

**ANALISIS DEL ESTADO DEL ARTE DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA POR
LA UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY PARA LA CARACTERIZACIÓN
DEL POTENCIAL PETROLÍFERO DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS Y EL
CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS**

**JULIO OMAR BAUTISTA GAMBOA
DEYSY JOHANNA BÁEZ RUEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO – QUIMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

**ANALISIS DEL ESTADO DEL ARTE DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA POR
LA UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY PARA LA CARACTERIZACIÓN
DEL POTENCIAL PETROLÍFERO DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS Y EL
CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS**

**JULIO OMAR BAUTISTA GAMBOA
DEYSY JOHANNA BÁEZ RUEDA**

**Trabajo de investigación en modalidad “Tesis de Grado” presentado como
requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

Director:

M.Sc NICOLÁS SANTOS SANTOS

Codirector:

Ing. CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ

Codirector:

Geólogo EDWAR HERRERA OTERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO – QUIMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

DEDICATORIA

*Detrás de cada línea de llegada, hay una de partida.
Detrás de cada logro, hay otros desafíos
que día tras día se perfilan inalcanzables,
y que sin el regalo de la vida serían imposibles de afrontar,
gracias a ti Papá Dios y María Santísima por ese precioso don.*

*Queridos padres, esto es de ustedes
que me han enseñado que aprendiendo a vivir,
algún día descubriré que he vivido toda una vida...
Su amor e incondicionalidad son valiosos al querer descubrirla.*

*Compañera de trabajo, de vivencias y luchas...
Amor de mi vida, este fruto conseguido
es tan solo una muestra de lo que lograremos
si la llama de nuestro amor no la dejamos apagar.*

*Seres queridos, amistades, conocidos, lectores...
Sigam aunque todos esperen que abandonen.
No dejen que se oxide el hierro que hay en ustedes.*

JULIO

A Dios y la Virgen María por escuchar mis plegarias en todos los momentos de mi vida, por guiarme en los momentos más difíciles y hacerse presentes a través de mi familia.

A mi MADRE, LOLITA, quien es mi mayor orgullo y fuente de inspiración, Gracias por tu entrega y por todos los esfuerzos y sacrificios que has realizado por hacer de mí la mujer que soy, Gracias por ser más que mi madre, mi amiga. TE AMO.

A mi HERMANITA, MARTHA, por cada palabra de apoyo que me ha brindado cuando todo parecía estar oscuro, Gracias por estar a mi lado y no permitir que desfallezca, Gracias porque más que mi hermana tu eres mi amiga. T.Q.M.

A mi BEBE, JULIO, por brindarme todo su amor y paciencia incondicional, Gracias por enseñarme que la vida es maravillosa a pesar de los problemas, Gracias por ser la chispa que ha iluminado mi vida. TE AMO.

DEYSY

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar sus agradecimientos a:

La **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**, por abrir sus puertas a la educación integral de personas, más que de profesionales.

A la escuela de **INGENIERIA DE PETROLEOS**, por los conocimientos que nos ha brindado y haberse convertido en nuestro segundo hogar.

Al **Mcs. NICOLAS SANTOS SANTOS**, director de este proyecto, por brindarnos la oportunidad de realizarlo.

Al Ingeniero **CESAR A. PINEDA GOMEZ**, por la colaboración incondicional brindada para la realización de este logro, por ser un guía y concejero, su experiencia contribuyo a mejorar la calidad de este plan.

Al Ingeniero **OSCAR A. ARENAS MANTILLA**, por la orientación y aportes realizados para la culminación de este proyecto.

Al ingeniero **WILLIAM NAVARRO**, por su sentido crítico al momento de sus aportes, agradecemos su colaboración y orientación para hacer de este propósito un trabajo integral.

Al Ingeniero **ARISTÓBULO BEJARANO**, por su objetividad y consejos.

Al geólogo **EDWAR HERRERA OTERO**, codirector de este proyecto, por su cooperación a este propósito.

A los compañeros incondicionales que estuvieron presentes durante este proceso.

RESUMEN

TITULO:

ANALISIS DEL ESTADO DEL ARTE DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA POR LA UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS Y EL CÁLCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

AUTORES**

BAUTISTA GAMBOA Julio Omar; BÁEZ RUEDA Deysy Johanna.

PALABRAS CLAVES:

Potencial Petrolífero, Provincias Geológicas, Sistema Total de Petróleo, Unidades de Evaluación, Acumulaciones convencionales, Acumulaciones no convencionales, Parámetros geológicos, Probabilística.

DESCRIPCIÓN:

La industria de los hidrocarburos como principal fuente de recursos energéticos a nivel mundial enfrenta en la actualidad una gran problemática generada a partir de la disminución considerable de las reservas probadas que pueden ser desarrolladas. A su vez, la industria colombiana durante los últimos diez años se ha visto preocupada por la falta de reservas que permitan el autoabastecimiento interno por un período superior a los siguientes 10 años.

Como punto de partida para ofrecer una solución a esta posible crisis, la United States Geological Survey (USGS) ha desarrollado durante los últimos 20 años una metodología para la caracterización de potencial petrolífero y el cálculo de reservas de hidrocarburos en cuencas sedimentarias.

La USGS inició este proyecto de evaluación geológica en reservas de hidrocarburos alrededor del mundo, dividiéndolo en una serie jerárquica de unidades geográficas y geológicas para organizar y limitar las áreas de evaluación en provincias geológicas que se subdividen en Sistemas Totales de Petróleo (TPS) y estos a su vez en Unidades de Evaluación (AU).

Las AU son volúmenes de roca dentro de un TPS que pueden contener acumulaciones convencionales y no convencionales, teniendo en cuenta áreas descubiertas y sin descubrir suficientemente homogéneos en términos de geología, estrategias de exploración y características de riesgo.

Para cada tipo de acumulación, se plantea una metodología particular a seguir teniendo en cuenta criterios geológicos que junto con datos de producción y utilizando herramientas basadas en probabilística caracterizan y evalúan los potenciales hidrocarbúferos para cada AU.

A lo largo de este estudio se plantean en detalle los factores a considerar para la aplicación de esta metodología en una cuenca sedimentaria en particular, teniendo en cuenta la clasificación global del tipo de acumulación. A su vez, se plantean los procedimientos para caracterizar y calcular el potencial hidrocarbúfero de una cuenca colombiana.

** *Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Nicolas Santos Santos. Codirector: Edwar Herrera Otero – Cesar Augusto Pineda*

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF STATE OF THE ART OF METHODOLOGY UTILIZED BY THE UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY FOR THE HYDROCARBON POTENTIAL CHARACTERIZATION OF THE SEDIMENTARY BASINS AND THE HYDROCARBON RESERVES CALCULATION

AUTHORS**

JULIO OMAR BAUTISTA GAMBOA
DEYSY JOHANNA BÁEZ RUEDA.

KEY WORDS

Hydrocarbon Potential, Geological provinces, Total Petroleum System, Assessment Units, Conventional Accumulations, Non Conventional Accumulations, Geological Parameters, Probabilistic.

DESCRIPTION

The industry of hydrocarbons how the main worldwide source of energetic resources at present face a great problematic created due to decrease of the proved reserves that can be developed. Also, the Colombian industry during the last ten years has saw preoccupied because the lack of reserves that allow the domestic auto-supplying for a period of time above to 10 years.

How starting point to give a solution to this crisis the United States Geological Survey (USGS) has developed during the last 20 years a methodology for the characterization of the hydrocarbon potential and the calculation of hydrocarbon reserves in sedimentary basins.

The USGS begin this project of geologic evaluation in reserves of hydrocarbons around the world dividing it in a hierarchical set of geographic and geologic units for organize and limit the areas of evaluation in geologic provinces that subdivided in Total Petroleum Systems (TPS) and this in Assessment Units (AU).

The assessment units are rock bulk into the TPS that can contain conventional and non-conventional accumulations, take into account discovered and non-discovered areas enough homogeneous in geologic terms, exploration strategies and risk characteristics.

For each type of accumulation, is proposed a particular methodology to follow take into account geologic criterions that next to production data and using tools based in probabilistic methods characterize and asses the hydrocarbon potentials for each unit.

Through of this study is proposed in detail the factors to consider for the application of this methodology in a sedimentary basin in particular, take into account the global classification of the accumulation type. Also is proposed the procedures to follow for characterize and calculate the hydrocarbon potential of a Colombian basin.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Nicolas Santos Santos. Codirector: Edwar Herrera Otero – Cesar Augusto Pineda

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	16
1. GENERALIDADES.....	18
1.1. Reseña Histórica.....	19
1.2. Definición y Clasificación de Recursos Petroleros.....	20
1.2.1. Petróleo total inicial en sitio (OOIP).....	22
1.2.2. Petróleo descubierto inicialmente en sitio.....	23
1.2.3. Reservas.....	23
1.2.4. Recursos Contingentes.....	29
1.2.5. Petróleo no descubierto inicial en sitio.....	29
2. METODOS EXISTENTES PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS EN UN YACIMIENTO.....	30
2.1. Métodos Analógicos.....	31
2.1.1. Analítico.....	32
2.1.2. Estadístico.....	33
2.2. Método Volumétrico.....	34
2.3. Métodos de Desarrollo.....	36
2.3.1. Método de Balance de Materiales.....	36
2.3.2. Simulación Computacional.....	43
2.3.3. Método de Curvas de Declinación.....	45
3. METODOLOGÍAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO.....	57
3.1. Metodología 1. Procedimiento Probabilístico para Estimación de Reservas SPE.....	57
3.1.1. Descripción de las Reservas.....	61
3.1.2. Selección de las funciones de distribución para los parámetros individuales.....	65
3.1.3. Definiciones y Reglas.....	68
3.2. Metodología 2. Indicador Cualitativo de Interés -ICI-.....	70

3.2.1. Reseña Histórica del Indicador Cualitativo de Interés, ICI.....	71
3.3. Metodología 3. Instituto Mexicano del Petróleo.....	82
3.3.1. En el Área de la Exploración.....	83
3.3.2. En el Área de Producción.	84
3.4. Metodología 4. Metodología de Evaluación de Reservas U.S. Geological Survey.....	85
3.5. Método Alternativo. Herramienta de Software para Estimación de Reservas.....	87
3.6. Paralelo entre las metodologías usadas para la caracterización del potencial petrolífero y la metodología USGS.....	88
3.6.1. Diferencias entre las metodologías USGS Y SPE.....	88
3.6.2. Diferencias entre las metodologías USGS e Indicador Cualitativo de Interés (ICI).....	92
3.6.3. Diferencias entre las metodologías USGS e Instituto Mexicano del Petróleo.....	93
4. ESTRUCTURA GENERAL DE LA METODOLOGÍA USGS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO.....	95
4.1. Generalidades.....	95
4.2. Metodología General.....	99
4.2.1. Distribución del Mundo en Regiones.....	100
4.2.2. Provincias Geológicas.....	101
4.2.3. Bases de Datos Utilizadas en la Evaluación de Recursos USGS..	102
4.2.4. Sistema Total de Petróleo (TPS) y Unidades de Evaluación (AU) en las Provincias Geológicas.....	103
5. METODOLOGIA U.S. GEOLOGICAL SURVEY.....	115
5.1. Metodología de Evaluación de Recursos de Aceite y Gas (USGS) para Acumulaciones Continuas.....	115
5.1.1. Naturaleza Geológica de las Acumulaciones Continuas.....	116
5.1.2. Evaluación de Volúmenes de Petróleo.....	119
5.1.3. Método de evaluación de recursos.....	119

5.1.4.	Procedimiento de Evaluación.....	120
5.1.5.	Modelos de Evaluación de Recursos en Acumulaciones Continuas de Hidrocarburos, FORSPAN y ACCESS.....	131
5.2.	Metodología de Evaluación de Recursos de Aceite y Gas (USGS) para Acumulaciones Convencionales	144
5.2.1.	Naturaleza Geológica de Acumulaciones Convencionales.....	146
5.2.2.	Periodo de Tiempo de Evaluación (Intervalo de pronóstico).....	146
5.2.3.	Distribuciones Probabilísticas.....	148
5.2.4.	Procedimiento Fundamental de Evaluación.....	148
5.2.5.	Modelos de Evaluación de Recursos en acumulaciones Convencionales de petróleo y gas, Séptima Aproximación y Simulación Monte Carlo.....	151
6.	PROCEDIMIENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MÉTODOLOGÍA USGS PARA CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO EN UNA CUENCA SEDIMENTARIA COLOMBIANA.....	162
6.1.	Generalidades de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	163
6.1.1.	Sistema de Hidrocarburos.....	164
6.2.	Procedimiento para la Implementación de la Metodología USGS en la Cuenca del VMM.....	165
6.2.1.	Procedimiento.....	167
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	175
8.	BIBLIOGRAFIA.....	178
	ANEXOS.....	182

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Ilustración de los métodos de estimación de reservas y el rango de estimación de recobro dependiendo de la madures del yacimiento.....	30
Figura 2. Grafica de P/Z vs. Producción acumulada de gas.....	38
Figura 3. Efecto del empuje de agua sobre la declinación de la presión.....	39
Figura 4. Curva q vs. Tiempo.....	46
Figura 5. Formas características de cada tipo de curva de declinación contra el tiempo y curva de tasa contra producción cumulativa sobre papel coordinado, semilog y log-log.....	47
Figura 6. Tasa (q) vs. Producción cumulativa.....	48
Figura 7. Grafica de Log q vs. Tiempo.....	49
Figura 8. Grafica 1/q vs. Tiempo.....	49
Figura 9. Grafica de Log q vs. Producción cumulativa.....	50
Figura 10. Grafica de q^{-b} vs. Tiempo (declinación hiperbólica).....	52
Figura 11. Curva apropiada para la declinación hiperbólica.....	53
Figura 12. Desplazamiento de la curva log-log.....	53
Figura 13. Grafica de tasa de producción vs. Tiempo.....	56
Figura 14. Grafica de producción acumulada vs. Tiempo.....	56
Figura 15. Funciones de densidad de probabilidad de reservas de una cantidad probada y de un recurso descubierto completo.....	60
Figura 16. Distribución de frecuencias de porosidad.....	67
Figura 17. Grafico de Np vs. Indicador de Interés.....	74
Figura 18. Malla regular para cubrir la totalidad de la acumulación y todos los pozos que han producido.....	77
Figura 19. Polinomios correspondientes a cada nivel del ICI inicial vs. Np.....	78
Figura 20. Factor Recobro Final de la Acumulación vs. ICI de	

	Abandono.....	79
Figura 21.	Paralelo entre metodologías USGS y SPE.....	89
Figura 22.	Regiones para la evaluación mundial USGS.....	101
Figura 23.	Sistema Total de Petróleo, TPS.....	105
Figura 24.	Estructura general de la metodología USGS para la evaluación de recursos petrolíferos.....	114
Figura 25.	Estructura general de la metodología USGS para la evaluación de recursos petrolíferos.....	118
Figura 26.	Acumulación continua distribuida en celdas cargadas de petróleo.....	121
Figura 27.	Categorías de evaluación de recursos para celdas cargadas de petróleo en una acumulación continua.....	122
Figura 28.	Datos de producción de agua, gas y aceite de un pozo en una acumulación continua.....	124
Figura 29.	Ejemplo de una distribución de EUR para una acumulación continua.....	124
Figura 30.	Ejemplo de una distribución de EUR para una acumulación continua, dividida en tres curvas para ilustrar los cambios a través del tiempo.....	126
Figura 31.	Estructura de la metodología USGS para la evaluación de acumulaciones continuas de hidrocarburos..	128
Figura 32.	Estructura del modelo FORSPAN para la evaluación de acumulaciones continuas de hidrocarburos.....	138
Figura 33.	Diagrama de flujo del método analítico probabilístico para evaluación de recursos en acumulaciones continuas de aceite y gas – Método ACCESS.....	140
Figura 34.	Diagrama de flujo de cálculos para determinar el numero de celdas potenciales.....	142
Figura 35.	Estructura del modelo ACCESS para la evaluación de acumulaciones continuas de hidrocarburos.....	145

Figura 36.	Pirámide de recursos para evaluación de acumulaciones convencionales.....	147
Figura 37.	Estructura de la metodología USGS para la evaluación recursos en acumulaciones convencionales de hidrocarburos.....	149
Figura 38.	Esquema del modelo de datos usado por la simulación Monte Carlo para la evaluación de recursos no descubiertos usando los programas EMCEE y Emc2.....	160
Figura 39.	Localización de la cuenca Valle Medio del Magdalena.....	163
Figura 40.	Estructura de los procedimientos para la Implementación de la Metodología U.S. Geological Survey.....	166
Figura 41.	Columna estratigráfica Valle Medio del Magdalena.....	168
Figura 42.	Localización de Campos productores de la cuenca Valle Medio del Magdalena.....	170
Figura 43.	Prueba geoquímica.....	173

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Sistema de Clasificación de Recursos.....	21
Tabla 2. Clasificación de ecuaciones de Balance de Materiales.....	42
Tabla 3. Ecuaciones correspondientes a cada uno de los tipos de declinación.....	55
Tabla 4. Parámetros de yacimiento y rangos típicos de incertidumbre.....	68
Tabla 5. Definiciones y reglas para la estimación de reservas.....	68
Tabla 6. Descripción del paquete productor.....	72
Tabla 7. Descripción de continuidad lateral en el paquete productor.	72
Tabla 8. Indicador de interés para evaluación de campos en el portafolio de oportunidades.....	81
Tabla 9. Distribución de reservas mundiales (excluido EE.UU.).....	90
Tabla 10. Directrices para asignar probabilidades de ocurrencia a los elementos de riesgo en ausencia de datos suficientes.....	156
Tabla 11. Relaciones por defectos de coproductos en ausencia de datos no disponibles.....	157

LISTA DE ANEXOS

	Pag
ANEXO 1. FORSPAN - Modelo de Evaluación para Acumulaciones Continuas Formato básico de datos de entrada (NOGA, versión 9, 2-10-03).	183
ANEXO 2. Distribución Triangular.....	185
ANEXO 3. Distribuciones Log Normal.....	187
ANEXO 4. SÉPTIMA APROXIMACIÓN - Formato Básico de Datos de Entrada para la Evaluación de Acumulaciones Convencionales.....	188
ANEXO 5. Consideraciones Estadísticas.....	190
ANEXO 6. POSTER.....	195

INTRODUCCIÓN

Para la industria petrolera, las reservas son la cantidad de crudo, gas natural y otras sustancias asociadas que pueden ser encontrados en yacimientos bajo la superficie terrestre o marina y pueden ser explotados y aprovechados en el futuro, aportando una rentabilidad económica, siendo este el principal objetivo para las compañías involucradas.

Durante la exploración, la estimación de recursos energéticos se hace necesaria para su continuo desarrollo por medio del diseño y construcción de plantas, sistemas de recolección y otras facilidades de superficie que permiten la explotación de dichas reservas.

Teniendo en cuenta que los anteriores propósitos son fundamentales para la industria petrolera, el objetivo de este trabajo es buscar y analizar una nueva metodología para la caracterización del potencial petrolífero. En donde, de esta manera se identifiquen los parámetros que se tienen en cuenta para su implementación y a su vez se estructuren los procedimientos que se llevan a cabo para la ejecución de dicha metodología. Esto, teniendo en cuenta los criterios que han empleado algunas metodologías ya conocidas en el país y estableciendo las principales diferencias entre la metodología estudiada y las conocidas.

La United States Geological Survey (USGS) es una organización dedicada a proporcionar información científica confiable acerca de características propias de origen biológico, energético y los principales recursos existentes en Estados Unidos y el mundo entero. En la rama energética, esta organización desarrolló una metodología utilizada para la caracterización del potencial petrolífero, la cual es la base de este estudio, donde se identifican los principales criterios que tienen en cuenta para realizar una estimación de recursos y así poder desarrollar los

procedimientos para la implementación de la metodología en una Cuenca Colombiana.

La U.S. Geological Survey periódicamente evalúa los recursos de petróleo en áreas dentro de los Estados Unidos y en otras regiones del mundo dividiendo las acumulaciones de petróleo en convencionales y no convencionales. La evaluación de estas acumulaciones esta basada en conceptos geológicos, introducidos dentro de la metodología con el fin de caracterizar y proporcionar una serie de datos necesarios para la estimación de volúmenes de petróleo. A demás utilizando una serie de programas computacionales fundamentados en distribuciones probabilísticas, en los cuales se establece un intervalo de pronóstico determinado de acuerdo a cada acumulación.

Finalmente se presenta de una forma explícita la metodología USGS para la caracterización del potencial petrolífero, especificando la información requerida para la implementación en una cuenca y proporcionando el procedimiento adecuado para la correcta ejecución de cada uno de los pasos que se llevan a cabo dentro de la misma.

1. GENERALIDADES.

Para realizar un análisis de la viabilidad económica de un yacimiento, se requiere generar un cálculo periódico de las reservas de petróleo y el recobro de éstas mediante los mecanismos existentes. Por lo tanto, estos cálculos son importantes en nuevos yacimientos para crear un óptimo programa de desarrollo.

Los estimativos de reservas son desarrollados bajo condiciones de incertidumbre y su confiabilidad y clasificación están directamente relacionadas a la calidad y cantidad de los datos evaluables, así como a la competencia e integridad del evaluador.

Las reservas son frecuentemente estimadas durante la etapa de perforación de un campo, después de alguna interpretación de datos obtenidos durante el desarrollo de un yacimiento o después de la interpretación de tendencias basadas en los datos obtenidos durante la vida útil de un campo petrolífero. Desafortunadamente, las reservas confiables son más necesarias durante la etapa temprana de un proyecto, cuando solamente una cantidad mínima es aprovechable. Mientras que si se estudiara un proyecto maduro, la ingeniería de yacimientos tiene una cantidad creciente de datos para trabajar. De esta manera, este incremento en datos no solamente cambia los procedimientos para estimar reservas si no llevan a mejorar la confianza en la estimación.

Los métodos de estimación de reservas son usualmente categorizados en tres familias: analógicas, volumétricas, dinámicas y probabilísticas. Los métodos dinámicos usualmente son divididos en estudios de simulación, cálculos de balance de materiales y análisis de curvas de declinación.

El modelamiento puede ser muy útil estimando reservas, si la información es suficiente y confiable para describir la geometría del yacimiento, alguna

distribución espacial de roca y de los fluidos característicos y el mecanismo de producción del yacimiento. Los simuladores numéricos dependen de historiales para su calibración, de manera que se asegure que el modelo representa un yacimiento de forma muy cercana a la realidad. Por lo tanto, los modelos de simulación numérica que interpretan la vida temprana de un yacimiento no pueden ser considerados por no tener una alta confiabilidad.

El comportamiento de la presión estudiado a través de cálculos por balance de materiales también puede ofrecer valores no relacionados con respecto al tipo de mecanismo de producción existente en el yacimiento. Los cálculos confiables en el balance de materiales dependen de la precisión en la toma de presiones de yacimiento y la habilidad del ingeniero para determinar la presión promedio real en los datos de estudio. La estimación de reservas basada en la extrapolación de tendencias estabilizadas, es considerada de alta confiabilidad.

Generalmente todas las evaluaciones realizadas para la estimación de reservas se pueden hacer por medio de cualquier método existente. Sin embargo, la experiencia y el criterio del evaluador son cualidades intangibles, que son de gran importancia*.

1.1. RESEÑA HISTORICA**

Durante los últimos 60 años, numerosas organizaciones, cuerpos regulatorios e instituciones financieras han tenido nomenclaturas para la clasificación de reservas de petróleo. En 1987, la sociedad de ingenieros de petróleo SPE y el congreso mundial del petróleo (World Petroleum Committee, WPC), trabajaron independientemente desarrollando un conjunto de definiciones que fueron

* Fuente: Estimation of Oil and Gas Reserves, SPE. Por Garb, Forrest A. Y Gerry L. Smith.

** Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, SPE. Por Claude L. McMichael.

importantes en muchos aspectos. De esta manera, ambas organizaciones ganaron mucha aceptabilidad y comenzaron la clasificación estándar de reservas en la industria petrolera. Poco después de su lanzamiento, ambas organizaciones evidenciaron que las dos definiciones podrían ser combinadas en un solo texto y que tal desarrollo mejoraría consistentemente la evaluación y el reporte de las reservas. La aceptación en la industria aumento considerablemente en junio de 1994, poco después de la publicación de Los Sistemas Originales de Definiciones, publicados por la SPE, se estableció una destacada fuerza común establecida entre la SPE, bajo la dirección del comité de reservas del aceite y gas y el WPC con la tarea de bosquejar definiciones comunes. Este esfuerzo fue terminado en marzo de 1997 con la aprobación de “Definiciones de las Reservas de Petróleo de SPE/WPC.”

1.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS*.

En Febrero del 2000, la SPE, WPC y AAPG (Asociación Americana de Geólogos Petroleros), aprobaron la “Definición y Clasificación de Recursos Petroleros” que fue desarrollado como parte complementaria de las Definiciones de Reservas de Petróleo hechas por la SPE/WPC en 1997, además no modifican estas definiciones en ninguna parte, y adicionalmente se considera leer los dos textos simultáneamente para su mayor comprensión.

La tabla 1, es una representación gráfica de las definiciones, en donde la abscisa representa el rango de incertidumbre en la estimación de volumen potencialmente recuperable en una acumulación, mientras que la ordenada representa el nivel de estado de madurez de la misma. Muchas organizaciones escogieron subdividir cada categoría de recurso, usando la ordenada para clasificar las acumulaciones

* Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, A Supplement to The SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources Definitions, Por James G. Ross.

basadas en las decisiones comerciales requeridas para poner en producción una de estas.

Tabla 1. Sistema de Clasificación de Recursos.

NIVEL DE ESTADO DE MADUREZ DE LA ACUMULACIÓN	PETRÓLEO TOTAL INICIAL EN SITIO	PETRÓLEO DESCUBIERTO INICIAL EN SITIO	COMERCIAL	PRODUCCIÓN		
				RESERVAS		
			PROBADAS	PROBADAS MÁS PROBABLES	PROBADAS MÁS PROBABLES MÁS POSIBLES	
		SUB COMERCIAL	RECURSOS CONTINGENTES			
			ESTIMACIÓN BAJA	ESTIMACIÓN ACEPTABLE	ESTIMACIÓN ALTA	
			NO RECUPERABLES			
	PETRÓLEO NO DESCUBIERTO INICIAL EN SITIO	RECURSOS ANTICIPADOS				
		ESTIMACIÓN BAJA	ESTIMACIÓN ACEPTABLE	ESTIMACIÓN ALTA		
		NO RECUPERABLES				

RANGO DE INCERTIDUMBRE

Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, A Supplement to the SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources Definitions.

Como se indica en la tabla 1, las estimaciones bajas, aceptables y altas de volúmenes potencialmente recuperables deben ser equivalentes a las reservas probadas, probadas más probables y probadas más probables más posibles, respectivamente.

Puede haber un riesgo significativo asociado a las acumulaciones no descubiertas o subcomerciales en las que no se alcance la producción comercial esperada, estas pueden ser útiles para considerar el rango de volúmenes potencialmente recuperables independientemente de dicho riesgo.

Si se utilizan los métodos determinísticos, debe utilizarse una analogía similar para las definiciones de reservas. Por ejemplo, considerando una acumulación que actualmente no es comercial únicamente debido a la escasez de mercado. Entonces, los volúmenes recuperables estimados se clasifican como recursos contingentes, con estimaciones bajas, aceptables y altas. En la tabla 1, donde un mercado posteriormente sea desarrollado y en ausencia de algún dato técnico nuevo sea encontrado, la acumulación se movería hacia arriba en la categoría de las reservas y las reservas probadas estimadas se espera que aproximen la estimación baja anterior.

1.2.1. Petróleo Total Inicial en Sitio (Original Oil In Place, OOIP).

El OOIP inicial es la cantidad de petróleo que se estima originalmente en las acumulaciones. El Petróleo total original en sitio es la cantidad de petróleo determinada en un tiempo específico, más la cantidad que ha sido producida desde el inicio de la producción, más la cantidad que podrían ser descubiertas en el futuro. El OOIP total debe ser subdividido en el petróleo descubierto inicialmente en sitio y el petróleo no descubierto inicialmente en sitio, siendo el primero, limitado para las acumulaciones conocidas.

Toda la cantidad de OOIP puede constituir recursos potencialmente recuperables, aunque la cantidad estimada que puede ser recuperable este sujeta a una incertidumbre significativa. Esto puede cambiar de acuerdo a la variación de las circunstancias comerciales, tecnológicas, de desarrollo y disponibilidad de datos. Sin embargo, una parte de las cantidades clasificadas como no recuperables,

pueden convertirse en un futuro en recursos recuperables, en la medida en que dichas circunstancias favorezcan el desarrollo de estos; como progresos tecnológicos, la adquisición de datos adicionales o que su comerciabilidad aumente.

1.2.2. Petróleo Descubierto Inicialmente en Sitio.

El OOIP descubierto es la cantidad de petróleo que está contenido en acumulaciones conocidas y que se estima en una fecha establecida, más las cantidades que ya han sido producidas en dichas acumulaciones. El OOIP descubierto se puede subdividir en categorías comerciales y subcomerciales, de acuerdo a la cantidad estimada como potencialmente recuperable. Siendo estas, clasificadas como reservas y recursos contingentes respectivamente. A continuación se definen estos conceptos.

1.2.3. Reservas*.

Las reservas son las cantidades de aceite, gas y sustancias asociadas que se encuentran en yacimientos conocidos y que en el futuro pueden ser desarrolladas dejando una alta viabilidad de recobro comercial. Todas las reservas tienen un rango de incertidumbre, la cual depende de la cantidad de información geológica e ingenieril disponible y certera que se tenga al momento de la estimación.

Esta incertidumbre depende de las heterogeneidades del yacimiento y los tipos de mecanismos de empuje que tenga el yacimiento, además de otros factores como son: a) propiedades del yacimiento (Saturación de agua, porosidad, factores volumétricos, gas en solución en el aceite, área de drenaje, espesor, entre otros),

* Fuente: Estimation of Oil and Gas Reserves. Por Forrest A. Garb, SPE, H.J. Gruy & Assocs. Inc. y Gerry L. Smith, H.J. Gruy & Assocc. Inc.

b) cantidad y calidad de datos geológicos y de ingeniería, c) grado de complejidad geológica y d) habilidades, experiencia e integridad de los estimadores.

Históricamente el procedimiento de estimación de reservas ha sido el determinístico, el cual implica una única estimación basada en los datos geológicos, ingenieriles y económicos con un grado de incertidumbre. Para lugares geológicos donde ya ha existido un amplio desarrollo, es decir, campos maduros las reservas estimadas mediante este método son consideradas aceptables. Sin embargo para nuevos sitios geológicos la industria desarrolló un nuevo procedimiento para estimar y clasificar las reservas. Este procedimiento se denomina probabilístico, el cual es usado para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas. Además, ha cuantificado el grado de incertidumbre y el rango del potencial de reservas.

Procedimiento Determinístico. El método se denomina de esta forma, solo si la estimación de reservas es basada en conceptos de geología e ingeniería y datos económicos. Donde las acumulaciones son principalmente estratigráficas y/o donde el mapeo volumétrico no se conoce, es apropiado hacer estimación de reservas para pozos individuales. Tales estimaciones deben estar basadas en la combinación de datos de pruebas petrofísicas y analógicas.

Donde las acumulaciones son principalmente estructurales deben ser determinadas inicialmente por mapeo volumétrico. Las reservas en diferentes áreas de estas acumulaciones se les asigna una diferente clasificación dependiendo de:

- La naturaleza de la roca y el fluido del yacimiento.
- Mecanismo de empuje.
- Posibilidad de existencia de compartimientos estratigráficos.
- Área/estructural de la locación y espaciamiento de los puntos de drenaje.

Procedimiento Probabilístico. Es llamado probabilístico cuando los datos geológicos, de ingeniería y económicos son usados para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas. Este procedimiento involucra:

- Uso de un rango de valores para cada parámetro de entrada calculando el correspondiente rango de estimaciones de aceite y gas inicialmente en sitio.
- La clasificación dentro de los rangos de probada, probables y/o posibles.

Para estimaciones analógicas o cálculos analíticos, el rango de cada parámetro de entrada puede ser una combinación de análisis analógico, estadístico y juicio valorativo profesional. Por lo tanto, dependiendo del propósito de la estimación, el procedimiento probabilístico debe incluir:

- Áreas perforadas y no perforadas.
- Segmentos de falla perforadas y no perforadas.
- Capa de gas y/o columna de fluido.
- Pozos individuales o análogos que desarrollan un programa de perforación.

Estas entidades se denominan áreas probabilísticas. Existen tres procedimientos para el cálculo probabilístico:

- *Árbol probabilístico:* Fue desarrollado en 1960 para facilitar el análisis de complejos procesos secuenciales de decisión. Este árbol proporciona un simple y fácil procedimiento para estimar el dato de salida esperado de aceite y gas inicialmente en sitio y/o las reservas. También puede ser usado para aproximar la frecuencia de distribución de los datos de salida sin usar un software.

Sin embargo el árbol probabilístico tiene limitaciones como son:

- Pobre definición de la frecuencia de distribución de los objetos variables.
 - Dificultad en el manejo de datos de salida dependientes en situaciones complejas.
- *Simulación:* También llamada Simulación Monte Carlo (MCS), desarrollada en Harvard (1964) para ayudar a analizar problemas de negocios, para lo cual estas soluciones no son analíticas. El procedimiento involucra:
 - Determinación de la relación entre un juego de variables al azar y una o más variables dependientes al azar.
 - Repetitivos cálculos para generar frecuencias de distribución de variables dependientes.
 - *Método Paramétrico:* Fue desarrollado en 1970 como una alternativa al Método de Simulación de Monte Carlo, el cual implica programación y tiempos considerables de cómputo. El método paramétrico utiliza parámetros descriptivos de la frecuencia de distribución. Este método tiene algunas ventajas sobre el árbol probabilístico, como son:
 - La hoja de cálculo debe ser programada para el método.
 - El procedimiento debe ser usado para aproximar la distribución estadística de la función objeto.

Las desventajas son:

- Entender una base estadística compleja.
- Dificultad en el manejo de dependencias de parámetros de entrada.

El procedimiento determinístico o probabilístico generalmente es indicado por términos que hacen dividir el concepto de reservas en:

- **Reservas Probadas.** Son aquellas reservas de aceite, gas natural o gas natural líquido que son estimadas en yacimientos conocidos, donde la

ingeniería y geología demuestra con razonable certeza que pueden ser recuperadas en el futuro bajo las condiciones económicas existentes, los métodos de operación y las regulaciones gubernamentales.

Si se utiliza el método determinístico, el término razonablemente certero se expresa como un alto grado de confiabilidad de las cantidades para ser recuperadas. Si los métodos probabilísticos son usados, deberían como mínimo un 90% de probabilidad que las cantidades actualmente recuperables sean iguales o excedan a las estimadas.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento es soportado por la producción o las pruebas de formación actuales. Además, el término probado se refiere a las cantidades actuales de reservas de petróleo y no justamente a la productividad de un pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden ser determinadas con base a registros de pozo y/o análisis de corazones que indican que el yacimiento contiene hidrocarburos y si es análogo a otros yacimientos de la misma área que están produciendo o se demuestra por pruebas de formación.

El área de un yacimiento considerado probado contiene el área delineada por la perforación y definida por el contacto de fluidos. Además, las zonas aún no perforadas que pueden ser calificadas como productivas basados en datos de geología e ingeniería disponible.

Las reservas que pueden ser económicamente producidas a través de la aplicación de técnicas de recobros mejorados, son incluidas en las clasificaciones probadas, solo si algunas pruebas exitosas de un proyecto piloto hechas en el yacimiento o en uno con propiedades de roca y fluidos similares, proporcionan soporte para el análisis ingenieril de los criterios tenidos en cuenta.

Las reservas probadas se subdividen en desarrolladas y no desarrolladas así:

- **Reservas Probadas Desarrolladas***. Estas reservas son aquellas que pueden recuperarse a través de los pozos existentes (incluyendo reservas no producidas). Las reservas por recobro mejorado pueden ser consideradas para desarrollar únicamente después de estar funcionando el proyecto.
- **Reservas Probadas No Desarrolladas****. Estas son algunas reservas probadas adicionales que pueden ser recuperadas por medio de pozos perforados en el futuro, pozos existentes de un yacimiento diferente o la instalación de un proyecto de recobro mejorado.
- **Reservas No Probadas.**

Las reservas no probadas son basadas en datos geológicos y de ingeniería similares a los usados en la estimación de reservas probadas, pero las incertidumbres técnicas, económicas y regulatorias imposibilitan que tales reservas empiecen a ser clasificadas como probadas. De esta manera, las reservas no probadas deben ser estimadas asumiendo condiciones económicas futuras diferentes a las que prevalecen a la hora de la estimación. Por lo tanto, las reservas no probadas pueden ser clasificadas en el futuro como reservas probables y reservas posibles.

 - **Reservas Probables.** son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que no sean recuperables. Cuando los métodos probabilísticos son usados, debe haber al menos un 50% de probabilidad que las cantidades actualmente recuperadas

* Journal of Petroleum Technology (Edición Nov. 1981, Páginas 2113-14).

** Journal of Petroleum Technology (Edición Nov. 1981, Páginas 2113-14).

igualen o excedan la suma de las reservas probadas más las reservas probables.

- **Reservas Posibles.** Las reservas posibles son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son aún menos probables para ser recuperadas que las reservas probables. Cuando los métodos probabilísticos son usados, debe existir al menos un 10% de probabilidad que las cantidades actualmente recuperadas igualen o excedan la suma de las reservas estimadas como probadas más las probables más las posibles.

1.2.4. Recursos Contingentes.

Los recursos contingentes son aquellas cantidades de petróleo ubicadas en acumulaciones conocidas que son estimadas en una fecha específica y son potencialmente recuperables, pero no son consideradas comercialmente recuperables en la actualidad. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, las acumulaciones para las cuales no hay actualmente ningún comercio económicamente viable, o donde la recuperación es dependiente del desarrollo de nuevas tecnologías, o donde la evaluación de la acumulación está en una etapa temprana.

1.2.5. Petróleo No Descubierta Inicial en Sitio.

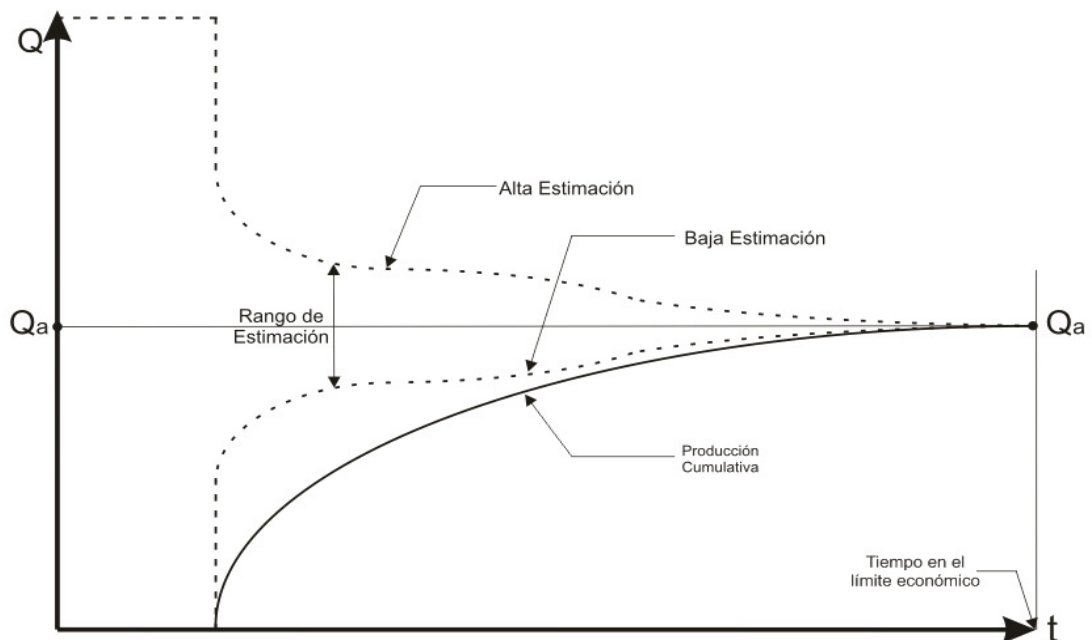
El OOIP no descubierta es la cantidad de petróleo estimado en una fecha específica que se encuentra en las acumulaciones que no han sido descubiertas aún. La parte estimada como potencialmente recuperable del OOIP no descubierta se clasifica como recursos anticipados.

2. METODOS EXISTENTES PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS EN UN YACIMIENTO

Los métodos más usados para el cálculo de reservas son (figura 1):

- Analógico / Estadístico - Barriles por Acre ó periodo I.
- Volumétrico - Barriles por Acre-Pie ó periodo II.
- Dinámicos - Curvas de Declinación ó periodo III.

Figura 1. Ilustra los métodos de estimación de reservas y el rango de estimación de recobro dependiendo de la maduración del yacimiento.



PERIODO I Barriles por acre	PERIODO II Barriles por acre-pie	PERIODO III Curvas de Declinación	
Analógico / Estadístico	Volumétrico	Desarrollo	
		Desarrollo / Tendencia de declinación	
Balance de Materiales			
← ESTÁTICO →		← DINÁMICO →	

Fuente: Traducida al Español por CRONQUIST, Chapman, Estimation And Classification Of Reserves Of Crude Oil, Natural Gas And Condensate, SPE Books Committee 2001, página 28.

Los dos primeros métodos son llamados “Estáticos” porque son basados en datos geológicos e ingenieriles obtenidos antes de iniciar la producción. El tercer grupo de métodos son llamados “Dinámicos” porque son basados en análisis de presiones y volúmenes producidos después de que se inició la producción.

2.1. MÉTODOS ANALÓGICOS*.

Este método es usado generalmente para estimar las reservas iniciales o los factores de recobro, las cuales deben incluir:

- Barriles de petróleo (o SCF de gas) por acre ó por acre-pie,
- Porcentaje de recobro de aceite o gas.
- Parámetros básicos de roca y fluido como son porosidad, saturación de agua, factor volumétrico de formación del fluido, etc.

Este método se usa para:

- Estimar las reservas iniciales en un campo no perforado.
- Como suplemento del método volumétrico para las etapas tempranas de desarrollo y producción.

En algunos casos este método solo es factible cuando se tienen insuficientes datos de presión y/o producción para realizar un análisis confiable del desarrollo por medio de técnicas dinámicas. Otros casos pueden ser áreas de amplio desarrollo donde la información geológica es escasa, ya que facilita un eficaz mapeo volumétrico. Además, cuando los datos de registros y corazones del yacimiento son insuficientes para hacer una buena caracterización.

* Fuente: Cronquist, Chapman, Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate, SPE Books Committee 2001.

Este método supone que un yacimiento o pozo análogo puede ser comparado con el yacimiento o pozo en estudio, teniendo en cuenta los parámetros que controlan las reservas iniciales de aceite o gas. La debilidad de este método es que la validación de esta suposición no puede ser determinada hasta que el yacimiento o pozo en estudio haya tenido una gran cantidad de aceite producido para estimar las reservas por medio del método.

Existen dos categorías del método analógico:

2.1.1. Analítico.

El método analógico analítico usa los factores de recobro (STB de aceite por acre-pie de yacimiento) ó eficiencias de recobro (porcentajes de recobros observados en yacimientos análogos y que se tienen en cuenta para la estimación en yacimientos nuevos que hasta ahora empiezan su estudio). Además, se utilizan parámetros básicos de roca y fluido como porosidad, saturación de agua y el factor volumétrico de formación.

Cuando estos métodos son usados para estimar reservas en pozos individuales², el pozo prototipo debe ser semejante en:

- Completamiento del pozo, incluyendo estimulación.
- Método de producción
- Índice de productividad de pozos de aceite
- Limite económico.

² Son pozos que se toman para realizar pruebas, para su estudio.

2.1.2. Estadístico.

El método analógico estadístico usa el recobro de gas y/o aceite en pozos análogos que tienen la misma tendencia de producción. Además, en sistemas geológicos análogos donde se van a estimar recobros de pozos que están siendo estudiados.

Existen dos tipos de métodos analógicos estadísticos:

- *Isomapas de reservas iniciales.*
En algunas áreas de producción, las reservas iniciales de aceite y gas en pozos individuales deben ser controladas por tendencias geológicas. Estas tendencias deben incluir ambientes de depositación, intensidad de fracturamiento y grado de diagénesis. Debido a esto son llamados Isomapas de reservas iniciales ya que deben ser hechas por ubicación y contorno para estimar reservas iniciales de pozos individuales en el área de interés.
- *Distribución Log-normal de reservas*.*
En un sistema geológico, una distribución Log-normal es una aproximación razonable a la distribución de frecuencia del tamaño del campo para las reservas iniciales de aceite y gas.

Sin importar el método usado, los yacimientos prototipo y análogo deben ser similares en:

- La configuración estructural.
- Litología y ambiente de depositación de la roca reservorio.
- Espesor promedio neto.

* Fuente: Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate. Por Arps, Roberts, Kafman y otros.

- Características petrofísicas de la roca.
- Presión y temperatura inicial.
- Propiedades de fluido de yacimiento.
- Mecanismo de empuje.

Sin embargo estos requerimientos rara vez se cumplen, usualmente se deben hacer ajustes para compensar las diferencias encontradas. Estos ajustes en el prototipo o análogo requieren conocimientos básicos y experiencia en ingeniería de yacimientos.

2.2. MÉTODO VOLUMÉTRICO*.

El método volumétrico es el más usado para la estimación de reservas. Utiliza una ecuación estándar, con varios parámetros que deben ser cuidadosamente hallados.

El primer paso en un cálculo volumétrico de reservas es la estimación del volumen de la roca que contiene aceite y gas. El volumen se determina a partir del espesor de la roca almacenadora de hidrocarburos y la extensión areal de la acumulación. Las consideraciones geológicas son importantes para establecer un estimativo realista del volumen de yacimiento, incluyendo ambiente de depositación, historia de cualquier deformación estructural, el mecanismo de entrapamiento para la acumulación de hidrocarburos y la posición de las interfaces de los fluidos.

Los cálculos volumétricos de hidrocarburos en yacimiento constan de los siguientes pasos:

- Determinación del volumen de roca almacenadora de hidrocarburos a partir del espesor el área.
- Determinar la porosidad promedio.

* Fuente: Estimation of Oil and Gas Reserves. Por Forrest A. Garb, SPE, H.J. Gruy & Assocs. Inc. y Gerry L. Smith, H.J. Gruy & Assocc. Inc.

- Determinar el porcentaje de volumen de hidrocarburos (Saturaciones de fluidos).
- Corregir el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie.

Los cálculos de petróleo a condiciones de yacimiento se basan en la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758Ah\phi(1-S_w)}{B_o} \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

N = Petróleo a condiciones fiscales (STB)

A = Área de drenaje (acres)

h = Espesor neto (pies)

Φ = Porosidad (fracción)

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite (RB / STB)

S_w = Saturación de agua (fracción).

Para yacimientos de gas no asociado, o para yacimientos con capa de gas o gas libre inicialmente, se puede calcular mediante:

$$G_{Fi} = \frac{43560\phi_g(1-S_{wg})A_g h_{ng}}{B_{gi}} \quad \text{Ecuación 2.}$$

Donde

G_{Fi} = Gas libre inicial en sitio, SCF

43560 Pies cúbicos en un acre-pie

Φ_g = Porosidad promedio en la zona de gas libre

S_{wg} = Saturación de agua promedio en la zona de gas libre

A_g = Área de la capa de gas, acres

h_{ng} = Espesor promedio neto de la capa de gas, pie

B_{gi} = Factor volumétrico promedio inicial, RCF/SCF

2.3. MÉTODOS DINÁMICOS.

Estos métodos son usados después de que un campo, yacimiento ó pozo ha tenido una producción sostenida lo suficientemente larga para desarrollar una tendencia de datos de presión y/o producción, que puedan ser analizados matemáticamente para estimar petróleo y/o gas iniciales o una producción futura. Entre estos métodos se tienen:

2.3.1. Método de Balance de Materiales*.

El proceso de balance de materiales tiene una cuenta exacta de los materiales que entran, se acumulan y salen de un volumen definido, en el transcurso de un intervalo de tiempo de operación dado. El balance de materiales es, por lo tanto, una expresión de la ley de conservación de masa.

La Ley de Conservación de la Masa se puede aplicar para yacimientos de gas, haciendo un balance de materia así:

$$\text{Masa de Gas Producido} = \text{Masa de Gas inicial} - \text{Masa de Gas Remanente}$$

Para el sistema de gas en estudio, si la composición del gas es constante, el número de moles de gas tanto para el gas producido como para el remanente en el yacimiento, es directamente proporcional a sus masas. Un balance de materia en términos de moles puede escribirse de la siguiente manera:

$$n_p = n_i - n_f \qquad \text{Ecuación 3.}$$

Donde los subíndices p, i y f significan producido, inicial y remanente al final de una larga etapa de producción hasta el abandono.

* Fuente: Cronquist, Chapman, Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate, SPE Books Committee 2001.

Si hay empuje de agua, el volumen final, V_f , después de haber producido un volumen de gas, G_p , es:

$$V_f = V_i - W_e + B_w W_p \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde:

V_f = Volumen final de gas en los poros (no incluye agua connata)

V_i = Volumen inicial de gas (no incluye agua connata)

W_e = Volumen de agua que ha entrado al yacimiento a la presión final, P_f .

B_w = Factor volumétrico de formación para el agua (Volumen de yacimiento/
Volumen de superficie.

W_p = Volumen de agua producida.

Si se aplica la Ley del Gas Real en las anteriores ecuaciones:

$$\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc}} = \frac{P_i V_i}{Z_i T} - \frac{P_f (V_i - W_e + B_w W_p)}{Z_f T} \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde G_p es el volumen de gas producido a Presión estándar, P_{sc} , y Temperatura estándar T_{sc} .

Si no hay acuífero presente en el yacimiento, no hay entrada de agua y la producción de agua es despreciable. La ecuación 5 se escribe de la siguiente manera:

$$\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc}} = \frac{P_i V_i}{Z_i T} - \frac{P_f V_i}{Z_f T} \quad \text{(a)} \quad \text{Ó} \quad G_p = \frac{P_i V_i T_{sc}}{Z_i P_{sc} T} - \frac{V_i T_{sc}}{P_{sc} T} - \frac{P_f}{Z_f} \quad \text{(b)} \quad \text{Ecuación 6}$$

Como T_{sc} y P_{sc} son fijos, y en yacimientos volumétricos P_i , Z_i y V_i son constantes, se puede escribir la ecuación de la siguiente manera:

$$G_p = b - m \frac{P_f}{Z_f}$$

Ecuación 7

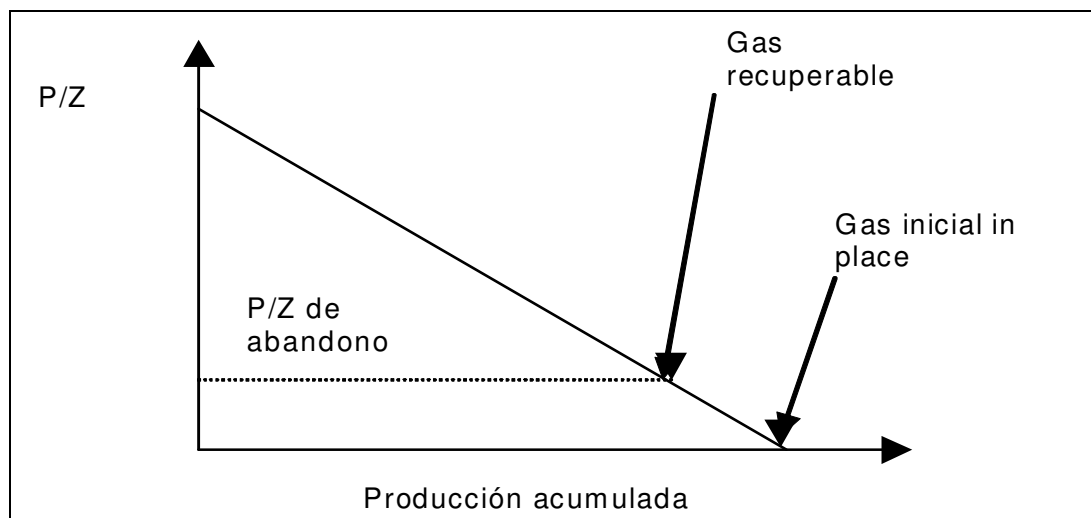
Donde

$$b = \frac{P_i V_i T_{sc}}{Z_i P_{sc} T} \quad \text{Y} \quad m = \frac{V_i T_{sc}}{P_{sc} T}$$

Esta ecuación es una línea recta e indica que para un yacimiento volumétrico de gas, la gráfica de producción acumulada de gas vs. La relación P/Z es una línea recta de pendiente negativa (m).

La figura 2 muestra una gráfica de P/Z vs. Producción de gas acumulada. La recta en la figura 2, se puede extrapolar hasta la presión de cero y determinar el gas inicial en el yacimiento o un valor de presión de abandono y encontrar el gas recuperable.

Figura 2. Gráfica de P/Z vs. Producción acumulada de gas.



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de *Petroleum Production Handbook*, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

Para el cálculo en yacimientos de volumen constante, se requieren los siguientes datos:

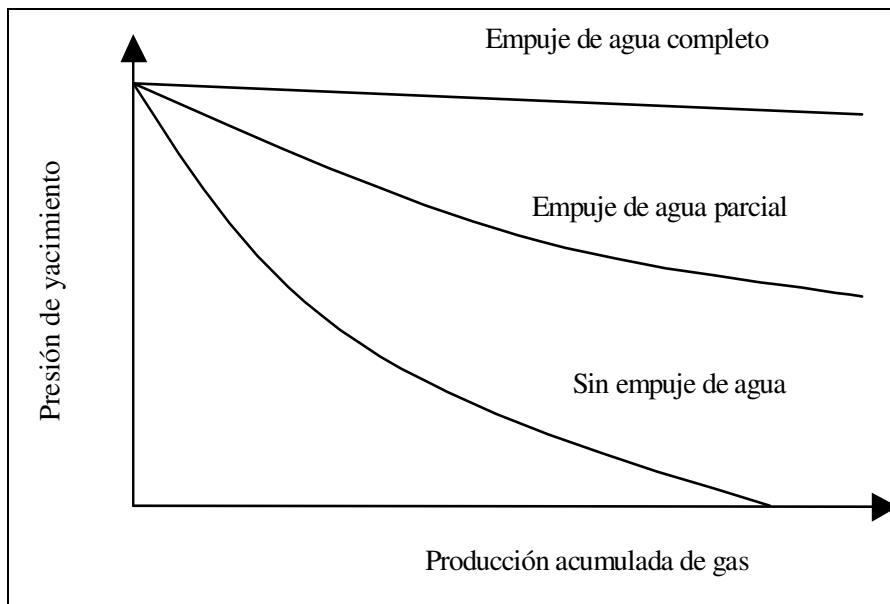
- Presión inicial de yacimiento.

- Volumen de gas acumulado.
- Presión de yacimiento estabilizada al cierre al final de la producción.
- Factor de desviación del gas (z) a las dos presiones, asumiendo que la temperatura del yacimiento permanezca constante.

Este método no se aplica a yacimientos de gas con empuje por agua. Con la reducción de presión, cuando el agua entra al espacio ocupado por el gas, las presiones se mantienen dependiendo de la naturaleza del empuje de agua.

En yacimientos donde el acuífero da un alto grado de mantenimiento de la presión, la existencia del empuje de agua es obvia. En yacimientos con un mantenimiento parcial de la presión, se presenta un empuje de agua moderado. Una gráfica de P/Z vs. Producción acumulada de gas en estos yacimientos indicará unos valores exagerados de reservas y/o de gas recuperable.

Figura 3. Efecto del empuje de agua sobre la declinación de presión.



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de *Petroleum Production Handbook*, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

Usos de la Ecuación de Balance de Materiales. Las ecuaciones de balance de materiales tienen las siguientes aplicaciones:

- Determinar el comportamiento pasado y predecir el comportamiento futuro del yacimiento.
- Calcular la cantidad de gas y/o aceite originales en el yacimiento.
- Calcular reservas recuperables.
- Calcular la intrusión de agua.
- Verificar cálculos realizados por otros métodos.
- Predecir el efecto de la tasa de producción y/o de inyección (gas o agua) del yacimiento.

Suposiciones. Las suposiciones pertinentes para su aplicación son:

- El yacimiento esta siempre en equilibrio isotérmico.
- El volumen recuperado es independiente del espaciamiento entre los pozos. Menor espaciamiento entre los pozos solo acelera la recuperación.
- Por encima del punto de burbuja el volumen poroso se reduce al disminuir la presión. Por debajo del punto de burbuja, el volumen se considera constante.
- No se considera drenaje del yacimiento por gravedad.
- El yacimiento tiene propiedades petrofísicas uniformes.
- Los datos de presión y producción se consideran confiables.
- Las muestras de rocas y fluidos son representativas del yacimiento.
- Los análisis PVT son representativos del yacimiento.
- El gas inyectado se mezcla inmediatamente con el aceite y permanece en equilibrio.

Limitaciones. Las limitaciones de su aplicación son:

- Aunque la ecuación general de balance de materiales, se utiliza en cualquier tipo de yacimiento (haciendo sus respectivas simplificaciones), tiene las limitaciones entre las que se pueden enumerar las siguientes:
- El balance de materiales determina solo una cantidad desconocida. Las incógnitas adicionales deben ser determinadas por otros métodos.
- La precisión del balance de materiales depende de la exactitud de los datos disponibles y de la validez de las suposiciones.
- La invasión fuerte de agua y/o expansión de una capa grande de gas, amortiguan la declinación de la presión del yacimiento y producen serios errores en el balance de materiales.
- La inexactitud de la relación de los volúmenes iniciales de la capa y de la zona de aceite, m , conduce a grandes errores al usarse este valor en la ecuación de balance de materiales.
- El volumen medido de aceite producido, generalmente es preciso, pero no así los volúmenes de gas y de agua.
- Los fluidos del yacimiento, especialmente el condensado y el aceite volátil, no se comportan exactamente igual en el laboratorio y en el yacimiento.
- El gas y el líquido se tratan como fluidos que se comportan independientemente.
- El balance de materiales solo refleja el mecanismo de producción de acuerdo a los valores insertados en la ecuación, reales o errados.

Aplicación. La ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas, puede ser aplicada para estimar el gas inicial en sitio, determina la existencia y estima la efectividad de algún empuje natural de agua y ayuda en la predicción del funcionamiento y las reservas. También puede verificar extensiones posibles para desarrollar particularmente un yacimiento, donde el gas en sitio calculado por la ecuación de balance de materiales es mucho más grande que el estimado con la ecuación volumétrica y el influjo de agua es pequeño.

A continuación se muestra la tabla 2 en donde se mencionan las ecuaciones de balance para cada tipo de yacimiento.

Tabla 2. Clasificación de ecuaciones de Balance de Materiales.

CLASIFICACIÓN DE ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIALES			
Tipo de yacimiento	Ecuación de Balance de Materiales	Desconocidas	Ecuación
Yacimiento de aceite con capa de gas y empuje activo de agua.	$N = \frac{N_p [B_t + 0,1781B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p)}{mB_o \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (B_t - B_{oi})}$	N, W _e , m	8
Yacimiento de aceite con capa de gas, sin empuje activo de agua.	$N = \frac{N_p [B_t + 0,1781B_g (R_p - R_s)] + W_p}{mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (B_t - B_{oi})}$	N, m	9
Yacimiento de aceite inicialmente subsaturado con empuje activo de agua (m=0); 1. Arriba de punto de burbuja.	$N = \frac{\left[N_p (1 + \Delta p_R c_o) - \frac{W_e - W_p}{B_{oi}} \right] (1 - S_{iw})}{\Delta p [c_o + c_i - S_{iw} (c_o - c_w)]}$	N, W _e	10
2. Abajo del punto de burbuja	$N = \frac{N_p [B_t + 0,1781B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p)}{B_t - B_{oi}}$	N, W _e	11
Yacimiento de aceite inicialmente subsaturado sin empuje activo de agua (m=0), (W _e =0); 1. Arriba del punto de burbuja	$N = \frac{\left[N_p (1 + \Delta p_R c_o) - \frac{W_p}{B_{oi}} \right] (1 - S_{iw})}{\Delta p_R [c_o + c_i - S_{iw} (c_o - c_{iw})]}$	N	12
2. Abajo del punto de burbuja	$N = \frac{N_p [B_t + 0,1781B_g (R_p - R_s)] + W_p}{B_t - B_{oi}}$	N	13
Yacimiento de gas con empuje activo de agua	$G = \frac{G_p B_g - 5,615(W_e - W_p)}{B_g - B_{gi}}$	G, W _e	14
Yacimiento de gas sin empuje activo de agua (W _e =0)	$G = \frac{G_p B_g + 5,615W_p}{B_g - B_{gi}}$	G	15

Fuente: *Estimation of Oil and Gas Reserves. Por Forrest A. Garb, SPE, H.J. Gruy & Assocs. Inc. y Gerry L. Smith, H.J. Gruy & Assoc. Inc.*

2.3.2. Simulación Computacional.

Se considera una forma de análisis del balance de materiales en la cual la distribución espacial de las propiedades de la roca, fluidos y roca/fluido son representados en un modelo computacional por un sistema de distribución de redes (grid) ó un juego de tanques interconectados. El modelo puede ser usado para calcular el petróleo y/o gas inicial, para comparar la interpretación de la historia de presión observada y para el pronóstico de las futuras tasas de producción. El grid debe ser configurado para simular un campo, yacimiento, pozo o secciones del yacimiento en estudio.

En yacimientos con altas permeabilidades, donde la presión no varía a lo largo del área los cálculos pueden ser generados a partir del método de balance de materiales “cero dimensiones” o “modelo de tanques”, pues serán aceptables. Por el contrario en yacimientos con baja permeabilidad donde se generan variaciones en la presión es necesario usar modelos de simulación de yacimientos multidimensionales.

La simulación computacional multidimensional debe ser considerada para las siguientes situaciones:

- Para yacimientos arealmente extensos con grandes variaciones areales en kh / μ . Estas condiciones indican grandes variaciones areales en la presión de fondo que son difíciles para promediar y usar en el modelo de tanque.
- Yacimientos arealmente extensos en diferentes estado de desarrollo y/o producción donde hay grandes variaciones en la presión de yacimiento cuyo rango de presión inicial pueden estar por debajo de la presión de punto de burbuja. Estas condiciones son imposibles de manejar con un modelo de tanque.

- Muchos yacimientos heterogéneos con grandes variaciones espaciales en permeabilidad debido a alguna combinación de fracturas naturales, variaciones en ambientes de depositación o diagénesis.

Los resultados de la simulación computacional son sensitivos en los cambios de la caracterización del yacimiento. El grado de sensibilidad puede estar sujeto a discusión en la estimación de reservas iniciales basadas en este método.

La simulación matemática de yacimientos es una poderosa herramienta usada para predecir el comportamiento futuro de un yacimiento de petróleo. En el proceso de clasificación de reservas usando la simulación de yacimientos no existe diferencia a los demás métodos de estimación de reservas. El grado de confiabilidad que el estimador establezca establecerá la clase de reservas. Si suficientes datos de geología e ingeniería están disponibles para que permita encontrar una estimación razonable, algunos proyectos de recobro bajo mecanismos primarios pueden ser considerados. Si una historia razonable no es encontrada, entonces solamente una parte de la simulación del recobro puede ser probada, con el restante probable y posible.

Si la situación modelada es un mecanismo de recobro mejorado, entonces la clasificación de reservas debería ser basada en el juicio del estimador y de la información tal y como se observa en el funcionamiento de los resultados de proyectos piloto y el funcionamiento de proyectos similares en campos análogos.

En general, la simulación de yacimientos para cada grid block utiliza parámetros para la estimación de hidrocarburo, como el espesor, área, saturación de fluidos en la roca, porosidad y factor volumétrico de formación, dados en la ecuación

$$OOIP = 7758Ah\phi\frac{(1 - S_w)}{B_o}$$

2.3.3. Método de Curvas de Declinación *

Las curvas de declinación constituyen la representación gráfica de los datos recopilados de producción de cada pozo y/o del campo, se utilizan para evaluar su desempeño individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el comportamiento futuro.

Las curvas de declinación de producción constituyen el método más usado en la estimación reservas recuperables. Su base fundamental es la producción de fluidos del yacimiento o pozo y se aplica frecuentemente debido a su simplicidad y rapidez para obtener los resultados. Su única suposición es la siguiente: "Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro".

Las curvas de declinación pueden ser caracterizadas por tres factores:

- Tasa de producción inicial o tasa a cualquier tiempo en particular.
- Curvatura de la declinación
- Tasa de declinación

Estos factores son una función compleja de numerosos parámetros dentro del yacimiento, pozo y las facilidades de superficie. Parámetros como la porosidad, permeabilidad, espesores, saturación de fluidos, viscosidad de fluidos, permeabilidad relativa, tamaño del yacimiento, espacio entre pozos, comprensibilidad, mecanismo de producción y fracturamiento, contribuirán al tipo de curva de declinación. Las condiciones del pozo tales como: diámetro del hueco, daño de la formación, mecanismos de levantamiento, gas en solución, gas

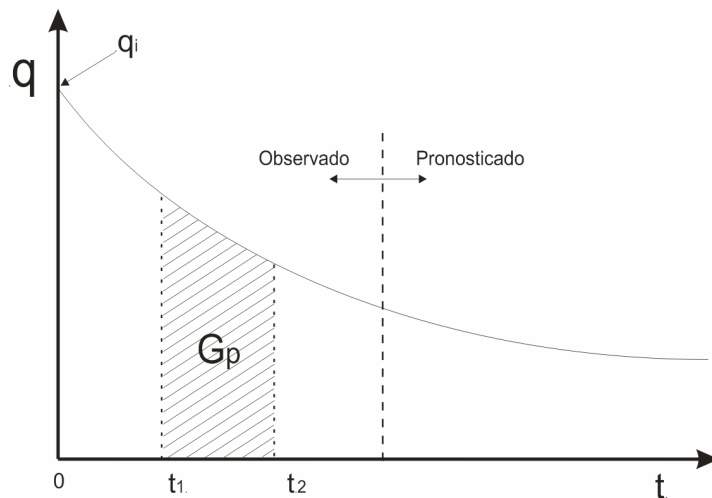
* Fuentes: Arps, J.J. "Analysis of Decline Curve" Trans. AIME 160, Pág. 228, 1945.
Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de Petroleum Production Handbook, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.
Facer, J. "Notes on Oil Production Decline Curves". Noruega: Universidad de Trondheim, mayo de 1974.
Gentry, R. W. "Decline Curve Análisis". Journal Pet. Tech. pág. 38, Enero 1972.
Nind, T. E. "Principles of Oil Well Production", Nueva York: Mc Graw-Hill, 1981

libre, nivel de fluido, intervalos de completamiento, y condiciones mecánicas también tendrán sus efectos en la curva de declinación.

Clasificación de Curvas de Declinación. La tasa de producción de los pozos o grupos de pozos, generalmente declina con el tiempo. Las formulas relacionan el tiempo, tasa de producción y producción acumulativa. Algunas predicciones pueden ser hechas gráficamente, extrapolando simplemente la línea de una gráfica o mediante el uso de formulas matemáticas. La figura 4 muestra una curva ideal. El punto de tiempo $t = 0$ puede ser escogido arbitrariamente; q es la tasa de producción y t es el tiempo. El área bajo la curva entre el tiempo t_1 y t_2 es la medida de la producción acumulativa durante este periodo, representado por:

$$G_p = \int_{t_1}^{t_2} q dt \quad \text{Ecuación 16.}$$

Figura 4. Curva q vs. t .



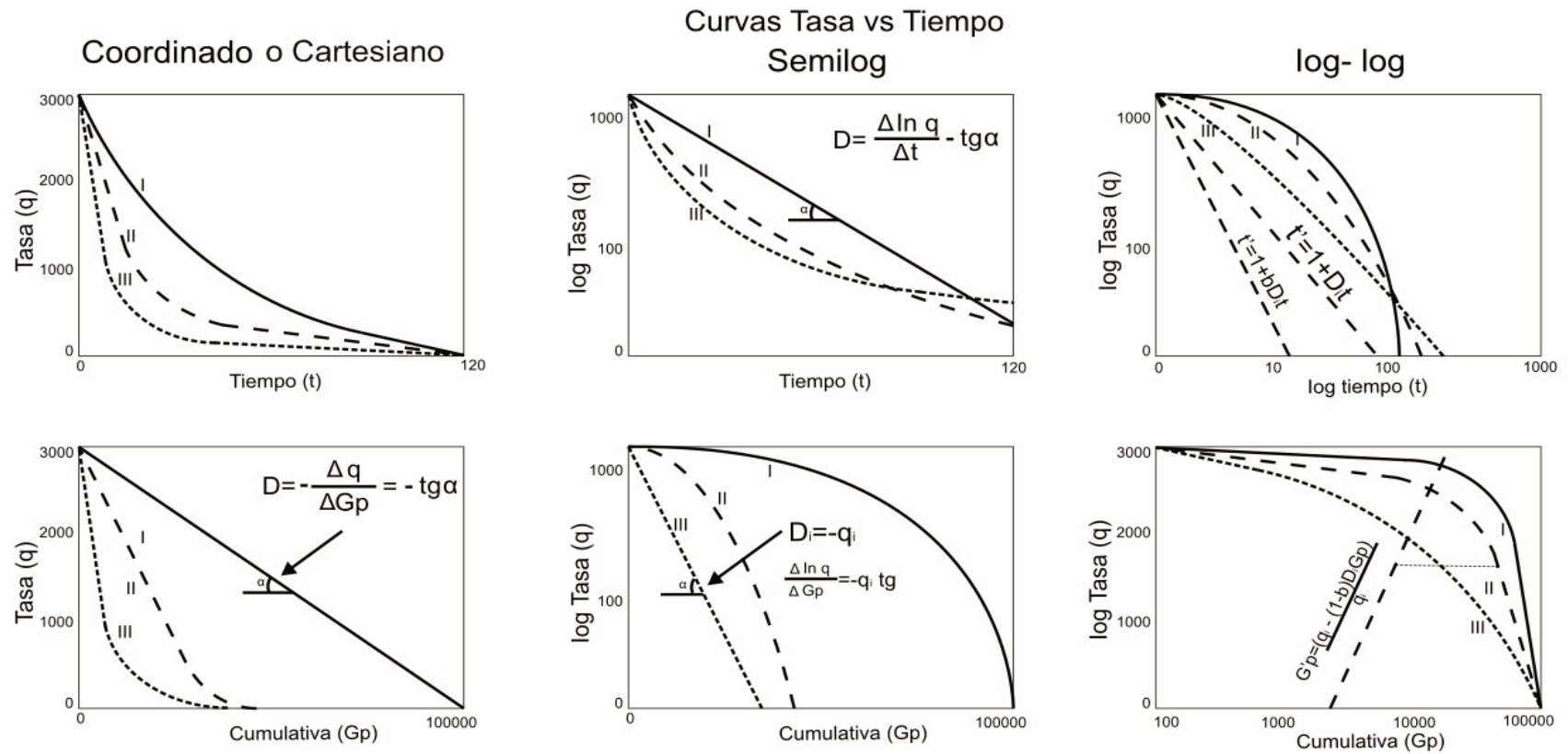
Fuente: Gentry, R. W. "Decline Curve Análisis". Journal Pet. Tech. pág. 38, Enero 1972.

Los tipos de curvas de declinación son:

- Declinación exponencial
- Declinación armónica
- Declinación Hiperbólica

Cada tipo de declinación tiene una curvatura diferente (figura 5).

Figura 5. Se descubre las formas características de cada tipo de curva de tasa contra tiempo y curva de tasa contra producción acumulativa sobre papel coordinado, semilogarítmico y log-log.



- | | | | |
|-----|-------------------------------------|-------|----------------------|
| I | Porcentaje de declinación constante | b=0 | D=0,03 |
| II | Declinación hiperbólica | b=1/2 | D _i =0,10 |
| III | Declinación armónica | b=1 | D _i =0,30 |

Fuente: Gentry, R. W. "Decline Curve Analysis". Journal Pet. Tech. pág. 38, Enero 1972.

Declinación Exponencial. Esta curva es la más usada, en ella el cambio de la producción por unidad de tiempo es un porcentaje constante de la tasa de producción. Para la estimación de las reservas es la más conservadora. Una gráfica de tasa de producción contra tiempo es generalmente curva pero la gráfica de tasa de producción contra producción acumulativa sobre papel en coordenadas cartesianas a veces indica una tendencia lineal (figuras 6 y 7).

La ecuación para la línea recta puede ser escrita como:

$$q = q_i - \alpha G_{PD} \quad \text{Ecuación 17.}$$

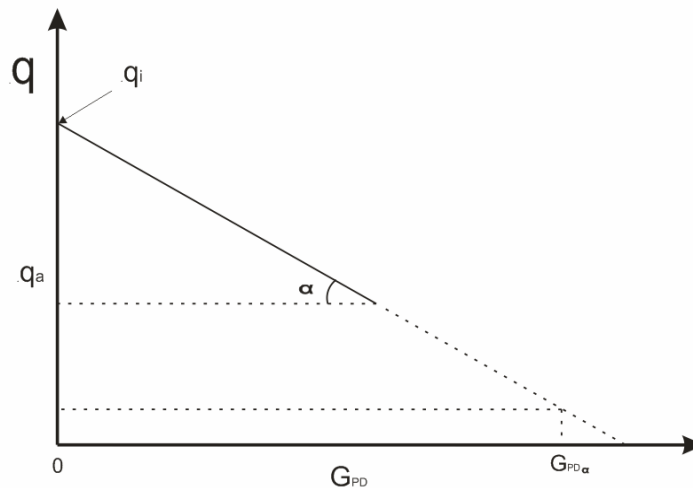
Donde:

q_i = tasa de producción al iniciar la declinación

G_{PD} = producción acumulativa cuando la tasa es igual a q

α = pendiente de la línea recta.

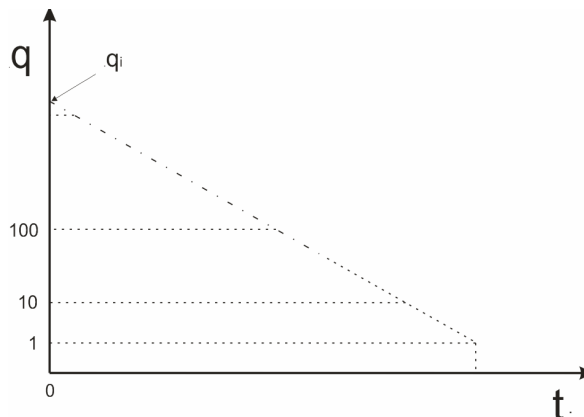
Figura 6. Tasa vs. Producción acumulativa.



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de Petroleum Production Handbook, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

Una gráfica de q contra t en coordenadas cartesianas o, q contra $\log t$ en papel semilogarítmico, con q en la escala logarítmica, resultara una línea recta, cuya pendiente es la constante de declinación (ver figura 7).

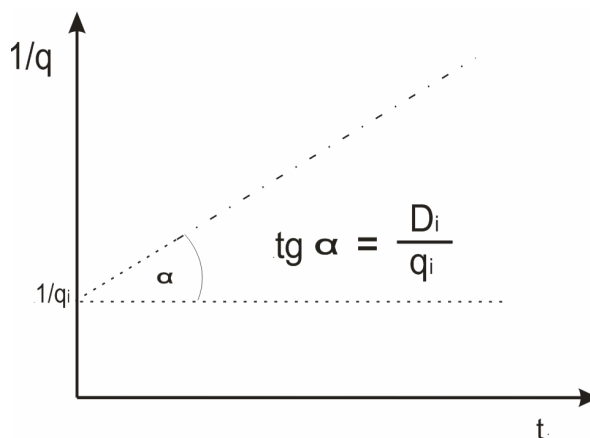
Figura 7. Grafica de Log q vs. tiempo.



Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de *Petroleum Production Handbook*, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

Declinación Armónica. La declinación armónica es en realidad un caso específico de la declinación hiperbólica, donde la potencia del fraccionario equivale a uno. Para el cálculo de reservas no es muy utilizada porque produce resultados muy optimistas. Una gráfica de tasa de producción contra producción acumulativa no debe mostrar una tendencia lineal en un plano cartesiano. Esta grafica algunas veces mostrara una tendencia de línea recta cuando se grafica en papel semilogaritmico ($\log q$ contra G_{PD}) como se ve en la figura 6.

Figura 8. Grafica 1/q vs. tiempo (Declinación Armónica).



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de *Petroleum Production Handbook*, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

La relación tasa / tiempo puede ser obtenida integrando la ecuación:

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = \frac{D_i}{q_i} q \quad q = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad \text{Ecuación 18.}$$

Esta ecuación indica que una grafica de $1/q$ contra t en un plano cartesiano formara una línea recta como se indica en la figura 8.

La relación acumulativa/tiempo y tasa/cumulativa puede ser obtenida integrando la ecuación 18, así:

$$G_{PD} = \int_0^t q dt = q_i \int_0^t \frac{dt}{1 + D_i t} \Rightarrow G_{PD} = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) \quad \text{Ecuación 19.}$$

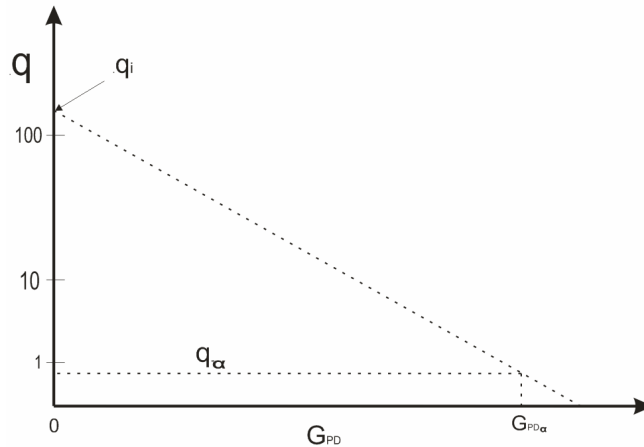
O, en términos de la tasa de producción,

$$G_{PD} = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q} \quad \text{Ecuación 19.a.}$$

Se puede ver que una grafica de q contra G_{PD} en papel semilogaritmico formara una línea recta que puede ser extrapolada hasta el límite económico, para encontrar las reservas económicamente recuperables (figura 9). Las reservas a la tasa de abandono están dadas por:

$$G_{PDa} = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_a} \quad \text{Ecuación 19.b.}$$

Figura 9. Gráfica Log q vs. Producción acumulativa (Declinación armónica).



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de Petroleum Production Handbook, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

Declinación Hiperbólica. En la curva hiperbólica la caída en la producción por unidad de tiempo. Es la más común para pozos que producen por depleción natural. Si la grafica de logaritmo de tasa de producción contra tiempo es curva, se puede obtener una línea recta ajustando y graficando nuevamente los datos en papel log-log. Este proceso es conocido como *shifting a curve*. La cantidad para la adición de una constante positiva o negativa a la variable deber ser graficada sobre escala logarítmica. Para el análisis de la curva de declinación, *shifting* es usualmente hecho en papel log-log, aunque también se puede hacer en papel semilogarítmico.

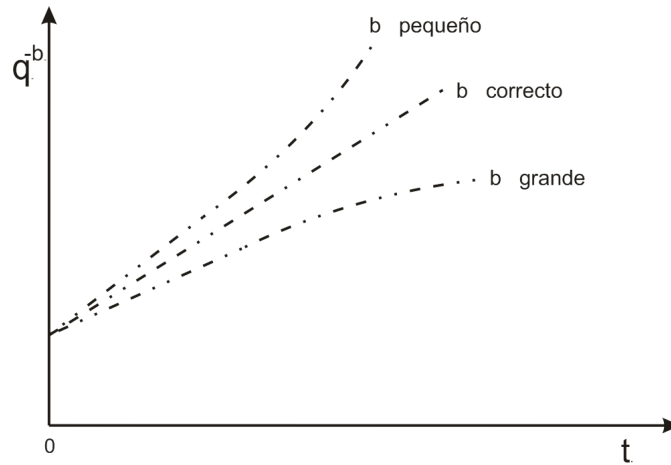
Los datos se deben volver a graficar como $\log q$ contra $\log (t + c)$, donde c es una constante arbitraria. El desplazamiento de la curva, c , debe ser determinada por prueba y error.

La relación tasa/tiempo se obtiene reemplazando de la ecuación:

$$q = q_i (1 + bD_i t)^{-1/b} \quad \text{Ó} \quad q^{-b} = q_i^{-b} (1 + bD_i t) \quad \text{Ecuación 20.}$$

Esto indica de una grafica de q^{-b} contra t en un plano cartesiano presentara una línea recta con pendiente $bD_i q_i^{-b}$ y la intersección de q_i^{-b} a $t = 0$. Se asume un valor de b y luego se revisa por la linealidad de q^{-b} contra t (figura 10). El valor correcto de b formara la mejor línea recta.

Figura 10. Grafica de q^{-b} vs. tiempo (declinación hiperbólica).



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de *Petroleum Production Handbook*, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

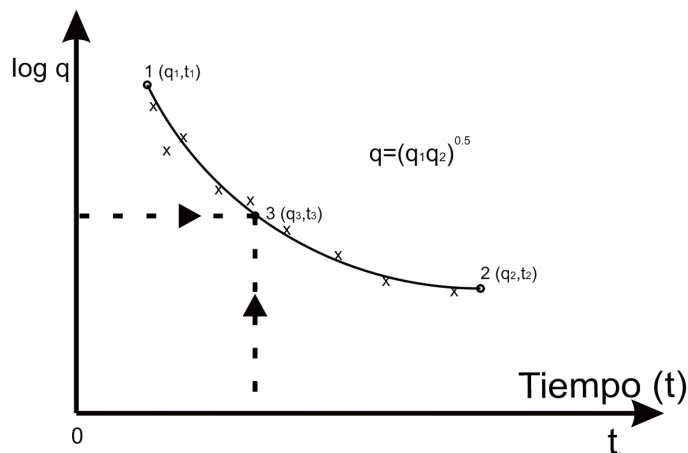
El procedimiento apropiado para una declinación basado en la lectura de tres puntos de una curva, representando unos puntos de datos establecidos, es el método más directo para analizar las curvas de declinación, el procedimiento es como sigue:

1. Graficar los datos como tasa de producción contra tiempo en papel semilogarítmico y dibujar una curva a través de ellos (figura 11).
2. Seleccionar dos puntos arbitrariamente, 1 y 2 sobre la curva dada (q_1, t_1) y (q_2, t_2) .
3. Calcular el tercer punto correspondiente a (q_3, t_3) . Los valores de q_3 son obtenidos de:

$$q_3 = (q_1 q_2)^{0.5} \quad \text{Ecuación 21.}$$

El valor correspondiente de d_3 es leído de la curva suave (figura 11).

Figura 11. Curva apropiada para la declinación hiperbólica.



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de Petroleum Production Handbook, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

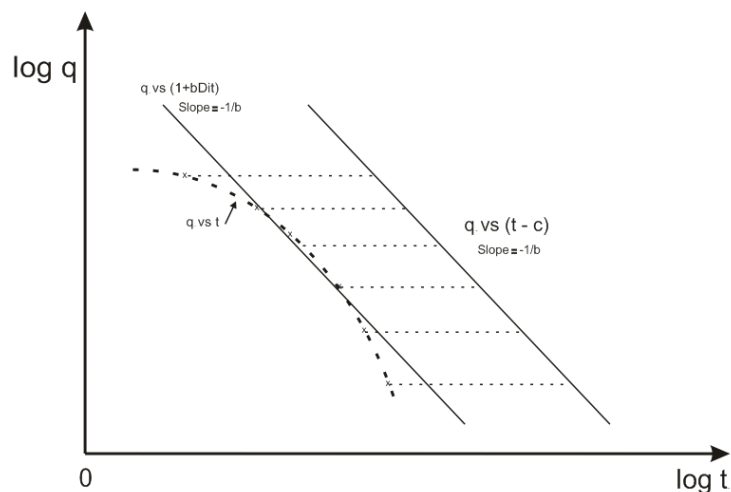
4. Calcular la cantidad de Shifting.

$$c = \frac{t_1 t_2 - t_3^2}{t_1 + t_2 - 2t_3}$$

Ecuación 22.

5. Ajustar los datos en el papel log-log adicionando $-c$ para los valores de tiempo (figura 12), los valores numéricos de $c = 1/b D_i$.

Figura 12. Desplazamiento de la curva log-log.



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de Petroleum Production Handbook, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

6. Dibujar la curva q contra $(1+b D_i t)$, el cual debe ser una línea recta.
7. usar los puntos leídos de la curva q contra $(1+b D_i t)$, y la ecuación obtenida tomando el logaritmo de la ecuación 20:

$$D_i = \frac{1}{b} \left[(1 - D_i')^{-b} - 1 \right] \quad \text{Ecuación 23.}$$

$$\log q = \log q_i - \frac{1}{b} \log(1 + b D_i t) \quad \text{Ecuación 24.}$$

Para determinar los valores de q_i , b y D_i .

Usos de las Curvas de Declinación. Los principales usos de las curvas de declinación son los siguientes:

- Realizar cálculos de reservas.
- Determinar el límite económico.
- Tiempo de producción a la declinación.
- Evaluar el comportamiento de un proyecto de estimulación y/o recobro mejorado.

Las curvas de declinación de producción por lo general, grafican la tasa de producción o producción acumulada en función del tiempo. La más usada es la tasa de producción contra tiempo.

En la tabla 3 se muestran las ecuaciones correspondientes a cada uno de los tipos de declinación descritos.

Tabla 3. Ecuaciones correspondientes a cada uno de los tipos de declinación.

	Exponencial	Armónica	Hiperbólica
Factor de declinación	$D = -\ln(1 - D')$	$D_i = \frac{D'_i}{1 - D'_i}$	$D_i = 1/b \left[\left(\frac{1}{1 - D'_i} \right)^b - 1 \right]$
Tiempo de vida	$t_a = \frac{\ln(q/q_a)}{D}$	$t_a = \frac{q/q_a - 1}{D_i}$	$t_a = \frac{1}{bD_i} \left[\left(\frac{q_i}{q_a} \right)^b - 1 \right]$
Tasa a cualquier tiempo	$q = q_i e^{-Dt}$	$q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$	$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$
Producción acumulada	$G_{PD} = \frac{q_i}{D} (1 - D e^{-Dt})$	$G_{PD} = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t)$	$G_{PD} = \frac{q_i}{D_i} \frac{1}{1 - b} \left[1 - (1 + bD_i t)^{(b-1)/b} \right]$

Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de *Petroleum Production Handbook*, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

Simbología:

D = Factor de declinación exponencial

D_i = Factor de declinación hiperbólico inicial

D' = Tasa de declinación como decimal

B = exponente hiperbólico

t = Tiempo en general

t_a = Vida del pozo o campo

q_a = tasa de producción al tiempo t_a .

q = tasa de producción al tiempo t

q_i = tasa inicial de producción.

G_{PD} = Producción acumulada al tiempo t.

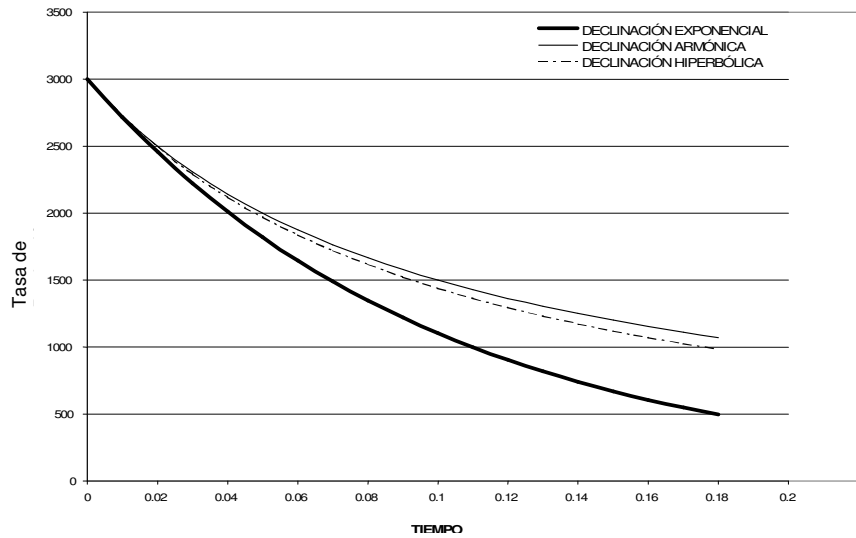
G_{Pda} = producción acumulada al tiempo t_a .

Ln = logaritmo natural.

Finalmente, en las figuras 13 y 14 se comparan los tres tipos de curvas de declinación.

Figura 13. Gráfica Tasa de Producción vs. Tiempo.

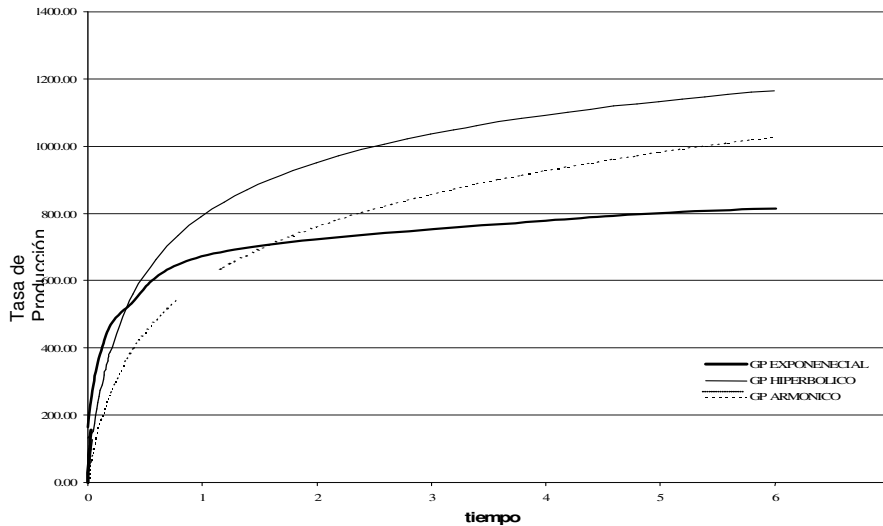
CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de Petroleum Production Handbook, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

Figura 14. Gráfica de Producción Acumulada vs. Tiempo.

PRODUCCIÓN ACUMULADA VS TIEMPO



Fuente: Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil and Gas Reserves," Capítulo 37 de Petroleum Production Handbook, editado por T.C. Frick. Nueva York: Mc GrawHill, 1962.

3. METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA LA VALORACIÓN DEL POTENCIAL PETROLIFERO.

Durante los últimos años el desarrollo de diversas herramientas utilizadas en el campo de la valoración de los recursos de aceite y gas, ha experimentado un gran avance. Los diferentes segmentos involucrados con la industria del petróleo han visto la necesidad de investigar más intensamente los modelos y métodos necesarios para generar nuevas y eficientes metodologías que conduzcan a la correcta y segura valoración del potencial petrolífero alrededor del mundo.

Algunas de las metodologías más representativas que se han desarrollado, para ser implementadas en la evaluación de reservas de hidrocarburos se describen a continuación.

3.1. METODOLOGÍA 1.

PROCEDIMIENTO PROBABILÍSTICO PARA ESTIMACIÓN DE RESERVAS SPE.*

Los métodos probabilísticos para la estimación de reservas y recursos dan un acercamiento de la estructura que explica la incertidumbre de los parámetros que impactan las reservas en proyectos de desarrollo y producción individuales. Los métodos probabilísticos ayudan a asegurar que las cantidades estimadas son apropiadas con los requerimientos de certidumbre.

Estos métodos no introducen nueva información ni cambios radicales. Ellos dan claridad en las expresiones de certidumbre e incertidumbre. El cambio que proporcionan, es un mejoramiento evolutivo de los métodos usados previamente y no rompen las tradiciones que representan estos métodos.

* Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. A Supplement to the SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources Definitions. Por Sigurd Heiberg y Wim J.A.M. Swinkels.

Los métodos determinísticos no direccionan las incertidumbres en términos de probabilidades. Por el contrario, ellos requieren que los volúmenes de reservas sean descritos en términos de estimaciones discretas.

Los métodos probabilísticos empiezan por identificar la entidad³ para la cual las reservas van a ser cuantificadas. La entidad de reservas que califica como probada es incluida en el escenario de reservas probadas y pueden ser totalmente descritas en términos de cantidad y de las frecuencias de distribución (Probability Density Function, PDF)⁴, mientras que todas las entidades de recursos descubiertos, incluyendo reservas probadas, son incluidas en una categoría de recursos descubiertos completo y acumulativo. Los requisitos específicos que se deben satisfacer antes de que una cantidad de petróleo pueda ser considerada como una reserva probada se encuentran en la sección 3.1.3.

Cuando las reservas probadas son calculadas, los requerimientos de certidumbre para una cantidad dada, deben ser acertados a partir de las descripciones probabilísticas que se generan para cada parte que componga la cantidad de interés (reservas probadas), tanto para un proyecto individual como para un portafolio de proyectos.

Las definiciones requieren que, cuando se están utilizando los métodos probabilísticos, haya por lo menos una probabilidad del 90% (P90) de que la cantidad recuperada realmente igualará o excederá la estimación evaluada. Adicionalmente, se basan en que habrá por lo menos 50% (P50) de probabilidad de que las cantidades recuperadas realmente excederán la suma de las reservas probadas - probables (2P) y asimismo, habrá por lo menos una probabilidad del 10% (P10) de que las reservas probadas – probables – posibles (3P) serán igualadas o excedidas.

³ Los componentes de la entidad de reserva pueden ser: pozos, completamientos extensiones espaciales, entre otras.

⁴ También llamada Función de Densidad de Probabilidad o PDF. (ver anexo 5)

Si el P90 de todas las reservas fuera el único requisito con respecto a la certidumbre de reservas probadas, entonces las reservas probadas serían influenciadas por estimaciones de los potenciales en el punto más alto de la distribución de probabilidad realizada. Por ejemplo, una estimación P90 podría incluir una contribución de una cantidad que las definiciones excluyen específicamente de contribuir a una reserva probada y que se clasifica como probable o posible.

La cuantificación probabilística de reservas probadas, debe asegurar que las cantidades no son afectadas por los puntos más altos de los potenciales que son poco razonables para ser incluidos, ó que están en conflicto con los requerimientos de las definiciones.

Las siguientes directrices logran esto:

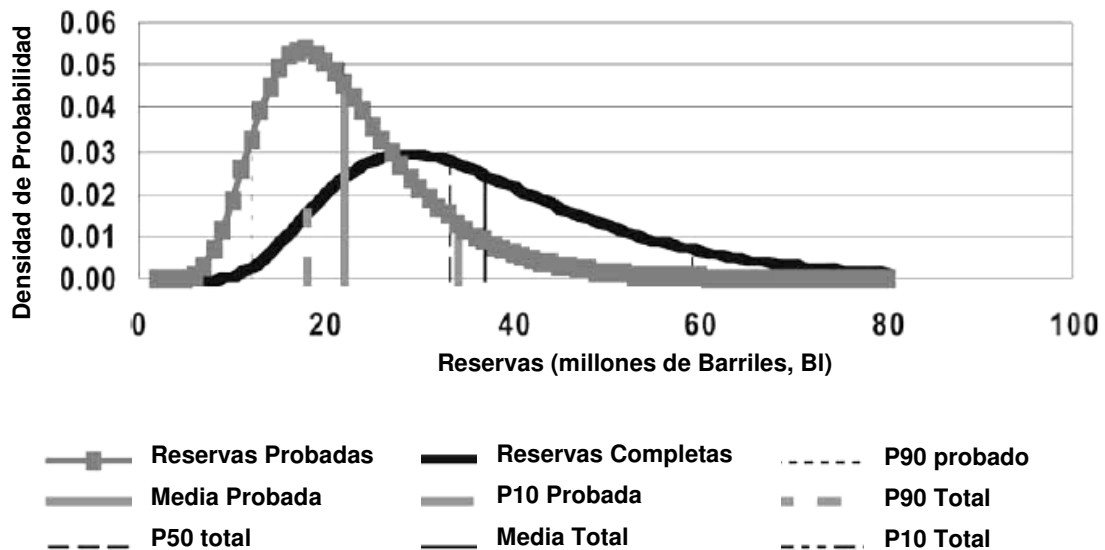
- Estas cantidades recuperables estimadas que son totalmente consistentes con los criterios de reservas probadas son identificadas y su valor esperado (EV) es determinado (hace parte de un análisis determinístico).
- Todas las cantidades recuperables estimadas que son consistentes con los criterios para recursos descubiertos de alguna categoría (incluyendo probadas) son identificadas y el valor P90 es determinado para el inventario completo de estas cantidades de recurso descubierto.
- El valor seleccionado como la cantidad de reservas probadas debe ser el menor de los valores esperados (EV) de las cantidades de reservas probadas ó el valor P90 para el completo inventario de cantidades de recurso descubierto.

Estas directrices son ilustradas por la figura 15:

El valor promedio (esperado) de las reservas probadas es 22 millones de barriles (Bl)⁵, mientras que el P90 de los recursos descubiertos completos es 18 millones de Bl. Las directrices dicen que los 18 millones de Bl deben ser escogidos como el número probado.

Si el punto más alto del potencial del escenario completo fuera mucho mayor que el normal, el valor probado debería incrementar al valor promedio del escenario probado o 22 millones de Bl. Por el otro lado, donde no hay punto más alto identificado como probado, entonces las reservas probadas deben ser el valor común P90 de la cantidad de reservas probadas y completas o 12 millones de Bl.

Figura 15. Funciones de densidad de probabilidad de reservas de una cantidad probada y de un recurso descubierto completo.



Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. SPE/WPC. Por Sigurd Heiberg y Wim J.A.M. Swinkels.

En la práctica, el valor P90 del grupo de cantidades que conforman las reservas probadas será igual o mucho menor que el valor P90 de la categoría completa de

⁵ Para efectos de nomenclatura, los barriles serán referidos como Bl.

recursos (excepto en raros casos, por ejemplo cuando hay correlaciones negativas entre reservas de aceite y gas).

Para las reservas no probadas, las definiciones de reservas probables (2P) y reservas posibles (3P) no se restringen como la correspondiente a reservas probadas.

Desde un punto de vista probabilístico, las reservas posibles incluirán volúmenes que no califican como reservas probadas o posibles. Esto indica que cantidades a parte de las mencionadas en las definiciones iniciales, también pueden ser incluidas.

Cuando se usan métodos probabilísticos, los valores P50 y P10 de las entidades incluidas en la categoría de recursos completos y cumulativos, dan las reservas 2P y 3P respectivamente. En la figura 15, el valor 2P es 33 millones de BI y el 3P es 59 millones de BI.

3.1.1 Descripción de las Reservas

Las reservas se computan con un análisis estático o con un pronóstico de tiempo de las cantidades que se producirán.

a. Análisis Estático de Reservas. En el cálculo estático y volumétrico de la reserva, el volumen bruto de roca (Gross Rock Volume, GRV) de un yacimiento que contiene una acumulación de petróleo es multiplicado por el cociente del volumen neto de la roca respecto al bruto, porosidad, saturación de hidrocarburo, el factor de conversión de volumen para ir a las condiciones estándar del yacimiento, el factor de recobro y el factor de autorización.

En el método probabilístico, cada factor en la ecuación de las reservas se describe con una distribución estadística representada por una frecuencia de distribución

(Probability Density Function, PDF). Los factores no son todos independientes de los otros y las correlaciones deben ser identificadas y representadas en el cálculo de reservas probabilístico. El PDF resultante para la reserva es a menudo asimétrico.

Algunas veces, la incertidumbre del yacimiento se observa directamente. Los datos sísmicos obtenidos del yacimiento y las observaciones realizadas, contienen la información de la cuales los PDF pueden ser derivados. Mientras, los datos de la perforación son solamente representativos de una parte pequeña del yacimiento.

El evaluador de las reservas tendrá que basarse en gran parte del conocimiento en las geociencias y la tecnología para suplir tales observaciones directas pero incompletas, para determinar las reservas. Sin embargo, un acercamiento probabilístico permite el uso de una base de información mucho más amplia que la implementada en la determinística. Cuando esta información es poca, un método probabilístico puede que no sea mejor que uno determinístico, pero, nunca es peor.

b. Reservas como la Suma del Pronóstico del mercado en el Tiempo. Las reservas pueden también ser medidas resumiendo los pronósticos de ventas en el tiempo. La información sobre incertidumbre en la producción futura tiene más valor en sí mismo, del que se pueda obtener a través de la calidad obtenida en la evaluación de las reservas. Esto es por ejemplo, permite un análisis racional del valor de la información y de otras opciones reales. Estas opciones a su vez pueden ser usadas alternadamente para mejorar el valor del proyecto y para optimizar la calidad de los pronósticos de producción y de la estimación de reservas.

Algunos principios guía para originar pronósticos de producción son:

- Determinar el rango y dependencia de los factores que influyen en la incertidumbre para los pronósticos de producción en orden de importancia.
- Identificar dependencias entre factores y si es posible desarrollar descripciones agregadas para reemplazar largas dependencias de factores.
- Desarrollar alternativas claves para pronósticos de producción variando los factores que tienen suficiente impacto sobre la incertidumbre y correlacionar los pronósticos para la diversidad de factores.
- Usando las correlaciones junto con la información de los PDF para los factores que varían, se desarrolla un conjunto de pronósticos con probabilidades asociadas o un gran conjunto de pronósticos representativos equiprobables.
- Producir los PDF para las cantidades escalares de interés.

El pronóstico de la producción revela que los volúmenes producidos son dependientes de la información usada en la caracterización del yacimiento, ingeniería y manejo del yacimiento. Los PDF de los pronósticos a corto plazo, se obtienen típicamente observando la previsibilidad del funcionamiento del equipo y las tendencias del funcionamiento del pozo. Los PDF de los pronósticos a largo plazo son más fuertemente dependientes de la incertidumbre del yacimiento y las medidas disponibles manejadas a través de la cadena de producción hasta el punto de ventas.

Al estimar reservas sobre una base probabilística usando los pronósticos de producción en el tiempo, llega a ser muy claro que la evaluación de las reservas requiere un análisis multidisciplinario.

c. Distribución de Parámetros e Incertidumbre. La incertidumbre en la estimación de reservas y de recursos de petróleo se asocia a cada término en las ecuaciones que las describen. Los parámetros se dividen en cuatro grupos

importantes: controles estructurales, parámetros de yacimiento, factor de recobro (incluyendo facilidades de superficie) y el derecho a las reservas.

- **Volumen del Yacimiento.** Generalmente, la contribución más grande a la incertidumbre total es en el GRV del yacimiento, ¿Qué tan grande es este? La incertidumbre se puede relacionar con la carencia de la definición de los límites del yacimiento, de datos sísmicos, de la conversión a partir del tiempo en observaciones sísmicas a profundidad, de los buzamientos del tope de la formación, la existencia y posición de fallas y si son sello para la migración y producción del petróleo. Principalmente, el GRV depende críticamente de la altura de la columna de hidrocarburo. La definición de reservas probadas reconoce esta sensibilidad excluyendo volúmenes de roca debajo de los hidrocarburos observados más bajos.
- **Parámetros de Yacimiento.** La incertidumbre se asoció con las características de la roca reservorio que también se debe tomar en consideración. Mientras que los registros petrofísicos y las medidas en el laboratorio pueden ser absolutamente exactos, las muestras recogidas pueden ser solamente representativas para las formaciones más homogéneas. Un corazón de 4 pulgadas no es necesariamente una muestra representativa de un delta enterrado y alterado del río, de planos sobrepuestos de los canales de ríos meandriformes, de una pieza de depósitos de playa ó de otras formaciones geológicas. Solamente en algunos casos pueden las medidas de porosidad, el espesor neto/bruto (net to gross), la saturación de fluidos y los factores que afectan el flujo de fluido aplicarse directamente y con confianza. Generalmente, ayudan a condicionar una o varias alternativas de interpretaciones (inciertas).
- **Recobro de los Yacimientos.** La recuperación es afectada por la forma del yacimiento, sus características y el fluido contenido y su estrategia de

drenaje. Cuando un yacimiento se define de forma aislada, los efectos del pozo y de drenaje señalan que la densidad y la localización, el desplazamiento del fluido, la depleción de la presión, su producción asociada y perfiles de inyección, se pueden modelar numéricamente.

Alternativas realistas, condicionadas por la información disponible y la consistencia con las definiciones, puede ser modelado para determinar las incertidumbres.

Cuando un yacimiento es pobremente definido, el modelamiento numérico detallado puede conllevar a que los cálculos obtenidos con el método del balance de materiales sean menos exactos. Éste puede incluso ser una evaluación directa de la incertidumbre en la eficiencia del recobro, basado en las características del yacimiento y de las instalaciones de producción.

3.1.2. Selección de las Funciones de Distribución para los Parámetros Individuales.

En el calculo de reservas probabilístico, el estimador tiene que especificar un PDF que ajuste la información disponible. Modernas herramientas (tales como software estadísticos disponibles comercialmente) permiten una opción amplia de los PDF (normal, Log-normal, triangular, etc.).

A continuación se describe una dirección práctica para la selección de las distribuciones de parámetros:

- El PDF de la suma de cantidades independientes de la misma magnitud tiende hacia una distribución normal. Los ejemplos son las reservas de una gran cantidad de campos igualmente clasificados en un portafolio y la porosidad del cuerpo de roca. Si no son de la misma magnitud, la suma y su PDF serán dominados por los más grandes.

- De la misma manera, el PDF de una suma de logaritmos tiende hacia una distribución normal. Consecuentemente, un producto de los factores independientes, cuyos logaritmos son de la misma magnitud, tiende hacia una distribución Log-normal. Los ejemplos de las entidades que son fuertemente afectados por productos, son la reserva de una acumulación y la permeabilidad de un sistema poroso.
- Distribuciones normales, Log normal u otras distribuciones apropiadas se deben aplicar hasta el punto que se refleja la incertidumbre y sus intervalos. Por ejemplo, cuando una distribución contiene valores negativos o se extiende al infinito y la cantidad descrita definitivamente es positiva y limitada, la distribución tendrá que ser modificada para ajustar la realidad.

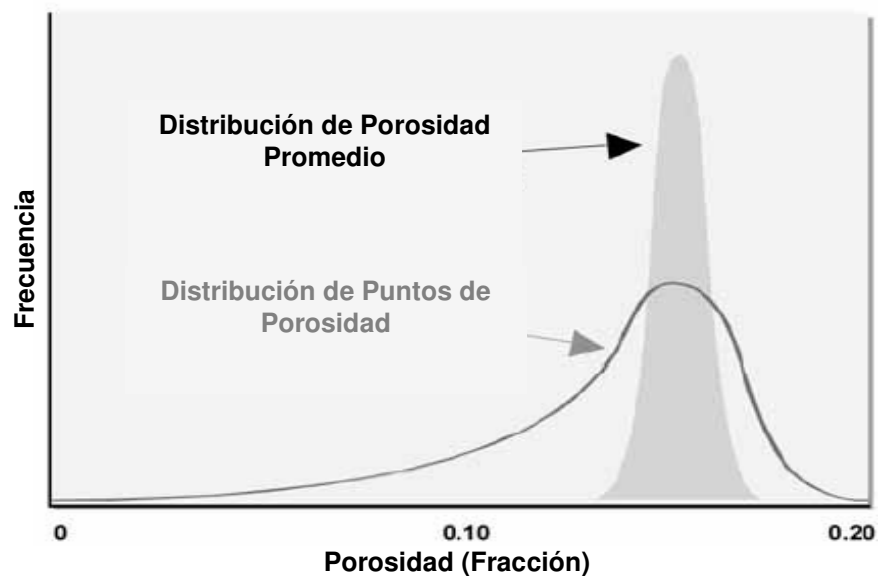
El PDF se aproxima en la práctica a menudo con distribuciones triangulares, particularmente cuando los datos son limitados. Cuando una distribución de probabilidad no puede ser determinada, se utiliza a veces una distribución uniforme.

La distribución de los datos brutos (no procesados) puede dar una mejor descripción del rango de incertidumbre que la distribución de datos promedio realizados, cuando se ha analizado correctamente una perspectiva geológica (figura 16). El proceso promediado puede separar los extremos finales altos e inferiores del espectro. Sin embargo, el uso de la distribución de datos brutos (no procesados) hace necesario la discreción, pues algunas medidas pueden no ser válidas por una variedad de razones.

Aunque algunos de los corazones tienen porosidad del 0%, no se puede utilizar la porosidad del 0% como el valor bajo en la distribución de porosidad promedio extendida sobre el campo entero. Se ha establecido que hay algunas zonas porosas (es decir, la porosidad promedio debe ser mayor que 0%).

Se debe considerar la distribución conocida de datos disponibles. Si los datos disponibles son abundantes (ejemplo, los análisis computarizados de los registros de porosidad) y los procesos geológicos de sedimentación, deformación y diagénesis son tal, que la variabilidad a lo largo del pozo es representativa de la variabilidad en el yacimiento, entonces la distribución real de estos datos puede ser utilizada. Si los datos actuales son escasos, entonces el rango se debe definir y convertirlo en una distribución.

Figura 16. Distribución de frecuencias de porosidad.



Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, SPE.

En la tabla 4 se muestran los parámetros de yacimiento que se tienen en cuenta a la hora de una evaluación de recursos y los rangos de incertidumbre asociados.

Estos valores asumen que las muestras examinadas son representativas del yacimiento.

Algunas pautas para tener en cuenta al generar las distribuciones son:

- Tomar una decisión de ingeniería consciente sobre el rango y forma de las distribuciones de entrada para el cálculo volumétrico.

- No confundir las tres medidas de centralidad: expectativa o medio, modo y mediana.
- Evitar las distribuciones que se extienden al infinito.
- Cerciorarse que el rango de parámetros de entrada describa la categoría del recurso de hidrocarburo que se demanda evaluar.

Tabla 4. Parámetros de yacimiento y rangos típicos de incertidumbre.

	Rango	Fuente
<i>Volumen de roca bruto</i>	+/- 30%	Sísmica 3D
		Sísmica 2D
<i>Espesor Neto/ Bruto (Net to Gross)</i>	+/- 20%	Registro de pozos
<i>Porosidad</i>	+/- 15%	Registros
	+/- 10%	Corazones
<i>Saturación de Hidrocarburos</i>	+/- 20%	Registros de pozo
<i>Buzamiento</i>	+/- 10%	Dipmeter
	+/- 30%	Sísmica
<i>Factor volumétrico de formación</i>	+/- 5%	Prueba PVT

Fuente: *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, SPE.*

3.1.3. Definiciones y Reglas

Tabla. 5 Definiciones y reglas para la estimación de reservas.

Probabilidad	Rango es probable que un evento ocurra, medido por la relación del número de casos favorables al número de casos posibles. La probabilidad usada en la estimación de reservas es una probabilidad subjetiva, cuantifica la probabilidad de un resultado predicho.
Función de Densidad de Probabilidad (PDF)	Probabilidad como función de una o más variables, tales como el volumen de hidrocarburo. (ver anexo 5)
Función de Distribución de probabilidad acumulativa (CDF); Función de Supervivencia (SF)	Para cada valor posible de una variable, un CDF (SF) asigna una probabilidad de que la variable no exceda ese valor. “Las definiciones SPE/WPC de las Reservas del Petróleo “. Utilizan la función supervivencia en la declaración: “Si se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber al menos un

	90% de probabilidad de que las cantidades recuperadas realmente igualarán o excederán la estimación.”
Medidas de Centralidad	Las diversas medidas de centralidad definidas abajo coinciden solo cuando los PDF son simétricos. Éste caso es poco usual en las reservas. Generalmente y para propósitos prácticos, ellas difieren.
Valor Medio, expectativa o valor esperado	<p>El valor medio también se conoce como la expectativa o el valor esperado. Es el valor medio sobre el rango entero de probabilidad.</p> $\text{Medio} = \sum_{i=1}^n x_i P(x_i) \text{ ó } \int xP(x)d(x)$ <p>Donde x = valor de la reserva y P(x) = probabilidad de x. El medio es la medida más importante de centralidad. Se comporta como una sola medida determinística de las reservas y sería el número a buscar, por si las reservas van a ser reflejadas por un solo número neutral no optimo.</p>
Moda ó valor mas Probable	Está es la cantidad de las reservas donde el PDF tiene su valor máximo.
Mediana (también conocida como P50)	En una grafica de distribución de probabilidad, es el valor que deja a cada lado (por encima y por debajo) la mitad de los valores de la muestra.
MEDIDAS DE DISPERSIÓN	
Percentiles	Es el valor numérico para el cual hay cierta probabilidad, medida como porcentaje, de que las cantidades actualmente recuperadas igualen o excedan la estimación.
P90	Es el valor numérico para el cual hay un 90% de probabilidad de que las cantidades actualmente recuperadas igualen ó excedan la estimación. En la estimación de reservas, éste es el número denominado como el valor probado.
P50 o Mediana	Es el valor numérico para el cual hay un 50% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.
P10	Es el valor numérico para el cual hay un 10 % de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan la estimación.
	La variación es calculada agregando el cuadrado de la

Varianza	<p>diferencia entre los valores en la distribución y el valor medio y calculando la media aritmética.</p> $S^2 = \frac{\sum_{I(1)}^n (x_i - \mu_i)}{n} = \int_a^b (x - \mu)^2 f(x) dx$ <p>Donde x = reserva = medio y f(x) = PDF</p> <p>Es conveniente ajustar las diferencias, para evitar que los valores positivos y negativos se cancelen. El mismo efecto puede ser obtenido tomando los valores absolutos de la diferencia, pero las características matemáticas de tal medida no son tan elegantes como las de la varianza.</p>
Desviación Estándar	La raíz cuadrada de la varianza.

Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, SPE.

3.2. Metodología 2.

INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS -ICI-.*

Esta metodología esta basada en el desarrollo de un instrumento sencillo y versátil para jerarquizar las diferentes opciones en situaciones operacionales, como:

- Ubicación de pozos de desarrollo, y trabajos de reparación y reacondicionamiento en múltiples pozos, ambas decisiones en yacimientos individuales.
- Asignación de atractivo ante alternativas de inversión en campos distintos.
- Opciones de planes de desarrollo para campos con múltiples horizontes y/o múltiples regiones y sectores.

En la actualidad los indicadores económicos tradicionales de valor (valor presente neto, eficiencia de Inversión, tasa Interna de retorno y otros), aunque totalmente válidos, son insuficientes por no incluir factores como riesgos geográficos, los cuales se consideran de gran importancia. Una solución en los años 1965-1975

* Fuente: Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". Por Martín Essenfeld, Luis A. Vera, Carla Castillo.

fue las opciones probabilísticas (tipo Monte Carlo) que permitieron incluir riesgos o incertidumbres, pero de compleja aplicación para su uso rutinario.

Ante esa situación, en el año 1988, Egep Consultores S.A. desarrolló un Indicador Cualitativo de Interés para localizaciones de desarrollo y trabajos de reparación y reacondicionamientos.

3.2.1. Reseña Histórica del Indicador Cualitativo de Interés, ICI.

Periodo 1988 – 1989. En 1988 se realizó el desarrollo original del Indicador Cualitativo de Interés (ICI), para optimizar la secuencia de uso de taladros para perforación y trabajos a pozos en tres yacimientos de gran tamaño en el lago de Maracaibo, que se habían modelado con malla gruesa el mismo año.

El ICI desarrollado en 1988 incluyó los siguientes factores:

- Volumen poroso en cada uno de los paquetes arenosos (en el sentido vertical) explotables.
- Nivel de presión y saturación de petróleo en cada uno de los paquetes arenosos explotables.
- Consideración para cada localización, de las áreas efectivas posibles de drenaje en relación con la continuidad lateral de las arenas.
- Lenticularidad vertical dentro de cada paquete arenoso.

Desde 1988 hasta el presente, la aplicación de la metodología de indicadores de interés no sólo se ha ampliado de manera significativa, sino que se ha aplicado exitosamente en trabajos de campo a nivel de pozos individuales, yacimientos en un área, áreas distintas dentro de un campo, y campos distintos dentro de una cuenca.

Como resultado del intenso análisis de sensibilidad del impacto efectivo de las variables de proceso, se postuló el siguiente formato para el Indicador de Interés:

$$ICI = P \times (S_o)_a \times V_p \times L \times C \times b \quad \text{Ecuación 25.}$$

Donde,

ICI = f (P, So, V_p, L, C) donde:

ICI = Indicador Cualitativo de Interés

P = Presión estática

So = Saturación de petróleo

V_p = Volumen poroso

L = Lenticularidad vertical

C = Continuidad lateral

a = Coeficiente de peso de libre elección

b = Constante para simplificación de unidades

Luego de amplia experimentación con tres yacimientos de prueba, los cuales fueron elegidos para realizar el estudio, se adoptaron los siguientes rangos para L y C:

Tabla 6. Descripción del paquete productor

Valor de L	Descripción del paquete productor
1,00	Arena muy lenticular
1,20	Arena lenticular moderada
1,40	Arena de poca lenticularidad

Fuente: Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". Por Martín Essinfeld, Luis A. Vera, Carla Castillo.

Tabla 7. Descripción de continuidad lateral en el paquete productor

Valor de C	Descripción de continuidad lateral en el paquete productor
1,00	Hasta 3 celdas continuas
1,25	Entre 4 y 6 celdas continuas
1,50	Más de 6 celdas continuas

Fuente: Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". Por Martín Essinfeld, Luis A. Vera, Carla Castillo.

Para el mallado utilizado en los tres yacimientos de prueba, la constante b más conveniente, de libre elección por el usuario, resultó ser 10^{-13} .

Para el mallado regular, se recomendó usar el siguiente formato:

$$ICI = [P \times (S_o)_2 \times V_p \times L \times C] \times 10^{-13} \quad \text{Ecuación 26.}$$

Para mallado muy irregular se recomienda eliminar el factor de distorsión que introducen las diferencias de áreas entre celdas:

$$ICI = [P \times (S_o)_2 \times h \times L \times C] \times 10^{-13} \quad \text{Ecuación 27.}$$

Como los tres yacimientos seleccionados tenían larga historia de producción, se aplicó el indicador a la fecha de descubrimiento, pudiéndose confirmar la bondad del indicador, el cual fue capaz de relacionarse directamente con la producción acumulada hasta 1988, proveniente de los pozos perforados y con suficiente historia de producción.

La bondad del Indicador de Interés o calidad del ajuste (Nivel del Indicador *versus* Producción Acumulada [N_p]) mejoró considerablemente con la normalización del indicador por tiempo de actividad y cañoneo parcial.

El Indicador Cualitativo Normalizado de Interés (ICNI) se definió así:

$$INCI = \frac{ICI \times t}{(No. lentes)(10)} \quad \text{Ecuación 28.}$$

INCI = Indicador Cualitativo Normalizado de Interés

ICI = Indicador Cualitativo de Interés (total para cualquier localización: sumatoria de los indicadores de los diferentes paquetes de arena).

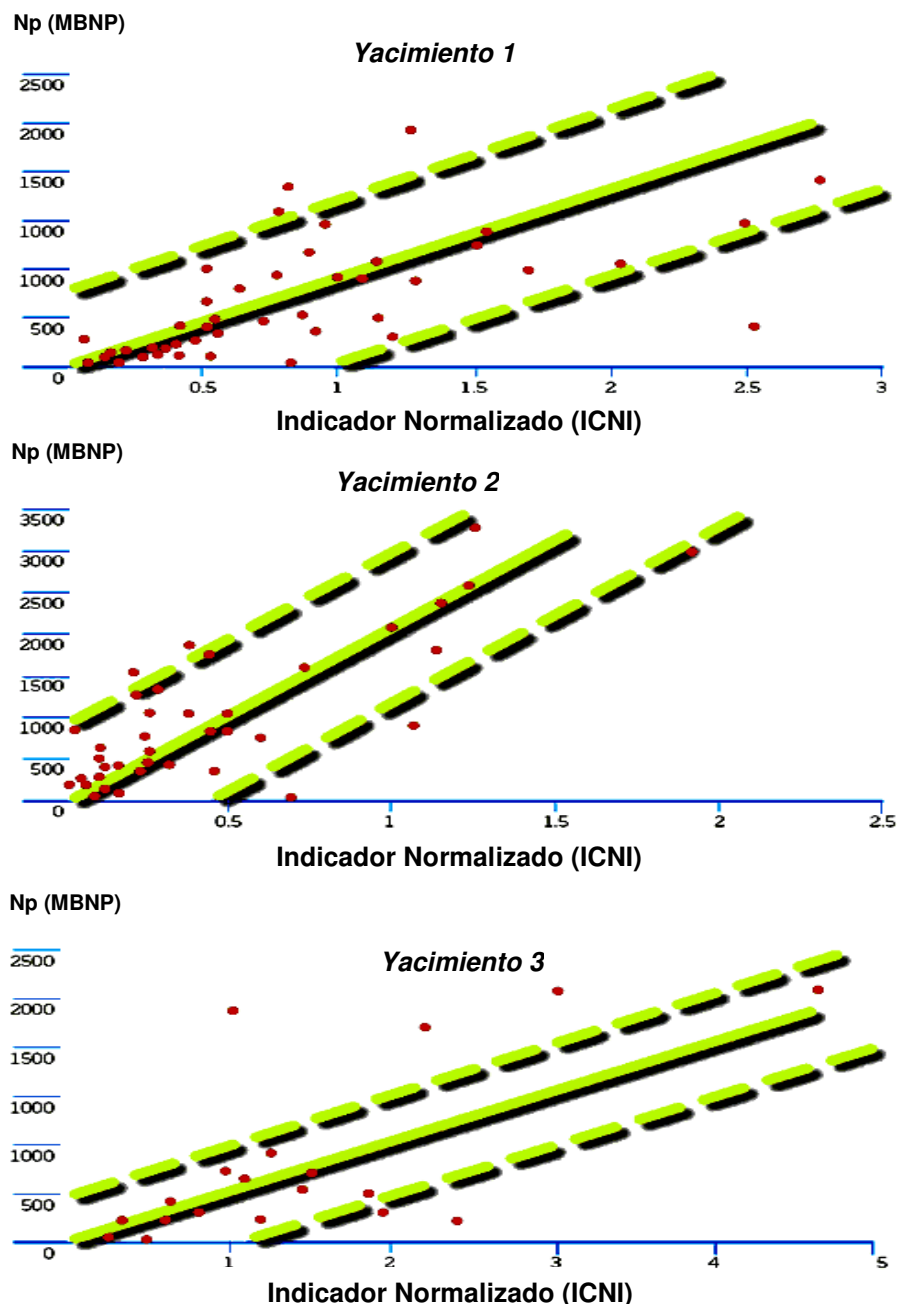
t = tiempo de producción en años.

No. Lentes = Número de paquetes de producción que han estado produciendo.

Así, el proceso de normalización incluyó el atractivo original (ICI), el número de paquetes abiertos y el tiempo de actividad.

En conjunto, la metodología se probó sobre 110 completamientos físicos repartidos en los tres yacimientos, como se muestra en la figura 17.

Figura 17. Grafico de Np vs Indicador de Interés.



Fuente: Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". Por Martín Essenfeld, Luis A. Vera, Carla Castillo.

Finalmente, en el mismo año de 1988 se extendió el indicador (ICI) para obtener estimaciones de tasas.

Así, se definió el Indicador Cualitativo Cañoneado de Interés (ICCI) como la sumatoria del ICI de aquellos paquetes verticales que se han cañoneado en los pozos productores. También se definió la tasa inicial de cada completamiento (Q_{oi}).

La relación tasa/indicador (RQI) se definió así:

$$RQI = \frac{Q_{oi \text{ pozo}}}{\sum_{Z=1}^{Z=9} ICCI} \quad \text{Ecuación 29.}$$

Donde,

RIQ = Relación indicador – Tasa original

Q_{oi} = Tasa inicial de petróleo del pozo (sin fracturar)

$\sum_{Z=1}^{Z=9} ICCI$ = Sumatoria de los indicadores originales en los lentes que aportan producción.

Este procedimiento se siguió para estimar la nueva tasa en todos los pozos en que se propuso cañoneo de arenas adicionales.

El procedimiento y su validez se probaron satisfactoriamente en 1988 y 1989 con los nuevos reacondicionamientos y con los últimos trabajos de campo después del desarrollo del indicador, el cual contribuyó a la selección de los trabajos y a la estimación de las tasas a esperarse, las cuales efectivamente se lograron.

Periodo 1989 – 2000. Durante este período de diez años, la herramienta se utilizó rutinariamente en Egep para evaluar proyectos de inversión, así como en aplicaciones comerciales de campo. Aunque no se hicieron mayores desarrollos o modificaciones al indicador, se practicaron más de 55 pruebas de campo y se fue

recopilando la data del campo y ganando confianza en el uso del ICI en los formatos que se han presentado.

Periodo 2001 – 2002. En el año 2001 se inició un período de intenso uso, de ampliación del indicador y de pruebas de campo de las ampliaciones y mejoras, usando como área piloto el yacimiento tradicional con mayor tamaño de Venezuela (OOIP 30 MMB).

En un trabajo realizado en conjunto con la Universidad Central de Venezuela y PDVSA, se desarrolló y probó la metodología del Indicador de Interés como una herramienta para incrementar la producción en áreas bajo Convenios Operativos.

El yacimiento elegido como piloto de prueba ya había producido casi 1100 MMB entre 1949 y 2001 y mostraba un cierre estructural importante, empuje por gas en solución, influjo de agua y pruebas limitadas de inyección de agua.

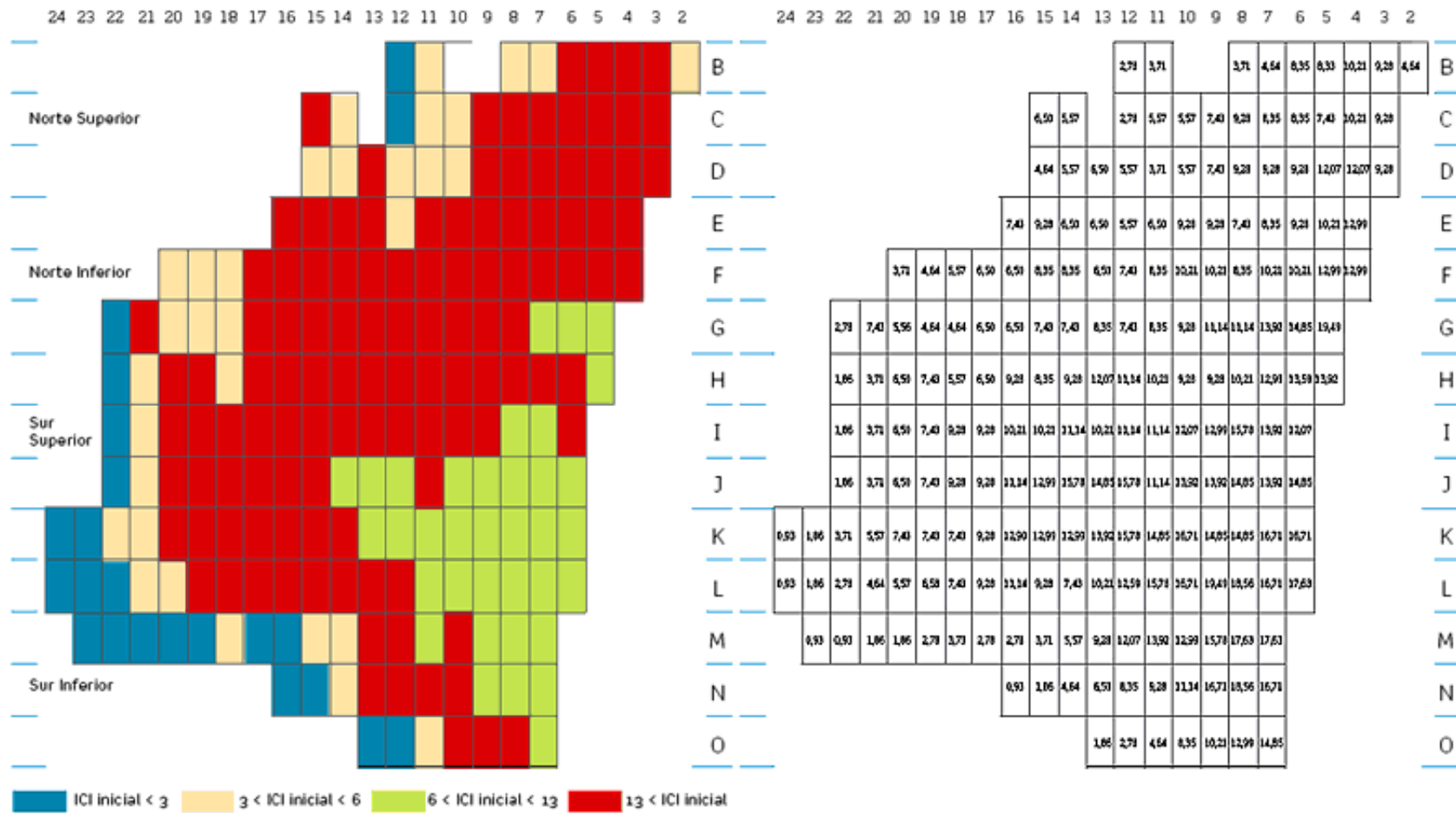
Se utilizó el ICI en su formato original, sólo ajustando la constante para simplificación de unidades (b en la ecuación 25) para reflejar las dimensiones de la acumulación, como se muestra a continuación:

$$ICI = [P \times S_{o2} \times V_p \times L \times C] \times 10^{-11} \qquad \text{Ecuación 30.}$$

Visto el enorme tamaño de la acumulación (630 kilómetros cuadrados) se dividió en regiones y se evaluó el ICI a condiciones iniciales (1949) para concluir sobre su bondad como pronosticador, utilizando para verificarlo, la producción ya ocurrida entre 1949 y 2001 (figura 18).

Como se muestra en la figura 18, se utilizaron 206 celdas de la malla regular para cubrir la totalidad de la acumulación y todos los pozos que han producido.

Figura 18. Malla regular para cubrir la totalidad de la acumulación y todos los pozos que han producido Vera y Carla castillo.



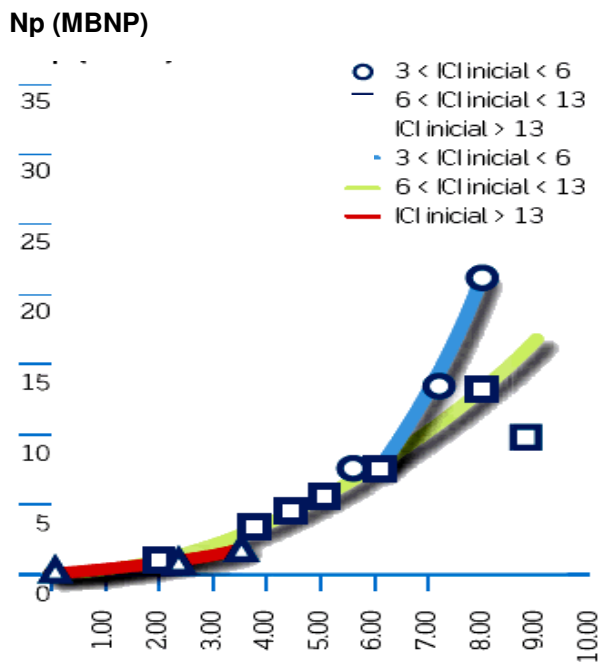
Malla Regular con Código de Colores para el Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales

Malla Regular con Indicador Cualitativo de Interés a Condiciones Iniciales (Referencia 2)

Fuente: Desarrollo de Indicadores Cualitativos para Localizaciones de Pozos de desarrollo y Trabajos (RA/RC). Por Martín Essinfeld, Luís A.

Una vez sectorizados, los resultados confirmaron que la producción real acumulada por celda (2001) había reflejado en el tiempo, el valor del Indicador inicial (1949) confirmando su utilidad (figura 19).

Figura 19. Polinomios correspondientes a cada nivel del ICI inicial vs. Np



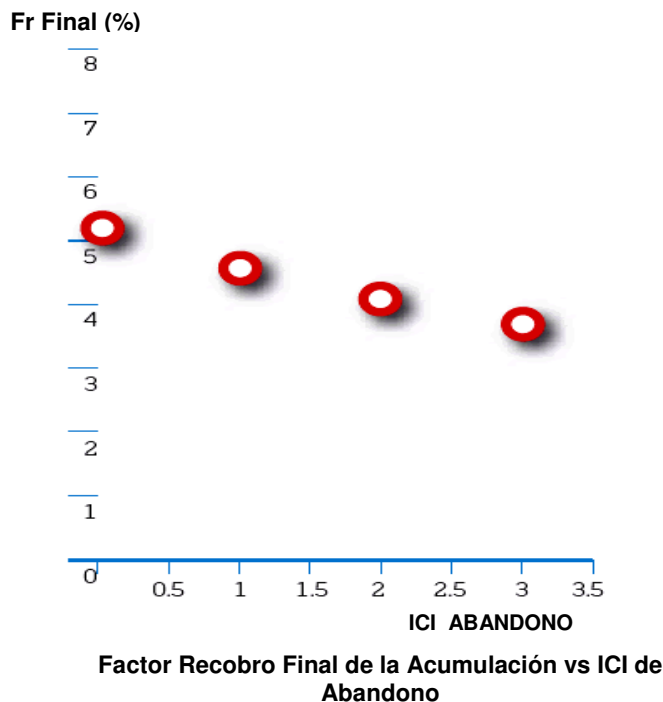
Polinomios correspondientes a cada nivel del ICI inicial

Fuente: Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". Por Martín Essefeld, Luis A. Vera, Carla Castillo.

Adicionalmente, en el mismo trabajo se amplió el uso del Indicador de Interés, postulando con la variación 1949-2001 un nivel mínimo de indicador, para distintas condiciones de abandono y relacionando el valor actual (2001) del indicador con las expectativas de producción futura o reservas remanentes (figura 20).

Esta utilización ampliada del ICI permitió confirmar expectativas de reservas adicionales de 1000 MMB al explotar áreas de la acumulación con bajo nivel de desarrollo de pozos, ayudando así a postular planes futuros de perforación.

Figura 20. Factor Recobro Final de la Acumulación vs. ICI de Abandono.



Fuente: Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". Por Martín Essinfeld, Luis A. Vera, Carla Castillo.

Además, se propuso la extensión del Indicador Cualitativo de Tasa (ecuación 29) para incluir en el futuro los cambios de viscosidad con temperatura en aquellos yacimientos de crudos pesados con amplias variaciones de temperatura debidas a cambios importantes de profundidad.

Periodo 2003 – 2005. Durante esta última etapa de desarrollo, Egep desarrolló la acumulación de datos de campos sobre el comportamiento real de pozos, yacimientos y campos completos en Venezuela, utilizando el mismo enfoque metodológico, un Indicador Cualitativo de Interés para jerarquizar un conjunto de campos completos que conformarían el portafolio de oportunidades de inversión de empresas de distinto tamaño.

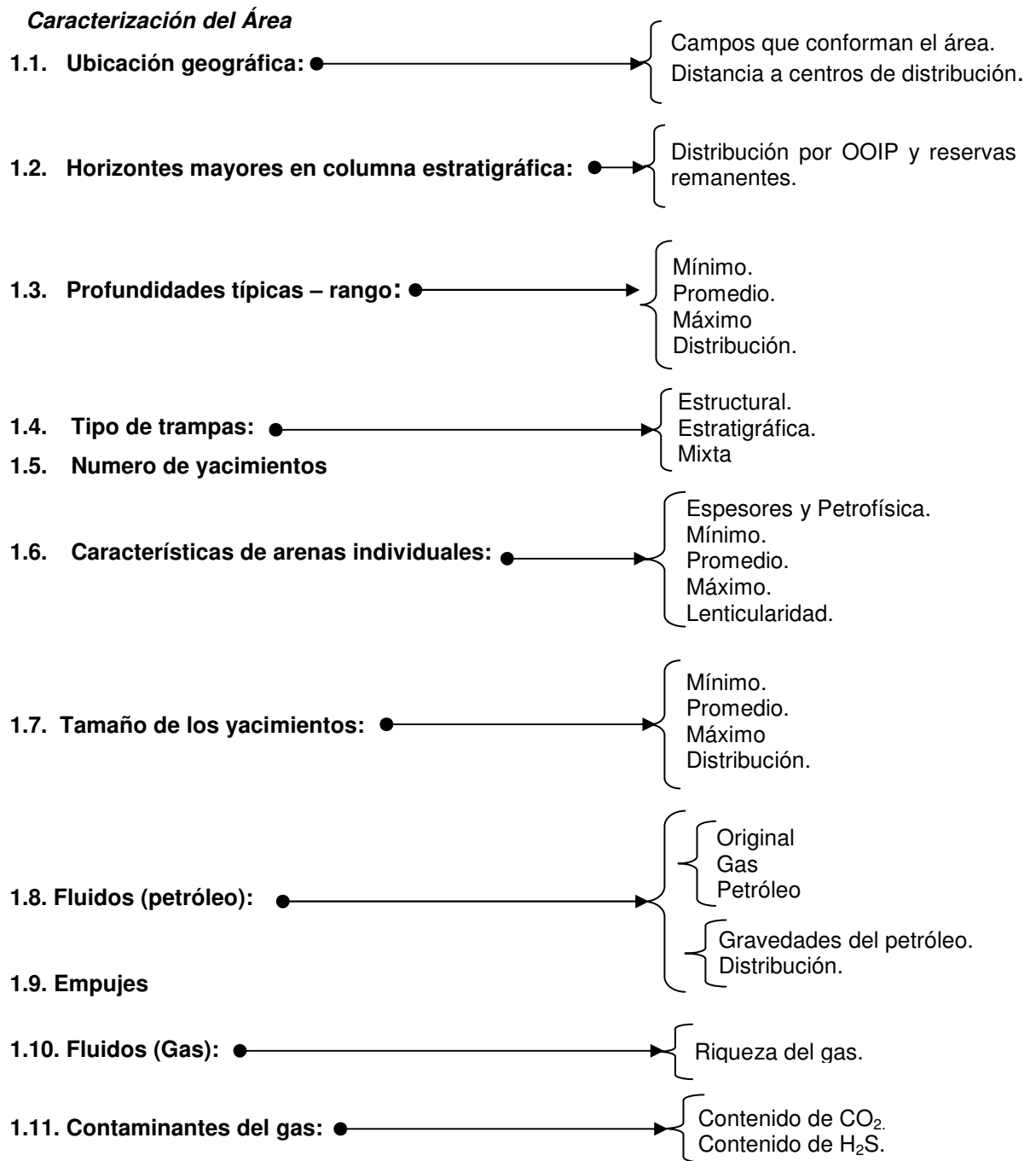
Se identificaron nueve bloques de información que caracterizarían cada campo (como oportunidad individual de inversión):

- Caracterización del área.
- Tamaño de la base de recursos.
- Requerimientos para desarrollo de reservas.
- Perfiles de producción futura.
- Costos de inversiones y operaciones.
- Requerimientos tecnológicos.
- Política corporativa.
- Análisis económico consolidado.
- Indicador de interés.

Se ideó un sistema de puntaje detallado, para dar valor y peso a cada uno de estos nueve bloques de información. Los resultados fueron ampliamente satisfactorios. La metodología se confirmó con el mismo enfoque de Evaluación Inicial vs Comportamiento Histórico Real, y luego se utilizó con el objetivo de fijar el orden actual de interés para invertir sobre expectativas de producción futura (tabla 8).

El uso de este tipo de Indicador de Interés ha continuado, con resultados muy satisfactorios para múltiples usuarios a escala internacional. En la actualidad avanza su aplicación para campos muy complejos, con larga historia de producción y más de 100 horizontes productivos utilizando variantes de los Indicadores de Interés.

Tabla 8. INDICADOR DE INTERÉS PARA EVALUACIÓN DE CAMPOS EN EL PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES



Fuente: Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". Por Martín Essinfeld, Luis A. Vera, Carla Castillo.

3.3. Metodología 3.

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.*

En los últimos años el desarrollo en las tecnologías de exploración y producción de hidrocarburos se ha ido incrementando, especialmente por las tecnologías de información y de procesamiento de datos. Esto ha hecho posible la reducción en los costos y tiempos de operación, así como en el abatimiento del riesgo exploratorio, y en el incremento de los hallazgos de nuevas reservas de hidrocarburos.

Una parte muy importante de la inversión que se realiza en exploración y producción de hidrocarburos corresponde a la adquisición y gestión de tecnologías.

Se han realizado importantes trabajos de diagnóstico sobre el estado y uso de las tecnologías de exploración y producción en Pemex Exploración y Producción (PEP) y en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). A partir de estos análisis se han identificado las necesidades tecnológicas y estimado las brechas del conocimiento existentes.

De acuerdo a los análisis realizados, particularmente por PEP, las tecnologías críticas identificadas y en uso en la industria nacional, y que son fundamentales para esta área son:

- Sismología y modelado geológico.
- Administración de yacimientos.
- Perforación no convencional.
- Productividad de pozos
- Sistemas de producción y
- Infraestructura de producción y transporte.

* Fuente: Energía a debate, Tecnología petrolera en México, Suficiencia o dependencia, Febrero 2005. Por Salvador Ortuño Arzate, Energía a debate, Tecnología petrolera en México, Suficiencia o dependencia, Febrero 2005.

En estos grandes rubros se encuentra la totalidad de la cadena de valor de la exploración a la producción de hidrocarburos.

Actualmente, las áreas científicas fundamentales de la exploración y producción petroleras son la geología, la geofísica y la geoquímica, las que se complementan con las herramientas tecnológicas de operación y adquisición de datos (registros, sísmica, equipos de laboratorio, etc.). Es por esto que se realiza una visión más detallada, las tecnologías más relevantes utilizadas actualmente en la exploración petrolera, y que impactan determinantemente en todo el proceso de la cadena de valor de los hidrocarburos son:

3.3.1. En el Área de la Exploración.

- Estratigrafía de secuencias.
- Sedimentología y diagénesis.
- Técnicas y métodos en bioestratigrafía.
- Técnicas y métodos de análisis geoquímicos de hidrocarburos.
- Modelado geoquímico de procesos en rocas generadoras
- Modelado cinemático, estructural y de fracturación.
- Caracterización de sistemas petroleros.
- Métodos potenciales (gravimetría y magnetometría).
- Técnicas de adquisición sísmica 2D y 3D.
- Técnicas de interpretación sísmica 2D y 3D.
- Procesado sísmico de migración en tiempo y profundidad.
- Atributos básicos e inversión en sísmica 2D y 3D.
- Atributos sísmicos de amplitud.
- Procesos sísmicos para imágenes subsalinas.
- Procesamiento e interpretación de registros de pozo y metodologías y técnicas de exploración.

- Evolución del potencial, de plays⁶ y de riesgo, entre las más importantes.

3.3.2. En el Área de Producción.

- Sistemas de perforación
- Mantenimiento de pozos
- Recuperación primaria y recuperación secundaria
- Sistemas de producción.
- Plataformas petroleras en mar abierto
- Métodos de producción, primaria y mejorada.

Los estudios de diagnóstico tecnológico, monitoreo y evaluación de las brechas tecnológicas son fundamentales para situar el grado de desarrollo y capacidad tecnológica de la industria petrolera nacional; esto permite la definición de planes y estrategias, así como el logro de los objetivos del sector.

Entre las tecnologías de mayor relevancia implementadas el IMP, a través de la Dirección Ejecutiva de Exploración y Producción, se ha desarrollado el de los Sistemas Petroleros, a fin de caracterizar y documentar cada uno de sus elementos como son: las rocas generadoras, las rocas almacén, las rocas sello y las trampas. Asimismo, se definen los procesos de generación, expulsión, migración y la formación de estructuras y trampas.

Algunas de las Actividades que se aplican en los sistemas petroleros, son las siguientes:

- Caracterizar y delimitar los subsistemas generadores de hidrocarburos y cuantificar su productividad.
- Definir los modelos sedimentológicos, diagenéticos y petrofísicos de los subsistemas de roca almacén.

⁶ Sistema de acumulaciones de aceite o gas conocidas con similares propiedades geológicas, geográficas y temporales, tales como roca fuente, rutas de migración, tiempo, mecanismo de entrapamiento y tipo de hidrocarburo.

- Establecer los modelos estructurales y la tipología de las trampas.
- Determinar los procesos de expulsión y migración composicional de hidrocarburos.
- Documentar los sistemas petroleros de la cuenca productora objeto de estudio.

3.4. Metodología 4.

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE RESERVAS U.S. GEOLOGICAL SURVEY.

Esta metodología de evaluación se basa en la descripción geológica de las diferentes áreas de interés, para las cuales se evalúa los recursos de aceite y gas. La evaluación de recursos inicia con la división del mundo en ocho regiones, partiendo de parámetros geológicos que se tienen en los EE.UU. Estas regiones se subdividen en provincias geológicas, de acuerdo a los volúmenes totales de petróleo conocidos en cada una. Cada provincia geológica es un área con dimensiones características que abarcan una entidad geológica natural (por ejemplo, cuencas sedimentarias, cinturones de cabalgamiento y deltas) o alguna combinación de ellas. Los límites de la provincia son trazados a lo largo de los límites geológicos naturales, aunque en costa afuera, están situados a una profundidad arbitraria del agua.

Con la definición de las provincias geológicas, surge el concepto de Sistemas Totales de Petróleo⁷ (Total Petroleum System, TPS), estos TPS constituyen la base de la evaluación implementada por la USGS. Para cada uno de los Sistemas Totales de Petróleo una o más Unidades de Evaluación (Assessment Unit, AU),

⁷ Sistema natural de fluidos que puede ser trazado e incluir elementos esenciales y procesos necesarios para que existan las acumulaciones de aceite y gas. The Total Petroleum System—The Natural Fluid Network that Constrains the Assessment Unit. Por L.B. Magoon y J.W. Schmoker.

son definidas como un volumen de roca dentro del TPS que abarca campos de petróleo (descubiertos y no descubiertos), los cuales tienen rasgos geológicos similares.

Basado en toda la literatura y los datos disponibles, la evaluación geológica se inicia para cada una de las AU. A partir de las anteriores evaluaciones realizadas la USGS ha diseñado dos metodologías para la evaluación de recursos dependiendo del tipo de acumulación que se requiera evaluar. Estas acumulaciones son divididas en convencionales y no convencionales, las primeras son aquellos volúmenes recuperables situados en estructuras convencionales o trampas estratigráficas discretas, y que dependen de la boyanza del aceite o gas en el agua y las no convencionales o continuas son aquellas acumulaciones de petróleo y gas que tienen dimensiones espaciales extensas y límites definidos, los cuales existen independientemente de la columna de agua.

Para la evaluación de acumulaciones convencionales, se asigna una distribución de probabilidad para el número y los tamaños de campos no descubiertos. Aunque en muchos casos, las tendencias geológicas, el área total no explorada, la historia de descubrimiento, análogos de otras áreas, etc. han sido consideradas para estimar el número y tamaño de campos no descubiertos.

La metodología de evaluación para acumulaciones continuas también se ha desarrollado y emplea los modelos de evaluación geológica y cuantitativa, FORSPAN y ACCESS respectivamente. El equipo de evaluación del proyecto ha realizado considerables investigaciones sobre el crecimiento de las reservas. Usando datos de los asesores petroleros que han revisado el crecimiento de las mismas (probadas y probables) reportadas para varios tamaños de campos sobre un periodo de 15 años.

Durante el periodo de 1981 a 1996, las reservas se han multiplicado por un factor de 1.25 a 1.5, debido a que el proyecto está procurando cuantificar los campos que se pueden descubrir durante los próximos 30 años. Todo el número de reportes finales deben ser aumentos de reservas sobre campos conocidos y sin descubrir.

3.5. Método Alternativo.

HERRAMIENTA DE SOFTWARE PARA ESTIMACIÓN DE RESERVAS.*

Una nueva herramienta de software fue presentada por AJM Petroleum Consultants a las compañías de exploración y desarrollo, que les permite medir el potencial de un pozo en sólo una fracción del tiempo que tomarían los métodos de análisis tradicionales.

El módulo Petro Cube Well Load permite realizar el análisis y cubrimiento de los campos potenciales de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del occidente de Canadá (WCSB), al nivel de los pozos individuales, de modo que se pueda tomar las decisiones más acertadas en el reemplazo de reservas de esos campos maduros, y los planes de su desarrollo futuro.

Con la implementación de las metodologías, si una compañía quiere obtener las estimaciones de las reservas de un pozo promedio en un área específica, necesita obtener los datos del pozo, efectuar manualmente el análisis de las curvas de declinación de producción, y luego hacer el análisis estadístico, lo que podía tomar días o semanas de trabajo, según el volumen de datos disponibles. Ahora, una lista de pozos definida por el usuario de cualquier base de datos puede introducirse a Well Load, y Petro Cube suministra el análisis estadístico en cuestión de minutos.

* Fuente: Publicación de Petróleo Internacional. Octubre 5 de 2005.

Well Load y Petro Cube tienen el potencial de extender su uso al integrar datos de campos de aceite y gas internacionales. Petro Cube es una *suite* de herramientas que proporcionan estadísticas imparciales y que puede ayudar a tomar decisiones más provechosas sobre los *plays* de petróleo, las reservas, la producción y datos de economía. Petro Cube entrega a ingenieros y geólogos los datos que necesitan para determinar exactamente el riesgo y justificar ofertas de exploración y desarrollo antes de que se perforen los pozos.

3.6. PARALELO ENTRE LAS METODOLOGÍAS USADAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO Y LA METODOLOGÍA USGS.

3.6.1. Diferencias entre las Metodologías USGS Y SPE.*

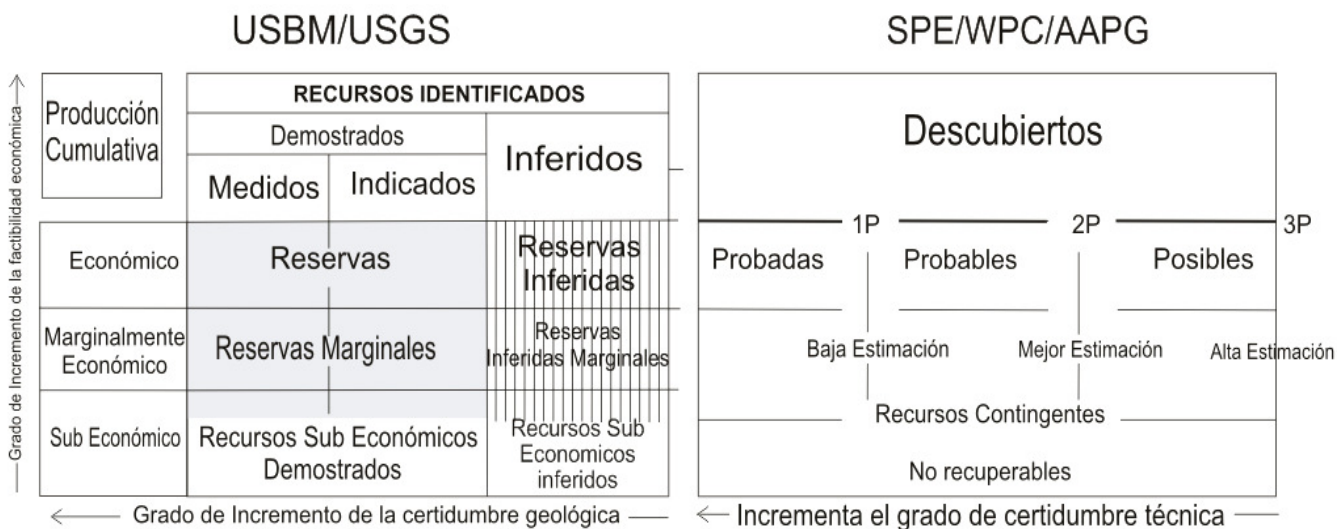
La figura 21 ilustra el paralelo de las clasificaciones correspondientes a la USGS y la SPE/WPC/AAPG (2000) para la porción de recursos totales que ya se han descubierto.

La clasificación USGS esta basada sobre dos parámetros para la clasificación de los recursos: primero, la factibilidad de la recuperación económica y segundo, el grado de certidumbre geológica. Por otro lado, la clasificación de recursos de la SPE esta basada sobre tres parámetros: primero, la factibilidad de recuperación económica (comercialmente) en el eje Y, segundo, la certidumbre geológica y tercero el grado de eficiencia de recobro (la combinación de estas dos ultimas se denomina incertidumbre técnica, eje X). Aunque algunas diferencias existen, los esquemas de clasificación son comparables.

* Fuente: Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions.SPE.

Los recursos hipotéticos y especulativos no descubiertos de la USGS combinaron lo relacionado a los recursos anticipados de la SPE; estos pueden ser clasificados por incertidumbre técnica (baja/media/alta estimación o una distribución probabilística) pero no hay intento de separar los volúmenes no descubiertos, acorde a la certidumbre comercial.

Figura 21. Paralelo entre metodologías USGS y SPE.



Fuente: Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions. SPE.

Aunque las clases de reservas de la USGS (medidas, indicadas e inferidas) son asignadas para reflejar certidumbre geológica, estas clases han sido puestas en el lugar de las clases probadas, probables y posibles. Mientras las clases medidas y probadas son comparables, las probables y posibles no pueden ser comunes con las clases indicadas e inferidas. Algunas publicaciones anteriores sugieren que lo inferido por la USGS no es una estimación de extensos lugares indicados, sino que se refiere solamente a los yacimientos inexplorados para los cuales las estimaciones de la calidad y cantidad son basadas en evidencia y proyecciones geológicas y que pueden no tener alguna muestra o medida directa. Sin embargo, recientes publicaciones indican una coincidencia mayor con referencia a las reservas posibles de la SPE, las cuales pueden ser una combinación de las

estimaciones de extensas áreas perforadas y de las áreas no perforadas que se ubican en las zonas adyacentes (bloques de falla y características satelitales).

El área sombreada en la clasificación USGS es llamada *reservas base*, “estas reservas pueden abarcar esas porciones de recursos que tienen un potencial razonable para llegar a ser económicamente viables dentro de los horizontes de planeación (30 años), más allá de los que asume la tecnología y la actualidad económica”. Por esta razón que se concluye que las reservas inferidas se pueden basar sobre condiciones pronosticadas, mientras que las medidas e indicadas se basan en condiciones actuales. Esto contrasta con la guía de la SPE la cual dice que: “la clase probada se basa en condiciones actuales, mientras que las probables y posibles pueden ser basadas sobre condiciones pronosticadas”.

Para efectos de esta comparación se debe tener en cuenta que, la terminología *reservas*, usada en los reportes de la USGS como se ilustra en la tabla 9, esta basada en la información obtenida de la evaluación mundial del 2000 realizada por la USGS.

Tabla 9. Distribución de reservas mundiales (excluido EE.UU.).

Datos del Mundo, Excluyendo a los Estados Unidos (Convencionales)				
Aceite – Billones de barriles				
	F₉₅	F₅₀	F₅	Media
1. Producción Cumulativa				539
2. Reservas Remanentes				859
3. Reservas Conocidas (1+2)				1398
4. Crecimiento de la Reserva	192	612	1031	612
5. No Descubierta	334	607	1107	649
6. Volúmenes Futuros(2+5)				1508
7. Futuro Crecimiento de Volúmenes (2+4+5)				2120
8. Futura Dotación (1+2+4+5)				2659

Las reservas remanentes son tomadas de los reportes de la NRG Associates y Petroconsultants (IHS) y pueden ser representadas como reservas probadas o

probadas más probables según lo definido en sus fuentes de datos (que usan típicamente definiciones de la SPE).

El crecimiento de las reservas según lo discutido anteriormente se basa en las proyecciones de la USGS para las adiciones futuras (30 años), las cuales son dadas por: los nuevos métodos de recuperación, los precios mejorados, el desarrollo satelital, entre otros, usando algoritmos derivados de campos análogos de similar madures. Los volúmenes pueden incluir lo que esta clasificado actualmente bajo la guía de la SPE como son posibles recursos eventuales e incluso algunas porciones con potencial no recuperable y especulativo (para las acumulaciones basadas en información satelital).

La USGS no cuantifica el crecimiento de la reserva para los campos individuales, es decir, que solo es significativo estadísticamente para grandes adherencias. Los 2000 informes solo evalúan el crecimiento de las reservas sobre una base total del mundo. El término de la SPE “Recobro Ultimo Estimado” se puede aplicar a cualquier término USGS “reservas conocidas” o “dotación futura”.

El crecimiento de las reservas y la incorporación de recursos no descubiertos usan modelos probabilísticos y tendrá un portafolio de eventos. La USGS usa P95 para el punto bajo y P05 para el punto alto con dos medidas de tendencia central hallando la mediana (P50) y la media. La producción cumulativa y las reservas remanentes son incorporadas aritméticamente.

La evaluación USGS del 2000 no incluyo hidrocarburos no convencionales (acumulaciones continuas) de tight gas, gas asociado a mantos de carbón, crudo pesado (< 15° API) y tard sand pero reconoció su potencial. Mientras que la extracción y el proceso tecnológico se desarrollan, las descripciones geológicas maduran y su recuperación llega a ser económicamente factible, estas serán evaluadas de la misma manera que para los hidrocarburos convencionales.

3.6.2. Diferencias entre las Metodologías USGS e Indicador Cualitativo de Interés (ICI).

La metodología del Indicador Cualitativo de Interés se basa en datos específicos de campo como son: volumen poroso en cada uno de los paquetes arenosos (en sentido vertical) explotables, el nivel de presión y saturación de petróleo en cada uno de los paquetes arenosos explotables, consideraciones para cada localización de las áreas efectivas posibles de drenaje en relación con la continuidad lateral de las arenas, la lenticularidad vertical dentro de cada paquete arenoso área objetivo que será evaluada.

Esta metodología es implementada para generar una herramienta que se aplica exitosamente en trabajos de campo a escala de pozos individuales, yacimientos en un área, distintas áreas dentro de un campo y distintos campos dentro de una cuenca.

El principal objetivo de la metodología es generar las graficas de producción acumulativa vs el ICI, para obtener la proyección de reservas recuperables. Es principalmente aplicada en campos que tienen una larga historia de producción lo que permite generar una relación directa entre el ICI y la producción acumulativa, que provenga de pozos perforados y que posean suficiente historia de producción.

Partiendo de las concordancias encontradas entre el ICI y la producción acumulativa, se genera una significativa contribución para seleccionar correctamente los trabajos que se deben hacer para obtener las tasas de producción pronosticadas, las cuales en la actualidad se han obtenido exitosamente.

La metodología USGS se aplica con bases geológicas para plantear y evaluar las áreas de interés que representan un significativo potencial de nuevos descubrimientos, las cuales aportaran volúmenes recuperables de aceite y gas para incrementar las reservas.

Esta metodología envuelve términos más específicos de geología ya que sus estudios se orientan hacia ella. La USGS orienta su evaluación hacia el descubrimiento de nuevos prospectos que contribuyan al incremento de los volúmenes de aceite y gas recuperables, basados en datos de producción para campos ya desarrollados y en información geológica como es: geoquímica, litología, historia de depositación, historia de enterramiento, sísmica, secciones transversales, entre otros de las áreas de interés, para las áreas no desarrolladas, aun.

La principal diferencia entre estas dos metodologías radica en la orientación que se da para su aplicación, la ICI propone su aplicación en términos que se orientan hacia intereses financieros teniendo en cuenta indicadores económicos como son: Valor Presente Neto, Eficiencia de Inversión, Tasa Interna de Retorno, mientras que la USGS orienta su metodología de evaluación hacia la geología del área de interés. Para la USGS las probabilidades de riesgo en geología y acceso hacen parte fundamental de la evaluación, además de ser parte de los procedimientos acertados para su correcta aplicación.

3.6.3. Diferencias entre las Metodologías USGS e Instituto Mexicano del Petróleo.

Para el Instituto Mexicano del petróleo (IMP), a través de la Dirección Ejecutiva de Exploración y Producción, el desarrollo de los Sistemas Petroleros constituye la metodología empleada para evaluar las reservas de petróleo.

La metodología se basa en caracterizar y documentar cada uno de los elementos que constituyen los Sistemas Petroleros como son: las rocas generadoras, las rocas almacén, las rocas sello y las trampas. Asimismo, se definen los procesos de generación, expulsión, migración y la formación de estructuras y trampas.

Algunas de las Actividades que se aplican en los sistemas petroleros, son las siguientes:

- Caracterizar y delimitar los subsistemas generadores de hidrocarburos y cuantificar su productividad.
- Definir los modelos sedimentológicos, diagenéticos y petrofísicos de los subsistemas de roca almacén.
- Establecer los modelos estructurales y la tipología de las trampas.
- Determinar los procesos de expulsión y migración composicional de hidrocarburos.
- Documentar los sistemas petroleros de la cuenca productora objeto de estudio.

Aunque la metodología implementada por el Instituto mexicano del petróleo envuelve parte de los parámetros establecidos por la metodología de la USGS, esta última abarca más cuantificaciones de características geológicas más detalladas, que permiten caracterizar con más certidumbre el potencial petrolífero de las áreas evaluadas.

Como ya se mencionó anteriormente, la USGS determina áreas base más pequeñas aun que los Sistemas Totales de Petróleo, lo que establece un área limitada más pequeña para los procesos de evaluación.

En general el objeto de estudio en este trabajo es la metodología de la U.S. Geological Survey, ya que encierra parámetros geológicos que no se tienen en cuenta en otras metodologías. Esta evaluación se compone de datos geológicos, estadísticos y como es de esperarse se ve orientada a los intereses económicos que obedecen y son característicos del área que será evaluada.

4. ESTRUCTURA GENERAL DE LA METODOLOGÍA USGS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO.

4.1. GENERALIDADES.

La United States Geological Survey (USGS), fue creada por un acto del congreso de los Estados Unidos en el año de 1879. Es el mayor proveedor científico de los Estados Unidos con acceso a información geológica, y es la entidad encargada de proporcionar soporte y ayuda técnica encaminada a resolver problemas complejos sobre la óptima explotación de recursos naturales alrededor de todo el planeta.

Durante los últimos 30 años, la metodología para la evaluación de los recursos de aceite y gas no descubiertos en acumulaciones convencionales y no convencionales⁸ (continuas) usadas por la USGS ha experimentado cambios considerables. Esta evolución se ha basado fundamentalmente en cinco principios.

Primero, la USGS tiene la responsabilidad de un amplio rango de evaluación de los recursos del mundo, requiriendo una metodología sólida, conveniente para áreas exploradas maduras e inmaduras. En segundo lugar, las evaluaciones deben ser basadas en sistemas de datos geológicos comprensivos y en la historia de exploración tanto como sea posible. Tercero, se reconocen los riesgos existentes con el uso de métodos estadísticos, sin la implementación de análisis geológicos. Cuarto, la metodología y el desempeño de la evaluación se deben documentar tan transparentemente como sea posible. Quinto, las aplicaciones múltiples de la evaluación requieren un esfuerzo continuo para proporcionar la documentación de tal manera que sea útil para otros usuarios.

⁸ Para efectos de la evaluación USGS para acumulaciones no convencionales, estas se denotaran como acumulaciones continuas.

Para la evaluación USGS, los recursos convencionales de aceite y gas no descubiertos son aquellos volúmenes recuperables situados en estructuras convencionales o trampas estratigráficas discretas y que dependen de la boyanza del aceite o gas en el agua. La metodología de evaluación de la USGS (2000) para estos recursos se basa en determinar distribuciones de propiedades y parámetros característicos, posterior se cuantifican a través números y tamaños de acumulaciones no descubiertas de aceite y gas, integrando sus riesgos asociados. Los parámetros iniciales de evaluación se estandarizan en un formato de datos de entrada llamado la Séptima Aproximación, exclusivo para la evaluación de recursos en acumulaciones convencionales. Posterior a la obtención de los datos de entrada, se estiman los volúmenes de recursos usando un software basado en simulación Monte Carlo llamado Emc2, aunque también puede ser utilizado un programa analítico alternativo (No Monte Carlo) denominado ACCESS (Analytic Cell-based Continuous Energy Spreadsheet System; Crovelli, 2000, ACCESS).

La estructura de la metodología de evaluación contempla un proceso de continuo mejoramiento y cambio. Actualmente las distribuciones del tamaño de la acumulación se están examinando para determinar la sensibilidad de los resultados a las suposiciones de su distribución. Los recursos evaluados o de salida también cambian para proporcionar una mejor aplicabilidad en el análisis económico.

Teniendo en cuenta las diferencias en las estructuras geológicas, la USGS evalúa acumulaciones convencionales y continuas usando diferentes métodos y modelos de evaluación de recursos.

Las acumulaciones continuas de petróleo son aquellas acumulaciones de petróleo y gas que tienen dimensiones espaciales extensas y límites definidos, los cuales existen independientemente de la columna de agua. Para la evaluación de estas

acumulaciones la USGS describe los conceptos fundamentales soportados por el modelo FORSPAN y ACCESS.

FORSPAN junto con otros programas proporcionan una estrategia para la estimación de volúmenes de petróleo que tienen el potencial para ser adicionado a las reservas en un intervalo de pronóstico de 30 años. Una acumulación continua es vista por FORSPAN como una colección de celdas cargadas de petróleo, donde cada celda puede producir aceite o gas, aunque tienen características de producción diferentes. Los datos de producción evaluados para la acumulación o una acumulación análoga, son la base para los pronósticos del potencial adicional de reservas. En efecto, los datos de producción son usados empíricamente para proporcionar el cálculo del petróleo en sitio y el factor de recobro.

ACCESS es un sistema de software presentado como una hoja de cálculo, desarrollado para calcular estimaciones de recursos en acumulaciones continuas de petróleo. Este método está basado en las ecuaciones matemáticas derivadas de la teoría de la probabilidad. En general FORSPAN evalúa la geología de la acumulación y ACCESS genera los cálculos correspondientes de recursos para los valores dados por FORSPAN.

El proceso de desarrollo de la metodología de evaluación partió de dividir al planeta en 8 regiones, subdivididas a su vez en un total de 954 provincias, de las cuales 406 son referentes al petróleo. Estas provincias fueron clasificadas teniendo en cuenta las acumulaciones de aceite y gas conocidas a la fecha. La estimación de las provincias se basó en los principios geológicos y el uso de conceptos denominados TPS (*Total Petroleum System, TPS*)⁹. Los elementos

⁹ El TPS es un sistema natural de fluidos que puede ser graficado e incluir elementos esenciales (roca fuente, reservorio, sello y de sobrecarga) y procesos necesarios para que existan las acumulaciones de aceite y gas. The Total Petroleum System—The Natural Fluid Network That Constrains The Assessment Unit. Por L.B. Magoon y J.W. Schmoker.

geológicos del TPS incluyen parámetros de la roca fuente de los hidrocarburos (roca fuente, generación de hidrocarburos y migración), la roca reservorio (estratigrafía, sedimentología, propiedades petrofísicas) y las trampas.

Como parte del desarrollo de la metodología, el equipo de investigación seleccionó las principales 76 provincias no pertenecientes a los EE.UU., las cuales junto con 21 provincias de los Estados Unidos, contienen el 95 % de los recursos de gas y petróleo conocidos en el mundo. Adicionalmente, se seleccionaron 26 provincias *boutique*¹⁰ entre las provincias restantes, teniendo en cuenta su localización estratégica o sus posibles potenciales a desarrollar que las hacía merecedoras de un estudio más detallado. Cada una de las provincias seleccionadas contiene posiblemente una de las más grandes Unidades de Evaluación (*Assessment Unit, AU*)¹¹.

Un equipo de evaluación conformado por científicos con larga experiencia en la evaluación de recursos, proporcionan una medida de comparación y estandarización entre varias provincias y unidades de evaluación. Otro, actúa como coordinador para cada una de las ocho regiones, y por último, un equipo de evaluación actúa como los revisor final para cada una de las unidades definidas.

Aunque en el pasado tanto la USGS, como otras entidades expertas en el área, han publicado sobre la evaluación de recursos alrededor del mundo, este es el

¹⁰ Provincia geológica definida para la evaluación de recursos de menor importancia que una provincia prioritaria que puede ser elegida por razones políticas, geológicas, geográficas y técnicas. Assessment Hierarchy and Initial Province Ranking. Por T. R. Klett, James W. Schmoker, Y Thomas S. Ahlbrandt.

¹¹ Volumen de roca ubicada en un TPS que rodea campos, descubiertos y sin descubrir, suficientemente homogéneos en términos de geología, estrategia de exploración y características de riesgo para constituir una simple población de características de campo con respecto a criterios usados para la evaluación de recursos. The Total Petroleum System—The Natural Fluid Network that Constrains the Assessment Unit. Por L.B. Magoon y J.W. Schmoker.

primer esfuerzo basado en datos geológicos y sistemas de evaluación petrolera. Por ello, es probablemente uno de los estudios más intensos en cuanto a evaluación de recursos alrededor del mundo.

4.2. METODOLOGÍA GENERAL*

Para iniciar el proyecto de evaluación geológica USGS de petróleo, el mundo fue dividido en una serie jerárquica de unidades geográficas y geológicas para organizar, evaluar y limitar las áreas de evaluación. Estas unidades son catalogadas como regiones, provincias geológicas, sistemas totales de petróleo y unidades de evaluación. Las *regiones* sirven como unidades de organización y las *provincias geológicas* se utilizan como herramientas de prioridad. Las regiones y las provincias geológicas no son utilizadas como entidades fundamentales de evaluación en el procedimiento formal, aunque los resultados se agregan en estas escalas.

El sistema total de petróleo (TPS) y las unidades de evaluación (AU) son las entidades geológicas para las cuales fueron hechas las evaluaciones de los volúmenes de aceite y gas sin descubrir. Estos volúmenes se ubican dentro de cada una de las provincias geológicas que se consideran para la evaluación. Los límites de las TPS y de las AU no necesitan estar definidos explícitamente dentro de una sola provincia geológica, teniendo en cuenta que el petróleo puede migrar a través de los límites de la provincia.

Un código numérico identifica cada región, provincia geológica, TPS y AU. Estos códigos se utilizan constantemente y sirven para identificar una unidad específica

* Fuente: Assessment Hierarchy and Initial Province Ranking. Por T. R. Klett, James W. Schmoker y Thomas S. Ahlbrandt.

en algunas de las publicaciones relacionadas. El sistema de código es el siguiente:

- Región, dígito simple: **3**.
- Provincia geológica, tres dígitos a la derecha del código de la región: **3162**
- Sistema Total de petróleo, dos dígitos a la derecha del código de la provincia: **316205**
- Unidad de evaluación, dos dígitos a la derecha del código del sistema total de petróleo: **31620504**.

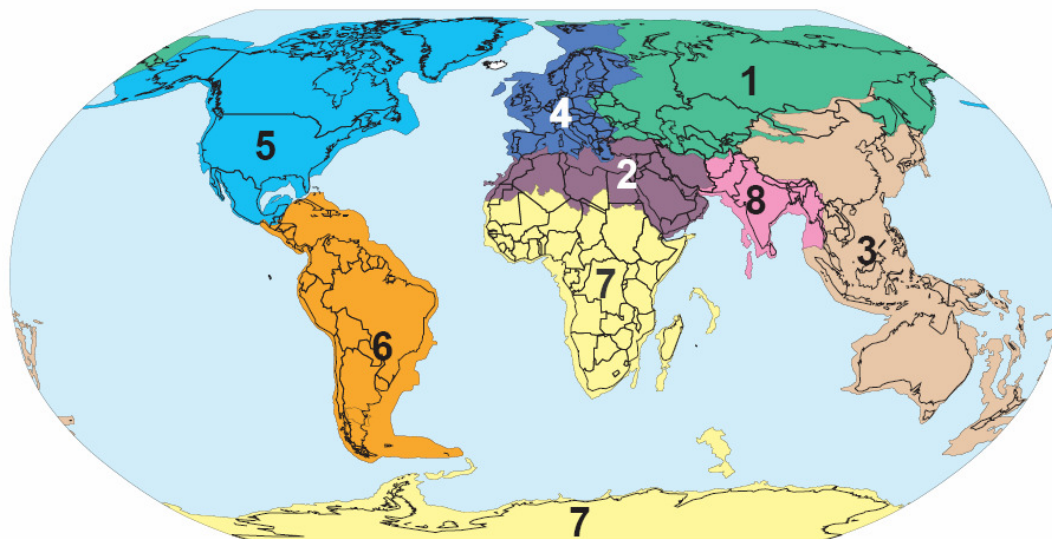
4.2.1. Distribución del Mundo en Regiones

Como se mencionó previamente, para los propósitos de evaluación las áreas del planeta fueron divididas en ocho regiones, tal y como se puede observar en la figura 22. A cada una de las regiones le fue asignado un coordinador y un personal responsables de la evaluación.

Las regiones son las siguientes:

1. Antigua Unión Soviética.
2. Medio Oriente y África del norte.
3. Asia del Pacífico.
4. Europa.
5. Norteamérica.
6. Centroamérica y Suramérica.
7. África Sub-Sahariana y Antártica.
8. Asia del Sur.

Figura 22. Regiones para la evaluación mundial USGS.



Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000— Description and Results, U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team.

4.2.2. Provincias Geológicas.

A partir de la división global en regiones, inicia el proceso de subdividir las provincias geológicas. Las provincias geológicas fueron definidas por el USGS para abarcar las áreas terrestres más importantes en todo el mundo y el agua colindante a profundidades no superiores a los 2.000 m. Cada provincia geológica tiene dimensiones características que abarcan una entidad geológica natural (por ejemplo, cuencas sedimentarias, cinturones de cabalgamiento, deltas) o alguna combinación de ellas. Los límites de la provincia fueron trazados a lo largo de límites geológicos naturales, a excepción de mar abierto, donde los límites fueron fijados generalmente a una profundidad arbitraria del nivel del mar.

Las provincias geológicas fueron definidas a partir de mapas geológicos y literatura publicada disponible. Los mapas digitales fueron compilados de esta información.

Las provincias geológicas primarias que se examinaron para la evaluación fueron seleccionadas por la clasificación de las 937 provincias geológicas identificadas en términos de volúmenes totales de petróleo conocidos (alrededor de mil millones de barriles de aceite equivalente o de BBOE), y seleccionando las que contienen los mayores volúmenes. De las 937 provincias geológicas identificadas, 354 provincias ubicadas fuera de los EE.UU. y 52 dentro de los EE.UU. contienen los mayores volúmenes de petróleo conocido.

4.2.3. Bases de Datos Utilizadas en la Evaluación de Recursos USGS

Cerca de 32.000 campos de petróleo contenidos en tres bases de datos de producción de aceite y gas compradas por la USGS fueron asignados a las regiones y a las provincias geológicas. Esta asignación se basó en la localización del punto central del campo usando sistemas de información geográfica (GIS).

Los datos históricos y volumétricos de campo y pozos de gas y aceite fueron derivados de las bases de datos compradas por la USGS. Estas bases de datos incluyen: Petroconsultants Inc. 1996; Petroleum Exploration and Production (Petroconsultants, 1996a); Petroconsultants, Inc., 1996; PetroWorld 21, Version 2.4, Q2 1996 (Petroconsultants, 1996b); reportes de otras áreas de Petroconsultants, Inc.; y NRG Associates, Inc.; Significant Oil and Gas Pools of Canada database (NRG Associates, 1995).

Los datos correspondientes a la Geoquímica fueron derivados de la base de datos GeoMark Research, Inc. OILS (GeoMark Research, 1998). Estos datos se encuentran actualizados a la fecha e incluyen composiciones y propiedades químicas del petróleo a través del mundo.

La U.S. Geological Survey se basa en dos grandes parámetros para la clasificación de los recursos energéticos: la factibilidad económica del recobro y el

grado de certidumbre geológico. Teniendo en cuenta estos parámetros y la división mundial realizada, la USGS utiliza dos metodologías: una para la evaluación de recursos de aceite y gas en acumulaciones convencionales y otra para no convencionales (continuas). Estas metodologías están sujetas a rigurosas revisiones por expertos y serán el objeto central de estudio en el capítulo 5.

4.2.4. Sistema Total de Petróleo (TPS) y Unidades de Evaluación (AU) en las Provincias Geológicas.

Las bases de la evaluación de recursos USGS son las TPS y las AU ubicadas dentro de las diferentes provincias geológicas, y la posterior asignación de campos o pozos que se conocen a través de las bases de datos mencionadas. Estas bases de datos no son detalladas dentro de la estructura de la tesis, ya que se consideran de carácter confidencial.

a. Investigaciones de los Sistemas Totales de Petróleo (TPS). El Sistema Total de Petróleo (TPS) es una entidad que puede ser representada gráficamente, y que abarca el petróleo genéticamente relacionado que existe en filtraciones, muestras y acumulaciones (descubiertas o sin descubrir) y que han sido generados por un pod¹² o pods relacionados con la roca fuente madura. Además, el TPS contiene los elementos geológicos esenciales (roca fuente, roca reservorio, sello, y rocas de sobrecarga) que controlaron los procesos fundamentales de generación, migración, entrapamiento, y preservación de petróleo. Los TPS fueron delimitados usando la información y los datos encontrados en la literatura, las bases de datos y la comunicación con representantes de la industria petrolera.

Un TPS compuesto, es una entidad que abarca la extensión total o parcial de dos o más TPS. Fue definido para facilitar la evaluación de recursos de petróleo, en

¹² El pod de una roca fuente activa (incluye la roca fuente madura y sobre madura) es un volumen contiguo de roca fuente que generó y emitió petróleo en el momento crítico (tiempo que representa la mejor generación-migración-acumulación de hidrocarburos en un TPS). También se reconoce como cocina o ventanas de aceite y de gas.

aquellos casos donde los campos dentro de una AU fuesen alimentados por más de una roca fuente.

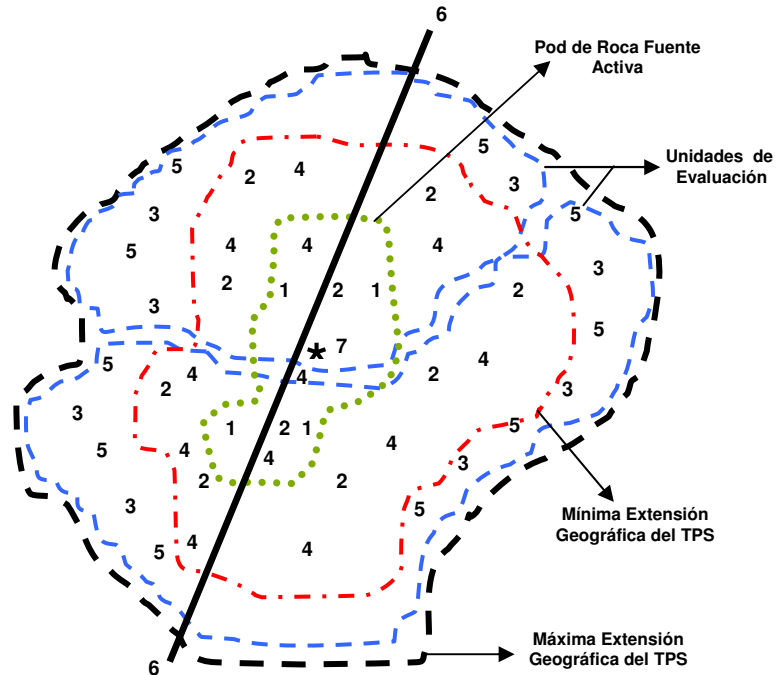
El TPS fue elegido como el fundamento base para la evaluación de recursos de petróleo por las siguientes razones:

- Ofrece un acercamiento práctico del conocimiento geológico relevante.
- Es un elemento basado en la geología y la geoquímica que pueden ser probadas científicamente.
- Los geólogos están familiarizados generalmente con los criterios usados para identificar y trazar los TPS.
- La nueva información que mejora la comprensión del TPS puede ser incorporada dentro de esta evaluación.
- Teniendo en cuenta que un TPS explica la procedencia de los hidrocarburos (descubiertos y sin descubrir) que emanan de un solo pod o pods de roca fuente madura.

El objetivo de una investigación del TPS es entender la evolución geográfica, estratigráfica y temporal del sistema, para poder basar la evaluación del recurso sobre conceptos geológicos y geoquímicos. Otros conceptos de interés relacionados con esta área se presentan a continuación.

Mapas del Sistema Total de Petróleo. El mapa del TPS incluye idealmente seis conceptos: (1) acumulaciones, muestras y filtraciones conocidas de aceite y gas relacionadas genéticamente, (2) el pod o pods de roca fuente activa, (3) mínima extensión geográfica, (4) máxima extensión geográfica, (5) la localización de la sección transversal del TPS y (6) localización del lugar presentado en la carta de la historia de enterramiento (Ver figura 23).

Figura 23. Sistema Total de Petróleo, TPS



Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000— Description and Results, U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team.

Explicación de las áreas numeradas:

1.  rea del pod de roca fuente activa.
2.  rea de la mínima extensión geográfica del TPS.
3.  rea entre las mínimas y máximas extensiones geográficas del TPS.
4.  rea de la unidad de evaluación que contiene campos de aceite y gas conocidos.
5.  rea de la AU que carece de campos conocidos.
6. Localización de la sección transversal del TPS.
7. Localización de la carta de la historia de enterramiento de la TPS.

Las acumulaciones, muestras y filtraciones descubiertas, dentro de un TPS dado, los campos descubiertos de aceite y gas o acumulaciones de petróleo genéticamente relacionados, por premisa, se considera que se originaron del mismo pod de roca fuente activa.

El investigador comienza con un mapa que muestra los campos de aceite y gas descubiertos en el sitio de interés. Posteriormente los agrupa en uno o más TPS, basado en sus localizaciones geográficas y estratigráficas, las características en magnitud y la geoquímica de los fluidos en cada acumulación. Por ejemplo, los campos cercanos espacialmente que producen de la misma roca reservorio se cargan muy probablemente de la misma roca fuente termalmente madura, y se deben incluir en el mismo sistema. Una comparación similar se puede hacer de la composición química y de las características, tales como gravedad API, que se adquieren de la literatura o de las bases de datos comerciales, tales como GeoMark (1999), o de Petroconsultants (1996). En algunas situaciones, donde la separación de dos TPS puede ser difícil, se determinan juntos como sistema total de petróleo compuesto.

El Pod De Roca Fuente Activa, es un volumen contiguo de roca fuente que generó y emitió petróleo en el momento crítico. Químicamente, la roca fuente activa incluye la roca fuente madura y la sobre madura (roca fuente gastada). El momento crítico es el tiempo que representa la generación, migración y acumulación de hidrocarburos en un TPS dado (Magoon y Beaumont, 1999).

Un pod se identifica y traza gráficamente usando la madurez termal y medidas de la riqueza orgánica, tales como reflectancia a la vitrinita y resultados de los análisis Rock Eval¹³. Cuando estos datos geoquímicos son inasequibles, la localización y la geometría de este cuerpo de roca fuente activa se puede trazar usando la información sobre la roca de sobrecarga. Por ejemplo, primero, el intervalo estratigráfico en el cual se encuentra la roca fuente se determina de la geología regional. En segundo lugar, el espesor de las rocas de sobrecarga sobre la roca fuente se determina de las secciones geológicas transversales que

¹³ Método de calefacción donde se toma de 10 a 20 miligramos de la roca pulverizada en 300 a 600 °C por 15 a 30 minutos. Los productos vaporizados que se generan de la muestra durante la calefacción, se barren del horno con un gas portador sobre un detector de ionización de llama. El propósito es cuantificar las producciones de hidrocarburos generados.

atraviesan el TPS. Tercero, cuando este intervalo de roca de sobrecarga excede cierto espesor, por ejemplo, 3 kilómetros, la roca fuente se considera madura termalmente. Por último, si suficientes secciones transversales están disponibles, el contorno de esta profundidad de 3 kilómetros se demuestra en el mapa de TPS como el contorno del pod de la roca fuente activa.

La Mínima Extensión Geográfica, es una línea que circunscribe el pod de roca fuente activa e incluye todas las acumulaciones, muestras y filtraciones de petróleo descubiertas que se originaron de ese pod.

La Máxima Extensión Geográfica, es una línea que coincide ó esta más allá de la extensión geográfica mínima. La máxima extensión geográfica es trazada usando evidencia geológica, como la extensión geográfica de la roca reservorio. Esta indica la posibilidad de que el aceite y el gas migraron más allá de la mínima extensión geográfica, y que no se conoce ninguna filtración, muestra o acumulación de hidrocarburo posterior a la misma.

La Localización de la Sección Transversal, define aquella sección del sistema transversal de petróleo que atraviesa los campos más grandes de aceite o gas, del espesor de la roca de sobrecarga y de la máxima extensión geográfica del TPS. Actualmente se utiliza una sección transversal a menos que el sistema de petróleo sea viejo o este alterado estructuralmente. Esta sección representa un tiempo previo que se requiere para representar el tiempo en que la mayor parte de los hidrocarburos migraron. Las acumulaciones más grandes son incluidas porque están localizadas generalmente en la más simple y eficiente vía de migración desde el pod de roca fuente activa. Un corte transversal a través del espesor de la roca de sobrecarga demuestra el área más probable de roca fuente termalmente madura y sobre madura. .

La localización del lugar presentado en la carta de historia de enterramiento, es mostrada por una "X" sobre o cerca a la línea seccionada transversalmente donde la roca de sobrecarga es gruesa (figura 23). En esta localización, la roca fuente debe ser termalmente madura o sobre madura (activa). La reconstrucción de la historia de enterramiento en esta localización, proporciona el tiempo requerido para que sucedieran acontecimientos como el principio y el fin de la generación de hidrocarburos y del momento crítico en el cual ocurrieron.

Tabla de Campos, es una tabla que enumera todas las acumulaciones de aceite y gas conocidas, incluidas en el TPS. Proporciona información importante con respecto a las tasas de descubrimiento y el sistema de hidrocarburos.

Dentro de la información contenida en la tabla, las fechas de descubrimiento y los tamaños de los campos se utilizan para las distribuciones de tamaño del campo y los segmentos de la historia de descubrimiento. La complejidad del sistema de fluidos de hidrocarburo es sugerida por el número de rocas reservorio. El tamaño (en BOE) recuperable del TPS y la eficiencia de la generación y expulsión puede ser determinada usando el volumen total de aceite y de gas recuperables para todos los campos. La roca reservorio con el más alto porcentaje de reservas de aceite o gas se puede indicar en el nombre de TPS

Otros conceptos necesarios para realizar la representación de los mapas para las TPS, son:

Corte Transversal, demuestra las extensiones geográficas mínimas y máximas, así como la extensión estratigráfica del sistema y cómo cada unidad de roca funciona para distribuir el aceite y el gas.

Nombre del Sistema Total de Petróleo, define el sistema de fluidos de hidrocarburo o la distribución de redes y puede incluir los nombres de las

formaciones geológicas de roca fuente seguida por el yacimiento principal y el nivel de certeza.

El nivel de certeza, es la medida de la seguridad con que se afirma que las acumulaciones de petróleo de un sector proceden de un pod específico de roca fuente activa. Los tres niveles usados son: conocidos, hipotéticos, y especulativos, dependiendo del nivel de la evidencia geoquímica, geofísica y geológica.

Carta de la Historia de Enterramiento, resume la evidencia sedimentológica y paleontológica en la roca de sobrecarga, usada para reconstruir el enterramiento o la historia termal de la roca fuente. Además, representa el principio y fin de la expulsión y acumulación del petróleo en su momento crítico.

El principio de acumulación, generación y migración ocurre generalmente cuando la roca fuente alcanza una equivalencia de reflectancia a la vitrinita de $0.6 \pm 0.1\%$, Ro.

Carta de Acontecimientos, muestra la relación temporal de las unidades de roca, elementos esenciales, procesos, tiempo de preservación y el momento crítico para cada sistema total de petróleo en forma gráfica. También se incluyen las edades de los intervalos de roca fuente alrededor del mundo y su contribución al porcentaje de volumen para aceite y gas conocidos (Ulmishek y Klemme, 1990).

Una carta de acontecimientos tiene las siguientes características: Primero, existe generalmente solo una roca fuente activa para cada TPS, sin embargo, en esta evaluación, varios intervalos de roca fuente pueden ser combinados (TPS compuesto). En segundo lugar, cada roca reservorio necesita un sello, no importa que tan fina sea. Tercero, las rocas reservorio demuestran que contienen, o podrían contener acumulaciones, muestras o filtraciones de petróleo. Cuarto, la roca de sobrecarga erosionada se muestra para incorporarla en el modelo de profundidad de enterramiento. Quinto, la información para el tiempo de formación

de la trampa viene de cortes transversales a través de campos de aceite y gas. En sexto lugar, la mejor información para la generación, migración y acumulación es la que proviene del modelamiento y de la cinética de enterramiento de la roca fuente. Esta información indica el principio, el tope y el final de la generación. Séptimo, el tiempo de la preservación se define como el tiempo en que la generación, migración y acumulación termina. Los TPS jóvenes no tienen generalmente tiempo de preservación. Finalmente, el momento crítico es el tiempo que mejor representa la generación, migración y acumulación de hidrocarburos en un TPS y su selección se confía en el juicio del investigador.

b. Unidades de Evaluación, AU. La AU es un volumen de roca dentro de un TPS que rodea campos descubiertos y sin descubrir, suficientemente homogéneos en términos de geología, estrategia de exploración y características de riesgo, para constituir una simple población homogénea con respecto a criterios usados para la evaluación de recursos. Las AU comparten rasgos geológicos y factores socioeconómicos similares tales como ambientes políticos y económicos, terrestres o costa afuera, infraestructura y límites administrativos.

Las AU son denominadas como *establecidas* si contienen más de 13 campos descubiertos; *frontera*, si contienen de 1 a 13 campos descubiertos e *hipotéticas* si no contienen campos descubiertos.

A continuación se expone los procedimientos realizados para las descripciones geológicas de los TPS y las AU:

- **Descripciones Geológicas.** Los TPS y AU dentro de cada provincia prioritaria y boutique fueron definidas y caracterizadas en términos de factores geológicos que corresponden a la historia de exploración y descubrimiento. La geología fue caracterizada por descripciones de las rocas fuente, rocas de sobrecarga, rocas reservorio, sellos, trampas, tipos

de petróleo, generación, migración, acumulación, preservación de petróleo, tiempo de sucesos geológicos y distribuciones de acumulación. También fueron descritas las distribuciones descubiertas del tamaño del campo, la historia de exploración y descubrimiento, la estrategia de exploración, los conceptos futuros de exploración y su infraestructura.

Simultáneamente fueron elaborados los resúmenes geológicos de cada AU, los cuales incluyen información de la provincia, el sistema total de petróleo, los nombres y códigos de la AU, descripciones breves del ajuste de la AU, rocas fuente, maduración y migración del petróleo, rocas reservorio, trampas y sellos.

- **Asignación de campos y pozos a los TPS y AU.** Una vez definidos los límites de los TPS y AU, estos fueron utilizados para asignar pozos y campos a sus respectivas unidades. Estas asignaciones fueron incorporadas en las bases de datos de producción de aceite y gas de tal forma que los datos de la historia de exploración y descubrimiento pudiesen ser trazados y analizados. Los campos fueron asignados solamente a un TPS y a una AU. Sin embargo, los pozos fueron asignados a más de uno si penetraron más de un TPS o AU. En algunas ocasiones, las asignaciones de los pozos se basaron en su localización en lugar de la geología. Después de haber establecido las AU en los TPS correspondientes, se inicia su evaluación, la cual es el objeto del siguiente capítulo.
- **Historia de Exploración y descubrimiento.** Los diagramas y la estadística que muestran la historia de exploración y descubrimiento por año y la relación de coproductos¹⁴ por profundidad fueron hechos para cada AU con el objeto de ayudar en la evaluación. Los tamaños de campo conocidos

¹⁴ Relaciones existentes como son: relación gas/aceite (GOR), relación líquidos del gas natural/gas (NGL/gas) y relación líquidos totales/gas (LGR).

fueron derivados de los volúmenes totales recuperables de aceite, gas y de líquidos del gas natural estimados, reportados en las bases de datos Petroconsultants y NRG Associates. El gas reportado incluye el gas no asociado y gas disuelto asociado. Los tamaños de campo conocidos (es decir, los volúmenes totales recuperables estimados) son la suma de la producción acumulativa y de las reservas remanentes. Las “últimas reservas recuperables” de Petroconsultant para los campos fueron utilizadas para representar el petróleo conocido para todos los países excepto Canadá.

Las relaciones de Coproductos (relación gas/aceite, GOR, relación líquidos del gas natural/gas, NGL/gas y la relación de líquidos totales/gas, LGR) fueron calculadas usando los volúmenes de aceite, gas y NGL en campo. Los campos de aceite y gas fueron tratados por separado. Un campo de petróleo se define si este tiene un GOR menor de 20.000 pies cúbicos/barril mientras que un campo de gas tiene un GOR igual a 20.000 pies cúbicos/barril o mayor. Los yacimientos de aceite y gas se definen semejantemente. Los diagramas fueron generados para los campos que habían sido asignados a una AU y tenían una fecha de descubrimiento reportada. Los campos de aceite que contenían menos de 1 MMBO y los campos de gas que contenía menos de 6 BCFG no fueron incluidos en los diagramas ni en la estadística.

Los datos a nivel de yacimiento y a nivel de pozo usados en el análisis de la historia de la exploración y descubrimiento incluyen: nombre de la formación, edad, litología, profundidad, gravedad API del hidrocarburo líquido, el nombre del pozo, y la fecha del completamiento del pozo. Solo el número y la fecha de completamiento de los pozos wildcat¹⁵ del nuevo

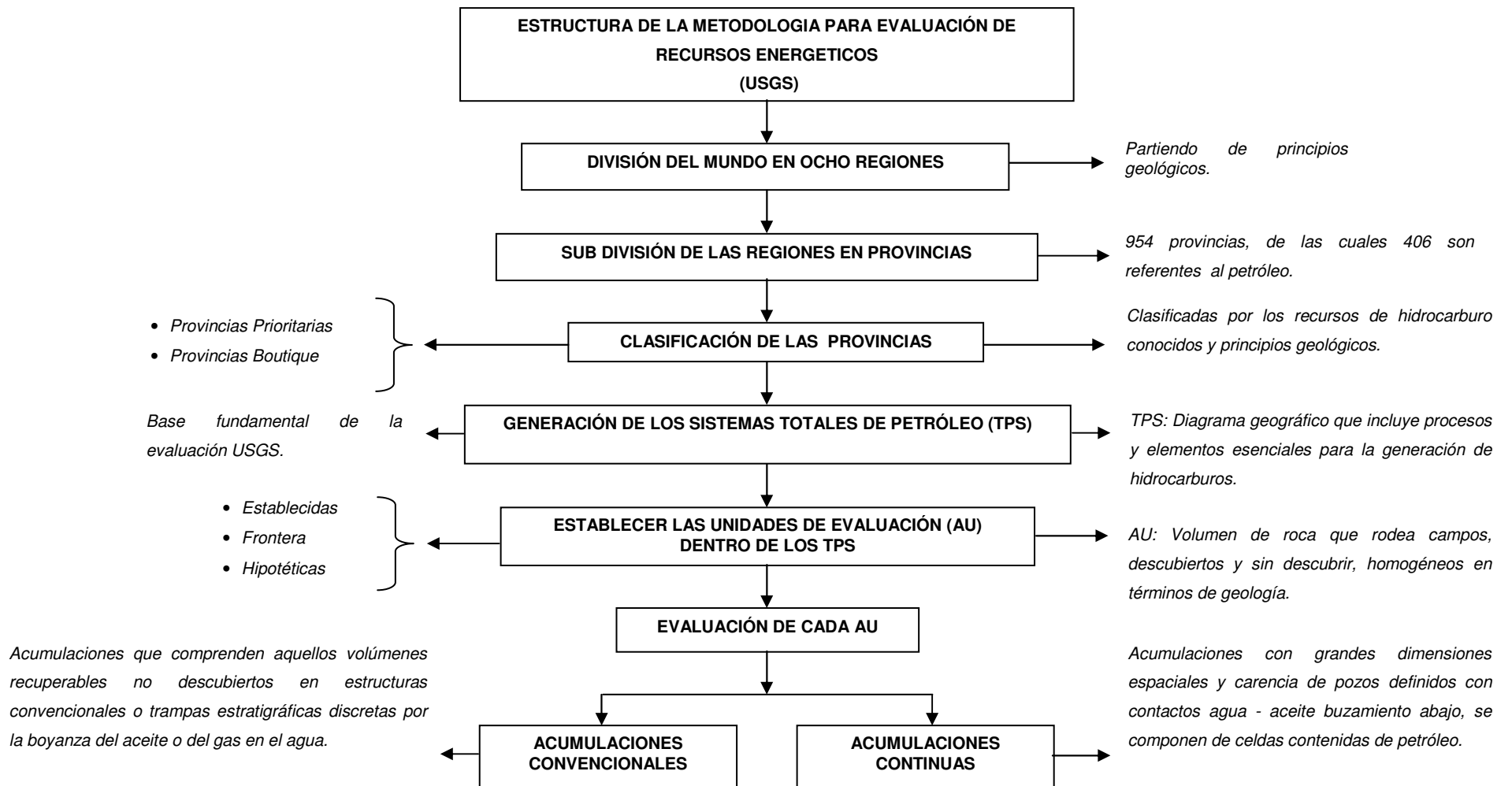
¹⁵ Pozo exploratorio perforado a por lo menos dos millas de distancia de un campo productor. Se emplean para probar una trampa separada.

campo, en lugar de todos los pozos exploratorios, fueron utilizadas para el análisis de la historia de exploración y descubrimiento.

El número de pozos wildcat del nuevo campo perforado por año indica el esfuerzo de la exploración para encontrar nuevos campos. Un pozo wildcat en un nuevo campo es un pozo exploratorio perforado a por lo menos dos millas de un campo productor para probar una trampa separada. Los pozos exploratorios, sin embargo, se perforan no sólo para descubrir nuevos campos, sino que también para descubrir nuevos yacimientos en campos ya existentes. El número de pozos exploratorios perforados por año es por lo tanto un indicador menos confiable del esfuerzo exploratorio total en un área dada que el número de pozos wildcat en un nuevo campo.

La estructura general de la metodología USGS implementada para la evaluación de recursos de aceite y gas en acumulaciones convencionales y continuas es representada en la figura 24. Este diagrama de flujo da un bosquejo general de los procedimientos que se desarrollan en la etapa inicial de la evaluación.

Figura 24. Estructura general de la metodología USGS para la evaluación de recursos petrolíferos.



5. METODOLOGIA U.S. GEOLOGICAL SURVEY.

La U.S. Geological Survey (USGS) periódicamente evalúa los conductos establecidos para el cálculo de los recursos recuperables de aceite y gas natural en áreas dentro de los EE.UU. y otras regiones del mundo. El propósito de estas evaluaciones es desarrollar con bases geológicas, una buena documentación que permita mostrar una estimación de la cantidad de petróleo con potencial para ser adicionado a las reservas dentro de un marco de tiempo futuro.

Como se mencionó en el capítulo anterior, existe una metodología USGS específica dependiendo de la clasificación dada a las acumulaciones de hidrocarburos, definidas en general como acumulaciones continuas (no convencionales) y acumulaciones convencionales. A continuación se detallan cada una de estas metodologías.

5.1. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE RECURSOS DE ACEITE Y GAS (USGS) PARA ACUMULACIONES CONTINUAS.*

Una acumulación continua es esencialmente un único campo extenso que no depende directamente de la boyanza del petróleo en el agua. Es decir, las acumulaciones continuas no pueden ser representadas y evaluadas en términos de tamaños y números de campos o yacimientos limitados por contactos agua-aceite buzamiento abajo. Las acumulaciones continuas forman un grupo geológico diverso que incluye el metano asociado a mantos de carbón, tight gas¹⁶, aceite y gas en shale¹⁷ y chalk¹⁸ fracturados e hidratos de gas.

* Fuente: U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Conventional Petroleum Accumulations. Por James W. Schmoker y T.R. Klett.

¹⁶ Gas con tasas de flujo muy bajas. Se encuentran en estratos sedimentarios de roca que se cementaron tan firmemente que se obstaculizan mucho para una extracción.

¹⁷ Roca sedimentaria detrítica de grano fino.

¹⁸ Caliza marina compuesta de grano fino.

El modelo USGS descrito para determinar las acumulaciones continuas de petróleo se denomina modelo **FORSPAN**. Este modelo proporciona una estrategia para estimar volúmenes de petróleo que tienen el potencial para ser agregados a las reservas en un periodo de tiempo de 30 años.

FORSPAN es un modelo basado en celdas que describen la actividad del yacimiento. En este modelo una acumulación continua se muestra como una colección de celdas cargadas de petróleo. Todas las celdas son capaces de producir algo de aceite o gas, pero las características de producción de las celdas pueden variar significativamente. La aplicación de este modelo de evaluación ha predicho lo que está ocurriendo en muchas acumulaciones continuas de los Estados Unidos.

El diagrama generalizado de esta metodología USGS implementada para la evaluación de acumulaciones convencionales se presenta en la figura 25.

5.1.1. Naturaleza Geológica de las Acumulaciones Continuas

Las acumulaciones continuas de petróleo son un grupo geológico que incluyen metano asociado a mantos de carbón, tight gas, aceite y gas en fracturas de shale y chalk e hidratos de gas. Aunque las diferencias entre los miembros del grupo son grandes, algunos depósitos son evaluados conjuntamente como acumulaciones continuas para implantar dos características geológicas: (1) consisten en grandes volúmenes de roca fuente cargados de aceite y gas, y (2) no dependen de la boyanza del aceite o gas en el agua para su existencia. A causa de estas dos propiedades geológicas, las acumulaciones continuas no pueden ser evaluadas en términos de tamaño ó número de terrenos trazados discretamente por contactos agua-aceite buzamiento abajo, como en campos convencionales.

Los campos hipotéticos que se nombran a veces dentro de una acumulación continua, no son campos tradicionales, sino *sweet spots*¹⁹.

Las acumulaciones han sido caracterizadas como no convencionales según diversos y extensos estándares previamente determinados, tales como: los límites de permeabilidad de la matriz, estados especiales de regulación, la necesidad de técnicas ingenieriles inusuales ó la dificultad del acceso físico (por ejemplo, las regiones polares o profundidades de agua en regiones costa afuera).

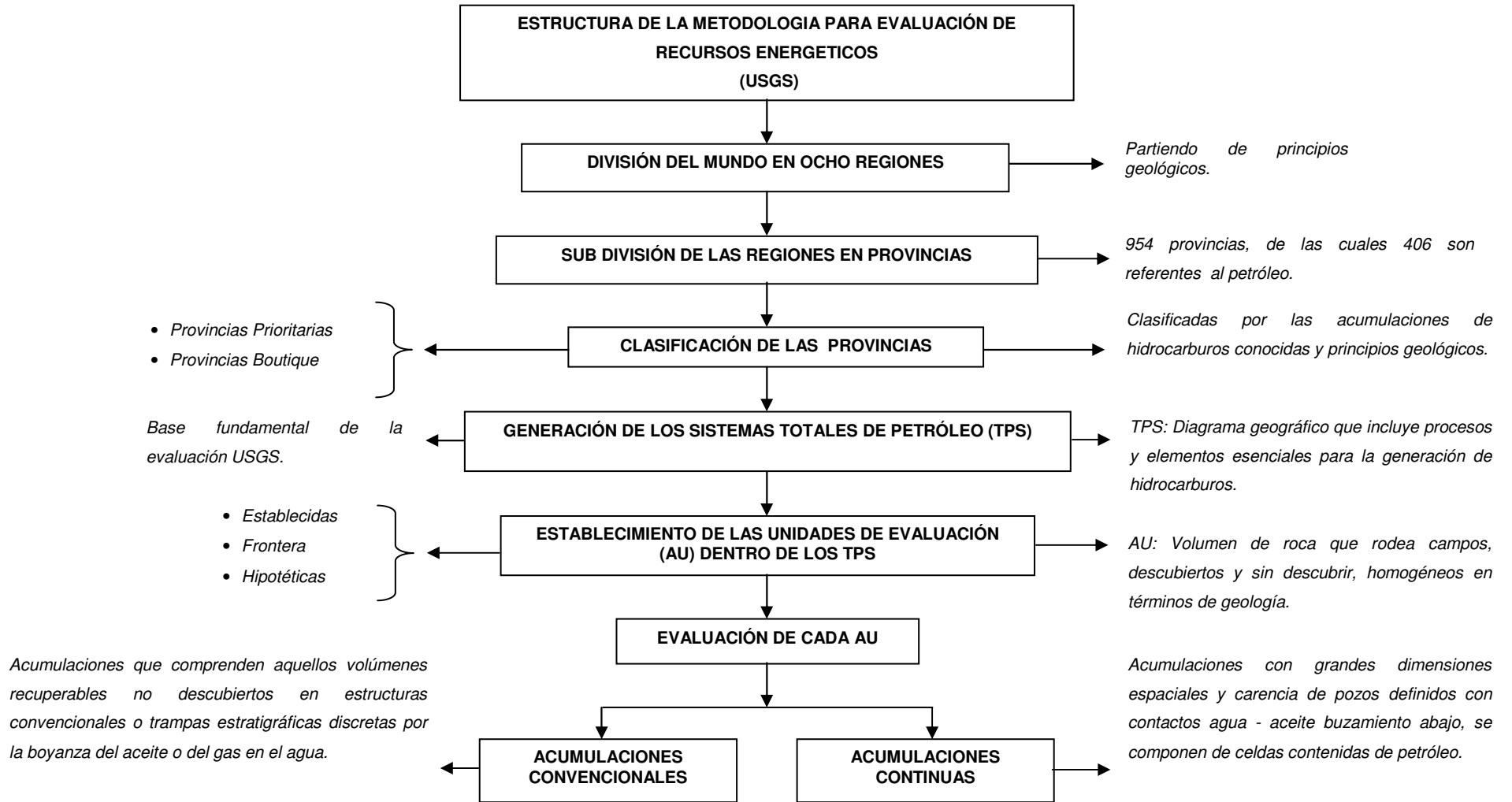
Las características geológicas comunes de una acumulación continua suceden buzamiento abajo de las rocas saturadas de agua. Entre sus características se tiene que carecen de trampas y sellos aparentes, carga de aceite o gas penetrante, cuentan con grandes extensiones areales, baja matriz permeable y presiones anormales (altas o bajas). Las características comunes de producción incluyen un gran volumen de petróleo en sitio, un bajo factor de recobro, dependencia de la permeabilidad de la fractura y *sweet spots* dentro de la acumulación, que tienen generalmente mejores características de producción donde los pozos casualmente tienen características de producción inciertas.

Las acumulaciones continuas comúnmente contienen pequeñas cantidades de agua movable en la roca matriz, pero pueden producir volúmenes abundantes de agua provenientes de fracturas o *cleats*²⁰.

¹⁹ Áreas generalmente definidas dentro de la acumulación continua que tienen mejores características de producción. U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations. Por James W. Schmoker.

²⁰ Consisten en un sistema ortogonal en el cual se observan dos juegos de diaclasas, el juego de diaclasas predominante se denomina diaclasas frontales "*face cleats*" y el juego de diaclasas subordinado y subperpendicular al anterior juego se denominan diaclasas laterales "*but cleats*".

Figura 25. Estructura general de la metodología USGS para la evaluación de recursos petrolíferos.



5.1.2. Evaluación de Volúmenes de Petróleo

Los volúmenes estimados de petróleo en sitio en gran parte de las acumulaciones continuas, son grandes y extensos, en el orden de cientos e incluso miles de Tera pies cúbicos de gas (TCFG), y de cientos de billones de barriles de aceite. Las reservas iniciales son enormes; sin embargo, para que la evaluación de recursos de la USGS sea trascendente, el alcance de la evaluación debe ser extenso con el objetivo de contar con abundancia de recursos recuperables en un futuro cercano. Tal alcance limita la evaluación de acumulaciones continuas a las cantidades de aceite y gas que tienen potencial para ser agregadas a las reservas dentro de algún intervalo de pronóstico específico (Schmoker, 1999).

El intervalo de pronóstico de 30 años impone ciertos límites sobre el potencial de adición a las reservas evaluadas en acumulaciones continuas. Estos límites son:

- Son excluidos de la evaluación grupos completos o acumulaciones continuas que no son considerados como factibles en un marco de tiempo de 30 años. Un ejemplo que ilustra este grupo pueden ser los hidratos de gas en la Antártida.
- Son excluidas de la evaluación partes de acumulaciones continuas si se considera que el área de una acumulación continua no demuestra que tiene el potencial para contribuir a las reservas en los próximos 30 años. Por ejemplo, el área de una acumulación continua que se considera que tiene potencial en un marco de tiempo de 30 años puede ser limitada conociendo los sweet spots y sus supuestas extensiones.

5.1.3. Método de Evaluación de Recursos

Dos métodos básicos de evaluación han sido empleados por la USGS. El primer método esta basado en la estimación de volúmenes de aceite y gas en sitio que

combinada con un factor de recobro para la acumulación, limita el alcance de la evaluación a una predicción del potencial adicional a las reservas en un intervalo de pronóstico. La combinación de todos los factores de recobro y el petróleo total en sitio para obtener una estimación de recursos en una acumulación continua, es análoga a la idea de recuperar un porcentaje de petróleo en sitio para un campo o depósito convencional.

El segundo método de evaluación esta basado en el desarrollo de la producción de yacimientos de petróleo continuos. En este método, la estimación de volúmenes de aceite y gas en sitio no son desarrollados. En su lugar, los datos de producción son la base para el pronóstico del potencial adicional a las reservas dentro de un marco de tiempo dado. En el caso de ausencia de suficientes datos de perforación y producción, el evaluador debe guiarse sobre la información de acumulaciones análogas.

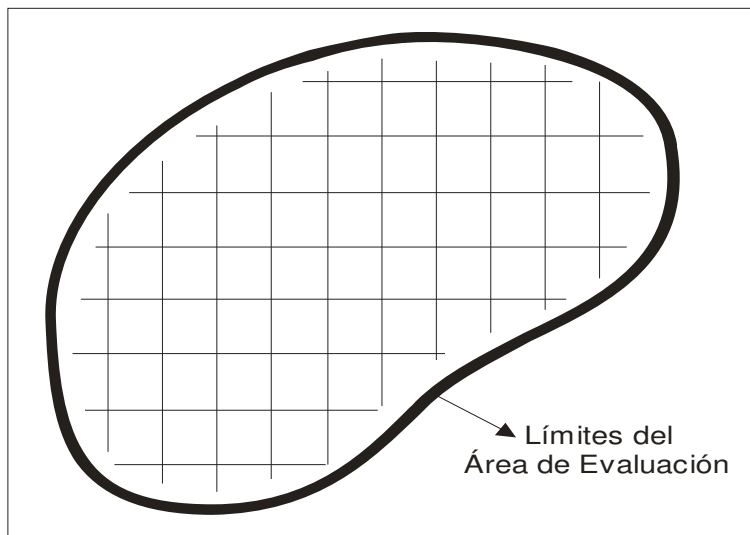
5.1.4. Procedimiento de Evaluación

Para realizar un análisis y comprensión acertados del procedimiento de evaluación de recursos en acumulaciones continuas usado por la USGS, se requiere del conocimiento previo de algunos conceptos claves sobre los cuales se fundamenta esta evaluación. Los siguientes son conceptos básicos para tener en cuenta al momento de la evaluación de recursos en acumulaciones continuas:

- **Celdas de Petróleo.** En los modelos de evaluación USGS para el desarrollo de yacimientos, el petróleo de una acumulación continua es estimado como residente en una celda. Una celda es un volumen dentro de una acumulación continua que tiene dimensiones areales de acuerdo al área de drenaje de pozos y extendiéndose verticalmente a través de los estratos a ser evaluados. Desde este punto de vista, una acumulación continua consiste de una colección de celdas que contienen petróleo (figura

26), que virtualmente son capaces de producir algo de aceite y gas, pero que puede variar perceptiblemente en sus características de producción (y económicas).

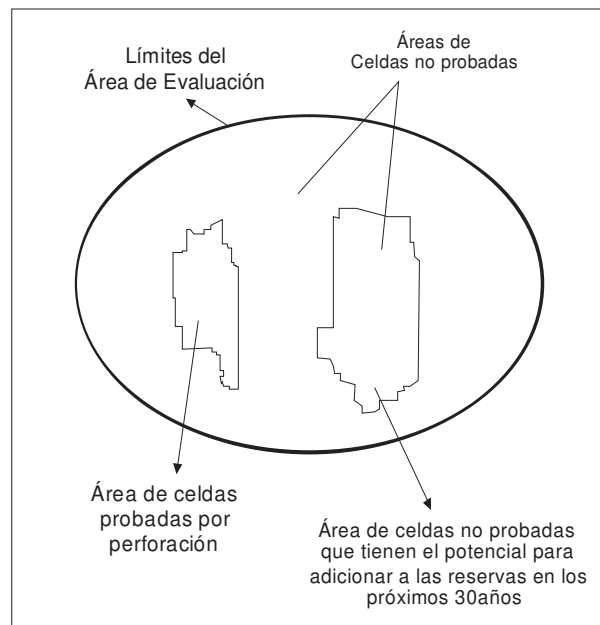
Figura 26. Acumulación continua distribuida en celdas cargadas de petróleo.



Fuente: U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations, Por James W. Schmoker.

Las celdas pueden clasificarse en tres categorías de evaluación de recursos (figura 27): (1) Las celdas ya probadas por perforación (celdas probadas), (2) Celdas que no han sido perforadas (no probadas), y (3) Celdas no probadas que tienen el potencial para contribuir a las reservas en el intervalo de tiempo pronosticado. Es decir, las celdas de cada categoría son descritas como arealmente contiguas como se puede observar en la figura 26, pero este es raramente un caso real. Solo las celdas de la tercera categoría (aquellas celdas no probadas que tienen el potencial para adicionar a las reservas dentro de un intervalo pronosticado) contribuyen directamente a los recursos evaluados.

Figura 27. Categorías de evaluación de recursos para celdas cargadas de petróleo en una acumulación continua. En este ejemplo, el tiempo de pronóstico para la evaluación es de 30 años.



Fuente: U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations. Por James W. Schmoker.

- **Recuperación Última Estimada (EUR).** * El calculo del EUR de datos de producción de aceite y gas de pozos individuales y el desarrollo de las distribuciones EUR para todos los pozos productores en una AU son pasos importantes en la evaluación cuantitativa de recursos hidrocarburos de tipo continuo.

La distribución de EUR de pozos productores es usada como una guía para la estimación de una distribución del EUR para pozos potenciales en áreas de recursos no descubiertos.

La metodología para acumulaciones continuas usa el EUR de las celdas. La USGS calcula el EUR para todos los pozos que han producido de una AU,

* Fuente: Calculation of Estimated Ultimate Recovery (EUR) for Wells in Continuous-Type Oil and Gas Accumulations. Por Troy Cook.

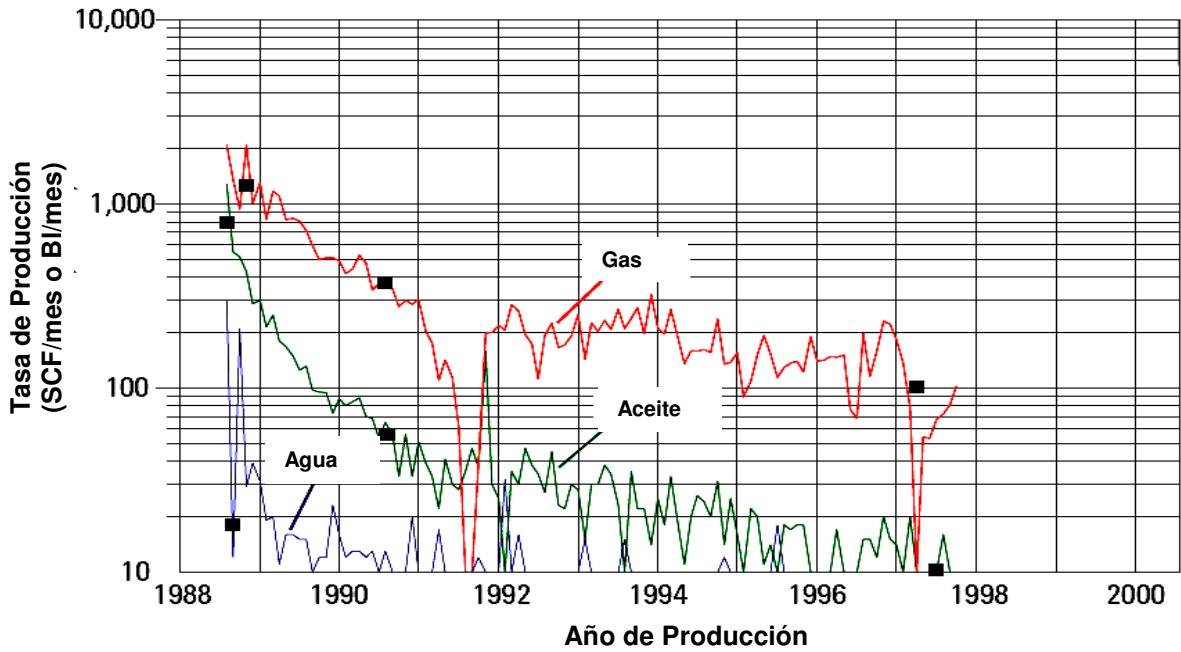
posteriormente los EUR se agrupan en distribuciones de EUR, y la distribución de EUR de pozos productores se utiliza como guía para los pozos que tienen potencial para adicionar a las reservas, los cuales serán perforados en la misma AU. Un EUR es una estimación de la última recuperación prevista de aceite o gas de un pozo productor. Para estimar el EUR son usados diferentes métodos que difieren dependiendo del propósito de estudio.

Para los propósitos de evaluación de la USGS, los datos de producción para pozos individuales son analizados para determinar el índice de producción durante un cierto periodo de tiempo para cada pozo. Sin embargo, para una AU definida por un geólogo, la base de datos de producción contiene comúnmente solo un subconjunto de pozos conocidos para producir en ella. Generalmente se trazan con respecto al tiempo los datos de producción de aceite o gas de los pozos, y se ajusta una curva hiperbólica o exponencial de declinación a los datos.

La intersección de la curva de declinación con la abscisa (X) determina el periodo de pronóstico del pozo, y el EUR es la suma de todo el aceite o gas pronosticado que tiene el potencial para ser producido hasta el punto de terminación (figura 28).

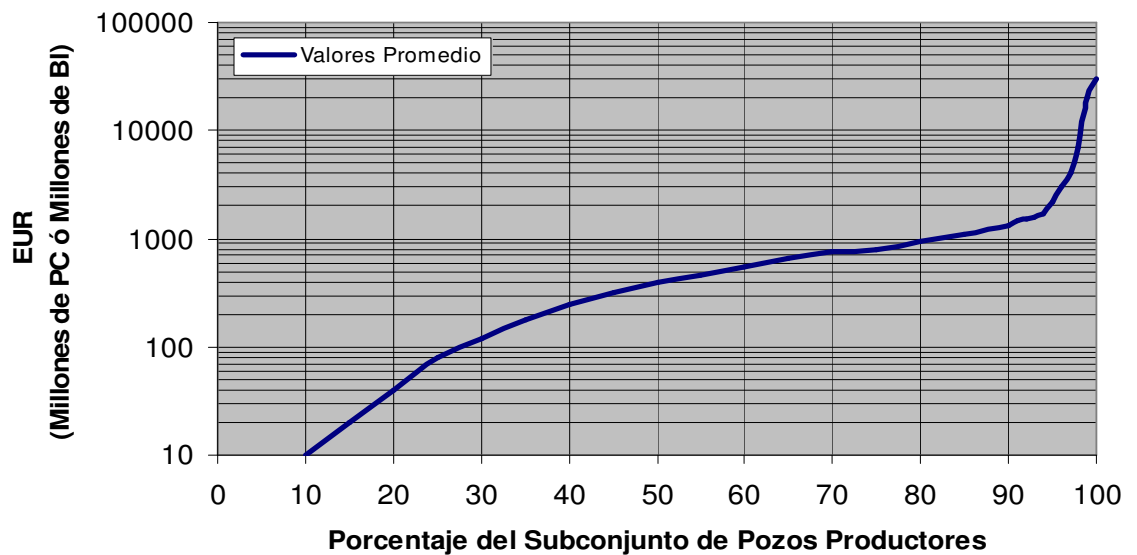
Usando este procedimiento, se calcula un EUR para cada pozo con datos de producción en una AU. Luego se construye una distribución de EUR alineando todos los EUR calculados del más pequeño al más grande. Los EUR alineados se grafican en papel semilogaritmico con los EUR en el eje Y, contra el porcentaje del subconjunto de pozos productores en el eje X (figura 29).

Figura 28. Datos de producción de agua, gas y aceite de un pozo en una acumulación continua.



Fuente: *Calculation of Estimated Ultimate Recovery (EUR) for Wells in Continuous-Type Oil and Gas Accumulations. Por Troy Cook.*

Figura 29. Ejemplo de una distribución de EUR para una acumulación continua. Un valor de 50% sobre la abscisa X significa que 50 % de los EUR's en el conjunto de datos fueron menores que el valor y 50 % fueron mayores que el valor sobre la abscisa Y.



Fuente: *Calculation of Estimated Ultimate Recovery (EUR) for Wells in Continuous-Type Oil and Gas Accumulations por Troy Cook.*

La metodología desarrollada para el cálculo del EUR para un pozo en una acumulación de tipo continuo, asume que los pozos que no han producido en los 2 años antes de la evaluación se consideran cerrados, y los EUR para estos pozos se asumen iguales a la producción acumulativa. Si solamente están disponibles algunos datos de producción, el pozo se excluye del conjunto de datos, porque no se podría trazar una curva representativa. Después, los datos de producción para cada pozo se ajustan con una curva hiperbólica o exponencial. La curva se ajusta a la cadena entera de datos de producción en lugar de ajustarse a la porción de datos que declina, como se hace comúnmente en muchas aplicaciones de la ingeniería.

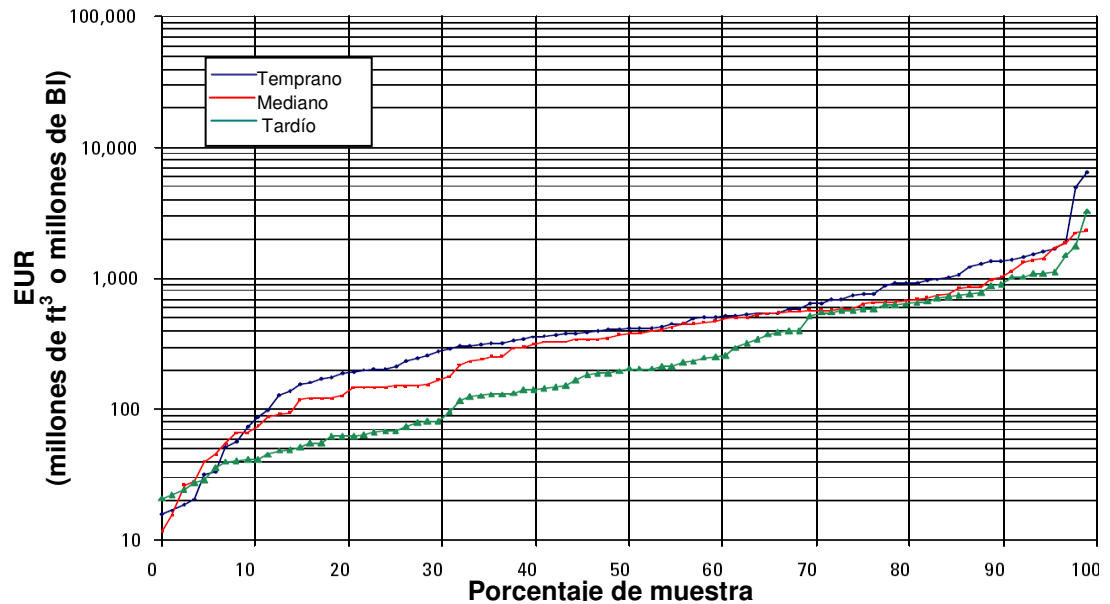
Para variar el periodo de tiempo del pozo se utiliza una simulación Monte Carlo, con un pequeño cambio positivo y negativo, utilizado para alterar la forma de la curva de declinación. El simulador Monte Carlo es programado para reconocer la variable *tiempo* como el único límite para el periodo de vida de un pozo. Este aspecto del análisis difiere de los cálculos de tipo ingenieril del EUR que incorpora los factores económicos tales como costos de operación y precios del producto.

Después del cálculo del EUR, se da un proceso de investigación final. Si la producción acumulativa de un pozo es 2 por ciento menor que el EUR pronosticado, el EUR se da de baja de la base de datos, entonces los EUR restante se ajustan en un grafico (figura 29).

Para comprender como los EUR pueden cambiar con el tiempo en una AU, la distribución de EUR es dividida en tres tendencias, basados en la fecha inicial de producción de cada pozo. La distribución de EUR es graficada nuevamente como tres curvas, donde cada una representa una parte de la distribución. De esta manera el evaluador podrá observar cualquier cambio

con respecto al tiempo en el EUR de la AU (figura 30). Las tres graficas de EUR muestran que el EUR mediano disminuye con el tiempo a medida que más pozos se perforan, Un valor de 50% sobre el eje X significa que 50 % de los EUR fueron menores que el valor y 50 % fueron mayores que el valor sobre el eje Y.

Figura 30. Ejemplo de una distribución de EUR para una acumulación continua, dividida en tres curvas para ilustrar los cambios a través del tiempo.



Fuente: Calculation of Estimated Ultimate Recovery (EUR) for Wells in Continuous-Type Oil and Gas Accumulations. Por Troy Cook.

- **Riesgos Geológicos y de Acceso.** El riesgo geológico expresa la probabilidad existente de que los procesos referidos a carga, roca y tiempo para al menos una celda no probada sucedan; por otra parte, el riesgo de acceso es la probabilidad de que exista suficiente acceso (político y físico) a una unidad de evaluación específica dentro de un periodo de tiempo dado, para llevar a cabo las actividades necesarias para encontrar un campo con un mínimo tamaño y poder adherir este volumen a las reservas.

Las incertidumbres asociadas a las variables requeridas por la evaluación de una acumulación continua son considerables destacando un rango substancial

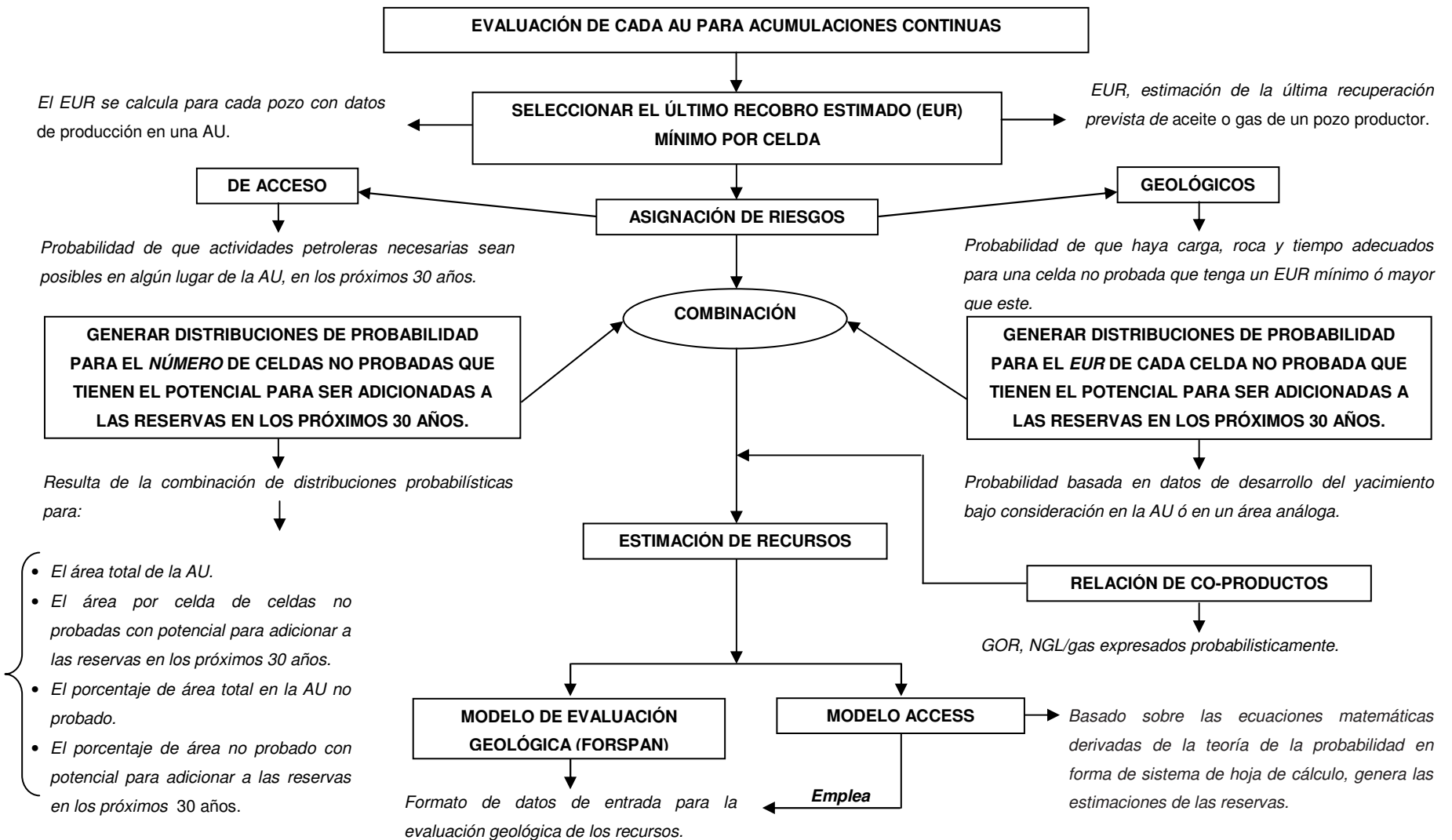
de valores de entrada posibles. Las distribuciones probabilísticas para algunas variables de entrada muestran la incertidumbre de un valor fijo pero desconocido, mientras que otras distribuciones probabilísticas representan variables de entrada que tienen un rango de valores donde naturalmente ocurren. Los fractiles²¹ F_{100} (mínimo), F_{50} (mediana), F_0 (máximo), por ejemplo, corresponden a los parámetros estimados para todas las variables representadas por distribuciones probabilísticas.

Para iniciar una evaluación del potencial adicional a las reservas usando el modelo de desarrollo de yacimientos FORSPAN, se divide una acumulación continua (si es necesario) en más sub-unidades homogéneas. Para la serie NOGA, estas sub-unidades son divisiones del sistema total de petróleo llamadas Unidades de Evaluación (AU).

La figura 31 muestra el diagrama de flujo de la metodología de evaluación USGS para acumulaciones continuas y la descripción general del procedimiento implementado.

²¹ Los fractiles son los parámetros estimados para todas las variables representadas por distribuciones probabilísticas.

Figura 31. Estructura de la metodología USGS para la evaluación de acumulaciones continuas de hidrocarburos, *Datos tomados de U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations por James W. Schmoker.*



La esencia del procedimiento de evaluación es el siguiente:

- Se seleccionan unas reservas iniciales mínimas estimadas (EUR) de aceite (para una unidad de evaluación de oil-prone²²) ó gas (para una unidad de evaluación gas-prone²³) por celda para la AU.
- Si el petróleo esperado en las celdas tiene un EUR menor que el mínimo no es considerado para ser un recurso significativo dentro de un intervalo de pronóstico de 30 años y es excluido de la evaluación.
- Se definen los riesgos geológicos y de acceso. Se asignan las probabilidades de que los procesos adecuados de carga, roca y tiempo para al menos una celda no probada sucedan, teniendo como límite inferior el EUR mínimo para la unidad de evaluación, esto define el riesgo geológico. La probabilidad de que sea posible desarrollar las actividades necesarias relacionadas con el petróleo por lo menos en alguna parte de la AU, también es asignada, definiendo el riesgo de acceso.
- Se estima el número de celdas no probadas dentro de una unidad de evaluación que tienen potencial para contribuir a las reservas en los próximos 30 años. Esta distribución probabilística resulta de la combinación de distribuciones probabilísticas para (1) el área total de la unidad de evaluación, (2) el área por celda, de celdas no probadas que tienen potencial para adicionar a las reservas, (3) el porcentaje de área total en la unidad de evaluación que no está probada y (4) el porcentaje de área no

²² La calidad de una roca fuente que hace que genere más aceite que gas. Las rocas fuente marinas son comúnmente oil-prone.

²³ La calidad de una roca fuente que hace que genere más gas que aceite. Las rocas fuente terrestres son comúnmente gas prone.

probada que tiene el potencial para adicionar a las reservas en el intervalo de pronóstico a 30 años.

- Se establece una distribución probabilística por el EUR de aceite (para una unidad de evaluación de oil-prone) o gas (para una unidad de evaluación gas-prone) por celda no probada que tiene potencial para adicionar a las reservas en los próximos 30 años. Esta distribución se basa en datos del desarrollo del yacimiento en la AU bajo consideración, ó en un área análoga.
- Se estiman las relaciones gas/aceite (GOR) para las unidades de evaluación oil-prone y condensados del gas natural/gas. Se estiman las relaciones de condensados totales/gas para unidades de evaluación de gas-prone. Estas relaciones son usadas para evaluar los coproductos asociados con aceite en acumulaciones de aceite y gas en acumulaciones de gas.
- La combinación de probabilidades geológicas y de acceso, el número de celdas no probadas que tienen potencial, el EUR por celda no probada que tiene potencial y las relaciones de co-productos generan distribuciones probabilísticas para el potencial adicional a las reservas de aceite y gas y coproductos en la AU.

Un importante aspecto de este procedimiento son los patrones históricos de producción y desarrollo que sirven como punto de partida para el pronóstico de la evaluación. Con la interpretación de la última producción como punto de referencia, los parámetros ingresados pueden ser elegidos para reflejar impactos de un cambio futuro, como tecnologías mejoradas, o conceptos geológicos y de ingeniería desarrollados recientemente. También pueden ser elegidos los parámetros de entrada, para que los datos históricos representen descubrimientos

tempranos de sweet spots que no son proyectados para ser característicos dentro del desarrollo futuro.

5.1.5. Modelos de Evaluación de Recursos en Acumulaciones Continuas de Hidrocarburos, FORSPAN y ACCESS. *

El método analítico para la evaluación de recursos llamado Analytic Cell-based Continuous Energy Spreadsheet System (ACCESS) es un sistema de software de hoja de cálculo desarrollado para calcular estimaciones de recursos de petróleo para el modelo de evaluación geológica FORSPAN, en acumulaciones de petróleo continuo publicado originalmente en Crovelli (2000). El método ACCESS se basa en las ecuaciones matemáticas derivadas de la teoría de la probabilidad en la forma de un sistema de hoja de cálculo de un computador.

Método FORSPAN. Es el modelo de evaluación geológica usado para evaluar el potencial adicional de reservas en acumulaciones continuas como parte del progreso de la serie NOGA para evaluaciones de petróleo. Así mismo, otros programas de computador son usados en conjunto con FORSPAN para calcular estimaciones de recursos. Sin embargo, los resultados de la evaluación son controlados por parámetros de entrada con bases geológicas e ingenieriles que se comparan con proyecciones originadas por las tendencias estadísticas generadas por computador.

FORSPAN representa una descripción de un problema complejo de probabilidad que necesita ser resuelto para las estimaciones de las potenciales reservas adicionales. El método derivado adjunto llamado ACCESS es un sistema que resuelve el problema. Es decir, el modelo FORSPAN posee un problema y el

* Fuente: Analytic Resource Assessment Method for Continuous Petroleum Accumulations—The ACCESS Assessment Method. Por Robert A. Crovelli. Y FORSPAN Model Users Guide. Por T.R. Klett y Ronald R. Charpentier.

método ACCESS ofrece una solución. ACCESS es entonces una solución cuantitativa de los datos proporcionados en FORSPAN.

El modelo FORSPAN presenta siete secciones de datos de entrada, dadas por la geología para cada unidad de evaluación de acumulaciones (ver anexo 1). Estas son:

- **Identificación de Información.** Incluye los nombres de la evaluación geológica; la fecha de la reunión de evaluación en la cual los datos de entrada fueron revisados y discutidos, los nombres y códigos numéricos de la región, provincia, sistema de petróleo total y unidades de evaluación. También son ingresadas las fuentes de los datos de exploración y producción usados para ayudar en la evaluación.
- **Características de la Unidad de Evaluación.** En esta sección se requieren los siguientes datos de entrada:
 - *Tipo de AU.* Se basa en la relación gas/aceite (GOR). Una AU continua se caracteriza como acumulación de aceite si el GOR es menor de 20.000 pies cúbicos de gas por barril de aceite (CFG/BO); de lo contrario, se considera una acumulación de gas.
 - *Recuperación total mínima por celda.* Se relaciona en parte con el pronóstico de tiempo de 30 años, se elige para la unidad de evaluación. El petróleo en las celdas con EUR menores que el mínimo se excluye de la evaluación.
 - *Número total de celdas probadas.*

- *Número de celdas probadas con el recobro total por celda mayor o igual al mínimo.*
- *Clasificación de la exploración y la madurez del desarrollo de la AU.* Existen tres categorías, (1) AU establecido, si más de 24 celdas probadas tienen recuperación total igual ó mayor al mínimo, (2) AU frontera, si de 1 a 24 celdas han sido probadas, ó (3) AU hipotética, si no se ha encontrado ninguna de tales celdas.
- *Recobro total promedio por celda.* La historia de descubrimiento y producción se divide en tres segmentos (primera-tercera, segunda-tercera y tercera-tercera). Se registra la media de la recuperación total por celda para cada uno de estos segmentos de la historia de descubrimiento para propósitos informativos en la forma de la entrada de datos.
- *Asignar probabilidades de riesgo.* Pertinentes a roca, carga, tiempo y acceso.

Todos los datos referidos anteriormente están dados por Sistemas de Información Geográfica (GIS).

- **Numero de Celdas No Probadas con Potencial de Reservas Adicionales en los Próximos 30 Años.** En esta sección se registran las variables que son utilizadas para calcular una distribución de probabilidad para el número de celdas no probadas en la AU que tienen potencial de reservas adicionales dentro del pronóstico tiempo de 30 años. Se ingresan representados por fractiles F_{100} , F_{50} , y F_0 para cuatro variables: (1) área total de la AU, (2) área por celda de celdas no probadas que tienen el potencial de reservas adicionales en los próximos 30 años, (3) porcentaje del área

total de las AU no probadas, y (4) porcentaje del área de la AU que tiene potencial de reservas adicionales en los próximos 30 años. Para la serie NOGA implementa distribución triangular (ver anexo 2).

- **Total Recuperado por Celda.** Establece la recuperación total de aceite y gas por celda, para celdas no probadas que tienen el potencial de reservas adicionales dentro de los próximos 30 años. La distribución de probabilidad para esta variable de entrada representa un rango natural de valores. Estos se ingresan representados por los fractiles F_{100} , F_{50} , y F_0 . La distribución probabilística aquí empleada es la distribución Log-Normal (ver anexo 3).
- **Relación Promedio de Coproductos para cada Celda No Probada.** Usada para registrar las relaciones necesarias en la evaluación de coproductos asociados con aceite en acumulaciones de aceite ó gas en acumulaciones de gas. Para acumulaciones de aceite son requeridos el gas/aceite (GOR) y los líquidos del gas natural (GNL)/gas; para acumulaciones de gas, los líquidos totales (aceite crudo, condensado y GNL)/gas. Estas relaciones deben representar el promedio de los coproductos no probados y son típicamente derivados de coproductos conocidos. Se ingresan mediante fractiles.
- **Datos Auxiliares Seleccionados para las Celdas No Probadas.** Establece un conjunto de datos auxiliares útiles para análisis económicos y medioambientales de los resultados de la evaluación. Los datos auxiliares para celdas no probadas en acumulaciones continuas de aceite son estimados de la gravedad API del aceite, contenido de sulfuro en el aceite, profundidad de perforación y profundidad de agua (si parte ó todas las AU están costa afuera). Los datos auxiliares para celdas no comprobadas de acumulaciones continuas de gas son estimadas de contenidos de gas

inerte, contenidos de dióxido de carbono y contenido de sulfuro de hidrogeno así como profundidad de perforación y profundidad del agua, si se aplica. Estos datos no contribuyen directamente a los cálculos de evaluación. La distribución de probabilidad para los elementos de los datos auxiliares representa valores que son variables.

- **Asignaciones de Potenciales Reservas Adicionales a las Entidades de Tierra.** Se asignan los porcentajes de área y volumen correspondientes a las entidades de tierra como son, tierras federales, estatales, tribales y privadas. Las asignaciones pueden basarse en propiedades en superficie, propiedades minerales o ambas. El porcentaje de volumen de recursos evaluados asignados a una entidad no es necesariamente igual al porcentaje de área de esta entidad.

El formato de datos tiene en cuenta porcentajes de asignaciones para ser registrado como tres fractiles (F_{100} , F_{50} , y F_0), representando la incertidumbre de un valor fijo pero no conocido. Una entrada de tres fractiles es mejor para el caso donde una asignación es hecha para una simple porción de tierra (tal como un parque nacional) dentro de la AU. Sin embargo, en la serie NOGA, las asignaciones de recurso se hacen para un número de entidades de tierra, y los porcentajes de asignación por lo tanto se registran como estimaciones de puntos, cuya suma debe ser igual al 100 por ciento.

El modelo de evaluación geológica para una AU en general, consiste de los siguientes componentes dados por la geología y extraídos para la entrada de datos:

- A.** Un conjunto de cuatro probabilidades de la unidad de evaluación, que son discutidas detalladamente por Schmoker*:
- Carga
 - Roca
 - Tiempo
 - Acceso
- B.** Un grupo de nueve variables aleatorias para una unidad de evaluación de aceite o un grupo similar para una unidad de evaluación de gas:
- Área de la unidad de evaluación: distribución triangular basada en la mediana.
 - Porcentaje no comprobado: distribución triangular basada en la mediana.
 - Porcentaje potencial de área no comprobada: distribución triangular basada en la mediana.
 - Área por celda: distribución triangular basada en la mediana.
 - Total recuperado por celda: distribución Log-Normal truncada.
 - Relación de los primeros coproductos: distribución triangular basada en la mediana.
 - Relación de los segundos coproductos: distribución triangular basada en la mediana.
 - Porcentaje de asignación a la sección: distribución triangular basada en la mediana.
 - Porcentaje de asignación a la porción costa afuera de la sección: distribución triangular basada en la mediana.

* Fuente: U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations. Por James W. Schmoker.

Las nueve variables aleatorias dadas, son asignadas por distribuciones probabilísticas como modelos de probabilidad basados en parámetros descriptivos (F_{100} , F_{50} , F_0). A cada variable aleatoria dada le es asignada una distribución de probabilidad con los parámetros descriptivos específicos de mínimo, mediana y máximo.

El área de la unidad de evaluación, porcentaje de área no probada de la unidad de evaluación, el porcentaje del área potencial no probada de la unidad de evaluación y el área por celda de las celdas no probadas, se utilizan para estimar el número de celdas potenciales no probadas. Las nuevas variables aleatorias de interés son las siguientes medidas de las potenciales reservas adicionales:

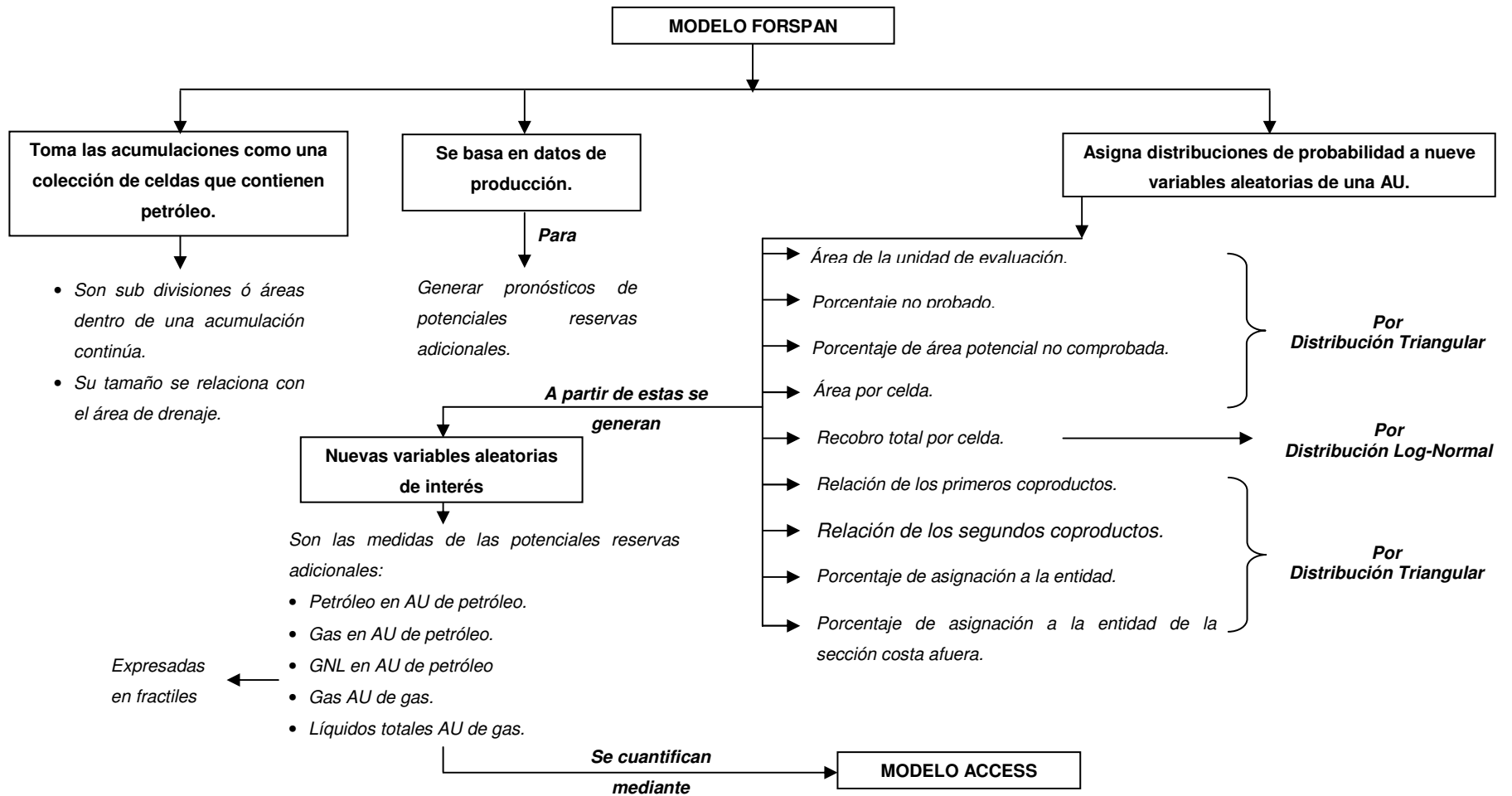
- Petróleo en unidades de evaluación de petróleo.
- Gas en unidades de evaluación de petróleo.
- GNL en unidades de evaluación de petróleo
- Gas en unidades de evaluación de gas.
- Líquidos totales en unidades de evaluación de gas.

C. Conjunto de tres parámetros descriptivos dados por la geología para cada una de las nueve variables aleatorias dadas:

- Mínimo (F_{100})
- Mediana (F_{50})
- Máximo (F_0)

En la figura 32 se explica en forma de estructura el modelo de evaluación geológica FORSPAN implementado por la metodología USGS en la evaluación de recursos petrolíferos para acumulaciones continuas.

Figura 32. Estructura del modelo FORSPAN para la evaluación de acumulaciones continuas de hidrocarburos, *Datos tomados de FORSPAN Model Users Guide por T.R. Klett and Ronald R. Charpentier., (Continuación).*



Método ACCESS.* El método ACCESS es un método analítico probabilístico que fue desarrollado por la derivación de ecuaciones matemáticas basadas sobre la teoría condicional de la probabilidad y leyes de expectación y varianza.

Tres características claves de ACCESS son:

- Relaciona los parámetros de entrada y salida con ecuaciones matemáticas.
- Computa los medios, desviaciones estándar, mínimas y máximas, exactamente.
- Computa las estimaciones instantáneamente.

Un diagrama de flujo simplificado del método ACCESS es mostrado en la figura 33. El número de celdas potenciales no probadas y el recobro total por celda son combinados probabilísticamente para obtener las estimaciones de las potenciales reservas adicionales en una unidad de evaluación.

Tres operaciones o pasos describen como usar el área de la unidad de evaluación, el porcentaje no probado del área de la unidad de evaluación, el porcentaje potencial del área no probada de la unidad de evaluación y el área por celda de las celdas no probadas para estimar el número de celdas potenciales no probadas.

Paso 1. El porcentaje no probado del área de la AU y el porcentaje potencial del área no probada de la AU son multiplicados probabilísticamente para obtener el porcentaje potencial no probado de la AU. Las siguientes variables aleatorias son definidas:

R: Porcentaje no probado del área de la AU.

S: El porcentaje potencial del área no probada de la AU.

T: El porcentaje potencial no probado del área de la AU.

* Fuente: Analytic Resource Assessment Method for Continuous Petroleum Accumulations—The ACCESS Assessment Method. Por Robert A. Crovelli.

$$T = R * S$$

Ecuación 31.

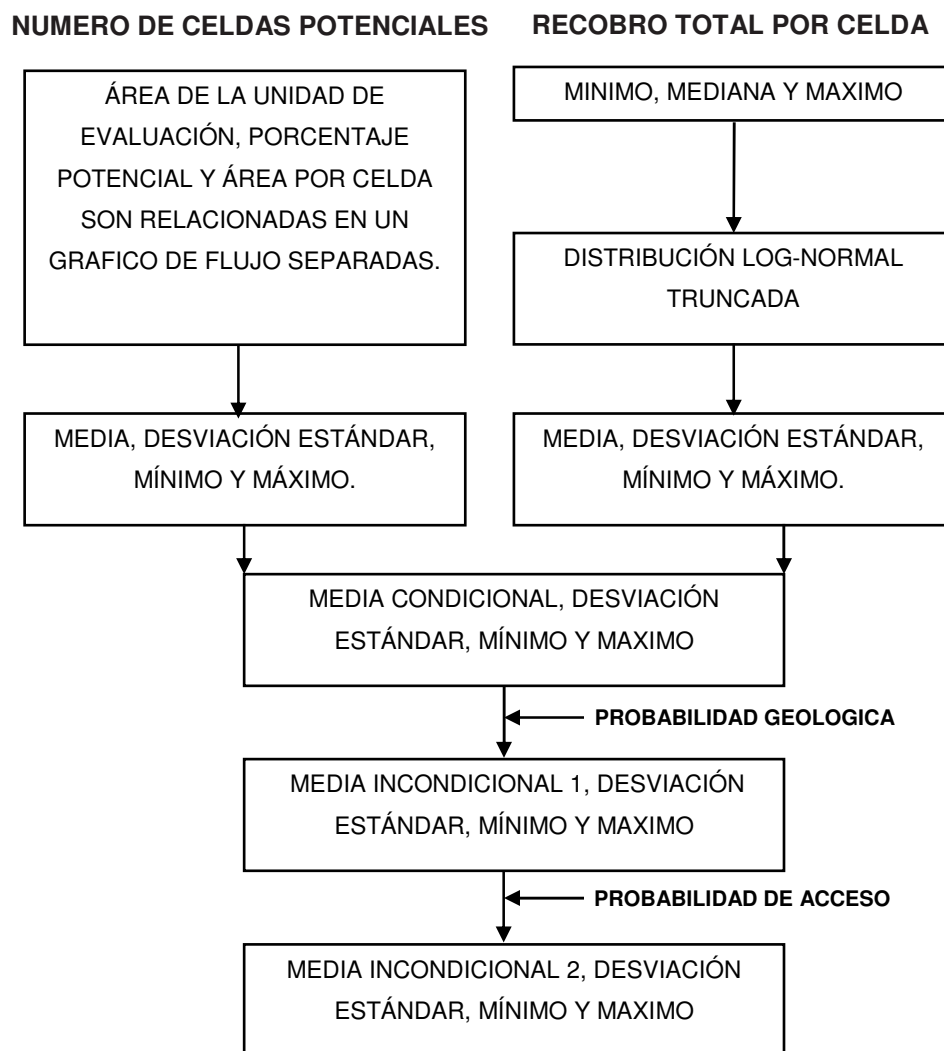
La media (μ_T) y la desviación estándar (σ_T) de T son:

$$\mu_T = \mu_R \mu_S / 100$$

$$\sigma_T = (1/100) \sqrt{\mu_R^2 \sigma_S^2 + \mu_S^2 \sigma_R^2 + \sigma_R^2 \sigma_S^2}$$

Ecuaciones 32 y 33.

Figura 33. Diagrama de flujo del método analítico probabilístico para evaluación de recursos en acumulaciones continuas de aceite y gas – Método ACCESS.



Fuente: *Analytic Resource Assessment Method for Continuous Petroleum Accumulations—The ACCESS Assessment Method.* Por Robert A. Crovelli.

Paso 2. El porcentaje potencial no probado del área de la AU (T) y el área de la AU son multiplicados probabilísticamente para obtener el potencial del área no probada de la unidad de evaluación. Las siguientes variables aleatorias son definidas adicionalmente:

U: área de la unidad de evaluación.

W: área potencial no probada de la unidad de evaluación.

$$W = T * U \quad \text{Ecuación 34.}$$

La media (μ_w) y la desviación estándar (σ_w) de W son:

$$\begin{aligned} \mu_w &= \mu_T \mu_U / 100 \\ \sigma_w &= (1/100) \sqrt{\mu_T^2 \sigma_U^2 + \mu_U^2 \sigma_T^2 + \sigma_T^2 \sigma_U^2} \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones 35 y 36.}$$

Paso 3. El área potencial no probada de la unidad de evaluación (W) y el área por celda de las celdas no probadas son combinadas para generar el número de celdas potenciales no probadas. Las siguientes variables aleatorias adicionales son definidas:

V: área por celda de las celdas no probadas.

N: número de celdas potenciales no probadas.

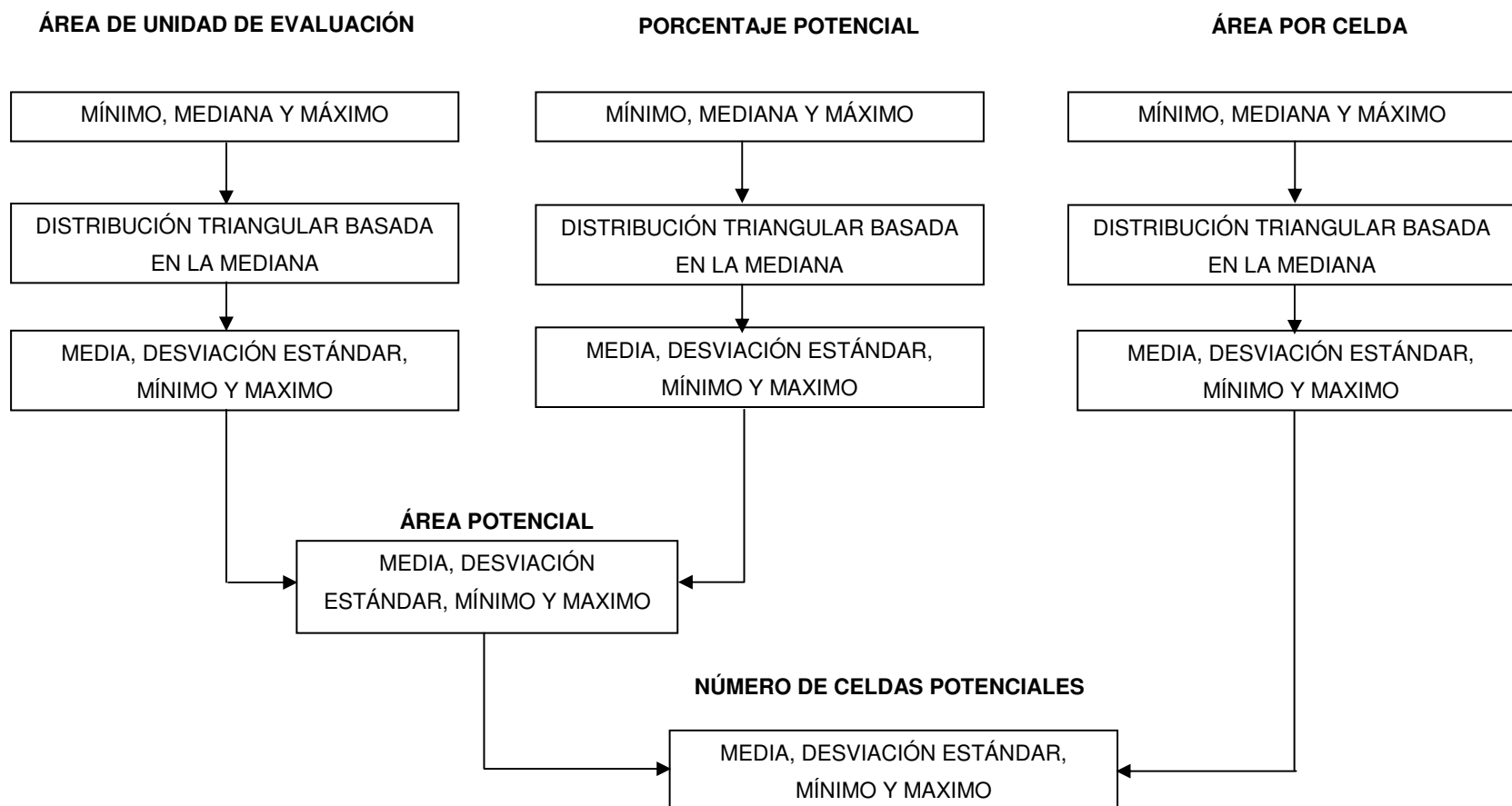
$$W = \sum_{i=1}^N V_i \quad \text{Ecuación 37.}$$

La media (μ_N) y la desviación estándar (σ_N) de N son:

$$\begin{aligned} \mu_N &= \mu_W / \mu_V \\ \sigma_N &= \sqrt{(\sigma_W^2 - \mu_N \sigma_V^2) / \mu_V^2} \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones 38 y 39.}$$

Esta secuencia de cálculos para el número de celdas potenciales no probadas es brevemente resumida en el diagrama de flujo de la figura 34.

Figura 34. Diagrama de flujo de cálculos para determinar el número de celdas potenciales. *Fuente: Analytic Resource Assessment Method for Continuous Petroleum Accumulations—The ACCESS Assessment Method. Por Robert A. Crovelli.*



- **Sistema de Hoja de Calculo**

Dado el modelo de evaluación geológica (FORSPAN), el método analítico probabilístico es usado como la base para generar un sistema de hoja de cálculo de probabilidad llamado Analytic Cell-based Continuous Energy Spreadsheet System (ACCESS).

ACCESS consiste de una serie de 54 paneles en la hoja de cálculo. Un panel es un conjunto de aproximadamente 11 columnas de cálculos relacionados. Dado que el número total de columnas en ACCESS es 600 columnas, ACCESS es construido como un libro de trabajo con cuatro hojas de trabajo llamadas: Cond (condicional), Unc1 (Unconditional-1), Unc2 (Unconditional-2) y Numb (Number). La hoja de trabajo Cond es conectada a la hoja de trabajo Numb, por el otro lado Unc1 y Unc2 son conectadas a la hoja de trabajo Cond. Los tópicos incluidos en la hoja de trabajo Cond, Unc1, Unc2 y Numb son los siguientes:

- Hoja de trabajo Cond: datos de entrada del formulario de datos (paneles 1 – 4), cálculos de distribución de probabilidad (paneles de 5 – 10) y estimaciones de recursos condicionales (paneles 11 – 22).
- Hoja de trabajo Unc1: Estimación de recursos Unconditional – 1 (paneles 23 – 24), la cual incluye la probabilidad de riesgo geológica (carga, roca y tiempo) de la unidad de evaluación.
- Hoja de trabajo Unc2: Estimación de recursos Unconditional – 2 (paneles 35 – 46) la cual incluye las dos probabilidades de riesgo geológicas y de acceso de la unidad de evaluación. La probabilidad “Geoacc” es el producto de la probabilidad geológica y la probabilidad de acceso.

- Hoja de trabajo Numb: datos de entrada (panel 47) y cálculos de distribución de probabilidad (paneles 48 – 54) para el número de celdas potenciales no comprobadas.

El método ACCESS representa en general el método para generar las estimaciones de recursos correspondientes a las acumulaciones continuas de aceite y gas (figura 35).

5.2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE RECURSOS DE ACEITE Y GAS (USGS) PARA ACUMULACIONES CONVENCIONALES.*

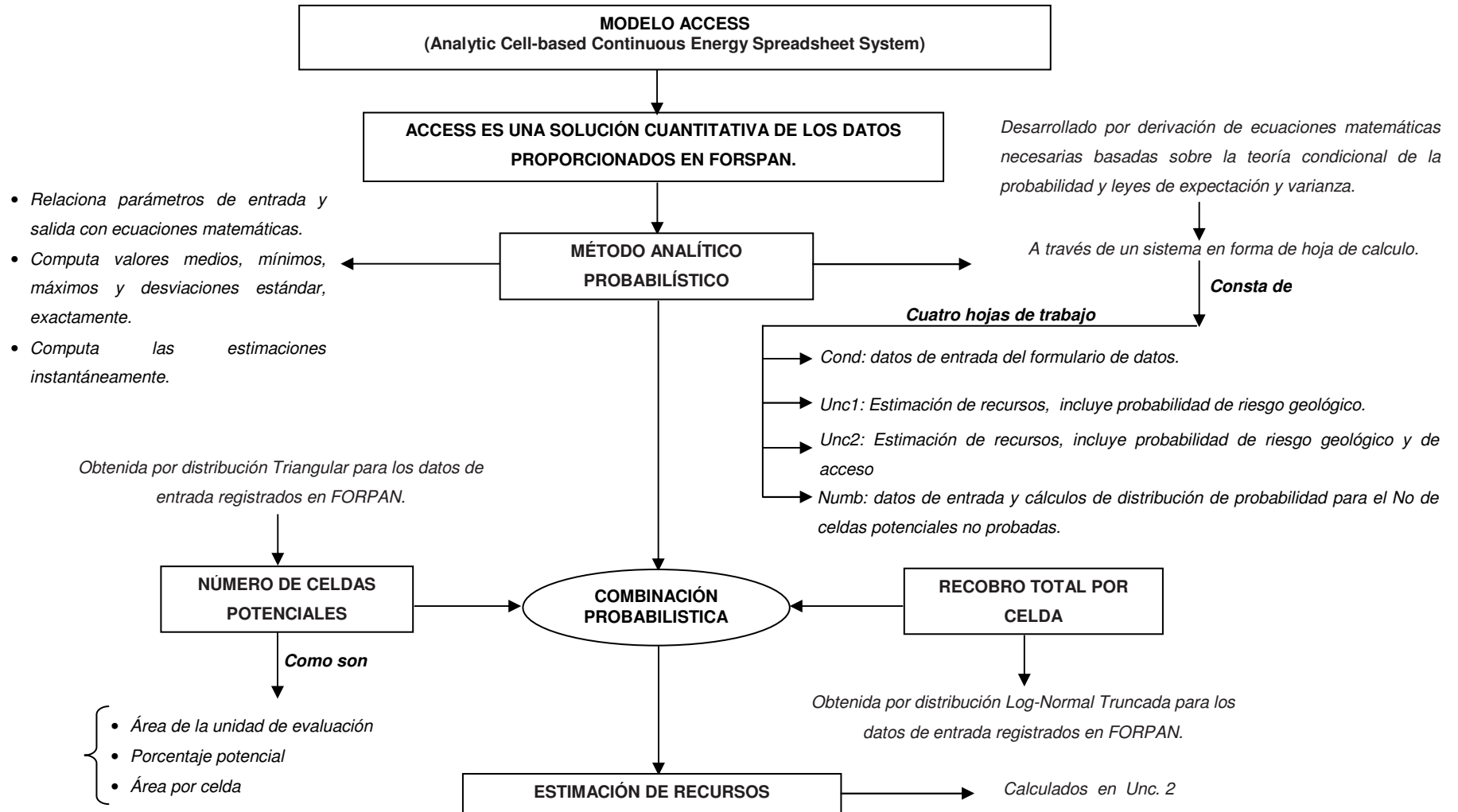
El modelo implementado por la USGS para la evaluación de potenciales reservas adicionales en acumulaciones de aceite y gas convencionales es llamado “Séptima Aproximación”. Este proporciona una estrategia para la estimación de volúmenes de petróleo no descubiertos (aceite, gas y derivados) que tienen el potencial para ser adheridos a las reservas en un pronóstico de tiempo que abarca 30 años.

La evaluación de un área requiere (1) la selección del tamaño mínimo de la acumulación, (2) asignación de riesgos geológicos y de acceso, y (3) la estimación del número y tamaño de las acumulaciones no descubiertas del área a evaluar. La combinación de estas variables proporciona las distribuciones probabilísticas para el potencial de reservas adicionales.

Además de la Séptima Aproximación, programas computacionales como Simulación Monte Carlo (Emc2) son usados para generar la estimación de recursos. Este último tiene en cuenta los parámetros de entrada con bases geológicas, al contrario de las generadas por computador que prevén las tendencias estadísticas históricas.

* Fuente: U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Conventional Petroleum Accumulations. Por James W. Schmoker and T.R. Klett

Figura 35. Estructura del modelo ACCESS para la evaluación de acumulaciones continuas de hidrocarburos, *Datos tomados de Analytic Resource Assessment Method for Continuous Petroleum Accumulations—The ACCESS Assessment Method por Robert A. Crovelli.*



5.2.1. Naturaleza Geológica de Acumulaciones Convencionales

Las acumulaciones convencionales, reconocidas por la USGS para propósito de evaluación de recursos, son definidas por dos características geológicas: (1) el límite ocupado, que se definen como volúmenes de roca discretos limitados por trampas, sellos y contactos agua-aceite buzamiento abajo y (2) dependen de la boyanza del aceite o gas en el agua para su existencia. Por estas características, las acumulaciones convencionales son evaluadas comúnmente en términos de tamaños y número de acumulaciones discretas (por ejemplo, campos de aceite o gas individuales).

5.2.2. Periodo de Tiempo de Evaluación (Intervalo de pronóstico)

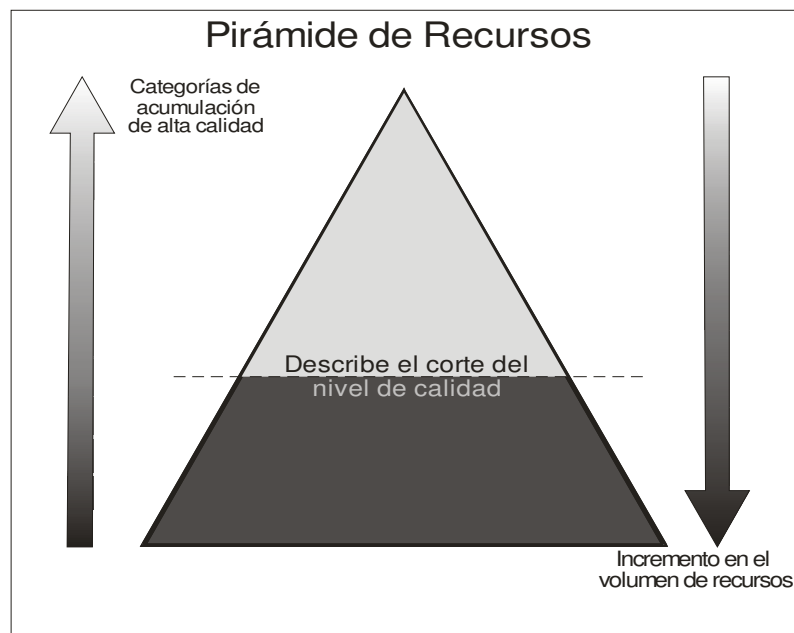
Para la evaluación mundial de energía liderada por la USGS, como se ha mencionado en múltiples ocasiones se adoptó un periodo de pronóstico de 30 años. Éste periodo de pronóstico parece representar un equilibrio conveniente entre factores como la seguridad de evaluación, requisitos de planificación a largo plazo y decisiones financieras.

En evaluaciones anteriores para un marco de tiempo dado, tener acceso a una AU particular para las actividades relacionadas con el petróleo no era seguro, por razones políticas (por ejemplo, un área ecológicamente sensible) ó físicas (por ejemplo, profundidades extremas de agua en áreas costa afuera). En tales casos, las supuestas acumulaciones no descubiertas sobre bases geológicas no estuvieron disponibles realmente. En la séptima aproximación, es asignada a la AU una probabilidad para el acceso durante el periodo de pronóstico.

La especificación de periodo de pronóstico también afecta las estimaciones de recursos convencionales no descubiertos debido a la elección de las categorías de acumulación del petróleo para ser evaluadas (como ejemplos, hidratos de gas,

aceite pesado y campos pequeños). Los recursos del petróleo pueden ser subjetivamente visualizados formando una pirámide, con un volumen relativamente pequeño de recursos en las categorías de acumulaciones de alta calidad cercanas al tope de la pirámide y volúmenes de recursos de acumulaciones de menor calidad aumentando progresivamente hacia su base (figura 36). Según lo discutido por McCabe (1998), un intervalo de pronóstico puede estar representado como un corte a través de la pirámide de recurso en un cierto nivel de calidad (figura 36). Las categorías de acumulación debajo del corte no son consideradas como viables en un marco de tiempo del periodo de pronóstico y se excluyen de la evaluación.

Figura 36. Pirámide de recursos para evaluación de acumulaciones convencionales.



Fuente: U.S. Geological Survey Assessment Model for Undiscovered Conventional Oil, Gas, and NGL Resources—The Seventh Approximation. Por James W. Schmoker y Timothy R. Klett

5.2.3. Distribuciones Probabilísticas

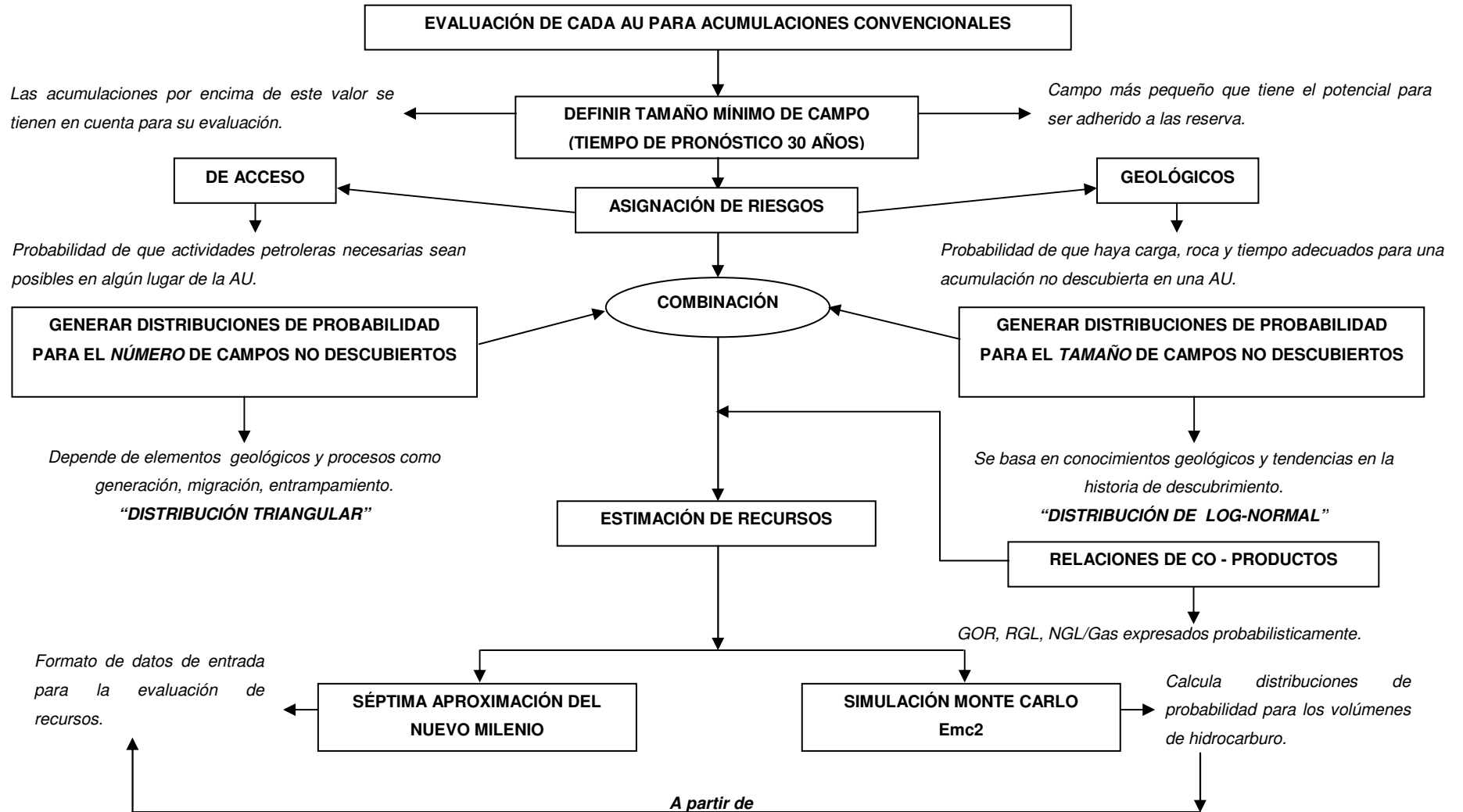
Las incertidumbres asociadas a las variables requeridas para una evaluación de recursos convencionales son considerables. Muchas de las variables que componen el sistema de datos de entrada son representadas por distribuciones probabilísticas. Los pronósticos de los recursos derivados de estos datos de entrada también son representados por distribuciones de probabilidad.

Las distribuciones probabilísticas para algunas variables de entrada demuestran la incertidumbre de un valor fijo pero desconocido, mientras que otras distribuciones de probabilidad representan variables de entrada que tienen un rango natural de valores. Los fractiles F_{100} (mínimo), F_{50} (mediano), y F_0 (máximo) son los parámetros de entrada estimados para todas las variables representadas por distribuciones probabilísticas. Estos tres fractiles no se conectan específicamente a un tipo particular de distribución probabilística (por ejemplo, Log normal). La elección del tipo de distribución probabilística es una decisión operacional que no es limitada por el modelo de evaluación básica de la Séptima aproximación. Para la serie de NOGA, una distribución log normal truncada, se utiliza para tamaños de acumulaciones no descubiertas, y las distribuciones triangulares se utilizan para el resto de las variables de entrada representadas por distribuciones probabilísticas.

5.2.4. Procedimiento Fundamental de Evaluación

Para comenzar una evaluación de recursos convencionales no descubiertos usando este método se divide el volumen de roca a ser evaluado en sub unidades razonablemente homogéneas. Para la serie NOGA, estas sub unidades son divisiones de los sistemas totales de petróleo, llamadas las AU. Las unidades de evaluación son consideradas y evaluadas individualmente (figura 37).

Figura 37. Estructura de la metodología USGS para la evaluación recursos en acumulaciones convencionales de hidrocarburos, Datos tomados de U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Conventional Petroleum Accumulations. Por James W. Schmoker y T.R. Klett.



La esencia del procedimiento de evaluación es la siguiente:

- Se elige para cada unidad de evaluación un tamaño mínimo de la acumulación²⁴ (tamaño de campo o tamaño del yacimiento), expresado en barriles de aceite para las acumulaciones de aceite y barriles de aceite equivalentes (BOE) para acumulaciones de gas. Si el petróleo en las acumulaciones es menor que el rango mínimo establecido, no será considerado como un recurso significativo dentro del pronóstico de 30 años y se excluye de la evaluación.
- Se asignan las probabilidades de riesgo. Se asignan en la unidad de evaluación las probabilidades para que ocurra la carga, roca y tiempo adecuado por lo menos en una acumulación no descubierta de tamaño mínimo o mayor que este; esto define el riesgo geológico. También es asignado el riesgo de acceso, definido como la probabilidad de que las actividades esenciales relativas al petróleo sean posibles en los próximos 30 años, por lo menos en alguna parte de la unidad de evaluación.
- Se estima el número de acumulaciones de aceite y gas no descubiertas en la AU que son mayores o iguales al tamaño mínimo.
- Se estiman los tamaños de las acumulaciones de aceite y gas no descubiertas. Estas estimaciones de tamaño incluyen las reservas calculadas a la hora del descubrimiento y las reservas anticipadas que se adicionan como acumulaciones que son explotadas después de ser descubiertas (crecimiento de reservas).

²⁴ Se refiere al tamaño de campo más pequeño (volumen de aceite en campos de aceite ó volumen de gas en campos de gas) que es considerado en el proceso de evaluación.

Para acumulaciones de aceite no descubiertas, se estiman las relaciones gas/aceite (GOR) y líquidos del gas natural/gas. Para acumulaciones de gas, se estima la relación de condensados totales/gas. Estas relaciones son usadas para evaluar los coproductos asociados al petróleo en acumulaciones de aceite y gas en acumulaciones de gas.

La combinación de geología, probabilidades de acceso, el número y tamaños de acumulaciones no descubiertas y las relaciones de los coproductos proporcionan las distribuciones probabilísticas para el potencial de reservas adicionales de aceite, gas y coproductos en la AU. Un aspecto importante del procedimiento de la evaluación son los patrones históricos de descubrimiento y exploración que sirven únicamente como punto de partida para el pronóstico de evaluación y no están necesariamente proyectados como características de tendencias de exploración y desarrollos futuros. Con datos históricos como punto de referencia, los parámetros de entrada se pueden elegir para mostrar impactos que se perciban en cambios futuros. Se destacan las tecnologías mejoradas y conceptos geológicos desarrollados recientemente, así como el reconocimiento de que los campos más grandes en la AU tienden a ser descubiertos primero.

5.2.5. Modelos de Evaluación de Recursos en acumulaciones Convencionales de petróleo y gas, Séptima Aproximación y Simulación Monte Carlo.*

Para la evaluación de recursos hidrocarburos en acumulaciones convencionales, se emplean dos modelos de evaluación: el primero es el modelo de evaluación de la Séptima Aproximación, modelo que entrega los datos de entrada al modelo de simulación Monte Carlo a través de un formato de entrada de datos, para que esta

* Fuente: Analytic Resource Assessment Method for Continuous Petroleum Accumulations—The ACCESS Assessment Method. Por Robert A. Crovelli. Y FORSPAN Model Users Guide. Por T.R. Klett y Ronald R. Charpentier

herramienta computacional genere las estimaciones correspondientes a los datos ingresados.

Séptima Aproximación. La comprensión geológica dentro de números para el formato de la Séptima Aproximación no puede ser descrita en una manera mecánica. La cuantificación de la comprensión geológica para propósitos del desarrollo de la evaluación de recursos de petróleo puede tener muchos acercamientos.

Las estimaciones de número y tamaño de campos no descubiertos fueron obtenidos por una variedad de métodos, en conjunto del conocimiento geológico de la AU, el análisis de la historia de exploración y descubrimiento, el amplio conocimiento y experiencia del evaluador y del equipo de evaluación.

El número de campos no descubiertos en una AU es generalmente dependiente de los elementos geológicos y procesos fundamentales de generación, migración, entrapamiento y preservación de petróleo de los TPS, junto con la exploración madura de la AU. Donde estuvo disponible suficiente cantidad de información, fueron usados el prospecto de conteo y el análisis de la densidad de acumulación para refinar las estimaciones del número de campos no descubiertos. Donde parte de la AU no fue explorada o fue menos explorada, fueron examinadas las razones para la heterogeneidad de la exploración. La heterogeneidad en la exploración quizás resulta no solo de los pobres resultados de la misma sino también de limitaciones políticas o físicas sobre la exploración, tales como profundidades extremas de agua o grandes dunas de arena. Además, las bases de datos incompletas pueden dar la impresión de la heterogeneidad de la exploración.

Los tamaños de campos no descubiertos en una AU pueden ser estimados usando conocimiento geológico y tendencias observadas en los segmentos de la historia de descubrimiento. Las distribuciones de tamaño y número de campos no

descubiertos cambian con el tiempo como un AU es explorada. Los grandes campos son generalmente encontrados tempranamente en la historia de exploración. A menos que un nuevo concepto de exploración sea desarrollado, los tamaños de campo descubiertos tienden a decrecer a través del tiempo.

En casos donde una AU tenga poca información, fueron usados como análogos parciales otras áreas evaluadas que se asumieron similares en términos de geología del petróleo. Dos AU no son exactamente iguales, pero los controles básicos sobre la existencia del petróleo en un área pueden ser aplicadas de una a otra. El uso de análisis, explícitos o implícitos es fundamental para el proceso de evaluación de recursos no descubiertos.

Los datos de entrada para la Séptima Aproximación se consignan en un formato similar al implementado para acumulaciones continuas, este formato presenta seis secciones de datos de entrada como son (ver anexo 4):

- **Identificación de la Información.** La identificación de la información incluye las fechas de las reuniones de evaluación; el nombre del evaluador y los nombres y códigos de la región, provincia, TPS Y AU. Además, la función de crecimiento que fue aplicada para conocer los datos de tamaño de campo e información relativa a los análogos usados para ayudar en la evaluación, así como otra información pertinente, como notas registradas por el evaluador.
- **Características de la AU.** En esta sección de entrada de datos se requiere:
 - Las probabilidades del tamaño mínimo del campo y la unidad de evaluación, constituyen los elementos esenciales del modelo de evaluación. El mínimo tamaño de campo se relaciona en parte con el tiempo de pronóstico de 30 años. Recursos inferiores a este valor establecido se excluyen de la evaluación. El tamaño mínimo de

campo más común para una AU dada fue 1 MMBOE y para un campo de gas es el tamaño equivalente usado para campos de aceite donde 1 barril de aceite es igual a 6000 pies cúbicos de gas.

- Clasificación de la unidad de evaluación como oil – prone o gas – prone. Esta clasificación se basa en la relación gas/aceite (GOR) del petróleo, el cual incluye el petróleo descubierto y no descubierto. En campos individuales análogos que han sido implementados para la evaluación geológica en una AU, se caracterizan por ser oil – prone si el GOR es menor de 20.000 pies cúbicos de gas por barril de aceite (CFG/BO); de lo contrario se constituye gas – prone.
- Números de campos descubiertos en las bases de datos que exceden el valor del mínimo tamaño previamente establecido.
- Clasificación de la AU de acuerdo a la madurez exploratoria. La madurez de una AU se puede clasificar como establecida, frontera e hipotética. Se clasifica como *establecida* si más de 13 campos que han sido descubiertos exceden el tamaño mínimo; se clasifica como *frontera* si de 1 a 13 campos que han sido descubiertos exceden el tamaño mínimo; e *hipotética* si los campos descubiertos no exceden el tamaño mínimo.
- Los tamaños promedio de campos descubiertos que exceden el mínimo tamaño establecido. Este se da para acumulaciones de aceite o de gas. Esta sección puede ser dejada en blanco si los datos no están disponibles, o si solo un campo constituye el promedio para un segmento de descubrimiento dado.

- Las probabilidades de riesgo son estimadas para cada AU. Los cuatro elementos de riesgo son carga, tiempo, roca y acceso son similares en aplicación. Ellos crean la duda de si al menos un campo de mínimo tamaño en alguna parte de la AU, tiene el potencial para adherir a las reservas en los próximos 30 años.

Si no son conocidos los elementos de riesgo al nivel de la AU, el defecto de probabilidad de ocurrencia (P) debe reflejar una probabilidad promedio mundial. Este valor defectuoso no es necesariamente $P = 0.50$. Las pautas para asignar la probabilidad de ocurrencia para los elementos de riesgo de carga, roca, tiempo y acceso son dados en la tabla 10.

- **Campos No Descubiertos.** Diversas técnicas pueden ser empleadas para hacer las estimaciones requeridas de F_{100} , F_{50} y F_0 para el número y tamaños de campos no descubiertos. Estas técnicas incluyen el modelamiento de procesos de descubrimiento, el uso de análogos geológicos, el análisis espacial como estratigrafías de secuencia y tectónica global y el estudio del sistema total de petróleo.

Para algunas AU de Canadá estas estimaciones fueron hechas para yacimientos y no para campos por la disponibilidad de datos. Los tres fractiles representan los valores mínimo (F_{100}), medio (F_{50}) y máximo (F_0) de distribuciones de probabilidad. El tipo particular de distribución de probabilidad no necesita ser especificada en orden para estimar estos tres fractiles.

Tabla 10. Directrices para asignar probabilidades de ocurrencia a los elementos de riesgo en ausencia de datos suficientes.

P	Descripción
0,0	El elemento es tan desfavorable que en ninguna ocasión existe para un campo.
0,10	El elemento es extremadamente desfavorable, pero la ocasión que sea bastante bueno para un campo no puede ser absolutamente eliminada.
0,25	El elemento podría ser llamado pobre o poco prometedor en términos de exploración; la calidad del elemento deja mucho que desear.
0,50	El elemento es caracterizado como insignificante o escasamente adecuado.
0,75	La calidad del elemento es buena o adecuada, sin embargo, un problema de algún tipo puede existir.
0,90	El elemento es extremadamente favorable, pero hay que considerar alguna inesperada sorpresa para no ser completamente establecida.
1,0	El elemento es favorable, hasta donde un elemento le sea concerniente un campo es absolutamente certero.

Fuente: Assessment Operational Procedures. Por T.R. Klett, Ronald R. Charpentier, and James W. Schmoker.

- **Relaciones Promedio de Coproductos.** La cuarta sección del formato de datos, es usada para ingresar las relaciones necesarias para evaluar los coproductos asociados con aceite en acumulaciones de aceite ó gas en acumulaciones de gas. Para acumulaciones de aceite, las relaciones necesarias son gas/aceite (GOR) y líquidos del gas natural/gas (NGL/gas). Para acumulaciones de gas son necesarias las relaciones líquidos totales/gas, (donde líquidos totales equivale a aceite crudo, condensado y NGL).

Estas relaciones son estimadas y registradas para cada uno como tres fractiles (F_{100} , F_{50} , y F_0) en reconocimiento de la incertidumbre en la estimación de propiedades promedio de campos no descubiertos.

Las relaciones de coproductos se basan en datos disponibles a nivel de campo para la AU ó para un área análoga y son proyectadas para los

campos no descubiertos. Si los datos adecuados no están disponibles, se generan relaciones de coproductos por defecto basadas en promedios mundiales que son registradas en la tabla 11.

Tabla 11. Relaciones por defectos de co-productos en ausencia de datos no disponibles.

	Mínimo	Mediana	Máximo
CAMPOS DE ACEITE:			
Relación gas/aceite (CFG/BO)	1100	2200	3300
Relación NGL/gas (BNGL/MMCFG)	30	60	90
CAMPOS DE GAS:			
Relación (NGL + Aceite)/gas (BL/MMCFG)	22	44	66

Fuente: Assessment Operational Procedures. Por T.R. Klett, Ronald R. Charpentier, y James W. Schmoker

- **Selección de datos auxiliares para campos no descubiertos.** El formato de datos de entrada de la séptima aproximación incluye un grupo de datos auxiliares usados para el análisis económico y ambiental de los resultados de evaluación. Estos datos no contribuyen directamente a los cálculos de recursos no descubiertos. Los datos auxiliares para campos de aceite no descubiertos incluyen la gravedad API, el contenido de sulfuro en el aceite, la profundidad de perforación (del equipo a la broca) y la profundidad del agua costa afuera.

El gas natural como se define en esta evaluación, es una mezcla de gases hidrocarburos, principalmente de metano y gases no hidrocarburos como dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno y nitrógeno. Los volúmenes estimados de gas no descubierto son para el gas natural. Los datos auxiliares para campos de gas no descubiertos incluyen el contenido de gas inerte, el contenido de dióxido de carbono y el contenido de sulfuro de hidrogeno, así como la profundidad de perforación y profundidad marina si es costa afuera.

La estimación de datos auxiliares se basa en información histórica, que ha sido proyectada para los campos no descubiertos y puede reflejar los cambios relativos a la exploración. Los datos auxiliares son registrados como tres fractiles (F_{100} , F_{50} y F_0) en reconocimiento de las variaciones en estas propiedades en una AU.

- **Asignación de recursos no descubiertos en la AU para países u otras parcelas de terreno.** En esta sección final del formato se registra la información necesaria para asignar recursos no descubiertos en la AU para varios países u otros terrenos y sus proyecciones costa afuera. El porcentaje de volumen de recursos evaluados asignados a una entidad no necesariamente es igual al porcentaje de área de la entidad. Entre estas entidades se encuentran las tierras estatales, federales, de tribus, y privadas

El formato de datos muestra su forma de ingreso mediante tres fractiles (F_{100} , F_{50} y F_0), sin embargo, esta opción no fue usada en la evaluación de la USGS. En su lugar, los porcentajes de volúmenes fueron registrados como estimaciones de puntos para satisfacer más fácilmente los requerimientos que los recursos asignados deben sumar para la AU total.

Modelo de Simulación Monte Carlo. La USGS ha desarrollado dos programas Monte Carlo para evaluar los recursos de petróleo y gas convencionales sin descubrir. EMCEE y Emc2, son programas que calculan estimaciones probabilísticas de recursos no descubiertos basados en distribuciones de entrada para números y tamaños de campos sin descubrir. Emc2 usa tipos de distribución específicas para la entrada, mientras que EMCEE permite mayor flexibilidad de la entrada en los tipos de distribución.

Ambos programas pronostican recursos sin descubrir por la simulación de tamaños y número de campos de petróleo y gas sin descubrir. El usuario entrega las distribuciones para el tamaño y número de campos sin descubrir, los cuales

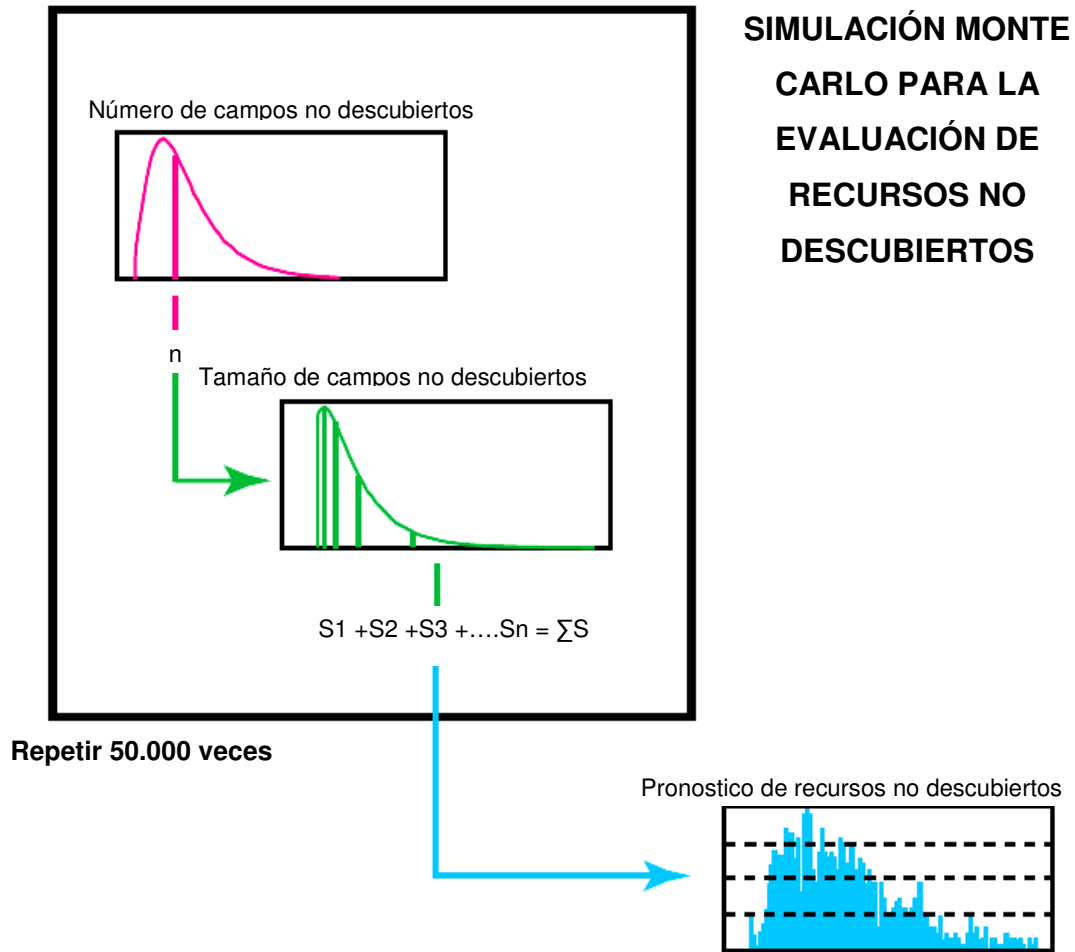
junto con la distribución de relaciones de coproductos (gas en campos de petróleo, petróleo en campos de gas o NGL en cualquiera de los dos) al principal producto (petróleo en campos de petróleo, gas en campos de gas) son usados para calcular los volúmenes de coproductos. Los factores de riesgo evalúan la probabilidad de la presencia de un campo de un tamaño mínimo especificado en la unidad de evaluación. Los resultados son presentados en dos distribuciones de riesgo y no riesgo.

El procedimiento de calculo para campos de petróleo inicia con una muestra de distribución para el numero (n) de campos de petróleo sin descubrir (figura 38).

El número es redondeado a un número entero, y utilizado como el número de las muestras independientes tomadas de la distribución de los tamaños del yacimiento de aceite. Estos tamaños muestreados se suman para dar un volumen (ΣS) de aceite sin descubrir en yacimientos de petróleo. El volumen ΣS es multiplicado por la relación gas/aceite (GOR) para dar el volumen de aceite y gas en los yacimientos, que alternadamente es multiplicado por la relación NGL/gas (LGR) para dar el volumen de NGL en los yacimientos de aceite.

También se determina el valor máximo de los tamaños de campo muestreados. El cálculo de los recursos de gas del campo se realiza de forma semejante a partir de distribuciones separadas de entrada. Las probabilidades de fluido, roca y tiempo se multiplican para dar la probabilidad geológica de la unidad de evaluación, que es, la probabilidad de la presencia en la unidad de evaluación de al menos un yacimiento por lo menos tan grande como el tamaño mínimo definido por el usuario.

Figura 38. Esquema del modelo de datos usado por la simulación Monte Carlo para la evaluación de recursos no descubiertos usando los programas EMCEE y Emc2.



Fuente: A Monte Carlo Simulation Method for the Assessment of Undiscovered, Convencional Oil and Gas. Por Ronald R. Charpentier y T.R. Klett.

La probabilidad de acceso es la probabilidad de que al menos parte de la unidad de evaluación estará política y tecnológicamente abierta a la actividad relacionada con petróleo durante el período de evaluación. Cuando la probabilidad geológica es multiplicada por la probabilidad de acceso, el producto es la probabilidad geológica y de acceso de la unidad de evaluación. Una distribución uniforme de 0 a 1 da un número para comparar la probabilidad geológica y de acceso. Cuando el número muestreado es mayor que la probabilidad geológica, la cantidad de recurso geológico arriesgada es cero para esa iteración. Cuando el número

muestreado es mayor que la probabilidad geológica y de acceso, la cantidad de riesgo de recurso geológico y de acceso es cero para esa iteración. Este proceso entero se vuelve a efectuar un número específico de tiempo. El Crystal Ball²⁵ proporciona la estadística y los gráficos que describen las distribuciones del pronóstico. Estos resultados se pueden exhibir en la pantalla usando las ventanas del pronóstico ó se genera un informe sobre una hoja separada de cálculo de Microsoft Excel.

²⁵ Software de simulación, análisis y optimización de riesgo. Decisioneering Inc.

6. PROCEDIMIENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MÉTODOLOGÍA USGS PARA CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO EN UNA CUENCA SEDIMENTARIA COLOMBIANA

La industria petrolera ha sido el motor de la economía del país en los últimos años. El petróleo es el primer producto de exportación con el 55.4 por ciento del total de las exportaciones nacionales y el principal contribuyente a las finanzas del estado. Las regiones se han visto beneficiadas en sus recursos fiscales al recibir regalías por un valor de 5.9 billones de pesos en los últimos 4 años.

La prioridad del Gobierno nacional en materia de hidrocarburos es el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo que permitan mantener a futuro la autosuficiencia energética del país, para lo cual desde el año 1999 ha impulsado una serie de reformas en la política petrolera (contractuales, fiscales y regalías), que han facilitado la firma de más de sesenta contratos de asociación y la reactivación de la actividad exploratoria del país.

El potencial petrolífero (aceite y gas natural) de Colombia se estima en más de 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 Kms². Al rededor del 89% de esa área sedimentaria se encuentran disponible para adelantar trabajos de exploración y explotación de petróleo.

Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las del Catatumbo, La Guajira, Putumayo, Llanos Orientales y los valles Superior y Medio del Magdalena.

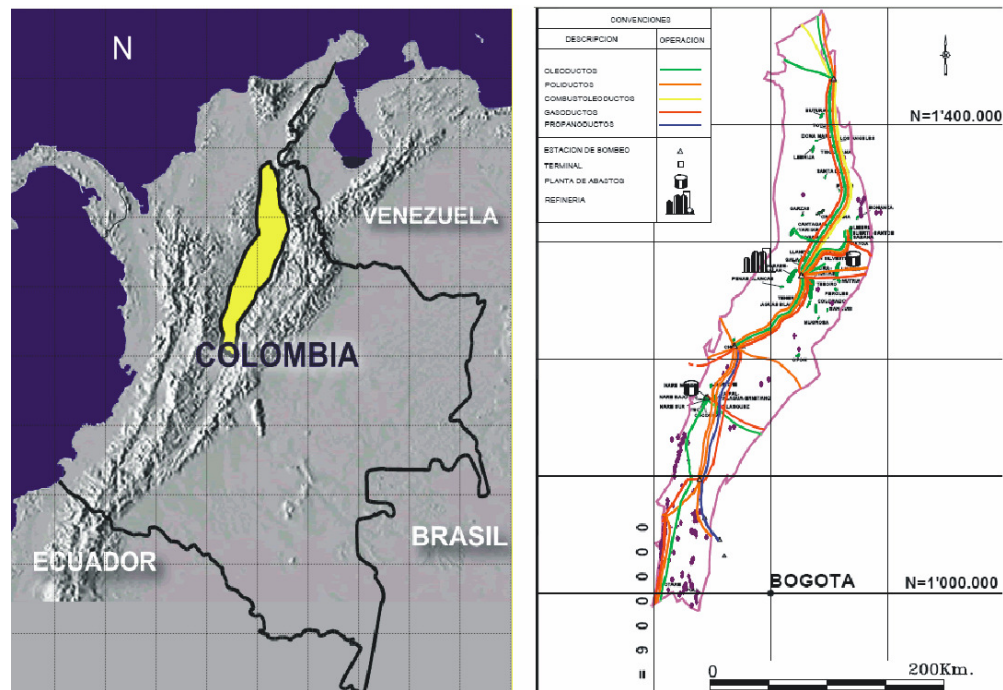
Para desarrollar una estructura sólida que permita implementar la metodología USGS en una cuenca colombiana es necesario realizar la recopilación e inventario de toda la información geológica y de ingeniería disponible para cada uno de los campos y zonas que conforman dicha cuenca.

En el presente estudio se plantea el mapa conceptual base con los procedimientos a seguir para la implementación de la metodología USGS en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, VMM. Para la recopilación de información de la cuenca se consultó el Banco de Información Petrolera a través de la base de datos EPIS y la información disponible en los archivos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

6.1. Generalidades de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.*

La cuenca del Valle Medio del Magdalena – VMM, está localizada a lo largo de la parte central de la rivera del Valle del Magdalena, entre las cordilleras central y oriental de los Andes Colombianos (Figura 39), cubriendo un área de 32.000 Km².

Figura 39. Localización de la cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente: EPIS

* Fuente: EPIS.

El proceso de exploración ha sido orientado principalmente hacia la identificación de trampas estructurales en el Terciario, trampas que todavía no han sido estudiadas adecuadamente. Los registros sedimentarios muestran una sucesión de depósitos continentales del Jurásico, cubierto por sedimentos del Cretáceo calcáreos y siliciclásticos de origen marino. La secuencia del terciario está constituido por rocas siliciclásticas depositadas principalmente bajo condiciones continentales.

La evolución tectónica del Valle Medio del Magdalena se ha caracterizado por eventos tectónicos generados a partir de esfuerzos de tensión entre bloques, que tuvieron lugar en Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. A comienzos del Cretáceo los esfuerzos de tensión entre bloques desencadenaron una regresión general hasta principios del Terciario, marcada por la depositación de la Formación Lisama en la misma época en que ocurre vulcanismo en la Cordillera Central.

6.1.1. Sistema de Hidrocarburos.

En la historia de la exploración de la cuenca, el principal descubrimiento ha sido el de cerca de 2000 Millones de barriles de aceite (2000MBIs), 25 Tera Pies Cúbicos de gas (25TPCS) y un total de 41 campos, incluyendo el primer campo gigante descubierto en la historia de la explotación de hidrocarburos de Colombia, La Cira Infantas.

El 97% del aceite probado en la cuenca proviene de areniscas continentales del Terciario (Paleoceno y mioceno). Conforme a la procedencia del aceite probado las investigaciones de geología en la cuenca se han orientado hacia el Terciario,

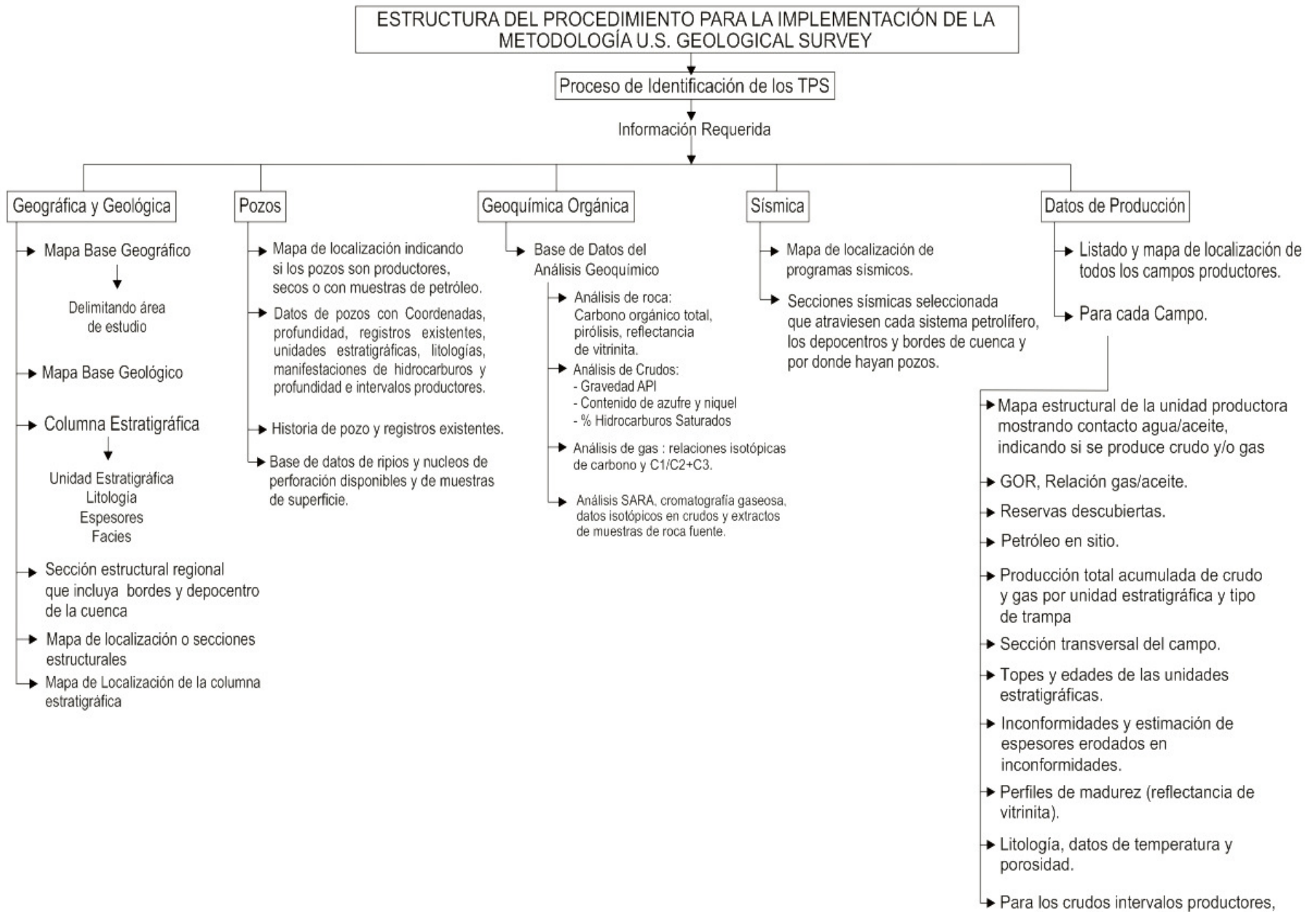
constituido por las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas, establecidas como las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos, con porosidades aproximadas entre 15 y 25 % y permeabilidades promedio entre 20 y 600 md. Los yacimientos levemente explorados son sistemas fracturados de calizas del cretáceo como la formación la Luna.

Las principales rocas fuente de la cuenca son las calizas y los shales y grupos calcáreos de la formación La Luna. Los sellos de los yacimientos de areniscas del terciario consisten en arenas continentales dúctiles principalmente de las formaciones Colorado y Esmeraldas. Los sellos en yacimientos de calizas del Cretáceo son shales marinos de las formaciones Simití y Umir.

6.2. Marco conceptual para la Implementación de la Metodología USGS en la Cuenca del VMM.

Para el planteamiento de los procedimientos necesarios a seguir en la implementación de la metodología USGS en una cuenca colombiana, es necesario obtener una serie de información a ser evaluada en cada etapa. El mapa conceptual generado para los procedimientos a seguir que se aplica a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se puede observar en la figura 40.

Figura 40. Estructura de los procedimientos para la Implementación de la Metodología U.S. Geological Survey



6.2.1. Procedimiento*.

Los procedimientos expuestos a continuación se aplican para acumulaciones convencionales, asumiendo como tal a la cuenca a evaluar.

- a. *Ubicación de la cuenca.* La cuenca del VMM pertenece a la región No 6, correspondiente a Sur América, según la división implementada por la U.S. Geological Survey.
- b. *Definición de la provincia geológica.* Según la clasificación establecida por la USGS, la cuenca del VMM está clasificada dentro de las 100 primeras provincias geológicas, calificada como provincia prioritaria, con 0,1 por ciento del volumen mundial conocido (excluyendo los volúmenes de las provincias exclusivas de los Estados Unidos).
- c. *Análisis y evaluación de los TPS.* La información requerida para esta etapa es la siguiente:

Información geológica y geográfica. Esta información abarca los siguientes datos:

- Mapa base geográfico con la delimitación del área de estudio.
- Mapa geológico.
- Columna estratigráfica que incluya todas las unidades estratigráficas hasta el basamento económico, con litología, espesores, facies, interpretación de ambientes sedimentarios y análisis bioestratigráficos suficientes para identificar las unidades estratigráficas (Figura 41).
- Mapa de localización de la columna o columnas estratigráficas.

* Magoon y Valin (1994, p. 332).

- Sección estructural regional que incluya los bordes y depocentro de la cuenca o provincia estudiada.
- Mapa de localización de la sección o secciones estructurales.

Figura 41. Columna estratigráfica Valle Medio del Magdalena.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
Terciario	CUATERN.	MESA		
	PLEISTOCENO			
		PLIOCENO	REAL	
	MIOCENO		COLORADO	
		OLIGOCENO	MUGROSA	
	EOCENO		ESMERALDAS	
			LA PAZ	
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
	PALEOCENO	LISAMA		
	Cretáceo	MAESTRICHIANO	UMIR	
CAMPANIANO				
SANTONIANO				
CONIACIANO				
TURONIANO		LA LUNA		
CENOMANIANO				
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO		TABLAZO		
BARREMIANO			PAJA	
			ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR			
JURASICO		GIRON		
PREMESOZOICO		BASAMENTO		

Fuente: EPIS

Información correspondiente a pozos.

- Mapa de localización indicando si son productores, secos o con muestras de petróleo.
- Base de datos de pozos con la siguiente información: coordenadas, profundidad, registros existentes, unidades estratigráficas, topes, litologías, manifestaciones de hidrocarburos, profundidad, e intervalos productores.
- Historia de pozo y registros existentes.

- Base de datos de ripios y núcleos de perforación disponibles y de muestras de superficie.

Información de geoquímica orgánica.

- Base de datos de análisis geoquímicos de muestras de roca, crudos y gas tanto de superficie (manaderos y muestras de roca de afloramiento y núcleos de perforación de pozo) como del subsuelo (campos productores y muestras no comerciales de petróleo en pozo). Dentro de esta información es necesario obtener:
 - Análisis de roca: Carbono orgánico total, pirólisis, reflectancia de vitrinita.
 - Análisis de crudos: gravedad API, contenido de azufre, vanadio y níquel, porcentaje de hidrocarburos saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos (SARA) y cromatografía gaseosa.
 - Análisis de gas: relaciones isotópicas de carbono y $C_1/C_2 + C_3$.
 - Análisis de propiedades volumétricas.
 - Análisis de fracciones de hidrocarburos Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos (SARA), cromatografía gaseosa, biomarcadores, datos isotópicos en crudos y extractos de muestras de roca fuente.

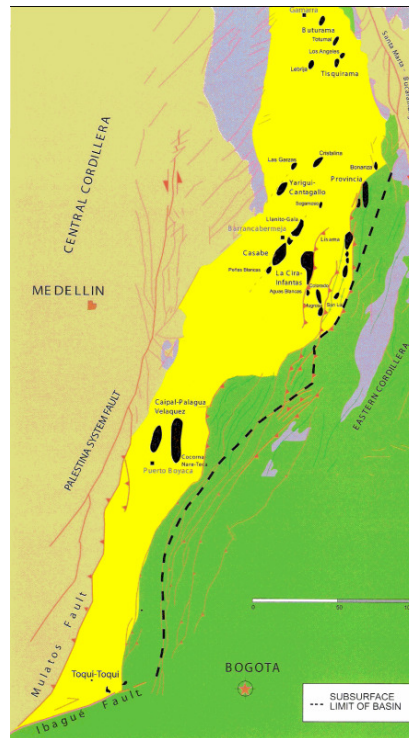
Datos de la sísmica disponible.

- Mapa de localización de programas sísmicos existentes y base de datos con datos generales y localización física de las secciones.
- Secciones sísmicas seleccionadas con las que puedan construirse secciones transversales regionales que atraviesen cada sistema petrolífero y los depocentros y bordes de cuenca, y donde hayan pozos.

Información para Campos productores.

- Listado y mapa de localización de todos los campos productores.

Figura 42. Localización de Campos productores de la cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente: ANH.

- Para cada campo productor se requiere la siguiente información:
 - Mapa estructural de la unidad productora mostrando contacto agua aceite, indicando si se produce crudo y/o gas.
 - Relación gas/aceite GOR.
 - Reservas descubiertas, petróleo en sitio y producción total acumulativa de crudo y de gas por unidad estratigráfica y tipo de trampa.
 - Sección transversal del campo.
 - Para un pozo representativo del campo se requieren registros eléctricos, topes y edades de las unidades estratigráficas,

inconformidades y estimación de espesores erodados en inconformidades o perfiles de madurez (reflectancia de vitrinita), litología, datos de temperatura y porosidad. Para los crudos se requieren intervalos productores, muestras existentes y datos geoquímicos.

Dentro del análisis de la cuenca se debe reconocer la información que incluye, la evolución tectónica (origen y modificaciones posteriores) y térmica de la cuenca, evolución sedimentaria, evolución estructural y de subsidencia. Con la información recopilada y seleccionada, se inicia el análisis detallado de la cuenca sedimentaria, para posteriormente identificar y analizar los TPS.

En la identificación de los Sistemas Totales de Petróleo (TPS), se requiere del análisis detallado de sus elementos (roca fuente, almacén, sello y de sobrecarga) y procesos esenciales (generación, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos).

Para realizar la identificación de cada TPS se requiere:

- Elaborar el mapa de los TPS para delimitarlos geográficamente y nombrarlos.
- Elaborar la tabla de los TPS indicando los campos de cada sistema.
- Elaborar la carta de historia de enterramiento de los campos productores y luego de cada TPS en el sitio donde la roca fuente haya alcanzado la máxima madurez, para estimar

tiempos de generación, migración y acumulación de HC y ventanas de aceite y gas.

- Elaborar la carta de eventos para cada campo y para cada TPS.
- Definir direcciones de migración, la extensión geográfica y definir el nivel de certeza de cada sistema petrolífero.
- Elaborar los cálculos de balance de masas: elaborar tablas y datos estadísticos de producción reservas en los campos productores y calcular masa, o volumen, de petróleo generado y eficiencia de generación-acumulación de cada sistema petrolífero.

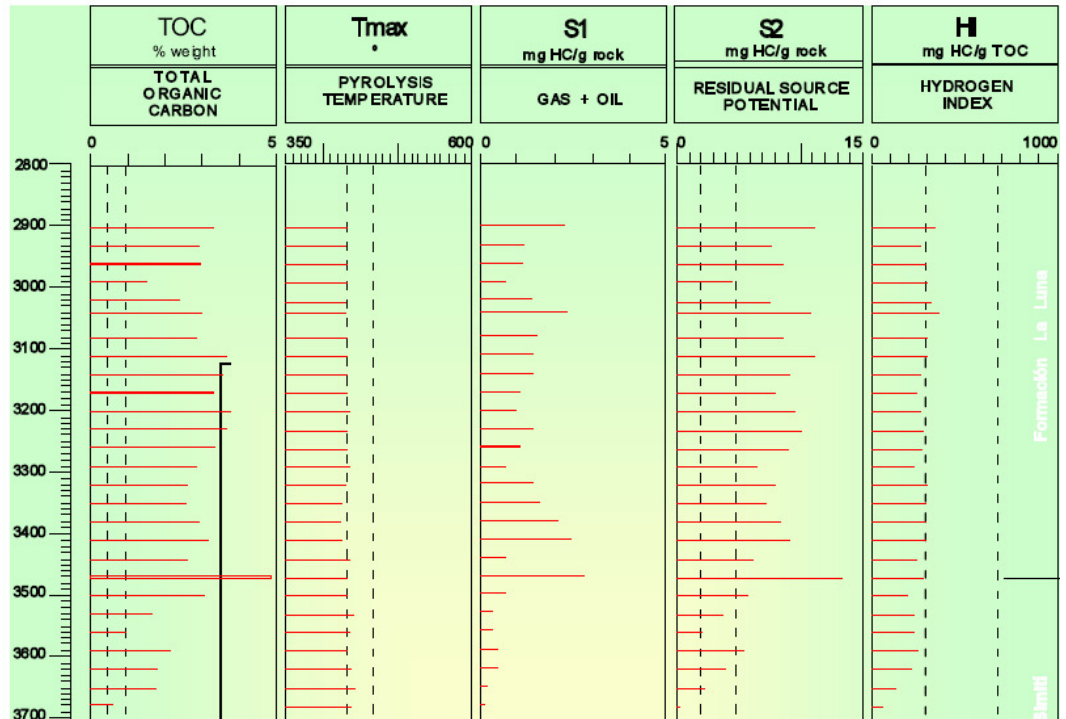
d. *Identificar las Unidades de Evaluación (AU).* Con base en la anterior caracterización, se establecen las unidades de evaluación (AU) dentro de los TPS, teniendo claro de antemano que una AU puede incluir varios campos. Cada AU, tendrá un sistema de evaluación diferente, ya que está basada en parámetros geológicos y geoquímicos propios de cada unidad.

e. *Definir el mínimo tamaño de acumulaciones descubiertas.* Para cada unidad de evaluación, se debe definir el tamaño mínimo de acumulación (Volumen mínimo que posee un campo en desarrollo y que se encuentra dentro de la unidad de evaluación) expresado en barriles de aceite, si es un campo de aceite o en barriles de aceite equivalente, si es un campo de gas. El tamaño mínimo de acumulaciones se estima de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Reflectancia a la vitrinita (R_o) o madurez termal para cada tipo de roca encontrada en las formaciones de interés que se están explorando.
- Tipo de fluido que más se produce en dicho campo, ya sea aceite o gas.
- Cantidad de pozos productores y a que profundidad están perforados.

- Ambiente de depositación y análisis de la geología estructural de las formaciones.

Figura 43. Prueba geoquímica.



Fuente: EPIS.

- Propiedades petrofísicas en cada zona, estimando un promedio por cada propiedad. Ejemplo: porosidad, permeabilidad, entre otros.

Posterior a la identificación del tamaño mínimo, y de acuerdo a los parámetros anteriores, se definen los campos no descubiertos que están dentro de la AU y que superan el mínimo tamaño de acumulación establecido.

- f. *Asignar los riesgos geológicos y de acceso.* El riesgo geológico se asigna a partir del análisis de la información obtenida para los TPS, y el riesgo de acceso se asigna teniendo en cuenta la disponibilidad para realizar las actividades necesarias de evaluación.

- g.** *Generar distribuciones de probabilidad para el tamaño, número y relación de coproductos en las acumulaciones.* Estas distribuciones se generan probabilísticamente. Las distribuciones de tamaño se generan a partir de la identificación de las acumulaciones existentes dentro de la AU que sean de un tamaño mayor que el mínimo establecido. A partir de esta distribución se obtienen los fractiles F_{100} , F_{50} y F_0 (mínimo, mediana y máximo respectivamente) para hacer el ingreso de datos en el formato de evaluación geológica denominado *Séptima Aproximación*. Estas estimaciones son influenciadas fuertemente por la tendencia de los tamaños de campo.
- h.** *Ingresar datos obtenidos de las distribuciones al modelo de evaluación geológica Séptima Aproximación.* La combinación de las anteriores distribuciones genera la información necesaria expresada en fractiles para ser registrada en el formato de la Séptima Aproximación.
- i.** *Aplicar simulación Monte Carlo (Emc2),* posterior a completar la información requerida en el modelo de evaluación geológica, se aplica la simulación Monte Carlo para obtener los resultados finales en la evaluación de los volúmenes potenciales que se pueden adherir a las reservas.

Los procedimientos básicos expuestos anteriormente, para efectos de la cuenca del VMM, se estructuran más detalladamente en el anexo 6.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La metodología implementada por las United States Geological Survey (USGS) enfoca la evaluación del potencial petrolífero desde un concepto netamente geológico, complementado con la aplicación de distribuciones probabilísticas de parámetros esenciales de evaluación como volúmenes de aceite y gas, número de acumulaciones con volúmenes de hidrocarburos mayores que un mínimo previamente establecido, entre otros, para generar resultados coherentes dentro de un rango de certidumbre apropiado.
- La metodología USGS establece dos procedimientos de evaluación diferentes a partir del tipo de acumulaciones identificadas en las áreas de estudio, clasificadas como convencionales o no convencionales. A la fecha, la aplicación de estos procedimientos a nivel mundial se ha realizado para acumulaciones convencionales, aunque el desarrollo de la evaluación para acumulaciones no convencionales esta en proceso de ejecución.
- Las áreas que se eligen para ser evaluadas por la metodología USGS son áreas en las cuales se conoce de hecho la existencia de acumulaciones de hidrocarburos suficientes como para tener el potencial geológico para hacer parte de nuevos descubrimientos. La evaluación se puede basar en áreas o campos análogos que ya han sido objeto de investigación previamente o en la geología que las caracteriza.
- La metodología USGS parte inicialmente de la recopilación de toda la información geológica disponible de una cuenca sedimentaria para establecer posteriormente zonas más puntuales de interés a ser evaluadas en detalle. Todos los esfuerzos de investigación se orientan hacia el área establecida previamente para identificar los Sistemas Totales de Petróleo (Total Petroleum

System, TPS) y las Unidades de Evaluación (Assessment Units, AU) que constituyen la base fundamental para la evaluación.

- Mediante el conocimiento geológico de los Sistemas Totales de Petróleo y las Unidades de evaluación, se generan las distribuciones probabilísticas que dan la proyección de los volúmenes recuperables que pueden ser adicionados a las reservas del área en un marco de tiempo de 30 años.
- La evaluación tiene en cuenta los coproductos que se pueden estimar a partir de relaciones como GOR, NGL/gas entre otras, los cuales pueden contribuir significativamente al incremento de los recursos totales de petróleo en el área evaluada.
- La implementación detallada de esta metodología implica un trabajo arduo y complejo durante varios años, que proporcione estimaciones reales de las reservas con una certidumbre apropiada, y que corresponda a las características geológicas, de desarrollo y de producción existentes.
- En Colombia las reservas probadas de crudo y gas se estiman en la actualidad en 1.453 millones de Bls y 3.994,9 Giga pies cúbicos respectivamente²⁶. Para realizar un estudio más detallado se requiere la aplicación de una metodología que permita corroborar estos datos con el menor grado de incertidumbre posible. En ese sentido, se recomienda la metodología USGS por su detallado enfoque geológico, que permitiría caracterizar realmente las cuencas sedimentarias del país.
- Teniendo en cuenta que la información geológica existente para una cuenca colombiana en particular no está disponible o su estudio en detalle no se ha

²⁶ Informe anual de ECOPETROL, 2005

realizado, se recomienda realizar una investigación minuciosa de su geología, que permita obtener los parámetros estipulados en los procedimientos de estimación.

- A partir de la información geológica recopilada se deben identificar los posibles TPS y Unidades de Evaluación existentes dentro de la misma, por un equipo de trabajo constituido por geólogos e ingenieros con amplia experiencia y conocimiento en el área objeto de investigación.
- Posterior a la identificación y recopilación de toda la información correspondiente a la geología, se deben generar las distribuciones de probabilidad necesarias para proyectar o estimar los volúmenes de petróleo recuperables adheribles a las reservas estimadas existentes. Para realizar estas estimaciones se debe adquirir las herramientas computacionales adecuadas, ya mencionadas a lo largo del presente libro.

BIBLIOGRAFIA

AMYX, James W., Petroleum Reservoir Engineering, McGraw Hill Book Company Inc., New York, Toronto, London, 1960.

PIRSON, Sylvain J., Elements of Oil Reservoir Engineering. Sección I, McGraw Hill Book Company Inc., New York, 1966.

CRAFT, B. C., Hawkings, M. F., Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, Englewood Cliffs, N. J., EEUU, 1968.

CRONQUIST, Chapman, Estimation and Classification of Reserves Of Crude Oil, Natural Gas And Condensate, SPE Books Committee 2001.

SPE OF AIME, Oil and Gas Property Evaluation and Reserve Estimates, SPE, Petroleum Transaction Reprint Series No. 3, 1970.

RIOS Carrillo, John Alexander; **RUEDA** Méndez Henry; **TORRES** Castro, Fabio Enrique; Determinación del potencial petrolífero del bloque Rafael – Lisama Norte; UIS, 1997.

R.M. JONKMAN, SPE, International Oil & Gas Services, and C.F.M. Bos, SPE, and J.N. Breunese, Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO, and D.T.K. Morgan, SPE, Uncertainty Management Ltd., and J.A. Spencer, SPE, Reserves Management Ltd., and E. Søndenå, SPE, Norwegian Petroleum Directorate; Best Practices and Methods in Hydrocarbon Resource Estimation, Production and Emissions Forecasting, Uncertainty Evaluation and Decision Making.

Y. CHENG, SPE, Y. Wang, SPE, D.A. Mc Vay, SPE and W.J. Lee, SPE, Texas A&M U.; Practical Application of a probabilistic approach to estimate reserves using production decline data. SPE, 2005.

ROBINSON, Petroleum Consulting Ltda., Canadian Energy Research Institute (CERI), A Petroleum Reserves Management System For Colombia,

GARB, Forrest A., Gerry L. Smith, Estimation of Oil and Gas Reserves, SPE.

BLASINGAME, T.A., Rushing J.A., A Production-Based Method For Direct Estimation Of Gas In-Place And Reserves, SPE, 98042.

PATRICELLI, J.A., McMichael, C.L, An Integrated Deterministic/Probabilistic Approach To Reserve Estimations, SPE, 28329.

HOLTZ, Mark H., Hamilton Douglas S., Reservoir Characterization Methodology To Identify Reserve Growth Potential, SPE 39867.

ORTUÑO Arzate Salvador, Energía a debate, Tecnología petrolera en México, Suficiencia o dependencia, Febrero 2005.

AHLBRANDT S. Thomas, The USGS World oil and gas assessment, #10006 año 2000.

SCHMOKER, James W. y Klett Timothy R. U.S. Geological Survey Assessment Model for Undiscovered Conventional Oil, Gas, and Ngl Resources—The Seventh Approximation. U.S. Geological Survey Bulletin 2165.

KLETT, Timothy R. y Ahlbrandt Thomas S. Data Sources and Compilation. U.S. Geological Survey Digital Data Series 60.

KLETT, T. R., Schmoker James W. y Ahlbrandt Thomas S. Assessment Hierarchy and Initial Province Rankin. U.S. Geological Survey Digital Data Series 60.

CHARPENTIER, Ronald R., Klett T.R. y Schmoker James W. Assessment Operational Procedures. U.S. Geological Survey Digital Data Series 60.

DYMAN, T.S. y Schmoker J.W. A Review of Previous USGS World Energy Assessments. U.S. Geological Survey Digital Data Series 60.

MAGOON, L.B. y Schmoker J.W. The Total Petroleum System—The Natural Fluid Network that Constrains the Assessment Unit. U.S. Geological Survey Digital Data Series 60.

SPE/WPC/AAPG, Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. A Supplement to the SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources Definitions.

SCHMOKER, James W. U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D.

KLETT, T.R. y Schmoker James W. U.S. Geological Survey Input-Data Form and Operational Procedure for the Assessment of Continuous Petroleum Accumulations, 2002. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D.

SCHMOKER, James W. y Klett T.R. U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Conventional Petroleum Accumulations. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D.

CHARPENTIER, Ronald R., Klett T.R. y Schmoker James W. U.S. Geological Survey Input-Data Form and Operational Procedure for the Assessment of Conventional Petroleum Accumulations. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D.

KLETT, T.R. y Charpentier Ronald R. A Monte Carlo Simulation Method for the Assessment of Undiscovered, Conventional Oil and Gas. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D.

CROVELLI, Robert A. Analytic Resource Assessment Method for Continuous Petroleum Accumulations—The ACCESS Assessment Method. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D.

COOK, Troy. Calculation of Estimated Ultimate Recovery (EUR) for Wells in Continuous-Type Oil and Gas Accumulations. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D.

CHARPENTIER, Ronald R. y Klett T.R. FORSPAN Model Users Guide. U.S. Geological Survey Open-File Report 03-354.

U.S. GEOLOGICAL SURVEY. USGS World Petroleum Assessment 2000. New estimates of undiscovered oil natural gas, and natural gas liquids, including reserve growth, outside the United States, June 2003.

ROBINSON, Glenn J. A Petroleum Reserves Management System for Colombia. Volumen 1. Robinson Petroleum Consulting LTD, 2001.

ROBINSON, Glenn J. A Petroleum Reserves Management System for Colombia. Volumen 2. Robinson Petroleum Consulting LTD, 2001.

ANEXOS

ANEXO 1

Figura 1. Formato de Evaluación geológica para acumulaciones no convencionales, FORSPAN.

FORSPAN - MODELO DE EVALUACION PARA ACUMULACIONES CONTINUAS - FORMATO BÁSICO DE DATOS DE ENTRADA (NOGA, Versión 9, 2-10-03)

IDENTIFICACIÓN DE INFORMACIÓN

Geólogo Evaluador: _____ Fecha: _____
Región: _____ Número: _____
Provincia: _____ Número: _____
Sistema Total de Petróleo: _____ Número: _____
Unidad de Evaluación: _____ Número: _____
Base de Datos: _____
Notas del Evaluador: _____

CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE EVALUACIÓN

Tipo de Unidad de Evaluación: Aceite (<20,000 cfg/bo) o Gas (≥20,000 cfg/bo)

Mínimo Recobro Ultimo Estimado por celda _____ (mmbo para AU de aceite; bcfg para AU de gas)

Número de celdas probadas: _____

Numero de celdas probadas con recobro total por celda ≥ mínimo: _____

Establecidas (>24 celdas>mín.): _____ Frontera (1 a 24 celdas): _____ Hipotéticas (ninguna celda) _____

Recobro total promedio por celda (para celdas ≥ mín.): (mmbo para AU de aceite; bcfg para AU de gas)

1er – 3er descubrimiento _____ 2do 3er _____ 3er 3er _____

Probabilidades de la AU:

Atributo

Probabilidad de ocurrencia (0-1.0)

1. **CARGA:** Adecuada carga de petróleo para una celda no probada con recobro total ≥ mínimo..... _____
2. **ROCA:** Adecuada roca reservorio, trampa y sello para una celda no probada con recobro total ≥ mínimo... _____
3. **TIEMPO:** Favorable tiempo geológico para una celda no probada recobro total ≥ mínimo..... _____

Probabilidad GEOLÓGICA de la AU (Productos de 1, 2, y 3):

4. **ACCESO:** Adecuada localización para actividades relacionadas con el petróleo para una celda no probada con EUR > mínimo..... _____

NO. DE CELDAS NO PROBADAS CON POTENCIAL PARA ADICIONAR A LAS RESERVAS

1. Área total de la AU (acres): (incertidumbre de un valor fijo)

mínimo _____ mediana _____ máximo _____

2. Área por celda de celdas no probadas que tienen el potencial para adicionar a las reservas (acres): (valores variables)

media calculada _____ mínimo _____ mediana _____ máximo _____

3. Porcentaje del área total de las AU no probadas (%): (incertidumbre de un valor fijo)

mínimo _____ mediana _____ máximo _____

4. Porcentaje del área no probada de la AU que tiene potencial para adicionar a las reservas en los prox. 30 años.(%):
(Un criterio necesario es que el EUR total por celda ≥ mínimo; incertidumbre de un valor fijo)

mínimo _____ mediana _____ máximo _____

RECOBRO TOTAL POR CELDA

Recobro total por celda para celdas no probadas que tienen el potencial para adicionar a las reservas en los próximos 30 años (valores variables; mmbo para AU de aceite; bcfg para AU de gas)

mínimo _____ mediana _____ máximo _____

RELACIÓN PROMEDIO DE COPRODUCTOS PARA CELDAS NO PROBADAS

(incertidumbre de un valor fijo, pero desconocido)

<u>Unidad de evaluación de aceite:</u>	mínimo	mediana	máximo
Relación Gas/aceite (cfg/bo)	_____	_____	_____
Relación NGL/gas (bnl/mmcf)	_____	_____	_____
 <u>Unidad de evaluación de gas:</u>			
Relación Líquido/gas (bliq/mmcf)	_____	_____	_____

SELECCIÓN DE DATOS AUXILIARES PARA CELDAS NO PROBADAS

(valores inherentemente variables)

<u>Unidad de evaluación de aceite:</u>	mínimo	mediana	máximo
Gravedad API del aceite (grados)	_____	_____	_____
Contenido de sulfuro del aceite (%)	_____	_____	_____
Profundidad de perforación (m)	_____	_____	_____
Profundidad de agua (m) (si es aplicable)	_____	_____	_____
 <u>Unidad de evaluación de gas:</u>			
Contenido de gas inerte (%)	_____	_____	_____
Contenido de CO ₂ (%)	_____	_____	_____
Contenido de sulfuro de hidrógeno (%)	_____	_____	_____
Profundidad de perforación (m)	_____	_____	_____
Profundidad de agua (m) (si es aplicable)	_____	_____	_____

ASIGNACIONES DE POTENCIALES RESERVAS ADICIONALES A LAS ENTIDADES

Asignaciones en superficie (incertidumbre de un valor fijo)

1. Colorado (ejemplo) _____ representa 10 por ciento del área de la AU

<u>Aceite en la AU de aceite:</u>	mínimo	mediana	máximo
Porcentaje de volumen de la entidad	_____	_____	_____
Porción de volumen en porcentaje que esta costa afuera (0 - 100 %)	_____	_____	_____

<u>Gas en la AU de gas:</u>	mínimo	mediana	máximo
Porcentaje de volumen de la entidad	_____	_____	_____
Porción de volumen en porcentaje que esta costa afuera (0 - 100 %)	_____	_____	_____

Si es necesario se repite esta secuencia para todas las entidades.

Fuente: Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah. Por USGS Southwestern Wyoming Province Assessment Team.

ANEXO 2

Distribución Triangular*

Las distribuciones triangulares se utilizan en el modelo de FORSPAN para mostrar la incertidumbre sobre los valores geológicos en el formato de entrada. La distribución triangular es de uso general en estudios probabilísticos. Tiene las ventajas de ser simple para visualizar y fácil para describir con solo tres parámetros, mínimo, máximo, y un valor central (figura. 2).

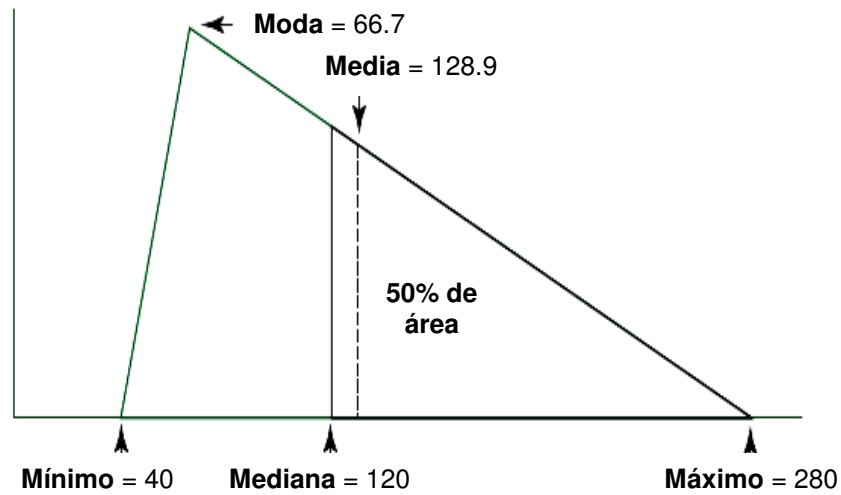
Hay tres valores centrales que deben ser distinguidos: la moda, la mediana, y el medio. La moda es el valor para el pico de la distribución; es el valor “más probable”. La mediana es el valor para el cual hay un 50 % de oportunidad de que haya un valor más pequeño que ese valor ó un 50 % de oportunidad de que haya un valor más grande que ese valor. El medio es el valor medio sobre la distribución entera.

Para una distribución triangular simétrica, estos tres valores centrales son todos idénticos. Para una distribución triangular asimétrica, estos tres valores centrales son todos diferentes. Dado el mínimo, el máximo, y alguno de los valores centrales, los otros valores centrales pueden ser calculados. La relación entre los valores incorporados en el formato de entrada de datos (mínimo, moda, y máximo) y la media esta dada por:

$$(\text{mínimo} + \text{moda} + \text{máximo}) / 3 = \text{media}$$

* Fuente: FORSPAN Model Users Guide. Por T.R. Klett y Ronald R. Charpentier.

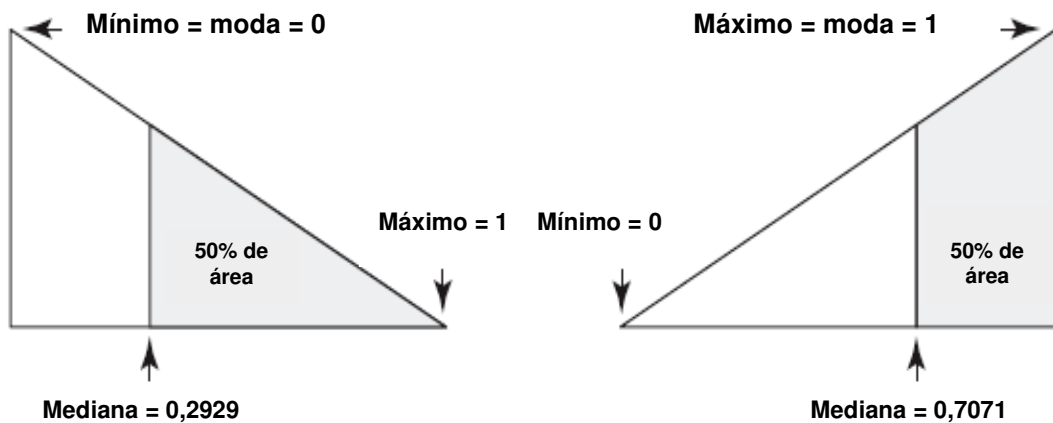
Figura 1. Componentes de una distribución triangular.



Fuente: FORSPAN Model Users Guide, por T.R. Klett y Ronald R. Charpentier

Las distribuciones triangulares solo pueden acomodar limitadas inclinaciones. Si la moda de la distribución se pone en cualquier valor el mínimo ó máximo, la mediana será 0.2929 veces el máximo menos el mínimo hacia el otro extremo. Así la mediana es obligada a situarse dentro de más o menos el 40 por ciento central del rango del valor (figura. 1).

Figura 1. Componentes de dos distribuciones triangulares inclinadas.



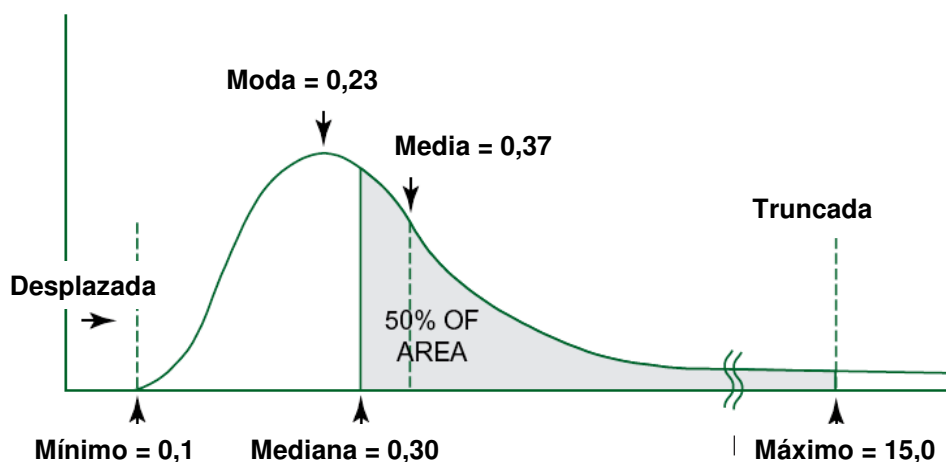
Fuente: FORSPAN Model Users Guide, por T.R. Klett y Ronald R. Charpentier

ANEXO 3

Distribuciones de Log Normal*

Son usadas en FORSPAN para modelar las distribuciones de los valores de EUR. Los EUR, como tamaños de campo convencionales, tienen una distribución muy inclinada con algunos valores muy altos y muchos valores bajos. Las distribuciones triangulares no pueden representar estos valores altos de inclinación. Las distribuciones se describen otra vez usando tres valores: un mínimo, un máximo, y un valor central (moda, mediana, o media) (figura. 1).

Figura 1. Componentes de una distribución Log-Normal.



Fuente: FORSPAN Model Users Guide, por T.R. Klett y Ronald R. Charpentier

Las distribuciones Log-normal regulares tienen un valor mínimo de 0 y ningún valor máximo. Para una distribución más realista se utiliza, el Log-normal truncada desplazada. La distribución es cambiada a la derecha de modo que el mínimo de la distribución esté en el valor requerido más bien que en 0. El truncamiento ocurre en la cola derecha para eliminar la posibilidad de un alto EUR no razonable. El fractil de 0.1 por ciento es el punto de truncamiento. Este pequeño porcentaje mantiene los fractiles recalculados cerca de la entrada original.

* Fuente: FORSPAN Model Users Guide. Por T.R. Klett y Ronald R. Charpentier.

ANEXO 4

Figura 1. Formato de Evaluación geológica para acumulaciones no convencionales, FORSPAN.

SÉPTIMA APROXIMACIÓN - FORMATO BÁSICO DE DATOS DE ENTRADA PARA LA EVALUACIÓN DE ACUMULACIONES CONVENCIONALES

IDENTIFICACIÓN DE INFORMACIÓN

Geólogo Evaluador: _____ Fecha: _____
Región: _____ Número: _____
Provincia: _____ Número: _____
Sistema Total de Petróleo: _____ Número: _____
Unidad de Evaluación: _____ Número: _____
Notas del Evaluador: _____

CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE EVALUACIÓN

Mínimo tamaño de acumulación: _____ mmmboe(6000 cfg = 1boe)

Aceite (<20,000 cfg/bo, completo) o Gas (>20,000 cfg/bo, completo): _____

No de acumulaciones descubiertas que exceden el mín. tamaño: Aceite _____ Gas _____

Establecidas (>24 celdas>mín.): _____ Frontera (1 a 24 celdas): _____ Hipotéticas (ninguna celda) _____

Tamaño promedio de acumulaciones de aceite descubiertos (mmmboe):
1er - 3er descubrimiento _____ 2do - 3er _____ 3er - 3er _____

Tamaño promedio de acumulaciones de gas descubiertos (Tcfg):
1er - 3er descubrimiento _____ 2do - 3er _____ 3er - 3er _____

Probabilidades de la AU:

<u>Atributos</u>	<u>Probabilidad de ocurrencia (0-1.0)</u>
1. CARGA: Adecuada carga de petróleo para un campo no descubierto \geq tamaño mínimo.....	_____
2. ROCA: Adecuada roca reservorio, trampa y sello para un campo no descubiertos \geq tamaño mínimo....	_____
3. TIEMPO: Favorable tiempo geológico para un campo no descubierto \geq tamaño mínimo.....	_____

Probabilidad GEOLÓGICA de la AU (Productos de 1, 2 y 3):

4. **ACCESO:** Adecuada localización para actividades relacionadas con el petróleo..... _____

ACUMULACIONES NO DESCUBIERTAS

Número de acumulaciones no descubiertas:

¿Cuántas acumulaciones no descubiertas existen que son \geq tamaño mínimo?
(incertidumbre de estimación de un valor fijo pero desconocido)

Campos de aceite:	Mín.No. (>0) _____	Mediana. No. _____	Máx. No. _____
Campos de gas:	Mín.No. >0) _____	Mediana. No. _____	Máx. No. _____

Tamaños de acumulaciones no descubiertas:

¿Cuáles son los tamaños de las acumulaciones mencionadas arriba?
(inherente variabilidad natural en los tamaños de acumulaciones no descubiertas)

Aceite en campos de aceite:	Mín. tamaño _____	Mediana. tamaño _____	Máx. tamaño _____
Gas en campos de gas:	Mín. tamaño _____	Mediana. tamaño _____	Máx. tamaño _____

RELACIÓN PROMEDIO DE COPRODUCTOS PARA ACUMULACIONES NO DESCUBIERTAS

(incertidumbre de estimación de un valor fijo pero desconocido)

<u>Acumulaciones de aceite:</u>	mínimo	mediana	máximo
Relación Gas/aceite (cfg/bo)	_____	_____	_____
Relación NGL/gas (bnl/mmcfg)	_____	_____	_____
<u>Acumulaciones de gas:</u>			
Relación Líquido/gas (bliq/mmcfg)	_____	_____	_____
o			
Relación NGL/gas (bnl/mmcfg)	_____	_____	_____
Relación aceite/gas (bo/mmcfg)	_____	_____	_____

SELECCIÓN DE DATOS AUXILIARES PARA ACUMULACIONES NO DESCUBIERTAS

(inherente variabilidad natural en los tamaños de acumulaciones no descubiertas)

<u>Acumulaciones de aceite:</u>	mínimo	mediana	máximo
Gravedad API del aceite (grados)	_____	_____	_____
Contenido de sulfuro del aceite (%)	_____	_____	_____
Profundidad de perforación (m)	_____	_____	_____
Profundidad de agua (m)	_____	_____	_____
(si es aplicable)			
<u>Acumulaciones de gas:</u>			
Contenido de gas inerte (%)	_____	_____	_____
Contenido de CO ₂ (%)	_____	_____	_____
Contenido de sulfuro de hidrogeno (%)	_____	_____	_____
Profundidad de perforación (m)	_____	_____	_____
Profundidad de agua (m)	_____	_____	_____
(si es aplicable)			

ASIGNACIONES DE RECURSOS NO DESCUBIERTOS A LAS ENTIDADES TERRITORIALES

(incertidumbre de estimación de un valor fijo pero desconocido)

1. _____ representa _____ por ciento del área de la AU

<u>Aceite en campos de aceite:</u>	mínimo	mediana	máximo
Porcentaje de volumen de la entidad	_____	_____	_____
Porción de volumen en porcentaje que esta costa afuera (0 - 100 %)	_____	_____	_____
<u>Gas en campos de gas:</u>			
Porcentaje de volumen de la entidad	_____	_____	_____
Porción de volumen en porcentaje que esta costa afuera (0 - 100 %)	_____	_____	_____

Si es necesario se repite esta secuencia para todas las entidades.

Fuente: Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah. Por USGS Southwestern Wyoming Province Assessment Team.

ANEXO 5

CONSIDERACIONES ESTADÍSTICAS

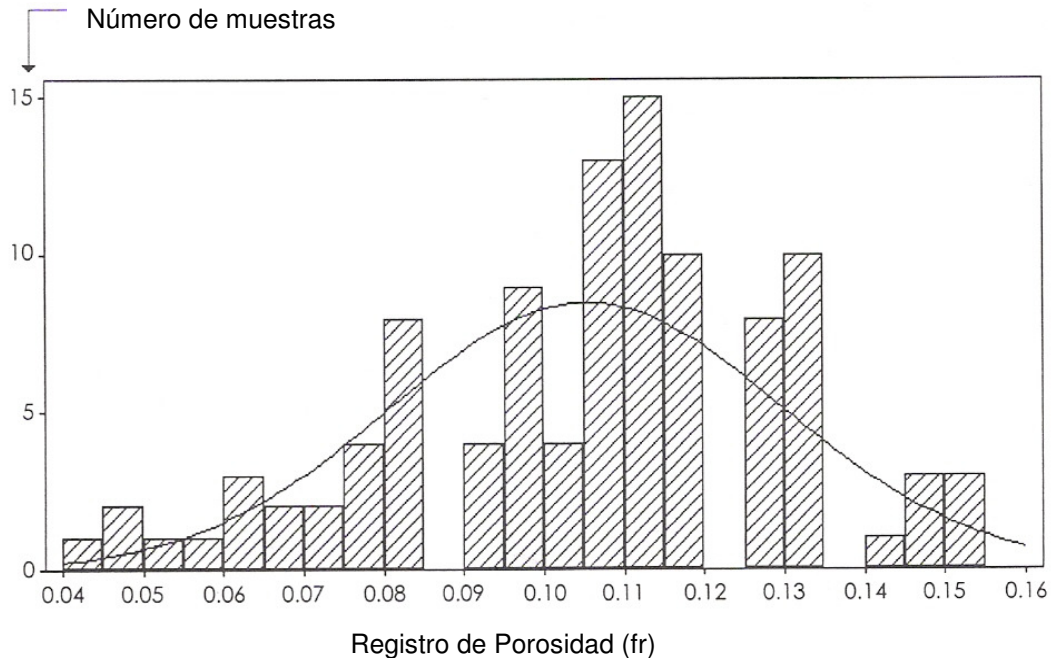
En comparaciones hechas entre los procedimientos probabilísticos y determinísticos se involucran términos estadísticos básicos. Por ejemplo, los datos de registros y/o corazonas de un yacimiento pueden ser considerados como simples sistemas de características iguales en el yacimiento en donde “la población²⁷” puede ser estimada.

Distribuciones de Frecuencia teóricas.

Las distribuciones de frecuencia teóricas facilitan el cálculo y la comparación en sistemas de datos aproximados. Estas son llamadas funciones de densidad probabilística o “pdf”. Desde el punto de vista estadístico, un sistema de datos específico, por ejemplo, la medida de las porosidades en un pozo o una zona, puede ser descrita por gráficos como histogramas, como se muestra en la figura 1, donde se muestra la cantidad de valores que tiene en subconjunto llamados clases o divisiones que describe un sistema completo de muestras.

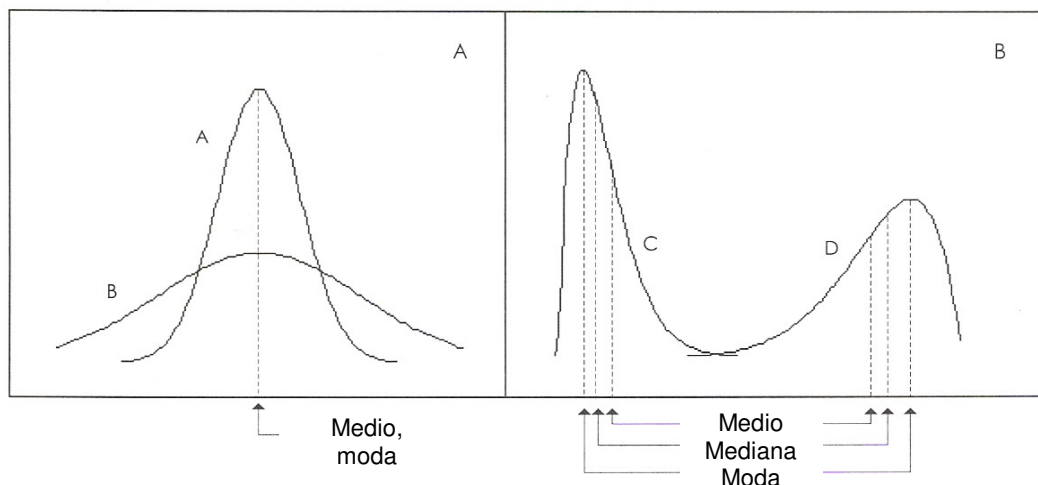
²⁷ Característica o propiedad de interés que quiere ser evaluada por medio de probabilística.

Figura 1. Histograma, ilustrando la distribución estadística de un sistema de datos.



Fuente: CRONQUIST, Chapman, Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate, SPE Books Committee 2001.

Figura 2. Gráfico A. Distribuciones simétricas, A y B, ilustrando diferentes desviaciones estándar. Gráfico B. Distribuciones asimétricas, C y D, ilustrando el grado de oblicuidad positivo y negativo, el medio, la moda y la mediana



Fuente: CRONQUIST, Chapman, Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate, SPE Books Committee 2001.

Los diferentes tipos de pdf teóricos ilustrados en la figura 2, pueden ser usados para aproximaciones específicas de porosidad, permeabilidad, saturación de agua irreducible, entre otros. Cada distribución puede ser simétrica o asimétrica.

Los pdf tienen varios atributos que son relevantes en cálculos probabilísticas:

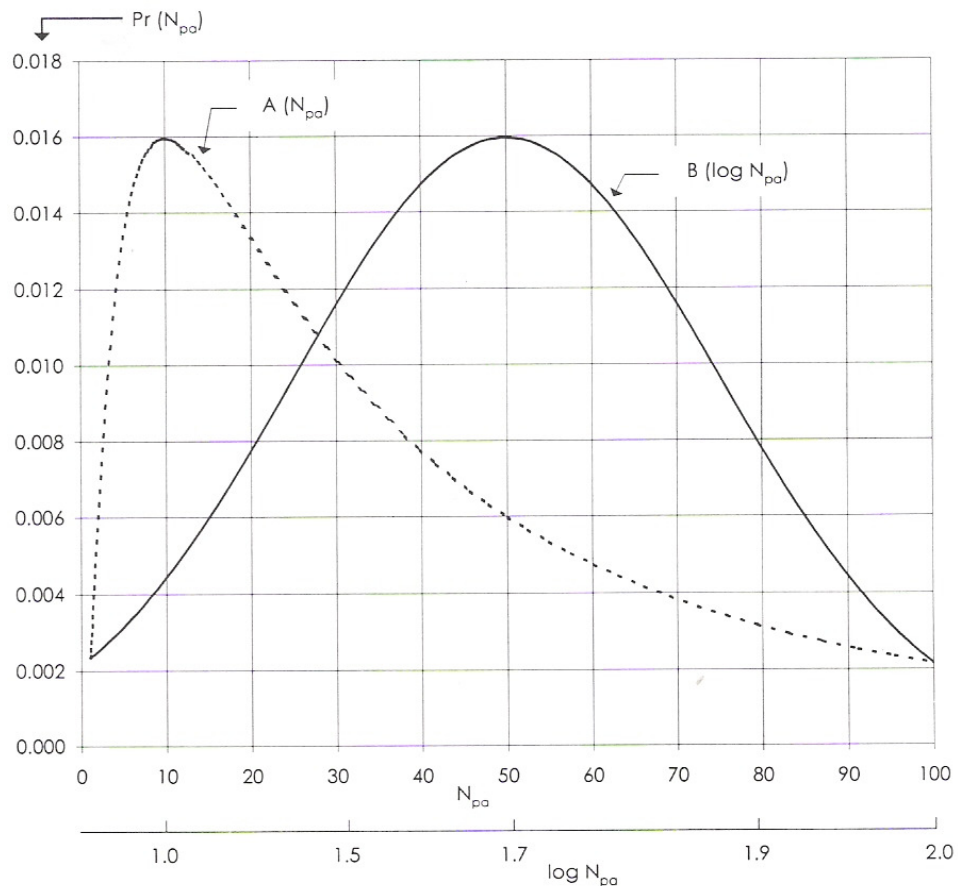
- Promedio aritmético, medio o valor especulado.
- El valor más común o moda.
- La mediana o percentil 50.
- El grado de variación o desviación estándar.
- La naturaleza de los valores de distribución sobre la moda o tipo y grado de concavidad.

En la gráfica anterior, las curvas A y B de la gráfica A muestran distribuciones donde los valores son simétricos por encima del medio. La curva B muestra el mismo tipo de simetría como en la curva A, pero la variación por encima del medio o desviación estándar son más grande que en la curva A. Las curvas A y B son distribuciones "Normal" o Gaussiana. El medio o valor especulado de un sistema de datos es el promedio aritmético de todos los valores del sistema. La moda es el valor con probabilidad más alta que puede existir. La mediana es el valor correspondiente al percentil 50, es decir, el 50 % de las muestras tienen valores más pequeños y el otro 50% más grande. La desviación estándar es la medida del grado de desviación que existe dentro del sistema de muestras. El medio, la moda y la mediana de una distribución simétrica específica son lo mismo.

Las curvas C y D, en la gráfica D ilustran distribuciones asimétricas. El medio, la moda y la mediana son identificados en ambas curvas. La oblicuidad o la posición oblicua es la medida de la variación. Las curvas que tengan la moda más pequeña que el medio se dice que tienen oblicuidad positiva, mientras aquellas que tengan la moda más grande que el medio tendrán oblicuidad negativa. El grado de

oblicuidad de la curva C es positivo, mientras que el de la curva D es negativo. Estas curvas son distribuciones beta, las cuales pueden ser usadas como aproximaciones de los pdf de sistema de datos que son oblicuos.

Figura 3. Distribuciones de Frecuencias de N_{pa} y $\log(N_{pa})$.



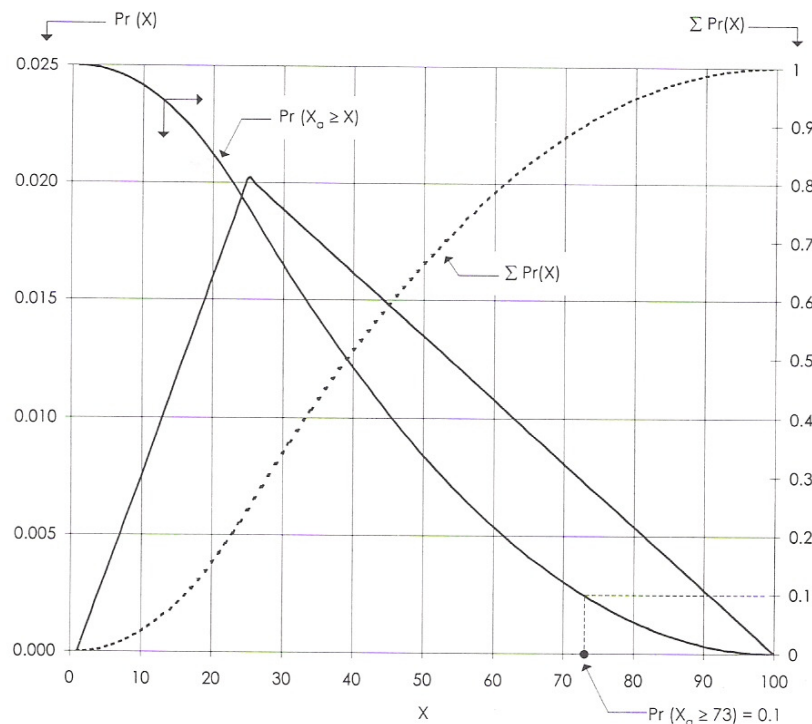
Fuente: CRONQUIST, Chapman, Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate, SPE Books Committee 2001.

Las curvas en la figura anterior son unimodales. La presencia de más de un máximo en un sistema de datos puede ser indicativo de más de una población. Las distribuciones de reservas iniciales, N_{pa} , para un sistema de pozos en una tendencia geológica determinada generalmente puede ser aproximada por un pdf log normal. Cada distribución muestra el grado de oblicuidad positivo como se muestra en la siguiente figura en la curva A, la cual es el pdf de N_{pa} .

Si el pdf de los logaritmos de los valores (log Npa) puede ser aproximado por una pdf Gausiano, como la curva B, el pdf de la curva A se llama log normal.

El pdf Cumulativo, también llamado función densidad acumulada o cdf es determinado por la suma de probabilidades acumulativas vs el eje x. En la figura 4 muestra un pdf triangular, frecuentemente usado para aproximar distribuciones oblicuas y el correspondiente cdf (frecuentemente expresado de forma decimal) es numéricamente es equivalente al percentil. El complemento de un pdf (la curva llamada “Pr (Xa>X)”) es llamada curva esperada. Una curva esperada EC, indica la probabilidad de que el valor actual, Xa, sea igual o exceda el valor estimado, X. Por ejemplo en la figura 4, es el 10% de probabilidad que el valor actual de X sea igual o exceda 73. Las curvas EC clasifican las reservas que han sido calculadas usando procedimientos probabilísticos.

Figura 4. Distribución de frecuencia triangular ilustrando frecuencia cumulativa y esperada



Fuente: CRONQUIST, Chapman, Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate, SPE Books Committee 2001.

ANEXO 6.

ANEXO 6.

