

# NUEVOS APORTES A LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Por

Carlos Alberto Vargas Jiménez<sup>1</sup>

## Resumen

**Vargas Jiménez, C. A.:** Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Rev. Acad. Colomb. Cienc. **33**(126): 17-43, 2009. ISSN 0370-3908.

Una evaluación sistemática sobre los diferentes estudios previos para estimar el potencial geológico asociado a los hidrocarburos convencionales en las cuencas sedimentarias de Colombia permite identificar un amplio espectro de resultados.

En este trabajo se presenta una síntesis de los rasgos sobresalientes de las cuencas sedimentarias, así como su potencial derivado de aproximaciones probabilísticas. Los resultados de OOIP para los percentiles  $P_{10} - P_{90}$  son del orden de 1.368.621,4 – 569.024,4 MBPE con un valor promedio de 930.758,8 MBPE. Bajo escenarios conservadores estos rangos con riesgo geológico máximo del 30% y factor de recobro máximo de 20% podrían sugerir un recurso prospectivo recuperable en el rango de 82.117,3 y 34.141,5 MBPE.

**Palabras clave:** OOIP, Potencial de hidrocarburos, método de Monte Carlo, cuencas sedimentarias de Colombia.

## Abstract

A systematic evaluation of studies carried out by several precedent authors to estimate the geological potential related to conventional hydrocarbons in the sedimentary basins of Colombia identifies a broad spectrum of results.

This paper also presents a summary of some relevant characteristics of the sedimentary basins and their potential derived from probabilistic approaches. The results of OOIP for the percentiles  $P_{10} - P_{90}$  are between 1.368.621,4 – 569.024,4 MBOE with a mean value of 930.758,8 MBOE. Using conservative scenarios and assuming a geological risk about 30% and a recovery factor of 20% the prospective recoverable resource could be in the range of 82,117.3 and 34,141.5 MBOE.

**Key words:** OOIP, hydrocarbons Potential, Statistical Method of Monte Carlo, Sedimentary basins of Colombia.

<sup>1</sup> Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. [cavargasj@unal.edu.co](mailto:cavargasj@unal.edu.co)

## Introducción

La producción de hidrocarburos en Colombia comenzó en 1921 con la firma de las concesiones Barco y De Mares, que incluyeron las regiones del Catatumbo en límites con Venezuela, y las del Opón-Carare, en el Magdalena Medio. Tras la reversión de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951 se dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol, que había sido creada en 1948. Por más de tres décadas esta empresa dedicó esfuerzos para sistematizar la exploración e incorporar nuevo conocimiento para la definición de las cuencas sedimentarias en la esquina NW de América del Sur.

**Ecopetrol** (1980), en el marco del Estudio Nacional de Energía, publica un informe sobre Cuencas Sedimentarias Colombianas, que incluye mapas, columnas estratigráficas y generalidades del sistema petrolífero de trece (13) cuencas. **Govea y Aguilar** (1985) presentan nuevas definiciones y descripciones de las trece (13) cuencas sedimentarias antedichas, asumen que el origen de estas cuencas está relacionado con la orogenia andina y las tipifican dentro de la clasificación de **Kingston et al.** (1983). Tres grupos fueron reconocidos: 1) Cuencas continentales: Llanos Orientales, Putumayo, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Catatumbo, Cesar – Ranchería, Sabana de Bogotá, Amazonas y Los Cayos; 2) Cuencas de borde continental: Valle Inferior del Magdalena y Guajira; 3) Cuencas oceánicas: Chocó – Pacífico y Cauca – Patía.

Posteriormente, **Ecopetrol** (2000) elabora un mapa con una división en 18 cuencas sedimentarias, el cual fue modificado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en su mapa de tierras del año 2007 (**Barrero et al.**, 2007). La ANH divide el país en 21 cuencas sedimentarias (Figura 1): 1) Amagá; 2) Caguán-Putumayo; 3) Catatumbo; 4) Cauca-Patía; 5) Cesar-Ranchería; 6) Chocó; 7) Chocó Marino (*offshore*); 8) Colombia; 9) Colombia Pacífico; 10) Cordillera Oriental; 11) Guajira; 12) Guajira Marino (*offshore*); 13) Los Cayos; 14) Llanos Orientales; 15) Sinú-San Jacinto; 16) Sinú Marino (*offshore*); 17) Tumaco; 18) Tumaco Marino (*offshore*); 19) Urabá; 20) Valle Inferior del Magdalena; 21) Valle Medio del Magdalena; 22) Valle Superior del Magdalena; 23) Vaupés-Amazonas.

Según la nueva versión de cuencas sedimentarias (**Barrero et al.**, 2007), las áreas potencialmente petrolíferas cubren 1.644.179 km<sup>2</sup>, de las cuales el 50.42% corresponde a las cuencas marinas. A nivel de densidad de Geoinformación **Vargas et al.**, (2007) indican que en Colombia no se tiene una cobertura óptima de información, por lo que la incertidumbre con respecto a la estimación de potencial petrolífero es alta. En consecuencia,

los trabajos adelantados para la estimación del recurso hidrocarburífero de Colombia reflejan un amplio espectro de cifras.

En este trabajo se presenta una síntesis de las características de las cuencas planteadas por la ANH en el 2007 y se describe su potencial hidrocarburífero en términos probabilísticos basados en información de cada cuenca, o de cuencas análogas.

## Antecedentes

La diversidad de metodologías y la naturaleza de los datos empleados en la estimación de las reservas y recursos hidrocarburíferos en Colombia han generado una amplia gama de cifras. La evolución histórica de la exploración en Colombia y las expectativas sobre el potencial en picos de demanda mundial probablemente coadyuvaron en dichas cifras. Se presenta a continuación un resumen general sobre los estudios más relevantes realizados en las últimas dos décadas, con el ánimo de establecer órdenes de magnitud y variabilidad de los resultados.

**Govea y Aguilar** (1985) hacen una descripción de trece (13) cuencas sedimentarias y a partir de una actualización de los estudios de **Bendeck** (1985) e **Ivanhoe** (1982), presentan un estimativo de reservas descubiertas (3.678 MBPE) y por descubrir (1.883 MBPE).

**Ortiz** (1997) da a conocer un cálculo del potencial de hidrocarburos basado en datos de producción y distribución de campos (Tabla 1). El autor obtiene estos resultados a partir de un modelo de geometría fractal aplicado a varias de las cuencas sedimentarias, haciendo un ajuste parabólico de los datos. Se nota, como en otros trabajos previos a la publicación del trabajo de la **SPE/WPC/AAPG** (2001), que el concepto de “reservas” allí planteado se refiere a volúmenes para cada caso; el de “potencial” correspondería al recurso total (total petroleum initially in place); hallazgo se refiere a “reservas probadas” más volúmenes contingentes y “por descubrir” estaría relacionado con otras reservas (probables + posibles), recursos contingentes, recursos prospectivos y recursos no recuperables. De este modo, el cálculo de reservas probadas para 1997, según **Ortiz** (1997), es de 10.940 MBPE. Si al potencial total se calcula una recuperación del 23%, se obtendría una reserva total de 15.800 MBPE.

**Mora** (2000) adelanta un estudio del potencial de los sistemas petrolíferos en las cuencas del Putumayo, Valle Superior del Magdalena, Catatumbo y Llanos Orientales; concluyendo que en las cinco cuencas existen unas reservas aproximadas de 18.376 MBPE. Se plantea la posibilidad de encontrar campos gigantes en las cuencas

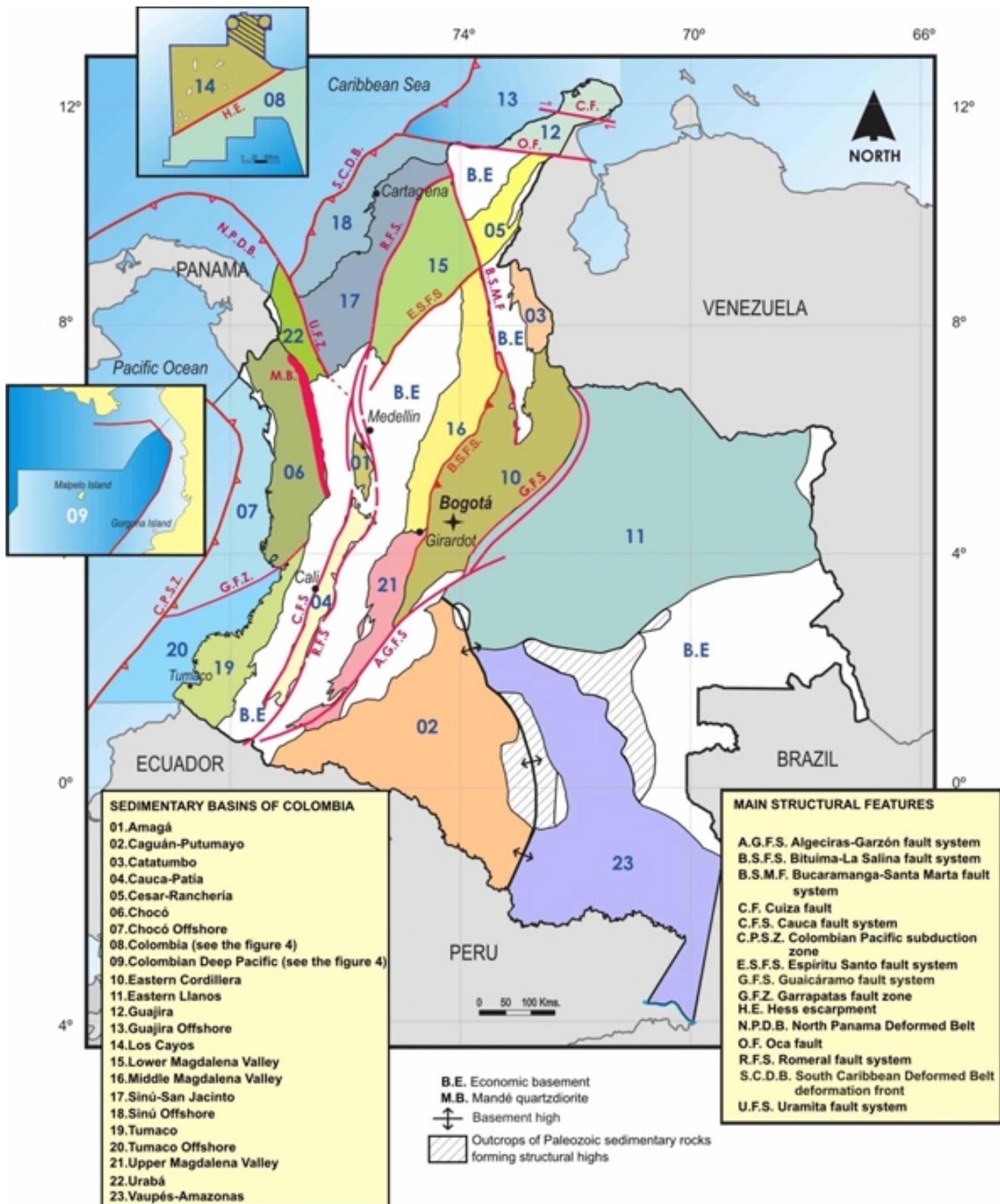


Figura 1. Nomenclatura y límites actuales de las cuencas sedimentarias de Colombia (Barrero et al., 2007).

**Tabla 1.** Cálculo del Potencial de HC, **Ortiz (1997)**. J, G, M y P se refieren al tamaño del campo: gigante, grande, mediano y pequeño respectivamente. MBPE: Millones de barriles de petróleo equivalentes.

	RESERVAS MBPE	CAMPOS				
		J	G	M	P	TOTAL
POTENCIAL	68.900	21	240	485	1,791	2,537
HALLAZGOS	10.940	5	21	45	162	233
POR DESCUBRIR	57.960	16	219	440	1,629	2,304

de Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales; campos medianos en las cuencas de Valle Superior de Magdalena y el Catatumbo, y campos pequeños en la Cuenca del Putumayo.

El **USGS (2001)** estimó un potencial prospectivo de aceite para Colombia entre 1.286 y 10.846 MBP en función de las cuencas de Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales. Para el caso de gas estiman un rango 1.095 y 12.138 GPC basado en las mismas cuencas. De acuerdo a lo anterior, el potencial prospectivo propuesto por el USGS se encuentra en el rango entre 1.481 y 13.013 MBPE, aproximadamente.

**Arthur D'Little (2006)**, toma como reservas probadas de crudo, el valor de 1.602 MBPE, dado por Ecopetrol en sus reportes anuales e indica que con este valor, el dato normal de las reservas totales sería de 6.570 MBPE. Para el gas, toma el valor de **Ecopetrol (2005)** de 4.1 TPC (Tera pies cúbicos) y encuentra que, dependiendo del sesgo con que se consideren las reservas, éstas estarían entre 14.3 TPC (sesgo aceite) y 26.4 TPC (sesgo gas) que con un factor de 5.700pc por BPE, daría unos 3.500 MBPE, lo cual supone una reserva total de hidrocarburos del orden de 10.000 MBPE.

El **ZIFF ENERGY GROUP (2007)**, lleva a cabo un trabajo sobre reservas y potencial de hidrocarburos en Colombia. Sus resultados indican 12.034 MBPE en reservas probadas, 4.074 MBPE en reservas probables y 27.391 MBPE en reservas posibles, para un total de 43.500 MBPE. Nuevamente se asume que el potencial es la suma de las reservas. Aquí, el valor dado para las reservas probadas, se acerca al de reserva total calculado por Ecopetrol y Arthur D'little.

**Halliburton (2007)** realiza un estudio determinístico con la información disponible en el sector de costa afuera del Caribe orientado a la evaluación de su potencial y conceptos exploratorios, indicando un potencial de gas de 50 TPC.

**IHS (2008)**, determina un total recuperable basado en metodología fractal sobre campos en producción (asociado a reservas probadas) de 13.668 MBPE y calcula que en el caso base, quedarían por descubrir (*Yet to Find*) unos

3.929 MBPE y en caso optimista o alto, quedarían por descubrir 13.874 MBPE (Recursos prospectivos).

La **Universidad Industrial de Santander (2008)** realiza un estudio de integración de la información geológica y geofísica disponible para las cuencas de Cesar y Ranchería, estimando un potencial para este sector entre 2.000 – 10.700 MBPE.

La **Universidad Nacional de Colombia (2008)** indica un potencial de hidrocarburos en el rango de 19-55 MBPE para el Bloque de Soapaga, en la Cordillera Oriental. Al extender los conceptos exploratorios a la cuenca de la Cordillera Oriental, estima un potencial de 532 – 1.540 MBPE para ésta.

Para la franja de Crudos Pesados en la Cuenca de los Llanos Orientales, **Halliburton (2008)** calcula unas reservas probadas de 187 MBPE, probables  $P_{50}$  de 767 MBPE, un STOOIP (Stock tank original oil in place) con riesgo  $P_{50}$  de 124.249 MBPE y unos recursos potenciales (OIL  $P_{50}$ ) de 22.927 MBO. Considerando los factores de riesgo, Halliburton (2008) indica que podría existir un recurso cercano a 124.000 MBPE, de los cuales el 0.62% se han calculado como reservas probables (con una recuperabilidad cercana al 12%).

La **Universidad Industrial de Santander (2009)** realizó una estimación del potencial de petróleo y gas en once (11) cuencas sedimentarias de Colombia: Llanos, Catatumbo, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Caguán – Putumayo, Vaupés – Amazonas, Sinú – San Jacinto, Cauca – Patía, Cesar – Ranchería y Guajira. En su trabajo utilizan el método de balance de masas con datos geoquímicos y petrofísicos disponibles e inferidos. Sugieren que el potencial de estas cuencas se encuentra entre 37.000 y 296.000 MBPE.

La Figura 2 y la Tabla 2 sintetizan todos los estudios realizados hasta el momento. Como se aprecia, existe una alta variabilidad de cifras como respuesta a las diversas metodologías usadas, propósitos de la estimación y áreas donde se han desarrollado.

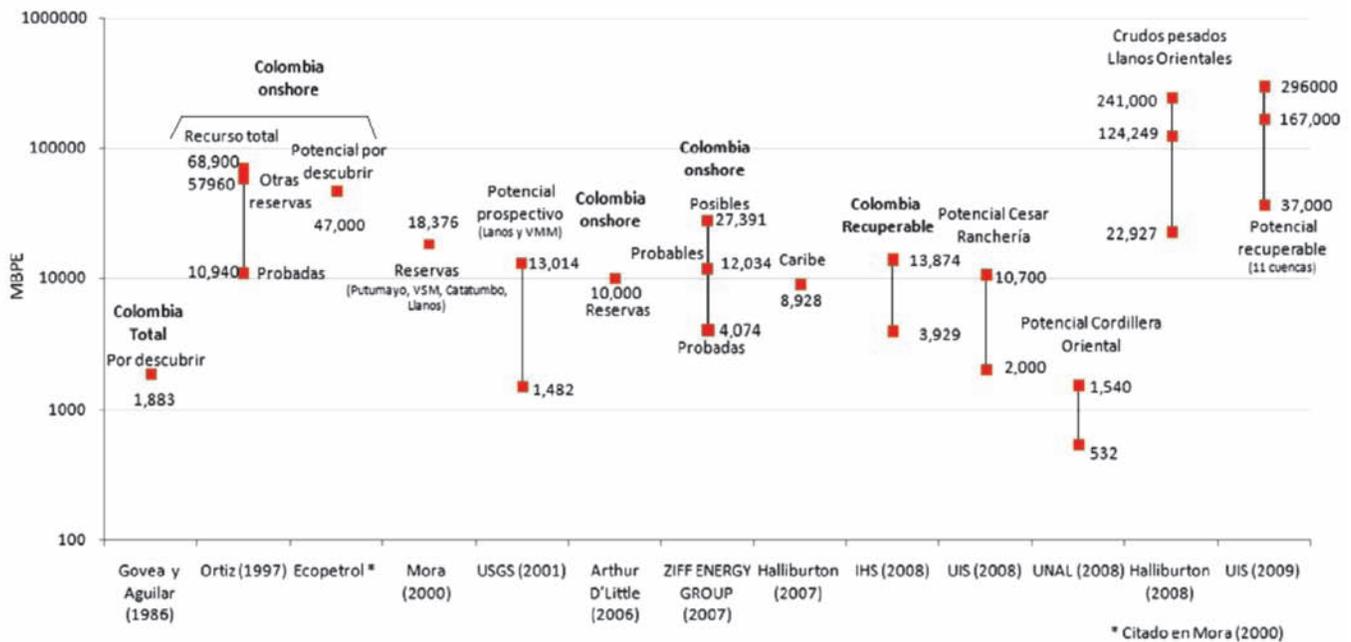


Figura 2. Resultados de los estudios aquí mencionados sobre el potencial hidrocarburífero de Colombia.

Tabla 2. Estudios mencionados sobre el potencial hidrocarburífero de Colombia.

Autor	Cuencas de Influencia	Reservas (MBPE)				Potencial por descubrir (MBPE)	Total/Rango (MBPE)
		Probadas	Probables	Posible	Otras/sin clasificar		
Govea & Aguilar (1986)	Todas					1,883	1,883
Ortiz (1997)	On shore	10,940			57,960		10,940 - 68,900
ECOPETROL (2000)*	On shore					47,000	47,000
Mora (2000)	Putumayo, VSM, Catatumbo, Llanos				18,376		18,376
USGS (2001)	Llanos, VMM					1,482 - 13,014	1,482 - 13,014
Arthur D'Little (2006)	On shore				10,000		10,000
Ziff Energy Group (2007)	On shore	4,074	12,034	27,391	10,000		4,074 - 27,391
Halliburton (2007)	Caribe Offshore (Guajira, Sinú San Jacinto-Urabá)					8,928	8,928
IHS (2008)	Todas					3,929 - 13,874	3,929 - 13,874
UIS (2008)	Cesar - Ranchería					2,000 - 10,700	2,000 - 10,700
UNAL (2008)	Cordillera Oriental					532 - 1,540	532 - 1,540
Halliburton (2008)	Llanos Orientales					22,927 - 241,000	22,927 - 241,000
UIS (2009)	Once (11) cuencas					37,000 - 296.000	37,000 - 296.000

A nivel de fuentes de yacimientos no convencionales, **Arthur D'little** (2008) realiza un estudio de volúmenes de hidrocarburos esperados (Tabla 3). Sus estimaciones se

basan en suposiciones de aprovechamiento comercial de los yacimientos de carbón inventariados a la fecha, y de continuidad regional de otros recursos hidrocarburíferos.

**Tabla 3.** Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales (Arthur D'little, 2008).

PRODUCTO	VOLUMEN	TIPO
Gas asociado a Carbón (CBM)	7.5 TPC	Gas recuperable
Arenas bituminosas (Tar sands)	20 – 40 GBPE	Aceite recuperable
Gas asociado a esquistos (Gas shales)	32 TPC	Gas recuperable
Aceite asociado a esquistos (Oil shales)	14 GBPE	Aceite recuperable
Gas comprimido (Tight gas)	1.2 TPC	Gas in place
Gas hidratado (Gas hydrate)	400 TPC	Gas in place

### Metodología

Los volúmenes de hidrocarburos contenidos en reservorios pueden ser estimados mediante la formulación del OOIP (*Original Oil in Place*) que tiene en cuenta algunas características de los yacimientos tales como la porosidad ( $\phi$ ), la saturación de agua ( $S_w$ ), el factor de volumen de la formación ( $B_{oi}$ ) y el volumen total involucrado (Hartmann y Beamont, 1999). En general, la estimación del volumen de hidrocarburos *in situ* antes de la perforación de un pozo es un problema asociado a la predicción efectiva de los anteriores parámetros a partir de datos de formaciones cercanas, yacimientos análogos, o a partir de ejercicios estocásticos. En todos los casos el volumen OOIP se estima a partir de la siguiente ecuación:

$$OOIP = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (1)$$

Donde:

- 7758 = factor de conversión de acres-pie a barriles
- A = área del reservorio en acres
- h = espesor de la formación que contiene el reservorio en pies
- $\phi$  = porosidad (decimal, no porcentaje)
- $S_w$  = saturación de agua (decimal, no porcentaje)
- $B_{oi}$  = factor del volumen de formación

En este trabajo se ha realizado una simulación por el método de Monte Carlo para la estimación del recurso hidrocarburífero en cada cuenca sedimentaria de Colombia. Para el efecto se ha utilizado la fórmula (1) y se han asumido A, h,  $\phi$ ,  $S_w$  y  $B_{oi}$  como variables aleatorias bajo las siguientes hipótesis:

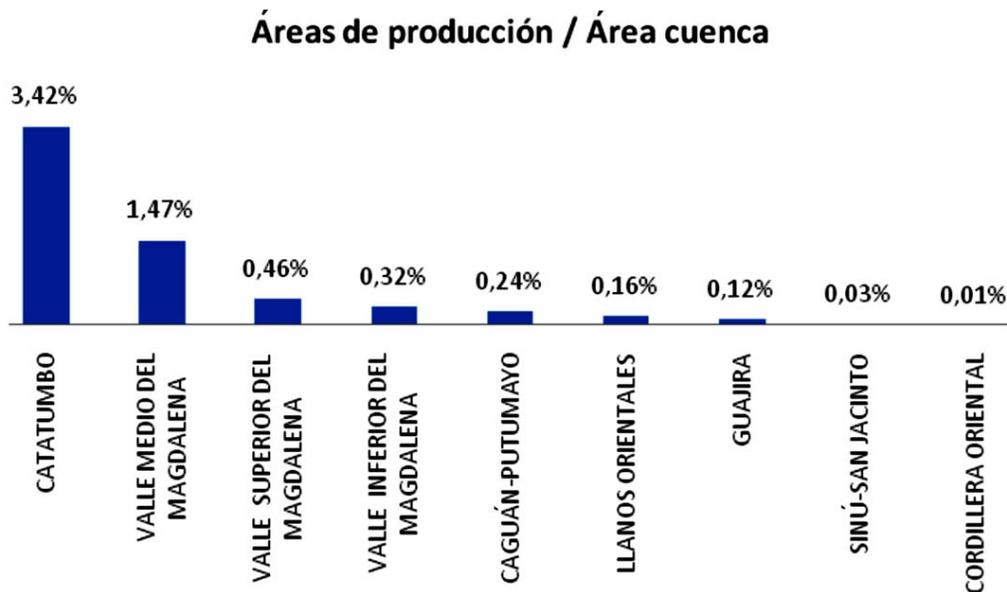
1. Cada cuenca sedimentaria presenta una fracción de área que podría reflejar todo su potencial hidrocarburífero. Dicha área puede ser proyectada a partir de la razón del total del área de producción con respecto al área total de una cuenca. Para el caso de Colombia se han evaluado todas cuencas que tienen

campos en producción y se ha contrastado los resultados con la producción máxima por hectárea para establecer la madurez de la cuenca. La Figura 3 ilustra la relación de áreas para las nueve (9) cuencas que presentan explotación a la fecha. Podemos observar que los porcentajes más altos corresponden a cuencas más maduras y su distribución evidencia como las cuencas más pequeñas han sido mejor exploradas.

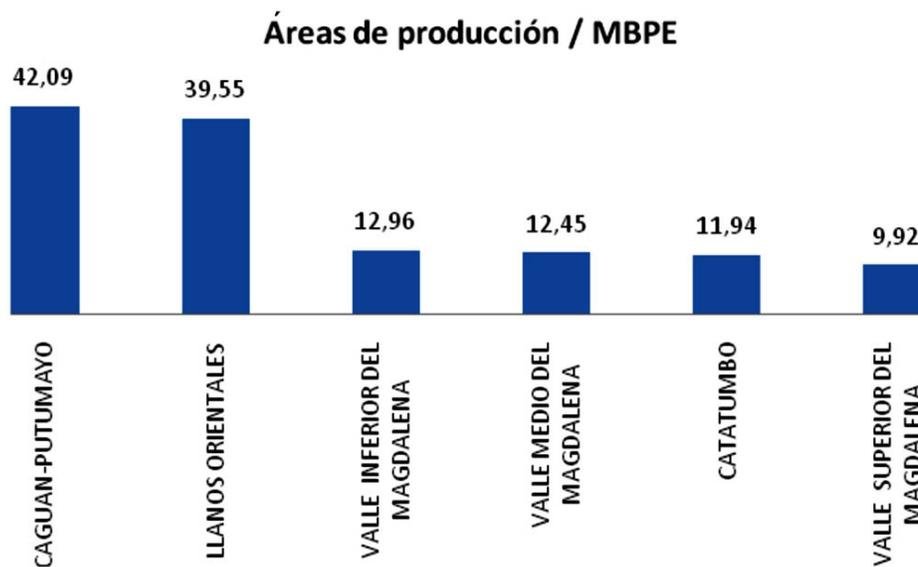
La información disponible permitió identificar las cuencas que han ofrecido mayor cantidad de hidrocarburos por unidad de área. La Figura 4 permite valorar la razón de producción en MBPE por hectáreas para seis (6) cuencas. Las cuencas más prolíferas han producido un (1) MBPE por 10 hectáreas aproximadamente (VSM). En contraste, la cuenca Caguán – Putumayo ha llegado a producir la misma cantidad de hidrocarburos por cada 42 hectáreas.

La eficiencia de cada cuenca nos permite evaluar la tendencia general de área de producción por cuenca. La Figura 5 ilustra cómo una tendencia asintótica hacia el 6% del área total por cuenca puede ser el límite superior comercial con el que se podría evaluar el potencial hidrocarburífero. Con este valor se estimará el área teórica máxima de producción por cuenca.

2. Los reportes de producción disponibles en el Ministerio de Minas y Energía de Colombia para las diversas cuencas presentan datos de h,  $\phi$ ,  $S_w$  y  $B_{oi}$  con alta variabilidad e incertidumbre. Para el caso de h, se ha observado valores que oscilan entre 10 y 825 pies. No obstante, la moda del nivel productor para la mayoría de hallazgos recientes se encuentra alrededor de 30 pies. Para simplificar el problema es posible, entonces, utilizar una función triangular que oscile entre 0 y el máximo espesor hallado en la cuenca o en cuencas análogas, y como dato más probable utilizar 30 pies.
3. Respecto a  $\phi$ , se ha podido determinar un valor medio de 16% con una desviación estándar del 5% para todas las cuencas. Se han asimilado estos parámetros



**Figura 3.** Relación del Área total en Producción con respecto al Área Total de la cuenca (RAPAT) para las nueve (9) cuencas sedimentarias en Colombia que presenta producción de hidrocarburos.



**Figura 4.** Relación de áreas en producción con respecto a la producción total para seis (6) cuencas sedimentarias de Colombia. Las cuencas con los valores más bajos representan las cuencas más maduras.

a una distribución normal con topes mínimos y máximos según los valores extremos hallados en toda Colombia (0 – 42%).

- La alta variación de los factores  $S_w$  y  $B_{oi}$  en todas las cuencas ha permitido considerar distribuciones uniformes con límites asociados a los valores mínimos y

máximos reportados en toda Colombia ( $S_w$  entre 5 – 95%;  $B_{oi}$  entre 1,06 – 1,51)

- Los diferentes objetivos exploratorios en profundidad, *e.g.* el “play” paleozoico de la Llanos Orientales, son tenidos en cuenta dentro de la misma área contabilizada.

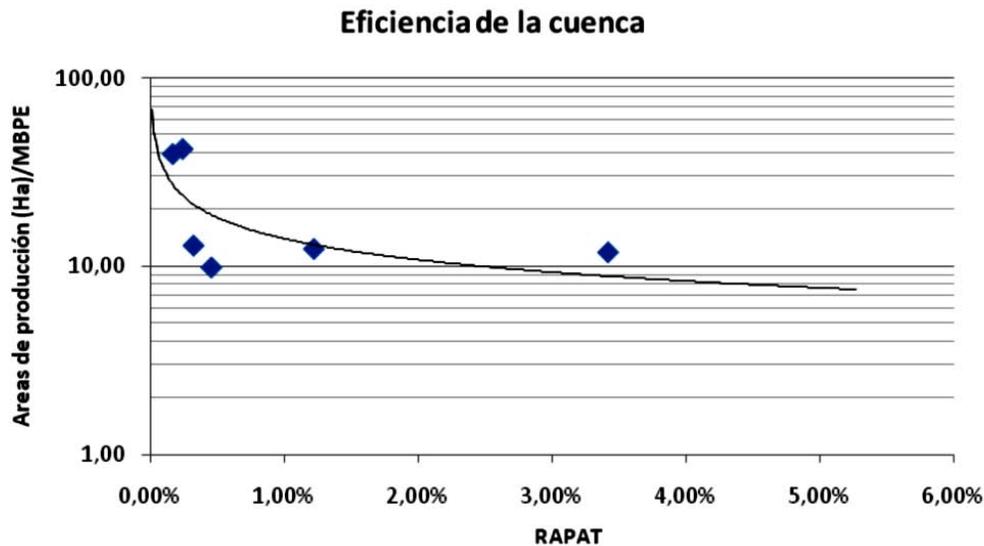


Figura 5. Aproximación asintótica para deducir la madurez y eficiencia de una cuenca sedimentaria basada en áreas de producción con respecto al área total de la cuenca.

6. No se considera el recurso no convencional. Así mismo, la relación genética de cuencas como Amagá y Cauca-Patía, sugieren igual probabilidad de hallar recursos convencionales.

Las tablas 4 y 5 sintetizan los parámetros de todas las cuencas usados en la simulación. En los casos donde existió deficiencia de datos se utilizó información de cuencas análogas o se estableció un promedio estimado de todas las cuencas con datos. Los potenciales hallados son expresados en términos de valor promedio y percentiles  $P_{10}$ ,  $P_{50}$  y  $P_{90}$ .

#### Cuencas sedimentarias de Colombia: algunos rasgos y potencial hidrocarburífero

A continuación se describen las cuencas sedimentarias de Colombia en términos de los límites propuestos por la ANH (2007), algunos rasgos relevantes sobre el sistema petrolífero (Tabla 4), y los resultados de la estimación probabilística del OOIP basada en el método de Monte Carlo (Tabla 5). Debido a la ausencia de información básica, se exceptúan de la estimación del potencial las cuencas Colombia profundas, tanto en el Mar Caribe como en el Océano Pacífico (Figura 1).

##### Cuenca de Amagá

Esta cuenca se ubica en la parte suroeste del Departamento de Antioquia y el límite superior del Departamento de Caldas. Se encuentra limitada al Este con la Cordillera Central y al Oeste con la Cordillera Occidental y el Sistema de Fallas de Romeral.

La cuenca de Amagá contiene depósitos fluviales con gruesos depósitos de carbón enterrados por tobas volcánicas y flujos de lava. Estos depósitos de carbón pueden contener importantes volúmenes de gas asociado al carbón. El sistema petrolífero de esta cuenca aún no se ha comprobado, pero no se descarta su efectividad por su relación genética con la cuenca Cauca-Patía y algunos elementos análogos a la Cuenca Progreso en Ecuador en su sector oriental.

La simulación por Monte Carlo (Figura 6) sugiere un potencial promedio de 2110.7MBPE. El potencial para los percentiles 90, 50 y 10 se sintetizan en la Tabla 5.

##### Cuenca Caguán-Putumayo

Esta cuenca limita al Noroeste con el sistema de fallas de piedemonte de la cordillera Oriental, al Este con un alto estructural que incluye la Serranía de Chiribiquete. Al Sur con Ecuador y Perú, y al Noreste con la Sierra de la Macarena.

La cuenca de Caguán – Putumayo es la extensión de la cuenca de Marañón en Perú, que ocupa un área de 35.800 km<sup>2</sup> y de la que **PeruPetro** (2003) estima reservas totales probadas, probables y posibles a diciembre 31 de 2001 en 190, 100,5 y 711,5 MBPE, respectivamente. Las reservas probables y posibles de gas fueron estimadas en 39,6 y 56,5 GPC respectivamente. En esta cuenca se presentan grandes trampas y es posible la presencia de crudo pesado.

**Tabla 4.** Algunos rasgos generales sobre el sistema petrolífero de las cuencas sedimentarias de Colombia.

Cuenca	Roca fuente	Migración	Roca reservorio	Sello	Trampa	Nota
Amagá						La cuenca Cauca - Patía podría extender algunos conceptos genéticos y exploratorios. Analogía con cuencas Talara (Perú) y Progreso (Ecuador)
Caguán-Putumayo	Formaciones Caballos y Villeta	Probablemente la migración es de oeste a este a lo largo de las areniscas de la Fm. Caballos y Villeta. Migración vertical a lo largo de fracturas y zonas de falla. Expulsión de hidrocarburos comenzó en el Mioceno tardío poco después de la formación de las mayores estructuras	Fm. Caballos, Villeta y Pepino	Formaciones Villeta, Rumiyaco y Orteguaza	Trampas estructurales asociadas con cabalgamiento y subcabalgamiento en el oeste de la cuenca y levantamientos en el antepaís. Pinchamientos y carbonatos	
Catatumbo	Rocas pelíticas cretácicas (Formaciones La Luna, Capacho, Tibú, Barco, Catatumbo y Mercedes)	Migración lateral a lo largo de capas de arenas. Migración vertical a través de fracturas	Areniscas paleogenas. Rocas cretácicas de aguas superficiales (Grupo Uribante, Formaciones Capacho y La Luna). Areniscas deltaicas de edad Paleogena (formaciones Catatumbo, Barco, Mirador y Carbonera). Adicionalmente, rocas de basamento fracturado.	Formaciones León, Los cuervos, Mito-Juan y Colón	Anticlinales fallados, fallas normales con inversión parcial, estructuras de subcabalgamiento, estructuras asociadas a sistemas de inversión. Yacimientos asociados a porosidad secundaria desarrollada por fracturas.	
Cauca-Patía	Formaciones Chimborazo y Nogales. Formación Chapungo es una roca fuente potencial	Migración a lo largo de capas de arenas del Paleogeno y relacionada a fracturas en zonas de fallas. Migración comienza en el Mioceno tardío y continúa hoy (evidencia en rezumaderos)	Formación Chimborazo	Formaciones Guachinte, Ferreira y Chimborazo. Sin embargo el sello es el mayor factor de riesgo en esta cuenca	Cabalgamientos de alto ángulo en anticlines. Trampas estructurales, pinchamientos estratigráficos y onlaps son trampas potenciales.	Analogía con la cuenca Talara (Perú) en su sector oriental

Continuación Tabla 4.

Cuenca	Roca fuente	Migración	Roca reservorio	Sello	Trampa	Nota
Cesar-Ranchería	Formaciones Molino, La Luna, Lagunitas y Aguas Blancas.	Migración asociada a eventos transpresionales y en sistemas de fracturas asociados a zonas de fallas.	Formaciones Lagunitas y Aguas Blancas	Shales Cretácicos y Cenozoicos	Estructurales asociadas con cierres de subcabalgamiento en la región del Perijá. Anticlinales en la región central y estructuras en flor asociadas con el sistema de fallas de Oca en el norte del área.	La exploración en la cuenca inició con el pozo El Paso-1 perforado por la Tropical Oil Company
Chocó	Formación Iró	Migración lateral. Migración vertical asociada con los sistemas de fallas.	Formaciones Iró y La Mojarra. Yacimientos naturalmente fracturados.	Formaciones La Sierra e Itsmína.	Varios altos estructurales, anticlinales con núcleo de lodo, flancos de diapiros, cabalgamiento de anticlinales, fallas normales, geometrías estratigráficas, rocas carbonatadas y cherts fracturados en zonas de falla.	Analogías con las cuencas Progreso y Talara
Chocó Off shore	Formación Iró	Migración lateral. Migración vertical asociada con los sistemas de fallas.			Estratigráficas y estructurales	Analogías con las cuencas Progreso y Talara
Eastern Cordillera	Formación La Luna. Dos secciones condensadas del Albiano Medio y Turoniano, depositadas en ambientes anóxicos son consideradas como las mejores fuentes.	El primer pulso de generación ocurrió en el Cretácico tardío. El segundo pulso ocurrió desde el Mioceno al reciente.	El reservorio más importante fue depositado durante el Albiano y Cenomaniano y siliciclastos Paleogenos	Shales de la formación Esmeralda, formación Mugrosa, arcillolitas de Socha	Las principales características estructurales son las fallas inversas que involucran basamento como resultado de la inversión de fallas normales pre-existentes, fallas relacionadas a pliegues y estructuras en dúplex.	
Eastern Llanos	Formaciones Gachetá y Villeta	Dos pulsos de migración han sido documentados, el primero durante el Eoceno - Oligoceno superior, el segundo comienza en el Mioceno y continua hasta el presente.	Carbonera (C3, C5 y C7) y Mirador	Carbonera (C2, C8)	Anticlinales fallados, fallas antitéticas, trampas estratigráficas	

Continuación Tabla 4.

Cuenca	Roca fuente	Migración	Roca reservorio	Sello	Trampa	Nota
Guajira	Formaciones Colón, La Luna, Cogollo y Castilletes	La mayoría de las estructuras fueron formadas durante el Paleogeno tardío y Neogeno temprano. Migración secundaria probablemente ocurrió después de primera fase de estructuración hacia el Neogeno tardío	Formación Jimol, Uitpa, Macarao, La Luna y Cogollo.	Formación Castilletes, Uitpa, Siamana, Guaralamay y Cogollo.	Trampas estructurales del neogeno resultado de la deformación generada por las fallas de Cuisa y Oca. Onlaps y truncaciones. Carbonatos.	
Guajira Off shore	Formación Castilletes	Se favoreció por la configuración estructural con caminos de migración desde fuentes termogénicas en el offshore profundo hacia los yacimientos de Chuchupa, Ballena y Riohacha.	Dos tipos de reservorios han sido documentados en esta área: 1. Carbonatos, 2. reservorios siliciclásticos compuestos por arenas basales paleogenas.	Secuencias de shales de edad Paleogena y Neogena	Estructurales y estratigráficas. Fallas lítricas normales, carbonatos, pinchamientos y onlaps.	
Los Cayos			Depositos siliciclásticos del Eoceno y limolitas arrecifales del Mioceno-Oligoceno	Shales del Oligoceno - Mioceno	Domos estructurales y fallas normales	
Lower Magdalena Valley	Formación Porquero Inferior, Ciénaga de Oro Superior	Se han propuesto 4 rutas de migración 1) Área de Cicuco - Boquete, 2) Área Momposina, 3) Área de Guepaje y 4) Región de Apure. Probablemente la migración se dio a lo largo de redes de fracturas y planos de falla.	Formación Ciénaga de Oro	Posiblemente shales de las formaciones Porquero Superior, Ciénaga de Oro y Tubará	Trampas estructurales y estratigráficas	
Middle Magdalena Valley	Formaciones La Luna y Simiti-Tablazo	Migración vertical directa por la inconformidad del Eoceno o a través de fallas y migración lateral a lo largo de arenas del Eoceno	Formación Lisama, Esmeraldas-La Paz, y Colorado-Mugrosa, la Luna, Umir, Barco.	Formaciones Esmeraldas, Colorado. Potencialmente los shales de las formaciones Simiti y Umir	1) Fallas relacionadas a pliegues bajo superficies de cabalgamiento, 2) Estructuras duplex con cierres de falla independientes, 3) Cierres estructurales donde los estratos de los yacimientos buzan contra las fallas, 4) Trampas en el bloque colgante de las fallas sellantes.	

Continuación Tabla 4.

Cuenca	Roca fuente	Migración	Roca reservorio	Sello	Trampa	Nota
Sinú-San Jacinto	Formación Cansona	A lo largo de fracturas	Areniscas Paleogenas y formación Ciénaga de Oro	Formaciones Floresanto, San Jacinto y Maco	Cierres contra fallas cabalgantes. Trampas estratigráficas	
Sinú Off shore			Paleogene sandstones			
Upper Magdalena Valley			Caballos, Monserrate, Honda			
Vaupés- Amazonas						Analogía con la cuenca Solimoes (Brasil)

Tabla 5. Información general de cuencas y rangos para los parámetros básicos usados en la simulación por Monte Carlo.

Cuenca	Tipo de cuenca	Campos descubiertos	Pozos	Reservas petróleo descubiertas (MBPE)	Reservas de gas recuperadas (GPC)	Área (Ha)	Espesor promedio reservorio (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Sw
Amagá						282.493				
Caguán-Putumayo	Antepaís	19		365	305	11.030.407	50 - 300	10 - 16%	50	16 - 35%
Catatumbo	Antepaís	11	39			771.501	30 - 825	0.5 - 14%	10	
Cauca-Patía	Asociada a colisión	5				1.282.331		3 - 15%	100	
Cesar-Ranchería	Intramontañosa		14			1.166.868	500	5%		
Chocó	Pre-arco?		5			3.858.198	250	0 - 42%		
Chocó Off shore						3.777.329	250	0 - 42%		
Colombia						25.699.527				
Colombian Deep Pacific						27.242.658				
Eastern Cordillera	Grabén invertido / Cinturon plegado		38	1.700		7.176.620		5 - 10%	4-100	95%
Eastern Llanos	Antepaís Cenozoico		260	1.500		22.560.327	30 - 590	10 - 30%		37.3% - 76.9%
Guajira	Transtensional		18			1.377.892	100	3 - 40%		
Guajira Off shore						5.286.085	100	3 - 40%		
Los Cayos	Transpresional					14.475.501		25 - 10%		
Lower Magdalena Valley	Transtensional	17	117			3.801.740	300	15%		
Middle Magdalena Valley	Poli-historica, apertura de rift/Antepaís fracturado	41	296	1.900	2,5	3.294.942	163 - 500	12 - 25%		
Sinú-San Jacinto	Prisma acrecionario		44			3.964.459	30 - 350	3 - 30%		
Sinú Off shore	Prisma acrecionario					2.957.648	30 - 350	3 - 30%		
Tumaco						2.373.242		0 - 42%		
Tumaco Off shore						3.455.268				
Upper Magdalena Valley	Poli-historica, apertura de rift / Antepaís fracturado	36	210	631	123	2.151.284		11 - 25%		
Urabá						944.895	30 - 350	3 - 30%		
Vaupés- Amazonas						15.486.731		2 - 28%		

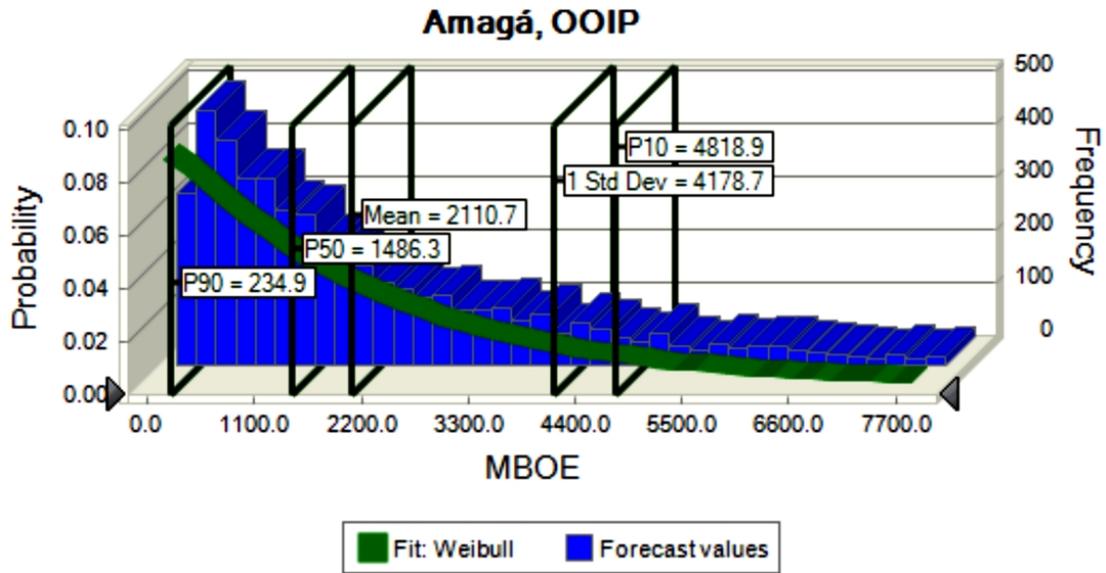


Figura 6. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Amagá.

La cuenca de Caguán – Putumayo cuenta con más de 41 campos y unas reservas 2P de 594 MBPE (IHS, 2008). La mayoría de la producción proviene de la formación Caballos, con objetivos adicionales las areniscas deltaicas de la formación Villeta y los depósitos de la formación Pepino. La roca generadora son los shales y calizas de la formación Villeta (Govea y Aguilar, 1986).

Las estimaciones probabilísticas en este trabajo sugieren un promedio de 82.100,2 MBPE para el área de la cuenca sobre territorio colombiano (Figura 7).

**Cuenca Catatumbo**

La cuenca de Catatumbo limita al Norte y el Este con Venezuela, al Sur con la Cordillera Oriental y al Oeste con

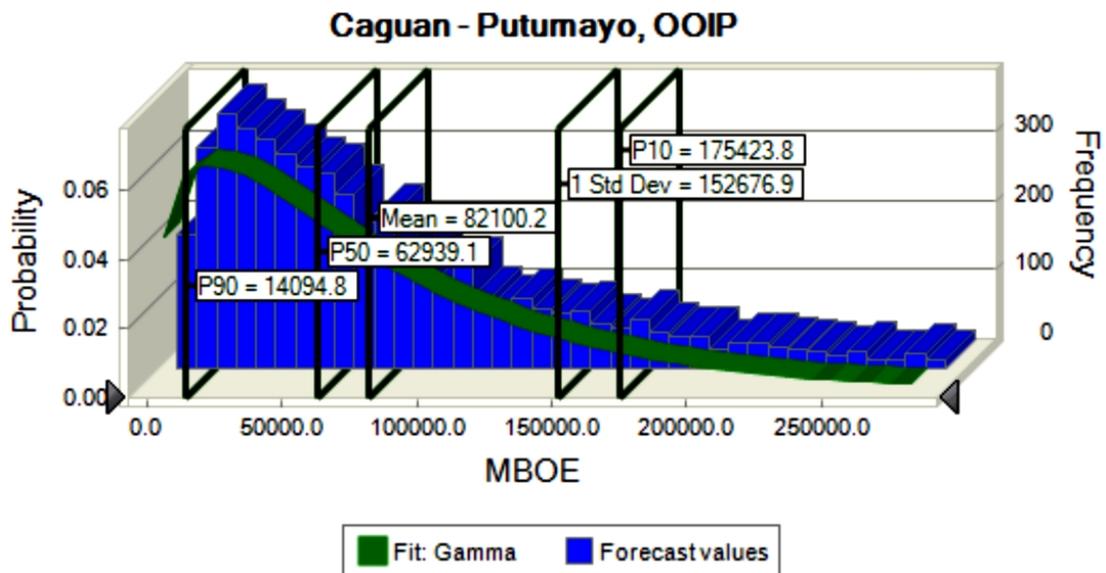


Figura 7. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Caguán - Putumayo.

el Macizo de Santander. Una porción de esta cuenca es la continuación de la provincia de Maracaibo, en Venezuela, que cuenta con campos gigantes.

Esta cuenca presenta al menos trece (13) campos descubiertos y una producción de crudo (22-42° API) desde 1933 (Govea y Aguilar, 1986). Sus reservas 2P llegan a los 636 MBPE (IHS, 2008), pero parece contener un importante recurso asociado a las fracturas del basamento y a las unidades cretácicas. Adicionalmente, su baja migración vertical podría coadyuvar a un alto potencial en profundidad. Las simulaciones indican un potencial promedio de 14.435,8 MBPE (Figura 8).

#### Cuenca Cauca-Patía

La cuenca de Cauca – Patía limita al Oeste con el sistema de fallas de Cauca, Cordillera Occidental. Al Este con el sistema de fallas de Romeral, Cordillera Central, y al Norte y Sur con rocas ígneas básicas del Cretácico tardío.

Es una cuenca de tipo convergente, producto de la interacción entre la placa oceánica y la placa continental y adyacente a la zona de subducción. Aunque tiene una densidad de exploración escasa, presenta rezumaderos en diferentes sitios de la cuenca que prueban el sistema petrolífero (Govea y Aguilar, 1986).

La distribución de la roca fuente no es bien conocida, y la migración y tiempos se consideran complejos, sin embargo su potencial hidrocarburífero y características geológicas son similares al sector oriental de la cuenca de Talara (Perú).

Las estimaciones de OOIP indican un promedio de 9.031,5 MBPE (Figura 9).

#### Cuenca Cesar-Ranchería

Esta cuenca limita al Noreste con la falla de Oca, al Noroeste con las rocas precretácicas de la Sierra Nevada de Santa Marta, el Este y Sureste con rocas precretácicas de la serranía de Perijá y con Venezuela, y al suroeste con el trazo de la falla de Bucaramanga.

Es una cuenca continental prolongación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, desplazada hacia el norte por la falla de Santa Marta y separada por la Cuenca del Catatumbo (Maracaibo) cuando se levantó la serranía de Perijá (Govea y Aguilar, 1986). Cuenta con 4 campos y unas reservas 2P de 33 MBPE (IHS, 2008).

Se considera una cuenca con un buen sistema petrolífero, aún cuando la secuencia estratigráfica es delgada en algunos sectores. Esta cuenca tiene potenciales recursos de gas convencional y asociado al carbón. Las simulaciones de Monte Carlo realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 13.903,5 MBPE (Figura 10).

#### Cuenca Chocó

La cuenca de Chocó limita al Norte y Noroeste con Panamá, al Sur con la zona de falla de Garrapatas, al Noroeste con la Serranía de Baudó, al Suroeste con la línea de Costa Pacífica y al Este con el Batolito de Mande, Cordillera Occidental y parcialmente con la falla de Murindó.

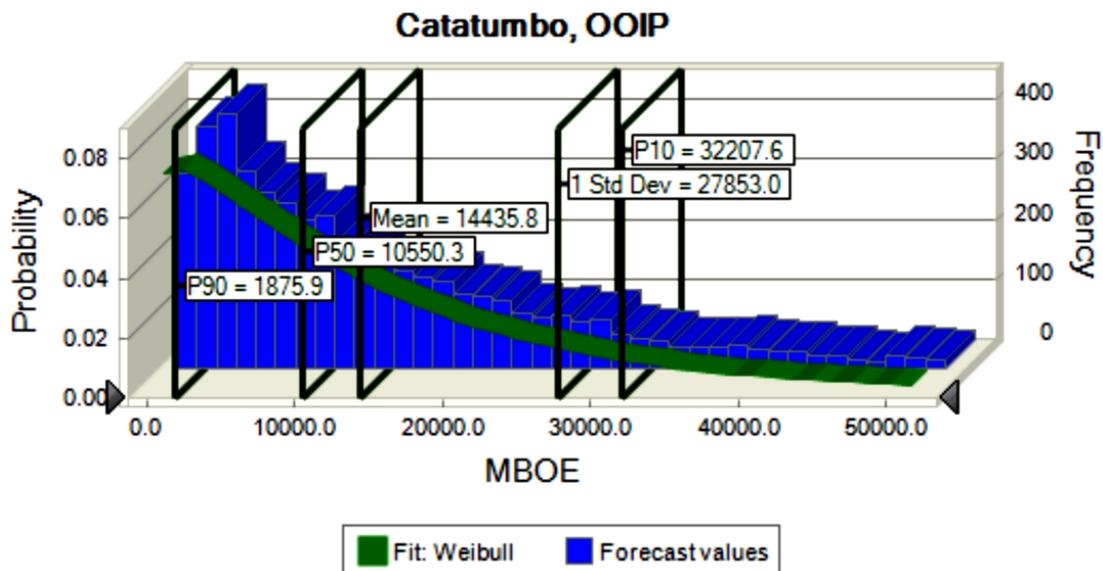


Figura 8. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Catatumbo.

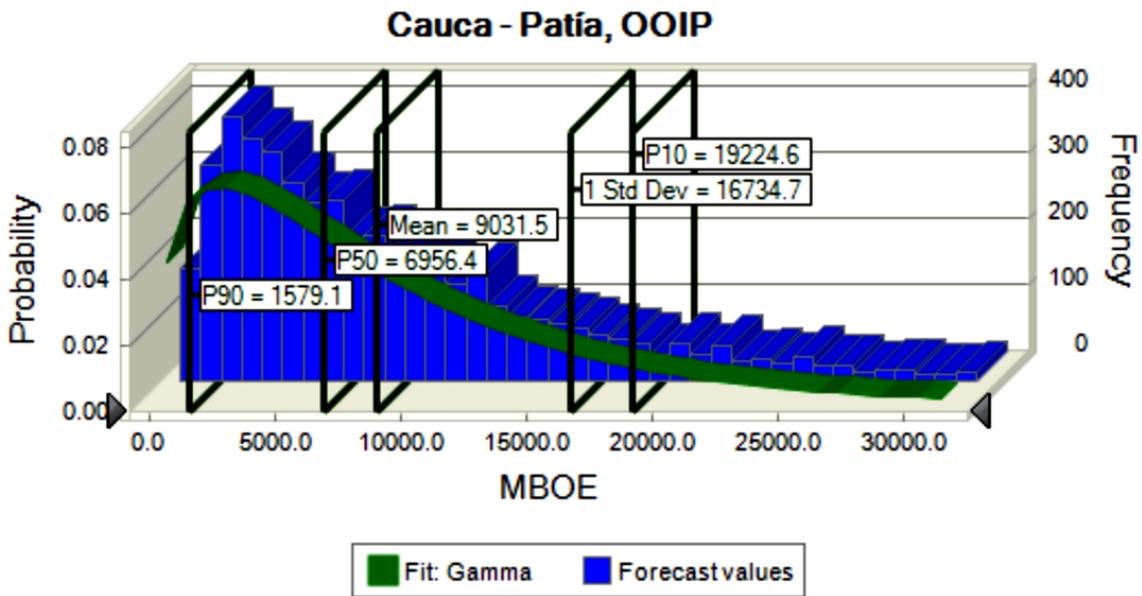


Figura 9. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Cauca-Patía.

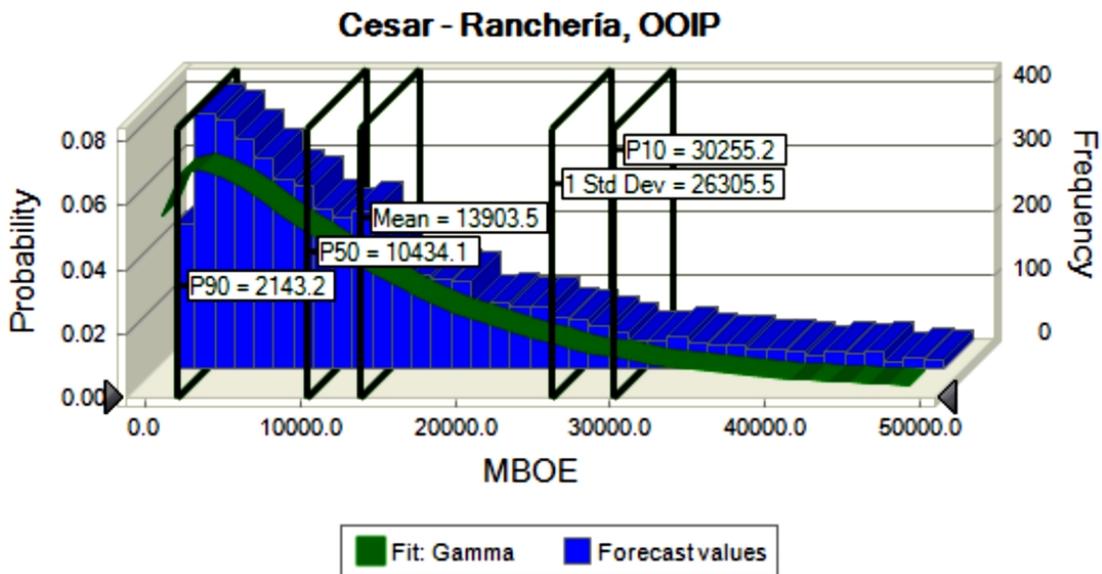


Figura 10. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Cesar-Ranchería.

Esta cuenca se ha interpretado como el producto de extensión en un ambiente de arco. Presenta secciones gruesas, numerosas estructuras compresivas y rezumaderos de petróleo que confirman la presencia de un sistema petrolífero. Presenta bajo flujo de calor y aún no es conocida la distribución y calidad de la roca fuente. Sin embargo, por su naturaleza y posición geográfica es po-

sible extender conceptos exploratorios de las cuencas de Talara (Perú) y Progreso (Ecuador).

Son numerosas las manifestaciones de aceite y gas en superficie. El primer pozo exploratorio de la cuenca fue perforado en 1953 (Buchadó – 1) por Richmond Petroleum a una profundidad de 15.539 pies, sin producción comer-

cial (Govea y Aguilar, 1986). Las estimaciones probabilísticas indican un potencial promedio de 26.974,9 MBPE (Figura 11, Tabla 5).

### Cuenca Chocó Offshore

Esta cuenca limita al Norte - Noreste con Panamá, al Sur con la zona de falla de Garrapatas, al Occidente con la zona de Subducción y al Este con la línea de costa Pacífica.

Aunque el pozo Tambora-1 mostró shows de gas y la información sísmica permite comprobar la presencia de trampas estructurales y estratigráficas, será necesario evaluar su roca fuente y tiempos. Igualmente las cuencas de Talara y Progreso constituyen modelos análogos para describir su sistema petrolífero. Las estimaciones probabilísticas realizadas indican un potencial promedio de 17.781,2 MBPE (Figura 12, Tabla 5).

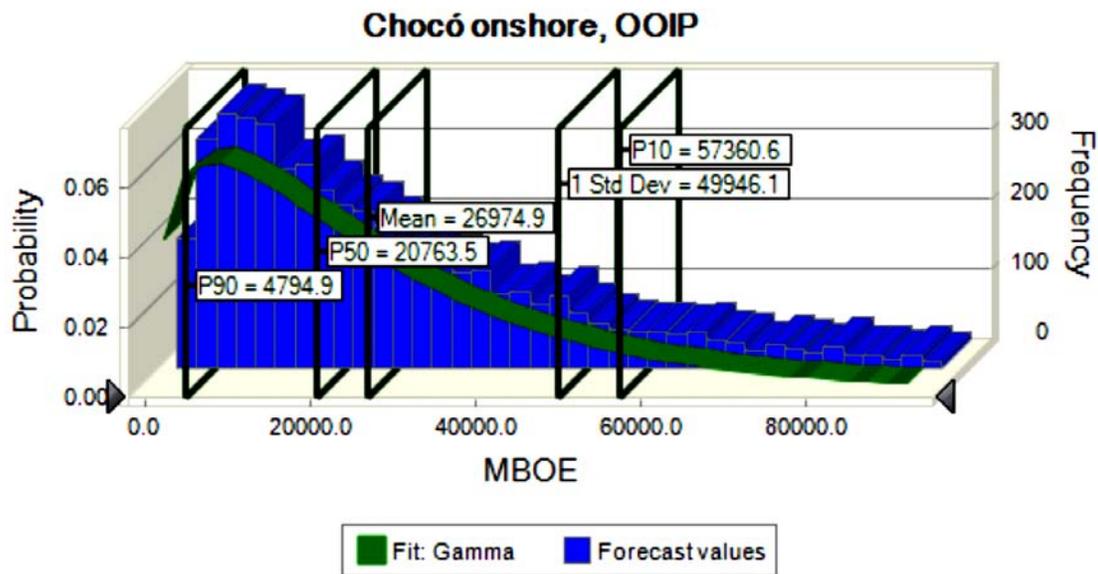


Figura 11. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Chocó.

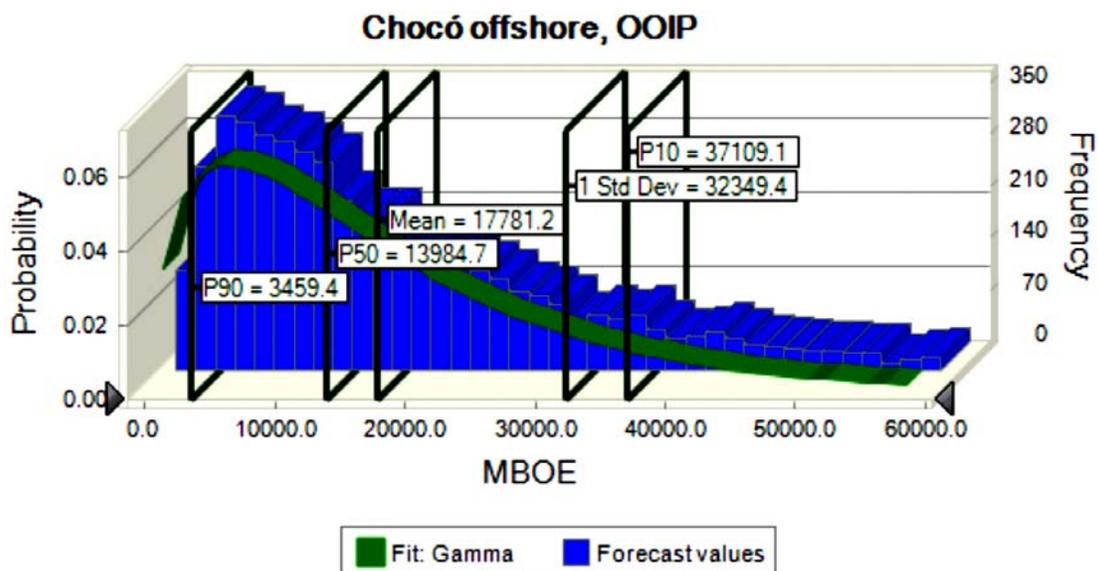


Figura 12. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca Chocó offshore.

### Cuenca Cordillera Oriental

Al norte limita con el macizo de Santander, al Sureste con el sistema de fallas de Algeciras – Garzón, al Oeste el sistema de fallas de Bituima – La Salina. Al Este con el sistema de cabalgamiento de la Cordillera Oriental.

Cuenta con buena producción en el área de Piedemonte y con grandes estructuras compresivas. Sin embargo fuera del área de piedemonte algunos elementos no están bien caracterizados. Cuenta con 13 campos y unas reservas 2P de 3,495 MBPE (IHS, 2008). En el área de la Sabana de Bogotá son conocidas varias manifestaciones superficiales de aceite (Govea y Aguilar, 1986).

Las simulaciones de Monte Carlo realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 49.893,2 MBPE (Figura 13, Tabla 5).

### Cuenca Llanos Orientales

La cuenca de los Llanos Orientales limita al Norte con Venezuela, al sur con la Serranía de la Macarena, el Arco de Vaupés y las rocas metamórficas precámbricas, al oeste con el sistema de cabalgamiento de la cordillera oriental y al oriente con las rocas precámbricas del escudo Guayanes.

Esta cuenca es una de las más productivas del país. El sistema petrolífero es conocido, la ruta de migración es larga especialmente para la zona central y oriental de la cuenca por lo que se tiene mayor producción hacia el Oc-

cidente. El sello disminuye hacia el Este y es común la biodegradación. Las trampas son combinadas entre estratigráficas y estructurales. Cuenta con 119 campos y unas reservas 2P de 3,050 MBPE (IHS, 2008).

Las estimaciones probabilísticas indican un potencial promedio de 315.667,3 MBPE (Figura 14).

### Cuenca Guajira

El límite Norte, Noroeste y Noreste de la cuenca Guajira es la línea de Costa Caribe. Al sur esta cuenca limita con la falla de Oca y al Sureste con Venezuela.

La cuenca de la Guajira ha sido dividida por el trazo de la falla de Cuiza en las subcuencas de alta y baja Guajira. Ésta tiene importantes depósitos de gas, buena infraestructura, baja topografía y numerosos rezumaderos. Cuenta con tres (3) campos, unas reservas 2P de 21 MBPE y un YTF de 185 MBPE (IHS, 2008). Las simulaciones realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 4.042,8 MBPE (Figura 15).

### Cuenca Guajira Offshore

El límite Norte y Noroeste de la cuenca de la Guajira offshore es el frente de deformación del cinturón del Sur del Caribe, originada por la interacción entre la placa de América del Sur y la placa del Caribe. Al Suroeste limita con la falla de Oca, al Sureste con la línea de costa continental de la Guajira y al Oriente con Venezuela.

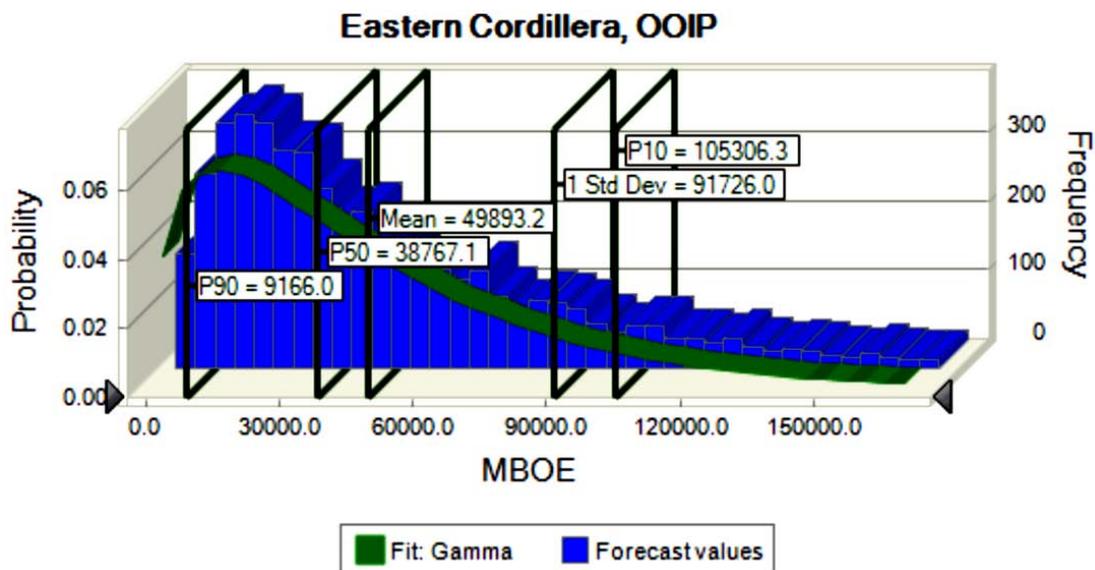


Figura 13. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca Cordillera Oriental.

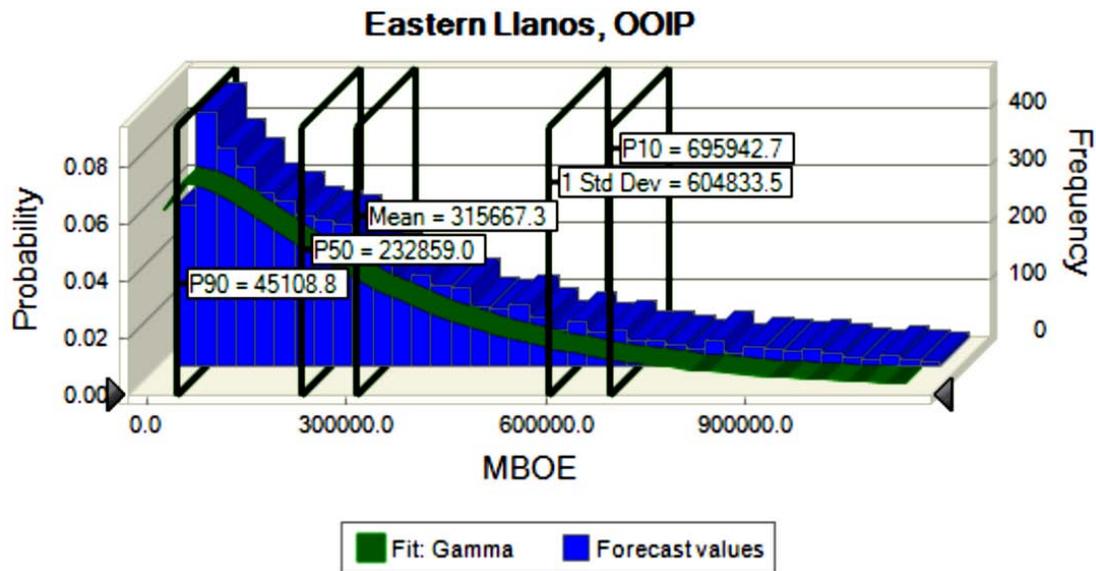


Figura 14. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Llanos Orientales.

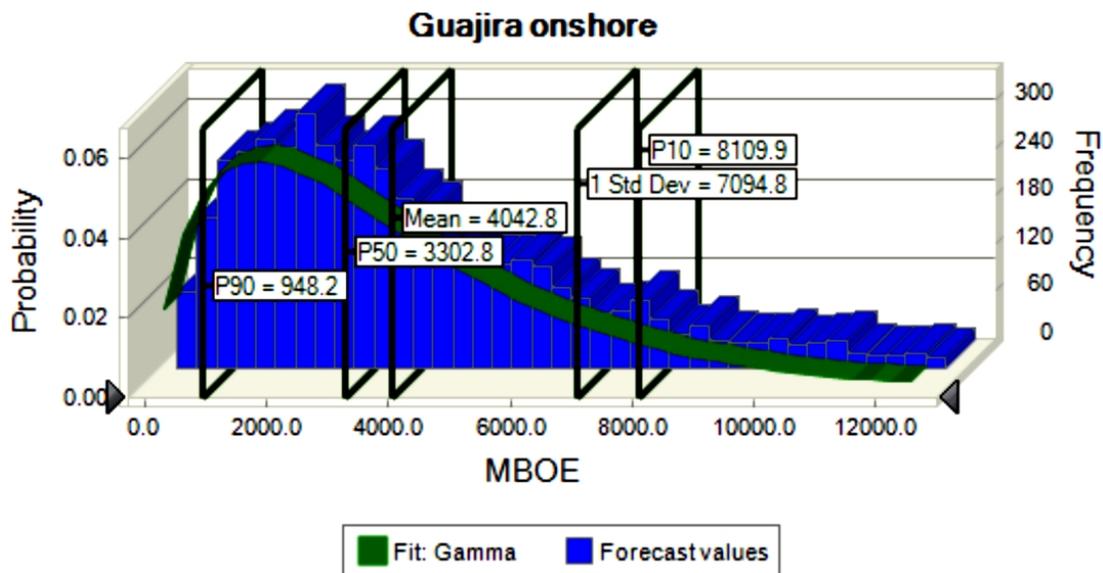


Figura 15. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de la Guajira.

Esta cuenca se caracteriza por abundantes cierres compresionales, presencia de gas y amplio sello, aunque este puede no ser efectivo en algunas partes por presencia de fallas y diapiros. El sistema petrolífero no se ha caracterizado y la calidad y presencia de la roca reservorio y la roca fuente son poco conocidas. La cuenca Guajira Marino cuenta con tres (3) campos, unas reservas 2P de 256 MBPE, y un YTF de 1.929 MBPE (IHS, 2008).

Las estimaciones probabilísticas de Monte Carlo realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 15.354,4 MBPE (Figura 16).

#### Cuenca Los Cayos

La cuenca de Los Cayos es una cuenca oceánica en la región del mar Caribe y que limita al Norte, Este y Oeste

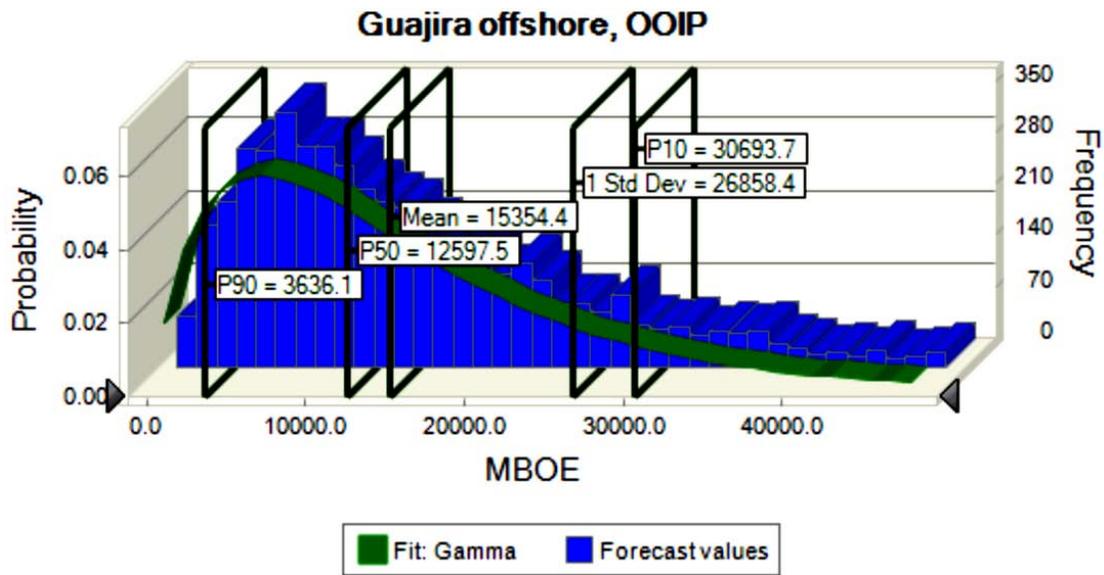


Figura 16. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Guajira offshore.

con Nicaragua, Honduras y Jamaica, al Sur y Sureste con el Escarpe de Hess.

Esta cuenca cuenta con gruesas secciones sedimentarias; pero la roca fuente y el reservorio no han sido caracterizados. Las simulaciones probabilísticas realizadas indican un potencial promedio de 98.318,9 MBPE (Figura 17).

**Cuenca Valle Inferior del Magdalena**

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena limita al Norte y al Oeste con el sistema de fallas de Romeral, al Sur y Sureste con la Cordillera Central y las rocas precretácicas de la Serranía de San Lucas y la Cordillera Central. Al Este con el sistema de fallas de Bucaramanga – Santa Marta.

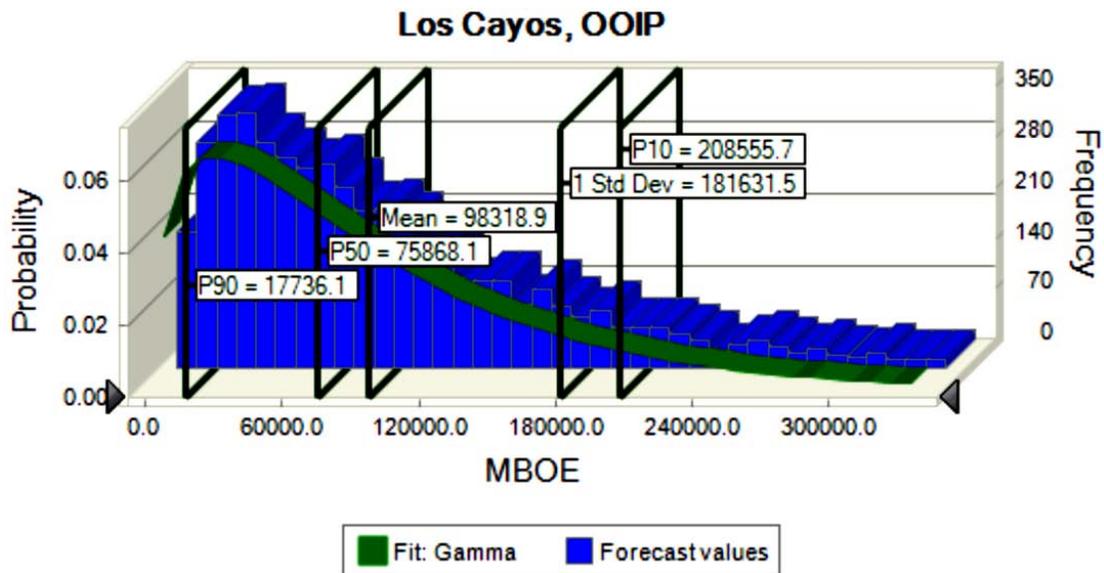


Figura 17. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Los Cayos.

Los sedimentos del Mio-Oligoceno presentan buena riqueza orgánica y presencia de kerogenos generadores de gas y petróleo líquido (Govea y Aguilar, 1986). Esta cuenca tiene buenos reservorios de arenisca y carbonatos, y reservas probadas de gas.

Cuenta con 23 campos y unas reservas 2P de 1.032 MBPE (IHS, 2008). Las simulaciones probabilísticas realizadas indican un potencial promedio de 28.592,5 MBPE (Figura 18).

### Cuenca Valle Medio del Magdalena

Esta cuenca limita al sureste con el sistema de Fallas de Bituima y La Salina, al Norte con el sistema de fallas del Espíritu Santo, al Oeste con el onlap de sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central. Al sur con el cinturón plegado de Girardot y al Noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga – Santa Marta.

Es una cuenca madura, con alta producción desde el año 1.918 y una amplia gama de crudos (13-45° API). Cuenta con 99 campos y unas reservas 2P de 3.337 MBPE (IHS, 2008).

Los resultados de la sísmica reciente (Regional Transandina, ANH-2006) sugieren importantes yacimientos en profundidad (rocas pre-paleogenas fracturadas y trampas estructurales hacia las estribaciones de la Serranía de San Lucas). Las estimaciones de Monte Carlo realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 24.602,8 MBPE (Figura 19).

### Cuenca Sinú-San Jacinto

La cuenca de Sinú – San Jacinto se caracteriza por tener una alta deformación y unos cierres complejos y apretados. Limita al Norte–Noroeste con la Costa Caribe, al oeste el sistema de fallas de Uramita, al sur con la Cordillera Occidental y al Este el sistema de fallas de Romeral.

Algunas zonas al Este de la cuenca no han sido exploradas. En esta cuenca se presentan abundantes diapiros y rezumaderos. El tamaño y la localización de la cocina se desconoce. Cuenta con nueve (9) campos, unas reservas 2P de 12 MBPE, y un YTF de 1.011 MBPE (IHS, 2008).

Las simulaciones probabilísticas realizadas indican un potencial promedio de 33.821,0 MBPE (Figura 20).

### Cuenca Sinú Offshore

Esta cuenca se encuentra bajo el mar Caribe y limita al noreste con la falla de Oca, al sureste con la línea de costa, al noroeste con el frente de deformación del cinturón deformado del sur del Caribe y al sur con el sistema de falla de Uramita.

La caracteriza una buena calidad de sello y presencia de trampas estructurales; sin embargo la calidad y distribución del reservorio no está bien caracterizada. Las estimaciones probabilísticas de Monte Carlo realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 24.835,4 MBPE (Figura 21, Tabla 5).

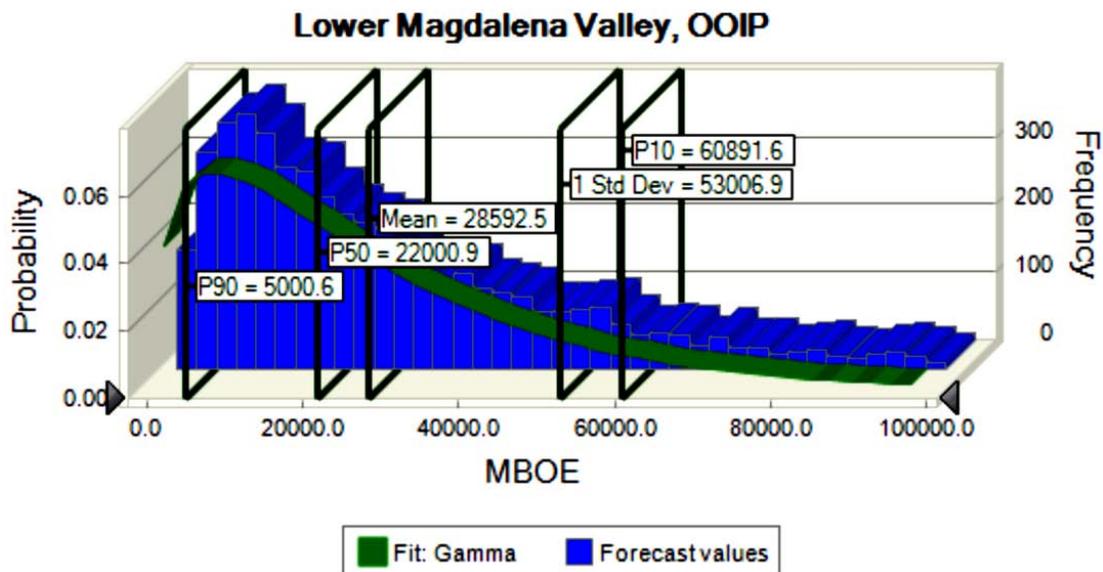


Figura 18. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

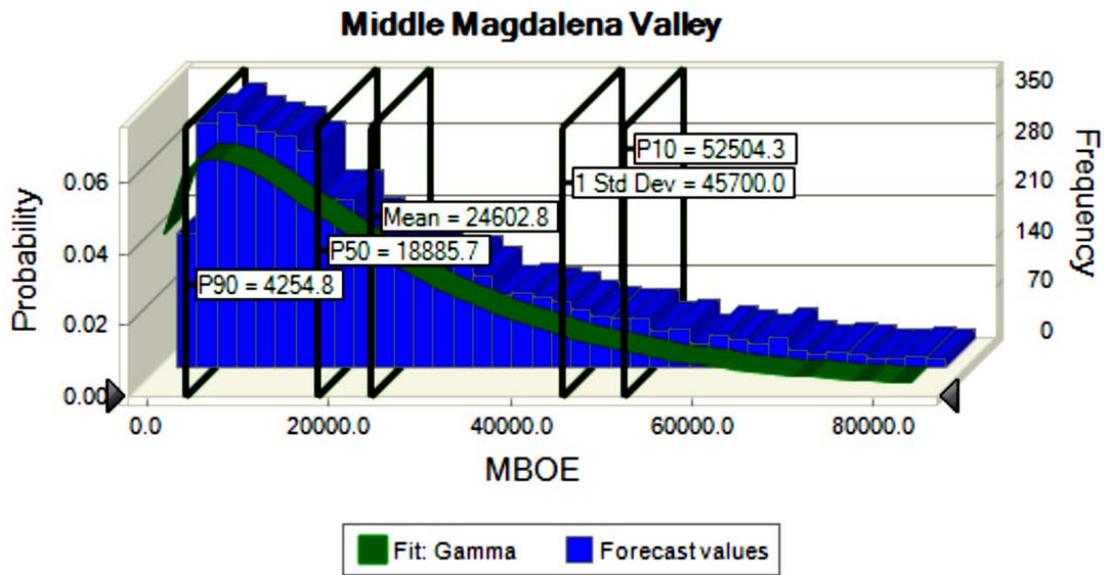


Figura 19. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Valle Medio del Magdalena.

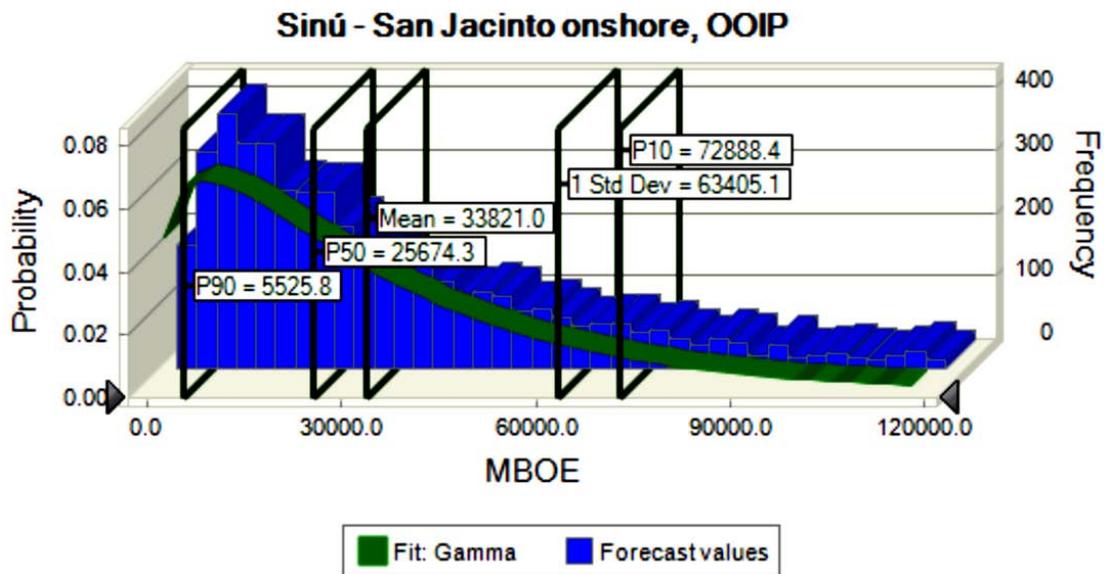


Figura 20. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Sinú-San Jacinto.

**Cuenca Tumaco**

La cuenca de Tumaco limita al norte con el sistema de fallas de Garrapata, al sur con Ecuador, al Este con las rocas volcánicas de la Cordillera Occidental, y al oeste con la línea de costa del Océano Pacífico.

Esta cuenca, al igual que la cuenca Tumaco offshore, se caracteriza por tener una sección gruesa, un buen sello, presencia de rezumaderos, numerosas estructuras com-

sivas y bajo flujo de calor en algunas áreas. Las simulaciones de Monte Carlo realizadas indican un potencial promedio de 16.450,9 MBPE (Figura 22, Tabla 5).

**Cuenca Tumaco Offshore**

La Cuenca Tumaco Marino se encuentra en la región marina suroeste de Colombia, bajo el océano pacífico. Limita al Norte con el sistema de fallas de Garrapata, al Sur con Ecuador, al Este con la línea de costa del Océano

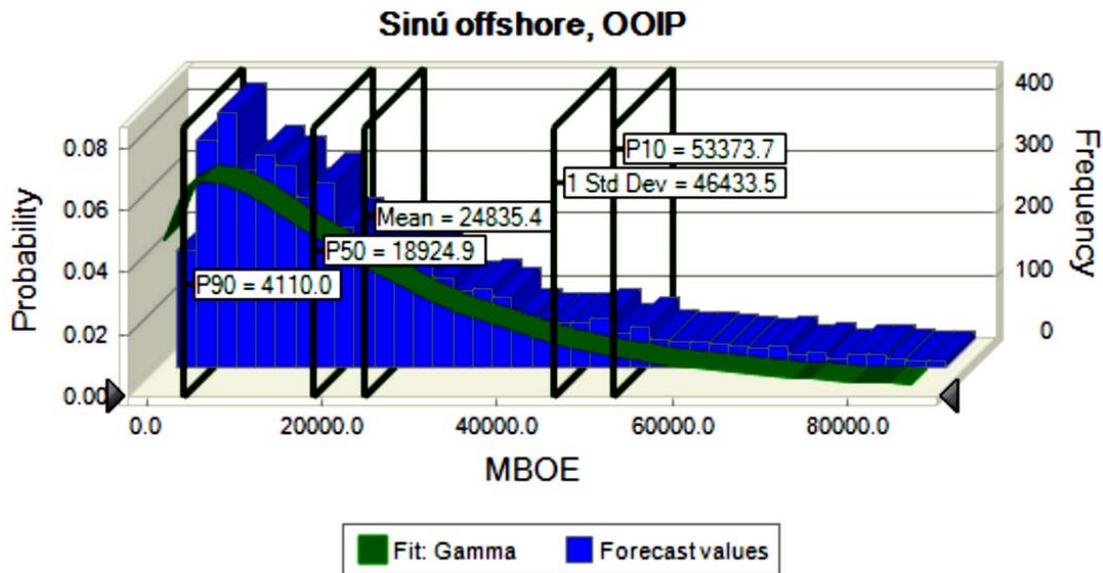


Figura 21. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca Sinu offshore.

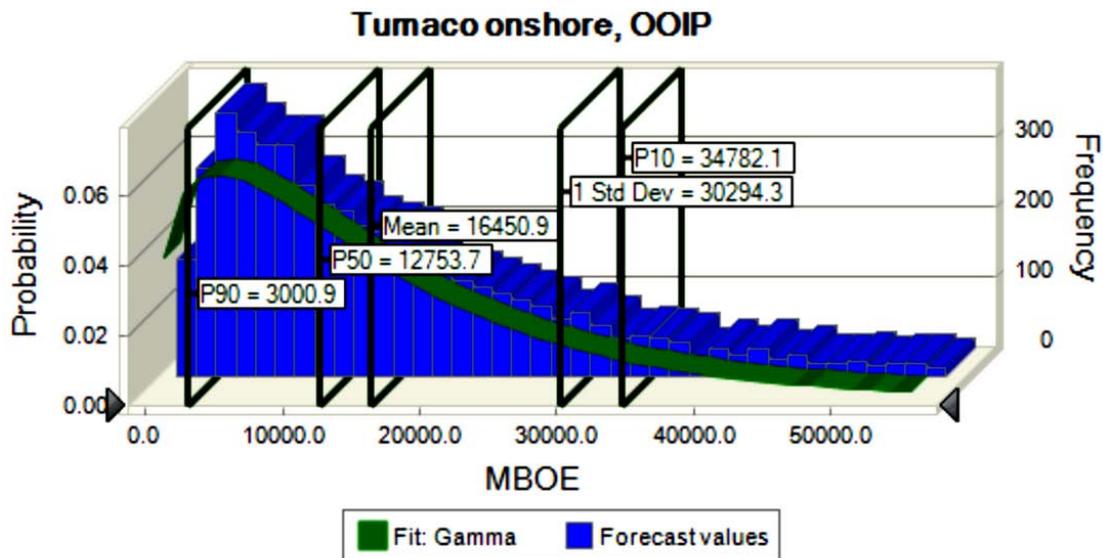


Figura 22. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Tumaco.

Pacífico y al Oeste con la fosa de subducción de Colombia en el Pacífico.

Las simulaciones probabilísticas de Monte Carlo realizadas indican un potencial promedio de 23.455,3 MBPE (Figura 23, Tabla 5).

#### Cuenca Valle Superior del Magdalena

La cuenca del Valle superior del Magdalena es una cuenca situada en la parte alta del Río Magdalena, que limita al Norte con el Cinturón Plegado de Girardot, al Sureste par-

cialmente con el sistema de fallas de Algeciras – Garzón, al Noreste con el sistema de fallas de Bituima – La Salina y al Oeste con la Cordillera Central. Un alto de basamento llamado el alto de Natagaima-El Pata divide esta cuenca en las subcuencas de Girardot y Neiva.

Las rocas reservorio se hallan relacionadas a la formación Caballos, Monserate y Gualanday, en acumulaciones de tipo estructural y/o estratigráfica, jugando la formación de Guaduala un buen papel como roca sello (Acosta *et al*, 1983 en Govea y Aguilar, 1986).

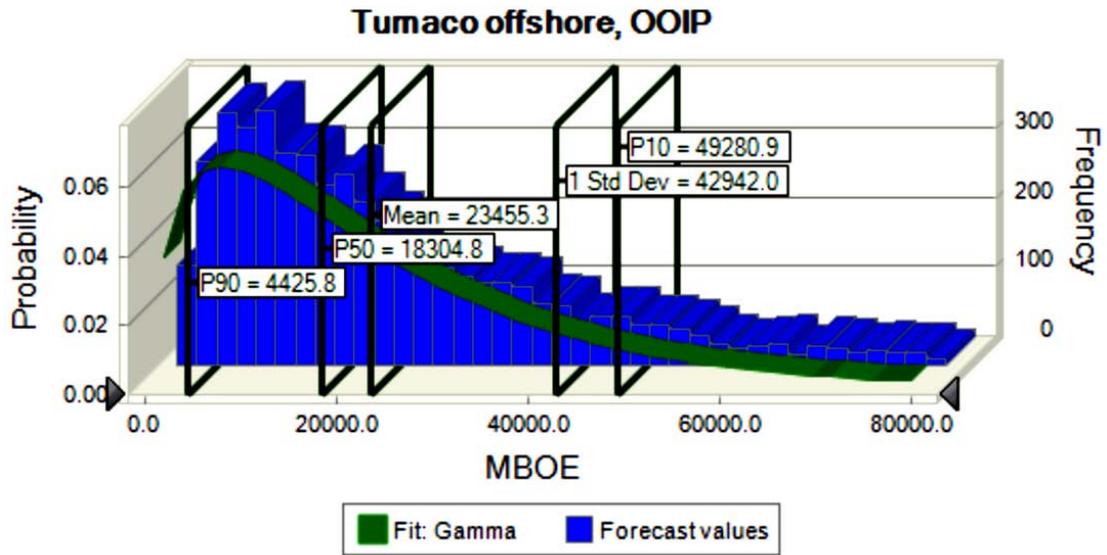


Figura 23. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Tumaco offshore.

Esta cuenca provee una gran producción en áreas pequeñas, cuenta con 53 campos y unas reservas 2P de 1.202 MBPE (IHS, 2008). La producción de yacimientos naturalmente fracturados no ha sido caracterizada y puede aportar importantes volúmenes. Las simulaciones probabilísticas realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 14.771,2 MBPE (Figura 24).

**Cuenca de Urabá**

La Cuenca de Urabá limita al Norte – Noroeste con Panamá, al Suroeste con el Batolito de Mandé y la falla de Murindó, al Este con el sistema de fallas de Uramita, al Oeste con la serranía de Darién y al Sur con la Cordillera Occidental.

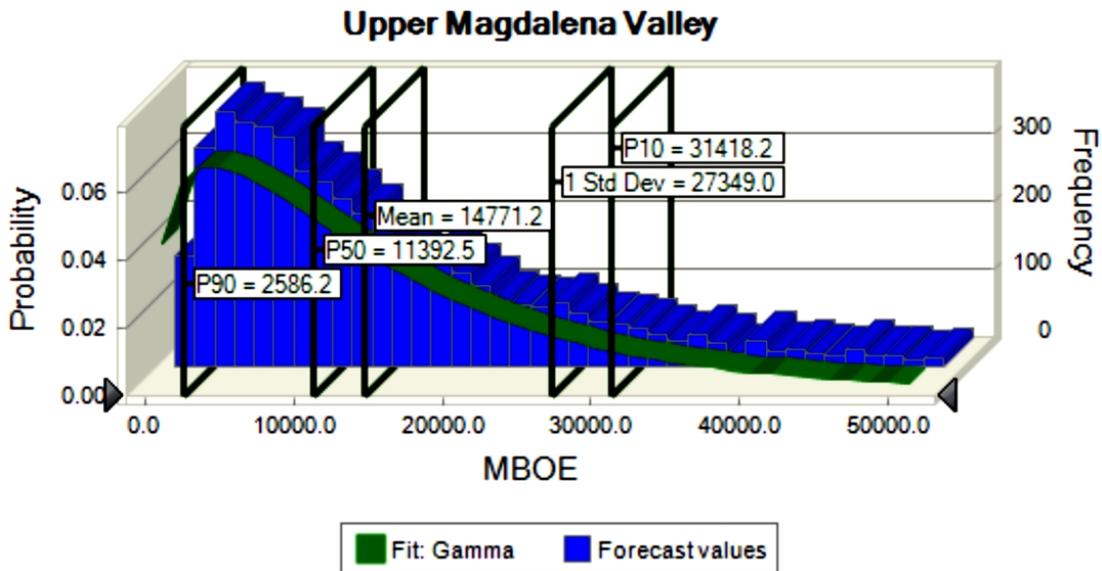


Figura 24. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca Valle Superior del Magdalena.

Esta cuenca presenta una gruesa sección Marina del Neógeno, pero el sistema petrolífero aún no ha sido estudiado. Las estimaciones probabilísticas de Monte Carlo realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 7.867,9 MBPE (Figura 25, Tabla 5).

**Cuenca de Vaupés-Amazonas**

Esta cuenca limita al Norte con el Arco de Vaupés, al Sur – Sureste con Perú y Brasil, al Oeste con la Serranía de

Chiribiquete y al Este con El Alto de la Trampa y la Mesa de Carurú.

Aun cuando el sistema petrolífero de esta cuenca no ha sido bien estudiado, su comportamiento puede ser parecido al de las cuencas Paleozoicas de Brasil y Bolivia, las cuales han tenido importantes descubrimientos. Las simulaciones probabilísticas realizadas indican un potencial promedio de 106.729,4 MBPE (Figura 26).

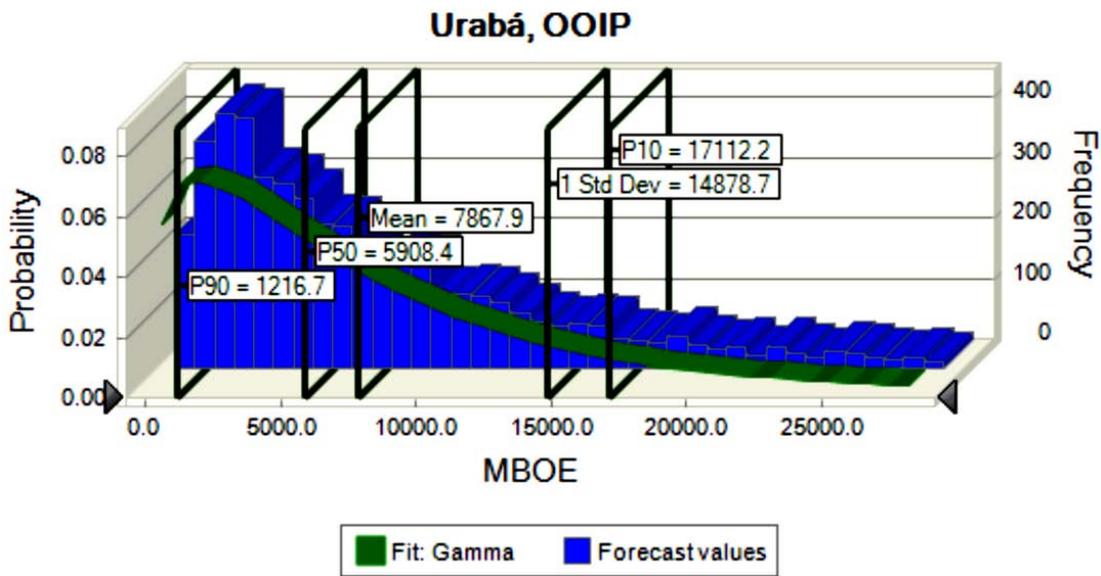


Figura 25. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Urabá.

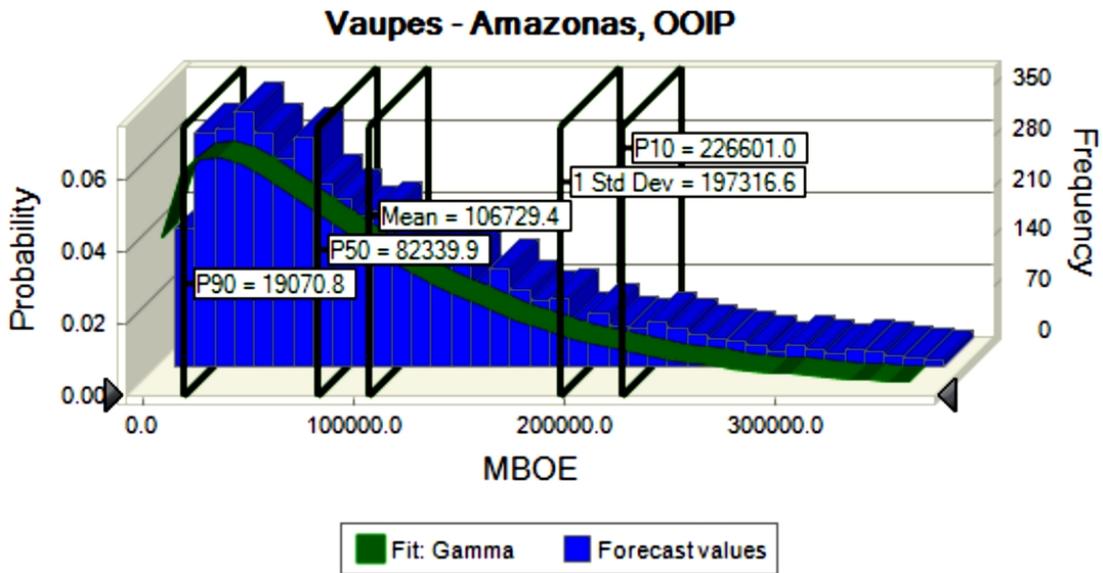


Figura 26. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para la cuenca de Vaupés-Amazonas.

## Discusión y Resultados

Las hipótesis con las que se desarrolla este trabajo evidencian una serie de limitaciones que deberán ser resueltas con nueva información adquirida en cada una de las cuencas. Se torna clave resolver problemas de espesor de yacimientos o “net pay” representativo por cuenca, en particular en cuencas fronterizas como Vaupés – Amazonas, Tumaco, Chocó, entre otras. Para el efecto será necesario realizar estudios sísmicos regionales que contemplen tendidos largos para garantizar detección de objetivos profundos, así como resoluciones amplias en banda frecuencial que permitan evaluar estratos con yacimientos potenciales. En esta misma línea, será necesario el desarrollo de pozos stratigráficos que alcancen el basamento económico y que garanticen la adquisición de información geoquímica y petrofísica.

No obstante, los resultados hallados en este trabajo nos dan buena idea sobre el potencial hidrocarbúfero del territorio colombiano. Según las estimaciones realizadas el rango de OOIP para los percentiles  $P_{10}$  –  $P_{90}$  son del orden de 1.368.621,4 – 569.024,4 MBPE y un valor promedio de 930.758,8 MBPE (Figura 27). Bajo escenarios relativamente conservadores podríamos castigar estos rangos con un riesgo geológico máximo del 30% y un factor de recobro máximo de 20%. Así las cosas el recurso prospectivo podría estar en el rango de 82.117,3 y 34.141,5 MBPE.

Teniendo en cuenta que hasta la fecha se han recuperado aproximadamente 7.000 MBPE, entonces, podemos

vislumbrar un importante recurso que espera ser hallado. Según el estudio más reciente (IHS, 2008) aún por hallar (YTF) existe un rango entre 859 – 13.874 MBE. Esta discrepancia con respecto a los resultados de éste trabajo se explica por dos situaciones claves:

1. Los estudios basados en aproximaciones fractales con la producción solo tienen en cuenta la historia de explotación, y
2. Las áreas donde se espera hallar nuevos recursos se circunscriben a aquellas donde actualmente se tiene explotación y/o ejercicio exploratorios con cierto detalle.

Evidentemente estas premisas impiden romper fronteras hacia áreas de una misma cuenca poco conocidas. En este trabajo se trasciende la presencia del recurso a lo largo de toda la cuenca. Esta condición es promotora de nuevos estudios que vayan más allá de los límites de exploración conocidos. Como ejemplo, en la Figura 28 se puede apreciar el ajuste fractal realizado por IHS (2008) para la cuenca de los Llanos Orientales. El recurso por hallar (área entre las curvas de distribución de campos descubiertos y futuros hallazgos) refleja únicamente las áreas circunscritas entre las zonas de producción de la cuenca en cuestión.

Por otra parte, los recursos no-conventionales podrían ascender a 80.000 MBPE (Arthur D’Little, 2008).

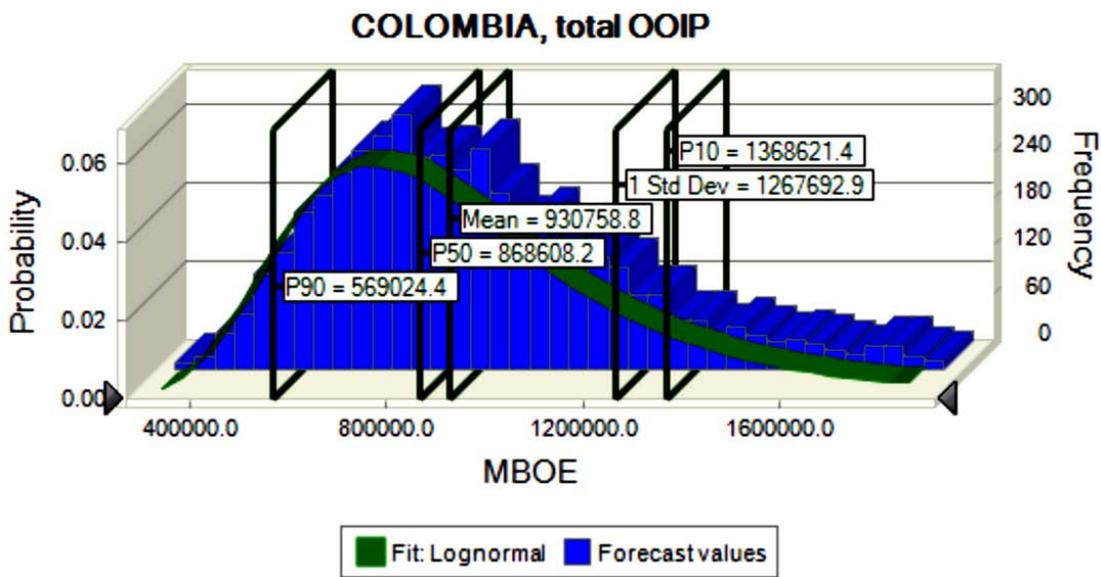
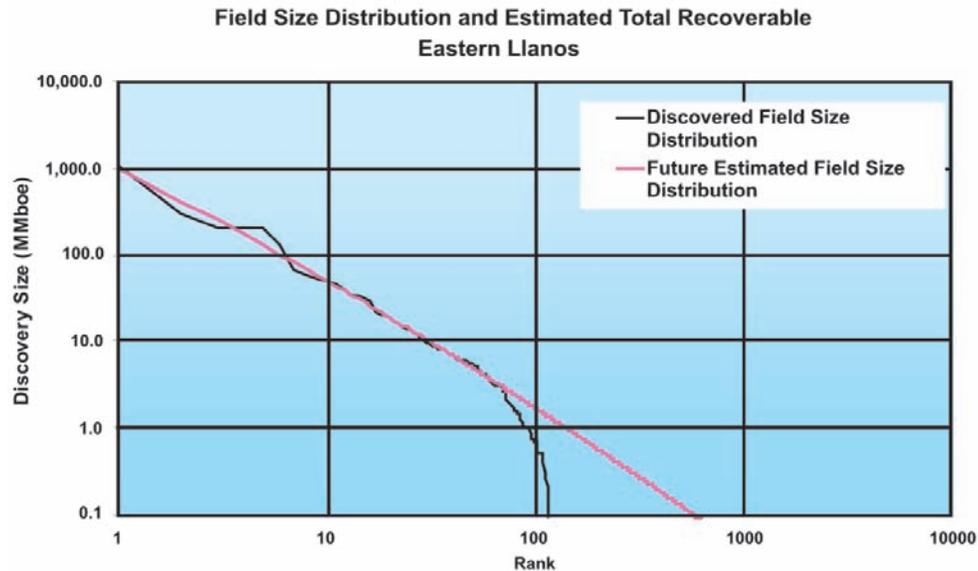


Figura 27. Resultados de la simulación por el método de Monte Carlo para toda Colombia.



**Figura 28.** Aproximación fractal para estimar el recurso recobrable por hallar para la cuenca de los Llanos Orientales (Tomado de IHS, 2008).

Estos recursos estarían ubicados principalmente en las cuencas marinas de frontera. Dicha cifra deberá ser depurada mediante ejercicios exploratorios sistemáticos en zonas profundas y ultra-profundas de las cuencas Colombia en el Caribe y el Pacífico. Ambas cuencas están inexploradas pero pueden presentar un potencial significativo en su margen oriental para el desarrollo de proyectos de hidratos de gas.

### Conclusiones

Ha sido desarrollado un ejercicio probabilístico basado en el método de Monte Carlo para estimar el rango de OOIP para las cuencas sedimentarias de Colombia. De las 23 cuencas sedimentarias presentadas por **Barrero et al.** (2007) se han excluido de estas estimaciones las cuencas Colombia profunda en el Caribe y el Pacífico debido a la falta de información y a la alta incertidumbre respecto a la distribución de los recursos. Las estimaciones para los percentiles  $P_{10} - P_{90}$  son del orden de 1.368.621,4 – 569.024,4 MBPE con un valor promedio de 930.758.8 MBPE. Bajo escenarios conservadores estos rangos con riesgo geológico máximo del 30% y factor de recobro máximo de 20% podrían sugerir un recurso prospectivo en el rango de 82.117,3 y 34.141,5 MBPE. La validación de estos resultados implicará despliegues exploratorios agresivos, particularmente sobre cuencas frontera.

### Referencias

- Barrero, D., Pardo, A., Vargas C. A. & Martínez, J.** (2007). Colombian sedimentary basins: nomenclature, Boundaries and petroleum Geology, a New Proposal. Primera Edición. Bogotá – Colombia.
- Arthur D'little** (2006). Estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético. Informe final para la ANH.
- Arthur D'little** (2008). Potencial de recursos no convencionales en Colombia. Reporte interno, ANH.
- Bendeck, J.** (1985). Estadísticas de la Industria Petrolera Colombiana. Séptima edición, Ecopetrol, Bogotá.
- Ecopetrol** (1980). Cuencas Sedimentarias Colombianas. Cuaderno Técnico ICP.
- Ecopetrol** (2000). Atlas of sedimentary basins and petroleum geology of Colombia. Digital Atlas.
- Ecopetrol** (2001). Opportunities for Hydrocarbon Exploration & Production in Colombia.
- Govea, C. & Aguilera, H.** (1985). Cuencas Sedimentarias de Colombia. Memorias del II Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en la Cuencas Subandinas, pp. 1-93.
- Govea, C. & Aguilera, H.** (1986). Cuencas Sedimentarias de Colombia. Cuadernos Técnicos de Ecopetrol. 79 pp.
- HALLIBURTON** (2007). Estudio de prospectividad del Caribe Colombiano offshore. Informe interno - ANH.

- HALLIBURTON** (2008). Estudio de prospectividad del área de crudos pesados en los Llanos Orientales de Colombia. Informe Interno - ANH.
- IHS** (2008). Evaluation of resources and strategies for investment planing. Informe final para la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH.
- Ivanhoe, L.F.** (1982). Regional petroleum geology and petroleum prospects of Colombia. Informe Geológico 1066. Ecopetrol, Bogotá.
- Kingston, D. R.; Dishroon, C. P. & Williams, P. A.** (1983). Global basin classification system. AAPG bulletin, Vol. 67 (12), pp. 2175-2193.
- Mora H., C.** (2000). Evaluación del potencial de los sistemas petrolíferos en las cuencas cretácicas con producción comercial en Colombia (Putumayo, Valle Superior de Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos Orientales). Maestría en sistemas petrolíferos, Universidad Federal de Rio de Janeiro CENPES / PETROBRAS
- Ortiz, J.** (1997). Oportunidades de Desarrollo del Sector Hidrocarburos y su aporte a la Economía del País. Foro Internacional. "Cambio y Globalización: Oportunidades y Retos para la Industria Colombiana de los Hidrocarburos". Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá. 21 pp.
- PeruPetro** (2003). [http://www.petroedgesolutions.com/peru\\_maranon\\_report.htm](http://www.petroedgesolutions.com/peru_maranon_report.htm)
- SPE/WPC/AAPG** (2001). 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. Society of Petroleum Engineers, ISBN 978-1-55563-105-5.
- Universidad Industrial de Santander** (2008). Informe de prospectividad de la cuenca Cesar-Ranchería. Informe interno, ANH.
- Universidad Industrial de Santander** (2009). Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Informe interno, ANH - FONADE.
- Universidad Nacional de Colombia** (2008). Informe de prospectividad de la cuenca de la Cordillera Oriental. Informe interno, ANH.
- USGS, Higley Debra** (2004). The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System. U.S. Geological Survey Bulletin 2206-A
- Vargas, C. A., Zamora & A., Pardo, A.** (2007). GEOINFORMATION DENSITY: A criterion on ANH Block Negotiation. Earth Sciences Research Journal, v.11, n.1, p.5 - 19
- ZIFF Energy Group** (2007). Estimación, análisis y comparación de los costos de exploración y producción de hidrocarburos en las Cuencas colombianas y diseño de una metodología.

Recibido: mayo 20 de 2009.

Aceptado: junio 4 de 2009.

