ Desarrollo de algoritmos
- ✓ Modelado, simulación y prueba de prototipos
- ✓ Análisis de datos, exploración y visualización
- ✓ Graficación de datos con fines científicos o de ingeniería
- ✓ Desarrollo de aplicaciones que requieran de una interfaz gráfica de usuario (GUI, Graphical User Interface).

Matlab permite desarrollar fácilmente un conjunto de pantallas (paneles) con botones, menús, ventanas, etc., que permiten utilizar de manera simple programas realizados dentro de este entorno. Este conjunto de herramientas se denomina interfaz gráfica de usuario (GUI). Las posibilidades que ofrece MATLAB no son muy amplias, en comparación a otras aplicaciones de Windows como Visual Basic, Visual C. La elaboración de GUIs puede llevarse a cabo de dos formas, la

primera de ellas consiste en escribir un programa que genere la GUI (script), la segunda opción consiste en utilizar la herramienta de diseño de GUIs, incluida en el Matlab, llamada GUIDE.

Después de haber desarrollado los conceptos y las bases de la aplicación de los fractales en Ingeniería Petrolera, Recursos Prospectivos, Incertidumbre, Riesgo, Distribuciones de Probabilidad, Provincias Geológicas y Petroleras, Leyes de Potencia, Regresión No Lineal y haber expuesto hasta antes de este punto los elementos característicos de cada una de las seis cuencas productoras se presenta en la Figura 7.7-1 la caratula del sistema desarrollado en esta tesis con su interfaz gráfica.

El nombre SEPCROP/DiPF (Cuencas) se seleccionó porque son las siglas que representan el nombre 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. La imagen corresponde a un anticlinal alargado que forma una trampa petrolera combinada, con parte estructural y parte estratigráfica, se pueden observar varios yacimientos, en color verde sólido se identifica a las reservas probadas y en color verde con rayas a las reservas probables y posibles, los letreros con números y letras corresponden a los atributos principales del campo como pozos existentes y localizaciones, en resumen se trata de un buen ejemplo de que una estructura puede contener

yacimientos con variaciones muy marcadas en el tamaño de los volúmenes atrapados dentro de sus poros, que habrá un abanico de posibilidades de tamaños, muy pequeños, pequeños, medianos, grandes y gigantes.

Al seleccionar el botón comenzar se despliega el menú de selección de cada cuenca en particular, véase Figura 7.7-2.

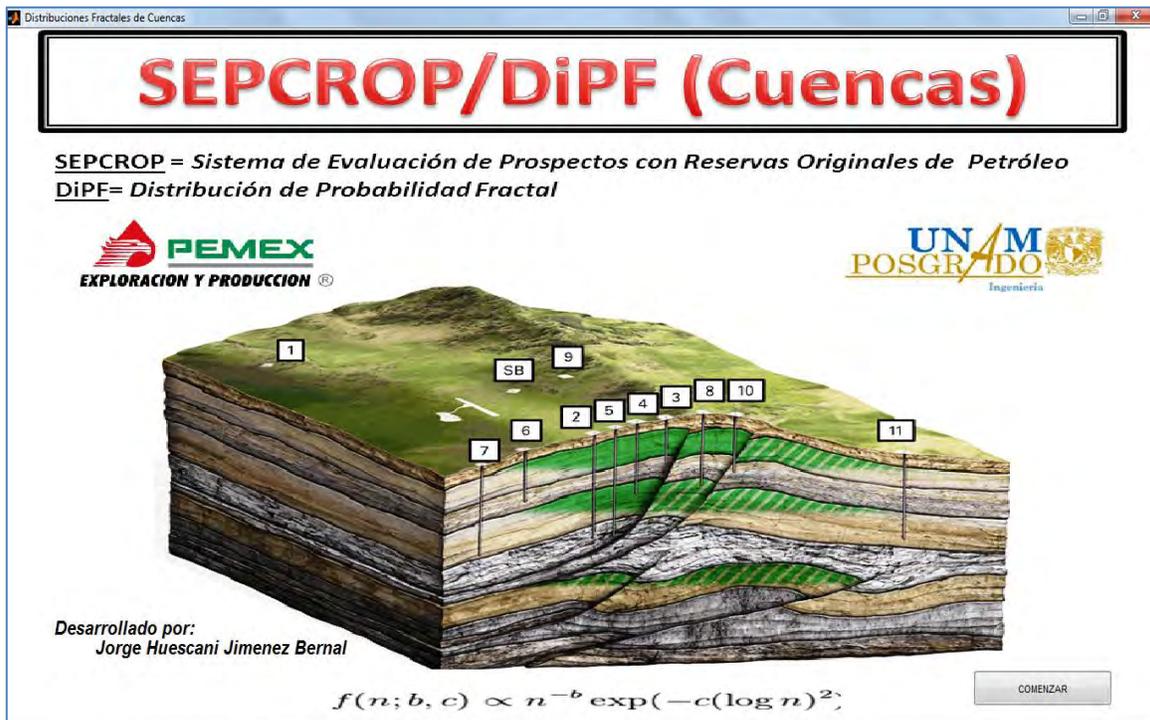


Figura 7.7-1. Portada principal del sistema desarrollado en lenguaje MATLAB.

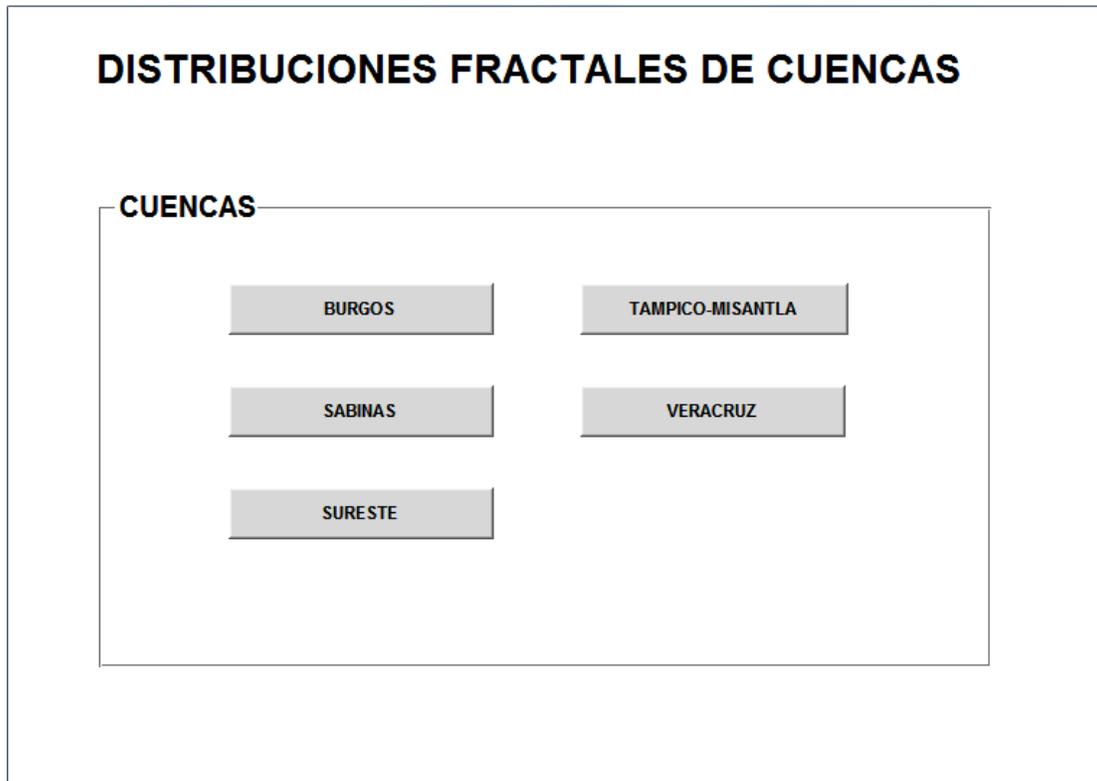


Figura 7.7-2. Pantalla del menú a escoger, se cuenta con 5 cuencas con datos completos.

7.7.1 Diagrama de bloques del sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas)

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. Recuérdese que al afectar el gas por su factor de equivalencia a líquido resultan los volúmenes

equivalentes de gas al líquido equivalente en poder calorífico, misma que al sumarse con la fase aceite da como resultado el petróleo crudo equivalente. Véanse las Figuras 7.7.1-1 y 7.7.1-2.

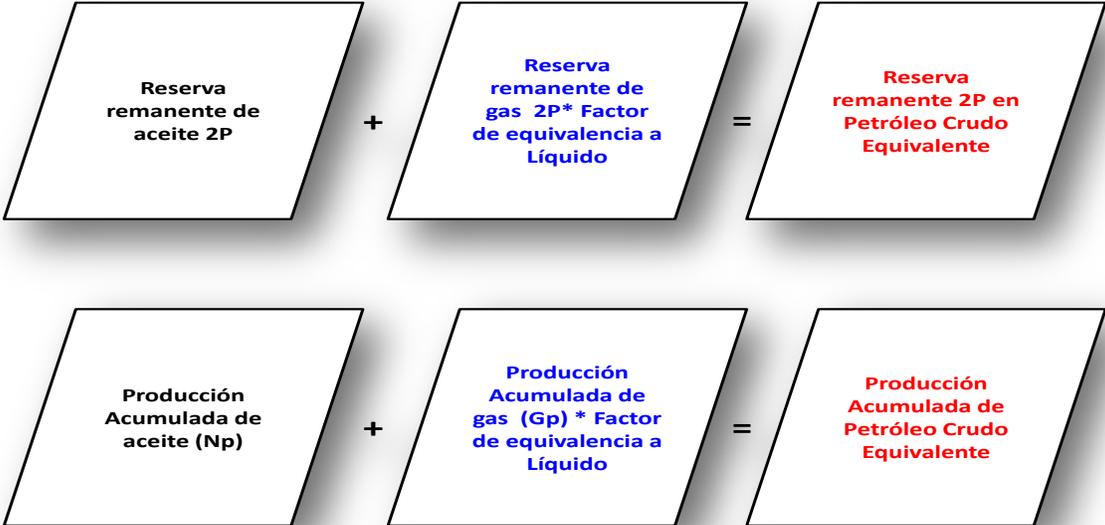


Figura 7.7.1-1. Composición de la reserva remanente 2P y de la producción acumulada en petróleo crudo equivalente

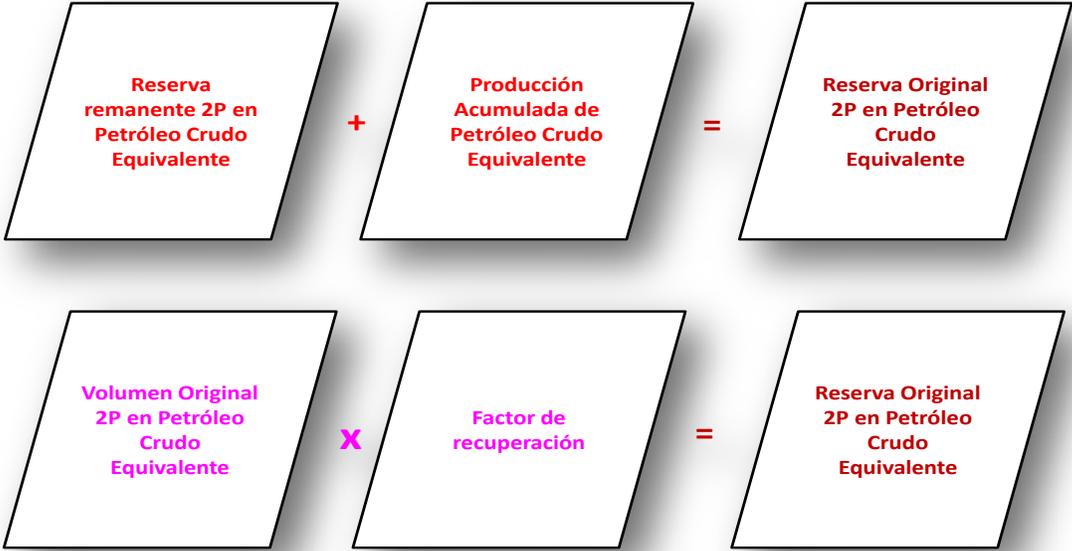


Figura 7.7.1-2. Definición de la Reserva original 2P en sus modos instantáneo y proyectado, en petróleo crudo equivalente.

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

7.7.2 MÓDULO 1.

Entrada de datos: Con 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. La estructura del código se describe a continuación por módulos.

El Módulo 1 inicia per se con la carga del vector *.txt de reserva original 2P en petróleo crudo equivalente, anteriormente referido. Ver Figura 7.7.2-1.

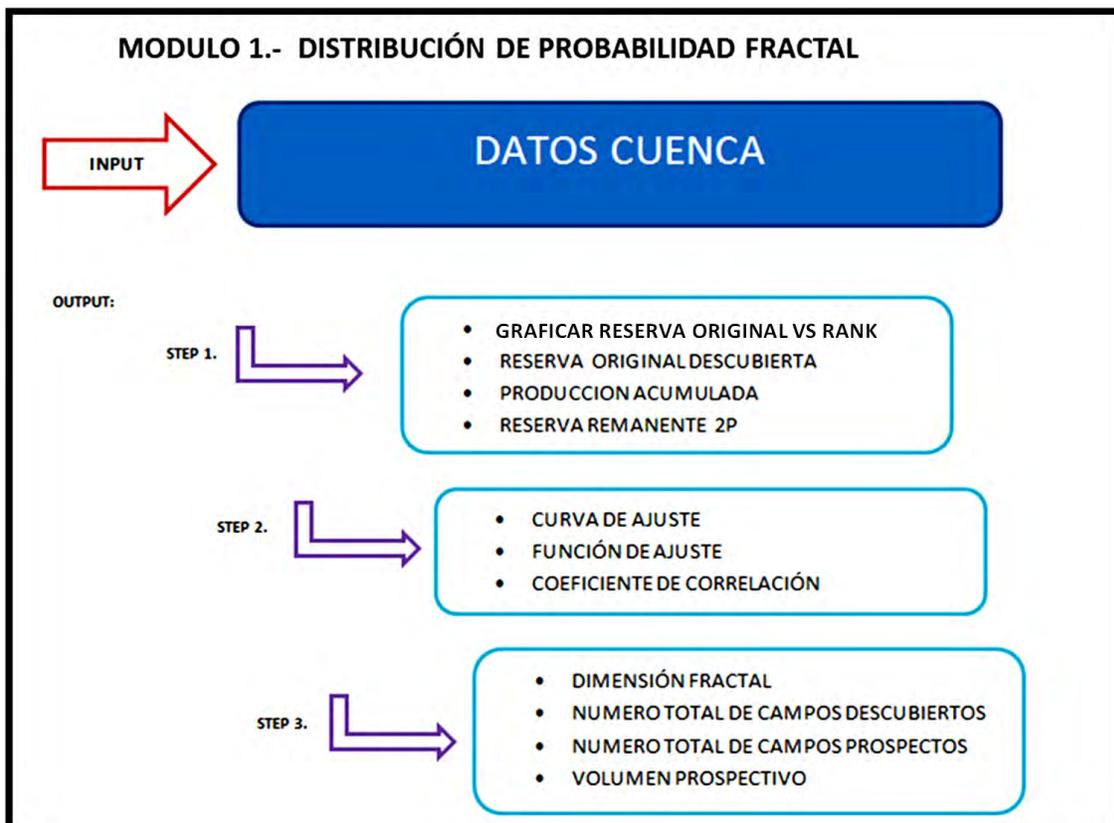


Figura 7.7.2-1. Diagrama de bloques del Módulo 1 del programa SEPCROP/DiPF (Cuencas)

Paso 1: Con todos los datos vectorizados de reserva original, el programa procede a graficar en escala doble logarítmica contra el Rank, y agrupando los datos de cada cuenca en estudio para desplegarse en la ventana principal de la interfaz gráfica. Es importante visualizar en primera instancia el caso base, es decir, todos los elementos, desde el más pequeño hasta el más grande. Asimismo se cargan los datos no vectorizados de reserva remanente total 2P y de producción acumulada total, en crudo equivalente y se obtiene el valor de reserva original descubierta al 01 de enero de 2016.

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, para asegurar que los campos tienen buena probabilidad de ser comerciales. 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 dentro del proceso se considera el total de reserva original descubierta.

Paso 3: Usando los conceptos punto-pendiente de geometría analítica se procede a determinar la dimensión fractal de cada cuenca, para eso se utiliza 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 porción lineal de la parábola, en la zona de mayor Rank, apoyándose también de un rango dentro del eje de las abscisas, que permita 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 *i*ésimo le corresponderá un valor de volumen $2P$ *i*ésimo, 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 definido por la ecuación (7.8.2-a).

Volumen aún no descubierto (<i>i</i> ésimo) =	Recurso Prospectivo (<i>i</i> ésimo) =
---	---

$$= 10 \left[\log \left(\frac{RANK(iésimo)}{b} \right) / (m) \right] \quad \text{-----(7.8.2-a)}$$

$$Recurso\ Prospectivo\ Total = \sum_{i=1}^n \text{Recurso\ prospectivo}\ (iésimo)$$

Dónde:

Rank: *i*ésimo 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.

7.7.3 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, 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. Véase Figura 7.7.3-1.

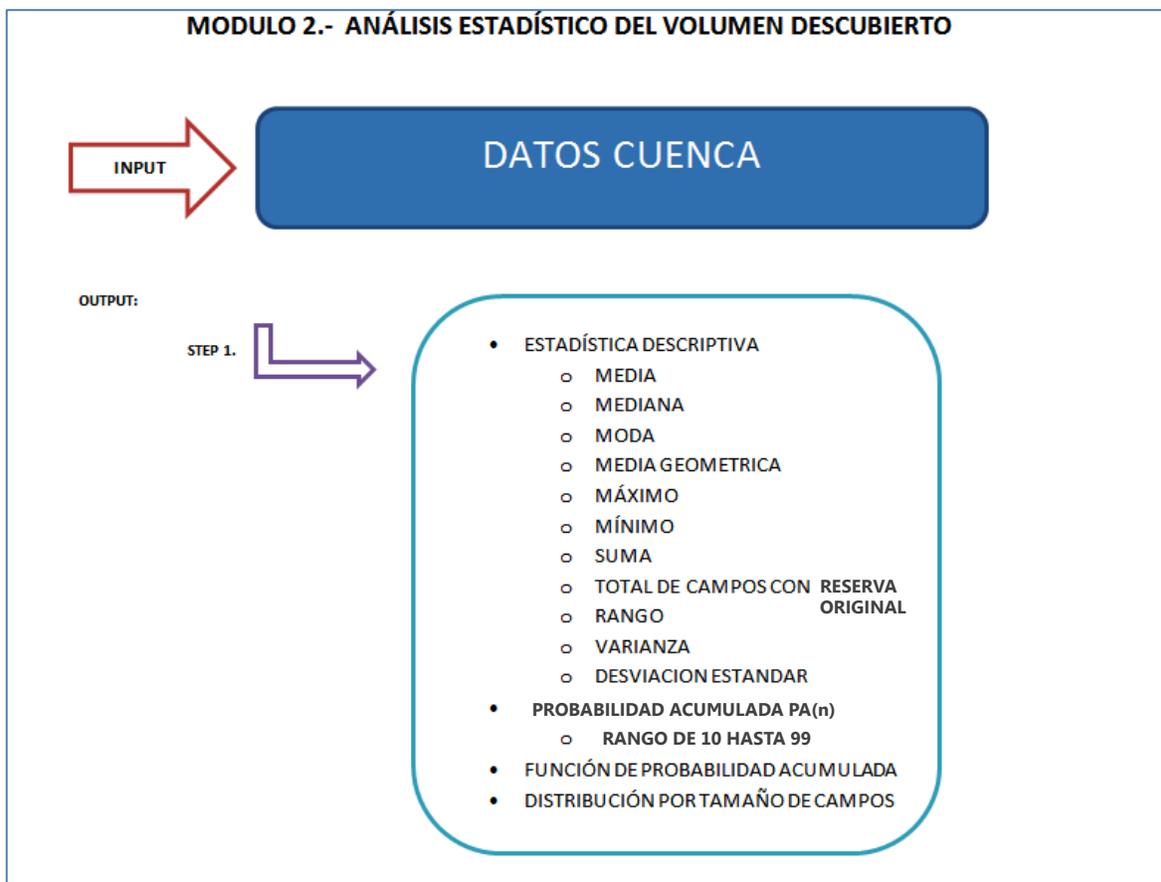


Figura 7.7.3-1. Diagrama de bloques del Módulo 2 del programa SEPCROP/DiPF (Cuencas)

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 la probabilidad acumulada de cada componente iesimo y los graficará en el rango del primer valor (P1) hasta el noventa y nueve (P99), así como el histograma de la distribución por tamaño de campo respecto a su frecuencia de descubrimiento.

7.7.4 MÓDULO 3

Al igual que el 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 prospectivo o pendiente por descubrir. También se realizan cálculos para determinar parámetros de posición. Véase Figura 7.7.4-1.



Figura 7.7.4-1. 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 la probabilidad acumulada de cada componente iesimo y los graficará en el rango del primer valor (P1) hasta el noventa y nueve (P99), así como el histograma de la distribución por tamaño de campo respecto a su tamaño. Toda vez que se ha explicado el flujo de trabajo del código del programa SEPCROP/DiPF (Cuencas), a continuación su aplicación en cada cuenca.

7.8 Aplicación del sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas) y de su Interfaz Gráfica

7.8.1 Análisis Fractal de la Cuenca de Burgos

Conforme al Dr. Ulises Hernández Romano, la Provincia Petrolera Burgos, considerada como la principal cuenca productora de gas no asociado en el país. Está localizada en el noreste de México, ubicada en el norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Se extiende al norte hacia EUA donde se le conoce como Cuenca del Río Grande, limita al oeste con las provincias Alto de Tamaulipas y Plataforma Burro Picachos, al oriente con la Provincia Salina del Bravo, al sur con Tampico Misantla.

De acuerdo con la publicación Las Reservas de Hidrocarburos de México al 01 de enero de 2010, la exploración en esta cuenca data de 1942, dando inicio la producción en 1945 con el descubrimiento y desarrollo del campo Misión, cercano a la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. A partir de 1994 se inició la reactivación de

la cuenca con la aplicación de nuevos conceptos de trabajo y tecnológicos, que permitieron incrementar la producción promedio diaria de 220 millones de pies cúbicos de gas natural en 1994, a 1,481 millones de pies cúbicos por día en promedio durante 2009.

Esta cuenca agrupa 232 campos descubiertos con reserva 2P, al 01 de enero de 2016 la producción promedio anual de gas natural de la cuenca de Burgos fue del orden de 1,086.6 millones de pies cúbicos por día, los 396.6 miles de millones de pies cúbicos acumulados en el periodo 2014 representaron el 17.0 % de la producción total de gas del sistema. La cuenca de Burgos está definida por un potente paquete sedimentario de rocas mesozoicas y terciarias acumuladas en el margen Occidental del Golfo de México. Geológicamente forma parte de la cuenca del Río Bravo que regionalmente comprende el extremo Sureste de Texas y la parte Norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

El marco geológico de la Cuenca de Burgos corresponde, para el Mesozoico, a una cuenca marina somera con amplias plataformas, donde a partir del Jurásico Superior y hasta el término del Mesozoico, tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas. En el Cretácico Tardío, como consecuencia del evento de la Orogenia Laramide, esta carpeta sedimentaria fue levantada y plegada en el Occidente de la cuenca, para dar lugar a los grandes pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental.

Este levantamiento fue acompañado por el desarrollo de cuencas, paralelas al cinturón plegado, entre ellas la denominada Cuenca de Burgos, hacia el frente de la Sierra Madre Oriental, en donde los paleoelementos de la península de Tamaulipas y la Isla de San Carlos, sirvieron como límite Occidental del depocentro originado que operó como centro de recepción del gran volumen de sedimentos terciarios y en donde se encuentra el límite en cuanto a los estilos estructurales que actuaron para la conformación del marco estructural de la Cuenca de Burgos, teniendo fallamiento normal, ístrico de crecimiento y reactivaciones posteriores a la parte terminal de la Orogenia Laramide a finales del Oligoceno.

Las secuencias de areniscas y lutitas de ambientes que varían de marginales a marinos, progradaron sobre el margen de la plataforma Cretácica, siendo depositada una columna sedimentaria Cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 metros. Según el documento de la WEC México 2010, de Schlumberger, la roca almacén consiste de areniscas de las formaciones Midway, Wilcox, Reklaw, Queen City, Cook Mountain, Yegua, Jackson, Vicksburg, Frío Marino, Frío no Marino y Anáhuac. Véase Figura 7.8.1-1.

La calidad de la roca almacén está controlada por el ambiente de depósito, la composición de las areniscas, el tamaño y distribución de los granos, la distribución y tipo de cemento y el porcentaje y tipo de matriz. La roca sello la constituyen los paquetes de facies arcillosas que sobre yacen de manera alternante y cíclica a las facies arenosas y a los que pasan lateralmente. Las trampas son principalmente estructurales que consisten en anticlinales tipo roll

over con cierres por cuatro lados y cierres contra falla. Las características principales de los plays productores en la cuenca de Burgos se presentan en la Figura 7.8.1-2.

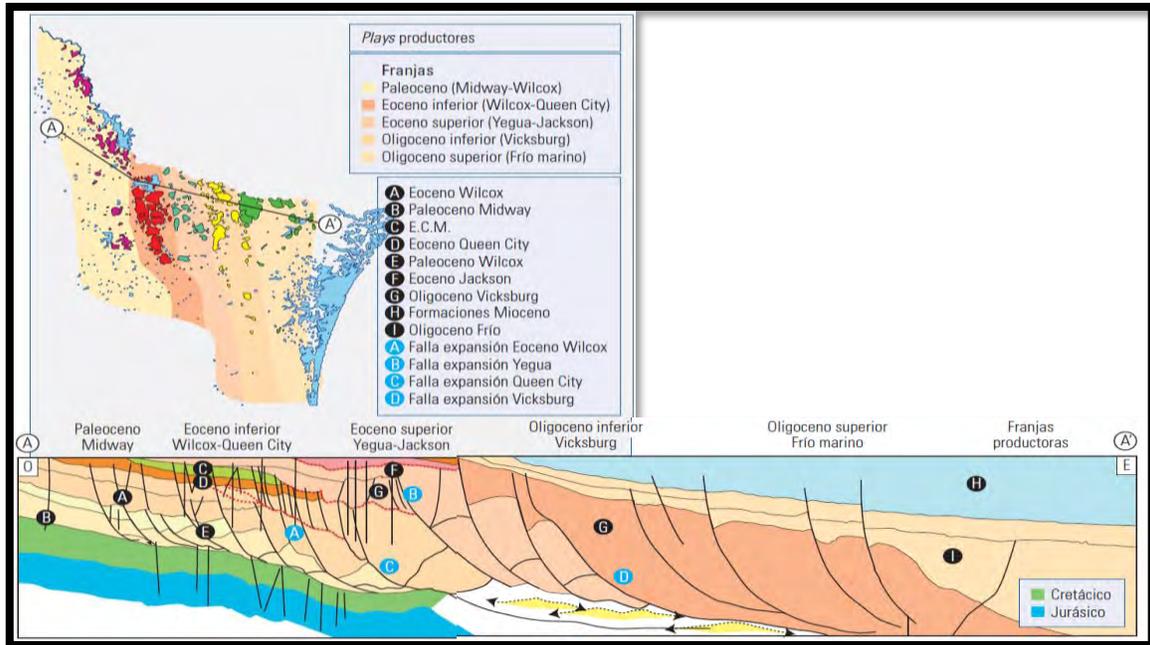


Figura 7.8.1-1. Plays productores de la cuenca de Burgos. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Nombre	Litología roca almacén	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
Midway	Areniscas líticas de grano grueso a fino de ambientes deltaicos y abanicos de talud (Midway, Daniano)	Lutitas (Midway)	Estratigráficas (acuañamientos y cambios de facies)	Gas seco (Tithoniano, Daniano)	Alondra, Emú, Oasis-Pandura-Corindón
Wilcox	Areniscas líticas y sublíticas calcáreas de grano fino a muy fino de ambientes costeros (islas de barrera, barras costeras, deltas) (Wilcox, Thanetiano-Ypresiano)	Lutitas y limolitas de plataforma (Wilcox)	Estructurales (<i>roll-over</i> y cierres contra falla)	Gas seco y húmedo (Tithoniano, Paleoceno-Eoceno)	Arcabuz-Culebra, Arcos, Enlace
Queen City	Areniscas líticas calcáreas, de grano grueso a muy fino, deltaicas y de barras costeras (Queen City, Lutetiano)	Limolitas y lutitas de plataforma (Queen City)	Estructurales (asociadas a fallas normales), combinadas y estratigráficas (cambios de facies, acuañamientos)	Gas húmedo (Eoceno)	Arcabuz, Culebra, Mojarreñas, Santa Rosalía
Yegua	Areniscas de grano medio a fino de ambientes lagunares y deltaicos (Yegua, Priaboniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Yegua)	Estructurales (asociadas a fallas de crecimiento), y estratigráficas (bloques desprendidos de la plataforma y abanicos submarinos)	Gas húmedo y condensado (Eoceno)	Palmito, Cabeza, Pamorana, Dulce, Caronte
Jackson	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaicos, y barras costeras (Jackson, Priaboniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Jackson)	Estructurales asociadas a fallas de crecimiento, y en algunos casos estratigráficas y combinadas	Gas húmedo y condensado (Eoceno)	Comitas, Torrecillas, Dragón, Bayo
Vicksburg	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaicos y costeros (Vicksburg, Rupeliano)	Lutitas y limolitas (Vicksburg)	Estructurales (<i>roll-over</i> y cierres contra falla) y combinadas	Gas húmedo y condensado (Cenozoico)	Cuitlahuac, Misión, Pipila, Fundador
Frio	Areniscas líticas y sublíticas calcáreas de grano medio a muy fino de ambientes deltaico, costero y plataforma somera (Frio, Rupeliano-Chattiano)	Lutitas y limolitas (Frio)	Estructurales (<i>roll-over</i> y cierres contra falla) y combinadas	Gas seco, gas húmedo, condensado (Cenozoico)	Reynosa, Monterrey, Brasil, Nejo
Anáhuac	Areniscas de cuarzo de grano fino a medio, de ambiente lagunar, barras costeras y deltas dominados por oleaje (Anáhuac, Aquitaniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Anáhuac)	Estructurales asociadas a bloques con cierre contrafalla y estratigráficas asociadas a cambios de facies laterales	Gas húmedo (Oligoceno)	18 de Marzo

Figura 7.8.1-2. Detalles de los plays productores de la cuenca de Burgos. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

La cuenca de Burgos al 01 de enero de 2016, sintetiza en barriles de petróleo crudo equivalente la información contenida en la Tabla 7.8.1-0.

Cuenca de Burgos: Radiografía al 01-01-2016	
TOTAL DE CAMPOS DESCUBIERTOS	243
CAMPOS CON CERO Reserva Original	11
CAMPOS CON Reserva Original	232
Media	11.3 mmbpce
Mediana	1.1 mmbpce
Mínimo	0.0 mmbpce
Máximo	255.7 mmbpce
Np	2,237.9 mmbpce
Reserva Remanente	380.0 mmbpce
Reserva Original	2,618.0 mmbpce

Tabla 7.8.1-0. Síntesis de la cuenca de Burgos al 01 de enero de 2016

La curva parabólica que se forma al graficar la reserva original 2P en petróleo crudo equivalente vs su Rank (Figura 7.8.1-3), no contiene ningún valor de corte en sus extremos, por esa razón se observan valores muy pequeños en su porción izquierda, indicativo de que en la cuenca se han encontrado ya estructuras fragmentadas ínfimas con respecto a las estructuras grandes que se localizan hacia el lado derecho. De acuerdo a la configuración de la parábola la cuenca de Burgos se encuentra en estado avanzado de exploración, pues ya se tiene la evidencia de haberse encontrado los campos grandes, una buena cantidad de campos medianos y una cantidad sobresaliente de campos pequeños.

Adicionalmente la Figura 7.8.1-4 expone la variabilidad de tamaños de Los campos descubiertos en la cuenca de Burgos en una vista areal de la cuenca.

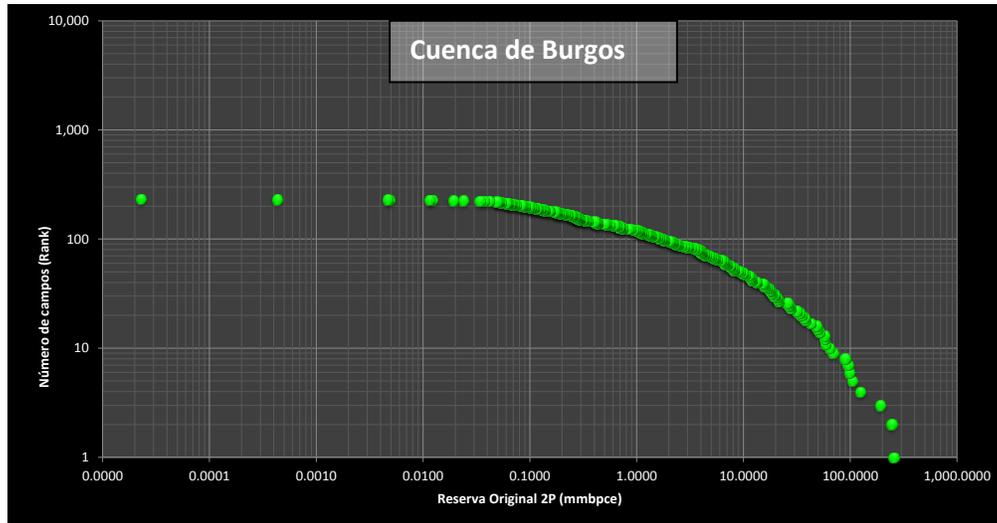


Figura 7.8.1-3. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca de Burgos.

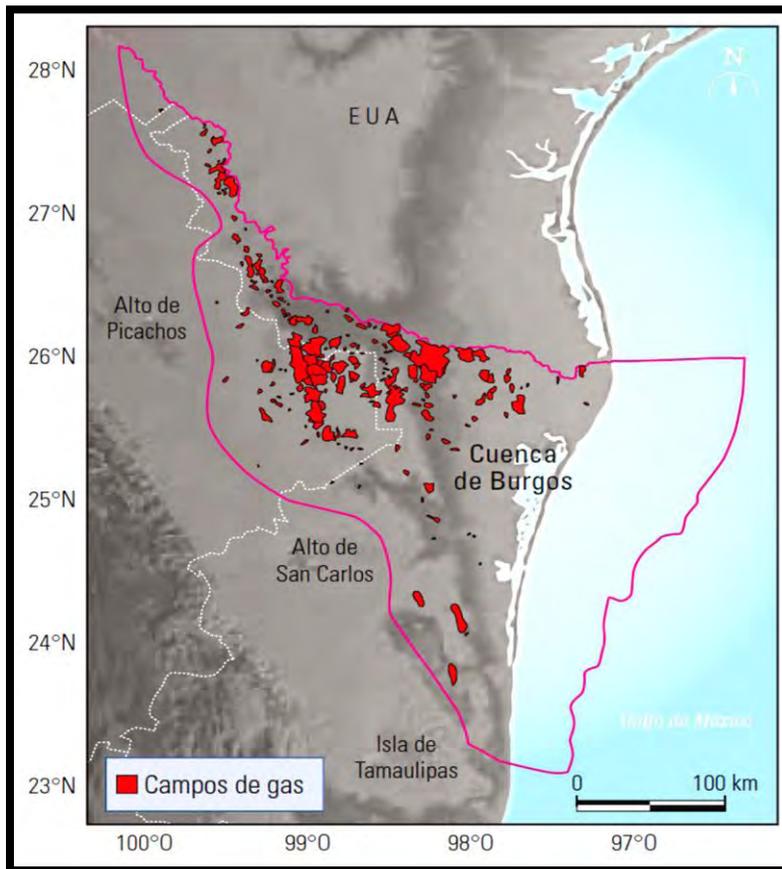


Figura 7.8.1-4. Variación espacial de los tamaños de campos en la Cuenca de Burgos. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

7.8.2 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), para Burgos.

La Figura 7.8.2-1 hace referencia al uso del Módulo 1 del sistema desarrollado con los conceptos explicados en capítulos previos, se ajustó una línea recta en el espacio doble logarítmico 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. El coeficiente de correlación entre los datos de la reserva original de los campos descubiertos es de **0.9**, siendo la función de ajuste igual a:

$$Y=f(x)=17.46 e^{(-0.009X)}+4.22 e^{(-0.0010X)}$$

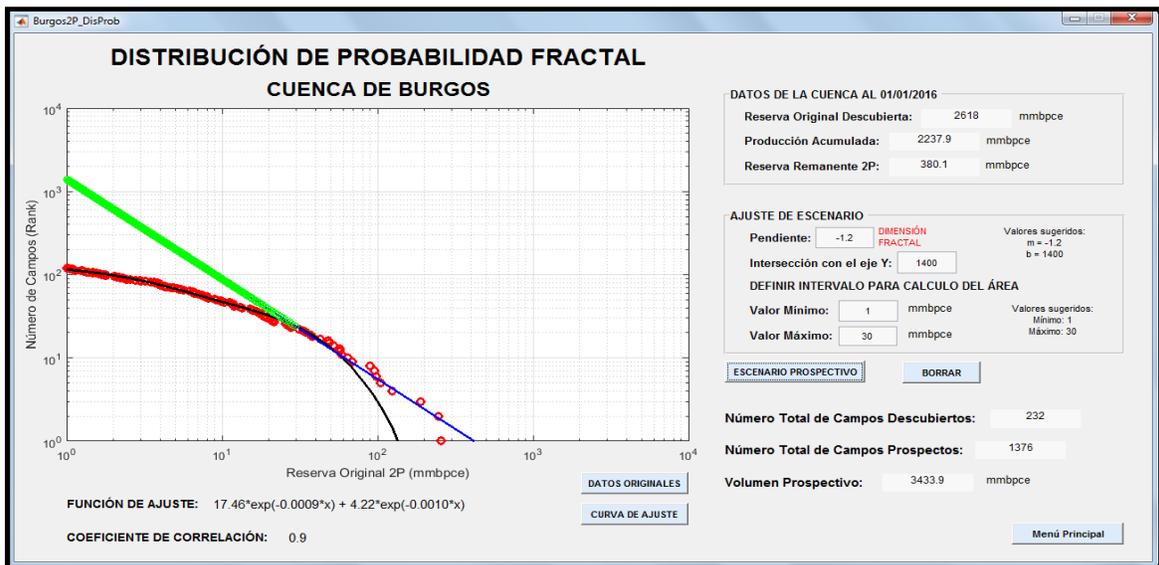


Figura 7.8.2-1. Recursos prospectivos de la cuenca de Burgos usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

, el resto de la información de la Figura 7.8.2-1 también corresponde al status de la cuenca al 01 de enero de 2016; es decir, el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas) también puede ser usado como base de datos histórica.

Continuando con la exposición de resultados, la Figura 7.8.2-2, corresponde al 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 Burgos, siendo la media de 11.3 y la mediana de 1.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adicionalmente se calculan para datos agrupados la generación de función de probabilidad acumulada. 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. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos descubiertos en función de su tamaño.

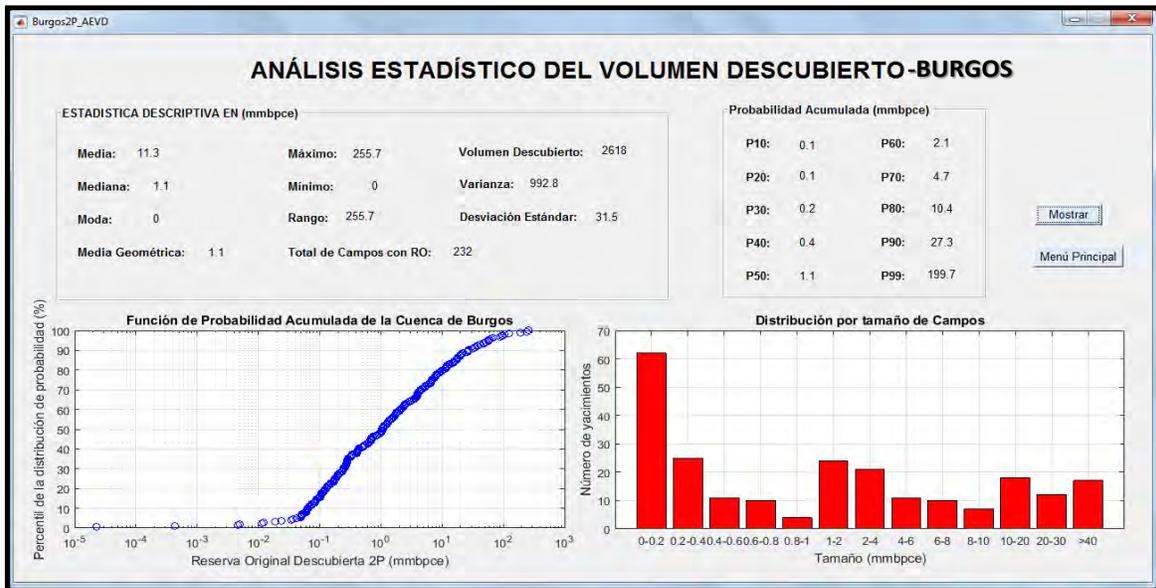


Figura 7.8.2-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca de Burgos usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

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. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos pendientes por descubrir en función de su tamaño, ver Figura 7.8.2-3.

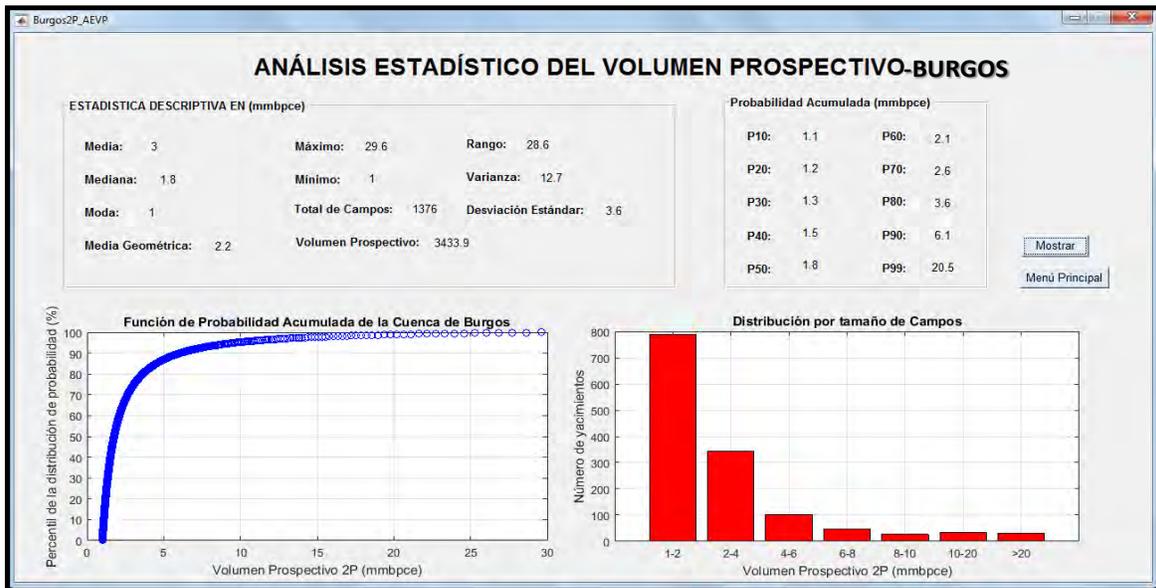


Figura 7.8.2-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir de la cuenca de Burgos usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

7.8.3 Análisis Fractal de la Cuenca de Sabinas

Conforme al Dr. Ulises Hernández Romano, la Provincia Petrolera Sabinas, se considera una sub cuenca de la cuenca de Burgos, esta provincia se ubica en el noreste de México y abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León. Limita al sur con las Provincias Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Parras – La Popa y Plataforma de Coahuila, al occidente con Chihuahua, al oriente y norte con los EUA, incluye la Plataforma del Burro Picachos y es productora de gas seco. La exploración en la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos se inició en la década de 1930 con la perforación de los pozos San Marcos-1 y San Marcos-2. Durante los 50's y 60's se perforaron varios pozos que mostraron importantes manifestaciones de gas en formaciones del Cretácico y Jurásico.

De acuerdo con la publicación Las Reservas de Hidrocarburos de México al 01 de enero de 2010, el primer descubrimiento se realizó en 1974 con el campo Monclova Buena Suerte con producción de gas no asociado en rocas del Cretácico Inferior, a la fecha se tienen cuatro “plays” establecidos, dos de edad Jurásico Superior (La Gloria y La Casita) y dos del Cretácico Inferior (Padilla y La Virgen). Geológicamente, la Cuenca Mesozoica de Sabinas corresponde a una cuenca intracratónica formada por tres paleoelementos, la paleopenínsula de Tamaulipas, la paleoisla de Coahuila y la propia Cuenca de Sabinas.

En la Cuenca de Sabinas se han definido cinco patrones de fracturamiento asociado a los procesos compresivos, de los cuales sólo dos se consideran relevantes para la generación de yacimientos de hidrocarburos naturalmente fracturados, estos son:

- a) Fracturas resultantes de la compresión, paralelas a la dirección del echado de la capa que se extienden a grandes distancias, tanto lateral como verticalmente.
- b) Fracturas causadas por la extensión, perpendiculares al eje de los pliegues.

La cuenca Jurásica de Sabinas que se extiende en Coahuila y parte de Durango y la Terciaria de Burgos, en Tamaulipas y Nuevo León. En ellas se han logrado en los últimos años éxitos muy importantes por la reactivación de la exploración y explotación de gas natural.

Esta cuenca agrupa 24 campos descubiertos con reserva 2P, al 01 de enero de 2016 la producción promedio anual de gas natural de la cuenca de Sabinas fue del orden de 12.5 millones de pies cúbicos por día, los 4.6 miles de millones de pies cúbicos acumulados en el periodo 2016 representaron el 0.2 % de la producción total de gas del sistema.

Las características principales de los “plays” productores en la cuenca de Sabinas se presentan en la Figura 7.8.3-1, y en la Figura 7.8.3-2 se observa la distribución en profundidad de las formaciones de la cuenca de Sabinas.

Nombre	Litología roca almacén	Sello	Estilo de entrapamiento	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
La Gloria	Areniscas de grano grueso a conglomeráticas de cuarzo con porosidad primaria intergranular y secundaria por fracturas (La Gloria, Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Lutitas (miembro inferior de La Casita)	Estructurales (anticlinales laramídicos en ocasiones afallados) en algunos casos con componente estratigráfico	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Lampazos, Monclova
La Casita	Areniscas calcáreas de grano fino de cuarzo y feldespatos, con porosidad secundaria por fracturas (La Casita, Kimmeridgiano-Tithoniano)	Lutitas (miembro superior de La Casita)	Estructurales (anticlinales laramídicos) en algunos casos estratigráficas por acuñamiento	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Monclova, Merced, Forastero, Lampazos
Padilla	Calizas dolomitizadas, dolomías y calizas arrecifales, porosidad primaria intercrystalina y secundaria por fracturas (Padilla, Hauteriviano)	Calizas arcillosas y lutitas (La Mula)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies laterales	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Monclova-Buena Suerte y Florida
La Virgen	<i>Packstone-grainstone</i> y micro dolomías con porosidad primaria intergranular y secundaria por fracturas (La Virgen miembros I y IV, Barremiano)	Anhidritas (miembros II y V de La Virgen)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies y combinadas	Gas seco amargo (Tithoniano)	Monclova-Buena Suerte y Pirineo
Cupido	Calizas arrecifales, calizas dolomíticas porosidad primaria intragranular, secundaria móldica y por fracturas (Cupido, Aptiano)	Lutitas (La Peña)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies laterales	Gas seco amargo (Tithoniano)	Cuatro Ciénegas, Totonaca, Casa Roja

Figura 7.8.3-1. Detalles de los plays productores de la cuenca de Sabinas. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

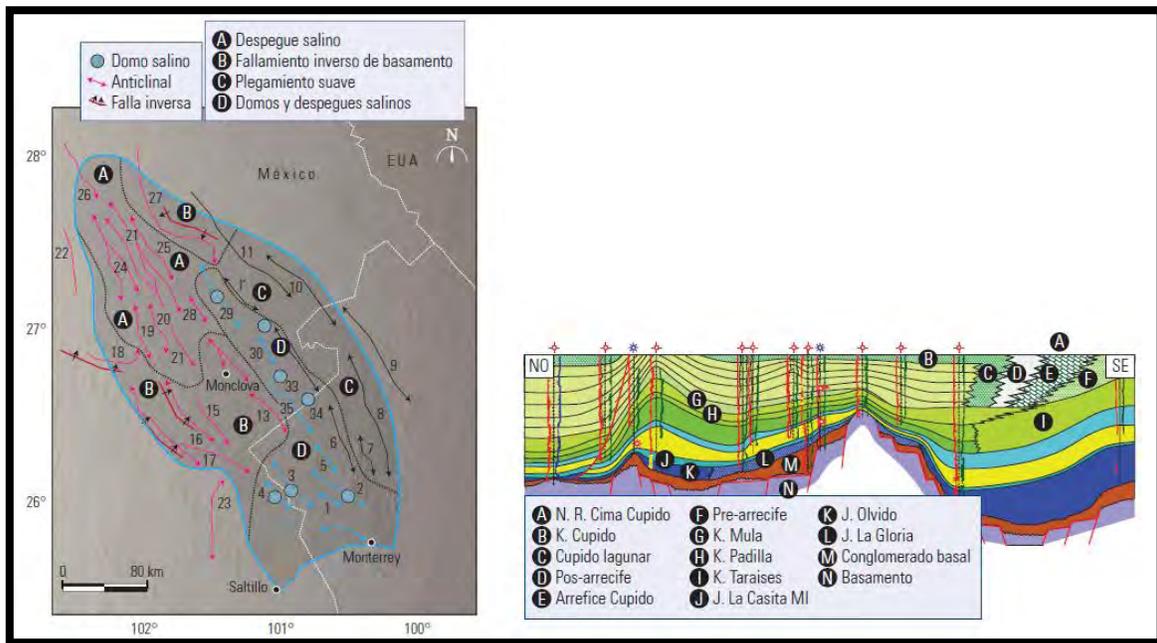


Figura 7.8.3-2. Distribución de estilos de deformación y sección estructural NO-SE de la parte central de la cuenca de Sabinas. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

La cuenca de Sabinas al 01 de enero de 2016, sintetiza en barriles de petróleo crudo equivalente la información contenida en la tabla 7.8.3-0.

Cuenca de Sabinas: Radiografía al 01-01-2016	
TOTAL DE CAMPOS DESCUBIERTOS	28
CAMPOS CON CERO Reserva Original	4
CAMPOS CON Reserva Original	24
Media	4.3 mmbpce
Mediana	0.6 mmbpce
Mínimo	0.0 mmbpce
Máximo	29.9 mmbpce
Np	83.3 mmbpce
Reserva Remanente	20.7 mmbpce
Reserva Original	104.0 mmbpce

Tabla 7.8.3-0. Síntesis de la cuenca de Sabinas al 01 d enero de 2016

La curva parabólica que se forma al graficar la reserva original 2P en petróleo crudo equivalente vs su Rank (Figura 7.8.3-3), no contiene ningún valor de corte en sus extremos, por esa razón se observan valores muy pequeños en su porción

izquierda, indicativo de que en la cuenca se han encontrado tanto estructuras pequeñas como estructuras grandes.

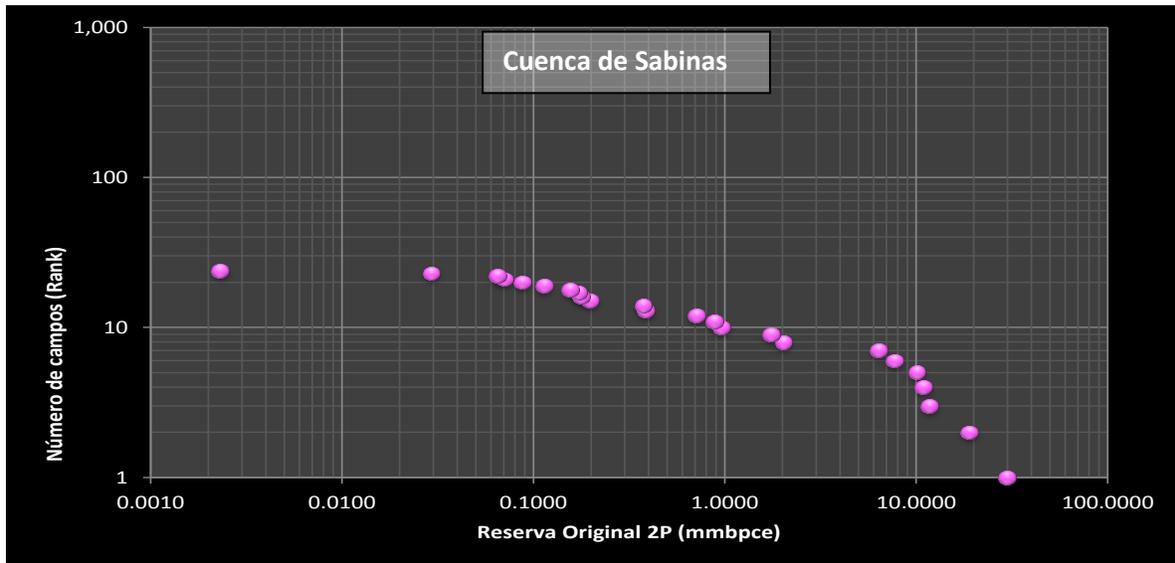


Figura 7.8.3-3. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca de Sabinas.

De acuerdo a la configuración de la parábola la cuenca de Sabinas no se encuentra en estado avanzado de exploración, pues se observan huecos en la parábola, sobre todo en el rango de medianos y pequeños. Adicionalmente la Figura 7.8.3-4 expone la variabilidad de tamaños de Los campos descubiertos en la cuenca de Sabinas en una vista areal de la cuenca.

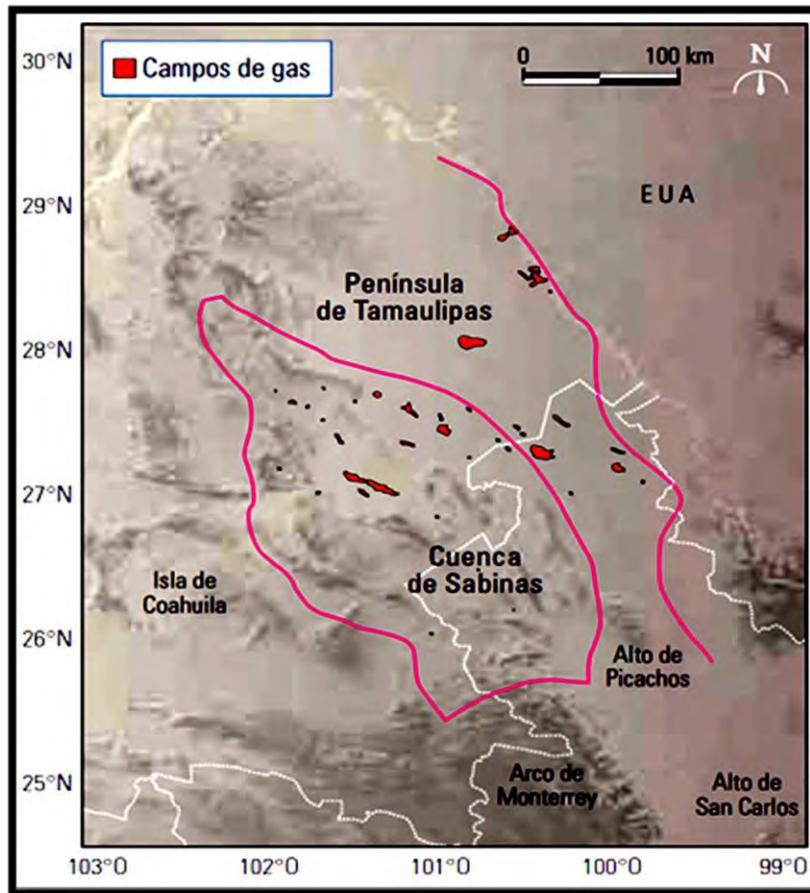


Figura 7.8.3-4. Variación espacial de los tamaños de campos en la Cuenca de Sabinas. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

7.8.4 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), para Sabinas.

La Figura 7.8.4-1 hace referencia al uso del Módulo 1 del sistema desarrollado en este trabajo de investigación, 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. El coeficiente de correlación entre los datos de la reserva original de los campos descubiertos es de **0.9**, siendo la función de ajuste igual a:

$Y=f(x)=0.043 e^{(-0.0007X)}+3.01 e^{(0.0039X)}$, el resto de la información de la

Figura 7.8.4-1 corresponde al status de la cuenca al 01 de enero de 2016.

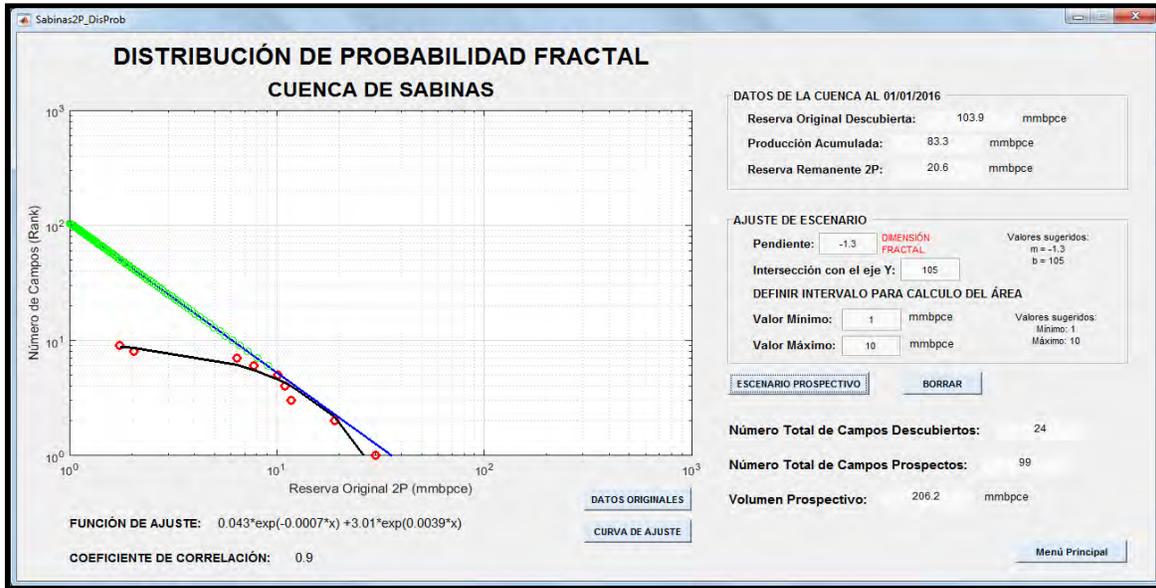


Figura 7.8.4-1. Recursos prospectivos de la cuenca de Sabinas usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuenclas).

Continuando con la exposición de resultados, la Figura 7.8.4-2, corresponde al 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 Sabinas, siendo 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. 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. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos descubiertos en función de su tamaño.

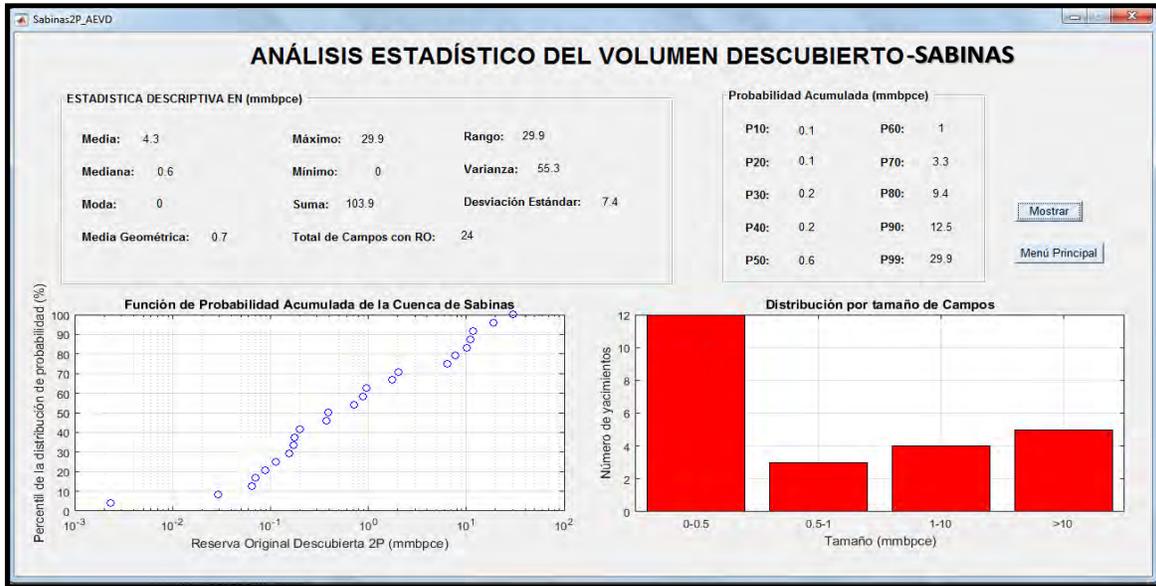


Figura 7.8.4-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca de Sabinas usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

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. También se presenta

un histograma de frecuencias para el número de yacimientos pendientes por descubrir en función de su tamaño, ver Figura 7.8.4-3.

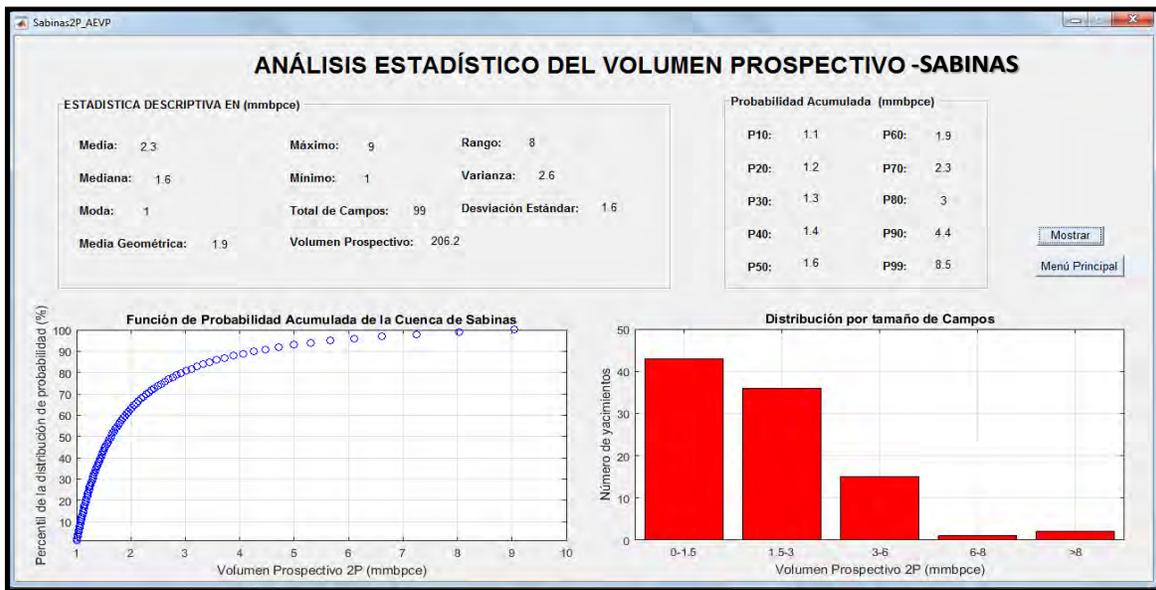


Figura 7.8.4-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir de la cuenca de Sabinas usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

7.8.5 Análisis Fractal de la Cuenca de Veracruz

De acuerdo con el Dr. Ulises Hernández Romano la cuenca petrolera de Veracruz se ubica en el oriente de México, quedando comprendida en su mayor parte en el estado de Veracruz y se extiende hacia la plataforma continental, cubre un área aproximada de 38,000 Km². Limita al norte con la Provincia Geológica Faja Volcánica Transmexicana, al sur - sureste con la Provincia Petrolera Sureste, al este-noreste con la Provincia Geológica Cinturón Extensional Quetzalcóatl y al occidente con la Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental

De acuerdo con la publicación Las Reservas de Hidrocarburos de México al 01 de enero de 2010, la cuenca de Veracruz está conformada por dos unidades geológicas bien definidas, Figura 7.8.5-1.

- La Plataforma Mesozoica de Córdoba, constituida por rocas calcáreas mesozoicas cuya estratigrafía es el resultado de procesos relacionados a ciclos relativos del nivel del mar y/o a pulsos tectónicos. En el Cretácico Temprano, estos procesos comenzaron a formar las plataformas carbonatadas (Plataforma de Córdoba) y cuencas asociadas (Cuenca Terciaria de Veracruz) que constituyeron los dominios estratigráficos fundamentales que iniciaron durante el Mesozoico. El frente estructural sepultado del cinturón plegado y fallado que constituye la Sierra Madre Oriental, también conocido como Plataforma de Córdoba, está formada por calizas del Cretácico Medio-Tardío, que son productoras de aceite medio a pesado y gas amargo húmedo.

- La Cuenca Terciaria de Veracruz, constituida por rocas siliciclásticas de edad terciaria, es una cuenca formada durante el Paleoceno-Oligoceno. Su sedimentación proviene de elementos ígneos (Alto de Santa Ana), metamórficos (La Mixtequita, Sierra Juárez y Macizo de Chiapas) y carbonatados (Plataforma de Córdoba) y corresponde a una secuencia alternante de lutitas, areniscas y conglomerados (flujos de escombros, abanicos y canales) con amplia distribución. Dentro de la columna sedimentaria se incluyen plays establecidos e hipotéticos tanto del Paleógeno como del Neógeno, alcanzando unas decenas de metros en la margen Occidental hasta más de 9,000 metros en su depocentro. La Cuenca

Terciaria de Veracruz es productora de gas seco en los campos Cocuite, Lizamba, Vistoso, Apertura, Madera, Arquimia y Papán, y de aceite en menor proporción en campos sobre el margen Occidental como Perdiz y Mocarroca. Adicionalmente presenta un potencial considerable de acumulación de hidrocarburos en las áreas geológicamente análogas a las actualmente productoras.

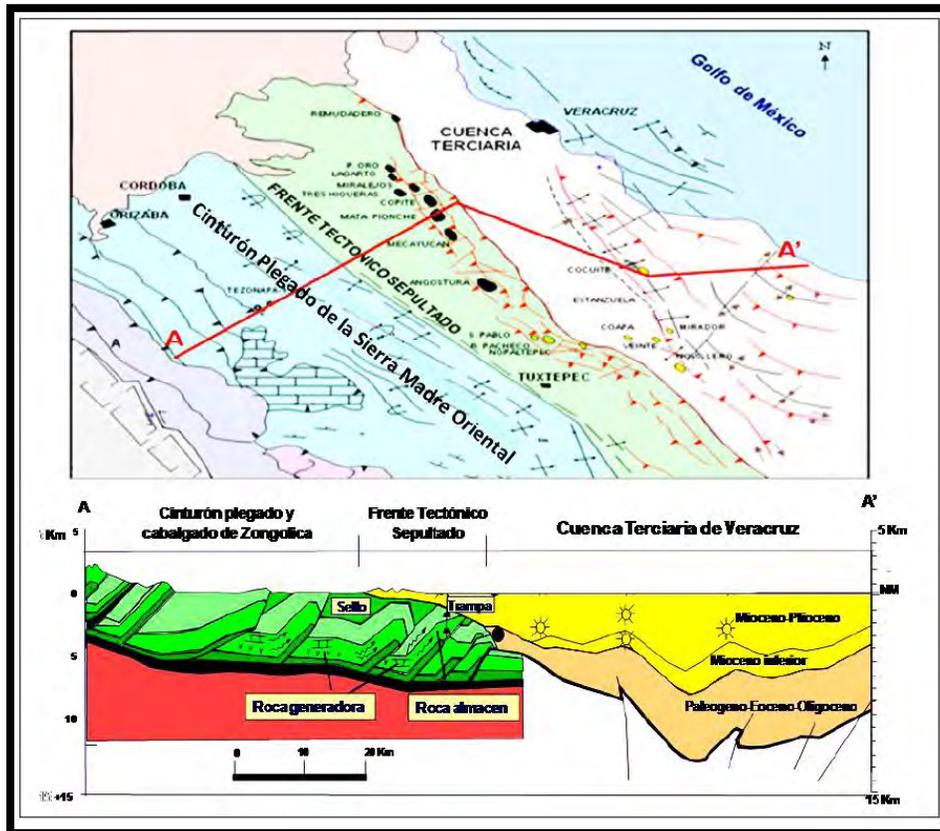


Figura 7.8.5-1. Mapa y sección mostrando el marco estructural de la cuenca de Veracruz.

Como resultado de la estrategia nacional enfocada al consumo de gas, Pemex reactivó cuencas de gas no asociado a través de una intensa campaña de adquisición sísmica y perforación exploratoria, logrando descubrimientos en la Cuenca de Veracruz que la ubican actualmente como la segunda mejor cuenca productora de gas no asociado del país.

La exploración petrolera en la cuenca de Veracruz inicia en 1921 con la perforación del pozo Cocuite-1, que resultó improductivo. En esta cuenca las compañías extranjeras perforaron varios pozos entre 1921 y 1938, sin éxito comercial. En 1948 Petróleos Mexicanos inicia actividades en la provincia y en 1953 el pozo Angostura-2 resulta productor de aceite en calizas del Cretácico Superior y en 1956 el pozo Mirador-1 resulta productor de gas de areniscas del Terciario. De 1955 a 1980 se descubren la mayoría de los campos de aceite y gas asociado en calizas cretácicas plegadas del frente tectónico sepultado, incluyendo los campos Cópite, Mata Pionche y Mecayucan, así como algunos campos de gas en rocas siliciclásticas terciarias como Cocuite. De 1981 a 1995, la actividad exploratoria en la Provincia de Veracruz se enfoca a la búsqueda en grandes estructuras de yacimientos de aceite en el bloque autóctono y no se realiza ningún descubrimiento, si bien la producción de gas se logró mantener por arriba de los 100 millones de pies cúbicos diarios gracias al aporte de gas húmedo de los yacimientos del Cretácico.

A partir de 1997 se reinicia la actividad exploratoria apoyada con sísmica tridimensional, lo que permite visualizar los modelos sedimentarios postulados de abanicos submarinos y mapearlos mediante la utilización de atributos sísmicos. Combinado con el desarrollo de nuevos conceptos y modelos de yacimiento y la aplicación de nuevas tecnologías en la perforación y terminación de pozos, de 1999 a 2013 se descubren, entre otros, los campos de gas natural no asociado

Playuela, Lizamba, Vistoso, Apértura, Arquimia, Papán, Gasífero, Kamelot y Pálmara. Y también los campos de aceite como Perdiz, Bedel y El Treinta.

Esta cuenca agrupa 54 campos descubiertos con reserva 2P, al 01 de enero de 2016 la producción promedio anual de gas natural de la cuenca de Veracruz fue del orden de 392.2 millones de pies cúbicos por día, los 143.2 miles de millones de pies cúbicos acumulados en el periodo 2016 representaron el 6.1 % de la producción total de gas del sistema. Las características principales de los “plays” productores en la cuenca de Veracruz se presentan en la Figura 7.8.5-2.

Nombre	Litología roca almacén	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
Orizaba	Calizas de plataforma karstificadas y fracturadas, porosidad primaria y secundaria (Orizaba, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas suprayacentes (Formación Maltrata)	Estructurales (anticlinales del frente laramídico sepultado, cierre en 4 direcciones, y/o contra falla)	Aceite ligero, condensado, gas amargo (Jurásico y Cretácico)	Mata Pionche, Mecayucan
Brechas del Cretácico	Brechas carbonatadas de talud con porosidad primaria y secundaria por fracturas (San Felipe-Méndez, Santoniano-Maastrichtiano)	Calizas arcillosas, margas y lutitas calcáreas (San Felipe y Méndez)	Estructurales (anticlinales laramídicos del frente tectónico sepultado)	Aceite pesado, ligero, condensado, gas húmedo, gas seco (Cretácico)	Angostura, Mata Pionche, Cópite, San Pablo, Rincón Pacheco
Conglomerados terciarios	Conglomerados con escasa porosidad primaria y secundaria (Eoceno medio - Mioceno inferior)	Lutitas calcáreas (Eoceno, Oligoceno, Mioceno)	Combinadas (anticlinal erosionado y afallado, truncamiento por erosión)	Aceite (Jurásico-Cretácico)	Perdiz-Mocarroca, Novillero, Mirador
Arenas turbidíticas	Areniscas de canales y abanicos submarinos (Depósito-Encanto, Mioceno-Plioceno)	Lutitas intercaladas (Depósito-Encanto)	Estratigráficas y combinadas (cambio de facies, anticlinales terciarios, y cierre contra falla)	Gas seco (Jurásico, Cretácico, Oligoceno-Mioceno)	Lizamba, Vistoso, Papán, Cocuite, Playuela

Figura 7.8.5-2. Detalles de los plays productores de la cuenca de Veracruz. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

La cuenca de Veracruz al 01 de enero de 2016, sintetiza en barriles de petróleo crudo equivalente la información contenida en la Tabla 7.8.5-0.

Cuenca de Veracruz: Radiografía al 01-01-2016	
TOTAL DE CAMPOS DESCUBIERTOS	56
CAMPOS CON CERO Reserva Original	2
CAMPOS CON Reserva Original	54
Media	19.6 mmbpce
Mediana	2.7 mmbpce
Mínimo	0.0 mmbpce
Máximo	117.9 mmbpce
Np	843.6 mmbpce
Reserva Remanente	196.4 mmbpce
Reserva Original	1,039.9 mmbpce

Tabla 7.8.5-0. Síntesis de la cuenca de Veracruz al 01 de enero de 2016.

La curva parabólica que se forma al graficar la reserva original 2P en petróleo crudo equivalente vs su Rank (Figura 7.8.5-3), no contiene ningún valor de corte en sus extremos, por esa razón se observan valores muy pequeños en su porción izquierda, indicativo de que en la cuenca se han encontrado estructuras pequeñas, al igual que medianas y grandes, según la escala que se observa.

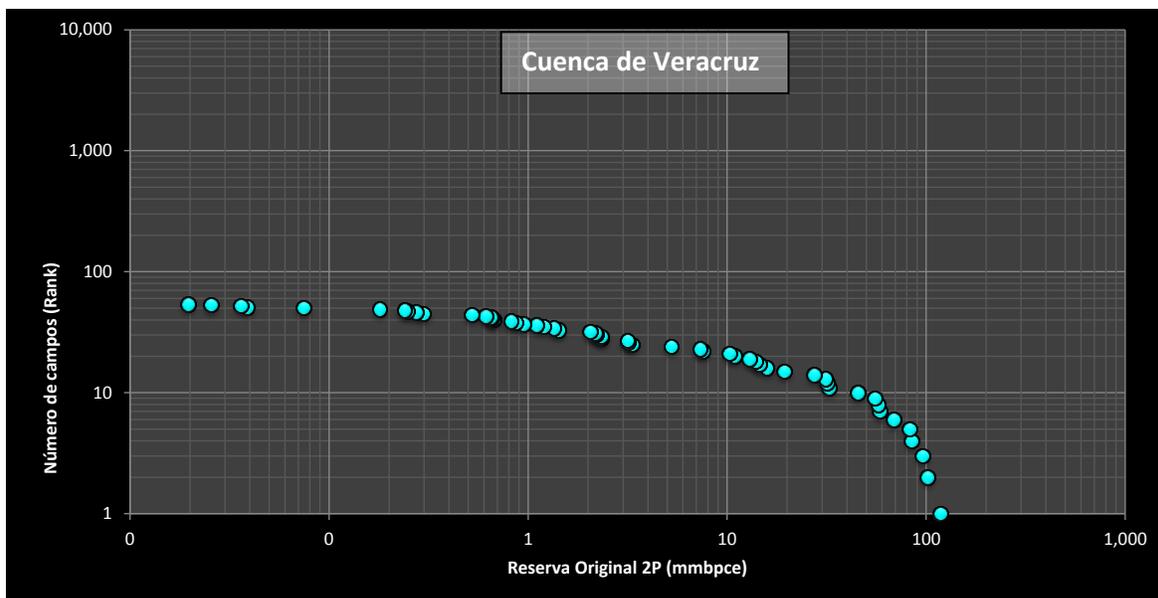


Figura 7.8.5-3. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca de Veracruz. De acuerdo a la configuración de la parábola, la cuenca de Veracruz se encuentra en estado avanzado de exploración, pues su comportamiento fractal casi es lineal

en la mayoría del cuerpo de la gráfica. Adicionalmente la Figura 7.8.5-4 expone la variabilidad de tamaños de Los campos descubiertos en la cuenca de Veracruz en una vista areal de la cuenca.

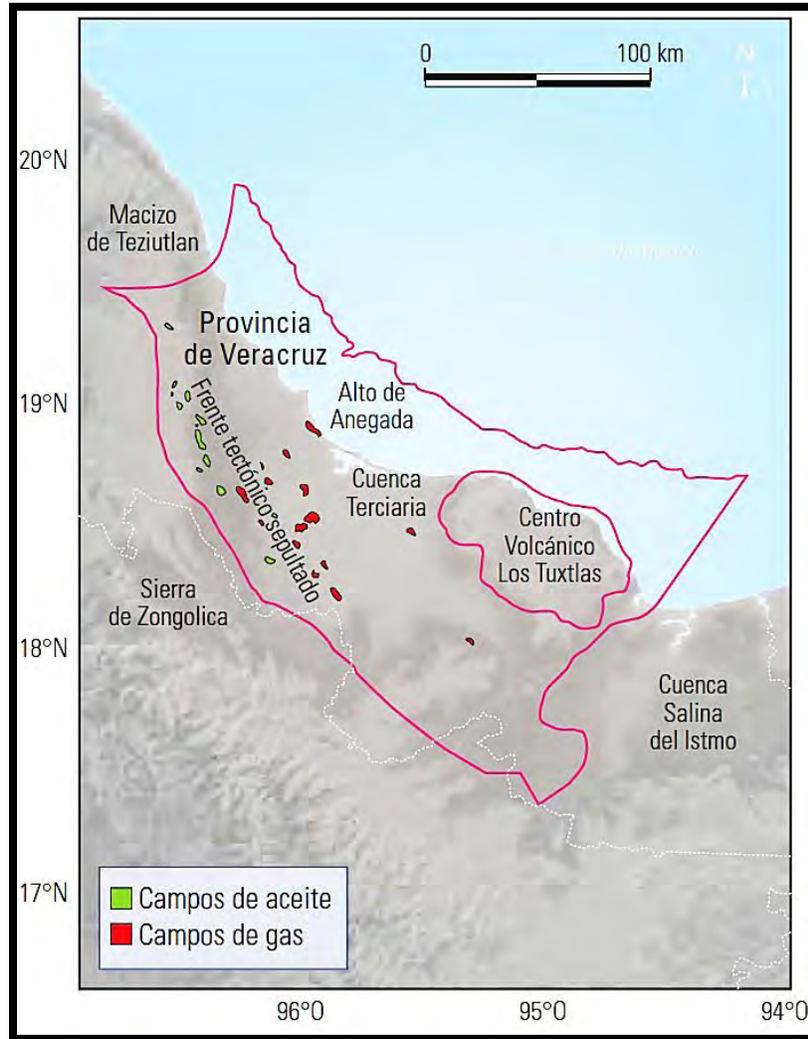


Figura 7.8.5-4. Variación espacial de los tamaños de campos en la Cuenca de Veracruz. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

7.8.6 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), en Veracruz.

La Figura 7.8.6-1 hace referencia al uso del Módulo 1 del sistema desarrollado en este trabajo de investigación, 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. El coeficiente de correlación entre los datos de la reserva original de los campos descubiertos es de **1.0**, siendo la función de ajuste igual a: $Y=f(x)=29.73e^{-0.82X}+25.96e^{-0.02X}$, el resto de la información de la Figura 7.8.6-1 corresponde al status de la cuenca al 01 de enero de 2016.

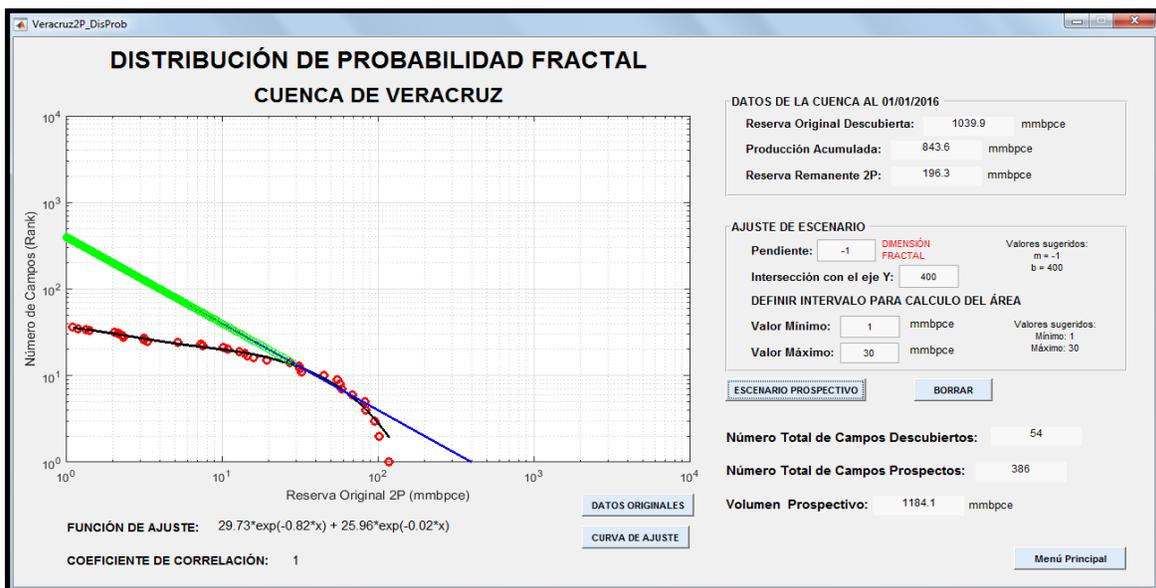


Figura 7.8.6-1. Recursos prospectivos de la cuenca de Veracruz usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Continuando con la exposición de resultados, la Figura 7.8.6-2, corresponde al 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 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 esta 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. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos descubiertos en función de su tamaño.

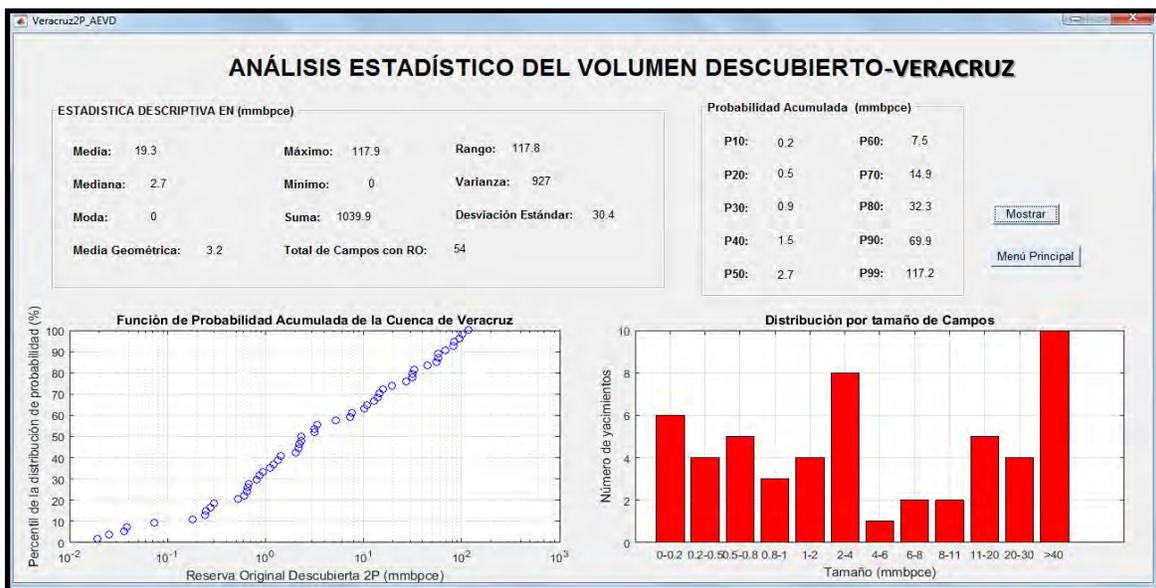


Figura 7.8.6-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca de Veracruz usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

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. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos pendientes por descubrir en función de su tamaño, ver Figura 7.8.6-3.

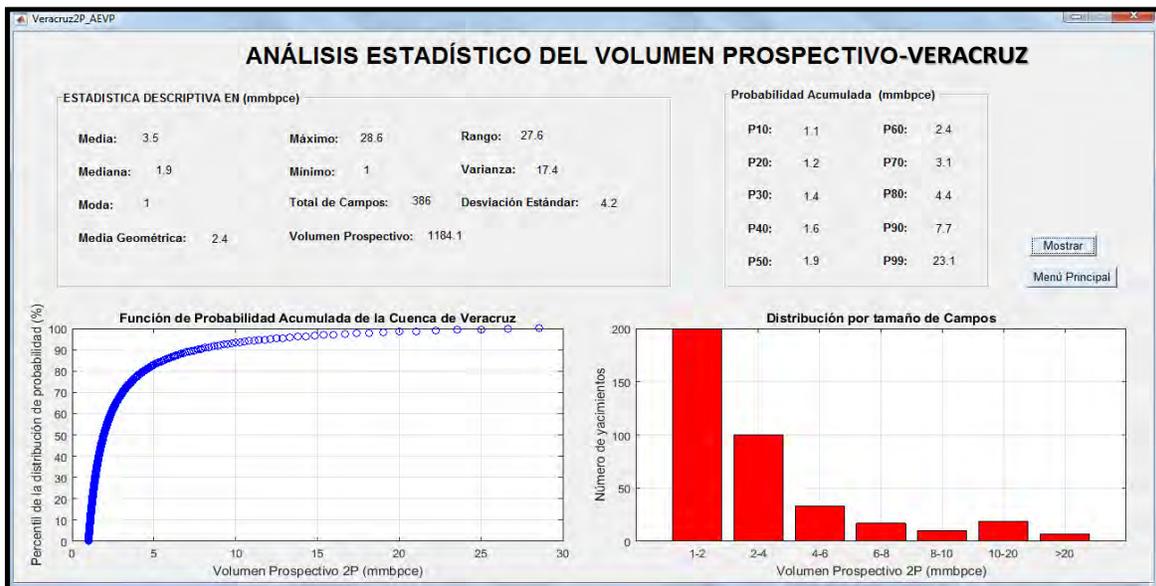


Figura 7.8.6-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir de la cuenca de Veracruz usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

7.8.7 Análisis Fractal de la Cuenca Tampico Misantla

De acuerdo con el Dr. Ulises Hernández Romano la cuenca petrolera Tampico Misantla se ubica en la margen centro-oriental de México y comprende desde el

extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla y occidente del Golfo de México hasta la isobata de 200 m. Limita al norte con las provincias Burgos y Alto de Tamaulipas, al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la Faja Volcánica Transmexicana, al occidente con la Plataforma Valles-San Luis Potosí y el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al oriente con el Cinturón Extensional Quetzalcóatl.

De acuerdo con la publicación Las Reservas de Hidrocarburos de México al 01 de enero de 2010, la exploración por hidrocarburos en la cuenca petrolera Tampico-Misantla se remonta a la segunda mitad del siglo pasado, cuando se perforaron los primeros pozos en el área de Furbero en el estado de Veracruz. Perforados con técnicas rudimentarias, estos pozos no lograron explotarse comercialmente. No fue sino hasta 1904, con la perforación del pozo La Pez-1 en la parte norte de la provincia, que se inicia en México la producción comercial de hidrocarburos de calizas fracturadas del Cretácico. Posteriormente siguieron los espectaculares descubrimientos de la Faja de Oro terrestre que dieron gran renombre a esta provincia. En la década de 1920 esta provincia llegó a producir más de 500 mil barriles por día.

La cuenca Tampico-Misantla es una cuenca de margen pasivo cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que evolucionó a una cuenca de antepaís formada en el Paleógeno,

cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado al occidente de la cuenca. La cuenca Tampico-Misantla está conformada principalmente por los siguientes elementos tectónico-estructurales y estratigráficos (Figura. 7.8.7-1), el Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias como su límite norte, Paleocañón Bejuco-La Laja, el Alto de la Sierra de Tantima, el Paleocañón de Chicontepec y limita al sur con la Franja Volcánica Transmexicana; y de este a oeste se tiene el Alto o Isla de Arenque, Alto de la Plataforma de Tuxpan y el Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental. Algunos de estos elementos estructurales han influido en la creación de diferentes unidades lito estratigráficas según el régimen tectónico.

La Cuenca de Tampico-Misantla con 50,000 kilómetros cuadrados incluyendo su parte marina, es la más antigua productora de aceite de México. En 1904 se descubrió la provincia de Ébano-Pánuco, que produce aceite pesado a partir de rocas calcáreas del Cretácico Tardío. La cuenca también produce a partir de carbonatos oolíticos del Kimmeridgiano Tardío y de cretas del Cretácico Temprano, en los campos Tamaulipas-Constituciones, San Andrés y Arenque (este último marino).

En la parte Sur de la cuenca, se estableció producción en 1908 en lo que ahora se conoce como la Faja de Oro a partir de rocas calcáreas arrecifales del Cretácico medio que rodean al atolón desarrollado sobre la Plataforma de Tuxpan. Bordeando a los campos de la Faja de Oro hay una segunda franja que produce

de rocas provenientes de la plataforma depositadas como flujos de escombros en el talud de los arrecifes. La famosa trampa estratigráfica conocida como el campo Poza Rica, es la principal acumulación dentro de este play, este campo es el que genera el efecto del Rey en su comportamiento fractal de la cuenca. En esta cuenca, al Occidente de la Faja de Oro, se desarrolló el Paleocanal de Chicontepec, cubriendo un área de 3,000 kilómetros cuadrados, la Figura 7.8.7-2 es un modelo más simple de la Figura 7.8.7-1. El paleocanal está constituido por sedimentos siliciclásticos del Paleoceno y Eoceno, principalmente.

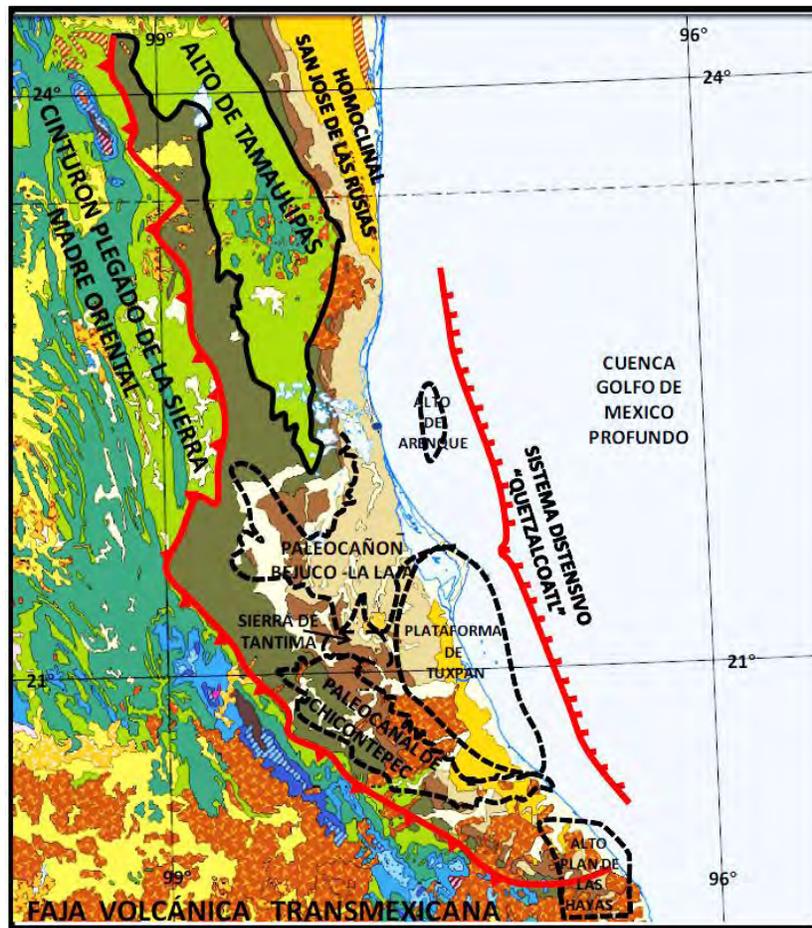


Figura 7.8.7-1. Principales elementos tectónicos de la cuenca Tampico Misantla.

Esta cuenca agrupa 159 campos descubiertos, al 01 de enero de 2016 la producción promedio anual de aceite de la cuenca Tampico Misantla fue del orden de 100.6 miles de barriles por día, los 36.7 millones de barriles acumulados en el periodo 2016 representaron el 4.4 % de la producción total de aceite del sistema.

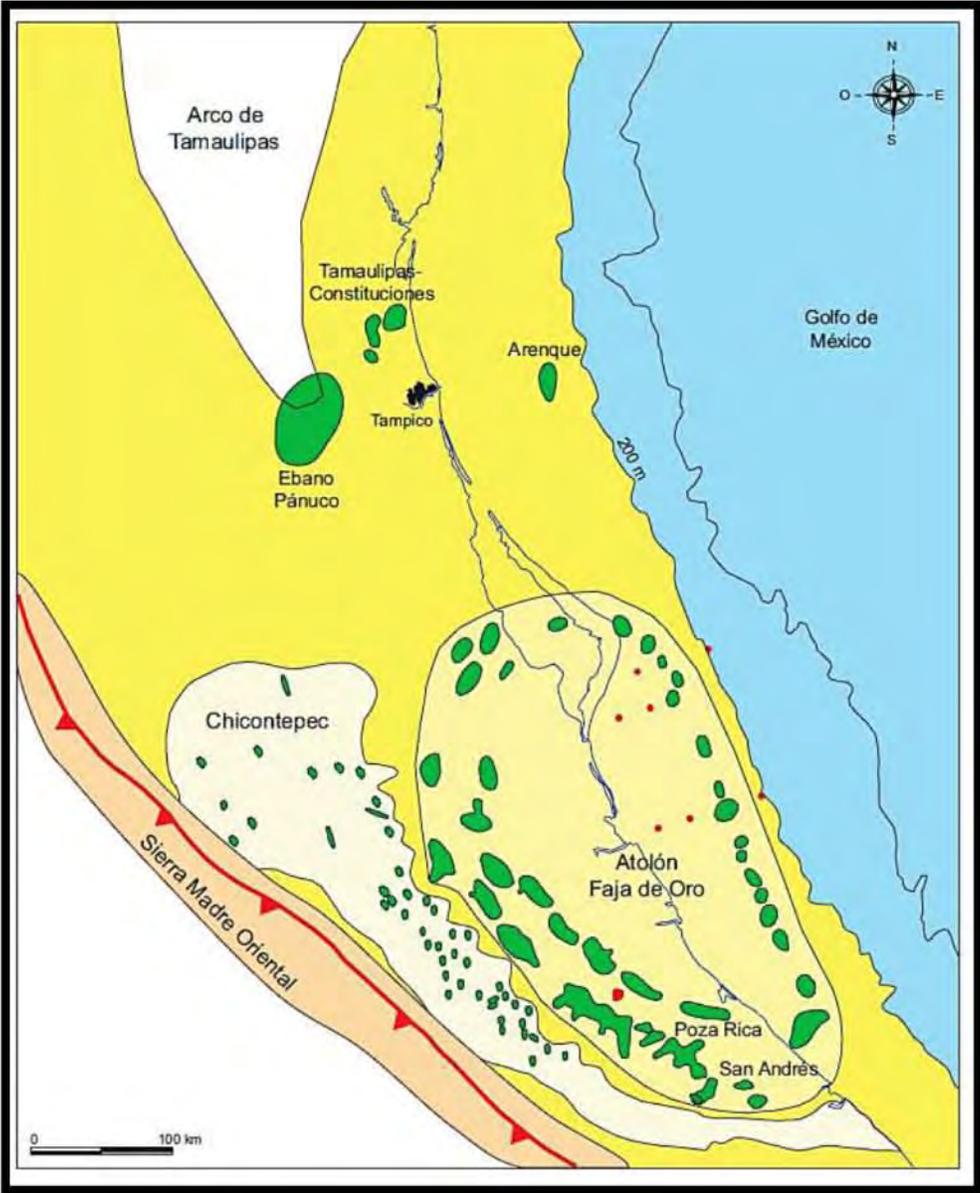


Figura 7.8.7-2. Mapa de la cuenca Tampico Misantla con sus áreas más importantes.

Las características principales de los plays productores en la cuenca Tampico Misantla se presentan en la Figura 7.8.7-3. Al 01 de enero de 2016 la cuenca Tampico Misantla, sintetiza en barriles de petróleo crudo equivalente la información contenida en la Tabla 7.8.7-0.

Nombre	Litología	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
San Andrés	<i>Grainstones</i> oolíticos dolomíticos, porosidad primaria y secundaria (San Andrés, Kimmeridgiano)	Calizas arcillosas (Pimienta)	Estratigráficas (acuífamientos contra altos de basamento, cambio de facies)	Aceite ligero (Tithoniano-Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Arenque, San Andrés
Tamaulipas Inferior	Calizas pelágicas fracturadas (Tamaulipas Inferior, Berriasiano-Aptiano)	Calizas arcillosas (Tamaulipas Inferior, Otates)	Estructurales, combinadas (anticlinales, bajo discordancia)	Aceite pesado a ligero	Tamaulipas-Constituciones
San Felipe-Agua Nueva	Calizas fracturadas de cuenca fracturadas (San Felipe-Agua Nueva, Turoniano-Campaniano)	Margas (Méndez)	Estructurales (pliegues y zonas de fractura asociadas a fallas)	Aceite pesado a ligero (Tithoniano)	Ébano, Pánuco
Tamabra	Brechas y turbiditas de talud carbonatado, porosidad primaria y secundaria (Tamabra, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas compactas (Tamaulipas Superior, Agua Nueva)	Combinadas (por cambio lateral de facies y basculamiento)	Aceite ligero (Tithoniano)	Poza Rica, Tres Hermanos
El Abra	Arenas carbonatadas karstificadas de margen plataforma, porosidad primaria y secundaria (El Abra, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas y lutitas (Agua Nueva, San Felipe, Méndez, Terciario)	Estratigráficas (paleorelieve deposicional)	Aceite pesado, en tierra, a ligero, condensado y gas asociado en la parte marina (Tithoniano)	Cerro Azul, Santa Águeda, Atún, Bagre
Chicontepec	Areniscas turbidíticas de complejos de canal y abanicos submarinos (Chicontepec, Paleoceno-Eoceno)	Lutitas intercaladas (Chicontepec)	Estratigráficas y combinadas (cambio lateral de facies, bajo discordancia, asociadas a pliegues)	Aceite pesado a ligero (Tithoniano-Terciario)	Agua Fria, Tajín, Coapechaca, Soledad
Mioceno-Plioceno	Areniscas de barras costeras (Mioceno-Plioceno)	Limolitas arcillosas intercaladas (Mioceno-Plioceno)	Estructurales (anticlinal de <i>roll-over</i> , cierre contra falla)	Gas seco y húmedo	Lankahuasa, Sihini

Figura 7.8.7-3. Detalles de los plays productores de la cuenca Tampico Misantla. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Cuenca de Tampico Misantla: Radiografía al 01-01-2016	
TOTAL DE CAMPOS DESCUBIERTOS	172
CAMPOS CON CERO Reserva Original	13
CAMPOS CON Reserva Original	159
Media	64.3 mmbpce
Mediana	9.2 mmbpce
Mínimo	0.0 mmbpce
Máximo	1,534.3 mmbpce
Np	6,241.3 mmbpce
Reserva Remanente	3,983.6 mmbpce
Reserva Original	10,225.0 mmbpce

Tabla 7.8.7-0. Síntesis de la cuenca Tampico Misantla al 01 de enero de 2016

La curva parabólica que se forma al graficar la reserva original 2P en petróleo crudo equivalente vs su Rank (Figura 7.8.7-4), no contiene ningún valor de corte en sus extremos, por esa razón se observan valores muy pequeños en su porción izquierda, indicativo de que en la cuenca se han encontrado estructuras pequeñas, al igual que medianas y grandes, y sólo una más grande que todas, según la escala que se observa. En algunas ocasiones, un conjunto de datos con comportamiento fractal, puede presentar una discontinuidad en su tendencia parabólica, al cual se le conoce como efecto del Rey, por el que el elemento de más alto rango tiene una frecuencia o tamaño significativamente mayor al que el modelo predice sobre la base de los otros elementos o datos. Para la cuenca Tampico-Misantla el campo que genera el efecto del Rey es el campo Poza Rica, para efectos de regresión no lineal y para ajustarse a una función objetivo, este elemento se saca del cálculo, pues es un elemento no fractal.

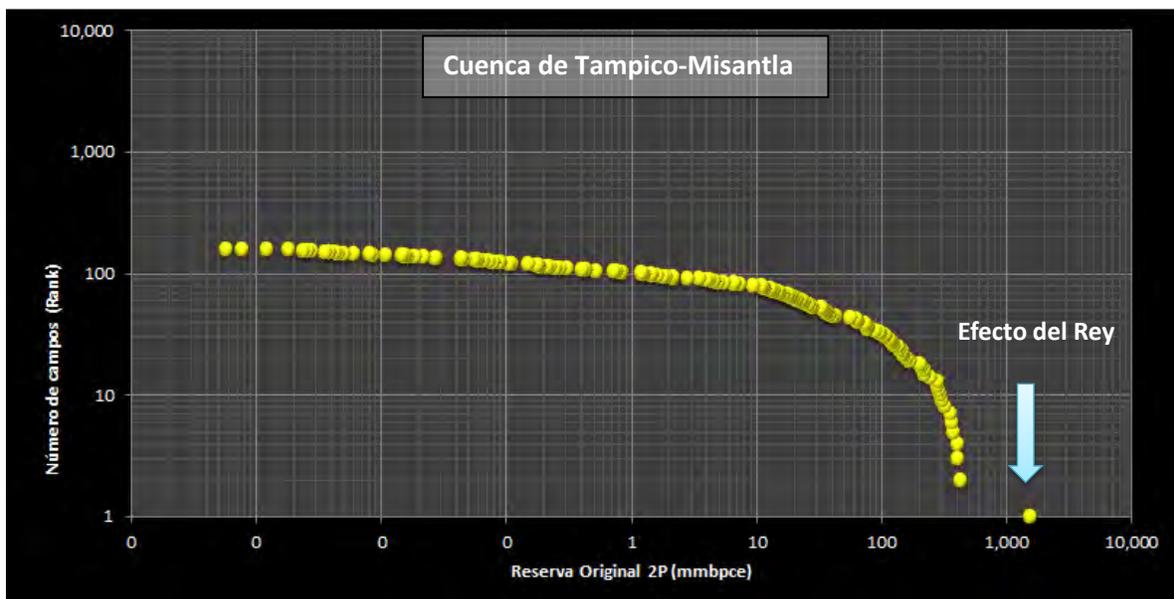


Figura 7.8.7-4. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca Tampico Misantla.

De acuerdo a la configuración de la parábola, la cuenca Tampico Misantla se encuentra en estado avanzado de exploración, pues su comportamiento fractal casi es lineal dentro del rango de campos menores a 10.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Derivado de la complejidad de las estructuras geológicas dentro de esta cuenca, podría hacerse el análisis de esta cuenca por el método de objetos multifractales, sin embargo no es el objetivo de esta tesis y se le dará el mismo tratamiento que a las anteriores cuencas. Adicionalmente la Figura 7.8.7-5 expone la variabilidad de tamaños de Los campos descubiertos en la cuenca Tampico Misantla en una vista areal de la cuenca.

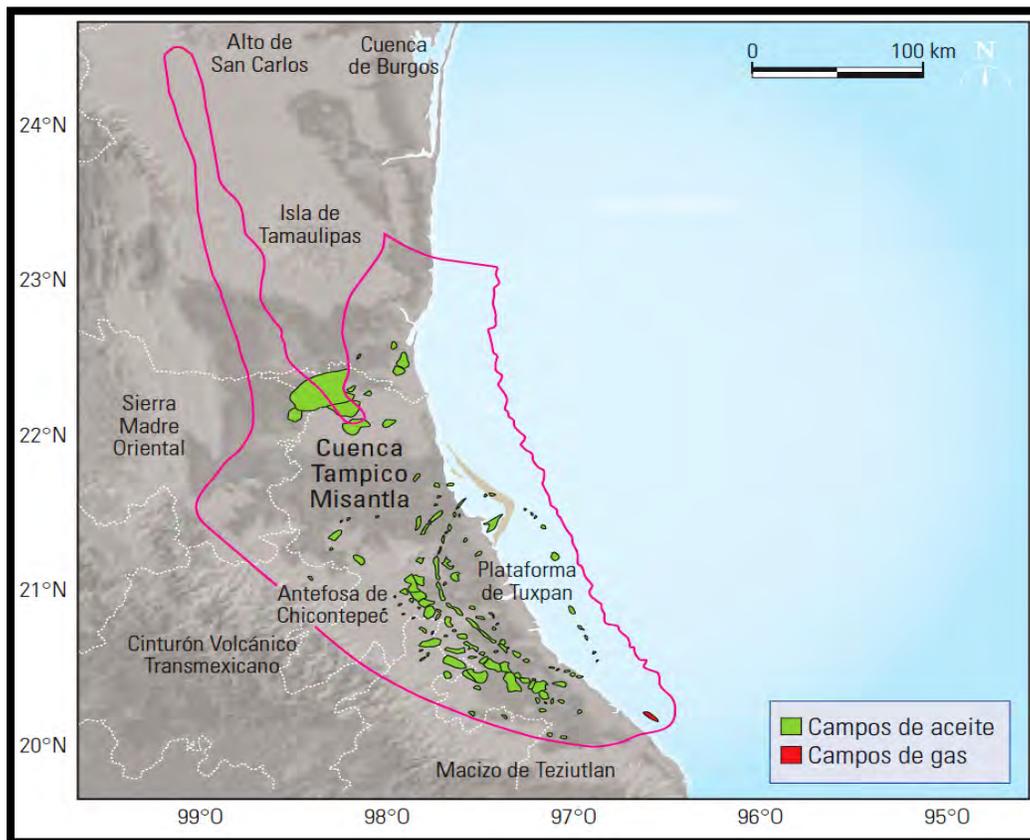


Figura 7.8.7-5. Variación espacial de los tamaños de campos en la cuenca Tampico Misantla. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

7.8.8 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), en Tampico Misantla.

La Figura 7.8.8-1 hace referencia al uso del Módulo 1 del sistema desarrollado en este trabajo de investigación, 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. El coeficiente de correlación entre los datos de la reserva original de los campos descubiertos es de **1.0**, siendo la función de ajuste igual a: $Y=f(x)=45.19 e^{-0.06X}+55.70 e^{-0.0059X}$, el resto de la información de la Figura 7.8.8-1 corresponde al status de la cuenca al 01 de enero de 2016.

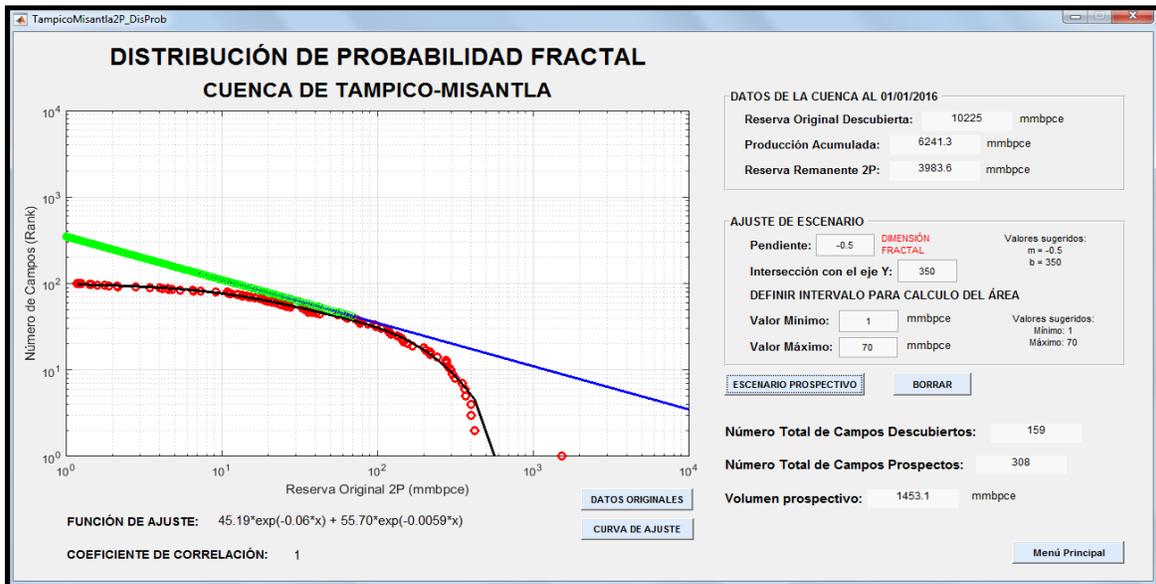


Figura 7.8.8-1. Recursos prospectivos de la cuenca Tampico Misantla usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Continuando con la exposición de resultados, la Figura 7.8.8-2, corresponde al Módulo 2, y son los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen ya descubierta 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. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos descubiertos en función de su tamaño.

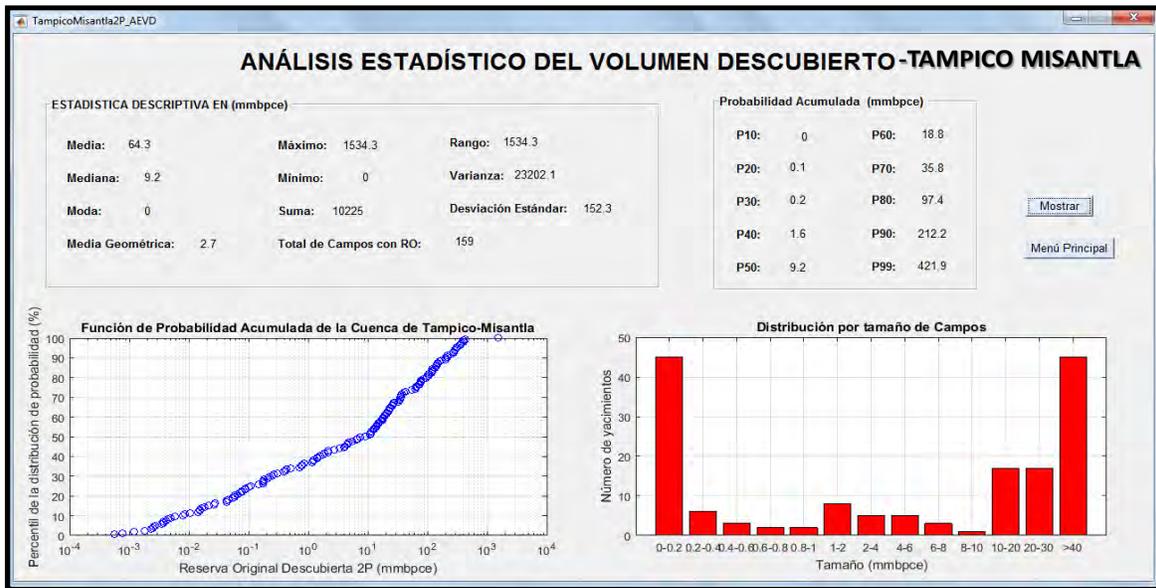


Figura 7.8.8-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca Tampico Misantla usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

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. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos pendientes por descubrir en función de su tamaño, ver Figura 7.8.8-3.



Figura 7.8.8-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir en la cuenca Tampico Misantla usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

7.8.9 Análisis Fractal de las Cuencas del Sureste

De acuerdo con el Dr. Ulises Hernández Romano la cuenca petrolera del Sureste está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México. Es la cuenca petrolera más prolífica de aceite y gas del país, que incluye una porción terrestre y otra marina. La terrestre abarca el sur del estado de Veracruz, el norte del estado de Chiapas, casi todo el estado de Tabasco y el extremo suroccidental del Estado de Campeche; la marina ocupa parte de la zona económica exclusiva en el Golfo de México, desde la isobata de 500 m hasta la línea de costa. De acuerdo con el marco tectónico regional, la provincia limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, al oriente con la Plataforma de Yucatán, al occidente con el Complejo Volcánico de los

Tuxtlas y la porción sur de la Cuenca de Veracruz y al norte con la extensión en aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo, ver Figura 7.8.9-1.

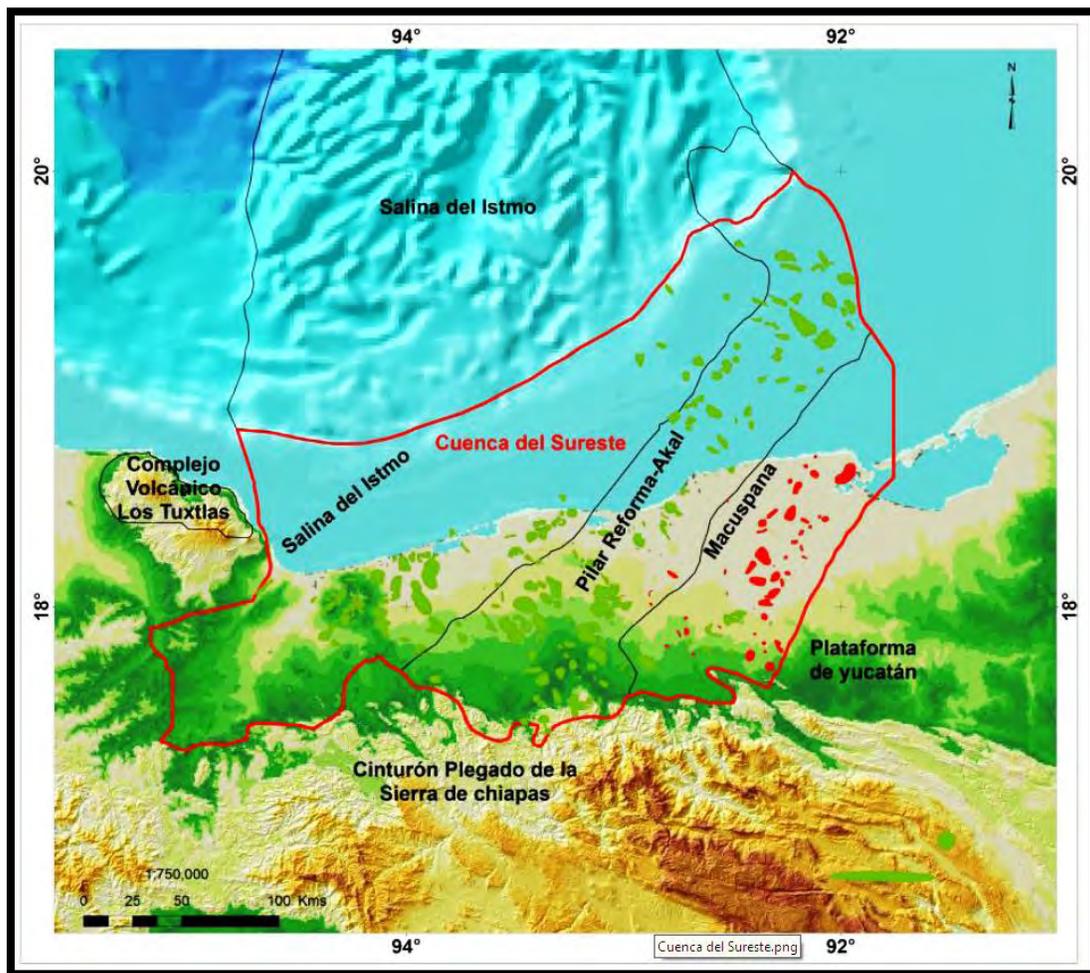


Figura 7.8.9-1. Límites geológicos de la cuenca del Sureste.

La exploración en esta cuenca inicia en 1886 con la perforación del pozo Sarlat en la Cuenca de Macuspana. Sin embargo, fue hasta 1905 y 1906 que se perforaron los primeros pozos que resultaron productores comerciales en la Cuenca de Macuspana y la Cuenca Salina del Istmo (Capoacán-1 y San Cristóbal-1, respectivamente), iniciando la explotación en esta región. Petróleos Mexicanos

inicia actividad en la zona en 1943 realizando descubrimientos de aceite ligero y gas en los siguientes años.

La explotación en la parte terrestre del Pilar Tectónico de Reforma-Akal es impulsada con los descubrimientos de aceite y gas en calizas Cretácicas hechos por los pozos Sitio Grande-1 y Cactus-1 en 1972. La prospección geofísica en la parte marina de la provincia inició en 1972. Los estudios exploratorios culminan con la perforación del pozo Chac-1 entre 1974 y 1976, resultando productor en brechas de Cretácico y detectando aceite en areniscas del Oxfordiano. De los setentas a la fecha se han realizado importantes descubrimiento en esta región, detonando la explotación de la provincia más importante del país.

De acuerdo con la publicación Las Reservas de Hidrocarburos de México al 01 de enero de 2010, en base a su evolución tectónica y características actuales la cuenca del Sureste se subdivide en 5 sub cuencas, cada una con estilos estructurales diferentes, ver Figura 7.8.9-2.

- La sub cuenca Chiapas-Tabasco-Comalcalco fue descubierta en 1972 con los pozos Cactus-1 y Sitio Grande-1, cubre un área de 13,100 kilómetros cuadrados, es productora principalmente de aceite ligero y sus yacimientos corresponden a rocas calcáreas del Jurásico Superior y Cretácico Medio.

- La sub cuenca Salina del Istmo, con una extensión de alrededor de 15,300 kilómetros cuadrados, es una pila de sedimentos siliciclásticos intrusionados por sal que producen aceites ligeros principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de origen Jurásico.
- La sub cuenca de Macuspana tiene una extensión aproximada de 13,800 kilómetros cuadrados, es productora de gas no asociado en yacimientos de edad Terciaria constituidos por areniscas fluviodeltáicas y de plataforma, asociados a trampas estratigráficas y estructurales.
- La sub cuenca Sonda de Campeche, tiene una extensión aproximada de 15,500 kilómetros cuadrados y es por mucho la más prolífica de México. El complejo Cantarell forma parte de esta provincia, así como el complejo Ku-Maloob-Zaap, segundo campo productor de aceite pesado del área. La mayor parte de los yacimientos de la Sonda de Campeche están emplazados en brechas de edad Cretácico Superior a Paleoceno Inferior, y en calizas oolíticas del Jurásico Superior.
- La sub cuenca de Litoral de Tabasco abarca una superficie aproximada de 7,400 kilómetros cuadrados. Sus yacimientos son calizas fracturadas del Cretácico que producen principalmente aceite superligero.

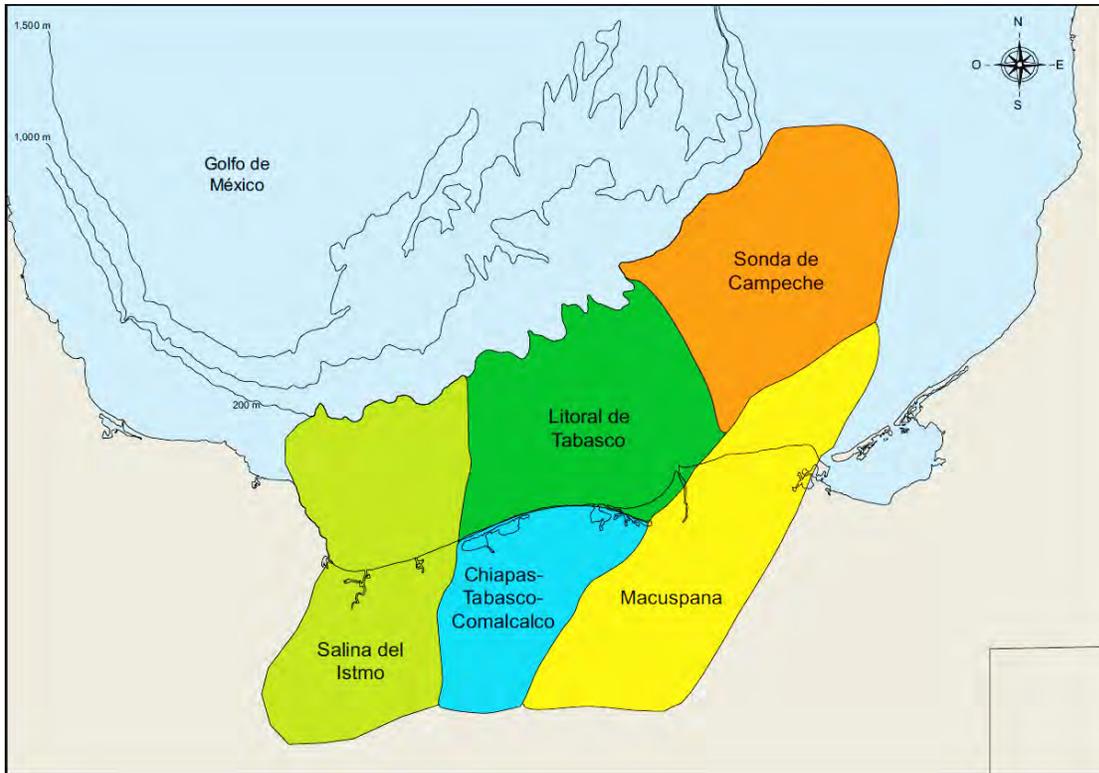


Figura 7.8.9-2. Ubicación de las cuencas del Sureste

Esta cuenca agrupa 237 campos descubiertos con reserva original 2P, al 01 de enero de 2016, la producción promedio anual de aceite de la cuenca del Sureste fue del orden de 2,154.1 miles de barriles por día, los 786.2 millones de barriles acumulados en el periodo 2016 representaron el 95.0 % de la producción total de aceite del sistema.

Las características principales de los “plays” productores en la cuenca del Sureste se presentan en la Figura 7.8.9-3. Al 01 de enero de 2016 la del Sureste, sintetiza en barriles de petróleo crudo equivalente la información contenida en la Tabla 7.8.9-0.

Nombre	Litología	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Edad		Edad de roca generadora	Representativos
Cuenca de Macuspana					
Areniscas en pliegues por inversión	Areniscas deltaicas, de barras costeras y turbidíticas de talud y piso de cuenca (Mioceno superior - Plioceno)	Lutitas intraformacionales (Mioceno-Plioceno)	Estructurales y combinadas (anticlinales por inversión de fallas listricas y tipo <i>roll-over</i> , cambio lateral de facies)	Gas y aceite ligero (Tithoniano, Terciario)	José Colomo, Chonel, Vernet, Cafeto, Shishito, Fortuna Nacional
Pilar Reforma-Akal					
Areniscas Ek-Balam	Areniscas de cuarzo costeras y eólicas, porosidad primaria (Ek-Balam, Oxfordiano)	Anhidrita (Oxfordiano)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Oxfordiano-Tithoniano)	Ek-Balam
Oolitas Ek-Balam	<i>Grainstones</i> oolíticos de rampa interna (Ek-Balam, Oxfordiano)	Anhidrita (Oxfordiano) y lutitas (Terciario)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Oxfordiano-Tithoniano)	Ek-Balam
Oolitas del Kimmeridgiano	<i>Grainstones</i> oolíticos de rampa interna, en partes dolomitizados, porosidad primaria y secundaria (Akimpech, Kimmeridgiano)	Calizas arcillosas (Tithoniano)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Tithoniano)	Jujo-Tecuminoacan, Luna, Zaap, Tsimin
Calizas arcillosas dolomitizadas del Tithoniano	<i>Mudstone</i> arcilloso de rampa externa ligeramente dolomitizado y karstificado (Tithoniano)	Calizas arcillosas (Tithoniano y Cretácico Inferior)	Estratigráficas y combinadas	Aceite ligero (Tithoniano)	Jujo-Tecuminoacan
Calizas de plataforma fracturadas y dolomitizadas	<i>Packstone-grainstones</i> de plataforma, porosidad primaria y secundaria, disolución y fracturas (Cretácico)	Calizas arcillosas (Cretácico) y lutitas (Terciario)	Estructurales (anticlinales afallados)	Gas y condensado (Tithoniano)	Catedral, Muspac, Girdaldas
Brechas Cretácico-Paleoceno	Brechas de talud fracturadas (Cretácico Superior-Paleoceno)	Lutitas (Paleoceno-Eoceno)	Estructurales (anticlinales afallados)	Pesado a ligero (Tithoniano)	Cantarell, Abkatun, Ku, Zaap, Maloob, Ayatsil
Calcarenitas del Eoceno	Calcarenitas de litoclastos y bioclastos (Eoceno)	Lutitas y limolitas (Eoceno)	Estructurales (anticlinales)	Aceite pesado (Tithoniano)	Ek-Balam
Cuencas Salina del Istmo y de Comalcalco					
Areniscas del Mioceno en anticlinales	Areniscas deltaicas, de barras costeras y turbidíticas (Depósito, Mioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Mioceno inferior y medio)	Estructurales (anticlinales de orientación NE-SW, en algunos casos subsal, nucleados por sal y/o afallados)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	Cuichapa
Areniscas en acuñamientos sobre y contra sal	Areniscas de canales y abanicos submarinos y barras costeras (Encanto y Concepción, Plioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Plioceno Inferior Medio)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos y sobrelapes sobre cuerpos de sal o estructuras asociadas a intrusiones salinas)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	Cinco Presidentes, Ogarrío, Bacal
Areniscas en estructuras tipo tortuga	Barras de arenas deltaicas (Plioceno inferior)	Lutitas intraformacionales (Plioceno inferior)	Estructural (estructura tipo tortuga creada por evacuación de sal)	Gas y aceite ligero (Tithoniano)	La Central
Areniscas en fallas listricas y anticlinales <i>roll-over</i>	Areniscas turbidíticas (Plioceno medio y tardío)	Lutitas intraformacionales (Plioceno medio y tardío)	Estructurales y combinadas (acuñamientos o crecimientos contra fallas normales sindeposicionales, anticlinales <i>roll-over</i>)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	El Golpe, Tupilco

Figura 7.8.9-3. Detalles de los plays productores de la cuenca del Sureste. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

Cuencas del Sureste: Radiografía al 01-01-2016	
TOTAL DE CAMPOS DESCUBIERTOS	255
CAMPOS CON CERO Reserva Original	18
CAMPOS CON Reserva Original	237
Media	258.0 mmbpce
Mediana	40.5 mmbpce
Mínimo	0.0 mmbpce
Máximo	16,320.7 mmbpce
Np	48,381.5 mmbpce
Reserva Remanente	12,771.0 mmbpce
Reserva Original	61,152.5 mmbpce

Tabla 7.8.9-0. Síntesis de la cuenca del Sureste al 01 de enero de 2015

La curva parabólica que se forma al graficar la reserva original 2P en petróleo crudo equivalente vs su Rank (Figura 7.8.9-4), no contiene ningún valor de corte en sus extremos, por esa razón se observan valores muy pequeños en su porción izquierda, indicativo de que en la cuenca se han encontrado estructuras pequeñas, al igual que medianas y grandes, y una gigante, según la escala que se observa, la estructura gigante es Akal.

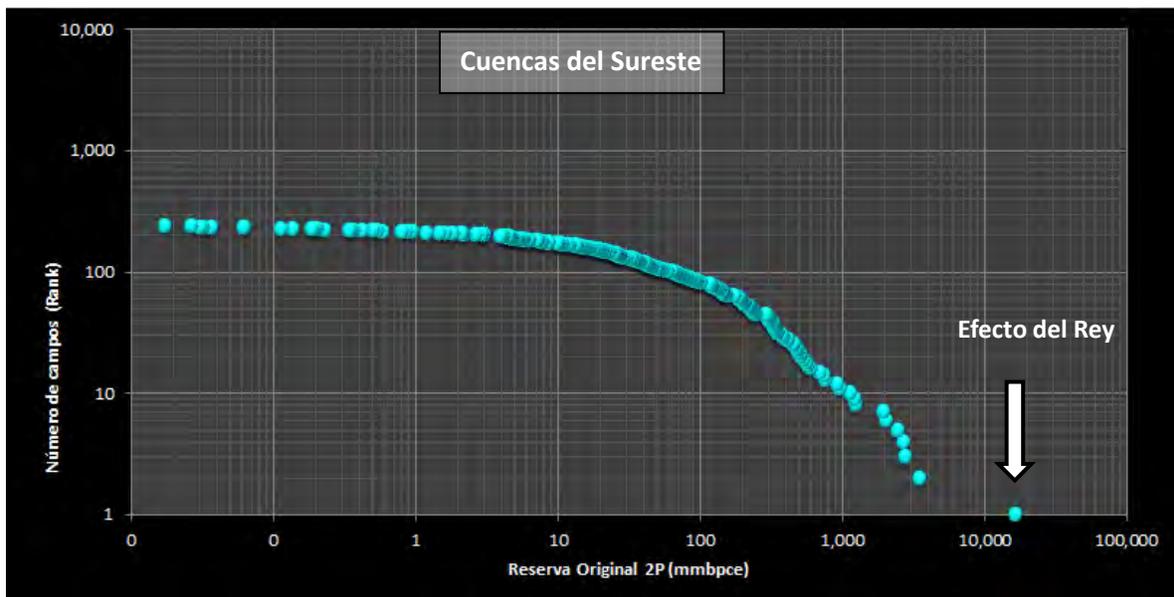


Figura 7.8.9-4. Comportamiento fractal de los campos productores de la cuenca del Sureste.

Como se explicó en el caso del campo Poza Rica, que es el causante del efecto del rey en la cuenca Tampico Misantla, en el conjunto de datos de la cuenca del Sureste, el comportamiento fractal también presenta una discontinuidad en su tendencia parabólica, porque el elemento de más alto rango que es Akal tiene una frecuencia o tamaño significativamente mayor al que el modelo predice sobre la base de los otros elementos o datos. Para efectos de regresión no lineal y para ajustarse a una función objetivo, este elemento se saca del cálculo, pues es un elemento no fractal.

De acuerdo a la configuración de la parábola, la cuenca del Sureste se encuentra en estado avanzado de exploración, pues su comportamiento fractal es casi una parábola perfecta, a pesar de contener el efecto de sus sub cuencas. Adicionalmente la Figura 7.8.9-5 expone la variabilidad de tamaños de Los campos descubiertos en la cuenca del Sureste en una vista areal de la cuenca.

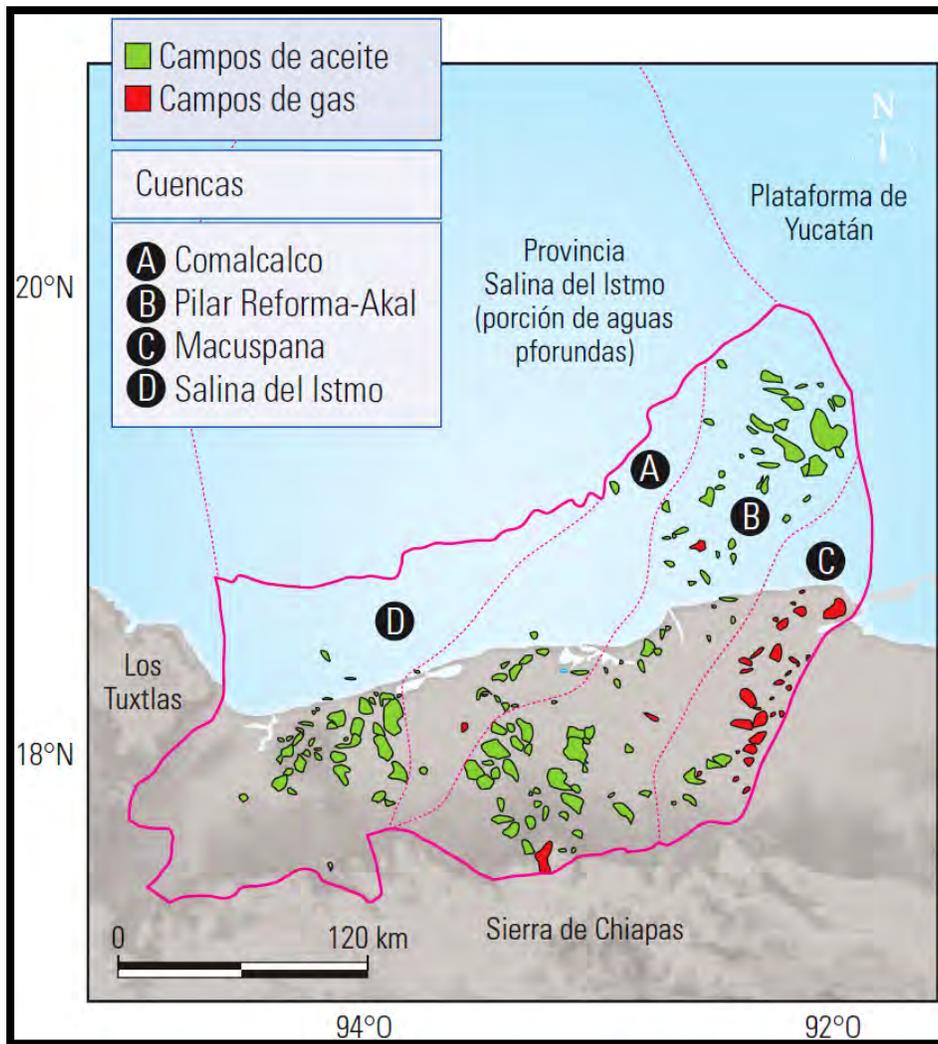


Figura 7.8.9-5. Variación espacial de los tamaños de campos en la cuenca del Sureste. WEC Mexico, 2010. Schlumberger.

7.8.10 Resultados usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas), en las cuencas del Sureste.

La Figura 7.8.10-1 hace referencia al uso del Módulo 1 del sistema desarrollado en este trabajo de investigación, se ajustó una línea recta en el espacio doble logarítmico cuya pendiente -0.85 es igual a la dimensión fractal de la cuenca del Sureste, con una ordenada al origen de $4,756$ y con las condiciones de frontera de

1 y 120 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, bajo estas condiciones “se estima” un volumen prospectivo sin riesgo en la cuenca del Sureste del orden de 24,018 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, modelados en 4,674 prospectos pendientes por descubrir dentro del rango de muy pequeños a pequeños en esta escala ($1.0 \geq X \geq 100$ mmbpce), representados por la diferencia del área lineal en verde respecto a la intersección del área parabólica. El coeficiente de correlación entre los datos de la reserva original de los campos descubiertos es de **0.9**, siendo la función de ajuste igual a:

$Y=f(x)=1.16e^{-0.64X}+9.99e^{0.004X}$, el resto de la información de la

Figura 7.8.10-1 corresponde al status de la cuenca al 01 de enero de 2016.

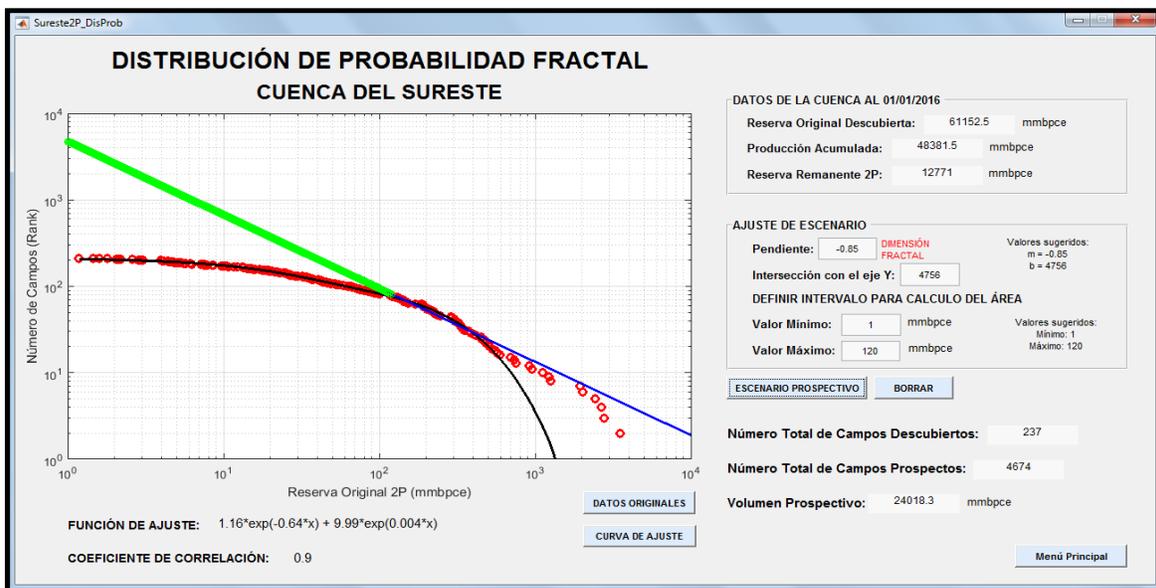


Figura 7.8.10-1. Recursos prospectivos de la cuenca del Sureste usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

Continuando con la exposición de resultados, la Figura 7.8.10-2, corresponde al Módulo 2, y son los parámetros de tendencia central y de dispersión a partir de datos agrupados del volumen ya descubierto en la cuenca del Sureste, siendo la

media de 258 y la mediana de 40.5 en 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 forma de “S” perfecta, lo que se interpreta como una señal de que la cuenca posee sub cuencas o grupos con continuidad fractal. De esta manera se obtiene que para las probabilidades de ocurrencia de los volúmenes ya descubiertos en las Cuencas del Sureste, el P1 es de 466.2, el P2 es de 40.5 y el P3 es de 0.9, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos descubiertos en función de su tamaño.

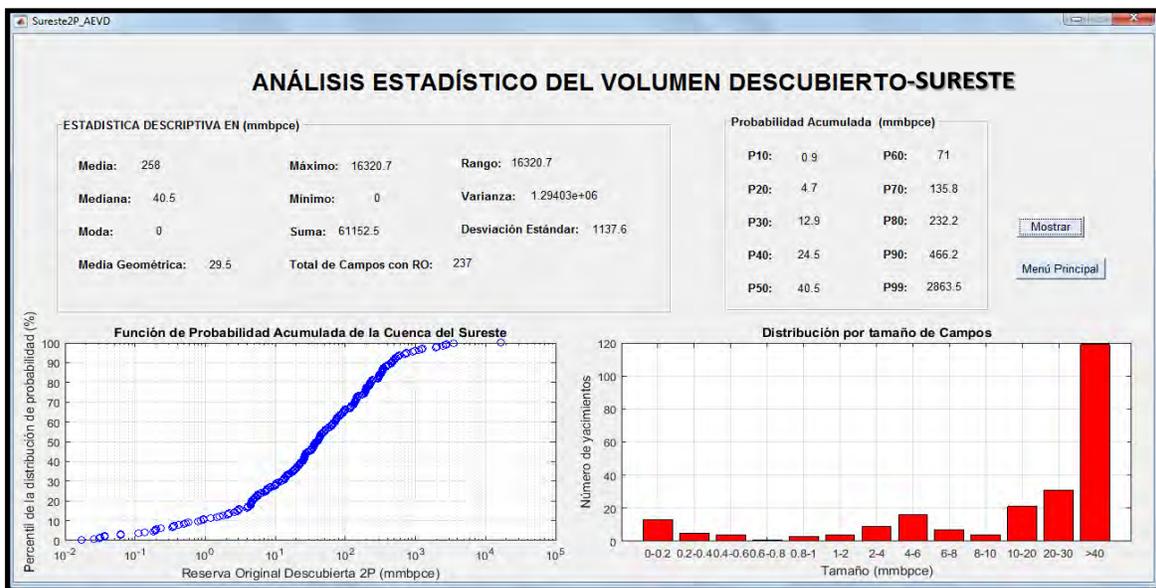


Figura 7.8.10-2. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos descubiertos en la cuenca del Sureste usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

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. También se presenta un histograma de frecuencias para el número de yacimientos pendientes por descubrir en función de su tamaño, ver Figura 7.8.10-3.

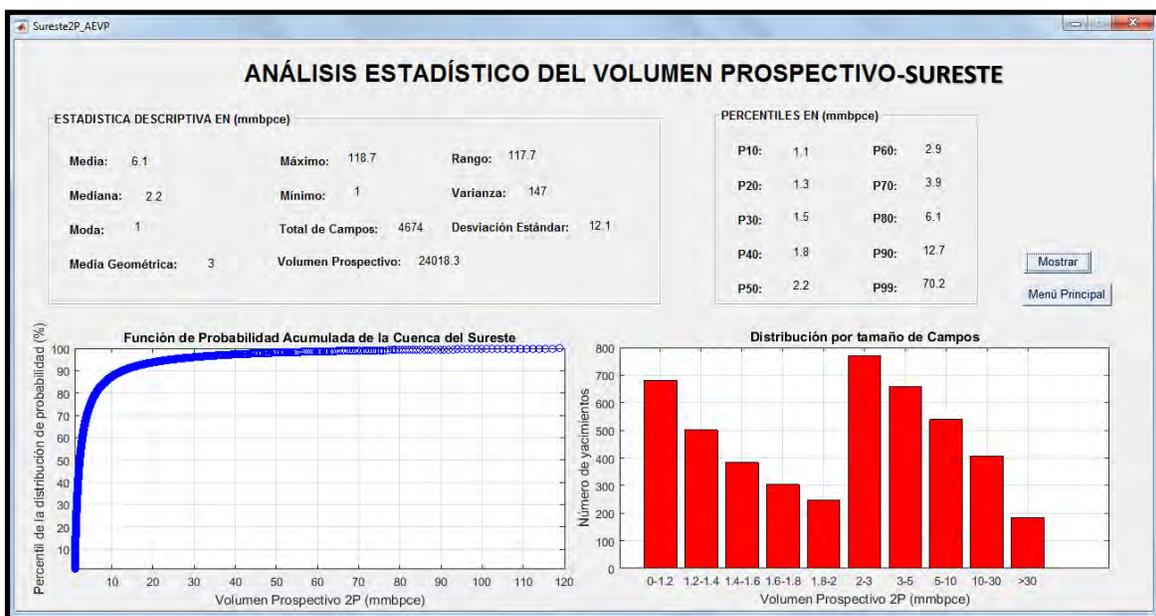


Figura 7.8.10-3. Función de probabilidad acumulada e histograma de frecuencias de los campos pendientes por descubrir en la cuenca del Sureste usando el sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas).

7.8.11 Cuenca del Golfo de México Profundo

De acuerdo con el Dr. Ulises Hernández Romano la cuenca petrolera del Golfo de México Profundo corresponde a la porción central del Golfo, limitada por la isobata de 500 m y el límite de la Zona Económica Exclusiva de México en el Golfo de México. En los últimos años se han realizados trabajos exploratorios para evaluar

el potencial petrolero del área, desde estudios regionales hasta la perforación de pozos exploratorios en áreas estratégicas. Con base en estos estudios se han identificado en la región seis provincias con características geológicas distintivas, ver Figura 7.8.11-1.

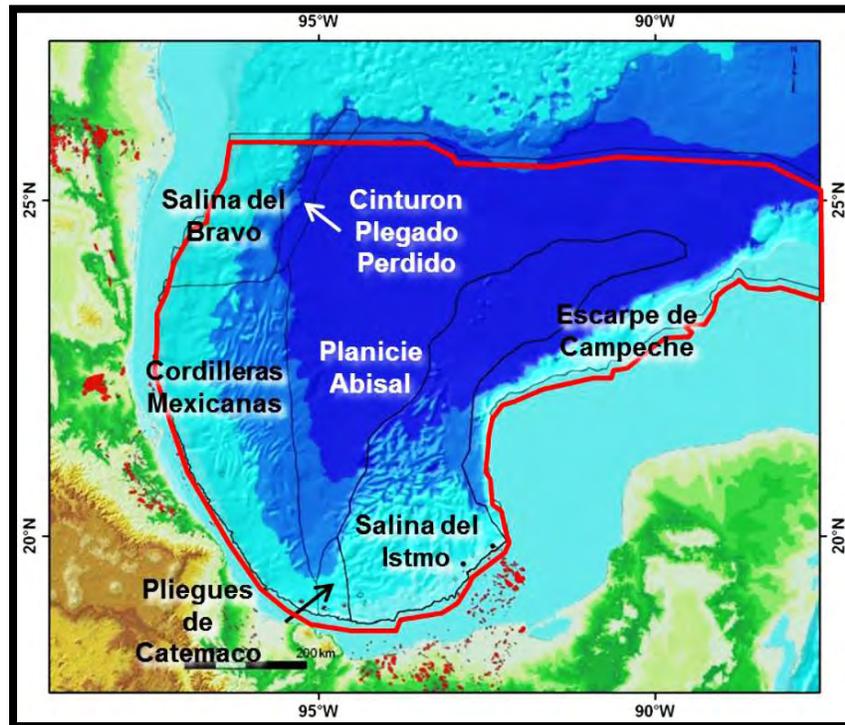


Figura 7.8.11-1. Mapa de localización de la cuenca del Golfo de México Profundo.

Con base en sus características actuales la cuenca del Golfo de México Profundo se subdivide en 7 sub cuencas Geológicas, cada una con estilos estructurales propios, de las que actualmente 6 tienen un interés petrolero.

7.8.11.1. Salina del Bravo, esta sub cuenca se localiza en el sector nororiental del Golfo de México, frente al delta del Río Bravo (Fig. 7.8.11-2) en tirantes de agua que varían de 500 a 2500 m, se caracteriza por la presencia de mantos tabulares

de sal, toldos y diapiros, evacuados desde el poniente, que de acuerdo al modelo regional, traslapan a un cinturón plegado subsalino que hacia el oriente emerge como el Cinturón Plegado Perdido. Hacia el occidente esta sub cuenca presenta una franja, casi paralela al borde del talud continental, dominada por una tectónica salina representada por diapiros y paredes de sal con sus depresiones o minicuenas asociadas, que atraparón la sedimentación del Neógeno.

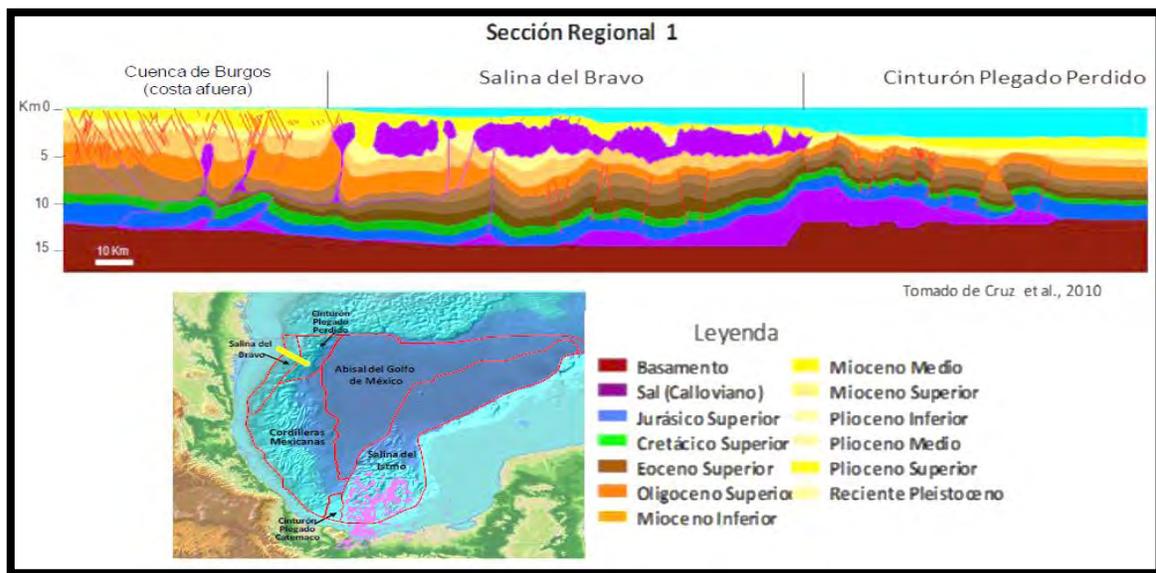


Figura 7.8.11-2. Sección estructural tipo de las sub cuenca Salina del Bravo y Cinturón Plegado Perdido.

7.8.11.2. Cinturón Plegado Perdido, se localiza al oriente de la sub cuenca Geológica Salina del Bravo y se caracteriza por presentar un estilo de pliegues y fallas inversas orientadas de suroeste a noreste, que despegan en la sal autóctona jurásica (Fig. 7.8.11-2). Este cinturón plegado se asocia a la compresión y al mecanismo de inflación de la sal originado por la tectónica gravitacional ocurrida al occidente del área, en la cuenca Petrolera Burgos, durante el Oligoceno-Mioceno. Las trampas de este cinturón son grandes estructuras anticlinales (con áreas de

100 a 250 km²) nucleadas por sal, alargadas (más de 40 Km) y apretadas, con tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 m. El cinturón de pliegues se extiende hacia la parte estadounidense del Golfo de México, en donde se han realizado varios descubrimientos importantes de aceite entre los que se encuentran Baha, Trident, Great White, Tobago, Silvertip y Tiger.

En México se ha confirmado la existencia de yacimientos de aceite de 29°API, en areniscas de abanicos turbidíticos del Eoceno inferior en el pozo Trión-1 (2012); en areniscas turbidíticas asociadas a canales amalgamados de la misma edad en Maximino-1, que contienen aceite ligero de 43° API y en areniscas turbidíticas de canales y de desborde del Oligoceno en el pozo Supremus-1, con aceites de 29°API. En el pozo PEP-1, se presentaron manifestaciones de aceite de 43° API en areniscas del Eoceno inferior. Se estima que también pueden existir yacimientos en calizas fracturadas mesozoicas de aguas profundas en estructuras de esta sub cuenca Geológica.

7.8.11.3. Cordilleras Mexicanas: esta sub cuenca se localiza al oriente de la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tamaulipas, donde se formó un amplio cinturón plegado desde la parte sur de la Provincia Salina del Bravo hasta el límite noroccidental de la sub cuenca Geológica del Cinturón Plegado Catemaco, generado como respuesta a la extensión gravitacional de la faja extensional desarrollada en la parte sur de la Cuenca de Burgos y en la sub cuenca Geológica del Cinturón Extensional

Quetzalcoatl. Este cinturón plegado se extiende a lo largo de 500 km y cubre cerca de 70,000 km² en tirantes de agua entre 1,000 y 3,000 m. Se caracteriza por anticlinales asimétricos largos y angostos, generalmente con vergencia al oriente y en algunos casos en sentido opuesto. El sistema ligado extensión - compresión que propicio la formación de la sub cuenca Geológica Cordilleras Mexicanas se transmite a través de más de una superficie de despegue dentro del Terciario, interpretándose la más importante en el Eoceno superior (7.8.11-3).

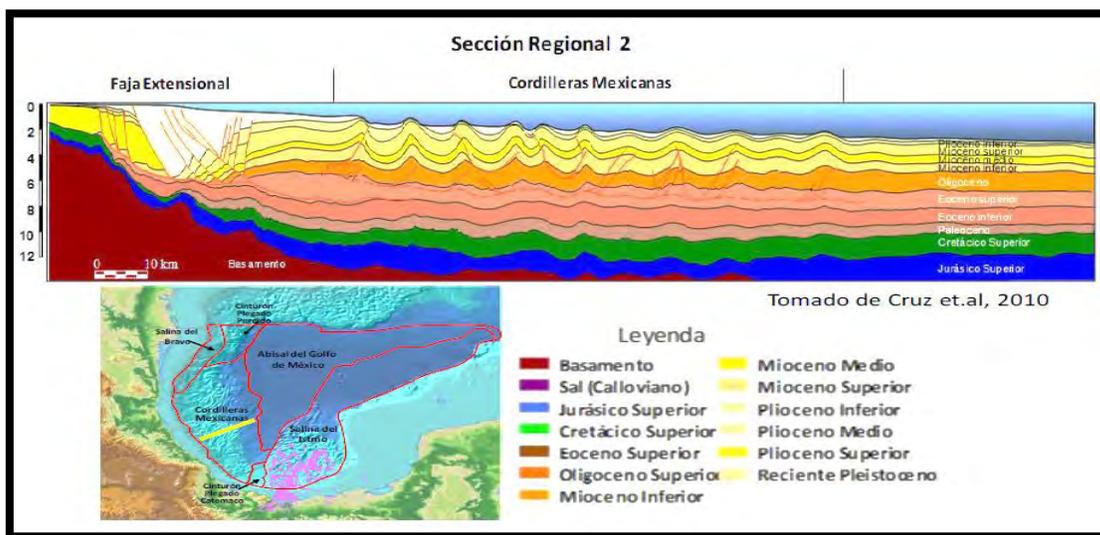


Figura 7.8.11-3. Sección estructural tipo de las sub cuenca Salina Cordilleras Mexicanas.

7.8.11.4. Salina del Istmo, esta sub cuenca es la extensión hacia aguas profundas de la sub cuenca Salina del Istmo y se distribuye desde la isobata 500 m hasta la planicie abisal, es la contraparte sur de la sub cuenca Geológica Salina del Bravo. Se caracteriza por presentar diferentes estilos de tectónica salina, que en una dirección sur-sureste a norte-noroeste, evoluciona de diapiros comprimidos, algunos colapsados, que están conectados con la sal madre por su

origen asociado a geometrías de toldos de sal alóctona emplazados cerca del fondo marino y estructuras contraccionales con inflación de sal (7.8.11-4).

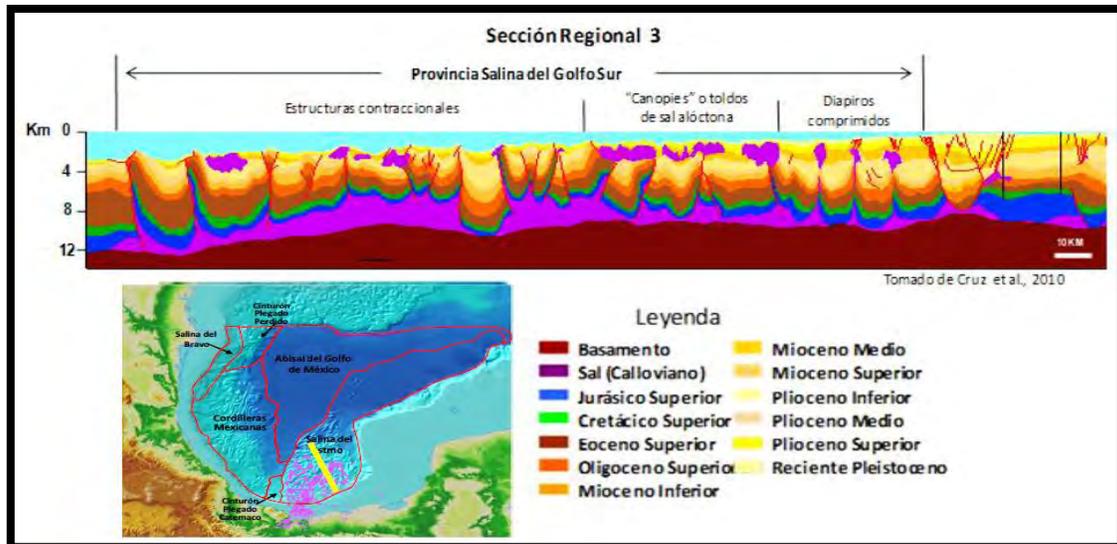


Figura 7.8.11-4. Sección estructural tipo de las sub cuenca Salina del Istmo.

7.8.11.5. Cinturón Plegado Catemaco, esta provincia se localiza al norte del Complejo Volcánico de los Tuxtlas, en la porción marina profunda. Es un cinturón deformado con pliegues asimétricos con orientación noreste-suroeste y vergencia al noroeste, afectados por fallas inversas y cabalgaduras que despegan de superficies ubicadas en la base del Paleoceno y el Eoceno (Fig. 7.8.11-5.). De acuerdo con las secuencias de expansión asociadas a la deformación, este sistema plegado se formó durante el Mioceno medio-tardío, contemporáneo a la deformación Chiapaneca y por la orientación de sus ejes parece estar influenciado por el colapso gravitacional del Neógeno. Estos eventos tectónicos estructuraron la columna sedimentaria cenozoica que contiene areniscas de canales y abanicos

submarinos en la sección del Oligoceno al Mioceno superior, formando trampas estructurales y combinadas.

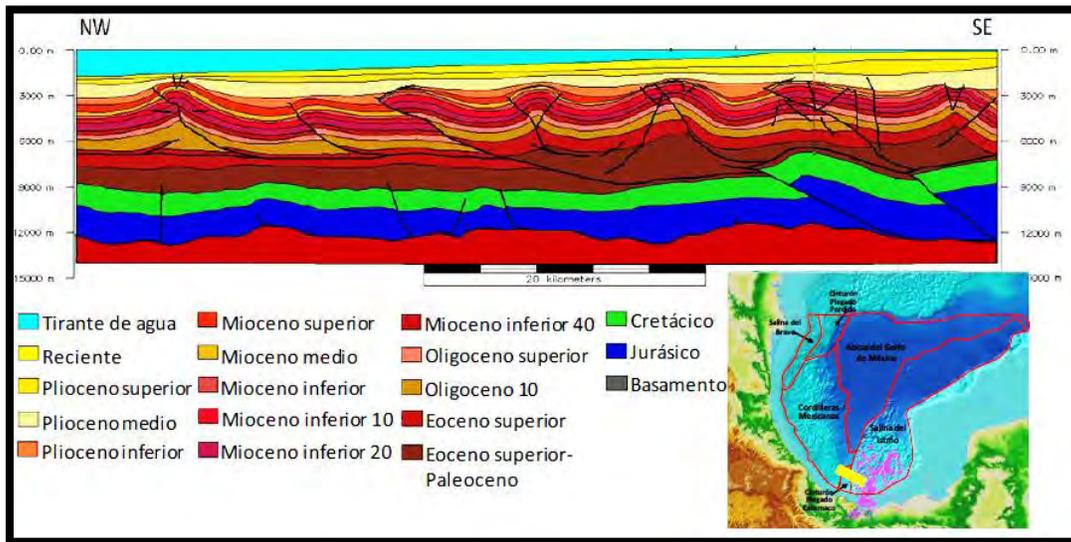


Figura 7.8.11-5. Sección estructural tipo de las sub cuenca Cinturón Plegado Catemaco.

7.8.11.6. Abisal del Golfo de México, se localiza en la parte central y más profunda del Golfo de México (Fig. 7.8.11-6), en esta área la columna sedimentaria no tiene una deformación importante, por lo que solo pudieran existir estructuras de muy bajo relieve o trampas estratigráficas que pudieran ser de interés económico, se infiere que en ella están contenidas rocas arcillosas y desarrollos de areniscas de abanicos de piso de cuenca, por su tirante de agua representarían la última frontera en el Golfo de México Profundo.

La perforación de pozos en aguas profundas inició en 2004 en el proyecto Golfo de México B y posteriormente en el Golfo de México Sur, esta cuenca agrupa sólo 12 campos descubiertos, al 01 de enero de 2016, el volumen original 3P de estos campos se muestra en la tabla 7.8.11-0, estos volúmenes están supeditados a

evaluaciones económicas con esquemas de desarrollo a las condiciones económicas de mercado internacional de crudo y gas de referencia, así como a sus actualizaciones por pozos delimitadores y de desarrollo, sólo para efectos de análisis e investigación, se consideran los volúmenes originales, en lugar de las reservas posibles de estos campos. Adicionalmente la Figura 7.8.11-7 expone una imagen de las sub cuencas de la cuenca Golfo de México Profundo en una vista areal de la cuenca.

	mmbpce
	2,157.6
Exploratus	513.8
Kunah	299.1
Trión	280.4
Maximino	212.9
Nat	187.3
Lakach	167.5
Lalail	120.4
Piklis	111.4
Nen	83.3
Noxal	76.7
Hem	72.1
Nab	32.6

Tabla 7.8.11-0. Campos con reserva original 3P en la cuenca el Golfo de México, enero 2015.

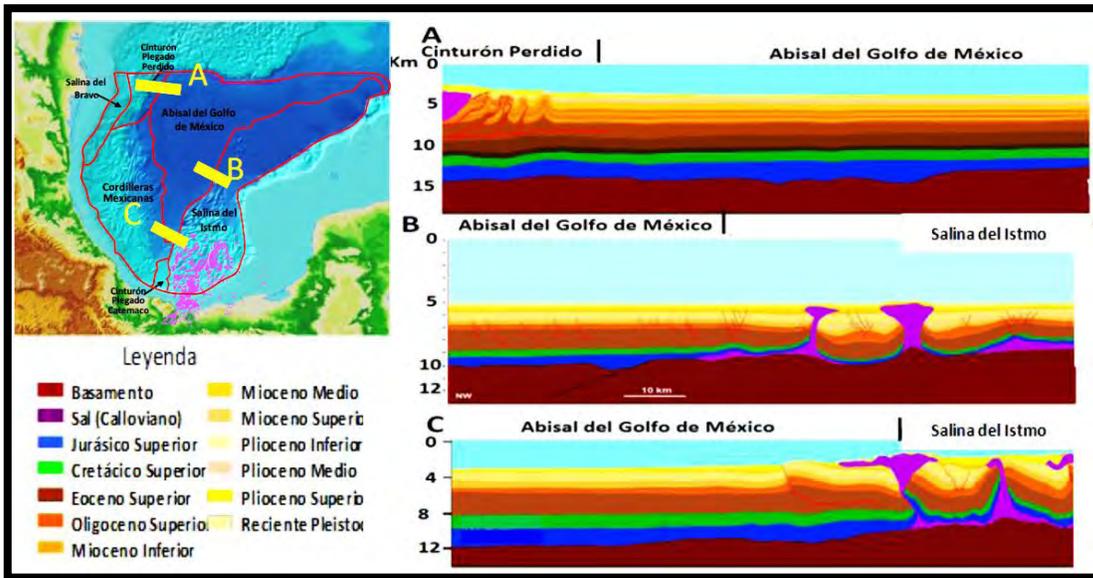


Figura 7.8.11-6. Sección estructural tipo de las sub cuenca Abisal del Golfo de México.

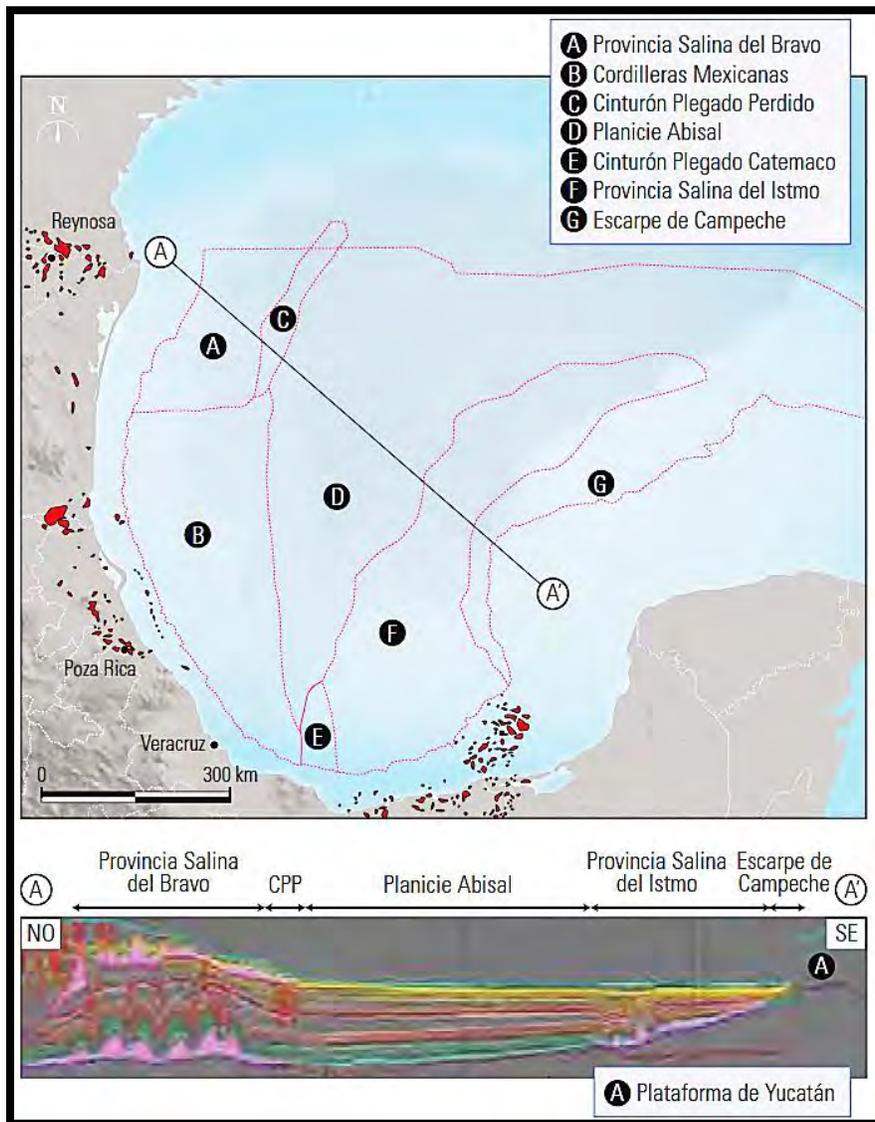


Figura 7.8.11-7. Sección estructural tipo de las sub cuencas del Golfo de México Profundo.

7.8.12 Aplicación del modelo de distribución de probabilidad fractal en campos hipotéticos.

Debido a que sólo se han encontrado hidrocarburos en una decena de pozos exploratorios de la Cuenca del Golfo de México Profundo, se considera insipiente actividad exploratoria que se ha realizado en esta cuenca, la estimación de los recursos prospectivos utilizando la metodología de distribuciones de probabilidad

fractal también puede ser aplicada, pero con ciertos criterios, por lo que se tomarán resultados generados con una versión de la base de datos de la documentación de oportunidades exploratorias (BDOE) en Aguas Profundas cuyo criterio para calcular el volumen original de hidrocarburos, usa la media de las volumetrías de las oportunidades exploratorias de aguas profundas de la BDOE al 01 de enero de 2013, ya que la media representa el valor esperado de la cantidad total de hidrocarburos que se puede extraer del futuro campo.

De acuerdo con el Dr. Adrian Barrera Roldan, el 100 % de las oportunidades de la BDOE que se identificaron en el Golfo de México Profundo, sólo se consideraron para el análisis aquel cuya volumetría promedio era mayor a 106 mmbpce, ya que éste es el tamaño mínimo comercial. De este subgrupo sólo se consideró el 60 % de las oportunidades ya que éste es el porcentaje de éxito exploratorio que se ha observado en el Golfo de México profundo en el territorio de los Estados Unidos de América (EUA). Este porcentaje de oportunidades se seleccionó semi aleatoriamente, dándole un peso a la probabilidad de éxito geológico de las mismas. Una consideración más, fue que la pendiente de la curva con la cual se ajustó el comportamiento fractal se obtuvo al graficar los volúmenes de hidrocarburos de campos pertenecientes a los EUA, descubiertos en aguas profundas del Golfo de México, cuya pendiente o dimensión fractal resulta de 1.4. Ver Figura 7.8.12-1.

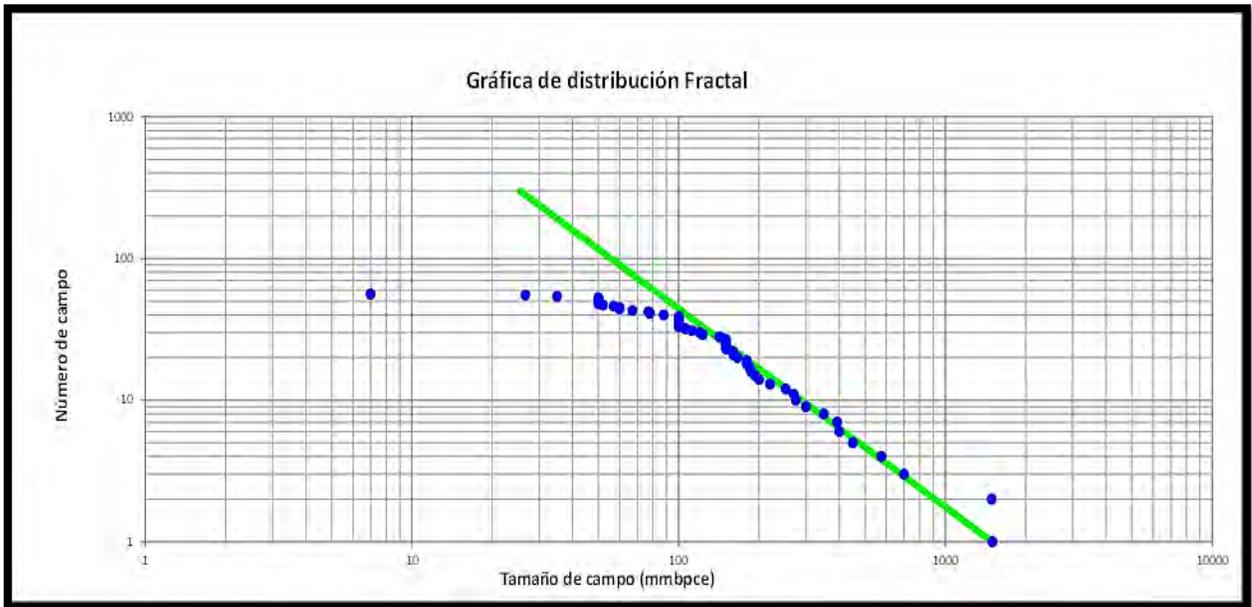


Figura 7.8.12-1. Ajuste de la parábola del comportamiento fractal que presentan los volúmenes de los campos con producción comercial del Golfo de México Profundo de los EUA.

En la gráfica 7.8.12-2 se muestra el ajuste al comportamiento fractal que se realizó para estimar los recursos prospectivos de aguas profundas de México, utilizando la pendiente de la curva de la gráfica 7.8.12-1. Como se puede observar, el ajuste es muy pobre porque el comportamiento de las volumetrías de las oportunidades muestra una sobreestimación, ya que la pendiente que muestran estos datos es de -2.8, el doble de la pendiente que muestran los campos de los Estados Unidos América (EUA). El ajuste con la pendiente de -2.8 se muestra en la gráfica 7.8.12-3. Debido de esta gran diferencia entre la pendiente que muestran los volúmenes de hidrocarburos de los campos de los EUA (-1.4) y la que muestran las volumetrías de la BDOE en aguas profundas (-2.8), es que no fue posible estimar los recursos prospectivos para las Cuencas del Golfo de México Profundo utilizando la metodología de distribuciones de probabilidad fractal. Sin embargo,

este resultado muestra que la metodología de fractales también se puede utilizar para hacer una validación gruesa y rápida de las volumetrías que Geocientíficos estiman para oportunidades exploratorias, por Ingenieros de Yacimientos.

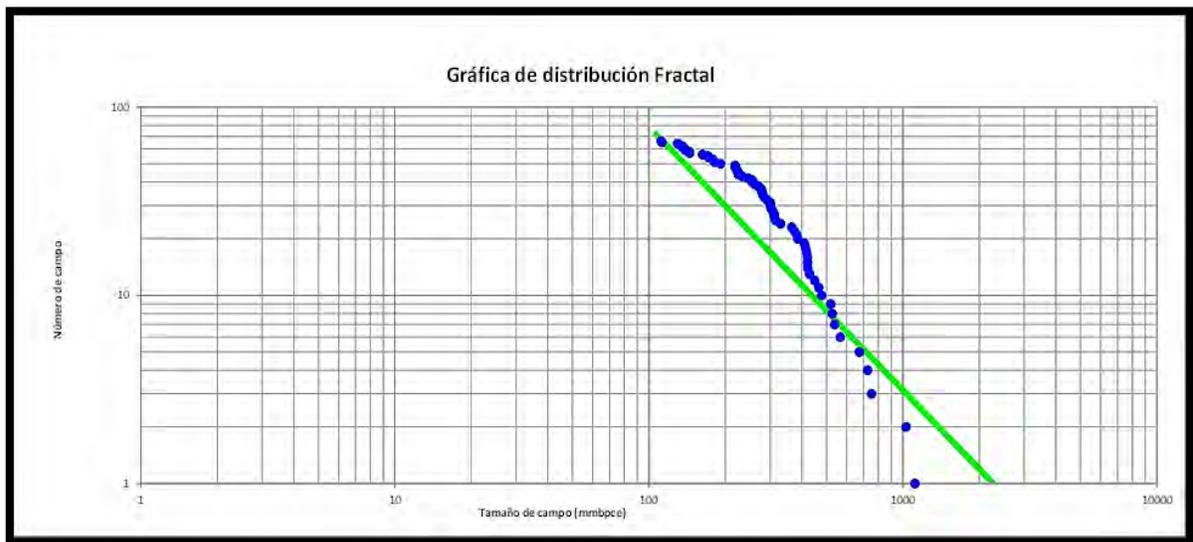


Figura 7.8.12-2. Ajuste de curva de comportamiento fractal para volúmenes de campos petroleros de las Cuencas del Golfo de México Profundo utilizando la pendiente (-1.4) que muestran los campos del GMP descubiertos en el territorio de los EUA.

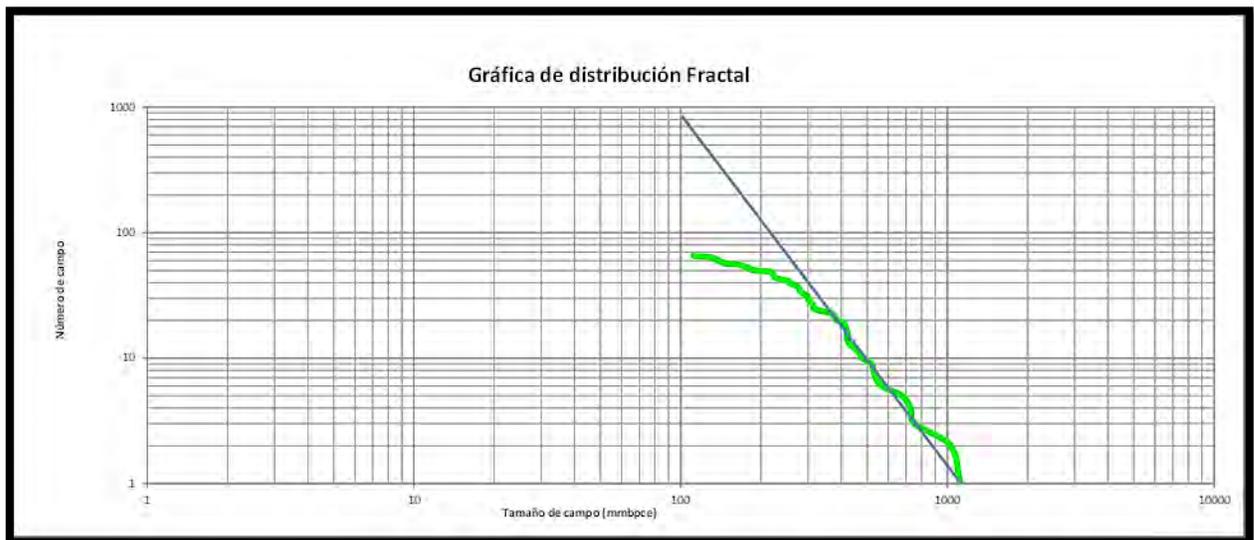


Figura 7.8.12-3. Ajuste de curva de comportamiento fractal para volúmenes de campos petroleros de las Cuencas del Golfo de México Profundo utilizando la pendiente (-1.4) que muestran los campos del GMP descubiertos en el territorio de los EUA.

Para concluir este trabajo de investigación, a manera de resumen se presenta en la Tabla 7.8.12-0., los resultados obtenidos para cada una de las cuencas analizadas con el sistema desarrollado SEPCROF/DiPF (Cuencas), cabe señalar 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.

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 DESCUBRIR (MMBPCE)	POR 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

Tabla 7.8.12-0. Resultados del sistema SEPCROF/DiPF (Cuencas) para todas las cuencas con producción comercial al 01 de enero/2016.

Conclusiones y Futuras líneas de trabajo

- 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.
- Es importante incrementar el éxito exploratorio debido a que se esperan descubrimientos de campos pequeños.
- Se debe considerar mantener en niveles competitivos los costos de descubrimiento y desarrollo, así como de producción.
- Mantener 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.

- Para mantener estable la producción de crudo y gas, solamente puede ser alcanzado 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.
- La técnica de Distribución Fractal Parabólica da excelentes representaciones de fenómenos naturales complejos, incluyendo la distribución espacial de los campos en las Cuencas gasíferas y petrolíferas en explotación.
- Según la versión actual del “Portafolio de Inversiones” se pretende alcanzar en el futuro a mediano plazo una producción promedio de crudo de 3.4 millones de barriles diarios, revirtiendo la declinación irreversible de campos importantes como Cantarell, esto sólo se logrará restituyendo la producción del periodo año con año con descubrimientos nuevos, los cuales serán de medianos a pequeños en Cuencas maduras.
- Los recursos prospectivos son utilizados para definir la estrategia exploratoria, y con ello programar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, que

permitan restituir las reservas de los campos actualmente en producción y dar sustentabilidad a la organización en el mediano y largo plazo.

- En este contexto, la estrategia exploratoria está dirigida hacia las cuencas del Sureste y Golfo de México Profundo en la búsqueda principalmente de aceite, mientras que en las cuencas de Sabinas, Burgos y Veracruz, continúa enfocándose hacia el descubrimiento de nuevos campos de gas no asociado.
- En primer lugar, el objetivo primordial era desarrollar una interfaz gráfica que permitiera al usuario estimar el volumen de petróleo que aún queda por descubrir en cada cuenca con producción comercial. El programa SEPCROP/DiPF (Cuencas) se desarrolló en base a este objetivo, de tal forma que el usuario pueda utilizarla sin muchos conocimientos previos, hasta el punto que si se utiliza de forma intuitiva, se conseguirá ponerla en funcionamiento.
- También, se buscaba que la interfaz pudiera servir para predecir nuevos valores a partir del mejor modelo de regresión no lineal, es decir, usar la relación matemática que se obtenga de cada cuenca para modelar (simular) la transformación de la parábola en una recta. Este objetivo se ha conseguido pero por los tiempos agotados su aplicación queda como una futura línea de trabajo.

- Otro objetivo fue el de conseguir que la interfaz mostrara resultados sencillos y útiles para evaluar el recurso prospectivo estimado. Este objetivo se ha conseguido ya que en cada pantalla de la interfaz se ha podido maximizar la presentación de datos en forma gráfica: gráficos de dispersión, histogramas, gráficos de error medio absoluto relativo, gráficos de valor de variables estimadas respecto a reales, etc.
- Por otra parte, otra conclusión que es importante destacar, es que el programa SEPCROP/DiPF (Cuencas) puede ser utilizada para la resolución de problemas de distintos sectores, tales como la medicina, ingeniería, economías, etc; sectores en los que quizás los usuarios tienen poco conocimiento de estas técnicas estadísticas, de manera que el uso de la interfaz les facilitará mucho su aplicación.
- 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.

ANEXO.

Programa desarrollado en MatLab

CODIGO FUENTE PARA EL CASO DE LA CUENCA DE SABINAS, ES REPETITIVO EL PROCESO, POR ESO SE SELECCIONO UN SOLO CASO

El código es el mismo para cada cuenca, solo cambian los datos. En este ejemplo se utilizan los datos de la cuenca de SABINAS

PANTALLA 1.- DISTRIBUCION FRACTAL

%Código Desarrollado por Jorge Huescani Jiménez Bernal

%Reserva Original 2P

```
ResOri2P = [22.3719,16.8179,12.7148,11.3413,10.1149,8.4511,7.2306,5.8340,...  
2.3487,2.1099,1.2415,0.9825,0.8788,0.3755,0.1977,0.1776,0.1749,0.1729...  
0.1481,0.0875,0.0758,0.0703,0.0610,0.0293,0.0023,0.0000,0.0000,0.0000];
```

```
Rank=[1:size(ResOri2P,1)]; %Rank
```

% Gráfica

```
loglog(ResOri2P,Rank,'or','linewidth',2)
```

```
xlabel('Reserva Original 2P (mmbpce)')
```

```
ylabel('Número de Campos (Rank)')
```

```
axis([0 10000 1 10000])
```

```
grid on
```

```
AreaDatos = sum(ResOri2P); % ÁREA DESCUBIERTA
```

```
PAA = 74.90;
```

```
RR3P = AreaDatos - PAA; %Reserva Remanente 3P
```

```
Total = Rank(end); %número total de datos
```

Curva de Ajuste

% Los datos se toman a partir del valor Unitario

```
ResOri2P2=[22.3719,16.8179,12.7148,11.3413,10.1149,8.4511,7.2306,5.8340,.2.
```

```
3487,2.1099,1.2415]';
```

```
Rank=[1:size(ResOri2P2,1)]';
```

% Se grafica datos volumen original 2P vs Rank

```
loglog(ResOri2P2,Rank,'or','linewidth',2)
```

```
xlabel('Reserva Original 2P (mmbpce)')
```

```
ylabel('Número de Campos (Rank)')
```

```
axis([1 1000 1 1000])
```

```
grid on
```

% se grafica la curva de ajuste

```
hold on
```

```
t = ResOri2P2;
```

```
kp = [1:size(ResOri2P2,1)]';
```

```
h = plot(t,kp,'k','linewidth',2);
```

```
hold off
```

```
start=[0;1];
```

```
outputFcn = @(x,optimvalues,state)fitoutputfun(x,optimvalues,state,t,kp,h);
```

```
options = optimset('OutputFcn',outputFcn,'ToIX',0.1);
```

```
estimated_lambda = fminsearch(@(x)fitfun(x,t,kp),start,options);
```

```
y=kp;
```

```
F = @(x,xdata)x(1)*exp(-x(2)*xdata) + x(3)*exp(-x(4)*xdata);
```

```
x0 = [1 1 0 0];
```

```
[x,resnorm,~,exitflag,output] = lsqcurvefit(F,x0,t,y);
```

```
Ra = corrcoef(kp,F(x,t)); % coeficiente de correlación
```

```
R = Ra(2,1);
```

Grafica Recta

```
global Calc
```

```
global PorEncontrar
```

```
m = handles.edit1; % pendiente. Valor ingresado por el usuario
```

```
b = handles.edit2; % intersección eje Y. Valor ingresado por el usuario
```

```
cont = [1:b]';
```

```
for i=1:b
```

```
    Calc(i) = 10^(((log10(cont(i)/b))/m));
```

```
end
```

```
Calc=Calc';
```

```
hold on
```

```
loglog(Calc,cont,'b','linewidth',2)
```

```
% Calculo Área por descubrir entre AA y BB
```

```
AA = 1; %MINIMO
```

```
BB = handles.edit4; %MAXIMO. Valor ingresado por el usuario
```

```
% Datos originales
```

```
for i=1:Rank(end)
```

```
    if ResOri2P(i)<AA
```

```
        ResOri2P(i) = 0;
```

```

elseif ResOri2P(i)>BB
    ResOri2P(i) = 0;
end
end
AreaDatos2 = sum(ResOri2P); % suma datos en el intervalo
% Área en el intervalo
MM = [1:size(Calc,1)]';
for i=1:size(Calc,1)
    if Calc(i)>AA && Calc(i)<BB
        plot(Calc(i), MM(i),'og')
    else
        Calc(i) = 0;
    end
end
end
AreaCalculada = sum(Calc); % suma área recta intervalo
PorEncontrar = AreaCalculada - AreaDatos2;
Calc(Calc==0) = [];
TotalPorDescubrir = size(Calc,1);

```

PANTALLA 2.- ESTADISTICA DESCRIPTIVA. VOLUMEN DESCUBIERTO

```

Media = mean(ResOri2P); % media aritmética
GeomeMedia = geomean(ResOri2P); % media geométrica
Mediana = median(ResOri2P); % mediana

```

Minimo = min(ResOri2P); % mínimo
Maximo = max(ResOri2P); %máximo
Varianza = var(ResOri2P); %varianza muestral
DsvStd= std(ResOri2P); %Desviación estándar muestral
Rango = range(ResOri2P); %Rango de la serie, diferencia entre el máximo y el minimo

Moda = mode(ResOri2P); %Moda
Total = sum(ResOri2P); %Suma de los datos reserva original
TotalCampos = Rank(end); % Número total de campos reserva original

%Percentiles

P10 = prctile(ResOri2P,10); %Percentil 10
P20 = prctile(ResOri2P,20); %Percentil 20
P30 = prctile(ResOri2P,30); %Percentil 30
P40 = prctile(ResOri2P,40); %Percentil 40
P50 = prctile(ResOri2P,50); %Percentil 50
P60 = prctile(ResOri2P,60); %Percentil 60
P70 = prctile(ResOri2P,70); %Percentil 70
P80 = prctile(ResOri2P,80); %Percentil 80
P90 = prctile(ResOri2P,90); %Percentil 90
P100 = prctile(ResOri2P,100); %Percentil 100

Función de probabilidad acumulada

```
ResOri2P (ResOri2P == 0)=[];  
n=size(ResOri2P,2);
```

```

PercentilSimple =(1/n)*100;
for i=1:n
    if i==1
        PercentilAcumulado(i) = PercentilSimple;
    else
        PercentilAcumulado(i) = PercentilAcumulado(i-1)+PercentilSimple;
    end
end
V=ResOri2P;

```

% ORDENAMIENTO CRECIENTE DE BURBUJA

```

for i=1:n
    for j=1:n-i
        if V(j)>V(j+1)
            aux=V(j);
            V(j)=V(j+1);
            V(j+1)=aux;
        end
    end
end

semilogx(V,PercentilAcumulado,'bo')

set(gca,'YTick',0:10:100)

xlabel('Reserva Original Descubierta 2P (mmbpce)')

ylabel('Percentil de la distribución de probabilidad (%)')

```

```
title('Función de Probabilidad Acumulada de la Cuenca del Sureste')
```

```
grid on
```

Distribución por tamaño de campos

```
%original
```

```
j1=1; j2=1; j3=1; j4=1; j5=1; j6=1; j7=1; j8=1; j9=1; j10=1; j11=1; j12=1;
```

```
j13=1;
```

```
for i=1:size(ResOri2P,2)
```

```
    if ResOri2P(i) <= 0.2
```

```
        T_1(j1) = ResOri2P(i);
```

```
        j1=j1+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>0.2 && ResOri2P(i)<=0.4
```

```
        T_2(j2) = ResOri2P(i);
```

```
        j2=j2+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>0.4 && ResOri2P(i)<=0.6
```

```
        T_3(j3) = ResOri2P(i);
```

```
        j3=j3+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>0.6 && ResOri2P(i)<=0.8
```

```
        T_4(j4) = ResOri2P(i);
```

```
        j4=j4+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>0.8 && ResOri2P(i)<=1
```

```
        T_5(j5) = ResOri2P(i);
```

```
        j5=j5+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>1 && ResOri2P(i)<=2
```

```
T_6(j6) = ResOri2P(i);
j6=j6+1;
elseif ResOri2P(i)>2 && ResOri2P(i)<=4
    T_7(j7) = ResOri2P(i);
    j7=j7+1;
elseif ResOri2P(i)>4 && ResOri2P(i)<=6
    T_8(j8) = ResOri2P(i);
    j8=j8+1;
elseif ResOri2P(i)>6 && ResOri2P(i)<=8
    T_9(j9) = ResOri2P(i);
    j9=j9+1;
elseif ResOri2P(i)>8 && ResOri2P(i)<=10
    T_10(j10) = ResOri2P(i);
    j10=j10+1;
elseif ResOri2P(i)>10 && ResOri2P(i)<=20
    T_11(j11) = ResOri2P(i);
    j11=j11+1;
elseif ResOri2P(i)>20 && ResOri2P(i)<=40
    T_12(j12) = ResOri2P(i);
    j12=j12+1;
elseif ResOri2P(i)>40
    T_13(j13) = ResOri2P(i);
    j13=j13+1;
```

```

    end

end

T1 = size(T_1,2);T2 = size(T_2,2); T3 = size(T_3,2); T4 = size(T_4,2);
T5 = size(T_5,2); T6 = size(T_6,2); T7 = size(T_7,2); T8 = size(T_8,2); T9 =
size(T_9,2); T10 = size(T_10,2); T11 = size(T_11,2);
T12 = size(T_12,2); T13 = size(T_13,2);
Yac = [T1,T2,T3,T4,T5,T6,T7,T8,T9,T10,T11,T12,T13];

bar(Yac,'r')

set(gca,'xticklabel',{'0-0.2','0.2-0.4', '0.4-0.6','0.6-0.8','0.8-1','1-2',...
    '2-4','4-6','6-8','8-10','10-20','20-30','>40'})

title('Distribución por tamaño de Campos')

xlabel('Tamaño (mmbpce)')

ylabel('Número de yacimientos')

grid on

```

PANTALLA 3.- ESTADISTICA DESCRIPTIVA. VOLUMEN PROSPECTIVO

```

global Calc

global PorEncontrar

    %Estadística descriptiva

Media = mean(Calc);    %media aritmetica

GeomeMedia = geomean(Calc); %media geometrica

Mediana = median(Calc); %mediana

```

Minimo = min(Calc); **%minimo**

Maximo = max(Calc); **%maximo**

Varianza = var(Calc); **%varianza muestral**

DsvStd= std(Calc); **%Desviación estandar muestral**

Rango = range(Calc); **%Rango de la serie, diferencia entre el maximo y el minimo**

Moda = mode(Calc); **%Moda**

TotalPorDescubrir = size(Calc,1); **% Número total de campos reserva original**

P10 = prctile(Calc,10); **%Percentil 10**

P20 = prctile(Calc,20); **%Percentil 20**

P30 = prctile(Calc,30); **%Percentil 30**

P40 = prctile(Calc,40); **%Percentil 40**

P50 = prctile(Calc,50); **%Percentil 50**

P60 = prctile(Calc,60); **%Percentil 60**

P70 = prctile(Calc,70); **%Percentil 70**

P80 = prctile(Calc,80); **%Percentil 80**

P90 = prctile(Calc,90); **%Percentil 90**

P100 = prctile(Calc,100); **%Percentil 100**

Función de probabilidad acumulada

```
ResOri2P (ResOri2P == 0)=[];  
n=size(ResOri2P,2);  
PercentilSimple =(1/n)*100;
```

```

for i=1:n
    if i==1
        PercentilAcumulado(i) = PercentilSimple;
    else
        PercentilAcumulado(i) = PercentilAcumulado(i-1)+PercentilSimple;
    end
end
V=ResOri2P;

```

% ORDENAMIENTO CRECIENTE DE BURBUJA

```

for i=1:n
    for j=1:n-i
        if V(j)>V(j+1)
            aux=V(j);
            V(j)=V(j+1);
            V(j+1)=aux;
        end
    end
end
plot(V,PercentilAcumulado,'bo')
axis([1 120 1 100])
set(gca,'YTick',0:10:100)
xlabel('Volumen Prospectivo 2P (mmbpce)')
ylabel('Percentil de la distribución de probabilidad (%)')

```

```
title('Función de Probabilidad Acumulada de la Cuenca del Sureste')
```

```
grid on
```

Distribución por tamaño de campos

```
ResOri2P = Calc';
```

```
j1=1; j2=1; j3=1; j4=1; j5=1; j6=1; j7=1; j8=1; j9=1; j10=1
```

```
for i=1:size(ResOri2P,2)
```

```
    if ResOri2P(i) <= 1.2
```

```
        T_1(j1) = ResOri2P(i);
```

```
        j1=j1+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>1.2 && ResOri2P(i)<=1.4
```

```
        T_2(j2) = ResOri2P(i);
```

```
        j2=j2+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>1.4 && ResOri2P(i)<=1.6
```

```
        T_3(j3) = ResOri2P(i);
```

```
        j3=j3+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>1.6 && ResOri2P(i)<=1.8
```

```
        T_4(j4) = ResOri2P(i);
```

```
        j4=j4+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>1.8 && ResOri2P(i)<=2
```

```
        T_5(j5) = ResOri2P(i);
```

```
        j5=j5+1;
```

```
    elseif ResOri2P(i)>2 && ResOri2P(i)<=3
```

```

    T_6(j6) = ResOri2P(i);
    j6=j6+1;
elseif ResOri2P(i)>3 && ResOri2P(i)<=5
    T_7(j7) = ResOri2P(i);
    j7=j7+1;
elseif ResOri2P(i)>5 && ResOri2P(i)<=10
    T_8(j8) = ResOri2P(i);
    j8=j8+1;
elseif ResOri2P(i)>10 && ResOri2P(i)<=30
    T_9(j9) = ResOri2P(i);
    j9=j9+1;
elseif ResOri2P(i)>30
    T_10(j10) = ResOri2P(i);
    j10=j10+1;
end
end
T1 = size(T_1,2);
T2 = size(T_2,2); T3 = size(T_3,2);
T4 = size(T_4,2); T5 = size(T_5,2); T6 = size(T_6,2);
T7 = size(T_7,2); T8 = size(T_8,2); T9 = size(T_9,2);
T10 = size(T_10,2);
Yac = [T1,T2,T3,T4,T5,T6,T7,T8,T9,T10];

```

```
bar(Yac,'r')
set(gca,'xticklabel',{ '0-1.2', '1.2-1.4', '1.4-1.6', '1.6-1.8', '1.8-2', '2-3', ...
    '3-5', '5-10', '10-30', '>30'})
title('Distribución por tamaño de Campos')
xlabel('Volumen Prospectivo 2P (mmbpce)')
ylabel('Número de yacimientos')
grid on
```

REFERENCIAS

- [1] Álvarez de la Borda, J., 2005, Los orígenes de la industria petrolera en México, 1900-1925. México DF, Archivo Histórico de Petróleos Mexicanos, PEMEX, 2005, 308 pp.
- [2] Amos Gilat, MATLAB An Introduction with Applications, third edition, Facultad de Ingeniería, UNAM. The Ohio State University. 2007.
- [3] Attanasi, E.D., and Drew, L.J., 1985, Lognormal field size distributions as a consequence of economic truncation: Journal of the International Association for Mathematical Geology, v. 17, no. 4, p. 335-351. Field-size distributions, historical extrapolation.
- [4] Attanasi, E.D., and Drew, L.J., 1990, Economic implications of petroleum field size distributions: Energy Exploration and Exploitation, v. 8, no. 3, p. 245-257. Field-size distributions, quantitative characterization of undiscovered resources
- [5] Barbosa Cano, F. 2008. El Potencial Petrolero de México en la Era Post-Cantarell.
- [6] Barreda A. La Exploración Petrolera en las Aguas Profundas del Golfo de México, UNAM, FTE Energía 7, 2007.
- [7] Bois, C., Cousteau, A., Perrodon, A., and Pommier, G., 1980, Methodes d'estimation des reserves ultimes [Methods of estimation of ultimate reserves], in World Petroleum Congress, 10th, Bucharest, 1979, Proceedings: London, Heyden, v. 2, p. 279-289. Field-size distributions, historical extrapolation, deposit modeling, organic geochemical mass balance.
- [8] Ian Bryant and Herbest Nora, De Cuenca a Cuenca: La Tectónica de Placas de Exploración, Schlumberger Oilfield Review, 2012.
- [9] 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>.
- [10] Chen, Zhuoheng, and Sinding-Larsen, Richard, 1994, Estimating number and field size distribution in frontier sedimentary basins using a Pareto model: Nonrenewable Resources, v. 3, no. 2, p. 91-95. Field-size distributions.

- [11] Cossio Santizio M. A Semi-Analytic Solution for Flow in Infinite-Conductivity Vertical Fractures usin Fractal Theory, tesis de Maestria, Texas AIM University, August, 2011.
- [12] Coustau, Henri, 1979, Logique de distribution des tailles des champs dans les bassins [Field-size distribution in basins]: *Petrole et Techniques*, no. 262, p. 23-30. Field-size distributions.
- [13] Crovelli, R.A., 1981, Probabilistic methodology for oil and gas resource appraisal: U.S. Geological Survey Open-File Report 81-1151, 77 p. Mathematical tools.
- [14] Crovelli, R.A., and Barton, C.C., 1993, Fractals and the Pareto distribution applied to petroleum accumulation-size distributions: U.S. Geological Survey Open-File Report 91-18, 29 p. Field-size distributions.
- [15] Dahlberg, E.C., 1980, Pros and cons of Zipf's Law as a resource appraisal tool [abs.], in Miall, A.D., ed., *Facts and principles of world petroleum occurrence: Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 6*, p. 987. Field-size distributions.
- [16] Davis, J.C., and Chang, Ted, 1989, Estimating potential for small fields in mature petroleum province: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 73, no. 8, p. 967-976. Field-size distributions.
- [17] 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).
- [18] Drew, L.J., Schuenemeyer, J.H., and Bawiec, W.J., 1982, Estimation of the future rates of oil and gas discoveries in the western Gulf of Mexico: U.S. Geological Survey Professional Paper 1252, 26 p. Field-size distributions, historical extrapolation.
- [19] Escalera Alcocer J.A. *Estrategía, logros y desafíos de la Exploración Petrolera en México*, Academia de Ingeniería, México, Septiembre, 2010.
- [20] Espinoza Elizarraraz B. *Modelos Fisico-Matemáticos para flujos multifásicos en medios con porosidad fractal*, tesis de Doctorado, ESIME, IPN, 2011.
- [21] Flamenco López F. *Modelado de Flujo de Fluidos en Yacimientos Fracturados a través del uso de Fractales*, tesis de maestría, UNAM, Ingeniería, 2001.

- [22] Gumiel Martinez P. Fractales su importancia en Geología. Simulación de patrones fractales naturales. *Geogaceta* 20, 1382-1384, 1996, Madrid.
- [23] Houghton, J.C., 1986, Use of field size distributions in analog basins for hydrocarbon resource assessment: U.S. Geological Survey Open-File Report 86-180, 40 p. Field-size distributions.
- [24] Kaufman, Gordon, Balcer, Y., and Kruyt, D., 1975, A probabilistic model of oil and gas discovery, in Haun, J.D., ed., *Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology*, no. 1, p. 113-142. Field-size distributions, historical extrapolation.
- [25] Kunin, N. Ya., and Krasil'nikova, T.B., 1980, A statistical method of forecasting the number and size of petroleum-bearing anticline structures in platform regions: *International Geology Review*, v. 23, no. 12, p. 1443-1448. Field-size distributions.
- [26] 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>
- [27] Lee, P.J., 1993, Oil and gas pool size probability distributions--J-shaped, lognormal, or Pareto?, in *Current research, part E: Geological Survey of Canada, Paper 93-1E*, p. 93-96. Field-size distributions.
- [28] León Villeda C. Análisis de Pruebas de Interferencia en yacimientos Naturalmente Fracturados con Geometría Fractal, tesis de maestría, UNAM, Ingeniería, 2010.
- [29] Levorsen, A.I., 1950, Estimates of undiscovered petroleum reserves: United Nations Scientific Conference on the Conservation and Utilization of Resources, Lake Success, N.Y., 1949, *Proceedings*, v. 1, Plenary meetings, p. 94-99. Areal and volumetric yields.
- [30] Li Kewen. Characterization of Rock Heterogeneity Using Fractal Geometry. *SPE* 86975, 2004.
- [31] Lucki, Zbigniew, and Szkutnik, Zbigniew, 1989, Petroleum exploration models--Estimation and applications: *Mathematical Geology*, v. 21, no. 5, p. 495-512. Field-size distributions, historical extrapolation.
- [32] Magoon, Leslie B., and E. A. Beaumont, 1999, in *Exploring for Oil and Gas Traps*, Edward A. Beaumont and Norman H. Foster, eds., *Treatise of*

Petroleum Geology, Chapter 3, "Petroleum Systems," Handbook of Petroleum Geology, p. 3-1, 3-34.

- [33] Mandelbrot, B., 1982. The fractal geometry of Nature -Freeman N.Y.-460p.
- [34] Martinez, A.R., 1961, Técnicas de predicción aplicables a la industria petrolera de Venezuela, in Congreso Geológico Venezolano, 3d, Caracas, 1959, Memoria, v. 4: Venezuela, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Direccion de Geología, Boletín de geología, Publicación Especial no. 3, p. 1531-1554. Areal and volumetric yields, historical extrapolation.
- [35] Martinez, A.R., 1963, Estimation of the magnitude and duration of petroleum resources, paper 17 in World Petroleum Congress, 6th, Frankurt am Main, West Germany, 1963, Proceedings, sec. 8, p. 133-148. Areal and volumetric yields, historical extrapolation.
- [36] Mini boletín 1, Ronda Cero, abril de 2014. Pemex Exploración y Producción.
- [37] Mini boletín 2, Legislación Secundaria, septiembre de 2014. Pemex Exploración y Producción.
- [38] Mini boletín 3, Resolución Ronda Uno y Ronda Cero, septiembre de 2014. Pemex Exploración y Producción.
- [39] Momper, J.A., 1979, Domestic oil reserves forecasting method, regional potential assessment: Oil and Gas Journal, v. 77, no. 33, p. 144-149. Field-size distributions, historical extrapolation
- [40] 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.
- [41] Ortega-Gutierrez, Fernando, Mitre-Salazar, Luis M., Roldán-Quintana, J., Aranda-Gómez, José J., Morán-Zenteno, Dante, Alaníz-Alvarez Susana, A., Nieto-Samaniego, Ángel F. 1992. Texto Explicativo de la Quinta Edición de la Carta geológica de la República Mexicana, Escala 1:2'000,000. Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México y el Consejo de Recursos Minerales, de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.
- [42] Ortuño Arzate Salvador, El Mundo del Petróleo, Fondo de Cultura Económica, Colección La Ciencia para Todos. 2009.

- [43] Pemex Exploración y Producción, BDOE III 2012, Base de Datos de Oportunidades Exploratorias del tercer trimestre del 2012, Subdirección de Exploración, PEP, 2012.
- [44] Pemex Exploración y Producción, GEEC, Gerencia de Estrategia y Evaluación de Cartera, Subdirección de Planeación y Evaluación, PEP, Reporte 161 del MODEX para la BDOE III 2012, caso base, mayo 2013.
- [45] Pemex Exploración y Producción, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 2010
- [46] Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, Estimación de Recursos Prospectivos con simulación Montecarlo, 2014.
- [47] Pemex Exploración y Producción, Sistablas, 01 de enero de 2016. Base de datos de la Gerencia de Recursos y Reservas.
- [48] Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, Provincia Petrolera Burgos, 2013.
- [49] Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, Provincia Petrolera del Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana), 2013
- [50] Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, Provincia Petrolera Golfo de México Profundo, 2013.
- [51] Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos, 2013.
- [52] Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, Provincia Petrolera Tampico Misantla, 2013.
- [53] Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, Provincia Petrolera Veracruz, 2013.
- [54] Pemex Exploración y Producción, Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México, 2000
- [55] Power, M., 1992, Lognormality in the observed size distribution of oil and gas pools as a consequence of sampling bias: *Mathematical Geology*, v. 24, no. 8, p. 929-945. Field-size distributions, historical extrapolation.
- [56] Provincias Geológicas de México. Pemex Exploración y Producción. Subdirección Técnica de Exploración, 2010.

- [57] Provincias Petroleras de México. Pemex Exploración y Producción. Subdirección Técnica de Exploración, 2010.
- [58] Resolución de la CNH 11.001/13, Lineamientos para el análisis y evaluación de los Recursos Prospectivos y Contingentes de la Nación Secretaría de Energía, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Noviembre de 2013.
- [59] Rueda-Gaxiola, J. El origen del Golfo de México y de sus sub cuencas petroleras mexicanas, con base en la palinoestratigrafía de lechos rojos. Revista mexicana de ciencias geológicas, vol.15, num.1, 1998.
- [60] Schlumberger, Mexico Well Evaluation Conference, 2010.
- [61] SENER, Glosario de términos petroleros, Subsecretaría de hidrocarburos, 2010.
- [62] SENER, Prospectiva de Petróleo crudo y petrolíferos 2014-2028.
- [63] Smith, James L. A Probabilistic Model of Oil Discovery, Energy Laboratory Working Paper No. MIT-EL 80-005WP, 1979.
- [64] Smith, James L., and Ward, G.L., 1981, Maximum likelihood estimates of the size distribution of North Sea oil fields: Journal of the International Association for Mathematical Geology, v. 13, no. 5, p. 399-413. Field-size distributions, historical extrapolation.
- [65] Términos usados en la Industria Petrolera, Base de datos institucional (BDI). Pemex Exploración y Producción 2012.
- [66] Venezuela, in Congreso Geológico Venezolano, 3d, Caracas, 1959, Memoria, v. 4: Venezuela, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Dirección de Geología.