



**METODOLOGÍA TÉCNICA PARA IDENTIFICAR CAMPOS CON MAYOR  
POTENCIAL DE DESARROLLO DE NUEVOS RECURSOS EN COLOMBIA**

**MABEL GOMEZ PACHECO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2017**



**METODOLOGÍA TÉCNICA PARA IDENTIFICAR CAMPOS CON MAYOR  
POTENCIAL DE DESARROLLO DE NUEVOS RECURSOS EN COLOMBIA**

**MABEL GOMEZ PACHECO**

**Monografía presentada como requisito parcial para optar al título de:  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director**  
**EUGENIO ENRIQUE DIAZ TORRES**  
*Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas*

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2017**

## DEDICATORIA

*Dedico este trabajo de monografía a DIOS quien ha sido mi guía.*

*A mi padre Arturo Gómez, quien ha sido mi amigo, mi ejemplo y confidente.*

*A mi madre, la mujer que me dio la vida y me enseñó el valor de la humildad.*

*A mi esposo, quién es mi compañero de viaje, mi motor y polo a tierra.*

*A mi pequeño hijo, quien ha sido mi motivación y mi razón de ser.*

*Mabel Gómez Pacheco*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mi familia por el apoyo constante e incondicional en mi vida profesional y en especial a mi Esposo por su paciencia y amor.

A Repsol, empresa para la cual laboré durante la realización de este estudio.

A Eugenio Diaz Torres, Maestro y director de monografía por sus enseñanzas y observaciones.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	14
1. GENERALIDADES.....	16
1.1. ALCANCE.....	16
1.2. ANTECEDENTES Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	16
1.3. JUSTIFICACION .....	16
1.4. OBJETO .....	17
1.5. DEFINICIONES .....	17
1.6. SIGLAS.....	21
2. COLOMBIA <i>OVERVIEW</i> .....	23
2.1. PETROLEO Y OTROS HIDROCARBUROS LIQUIDOS. ....	24
2.1.1. Historia y Organización. ....	27
2.1.2. Exploración, producción y consumo.....	29
2.1.3. Exportaciones de petróleo.....	31
2.1.4. Oleoductos .....	31
2.1.5. Downstream .....	34
2.2. GAS NATURAL .....	34
2.2.1. Exploración y Producción .....	35
2.2.2. Gasoductos .....	37
2.2.3. Gasoducto de exportación.....	38

2.2.4. Coal-Bed Methane (CBM).....	39
3. ANALISIS TECNICO Y DESARROLLO DE LA METODOLOGIA .....	40
3.1. OPORTUNIDADES DE CRECIMIENTO EN COLOMBIA.....	41
3.1.1. Visión General del estado actual del sector hidrocarburifero .....	41
3.1.2. Análisis de 5 Fuerzas de Porter .....	44
3.1.3. Análisis FODA.....	46
3.2. METODOLOGIA PROPUESTA.....	48
3.3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA.....	53
4. ANALISIS DE AREAS INTEGRADAS.....	71
4.1. ANALISIS POLITICO Y DE SEGURIDAD .....	72
4.2. ANALISIS SOCIAL .....	76
4.2.1. Desigualdad .....	77
4.2.2. Consulta previa a comunidades .....	78
4.3. ANALISIS AMBIENTAL .....	79
4.3.1. Licenciamiento ambiental.....	80
4.3.2. Áreas protegidas .....	81
4.3.3. Compensaciones.....	82
5. CONCLUSIONES .....	84
BIBLIOGRAFÍA.....	86

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Histórico de Reservas de crudo remanente en Colombia.....	26
Figura 2. Participación en producción de crudo por cuenca .....	27
Figura 3. Histórico de producción de petróleo en Colombia .....	28
Figura 4. Producción y consumo de petróleo en Colombia (Miles de BOPD).....	30
Figura 5. Exportaciones de petróleo en Colombia .....	31
Figura 6. Infraestructura de Oleoductos.....	33
Figura 7. Producción y Reservas de Gas Natural en Colombia.....	35
Figura 8. Producción y consumo de Gas Natural seco en Colombia (Billones de pies cúbicos por año).....	36
Figura 9. Red de gasoductos .....	38
Figura 10. Esquema del desarrollo del estudio .....	40
Figura 11. 5 Porter Forces Analysis.....	45
Figura 12. Terminología del perfil de producción .....	53
Figura 13. Diagrama de flujo.....	54
Figura 14. ANH – Portal internet.....	57
Figura 15. Ministerio de Minas y Energía – Portal internet .....	57
Figura 16. ACP – Portal Internet.....	58
Figura 17. IHS – Portal Internet .....	59
Figura 18. Base de datos IHS .....	59
Figura 19. Estructura de datos por fuente.....	60
Figura 20. Base de datos integrada .....	61
Figura 21. Producción Crudo 2015 según el tipo de crudo. ....	63
Figura 22. Tipo de petróleo producido por cuenca.....	63
Figura 23. Factor de Recobro Vs densidad API.....	64
Figura 24. Factor de recobro para campos de crudo extra pesado .....	65
Figura 25. Factor de recobro para campos de crudo pesado .....	65
Figura 26. Factor de recobro para campos de crudo mediano .....	66

Figura 27. Estimación de volúmenes incrementales.....	68
Figura 28. Recursos potenciales por campo en Colombia - Factor de Recobro / Madurez.....	69
Figura 29. Recursos potenciales por campo en Colombia - Producción de Crudo / Relación producción Reservas .....	69
Figura 30. Recursos potenciales adicionales por campo en Colombia - MMBBL.	70



## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Evolución de las reservas de crudo en Colombia desde el año 2000 .....	25
Tabla 2. Análisis FODA – Oportunidades de crecimiento en Colombia.....	46
Tabla 3. Factor de Recobro Objetivo .....	51
Tabla 4. Resumen de actividades.....	55
Tabla 5. Esquema de tabulación - Información a recolectar .....	56
Tabla 6. Comportamiento del factor de recobro según el tipo de crudo.....	66
Tabla 7. Volumen adicional por tipo de crudo .....	67
Tabla 8. Análisis del panorama político colombiano .....	75
Tabla 9 Análisis del panorama social colombiano .....	79
Tabla 10. Análisis del panorama medioambiental colombiano .....	82

## RESUMEN

**TÍTULO:** METODOLOGÍA TÉCNICA PARA IDENTIFICAR CAMPOS CON MAYOR POTENCIAL DE DESARROLLO DE NUEVOS RECURSOS EN COLOMBIA\*

**AUTOR:** MABEL GOMEZ PACHECO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Metodología, potencial, desarrollo, reservas, hidrocarburos

### DESCRIPCION:

La industria de los hidrocarburos a nivel mundial enfrenta una de las crisis más duras de la historia reciente asociada principalmente a la incertidumbre generada por la disminución del precio del petróleo en los últimos años. En Colombia, dicha situación además de condicionar la inversión pública y privada, ha puesto contra la pared a todas las compañías que explotan hidrocarburos; obligándolas a reevaluar las actividades de manejo integral de campos y la implementación de facilidades económicamente rentables para la optimización de la producción, lo cual reflejaría en una posible reducción en el desarrollo de nuevos recursos derivados de nuevos descubrimientos.

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una metodología para la identificación de los campos de hidrocarburos en Colombia con mayor oportunidad de desarrollo de nuevas reservas y que a la vez permita reducir el riesgo y las inversiones asociadas al desarrollo de nuevos descubrimientos.

Para el desarrollo de este estudio se realizó el levantamiento de información disponible en las diferentes bases de datos de los entes públicos y privados sobre los campos productores de hidrocarburos en Colombia. Una vez recopilada la información mencionada, se realizó un estudio profundo cuyo resultado es el ranking de los campos y/o activos con mayor potencial de desarrollo en el país derivado un lado en un análisis macro de Colombia donde no solo se analizaron las condiciones técnicas sino también las estructuras políticas, económicas, sociales, legales y medioambientales.

---

\* Monografía de Especialización.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Eugenio Enrique Díaz Torres.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL METHODOLOGY TO IDENTIFY FIELDS WITH GREATER POTENTIAL FOR DEVELOPMENT OF NEW RESOURCES IN COLOMBIA\*

**AUTHOR:** MABEL GOMEZ PACHECO\*\*

**KEY WORDS:** Methodology, Potential, Development, Reserves, Hydrocarbons

### DESCRIPTION:

The global hydrocarbons industry is facing one of the harshest crises in recent history, associated mainly with the uncertainty generated by the decline in oil prices in recent years. In Colombia, this situation, besides conditioning public and private investment, has put all the companies that exploit hydrocarbons against the wall; Forcing them to re-evaluate the activities of comprehensive field management and the implementation of economically profitable facilities for optimizing production, which would reflect a possible reduction in the development of new resources derived from new discoveries.

The present work aims to develop a methodology for the identification of hydrocarbon fields in Colombia with greater opportunity to develop new reserves and at the same time reduce the risk and investments associated with the development of new discoveries.

For the development of this study was carried out the collection of information available in the different databases of public and private entities on the hydrocarbon producing fields in Colombia. Once the above information was collected, a deep study was carried out, which resulted in the ranking of the fields and / or assets with the greatest potential for development in the country, one side in a macro analysis of Colombia, where not only the technical conditions were analyzed, but Political, economic, social, legal and environmental structures.

---

\* Specialization Monograph

\*\* Physic-Chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Eugenio Enrique Diaz Torres B.Sc.

## INTRODUCCIÓN

La reducción en la actividad exploratoria a partir del segundo semestre del 2014, cuando inició la caída de los precios del petróleo, sumada a factores como la tardanza en los permisos ambientales, dificultades operativas y las revalorizaciones de los cálculos de algunas compañías, llevó a que el año pasado Colombia redujera, después de siete años al alza, sus reservas de petróleo.

En el 2014 Colombia bajó en 5,6 por ciento el saldo de sus recursos probados de crudo, quedando en 2.308 millones de barriles. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la razón de la baja se resume, en que mientras apenas se incorporaron 206 millones de barriles, su producción alcanzó los 361 millones de barriles. El mayor impacto estuvo en las nuevas incorporaciones (descubrimientos hechos), pues por esta vía solo se sumaron 14 millones de barriles, mientras por revaluación de campos llegaron 192 millones de barriles.

Al buscar la explicación a la reducción se encuentra que los planes de inversión en exploración y desarrollo que se pospusieron “tubaron reservas”, en adición a circunstancias operativas, revalorización de recursos por parte de las empresas y dificultades en el licenciamiento ambiental. Con ello, el cierre del 2014 llevó a que, por primera vez desde el 2008, el país no alcanzara a reponer por lo menos cada barril de los que extrajo, ya que el índice de reemplazo de reservas del mencionado año fue de 0,6. Es decir, por cada barril producido se sumó solo un poco más de medio barril.

Al contar ahora con una autosuficiencia para 6,4 años, Colombia, por su nivel de producción, que se mantiene alrededor del millón de barriles por día, y por su reducida incorporación de nuevos recursos por hallazgos y recobro mejorado, entre otros, sigue siendo el país de América Latina con el indicador más bajo de autosuficiencia. Como resultado, el gobierno ha diseñado una política de ayuda para la industria y confía en que las medidas derivadas de la misma; como las regalías variables para la producción adicional de los campos (recobro), el aplazamiento de los períodos de exploración y el traslado de zonas para la búsqueda dentro de un mismo bloque contribuyan a incrementar las reservas en los próximos años.

Con todo lo anteriormente expuesto y motivados por el momento coyuntural por el que está pasando la industria de los hidrocarburos, nace la idea de realizar un estudio donde se puedan aplicar los conceptos de Gerenciamiento de proyectos aprendidos durante la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos de la

Universidad Industrial de Santander, desarrollando una metodología para la identificación de los campos de hidrocarburos en Colombia con mayor oportunidad de desarrollo de nuevas reservas/recursos y que a la vez permita reducir el riesgo y las inversiones asociadas al desarrollo.

En el desarrollo de la monografía se tuvo en cuenta la situación actual del país, el entorno del mercado de los hidrocarburos y los factores técnicos, sociales, ambientales y económicos directamente relacionados con el desarrollo de nuevas oportunidades de crecimiento.

Finalmente, este informe documenta el ejercicio del Ranking de campos productores de hidrocarburos en Colombia. El ejercicio fue desarrollado siguiendo estos pasos:

- ✓ Revisión de las bases de datos y recopilación de la información referente a campos productores de hidrocarburos en Colombia.
- ✓ Validación de la información y unificación de todos los datos útiles para la evaluación en una sola base de datos.
- ✓ Preselección de un número limitado de campos.
- ✓ Clasificación de los campos en función del tipo de hidrocarburo producido, el volumen de reservas y su nivel de madurez de explotación basado en el número existente de pozos y producción.

Para la realización de este estudio se tomó como referencia el año 2015 considerando que en el caso de las reservas, el cierre de las mismas se hace al 31 de diciembre del año en vigencia, pero son reportadas oficialmente a los entes de control (ANH y MME) en el Informe de Recursos y Reservas en el mes de marzo del año siguiente a la vigencia.

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1. ALCANCE**

Este trabajo propone el desarrollo de una metodología que permita identificar los campos productores de hidrocarburos con mayor potencial de desarrollo de nuevas reservas/recursos en Colombia.

### **1.2. ANTECEDENTES Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Si bien es cierto que las actividades de exploración con la búsqueda de nuevos yacimientos son las que promueven el desarrollo y crecimiento de la industria petrolera, también es cierto que la misma requiere una alta inversión de capital que involucra un riesgo significativo asociado a la posibilidad de que el resultado de la búsqueda sea negativo. Con ello, es importante visualizar e identificar oportunidades de crecimiento en bloques que probaron la existencia de hidrocarburos y en campos que actualmente son productivos.

Existe un gran número de campos y yacimientos en producción en Colombia, con diferentes características y contratos. Es necesario desarrollar una metodología técnica que permita identificar los campos con mayor potencial de desarrollo de nuevos recursos/reservas.

### **1.3. JUSTIFICACION**

Las empresas petroleras en Colombia enfrentan una de las coyunturas más duras de la historia reciente. El sector petrolero está haciendo implosión y la caída acelerada en los precios del crudo durante los últimos años ha puesto contra la pared a todas las compañías que explotan hidrocarburos en Colombia; obligándolas a reevaluar las actividades de manejo integral de campos y la implementación de facilidades económicamente rentables para la optimización de la producción.

Adicionalmente, la incertidumbre generada por unos menores precios del petróleo a nivel mundial podría condicionar la producción colombiana futura, así como su inversión tanto privada como pública. Por ende, es previsible que en el corto plazo las empresas hagan cambios en sus estructuras, reduzcan gastos, y realicen

menos inversiones lo cual se reflejaría en una posible reducción en el desarrollo de nuevos recursos derivados de nuevos descubrimientos.

Teniendo en cuenta este panorama y resaltando que la inversión en exploración y búsqueda de nuevas oportunidades estará fuertemente afectada, vale la pena desarrollar una metodología que nos ayude a identificar oportunidades de crecimiento en yacimientos que probaron la existencia de hidrocarburos y en campos en producción que tienen potencial de crecimiento y cuya inversión para el desarrollo de los mismos, sería, al igual que el riesgo, significativamente menor.

#### **1.4. OBJETO**

Este análisis tiene como objeto, presentar las generalidades del proyecto “Metodología técnica para identificar campos con mayor potencial de desarrollo de nuevos recursos en Colombia”, en el cual se evaluará y diseñará una metodología que permita visualizar e identificar nuevas oportunidades técnicas de crecimiento basada en la selección de campos con mayor potencial de nuevas reservas/recursos en Colombia.

#### **1.5. DEFINICIONES**

Para entender el proceso de desarrollo de la metodología que permita identificar los campos con mayor potencial de nuevas reservas/recursos en Colombia, es importante entender los conceptos relacionados con las actividades asociadas a la ejecución de proyectos de desarrollo de campos productores y reservas.

A continuación, se relaciona una serie de conceptos que se usarán a lo largo de este trabajo:

- ✓ Barril: es la unidad de medida del volumen de Hidrocarburos Líquidos que equivale a cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, corregidos a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta).
- ✓ Campo: es la porción continua del área contratada en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos. El área de cada campo será la que defina el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con los decretos 3229 de 2003, 1572 de 2006 y 3274 de 2009, este último reglamentado por la Resolución 18-1495 de 2009 del Ministerio de Minas y

Energía, o con las normas que modifiquen o sustituyan a las anteriormente mencionadas.

- ✓ Descubrimiento: se entiende que existe un yacimiento descubierto de hidrocarburos convencionales cuando mediante perforación con taladro o con equipo asimilable se logra el hallazgo de la roca en la cual se encuentra hidrocarburos acumulados y mediante pruebas iniciales de fluidos se establece que se comporta como unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de fluidos.
- ✓ Factor de recobro: es la relación expresada en porcentaje que existe, entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento.
- ✓ Gas natural: mezcla natural de hidrocarburos en estado gaseoso a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta) compuesta por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos.
- ✓ Gravedad API: la gravedad API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Es una forma de expresar la densidad de un líquido en una escala de 0-100 para una fácil comparación.
- ✓ Hidrocarburos: compuestos orgánicos constituidos principalmente por la combinación natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.
- ✓ Hidrocarburos líquidos: hidrocarburos que en condiciones estándar de temperatura y presión (60 grados Fahrenheit y a una (1) atmósfera de presión absoluta) están en estado líquido en la cabeza del pozo o en el separador, así como los destilados y condensados que se extraen del gas.
- ✓ Hidrocarburos no convencionales: hidrocarburos presentes en el subsuelo en estado diferente a los hidrocarburos líquidos convencionales, incluyendo gas asociado, o al gas libre; o hidrocarburos que se encuentren en yacimientos no convencionales. Esta definición incluye hidrocarburos tales como crudos extra pesados, arenas bituminosas, gas en mantos de carbón, yacimientos en rocas de muy baja porosidad (*tight*) e hidratos de gas. Las definiciones técnicas para cada tipo de hidrocarburo no convencional serán las que adopte el Ministerio de Minas y Energía en las reglamentaciones técnicas que expida para regular las actividades de exploración y explotación correspondientes.

- ✓ Petróleo liviano: hidrocarburo líquido cuya gravedad oscila entre 30 y 40 °API
- ✓ Petróleo mediano: hidrocarburo líquido cuya gravedad oscila entre 22 y 29.9 °API
- ✓ Petróleo pesado: hidrocarburo líquido cuya gravedad oscila entre 10 y 21.9 °API
- ✓ Petróleo extrapesado: hidrocarburo líquido cuya gravedad e menor a 10 °API
- ✓ Producción: es la cantidad acumulativa de petróleo que ha sido recuperada en cierta fecha. Mientras todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de ventas, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y son necesarias para brindar soporte a los análisis de ingeniería basados en vaciamiento del reservorio
- ✓ Recursos: incluye todas las cantidades de petróleo de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todas las clases de petróleo que actualmente se consideran “convencional” o “no-convencional”.
- ✓ Reservas: las reservas de hidrocarburos son volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que pueden ser recuperados comercialmente de acumulaciones conocidas, y su estimación consiste en el análisis, revisión, actualización e interpretación de diversas fuentes de información técnica de los yacimientos en donde se encuentran almacenados, así como los aspectos económicos que influyen en su explotación.
- ✓ Reservas comprobadas: son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

- ✓ Reservas desarrolladas: son las cantidades esperadas a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes.
- ✓ Reservas desarrolladas en producción: son las que se espera recuperar de los intervalos de terminación que están abiertos y en producción en el momento de hacer la estimación.
- ✓ Reservas desarrolladas en no producción: son las reservas asociadas a los pozos que tienen producción pero que al momento de la estimación se encuentran cerrados.
- ✓ Reservas no desarrolladas: son las cantidades que se espera recuperar a través de inversiones futuras.
- ✓ Reservas probables: son aquellas reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indica que son menos probables a ser recuperadas comparadas a reservas comprobadas pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las reservas estimadas comprobadas más probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.
- ✓ Reservas posibles: son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugiere que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas comprobadas más probables más posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticas, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.
- ✓ Reservas 1P: es la suma de las reservas estimadas comprobadas, desarrolladas (en producción o no) y no desarrolladas.
- ✓ Reservas 2P: es la suma de las reservas estimadas comprobadas más las reservas probables.
- ✓ Reservas 3P: es la suma de las reservas comprobadas más las reservas Probables más las reservas posibles.

- ✓ RPR: es la relación que existe entre la producción de un yacimiento y sus reservas.
- ✓ Yacimiento de hidrocarburos: es toda roca en la que se encuentran acumulados hidrocarburos y que se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos de acuerdo con lo definido por el Ministerio de Minas en el Decreto 1895 de 1973, Decreto 3229 de 2003 y cualquier norma que los modifique.
- ✓ Yacimiento descubierto no desarrollado: es el yacimiento descubierto mediante perforación, devuelto al administrador del recurso por no comercialidad o por cualquier otro motivo, y que se encuentra bajo su jurisdicción.

## 1.6. SIGLAS

- ✓ ACIPET: Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos
- ✓ ACP: Asociación Colombiana del Petróleo
- ✓ ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- ✓ ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- ✓ API: *American Petroleum Institute.*
- ✓ BBL: Barriles.
- ✓ BFPD: Barriles de fluido por día.
- ✓ BOE: *Equivalent oil barrels*
- ✓ BOPD: Barriles de crudo por día.
- ✓ BPD: Barriles por día.
- ✓ BSW: *Basic Sediment Water.*
- ✓ BTU: *British thermal units*
- ✓ BWPD: Barriles de agua por día.
- ✓ CBM: *Coal-bed Methane*
- ✓ Ecogas: Empresa Colombiana de Gas.
- ✓ Ecopetrol: Empresa Colombiana de Petróleos.
- ✓ FR: Factor de Recobro "*Recovery Factor*"
- ✓ FODA: Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.
- ✓ IED: Inversión extranjera directa
- ✓ KBPD: Miles de barriles por día
- ✓ KM: Kilometros
- ✓ MMBOE: Millones de barriles de petróleo equivalente.
- ✓ MMBBL: Millones de barriles
- ✓ MMSCFD: Millones de pies cúbicos estándar por día.
- ✓ MMST: Millones de toneladas cortas
- ✓ NP: Petróleo producido acumulado a condiciones estándar.



- ✓ OCDE: Organización para la cooperación y el desarrollo económico.
- ✓ OCENSA: Oleoducto Central S.A.
- ✓ OGIP: *Original Gas In Place*
- ✓ OOIP: *Original Oil In Place*
- ✓ PND: Plan Nacional de Desarrollo
- ✓ RGP: Relación Gas Petróleo
- ✓ RPR: Relación Producción Reservas
- ✓ SINA: Sistema Nacional Ambiental
- ✓ TCF: Billones de pies cúbicos – Terapiés cúbicos
- ✓ TEA: *Technical Evaluation Agreement*
- ✓ TGI: Transportadora de Gas Internacional
- ✓ TOC: *Total Organic Carbon*
- ✓ UNAL: Universidad Nacional de Colombia
- ✓ VIM: Valle Inferior del Magdalena
- ✓ VMM: Valle Medio del Magdalena
- ✓ VSM: Valle Superior del Magdalena

## 2. COLOMBIA OVERVIEW

Con la implementación de una serie de reformas reglamentarias promulgadas en el año 2003 Colombia experimentó un dramático aumento en la producción de energía e hizo que el sector del petróleo y el gas natural se tornará más atractivo para la inversión extranjera.

En los últimos 10 años, las condiciones favorables de inversión hicieron que la producción de crudo de Colombia se duplicara, alcanzando 1 millón de barriles por día en el año 2013. Sin embargo, la caída en los precios globales del crudo desde mediados del año 2014 ha frenado el crecimiento de la producción afectando considerablemente la industria de los hidrocarburos reflejada en una desaceleración en la actividad de perforación y en el desarrollo de nuevas inversiones. Como resultado, la producción de petróleo de Colombia se ha estancado en una cifra cercana a 1 millón de BOPD en los últimos años y con tendencia a mantenerse estable en los próximos años.

Además, los frecuentes ataques a oleoductos y gasoductos por parte de grupos armados ilegales en Colombia han llevado a interrupciones continuas del suministro de hidrocarburos a refinería y puerto. Solo en el año 2015, los ataques generaron la suspensión de cerca de 41.000 BOPD de suministro.

Con este panorama, el crecimiento futuro en la producción de petróleo requerirá mayores exploraciones y descubrimientos para reponer y aumentar las reservas de Colombia, junto con mejoras en la seguridad de la infraestructura.

En términos energéticos, Colombia es el mayor productor de carbón de Sudamérica y el tercer productor de petróleo de la región después de Venezuela y Brasil y en el año 2015, Colombia fue el quinto mayor exportador mundial de carbón y también se ubicó como el quinto exportador de crudo en Estados Unidos.

Colombia consumió 1,539 billones de unidades térmicas británicas (BTU) de energía en 2014, según *BP Statistical Review of World Energy*<sup>1</sup>. El consumo de petróleo representó el 37% del consumo total, seguido por el hidroeléctrico (26%), el gas natural (25%), el carbón (11%) y otras energías renovables (<1%).

---

<sup>1</sup> *BP Statistical Review of World Energy 2015, accessed May 10, 2016.*

Aunque el país depende de la energía hidroeléctrica para la mayoría de sus necesidades de electricidad y utiliza muy poco carbón (la muestra es que para el año 2015 Colombia exportó 85% de los 94,3 millones de toneladas cortas (MMST) de carbón que produjo. en 2015)<sup>2</sup>; el consumo de gas natural ha crecido, aumentando en más del 60% en la última década.

## 2.1. PETROLEO Y OTROS HIDROCARBUROS LIQUIDOS

La producción de petróleo de Colombia aumentó rápidamente de 2007 a 2013 debido al aumento de la exploración y el desarrollo impulsados por las reformas regulatorias de 2003.

En Colombia, la exploración y producción de hidrocarburos enfrenta retos importantes como el de mantener unas reservas suficientes que permitan no solo el autoabastecimiento sino el respaldo a la economía nacional.

En el corto plazo se estima, que una porción significativa de la producción de petróleo proceda de campos maduros y en declinación, mientras se evalúan las nuevas cuencas petroleras a explorar cuya geología cada vez más compleja o se localizan en aguas profundas.

Con cierre a 31 de diciembre de 2015, las reservas de petróleo mostraron un total de 2.002 millones de barriles que equivalen a una disminución del 13,3% respecto al cierre del año 2014 lo que permite un RPR de 5,5 años a la tasa de producción del mismo 2015.

La tabla 1 muestra la evolución de las reservas probadas de petróleo de los últimos quince años, la cual sigue una trayectoria descendente en el periodo 2000-2007 con un volumen total de 1.972 millones de barriles de petróleo que desciende hasta 1.358 millones de barriles en 2007 y una tasa de crecimiento negativa de 5,1% en promedio por año. Luego se inicia un período de crecimiento continuo que permitió no solamente reponer los volúmenes producidos año a año, sino que el total se amplió y al finalizar 2013, las reservas probadas ascendían a 2.445 millones de barriles de petróleo, producto de nuevos descubrimientos, reclasificaciones y revisiones, con el mayor aumento del nuevo milenio.

---

<sup>2</sup> *International Trade Centre, Accessed May 12, 2016*

Tabla 1. Evolución de las reservas de crudo en Colombia desde el año 2000

Año	Reservas Remanentes Crudo (MBBL)	Relación Reservas / Producción Crudo (Años)	Variación respecto al año anterior (%)
2000	1.972	7,9	-13,9%
2001	1.842	8,4	-6,6%
2002	1.632	7,7	-11,4%
2003	1.542	7,8	-5,5%
2004	1.478	7,7	-4,2%
2005	1.453	7,6	-1,7%
2006	1.510	7,8	3,9%
2007	1.358	7,0	-10,0%
2008	1.668	7,8	22,8%
2009	1.988	8,1	19,2%
2010	2.058	7,2	3,5%
2011	2.259	6,8	9,8%
2012	2.377	6,9	5,2%
2013	2.445	6,6	2,9%
2014	2.308	6,4	-5,6%
2015	2.002	5,5	-13,3%

Fuente: Tomado y modificado de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Sistema integrado de reservas” y “Estadísticas de Producción”. Bogotá, 2016.

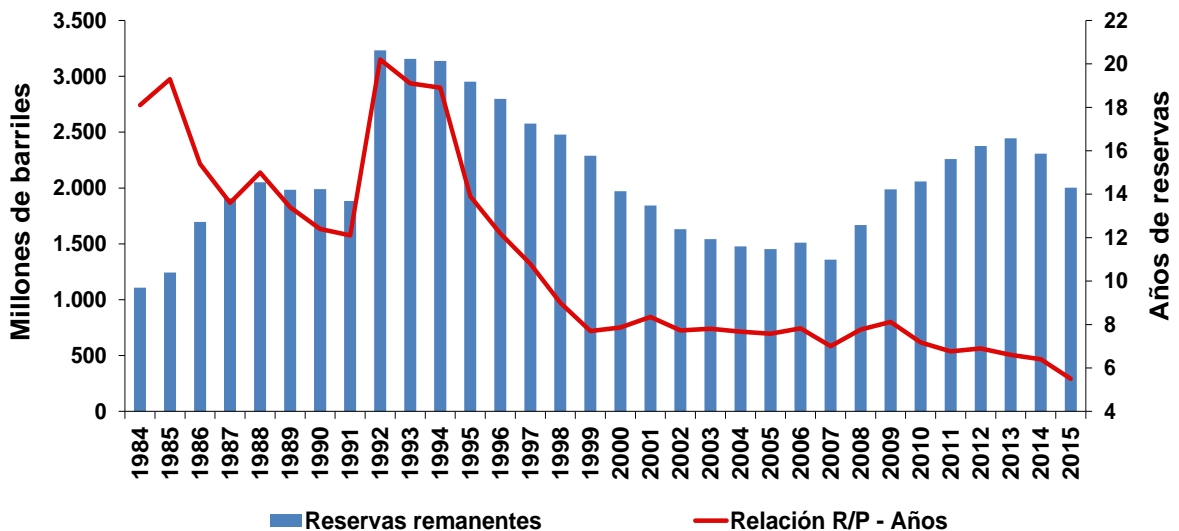
Según la Revista Oil & Gas, Colombia tenía 2.300 millones de barriles de reservas de crudo probadas a principios de 2015, un 5,6% menos que el año anterior.

Colombia tiene menos reservas de petróleo probadas que Argentina y Ecuador, a pesar de que produce más petróleo que ninguno de los dos países; y aunque la exploración continúa y algunos descubrimientos han sido anunciados, se estima que las reservas actuales sólo durarán cerca de seis años más (Figura 1).

En Colombia gran parte de la producción de petróleo crudo se produce en las estribaciones de los Andes y en las selvas cercanas a la Amazonia.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, Mapa de Tierras, Diciembre 29, 2014

Figura 1. Histórico de Reservas de crudo remanente en Colombia



Fuente: Tomado y modificado de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Sistema integrado de reservas” y “Estadísticas de Producción”. Bogotá, 2016.

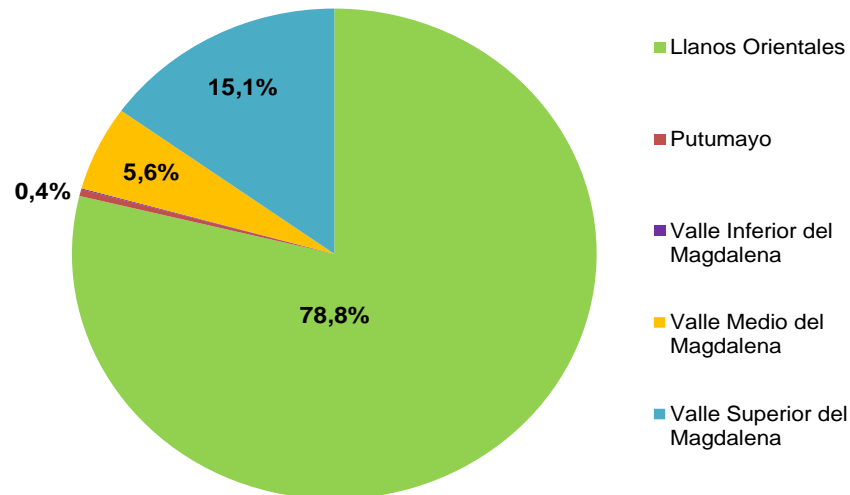
El Departamento de Meta, en el centro de Colombia, es también una importante área de producción, predominantemente de crudo pesado. Allí se encuentra La cuenca del Llanos Orientales a la cual pertenece el campo Caño Limón el cual es considerado el descubrimiento más grande del país con reservas iniciales alrededor de 1.900 millones de barriles (solo al norte de la cuenca) y el campo Rubiales, descubierto en el año 1981 y actualmente el campo petrolífero más grande que produce en el país.<sup>4</sup>

Con el descubrimiento del campo Caño Limón, se consolidó la cuenca de los llanos orientales como la cuenca más importante y emblemática de Colombia cuya historia se inició en 1944 con la perforación, por parte de la compañía Shell, del pozo San Martín-1, el cual produjo petróleo pesado. A La Cuenca de los Llanos Orientales también pertenecen los descubrimientos más importantes del país, el campos Castilla y Chichimene descubiertos por Chevron a finales de los años sesenta y principio de los setenta, el Campo Apiay descubierto en los años ochenta y los campos de Cusiana y Cupiagua en el Piedemonte, a comienzos de los años noventa. Desde esa fecha hasta hoy, han sido perforados más de 300

<sup>4</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, Producción fiscalizada de crudo 2015

pozos exploratorios y es la cuenca que posee mayor participación en la producción de petróleo del país (Figura 2)

Figura 2. Participación en producción de crudo por cuenca



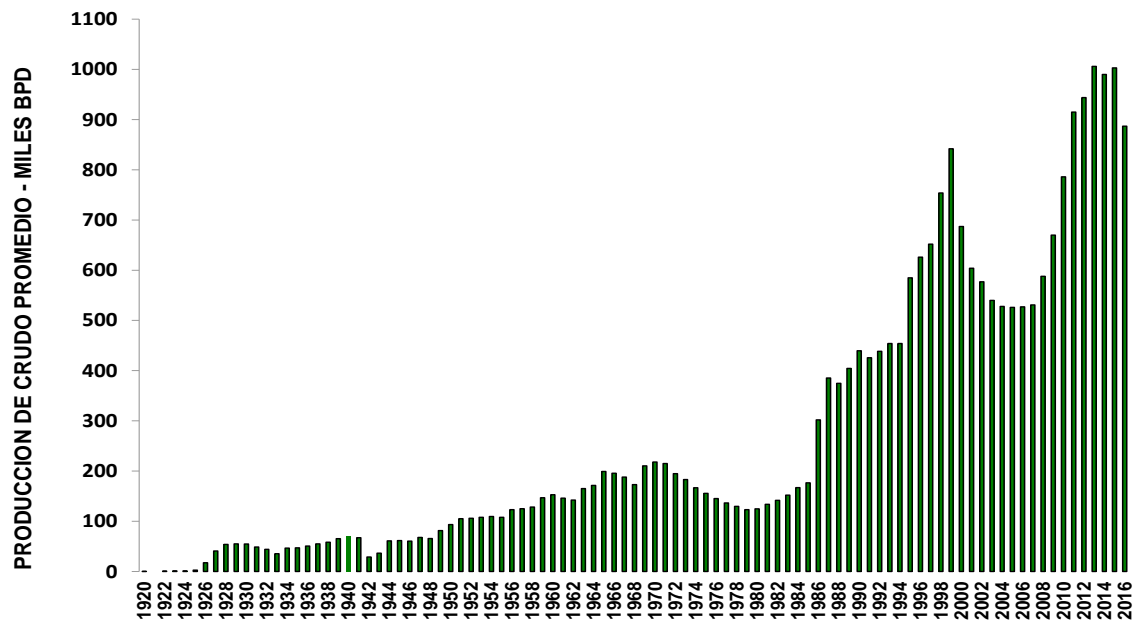
Fuente: Tomado y modificado de la Asociación Colombiana del Petróleo “Informe estadístico petrolero (IEP) y de taladros”. Bogotá, 2016.

**2.1.1. Historia y Organización.** La historia del petróleo en Colombia inicia en el año 1537, época en la que Gonzalo Jiménez de Quesada y sus hombres, mientras recorrían el Valle de Magdalena en las cercanías de lo que ahora es Barrancabermeja, vieron “un pozo hirviendo” del cual emanaba un líquido negro viscoso. Aunque este tipo de fuentes, conocidas como rezumaderos, se podían encontrar en diferentes zonas del país indicando la presencia de hidrocarburos en el subsuelo, solo en 1905, casi 400 años después, con las concesiones De Mares y Barco comenzó la exploración y explotación de petróleo, el periodo moderno en la historia petrolera de Colombia. De Mares inició con estudios geológicos en 1915, perforación en 1916 y tuvo su primer indicio de producción en 1918 (Figura 3).

En 1951 el gobierno colombiano creó la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), quien por más de 50 años administró la exploración y producción, y controló el desarrollo de todos los recursos de hidrocarburos en el país. Sin embargo, como resultado de la disminución de las reservas y la producción, el gobierno colombiano decidió que era necesario aplicar cambios a las políticas que

controlaban la industria de los hidrocarburos, y en el año 2003, el presidente de turno (Álvaro Uribe Vélez) promulgó reformas del sector energético convirtiendo a Ecopetrol en una sociedad pública, liberándose de las funciones de administrador del recurso petrolero, y transfiriendo la responsabilidad administrativa y reguladora de los recursos de hidrocarburos del país de Ecopetrol a una nueva agencia reguladora constituida para tal fin, la Agencia Nacional de Hidrocarburos.<sup>5</sup> Luego, en el año 2012, una reestructuración adicional consolidó la responsabilidad de la planificación y supervisión del *upstream* y *downstream* en el Ministerio de Minas y Energía.

Figura 3. Histórico de producción de petróleo en Colombia



Fuente: Tomado y modificado de Ecopetrol y Ministerio de Minas y Energía. “Exploración y Explotación de hidrocarburos”. Bogotá, 2016.

El gobierno colombiano ha tomado medidas para hacer que el clima de inversión sea más atractivo para las compañías petroleras extranjeras. Iniciativas del sector de *upstream* dan a las petroleras extranjeras el derecho de poseer 100% de

<sup>5</sup> Ministerio de Minas and Energía, Decreto Numero 1760 de 26 Junio de 2003

participación en las empresas petroleras y competir con Ecopetrol.<sup>6</sup> Adicionalmente, el gobierno ha vendido acciones de Ecopetrol a inversionistas privados, reduciendo su propiedad a aproximadamente el 90%.

Según el Banco de la Republica, el sector petrolero recibió US \$ 4.800 millones en inversión extranjera directa en 2014, representando el 30% del total de IED en Colombia.<sup>7</sup>

En agosto de 2014, ANH concluyó una ronda de licitación de 90 bloques de exploración que incluyeron áreas en tierra y en alta mar. Alrededor del 20% de los bloques disponibles se cree que contienen *shale* o gas de metano de carbón, pero sólo uno de esos bloques recibió una oferta. Se adjudicaron 15 bloques a 15 empresas.<sup>8</sup>

**2.1.2. Exploración, producción y consumo.** Colombia produjo en promedio un (1) millón de barriles de petróleo por día en el año 2015 (incluyendo petróleo crudo, condensado, líquidos de plantas de gas natural, otros líquidos y ganancias de procesamiento de refinería).

La producción de petróleo de Colombia aumentó un promedio anual del 11% de 2008 a 2013, pero el crecimiento se ha desacelerado en los últimos años y la producción se mantuvo relativamente estable después de 2013 (Figura 4). Colombia consumió 293.000 BOPD en 2015, permitiendo al país exportar la mayor parte de su producción de petróleo.

Antes del año 2008, la producción de petróleo en Colombia había permanecido estable durante algunos años, luego de un período de declive constante que comenzó en 1999 (cuando la producción alcanzó un máximo de 830.000 BOPD) causada por declinación natural de los campos productores existentes y la falta de nuevos descubrimientos. Sin embargo, los cambios en el marco regulatorio

---

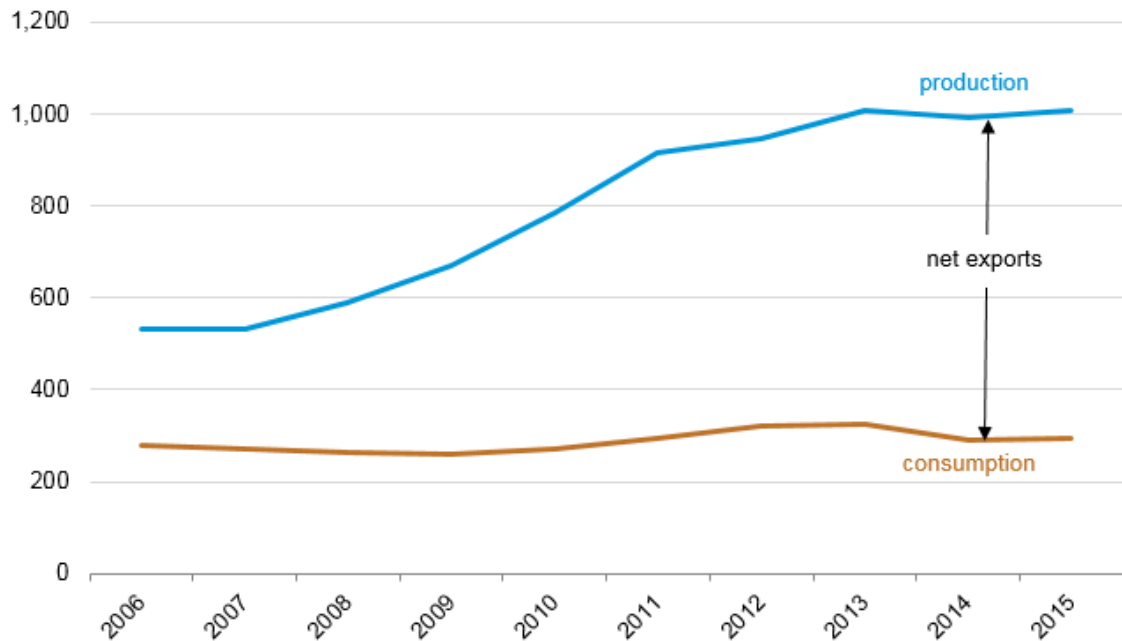
<sup>6</sup> Viscidi, Lisa, *Colombia's Energy Renaissance, Americas Society and Council of the Americas, December 2010*

<sup>7</sup> *Colombia Reports, Accessed April 3, 2015*

<sup>8</sup> Deloitte, *Colombia 2014 Licensing Round preliminary results and second call for offers, August 2014*

llevaron a más inversiones por parte de las compañías petroleras internacionales y como resultado de estas inversiones, Colombia experimentó un rápido crecimiento en la producción de petróleo entre los años 2008 y 2013; y el mejor ejemplo es el mayor yacimiento petrolífero de Colombia, el campo de petróleo pesado Rubiales, cuyos bajos niveles de producción comenzaron a finales de los años ochenta, pero el aumento de las inversiones y la finalización de un nuevo oleoducto permitieron que las tasas de producción aumentaran de 96.000 BOPD en el año 2009 a 212.000 BOPD en agosto de 2013.<sup>9</sup>

Figura 4. Producción y consumo de petróleo en Colombia (Miles de BOPD)



Fuente: Tomado de U.S. Energy Information Administration. "Country Analysis Brief Colombia" Bogotá, 2016.

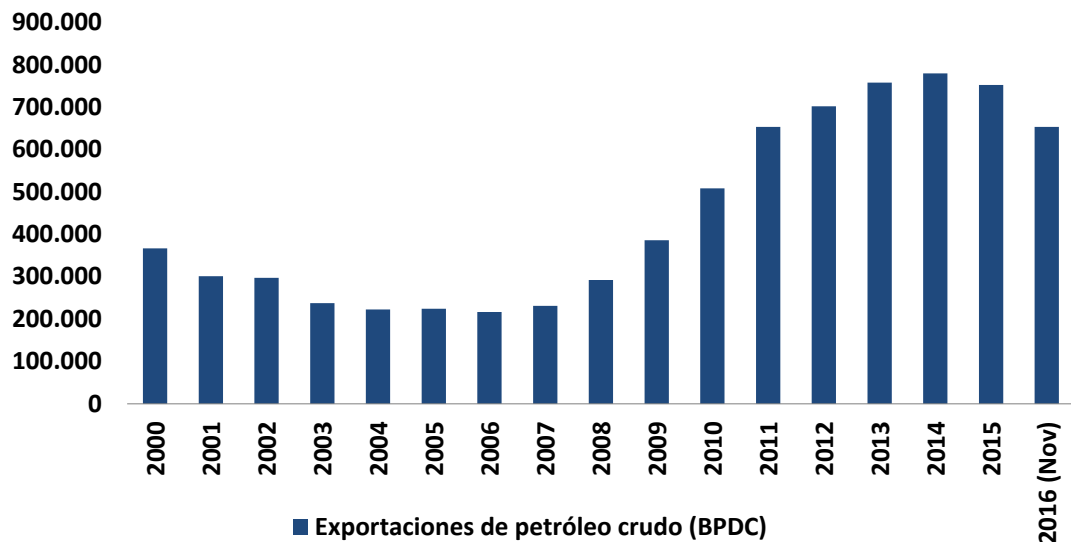
No obstante, el aumento de los ataques de los grupos armados al margen de la ley contra las infraestructuras petroleras y el menor precio mundial del petróleo llevaron a una estabilización de la producción en los años 2014 y 2015; debido a

<sup>9</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, Producción fiscalizada de crudo 2013.

que las empresas productoras se han centrado en optimizar la producción existente para mantener los niveles actuales en lugar de explorar nuevas reservas de petróleo.

2.1.3. **Exportaciones de petróleo.** En el año 2015 Estados Unidos fue el principal destino de exportación de petróleo de Colombia, seguido por Panamá. En ese año, Colombia exportó 370.000 BPD de crudo solo a Estados Unidos lo que corresponde a casi el 50% del volumen total de las exportaciones de crudo (Figura 5).

Figura 5. Exportaciones de petróleo en Colombia



Fuente: Tomado y modificado del Banco de la República. “Balanza de pagos de Colombia”. Exportaciones de crudo (MBD), DANE. Colombia, exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados, ferroníquel y no tradicionales. Noviembre 2016.

Como información adicional, China expresó su interés en financiar nuevos proyectos de infraestructura en Colombia para transportar petróleo a la costa del Pacífico para su exportación.

2.1.4. **Oleoductos.** Colombia cuenta con siete grandes oleoductos, cinco de los cuales conectan los campos de producción con el terminal de exportación del Caribe en Coveñas (Figura 6).

El oleoducto Caño Limón construido en el año 1985 conecta el Campo Caño Limón con el Terminal Coveñas en la Costa Caribe. Con 771 kilómetros de longitud, el oleoducto es el segundo más largo del país con diámetros de 18", 20" y 24 y una capacidad de bombeo de 220.000 BOPD de petróleo crudo de 30°API en promedio. Su operación se mantuvo compartida entre Ecopetrol y Occidental hasta marzo de 2011, cuando las dos empresas llegaron a un acuerdo que le concedió a Ecopetrol el 100% del control del oleoducto.

El oleoducto Central S.A. (también conocido como Ocesa) de 837 KM de longitud tiene capacidad para transportar 590.000 Barriles diarios de petróleo con densidad entre 35° y 40°API, desde el área de Cusiana / Cupiagua hasta el terminal de Coveñas.

El Oleoducto del Alto Magdalena (también conocido como OAM) tiene 400 KM de longitud y transporta petróleo crudo del Valle del Magdalena de los campos Dina, Palagua en el suroeste de Colombia a Vasconia en el centro del país. Su capacidad aproximada es de 110.000 BPD de petróleo de 30°API en promedio. Una extensión alimenta petróleo crudo al Terminal Coveñas.

El Oleoducto de Colombia (también conocido como ODC) sale de la Estación Vasconia localizada en el municipio de Puerto Boyacá (Boyacá) hasta la Terminal Coveñas. Es alimentado por las tuberías provenientes de los Llanos Orientales y del Valle Superior del río Magdalena, respectivamente. El Oleoducto tiene 438 Kilómetros de longitud en tubería de 24" de diámetro y Transporta un aproximado de 210.000 BOPD.

Junto con el Oleoducto de Colombia, el Oleoducto Alto Magdalena es uno de los oleoductos de menor capacidad en Colombia, y fueron vendidos a Perenco por Petrobras en el año 2013.<sup>10</sup>

El Oleoducto Llanos Orientales (también conocido como ODL) entró en servicio a finales de 2009, vinculando el Campo Rubiales al oleoducto de Ocesa, con una capacidad de 340.000 BOPD.<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> *Darby Private Equity, Darby closes \$385 million acquisition of a stake in Ocesa, Colombia's largest oil pipeline, Darby Private Equity Press Release, April 1, 2014; Reuters, Petrobras sells Colombian pipelines, blocks to Perenco for \$380 mln, September 13, 2013*

<sup>11</sup> *Pacific Rubiales Energy, Information for Media, March 14, 2012*

El Oleoducto Trasandino (también conocido como OTA) con 305,4 kilómetros de línea terrestre y 6,9 kilómetros de línea submarina, tiene una capacidad de bombeo de 85.000 BOPD y permite que el crudo producido en el departamento del Putumayo y Nariño, sea transportarlo en medio de la selva hasta el puerto de Tumaco, en el Pacífico colombiano.

Figura 6. Infraestructura de Oleoductos



Fuente: Tomado de Castañeda, Alvaro. "Infraestructura de Transporte". Ecopetrol, 2015

En noviembre de 2010, Ecopetrol anunció que se asociaría con un consorcio internacional para desarrollar el Oleoducto Bicentenario.<sup>20</sup><sup>12</sup> Este proyecto de \$ 4.2 mil millones tendrá una capacidad máxima de 450.000 BPD. La primera fase (110.000 BPD) comenzó a operar a finales de 2013, transportando hidrocarburos de Araguaney a la estación Banadía, donde se conecta al Oleoducto Cano Limón.

<sup>12</sup> Vélez, Patricia y Marco Aquino, Colombiana Ecopetrol definiría esta semana socio para oleoducto, Reuters, Noviembre 10, 2010

El Oleoducto Bicentenario eventualmente conectará con la terminal de exportación en Coveñas; sin embargo, la segunda y tercera fases del proyecto están actualmente suspendidas.<sup>13</sup>

**2.1.5. Downstream.** Según la Revista Oil & Gas, a finales de 2015, Colombia tenía 290.850 BOPD de capacidad de refinación de petróleo crudo en cinco refinерías, todas ellas propiedad de Ecopetrol.<sup>14</sup> Las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena poseen la mayor parte de la capacidad de destilación de crudo del país con 205.000 BPD y 80.000 BPD respectivamente.

Sin embargo, aunque Colombia es un exportador neto de petróleo, debe importar algunos productos refinados, especialmente el diesel. Como resultado, Ecopetrol ha iniciado esfuerzos para expandir la capacidad de refinación en el país. La expansión de la refinерía de Cartagena, cuya finalización está prevista para 2016, duplicará su capacidad actual a 165.000 BPD.<sup>15</sup> Ecopetrol también está ampliando la refinерía de Barrancabermeja, lo que aumentará la capacidad a 300.000 BPD y mejorará la capacidad de la refinерía para procesar aceites crudos más pesados. Se espera que la expansión, actualmente en construcción, esté terminada en 2018.

## 2.2. GAS NATURAL

Colombia es autosuficiente en el suministro de gas natural y recientemente comenzó a exportar Venezuela.

Colombia tenía reservas probadas de gas natural de casi 4,4 billones de pies cúbicos (TCF) a finales de 2015 (5,4 Terapiés cúbicos de reservas totales).<sup>16</sup> La mayor parte de las reservas de gas natural de Colombia se encuentran en la

---

<sup>13</sup> Delgado, Diana, *Colombia's Bicentenario pipeline to startup in late 2015*, Argus Media, April 24, 2013; BN Americas.

<sup>14</sup> *Oil & Gas Journal, 2015 Worldwide Refining Survey, January 1, 2016*

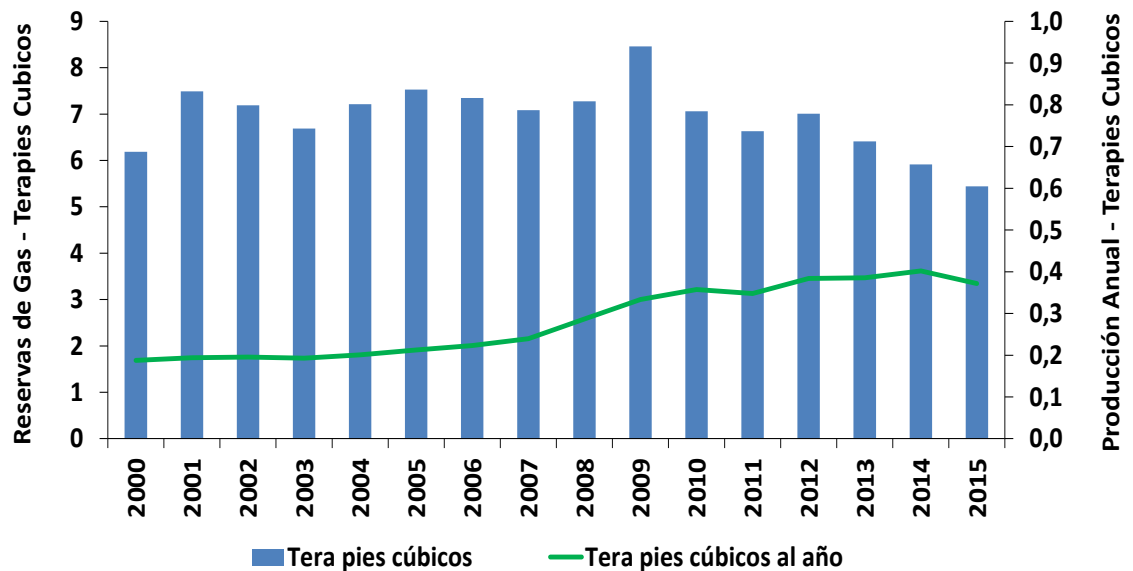
<sup>15</sup> *Oil & Gas Journal, Ecopetrol advances Cartagena refinery expansion, October 27, 2015*

<sup>16</sup> ACP, Informe Estadístico Petrolero (IEP) y de Taladros, Diciembre 2016

cuenca de los Llanos, aunque la cuenca de la Guajira representa la mayor parte de la producción actual.

La producción de gas natural, al igual que la producción de petróleo, ha aumentado en los últimos años debido al aumento de la inversión internacional en exploración y desarrollo (Figura 7).

Figura 7. Producción y Reservas de Gas Natural en Colombia

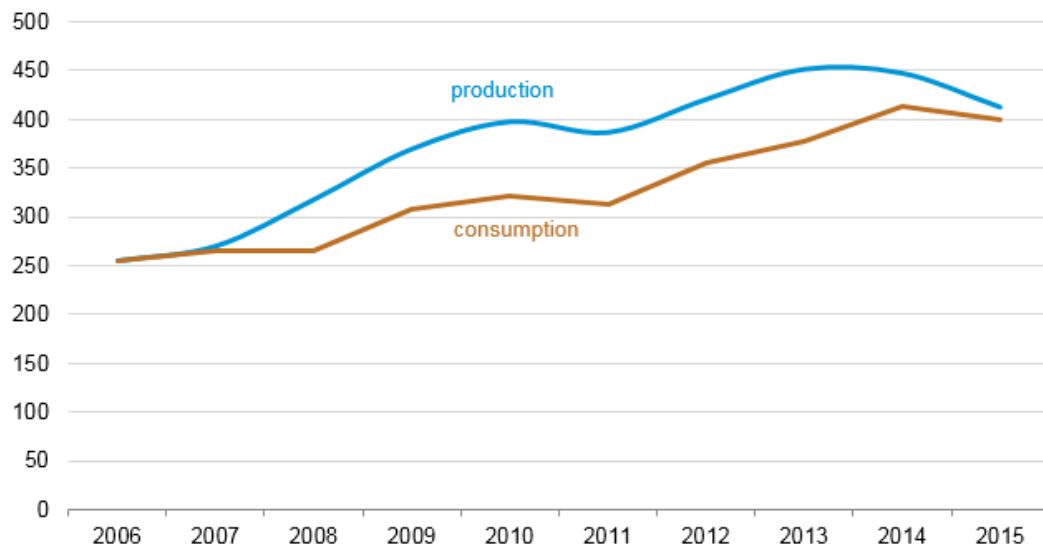


Fuente: Tomado y modificado de la Asociación Colombiana del Petróleo “Informe estadístico petrolero (IEP) y de taladros”. Bogotá, 2016.

**2.2.1. Exploración y Producción.** De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, Colombia produjo 413 mil millones de pies cúbicos de gas natural seco en 2015, mientras que las estimaciones preliminares muestran que el país consumió cerca de 400 Billones de pies cúbicos (Figura 8).

De la producción total de gas natural bruto del país, aproximadamente la mitad fue reinyectada para ayudar en la recuperación mejorada del petróleo. En 2007, la producción de gas natural comenzó a superar el consumo, lo que permitió las exportaciones.

Figura 8. Producción y consumo de Gas Natural seco en Colombia (Billones de pies cúbicos por año)



Fuente: Tomado de U.S. Energy Information Administration. “Country Analysis Brief Colombia” Bogotá, 2016.

Ecopetrol, Equion Energía (una sociedad entre Ecopetrol y Repsol) y Chevron, son las tres compañías que representan la mayor parte de la producción de gas natural en Colombia.<sup>17</sup>

Ecopetrol opera los campos de Cupiagua y Cupiagua Sur en la gran cuenca de Llanos, en el este de Colombia. Equion Energía, formada después de que Ecopetrol y Talisman Energy adquirieran los activos colombianos de BP en 2010, opera los campos Cusiana, Cusiana Norte y Cupiagua Liria, también en la Cuenca Llanos.<sup>18</sup> Chevron, en asociación con Ecopetrol, opera el campo *offshore Caribbean* Chuchupa en la cuenca Guajira, el mayor campo de gas natural no

<sup>17</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, Producción fiscalizada-gravable de gas 2014

<sup>18</sup> PRNewswire, *Ecopetrol and Talisman Energy Finalize the Purchase of BP in Colombia and Announce Change of Company Name*, January 24, 2011

asociado del país.<sup>19</sup> La empresa también opera los campos *onshore* cercanos, Ballena y Riohacha.

Las políticas encaminadas a aumentar el consumo y las exportaciones nacionales de gas natural, junto con el aumento de la demanda del sector eléctrico como consecuencia de la escasez hidroeléctrica relacionada con el clima, han hecho de la expansión de la producción de gas natural una prioridad para el gobierno. Por ello, el gobierno colombiano publicó un decreto en marzo de 2011 en el que se esbozaba un plan para aumentar la producción nacional de gas natural, incluida la producción de campos de *shale* o de gas metano de carbón.

**2.2.2. Gasoductos.** Transportadora de Gas Internacional (TGI), filial del Grupo Energía de Bogotá, es el mayor operador de gasoductos de Colombia, con una red de aproximadamente 5.000 kilómetros. TGI se formó luego de que el Grupo Energía de Bogotá adquiriera en 2006 la estatal Empresa Colombiana de Gas (Ecogás).<sup>20</sup>

Colombia cuenta con tres gasoductos principales que transportan gas natural. El Gasoducto La Ballena - Barrancabermeja, con una capacidad de 260 MMSCFD, que une el campo Ballena de Chevron en la costa noreste con Barrancabermeja, en el centro de Colombia, el Gasoducto Barrancabermeja- Nevia - Bogotá, que conecta la capital colombiana con la red de transmisión; y la línea Mariquita - Cali a través de las estribaciones andinas del oeste.<sup>21</sup>

En los últimos años la red de gasoductos del país se incrementó en 802 km, destacándose las construcciones de los gasoductos Gibraltar - Bucaramanga, Cali - Popayán, Sardinata - Cúcuta y Gasoducto Ramal a Oriente, para un total en estos cuatro de 401 kilómetros.

Adicionalmente, TGI y Promigas continuaron incrementando su red de gasoductos a través de un mayor cubrimiento de sus gasoductos regionales y con la construcción de *loops* en sus gasoductos troncales (Figura 9).

---

<sup>19</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, Producción fiscalizada-gravable de gas 2014

<sup>20</sup> Camacho, Carlos, *EEB wins bid to buy Ecogas for US\$1.43bn*, *BNAmericas*, December 6, 2006.

<sup>21</sup> Transportadora de Gas Internacional, Mapa Red Nacional de Gasoductos, Marzo 5, 2015.

Figura 9. Red de gasoductos



Fuente: Tomado de Promigas. “Red nacional de gasoductos”. Bogotá, 2015.

**2.2.3. Gasoducto de exportación.** En el año 2007, el gasoducto Transcaribeño, también conocido como el oleoducto Antonio Ricaurte, entró en línea, conectando campos en el departamento de Guajira, en el noreste de Colombia, con el oeste de Venezuela;<sup>22</sup> y aunque los volúmenes iniciales contratados para la exportación de Colombia oscilaron entre 80 y 150 MMSCFD, las exportaciones reales a Venezuela han superado a menudo estos niveles debido al aumento de la demanda venezolana de gas natural para la generación y reinyección de energía.

Las exportaciones de gas natural a través del gasoducto, que había alcanzado los 250 MMSCFD, fueron detenidas en mayo de 2014, en medio de temores de que la fuente de energía de Colombia, derivada principalmente de las centrales

<sup>22</sup> MercoPress, Colombia gas-links with Venezuela and joins Bank of the South, October 12, 2007

hidroeléctricas, se vería afectada por la sequía.<sup>23</sup> Desde entonces Colombia ha reanudado sus exportaciones, a bajo Nivel, promediando 91 MMSCFD en el año 2014.

2.2.4. **Coal-Bed Methane (CBM).** El metano asociado al carbón (CBM) es un hidrocarburo gaseoso que se produce junto con los recursos de carbón. Esta fuente de gas natural se transporta y se utiliza de la misma manera que el gas natural que se encuentra en el esquisto o en otros depósitos.

El CBM tiene el potencial de aumentar significativamente las reservas probadas de gas natural de Colombia y eventualmente su producción, lo que proporcionaría gas natural adicional para exportar a los países vecinos. Las estimaciones de los recursos totales potenciales de metano de la capa de carbón de Colombia oscilan entre 11 y 35 TCF; sin embargo, sólo algunas de esas reservas pueden ser económicamente recuperables en última instancia.

---

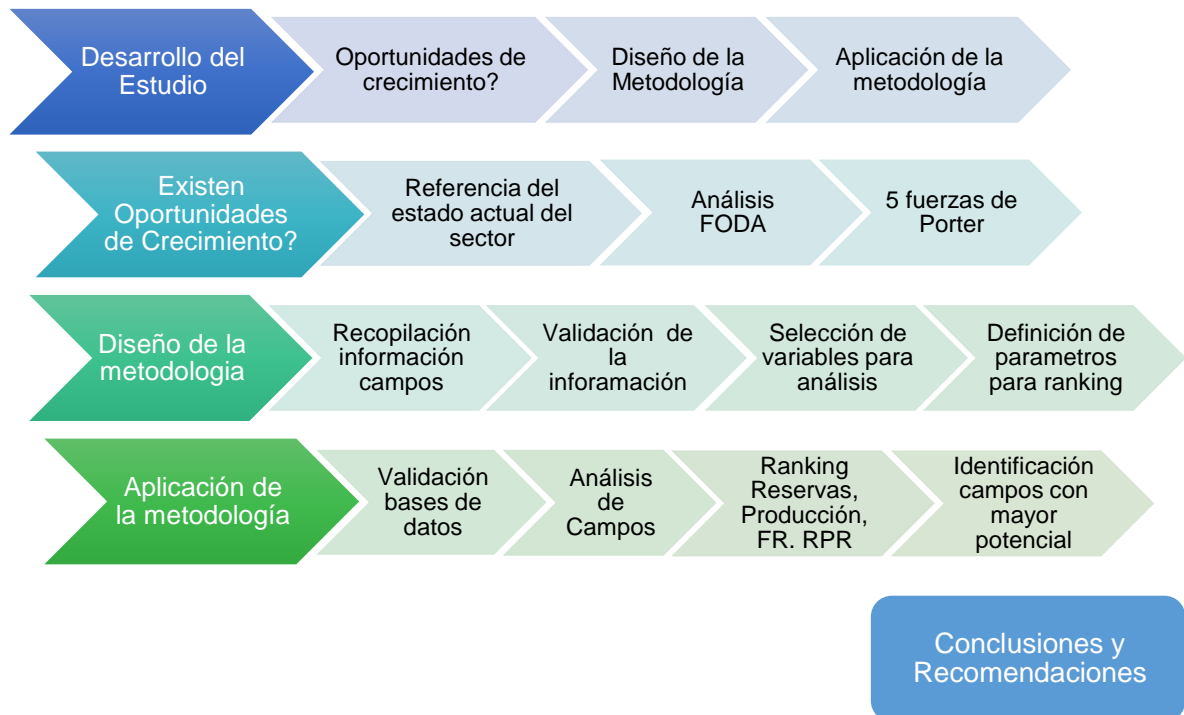
<sup>23</sup> *Platts, Colombia to suspend natural gas exports to Venezuela next week, May 2, 2014*

### 3. ANALISIS TECNICO Y DESARROLLO DE LA METODOLOGIA

El presente capítulo describe el diseño y desarrollo de una metodología que permite evaluar los actuales campos productores de petróleo en Colombia y visualizar las oportunidades de crecimiento que se pueden traducir en la identificación de los campos con mayor potencial de desarrollo de recursos en el país.

La Figura 10 muestra el esquema del desarrollo del estudio, el cual parte de la referenciación a nivel macro del estado actual del sector y el diseño de una metodología que se fundamenta en el ejercicio del Ranking de campos productores de petróleo en Colombia en función de su nivel de madurez de explotación, cantidad y tipo de hidrocarburo producido, factor de recobro y por supuesto las reservas asociadas a los mismos.

Figura 10. Esquema del desarrollo del estudio



### 3.1. OPORTUNIDADES DE CRECIMIENTO EN COLOMBIA

**3.1.1. Visión General del estado actual del sector hidrocarburífero.** Como se estableció en el capítulo anterior, el análisis del sector de crudo en Colombia muestra que la producción se incrementó en los últimos años hasta alcanzar casi el millón de barriles, fruto de una política energética atractiva a los inversionistas. Sin embargo, existe una gran incertidumbre con respecto a la sostenibilidad del nivel actual de producción en el mediano plazo debido a la tendencia a la baja de los precios del crudo y a las restricciones de transporte, y en el largo plazo, debido a la baja tasa de sustitución de reserva que garantizan una producción de petróleo de 6 años.

En cuanto al sector de gas, este se caracteriza por un mercado pequeño con una alta correlación entre la demanda de gas y la demanda de generación térmica, dependiendo de la hidrología y del fenómeno "El Niño", con una brecha muy variable entre la demanda promedio y la demanda pico; y aunque la demanda ha sido cubierta hasta ahora por la producción, las reservas no han aumentado significativamente y la futura producción de los campos existentes no cubrirá la demanda futura.

Con ello, es claro que tanto la sostenibilidad de producción de crudo como el abastecimiento de la demanda total de gas a medio plazo serán posibles si Colombia consigue fomentar la exploración y que esa última resulte exitosa. Por este motivo, el ministerio de Minas y Energía y su dependencia la Agencia Nacional de Hidrocarburos han encargado a diferentes entes de carácter educativo y técnico, realizar estudios sobre el potencial de los hidrocarburos en Colombia.

Para el caso del petróleo crudo, el *Original Oil in Place* (OOIP) según la Universidad Nacional de Colombia<sup>24</sup> es de 117.963 millones de barriles (P50), 42.148 millones de barriles para el *onshore* y para el *Offshore* 75.815 millones de barriles. Cabe resaltar que las cuencas con mayor potencial son la cuenca Colombia (de 100 a 600 km del margen continental) y la cuenca de Amazonas; sin embargo, ambas cuencas poseen retos tecnológicos y de infraestructura, y a la fecha no han podido ser desarrolladas.

---

<sup>24</sup> Vargas C., *Potencial de Hidrocarburos en Colombia, Trabajo conjunto ANH-UNAL, Enercol 2012, septiembre 2012*

En un escenario bajo (P90), el estudio arroja un valor de 20.000 MMBBL de OOIP encontrados. Quedarían 23.000 MMBBL de OOIP por encontrar.

Frente a la incorporación de estos recursos en Colombia, la ANH en el estudio que encargó a Arthur D Little, estima que se incorporaran en los próximos 18 años entre 5.377 hasta 38.794 MMBBL de los cuales, para este último caso, el 27% proviene de descubrimientos por venir de Hidrocarburos No Convencionales. Para crudos convencionales, se habla de una incorporación de reservas entre 2800 y 11000 MMBBL según los escenarios.<sup>25</sup>

Respecto al gas, el potencial se remite a las cuencas *offshore* y a los yacimientos de Hidrocarburos no convencionales. El estudio de la UNAL estima que existen de 6.6 TCF hasta 349 TCF de *Original Gas In Place* convencionales por encontrar en el país.

Según la ANH y Arthur D. Little, el escenario, en el caso de incorporaciones de gas no parece tan prometedor, dado que se asocian por descubrimientos y mejoramiento de la recuperación 2 TCF en el escenario bajo y para el escenario alto presuponen 10 TCF de los yacimientos no convencionales para alcanzar 16.2 TCF de incorporación de reservas de gas en los próximos 18 años. Es decir que de estos 16.2 TCF solo 5 TCF provienen de descubrimientos convencionales en el *offshore*.<sup>26</sup>

A través de las últimas rondas efectuadas por la ANH para ofertar bloques, las “*majors*” son ahora objetivos para áreas que prometen mayores volúmenes, como el *offshore* Caribe y los no convencionales. Pero estas áreas inexploradas y la expansión de la superficie disponible están llevando la actividad de perforación en zonas más remotas que a menudo están pobladas por comunidades indígenas u otras, o ubicados en zonas medioambientalmente sensibles, y más problemáticas en cuanto a seguridad.

---

<sup>25</sup> Arthur D. Little, *Potential Resources Of Unconventional Hydrocarbons In Colombia*, ANH Unconventional Hydrocarbons WorkShop, Junio 8, 2011

<sup>26</sup> Arthur D. Little, *Potential Resources Of Unconventional Hydrocarbons In Colombia*, ANH Unconventional Hydrocarbons WorkShop, Junio 8, 2011

Los grandes desafíos del sector pueden resumirse en relaciones con comunidades, obtención de licenciamiento ambiental, adecuada capacidad de infraestructura de transporte, acceso y disponibilidad de tecnología, servicios y mano de obra, el desarrollo de los no convencionales y el desarrollo costa afuera.

En los hidrocarburos no convencionales, en consideración con las condiciones geológicas, comerciales, operativas y de seguridad de Colombia se estima que la actividad no convencional sólo podría ser viable en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) con objetivos petrolíferos. El VMM cuenta con intervalos de *shale* comparables en espesor y %TOC a yacimientos no convencionales a nivel mundial. Sin embargo, el VMM se diferencia de Cuencas de *Shale Oil* establecidas por su intenso tectonismo y la alta eficiencia de migración de sus sistemas, factores que pueden impactar significativamente las presiones y recuperadas por pozo esperadas, además de dificultar la visibilidad sísmica de los objetivos.

En los hidrocarburos convencionales *onshore*, la ANH ha ofertado una diversidad de áreas remanentes en la Cuenca de Llanos y la faja plegada andina. Sin embargo, si bien se han tratado de oportunidades viables, en el mejor de los casos las tallas identificadas no superan los 20 MBOE con factores de recuperación de hidrocarburos muy bajos y con inversiones bastante significativas que conjuntamente al tema de los bajos precios del crudo, han hecho que el desarrollo de las mismas se venga aplazando en los últimos años.

Es importante resaltar que la mayoría de yacimientos *onshore* representativos del país están en una etapa muy madura de su desarrollo, encontrándose en un periodo de declinación intermedio, con una tendencia de producción muy bien establecida. Este panorama, se abre la posibilidad de que la ANH no descarte la posibilidad de ofrecer oportunidades de crecimiento orgánico en áreas convencionales *onshore* mediante la adjudicación directa de áreas vía Contrato TEA (*Technical Evaluation Agreement*) en zonas de interés con la idea de buscar más volumen.

En el *Offshore* del Caribe en las últimas rondas la ANH ha ofrecido áreas que representan oportunidades de Frontera en aguas profundas y ultraprofundas. Se trata de áreas de frontera de gran extensión donde se han identificado *Leads* y/o conceptos de alto potencial, y en las que las empresas participantes han propuesto realizar inversiones sísmicas de reconocimiento.

En cuanto a las empresas en el mercado, cabe diferenciar las áreas *offshore* y *onshore*. En Colombia se encuentran instaladas empresas de exploración y

producción de hidrocarburos de talla Mundial (*Majors, Large and mid Caps*), sin embargo son muy pocas las que tienen presencia en bloques costa afuera. Entre las empresas que lideran el offshore se encuentran Petrobras, Repsol y Ecopetrol, siendo esta última la empresa que posee el mayor dominio minero *offshore* pues se encuentra en casi todos los bloques con alguna participación ya sea por sí misma, operadora o alguna de sus subsidiarias como Equión energía.

En el ámbito *onshore*, el país cuenta con un sin número de empresas, que desde el punto de vista de las reservas, producción y exploración, se pueden dividir en cuatro grupos: pequeñas e independientes (generalmente consorcios o empresas recién formadas con capital ya sea americano o canadiense), empresas medianas (entre estas la mayor cantidad de empresas canadienses con producciones entre 10 y 40 KBBLD), grandes para el ámbito de *onshore* (Empresas de origen canadiense con producciones de más de 40 KBBLD) y por último las empresa tradicionalmente establecidas en Colombia con una trayectoria de más de 20 años en el país.

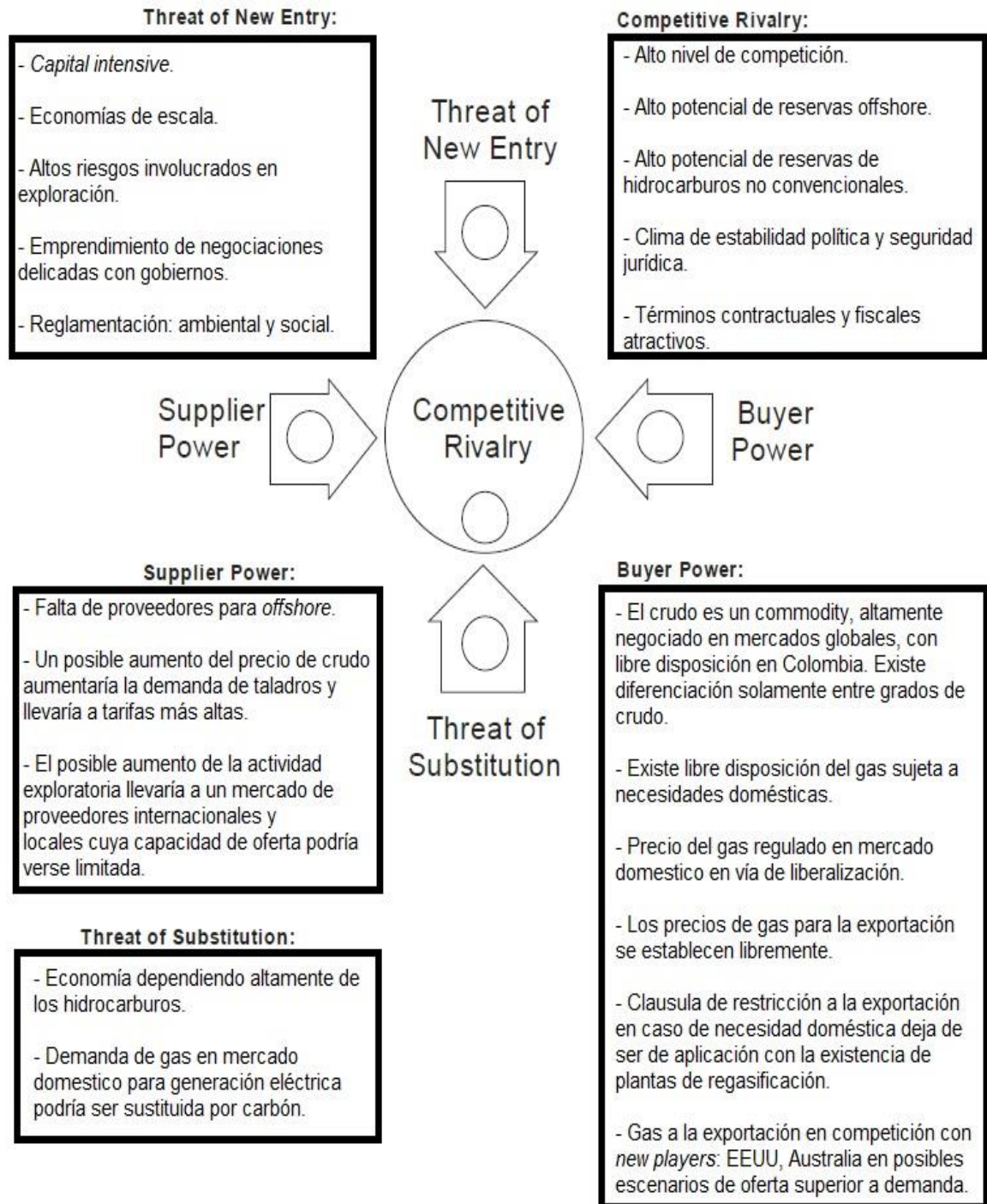
En el *onshore*, es interesante destacar que Colombia por sus características contractuales y fiscales, ha atraído un sin número de empresas independientes y pequeñas, que han creado un mercado secundario de bloques y campos, tanto en exploración como en producción. Esta realidad ha creado un gran nivel de competencia en las rondas anteriores para bloques *onshore* donde no ha sido inusual ver hasta nueve o más ofertas para un mismo bloque.

**3.1.2. Análisis de 5 Fuerzas de Porter.** En resumen, el análisis “Five Forces” de Porter muestra que el sector de hidrocarburos presenta una alta competición entre operadores ya presentes y futuros, a pesar de las barreras a la llegada de nuevos jugadores, por el potencial que presenta a nivel de incorporación y desarrollo de hidrocarburos en convencional y no convencional, por los términos fiscales y contractuales atractivos y por el clima de estabilidad política y de seguridad jurídica que el país ha demostrado en las últimas décadas.

En cuanto a productos, el crudo se caracteriza por ser de libre disposición en Colombia y ser un commodity, altamente negociado y de fácil colocación.

La Figura 11 ilustra un análisis de 5 fuerzas de Porter del sector de petróleo y gas en Colombia.

Figura 11. *Five Porter Forces Analysis*



**Symbols:** ■■ High negative   ■ Moderate negative   ○ Neutral   + Moderate positive   ++ Highpositive

El gas es hoy de libre disposición sujeta a las necesidades domésticas. El precio a nivel doméstico está en vía de liberalización y la cláusula de restricción a la exportación ha dejado de ser una limitante con la construcción de las plantas de regasificación. Sin embargo, el gas de exportación tendrá que continuar en competencia con otras ofertas en posibles escenarios de oferta superior a demanda. Es importante mencionar que a la fecha no se entrevén productos de sustitución menos para el gas doméstico para generación eléctrica que podría tener que competir con el carbón.

Respecto a proveedores, debido al aumento de la actividad exploratoria en los últimos años se encuentra un mercado de proveedores internacionales y locales cuya capacidad de oferta está limitada frente a la demanda de las compañías petroleras. Específicamente para *offshore*, se puede decir que los proveedores locales aún son incipientes.

En conclusión, Colombia ofrece hoy y a medio plazo las condiciones políticas y económicas para invertir y asegurar una estabilidad jurídica, así como protección al inversionista, buscando en el sector de hidrocarburos fomentar la exploración para capturar nuevas reservas y sostener la producción, conocedora de los retos a los cuales se enfrenta para llegar a este objetivo.

**3.1.3. Análisis FODA.** La siguiente tabla muestra el resultado de un análisis general sector de hidrocarburos en cuanto a regulación, situación actual y futuras perspectivas, de los cuales trasciende un análisis FODA.

Tabla 2. Análisis FODA – Oportunidades de crecimiento en Colombia.

Fortalezas	Debilidades
Estabilidad Macroeconómica. Clima de inversión superior a los de la región ( <i>Doing Business Index, Sustainability Index</i> ).	Infraestructura de Transporte de hidrocarburos limitada (falta de capacidad del sistema de transporte por tubería crudo y gas).
Sistema financiero bien desarrollado en comparación con el resto de la región (sistema bien capitalizado y regulado).	Proveedores de productos y servicios para <i>offshore</i> y no convencional.
Política de estabilidad fiscal y jurídica. Términos fiscales y contractuales atractivos.	Poco personal capacitado en operaciones <i>offshore</i> y desarrollo de hidrocarburos no convencionales.

<p>Dialogo abierto y fácil interacción entre las empresas exploratorias y de producción con las Autoridades.</p> <p>Ubicación Geográfica.</p> <p>Clima de Exportación.</p> <p>Buena información respecto a la geología Nacional.</p> <p>Buenos performances y estándares a nivel de HSE.</p>	<p>Infraestructura para exportación de Gas limitada.</p> <p>Interacción compleja entre diferentes entes gubernamentales que tienen impacto en la actividad.</p> <p>Reservas y Producción. RPR Bajo para la producción actual.</p>
Oportunidades	Amenazas
<p>Desarrollo Hidrocarburos Convencionales. No</p> <p>Bajo Factor de Recobro en Campos.</p> <p>Diversificación de inversiones.</p> <p>Desarrollo <i>Offshore</i>.</p> <p>Firma de Proceso de Paz con las FARC.</p> <p>Acuerdos de colaboración para la operación de campos.</p> <p>Dominio Minero en manos de empresas pequeñas que necesitan de inyección de capital.</p> <p>Estabilidad política</p> <p>Política de protección y promoción de la inversión extranjera directa.</p> <p>Incorporación a OCDE como miembro pleno.</p> <p>Apertura negociadora de Ecopetrol y ANH</p> <p>Desarrollar e Implementar normativa medioambiental en acorde con la situación del sector energético</p>	<p>Seguridad.</p> <p>Conflictos Sociales y Manejo de Comunidades.</p> <p>Retraso en construcción de infraestructura de transporte.</p> <p>Precio del crudo a la baja. Alta dependencia presupuestaria de Colombia de los hidrocarburos.</p> <p>Mal estado de las infraestructuras (infraestructuras de transporte inadecuadas, baja capacidad eléctrica, líneas de transmisión y oleoductos objeto de atentados)</p> <p>Complejidad e inversiones requeridas para desarrollos <i>offshore</i>.</p> <p>Definición e Implementación de leyes medioambientales en proceso.</p> <p>Retraso en el otorgamiento de las licencias medioambientales.</p> <p>Falta de claridad en la definición de áreas protegidas.</p> <p>Falta reglamentación medioambiental específica a desarrollos <i>offshore</i> y no</p>

<p>Los precios de gas a exportación se establecen libremente.</p> <p>Dificultad en sostener producción de crudo actual.</p> <p>Escasez de gas a mediano plazo.</p> <p>Alto potencial de grandes reservas en offshore.</p> <p>Alto potencial de grandes reservas en no convencional.</p> <p>Disponibilidad de personal calificado.</p> <p>Fácil negociación de tarifas por servicios debido a la cantidad de empresas que ofertan el país.</p>	<p>convencional – propuestas en borrador tienden a ser demasiadas restrictivas.</p> <p>Bajo índice de desarrollo humano, indicativo de los niveles de vida experimentados por parte de la población (alta pobreza).</p> <p>Inequidad de ingresos.</p> <p>Incorporación de un Plan de Bienestar Social en los nuevos contratos de E&amp;P.</p> <p>Uso del sector energético como herramienta de desarrollo social.</p> <p>Ley de reparto de regalías que está generando complicaciones en las consultas previas con comunidades.</p> <p>Gas a la exportación posiblemente competirá con <i>new players</i> como Australia, y EEUU</p> <p>Escasez en la oferta a la demanda interna de gas. Como resultado el gas de exportación puede ser desviado para cubrir la demanda interna, con la compensación al proveedor cuando exista la cláusula de "entrega o pago" en el contrato de exportación.</p> <p>Sector altamente competitivo.</p>
---	--

### 3.2. METODOLOGIA PROPUESTA

La metodología técnica propuesta para la identificación de los campos productores de petróleo con mayor potencial de nuevos recursos en Colombia se desarrolló en los siguientes pasos:

- a. Recolección, clasificación y validación de datos de campos productores de hidrocarburos en Colombia.
  - ✓ Definición de datos a recolectar.

En este paso es donde se define los datos a recolectar. Además se define cual será el dato o variable maestra por el cual se ordenará la base de datos.

- ✓ Definición de fuentes de datos a consultar.

En este paso se seleccionan las fuentes de datos a consultar. Con la intención de contar con el mayor número de información disponible, para la realización del estudio se consultaran todas las fuentes disponibles a nivel público (organismos del estado y organizaciones profesionales) y privado (empresas de inteligencia de mercado). Se revisa la calidad de la base de datos y se escogen las que aporten mayor cantidad de datos.

- ✓ Búsqueda de datos en fuentes de datos seleccionadas.

Este paso es el proceso en el cual se realizan las consultas en las bases de datos seleccionadas y se genera el inventario de datos.

- ✓ Clasificación de datos por campos y estructura de datos.

En este paso se realiza la clasificación de datos (variables) por el dato o variable maestra en cada base de datos consultada.

De igual forma, se organizan los datos estructurándolos de tal forma que se puedan integrar en una matriz maestra.

- ✓ Validación de datos en las diferentes fuentes.

## b) Generación de base de datos integrada.

- ✓ Integración de datos de diferentes fuentes.

En este paso se genera la base de datos integrada de diferentes fuentes. Los datos integrados deben estar validados y ordenados por el dato o variable maestra.

## c) Preselección de campos

- ✓ En este paso se define la necesidad de incluir todos los campos en el estudio.

Este paso se incluye considerando que es posible que para Colombia el mayor volumen de reservas y producción de crudo se limite a un pequeño número de campos.

d) Definición de parámetros de Clasificación.

- ✓ En este paso se establecen las de variables que se usaran para la clasificación de cada campo productor de petróleo.
  - i. Se define la densidad de petróleo como variable de clasificación de campos. Según la gravedad API del petróleo producido se clasificará cada campo como productor de petróleo extrapesado, pesado, mediano o Liviano.
  - ii. Factor de recobro.

El factor de recobro de un campo de crudo depende principalmente del mecanismo de drenaje que posea el yacimiento (entre los principales mecanismos de drenaje están la expansión monofásica del líquido, la expansión del gas disuelto, el empuje hidráulico y la expansión del casquete o capa de gas). Sin embargo, el factor de recobro se un campo productor de crudo se puede asociar a su relación gas – petróleo (a mayor RGP, mayor el factor de recobro); y está a la vez está relacionada de forma directa con la densidad del crudo (normalmente a mayor densidad API, mayor relación gas petróleo).

Ahora, si bien es cierto que para petróleos livianos, el factor de recobro puede estar más afectado por el mecanismo de drenaje de empuje hidráulico y/o expansión de casquete de gas. Para el caso de crudos pesados y medianos, el factor de recobro es más afectado por la relación gas petróleo (RGP) y por ende la densidad el crudo.

Para el caso de Colombia, el 25% del OOIP, el 24% de reservas y el 19% de la producción pertenecen a petróleo liviano.

Bajo estas consideraciones la densidad del crudo como variable asociada con el factor de recobro es un buen indicador a utilizar para clasificar los campos.

e) Estimación y validación de Factor de Recobro

En este paso se realiza la estimación del factor de recobro para cada campo usando la siguiente formula:

$$\text{Factor de Recobro} = \frac{Np + \text{Reservas } 2P}{OOIP}$$

f) Definición del Factor de Recobro Técnico por Campo

En este paso se define del factor de recobro técnico que se traduce como el factor de recobro potencial que se puede obtener un campo productor de petróleo dependiendo de la densidad API del petróleo que produzca (Tabla 3).

Vale la pena mencionar que el factor de recobro máximo es una estimación netamente técnica y que la probabilidad de ser alcanzado depende directamente del mecanismo de recuperación mejorada que se aplique a cada campo que puede ser desde Inyección de agua (recuperación secundaria) hasta un proceso EOR, como por ejemplo inyección de polímeros, aire, entre otros (recuperación terciaria).

Tabla 3. Factor de Recobro Objetivo

Tipo de Petróleo	Factor de Recobro Potencial (%)
Liviano	45
Mediano	35
Pesado	15
Extra-pesado	7

g) Estimación de volúmenes incrementales por Campo

En este paso se realiza la estimación del volumen incremental para cada campo usando la siguiente formula:

$$\text{Recursos Adicionales} = (Fr_{\text{Objetivo}} - Fr_{\text{Actual}}) * OOIP$$

h) Selección de parámetros para el *Ranking* de campos

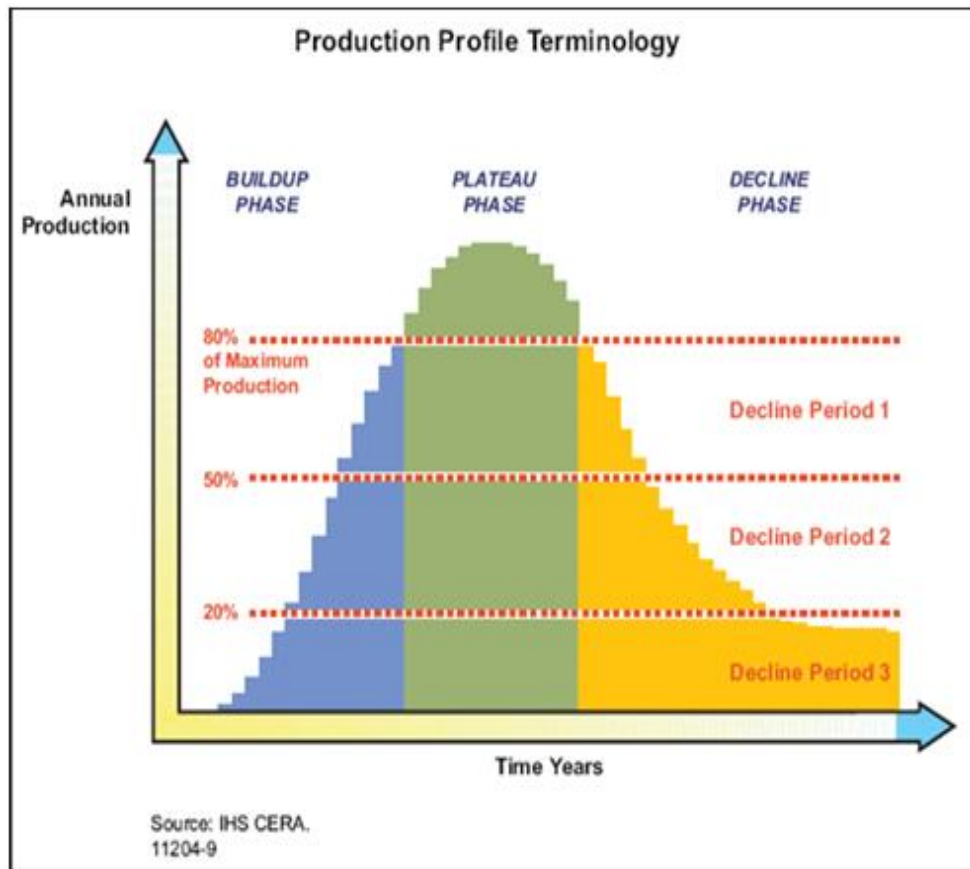
Entre los parámetros para el ranking de los campos están:

- ✓ Volumen Adicional. El volumen adicional es el principal parámetro de *ranking* debido a que este es el indicativo del potencial que puede agregar nuevas reservas y es el punto de partida para el diseño de proyectos de desarrollo.
- ✓ Madurez de campo. Para un campo que es maduro puede considerarse que ya tiene la mayoría de las inversiones de capital en infraestructura de facilidades ya fueron realizadas y por ende la aplicación de métodos de recuperación mejorada es más factible. Adicionalmente, en función de la madurez también se puede establecer la fase de desarrollo en la que encuentra cada campo (Ver figura 12).
- ✓ Relación Producción Reservas. Al igual que la madurez del campo, esta variable se tiene en cuenta solo a nivel informativo pues indica el período durante el cual se consumirían las reservas si el volumen de producción se mantuviese a su ritmo actual y sin cambios a nivel de tecnología.

i) *Ranking* de campos

En este paso se realiza el ranking de los campos en función de las variables seleccionadas y se generan las gráficas en las cuales se identifica los campos que presentan el mayor potencial de crecimiento en Colombia.

Figura 12. Terminología del perfil de producción



Fuente: Tomado de IHS CERA. "Desarrollo y madurez de un campo de producción de petróleo" Cambridge University 2000

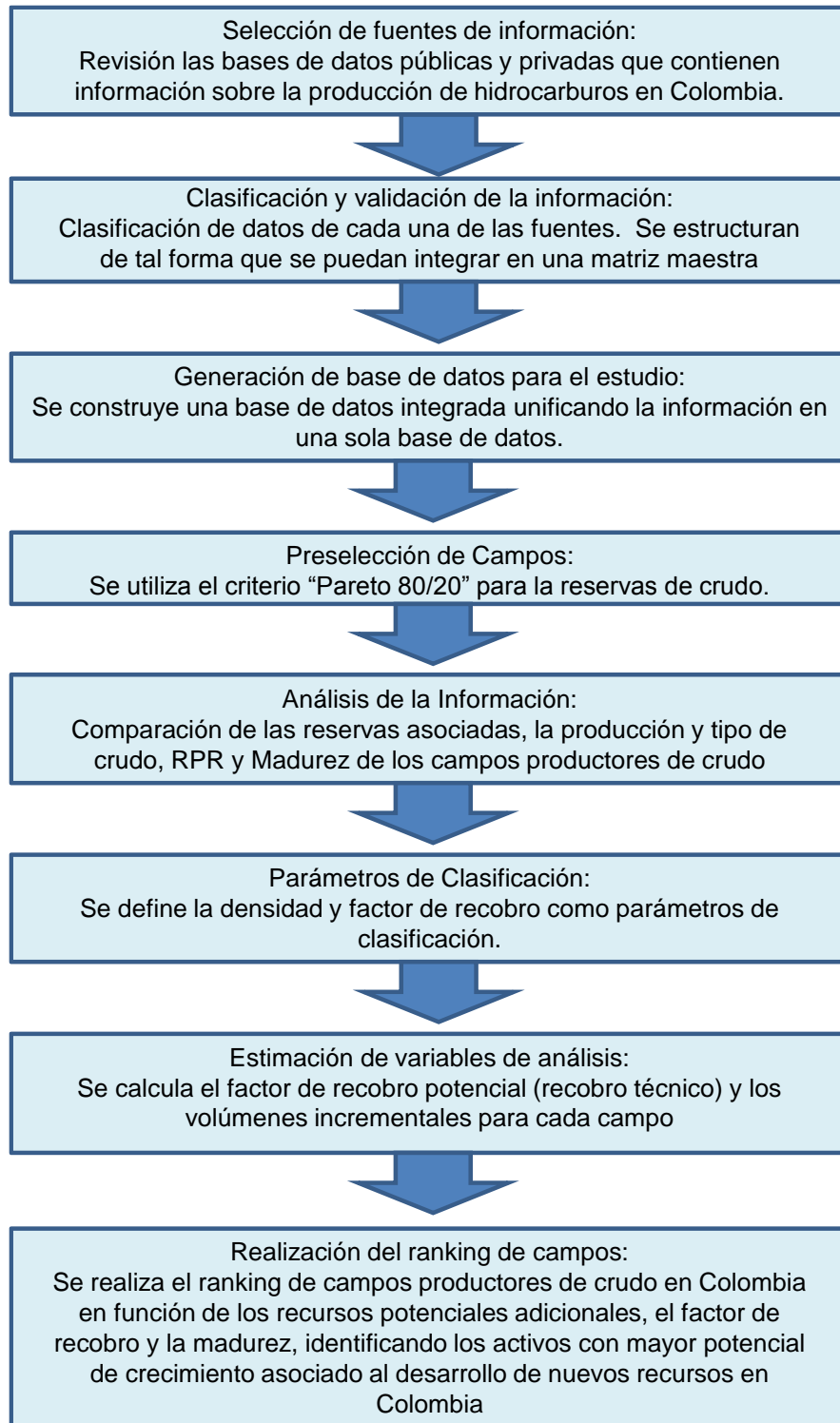
Como resultado final, la figura 13 ilustra el proceso o metodología aplicada en un diagrama de flujo.

### 3.3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA

La metodología se aplica para Colombia en general usando toda la información disponible de los campos de producción de hidrocarburos en el país.

La tabla 4 resume a nivel macro las actividades realizadas para aplicar la metodología a los campos productores de petróleo en Colombia y el desarrollo detallado se presenta a continuación:

Figura 13. Diagrama de flujo



a) Recolección, clasificación y validación de datos de campos productores de hidrocarburos en Colombia.

La información a recolectada corresponde a los campos productores de hidrocarburos en Colombia. Los datos necesarios para la evaluación son producción de petróleo anual, producción de petróleo acumulada, gravedad API del crudo, reservas 2P y Original Oil In Place.

Tabla 4. Resumen de actividades

Actividad General	Tareas Asociadas
Revisión de las bases de datos de hidrocarburos disponibles en el mercado.	Revisión las bases de datos de hidrocarburos de las empresas IHS, Wood Mackenzie, organismos gubernamentales ANH, Ministerio de Energía y Minas y asociaciones profesionales ACP y ACIPET.
Generación de base de datos para el estudio.	Validación y unificación de la información en una sola base de datos.
Preselección de Campos	Selección de un número limitado de campos para la aplicación del estudio
Comparación entre los campos productores de hidrocarburos en Colombia.	Análisis y comparación de los campos productores de petróleo en Colombia en función de las reservas asociadas, la producción y tipo de crudo, RPR y Madurez.
Realización del ranking final.	Identificación de los activos con mayor potencial de crecimiento en Colombia.
Análisis y conclusiones del ejercicio.	Documentación de la metodología aplicada. Generación y análisis de gráficas.

Además, se define como dato o variable maestra, el campo productor; y este será el principio por el cual se ordenará la base de datos.

La Tabla 5 muestra el esquema de la estructura en la que se ordenaran los datos a recolectar. Se debe tener en cuenta que la información a recolectar corresponde al cierre del año 2015 considerando que para el caso puntual de las reservas, el cierre de reservas anual es oficialmente conocido en el Informe de Reservas y Recursos que las compañías entregan a la ANH en el mes de marzo del año inmediatamente siguiente.

Tabla 5. Esquema de tabulación - Información a recolectar

Nombre Campo productor	OOIP	Reservas 2P	Producción de Petróleo Acumulada	Producción de Petróleo 2015	Gravedad API
Campo A					
Campo B					
Campo C					
Campo D					

Se consultaron todas las fuentes disponibles a nivel público (organismos del estado y organizaciones profesionales) y privado (empresas de inteligencia de mercado) con el objetivo de disponer del mayor número de información a la hora de proceder con la validación.

Las organizaciones del estado consultadas fueron la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Figura 14) y el Ministerio de Minas y Energía en su capítulo de hidrocarburos.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos es el ente gubernamental responsable de administrar y regular el recurso hidrocarburífero en Colombia. Dispone de un portal de internet público y de consulta donde se puede hacer seguimiento a las actividades relacionadas con la industria de los hidrocarburos en el país

El Ministerio de Minas y Energía es una entidad pública y gubernamental, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos. Al igual que la ANH cuenta con un portal de internet público y de consulta (Figura 15).

Figura 14. ANH – Portal internet



Fuente: Tomada del portal web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Bogotá, 2016

Figura 15. Ministerio de Minas y Energía – Portal internet



Fuente: Tomada del portal del Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, 2016.

Las organizaciones profesionales consultadas fueron la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET) y la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP).

La ACP cuenta con un portal público donde comparte de informes y publicaciones sobre la actividad petrolera en el país (Figura 16)

Figura 16. ACP – Portal Internet

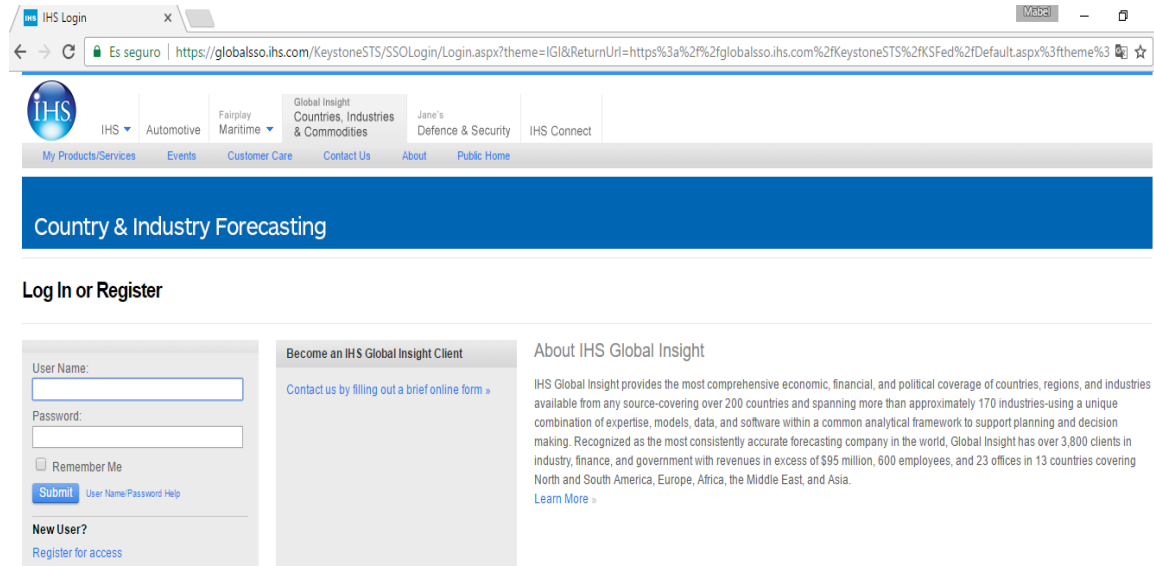


Fuente: Tomada del portal web de la Asociación colombiana de petróleo. Bogotá, 2016.

Las fuentes de información de carácter privado fueron IHS (Figura 17) y Wood Mackenzie. Ambas son organizaciones reconocidas que se dedican a la inteligencia de mercado para la industria de energía, metales y minería.

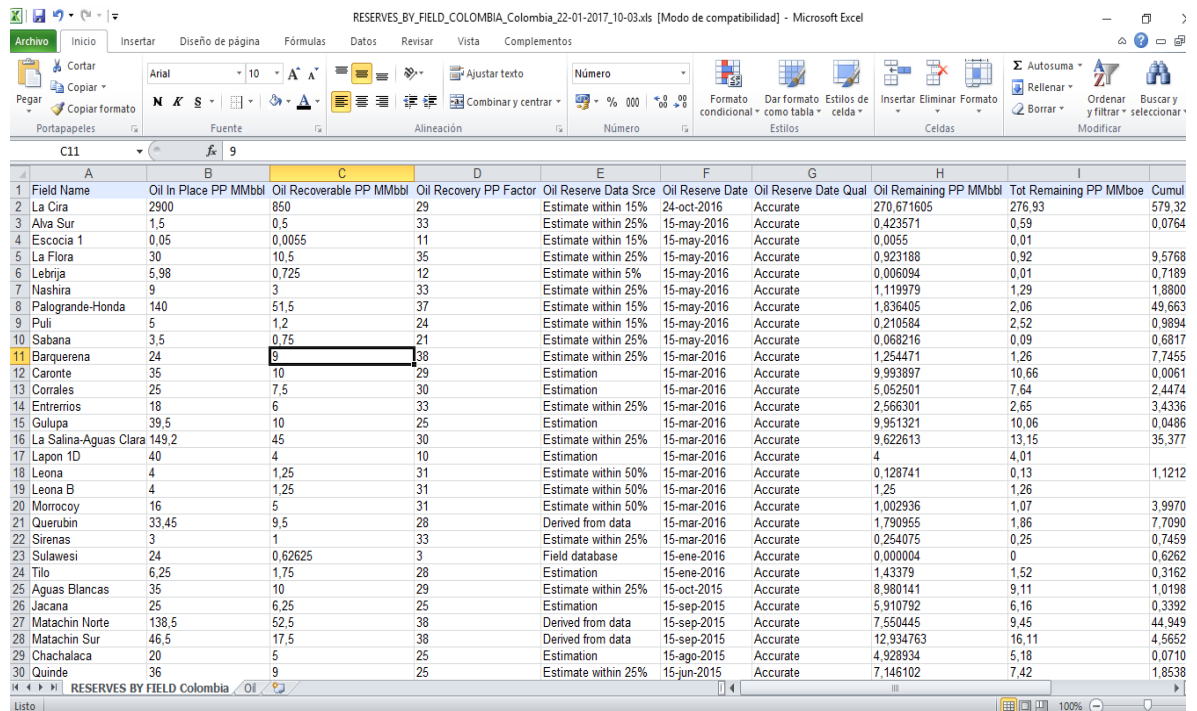
El siguiente paso es la búsqueda de datos en fuentes de datos seleccionadas y la Figura 18 muestra la base de datos extraída de la compañía IHS

Figura 17. IHS – Portal Internet



Fuente: Tomada del portal web de IHS. Bogotá, 2016.

Figura 18. Base de datos IHS

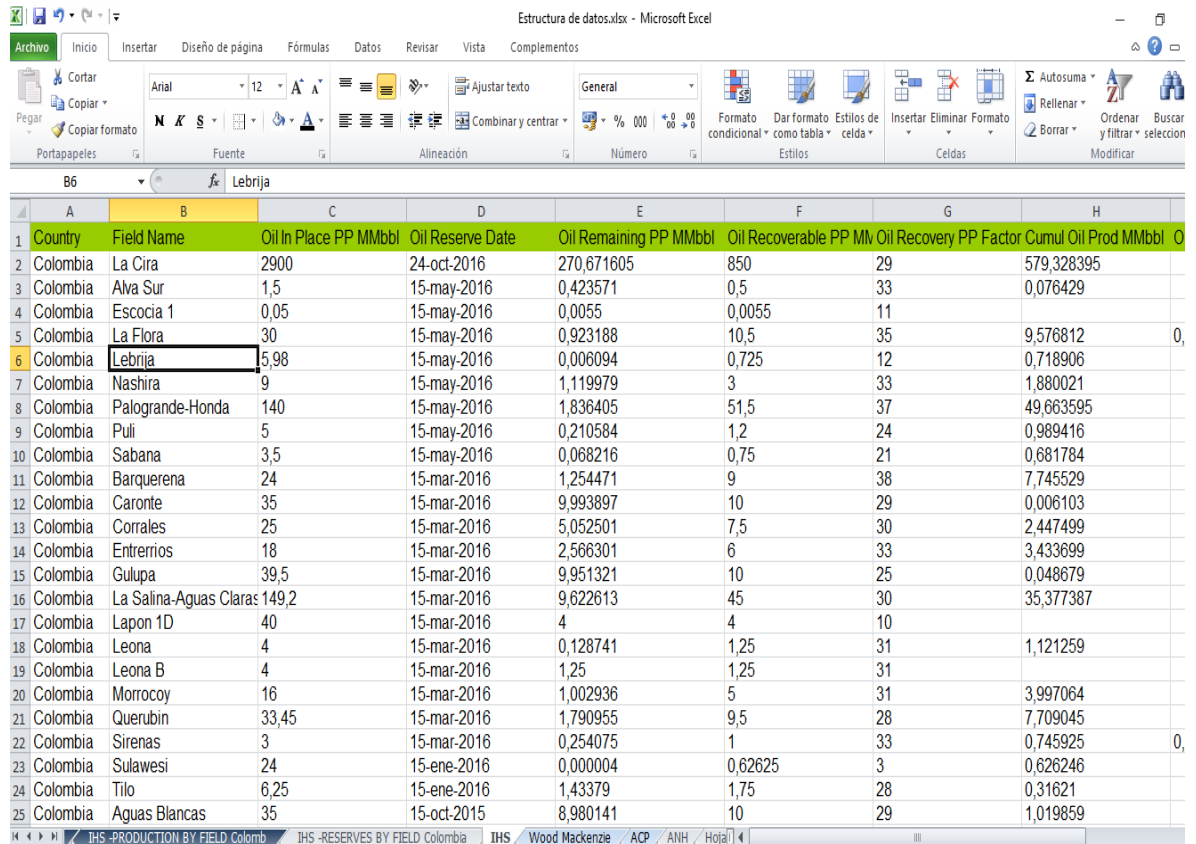


	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	Field Name	Oil In Place PP MMbbl	Oil Recoverable PP MMbbl	Oil Recovery PP Factor	Oil Reserve Data Srce	Oil Reserve Date	Oil Reserve Date Qual	Oil Remaining PP MMbbl	Tot Remaining PP MMboe	Cumul
1	La Cira	2900	850	29	Estimate within 15%	24-oct-2016	Accurate	270.671605	276.93	579.32
3	Alva Sur	1,5	0,5	33	Estimate within 25%	15-may-2016	Accurate	0.423571	0,59	0,0764
4	Escocia 1	0,05	0,0055	11	Estimate within 15%	15-may-2016	Accurate	0,0055	0,01	
5	La Flora	30	10,5	35	Estimate within 25%	15-may-2016	Accurate	0,923188	0,92	9,5768
6	Lebrija	5,98	0,725	12	Estimate within 5%	15-may-2016	Accurate	0,006094	0,01	0,7189
7	Nashira	9	3	33	Estimate within 25%	15-may-2016	Accurate	1,119979	1,29	1,8800
8	Palogrande-Honda	140	51,5	37	Estimate within 15%	15-may-2016	Accurate	1,836405	2,06	49,663
9	Puli	5	1,2	24	Estimate within 15%	15-may-2016	Accurate	0,210584	2,52	0,9894
10	Sabana	3,5	0,75	21	Estimate within 25%	15-may-2016	Accurate	0,068216	0,09	0,6817
11	Barquerena	24	9	38	Estimate within 25%	15-mar-2016	Accurate	1,254471	1,26	7,7455
12	Caronte	35	10	29	Estimation	15-mar-2016	Accurate	9,993897	10,66	0,0061
13	Corrales	25	7,5	30	Estimation	15-mar-2016	Accurate	5,052501	7,64	2,4474
14	Entrenrios	18	6	33	Estimate within 25%	15-mar-2016	Accurate	2,566301	2,65	3,4336
15	Gulupa	39,5	10	25	Estimation	15-mar-2016	Accurate	9,951321	10,06	0,0486
16	La Salina-Aguas Clara	149,2	45	30	Estimate within 25%	15-mar-2016	Accurate	9,622613	13,15	35,377
17	Lapon 1D	40	4	10	Estimation	15-mar-2016	Accurate	4	4,01	
18	Leona	4	1,25	31	Estimate within 50%	15-mar-2016	Accurate	0,128741	0,13	1,1212
19	Leona B	4	1,25	31	Estimate within 50%	15-mar-2016	Accurate	1,25	1,26	
20	Morrocco	16	5	31	Estimate within 50%	15-mar-2016	Accurate	1,002936	1,07	3,9970
21	Querubin	33,45	9,5	28	Derived from data	15-mar-2016	Accurate	1,790955	1,86	7,7090
22	Sirenas	3	1	33	Estimate within 25%	15-mar-2016	Accurate	0,254075	0,25	0,7459
23	Sulawesi	24	0,62625	3	Field database	15-ene-2016	Accurate	0,000004	0	0,6262
24	Tilo	6,25	1,75	28	Estimation	15-ene-2016	Accurate	1,43379	1,52	0,3162
25	Aguas Blancas	35	10	29	Estimate within 25%	15-oct-2015	Accurate	8,980141	9,11	1,0198
26	Jacana	25	6,25	25	Estimation	15-sep-2015	Accurate	5,910792	6,16	0,3392
27	Matachin Norte	138,5	52,5	38	Derived from data	15-sep-2015	Accurate	7,550445	9,45	44,949
28	Matachin Sur	46,5	17,5	38	Derived from data	15-sep-2015	Accurate	12,934763	16,11	4,5652
29	Chachalaca	20	5	25	Estimation	15-ago-2015	Accurate	4,928934	5,18	0,0710
30	Quinde	36	9	25	Estimate within 25%	15-jun-2015	Accurate	7,146102	7,42	1,8538

Fuente: Tomado de IHS. "Reports by field Colombia". Bogotá, 2016

Luego se realizó la clasificación de datos por campos para cada una de las fuentes y se estructuraron de tal forma que se puedan integrar en una matriz maestra (Figura 19).

Figura 19. Estructura de datos por fuente



	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Country	Field Name	Oil In Place PP MMbbl	Oil Reserve Date	Oil Remaining PP MMbbl	Oil Recoverable PP MM	Oil Recovery PP Factor	Cumul Oil Prod MMbbl
2	Colombia	La Cira	2900	24-oct-2016	270,671605	850	29	579,328395
3	Colombia	Ava Sur	1,5	15-may-2016	0,423571	0,5	33	0,076429
4	Colombia	Escocia 1	0,05	15-may-2016	0,0055	0,0055	11	
5	Colombia	La Flora	30	15-may-2016	0,923188	10,5	35	9,576812
6	Colombia	Lebrija	5,98	15-may-2016	0,006094	0,725	12	0,718906
7	Colombia	Nashira	9	15-may-2016	1,119979	3	33	1,880021
8	Colombia	Palogrande-Honda	140	15-may-2016	1,836405	51,5	37	49,663595
9	Colombia	Puli	5	15-may-2016	0,210584	1,2	24	0,989416
10	Colombia	Sabana	3,5	15-may-2016	0,068216	0,75	21	0,681784
11	Colombia	Barquerena	24	15-mar-2016	1,254471	9	38	7,745529
12	Colombia	Caronte	35	15-mar-2016	9,993897	10	29	0,006103
13	Colombia	Corrales	25	15-mar-2016	5,052501	7,5	30	2,447499
14	Colombia	Entremios	18	15-mar-2016	2,566301	6	33	3,433699
15	Colombia	Gulupa	39,5	15-mar-2016	9,951321	10	25	0,048679
16	Colombia	La Salina-Aguas Claras	149,2	15-mar-2016	9,622613	45	30	35,377387
17	Colombia	Lapon 1D	40	15-mar-2016	4	4	10	
18	Colombia	Leona	4	15-mar-2016	0,128741	1,25	31	1,121259
19	Colombia	Leona B	4	15-mar-2016	1,25	1,25	31	
20	Colombia	Morrocoy	16	15-mar-2016	1,002936	5	31	3,997064
21	Colombia	Querubin	33,45	15-mar-2016	1,790955	9,5	28	7,709045
22	Colombia	Sirenas	3	15-mar-2016	0,254075	1	33	0,745925
23	Colombia	Sulawesi	24	15-ene-2016	0,000004	0,62625	3	6,626246
24	Colombia	Tilo	6,25	15-ene-2016	1,43379	1,75	28	0,31621
25	Colombia	Aguas Blancas	35	15-oct-2015	8,980141	10	29	1,019859

Una vez construida la estructura de datos por fuente y ordenados por el dato maestro (campo productor), se validaron los datos en cada una de las fuentes comparándolos entre sí.

El proceso de validación de cada dato se realizó de la siguiente forma:

- ✓ Se seleccionaron los datos correspondientes a campos productores de crudo.

- ✓ Se seleccionaron los datos que se repiten en más de una fuente de datos (datos coincidentes y/o coherentes).
- ✓ Se seleccionaron los datos que solo se encuentran en una base de datos (datos que no tienen parámetro de validación).

b) Generación de base de datos integrada.

Se construyó una base de datos integrada partiendo de las diferentes fuentes (Figura 20).

No se tiene en cuenta la base de datos aportada por Wood Mackenzie toda vez que integra volúmenes de producción y reservas de campos menores (Ecopetrol) como *Other Fields*, es decir que totaliza la producción de una parte representativa e campos (más de 40 campos)

Figura 20. Base de datos integrada

Ranking Reservas Remanetes		**No se toma WM (Reservas Netas y Produccion) porque clasifica volúmenes importantes como Ecopetrol Other Fields				
Contrato / Resultados		IHS Reservas 2P MMBbi	ANH Produccion Promedio 2015 (bopd)	ACP / IHS API	IHS OPIP MMBbi	ACP / ANH Oil Cum MMBbi
1	1 Infantas	46,68	13.215	27,7	1.849,0	248,3
2	2 Orito	48,80	2.981	39,0	1.130,0	243,2
3	3 Casabe	74,87	19.845	23,1	1.670,0	340,1
4	1 La Cira	270,67	26.630	27,8	2.900,0	579,3
5	2 Opalo	111,10	2.942	16,0	1.350,0	4,9
6	3 Capella	107,20	633	11,0	1.100,0	2,8
7	4 Suria - Suria Sur	14,77	4.338	34,0	450,0	133,7
8	5 Provincia	17,97	4.495	35,5	615,0	207,0
9	6 Guando	29,60	11.790	27,7	480,0	100,4
10	7 Araguato-Bayonero	9,25	1.552	32,3	235,0	60,8
11	8 Tello	13,43	4.726	25,1	439,7	114,1
12	9 Platanillo	18,10	4.439	31,4	112,0	6,4
13	10 Yaguara (Los Mangos)	17,82	2.192	23,0	256,0	46,2
14	11 Jiguero (Sur)	25,86	2.083	37,3	110,0	3,6
15	12 Kona	12,03	649	33,6	80,0	7,5
16	13 Mana	48,51	1.590	28,1	221,0	12,5
17	14 Candellilla-Yatay	16,55	3.586	34,4	125,0	23,7
18	15 Pantro	23,48	1.119	34,0	85,0	1,5
19	16 Santo Domingo-Juape	9,03	4.019	33,5	55,0	4,0
20	17 Coren-Corsur	9,38	471	31,6	60,0	6,6
21	18 Mono Arana	24,00	-	21,5	100,0	-
22	19 Terecay	16,87	2.089	31,7	80,0	8,1

c) Preselección de campos

Considerando que en Colombia existen más de cuatrocientos campos productores de petróleo con reservas de crudo declaradas; y que el 50% de las mismas están son aportadas por tan solo ocho campos; en este paso se realiza una preselección de los campos usando Pareto 80/20 con el fin de hacer más dinámico y diciente.

Bajo este criterio el 80% de las reservas en el país están relacionadas en 80 campos productores.

d) Definición de parámetros de Clasificación.

Se define la densidad de petróleo como variable de clasificación de campos. Según la gravedad API del petróleo producido se clasificará cada campo como productor de petróleo extrapesado, pesado, mediano o Liviano.

La figura 21 muestra la distribución de la producción diaria de petróleo en Colombia para el año 2015 (1.005.575 BOPD) en función de la calidad del crudo (Gravedad API).

La Figura 22 ilustra como la cuenca más productora del país que es la cuenca de los Llanos Orientales (79% de la producción diaria de petróleo) es la que más producción de crudo pesado aporta.

e) Estimación y validación de Factor de Recobro

Se estimaron los factores de recobro por campo y se clasificaron por Densidad API.

La Figura 23 ilustra la relación del factor de Recobro y la densidad API para todos los campos productores de petróleo en Colombia.

Figura 21. Producción Crudo 2015 según el tipo de crudo.

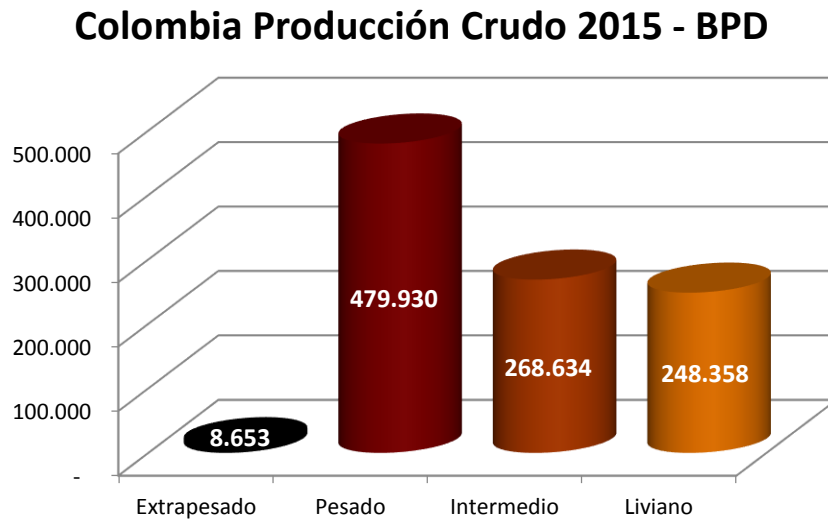
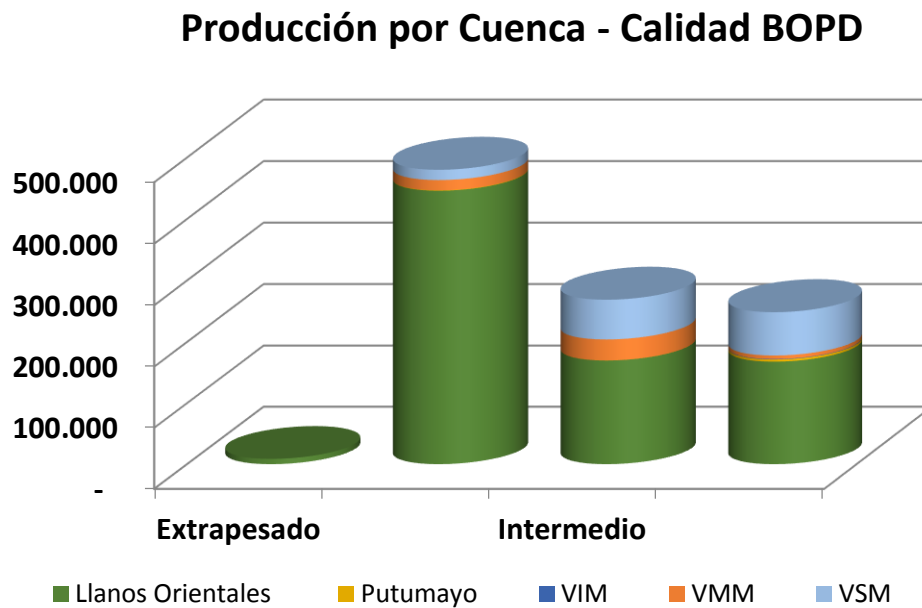
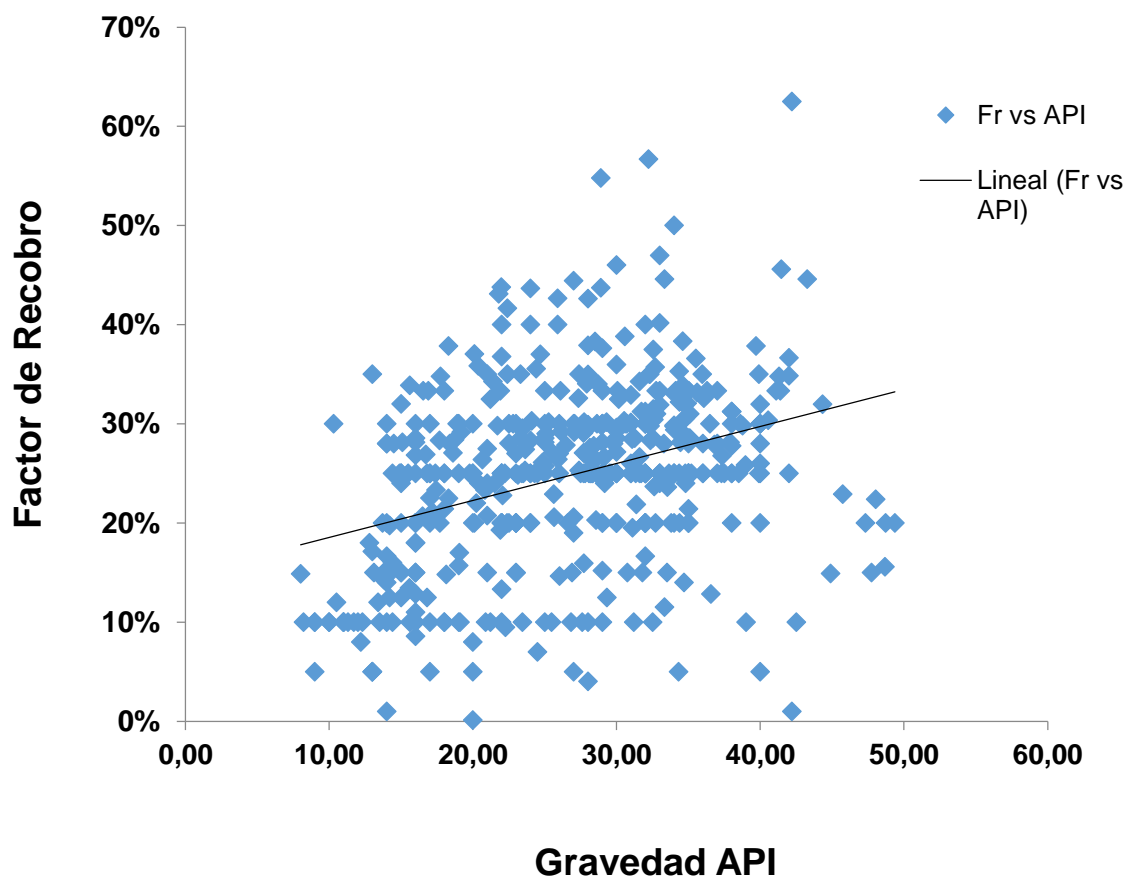


Figura 22. Tipo de petróleo producido por cuenca



Con este ejercicio se pudo verificar que existe una correlación entre la densidad API y el factor de recobro, concluyendo que a mayor Gravedad API, mayor Factor de Recobro.

Figura 23. Factor de Recobro Vs densidad API



Las figuras 24, 25 y 26 presentan los valores de factor de recobro para cada tipo de crudo; y la tabla 6 muestra el comportamiento del factor de recobro según el tipo de crudo.

Figura 24. Factor de recobro para campos de crudo extra pesado

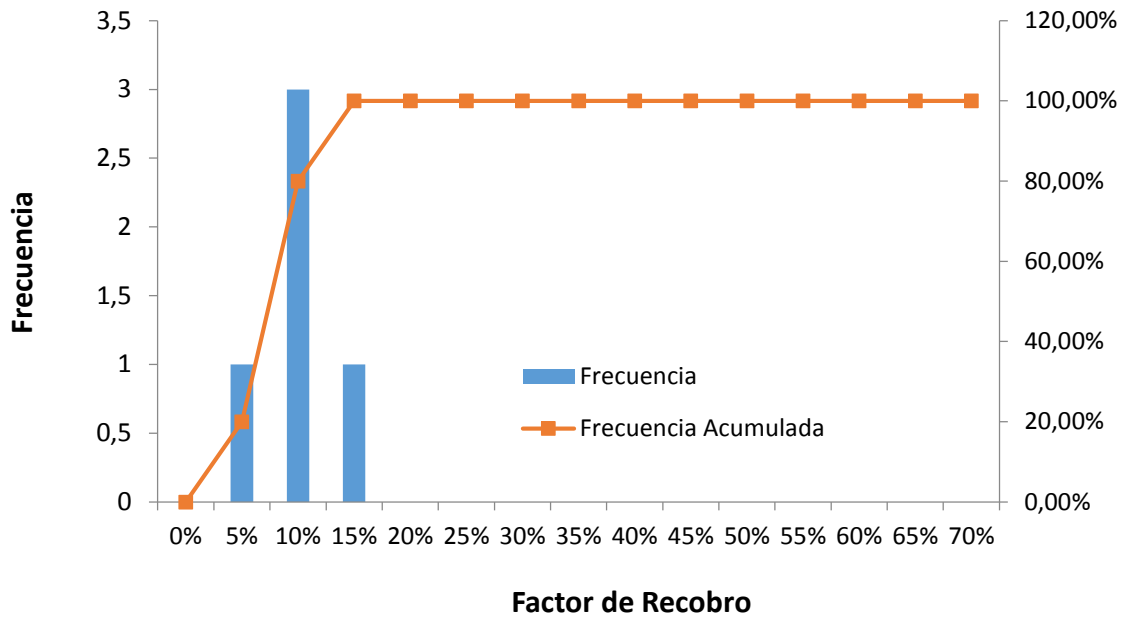


Figura 25. Factor de recobro para campos de crudo pesado

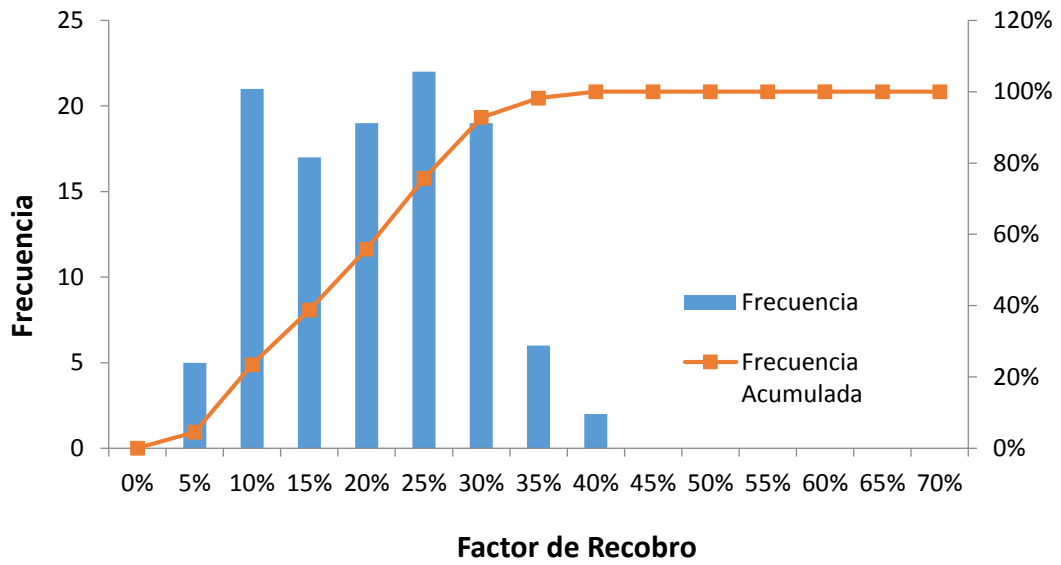


Figura 26. Factor de recobro para campos de crudo mediano

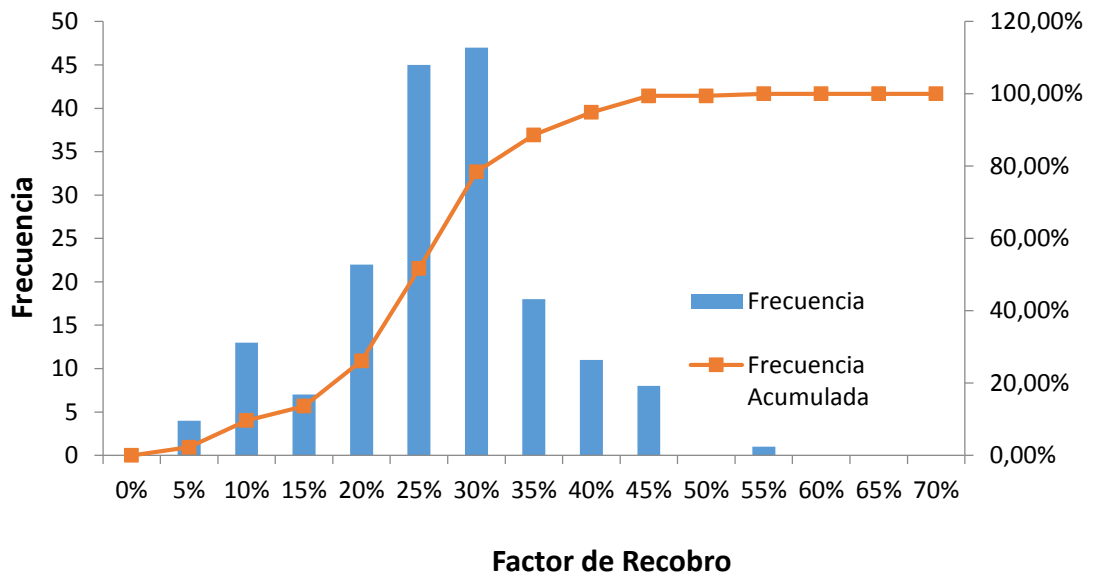


Tabla 6. Comportamiento del factor de recobro según el tipo de crudo

	<i>Extrapesado</i>	<i>Pesado</i>	<i>Mediano</i>
Media	10%	19%	26%
Mediana	10%	20%	25%
Moda	10%	10%	25%
Desviación Estándar	4%	8%	9%
Rango	10%	37%	55%
Mínimo	5%	1%	0%
Máximo	15%	38%	55%
Nro. de Datos	4	110	175

- f) Una vez validados los criterios de densidad y factor de recobro como variables de clasificación, el siguiente paso es proceder a calcular el factor de recobro potencial y los volúmenes incrementales para campo.

Con la estimación del factor de recobro técnico por campo, se descubrió que existen campos que tiene un mayor factor de recobro mayor al técnico (de los 484 campos analizados, solo 94 campos cumplían esta condición). Estos

campos no se tomaron en cuenta para la estimación de volúmenes adicionales.

En cuanto al volumen adicional, la estimación alcanza los 2790 MMBBLS (ver tabla 7). EL 80% de ese volumen se concentra en 57 campos. El OOIP para Colombia es de aproximadamente 50185 MMBBLS.

Tabla 7. Volumen adicional por tipo de crudo

Tipo de Crudo	Volumen adicional (MMBBLS)	Distribución
Extrapesado	0,3	0%
Pesado	187,6	7%
Mediano	1229,8	44%
Liviano	1372,9	49%
<b>TOTAL</b>	<b>2791,0</b>	<b>100%</b>

De igual forma, se estimó la madurez de todos campos y se comparó con el factor de recobro actual y el volumen adicional por campo.

La Figura 27 ilustra la base de datos integrada en la cual se realizaron las estimaciones.

#### g) *Ranking* de campos

Se realizó el *ranking* de campos productores en Colombia encontrando como resultado del ejercicio que existe un potencial de desarrollo de recursos que aumentaría el factor de recobro por encima del 30%.

Figura 27. Estimación de volúmenes incrementales

Ranking Reservas Remanente volumen importante como Ecopetrol Other Fields													
Campos	Tipo de Crudo	OOIP MMBbl	Oil Cum MMBbl	IHS		Oil Reman Total (Reserv+Upside)	FR	FR Potencial	FR Actual	FR Final	Madurez Campo	Madurez Campo (%)	
				EUR	Upside (Reservas)								
1 Infantas	Intermedio	1.849,0	248,3	295,0	352,1	398,8	16%	35%	13%	33%	Brownfield	84%	
2 Orito	Liviano	1.130,0	243,2	292,0	216,5	265,3	26%	45%	22%	45%	Brownfield	83%	
3 Casabe	Intermedio	1.670,0	340,1	415,0	169,5	244,4	25%	35%	20%	35%	Brownfield	82%	
1 La Cira	Intermedio	2.900,0	579,3	850,0	165,0	435,7	29%	35%	20%	35%	Brownfield	68%	
2 Opalo	Pesado	1.350,0	4,9	116,0	86,5	197,6	9%	15%	0%	15%	Greenfield	4%	
3 Capella	Pesado	1.100,0	2,8	110,0	55,0	162,2	10%	15%	0%	15%	Greenfield	3%	
4 Suria - Suria Sur	Liviano	450,0	133,7	148,5	54,0	68,8	33%	45%	30%	45%	Brownfield	90%	
5 Provincia	Liviano	615,0	207,0	225,0	51,8	69,7	37%	45%	34%	45%	Brownfield	92%	
6 Guando	Intermedio	480,0	100,4	130,0	38,0	67,6	27%	35%	21%	35%	Brownfield	77%	
7 Araguato-Bayonero	Liviano	235,0	60,8	70,0	35,7	45,0	30%	45%	26%	45%	Brownfield	87%	
8 Tello	Intermedio	439,7	114,1	127,5	26,4	39,8	29%	35%	26%	35%	Brownfield	89%	
9 Platanillo	Liviano	112,0	6,4	24,5	25,9	44,0	22%	45%	6%	45%	Greenfield	26%	
10 Yaguara (Los Mangos)	Intermedio	256,0	46,2	64,0	25,6	43,4	25%	35%	18%	35%	Brownfield	72%	
11 Jilguero (Sur)	Liviano	110,0	3,6	29,4	20,1	45,9	27%	45%	3%	45%	Greenfield	12%	
12 Kona	Liviano	80,0	7,5	19,5	16,5	28,5	24%	45%	9%	45%	Platteau	38%	
13 Mana	Intermedio	221,0	12,5	61,0	16,4	64,9	28%	35%	6%	35%	Greenfield	20%	
14 Candelilla-Yatay	Liviano	125,0	23,7	40,3	16,0	32,6	32%	45%	19%	45%	Brownfield	59%	
15 Pantro	Liviano	85,0	1,5	25,0	13,2	36,7	29%	45%	2%	45%	Greenfield	6%	
16 Santa Dominga	Liviano	55,0	4,0	12,0	11,7	20,0	24%	45%	7%	45%	Greenfield	21%	

Las siguientes figuras ilustran el resultado del ranking de campos productores de petróleo en Colombia traducido en recursos potenciales a desarrollar.

Figura 28. Recursos potenciales por campo en Colombia - Factor de Recobro / Madurez

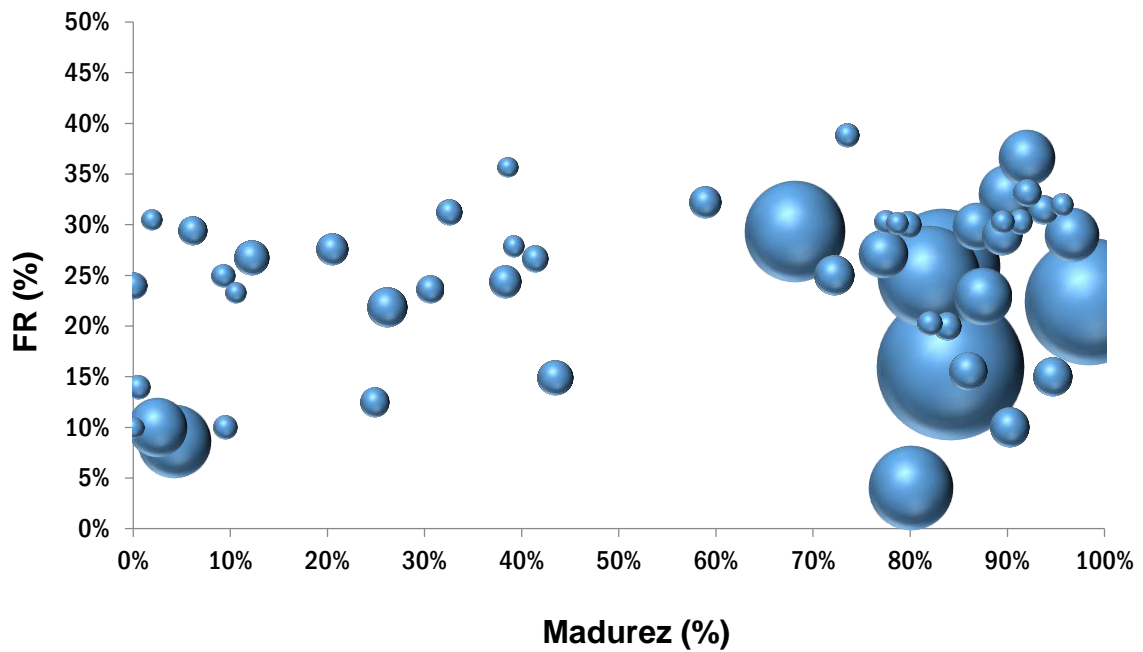
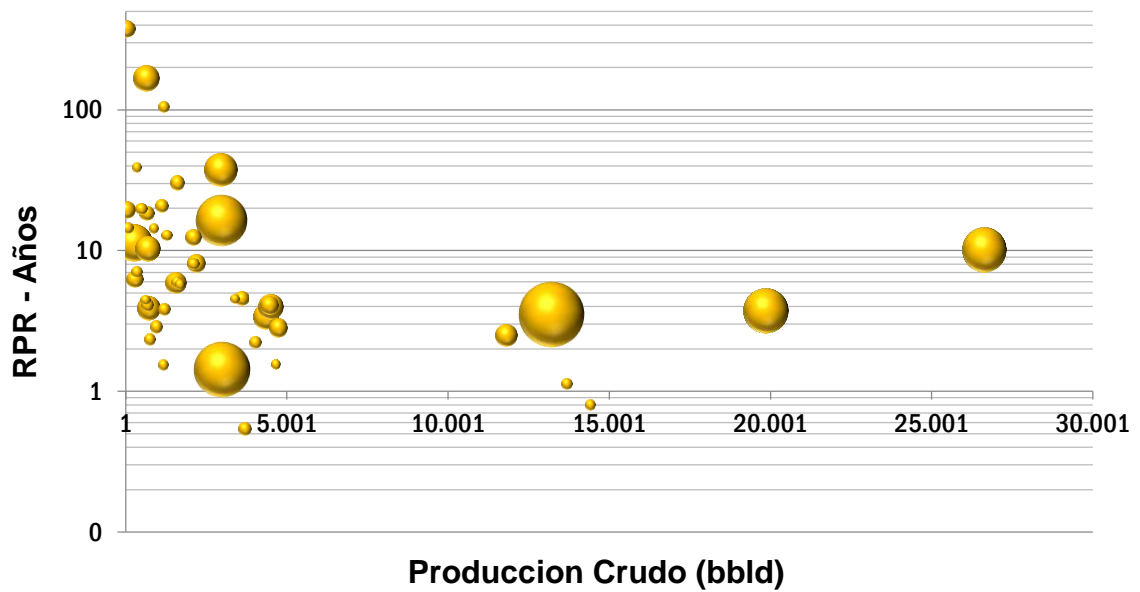
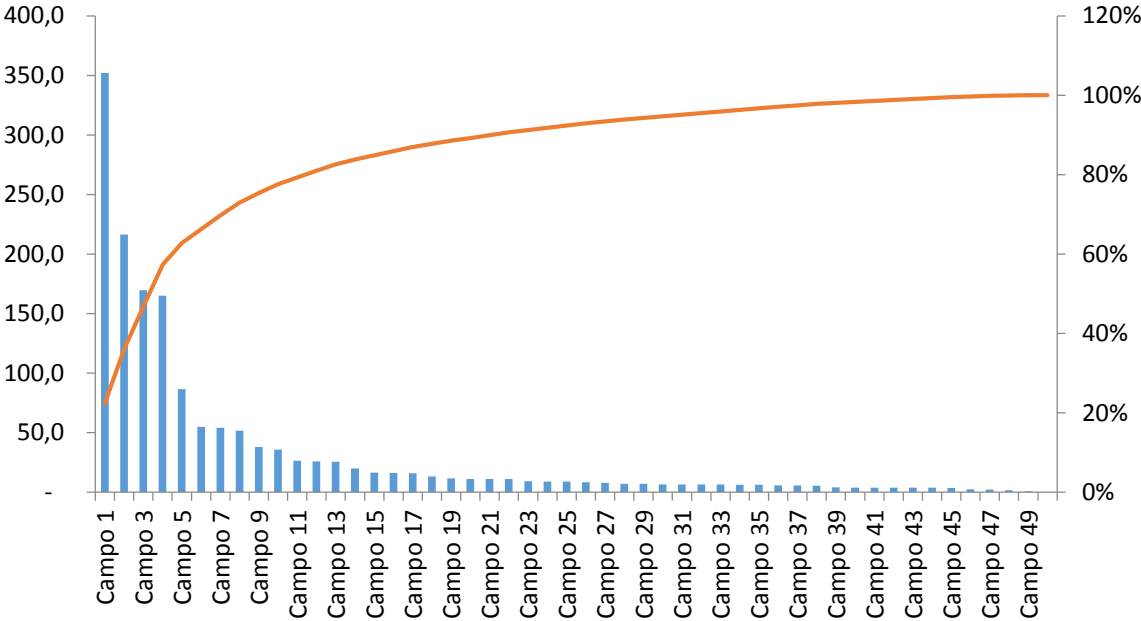


Figura 29. Recursos potenciales por campo en Colombia - Producción de Crudo / Relación producción Reservas



En la gráfica anterior el tamaño de las burbujas es el volumen adicional por campo. Se determinó que el volumen adicional de recursos no tiene relación con el nivel de producción por campo.

Figura 30. Recursos potenciales adicionales por campo en Colombia - MMBBL



Finalmente, con el ejercicio se determinó que la mejor variable de ranking es el volumen de recursos adicionales.

#### 4. ANALISIS DE AREAS INTEGRADAS

Como se ha mencionado, el objeto de esta monografía es desarrollar una metodología técnica que facilite el proceso de identificación de los campos productores de hidrocarburos con mayor potencial de desarrollo de nuevos recursos en el país, que sirva de base para que cualquier compañía interesada en invertir en la industria de los hidrocarburos en Colombia tenga un punto de partida a la hora de querer crecer de forma inorgánica.

Sin embargo, a pesar de que no es objeto de este estudio, no se puede dejar de mencionar que una vez identificadas las oportunidades de crecimiento, es necesario evaluar puntualmente las condiciones de seguridad, medio ambiente y social de la zona donde se encuentren las oportunidades.

En este capítulo, ilustra a nivel general, si Colombia puede considerarse como un escenario atractivo para el crecimiento. Para ello, es necesario realizar un análisis macro donde se revisen las estructuras políticas, económicas, sociales, técnicas, legales y medioambientales (Análisis PESTLE) viendo su impacto en el sector de hidrocarburos.

Del análisis PESTLE realizado, podemos destacar que:

- ✓ El panorama político colombiano se caracteriza por una gran estabilidad política, fiscal y jurídica, una política exterior fuerte y un presupuesto sólido que soporta el plan nacional de desarrollo, pero amenazado por una tendencia al alza de las acciones de los grupos armados (ELN), en medio del inicio de un proceso de negociación de paz, y por un surgimiento de nuevos grupos delictivos (Bacrim) derivados principalmente del acuerdo de paz firmado entre el gobierno nacional y las FARC.
- ✓ La economía colombiana presenta un crecimiento estable, buenos grados de inversión, un clima de inversión superior a los de la región, siendo la posibilidad de la incorporación de Colombia como miembro pleno a la OCDE a corto plazo un buen respaldo a los inversionistas. Como desafíos queda destacar una alta dependencia al sector energético, un alto déficit fiscal y el mal estado de las infraestructuras que requieren altos niveles de inversión.
- ✓ Socialmente, se destaca que Colombia es uno de los países con más desigualdad en América Latina: inequidad de ingresos y bajo índice de desarrollo humano. Para erradicar la pobreza extrema, el país cuenta con

unas políticas sociales fuertes, pero con el riesgo que se use al sector energético como herramienta de desarrollo social.

- ✓ Los avances de Colombia en términos de desarrollo tecnológico han sido limitados, con unos gastos en Investigación y desarrollo del 0,2%, por debajo del 1% recomendado por la OCDE y con la incapacidad de aprovechar hasta ahora las entradas de IED.
- ✓ En cuanto al panorama legal, los reglamentos de inversión del país son comparables a otros mercados emergentes, y sus políticas han alentado la inversión extranjera a pesar de las amenazas de seguridad interna.
- ✓ A nivel medioambiental, Colombia se caracteriza por jugar un papel activo en cuanto a compromiso con diversos tratados internacionales y presenta un alto rango en el índice de desempeño ambiental (EPI). El sector presenta muchos desafíos como el retraso en el otorgamiento de las licencias medioambientales, la falta de claridad en la definición de áreas protegidas, y el desarrollo e implementación de normativa medioambiental en acorde con la situación del sector energético.

Sin embargo, la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) está siendo proactiva en temas ambientales y sociales generando respuesta positiva del Gobierno y Autoridades. En el caso particular de los temas medioambientales, se han establecido un plan de acción y un cronograma de trabajo acordados con las autoridades medioambientales y con las compañías del sector para optimizar el proceso de licenciamiento ambiental.

#### **4.1. ANALISIS POLITICO Y DE SEGURIDAD**

Desde el siglo XIX, la dirección política de Colombia ha sido dictada por el Partido Conservador Colombiano de centro-derecha y el populista Partido Liberal Colombiano. Sin embargo, el fracaso aparente de cualquiera de los dos partidos en el control de la larga guerra civil, en la lucha contra la corrupción, o en el impulsar la debilitada economía ha engendrado una creciente frustración política.

El candidato neo liberal independiente Álvaro Uribe ganó las elecciones presidenciales de mayo 2002 y mayo 2006. Uribe abogó por la adopción de una postura de línea dura contra los rebeldes, lo que formó la columna vertebral de sus dos campañas victoriosas. El ex Presidente Uribe logró reducir los índices de asesinato y secuestro, pero su enfoque duro llevó a acusaciones de violaciones de los derechos humanos por algunos sectores.

Con la llegada del ex presidente Uribe a la presidencia de la república en 2002, se prestó especial atención a la protección y promoción de la inversión extranjera directa en el país. Este fue junto a la seguridad democrática, uno de los pilares fundamentales de la política del ex presidente Uribe que hizo que Colombia recuperara la atención por parte de la comunidad internacional, abandonando la realidad de los años 90 marcada por la violencia y el narcotráfico<sup>27</sup>.

Juan Manuel Santos Calderón fue elegido como Presidente de Colombia, después de que ganó las dos rondas de elecciones en junio 2010. En ese primer mandato el Presidente Santos gozó de gran popularidad en el país, muy favorable para el Gobierno de coalición y, con una fuerte mayoría, el Presidente fue capaz de emprender grandes reformas. El país siguió una política exterior sólida basada en las buenas relaciones bilaterales y multilaterales. Sin embargo, la minería ilegal de oro y el surgimiento de nuevos grupos delictivos se convirtió en el gran desafío que enfrenta el Gobierno.

La principal bandera de esos cuatro años de gobierno se enfocó en establecer un Plan Nacional de Desarrollo a desarrollarse durante los años 2010 - 2014 (PND) el cual estuvo impulsado por cinco “locomotoras”, agricultura, minero-energética, infraestructura, vivienda e innovación y tecnología, las cuales conformaron la estrategia de crecimiento económico sostenible y de competitividad como pilar fundamental para alcanzar un mayor bienestar de la población.

En el mencionado PND el gobierno planteó los siguientes lineamientos estratégicos para el impulso del sector de hidrocarburos:

- ✓ Consolidar los incentivos para atraer inversión al sector.
- ✓ Mantener las condiciones económicas, la seguridad física, y las reglas vigentes en materia contractual.
- ✓ Ampliar el nivel de conocimiento del subsuelo.
- ✓ Evaluar la normatividad de seguridad industrial y medioambiental.
- ✓ Identificar y materializar el potencial en yacimientos no convencionales.

---

<sup>27</sup> CIA, *The world Factbook - Colombia*, 2012.

<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/co.html>

- ✓ Ejecutar los proyectos de expansión de la capacidad de transporte en los ductos y garantizar el acceso de terceros en la infraestructura de transporte de hidrocarburos y derivados del petróleo.
- ✓ Diseñar e implementar una política para la consolidación del sector de gas natural que abarque temas como el almacenamiento, la expansión en exploración, la definición del destino o uso final del gas, el marco institucional, y la confiabilidad en el abastecimiento.

El PND planteó también que el sector minero-energético representaba una oportunidad para aprovechar de manera responsable la riqueza en recursos naturales para generar crecimiento sostenible y mayor equidad social, regional e inter-generacional.

La política exterior de la administración del presidente Santos se ha centrado en reforzar los lazos comerciales de Colombia y el incremento de inversión en casa. El Tratado de libre comercio de Colombia U.S. (TLC) fue ratificado por el Congreso en octubre de 2011 y entró en vigor en mayo 2012. Colombia desde entonces ha firmado o está negociando con otros países, incluyendo Canadá, Chile, México, Suiza, la UE, Venezuela, Corea del Sur, Turquía, Japón e Israel.

En cuanto a la situación de seguridad del país, cabe mencionar los siguientes aspectos<sup>28</sup>:

- ✓ FARC: El gobierno y las FARC firmaron recientemente un acuerdo de paz luego de 4 años de negociaciones. Las conversaciones de paz iniciaron a comienzos de octubre 2012 en Noruega y prosiguieron en Cuba.
- ✓ Narcotráfico: Los líderes emigraron en los últimos años a Bolivia, México, Perú y Venezuela. Los cultivos de coca disminuyeron en Colombia y aumentaron en Bolivia, Perú y Ecuador.
- ✓ Bacrim: Se han consolidado en 5 en los últimos años, conformados por 4800 integrantes. La policía está teniendo una actuación eficaz contra las Bacrim.

---

<sup>28</sup> Wright D., Seguridad en Colombia, conferencia septiembre 2014, Bogotá

- ✓ Criminalidad común: está cayendo en todos los sectores gracias a una mejor inteligencia, capacitación, tecnología y mayores recursos de la Policía.

De acuerdo con el presidente Santos, las conversaciones de paz giraron en torno a cinco grandes temas: el acceso a tierras e infraestructura para las comunidades rurales; las garantías políticas para las FARC y cómo poner fin a la lucha armada; el término del conflicto real y cómo reinsertar a los exrebeldes en la sociedad; el problema del tráfico de drogas; y los derechos de las víctimas del conflicto armado.

La siguiente tabla presenta el análisis macro del panorama político colombiano.

Tabla 8. Análisis del panorama político colombiano

FORTALEZAS ACTUALES	DESAFIOS ACTUALES
<p>Mayoría presidencial en el Parlamento.</p> <p>Fuerte política exterior (alianzas regionales, tratados con Europa y EEUU).</p> <p>Estabilidad política.</p> <p>Política de estabilidad fiscal y jurídica.</p> <p>Política de protección y promoción de la inversión extranjera directa.</p> <p>Política de refuerzo de lazos comerciales con EEUU y Europa.</p>	<p>Presunta corrupción en el sector público.</p> <p>Tensiones entre el poder ejecutivo y el poder judicial (temas de seguridad nacional).</p> <p>Presencia del Estado en zonas remotas.</p> <p>Cambio de la estrategia militar para el manejo de las zonas de desmilitarización para concentración de la guerrilla y entrega de armas.</p> <p>Tendencia a la alza de las acciones del ELN en el país contra infraestructuras y empleados de compañías del sector energético.</p>

FUTURAS PERSPECTIVAS	FUTUROS RIESGOS
<p>Presupuesto sólido para soportar el Plan Nacional de Desarrollo focalizado en crecimiento de empleo, crecimiento económico, y reducción de la pobreza.</p> <p>Reformas fiscales (creación del fondo de estabilización fiscal alimento por las regalías provenientes del sector energético para fomentar la economía, reforma de redistribución de regalías).</p> <p>Proceso de negociación de paz con las FARC</p>	<p>Minería ilegal de oro que se está convirtiendo en la nueva fuente de ingresos para grupos ilegales.</p> <p>Surgimiento de nuevos grupos delictivos (bandas criminales o Bacrim).</p> <p>Uso del sector energético como herramienta de desarrollo social.</p> <p>Presiones para cambio de términos fiscales en un escenario de bajo precio de crudo y/o bajos niveles de producción.</p> <p>Imposibilidad de desarticulación de las fuentes económicas de los grupos insurgentes (Narcotráfico, armas, contrabando, minería ilegal).</p> <p>Formación de nuevas bandas criminales derivadas del acuerdo de paz firmado con las FARC.</p>

## 4.2. ANALISIS SOCIAL

Colombia es un país esencialmente urbano donde residen 47,5 millones de habitantes (2010), de los cuales el 75% se encuentra en ciudades. La distribución étnica es la siguiente: el 58% son mestizos, el 20% caucásicos, el 10,6% mulatos, 3,4% indígenas, y 0,01% gitanos.<sup>29</sup>

---

<sup>29</sup> Oficina Económica y Comercial de España en Bogotá, Guía País Colombia, marzo 2011

Colombia tiene un sistema de bienestar social robusto. El Instituto de Seguridad Social proporciona atención médica, pensiones y otros beneficios a los trabajadores colombianos. La reforma de 1993 previó la creación e implementación de un nuevo sistema de proveedores de atención médica privados conocida como Entidad Promotora de Salud (EPS).

El Presidente Santos se centra en la creación de empleo y el desarrollo rural para mejorar el panorama social del país. Con una edad promedio de 26.6 años, Colombia tiene una ventaja demográfica en términos del número de personas en edad de trabajar.

**4.2.1. Desigualdad.** Como hito importante a nivel social, Colombia es uno de los países con más desigualdad en la región de América Latina:

- ✓ El Gobierno planea realizar inversiones, una reforma agraria y promover educación a fin de reducir la pobreza y la desigualdad.<sup>30</sup>
- ✓ El país presenta un Índice de Desarrollo Humano (IDH) del PNUD igual a 0.72 en 2014 por debajo de la media de la región América Latina – Caribe, y ocupando el puesto 97 entre 169 países, indicativo de los niveles de vida pobres experimentados por parte de la población. Esto es en parte porque el país falla en proporcionar servicios de salud y educación a su población, especialmente aquellos que viven en las zonas rurales.<sup>31</sup>
- ✓ En el año 2015, se redujo en 1,7 puntos porcentuales el Índice de Pobreza Multidimensional, IPM, equivalente a 700 mil personas. En 2014 fue de 21,9 % y en 2015 pasó a 20,2 %. Así mismo, al comparar los resultados de 2015 frente al año anterior, el porcentaje de personas en situación de pobreza para el total nacional disminuyó 0,7 puntos porcentuales, al pasar de 28,5 % en 2014 a 27,8 % en 2015.<sup>32</sup>
- ✓ La reducción de la pobreza extrema a nivel nacional fue de 0,2 puntos porcentuales, mientras en 2014 fue de 8,1% en 2015 se ubicó en 7,9%. Eso

---

<sup>30</sup> *Datamonitor, Colombia – In-depth PESTLE insights, noviembre 2011*

<sup>31</sup> Colombia Índice de desarrollo humano. <http://www.datosmacro.com/idh/colombia>, accedido en Octubre 2016

<sup>32</sup> Dane, Pobreza monetaria y multidimensional en Colombia 2015. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-y-desigualdad/pobreza-monetaria-y-multidimensional-en-colombia-2015>, accedido en Octubre 2016

significa que cerca de 24 mil personas salieron de la pobreza extrema en Colombia.

El Gobierno necesita abordar los problemas de desigualdad y la disparidad, que podría ser la razón para el aumento de las actividades delictivas.

**4.2.2. Consulta previa a comunidades.** El Estado colombiano en la Constitución de 1991 consagró el pluralismo y reconoció la diversidad étnica y cultural de la Nación y el derecho a la consulta previa reglamentada por el Decreto 1320 de 1998 en el caso particular de la explotación de recursos naturales en comunidades indígenas y afrocolombianas.

Sin embargo, la Consulta previa se ha convertido en un elemento político y jurídico tan complejo que genera gran incertidumbre en el desarrollo de proyectos en el país. La cuestión de fondo es que el país ha convivido con la figura de la consulta previa desde hace dos décadas, cuando fue incluida en la Constitución como un derecho fundamental, y aunque existe una norma como el Decreto 1320 de 1998 que pretendió regularla, la verdad es que aún no hay una normativa ni jurisprudencia clara que la desarrolle ni la delimite en el tiempo.

Vale la pena resaltar que el Gobierno reconoce las dificultades pero también indica que una consulta no puede salir en un tiempo corto, porque tiene que ser un proceso meditado en el que las partes tengan la oportunidad de expresarse y conocer el proyecto a fondo.

La nueva ley de reparto de regalías ha también complicado las relaciones con comunidades quienes con el argumento que ahora reciben una menor parte de las regalías están exigiendo una mayor aportación social por parte del sector.

Por otra parte, los nuevas contratos de E&P están contemplando un programa de bienestar social (PBS) obligatorio requiriendo unas inversiones en líneas de actuación social iguales al 1% de las inversiones totales en base a un programa a definir con antelación con las comunidades, quienes, al finalizar el periodo exploratorio, certificar el buen cumplimiento del plan por parte del Operador. Estas condiciones pueden hacer que el inicio de las operaciones en un bloque se vea retrasado de forma importante en el tiempo y que el Operador se vea enfrentándose a una situación de presión por parte de las comunidades.

La tabla 9 presenta el análisis macro del panorama social colombiano.

Tabla 9 Análisis del panorama social colombiano

FORTALEZAS ACTUALES	DESAFIOS ACTUALES
<p>Sistema de bienestar social establecido (El Instituto de Seguridad Social proporciona atención médica, pensiones y otros beneficios a los trabajadores colombianos). Sociedad joven.</p>	<p>Bajo índice de Desarrollo Humano, indicativo de los niveles de vida pobres experimentados por parte de la población.</p> <p>Inequidad de ingresos. Colombia es uno de los países con más desigualdad en la región de América Latina.</p> <p>Administración y gestión respeto a derechos culturales minorías étnicas. Ley de reparto de regalías que está generando complicaciones en las consultas previas con comunidades.</p>
FUTURAS PERSPECTIVAS	FUTUROS RIESGOS
<p>Políticas sociales fuertes (creación del PND en noviembre 2010 para aumentar empleo, reducir la pobreza, y conseguir un crecimiento económico del 6%).</p>	<p>Aumento del crimen.</p> <p>Incorporación de un Plan de Bienestar Social en los nuevos contratos de E&amp;P.</p> <p>Uso del sector energético como herramienta de desarrollo social.</p>

### 4.3. ANALISIS AMBIENTAL

En la región de América Latina, Colombia se ha mantenido a la vanguardia con respecto al mantenimiento de los estándares medioambientales. Existen unas reglamentaciones ambientales para garantizar la realización de objetivos medioambientales del país, que se refleja en su alto rango en el índice de desempeño ambiental (EPI). Colombia ha jugado un papel activo en cuanto a su compromiso de diversos tratados internacionales de medio ambiente.

La firma del Protocolo de Kyoto proporcionó nuevas oportunidades para el Gobierno colombiano, creando expectativas de un alto mercado potencial para certificados de reducción de emisión de gases contaminantes. Varios sectores, como cemento, plantas de energía, agroindustria y forestal – son los pioneros en la elaboración de proyectos de mecanismo de desarrollo limpio.

En la cumbre Río+20, los Objetivos de Desarrollo Sostenible emergieron con uno de los principales resultados, siendo una iniciativa liderada y desarrollada por Colombia.

El país enfrenta los desafíos de la preservación de la vida silvestre, la deforestación y la erosión del suelo. La deforestación es un grave problema en que ha llevado también a un número creciente de especies en peligro de extinción.

Sin embargo, Colombia está trabajando fuertemente en una legislación específica al sector de Hidrocarburos. El Ministerio de Medioambiente está desarrollando una normativa específica al sector pero hasta ahora sin la suficiente coordinación con el Ministerio de Minas y Energía lo cual ha conllevado a veces a una normativa no adaptada al sector y a revisiones o a la implementación de periodos de transición.

4.3.1. Licenciamiento ambiental. En los últimos cinco años los procesos de licenciamiento ambiental en Colombia han sufrido grandes demoras en su otorgamiento, lo que ha llevado a la industria a tener retrasos en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales con la ANH llevando necesariamente a solicitar la ampliación de estos plazos contractuales: procesos de licenciamiento que tardaban de acuerdo con la ley 9 meses, actualmente pueden tardar entre año y año y medio.

Esta situación llevó a la industria a tratar el tema al más alto nivel directamente con la Presidencia de la República y la Dirección de la ANH para tratar de generar cambios en esta dinámica; por lo anterior y en el marco de la reorganización estatal planteada por el Gobierno Santos, mediante la Ley 144 de 2011 se escindió el Ministerio de Ambiente, vivienda y desarrollo territorial MAVDT, en dos Ministerios, el Ministerio de Vivienda, ciudad y territorio y el Ministerio de Ambiente y desarrollo sostenible.

Adicionalmente, también creó la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA como una medida para contrarrestar los problemas crecientes en el

otorgamiento de Licencias Ambientales en el país esta entidad que tiene autonomía administrativa y financiera.

Sin embargo, y aunque el Gobierno Nacional tiene la voluntad clara de dar solución a esta problemática, la ANLA tiene grandes retos que afrontar como son:

- ✓ Planeación interinstitucional en la priorización de minería, infraestructura, hidrocarburos y energía.
- ✓ Aumento del número y complejidad de los proyectos a evaluar.
- ✓ Esfuerzos concentrados en atender las problemáticas del trámite y no en la gestión del conocimiento, el trabajo interinstitucional y la construcción de instrumentos.
- ✓ Falta de estandarización de criterios de evaluación y seguimiento.
- ✓ Incremento en las manifestaciones de inconformidad de las comunidades.
- ✓ Falta de recursos.
- ✓ Procedimientos no adaptados a la nueva situación.

Sin la solución de las problemáticas antes planteadas los tiempos de licenciamiento seguirán siendo mayores a las establecidas en la ley.

La ACP ha tomado una actitud proactiva frente a la problemática con respuesta positiva por parte del Gobierno y de las Autoridades a fin de mejorar los procesos de licenciamiento ambiental estableciendo un plan de acción acordado con el ANLA y un cronograma de trabajo con reuniones mensuales de seguimiento.

4.3.2. **Áreas protegidas.** Otra gran punto de incertidumbre para el desarrollo de los proyectos son las áreas protegidas del país, áreas en las cuales está prohibida o restringida la actividad extractiva, lo anterior no sería problema si se tuviera claridad sobre la ubicación y delimitación de dichas áreas, o si se tuviera claridad en las zonas donde no se puede desarrollar actividades extractivas ya que la única categoría donde es claro que no se puede desarrollar actividad alguna es en las áreas de Parques Nacionales Naturales.

De otra parte la falta de conocimiento público en cuanto a la ubicación y distribución de las áreas protegidas en el país hace que el Gobierno Nacional siga creando áreas de protección ambiental (como ejemplo esta lo planteado en el Plan de Desarrollo Nacional 2011-2014 donde prevé incluir restricciones ambientales para el sector minero y de hidrocarburos en áreas de humedales y praderas de pastos marinos).

**4.3.3. Compensaciones.** Las compensaciones ambientales se originan por los impactos causados que no pueden ser evitados o mitigados en el desarrollo de actividades. La orientación del Gobierno Nacional en cabeza del Sistema Nacional Ambiental - SINA ha sido privilegiar la preservación como actividad de compensación por pérdida de la biodiversidad, sin embargo la disparidad de opiniones de las distintas autoridades ambientales sobre la orientación, contenido y alcance de estas compensaciones, hace urgente que el Ministerio de Ambiente dicte un reglamento respectivo a este tema con el fin de conciliar y unificar a nivel nacional.

La tabla 10 presenta un análisis macro del panorama medioambiental colombiano.

Tabla 10. Análisis del panorama medioambiental colombiano

FORTALEZAS ACTUALES	DESAFIOS ACTUALES
<p>Alta clasificación EPI (Índice de desempeño ambiental).</p> <p>Fuerte posición medioambiental (retiro de licencias de explotación).</p>	<p>Aumento de la deforestación y de la erosión de suelo.</p> <p>Pobre implementación de las leyes medioambientales.</p> <p>Desarrollar e Implementar normativa medioambiental en acorde con la situación del sector energético.</p> <p>Retraso en el otorgamiento de las licencias medioambientales.</p> <p>Falta de claridad en la definición de áreas protegidas.</p>



FUTURAS PERSPECTIVAS	FUTUROS RIESGOS
<p>Proyectos medioambientales con EEUU, Europa, Naciones Unidas.</p> <p>Respuesta positiva del Gobierno y autoridades a iniciativas proactivas de la ACP.</p>	<p>Aumento de emisiones de CO2</p> <p>Normativa no adaptada a la realidad del sector energético.</p>

## 5. CONCLUSIONES

La metodología técnica presentada conceptualmente, es completamente viable como herramienta de apoyo segura y confiable en el proceso de identificar los campos con mayor potencial de desarrollo de reservas en Colombia.

El ejercicio del ranking de campos productores en Colombia arrojó como resultado que existe un potencial de desarrollo de recursos del 39% adicional (aumento de reservas upside) lo cual extendería el RPR en 4,3 años adicionales, si se mantuviese el nivel de producción de petróleo actual.

Adicionalmente, luego de analizar 484 campos productores de petróleo, con el ejercicio se pudo verificar que para los campos productores de petróleo en Colombia se puede relacionar la densidad API y el factor de recobro, concluyendo que a mayor Gravedad API, mayor Factor de Recobro.

En la estimación del factor de recobro técnico por campo, se evidenció que existen campos que tiene un factor de recobro mayor al técnico. De los 484 campos analizados, solo 94 campos (19,4% del total) cumplían esta condición y por lo tanto, estos campos no se tomaron en cuenta para la estimación de volúmenes adicionales.

Se estimó que el volumen adicional de todos los campos alcanza los 2790 MMBBLS. EL 80% de ese volumen se concentra en 57 campos. El OOIP para Colombia es de aproximadamente 50185 MMBBLS. Con el valor reservas 2P del año 2015 el factor de recobro del país alcanzaría los 25%.

Los volúmenes adicionales estimados harían que el factor del recobro del país alcance un valor de 31%. Esto confirma la oportunidad que tiene el país en el incremento de reservas bajo la implementación de proyectos de recuperación mejorada.

El mayor potencial de volumen adicional se encuentra en campos de crudo liviano y mediano, >90%. Estos campos tienen un potencial para desarrollar volúmenes adicionales por medio de implementación de proyectos de inyección de agua y recuperación terciaria (por ejemplo, métodos químicos, inyección de polímeros, alcalinos y/o surfactantes).

En términos de Tipo de Crudo, la mayoría de campos en Colombia son de crudo liviano y mediano. Si comparamos esto con el OOIP, la producción y las reservas asociadas se puede concluir que en Colombia existe un gran número de campos de petróleo liviano y mediano de tamaño pequeño.

Se determinó que la mayoría de los campos con mayor potencial de volúmenes adicionales son campos maduros (Madurez mayor a 50%). Esto sería una ventaja al momento de aplicar proyectos de desarrollo de recuperación secundaria y terciaria ya que probablemente existiría una infraestructura en sitio.

El volumen adicional de recursos no tiene relación con el nivel de producción por campo. Sin embargo, aquellos campos con mayor nivel de producción y altos niveles de volúmenes adicionales, permitirían niveles de inversión más altos, ya que al tener mayores niveles de ventas (producción por precio de crudo) tendrían más ingresos para financiar la inversión de proyectos de recuperación mejorada.

Colombia ofrece hoy y a medio plazo las condiciones políticas y económicas para invertir y asegurar una estabilidad jurídica, así como protección al inversionista, buscando en el sector de hidrocarburos fomentar la exploración para capturar nuevas reservas y sostener la producción, conocedora de los retos a los cuales se enfrenta para llegar a este objetivo.

Los grandes desafíos del sector pueden resumirse en relaciones con comunidades, obtención de licenciamiento ambiental, adecuada capacidad de infraestructura de transporte, acceso y disponibilidad de tecnología, servicios y mano de obra, el desarrollo de los no convencionales y el desarrollo costa afuera.

## BIBLIOGRAFÍA

Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de sus estrategias de desarrollo PEN 2010-2030. Informe Final Trabajo para UPME - Contrato 042- 410312-2009 Unión Temporal Universidad Nacional-Fundación Bariloche, diciembre 2009- Julio 2010. Argentina, diciembre 2010.

ARDAVÍN, José Antonio. Estudio de la OCDE sobre Políticas de Inversión en Colombia. Ciudad de México, Abril 2012.

BACA URBINA, Gabriel. Evaluación De Proyectos Sexta Edición. Bogota D.C.: MC Graw Hill, Octubre 2009

Boletín estadístico mensual [En línea]. Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. Consultado en Junio de 2016. Disponible en: [www.acipet.com.co](http://www.acipet.com.co)

Breve historia petrolera de Colombia [En línea]. Consultado en Junio de 2016. Disponible en:  
[http://www.alip.org/docs/Historias/breve\\_historia\\_petrolera\\_colombia.pdf.pdf](http://www.alip.org/docs/Historias/breve_historia_petrolera_colombia.pdf.pdf)

CHAIN C. Estudio de Caso – Colombia Proyecto: Planificación Energética, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) and *University of Calgary*. Calgary, septiembre 2009

CLARK, Helen – Programa de las naciones unidas para el desarrollo. Informe sobre desarrollo humano 2015. Bogotá, 2014.

Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos América Latina 2010 [En línea]. *Author made based on petroleum code and medinaceli m*. Consultado en Junio de 2016. Disponible en:  
<http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/LibroContratosPetroleros.pdf>

Control y liquidación de Regalías [En línea]. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Consultado en Junio de 2016. Disponible en:

<http://www.anh.gov.co/media/cartillas/regaliasSector.pdf>

Datamonitor. Country Analysis Report: Colombia, In-depth PESTLE Insights. Marketline. Bogotá, 2011.

Decreto 1760 de 2003 [En línea]. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Consultado en Junio de 2016. Disponible en:

[http://www.anh.gov.co/media/normatividadANH/creacion/decreto\\_1760\\_2003.pdf](http://www.anh.gov.co/media/normatividadANH/creacion/decreto_1760_2003.pdf)

ECOPETROL S.A. Modelo de Maduración de Proyectos (Intranet: Página interna de Ecopetrol S.A.). Bogotá, noviembre 2005.

El Petróleo y su mundo [En línea]. Ecopetrol. Bogotá, 2011. Consultado en Diciembre de 2015. Disponible en:

<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Libro60anios/esp/cap3.htm>

Glosario de términos [En línea]. CREG - Comisión de regulación de energía y gas. Consultado en Diciembre de 2015. Disponible en:

<http://www.creg.gov.co/index.php/es/normatividad/glosario/Glossary-1/>

GUZMAN, Rodolfo. Potential Resources Of Unconventional Hydrocarbons In Colombia, ANH Unconventional Hydrocarbons WorkShop, Arthur D. Little. Bogotá, Junio 8, 2011.

Historia de la industria del petróleo en Colombia [En línea]. Asociación Colombiana de petróleos. Consultado en Junio de 2016. Disponible en:

<http://www.acp.com.co/assets/documents/Asuntos%20Publicos/comunicaciones/Publicaciones/Revista%20ACP.pdf>

Histórico de Reservas [En línea]. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Consultado en Junio de 2016. Disponible en:

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Documents/Hist%C3%B3rico%20de%20Reservas%202015.pdf>

IHS CERA, *Finding the new critical numbers: Estimating the burden of global production attrition*. Oklahoma, 2000.

Informe Estadístico Petrolero (IEP) y de Taladros [En línea]. Asociación Colombiana de Petróleos. Consultado en Junio de 2016. Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>

*Onshore access to oil and natural gas resources* [En línea]. American Petroleum Institute. Consultado en Junio de 2016. Disponible en: <http://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/onshore/onshore-access-oil-and-gas-resources>

Producción mensual de petróleo y gas en Colombia [En línea]. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Consultado en Junio de 2016. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

Reporte de presentación de los Informes de Recursos y reservas - IRR 2015 [En línea]. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Consultado en Junio de 2016. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Documents/Reporte%20de%20presentaci%C3%B3n%20de%20los%20Informes%20de%20Recursos%20y%20Reservas-IRR%202016.pdf>

Retos y perspectivas para el segmento *offshore* en Colombia [En línea]. Colombia Energía. Consultado en Junio de 2016. Disponible en: <http://www.colombiaenergia.com/featured-article/ecopetrol-retos-y-perspectivas-para-el-segmento-offshore-en-colombia>

Rompiendo fronteras costa afuera [En línea]. Colombia Energía. Consultado en Junio de 2016. Disponible en: <http://www.colombiaenergia.com/node/6>

Texto modelo sobre problemas sociales, económicos y ambientales. Programa para el Desarrollo del Instituto del Banco Mundial. Washington, D.C., *United States*, 2010.

Unidad de planeación minero energética – UPME. Escenarios de Oferta y Demanda de Hidrocarburos en Colombia. Bogotá D.C., Diciembre 2013



VARGAS, C. Potencial de Hidrocarburos en Colombia, Trabajo conjunto ANH-UNAL, Enercol 2012. Bogotá, septiembre 2012.