



**ESTIMACIÓN, ANÁLISIS Y
COMPARACIÓN DE LOS
COSTOS DE EXPLORACIÓN
Y PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS EN LAS
CUENCAS COLOMBIANAS
Y EL DISEÑO DE UNA
METODOLOGÍA PARA LA
ACTUALIZACIÓN
PERIÓDICA DE LOS
MISMOS**

INFORME FASE 1

Para

**Agencia Nacional de
Hidrocarburos**

Junio 2007

CONFIDENCIALIDAD

Este estudio contiene información confidencial y ha sido preparado por ZIFF ENERGY GROUP. Los derechos de este estudio son la exclusividad de ZIFF ENERGY GROUP (ZEG). La provisión de este estudio es estrictamente para el uso interno de su compañía, la misma que, al igual que sus empleados, deben mantener su confidencialidad y no utilizarlo para cualquier otro propósito. Este estudio no puede ser reproducido, distribuido, transmitido ó presentado en su totalidad o parcialmente, de cualquier forma a ninguna parte fuera de la compañía, sin el expreso consentimiento escrito por ZIFF ENERGY GROUP

Los datos contenidos en este estudio, aunque se consideran correctos, no están certificados o representados por ZIFF ENERGY GROUP. ZEG se abstiene expresamente a toda responsabilidad u obligación respecto a las pérdidas o daños causados, incluyendo responsabilidad económica consecuencial, por daños directos o indirectos, a cualquiera de las partes que se confíe en la información contenida en este estudio.

ESTIMACIÓN, ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LOS COSTOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN LAS CUENCAS COLOMBIANAS Y EL DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN PERIÓDICA DE LOS MISMOS

TABLA DE CONTENIDO

| Sección | Página |
|--|--------|
| I. RESUMEN EJECUTIVO | 6 |
| II. INTRODUCCIÓN | 9 |
| III. METODOLOGÍA: | 11 |
| Metodología para deflactar costos | 13 |
| Contexto:..... | 13 |
| Deflactores: | 14 |
| IV CARACTERIZACIÓN A NIVEL REGIONAL | 16 |
| Características Generales..... | 16 |
| Actividad Exploratoria..... | 19 |
| Complejidad y Nivel de Conocimiento Geológico..... | 20 |
| Madurez Exploratoria de las Cuencas..... | 26 |
| V. ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO DE COSTOS | 31 |
| Costo de Hallazgo | 32 |
| Costo de Desarrollo | 35 |
| Costo de Producción – Lifting cost..... | 38 |
| Costo de Transporte | 42 |
| Resultados Agregados de Costos..... | 47 |
| VI. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE COSTOS 2002-2006 | 49 |
| Costo de Hallazgo – Finding Cost..... | 49 |
| Costo de Desarrollo – Development Cost | 53 |
| Costo de Producción (2001-2006) | 54 |
| VII. ESTIMACIÓN CANTIDADES MÍNIMAS Y MÁXIMAS DE CAPEX..... | 56 |
| Capex unitario | 60 |
| Perforación Pozos Exploratorios. | 60 |
| Perforación de Pozos Estratigráficos | 62 |
| Adquisición Sísmica | 63 |
| Reproceso Sísmico | 64 |
| Pozos de Desarrollo..... | 65 |
| VIII. ESTIMACIÓN DE RANGOS DE COSTOS..... | 67 |
| Rango Costo de Hallazgo Acumulado | 67 |

| | |
|---|-----|
| Rango Costo de Desarrollo Acumulado | 69 |
| Rango Anual Costo de Desarrollo | 70 |
| Comparación con estándares internacionales. | 71 |
| Rango Costo de Producción 2006 | 72 |
| IX. ESTIMACIÓN DE COSTOS EN CUENCAS INACTIVAS CON ANÁLOGOS..... | 74 |
| Cuantificación del impacto de los factores | 79 |
| Información utilizada | 83 |
| Cuencas Análogas | 84 |
| Análisis Detallado de los Factores de Costo | 89 |
| Costo de transporte cuencas inactivas..... | 127 |
| X CLASIFICACIÓN DE LAS CUENCAS SEGÚN SU COSTO..... | 131 |
| Agrupación de Cuencas - Escenarios | 132 |
| XI APENDICES..... | 137 |
| Apéndice 1. Matriz de Densidad de Geoinformación | |
| Apéndice 2. Costos Ambientales de la Actividad Petrolera | |
| Apéndice 3. Comunidades | |
| Apéndice 4. Ecosistemas | |
| Apéndice 5. Distribución de la Vegetación | |
| Apéndice 6. Distribución de la Pluviosidad | |
| Apéndice 7. Fisiografía | |
| Apéndice 8. Ductos (petróleo y gas) | |
| Apéndice 9. Sistema de transmisión Nacional | |
| Apéndice 10. Vías | |
| Apéndice 11. Matriz caracterización Cuencas | |
| Apéndice 12. Abreviaturas y Coeficientes de Conversión | |
| Apéndice 13. Glosario | |

INDICE DE TABLAS

| Nº de TABLA | Pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Deflactores | 14 |
| Tabla 2. Área de las cuencas sedimentarias en km ² . | 18 |
| Tabla 3. Actividad exploratoria. | 19 |
| Tabla 4. Complejidad geológica por tipo de cuenca. | 23 |
| Tabla 5. Criterios para calificar la complejidad de los sistemas petrolíferos. | 24 |
| Tabla 6. Complejidad sistemas petrolíferos de las cuencas inactivas. | 25 |
| Tabla 7. Criterios para definir madurez exploratoria con base en densidad de información. | 26 |
| Tabla 8. Madurez exploratoria en cuencas productivas. | 27 |
| Tabla 9. Recursos de Hidrocarburos – Potencial de Las Cuencas de Colombia 1997. | 29 |
| Tabla 10. Recurso de Hidrocarburo Potencial de Las Cuencas de Colombia 2006 | 30 |
| Tabla 11. Costo de hallazgo | 33 |
| Tabla 12. Costo de desarrollo 2002-2006 | 36 |
| Tabla 13. Cálculo del Lifting Cost | 39 |
| Tabla 14. Costos de Transporte de Crudo | 44 |
| Tabla 15. Tarifa de Transporte por gasoductos | 45 |
| Tabla 16. Rango de costos por transporte de Gas | 46 |
| Tabla 17. Costos unitarios 2002-2006 | 47 |
| Tabla 18. Histórico Inversiones Exploratorias 20001 – 2005 | 49 |
| Tabla 19. Inversiones Exploratorias MUSD Corrientes | 50 |
| Tabla 20. Inversiones Exploratorias MUSD Constantes de 2006 | 51 |
| Tabla 21. Reservas Descubiertas | 51 |
| Tabla 22. Costo de Hallazgo | 52 |
| Tabla 23. Inversiones en Desarrollo | 53 |
| Tabla 24. Reservas a Desarrollar | 53 |
| Tabla 25. Costo de Desarrollo, USD/Be | 53 |

| | |
|---|----|
| Tabla 26. Lifting Costo por Cuenca para el Período | 54 |
| Tabla 27. Producción Nacional de Hidrocarburos | 55 |
| Tabla 28. Capex Total | 57 |
| Tabla 29. Capex de Desarrollo más Capex Operativo | 57 |
| Tabla 30. Capex Exploratorio | 58 |
| Tabla 31. Capex Pozos Exploratorios | 61 |
| Tabla 32. Pozos Exploratorios | 61 |
| Tabla 33. Capex Pozos Exploratorios | 62 |
| Tabla 34. Inversiones Pozos Estratigráficos | 62 |
| Tabla 35. Pozos Estratigráficos | 63 |
| Tabla 36. Capex Pozos Estratigráficos | 63 |
| Tabla 37. Rango Capex Pozos Estratigráficos | 63 |
| Tabla 38. Capex Unitario Adquisición Sísmica | 64 |
| Tabla 39. Capex Unitario Reproceso Sísmico 2006 | 64 |
| Tabla 40. Capex Pozos de Desarrollo | 65 |
| Tabla 41. Rango Costo de Hallazgo | 67 |
| Tabla 42. Costo de Hallazgo Promedio, USD/Bpe | 68 |
| Tabla 43. Costo de Hallazgo Mínimo, USD/Bpe | 68 |
| Tabla 44. Rango Costo de Desarrollo | 69 |
| Tabla 45. Costo de Desarrollo Mínimo, USD/Be | 70 |
| Tabla 46. Reservas Desarrolladas Máximas | 70 |
| Tabla 47. Costo de Desarrollo Promedio, USD/Be | 70 |
| Tabla 48. Rango de Lifting Cost Promedio 2006 | 71 |
| Tabla 49. Inversiones en Desarrollo | 71 |
| Tabla 50. Rango Lifting Cost | 72 |
| Tabla 51. Impacto sobre el costo, por actividad | 79 |
| Tabla 52. Relación de Apéndices y sus Fuentes | 83 |
| Tabla 53. Relación De Comunidades Presentes En El Territorio Nacional | 91 |
| Tabla 54. Estadísticas Forestales por Regiones | 96 |
| Tabla 55. Indicador Grado de Alteración del Sistema Natural | 98 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 56. Grado de Conservación del Sistema Boscoso | 99 |
| Tabla 57. Tendencias de la Precipitación Anual | 102 |
| Tabla 58. Tendencias de la Precipitación por Regiones | 103 |
| Tabla 59. Redes de Transporte de Hidrocarburos, Oleoductos | 107 |
| Tabla 60. Redes de Transporte Hidrocarburos, Propanoductos | 108 |
| Tabla 61. Redes de Transporte de Hidrocarburos, Poliductos | 109 |
| Tabla 62. Disponibilidad de Infraestructura Eléctrica | 115 |
| Tabla 63. Estado De La Red Vial | 116 |
| Tabla 64. Estimación de La Cobertura de Vías, por Cuneca | 120 |
| Tabla 65. Estimación de Riesgo de Orden Público, por Cuenca | 122 |
| Tabla 66. Criterios madurez exploratoria | 123 |
| Tabla 67. Clasificación de Las Cuencas, según su Nivel de Exploración | 124 |
| Tabla 68. Distancia de las Cuencas Improductivas a Puerto | 129 |
| Tabla 69. Potencial de Hidrocarburos por descubrir | 133 |

INDICE DE FIGURAS

| Nº de FIGURA | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. Agrupación de las Cuencas por Nivel de Costo | 6 |
| Figura 2. Comparación de Costos en Colombia Vs. Otros Países | 7 |
| Figura 3. Diagrama de flujo, captura de información | 11 |
| Figura 4. Evolución de los Precios en Colombia | 13 |
| Figura 5. Mapa Oficial de Cuencas Sedimentarias de Colombia | 17 |
| Figura 6. Preferencia de los Inversionistas | 34 |
| Figura 7. Éxito Exploratorio Según Cuenca | 34 |
| Figura 8. Lifting cost, cuenca Catatumbo | 40 |
| Figura 9. Lifting cost, Cuenca Llanos | 40 |
| Figura 10. Lifting cost, cuenca Putumayo | 41 |
| Figura 11. Lifting cost, cuenca Valle Medio del Magdalena | 41 |
| Figura 12. Lifting cost, cuenca Valle Superior del Magdalena | 41 |
| Figura13. Costos Unitarios de hallazgo, desarrollo, producción y transporte – en cuencas productivas | 48 |
| Figura 14. Capex 2002 – 2006 Por Cuenca | 59 |
| Figura 15. Capex País 2002- 2006 | 59 |
| Figura 16. Comparación Capex con otros Países | 72 |
| Figura 17. Equipos de perforación / completamiento disponible en Colombia | 74 |
| Figura 18. Características Técnicas y Tecnológicas, actividad de E&P | 84 |
| Figura 19. Columa estratigráfica Guajira | 85 |

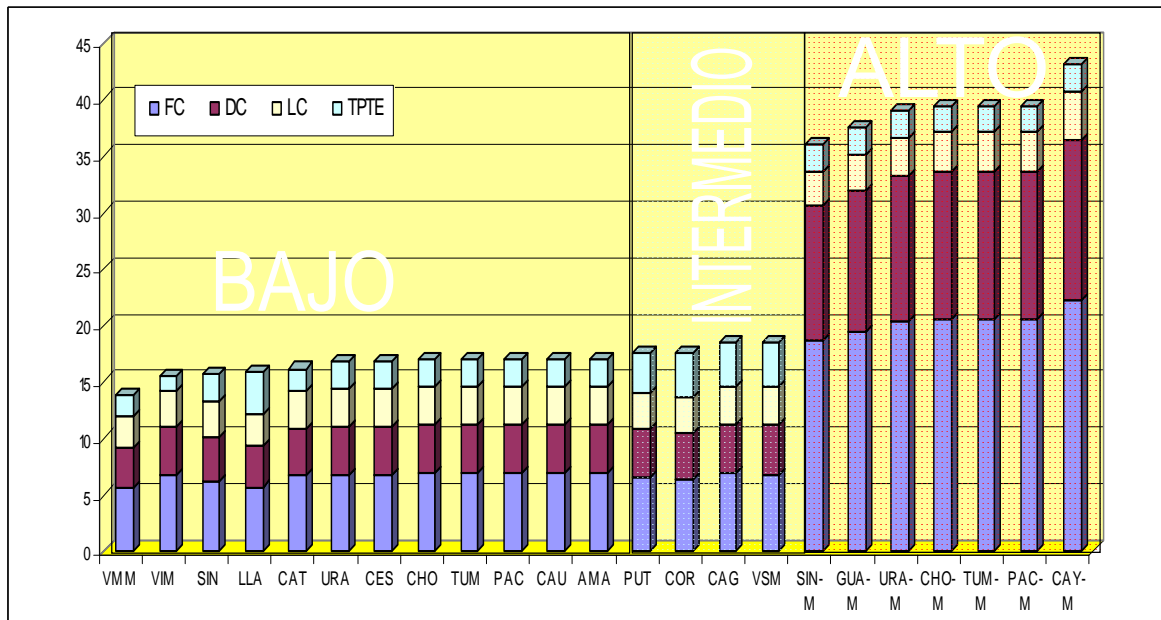
| | |
|---|-----|
| Figura 20. Correlación estratigráfica Pacífico – Urabá / Sinú / VIM | 86 |
| Figura 21. Columna estratigráfica Cauca Patía | 87 |
| Figura 22. Columna estratigráfica VSM | 87 |
| Figura 23. Correlación estratigráfica Caguán Putumayo | 88 |
| Figura 24. Grado de alteración Sistema Natural | 98 |
| Figura 25. Grado de conservación del sistema boscoso | 99 |
| Figura 27. Evolución de la Potencia Máxima mensual en el SIN | 110 |
| Figura 26. Demanda Nacional de Energía | 111 |
| Figura 28. Capacidad Efectiva Neta Instalada | 111 |
| Figura 29. Capacidad Efectiva Neta por tipo de generación | 112 |
| Figura 30. Agentes Generadores | 113 |
| Figura 31. Estado red Vial Pavimentada | 116 |
| Figura 32. Estado red Vial no Pavimentada | 116 |
| Figura 33. Estado red Vial total | 116 |
| Figura 34. Mapa de Ductos | 128 |
| Figura 35. Mapa Infraestructura Petrolera | 130 |
| Figura 36. Escenario 1 - Histórico | 134 |
| Figura 37. Escenario 2 - Normalizado Parcial | 135 |
| Figura 38. Escenario 3 - Normalizado | 136 |

I. RESUMEN EJECUTIVO

La información compilada a lo largo de la Fase I y su consolidación y análisis, permitieron estimar en las cuencas sedimentarias potencialmente petrolíferas de Colombia, los costos de hallazgo, desarrollo, producción y transporte para el quinquenio 2002 – 2006.

Con base en estos resultados, se construyeron tres escenarios que incluyen todas las cuencas, agrupadas en: alto, moderado y bajo costo. Una vez analizados estos con detalle, se observa que el Escenario No. 3, denominado *normalizado*, cuyos resultados a su vez se presentan en la Figura 1, refleja la realidad más probable para los costos de hallazgo, desarrollo, producción y transporte.

Figura 1. Agrupación de las Cuencas por Nivel de Costo



Para llegar a este resultado y dado que por falta de descubrimientos no se pudieron calcular la totalidad de los costos de hallazgo y desarrollo para las cuencas productivas en cada uno de los años del quinquenio y menos obtener una serie que permitiera determinar una tendencia definida, fue necesario estimar sus costos a partir de la información disponible. Este escenario se construyó tomando como base los costos promedios calculados para el país en el quinquenio, información representativa y comparable con promedios internacionales y finalmente, un factor de potencial obtenido como la relación del potencial de reservas por descubrir en cada cuenca al potencial total a descubrir en el país. Con este procedimiento soportado en datos reales se busca eliminar el efecto de resultados puntuales dispersos y sin consistencia.

Conclusiones Generales:

- La información de costos está dispersa y es de calidad muy variable, lo que hace difícil su consolidación. Para superar esta dificultad es importante mejorar los procesos de captura y estandarización de la información.
- La confidencialidad de la información de costos y reservas dificultó el normal desarrollo del proyecto.
- Las cuencas potencialmente petrolíferas cubren un área de 1.041.000 km² (50,3% del área total de Colombia¹). De éstas 178.000 km² son marinas (19,2% de total de áreas marinas de Colombia).
- La mayoría de las cuencas tienen complejidad intermedia (62%) y alta (31%). Solo 2 cuencas (plataforma de los Llanos y Valle Medio del Magdalena) tienen complejidad baja (2%). Esto hace que la prospección se mas difícil y costosa.
- Como potencial de las cuencas se tomaron, siguiendo las instrucciones de la ANH, los cálculos de 1997 de Ecopetrol que asciende a 37.000 MBPe. Sin embargo, dada la sensibilidad de los costos al potencial de hidrocarburos, especialmente en las cuencas inactivas, se recomienda que la ANH adelante un estudio actualizado incorporando información reciente y nuevas metodologías de estimación.
- De acuerdo con las densidades de Geoinformación, se determinó que desde el punto de vista exploratorio, *no hay cuencas maduras*. Esto implica que el país está inexplorado y se requieren incrementar las actividades de exploración.
- La actividad exploratoria en el quinquenio 2002-2006 cubrió 12 de las 25 cuencas potencialmente petrolíferas². Durante este período se realizaron: 8.844 Km² de sísmica 3D, 45.280 Km de sísmica 2D, 84.351 Km de reporeso, 244 pozos exploratorios 141 pozos A3, 10 pozos A2 y 92 pozos A1.
- El esfuerzo anterior demandó durante el quinquenio, inversiones totales – CAPEX exploratorio - de USD 1.742; es decir, prácticamente casi se duplicaron al pasar de MUSD 311 en 2002 a MUSD 547 en 2006. Como resultado se declararon comerciales cerca de 170 MBPe de nuevas reservas. Las mayores reservas se encontraron en la cuenca de los Llanos (101) y Cordillera (38).
- Más del 75% de las inversiones en el quinquenio, se concentraron en las cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena y los Llanos Orientales. Esto confirma que las cuencas con mayor potencial atraen la mayor parte de la inversión.

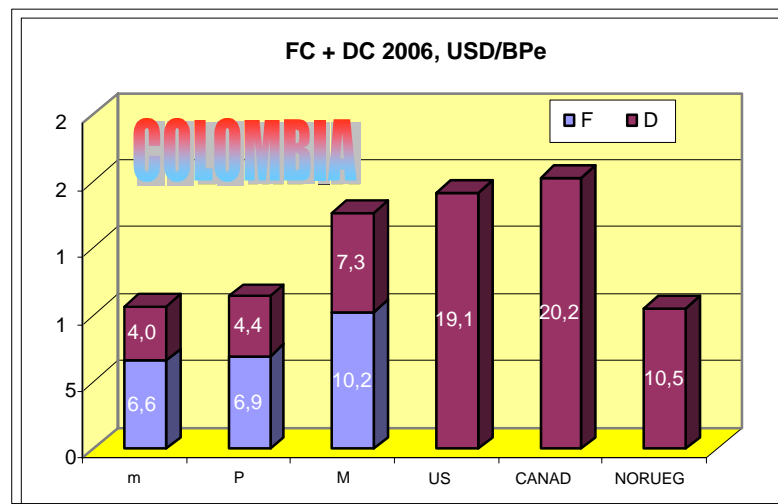
¹ Total: 2.070.408 km²; **área** continental: 1.141.748 km²; **área** marítima: 928.660 km². Fuente IGAC,

² Las 7 cuencas marinas se cuentan aparte. Cuatro en el Caribe y tres en el Pacífico.

- Los costos anuales de hallazgo y desarrollo por cuenca, muestran una gran dispersión, producto de la falta de continuidad en las campañas exploratorias y agravado con el desfase entre las inversiones, el descubrimiento de las reservas y su comercialidad. Por tanto se recomienda la utilización de los valores quinquenales, o quizás decenales, a nivel país, que son más confiables.
- Durante el quinquenio los costos de hallazgo, desarrollo, producción y transporte tuvieron el siguiente comportamiento:
 - Hallazgo: promedio 6,97 USD/BPe con un rango que oscila entre los 6,6 y 10,45 USD/BPe.
 - Desarrollo: promedio 4,45 USD/BPe con un rango que oscila entre los 4,03 y 7,39 USD/BPe.
 - Producción: promedio 3,46 USD/BPe con un rango que oscila entre los 2,6 y 9,01 USD/BPe. A nivel de cuenca la de mayor costo es Catatumbo con 10,03 USD/BPe y la de menor Cordillera con 1,07 USD/BPe.
 - Transporte: La tarifa de transporte depende de si es petróleo o gas. En el caso del petróleo se aplica una tarifa por barril que esta en función de la distancia a la refinería o al puerto de exportación en Coveñas. La cuenca con mayor tarifa a Coveñas es Cordillera con 4,18 USD/BP y la de menor tarifa el Valle Inferior del Magdalena con 0,72 USD/BP. Para el gas la tarifa depende de la distancia del campo al centro de consumo. Para colocar a las cuencas gasíferas en términos comparables se usó la tarifa de los campos de la Guajira a Barranquilla de 2,37 USD/BPe.
- Los costos de hallazgo y desarrollo, F&D, a nivel país, son competitivos con los estándares internacionales, como lo demuestra la comparación con USA, Canadá y Noruega (m= mínimo, P= promedio, M= máximo)

Figura 2. Comparación de Costos en Colombia Vs. Otros Países

• **COMPARACIÓN COSTOS F&D**



El CAPEX total para el quinquenio fue de MUSD 6.180. Paso de MUSD 1.095 en 2002 a MUSD 1.789 en 2006 que significó un incremento del 63%.

- El CAPEX de desarrollo más el CAPEX operativo durante el quinquenio fue de MUSD 4.438. Paso de MUSD 784 a MUSD 1.242. Significó un incremento del 58%.
- El CAPEX unitario en las categorías establecidas por la ANH puede resumirse como sigue:
 - Pozos exploratorios: Total quinquenio MUSD 1.019. Paso de MUSD 163 en 2002 a MUSD 261 en 2006, 60% de incremento. En términos de MUSD/Pozo los pozos someros tuvieron un costo entre 0,94 y 1,57. Los intermedios entre 2,15 y 4,24. Y los profundos entre 20 y 37³.
 - Pozos de desarrollo: Total quinquenio MUSD 2.732. En términos de MUSD/Pozo fue máximo 4,33, mínimo 3,54 y promedio 3,94.
 - Pozos estratigráficos: Total quinquenio MUSD 1.019. Paso de MUSD 163 en 2002 a MUSD 261 en 2006, 60% de incremento. El costo, en KUSD/pozo, fue máximo 92, mínimo 75 y promedio 84.
 - Adquisición sísmica: Total quinquenio MUSD 520. El costo, en USD/Km 2De⁴, fue máximo 15.377, mínimo 12.582 y promedio 13.979.
 - Reproceso sísmico: Total quinquenio MUSD 22,9. El costo, en USD/Km, fue máximo 298, mínimo 244 y promedio 271.
- En las cuencas inactivas, donde no hay información para calcular los costos de hallazgo, desarrollo, producción y transporte, se hizo un análisis detallado de sus características con base en los Sistemas Petrolíferos, la estratigrafía y el tipo de cuenca, para establecer análogos con las cuencas productivas. Con esta analogía y la cuantificación detallada de diferenciales en los factores de costo establecidos conjuntamente con la ANH⁵, se calcularon los costos para estas cuencas que permitieran compararlas con las cuencas productivas en términos equivalentes.
- Para incrementar la exploración, se deberían implementar políticas de reducción de costos, en busca de lograr descubrir el gran potencial de hidrocarburos que tiene el país. Entre las diferentes opciones se pueden mencionar la perforación *slim hole* en pozos someros y medianos, perforación *underbalance* en crudos pesados, utilización de sísmica 4D y la perforación horizontal, para aumentar el recobro.

³ Someros: hasta 3.000'. Intermedios: 3.000' a 12.000'. Profundos: más de 12.000'.

⁴ 2De: incluye sísmica 3D equivalente. Coeficiente de conversión: 1,7 Km 2D por Km² 3D.

⁵ Socio-ambientales, seguridad, geográficos y climáticos, disponibilidad y tipos de rutas de acceso, infraestructura, nivel de actividad exploratoria y propiedades de los HC.

II. Introducción

El propósito del presente estudio se resume en:

La caracterización de las cuencas colombianas activas y aquellas con potencial - aunque aun no se hayan encontrado en ellas reservas comerciales-, con el fin de analizar el impacto en los costos de las actividades de exploración, desarrollo, producción y, transporte.

El Estudio esta compuesto de tres fases:

1. Caracterización de cuencas y estimación de costos
2. Diseño de la metodología de actualización y proyección de costos
3. Análisis de los resultados obtenidos

Durante la Fase 1 se trabajó a nivel de cada una de las cuencas con dos enfoques:

- Caracterización de las cuencas
- Costos históricos para el período 2002 – 2006 y detallados para el 2006.

Los beneficios finales del estudio son los siguientes:

1. Diseñar, construir y documentar una herramienta que le permita a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH -, asistir a las empresas que en la actualidad y/o en el futuro, estén interesadas en invertir en el país, en la planeación corporativa del portafolio de actividades de exploración, desarrollo y producción.
2. Hacer un análisis, desde el punto de vista del capital requerido, para un portafolio de negocios de exploración, desarrollo y producción en cada una de las cuencas Colombianas.

Específicamente, en la Fase 1 de acuerdo con el Anexo 2 de los términos del contrato se analizaron los siguientes aspectos:

- 1) Caracterización a nivel regional
- 2) Análisis cualitativo y cuantitativo de costos
- 3) Análisis de tendencias de costos 2002-2006
- 4) Estimación cantidades mínimas y máximas de CAPEX
- 5) Estimación de rangos de costos
- 6) Estimación de costos en cuencas inactivas a través de su correlación con análogos

La Fase 2, cuya elaboración está próxima a culminar, al momento de presentación del informe de Fase 1, reúne dos aspectos que completan el diagnóstico de la situación de la actividad de hidrocarburos en Colombia y que son los siguientes:

1. Una metodología de actualización de los costos de las actividades petroleras analizadas y estimadas durante la Fase 1 de este proyecto;
2. Una proyección a cinco años de esos costos (2007-2011) utilizando el modelo de actualización combinado con escenarios alternativos para las principales variables que caracterizan a la macroeconomía colombiana y al mercado internacional del petróleo. El año base de la proyección es el 2006, para el que se elaboró información detallada durante la Fase 1.

El desarrollo de estos dos ítems incluye varios ejercicios de validación de los modelos de actualización y proyección que utilizan los datos históricos y el detalle de costos del 2006.

Los ejercicios de validación, en nuestro caso, implican usar los modelos económicos (de actualización y proyección) para simular los datos históricos. Dado que en la realidad operan factores más complejos y variados que los que recoge el modelo económico, la comparación de las diferencias entre los resultados del modelo y dichos datos históricos, permite agregar información complementaria al análisis.

Por una parte, estos ejercicios permiten mejorar el ajuste del funcionamiento del modelo eliminando los errores sistemáticos a través de su revisión y calibración; en ese sentido la información que brindan es incorporada directamente al modelo para mejorar su funcionamiento. Por otra parte, los ejercicios de validación permiten enriquecer el diagnóstico de la Fase 1, agregando información sobre: la evolución de los costos y sus desvíos respecto del sendero esperado, su estructura a lo largo del tiempo, su variabilidad en términos de la producción y también en término de las variables que caracterizaron al escenario económico histórico (2002-2006).

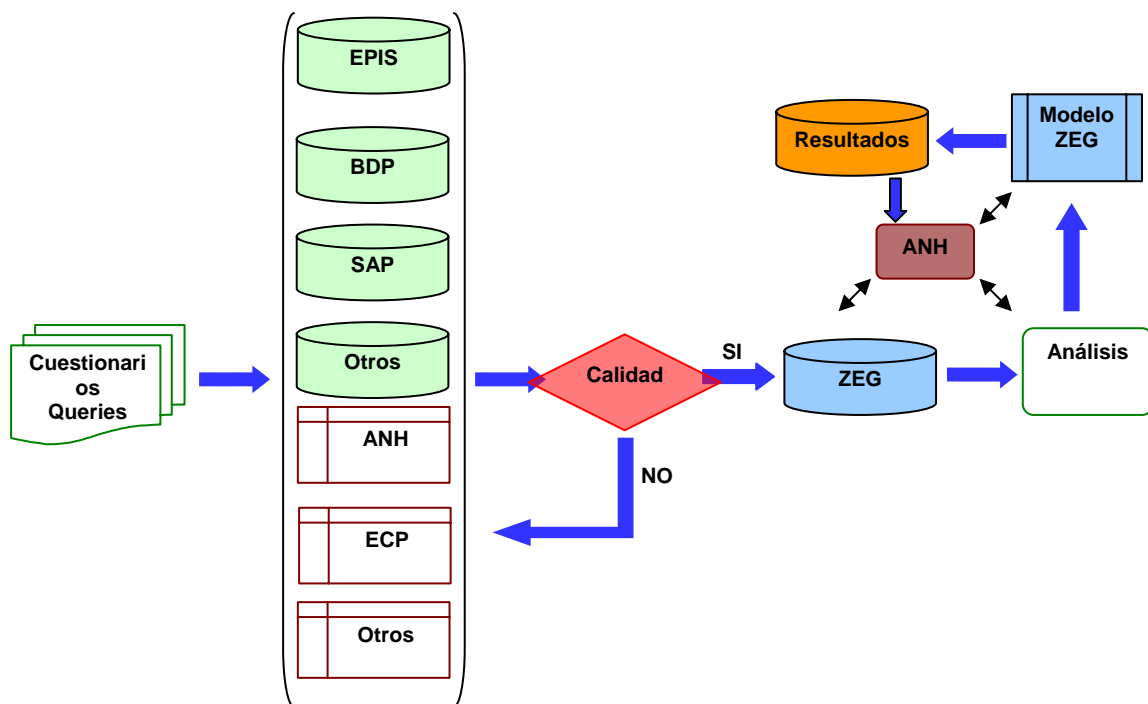
Los resultados de ese análisis se presentarán en el informe de Fase 2 como complemento del diagnóstico y servirán a su vez como insumo de la Fase 3 en los aspectos que hacen referencia a la competitividad de la actividad petrolera colombiana.

Las abreviaturas y coeficientes de conversión utilizadas en el estudio están en el **Apéndice 12** y el glosario de términos en el **Apéndice 13**.

III. METODOLOGÍA

Las cuencas se clasificaron en dos grupos: Productivas e Inactivas o con poca información. En cada uno de estos grupos se analizaron sus características con el fin de estimar el impacto en los costos de las actividades de exploración, desarrollo, producción y transporte. Este análisis se basó en la captura de diferentes fuentes de información como se ilustra en el diagrama de flujo de la Figura 3.

Figura 3. Diagrama de flujo, captura de información



En el inicio del estudio se consultó el EPIS (Exploration and Production Information System) en la ANH, en donde se encontró amplia información sobre las actividades de exploración realizadas durante en período 2001-2006. Sin embargo, esta estructura de datos carecía por completo de información de costos y clasificación de pozos según el sistema Lahee, el cual permite identificar si se trata de pozos exploratorios, estratigráficos o de desarrollo.

Por ese motivo, se optó complementar estos datos consultando la información de ECOPETROL S.A. correspondiente a producción y transporte, disponible en el SAP, e información de inversiones en exploración y desarrollo.

Igualmente se recurrió a la Estadísticas de la Industria Petrolera, fuente que maneja información de actividades de exploración y producción e inversiones consolidadas, al sistema de información de ACIPET – Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleo - que reporta producción y actividades exploratorias, al SIGOB – Sistema de Información del Gobierno de Colombia - que tiene información de exploración, al SIPG – Sistema de Información de Petróleo y Gas - que reporta inversiones en exploración y operaciones, al Ministerio de Minas y Energía para las tarifas de transporte por oleoductos, la CREG – Comisión Reguladora de Energía y Gas - para las tarifas de transporte de gas, suministros y consumos, al Banco de la República para los indicadores financieros, a las compañías operadoras y de servicios y consultas con expertos.

La información proveniente de ECOPETROL S.A. tiene ventajas importantes ya que consolida tanto costos de operación de la Empresa como de sus asociados hasta 2006. La captura de ésta información, a pesar de la buena voluntad de todos los interesados, consumió mas tiempo del programado.

En los casos en que no fue posible su consecución, fue necesario estimar costos, aplicando la experiencia internacional de ZEG. Además, se efectuó un largo proceso de verificación entre los datos de las diferentes fuentes, tarea dispendiosa debido a algunas inconsistencias entre las cifras consolidadas. La calidad de la información existente, hubo de ser corroborada. Se encontró igualmente que las diversas fuentes no manejan todos los atributos de los diferentes datos. Por ejemplo, para el caso de los costos, esta información no se encuentra presente en las bases de datos de ANH y/o EPIS y las compañías operadoras manejan la misma con mucha reserva, debido a su carácter confidencial y estratégico.

El proceso cubrió los siguientes frentes:

- 1) Caracterización a nivel regional
- 2) Análisis cualitativo y cuantitativo de Costos
- 3) Análisis de tendencias de costos 2002-2006
- 4) Estimación cantidades mínimas y máximas de CAPEX
- 5) Estimación de rangos de costos
- 6) Estimación de costos en cuencas inactivas con análogos

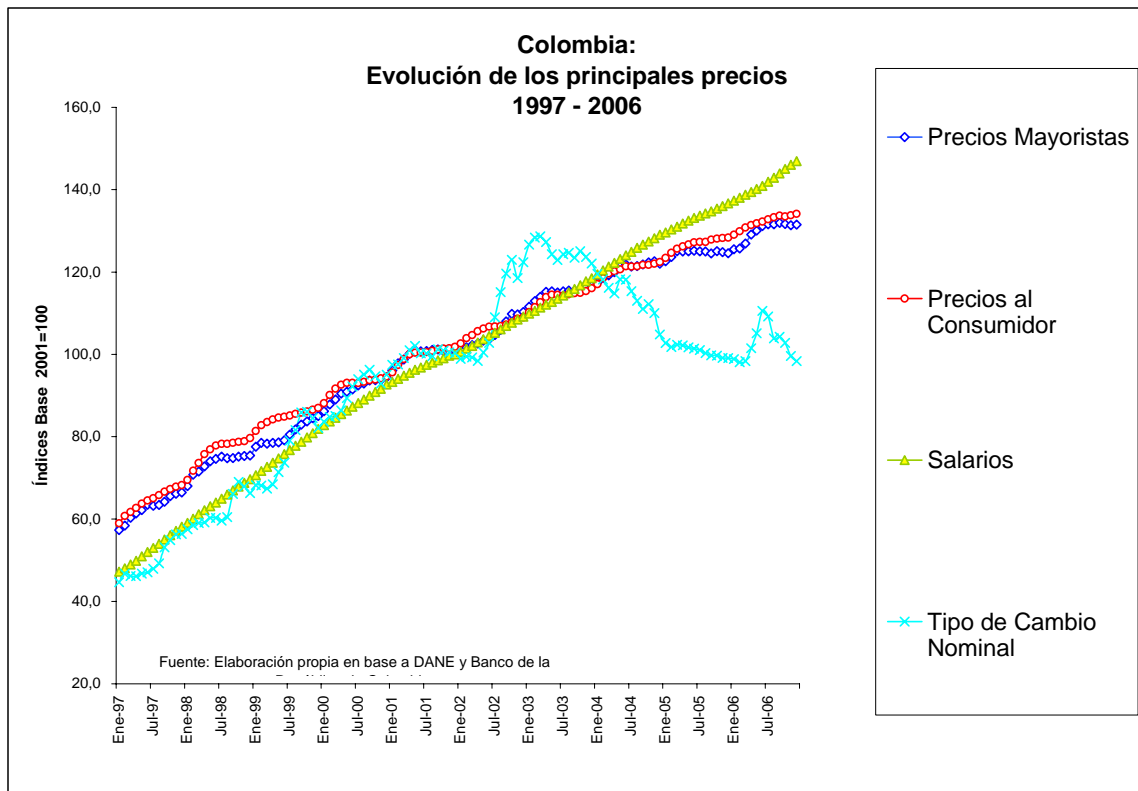
Metodología para deflactar costos:

La justificación del uso de esta metodología y sus índices, será motivo de un análisis detallado en la Fase 2 del Estudio. Sin embargo, a continuación se hará una breve descripción de los índices que se utilizaron para deflactar los costos en pesos corrientes a pesos constantes del 2006 de tal manera que pudieran ser comparables entre si.

Contexto:

- Entre los años 2002 y 2006, la política macroeconómica colombiana buscó estabilizar los precios internos. Por consecuencia del instrumento utilizado (método de Inflation Targeting), el tipo de cambio mostró más fluctuaciones que los precios. Primero pasó por una etapa de relativa depreciación a una de relativa apreciación. (ver Figura 4). Por su parte, los precios internos evolucionaron de manera próxima entre sí y a tasas moderadas.

Figura 4. Evolución de los Precios en Colombia⁶



⁶ Fuente de datos: DANE y Banco de la República.

- Los costos petroleros de cualquier actividad involucran una mezcla de precios locales mayoristas (índices del salario) y precios en dólares de bienes y servicios importados (o importables). Es por ello, que deflactar por cualquier índice individual no refleja una corrección adecuada para los objetivos de este estudio.
- Si se pusiese cada año en dólares, de acuerdo la cotización promedio, se reflejaría la ganancia o pérdida de competitividad de corto plazo respecto de otros países productores. Este puede ser un objetivo válido pero no es el objetivo implícito para este estudio, según los requerimientos de la ANH.
- Por lo tanto lo mejor, para mantener la consistencia en el desarrollo de todo el estudio, es aplicar los deflatores más aproximados a los que luego se utilizarán “hacia delante” en el modelo de actualización.

Deflatores:

La **Tabla 1** muestra los deflatores, que corrigen cada costo (agregado) por actividad (Exploración, Desarrollo y Producción), de acuerdo con una “canasta de precios” propia del sector petrolero. Estos valores se aproximan mejor al “deflactor desagregado” que se aplicará a cada renglón de costos en el Modelo de la Fase 2. Estos últimos se eligen teniendo en cuenta cuál es el índice más cercano a la naturaleza del costo (por ejemplo, a la mano de obra correspondería el índice de salarios, a los importables correspondería el índice del dólar y así sucesivamente) y son los que, en definitiva, se usarán en el modelo.

Tabla 1. Deflatores

| Deflatores Seleccionados para Actividades de la Cadena de Valor (\$) 2001=100 | | | | | |
|---|-------------|------------|-------------------|-------|-------|
| Año | Exploración | Desarrollo | Costos Operativos | IPC | IPM |
| 2001 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 2002 | 108,7 | 108,6 | 106,9 | 106,3 | 105,3 |
| 2003 | 130,3 | 129,3 | 117,4 | 113,9 | 114,9 |
| 2004 | 134,5 | 131,9 | 126,4 | 120,7 | 120,8 |
| 2005 | 140,3 | 135,4 | 133,6 | 126,8 | 124,6 |
| 2006 | 154,7 | 148,3 | 141,9 | 132,2 | 129,8 |
| Factores de Actualización (\$) | | | | | |
| Año | Exploración | Desarrollo | Costos Operativos | IPC | IPM |
| 2001 | 1,547 | 1,483 | 1,419 | | |
| 2002 | 1,423 | 1,365 | 1,328 | | |
| 2003 | 1,187 | 1,147 | 1,209 | | |
| 2004 | 1,150 | 1,124 | 1,123 | | |
| 2005 | 1,103 | 1,095 | 1,062 | | |
| 2006 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | | |

IPC: Índice de Precios al Consumidor; IPM: Índice de Precios al Mayorista

Con este tratamiento se anulan hacia el pasado los cambios en los precios relativos y cada renglón de costos se vuelve comparable en términos de su “eficiencia” y cambio tecnológico entre los diferentes años, independientemente de los efectos macroeconómicos. Finalmente se puede pasar todo a dólares con la Tasa Representativa de Mercado del 2006 para compararlo con indicadores internacionales.

Por las razones expuestas no es conveniente corregir con el IPC por cuanto no quedarían a la vista los cambios de eficiencia o tecnológicos. Por el contrario, se mostraría cómo ha variado el poder de compra de una unidad de costos petroleros en términos de la canasta de bienes que el público consume en Colombia lo cual no es lo que busca la ANH con este estudio.

IV CARACTERIZACIÓN A NIVEL REGIONAL

Para todas las cuencas se hizo una descripción general de sus características, tales como: tamaño, área continental y marina, así como la complejidad y nivel de conocimiento geológico y potencial petrolífero.

En cuanto a la **Complejidad y Nivel de Conocimiento Geológico**, su análisis cubrió los siguientes aspectos:

- ✓ Para todas las cuencas se evaluó el Tipo de Cuenca desde el punto de vista estructural y estratigráfico, tomando como base las publicaciones de la ANH, el mapa geológico de Ingeominas y la experiencia de los consultores.
- ✓ El nivel de conocimiento geológico se evaluó siguiendo el enfoque de los Sistemas Petrolíferos. En cada cuenca se estimó el nivel de conocimiento bueno, intermedio y pobre de: la trampa, el reservorio, la roca generadora, el sello, la madurez térmica y la sincronización de los eventos de generación, migración y acumulación.

Características Generales

Colombia tiene un total de 18 cuencas sedimentarias de las cuales 9 producen hidrocarburos y las restantes -aunque algunas han producido pequeñas cantidades o han tenido muestras significativas-, no han producido hidrocarburos a escala comercial. La Figura 5, muestra las 18 cuencas que comprenden un área de 1.041.000 km² (50,3% del área total de Colombia⁷).

Siete de las cuencas se extienden hacia las áreas marinas, 4 en el Caribe y 3 en el Pacífico; el total de área marina con potencial hidrocarburífero es de 178.000 km² (19,2% de total de áreas marinas de Colombia). Dentro de ellas se encuentra la cuenca de Los Cayos tiene la mayor extensión con 73.000 km² (Tabla 2).

⁷ Total: 2.070.408 km²; **área** continental: 1.141.748 km²; **área** marítima: 928.660 km². Fuente IGAC,

Figura 5. Mapa Oficial de Cuencas Sedimentarias de Colombia

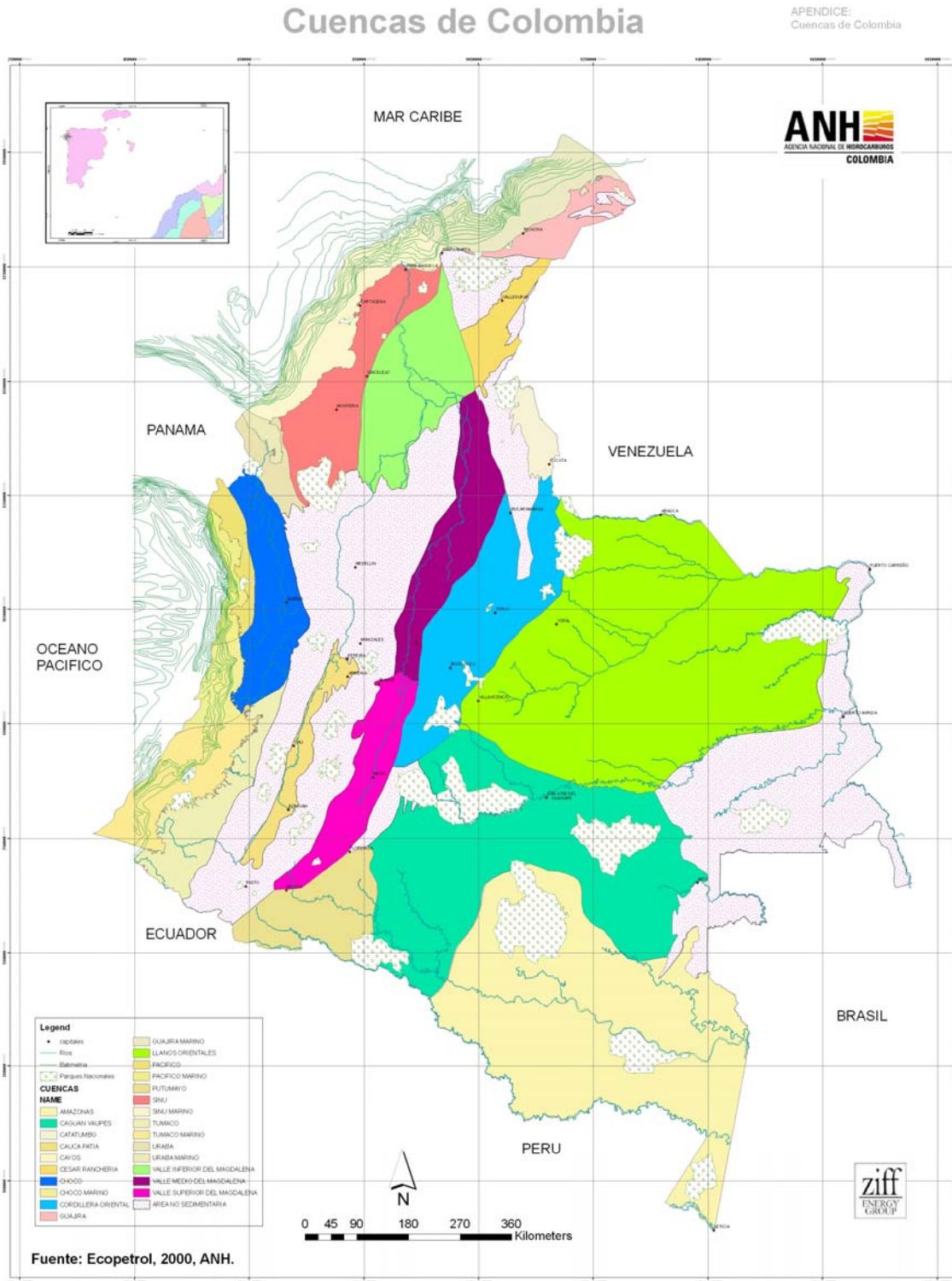


Tabla 2. Área De Las Cuencas Sedimentarias En Km²

| CUENCAS PRODUCTIVAS | | Area-Kkm ² (Continental) | Area-Kkm ² (Marino) | Area-Kkm ² Total |
|------------------------------|-----|--|-----------------------------------|--------------------------------|
| 1 - LLANOS ORIENTALES | LLA | 212 | | 212 |
| 2 - VALLE SUPERIOR MAGDALENA | VSM | 26 | | 26 |
| 3 - VALLE MEDIO MAGDALENA | VMM | 34 | | 34 |
| 4 - VALLE INFERIOR MAGDALENA | VIM | 42 | | 42 |
| 5 - PUTUMAYO | PUT | 28 | | 28 |
| 6 - CATATUMBO | CAT | 7 | | 7 |
| 7 - GUAJIRA | GUA | 12 | 28 | 40 |
| 8 - CESAR RANCHERIA | CES | 12 | | 12 |
| 9 - CORDILLERA ORIENTAL | COR | 56 | | 56 |
| Subtotal | | 429 | 28 | 457 |
| CUENCAS INACTIVAS | | Area-Kkm ² (Continental) | Area-Kkm ² (Marino) | Area-Kkm ² Total |
| 10 - SINU | SIN | 38 | 31 | 69 |
| 11 - LOS CAYOS | CAY | | 73 | 73 |
| 12 - URABÁ | URA | 3 | 7 | 10 |
| 13 - CAGUÁN VAUPÉS | CAG | 144 | | 144 |
| 14 - CAUCA PATIA | CAU | 13 | | 13 |
| 15 - CHOCO | CHO | 31 | 9 | 40 |
| 16 - TUMACO | TUM | 24 | 25 | 49 |
| 17 - PACIFICO | PAC | 9 | 8 | 17 |
| 18 - AMAZONAS | AMA | 169 | | 169 |
| Subtotal | | 431 | 153 | 584 |
| TOTAL | | 860 | 181 | 1041 |

Nota: Cuando se hace referencia en este documento a la parte marina de una cuenca, se le coloca, separado por un guión, la letra M.

Las cuencas colombianas tienen una historia de más de un siglo de operaciones petrolíferas. Comenzó con la perforación del primer pozo, Las Perdices-1, en 1906⁸. En 1918 se descubre el primer campo de crudo, Infantas, en la concesión De Mares. La producción de crudo se inicia en el Campo de Infantas en 1921; en 1925 se termina la construcción del primer oleoducto (Andean PL) y se comienza la exportación de crudo desde el Terminal marítimo de Mamonal en Cartagena.

Para la aplicación de los factores de costo ya mencionados, las cuencas se dividieron en dos grupos:

- ✓ Cuencas productivas
- ✓ Cuencas inactivas o productivas con poca información

⁸ Estadística EPIS

Para los dos grupos se evaluaron los aspectos geológicos en relación con la complejidad y nivel de conocimiento geológico. Los factores restantes se aplicaron a las cuencas inactivas para estimar el impacto relativo de cada factor respecto a la cuenca productiva análoga. De esta manera, fue posible calcular costos de hallazgo, desarrollo, producción y transporte para todas las cuencas.

Actividad Exploratoria

Tabla 3. Actividad Exploratoria

| ACTIVIDADES EXPLORATORIAS - PERIODO HISTORICO 2002 - 2006 | | | | | | | | | |
|---|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------|---------------------|-----------|-----------|------------|
| CUENCA | SISMICA | | | | POZOS | | | | |
| | 3D | 2D | 2De | REPROC. | POZOS | POZOS EXPLORATORIOS | | | TOTAL |
| | KM ² | KM | Kme | KM | ESTRAT. | A-3 | A-2 | A-1 | |
| CAT | | 894 | 894 | 1.339 | | 3 | 1 | 3 | 7 |
| CES | | 236 | 236 | 1.527 | | 3 | 0 | 7 | 10 |
| COR | | 581 | 581 | 2.664 | | 2 | 0 | 1 | 3 |
| GUA | 3.472 | 1.640 | 7.543 | 3.733 | | 3 | 0 | 0 | 3 |
| LLA | 3.139 | 3.793 | 9.128 | 38.518 | | 66 | 2 | 51 | 119 |
| PUT | 76 | 54 | 184 | 3.206 | | 4 | 0 | 1 | 5 |
| SIN | 1.100 | 9.779 | 11.649 | 5.726 | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| VIM | | 1.706 | 1.706 | 5.758 | | 3 | 1 | 0 | 4 |
| VMM | 480 | 758 | 1.574 | 4.812 | | 15 | 2 | 11 | 28 |
| VSM | 577 | 2.350 | 3.332 | 9.923 | | 42 | 4 | 19 | 65 |
| CHO | | 378 | 378 | 3.059 | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CAY | | 8.077 | 8.077 | 4.085 | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 8.844 | 30.245 | 45.280 | 84.351 | | 141 | 10 | 93 | 244 |

Durante el quinquenio 2002-2006, se perforaron en Colombia 244 pozos exploratorios, de los cuales 141 fueron A-3 y los restantes fueron A-1 y A-2. La cuenca de los Llanos fue la más activa con el 49% del total de los pozos exploratorios. La segunda cuenca en actividad fue el VSM con el 27% de los pozos exploratorios. En estas dos cuencas se perforó el 75% de los pozos exploratorios totales. En cuanto a pozos estratigráficos, estos solo se perforaron en la cuenca CESAR. Es de anotar que en la contabilidad de los pozos exploratorios, en algunas oportunidades se encontraron contabilizados doblemente los pozos que han sido sometidos a sidetrack o han sido profundizados (Ej. Gibraltar).

En cuanto a las actividades de sísmica, 2D y 3D, se adquirieron 45.280 Km. de sísmica 2D equivalentes, de los cuales el 33% corresponden a sísmica 3D. La mayor actividad se presentó en la cuenca del Sinú (sísmica terrestre y marina) con el 26 %, seguido por los Llanos con el 20%. Para convertir sísmica 3D a 2D equivalente se uso e factor 1.7. En reprocesamiento sísmico se alcanzaron 84.351 Km., de los cuales el 46% fueron de la sísmica adquirida en la cuenca de los Llanos.

En conclusión, la cuenca de los Llanos fue la más activa en cuanto a las actividades exploratorias en Colombia durante el quinquenio 2002-2006.

Complejidad y Nivel de Conocimiento Geológico

Desde el punto de vista geológico, se estudiaron los siguientes aspectos:

1. Complejidad geológica asociada al tipo de cuenca –Tabla 4 -. Cuencas Productivas e Inactivas.
2. Complejidad geológica relacionada con los Sistema Petrolíferos. Cuencas Inactivas. La Tabla 5, muestra los criterios utilizados y la Tabla 6, los resultados.

Tipo de cuencas

Inicialmente las cuencas colombianas se definieron basados en las cuencas actuales o Cuaternarias, por lo tanto, nuestras cuencas llevan los nombres de los ríos principales (Magdalena, Cauca, Sinú, Cesar, Atrato, San Juan), o los de la planicie oriental (Llanos, Caguán-Vaupés, Putumayo, Amazonas), o planicies costeras (Guajira, Urabá, Tumaco). Estas cuencas presentan historias muy complejas en su desarrollo porque han sido sometidas a variados eventos geológicos a través del tiempo desde el Paleozoico hasta el Cuaternario. Actualmente la ANH está realizando un estudio tendiente a redefinir las cuencas de Colombia y se esperan cambios tanto en las cuencas productivas como en las cuencas inactivas. En este estudio hemos agrupado las cuencas actuales por tipos o rasgos geológicos que afecten directamente dichos costos.

Se han utilizado los nombres de tipo de cuencas muy bien definidas en la literatura geológica como: Antepaís, Transtensional, Transpresional, Prisma Acresionario, Forearc e Intermontana. También, se han usado términos descriptivos de tipo de estructuras específicas a saber: Graben y Cinturón Orogénico. En seguida se hace una descripción rápida de los tipos utilizados para todas las cuencas (Figura 5).

Cuencas productivas

Llanos Orientales: Esta es una cuenca antepaís que abarca desde la Cordillera Oriental hasta el Escudo de la Guayana, e incluye en su parte oriental la plataforma que buza suavemente hacia el occidente y en superficie presenta una topografía plana. Además, incluye el Piedemonte de la Cordillera Oriental que está formado por el Cinturón Orogénico de los Andes.

La plataforma contiene la sección petrolífera compuesta de sedimentos Cretáceos y Terciarios que contienen los reservorios, y estructuralmente es un monoclinal cortado por fallas normales de pequeño salto y de tipo normal y antitético. Estas fallas forman las trampas para los campos, que son de tamaño modesto. La información sísmica es de muy buena calidad. Se considera que la complejidad geológica de la plataforma es baja.

El Piedemonte estructuralmente es parte del Cinturón Orogénico que es una zona compleja de pliegues muy apretados, fallados y aplilado en *duplexes*. Además, la topografía es agreste

resultando en una calidad pobre de la información sísmica especialmente a profundidades mayores de 10.000 pies, lo cual hace muy difícil la definición de las trampas y de las rocas reservorios. Por lo tanto, el Piedemonte se ha clasificado como de complejidad alta.

Valle Medio Magdalena: Es una cuenca alargada intermontana entre las Cordilleras Oriental y la Central. El flanco occidental de esta cuenca es un monoclinal que buza al oriente, y el flanco oriental está cortado por fallas inversas que forman el límite con la Cordillera Oriental. En el Flanco occidental se presentan pliegues grandes y suaves que forman las principales trampas. La información sísmica en el flanco occidental es de buena calidad y densidad para definir la posición tanto de las trampas como de los reservorios, por lo tanto, se cataloga de baja complejidad geológica.

Valle Superior Magdalena: es la continuación hacia el Sur de la cuenca intermontana del Valle Medio del Magdalena. Esta cuenca se subdivide en dos Subcuencas: Girardot y Neiva, separados por un alto estructural donde afloran sedimentos del pre-Cretáceo. La estructura en la cuenca es de pliegues fallados del tipo de cinturón orogénico, pero de menor intensidad que los de la Cordillera Oriental, por lo tanto se clasifica como de complejidad intermedia.

Valle Inferior Magdalena: Ha sido clasificada por la ANH como parte del sistema transtensional de la colisión oblicua en la sutura Romeral (Plegable LMV, ANH 2005), Un arco transversal de basamento separa la cuenca en dos subcuencas: al norte está la de Plato y al sur la de San Jorge. Ambas subcuencas y el arco de basamento producen crudo liviano y gas condensado. Las trampas y los reservorios son definidos por sísmica de aceptable calidad, por lo tanto se ha definido una complejidad intermedia para la cuenca.

Putumayo: Esta es una cuenca antepaís localizada al oriente de la cordillera de los Andes. El flanco oriental de la cuenca es un monoclinal suave cortado esporádicamente por fallas de salto pequeño, que forman trampas igualmente pequeñas. El flanco occidental presenta suaves pliegues bien definidos por la información sísmica. Los principales reservorios son areniscas del Cretáceo y algunos de ellos son de difícil definición. Esta cuenca se ha considera como de complejidad intermedia.

Catatumbo: No es en realidad una cuenca, más bien es una pequeña porción de la gran cuenca de Maracaibo de Venezuela. Esta área del Catatumbo topográficamente pertenece al piedemonte de la Serranía de Perijá y estructuralmente es del tipo de cinturón orogénico. Los pliegues son más bien suaves y cortados por fallas de gran magnitud, por lo tanto, se clasifica como de complejidad geológica intermedia.

Guajira: La ANH (Plegable Onshore Guajira Basin, 2005), clasificó como margen transtensional esta cuenca que produce gas seco de clásticos y carbonatos del Terciario. La cuenca presenta suaves pliegues que forman las trampas, tan bien, se presentan trampas de truncamientos de turbiditas contra basamento. Se ha asignado a esta cuenca una complejidad geológica intermedia.

Cesar – Ranchería: Es una cuenca intermontana entre la Sierra Nevada de Santa Marta y la Serranía de Perijá (Plegable, ANH 2005). La estructura de la cuenca es de pliegues fallados correspondientes al cinturón orogénico. Los reservorios son calizas fracturadas y areniscas

Cretáceas y Terciarias lenticulares. Por lo tanto, esta cuenca se ha clasificado como de alta complejidad geológica.

Cordillera Oriental: Está formada por el cinturón orogénico de los Andes compuesto de pliegues muy apretados y cortados por numerosas fallas inversas que con frecuencia forman estructuras duplexes de alta complejidad estructural. Esto hace que la complejidad geológica de la Cordillera Oriental sea alta.

Cuencas inactivas

La complejidad geológica para las cuencas inactivas se determinó usando los elementos del potencial sistema petrolero y utilizando los criterios de la Tabla 5. Los resultados de la determinación de la complejidad geológica se presentan en la Tabla 6.

El tipo de cuenca, para las cuencas inactivas, se determinó por las características geológicas que se presentan a continuación:

Las cuencas de **Urabá y Sinú**, en sus porciones continentales y marinas, fueron clasificadas por la ANH como Prismas Acresionarios (Plegable: South Caribbean Offshore Basin y Sinú-San Jacinto Basin, 2005).

La cuenca del **Choco** fue clasificada como Forearc por la ANH (Plegable: Chocó Basin, 2005).

La cuenca de **Tumaco** es la extensión sur de la cuenca del Chocó. Por lo tanto tiene las mismas características tectónicas, con el arco volcánico al oriente en la Cordillera Central y la zona de subducción en el Océano Pacífico hacia el occidente. Por lo tanto se ha designado como cuenca de tipo forearc.

La cuenca del **Pacífico** en su porción continental está representada por la serranía del Baudó, que es un complejo volcánico ultramáfico. La porción marina de esta cuenca presenta una plataforma continental delgada y un talud más amplio que llega hasta la cuenca marina abisal. No se ha reconocido zona de subducción en esta área. No se conoce ni el espesor ni el tipo de sección presente en la parte marina de esta cuenca. Por lo tanto, se ha interpretado tentativamente que esta cuenca es continuación de la del Chocó y tentativamente se le asignado un tipo de cuenca *forearc*.

La cuenca del **Cauca-Patía** es del tipo intermontana y está localizada entre las Cordilleras Occidental y Central. Estructuralmente presenta pliegues suaves con fallas menores.

La cuenca del **Caguán-Vaupés** es del tipo antepaís y está localizada al oriente de la Cordillera Oriental.

La cuenca del **Amazonas** de Colombia está localizada en el extremo occidental del valle del Río Amazonas, el cual se extiende al oriente hasta su desembocadura en la costa del océano Atlántico, en Brasil. La información geológica de la porción colombiana de este valle se limita a afloramientos dispersos de rocas Terciarias y Paleozoicas y a cubrimientos de aerogravimetría y aeromagnetometría. La información sísmica se limita a una línea a lo largo del río Putumayo,

sin que se haya perforado ningún pozo exploratorio. Por lo tanto, se interpreta que esta cuenca es la continuación del graben Paleozoico del valle del Río Amazonas. Se recomienda la compilación de la información geológica, geofísica y de pozos de la zona fronteriza con Brasil y Perú para mejorar el conocimiento de la porción colombiana. Es importante anotar que en el lado del Brasil, a unos 300 Km. al oeste de Leticia, se encuentra el campo de gas-condensado de Jurúa.

Tabla 4. Complejidad Geológica Por Tipo De Cuenca

| CUENCAS INACTIVAS | COMPLEJIDAD | TIPO DE CUENCA |
|------------------------------|-------------|---------------------|
| 1 - LLANOS ORIENTALES | | Antepaís |
| Plataforma | BAJA | Antepaís |
| Piedemonte | ALTA | Cinturón Orogénico |
| 2 - VALLE SUPERIOR MAGDALENA | | Intermontana |
| Girardot | INTERMEDIA | Cinturón Orogénico |
| Neiva | INTERMEDIA | Cinturón Orogénico |
| 3 - VALLE MEDIO MAGDALENA | BAJA | Intermontana |
| 4 - VALLE INFERIOR MAGDALENA | | Transtensional |
| Plato | INTERMEDIA | Transtensional |
| San Jorge | INTERMEDIA | Transtensional |
| 5 - PUTUMAYO | INTERMEDIA | Antepaís |
| 6 - CATATUMBO | INTERMEDIA | Cinturón Orogénico |
| 7 - GUAJIRA | INTERMEDIA | Transtensional |
| 8 - CESAR RANCHERIA | INTERMEDIA | Intermontana |
| 9 - CORDILLERA ORIENTAL | ALTA | Cinturón Orogénico |
| 10 - SINU CONTINENTAL | INTERMEDIA | Prisma Acresionario |
| SINU MARINO | INTERMEDIA | Prisma Acresionario |
| 11 - LOS CAYOS | ALTA | Transpresional |
| 12 - URABA CONTINENTAL | INTERMEDIA | Prisma Acresionario |
| URABA MARINO | INTERMEDIA | Prisma Acresionario |
| 13 - CAGUÁN VAUPES | INTERMEDIA | Antepaís |
| 14 - CAUCA PATIA | INTERMEDIA | Intermontana |
| 15 - CHOCO CONTINENTAL | INTERMEDIA | Forearc |
| CHOCO MARINO | ALTA | Forearc |
| 16 - TUMACO CONTINENTAL | INTERMEDIA | Forearc |
| TUMACO MARINO | ALTA | Forearc |
| 17 - PACIFICO CONTINENTAL | ALTA | Forearc |
| PACIFICO MARINO | ALTA | Forearc |
| 18 - AMAZONAS | ALTA | Graben |

Tabla 5. Criterios Para Calificar La Complejidad De Los Sistemas Petrolíferos

| Complejidad Sistema Petrolífero | Criterio |
|--|--|
| ALTA | Cinturón plegado y fallado, o reservorio complejo o no definido, o generación de hidrocarburos no definida, o sellos sin definición. |
| INTERMEDIA | Suave plegamiento y fallamiento, o reservorios lenticulares, o roca generadora y sellos definidos |
| BAJA | Buena definición de trampas, buenos reservorios, roca generadora excelente, sincronización probada, buenos sellos |

Tabla 6. Complejidad Sistemas Petrolíferos De Las Cuencas Inactivas

| CUENCA | ADECUACIÓN DE PARÁMETROS SISTEMA PETROLÍFERO* | | | | | Sincronización | Tipo de HC | Profundidad Reservorios | Fuente Información | Complejidad Geológica |
|--------------------|---|------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|--------------------------|-------------------------|--------------------|-----------------------|
| | Trampa | Reservorio | Roca Generadora | Sello Superior | Madurez Térmica | | | | | |
| 10 - SINU-C | I | I | I | B | B | I | Crudo.Gas& condensado | 3000-16000 | Plegables Cuencas | INT |
| 10 - SINU-M | I | P | I | B | I | I | Gas & condensado | 10000-16000. | Plegables Cuencas | INT-ALT |
| 11 - LOS CAYOS-M | P | P | P | P | P | P | Gas& condensado | 5000E | Póster | ALT |
| 12 - URABÁ-C | I | I | I | B | I | I | Gas& condensado | 2000-12000 | Análogo Sinu | INT |
| 12 - URABÁ-M | I | P | I | B | I | I | Gas& condensado | 4000-12000 | Análogo Sinu | INT-ALT |
| 13 - CAGUÁN VAUPÉS | P | B | P | I | P | P | Crudo pesado& extraPesa. | 2000-8000 | Póster | INT-ALT |
| 14 - CAUCA PATIA | P | I | P | B | P | P | Gas& condensado | 2500-5500 | Plegables Cuencas | INT-ALT |
| 15 - CHOCO-C | P | I | P | B | P | P | Gas& condensado | 6500-16000 | Plegables Cuencas | INT-ALT |
| 15 - CHOCO-M | P | P | P | I | P | P | Gas& condensado | 11000-12000 | Análogo CHO-C | ALT |
| 16 - TUMACO-C | P | P | P | B | P | P | Gas& condensado | 9000-15000 | Análogo CHO-C | INT-ALT |
| 16 - TUMACO-M | P | P | P | P | P | P | Gas& condensado | 10000-15000 | Análogo CHO-C | ALT |
| 17 - PACIFICO-C | P | P | P | P | P | P | Gas | SIN INFOR. | Análogo CHO-C | ALT |
| 17 - PACIFICO-M | P | P | P | P | P | P | Gas | SIN INFOR. | Análogo CHO-C | ALT |
| 18 - AMAZONAS | P | P | P | P | P | P | Gas& condensado | 4000-6000E | Análogo Campo | ALT |
| | B | BUENO | | | | | | | | |
| | I | INTERMEDIO | | | | | | | | |
| | P | POBRE | | | | | | | | |

MADUREZ EXPLORATORIA DE LAS CUENCAS

Para determinar la madurez exploratoria de las cuencas se utilizó el mapa de *MATRIZ NORMALIZADA DE PESOS DE DENSIDAD DE GEOINFORMACIÓN* por Km² elaborado por la ANH⁹ y modificado en las escalas de densidad en el desarrollo de este estudio (Apéndice 1). La Tabla 7, ilustra los intervalos utilizados para establecer la madurez de las cuencas y la Tabla 8, muestra la aplicación a todas las cuencas.

Tabla 7. Criterios Para Definir Madurez Exploratoria Con Base En Densidad De Información

| CRITERIOS PARA DEFINIR MADUREZ EXPLORATORIA, CON BASE A LA DENSIDAD DE INFORMACIÓN | | |
|--|-----------------------------|-------------------------|
| DENSIDAD DE GEOINFORMACION | PESOS DENS. KM ² | MADUREZ EXPLORATORIA |
| ALTA | 0,550 - 1,0 | MADURA |
| INTERMEDIA | 0,06797 - 0,549 | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| BAJA | 0,00001 - 0,06798 | INEXPLORADA |

La densidad de Geoinformación incluye las actividades realizadas durante más de 100 años por la industria petrolera en Colombia y registradas en el Banco de Información (EPIS). Esta información incluye trabajos de sísmica 2D y 3D, gravimetría, magnetometría, geoquímica y pozos exploratorios. Como resultado se definió la madurez exploratoria de las todas las cuencas que se muestran en la Tabla 8.

⁹ Vargas, C., Zamora, A., and Pardo, A. (2007). Geoinformation Density: A criterion on ANH Block Negotiation. Earth Sci. Res. J. 11 (1). 5-19.

Tabla 8. Madurez Exploratoria En Cuencas Productivas

| CUENCAS PRODUCTIVAS | MADUREZ EXPLORATORIA |
|---------------------------------|-------------------------|
| 1 - LLANOS ORIENTALES - LLA | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 2 - VALLE SUP. MAGDALENA - VSM | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 3 - VALLE MEDIO MAGDALENA - VMM | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 4 - VALLE INF. MAGDALENA - VIM | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 5 - PUTUMAYO - PUT | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 6 - CATATUMBO - CAT | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 7 - GUAJIRA - GUA | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 8 - CESAR RANCHERIA - CES | INEXPLORADA |
| 9 - CORDILLERA ORIENTAL - COR | INEXPLORADA |
| CUENCAS IMPRODUCTIVAS | MADUREZ EXPLORATORIA |
| 10 - SINU - SIN | INEXPLORADA |
| 10a - SINU - SINU - M | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 11 - LOS CAYOS - CAY | INEXPLORADA |
| 12 - URABA – URA | INEXPLORADA |
| 12a - URABA – URA - M | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 13 - CAGUAN VAUPES - CAG | INEXPLORADA |
| 14 - CAUCA PATIA - CAU | INEXPLORADA |
| 15 - CHOCHO - CHO | INEXPLORADA |
| 15a - CHOCHO – CHO - M | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 17 - PACIFICO - PAC (C & M) | INEXPLORADA |
| 18 - AMAZONAS - AMA | INEXPLORADA |

Potencial Petrolífero de las Cuencas

En 1997 ECOPETROL estimó el potencial de todas las cuencas en 37 mil millones de BPe. En ese momento el 70% del potencial total provenía de las cuencas productivas (Tabla 9). Haciendo una actualización a 31/12/2006, que incluye 2 cuencas que recientemente entraron en producción (COR & CES), este porcentaje se incrementa a 80% (Tabla 10).

La actividad exploratoria realizada por la industria en el quinquenio, según se observa en el Apéndice 11, esta directamente relacionada con la distribución del potencial.

Las cuencas inactivas actualmente tienen el 20% del potencial total de HC, pero representan el 56% del área total de las cuencas sedimentarias.

La cuenca inactiva con mayor potencial es Sinú (continental y marino), con 3.000 millones de BPe. Las demás cuencas inactivas - 8 – tienen un potencial total de 4.600 millones de BPe, lo cual da un promedio de 575 millones de BPe por cuenca.

Teniendo en consideración que las cuencas inactivas presentan buenas probabilidades de tener sistemas petrolíferos iguales o por lo menos similares a las cuencas productoras vecinas y de que hay nueva información adquirida en los últimos 20 años, es de vital importancia para el país realizar una reevaluación del potencial hidrocarburífero de estas cuencas inactivas y su riesgo exploratorio. Existen documentos que reportan un potencial mayor.

La cuenca del Amazonas de Colombia es la continuación de la cuenca del Amazonas del Brasil. En el sector de Brasil se han descubierto recientemente dos campos de gas-condensado, Juruá y Urucú, localizados a unos 200 Km. de Leticia y a 420 Km. a Manaus. Las reservas de estos campos ascienden a 2,1 TPC, similar a las reservas de Chuchupa, suficientes para que Petrobrás haya decidido construir dos gasoductos de 420 Km. y 550 Km. a las ciudades de Manaus y Puerto Bello⁰, respectivamente. La construcción del primer gasoducto fue suspendida después de construir 280 km., por problemas ambientales con las comunidades indígenas, pero finalmente la licencia de construcción fue aprobada.

La cercanía de estos recientes descubrimientos en Brasil prueba que la cuenca es comercialmente productiva. Por lo tanto, en la cuenca AMA de colombiana, que es una extensión de la del Brasil, es de vital importancia actualizar el estimativo de reservas potenciales y su comparación con cuencas análogas como la del Brasil. Se recomienda a la ANH obtener la información necesaria con Petrobrás para realizar la mencionada actualización. No sobra advertir además, que la parte ambiental es un factor de extremo cuidado en esta cuenca para evitar impactos irremediables en un ambiente de suma importancia para la humanidad.

Los costos de hallazgo y desarrollo son muy sensibles al volumen de reservas esperado y cualquier variación, por mínima que esta sea, puede mejorar o reducir las expectativas del inversionista.

Tabla 9. Recursos De Hidrocarburos – Potencial De Las Cuencas De Colombia, 1997

| Recursos de Hidrocarburos-Potencial de las Cuencas de Colombia, Ecopetrol 1997 | | |
|--|---------------|----------------------|
| CUENCAS PRODUCTIVAS | MBPe | Area Km ² |
| LLA | 8.800 | 212.000 |
| VMM | 8.000 | 34.000 |
| GUA | 2.800 | 40.000 |
| PUT | 1.700 | 28.000 |
| CAT | 1.700 | 7.000 |
| VIM | 1.600 | 42.000 |
| VSM | 1.400 | 26.000 |
| Subtotal | 26.000 | 389.000 |
| CUENCAS INACTIVAS | MBPe | Area Km ² |
| SIN | 3.000 | 69.000 |
| COR | 2.600 | 56.000 |
| CAY | 1.000 | 73.000 |
| URA | 800 | 10.000 |
| CES | 800 | 12.000 |
| CAG | 500 | 144.000 |
| CHO | 500 | 40.000 |
| TUM | 500 | 49.000 |
| PAC | 500 | 17.000 |
| CAU | 400 | 13.000 |
| AMA | 400 | 169.000 |
| Subtotal | 11.000 | 652.000 |
| GRAN TOTAL | 37.000 | 1.041.000 |

Tabla 10. Recursos de Hidrocarburos-Potencial (31/12/2006)

| Recursos de Hidrocarburos-Potencial de las Cuencas de Colombia, Actualizado a 31/12/2006 | | |
|---|--------------|----------------------------|
| CUENCAS PRODUCTIVAS | MBPe | Area Km² |
| LLA | 8.800 | 212 |
| VMM | 8.000 | 34 |
| GUA | 2.800 | 40 |
| COR | 2.600 | 56 |
| PUT | 1.700 | 28 |
| CAT | 1.700 | 7 |
| VIM | 1.600 | 42 |
| VSM | 1.400 | 26 |
| CES | 800 | 12 |
| Subtotal | 29.400 | 457 |
| CUENCAS INACTIVAS | MBPe | Area Km² |
| SIN | 3.000 | 69 |
| CAY | 1.000 | 73 |
| URA | 800 | 10 |
| CAG | 500 | 144 |
| CHO | 500 | 40 |
| TUM | 500 | 49 |
| PAC | 500 | 17 |
| AMA | 400 | 169 |
| CAU | 400 | 13 |
| Subtotal | 7.600 | 584 |
| GRAN TOTAL | 37000 | 1041 |

V. ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO DE COSTOS

Para las cuencas productivas, se hizo una recopilación minuciosa de la información relacionada con los costos de exploración, desarrollo, producción y transporte. Esta compilación, que se pensaba sería relativamente rápida, se convirtió en una actividad supremamente difícil y dispendiosa, principalmente por lo disperso de las fuentes y la poca consistencia entre sí. Determinar las ejecuciones fue tarea compleja y más aún encontrar los costos y las reservas por la confidencialidad con que se manejan

A partir de la información capturada, se determinaron para el quinquenio 2002-2006, en cada una de las cuencas productivas, los siguientes costos:

- Hallazgo (Finding Cost)
- Desarrollo (Development Cost)
- Producción (Lifting Cost)
- Transporte de crudo.

Se consideró que para actividades de largo plazo, como son las de exploración y desarrollo, es muy importante seleccionar el período de tiempo sobre el cual se van a observar el comportamiento de los costos. Para el caso de Colombia se consideró que un período razonable es de 5 años. Éste intervalo guarda relación con los programas exploratorios y de desarrollo que adelantan las compañías petroleras que duran entre 3 y 5 años. A nivel internacional se ha estandarizado el uso del promedio de 3 años.

En el caso de exploración y su costo de hallazgo asociado, se concluyó que debe manejarse en forma agregada para los 5 años, ya que las cifras anuales muestran fluctuaciones muy grandes.

Estas variaciones anuales extremas se deben a que los resultados son muy sensibles a las reservas descubiertas y estas no tienen un comportamiento definido- además que no son de fácil consecución-. Adicionalmente existe un desfase entre el momento del descubrimiento de las reservas y la declaratoria de comercialidad, lo que incrementa el desfase ya existente entre la iniciación de la inversión en las actividades exploratorias y el descubrimiento. Es muy frecuente entonces que en un año específico, coincidan inversiones importantes con bajos volúmenes de reservas declaradas comerciales que vienen de campañas anteriores, dando como resultado un costo de hallazgo exagerado.

Con el objetivo llegar a una identificación de costos confiable, se utilizaron diferentes fuentes de información. Se incluyó información de costos de las actividades exploración, desarrollo, producción y transporte de diferentes compañías operadoras y de servicios así como de la ANH. En varios casos, ante la carencia de la información requerida, se elaboraron cuestionarios que fueron enviados a través de la Agencia.

A continuación se presenta los resultados de costo de hallazgo, desarrollo, producción y transporte agregado para el quinquenio 2002-2006.

Costo de Hallazgo (Finding Cost)

Éste costo comprende todas las actividades orientadas a buscar, encontrar y delimitar un yacimiento comercial de hidrocarburos que aporta nuevas reservas. Este costo está constituido por:

- Exploración de superficie: geología de superficie, sensores remotos, fotogeología, magnetometría, gravimetría, estudios regionales, geoquímicos y sísmicos.
- Perforación exploratoria: pozos descubridores con clasificación Lahee inicial A-3 o A-2 y pozos de delimitación A-1.
- Pozos estratigráficos
- Reperforaciones o “Reentries” en busca de zonas no probadas originalmente, ya sean superiores o más profundas, o, para probar zonas abandonadas como no comerciales.
- Costos previos de: evaluación preliminar del área, formalización y legalización de la concesión, licencias, permisos y canon del uso del subsuelo
- Pruebas extensas de pozos para definir el potencial del campo.

De esta manera, los componentes para determinar el costo de hallazgo son: las inversiones en las actividades descritas anteriormente y el volumen de reservas descubiertas. Para determinar la inversión se identificaron todas las actividades exploratorias ejecutadas en el período 2002 - 2006 y su costo. Incluye las ejecuciones de ECOPETROL S.A, la de los operadores de los contratos de Asociación, las de la ANH y las de los socios y contratistas de la ANH.

Fuentes de Información

Las fuentes de información consultadas fueron: EPIS – Exploration and Production Information System -, Estadísticas de la Industria Petrolera, ACIPET – Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleo -, Ministerio de Minas y Energía, SIGOB – Sistema de Información del Gobierno de Colombia, el SIPG – Sistema de Información de Petróleo y Gas de la UMPE, documentos de la ANH y ECOPETROL, y consultas a compañías operadoras y de servicios.

Procedimiento

Como volumen de las reservas descubiertas se utilizaron las cifras oficiales suministradas por ECOPETROL S.A., los balances anuales oficiales de reservas que ECOPETROL S. A. elabora y el informe de comercialidad de la ANH para los descubrimientos más recientes. Se usaron las reservas declaradas comerciales para cada campo descubierto en barriles equivalentes de petróleo - BPe.

Para el gas se usó el factor de 5.700 pies cúbicos por barril de petróleo con el fin de convertirlos a barriles equivalentes - PC/BPe.

Como inversión se tomó la totalidad de los costos de las actividades realizadas, con excepción de la sísmica marina especulativa - 8.077 Km. de perfil sísmico 2D - correspondiente al levantamiento efectuado el año 2006 en las cuencas Chocó – Cayos que no tuvo ningún costo para la ANH.

Todos los cálculos se realizaron en pesos corrientes de cada año y se corrigieron a pesos del 2006 mediante factores de actualización específicos, determinados a partir de los deflatores para la moneda colombiana en la actividad de exploración de hidrocarburos. La explicación y justificación de estos deflatores se encuentra en el capítulo III METODOLOGÍA – Metodología para deflatar costos. Finalmente, para efectos comparativos con el mercado internacional, se convirtieron a dólares americanos – USD - del 2006 usando la tasa representativa del mercado – TRM - publicada por el Banco de la República para el año 2006, que corresponde a 2.357,98 \$/USD.

Resultados

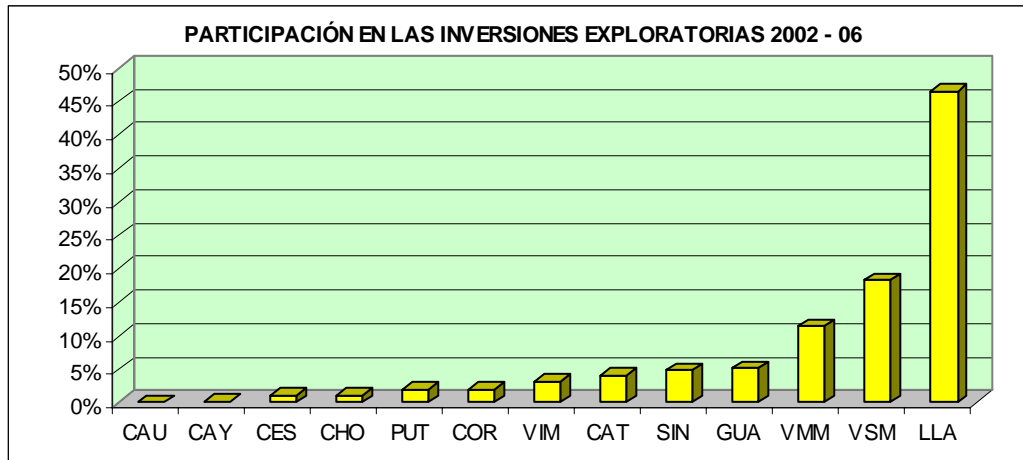
En el archivo *findinf cost.xls*, que se entregará al final del proyecto, se encuentran las fuentes de información, los cálculos efectuados y los resultados obtenidos, cuyo resumen se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11. Costo de Hallazgo

| COSTO DE HALLAZGO 2002- 2006 | | | |
|-------------------------------------|------------------|-----------------|----------------|
| CUENCA | INVERSIÓN | RESERVAS | FC |
| | MUSD | MBPe | USD/BPe |
| CAT | 70 | | |
| CES | 19 | | |
| COR | 35 | 37,87 | 0,93 |
| GUA | 91 | | |
| LLA | 811 | 101,33 | 8,00 |
| PUT | 34 | 2,71 | 12,66 |
| SINU | 84 | | |
| VIM | 56 | 1,32 | 42,72 |
| VMM | 199 | 8,63 | 23,05 |
| VSM | 320 | 17,73 | 18,04 |
| CAU | 1 | | |
| CHO | 19 | | |
| CAY | 3 | | |
| PAÍS | 1.742 | 169,59 | 10,25 |

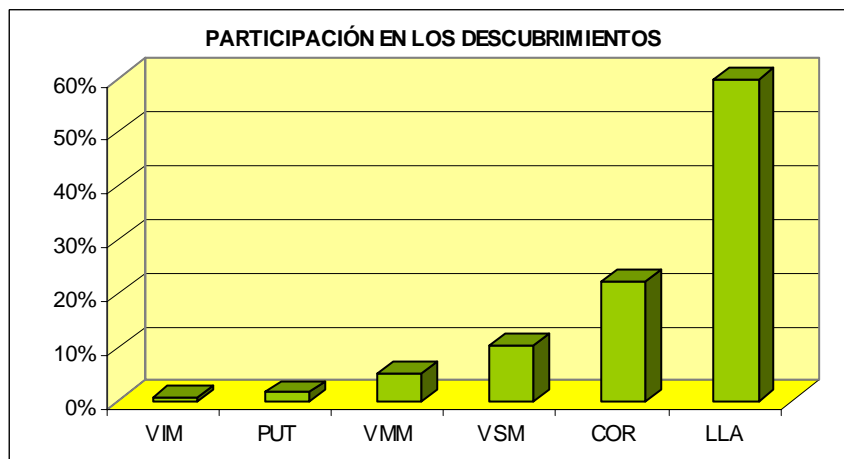
La distribución de las inversiones por cuenca se presenta en la Figura 6. En esta podemos observar que en la cuenca de los Llanos se invirtió el 47% de las inversiones, las cuales sumado al VMM y VSM llegan al 76%, por su mayor potencial y por los importantes descubrimiento que en ellas se han encontrado.

Figura 6. Preferencia de los Inversionistas



La distribución acumulada de las reservas por cuenca, para el período 2002-2006, medida en porcentaje, se presenta en la siguiente figura:

Figura 7. Éxito Exploratorio 2002-2006



Costo de Desarrollo (Development Cost)

El Costo de Desarrollo, comprende todos los costos en que se incurre para “desarrollar” las reservas nuevas de hidrocarburos descubiertas, consistente en poner el campo en condiciones normales de producción. Este costo incluye:

- Perforación de desarrollo: Perforación de los pozos necesarios para poner a producir el yacimiento a su máxima tasa de eficiencia (MER), en busca del mayor recobro.
- Facilidades de Producción: Equipos de separación, tratamiento, medición, almacenamiento, trasiego y facilidades de entrega, que permitan entregar el hidrocarburo en condiciones de mercado.
- Facilidades de Inyección - compresión: estaciones de inyección y compresión para inyección de fluidos en el yacimiento para mejorar el recobro.
- Líneas de flujo: Para transportar el hidrocarburo de los pozos a las baterías.
- Líneas de producción: Para transportar el hidrocarburo entre las baterías y las estaciones de producción, fiscalización y entrega.
- Vías de acceso: a los pozos y facilidades de producción.
- Facilidades industriales: Tratamiento de aguas, generación y transmisión de energía, facilidades al personal y demás facilidades de operación.
- Otros costos: licencias, permisos y demás costos necesarios para la normal producción del campo.

De esta manera, los componentes para determinar este costo de desarrollo son: las inversiones en los componentes descritos anteriormente y el volumen de reservas a desarrollar. Para determinar la inversión se identificaron todas las actividades de desarrollo ejecutadas anualmente en el período 2002 – 2006, para cada campo nuevo desarrollado y su costo.

Fuentes de Información

Las fuentes de información consultadas fueron los API's y presupuestos de inversiones y balance de reservas de ECOPETROL S.A., el EPIS, la Estadísticas de la Industria Petrolera, y consultas a compañías operadoras y de servicios.

Como volumen de reservas a desarrollar se utilizaron las mismas que se utilizaron para el costo de hallazgo. Éstas corresponden a los Balances de reservas anuales elaborados por ECOPETROL S.A. y suministrado por la ANH, así como, reservas declaradas comerciales.

Procedimiento

Para el cálculo se consideraron los campos descubiertos desarrollados en el período: Guando en la cuenca COR y Cupiagua en el contrato Recetor, cuenca LLA. Los desarrollos de las demás comercialidades no se pudieron identificar porque en su mayoría, corresponden a desarrollos dentro de áreas ya productoras y su inversión queda dentro del área y no se puede asociar a un volumen de reservas específico. Los desarrollos considerados comprenden al 55.1 % de las reservas declaradas comerciales en el quinquenio.

Los cálculos se realizaron en pesos corrientes de cada año y se corrigieron a pesos del 2006 mediante factores de actualización específicos, determinados a partir de deflatores para la moneda colombiana en la actividad de desarrollo de hidrocarburos. Finalmente, para efectos comparativos con el mercado internacional, se convirtieron a dólares americanos – USD - del 2006 usando la tasa representativa del mercado – TRM - publicada por el Banco de la República para el año 2006, correspondiente a 2.357,98 \$/USD.

En el numeral Capítulo III - Metodología para deflactar costos se presentan los valores de los factores usados para la actualización de los pesos colombianos a partir de los deflatores específicos determinados y su procedimiento de cálculo.

Resultados

En el archivo *dev cost.xls*, que se entregará al final del proyecto, se encuentran las fuentes de información, los cálculos efectuados y los resultados obtenidos, cuyos resumen se presenta en la Tabla 12.

La Tabla 12 ilustra los costos de desarrollo acumulados para el período 2002-2006. Para estos costos se aplican los mismos comentarios que se hicieron para el costo de hallazgo. Por tanto la recomendación para la ANH es que se presenten agregados para el quinquenio y no anualizados.

Tabla 12. Costo de Desarrollo 2002-2006

| COSTO DE DESARROLLO, USD/Be | | | |
|-----------------------------|---------------|--------------|-------------|
| CUENCA | INVERSION | RESERVAS | DC |
| | USD | MBPe | USD/BPe |
| COR | 406,12 | 37,87 | 10,73 |
| LLA | 284,85 | 55,60 | 5,12 |
| PAÍS | 690,97 | 93,47 | 7,39 |

Los valores agregados para el período 2002-2006 se calcularon con base en el cálculo anual previo, considerando las inversiones ejecutadas en el respectivo año, así como la incorporación de las reservas comerciales. El promedio del período comprende la totalidad de las inversiones en los campos desarrollados por cada año.

Hay que tener en cuenta que entre la declaración de comercialidad y el desarrollo existe un lapso de tiempo que depende de la ejecución de las actividades requeridas y del entorno del nuevo campo, especialmente si existen facilidades de producción o transporte cercanas. En este período de tiempo se efectúan las inversiones y las reservas prácticamente se mantienen constantes, de tal manera que hacer cálculos anuales para un solo campo no es significativo.

Costo de Producción – Lifting cost

El lifting cost incluye todos los gastos relacionados con las actividades operacionales en que se incurre, desde extraer el hidrocarburo del yacimiento hasta ponerlo en condiciones de comercialización. Estas actividades comprenden la extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización y entrega del producto al sistema de transporte. Entre éstas se encuentra el mantenimiento de equipos de subsuelo y superficie, materiales y suministros que se consumen en las operaciones, consumo de energía, mano de obra, servicios de soporte, contribuciones y demás gastos necesarios para mantener la producción del campo en los mayores niveles posibles.

Fuentes de Información

Para determinar el lifting cost de los años 2005 - 2006 se capturó la información existente en el sistema de información SAP de ECOPETROL S.A., la información de producción del sistema de información volumétrico – SIV, las Estadísticas de la Industria Petrolera, la base de datos ACIPET e informes de ECOPETROL S.A. Para los años 2001-2004, se usaron los informes de ECOPETROL, en copia dura, tomados del anterior sistema de información de costos – SIC.

En el SAP, actualmente, así como antes en el SIC, se encuentran todos los costos y gastos imputados al hidrocarburo propiedad de ECOPETROL S.A., tanto de la operación directa como la de la asociada. Estos corresponden a los reportados por el operador, auditados por ECOPETROL S.A., siendo los mismos costos que paga el operador.

Una de las dificultades encontradas fue la falta de uniformidad en las consultas al SAP, que están en proceso de implementación.

Procedimiento

Para la evaluación de los costos de producción se usó el modelo de ZIFF ENERGY GROUP, que clasifica los costos en doce (12) categorías principales que incluyen las actividades más importantes de la operación tales como: costos de mantenimiento de instalaciones de superficie, mantenimiento de pozos en el subsuelo, consumo de energía y fuerza laboral entre otras.

Se tomó la información de todos los campos existentes en el sistema y el detalle de los campos típicos seleccionados previamente, como representativos de cada una de las áreas de la cuenca por su madurez, magnitud y tipo de hidrocarburo, que son la base para la proyección en la segunda fase.

De la información capturada, se identificaron las cuentas lifting, el overhead de ECOPETROL y el overhead que ECOPETROL reconoce al operador, pactado contractualmente y que oscila entre el 5 – 10% del lifting cost.

El volumen de producción comprende la producción total de crudo y el gas asociado comercial y el gas libre producido por los campos de gas, incluyendo las regalías. La producción se presenta en barriles equivalentes – Be, usando la conversión de 5.700 Pies Cúbicos - PC de gas por barril de petróleo equivalente.

A partir de estos insumos se calculó el lifting cost por contrato de asociación o área operativa local de ECOPETROL S.A., para evitar distorsiones en los costos particulares de un campo específico debido al sistema de distribución de los costos y contabilizar todas las imputaciones.

Los costos se calcularon en pesos corrientes de cada año y se convirtieron a pesos constantes del 2006 usando los factores de actualización determinados a partir de los deflatores calculados para la producción de hidrocarburos en pesos colombianos para el período, y el resultado se presenta en dólares americanos del 2006 usando la tasa representativa del mercado tomada del Banco de la República para el año 2006 de \$/USD 2.357,98. En el Capítulo III - Metodología para deflactar costos, se presentan los deflatores y factores de actualización utilizados y el procedimiento de cálculo de los mismos.

Resultados

En el archivo *Lifting cost.xls*, que se entregará al final del proyecto, se encuentran las fuentes de información, los cálculos efectuados y los resultados obtenidos, cuyos resumen se presenta en la Tabla 13.

Tabla 13. Cálculo del Lifting Cost

| USD/BPe | |
|-----------------|-------------|
| CUENCA | 2006 |
| CATATUMBO | 10,03 |
| CORDILLERA | 1,07 |
| GUAJIRA | 1,63 |
| LLANOS | 3,42 |
| PUTUMAYO | 6,56 |
| V. INFERIOR M. | 4,95 |
| V. MEDIO M. | 4,58 |
| V. SUPERIOR M. | 4,81 |
| PROMEDIO | 3,46 |

En los resultados para cada una de las cuencas con producción se encontró gran dispersión entre el lifting cost de las diferentes áreas, debido a las diversas etapas de madurez y producción en que se encuentran los campos, a las diferentes propiedades del hidrocarburo, magnitud y profundidad del yacimiento, al BSW y GOR entre otras.

Con base en la información recopilada se calcularon los resultados para el año 2006 correspondientes a las cuencas que tienen varios campos en producción. Las Figuras 8 a 12, ilustran la distribución del Costo de producción en las cuencas: Catatumbo, Llanos, Putumayo, Valle Medio del Magdalena y Valle Superior del Magdalena. La Cordillera Oriental solo tiene el campo Guando y la Guajira los campos Chuchupa y Ballena.

Figura 8. Lifting cost, cuenca Catatumbo

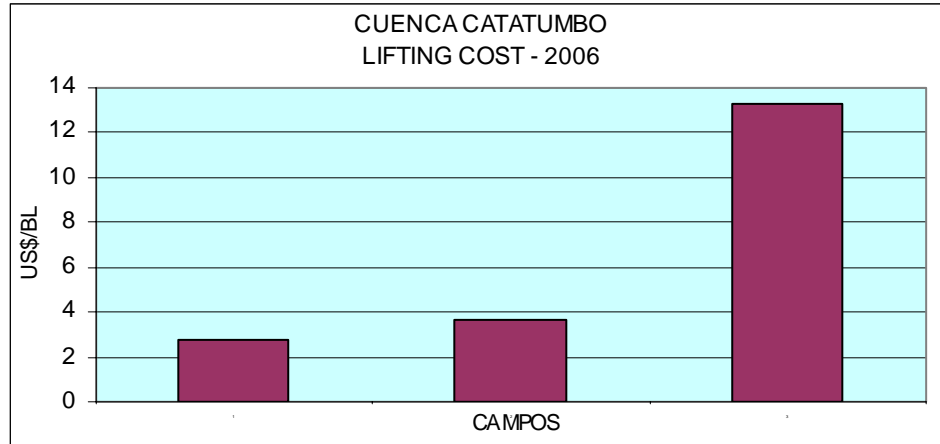


Figura 9. Lifting cost, cuenca Llanos

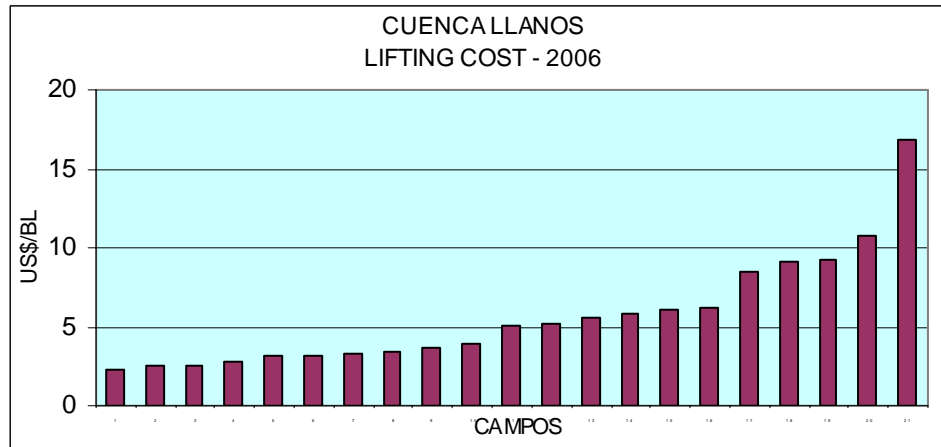


Figura 10. Lifting cost, cuenca Putumayo

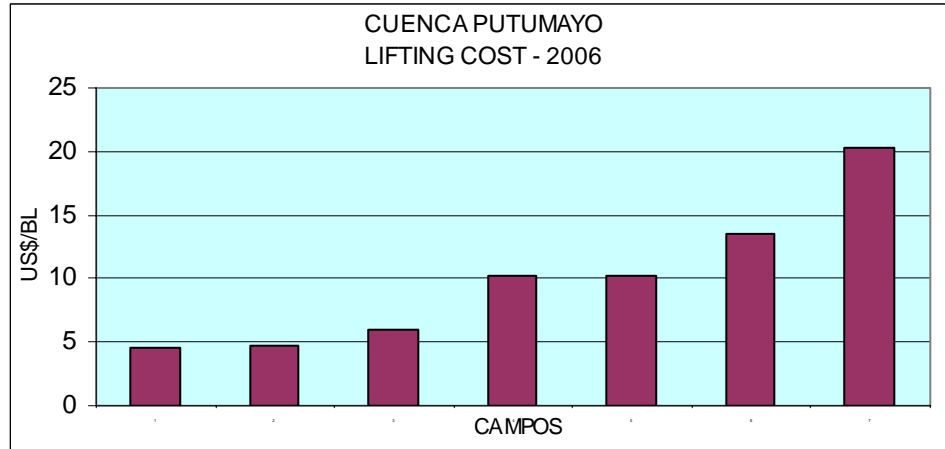


Figura 11. Lifting cost, cuenca Valle Medio del Magdalena

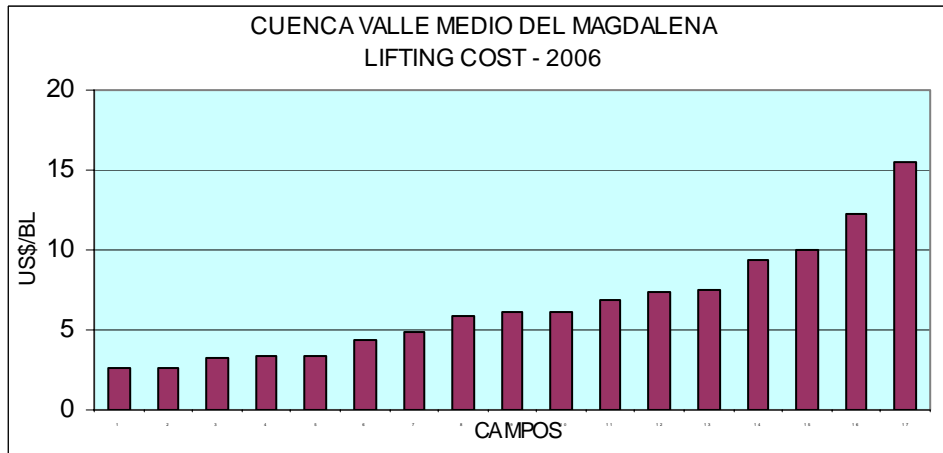
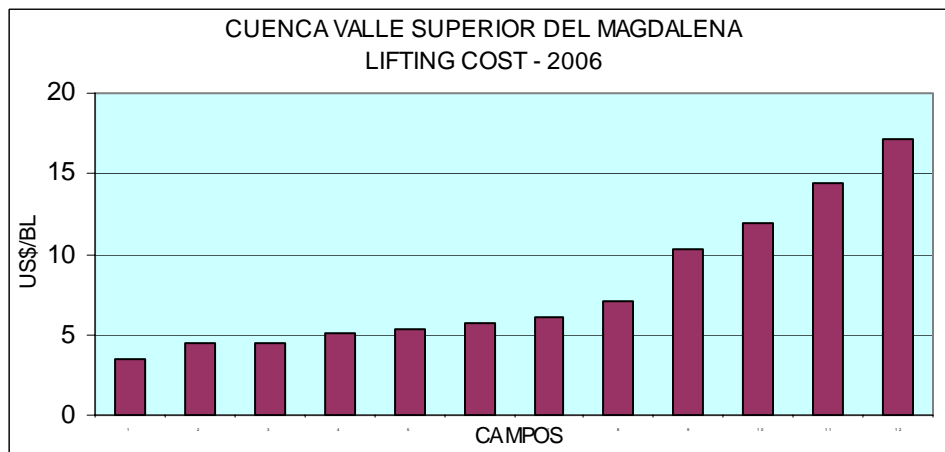


Figura 12. Lifting cost, cuenca Valle Superior del Magdalena



Costo de Transporte

Para el caso de transporte de crudo, se aplicó la Resolución 180541 del 12 de Mayo del 2006, del Ministerio de Minas y Energía, la cual define los costos en USD/Km para el transporte desde los campos hasta las refinerías o los puertos de exportación, usados para la liquidación de regalías.

La tarifa del transporte de gas, a diferencia del transporte de crudo, que se rige por una sola Resolución que involucra distancias y calidad de crudo, se regula mediante una Resolución para cada empresa transportadora.

Cada Resolución involucra las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento, de tal manera que se le garantice al transportador la cobertura de estos costos a una tasa de retorno razonable en función del volumen transportado.

Costo de Transporte por Oleoductos

Procedimiento:

Para determinar el costo de transporte de crudo por oleoductos se tomó como base la Resolución 180541 del 12 de Mayo del 2006 del Ministerio de Minas y Energía - Apéndice 18 -. En esta resolución se fijan las bases para la determinación del precio del petróleo para la liquidación de regalías, se establecen precios promedio de transporte y las distancias entre los campos y las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, y entre los campos y el puerto de Coveñas. Estos valores promedios sirven de base para la negociación de las tarifas de transporte entre el productor y el transportador.

Para el cálculo de la tarifa media por campo y por cuenca se tomaron en cuenta los siguientes parámetros y constantes incluidas en la Resolución ya citada:

* **CTC** = Costo de transporte del crudo, desde el campo a la planta de refinación, equivalente a **US\$ 0.004462/Barril-Kilómetro** multiplicado por la distancia en kilómetros desde el campo a la planta de refinación.

- **CCE** = Costo de transporte del crudo desde el campo al puerto de embarque, equivalente a **US\$ 0.004462/Barril-Kilómetro** multiplicado por la distancia en kilómetros desde el campo al sitio de embarque.

- Las gravedades API y el porcentaje de azufre para efectos del cálculo de los factores de corrección por calidad de que trata el Decreto 545 del 15 de marzo de 1989, para los crudos de exportación y refinados.
- Lo cargado durante el año 2005 a la refinería de Barrancabermeja fue del 75.57% y a la Refinería de Cartagena del 24.43%.
- En lo que respecta a las distancias en Kilómetros de las asociaciones Putumayo, Santana-B y operación directa en Orito corresponden a cabotaje Tumaco-Cartagena equivalente a 250 kilómetros y exportación por Tumaco.
- Se incluyó un impuesto de transporte correspondiente al 6%, acorde a lo estipulado en el artículo 52 del Código de Petróleos – Decreto No. 1056 de abril 20 de 1953.
- La tarifa media de transporte por cuenca se calculó. utilizando el promedio ponderado de las tarifas con la producción diaria promedio por contrato para el año 2006. Cabe anotar que no se encuentran todos los contratos actuales, pero la metodología que se siguió fue incluir todos los contratos que tenían información de producción tal como se encontraban relacionados en la resolución 180541 del 12 de Mayo del 2006.
- Tarifa media a Refinerías (US\$/BP) = Medio (Valor en Km.) x CTC x 1.06 (impuesto de transporte).
- Tarifa media a Coveñas (US\$/BP) = Puerto de Coveñas (Valor en Km.) x CCE x 1.06 (impuesto de transporte).

Resultados:

En el archivo *transporte.xls*, que se entregará al final del proyecto, se encuentran la información utilizada, los cálculos efectuados y los resultados obtenidos, cuyo resumen consolidado a nivel de cuenca obtenidos al aplicar la tarifa media de transporte a los campos en producción respectivos por cuenca se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14. Costos de transporte de crudo.

| COSTOS DE TRANSPORTE DE CRUDO | | |
|--------------------------------------|------------------|----------------|
| USD/BL | | |
| CUENCA | REFINERIA | COVENAS |
| CATATUMBO | 1,87 | 2,007 |
| CORDILLERA | 3,36 | 4,815 |
| LLANOS | 3,29 | 4,146 |
| PUTUMAYO | 5,09 | 1,774 |
| V. INFERIOR M. | 1,74 | 0,719 |
| V. MEDIO M. | 1,27 | 2,577 |
| V. SUPERIOR M. | 3,35 | 4,739 |
| PROMEDIO | 3,12 | 4,05 |

Los costos se determinaron en USD, en consideración a que la Resolución fija las tarifas en esta moneda. Además, como el requerimiento es solo para el año 2006, no se necesita usar factores de actualización.

Costo de Transporte por gasoductos.

A diferencia del transporte de crudo, que se rige por una sola Resolución la cual involucra distancias y calidad de crudo, la tarifa para el transporte de gas se regula mediante una Resolución para cada empresa transportadora. Cada Resolución involucra las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento, de tal manera que se le garantice al transportador la cobertura de estos costos a una tasa de retorno razonable a través del volumen transportado. Estas condiciones se encuentran consignadas en la Resolución CREG-001 de 2000. Las tarifas definidas son unitarias y dependen de la distancia de los campos productores a los centros de consumo

La unidad comúnmente utilizada en producción es el PC (Pié cúbico de gas) y sus múltiplos K (miles) y M (millones). Los transportadores, por su parte, manejan BTU (Unidades Térmicas Británicas). El factor utilizado para convertir PC a BTU es de 993.7.

Para el cálculo de las tarifas de transporte de gas se utilizaron los esquemas tarifarios actuales que rigen el transporte por sistema (Res. CREG 001 de 2000 “Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte”). La remuneración del servicio del transporte para el sistema nacional de transporte se basa en un esquema de cargos de paso. Éstos se determinan como la suma de los cargos correspondientes a cada gasoducto o grupo de gasoductos comprendidos entre el punto de entrada del gas al sistema nacional de transporte hasta el punto de salida de cada remitente. Estos cargos están definidos como (1) cargos fijos diarios que remuneran costos de inversión (USD/KPCD), calculado como la tasa de costo capital invertido del 11.5%, expresado en pesos de conformidad a lo establecido en el numeral 5.7 de la misma Resolución ya citada. (2) Un cargo variable que remunera costos de

inversión (US/KPC) calculado con la tasa de costo del capital invertido del 16%, expresado en pesos de conformidad con lo establecido en el numeral 5.7 de la misma Resolución. (3) Un cargo fijo diario que remunera los gastos de AO&M (Administración, Operación y Mantenimiento) expresado en pesos (\$/KPCD) .

Las tarifas de transporte que se presentan a continuación se calcularon utilizando todas las resoluciones vigentes para cada una de las empresas transportadoras:

TGI (ECOGAS): Resolución CREG125 de 2003

TGI (ECOGAS): Resolución CREG076 de 2002 (Gasoducto Cusiana-El Porvenir)

TRANSCOGAS: Resolución CREG043 de 2002

PROMIGAS: Resolución CREG070 de 2003

TRANSMETANO: Resolución CREG015 de 2001

TRANSORIENTE: Resolución CREG016 de 2001

Para todos los casos se aplico una pareja de cargos fijos y variables de 50% - 50%. En las tarifas se incluye el impuesto de transporte más no la Cuota de Fomento, por no ser parte de la tarifa.

Tabla 15

| TARIFA TRANSPORTE POR GASODUCTOS | | | | |
|---|----------------------------|-----------------|----------------------------|----------------|
| CENTRO DE CONSUMO | Campo de Producción | | Campo de Producción | |
| | Ballena | Cusiana | Ballena | Cusiana |
| | USD/MBTU | USD/MBTU | USD/BPe | USD/BPe |
| La Mami | 0,3118 | 2,3663 | 1,8958 | 14,3878 |
| Barranquilla | 0,3893 | 2,4438 | 2,3671 | 14,8591 |
| Cartagena | 0,4691 | 2,5236 | 2,8523 | 15,3443 |
| Barranca | 0,9550 | 1,0995 | 5,8067 | 6,6853 |
| Sebastopol | 1,0929 | 0,9616 | 6,6452 | 5,8468 |
| Vasconia | 1,1882 | 0,8663 | 7,2246 | 5,2674 |
| Mariquita | 1,4906 | 1,1686 | 9,0633 | 7,1054 |
| Medellin | 2,3003 | 2,1689 | 13,9865 | 13,1876 |
| Armenia | 2,1373 | 1,8153 | 12,9954 | 11,0376 |
| Bogota | 2,3773 | 1,4336 | 14,4547 | 8,7167 |
| Neiva | 2,4891 | 2,1671 | 15,1345 | 13,1766 |
| Cali | 2,5054 | 2,1834 | 15,2336 | 13,2757 |

La tarifa depende de los gasoductos que se utilicen hasta el centro de consumo. En este caso solo se calculó la tarifa del gas de la Guajira, como la mayor fuente de suministro. No se calculó para las demás cuencas productivas por cuanto en ellas ya se había hecho el calculo de la tarifa de transporte de crudo; además, la Guajira es el análogo de las mayorías de las cuencas inactivas con expectativas de gas. Para determinar el rango se utilizaron los centros de mayor consumo por donde pasan los gasoductos, así para el gas de la Guajira se tomó Bogotá, Vasconia y Barranquilla y para el gas de Cusiana, Cali, Bogotá y Vasconia.

Tabla 16. Rangos de costo por transporte de gas (USD/BPe)

| CUENCA | MÁXIMO | PROMEDIO | MÍNIMO |
|---------|--------|----------|--------|
| GUAJIRA | 14,45 | 7,22 | 2,37 |

En cuanto a las tarifas del gas, lo que realmente le debe preocupar al explorador, interesado en el negocio de nuevas áreas, es: la demanda de gas del país, el precio en boca de pozo, competitividad del gas que se producirá en la región de interés versus el precio de Gas de Cusiana y Ballena, facilidad de conexión al gasoducto principal y capacidad del gasoducto mas cercano. Estos factores son más importantes que el transporte, por cuanto este último los pagan son los grandes distribuidores como por ejemplo Isagen, Termocali, EPM, etc.

Resultados Agregados de Costos

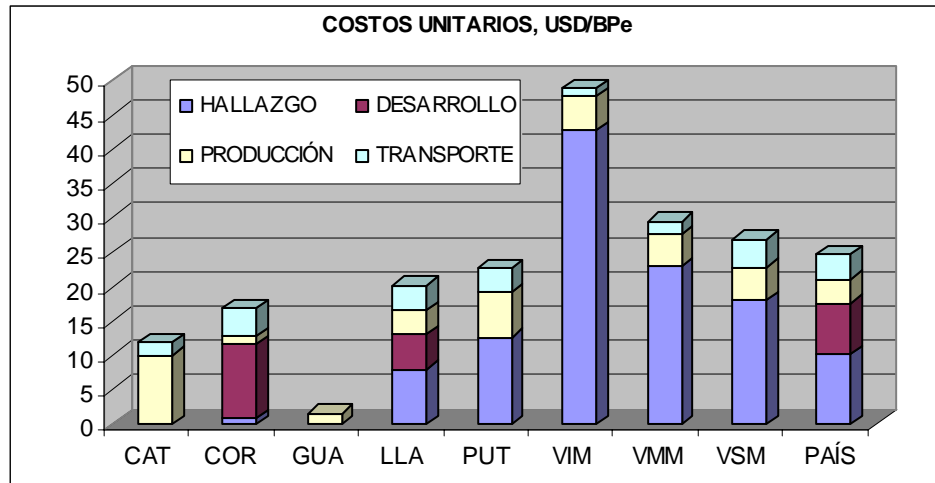
Con los datos anteriores se construyó la **Tabla 17**, que resume los costos de hallazgo, desarrollo, producción y transporte para el período 2002-2006. Según los comentarios respectivos a cada indicador, Los costos de hallazgo y desarrollo se presentan consolidados para el período y para los costos de producción y transporte el correspondiente al promedio del año 2006.

Tabla 17. Costos Unitarios 2002-2006

| COSTO UNITARIOS 2002-2006 | | | | |
|---------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| USD/BPe | | | | |
| CUENCA | HALLAZGO | DESARROLLO | PRODUCCIÓN | TRANSPORTE |
| CAT | | | 10.03 | 1.94 |
| COR | 0.93 | 10.73 | 1.07 | 4.09 |
| GUA | | | 1.63 | |
| LLA | 8.00 | 5.12 | 3.42 | 3.72 |
| PUT | 12.66 | | 6.56 | 3.43 |
| VIM | 42.72 | | 4.95 | 1.23 |
| VMM | 23.05 | | 4.58 | 1.92 |
| VSM | 18.04 | | 4.81 | 4.04 |
| PAÍS | 10.25 | 7.39 | 3.46 | 3.59 |

La **Figura 13** ilustra los costos de hallazgo (FC), desarrollo (DC), producción (LC-06) y transporte (CTo-06) para las cuencas productivas. Se aprecia como, comparativamente, el VIM tiene el costo de hallazgo más alto (4.207 USD/BPe); por el contrario, la COR tiene los mas bajos (0,93 USD/BPe), debido al volumen de reservas declarado comercial. En cuanto al costo de desarrollo solo hay dos valores, correspondiente a los campos desarrollados en el período en donde la COR tiene los valores más altos (10,73 USD/BPe) y los Llanos (LLA), es prácticamente la mitad (5,12 USD/BPe), debido a que este último es muy cercano a campos desarrollados por la misma compañía. El costo de producción presenta variaciones muy importantes siendo el menor COR con 1,07 USD/BPe, campo nuevo con alto potencial de producción, y el más costoso Catatumbo con 10,03 USD/BPe, campos viejos en recuperación secundaria mediante inyección de agua. El costo de transporte varía entre 1,23 USD/BPe en el VIM hasta 4,09 en la COR, que depende de la distancia del campo a la refinería o al puerto de embarque.

Figura 13. Costos Unitarios de hallazgo, desarrollo, producción y transporte – en cuencas productivas



VI. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE COSTOS 2002-2006

Inicialmente, se hicieron todos los cálculos en forma anual para el período 2002 – 2006. Para el caso de exploración y su costo de hallazgo asociado, se concluyó que debe manejarse en forma agregada para los 5 años, por cuanto las cifras anuales muestran fluctuaciones muy grandes. Estas variaciones anuales extremas se deben a que los resultados son muy sensibles a las reservas descubiertas y estas no tienen una tendencia definida. Adicionalmente, existe un desfase entre el descubrimiento de las reservas y la declaratoria de su comercialidad, aumentando el desfase existente entre el inicio de la inversión en las actividades exploratorias y el descubrimiento. Es muy frecuente entonces que en un año específico, coincidan inversiones importantes con bajos volúmenes de reservas declaradas comerciales que vienen de campañas anteriores, dando como resultado un costo de hallazgo exagerado.

Costo de Hallazgo – Finding Cost

Como cifras de control - **Tabla 18** -, tanto para las realizaciones como para las inversiones, se utilizaron las publicadas por: las Estadísticas de la Industria Petrolera, editadas por ECOPETROL para el período 2002-2005 y el Informe Anual 2006 de ECOPETROL. No se encontraron cifras consolidadas de las inversiones de la ANH, sus socios y contratistas para los años 2005-2006. En el SIPG de la UPME, aparecen unas cifras no concordantes con las Estadísticas y en el Banco de la República aparecen los flujos de inversión extranjera directa para el sector hidrocarburos, sin discriminación entre el *upstream* y el *downstream*.

Tabla 18 Histórico inversiones exploratorias 2001 – 2005

| Histórico inversiones exploratorias 2001 – 2005 | | | | | | | | |
|---|-------------|-------------------------------------|----------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------|--------------|-------|
| INVERSIONES EXPLORATORIAS, MUSD CORRIENTES | | | | | | | | |
| ASOCIADOS (MUSD) | | | | ECOPETROL (MUSD) | | | | TOTAL |
| AÑOS | PERFORACIÓN | EXP. SUPERFICIE (Símica y Estudios) | SUBTOTAL ASOC. | GEOFÍSICA (Símica y Reproceso) | PROYECTOS Y ESTUDIOS GEOLÓGICOS | PERFORACIÓN | SUBTOTAL ECO | |
| 2001 | 170,7 | 91,7 | 262,4 | 8,5 | 3,9 | 7,5 | 19,9 | 282,3 |
| 2002 | 85,7 | 58,9 | 144,6 | 31,4 | 9,4 | 21,9 | 62,7 | 207,3 |
| 2003 | 105,4 | 31,3 | 136,7 | 20 | 1,4 | 31,5 | 52,9 | 189,5 |
| 2004 | 103,5 | 23,5 | 127 | 30 | 28,6 | 33,3 | 91,9 | 218,9 |
| 2005 | 148,2 | 18,9 | 167,1 | 31,5 | 5,8 | 58,8 | 96,04 | 263,1 |

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera 2005 – ECOPETROL S.A.

Del informe anual 2006 de ECOPETROL S.A. se extractaron las siguientes cifras para esta vigencia:

Inversiones en Exploración.

ECOPETROL S.A.: 120 MUSD
 ECOPETROL y Socios 353 MUSD

El consolidado de las inversiones anuales calculadas por cuencas se presenta en la **Tabla 19**, en USD corrientes para efectos de comparación con las cifras de control.

Tabla 19.

| INVERSIONES EXPLORATORIAS MUSD CORRIENTES | | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
| CAT | 8,3 | 3,7 | 0,1 | 16,1 | 34,9 |
| CES | 0,0 | 3,1 | 0,3 | 5,0 | 8,5 |
| COR | 12,4 | 3,1 | 2,5 | 2,1 | 6,2 |
| GUA | 0,6 | 5,0 | 0,1 | 11,5 | 69,9 |
| LLA | 105,3 | 90,3 | 99,1 | 176,8 | 201,5 |
| PUT | 0,1 | 0,0 | 2,6 | 20,5 | 8,6 |
| SINU | 0,0 | 0,0 | 26,1 | 1,1 | 49,3 |
| VIM | 2,9 | 1,4 | 11,2 | 11,9 | 22,5 |
| VMM | 23,2 | 27,4 | 15,0 | 41,0 | 60,4 |
| VSM | 51,3 | 54,6 | 50,4 | 30,3 | 65,6 |
| CHO | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 18,5 |
| CAY | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 0,2 |
| PAÍS | 205,3 | 188,6 | 207,3 | 318,1 | 546,0 |

Las diferencias observadas en la **Tabla 19**, entre las cifras de control y las inversiones exploratorias desagregadas por cuenca que se obtuvieron para este estudio, presentan variaciones relativamente pequeñas para los años 2002 a 2004 así: 1, 0,5 y 5,6% respectivamente. Éstas diferencias pueden explicarse por las inconsistencias de las fuentes o la carencia de datos reales, lo que obligó a hacer estimaciones con base en promedios. Donde si se observan diferencias importantes es en 2005 (MUSD 55) y 2006 (MUSD 193) en 2006. Estas diferencias corresponden a las inversiones de la ANH y sus contratistas, puesto que las Estadísticas de la Industria Petrolera solo contabilizan las inversiones de ECOPETROL en sus áreas, la de ECOPETROL y sus asociados en los contratos de Asociación y las de ECOPETROL en los contratos con la ANH, igualmente en el informe anual ECOPETROL S.A. solo presenta sus inversiones y las de sus socios en los contratos de asociación.

La **Tabla 20** muestra las cifras en MUSD constantes del 2006 para hacerlas comparables entre sí y con estándares internacionales.

Tabla 20.

| INVERSIONES EXPLORATORIAS MUSD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| CAT | 12,6 | 5,3 | 0,1 | 17,5 | 34,9 | 70,4 |
| CES | 0,0 | 4,6 | 0,4 | 5,4 | 8,5 | 18,8 |
| COR | 18,8 | 4,5 | 3,3 | 2,3 | 6,2 | 35,0 |
| GUA | 0,9 | 7,2 | 0,1 | 12,5 | 69,9 | 90,6 |
| LLA | 159,4 | 130,8 | 126,9 | 191,9 | 201,5 | 810,5 |
| PUT | 0,1 | 0,0 | 3,3 | 22,3 | 8,6 | 34,3 |
| SINU | 0,0 | 0,0 | 33,4 | 1,2 | 49,3 | 83,9 |
| VIM | 4,4 | 2,0 | 14,4 | 12,9 | 22,5 | 56,3 |
| VMM | 35,1 | 39,7 | 19,2 | 44,6 | 60,4 | 198,9 |
| VSM | 77,7 | 79,1 | 64,5 | 32,9 | 65,6 | 319,8 |
| CAU | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 |
| CHO | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 18,5 | 19,3 |
| CAY | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,2 | 3,0 |
| PAÍS | 310,8 | 273,2 | 265,5 | 345,4 | 547,1 | 1.742,0 |

Con la información de reservas descubiertas obtenida de ECOPETROL S.A. y la ANH, se construyó la **Tabla 21** que contiene los resultados de la inversión.

Tabla 21. Reservas Descubiertas

| RESERVAS DESCUBIERTAS MBPe | | | | | | |
|-------------------------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| COR | 30,90 | 3,50 | | 0,02 | 3,45 | 37,87 |
| LLA | 56,16 | 5,08 | 7,13 | 15,24 | 17,73 | 101,33 |
| PUT | | | | 2,71 | | 2,71 |
| VIM | | | | | 1,32 | 1,32 |
| VMM | | 0,28 | 8,32 | | 0,03 | 8,63 |
| VSM | 2,55 | 0,13 | 8,27 | 1,03 | 5,75 | 17,73 |
| PAÍS | 89,61 | 8,99 | 23,72 | 18,99 | 28,28 | 169,59 |

Aun cuando, como se comento en el capítulo V, el costo de hallazgo, dada su volatilidad, debe manejarse agregado para el período 2002-2006, se hizo también el cálculo anual, el cual refuerza esta conclusión. Para su cálculo se consideraron para cada año, tanto las inversiones ejecutadas así como las reservas descubiertas declaradas comerciales. La **Tabla 22** muestra los resultados por año.

La columna PERÍODO, contiene el promedio de la totalidad de la inversión, exitosa y no exitosa de cada cuenca, las cuales ya se mostraron en el Capítulo V. Así por ejemplo, en la cuenca Cordillera se incluye no solamente las inversiones de los años 2002, 2003, 2005 y 2006, en los cuales se declararon comercialidades de reservas, sino también las del 2004, donde no se declararon reservas comerciales. En el promedio PAÍS, se incluye la inversión en todas las 13 cuencas, con y sin descubrimientos.

Los resultados obtenidos, no siguen una tendencia específica, dependen del éxito exploratorio obtenido para la actividad exploratoria realizada, y éste, no tiene un patrón definido. El cálculo, como es lógico, es muy sensible a las reservas descubiertas declaradas comerciales.

Tabla 22. Costo de Hallazgo

| COSTO DE HALLAZGO, USD/Be US\$ CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| COR | 0,61 | 1,28 | | 152,84 | 1,80 | 0,93 |
| LLA | 2,84 | 25,76 | 17,80 | 12,59 | 11,37 | 8,00 |
| PUT | | | | 8,23 | | 12,66 |
| VIM | | | | | 17,10 | 42,72 |
| VMM | | 141,72 | 2,31 | | 2.013,21 | 23,05 |
| VSM | 30,46 | 608,78 | 7,80 | 31,92 | 11,41 | 18,04 |
| PAÍS | 3,47 | 30,40 | 11,20 | 18,18 | 19,35 | 10,25 |

Hay que tener en cuenta que entre la inversión y el descubrimiento existe un desfase mientras se agotan todas las etapas del proceso exploratorio que incluye: exploración de superficie, estudios, perforación y análisis de resultados. Este desfase normalmente, se incrementa aun más entre el descubrimiento y la declaratoria de comercialidad. Pueden pasar incluso uno o más años en pruebas extensas y perforación de pozos adicionales que confirmen la comercialidad del campo y su volumen de reservas.

Un factor adicional que afecta el costo de hallazgo se debe a que las reservas que se están descubriendo en la actualidad corresponden a las campañas exploratorias anteriores, de baja intensidad. Hoy en día, el esfuerzo exploratorio es agresivo, con una inversión muy importante. Sin embargo estos niveles aun están por debajo de estándares internacionales.

Adicionalmente en el caso Colombiano, el costo de hallazgo no tiene una tendencia específica porque las campañas exploratorias anuales no son continuas y no siguen un patrón determinado. Estas dependen fundamentalmente del precio del crudo, precio político que depende de circunstancias diferentes a la oferta y la demanda, y del riesgo país y su atractivo frente a la inversión, en el cual el potencial es un factor preponderante.

Costo de Desarrollo – Development Cost

Con la información de costos obtenida, se calcularon las **Tablas 23 y 24**. En el período analizado solo se presentaron desarrollos representativos e identificados en la Cordillera Oriental y los Llanos.

Tabla 23.

| INVERSIONES EN DESARROLLO MUSD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| COR | 99,02 | 108,86 | 100,55 | 50,05 | 47,64 | 406,12 |
| LLA | 35,48 | 85,91 | 50,62 | 53,53 | 59,30 | 284,85 |
| TOTAL | 134,51 | 194,77 | 151,17 | 103,58 | 106,94 | 690,97 |

Tabla 24.

| RESERVAS A DESARROLLAR MBPe | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|-------------|----------|-------------|-------------|--------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| COR | 30,90 | 3,50 | - | 0, | 3,45 | 37,87 |
| LLA | 55,60 | - | - | - | - | 55,60 |
| PAÍS | 86,50 | 3,50 | - | 0,02 | 3,45 | 93,47 |

Los resultados obtenidos para el período de análisis, en las cuencas donde se desarrollaron reservas, se muestran en la **Tabla 25**.

Tabla 25.

| COSTO DE DESARROLLO, USD/Be USD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
|---|-------------|--------------|------|-----------------|--------------|-------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERIODO |
| COR | 3,20 | 31,10 | | 3.336,36 | 13,81 | 10,73 |
| LLA | 0,64 | | | | | 5,12 |
| PROMEDIO | 1,56 | 55,65 | | 6.905,18 | 31,00 | 7,39 |

El caso de Guando, perforado en la Cuenca Cordillera Oriental (COR), demuestra la inconveniencia de usar resultados anuales. En éste campo, las inversiones reportadas para el 2005 corresponden al desarrollos del campo que coinciden con la declaratoria de comercialidad de solo 15.000 barriles de petróleo, que no se pueden diferenciar en su desarrollo, sino que se incorporan al desarrollo de las reservas ya descubiertas y de ahí la cifra desorbitada que presenta. El consolidado a nivel país es aún más crítico, porque se incluyen las inversiones del siguiente desarrollo contra las mismas reservas declaradas comerciales. Por lo anterior, se insiste que es mejor utilizar los valores correspondientes al período analizado y para el futuro se recomienda reportar las cifras del quinquenio.

Costo de Producción (2001-2006)

Resultados

Los resultados obtenidos para el período 2001-2006 se muestra en la **Tabla 26**, calculados a partir de la información y procedimiento ya referidos, son:

Tabla 26. Lifting Cost por Cuenca para el Período

| LIFTING COST, USD CONSTANTES 2006 | | | | | | |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| USD/Be | | | | | | |
| CUENCA | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
| CATATUMBO | 7,65 | 7,96 | 7,75 | 6,39 | 9,56 | 10,03 |
| CORDILLERA | 0,00 | 4,66 | 2,98 | 2,43 | 1,53 | 1,07 |
| GUAJIRA | 0,87 | 1,05 | 1,43 | 1,17 | 1,62 | 1,63 |
| LLANOS | 1,71 | 2,73 | 2,88 | 2,65 | 2,59 | 3,42 |
| PUTUMAYO | 5,56 | 6,13 | 6,53 | 5,68 | 6,09 | 6,56 |
| V. INFERIOR M. | 4,29 | 5,62 | 8,73 | 7,60 | 3,96 | 4,95 |
| V. MEDIO M. | 5,39 | 6,26 | 5,22 | 4,37 | 3,91 | 4,58 |
| V. SUPERIOR M. | 3,31 | 3,78 | 3,88 | 3,24 | 3,67 | 4,81 |
| PROMEDIO | 2,20 | 3,03 | 3,13 | 2,77 | 2,77 | 3,46 |

El costo promedio del país se determinó calculando el promedio ponderado del lifting cost con la producción de cada uno de las cuencas. Estos resultados muestran una distorsión en la tendencia en los años 2004 – 2005, causado probablemente por el cambio de sistema en ECOPETROL S.A., de SIC a SAP y luego el cambio de la estructura de costos.

La tendencia observada muestra un incremento que consideramos normal, de 14% en el quinquenio 2002-2006, causado por la madurez que conlleva un incremento en el BS&W el cual ocasiona mayores costos en consumo de químicos y energía debido al manejo de mayores volúmenes de fluidos, igualmente ocasiona un mayor desgaste en los equipos de subsuelo que generan servicios de pozos más frecuentes y mayor mantenimiento a los equipos de superficie. Otro impacto es la declinación normal de los campos, en los cuales la operación se debe mantener, si no incrementar, mientras la producción disminuye. Este efecto en la cuenca se mitiga cuando existen nuevos desarrollos. Estos cálculos se basan en la producción nacional de hidrocarburos que incluye petróleo más gas comercial.

Tabla 27. Producción Nacional de Hidrocarburos

| PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS – CRUDO + GAS COMERCIAL | | | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| KBPeD | | | | | | |
| CUENCA | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
| CAT | 4,3 | 3,9 | 3,7 | 3,6 | 3,1 | 3,1 |
| COR | 1,3 | 4,3 | 12,5 | 24,0 | 27,2 | 31,4 |
| GUA | 71,9 | 74,4 | 69,1 | 82,6 | 81,6 | 72,8 |
| LLA | 465,6 | 456,2 | 421,8 | 387,3 | 388,8 | 383,3 |
| PUT | 10,5 | 11,2 | 10,3 | 11,3 | 12,2 | 13,6 |
| VIM | 2,4 | 1,9 | 1,6 | 1,4 | 1,4 | 1,3 |
| VMM | 50,0 | 48,4 | 50,8 | 61,7 | 64,8 | 67,2 |
| VSM | 95,2 | 85,5 | 75,1 | 74,1 | 68,6 | 63,1 |
| TOTAL | 701,3 | 685,9 | 644,9 | 646,0 | 647,6 | 635,9 |

VII. ESTIMACIÓN CANTIDADES MÍNIMAS Y MÁXIMAS DE CAPEX

El CAPEX, llamémoslo TOTAL para diferenciarlo de los otros, comprende toda la información de exploración, desarrollo y las inversiones que buscan mantener y/o incrementar la producción y/o el recobro de hidrocarburos en campos en operación - Capex Operativo-. Resumiendo, el CAPEX total incluye el capex exploratorio, el capex de desarrollo y el capex operativo.

Capex Operativo: En las condiciones de precio actual, las compañías operadoras están adelantando campañas intensas de perforación de relleno (infill wells) y mejoras en las facilidades de producción para aumentar la producción y/o el recobro de hidrocarburos y de esta manera, aprovechar los altos precios. Estas campañas, con erogaciones importantes de inversión, se están adelantando en la casi totalidad de los campos en producción y también en aquellos que fueron abandonados por no ser comerciales en las condiciones de precios vigentes en su momento.

Metodología:

El CAPEX TOTAL, se calculó sumando las inversiones en exploración y en desarrollo y las inversiones para mantener o incrementar la producción de los campos activos. Las cifras en pesos corrientes del período 2002-2006, se deflataron con los respectivos factores incluidos en el Capítulo III - Metodología para deflactar costos y luego se convirtieron a USD constantes del 2006 con la TRM del Banco de la República.

Para determinar el rango de capex total, se usaron estos resultados y se estimaron como valores mínimo y máximo, el más o menos 10% respectivamente, toda vez que los valores mínimo y máximo de los costos de hallazgo y de desarrollo se obtuvieron con base en el ajuste de las reservas.

Fuentes de información:

Se utilizó la misma información del costo de hallazgo y costo de desarrollo, en este último, se encuentran las inversiones del capex operativo.

Resultados:

En el archivo, *capex.xls*, que se entregará con el informe, final se encuentra la información utilizada el método de cálculo y los resultados.

A continuación se presenta los resultados obtenidos y la información utilizada. Este capex corresponde a la totalidad de la inversión en el upstream en el país, tanto nacional como extranjera.

Los resultados obtenidos se incluyen en la **Tabla 28**.

Tabla 28

| CAPEX TOTAL | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| MUSD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| CAT | 13 | 5 | 0 | 24 | 68 | 110 |
| CES | 0 | 5 | 0 | 5 | 8 | 19 |
| COR | 118 | 113 | 104 | 52 | 125 | 513 |
| GUA | 4 | 9 | 1 | 41 | 93 | 148 |
| LLA | 607 | 504 | 574 | 756 | 882 | 3.323 |
| PUT | 73 | 16 | 15 | 39 | 21 | 164 |
| SINU | 0 | 0 | 33 | 1 | 49 | 84 |
| VIM | 4 | 2 | 14 | 13 | 27 | 61 |
| VMM | 92 | 85 | 103 | 211 | 289 | 779 |
| VSM | 183 | 156 | 189 | 222 | 207 | 956 |
| CAU | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| CHO | 1 | 0 | 0 | 0 | 18 | 19 |
| CAY | 1 | 0 | 0 | 2 | 0 | 3 |
| PAÍS | 1.095 | 895 | 1.035 | 1.367 | 1.789 | 6.180 |

Para el cálculo del Capex Total, se utilizaron las siguientes cifras, correspondientes a las inversiones en exploración usadas para determinar el costo de hallazgo -capex exploratorio-, las inversiones en desarrollo usadas para determinar el costo de desarrollo - capex desarrollo-, y el capex operativo. Estos últimos, de desarrollo y operativo, se presentan en una sola tabla - **Tabla 29**-, así:

Tabla 29.

| CAPEX DESARROLLO + CAPEX OPERATIVO | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|----------------|
| MUSD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| CAT | 0 | 0 | 0 | 7 | 33 | 39 |
| COR | 99 | 109 | 101 | 50 | 119 | 478 |
| GUA | 3 | 2 | 1 | 28 | 24 | 57 |
| LLA | 448 | 373 | 448 | 565 | 680 | 2.513 |
| PUT | 73 | 16 | 12 | 17 | 12 | 130 |
| VIM | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 5 |
| VMM | 57 | 45 | 84 | 166 | 228 | 580 |
| VSM | 105 | 77 | 124 | 189 | 141 | 636 |
| PAÍS | 784 | 622 | 769 | 1.021 | 1.242 | 4.438 |

Y el capex de exploración, usado para el cálculo del costo de hallazgo, en la **Tabla 30**.

Tabla 30.

| CAPEX EXPLORATORIO MUSD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| CAT | 12,6 | 5,3 | 0,1 | 17,5 | 34,9 | 70,4 |
| CES | 0,0 | 4,6 | 0,4 | 5,4 | 8,5 | 18,8 |
| COR | 18,8 | 4,5 | 3,3 | 2,3 | 6,2 | 35,0 |
| GUA | 0,9 | 7,2 | 0,1 | 12,5 | 69,9 | 90,6 |
| LLA | 159,4 | 130,8 | 126,9 | 191,9 | 201,5 | 810,5 |
| PUT | 0,1 | 0,0 | 3,3 | 22,3 | 8,6 | 34,3 |
| SINU | 0,0 | 0,0 | 33,4 | 1,2 | 49,3 | 83,9 |
| VIM | 4,4 | 2,0 | 14,4 | 12,9 | 22,5 | 56,3 |
| VMM | 35,1 | 39,7 | 19,2 | 44,6 | 60,4 | 198,9 |
| VSM | 77,7 | 79,1 | 64,5 | 32,9 | 65,6 | 319,8 |
| CAU | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,0 |
| CHO | 0,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 18,5 | 19,3 |
| CAY | 0,9 | 0,0 | 0,0 | 2,0 | 0,2 | 3,0 |
| PAÍS | 310,8 | 273,2 | 265,5 | 345,4 | 547,1 | 1.742,0 |

En las gráficas que se presentan a continuación se aprecia las preferencias del inversionista y el aporte de cada cuenca al total. Sin duda las más cotizadas durante el período analizado – **Figura 14**– son las cuencas de LLA (54%), VSM (16%) y VMM (13%) que en conjunto suman el 82%. Esta tendencia se mantiene también en cada uno de los años analizados, como se observa en la **Figura 15**. Las inversiones totales de 2006 se duplicaron con respecto a 2003 al pasar de MUSD 895 a MUSD 1.789. Este esfuerzo es reflejo de los altos precios del petróleo y la presencia de compañías medianas y pequeñas conocidas en el ámbito internacional como “Independientes”.

Figura 14

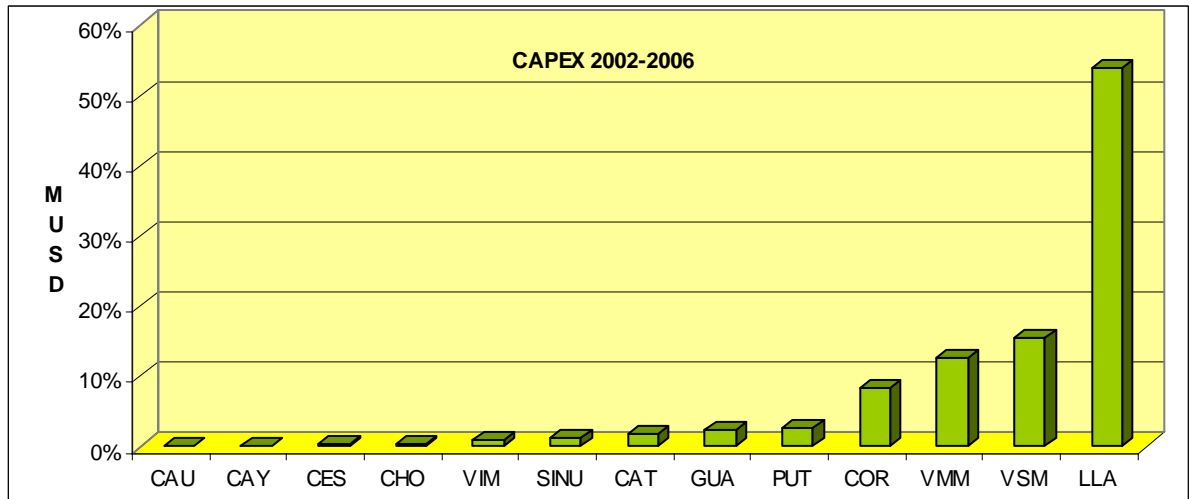
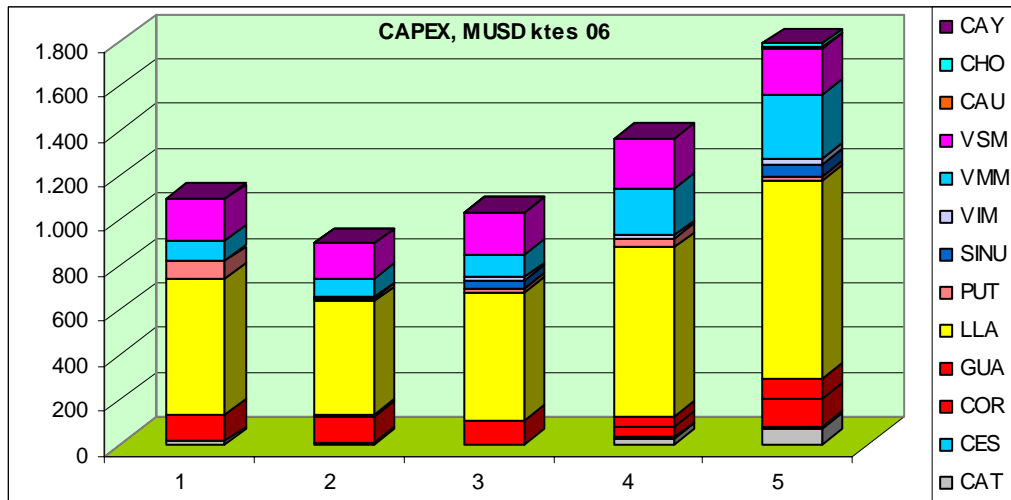


Figura 15



CAPEX UNITARIO

Con base en la información obtenida se calcularon los valores de *capex unitario* para las siguientes actividades de exploración y producción:

- Perforación de pozos exploratorios
- Pozos estratigráficos
- Adquisición sísmica 2D y 3D
- Reprocesamiento sísmico
- Pozos de desarrollo
- Tecnologías de recuperación mejorada

Perforación Pozos Exploratorios.

El CAPEX, cantidades de inversión en perforación de pozos exploratorios, se determinó de la información disponible en el costo de hallazgo correspondiente a este rubro, para el periodo 2002 -2006. Como los compromisos que pacta la ANH con los operadores, en los contratos de concesión, están referidos a pozos exploratorios, la unidad que se tomó para determinar la cantidad de inversión fue el pozo. Igualmente como los costos de perforación dependen de la profundidad del objetivo, estos se dividieron en tres categorías, dado que el costo por pie crece casi exponencialmente con relación a la profundidad y por este motivo no son comparables:

- Somero, pozos hasta 3.000 pies de profundidad
- Medio, entre 3.000 y 12.000 pies
- Profundos, con TD > 12.000 pies

Igualmente, hay que considerar que en el promedio se incluyen los altos costos de los pozos que se *sometieron a sidetrack*. En el promedio de la cuenca CAT no se incluyó el costo del pozo Álamos -1, perforado con *helirig*, porque su costo es demasiado elevado, máxime cuando fue un pozo somero, y no todos los pozos en la cuenca requieren perforación con este tipo de equipos.

Las inversiones efectuadas en el periodo de análisis son las siguientes – **Tabla 31**:

Tabla 31.

| CAPEX POZOS EXPLORATORIOS MUSD CONSTANTES 2006 | | | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| CAT | 9,6 | 0,0 | 0,0 | 12,8 | 21,3 | 43,7 |
| CES | 0,0 | 4,6 | 0,0 | 4,7 | 0,0 | 9,2 |
| COR | 8,5 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,3 |
| GUA | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11,3 | 0,0 | 11,3 |
| LLA | 76,2 | 98,7 | 106,1 | 127,0 | 131,8 | 539,7 |
| PUT | 0,0 | 0,0 | 3,3 | 18,3 | 3,1 | 24,7 |
| VIM | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 6,2 | 7,4 |
| VMM | 27,7 | 34,0 | 1,4 | 34,5 | 51,5 | 149,1 |
| VSM | 41,2 | 58,7 | 57,0 | 19,2 | 47,3 | 223,5 |
| PAÍS | 163,1 | 197,8 | 167,9 | 229,0 | 261,1 | 1.018,9 |

Los pozos exploratorios perforados en el periodo se incluyen en la **Tabla 32:**

Tabla 32.

| POZOS EXPLORATORIOS | | | | |
|----------------------------|------------|------------|------------|--------------|
| CUENCA | A-3 | A-2 | A-1 | TOTAL |
| CAT | 3 | 1 | 3 | 7 |
| CES | 3 | | 7 | 10 |
| COR | 2 | | 1 | 3 |
| GUA | 3 | | 0 | 3 |
| LLA | 66 | 2 | 51 | 119 |
| PUT | 4 | | 1 | 5 |
| VIM | 3 | 1 | 0 | 4 |
| VMM | 15 | 2 | 11 | 28 |
| VSM | 42 | 4 | 19 | 65 |
| PAÍS | 141 | 10 | 93 | 244 |

Las inversiones unitarias por pozo exploratorio, y considerando las inversiones anteriores y los pozos perforados en el período, de acuerdo con las categorías definidas anteriormente, se incluyen en la **Tabla 33**:

Tabla 33.

| CAPEX POZOS EXPLORATORIOS MUSD CONSTANTES 2006/POZO | | | |
|--|----------------|--------------|-----------------|
| CUENCA | PERÍODO | | |
| | SOMERO | MEDIO | PROFUNDO |
| CAT | | 4,05 | |
| CES | 0,94 | 0,00 | |
| COR | | 4,24 | |
| GUA | | 3,80 | |
| LLA | 0,90 | 3,90 | 36,77 |
| PUT | | 3,08 | |
| VIM | | 2,15 | |
| VMM | 1,02 | 3,64 | 19,99 |
| VSM | 1,57 | 3,41 | 22,85 |

Perforación de Pozos Estratigráficos

El CAPEX de pozos estratigráficos, cantidades de inversión en perforación de pozos estratigráficos, se determinó de la información disponible para el costo de hallazgo, correspondiente a este rubro para el periodo 2002 -2006. Como los compromisos que pacta la ANH con los operadores en los contratos de concesión, están referidos a pozos estratigráficos, cuando así se pacta, la unidad que se tomó para determinar la cantidad de inversión fue el pozo.

En el periodo solo se perforaron pozos estratigráficos en la cuenca CESAR años 2005 y 2006, con las siguientes inversiones – **Tabla 34**:

Tabla 34

| INVERSIONES POZOS ESTRATIGRÁFICOS MUSD CONSTANTES | | | |
|--|-------------|-------------|----------------|
| CUENCA | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| CES | 0,27 | 0,57 | 0,85 |

Los pozos perforados se incluyen en la **Tabla 35**:

Tabla 35.

| POZOS ESTRATIGRÁFICOS NÚMERO | | | |
|---------------------------------|------|------|---------|
| CUENCA | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| CES | 6 | 15 | 21 |

Las inversiones por pozo se muestran en la **Tabla 36**.

Tabla 36.

| CAPEX POZOS ESTRATIGRÁFICOS MUSD/POZO | | | |
|--|------|------|---------|
| CUENCA | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| CES | 0,05 | 0,04 | 0,08 |

El rango de inversión por pozo, se determina tomando como valor promedio el calculado para el periodo y como máximo y mínimo $\pm 10\%$, obteniéndose el resultado de la **Tabla 37**:

Tabla 37.

| RANGO CAPEX POZOS ESTRATIGRÁFICOS MUSD/POZO | | | |
|---|--------|----------|--------|
| CUENCA | MAXIMO | PROMEDIO | MINIMO |
| CES | 0,092 | 0,084 | 0,075 |

Adquisición Sísmica

El CAPEX para adquisición de sísmica, se determinó de la información disponible en el costo de hallazgo correspondiente a este rubro, para el periodo 2002 -2006. Como unidad se tomo el Km. de sísmica 2D equivalente, usando como factor de conversión 1.7 Km. de sísmica 2D por km² de sísmica 3D.

Las inversiones y la adquisición de sísmica en el periodo y el rango de los valores de la inversión unitaria aparecen en la **Tabla 38**:

Tabla 38.

| CAPEX UNITARIO ADQUISICIÓN SÍSMICA 2002 - 2006 | | | | | |
|---|-------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|
| USD/KM 2De | | | | | |
| CUENCA | MUSD | KM 2De | PROMEDIO | MIN | MAX |
| CAT | 19,2 | 894 | 21.466 | 19.319 | 23.612 |
| CES | 8,2 | 236 | 34.561 | 31.105 | 38.017 |
| COR | 21,9 | 581 | 37.676 | 33.908 | 41.443 |
| GUA | 72,4 | 7.543 | 9.603 | 8.642 | 10.563 |
| LLA | 167,4 | 9.128 | 18.341 | 16.507 | 20.175 |
| PUT | 3,0 | 184 | 16.369 | 14.732 | 18.006 |
| SIN | 78,1 | 11.649 | 6.704 | 6.034 | 7.374 |
| VIM | 32,9 | 1.706 | 19.298 | 17.369 | 21.228 |
| VMM | 33,1 | 1.574 | 21.033 | 18.930 | 23.136 |
| VSM | 68,4 | 3.332 | 20.534 | 18.481 | 22.587 |
| CHO | 15,5 | 378 | 40.951 | 36.856 | 45.046 |
| CAY | 0,0 | | | 0 | 0 |
| PAÍS | 520 | 37.203 | 13.979 | 12.582 | 15.377 |

Para el cálculo no se computó la sísmica especulativa dado que no tuvo costo para la ANH y no se puede saber cual será su costo de oportunidad.

Reproceso Sísmico

El CAPEX de reproceso sísmico, se determinó de la información disponible en el costo de hallazgo correspondiente a este rubro para el periodo 2002 -2006. Como unidad se tomo el Km. de reproceso. Las inversiones y el reprocesamiento sísmico en el periodo y el rango de los valores de la inversión unitaria se incluyen en la **Tabla 39**:

Tabla 39.

| CAPEX UNITARIO REPROCESO SÍSMICO 2002 - 2006 | | | | | |
|---|-------------|---------------|-----------------|------------|------------|
| USD/KM | | | | | |
| CUENCA | MUSD | KM | PROMEDIO | MIN | MAX |
| CAT | 0,3 | 1.339 | 261 | 235 | 287 |
| CES | 0,2 | 1.527 | 112 | 101 | 123 |
| COR | 0,7 | 2.664 | 261 | 235 | 287 |
| GUA | 0,7 | 3.733 | 197 | 177 | 217 |
| LLA | 9,9 | 38.518 | 256 | 231 | 282 |
| PUT | 0,5 | 3.206 | 170 | 153 | 187 |
| SIN | 0,8 | 5.726 | 142 | 127 | 156 |
| VIM | 1,5 | 5.758 | 265 | 238 | 291 |
| VMM | 1,8 | 4.812 | 375 | 337 | 412 |
| VSM | 4,5 | 9.923 | 454 | 408 | 499 |
| CHO | 0,8 | 3.059 | 273 | 246 | 300 |
| CAY | 1,0 | 4.085 | 252 | 227 | 277 |
| PAÍS | 22,9 | 84.351 | 271 | 244 | 298 |

Pozos de Desarrollo

El CAPEX - valores de inversión en perforación de desarrollo-, se determinó a partir de la información disponible del Capex de desarrollo más el Capex operativo. Dado que se dispuso de Presupuestos de inversión y API's, que no tienen discriminada la inversión en sus diferentes ítems, bien sea perforación de pozos o facilidades de superficie, se utilizó como referencia para éste cálculo, la distribución de un campo típico. En la **Tabla 40** se presenta el monto de la inversión en el periodo y los costos unitarios por pozo.

Tabla 40.

| CAPEX POZOS DE DESARROLLO MUSD/POZO | | | | |
|--|--------------------|---------------|-----------------|---------------|
| CUENCA | INVERSIONES | MAXIMO | PROMEDIO | MINIMO |
| COR | 296 | 3,74 | 3,40 | 3,06 |
| GUA | 52 | 18,93 | 17,21 | 15,49 |
| LLA | 1.557 | 3,86 | 3,51 | 3,16 |
| PUT | 73 | 3,05 | 2,78 | 2,50 |
| VIM | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| VMM | 360 | 1,46 | 1,33 | 1,20 |
| VSM | 394 | 3,74 | 3,40 | 3,06 |
| PAÍS | 2.732 | 4,33 | 3,94 | 3,54 |

Se debe considerar que la perforación de un pozo de desarrollo es aproximadamente el 60% de un pozo exploratorio, pero generalmente los pozos de desarrollo son productores y requieren del completamiento y del equipo de subsuelo y de superficie, lo cual se carga al pozo y hace que se presenten costos elevados. En estos casos, se incluyeron este tipo de costos

El capex para tecnologías de recuperación mejorada no es posible calcularlo porque en el país no existen campos en recuperación mejorada, solo se han hecho algunos ensayos.

Esta página se deja intencionalmente en blanco

VIII. ESTIMACIÓN DE RANGOS DE COSTOS

Una vez estimados, los valores promedio en forma cuantitativa y sus tendencias para el período de análisis en las cuencas productivas, se procedió a calcular mediante métodos estadísticos, los valores mínimos y máximos que constituyen los rangos de costo en cada una de las cuencas.

En aquellas cuencas en donde la información es escasa, se calculó el valor mínimo 10% por debajo y el máximo 10% por encima del promedio respectivamente.

Rango Costo de Hallazgo Acumulado

Para determinar un rango razonable de valores para el costo de hallazgo por cuenca y país, se aplicaron los siguientes criterios:

- Para el cálculo del valor máximo, se consideran las reservas declaradas comerciales en el año de la declaratoria de comercialidad.
- Para el valor promedio, adicional a las reservas, se incluyó la producción acumulada de los campos en pruebas extensas, como reservas mínimas descubiertas y las reservas últimas probadas a Dic. 31/06, en el caso de Guando, teniendo en cuenta que éstas son mayores a las inicialmente declaradas comerciales.
- En el valor mínimo se incluyeron las reservas adicionales consideradas en el caso anterior mas las evaluaciones de los campos descubiertos a los que aún no se les ha declarado comercialidad y sobre los cuales se dispone de información. Entre estos se incluye Gibraltar con 14 MBPe.

Para llegar a una cifra más real (**Tabla 41**), se debieran incluir 118.1 MBPe contingentes, asociados a 11 pozos productores perforados en el 2006, según el informe de ECOPETROL correspondiente a esa vigencia, que están pendientes de pruebas y delimitación. Sobre ellos no se tiene mayor información. Igualmente se deberían incluir las reservas preliminares de los campos en pruebas extensas de los socios de la ANH.

Tabla 41. Rango Costo de Hallazgo

| COSTO DE HALLAZGO 2002 - 06, USD/Be USD CONSTANTES DE 2006 | | | |
|---|-------------|-------------|--------------|
| CUENCA | MINIMO | PROMEDIO | MAXIMO |
| COR | 0,30 | 0,30 | 0,93 |
| LLA | 6,89 | 7,82 | 8,00 |
| PUT | 12,66 | 12,66 | 12,66 |
| VIM | 42,72 | 42,72 | 42,72 |
| VMM | 22,99 | 22,99 | 23,05 |
| VSM | 18,02 | 18,02 | 18,04 |
| PAÍS | 6,60 | 6,97 | 10,25 |

Rango Anual Costo de Hallazgo.

Para el cálculo anual de los rangos, se usaron los mismos criterios mencionados anteriormente pero aplicados a cada uno de los años del período 2002-2006. Los datos, como es lógico, muestran una volatilidad similar a los presentados en el Capítulo V y refuerzan aun más la conclusión respecto a que el costo de hallazgo debe presentarse para el quinquenio. Las **Tablas 42 y 43** muestran los valores anuales promedio y mínimo.

Tabla 42.

| COSTO DE HALLAZGO PROMEDIO, USD/BPe | | | | | | |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| USD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERIODO |
| COR | 0,17 | 1,28 | | 152,84 | 1,80 | 0,30 |
| LLA | 2,84 | 25,76 | 17,80 | 12,59 | 10,05 | 7,82 |
| PUT | | | | 8,23 | | 12,66 |
| VIM | | | | | 17,10 | 42,72 |
| VMM | | 141,72 | 2,31 | | 1.101,72 | 22,99 |
| VSM | 30,46 | 608,78 | 7,80 | 31,92 | 11,38 | 18,02 |
| PAÍS | 1,86 | 30,40 | 11,72 | 18,26 | 16,99 | 6,97 |

Tabla 43.

| COSTO DE HALLAZGO MÍNIMO, USD/BPe | | | | | | |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| USD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERIODO |
| COR | 0,17 | 1,28 | | 152,84 | 1,80 | 0,30 |
| LLA | 2,84 | 25,76 | 17,80 | 12,59 | 5,92 | 6,89 |
| PUT | | | | 8,23 | | 12,66 |
| VIM | | | | | 17,10 | 42,72 |
| VMM | | 141,72 | 2,31 | | 1.101,72 | 22,99 |
| VSM | 30,46 | 608,78 | 7,80 | 31,92 | 11,38 | 18,02 |
| PAÍS | 1,86 | 30,40 | 11,72 | 18,26 | 11,66 | 6,60 |

Rango Costo de Desarrollo Acumulado

Para determinar un rango razonable de valores para el costo de desarrollo mostrado en la (Tabla 42), dadas las circunstancias descritas anteriormente, se usó el mismo concepto que para el costo de hallazgo:

- En el cálculo del valor máximo se consideran las reservas declaradas comerciales en el año de la declaratoria de comercialidad.
- Costo de desarrollo mínimo. Las inversiones permanecen constantes. En las reservas se consideraron las últimas probadas al 31-12-06, reportadas en el Balance Oficial de Reservas. Para el caso de Guando, cuenca Cordillera – COR -, son superiores a las declaradas comerciales mientras que para Cupiagua-Recetor, en la cuenca Llanos – LLA -, se mantienen constantes.
- Costo de desarrollo promedio. Igual que para el mínimo en cuanto a reservas, pero incluyendo en la inversión efectuada en el 2006, la aceleración de la producción en la cuenca COR, correspondientes a Guando.

A partir de los criterios anteriores, se obtienen los siguientes valores de costos de desarrollo mínimo, promedio y máximo.

Tabla 44. Rango Costo de Desarrollo

| RANGO COSTO DE DESARROLLO PERÍODO 2002-2006, USD/BPe | | | |
|---|---------------|-----------------|---------------|
| USD CONSTANTES DE 2006 | | | |
| CUENCA | MINIMO | PROMEDIO | MAXIMO |
| COR | 3,51 | 4,13 | 10,73 |
| LLA | 5,12 | 5,12 | 5,12 |
| PAÍS | 4,03 | 4,45 | 7,39 |

Rango Anual Costo de Desarrollo

Para el cálculo anual de los rangos, se usaron los mismos criterios mencionados en el Capítulo V pero aplicados anualmente. Los datos como es lógico muestran una volatilidad similar a los ya presentados y refuerzan aun mas la conclusión respecto a que el costo de desarrollo debe presentarse para el quinquenio.

En el caso del caso del costo mínimo (**Tabla 45**), se utilizaron las inversiones de desarrollo incluyendo el CAPEX de aceleración del campo Guando.

Tabla 45

| COSTO DE DESARROLLO MÍNIMO, USD/Be | | | | | | |
|------------------------------------|-------------|--------------|------|-----------------|--------------|-------------|
| USD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERIODO |
| COR | 0,91 | 31,10 | | 3.336,36 | 13,81 | 3,51 |
| LLA | 0,64 | | | | | 5,12 |
| PROMEDIO | 0,82 | 55,65 | | 6.905,18 | 30,63 | 4,03 |

Tabla 46

| RESERVAS DESARROLLADAS MÁXIMAS | | | | | | |
|--------------------------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------|
| MBPe | | | | | | |
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| COR | 108,79 | 3,50 | 0,00 | 0,02 | 3,45 | 115,76 |
| LLA | 55,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 55,60 |
| PAÍS | 164,39 | 3,50 | 0,00 | 0,02 | 3,49 | 171,40 |

Con esta información se calculó el costo de desarrollo que se muestra en la (**Tabla 47**)

Tabla 47

| COSTO DE DESARROLLO PROMEDIO, USD/Be | | | | | | |
|--------------------------------------|-------------|--------------|------|-----------------|--------------|-------------|
| USD CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERIODO |
| COR | 0,91 | 31,10 | | 3.336,36 | 34,50 | 4,13 |
| LLA | 0,64 | | | | | 5,12 |
| PROMEDIO | 0,82 | 55,65 | | 6.905,18 | 51,07 | 4,45 |

Tabla 48. Rango de Lifting Cost Promedio 2006

| LIFTING COST US\$/Ble | | | |
|--------------------------|--------|----------|--------|
| | MÁXIMO | PROMEDIO | MÍNIMO |
| PROMEDIO | 9,01 | 3,46 | 2,60 |

La variación observada se debe a que, dentro de cada cuenca, existen áreas con diferentes condiciones geológicas y petrolíferas. Además, como ya se dijo, los campos tienen diferentes grados de magnitud, madurez y etapa de producción.

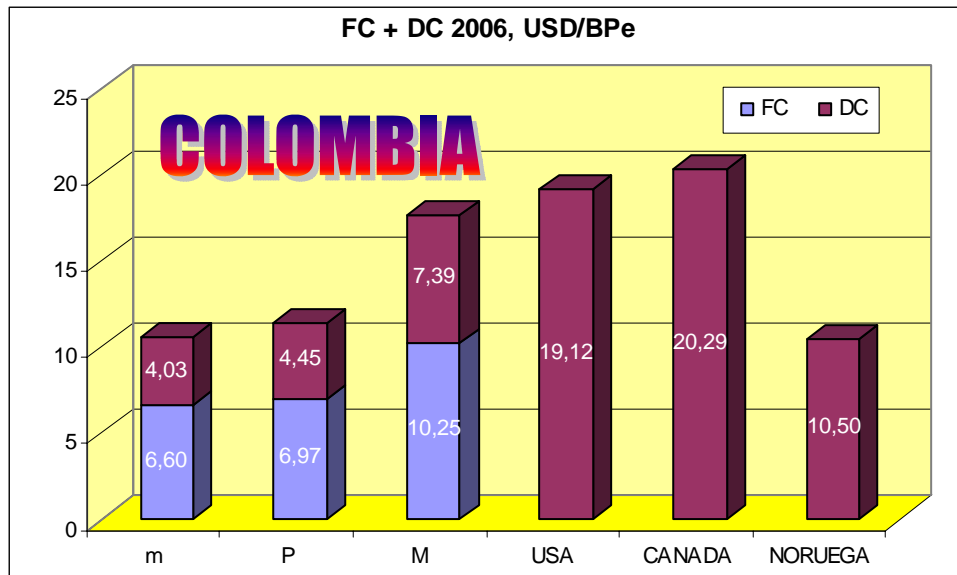
Tabla 49. Inversiones en Desarrollo

| INVERSIONES EN DESARROLLO + CAPEX ACELERACIÓN MUSD\$ CONSTANTES DE 2006 | | | | | | |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| CUENCA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | PERÍODO |
| COR | 99 | 109 | 101 | 50 | 119 | 478 |
| LLA | 35 | 86 | 51 | 54 | 59 | 285 |
| PAÍS | 135 | 195 | 151 | 104 | 178 | 762 |

Comparación con estándares internacionales.

El **Figura 16** presenta una compilación de valores de costo de hallazgo (FC) y costo de desarrollo (DC). La sumatoria (FC+DC) de estos costos, se compara con las de Estados Unidos, Canadá y Noruega. Esta comparación permite concluir que los costos en Colombia se comparan favorablemente con los estándares internacionales y en el caso del costo mínimo (m) es tan competitivo como los de Noruega. (P= promedio, M= máximo).

Figura 16. Comparación Capex con otros Países



Rango Costo de Producción 2006

Para determinar el rango de los costos del año 2006, dada la dispersión de los datos, se tabuló un histograma y se elaboró la tabla de frecuencia acumulada, de la cual se tomó como máximo el 90% y como mínimo el 10% y como valor más probable el calculado mediante la ponderación de los costos de todas las áreas.

Tabla 50. Rango de Lifting Cost para el año 2006

| LIFTING COST US\$/Ble | | | |
|--------------------------|-------------|-------------|-------------|
| CUENCA | MÁXIMO | PROMEDIO | MÍNIMO |
| CAT | 13,00 | 10,03 | 4,00 |
| COR | 1,17 | 1,07 | 0,96 |
| GUA | 1,80 | 1,63 | 1,47 |
| LLA | 9,50 | 3,42 | 2,50 |
| PUT | 18,00 | 6,56 | 4,00 |
| VIM | 7,00 | 4,95 | 3,00 |
| VMM | 12,00 | 4,58 | 3,00 |
| VSM | 13,00 | 4,81 | 4,50 |
| PROMEDIO | 9,01 | 3,46 | 2,60 |

La variación se debe a que, dentro de cada cuenca, existen áreas con diferentes condiciones geológicas y petrolíferas. Además, como ya se dijo, los campos tienen diferentes grados de magnitud, madurez y etapa de producción.

Esta página se deja intencionalmente en blanco

IX. ESTIMACIÓN DE FACTORES DE COSTO EN CUENCAS INACTIVAS CON ANÁLOGOS

Para las cuencas inactivas, se establecieron análogos con las cuencas productivas colombianas, con base en la comparación de las columnas estratigráficas publicadas y los tipos de “plays” más probables. Estos análogos sirvieron para estimar el tipo de reservorio y su profundidad. Como resultados, las cuencas se clasificaron en: alta, intermedia y baja complejidad.

Para estimar, en las cuencas inactivas, los costos de hallazgo, desarrollo y producción, se evaluaron, además de las características ya mencionados en el Capítulo IV, los siguientes factores definidos por la ANH:

- Factores socio-ambientales
- Factores geográficos y climáticos
- Tecnológicos.
- Disponibilidad y tipos de rutas de acceso. Infraestructura.
- Nivel de actividad exploratoria
- Disponibilidad de equipos
- Características técnicas típicas de la actividad de E&P
- Propiedades de los HC
- Costo de transporte de los HC

En detalle cada uno de estos factores tuvo el siguiente tratamiento:

- **Factores socio-ambientales:** Se analizó el efecto de la parte **AMBIENTAL, SOCIAL-COMUNIDADES** y condiciones de **SEGURIDAD** que puedan significar alto riesgo y amenazas para las operaciones de exploración, desarrollo, producción y transporte. Para la seguridad, se tomó la información pública disponible hasta 2004, pero esta pendiente el análisis detallado con base en el mapa, a 31 de Diciembre de 2006, que la ANH está tramitando ante el Ministerio de Defensa de Colombia.

Las consideraciones ambientales y de impacto social se han transformado, para la industria petrolera, en leyes o regulaciones que pueden afectar los costos de sus actividades. Normalmente estas regulaciones implican la obtención de licencias, permisos, inspecciones y otros. Estas restricciones resultan en un incremento de los costos de exploración, desarrollo y producción, como también en retrasos para su puesta en marcha. Los factores considerados, fueron:

- Presencia de parques nacionales
- Presencia de masas de agua importantes
- Cercanía a zonas urbanas
- Zonas de resguardo indígena y comunidades Afrocolombianas
- Presencia de sitios históricos, arqueológicos, religiosos o de cosecha

- Zonas de alta densidad selvática.

Para analizar estos factores, se realizó un estudio específico que permitió identificar zonas de sensibilidad baja, media y alta.

Este análisis se concentró en las Cuencas Inactivas o con poca información. No así en las Cuencas Productivas, por cuanto estos factores se reflejan en los costos involucrados en cada una de las actividades analizadas, Así por ejemplo, en el costo de hallazgo están incorporados todos los factores que afectan la actividad de exploración. Lo mismo ocurre para el costo de desarrollo, producción y transporte.

- **Factores geográficos y climáticos:** Básicamente se analizó la geografía física de la cuenca y su impacto en las actividades al requerir tecnologías y estrategias especiales de exploración, desarrollo y producción. Se analizaron casos específicos como operaciones costa afuera “Offshore” – someras y profundas -, condiciones topográficas especiales asociadas con la presencia de alta montaña o piedemonte, zonas selváticas densas, áreas desérticas y condiciones pluviométricas extremas. En síntesis se analizaron los siguientes factores: **SELVA, SELVA PANTANOSA, LLUVIAS, PISOS TÉRMICOS, TOPOGRAFÍA, MARINO PLATAFORMA y MARINO TALUD**
- **Tecnológicos:** Este factor se considerará en forma global en las Fases 2 y 3 y tendrá en cuenta las diferentes tecnologías existentes en el país, focalizadas tanto en el ámbito de campo petrolero como las tecnologías de información que soportan los procesos operacionales. Se hará énfasis en la captura de información que soporte la revisión y proyección periódica de los costos.
- **Disponibilidad y tipos de rutas de acceso. Infraestructura:** Para las actividades de exploración, desarrollo y producción se evaluaron la accesibilidad de las áreas en función de las vías, ríos navegables y acceso a poblaciones cercana la adquisición de insumos, con base en el mapa vial de Colombia. Este análisis se sintetizó calificando la disponibilidad como en función de la cobertura como: baja, media y alta.

En cuanto a la infraestructura para el desarrollo y la producción de hidrocarburos, su nivel de disponibilidad se estableció con base en la oferta de infraestructura necesaria para llevar a cabo todas las actividades que permitan poner en producción y transportar las reservas probadas a los mercados nacionales e internacionales.

Se estimó, cualitativamente, las necesidades de almacenamiento, procesamiento y transporte hasta puntos de envío a refinerías o puertos de embarque para exportación.

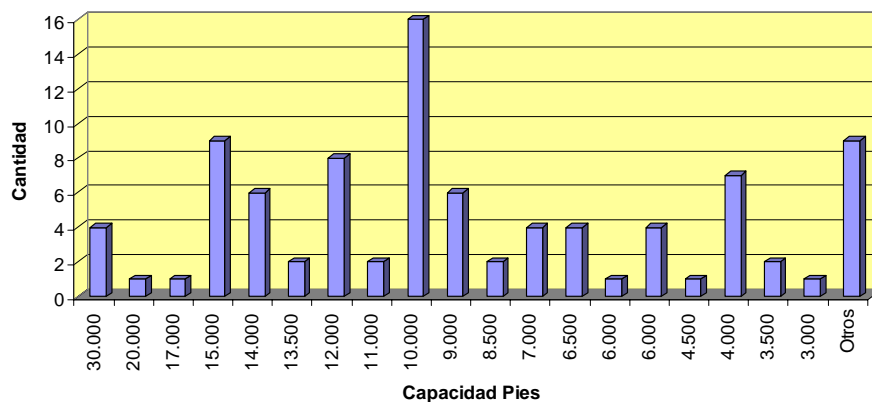
Para estos propósitos se utilizaron los mapas de: oleoductos, suministrado por ECOPEPETROL; sistema eléctrico elaborado por la UPME y vial publicado por el IGAC.

En áreas costa fuera se tuvieron en cuenta factores que afectan los costos de infraestructura como: unidades de producción que requieren varios tipos de plataformas con pozos múltiples de producción y reinyección, necesidad de nuevos tanques de almacenamiento, separadores y equipos de apoyo.

- **Nivel de actividad exploratoria: Madurez:** Se estimó con base en el Mapa “Matriz normalizada de pesos de densidad de **GEOINFORMACIÓN/Km²**”, elaborado por la ANH. Este mapa integra información sísmica (Km/Km²), magnetometría y gravimetría aérea y terrestre (Km/Km²), pozos (pies perforados/Km²) y estaciones geoquímicas (Número de muestras/ Km²). Con ésta información las cuencas se clasificaron en: maduras, moderadamente exploradas e inexploradas.
- **Disponibilidad de equipos:** Se evaluará a nivel país, en las Fases 2 y 3, la disponibilidad de los equipos de perforación con base en los estudios realizados por la industria. De éste análisis y su comparación internacional se harán recomendaciones sobre como afectan los costos y posibles estrategias para disminuir su impacto.

Figura 17

Equipos Perforación/Completamiento disponibles en Colombia
2006-12-31



- Características técnicas típicas de la actividad de exploración y producción:**
 La **Figura 18** muestra de una manera resumida, los avances tecnológicos y el desarrollo de nuevos conceptos aplicados en las actividades petrolíferas desde la década de 1960 hasta nuestros días.

De las nuevas tecnologías vale la pena destacar en la actividad de Exploración:

- Utilización masiva de los computadores para procesar datos y facilitar interpretaciones, adquisición de sísmica 3D, desarrollo de la teoría de tectónica de placas, conocimiento de cinturones orogénicos, fallas de rumbo, tectónica extensional, y la estratigrafía de secuencias aplicada a correlaciones de pozos y afloramientos y a estratigrafía sísmica, y por ultimo integración de grupos multidisciplinarios.

- En las actividades de Perforación, Desarrollo y Producción se pueden destacar: perforación horizontal y de aguas profundas, simulación de campos-yacimientos, recobros terciarios, automatización de la operación de los campos (SCADA) y bombas electrosumergibles. Se concluye que en este periodo se desarrollaron tecnologías que han mejorado notablemente la eficiencia de las actividades petrolíferas de E&P.

Figura 18. Características Técnicas y Tecnológicas, actividad de E&P

| | 1960's | 1970's | 1980's | Early 1990's | Middle-Late 1990's | Early 2000's |
|-------------------------------|--------|---|--|--|---|--|
| Technological Advances | | Analog Seismic | Turbo Drilling Deep Water Drlg. New Generation Gravimeters and Magnetometers Geochemical and Microbiological Surveys as an Exploration Tool | Massive Use of Computers Horizontal Drilling Logging While Drilling Seismic Acquisition 3 D Seismic Reservoir Simulation Seismic Processing & Reproces. Seismic Attributes Analysis Micromagnetometric Surveys Magneto-telluric Surveys Geochemical Surveys for re-exploring mature fields | Wide use of Work Stations Multi-Laterals | Handling and interpretation of large volumes of data |
| Advent of New Concepts | | Development of Plate Tectonics Concept Developed Concept of Depositional Systems and their application in oil exploration Understanding Depositional Environments and its impact in understanding and pursuing reservoirs | Development of New Approach and Understanding of Compressional Tectonics (foldbelts) Better understanding of Extensional Tectonics Understanding role of Strike-Slip Faults Understanding Turbidites Integration of Multidisciplinary Teams Culture of HSEQ | | | |

Esta información se incluyó en esta Fase del proyecto como ilustración y respondiendo a las inquietudes de la ANH consignadas en los términos de referencia del estudio. Su impacto en los costos, se analizará en las Fases 2 y 3 y se concretará en recomendaciones que pueden significar reducciones importantes basadas en la experiencia de otros países y de ZEG.

- **Propiedades de los HC:** Para las cuencas productivas se tomó la información disponible en el Ministerio de Minas y Energía. En las cuencas inactivas se identificó el tipo mas probable de hidrocarburo presente con base el los análogos y el conocimiento geológico.

En las cuencas inactivas o con poca información, se identificaron aquellos factores que afectan los costos. Con la ayuda de una encuesta a las compañías de servicios y expertos en las diferentes actividades, se construyó la Tabla incluida en el Apéndice 11, que muestra el impacto sobre el costo para cada una de las actividades estudiadas. Éste impacto se midió contra una zona no afectada por los factores en consideración. En las zonas marinas se definió la plataforma y el talud continental como zonas críticas por su incidencia sobre los costos principalmente para las operaciones de exploración y desarrollo.

Procedimiento

1. Identificación y ponderación del impacto de cada uno de los factores, descritos anteriormente, de acuerdo con las características propias de las actividades de Exploración, Desarrollo y Producción. Esta valoración se hizo consultado expertos en cada una de las áreas y la experiencia de ZEG. Para transporte se calculó vía tarifa, por cuanto esta reglamentada por el Ministerio de Minas y Energía.
2. Determinación de las cuencas análogas, con base en la información geológica disponible, para compararlas con las cuencas inactivas.
3. Cálculo, con base en la **Tabla 51**, del diferencial entre el análogo y la cuenca inactiva por cuanto, la cuenca análoga ya tiene incluido, en cada costo, el impacto del factor y solo resta evaluar cual es la diferencia con la cuenca inactiva.

Ponderación del impacto de los factores

En las cuencas inactivas o con poca información, se identificaron aquellos factores que afectan los costos. Con la ayuda de una encuesta a las compañías de servicios y expertos en las diferentes actividades, se construyó la **Tabla 51**, que muestra el impacto sobre el costo para cada una de las actividades estudiadas. Éste impacto se midió contra una zona no afectada por los factores en consideración. En las zonas marinas se definió la plataforma y el talud continental, como zonas críticas por su incidencia sobre los costos, principalmente para las operaciones de exploración y desarrollo.

Tabla 51. Impacto sobre el costo por actividad

| Factor | Exploración | | | Desarrollo | | | Producción | | | Fuente |
|---------------------------|-------------|------|------|------------|------|------|----------------------|------|-----|-------------------------------------|
| | Min | Prom | Max | Min | Prom | Max | Min | Prom | Max | |
| Ambiental | 1% | 4% | 6% | 3% | 4% | 6% | 1% | 2% | 3% | Estudio |
| Social-comunidades | 5% | 15% | 20% | 10% | 15% | 20% | 1% | 2% | 3% | |
| Selva | 20% | 25% | 30% | 20% | 25% | 30% | 1% | 2% | 3% | |
| Selva pantanosa | 30% | 45% | 60% | 25% | 40% | 50% | 5% | 10% | 15% | |
| Lluvias | 2% | 3% | 4% | 5% | 7% | 10% | 1% | 1,5% | 2% | |
| Pisos térmicos | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | |
| Topografía | 2% | 3% | 5% | 5% | 7% | 10% | 0% | 0% | 0% | |
| Seguridad | 5% | 10% | 15% | 2% | 5% | 10% | 1% | 2% | 3% | |
| Marino Plataforma | 500% | 600% | 700% | 300% | 400% | 500% | 10% | 15% | 20% | |
| Marino Talud | 600% | 700% | 800% | 400% | 500% | 600% | 15% | 20% | 25% | |
| Tipo HC | | | | | | | | | | Consulta expertos y experiencia ZEG |
| Gas | 3% | 5% | 7% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | |
| Liviano bajo SW | 0% | 0% | 0% | 5% | 10% | 15% | 3% | 5% | 7% | |
| Pesado bajo SW | -5% | -10% | -15% | 20% | 30% | 40% | 5% | 10% | 15% | |
| Infraestructura | | | | | | | | | | |
| Oleoductos | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | Calculo según tarifa | | | |
| Redes energía eléctrica | 0% | 0% | 0% | 3% | 5% | 10% | 2% | 10% | 15% | |
| Facilidades de producción | 0% | 0% | 0% | 5% | 7% | 10% | 1% | 2% | 3% | |
| Vías | 10% | 15% | 20% | 2% | 5% | 10% | 1% | 2% | 3% | |
| Geoinformación | 15% | 20% | 50% | 1% | 2% | 5% | 0% | 0% | 0% | |

Para cada actividad se estableció un mínimo, un promedio y un valor máximo del impacto. Los detalles de este análisis aparecen a continuación:

AMBIENTAL

Se basó en el estudio contratado sobre el impacto ambiental en los costos de las actividades petrolíferas (Apéndice 2). En actividades de exploración los costos ambientales son menores a los de desarrollo, por cuanto las actividades de sísmica y exploración de superficie, tienen mínimo impacto; lo mismo ocurre con el pozo exploratorio que ocupa un área reducida. En desarrollo los impactos, son mayores al existir más construcciones y mayor área de influencia y procesos que pueden afectar el medio ambiente. En Producción, el impacto es mínimo por cuanto las obras se realizaron en la etapa de desarrollo y solo resta hacer el seguimiento de los procesos y garantizar que los impactos sean mínimos.

SOCIAL – COMUNIDADES

El efecto mayor está en el desarrollo, porque las comunidades están más atentas de las obras realizadas y cubren un área más grande. En exploración, el efecto es menor porque el área de influencia es igualmente menor. En producción, el impacto es mínimo porque ya se han realizado todas las obras de construcción y se ha negociado con el entorno las inversiones y compromisos pertinentes.

SELVA

El impacto sobre los costos es mayor, tanto en exploración como durante el desarrollo. Aun cuando las cifras en porcentaje son iguales, el valor total en dinero es mucho mayor en desarrollo por cuanto las inversiones en esta etapa, son mucho más grandes que en exploración. El impacto en producción es mínimo y esta representado en pequeños incrementos en el costo de insumos químicos y suministros.

SELVA PANTANOSA

El impacto es mayor en la exploración por la dificultad en la construcción del primer acceso. Este tipo de ambiente es complejo y requiere sub-bases especiales para las carreteras y explanaciones. En desarrollo es también importante el impacto, por cuanto los accesos internos del campo demandan costos similares a los de exploración, aun cuando en porcentaje es un poco menor. En producción el impacto es menor por cuanto solo se presentan incrementos en el costo por movilización de equipos y personal.

LLUVIAS

El Impacto en general mínimo en las tres actividades y se relaciona con actividades menores de rutina por cuanto normalmente las actividades que demandan mayores costos se programan para la estación seca. En desarrollo pueden presentarse algunos incrementos mayores que las otras dos, por cuanto la operación es continua y no se puede suspender en épocas de lluvias. .

PISOS TERMICOS

No hay impacto en las tres actividades porque los cambios en temperatura no son extremos en el trópico y no genera costos adicionales.

TOPOGRAFIA

El mayor impacto está en el desarrollo a causa de los importantes movimientos de tierras para explanaciones, cuando la topografía es abrupta. Le sigue el impacto sobre la exploración por las mismas razones que en desarrollo durante la perforación de pozos, aun cuando la explanación es más pequeña. No hay impacto en producción teniendo en cuenta que ya la infraestructura esta terminada.

SEGURIDAD

El impacto en exploración y desarrollo es el mayor por la necesidad de protección de la fuerza pública en un área más expuesta y amplia, especialmente en desarrollo. Durante estas actividades en zonas críticas puede requerir de transporte en helicóptero. Durante la producción el impacto es mínimo por cuanto ya está construida y operando toda la infraestructura de seguridad.

MARINO PLATAFORMA

El impacto de este factor es muy alto en exploración y desarrollo. En la primera se concentra en los pozos exploratorios por cuanto la sísmica y otras actividades de exploración son menos costosas que sus equivalentes en tierra. En la segunda actividad, el impacto sigue siendo muy alto pero menor que en exploración por cuanto varios pozos se perforan desde una misma plataforma. El impacto sobre la producción es muchísimo menor y está relacionado con el mantenimiento submarino de pozos que requiere buzos experimentados y equipo robotizado.

MARINO TALUD

El impacto es un poco mayor que en “Marino plataforma”, por la mayor profundidad que tiene el talud continental.

TIPO DE HIDROCARBURO (HC)

Gas: Los pozos exploratorios son las más costosas, comparadas con los de crudo liviano, por las altas presiones. En desarrollo y producción representan los costos más bajos de referencia para los otros tipos de crudo.

Crudo Liviano: En Exploración, los pozos se consideraron como el costo mínimo de referencia para los otros crudos. En desarrollo, el mayor costo, respecto al gas, esta en el completamiento de pozos. En producción, también respecto al gas, los tratamientos son más costosos y hay mayor consumo de energía en bombas y facilidades.

Crudo Pesado: En exploración hay menores costos, por cuanto se manejan presiones inferiores que en crudos livianos o gas. Por ésta razón el porcentaje es negativo. En plays con este tipo de crudo, se pueden usar tecnologías de *Under balance* que tienen menores requerimientos de lodos. En desarrollo, hay mayores costos comparado con gas y crudo liviano, por requerir más pozos, equipos y bombas más potentes. En producción se requiere un poco más energía y químicos.

INFRAESTRUCTURA

Oleoductos: No afectan ni exploración ni desarrollo. En producción el impacto está reflejado en la tarifa de transporte que se cobra por barril y depende de la distancia a puerto o refinería.

Redes de energía eléctrica: No afecta exploración. Si no hay gas disponible, los costos se afectan por el uso del diesel para generar energía que es el 20% del costo total de desarrollo y producción. Mayor efecto en producción.

Facilidades de producción: No tiene influencia en exploración. En desarrollo, si no hay facilidades en campos vecinos, a las cuales se pueda conectar el campo nuevo, se pueden presentar incrementos máximos del 10%. La razón para que no sean mayores, es que de todas maneras se necesita construir tanques de almacenamiento, plantas de tratamiento, líneas de flujo, separadores y medidores. En producción el impacto es mínimo en el caso de no tener facilidades cercanas por cuanto hay alguna economía de escala si están disponibles vía tarifas más bajas.

Vías: El mayor impacto está en exploración donde se requiere abrir vías nuevas. Le sigue desarrollo por las vías internas y mínimo en producción, en consideración a incrementos pequeños en el costo de los insumos. Durante la realización de la Fase 2 de éste estudio, se incorporará en el modelo de proyección el posible impacto de los proyectos de infraestructura vial que se realizarán en los próximos 5 años.

GEOINFORMACION

El mayor impacto está en exploración porque su ausencia dificulta definir con exactitud los objetivos de perforación. Una vez delimitado el campo, su impacto sobre los costos se reduce considerablemente en los pozos de desarrollo y no tiene incidencia en producción.

Información utilizada

La aplicación a las cuencas, de los porcentajes incluidos en el Apéndice 11, requirió la consecución de los mapas que se mencionan en la (Tabla 49) – Apéndices 3 a 12 -. Éstos se superpusieron al mapa de cuencas – Mapa 1 - para estimar el impacto.

Tabla 52. Relación de Apéndice y sus fuentes

| Mapa | Apéndice | Fuente |
|---|----------|--------------------------|
| Matriz Densidad Geoinformación | 1 | ANH |
| Costos Ambientales | 2 | ZIFF ENERGY GROUP |
| Comunidades | 3 | ANH |
| Ecosistemas | 4 | ANH |
| Vegetación | 5 | IGAC |
| Pluviosidad | 6 | IGAC |
| Fisiografía | 7 | IGAC |
| Ductos | 8 | ECOPETROL |
| Sistema eléctrico | 9 | UPME |
| Vías | 10 | IGAC |
| Matriz Caracterización Cuencas | 11 | ZIFF - RESULTADO ESTUDIO |
| Abreviaturas y Coeficientes de Conversión | 12 | ZIFF |
| Glosario de Términos | 13 | ZIFF |

Para determinar los costos en relación con los análogos, se evaluó el impacto del delta del factor de la cuenca sin información contra la cuenca con información y se hizo el ajuste pertinente del Apéndice 11.

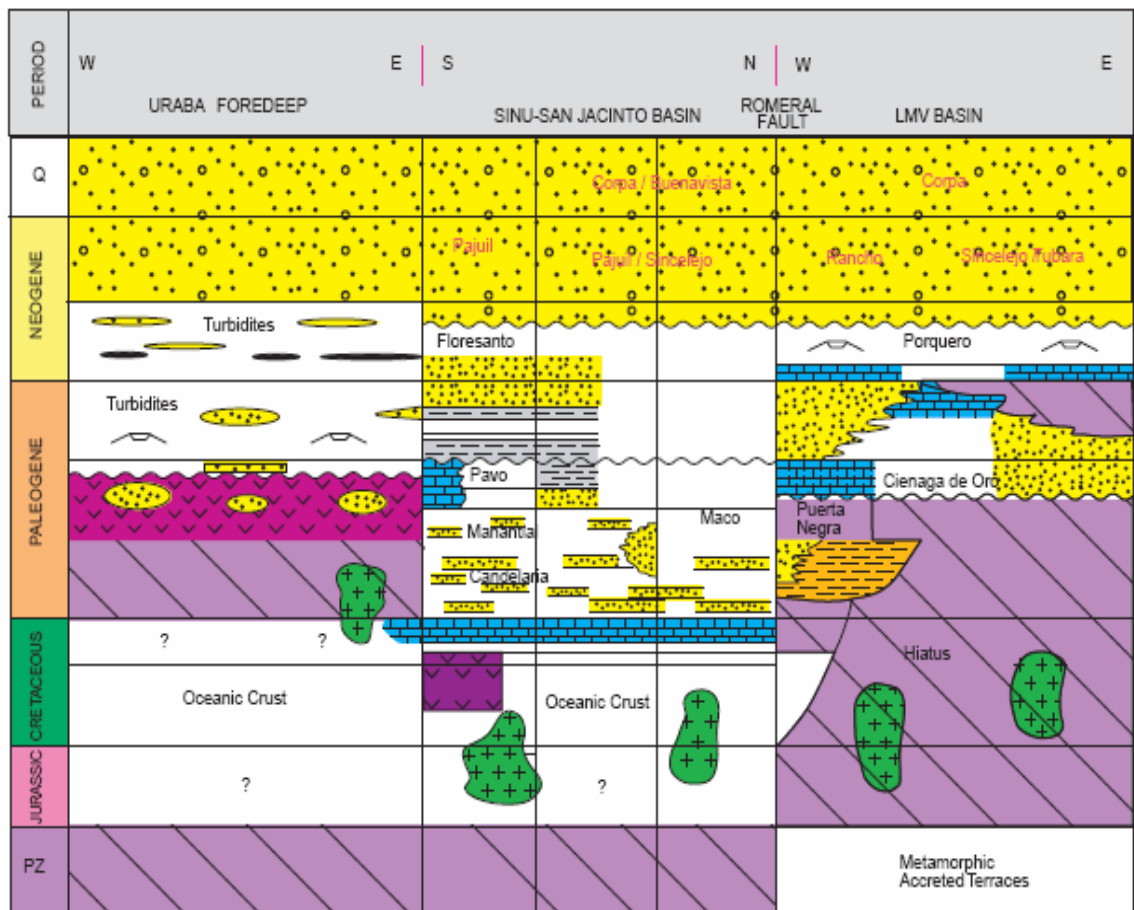
Cuencas Análogas

Para estimar los costos de las actividades petrolíferas en las Cuencas Inactivas, se identificaron análogos con cuencas productoras. Estas se basan principalmente en el tipo de sedimentos. Las columnas estratigráficas de las cuencas Terciarias de la costa Caribe son similares, como lo muestra la **Figura 18**, que es una sección crono estratigráfica entre las cuencas de Urabá, Sinú y VIM.

Dichas secciones sedimentarias son primordialmente siliciclásticas, depositadas en ambiente marino y continental, y esporádicamente presentan calizas arrecifales en la parte inferior de la sección sedimentaria.

Figura 18. Correlación estratigráfica Urabá, Sinú y VIM

Chronostratigraphic Chart

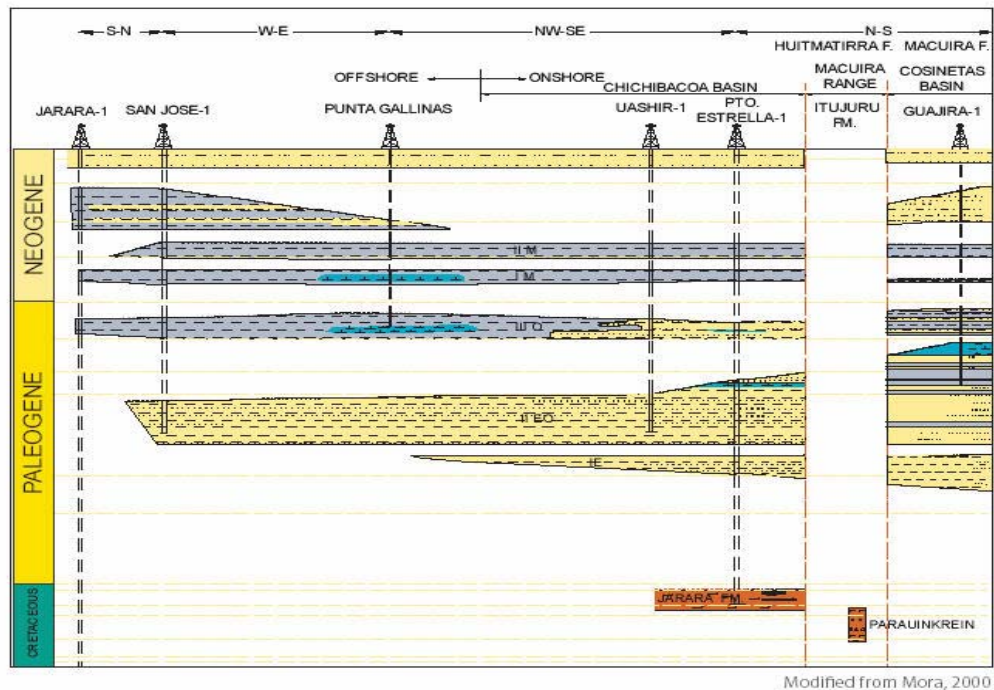


From Ecopetrol, 1999

La **Figura 19** es una sección simplificada de la sucesión sedimentaria del Terciario de la cuenca de la Guajira, marino y continental, que muestra la preponderancia de clásticos finos con delgadas intercalaciones de limonitas, areniscas y calizas. Estas secciones estratigráficas de la región del Caribe muestran que son primordialmente de tipo siliciclástico, por lo tanto, se pueden considerar, bajo el panorama de costos de las actividades petrolíferas, como análogas.

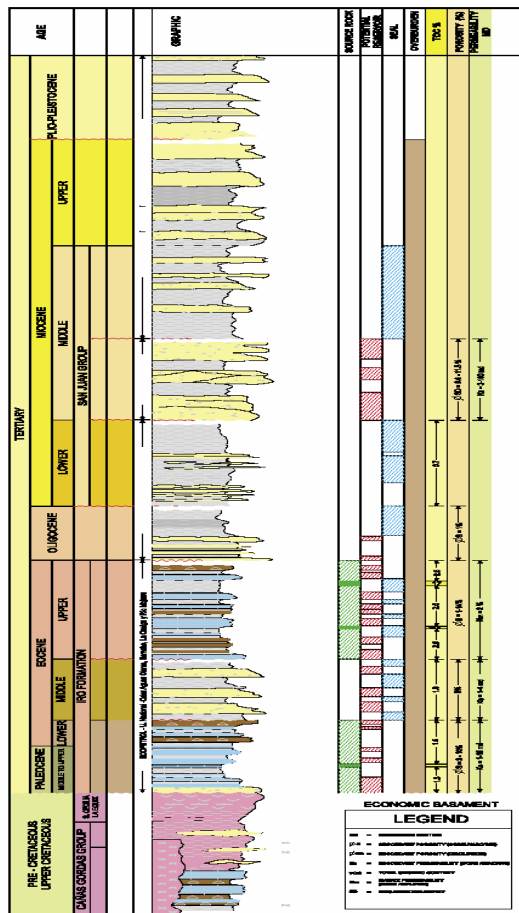
Figura 19. Columna estratigráfica Guajira

Chronostratigraphic Chart

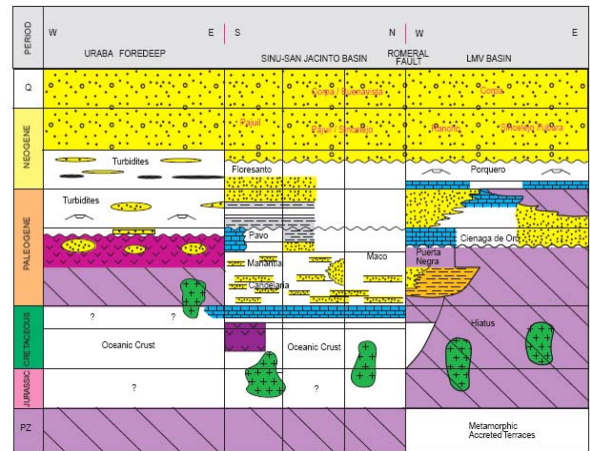


La **Figura 20** integra la columna estratigráfica del Pacífico con las cuencas de Urabá-Sinú-VIM. En el Pacífico, la sección Terciaria es también de tipo siliciclástico, y está representada por una sucesión monótona de intercalaciones de arcillositas y areniscas. Las secciones de las cuencas del Pacífico y del Caribe presentan suficientes similitudes litológicas para considerarlas análogas respecto a los costos.

Figura 20. Correlación estratigráfica Pacífico – Urabá / Sinú / VIM



Chronostratigraphic Chart



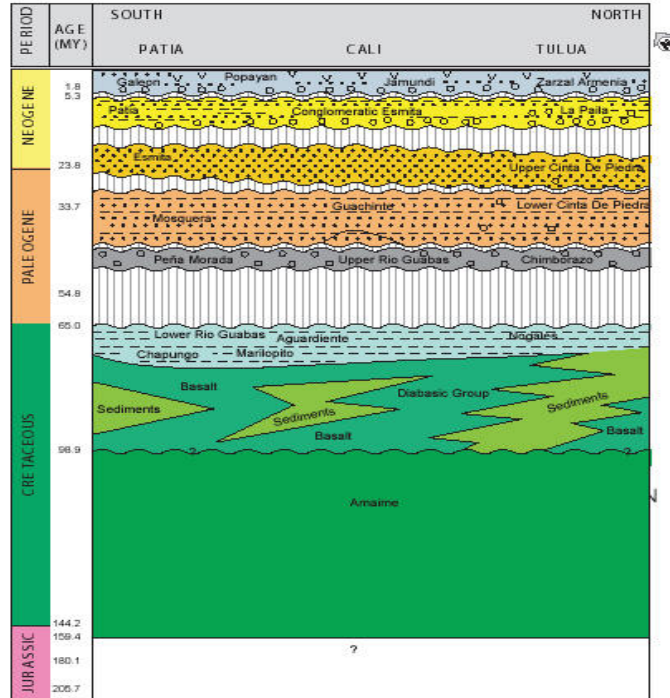
From Ecopetrol, 1999

Basados tanto en los costos de operaciones marinas como en la similitud de la sección sedimentaria, las porciones marinas de las cuencas inactivas se han considerado análogas a la porción marina de la cuenca de la Guajira. La ANH, utiliza la cuenca de California y el Campo de Puerto Arguello como análogos para el potencial de reservas de HC a descubrir en las cuencas del litoral Pacífico. (Plegable Pacífico, 2005) Estas dos analogías son válidas para los dos propósitos mencionados.

Las Figuras 21 y 22 de las cuencas del Cauca-Patía y el VSM muestran el mismo tipo de sección siliciclástica para el Terciario. Dichas secciones presentan intercalaciones de clásticos finos y gruesos. Por lo tanto, se han considerado para este estudio como análogas.

Figura 21. Columna estratigráfica Cauca Patía

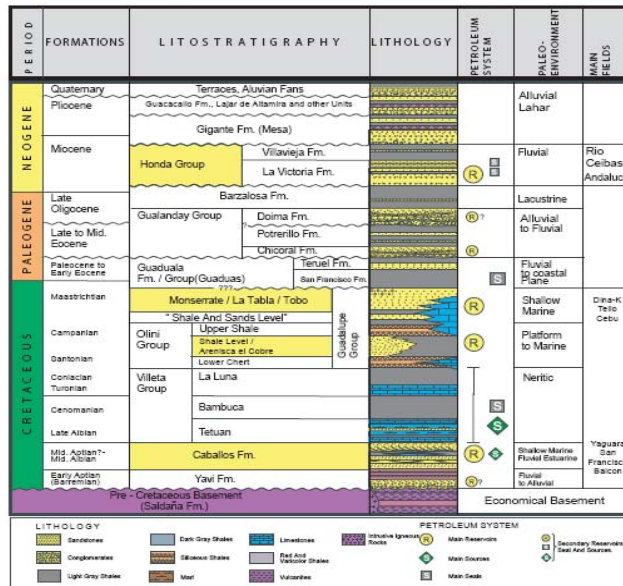
Chronostratigraphic Chart



From Barrero Laverde, 1988

Figura 22. Columna estratigráfica VSM

Petroleum System

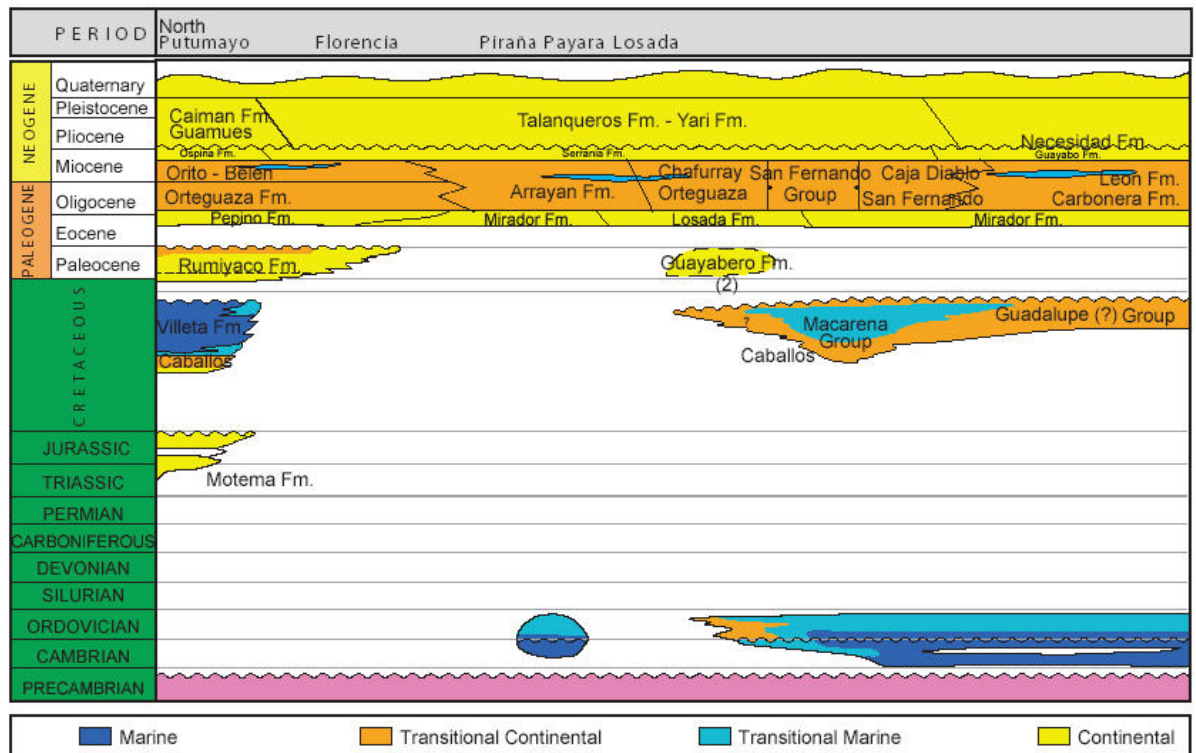


From Mora, J.A., 2003

Por último, la sección estratigráfica de la cuenca Caguán-Vaupés - **Figura 23** - muestra que es casi idéntica a la del Putumayo. La diferencia es que la sección Cretácea de la cuenca del Putumayo es más de tipo marino que la correlativa en el Caguán-Vaupés, donde predominan las areniscas continentales y de playa de las formaciones Caballos y Guadalupe.

Figura 23. Correlación estratigráfica Caguán Putumayo

Chronostratigraphic Chart



Análisis Detallado de los Factores de Costo

Comunidades (Apéndice 3)

Pueblos Indígenas¹⁰

En Colombia habitan 80 grupos étnicos. Su diversidad cultural se refleja en la existencia de más de 64 idiomas y unas 300 formas dialectales. Según un estudio del Departamento Nacional de Estadística, realizado luego del Censo de 1993 y con ajustes a 1997, la población indígena asciende a 701.860 personas que tienen presencia en 32 departamentos del país, especialmente en aquellos de selva tropical húmeda.

Sus procesos de organización y lucha, aunque datan de la época de la conquista, han tomado mayor fuerza y coherencia en los últimos veinte años en los que se han consolidado organizaciones de diverso orden con fines reivindicativos y de autogestión bajo los principios unidad, tierra, cultura y autonomía.

La Constitución de 1991, elaborada por la Asamblea Nacional Constituyente y en la cual los indígenas cumplieron un papel protagónico, reconoce y protege la diversidad étnica y cultural de la nación colombiana. Consagra para estas comunidades derechos étnicos, culturales, territoriales, de autonomía y participación como: la igualdad y dignidad de todas las culturas como fundamento de la identidad nacional; las diferentes lenguas que se hablan en nuestro país como lenguas oficiales en sus territorios; la educación bilingüe e intercultural para los grupos étnicos y la doble nacionalidad para los pueblos indígenas que viven en zonas de frontera. Se abrió así el camino para la participación activa de los indígenas en la vida política del país, marcando una nueva etapa de su gesta reivindicativa. Mediante el voto popular, han logrado su elección al Congreso de la República, asambleas departamentales, alcaldías y a un sinnúmero de concejos municipales en distintas regiones del país.

No obstante, este marco de derechos formales dista mucho de ser una realidad para las comunidades en lo que a calidad de vida se refiere. Persisten en ellas graves problemas como la usurpación de sus territorios por colonos, terratenientes y narcotraficantes y presiones de grupos guerrilleros; la falta de buena calidad de las tierras; el no cubrimiento de necesidades básicas como salud, educación, alimento y vivienda que sumados a la agresiones de los grupos al margen de la ley, amenazan la supervivencia de estos grupos y convierte sus territorios en zonas de guerra y de conflicto.

Pese al reconocimiento de la multietnicidad, Colombia es un país que registra los mayores índices de pobreza en comunidades negras e indígenas.

¹⁰ Fundación Hemera

Resguardos Indígenas

El resguardo es una institución legal y sociopolítica de origen colonial y de carácter especial, conformada por una comunidad o parcialidad indígena que, con un título de propiedad comunitaria, posee su territorio y se rige para el manejo de éste. En su ámbito interno el resguardo se rige por una organización ajustada al fuero indígena, es decir, con pautas y tradiciones culturales propias.

La división de Asuntos Indígenas del Ministerio del Interior registra un total de 567 resguardos en el territorio nacional, con una extensión aproximada de 36.500.416 hectáreas, que albergan a una población cercana a los 800.271 personas, 67.503 familias.

En el ámbito regional, el panorama es el siguiente:

En la región amazónica existen 88 resguardos, discriminados en tres departamentos: Putumayo (30 resguardos), Caquetá (38 resguardos) y Amazonas (28 resguardos). Ocupan un área aproximada de 9.922.146 hectáreas. Cuenta con una población de 29.073 personas, 5.619 familias.

Los resguardos ubicados en la región central del país son 104, discriminados en los departamentos de Arauca (26 resguardos), Boyacá (1 resguardo), Casanare (8 resguardos), Huila (5 resguardos), Norte de Santander (2 resguardos) y Tolima (62 resguardos). Su extensión se calcula aproximadamente en 643.735 hectáreas, con una población de 26.973 habitantes, 5.224 familias.

En la zona norte existen 31 resguardos en los departamentos de Atlántico (1 resguardo), Cesar (7 resguardos), Córdoba (3 resguardos), Guajira (17 resguardos) y Magdalena (3 resguardos). Ocupan un área de 1.828.515 hectáreas, con una población de 144.192 personas, 25.299 familias.

En la zona de la Orinoquía se hallan 106 resguardos, distribuidos en los departamentos de Guainía (26 resguardos), Guaviare (19 resguardos), Meta (17 resguardos), Vaupés (2 resguardos) y Vichada (41 resguardos). Se extienden en 15.794.136 hectáreas aproximadamente. Su número de habitantes está por el orden de las 447.740 personas, 8.413 familias.

Finalmente, en la región del pacífico existen 238 resguardos, ubicados en los departamentos de Antioquia (37 resguardos), Caldas (3 resguardos), Cauca (36 resguardos), Chocó (104 resguardos), Nariño (34 resguardos), Quindío (5 resguardos), Risaralda (4 resguardos) y Valle del Cauca (17 resguardos). Ocupan un área de 8.311.884 hectáreas y una población estimada en 152.293 personas, 22.948 familias.

Tabla 53. Relación De Comunidades Presentes En El Territorio Nacional

| DEPARTAMENTO | COMUNIDADES PRESENTES | ÁREA DEL RESGUARDO EN HECTÁREAS | NUMERO DE HABITANTES |
|--------------------------|---|---------------------------------|----------------------|
| AMAZONAS | Cocoma, Muinane, Tikuna, Witoto, Yagua, Yukuna | 2'363.310 | 8.756 |
| Amazonas –Caqueta | Andoke | 57.9 | 198 |
| Amazonas-Vaupes | Tanimuka | 518.32 | 876 |
| Amazonas-Putumayo | Witoto | 5'869.447 | 10.335 |
| ANTIOQUIA | Cuna, Embera catio, Zenu | 170.571 | 5.739 |
| ARAUCA | Cuiba, Guahibo, Macaguane, U'wa | 64.565 | 1.659 |
| BOYACA | U'wa | 69.155 | 2.17 |
| CALDAS | Embera chami | 31.896 | 46.451 |
| CAQUETA | Coyaima, Natagaima, Embera saija, Inga, Korenguaje, Paez, Witoto | 514.465 | 2.658 |
| Caqueta-Cauca | Inga | 1.411 | 140 |
| Caqueta-Putumayo | Witoto | 67.22 | 56 |
| CASANARE | Cuiba, Saliba, U'wa | 150.503 | 4.41 |
| CAUCA | Coconuco, Embera, Guam-Inga, Paez, Totoro, Yanacona | 501.169 | 201.459 |
| Cauca-Huila | Paez | 89.683 | 3 |
| Cauca-Putumayo | Inga | 2.695 | 156 |
| CESAR | Arsario, Yuco | 33.887 | 666 |
| Cesar-Magdalena | Arhuaco | 195.9 | 10.238 |
| CORDOBA | Embera catio, Zenu | 84.675 | 16.169 |
| Cordoba-Antioquia | Embera catio | 193.51 | 816 |
| Cordoba-Sucre | Zenu | 10.213 | 15.747 |
| CUNDINAMARCA | Muisca | 505 | 1.859 |
| CHOCO | Cuna, Embera, Embera catio, Waunama, Noanama | 1'103.314 | 19.129 |
| Choco-Valle | Embera, Waunama, Noanama | 33.569 | 2.204 |
| GUAINIA | Curripaco, Guahibo | 6'752.070 | 11.553 |
| Guainía-Vichada | Guahibo, Piapoco | 297.943 | 2.953 |
| Guainía-Vichada-Guaviare | Cubeo, Curripaco, Guahibo, Piapoco, Tukano | 6'785.570 | 11.732 |
| GUAVIARE | Guayabero, Tukano, Maku | 728.436 | 2.344 |
| Guaviare-Meta | Guayabero | 24.94 | 103 |
| HUILA | Coyaima, Natagaima, Paez, Dujos, Guambiano | 1.965 | 925 |
| GUAJIRA | Wayuu | 1'060.694 | 98.31 |
| MAGDALENA | Chimila | 879 | 388 |
| Magdalena-Guajira | Kogui | 361.78 | 8.16 |
| META | Achagua, Paez, Guahibo, Guayabero, Piapoco | 206.169 | 4.781 |
| NARIÑO | Awa kwaiker, Pasto, Quillasinga, Inga, Embera saija | 299.377 | 80.821 |
| NORTE DE SANTANDER | Bari | 139.1 | 1.562 |
| PUTUMAYO | Cofán, Inga, Embera saija, Kamsa, Korenguaje, Paez, Siona, Witoto | 86.488 | 7.3 |
| RISARALDA | Embera chami | 24.8 | 3.465 |
| TOLIMA | Coyaima, Natagaima, Paez | 30.386 | 15.285 |
| VALLE | Embera, Embera saija, Paez, Waunama | 5.824 | 834 |
| VAUPES | Cubeo | 3'375.125 | 16.569 |
| Vaupes-Guaviare | Tukano | 264.8 | 935 |
| VICHADA | Amorua, Cubeo, Guahibo, Piapoco, Puinave, Piaroa, Saliba | 1'978.795 | 18.531 |

Afrocolombianos

La población negra colombiana, llamada también Afrocolombiana, está constituida por los descendientes de africanos esclavizados traídos a América desde los tiempos de la conquista, en el siglo XVI. Su arribo se da en el contexto del desarrollo del capitalismo mundial, cuando la ola colonizadora europea introdujo la mano de obra esclava en el continente americano para el desarrollo de las actividades productivas ligadas a la explotación de materias primas como el algodón, el arroz, la azúcar, el tabaco y otros. Entraron a nuestro país como parte de la trata de negros por Cartagena de Indias; como contrabando llegaron por el Litoral Pacífico a Buenaventura, Charambirá y Gorgona, o por el Atlántico a las costas de Riohacha, Santa Marta, Tolú y el Darién.

Ubicación Geográfica

La mayor parte de la población afrocolombiana hace parte de comunidades agrarias ubicadas en zonas cálidas, selváticas, o a orillas de los ríos de algunos valles y en las costas. La ubicación de la población afrocolombiana en Colombia muestra una gran concentración en las zonas costeras de la región del Pacífico (departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño) y del Caribe (departamentos de Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Córdoba, Cesar, Sucre, Antioquia). Caribe (departamentos de Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Córdoba, Cesar, Sucre, Antioquia).

Esta población también se encuentra ubicada en las regiones cálidas de los valles de los ríos Magdalena, Cauca, San Jorge, Sinú, Cesar, Atrato, San Juan, Baudó, Patía y Mira. Además existen algunos enclaves de antiguos palenques, haciendas, minas, o plantaciones bananeras y centros petroleros en casi todas las regiones del país.

La mayor parte de la bibliografía existente señala como un punto importante de ubicación de afrocolombianos el departamento conformado por las islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, zona de asentamiento del pueblo raizal. No obstante, existe una controversia interna pues algunos voceros raizales señalan no identificarse como Afrocolombianos dadas las particularidades históricas de su conformación étnica y cultural.

En términos culturales, el Departamento Nacional de Planeación habla de las siguientes "áreas socioculturales de comunidades negras" : Costa Atlántica, Litoral pacifico, Chocó, Atrato medio, Zona minera de Antioquia, Magdalena, Medio, Valle del Cauca, Valle del Patía, Urabá, San Andrés y providencia, Orinoquía y Eje cafetero.

El Litoral Pacífico es una de las más importantes áreas socioculturales de comunidades Afrocolombianas, de ahí que los aspectos centrales de este escrito se centren en los estudios realizados en esta zona.

Ecosistemas (Apéndice 4)¹¹

En Colombia el 69% de la superficie continental es de aptitud forestal, pero tan solo el 46,6% de esa área esta cubierta por bosques.

Una gran parte de las tierras de aptitud forestal han sido adaptadas a actividades agropecuarias y el uso inadecuado que se ha hecho de ellas ha llevado a la pérdida de nutrientes del suelo, erosión y alteración de las cuencas hidrográficas.

El 18.9% de Colombia esta cubierto por vegetación especial no boscosa representada en sabanas, páramos, pantanos y zonas áridas

Otro 0.9% corresponde a áreas cubiertas por aguas nevados, centros urbanos y regiones insulares.

Se estima que en Colombia se talan aproximadamente 600 mil hectáreas de bosque por año. Las principales causas a las que se atribuye la alta deforestación en el país son la expansión de la frontera agrícola, la colonización, la construcción de obras de infraestructura, los cultivos ilícitos, el consumo de leña, los incendios forestales y la producción maderera.

Aún se desconoce el verdadero potencial de uso del bosque. Estos ecosistemas además de ser un lugar de asentamientos humanos y proveer algunas materias primas que contribuyen al desarrollo económico y social del país, juegan un papel importante como asentamiento de hábitats de flora y fauna silvestre, protección y regulación de cuencas hidrográficas y evitar y mitigar la erosión de los suelos.

Ecosistemas No Boscosos

En Colombia se encuentran varios ecosistemas de suma importancia para la conservación de recursos como el agua y la biodiversidad. Podemos hacer una distinción entre Ecosistemas no Boscosos de tipo Terrestres, que incluyen los páramos y nivales, las zonas semiáridas y áridas y las sabanas, y Ecosistemas no Boscosos de tipo Acuático, que incluyen los ríos, los humedales de agua salada y agua dulce, los arrecifes coralinos, playas, acantilados, lagos, lagunas, ciénagas y humedales artificiales como embalses y represas entre otros.

De los ecosistemas terrestres, los páramos son formaciones vegetales abiertas, sin elementos arbóreos que puedan conformar un dosel. Estas unidades ecológicas están caracterizadas por pajonales de gramíneas, arbustillos enanos y plantas arrosetadas. Se extienden desde el límite superior del bosque alto andino, hasta el límite inferior de los glaciares. En ellos se pueden encontrar elementos vegetales característicos como Calamagrostis effusa, Calamagrostis recta y frailejones de los géneros Espeletia, Espeletopsis y Libanothamnus.

¹¹ Ministerio del Medio Ambiente - Colombia

Las unidades ecológicas de nival no presentan una cobertura vegetal continua, pues la mayor parte del tiempo están cubiertas por nieve. En estas condiciones la vegetación y fauna asociada a este tipo de ecosistemas es muy pobre y poco diversa. Sin embargo la importancia de este sistema radica en que es la fuente de algunos de los principales ríos que se encuentran en el territorio colombiano.

Las zonas áridas, semiáridas y las sabanas abarcan cerca de 2'914.528 has que corresponden al 2.4% del territorio colombiano. Las dos primeras están compuestas por arbustos de pequeño tamaño que generalmente son espinosos y de matorrales también espinosos. Por su parte las sabanas presentan generalmente una especie de mezcla entre árboles muy escasos, arbustos y en algunos casos palmeras.

Entre los sistemas acuáticos, uno de los más característicos son las lagunas costeras, que están separadas del mar por barreras o playas pero comunicados a través de varios canales angostos. Estas reciben el aporte de las aguas marinas como la de los sedimentos de algunos ríos. Este ecosistema es propio de la zona caribe, su tamaño es muy diverso y se cree hay alrededor de unas 58 en el país. Entre ellas están la Ciénaga Grande Santa Marta y Tesca, las lagunas al nororiente de Barranquilla y Galerazamba.

De otro lado, en Colombia se ha podido identificar cerca de 1600 cuerpos de aguas clasificados como lagos, lagunas y humedales artificiales como embalses. Estos poseen cerca de 26.300 millones de metros cúbicos de agua, sin embargo casi el 97.5% de estos cuerpos cubren áreas menores de un 0.01 km². La mayor parte de estos ecosistemas están localizados en los departamentos de Antioquia, Boyacá y Cundinamarca. Estos ecosistemas además de ser de gran importancia biológica como hábitat de un diverso grupo de invertebrados y peces son una fuente de reservas hídricas muy importante para el consumo y la generación de energía.

Otro de los ecosistemas acuáticos son los arrecifes coralinos. En Colombia hay dos clases formaciones coralinas, los arrecifes costeros y los de barrera. Estas formaciones se presentan en mayor medida en el Mar Caribe que en el Océano Pacífico, siendo el Caribe el que posee la mayor diversidad de corales con casi 70 especies de 27 géneros distintos. Las diferencias entre los corales del Caribe y del Pacífico radican específicamente en el número de especies presentes y en su composición.

Las playas son franjas discontinuas y paralelas a la costa principalmente del Litoral Atlántico, el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. También se encuentran en algunas franjas del Pacífico. Los playones formados sobre el litoral son utilizados por varias especies de tortugas para su anidación y además sirven como áreas de alimentación para numerosas especies de aves migratorias.

Los acantilados al igual que las playas son zonas de interacción directa del continente y el mar. Aunque se sabe poco de este tipo de ecosistema caracterizado por una topografía abrupta, fuertes pendientes además de una contextura rocosa, se puede decir que la flora asociada a ellos son generalmente algas y líquenes y que además son asiento de fauna como Moluscos, Gasterópodos, Platelmintos entre otros. Igualmente es utilizado por algunas aves costeras como lugar de anidación.

Ecosistemas Boscosos

Un bosque es una compleja red de comunidades vegetales que están altamente desarrolladas tanto en número de especies como en composición. El clima, los suelos, la topografía y la latitud son factores claves en su desarrollo y estatus. Los bosques hacen parte de intrincados procesos ecológicos y bioquímicos entre los que se cuentan la regulación de la temperatura del aire y la depuración del mismo, la conservación de los suelos, la regulación de las cuencas hidrográficas, y la conservación de la fauna silvestre.

Una compleja combinación de factores como la latitud, la altitud, el clima y la calidad de los suelos se ha traducido en una gran riqueza y diversidad de tipos de bosques a todo lo largo de Colombia. Estos se pueden clasificar genéricamente de tres formas:

Bosques primarios: Este tipo de bosque no ha sufrido aprovechamiento de tipo maderable o agrícola y la intervención humana es casi nula. Se estima que el 44.8% del área del país corresponde a esta clasificación.

Bosque Secundario o intervenido: Son bosques donde se han llevado a cabo procesos selectivos de tala y quema para procesos de extracción maderera o agricultura. En Colombia, este tipo de bosque ocupa el 4% del territorio.

Bosque de reforestación: Es un bosque formado a partir de cultivo de especies maderables para aprovechamiento económico. Estos ocupan aproximadamente el 0.1% del país.

La destrucción de los ecosistemas boscosos pone en peligro de extinción a muchas especies, ya que funcionan como hábitat primario de unas dos terceras partes de la fauna terrestre del país y de una proporción similar de flora. Igualmente la mayor parte de la diversidad florística y faunística del país se halla concentrada dentro de estos bosques

La siguiente tabla resume algunas de las principales estadísticas forestales presentes para Colombia y para cada una de las regiones que la conforman:

Todos los valores están dados en Hectáreas. Los datos corresponden a los valores registrados hasta 1993. La fuente utilizada fue la suministrada por algunos informes del IGAC y el Ministerio del Medio Ambiente.

Tabla 54. Estadísticas Forestales Por Regiones

| LUGAR | ÁREA TOTAL | ÁREA DE VOCACIÓN FORESTAL | COBERTURA BOSCOSA ACTUAL | DEFICIT DE REFORESTACIÓN | REFORESTACIÓN |
|------------------|-------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------|
| COLOMBIA | 114'374.185 | 83'408.117 | 53'100.000 | 30'123.000 | 304.206 |
| ZONA CARIBE | 11'526.305 | 5'320.597 | 500.000 | 4'821.000 | 19.751 |
| ZONA ANDINA | 29'661.930 | 20'199.775 | 7'700.000 | 12'400.000 | 182.151 |
| ZONA PACIFICA | 10'259.575 | 9'592.702 | 5'500.000 | 4'000.000 | 94.717 |
| ZONA AMAZONICA | 40'500.000 | 35'281.052 | 32'300.000 | 2'981.000 | 1.803 |
| ZONA DEL ORINOCO | 22'284.232 | 13'013.991 | 7'100.000 | 5'921.000 | 5.784 |

Vegetación (Apéndice 5)¹²

Colombia presenta una amplia diversidad de formaciones vegetales que fueron producto de su compleja evolución geológica, climática y biogeográfica. En el territorio pueden encontrarse aproximadamente 21 tipos de agregaciones o unidades vegetales con características particulares, que a su vez se agrupan en algunas zonas formando complejos y diversos mosaicos.

Los principales sistemas o unidades de vegetación que pueden ser localizados en el territorio colombiano son:

- Vegetación de Playa
- Zonas cenagosas y actíuales
- Bosque subandino
- Bosque ecuatorial ombrófilo
- Bosque ecuatorial subhigrófilo-higrófilo
- Bosque Andino y Altoandino
- Manglares
- Bosque sometido a inundaciones
- Páramos
- Mosaico hylea amazónica, caatingas y campiñas
- Bosque tropófilo y/o vegetación casmófito en los afloramientos rocosos.
- Mosaico matorral subxerófilo cardonal
- Mosaico sabanas-bosques subxerófilo
- Vegetación de sabanas
- Vegetación de sabanas con bajos y/o localmente bosque tropófilo
- Mosaico bosque tropófilo-sabana
- Mosaico matorral cardonal-xerófilo
- Bosque tropófilo
- Vegetación de sabanas con chaparrales
- Mosaico vegetación sabana siempre inundada
- Mosaico sabana bosque/ecuatorial, vegetación de transición
- Bosque ecuatorial subxerófilo
- Vegetación de sabanas temporalmente inundables
- Natales
- Bosque pantanoso

¹² Ministerio del Medio Ambiente

Indicadores de vegetación¹³

Se presenta a continuación una visión holística del país en relación al estado y cambio multitemporal de los sistemas naturales:

Grado de alteración del Sistema natural

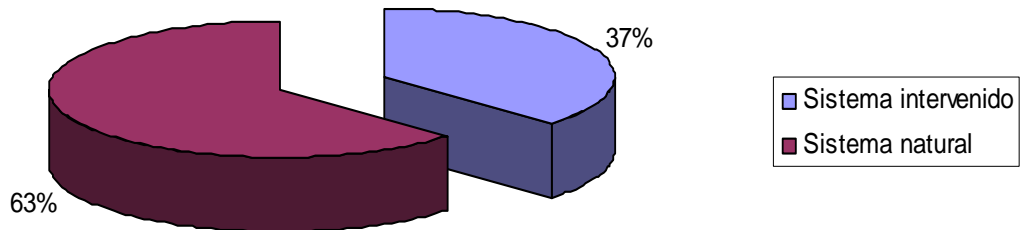
Este indicador tiene como objeto cuantificar el nivel de alteración en que se encuentra el sistema natural de coberturas vegetales del país frente a la intervención antrópica.

Tabla 55. Indicador Grado De Alteración Del Sistema Natural

| Sistema | % área del país |
|---------------------|-----------------|
| Sistema intervenido | 36,82 |
| Sistema natural | 63,18 |

Figura 24. Grado de alteración Sistema Natural

Grado de alteración Sistema Natural

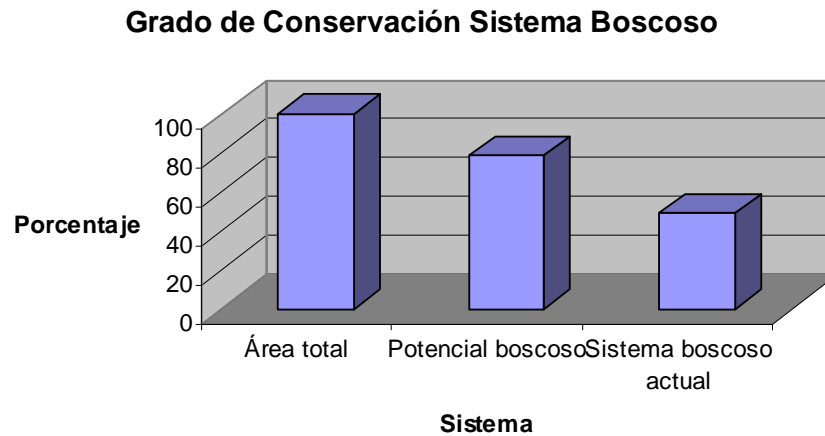


¹³ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM

Tabla 56. Grado De Conservación Del Sistema Boscoso

| Sistema | % área |
|------------------------|--------|
| Área total | 100 |
| Potencial boscoso | 78.88 |
| Sistema boscoso actual | 48.9 |

Figura 25. Grado de conservación del sistema boscoso



Distribución de la Pluviosidad (Apéndice 6)¹⁴

Para hablar de Pluviosidad, necesariamente hay que hablar del clima en Colombia, el cual depende los siguientes factores:

¹⁴ Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC

FACTORES GEOGRÁFICOS

Latitud

Colombia está atravesada en su extremo sur, por la línea ecuatorial y su territorio se extiende hasta los 12°30'40" de latitud norte y los 4°13'30,5" de latitud sur respectivamente, de dicha línea. Esto equivale a decir que el territorio está ubicado en su mayor parte en el hemisferio norte de la Tierra y a través de toda su extensión en la zona tórrida, así denominada, por caer sobre ella los rayos solares en forma vertical, durante todo el año. Es por esta razón la región más ardiente del globo, desde el punto de vista de la latitud.

Altitud

Es el factor geográfico que logra contrarrestar y anular las características climáticas derivadas de la latitud. Si el territorio fuera completamente llano, se tendría durante todo el año una temperatura uniforme: en extremo caliente.

Pero la existencia de la cordillera de los Andes sobre el territorio colombiano, ocasiona todos los climas de la Tierra, (la variación de la temperatura disminuye 1° C por cada 180m que la cordillera asciende). Por esta causa se tiene en Colombia tierras desde las más ardientes (secas o extremadamente húmedas), hasta los glaciales (con precipitaciones en forma de nieve), pasando por los templados, de acuerdo con la altitud relativa sobre el nivel del mar. Esto da lugar a los llamados pisos térmicos.

La orientación del relieve determina así mismo la mayor o menor influencia de otros factores, tales como las grandes masas de agua, representadas por los océanos Atlántico y Pacífico y por los vientos que soplan sobre ellos. Es así, como la cordillera Occidental, por ejemplo, impide el paso de los vientos del Pacífico al interior, depositando su humedad en dicha costa y haciendo de ella una de las más lluviosas del planeta. El caso contrario se observa con los vientos alisios del noreste, los cuales penetran con facilidad por los valles de los ríos Magdalena y Cauca; con los vientos alisios del sureste, los cuales, debido a la baja topografía de la Amazonía, penetran incluso hasta la sabana de Bogotá. La cordillera Oriental, por su parte, impide también que los vientos procedentes del sur se sientan en los valles y montañas occidentales.

Contrariamente, el relieve llano de la península de La Guajira no puede detener los vientos y las nubes que vienen desde el noreste y siguen su viaje hacia el interior de Colombia. La Guajira, por ello, es una región tan seca. El relieve montañoso da lugar, en Colombia a diversas regiones y subregiones climáticas, en cada una de las cuales influyen factores locales que las caracterizan y diferencian.

FACTORES ATMOSFÉRICOS – PLUVIOSIDAD (Apéndice 7)¹⁵

Temperatura

Es en términos generales, bastante pareja a través del año, en un mismo lugar, como consecuencia de la ubicación tropical del territorio y de la radiación solar que es uniforme. Los grados del calor atmosférico varían sin embargo, sustancialmente, de un punto a otro, de acuerdo con la mayor o menor altitud sobre el nivel del mar, oscilando entre 0° C y 35° C respectivamente en los casos extremos.

Humedad Ambiental

En Colombia es bastante diversa y obedece este fenómeno a las características tan especiales que presentan cada una de sus regiones y localidades afectadas por factores tales como la altura, la temperatura, la vegetación, las masas de agua próximas o la ausencia de ellas, los vientos planetarios y los locales y las lluvias.

Las regiones de Colombia donde se registra la mayor lluviosidad, coincidiendo con un altísimo grado de humedad atmosférica, son las costas selváticas del Chocó, donde el promedio de lluvias es de 12.000 mm por lo cual figuran entre las más elevadas del mundo; la Amazonía y la Orinoquía, le siguen en su orden. La circunstancia opuesta en lo que a precipitaciones acuosas se refiere, se encuentra en Uribia (Guajira), donde el pluviómetro señala escasos 333 mm. al año. En épocas de sequía, la humedad registrada en algunos lugares del valle del Cauca, la sabana de Bogotá y Girardot es aún inferior.

Vientos

Los vientos se producen principalmente debido a las diferencias de presión y de temperatura. De los distintos tipos de viento, los más importantes para Colombia son los alisios. La zona por donde pasa la línea del ecuador es la más cálida de la Tierra y por consiguiente, un área de bajas presiones. Los vientos alisios son los que soplan desde las regiones de altas presiones hacia la zona ecuatorial.

- Los vientos alisios del noreste llevan humedad hacia la región colombiana situada al sur del ecuador.
- Los vientos alisios del sureste llevan humedad y calor hacia el territorio de Colombia situado en el hemisferio norte.
- Los vientos alisios del noroeste soplan en todo el territorio y llevan abundantes lluvias.

¹⁵ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM

- Los vientos del oeste modifican el clima de la llanura del Pacífico. Soplan desde el océano y al tropezar con las serranías y la ladera oeste de la cordillera Occidental, se producen abundantes lluvias en toda la región costera, durante el año entero.

Existen en Colombia los denominados vientos locales.

La brisa marera o marina refresca la temperatura de las zonas cálidas del litoral, especialmente durante las horas de la tarde.

El terral sopla de la tierra al mar, durante las madrugadas y favorece la salida de los barcos pesqueros de vela, que operan en el Caribe.

En las zonas cordilleranas la brisa sopla por la tarde, del valle a la montaña y por la noche, de la montaña al valle. En esta forma se regula la temperatura del valle y de las laderas que lo rodean.

Grandes Zonas Climáticas de Colombia

Estas zonas son las siguientes:

- Selva Tropical húmeda y lluviosa.
- Clima tropical de Sabana, Semihúmedo
- Clima Tropical de Estepa
- Clima Tropical de Desierto
- Clima Tropical de Montaña
 - Piso Térmico Cálido
 - Piso Térmico Templado
 - Piso térmico Frío
 - Piso Térmico Páramo y Zonas Glaciales

Ciclo anual de lluvias

En Colombia no existen las estaciones sino períodos secos y períodos de lluvia.

En general, el ciclo anual de lluvias está determinado por los movimientos de rotación y traslación de la Tierra, pero en el territorio colombiano, influye principalmente la altura. En Colombia el período de mayor lluviosidad se presenta en los meses de Marzo, Abril, Mayo, Septiembre, Octubre y Noviembre; en Junio,

Julio, Agosto, Diciembre, Enero y Febrero se presentan los períodos de verano o secos.

En el primer caso interviene la caída perpendicular de los rayos solares sobre las grandes masas de agua de la zona ecuatorial, sobre la cual está situado el territorio colombiano y el segundo, porque ya el sol no cae directamente sobre esta zona. La duración de los períodos secos, húmedos y demasiado húmedos, influyen en la erosión, sedimentación, formación de suelos y presencia de vegetación.

INDICADORES DE PLUVIOSIDAD

Tendencias de la precipitación anual

Este Indicador muestra los cambios que ocurren en el largo plazo dentro del sistema climático, particularmente los relacionados con el ciclo hidrológico, en relación con un período de referencia.

Se obtiene a partir de la comparación de los acumulados anuales o mensuales de precipitación con la precipitación del período de referencia (1961-1990).

Tabla 57. Tendencias De La Precipitación Anual

| Indicador | Valor | Significado |
|-------------------------------------|-----------------|--------------------------|
| Tendencia de la precipitación anual | +19% en 30 años | Aumento de precipitación |

Tabla 58. Tendencias De La Precipitación Por Regiones

| Región | Tendencia mm/año |
|--|------------------|
| Alta Guajira: estación Manaure | -0.66mm |
| Litoral Central: estación Carmen de Bolívar | -0.15mm |
| Sinú, San Jorge: estación Turipana | +0.71mm |
| Pacífico norte y central: estación Bajo Calima | -0.62mm |
| Montaña nariñense: estación Obonuco | -0.41mm |
| Alto Cauca: estación Palmira ICA | -0.02mm |
| Medio Cauca: estación La Camelia | -0.59mm |
| Sabana de Bogotá: estación Tibaitatá | +0.05mm |
| Río Sogamoso: estación Isla del Santuario | +0.77mm |
| Río Sogamoso: estación El Cucharó | +0.83mm |
| Orinoquia: estación Las Gaviotas | +1.24mm |
| Amazonia: estación Aeropuerto Vásquez Cobo | +3.70mm |
| Piedemonte Amazónico: Villagarzón | +0.38mm |

Esta página se deja intencionalmente en blanco

FISIOGRAFÍA (Apéndice 8)¹⁶

La fisiografía está definida como la descripción de la naturaleza a partir del estudio del relieve y la litosfera, en conjunto con el estudio de la hidrosfera, la atmósfera y la biosfera. (Villota, 1989).

La estructura del sistema jerárquico fisiográfico tiene forma piramidal ubicando en el vértice las estructuras geológicas de todo continente como son:

- Cordilleras de Plegamiento
- Escudos o Cratones
- Geosinclinales o grandes cuencas de sedimentación

Luego de este punto de partida, distribuidas en orden descendente, se encuentran las siguientes categorías fisiográficas:

- . Provincia Fisiográfica
- . Unidad Climática
- . Gran Paisaje o unidad genética de relieve
- . Paisaje
- . Subpaisaje
- . Elemento del Paisaje

Para Colombia, se definen las siguientes estructuras geomorfológicas y dentro de cada una se mencionan algunas provincias fisiográficas:

Cordilleras de plegamiento:

- Cordillera Central
- Cordillera Oriental
- Cordillera Occidental
- Serranía del Baudó – Darién
- Sierra Nevada de Santa Marta

Escudos o Cratones

- Saliente del Guainía – Vaupés
- Serranía de la Macarena
- Serranía de Chiribiquete
- Serranía de Tunahí – Naquen

Grandes cuencas de sedimentación

- Amazonía
- Orinoquía
- Valle del Magdalena
- Depresión Cauca – Patía

¹⁶ ANH, IGAC, ZIFF

- Depresión Atrato –San Juan
- Llanura del Pacífico
- Llanuras del Caribe
- Península de la Guajira
- Depresión del Catatumbo

DUCTOS DE PETRÓLEO Y GAS (Apéndice 9)¹⁷

El sistema de transporte de hidrocarburos, esta conformado por la siguiente infraestructura, fundamentalmente:

- Red de Oleoductos
- Red de Poliductos
- Red de Gasoductos
- Oleoducto caño Limón Coveñas
- Oleoducto del Alto Magdalena
- Oleoducto Central de los Llanos
- Oleoducto Ocesa
- Oleoducto de Colombia

Las principales cifras relacionadas con esta red, se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 59. Redes De Transporte De Hidrocarburos, Oleoductos

| REDES DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS COMBUSTOLEODUCTOS | | | | |
|---|-------------------|--------------------|------------------|-----------------------------------|
| ESTACION INICIAL | ESTACION FINAL | DIAMETRO [pulg] | LONGITUD [km] | CAPACIDAD OPERATIVA [kB/dc] |
| EN OPERACION DE ECOPETROL | | | | |
| Coveñas | Cartagena | 18 | 123 | 113.3 |
| Ayacucho | Coveñas | 12 -16 | 282 | 42.5 |
| Galán | Ayacucho | 18 | 186 | 68.1 |
| TOTAL | | | 591 | |

Incremento en el año 2004 = 0

Fuente: Vicepresidente de Transporte - Ecopetrol.

¹⁷ ECOPETROL S.A.

Tabla 60. Redes Transporte Hidrocarburos, Propanoductos.

| REDES DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS PROPANODUCTOS | | | | |
|--|----------------|-----------------|---------------|-----------------------------|
| ESTACION INICIAL | ESTACION FINAL | DIAMETRO [pulg] | LONGITUD [km] | CAPACIDAD OPERATIVA [kB/dc] |
| EN OPERACION DE ECOPEPETROL | | | | |
| Galan | Pto. Salgar | 8 | 245 | 19.8 |
| Pto. Salgar | Mansilla | 6-8 | 107.7 | 12 |
| Facatativa | Vta. Hermosa | 6 | 28 | 10 |
| TOTAL | | | 380.7 | |

Incremento en el año 2004 = 0

Fuente: Vicepresidente de Transporte - Ecopetrol.

Tabla 61. Redes de Transporte de Hidrocarburos Poliductos

| REDES DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POLIDUCTOS | | | | |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------------|
| ESTACION INICIAL | ESTACION FINAL | DIAMETRO [pulg] | LONGITUD [km] | CAPACIDAD OPERATIVA [kB/dc] |
| DE TERPEL ANTIOQUIA | | | | |
| Medellín | Rionegro | 6 | 28 | 7 |
| TOTAL particulares | | | 28 | |
| DE ECOPETROL EN OPERACION | | | | |
| | | 20 -16 - 14 - | | |
| Pozos Colorados | Ayacucho | 12 | 315.6 | 35.8 |
| Manizales | Cartago | 6 - 8 | 84 | 15 |
| Galán | Sebastopol | 16 | 111 | 135.7 |
| Galán | Sebastopol | 10-12 | 111 | 43.5 |
| Galán | Coveñas | 8- 12 - 14 | 463 | 16.2 |
| Sebastopol | Pto. Salgar | 12 | 134 | 37.3 |
| Sebastopol | Pto. Salgar | 16 | 134 | 74.3 |
| Pto. Salgar | Bogotá | 10-12 | 152.7 | 79.1 |
| Pte. Aranda | El Dorado | 6 | 9.5 | 10 |
| Cartago | Yumbo | 6 - 8-10 | 157.7 | 10 |
| B/Ventura | Yumbo | 6-8-12 | 100.5 | 12.2 |
| Salgar | Gualanday | 12 | 168.5 | 23 |
| Salgar | Manizales | 6-8 | 124 | 20.2 |
| Gualanday | Neiva | 8 - 6 | 162.5 | 11.7 |
| Sebastopol | Medellín | 10 - 12 - 16 | 163.5 | 47 |
| Medellín | Cartago | 10-12 | 236 | 24.7 |
| Cartago | Yumbo | 10 | 158 | 20.9 |
| Galán | Lisama | 12 - 6 | 37.9 | 17 |
| Lisama | B/manga | 6 - 4 | 59 | 15.3 |
| Cartagena | B/quilla | 12 | 99 | 22.4 |
| Sebastopol | Tocancipa | 16-20 | 257 | 40 |
| TOTAL ECOPETROL | | | 3,238.40 | |
| GRAN TOTAL PAIS | | | 3,266.40 | |
| EN PROYECTO | | | | |
| Málaga | Gallinero | 12 | 100 | 20 |
| TOTALES | | | 100 | |
| POLIDUCTOS FUERA DE SERVICIO | | | | |
| Pto. Salgar | Mariquita | 12 | 48 | 30 |
| Mariquita | Cartago | 6 - 8 | 162 | 21 |
| Ayacucho | Galán | 14 | 187.4 | 35.8 |

Incremento en el año 2004 = 0

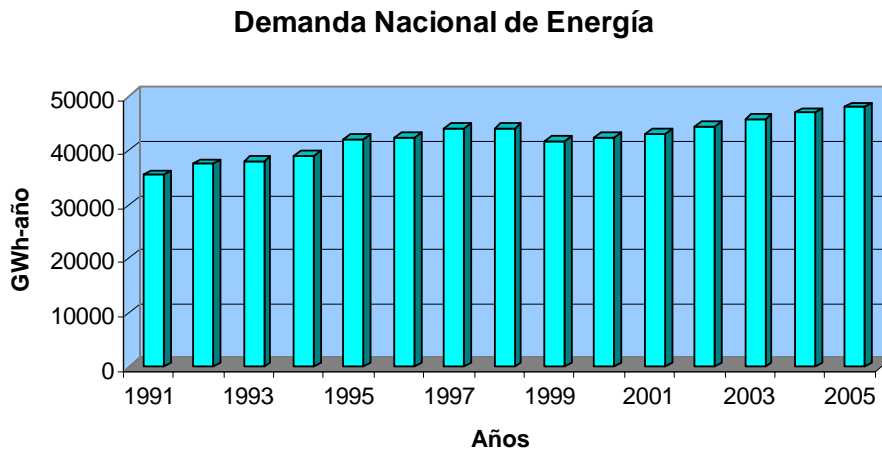
Fuente: Vicepresidente de Transporte - Ecopetrol.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (Apéndice 9)¹⁸

Evolución histórica de la Demanda de Electricidad

En la Figura 26 se muestra que en el periodo 2000 – 2005, la demanda de energía creció al 2,75% promedio anual. El acumulado anual de la demanda nacional de energía eléctrica en el año 2005 fue de 48828,8 GWh/año, con un crecimiento de 3,8% con respecto al año anterior. El año 2005 registró el crecimiento más acelerado de la demanda de energía de los últimos diez años, lo cual es coherente con el mayor crecimiento de la economía, medido a través del Producto Interno Bruto, el cual fue de 5,2% y que también corresponde al mayor alcanzado en los últimos diez años.

Figura 26. Demanda Nacional de Energía

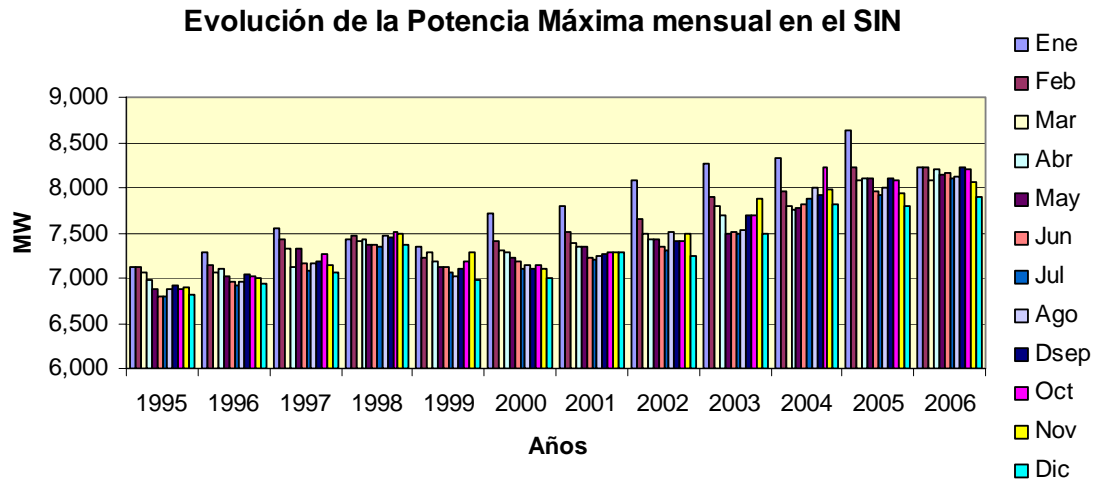


Potencia

En el año 2005 la potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional (SIN), fue de 8,639 MW, registrada en el mes de enero, mes en el que en general en los últimos años se alcanzó la potencia pico anual. Este valor equivale a un aumento de la potencia pico de 3,7% con respecto al 2004 (ver Figura 27)

¹⁸ Ministerio de Minas y Energía - UPME

Figura 27 Evolución de la Potencia Máxima mensual en el SIN

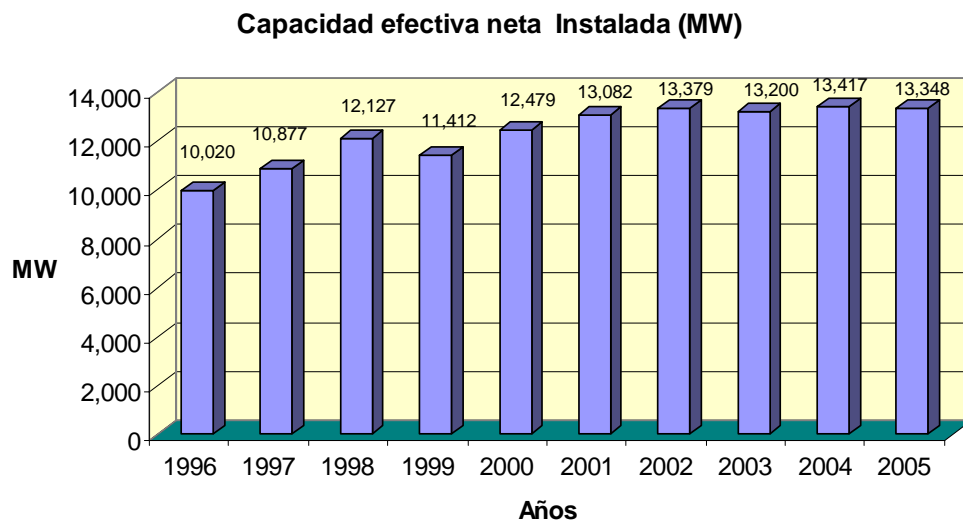


En los años 1998 – 1999 la potencia máxima del SIN presentó tasas de crecimiento anual de -0,7% y -2,1%. A partir del año 1999, la potencia máxima del SIN crece de manera sostenida, con una tasa promedio anual de 2.7%.

Capacidad Instalada y Generación

La capacidad efectiva neta instalada a 31 de diciembre de 2005 era de 13348 MW (Figura 28), con una disminución neta de 69 MW con respecto al final del año 2004. En el transcurso del año 2005 entraron 57 MW nuevos, entre los que se destaca Termoyopal 1 con 19 MW, y salieron 126 MW, destacándose Barranca 3 con 63 MW.

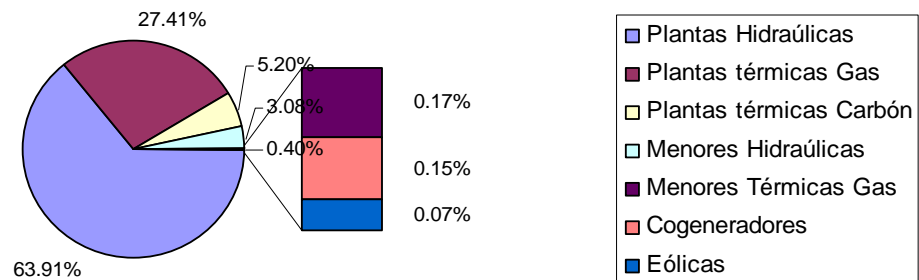
Figura 28.Capacidad Efectiva Neta Instalada



Las plantas despachadas centralmente representan el 96,53% (12885 MW) y las no despachadas centralmente el 3,47% (463,44 MW). Del total de capacidad efectiva al final del 2005, las plantas hidráulicas constituyen el 63,92%; las térmicas a gas el 27,41% y a carbón el 5,2%. Las plantas menores hidráulicas el 3,08% y las menores a gas el 0,17%. Los cogeneradores representan el 0,15% y la planta eólica el 0,07%.

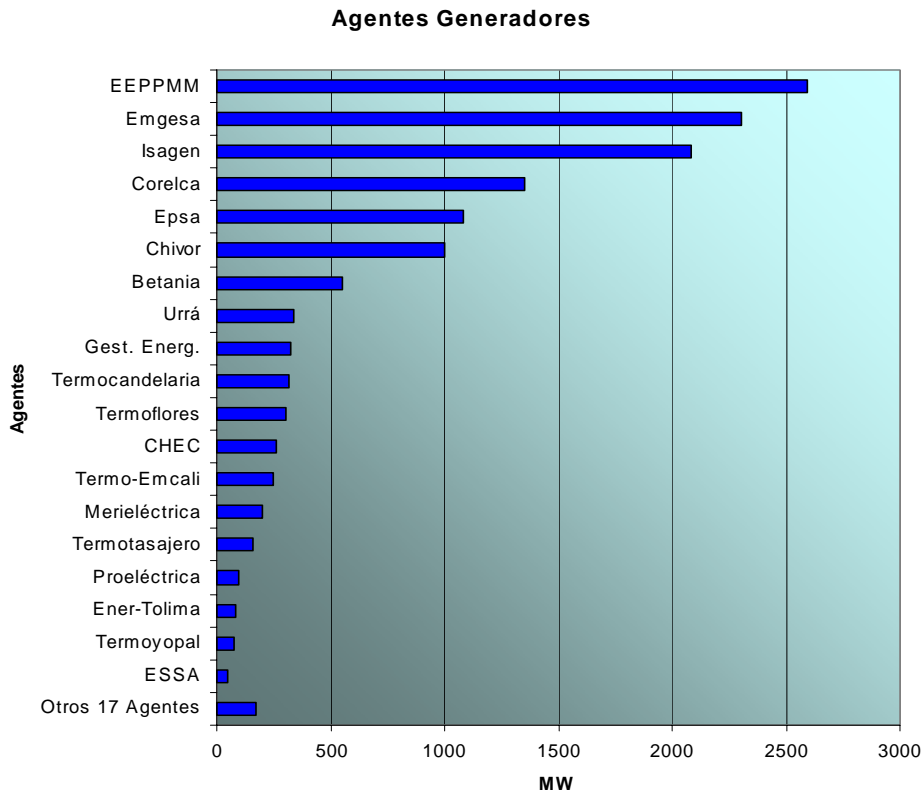
Figura 29. Capacidad Efectiva Neta por tipo de generación

Capacidad Efectiva Neta / Tipo de Generación (Total 13348 MW - 2005)



La Figura 30 presenta la participación por agente en la capacidad instalada al final de 2005. Los tres agentes con mayor participación son EEPPM, EMGESA e ISAGEN, la capacidad efectiva de estos tres agentes en conjunto representa el 52,2% de la capacidad total.

Figura 30. Agentes Generadores



Sistema de Transmisión de Energía

La actividad de transmisión, ver Apéndice 9- en el SIN la realizan siete agentes, de los cuales cuatro son transmisores exclusivos: ISA, EEB, TRANSELCA y DISTASA. Los tres restantes realizan la actividad de transmisión conjuntamente con las demás actividades de la cadena de energía eléctrica, es decir, permanecen aun totalmente integradas, estas son: EPPM, ESSA y EPSA.

El Sistema de Transmisión Nacional está constituido por 10999 km. de líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 220 y 230 kV y por 1449 Km. de líneas a 500 kV. ISA es propietario del 72% de las redes del Sistema de Transmisión Nacional, Transelca del 12,4%, EPPM del 6,5%, EEB del 5,6% y EPSA del 2,2%.

La capacidad de transformación a nivel de 500 kV es de 4560 MVA y a niveles de tensión de 220 y 230 kV es de 12638 MVA.

Expansión del Sistema de Transmisión Nacional

El 18 de junio de 2006 entraron en operación comercial los dos bancos de compensación capacitiva, cada uno de 75 MVAR, a nivel de 115 kV en la subestación Tunal en Bogotá, proyectos que fueron adjudicados mediante Convocatoria Pública UPME-01-2004 a la Empresa de Energía de Bogotá.

Los proyectos de expansión del STN actualmente en ejecución son:

1. Línea de transmisión a 500 kV entre las subestaciones Bacatá y Primavera. Este proyecto le fue adjudicado a ISA mediante Convocatoria Pública UPME-01-2003. El estado de avance del proyecto a octubre de 2006 es de 88,45%. Se estima que entrará en operación a finales de 2006.

Las características de este proyecto son las siguientes:

- 299,1 Km. Líneas 500 kV (circuito sencillo)
- 7,2 Km. Líneas 230 kV (doble circuito)
- 2 Subestaciones nuevas a 500 kV (Primavera y Bacatá)
- 1 Subestación nueva a 230 kV (Bacatá)
- 1 Ampliación de subestación existente a 230 kV (Primavera)

2. Línea de transmisión a 500 kV que interconecta las subestaciones Primavera – Copey – Ocaña – Bolívar (Bolívar). Este proyecto le fue adjudicado a ISA mediante Convocatoria Pública UPME-02-2003. El estado de avance del proyecto a octubre de 2006 es de 87,19%. Se estima que entrará en operación en abril de 2007.

Las características de este proyecto son las siguientes:

- 654 Km Líneas 500 kV (circuito sencillo)
- 96 Km. Líneas 230 kV (circuito sencillo)
- 3,2 Km. Líneas 230 kV (doble circuito)
- 3 Subestaciones nuevas a 500 kV (Bolívar, Copey y Ocaña)
- 1 Subestación nueva a 230 kV (Bolívar)
- 3 Ampliaciones de subestaciones existentes a 230 kV (Copey, Ocaña y Valledupar)

3. Línea de transmisión a 230 doble circuito Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – frontera con Ecuador y subestaciones asociadas. Proyecto adjudicado mediante Convocatoria UPME- 01-2005 a la EEB. El estado de avance del proyecto a octubre de 2006 es de 46,2% y se estima entrada de operación en junio de 2007.

Las características de este proyecto son las siguientes:

- 299 Km. Líneas 230 kV (doble circuito)
- 79 Km. Líneas 230 kV (circuito sencillo)
- 2 Subestaciones nuevas a 230 kV (Altamira y Mocoa)
- 2 Ampliaciones de subestaciones a 230 kV
- 3 Bancos de compensación de 25 MVAR, cada uno, a 230 kV.

Disponibilidad del Servicio Eléctrico Interconectado, por Cuenca

En la siguiente tabla, y de acuerdo con la información suministrada en puntos precedentes y en el Apéndice 9, se muestra la disponibilidad de infraestructura eléctrica, en las diferentes Cuencas.

Tabla 62. Disponibilidad de Infraestructura Eléctrica

| DISPONIBILIDAD DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN COLOMBIA, POR CUENCA | |
|---|-----------------------|
| CUENCA | DISPONIBILIDAD |
| Amazonas | Baja |
| Caguan Vaupes | Baja |
| Catatumbo | Media |
| Cauca Patía | Media |
| Cesar Ranchería | Alta |
| Chocó | Baja |
| Cordillera Oriental | Alta |
| Guajira | Media |
| Llanos Orientales | Baja |
| Pacífico | Baja |
| Putumayo | Baja |
| Sinú | Alta |
| Túmaco | Baja |
| Uraba | Baja |
| Valle Inferior Magdalena | Alta |
| Valle Medio Magdalena | Alta |
| Valle Superior Magdalena | Alta |

VÍAS (Apéndice 10)¹⁹

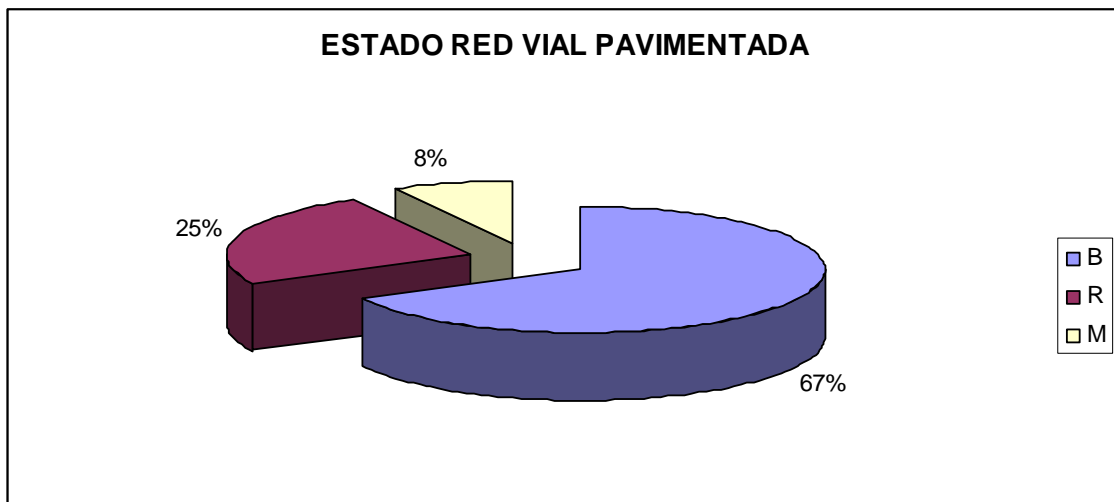
El Instituto Nacional de Vías (INVÍAS), esta a cargo del mantenimiento y desarrollo del sistema vial de Colombia. Para tal fin, estas vías se clasifican en vías pavimentadas y no pavimentadas y se porcentualizan las condiciones en las cuales se encuentran con el fin de mantener un control y tomar las medidas preventivas necesarias para brindar un mejor recorrido en las vías del país

Tabla 63. Estado De La Red Vial

| TOTAL RED NACIONAL | RED PAVIMENTADA (Km) | | | RED AFIRMADA (Km) | | | RED TOTAL (Km) | | |
|--------------------|----------------------|---------|-------|-------------------|---------|---------|----------------|---------|----------|
| | B | R | M | B | R | M | P | A | TOTAL |
| Longitud (Km) | 8,254.0 | 3,007.3 | 971.1 | 1,664.8 | 1,718.3 | 1,025.5 | 12,232.4 | 4,408.5 | 16,640.9 |
| Porcentaje | 67.5% | 24.6% | 7.9% | 37.8% | 39.0% | 23.3% | 73.5% | 26.5% | 100.0% |

Gráficamente, se observan las tendencias del estado de la red (B= bueno, R= regular y M = malo), en las siguientes figuras:

Figura 31.



¹⁹ Instituto Nacional de Vías - INVIAS

Figura 32.

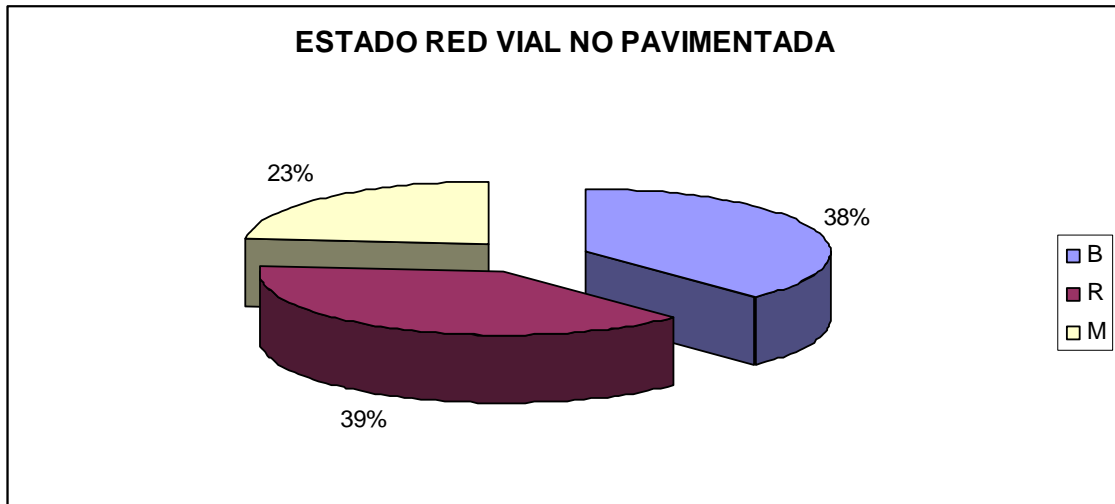
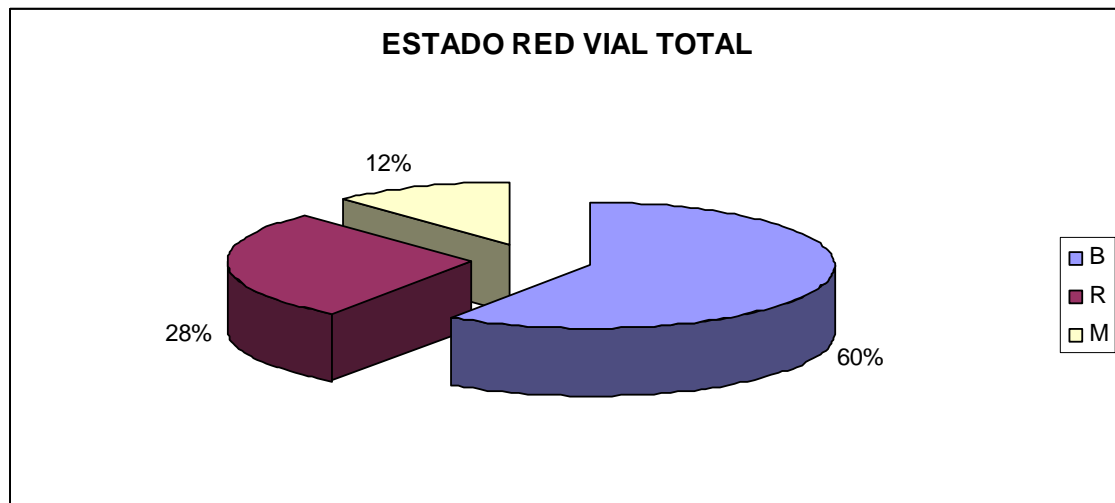


Figura 33.



PROYECTOS EN EJECUCIÓN (PLAN 2500)

El proyecto 2500 es un ambicioso plan en que se encuentra empeñado el Ministerio de Transportes a través del INVIAS y que comprende a su vez los siguientes proyectos:

Proyecto Botón de Leyva

Consistió en la construcción de un puente entre los departamentos de Bolívar y Magdalena, lo que permitirá dar continuidad al proyecto “Transversal Depresión Momposina” entre Mompo y el Banco, para el establecimiento de empresas agroindustriales, las cuales darán un gran impulso a la economía de la región en términos de inversión, generando empleo, mayor nivel de vida, reduciendo las distancias

de mercado, dinamizando el comercio, reducción en costos y los precios de los bienes; permitiéndole a la región acelerar su ritmo de crecimiento e integrarse al proceso del desarrollo del resto del país. En cuanto a la Industria del petróleo, este proyecto tiene especial importancia a las iniciativas que se generen en la Cuenca VSM.

Avance físico:

Se ha construido todo el puente Botón de Leyva y se avanza en la construcción de los accesos correspondientes a vías nuevas entre el puente y carretables existentes. Por la margen derecha la vía nueva de aproximadamente 80 m de longitud empalma con el carretable Guamal - Pan Pan y por la margen izquierda la vía nueva de aproximadamente 600 m de longitud empalma con el carretable existente en el corregimiento Botón de Leyva. En ambos márgenes se requiere que el Plan 2500 pavimente los carretables existentes.

Inversión:

Obra: Se han ejecutado \$16.398 millones correspondientes al 93% del valor del contrato de obra.

Interventoría: Se han ejecutado \$1.388 millones correspondientes al 97% del valor actual del contrato de interventoría.

PROYECTO PAVIMENTACIÓN DEPARTAMENTO DEL META

Mediante la ejecución del Contrato 1495-2005, con una inversión de \$28.625.669.110, INVIAS ejecuta actualmente la Pavimentación del tramo Fuente de oro – San José del Guaviare, en los Sectores Fuente de Oro – Puerto Lleras y Puerto Lleras – Cruce de Puerto, con una longitud total de 84.25 Km., en el Departamento del Meta, con impacto en el desarrollo de la Cuenca Llanos. (Actualizado al 11 de abril de 2007).

PROYECTO PAVIMENTACIÓN DE LA VÍA CIMITARRA – PUERTO ARAUJO

Mediante el contrato 1351 de 2005, el INVIAS, está realizando la pavimentación del tramo Cimitarra – Puerto Araujo del K0+000 al K20+000 para una longitud de 20 Km. en el Departamento de Santander. La entidad lleva a la fecha pavimentados 13.48 km. La Cuenca beneficiada con este proyecto es VMM.

PROYECTOS DE PAVIMENTACIÓN EN EL DEPARTAMENTO DEL CAUCA

Hasta la fecha se han pavimentado 37 kilómetros, comprendidos en cinco proyectos. El primer proyecto comprende el tramo El Palo-Toribío-Jambaló que tiene 23,5 kilómetros contratados, de los cuales se han pavimentado 6,5 kilómetros.

También está el tramo Morales-La Toma-Suárez (20 Km.), de los cuales se han ejecutado cuatro kilómetros.

Los otros proyectos son Piendamó – Silvia (25 Km.), en donde van 11,88 kilómetros pavimentados, y del tramo Las Rosas – La Sierra (11 Km.) ya se han hecho 4,77 kilómetros.

Igualmente, del proyecto del Estrecho-Balboa que comprende pavimentación y repavimentación, ya se terminaron los 4,7 kilómetros de repavimentación y se han ejecutado casi cinco kilómetros de los 15 contratados de pavimentación.

En temas de mejoramiento y mantenimiento de vías, actualmente el INVIAS ejecuta la ruta Mojarras –Popayán, corredor de 137 kilómetros de longitud, en el cual se invierten 53.703 millones de pesos. La Cuenca impactada con estas obras es CAUCA-PATÍA.

PROYECTOS DE PAVIMENTACIÓN EN EL DEPARTAMENTO DEL CASANARE

A través del Contrato 1313 de 2005 el INVIAS, esta ejecutando la Pavimentación del Tramo Trinidad – Bocas del Pauto en el Departamento del Casanare, con una longitud de 10 Km. iniciando en el municipio de Trinidad, vía de gran importancia económica y social para el desarrollo de la región ya que es la conexión vial entre la marginal de la selva y el Departamento del Vichada lo que permitirá una mayor integración con Venezuela y facilitará el comercio de alimentos, ganado, maquinaria y mejores vías de comunicación para la explotación petrolera. La Cuenca LLANOS se ve favorablemente impactada con estas obras.

PROYECTO DE PAVIMENTACIÓN VÍA PASTO MOCOA

Se encuentra próximo a iniciar el proyecto de mejoramiento y pavimentación de los 29 kilómetros existentes entre El Encano y Santiago, sector que hace parte del corredor Pasto – Mocoa, y en el que INVÍAS invertirá \$31.466 millones, incluida la interventoría. Estas obras impactan favorablemente la Cuenca PUTUMAYO.

DISPONIBILIDAD DE VÍAS PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN COLOMBIA, POR CUENCA

Aunque el país ha hecho esfuerzos por mejorar su infraestructura vial, muchas regiones rurales de Colombia aún carecen de una adecuada infraestructura en esta materia, lo que ha conducido a la generación de la siguiente matriz de impacto de disponibilidad:

Tabla 64. Estimación del cubrimiento de Vías, Por Cuenca

| REFERENCIA DE CUBRIMIENTO DE VÍAS PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN COLOMBIA, POR CUENCA | |
|--|-------------|
| CUENCA | CUBRIMIENTO |
| Amazonas | Baja |
| Caguan Vaupes | Baja |
| Catatumbo | Media |
| Cauca Patía | Media |
| Cesar Ranchería | Media |
| Chocó | Baja |
| Cordillera Oriental | Media |
| Guajira | Media |
| Llanos Orientales | Media |
| Pacífico | Baja |
| Putumayo | Baja |
| Sinú | Media |
| Túmaco | Media |
| Uraba | Baja |
| Valle Inferior Magdalena | Alta |
| Valle Medio Magdalena | Alta |
| Valle Superior Magdalena | Alta |

SEGURIDAD

El país ha estado sometido a la presencia de guerrillas desde los años 50 y este fenómeno aunado con el poder económico de terratenientes y narcotráfico, derivó en la formación de los grupos de autodefensas a partir de finales de los años 70. En diferentes épocas, el gobierno nacional ha actuado en diversos procesos de paz, el único de los cuales se logró realizar con resultados positivos fue con el M-19. Actualmente se adelantan procesos de paz con el ELN y en forma menos concreta con las FARC. El actual gobierno, ha impulsado la desmovilización de los grupos de autodefensas (Ley de Justicia y Reparación), proceso que ha tenido altibajos y aunque los principales líderes de la autodefensa se han desmovilizado, se ha comprobado la reconfiguración de bandas en varias regiones del país, con líderes emergentes.

No se cuenta con un mapa oficial de distribución de estos grupos, puesto que es una información reservada y clasificada. Por tanto, se ha elaborado la siguiente matriz de riesgo en la actividad petrolera, con base en las informaciones de prensa y el conocimiento público general que se tiene sobre estos temas:

Tabla 65. Estimación de Riesgo de Orden Público, por Cuenca

| DEPARTAMENTO | AUTODEFENSAS | GUERRILLAS | RIESGO |
|-----------------|--------------|------------|--------|
| Amazonas | | | BAJO |
| Antioquia | | | ALTO |
| Arauca | | | ALTO |
| Atlántico | | | BAJO |
| Bolívar | | | MEDIO |
| Boyacá | | | MEDIO |
| Caldas | | | MEDIO |
| Caqueta | | | ALTO |
| Casanare | | | MEDIO |
| Cauca | | | ALTO |
| César | | | MEDIO |
| Chocó | | | ALTO |
| Córdoba | | | ALTO |
| Cundinamarca | | | BAJO |
| Guainía | | | ALTO |
| Guajira | | | ALTO |
| Guaviare | | | ALTO |
| Huila | | | MEDIO |
| Magdalena | | | MEDIO |
| Meta | | | ALTO |
| Nariño | | | ALTO |
| Norte Santander | | | ALTO |
| Putumayo | | | ALTO |
| Quindío | | | MEDIO |
| Risaralda | | | MEDIO |
| San Andres | | | BAJO |
| Santander | | | MEDIO |
| Sucre | | | ALTO |
| Tolima | | | MEDIO |
| Valle | | | MEDIO |
| Vaupés | | | ALTO |
| Vichada | | | ALTO |

MADUREZ DE LAS CUENCAS Y COMPLEJIDAD GEOLOGICA

La madurez exploratoria, de las cuencas (**Tabla 66**), llamada **GEOINFORMACIÓN** en la (**Tabla 51**), es un factor muy importante en los costos de las actividades de exploración. A continuación se describirá la clasificación de las cuencas por su madurez exploratoria. Para determinar la madurez de las cuencas se utilizó como base el mapa²⁰ de la “Matriz Normalizada de Pesos de Densidad de Geoinformación por km²” de la ANH, modificado en este estudio (Apéndice 1).

El mapa de densidad de Geoinformación incluye las actividades exploratorias realizadas durante más de 100 años por la industria petrolera en Colombia y que están disponibles en el Banco de Información PETROLERA (EPIS). Esta información incluye trabajos de sísmica 2D y 3D, Gravimetría, Magnetometría, geoquímica y pozos exploratorios. Para elaborar el mapa de madurez se dividió la Densidad de Geoinformación en tres intervalos a saber: Alta, Intermedia y Baja y se determinaron los límites de los pesos de densidad por km² que muestra la (Tabla 64).

Tabla 66. Criterios madurez exploratoria

| CRITERIOS PARA DEFINIR MADUREZ EXPLORATORIA, CON BASE A LA DENSIDAD DE INFORMACIÓN | | |
|--|-----------------------------|-------------------------|
| DENSIDAD DE GEOINFORMACIÓN | PESOS DENS. KM ² | MADUREZ EXPLORATORIA |
| ALTA | 0,550 - 1,0 | MADURA |
| INTERMEDIA | 0,06797 - 0,5 | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| BAJA | 0,00001 - 0,06798 | INEXPLORADA |

El mapa original de la ANH, se modificó utilizando estos tres niveles de densidad de geoinformación los cuales se correlacionaron directamente con la madurez exploratoria de las cuencas. La cuenca madura se correlacionó con la alta densidad de información y así sucesivamente; la moderadamente explorada, con densidad intermedia y la inexplorada con baja información (Apéndice 1).

Los intervalos de pesos de densidad correspondientes a la madurez, se plotearon en el mapa de Matriz Normalizada con colores diferentes para cada categoría de madurez, y de esta manera se puede visualizar para cada cuenca su madurez exploratoria, la cual se muestra para todas las cuencas. (**Tabla 67**)

²⁰ ANH-Carlos Vargas

Tabla 67. Clasificación De La Cuencas, Según Su Nivel De Exploración

| CUENCAS PRODUCTIVAS | |
|---------------------------------|-------------------------|
| 1 - LLANOS ORIENTALES - LLA | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 2 - VALLE SUP. MAGDALENA - VSM | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 3 - VALLE MEDIO MAGDALENA - VMM | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 4 - VALLE INF. MAGDALENA - VIM | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 5 - PUTUMAYO - PUT | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 6 - CATATUMBO - CAT | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 7 - GUAJIRA - GUA | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 8 - CESAR RANCHERIA - CES | INEXPLORADA |
| 9 - CORDILLERA ORIENTAL - COR | INEXPLORADA |
| CUENCAS IMPRODUCTIVAS | |
| 10 - SINU - SIN | INEXPLORADA |
| 10a- SINU- SINU - M | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 11 - LOS CAYOS - CAY | INEXPLORADA |
| 12 - URABA – URA | INEXPLORADA |
| 12a - URABA – URA - M | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 13 - CAGUAN VAUPES - CAG | INEXPLORADA |
| 14 - CAUCA PATIA - CAU | INEXPLORADA |
| 15 - CHOCO - CHO | INEXPLORADA |
| 15a - CHOCO – CHO - M | MODERADAMENTE EXPLORADA |
| 17 - PACIFICO - PAC (C & M) | INEXPLORADA |
| 18 - AMAZONAS - AMA | INEXPLORADA |

Como se muestra en el **Apéndice 1** y en la **Tabla 67**, no hay en Colombia cuencas exploratoriamente maduras. Solamente hay pequeñas áreas de las cuencas del Putumayo, Llanos, VSM, VIM, VMM, y esporádicamente en el mar Caribe, que presentan valores mayores de 0,55 de densidad, que es el nivel inferior considerado para la categoría Madura. Vale la pena llamar la atención de un área azul en la esquina nororiental de la cuenca Guajira marina que muestra el color azul de alta densidad y se recomienda revisar.

Las 7 primeras cuencas productoras y la porción marina de las cuencas del Sinú, Urabá, Chocó y Tumaco se clasifican como moderadamente exploradas. El resto de cuencas, 2 productoras y 7 inactivas se clasifican como inexploradas. En conclusión, las cuencas colombianas están en un nivel que varía de inexploradas a moderadamente exploradas.

Por lo tanto, las cuencas productivas necesitan aumentar considerablemente sus niveles de información geológica incluyendo mayor densidad de pozos exploratorios para alcanzar la madurez comparativa con cuencas homólogas en el resto del mundo. Para las cuencas inactivas se necesitan grandes esfuerzos a fin alcanzar niveles moderados de exploración.

Cálculo de los diferenciales

Una vez identificado y ponderado el impacto (**Tabla 51**) y determinadas las cuencas análogas se procedió a calcular el diferencial mínimo, promedio y máximo para cada una de las cuencas y para cada actividad – exploración, desarrollo y producción -. A continuación se presenta el detalle del análisis para cada uno de los factores que está consignado en el Apéndice 11:

- **Ambiental:** El análisis se basó en el Mapa de Ecosistemas (**Apéndice 4**) y el estudio de Costos Ambientales de la Actividad Petrolera (**Apéndice 2**). Para el mínimo se consideró que no existe ningún diferencial entre las cuencas inactivas y el análogo. En el promedio y el máximo se estimó que entre la parte continental de Urabá, Chocó, Tumaco y Pacífico, podrían existir algunas diferencias menores en el impacto de este factor sobre todo en el desarrollo.
- **Social y comunidades.** Para su análisis se empleó el Mapa de Comunidades (**Apéndice 3**). Dicho mapa muestra que las cuencas con mayor incidencia de grupos indígenas y negritudes son el Cauca, la región de la costa del Pacífico, Amazonas y Cesar Ranchería. Para el caso del Amazonas se usó como análogo de costos el Putumayo. Los mayores impactos están en desarrollo seguido por exploración y finalmente producción. Para los estimados promedio y máximo se incluyó además la parte Continental de Sinú y Urabá por cuanto podrían presentarse algunos impactos mínimos en exploración, desarrollo y producción.
- **Selva:** Se ajustó en la costa del Pacífico porque el análogo, VIM, no tiene porción selvática (**Apéndices 5 y 6**). Cesar Ranchería con respecto a su análogo, el VMM, tiene menos selva y por lo tanto se incluyó un valor negativo para el mínimo, promedio y máximo.
- **Selva pantanosa:** Con base en los mismos apéndices anteriores, se concluyó que los sectores continentales, especialmente del Chocó y en menor proporción del Tumaco tienen una mayor presencia de selva pantanosa.
- **Lluvias:** Se utilizó el Mapa de Distribución de Pluviosidad (**Apéndice 6**). Se aplicó un diferencial para los sectores continentales de Chocó, Tumaco y Pacífico que tienen mayor intensidad de lluvias que su análogo VIM. Para el Cesar Ranchería se aplicó un diferencial negativo por ser más seco con respecto al VMM.
- **Topografía:** El análisis se basó en el Mapa Fisiográfico (**Apéndice 7**). Se aplicó un diferencial en la cuenca del Pacífico por la Serranía del Baudó que no tiene ninguna carretera de acceso y es muy agreste. En el caso de Cesar Ranchería se aplicó un diferencial negativo por ser más plano que el análogo – VMM -.
- **Seguridad:** Aun cuando no se dispone de un mapa reciente del Ministerio de Defensa, el cual está pendiente de disponibilidad de consulta en la ANH, se

evaluó este factor con base en la información de conocimiento general y medios ya explicado arriba. Con esta información se calcularon diferenciales negativos para AMA por tener una menor intensidad de presencia subversiva y positiva para CAG, por tratarse una cuenca de alta incidencia de los grupos guerrilleros y de difícil acceso para las fuerzas armadas del estado comparado con sus análogos, PUT en ambos casos.

- **Marino plataforma y Talud:** A las áreas marinas de Chocó, Tumaco y Pacífico se les estimó un diferencial respecto a su análogo Caribe en razón a las mayores distancias respecto a las áreas de suministros.
- **Tipo de hidrocarburos:** Se aplicó un diferencial positivo para CAG por tener crudo pesado respecto a PUT. A CAU y AMA se aplicó un diferencial negativo por ser probablemente gas por lo que se encuentra comparado con el petróleo del VSM y PUT que son los análogos.
- **Infraestructura:** Se analizaron los siguientes factores:
 - **Redes eléctricas:** Se analizó con base en el Mapa del Sistema de Transmisión Nacional (**Apéndices 9**). Se calculó un diferencial negativo para las áreas continentales de Sinú, Urabá y Tumaco por tener acceso un poco mejor que el VIM que es el análogo. Para CAG, AMA y CES se calculó un diferencial positivo respecto a sus análogos PUT y VMM.
 - **Facilidades de producción:** Se tomó como referencia el Mapa de Ductos (Petróleo y Gas) que tiene también los campos. Se aplicó un diferencial positivo a las áreas continentales de Sinú, Urabá, Chocó y Tumaco por la ausencia de facilidades respecto a su análogo el VIM. También se aplicó un diferencial positivo a CAG, CAU, AMA CES por tener nulo o menor acceso a facilidades de producción.
 - **Vías:** Se tomó como referencia el Mapa de Vías (**Apéndice 10**). Se aplicó un diferencial positivo en las áreas continentales de Urabá, Chocó, Tumaco y Pacífico por tener una mínima infraestructura comparado con su análogo el VIM. También se aplicó un diferencial negativo a CAG por que tiene un poco mejor infraestructura que PUT.
- **Geoinformación:** Se usó como base la Matriz de Densidad de Geoinformación (Apéndice 1). Se les aplicó un diferencial positivo a Los Cayos, CAG, CAU, Áreas continentales de URA, CHO, TUM y PAC así como AMA y CES que tiene menores niveles de geoinformación que sus análogos.

Costo de transporte cuencas inactivas

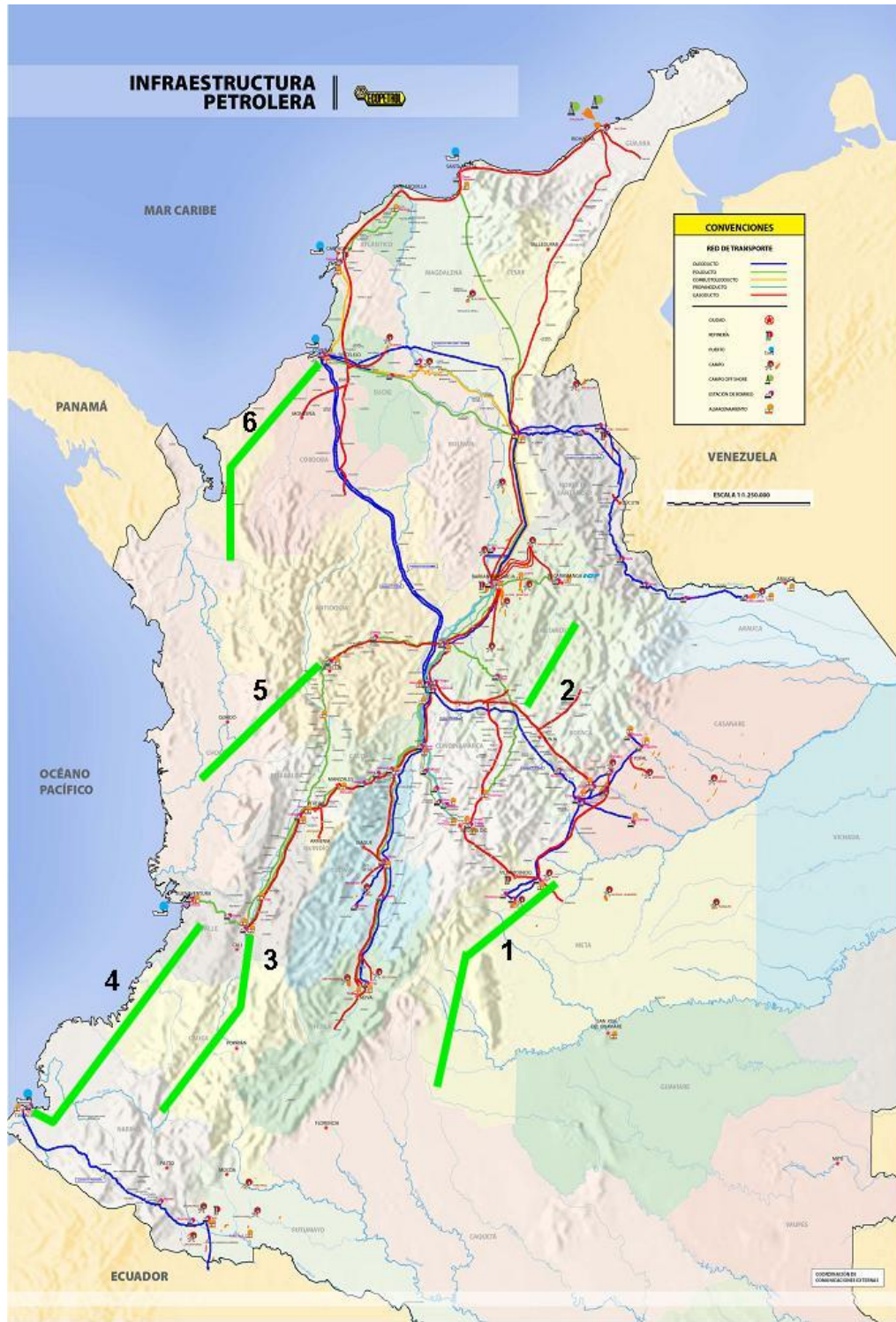
Para estimar estos costos se marcaron y midieron las distancias en el mapa de Ductos (**Figura 34**), correspondientes a los puntos mas distantes, intermedios y cercanos a Puerto o a Terminal de Oleoducto existentes. Con la distancia promedio calculada para cada cuenca inactiva, se calculo el costo aproximado de transporte por barril multiplicando la distancia por la tarifa de la resolución 180541 del 12 de Mayo del 2006 del Ministerio de Minas y Energía. Se incluyo la parte central de la cuenca Cordillera en la cual aun no se han encontrado hidrocarburos. Para el caso de las cuencas que tienen probabilidad de encontrar gas o gas condensado se aplico la tarifa mínima de Guajira. Los resultados de estos cálculos se muestran en la **Tabla 68**.

Tabla 68. Distancia De Las Cuencas Improductivas A Puerto

| Opciones FACTIBLES | CUENCA | TERMINAL OLEODUCTO | DISTANCIAS - Km | | | Tipo De HC | Costo transporte USD/BPe |
|-----------------------|----------------------|---------------------------------|--------------------|------------|------------|--|--------------------------------|
| | | | MAX | MIN | MED | | |
| | AMA | ORITO | 800 | 381 | 590 | Gas-Condensado | 2,37 |
| | AMA | Rio Amazonas | 300 | 10 | 155 | | |
| 1 | CAG | APIAY | 500 | 120 | 310 | Crudo Pesado y Extra Pesado | 3,85 |
| | CAG | ORITO | 602 | 276 | 440 | | |
| 2 | COR | Porvenir/Vasconia PL | 100 | 10 | 55 | Crudo Mediano y Pesado | 3,36 |
| | COR | R.BARRANCA | 175 | 40 | 110 | | |
| | CAU | TUMACO | 500 | 170 | 335 | | |
| 3 | CAU | CALI | 200 | 50 | 120 | Gas-Condensado | 2,37 |
| 4 | TUM | TUMACO | 300 | 120 | 200 | Gas-Condensado | 2,37 |
| | TUM | TUMACO | 290 | 10 | 150 | | |
| | CHO | COVENAS | 503 | 277 | 390 | | |
| 5 | CHO | MEDELLIN | 150 | 50 | 100 | Gas-Condensado | 2,37 |
| | CHO | TUMACO | 669 | 365 | 517 | | |
| | PAC | COVENAS | 500 | 350 | 425 | GAS | 2,37 |
| | PAC | TUMACO | 634 | 487 | 560 | GAS | 2,37 |
| | URA | COVENAS | 250 | 155 | 200 | | |
| 6 | URA- SINU | COVENAS | 250 | 10 | 200 | Crudo Liviano-Gas-Cond | 2,37 |
| | SIN | COVENAS | 190 | 10 | 100 | | |
| | CES | AYACUCHO | 245 | 80 | 160 | Gas-Condensado | 2,37 |
| | CAY | | | | | Gas-Condensado | 2,37 |

Posteriormente se seleccionaron las distancias más factibles, con base en la experiencia del consultor y el mapa de ductos detallado que se muestra en la **Figura 35**. Estas distancias servirán de base para realizar, en las Fases 2 y 3, los cálculos económicos correspondientes y estimar, en términos preliminares, la posibilidad de transportar los hidrocarburos que se lleguen a descubrir en estas cuencas.

Figura 35. Mapa Infraestructura Petrolera²¹



²¹ Fuente: ECOPETROL S.A.

X. CLASIFICACIÓN DE LAS CUENCAS SEGÚN SU COSTO.

Para esta clasificación, se elaboró una matriz que integra todos los factores analizados en los capítulos anteriores, con la cual todas las cuencas quedan enmarcadas en: **alto**, **moderado** y **bajo costo**. Las características y los factores analizados en los capítulos anteriores cubren todos los aspectos técnicos y económicos que permiten individualizar y clasificar cada cuenca en grupos, de acuerdo con sus costos, obligaciones de capital y tecnología requeridos por las actividades de exploración, desarrollo, producción y transporte de una manera económica, eficiente y exitosa.

Las Tablas anteriores se integraron en una matriz que mide la incidencia en porcentaje de los factores en cada una de las cuencas inactivas o con poca información - Apéndice 11. Esta matriz, junto con la de Complejidad Geológica, se aplicó a cada cuenca inactivas o con poca información, para obtener una estimación de los costos de hallazgo, desarrollo y producción – Tabla 7. Finalmente en el numeral 4.7 se integraron todos los resultados para clasificar las cuencas en las categorías de costo: alto, moderado y bajo.

Todos los factores y parámetros anteriores se integraron en una “Matriz de ponderación” cuyos valores se establecieron en reuniones técnicas de común acuerdo con la ANH y la experiencia internacional de ZIFF ENERGY GROUP en este tema. Como resultado se obtuvo una clasificación de las cuencas en función como sigue:

- **Cuencas con costo alto:** En esta categoría se clasificaron las cuencas que requieren tecnologías más costosas para realizar actividades de exploración, desarrollo y producción.
- **Cuenca con costo moderado:** Son cuencas con un conocimiento relativamente aceptable de todos los elementos de los sistemas petrolíferos que están presentes en la cuenca y que requieren un nivel de inversión moderado para reducir el riesgo exploratorio. Normalmente estas cuencas requieren un capital de inversión menor y pueden participar compañías de tamaño mediano.
- **Cuenca con bajo costo:** estas son cuencas que exigen un nivel de inversión de capital mas bajo ya que históricamente son cuencas maduras o intensamente exploradas, por lo que el nivel de conocimiento geológico permite realizar actividades de exploración con un nivel de certidumbre relativamente aceptable. También contienen un desarrollo de infraestructura mas avanzado y el acceso a vías de transporte es cercano.

Los valores que definen costo “alto”, “medio” y “bajo” se establecieron con base en comparaciones internacionales y los criterios definidos por la ANH.

AGRUPACIÓN DE CUENCAS POR NIVEL DE COSTO

A partir de la información compilada se calcularon los costos de hallazgo (FD), costos de desarrollo (DC), costos de producción (LC) y costos de transporte para cada una de las cuencas. Los resultados de FD y DC son puntuales por los pocos descubrimientos y menos desarrollos y no tienen continuidad y menos una tendencia en el quinquenio de análisis, 2002-2006. No todas las cuencas productivas tienen descubrimientos, y desarrollos representativos de las reservas descubiertas solo se presentaron en las cuencas COR y LLA, puesto que muchos de los desarrollos se encuentran dentro de áreas desarrolladas y su costo se incorpora al desarrollo del área. En las cuencas productivas se calculó el LC para todos los años y el costo de transporte para el año 2006.

No obstante, los costos consolidados a nivel país en el quinquenio si son representativos y comparables a nivel internacional, aun cuando para su normalización, se requiere de un período más largo, dados los pocos descubrimientos representativos. A nivel internacional, en países con mayor actividad exploratoria, se usa un promedio de tres años. Para Colombia, dado su nivel de exploración y frecuencia de hallazgos importantes, un periodo más razonable podría ser de 10 años.

Dada la situación descrita previamente, para poder hacer un comparativo entre cuencas, se definieron varios escenarios para completar la información de costos y tener la serie de datos completa.

Para colocar todas las cuencas en las mismas condiciones y diferenciarlas en cuanto a expectativas, se utilizó como criterio de comparación el potencial de hidrocarburos por descubrir -**Tabla 69**-. Como factor se usó la relación Potencial por descubrir en cada cuenca al Potencial total.

Tabla 69. Potencial de Hidrocarburos por descubrir

| POTENCIAL, MBPe | | |
|------------------------|--------------|----------------------|
| CUENCA | TOTAL | POR DESCUBRIR |
| LLA | 8800 | 4.976,7 |
| VMM | 8000 | 5.576,9 |
| GUA | 2800 | 1.891,7 |
| COR | 2600 | 2.484,2 |
| PUT | 1700 | 1.579,4 |
| CAT | 1700 | 1.231,5 |
| VIM | 1600 | 1.131,5 |
| VSM | 1400 | 641,6 |
| CES | 800 | 799,3 |
| SIN | 3000 | 3000 |
| CAY | 1000 | 1000 |
| URA | 800 | 800 |
| CAG | 500 | 500 |
| CHO | 500 | 500 |
| TUM | 500 | 500 |
| PAC | 500 | 500 |
| AMA | 400 | 400 |
| CAU | 400 | 400 |
| Dic-06 | 37000 | 27912,9 |

FUENTE: ECOPETROL S.A. -
CÁLCULOS ZEG

ESCENARIO No.1 - HISTÓRICO

Cuencas productivas con costos: en este escenario como costos, FC, DC, LC y Tarifa de Transporte, se usaron los costos promedio calculados para el quinquenio en las cuencas productivas en donde fue posible calcularlos.

Para las cuencas productivas sin alguno o varios de los costos: se usó el promedio del respectivo costo calculado para el país, ajustado por el factor de potencial por descubrir.

Cuencas inactivas: se determinaron los costos a partir de los costos de los análogos ajustados por los factores que impactan el costo, incluyendo el impacto marino.

Resultados: de los resultados obtenidos podemos concluir:

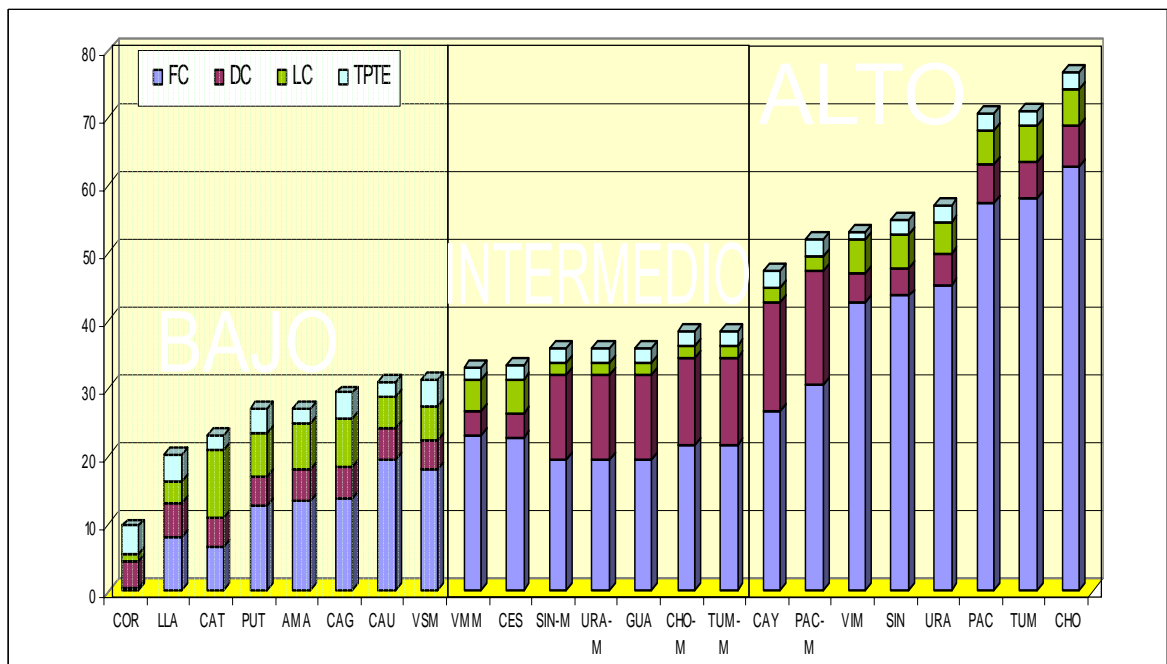
Efecto del análogo: Las cuencas que tienen como análogo el VIM se ven altamente perjudicadas con el dato puntual del costo de hallazgo que se pudo determinar y como tal no es representativo, estas cuencas serían la parte terrestre de PAC, TUM, URA,

CHO y SIN, que serían más costosas que la parte marina, que tienen como análogo la Guajira, cuyo costo de hallazgo se determinó como el promedio del país ajustado por el factor marino, que es mucho menor que el del VIM.

Efecto de la tarifa de transporte: algunas cuencas con buen potencial, tales como LLA y VSM, pierden competitividad a causa de la tarifa de transporte del crudo, toda vez que éste se calcula al puerto de embarque o a la refinería y las más lejanas a estos puntos de referencia se ven afectadas con esta realidad. Para las cuencas con potencial gasífero el transporte se calcula al centro de consumo más cercano, lo cual mejora su competitividad.

Efecto del resultado histórico: La cuenca cordillera se ve favorecida por el descubrimiento en el quinquenio de un campo grande (50>R>500 MBPe, según la clasificación de Ivanhoe), con relativa poca inversión.

Figura 36. Escenario 1 - Histórico



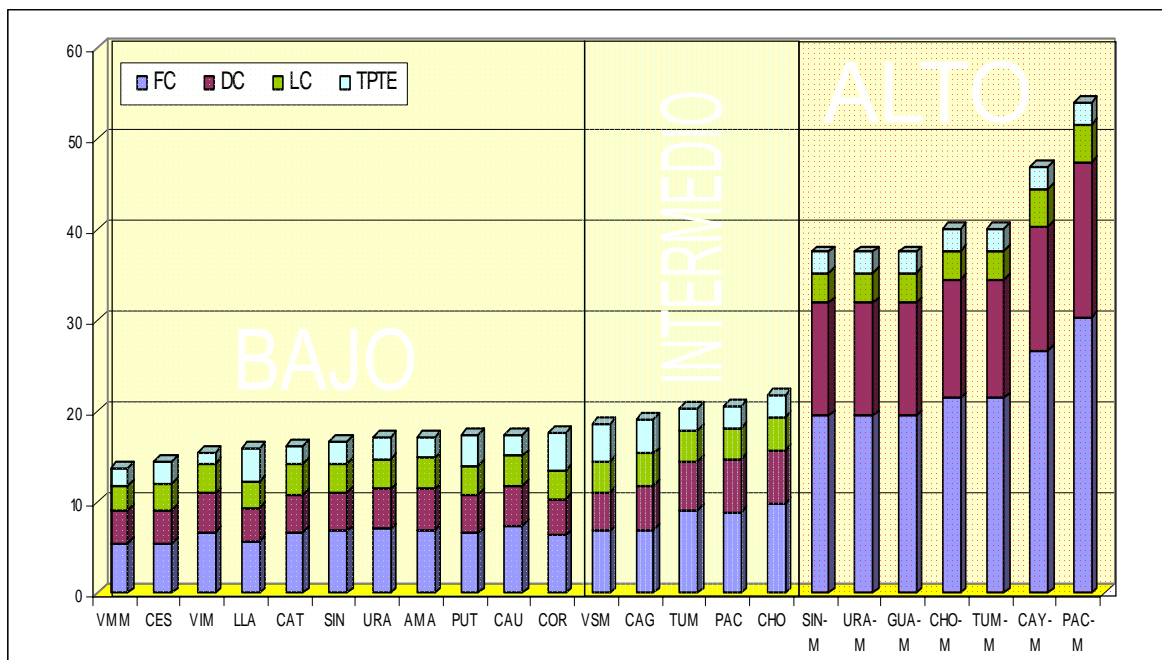
ESCENARIO No. 2 – NORMALIZADO PARCIAL

Cuencas Productivas: Para este escenario se utilizaron los costos promedios del quinquenio calculados para el país, FC, DC y LC ajustados por el factor de potencial por descubrir, como tarifa de transporte se usó la calculada para cada cuenca.

Cuencas inactivas: se determinaron sus costos a partir de los costos de los análogos ajustados por los factores que impactan el costo, incluyendo el impacto marino.

Resultados: de los resultados obtenidos podemos concluir:

Figura 37. Escenario 2 – Normalizado Parcial



Efecto del análogo: En este escenario se normaliza el efecto del costo histórico calculado para el análogo, al poner los costos en el mismo plano, los costos promedios calculados ara el país.

Efecto de la tarifa de transporte: El comentario es el mismo que para el escenario 1.

Efecto del resultado histórico: Se elimina el impacto del resultado histórico, que como ya se dijo, puede no ser representativo.

ESCENARIO No.3 – NORMALIZADO

Cuencas Productivas e inactivas: Para este escenario se utilizaron los costos promedios del quinquenio calculados para el país, FC, DC y LC ajustados por el factor de potencial de reservas por descubrir, como tarifa de transporte se usó la calculada para cada cuenca.

Cuencas con área marina:

Para las cuencas marinas se usaron los valores de La porción terrestre ajustada por el efecto marino plataforma y marino profundo en los casos de CAY y PAC que se encuentran en el talud.

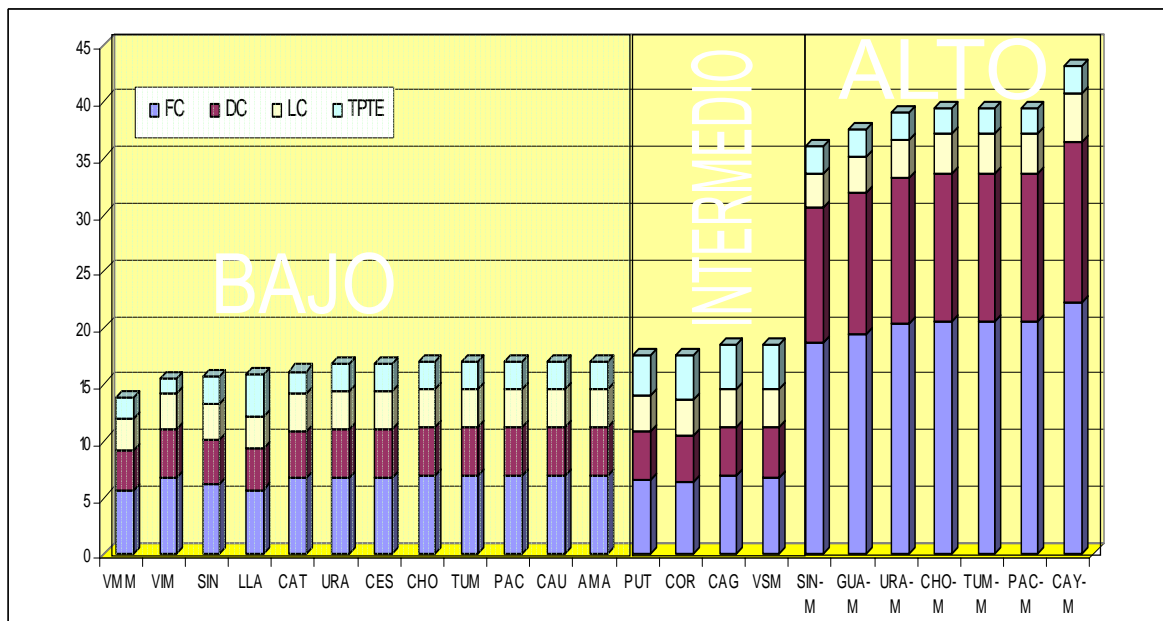
Resultados: de los resultados obtenidos podemos concluir:

Efecto del análogo: En este escenario se normaliza el efecto del costo histórico calculado para el análogo, al poner los costos en el mismo plano, los costos promedios calculados ara el país.

Efecto de la tarifa de transporte: El comentario es el mismo que para el escenario 1.

Efecto del resultado histórico: Se elimina el impacto del resultado histórico, que como ya se dijo, puede no ser representativo.

Figura 38. Escenario 3 - Normalizado



XI APENDICES