

Cómo debería enfrentar la industria del petróleo en Colombia el riesgo de la pérdida de autosuficiencia y la condición de país exportador de petróleo y gas

LUIS F. FONSECA N.

COLEGIO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE ADMINISTRACION - CESA

Maestría en Administración de Empresas – Internacional

Bogotá

2016

Cómo debería enfrentar la industria del petróleo en Colombia el riesgo de la pérdida de autosuficiencia y la condición de país exportador de petróleo y gas

LUIS F. FONSECA N.

Director:

Dr. Grigory Ibrahim Massa, UPME

COLEGIO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE ADMINISTRACION - CESA

Maestría en Administración de Empresas – Internacional

Bogotá

2016

*Dedicado a mi amada esposa María Elena y a nuestro hijo Luis Felipe,  
la prueba irrefutable de que se pueden “tocar” los sueños...*

## TABLA DE CONTENIDO

Resumen.....	9
Palabras Clave.....	10
1. Introducción.....	12
1.1. Formulación del problema. ....	14
1.2. Justificación. ....	14
1.3. Hipótesis. ....	15
1.4. Objetivos.....	18
Objetivo general. ....	18
Objetivos específicos. ....	18
2. Estado del Arte .....	19
3. Marco teórico.....	34
3.1. Evolución de las teorías de explotación de recursos naturales .....	34
3.2. La Enfermedad Holandesa y la maldición de los recursos naturales.....	39
3.3. Los recursos naturales y la teoría económica .....	43
3.4. Importancia de la Industria Petrolera en la Economía del País .....	45
3.5. Técnicas Mejoradas de Recobro aplicadas a Campos Maduros .....	48
3.6. Yacimientos Costa Afuera .....	50
3.7. Incremento de la actividad exploratoria en áreas con bajo riesgo .....	53

3.8.	Los Crudos Pesados y Extra-Pesados .....	56
3.9.	Los Yacimientos No Convencionales .....	60
4.	Metodología.....	71
5.	Escenarios de Simulación.....	73
5.1.	Exploración en Cuencas Maduras de bajo riesgo .....	74
5.2.	Crudos pesados y extra pesados:.....	69
5.3.	Producción Incremental en un campo Maduro: .....	74
5.4.	Los Yacimientos No Convencionales .....	79
5.5.	Yacimientos de Gas Costa Afuera .....	83
5.6.	Jerarquización Multivariable & “Value Management” .....	87
6.	Proyecciones de Oferta y Demanda de petróleo y gas en Colombia.....	91
7.	Análisis de la Estrategia Propuesta.....	96
	Conclusiones .....	101
	Recomendaciones.....	105
	Bibliografía.....	106

## Lista de Figuras

<b>Figura 1.</b> Diagrama del Sistema Petrolífero (tomado de Metwalli, F. y Pigott, J, 2005). .....	54
<b>Figura 2.</b> Producción anualizada de una oportunidad exploratoria de 10 MMBP (Millones de barriles de petróleo) en la cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. ....	74
<b>Figura 3.</b> Resultados de los principales indicadores financieros para el caso genérico de un campo hipotético en los Llanos Orientales, de tamaño igual a 10 Millones de barriles de reservas recuperables. Supuesto: WTI igual a 40 dólares por barril.....	64
<b>Figura 4.</b> Resultados de los principales indicadores financieros para el caso genérico de un campo hipotético en los Llanos Orientales, de tamaño igual a 10 Millones de barriles de reservas recuperables. Supuesto: WTI igual a 60 dólares por barril.....	65
<b>Figura 5.</b> Gráfica de Tornado, mostrando la importancia de cada uno de los factores y la sensibilidad en el NPV, con variaciones de más o menos el 20% de cada uno de los factores.....	66
<b>Figura 6.</b> Resultados de la simulación, reduciendo el costo de transporte a 5 dólares por barril y los costos de producción a 10 dólares por barril (Caso hipotético, Llanos Orientales, Tamaño 10 millones de barriles recuperables). ....	67
<b>Figura 7.</b> Pronostico de producción anualizada para un yacimiento de crudo pesado de 150 Millones de barriles recuperables. ....	69
<b>Figura 8.</b> Resultados de la simulación económica para un yacimiento de crudo pesado, con un WTI de 40 dólares por barril.....	70
<b>Figura 9.</b> Resultados de la simulación para el mismo caso de crudo pesado, pero con un WTI de 60 dólares por barril. ....	71

<b>Figura 10.</b> Gráfica de tornado, que muestra que el precio es la variable que más impacta el NPV para el caso de crudo pesado.....	72
<b>Figura 11.</b> Resultados de la simulación, disminuyendo los costos de operación y transporte. ..	73
<b>Figura 12.</b> Pronóstico de producción anualizada para un proyecto de recobro mejorado por inyección de agua.....	74
<b>Figura 13.</b> Resultados de la Simulación para un proyecto de recobro mejorado, asumiendo un WTI de 40 dólares por barril.....	75
<b>Figura 14.</b> Resultados de la simulación para un proyecto de recobro mejorado, asumiendo un WTI de 60 dólares por barril.....	76
<b>Figura 15.</b> Resultados de la simulación para un proyecto de recobro mejorado, asumiendo un WTI de 95 dólares por barril.....	77
<b>Figura 16.</b> Gráfica de Tornado, mostrando el impacto de los principales factores en el NPV de un proyecto de recobro mejorado. ....	79
<b>Figura 17.</b> Pronóstico de producción anualizado para un proyecto de yacimientos no convencionales.....	80
<b>Figura 18.</b> Resultados de la simulación de un yacimiento no convencional; WTI igual a 40 dólares por barril. ....	82
<b>Figura 19.</b> Gráfica de Tornado para un yacimiento no convencional.....	83
<b>Figura 20.</b> Pronóstico de Producción para un yacimiento de gas en el Caribe Colombiano. A continuación se muestran los resultados de la evaluación financiera de este tipo de oportunidades:.....	84
<b>Figura 21.</b> Resultados de la simulación económica para un yacimiento de gas en el caribe colombiano.....	85

<b>Figura 22.</b> Gráfica de tornado, mostrando el efecto de los principales factores en el NPV para un proyecto de gas en el caribe colombiano. ....	86
<b>Figura 23.</b> Gráfica de Oferta contra demanda para petróleo (Fuente UPME). ....	91
<b>Figura 24.</b> Gráfica de oferta y demanda de gas en Colombia (Upme, 2015). ....	92
<b>Figura 25.</b> Gráfico que muestra la relación entre reservas y producción en Colombia (ANH)..	94
<b>Figura 26.</b> Producción promedio por día de petróleo en Colombia durante el 2015 (fuente ANH). .....	95
<b>Figura 27.</b> Pronóstico de precios del petróleo WTI (Fuente: <a href="http://www.forecasts.org">www.forecasts.org</a> ). ....	96
<b>Figura 28.</b> Pronósticos de precios WTI (Fuente: <a href="http://longforecast.com/crude-oil">http://longforecast.com/crude-oil</a> ). ....	96

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1.</b> Escenarios Analizados en el presente trabajo. ....	73
<b>Tabla 2.</b> Datos de entrada para el modelo de simulación. ....	61
<b>Tabla 3.</b> Datos de salida del modelo de simulación. ....	62
<b>Tabla 4.</b> Resumen consolidado de los resultados de las simulaciones. ....	88
<b>Tabla 5.</b> Resultado consolidado de las simulaciones, aplicando la jerarquización multi-variable. .....	89

## **Resumen**

Nuestro país tiene en la actualidad una urgente necesidad de encontrar nuevas reservas de hidrocarburos, teniendo en cuenta que en los últimos años, a pesar de haberse incrementado en forma significativa los niveles de producción, no se cuentan con nuevos descubrimientos que impacten favorablemente el escenario de autosuficiencia energética de petróleo y gas.

Dentro de las opciones que en principio podrían considerarse de alto impacto, se tienen la exploración y explotación de crudos pesados y extra-pesados, los denominados Yacimientos No Convencionales, los yacimientos de gas costa afuera, al igual que los proyectos de recobro mejorado aplicado a campos maduros ya descubiertos y, finalmente, la exploración intensiva en áreas de bajo riesgo.

Con el presente trabajo de investigación, se busca establecer de manera concreta cuál de estas alternativas, o quizás una combinación de más de una de ellas, podrían ser la solución al escenario de la pérdida de autosuficiencia en el sector de hidrocarburos en Colombia en el mediano y largo plazo. Se planea hacer un diagnóstico de la situación actual y después, construir escenarios probables, de tal manera que sea posible hacer una evaluación financiera de cada opción y determinar cuál sería la mejor estrategia a seguir.

## **Palabras Clave**

**Petróleo:** Sustancia líquida compuesta por una mezcla de hidrocarburos, de color oscuro y olor fuerte, menos denso que el agua, que se encuentra en estado natural en yacimientos subterráneos de los estratos superiores de la corteza terrestre. Su destilación fraccionada da productos de gran importancia industrial como la gasolina, el querosene, alquitrán, disolventes, etc.

**Gas:** En el presente trabajo, hace referencia a hidrocarburos en estado gaseoso o gas natural. Tiene un origen similar a los hidrocarburos líquidos, también conocidos como petróleo, pero son aún menos densos que estos últimos. Se constituye en una fuente importante de los denominados Combustibles fósiles.

**Yacimiento No Convencional:** formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Los Yacimientos No Convencionales típicos incluyen, entre otros, las arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón, gas y petróleo de lutitas y arenas bituminosas.

**Crudo Pesado:** Los crudos pesados y extra-pesados se caracterizan por tener unas bajas gravedades API (la gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo; números por encima de 20 se consideran livianos, mientras que por debajo son pesados). Por esta razón, dichos crudos no fluyen con facilidad.

**Campo Maduro:** Se define por campo maduro aquel que se encuentra en una etapa de declinación (Después de haber alcanzado su pico de producción, que corresponde al nivel máximo de Producción).

## **1. Introducción**

Hoy en día en Colombia, se tiene una imperiosa necesidad de encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos, que le permitan extender por más años la autosuficiencia energética e incluso su condición actual de exportador de petróleo, situación que le ha permitido al país contar con recursos suficientes para satisfacer las necesidades presupuestales del estado hasta la fecha. Teniendo en cuenta la historia reciente, es posible verificar que no se han encontrado nuevos descubrimientos de tamaño significativo que aumenten las reservas de petróleo y gas en Colombia. Por otra parte, resulta cada vez más difícil mantener la meta de producir más de un millón de barriles de petróleo por día de manera consistente en el último año.

La consecución de divisas provenientes del sector de petróleos ha sido hasta la fecha pilar fundamental para financiar los recursos que necesita el país. Sin embargo, basados en los resultados que se han tenido en la actividad exploratoria en los últimos años, esta situación podría cambiar radicalmente en los próximos años. Esto, sumado al comportamiento actual de los precios del petróleo (que marcan una tendencia a la baja en los últimos meses), hace aún más difícil la situación.

Surge entonces la pregunta de cómo debería afrontar la Industria Petrolera en Colombia el reto de encontrar nuevas fuentes de reservas y producción para el país, que contribuyan a no solo mantener la condición de Colombia como exportador de petróleo, pero también que le permita al gobierno nacional la consecución de recursos fundamentales para el desarrollo del país. Alternativas como la aplicación de técnicas mejoradas para recobro de campos existentes, la exploración y explotación de crudos pesados y extra-pesados, la exploración de oportunidades en

el Mar Caribe (Costa Afuera), la exploración y explotación de yacimientos relativamente pequeños en áreas con bajo riesgo, que sumados en conjunto pueden tener impactos acumulados de importancia o, finalmente, los denominados Yacimientos No Convencionales, se muestran como alternativas viables para cumplir estos objetivos.

Sin embargo, algunos proyectos requieren de inversiones sustanciales, que podrían hacerlos inviables por sus altos costos, como el caso de los Yacimientos No Convencionales, que en el escenario actual de precios bajos, no serían de ninguna manera rentables en Colombia. Por esta razón, se hace necesario evaluar en detalle su viabilidad técnica y económica, mediante un análisis detallado de los potenciales recursos y reservas en el país, planteando escenarios de producción factibles y finalmente, realizando una evaluación financiera de unos proyectos de esta magnitud en Colombia. El aumento de las reservas y de la producción de hidrocarburos proveniente de alguno de estos tipos de yacimientos podría ser la respuesta al problema de la pérdida de autosuficiencia en Colombia. En el presente estudio, se planea evaluar cinco alternativas que le podrían permitir a Colombia mantener su condición de país exportador de petróleo y gas y a la vez, garantizar su autosuficiencia energética. Estas alternativas son los denominados Yacimientos No Convencionales, yacimientos de crudos pesados y extra pesados, yacimientos de gas costa afuera, la aplicación de recobro mejorado a campos maduros y finalmente, la exploración en cuencas de bajo riesgo (como por ejemplo los Llanos Orientales). Para ello, se realizará un escenario de producción y desarrollo viable para cada una de las alternativas y se construirá un modelo de evaluación financiera y al final, se planea comparar cada una para definir cuál podría ser la estrategia más viable para el país.

### **1.1. Formulación del problema.**

Surge entonces la siguiente pregunta: ¿Cómo debería entonces enfrentar la Industria del Petróleo en Colombia, el riesgo de la pérdida de autosuficiencia y la condición del país de exportador de petróleo y gas? Para ello, se hace necesario evaluar cuál es la situación actual de nuestro país, en términos de reservas probadas (volúmenes de hidrocarburos en los cuales se tiene una alta certeza de su existencia, que de acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, ascienden a 2445 millones de barriles, el mayor nivel en su historia), la producción actual y su proyección en los próximos años y finalmente, el análisis general de las potenciales fuentes de reservas adicionales para el país. Con base en los resultados de la presente investigación, se pretende evaluar cuales serían las alternativas para solucionar el problema antes descrito. Tal y como se mencionó anteriormente, se planea postular cinco alternativas viables para solucionar el problema de la pérdida de autosuficiencia, realizando un pronóstico de producción para cada una y realizando una evaluación financiera de cada una en diferentes escenarios de precios y costos, con el fin de compararlas entre sí y finalmente, proponer cual podría ser la o las alternativas más viables.

### **1.2. Justificación.**

Como ya se mencionó anteriormente, nuestro país enfrenta en los próximos años retos muy importantes en materia de autosuficiencia en el sector de hidrocarburos. Colombia, como gran parte de países de América Latina, ve en este sector la fuente de recursos para el crecimiento económico (Amézquita, P, 2014, Rudas, G. y Espitia, J., 2013). Sin embargo, esta condición podría cambiar dramáticamente en los próximos años, si Colombia no encuentra yacimientos de

hidrocarburos de tamaño significativo, que impacten de manera positiva, tanto las reservas del país, como también su producción.

Algunas de las opciones con las que se cuenta en la actualidad son: Aplicación de técnicas de recobro mejorado en campos maduros existentes, exploración de grandes oportunidades costa afuera, exploración intensiva en áreas con bajo riesgo pero con oportunidades de tamaños relativamente pequeños en términos de reservas (tal y como ocurre en los Llanos Orientales, en donde se presenta gran actividad, pero en donde hace ya unos años no se reportan hallazgos de tamaño importante), exploración y explotación de crudos pesados y finalmente, la explotación de los denominados Yacimientos No Convencionales, que podrían representar una fuente importante de reservas y producción para el país. Con el presente trabajo de investigación, se busca evaluar de manera general estas oportunidades y una vez establecido un escenario de producción para cada alternativa, realizar una evaluación financiera con el fin de evaluar su viabilidad.

### **1.3. Hipótesis.**

En el presente trabajo de investigación, se plantea la siguiente hipótesis:

- El problema del riesgo de pérdida de autosuficiencia en materia de hidrocarburos en Colombia se debe principalmente a la falta de campañas de exploración en áreas y/o yacimientos nuevos de gran potencial en tamaño. Lo anterior estaría relacionado en gran medida con los altos costos de exploración, la falta de incentivos que atraigan capitales de inversión y en los últimos meses, al desplome de los precios internacionales del petróleo, que hacen aún más difícil la situación.

Como hipótesis alternativas, se tienen las siguientes:

- Las fuentes futuras de reservas y producción de hidrocarburos para el país estarían representadas básicamente en cinco grandes oportunidades: Primera, la aplicación de técnicas mejoradas de recobro a campos maduros; segunda, la exploración de yacimientos costa afuera (en el Caribe y Pacífico colombianos); tercera, en la exploración intensiva en áreas con bajo riesgo, pero que tienen oportunidades en general de tamaño menor, pero que sumadas pueden tener un impacto significativo; cuarta, la explotación de crudos pesados y extra-pesados y quinta, la explotación de los denominados Yacimientos No Convencionales.
- Se plantea también que alguna de las oportunidades descritas en el punto anterior, o quizás, la combinación de algunas de ellas, podrían ser la solución para sostener y prolongar la autosuficiencia de petróleo y gas en Colombia en el mediano y largo plazo.
- Otra posible hipótesis podría ser que Colombia no pudiese conseguir nuevas e importantes reservas, con lo cual se perdería definitivamente el chance de postergar más en el futuro la autosuficiencia en petróleo y gas. El hecho de que Venezuela este por ahora cerrada a la inversión extranjera podría ser una de las principales causas por las cuales nuestro país ha sido el receptor de muchos de estos capitales en los últimos años. Si la situación en Venezuela cambiara, la inversión extranjera podría irse a este país, situación que sería contraproducente para Colombia.
- Los Yacimientos No Convencionales son viables en nuestro país.
- La producción de crudo pesado y extra pesado y sus reservas asociadas, a pesar de ser de volúmenes importantes, requieren de la aplicación de nuevas tecnologías que implican

costos importantes. Una hipótesis sería que la explotación de estos recursos pudiera ser tan costosa que se vuelva inviable.

- Los recursos que se tienen Costa Afuera (especialmente en el Caribe colombiano), son muy probablemente volúmenes de gas (existen muy pocas probabilidades de encontrar hidrocarburos líquidos). Por otra parte, su exploración y desarrollo requieren de inversiones muy grandes, tratándose de la perforación en el mar, que requiere de traer plataformas de perforación, las cuales tienen unos costos altísimos. Si los hidrocarburos son gaseosos, sus precios de venta son significativamente menores a los del petróleo líquido. Una hipótesis sería que los volúmenes de recursos Costa Afuera no serían lo suficientemente grandes como para ser desarrollados.
- Los campos maduros representan oportunidades de menor riesgo, tratándose de campos de petróleo y gas ya descubiertos. La aplicación de recobro mejorado en estos campos permite convertir recursos potenciales en reservas. Sin embargo, dependiendo del tipo de yacimiento, la aplicación de diferentes técnicas de recobro varían, algunas más o menos efectivas que otras. Una hipótesis sería que los recursos asociados al recobro mejorado aplicado a campos maduros pudiera ser insuficiente para resolver el tema de la autosuficiencia, en términos de reservas y producción.

## **1.4. Objetivos**

### **Objetivo general.**

Estudiar de manera detallada las probables causas por las cuales Colombia enfrenta en estos momentos un riesgo en materia de pérdida de autosuficiencia en el sector de hidrocarburos y plantear una probable solución a este problema.

### **Objetivos específicos.**

- Comprobar si la hipótesis planteada es válida.
- Realizar una evaluación general de los recursos potenciales con los que cuenta el país, que pudieran ser alternativas para suplir las necesidades de reservas y producción de Hidrocarburos en los próximos años, de tal manera que contribuyan a disminuir los riesgos de la pérdida de autosuficiencia en la producción de petróleo y gas en Colombia y la posibilidad de mantener a nuestro país como exportador de petróleo y gas.
- Crear modelos de evaluación financieros para cada una de las oportunidades, con el fin de estimar su viabilidad económica, teniendo en cuenta todas y cada una de las variables. Los resultados que se obtengan permitirían establecer cuales variables pesan más en los modelos de simulación y porque. Así mismo, proveerán unos criterios de comparación entre las diferentes oportunidades a evaluar.
- Determinar cuál (o cuales) podría (n) ser las oportunidades más viables para el país, en términos de sostener y prolongar la autosuficiencia en la producción de petróleo y gas en el mediano plazo, teniendo en cuenta que sean proyectos sustentables y sostenibles.

## 2. Estado del Arte

El análisis económico relacionado con los recursos naturales es relativamente reciente, tal y como lo expresa Alfranca, B., 2012. Sin embargo, este mismo autor señala que los conceptos económicos relacionados con el medio ambiente son tan antiguos como la propia ciencia económica. Alfranca, B., 2012, resume los principales temas y escuelas de pensamiento sobre la economía de los recursos naturales, desde la Escuela Mercantilista, que basaba el buen funcionamiento de la economía de un país con base en la acumulación de oro y plata y de una balanza de pagos favorable, hasta la Escuela Fisiócrata, que creían que la tierra era la principal fuente de riqueza. Durante los siglos XVII y XVIII, la Escuela Liberal considera el trabajo como “el padre” de la riqueza (hipótesis de William Petty, en Alfranca, B., 2012), mientras que la tierra se podía interpretar como “la madre”. Por otra parte, Adam Smith sostenía que el egoísmo, la racionalización del trabajo y la expansión sostenida de los mercados son las claves del crecimiento económico y por ende, del bienestar humano (argumentos expuestos en su libro “La Riqueza de las Naciones”, citado en Alfranca, B., 2012). Thomas Robert Malthus expone la teoría “maltusiana”, en donde se manifiesta el conflicto entre dos fuerzas: La capacidad de la tierra de producir alimentos, por una parte, y el incremento sostenido de la población, de otra, mientras que David Ricardo, que coincidía con Adam Smith en su argumento de aceptar la imposibilidad de una expansión continuada, sostenía que el incremento de capital era la fuente principal del crecimiento económico (cita tomada en Alfranca, B., 2012). J. S. Mill es por otra parte el primer autor, de acuerdo con lo que menciona Alfranca, B., 2012, en plantear la idea de que la agricultura y la minería son esencialmente distintos. Este autor sugiere que la diferencia radica en que a la minería se caracteriza por un intercambio entre productividad presente y futura, lo cual implica una planificación óptima (el mismo autor señala que para el sector agropecuario, este intercambio no

se da). Alfranca, B., 2012, resalta como Mill propone dos escenarios para explicar el funcionamiento del sector extractivo (como lo es el sector minero), así: a) El funcionamiento natural del sector lleva a rendimientos decrecientes y a la disminución de la diferencia entre ingresos y costos para los productores y b) Este proceso puede verse interrumpido por el descubrimiento de nuevos y mejores depósitos. W. S. Jevons, economista fundamental en el pensamiento Neoclásico (de acuerdo con Alfranca, B., 2012), trabajó mucho en el sector del carbón. En su teoría del agotamiento de los recursos, Jevons planteó cómo la extracción de carbón se constituyó en una de las principales restricciones en el desarrollo económico de Inglaterra. Al agotarse este recurso, debido a la gran demanda asociada a la industrialización, se forzó a los mineros a buscar reservas cada vez menos accesibles (y por ende, más caras de extraer). Alfranca, O., 2012 resalta que la teoría clásica del valor sostiene que el precio y por ende el valor, se basa en el costo de producción, que está vinculado en última instancia al trabajo. Pero fue Alfred Marshall, en 1890, quien reconcilió diferentes perspectivas y señaló que el valor estaba determinado tanto por la oferta como por la demanda. Este mismo autor introduce el denominado concepto de externalidad, que no es más que los beneficios o perjuicios, en términos de costos, que pueda tener cualquier proceso productivo por eventos o condiciones de no mercado (externalidades). Como ejemplo se pueden mencionar los costos de limpieza de una fábrica, o el riesgo de incendio en un bosque de reserva de madera. Finalmente, Alfranca, O., 2012, menciona el uso óptimo de un recurso natural basado en ideas de Gray (1914) y Hotelling (1931), en la denominada Economía de los Recursos Naturales, cuya función era la de estimar las tasas óptimas de extracción o de explotación de dichos recursos. Esto es especialmente fundamental en economías que dependen de sus recursos naturales. El aspecto medio ambiental se vuelve fundamental, pues en mi concepto, en un mercado cada vez más global, el aspecto de conservación

del medio ambiente se vuelve casi que una obligación para cualquier país, industria o sector. Otros conceptos importantes, mencionados por Alfranca, O., 2012, son el de la economía ecológica, que estudia las relaciones entre los ecosistemas y los sistemas económicos y el desarrollo sostenible, que de acuerdo con Brundtland (1987) se define como el desarrollo que permite satisfacer las necesidades de las generaciones presentes, sin comprometer las necesidades de las generaciones futuras. Este último concepto es fundamental para la economía de un país, pues no se puede explotar un recurso natural de forma indiscriminada, sacrificando el patrimonio de las generaciones futuras (esto es particularmente válido en el caso de la explotación de recursos naturales como el petróleo, el carbón y en general, los recursos mineros).

Ahora bien, teniendo en cuenta lo descrito anteriormente, existen muchos países que basan sus economías en la explotación de recursos naturales. Aplicando el último concepto mencionado por Alfranca, O., 2012 relacionado con el “desarrollo sostenible”, la explotación de los recursos naturales, que son de carácter agotable, hacen fundamental el uso racional de estos recursos y urgente su transformación en otros tipos de activos que respalden precisamente un desarrollo sostenido (FMI, 2013). Haciendo esto, los países reducen el riesgo de sufrir en los períodos de tiempo en donde se presentan caídas en los precios internacionales y aprovechan mejor el uso en los ciclos de auge. Morales C., 2011, presenta un mapa global de los países con abundancia de recursos naturales, incluyendo los pecuarios, pesqueros, agrícolas, forestales y mineros. En el puesto número 1 ubica a Nigeria, país primordialmente petrolero. En segundo lugar, se ubica Rusia, casi 70% por debajo de Nigeria (Rusia tiene las mayores de reservas de gas, pero al calcular su equivalente en petróleo, estas cifras son significativamente más bajas que las que se reportan para Nigeria según la OPEP). En este sentido, es claro que la economía de Nigeria es la más

dependiente de la producción y exportación de petróleo en el mundo (65-95% de sus exportaciones totales entre 1962 y el año 2000). En tercer lugar se ubica Indonesia (exportador de petróleo, estaño y caucho) y Arabia Saudita, principal exportador de petróleo del mundo. Estados Unidos y Brasil lideran el listado de abundancia en recursos pecuarios, pesqueros y agrícolas, mientras que los países petroleros encabezan la lista de abundancia minera. Es interesante ver que de acuerdo con el estudio presentado por Morales, C., 2011, se presenta una correlación negativa entre la abundancia de recursos naturales y el crecimiento del PIB de los 152 países que analizó este autor. Dentro de las probables explicaciones para este resultado, el autor menciona que el mecanismo de transmisión que explica la maldición de la abundancia es primordialmente el institucional (la maldición de los recursos naturales y efectos como la enfermedad holandesa). De lo anterior, concluye que la correlación negativa entre la abundancia de recursos naturales (en particular, los mineros, entre los cuales se incluye el petróleo) y el crecimiento económico implica que para los países con grandes riquezas naturales, sería conveniente desplazar la fuerza productiva local hacia otros sectores. Los países que cuentan con abundancia de recursos naturales renovables y no renovables los explotan claramente, debido a una ventaja competitiva en el ámbito internacional. Sin embargo, el carácter “agotable” de estos recursos implica que no sería conveniente fundamentar una economía en estos recursos en el largo plazo.

En Latinoamérica, varios países cuentan con recursos naturales como fuentes importantes de financiación de sus economías. Entre ellos, vale la pena mencionar Chile (minería, sector forestal, agricultura y viticultura), Argentina (Agricultura – Soya, minería), Brasil (minería, sector forestal, agua), Bolivia (Minería, principalmente gas), Venezuela (primordialmente minero, con las reservas de petróleo más grandes del mundo), Ecuador (biodiversidad, minería, principalmente

petróleo), Perú (exportador de metales y minerales) y Colombia (Minería, petróleo y gas, ferroníquel, Carbón y la energía eléctrica). Como se puede ver, la mayoría de los países de América Latina dependen de la explotación de sus recursos naturales para mantener sus economías. Aquellos países que cuentan con volúmenes importantes de reservas de petróleo y gas se han visto beneficiados en los últimos cinco años por los altos precios del petróleo en el mercado internacional. Esto ha permitido que obtengan recursos significativos provenientes de las exportaciones, principalmente de petróleo. Colombia se encuentra dentro de estos países. Sin embargo, el agotamiento progresivo de las reservas de petróleo y gas en Colombia ha hecho que los últimos gobiernos hayan intensificado sus esfuerzos por encontrar nuevos yacimientos, mediante la implementación de atractivos fiscales y flexibilización de normas regulatorias, con el fin de atraer la inversión extranjera (Ramírez, P. y González, E, 2007). Esta situación, que en principio pudiera parecer reciente, ya se ha aplicado con éxito en el pasado. En las décadas de 1940 y 1950, se notó un incremento en los niveles de actividad exploratoria en nuestro país, a partir del mejoramiento de los términos fiscales, particularmente en la Cuenca de los Llanos Orientales (Wood Mackenzie, 2014).

Sin embargo, en los años 60, esta política se endureció con términos mucho más severos, los cuales tuvieron un efecto negativo en la exploración. Hacia los años 70, nuevas condiciones fueron introducidas, las cuales contribuyeron a hacer de nuestro país el más atractivo en Latinoamérica para inversión extranjera en el sector de hidrocarburos. Dentro de las medidas adoptadas estaban el reforzamiento del Contrato de Asociación, con una duración de 28 años (6 para exploración y 22 para explotación) y en cual el 100% de las inversiones en la etapa de exploración eran hechas a riesgo por parte de la empresa extranjera (aquí no participaba Ecopetrol, la compañía estatal).

Una vez se hacía un descubrimiento, se debía pagar un 20% de la producción como regalías y lo restante se repartía 50/50 entre Ecopetrol y el socio extranjero, al igual que las inversiones para desarrollar el descubrimiento, lo cual era muy atractivo (Barrios, A. et al, 2005). Esta situación perduró incluso hasta comienzos de los años 90. A mediados de esta década, nuevamente el gobierno de turno introduce incentivos fiscales para atraer la inversión extranjera, promocionando áreas a través de procesos competitivos denominados “Rondas”, regulados por la estatal Ecopetrol. Estos mismos procesos se han venido adelantando, ahora bajo el control de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, entidad que fue creada en el 2003, tomando las funciones regulatorias que hasta ese año tenía Ecopetrol.

En el 2004, se introduce el Contrato de Concesión, en el cual las empresas adquieren los derechos de exploración de los bloques ofrecidos por un período de 6 años (que se podían extender hasta 10 años con mayores montos de inversión y actividad), y luego, conservar los derechos de estas áreas si se tenían descubrimientos de hidrocarburos hasta por 24 años más, una vez aprobada la comercialidad de los nuevos hallazgos (ANH, 2014).

Todos estos esfuerzos han sido efectivos en atraer la inversión extranjera, la cual ha contribuido de manera efectiva en el descubrimiento y desarrollo de reservas de hidrocarburos en nuestro país. Dentro de los descubrimientos más importantes, vale la pena resaltar el Campo Caño Limón (Occidental de Colombia, en 1983), el cual probó ser un campo gigante, el más grande encontrado en Colombia hasta esa fecha, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, que le permitió al país dejar de ser importador y convertirse en exportador neto de petróleo. En esta misma zona, a finales de los años 80, British Petroleum descubre el Campo Cusiana y en 1989 Cupiagua, además

de acumulaciones significativas de gas y condensado en otros campos cercanos, denominados Volcanera, Floreña y Pauto.

La actividad exploratoria se mantuvo baja hasta finales del siglo pasado, principalmente debido a los bajos precios del petróleo, los ajustes negativos al sistema fiscal y a los ataques guerrilleros a la infraestructura petrolera. Esta situación cambia a partir del año 2000, en donde vale la pena resaltar el descubrimiento del campo Guando (Petrobras, compañía Estatal Brasileira). A partir de este año, es notable observar como se ha incrementado de manera sostenida la actividad de perforación exploratoria en nuestro país. Por lo general, se espera que a medida que aumente la actividad exploratoria, se incremente la probabilidad de encontrar nuevos yacimientos de petróleo y gas. Esto ha ocurrido en Colombia, pero desafortunadamente, no se han podido encontrar hallazgos de tamaño significativo. Por esta razón, urge otro gran hallazgo petrolero en Colombia (Martínez, A., 2013). El descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos tendría un efecto positivo, no solo en extender aún más en el mediano plazo el escenario de importación de petróleo (que sería muy nocivo para la economía de nuestro país), sino también contribuiría en mantener los niveles de producción por encima del millón de barriles de petróleo por día, situación que de alguna manera contrarrestaría el efecto negativo de los actuales precios bajos del petróleo a nivel mundial.

Saavedra, N. y Jiménez, F., 2014, hacen un resumen muy breve de los grandes desafíos que enfrentará el sector petrolero en Colombia en los próximos años. Estos mismos autores plantean que el agotamiento de los campos ya descubiertos y de fácil acceso implicarán la búsqueda de alternativas que requieren la aplicación de técnicas de extracción mucho más sofisticadas y por

ende más costosas (los autores mencionan alternativas como la extracción de hidrocarburos pesados, extra pesados y los denominados Yacimientos No Convencionales), que comparten una característica común: Son en general considerados yacimientos grandes en términos de volumen, pero con desafíos tecnológicos y económicos para su producción (Labastie, A, 2012). Saavedra, N. y Jiménez, F., 2014, incluyen unas estadísticas interesantes, en términos de Colombia en el contexto mundial del petróleo: Es la economía número 28 del mundo (fuente International Monetary Fund, 2013, en Saavedra, N. y Jimenez, F, 2014), 19 en producción de petróleo (cerca del millón de barriles por día), cuarta en Latinoamérica (después de México, Brasil y Venezuela), 42 en producción de gas natural y 11 en producción de carbón (BP, 2014). La situación se podría interpretar como positiva.

Sin embargo, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía), indica en un reporte de Abril de 2014 que la autosuficiencia en el sector de Gas Natural la podríamos perder entre los años 2016 y 2021 (haciendo un análisis de sensibilidades de oferta y demanda, escenarios bajo, medio y alto (UPME, 2014). En el sector del petróleo, las perspectivas no son más alentadoras: El 12 de Noviembre de este año, el Senador Jorge Robledo indicó a través de su oficina de prensa que las reservas actuales de Colombia alcanzan apenas para 6.5 años. Peña, C., 2014, indica que de acuerdo con las metas de producción de un millón de barriles diarios, comparadas con las reservas probadas, alcanzaría para una relación Reservas/producción de alrededor de 7 años. Observando esta situación, se puede concluir que se hace urgente encontrar nuevas fuentes de hidrocarburos, que le permitan al país prolongar aún más en el futuro su autosuficiencia (tal y como ocurrió a comienzos de los años 2000, cuando la proyección de pérdida de autosuficiencia estaba entre los años 2008 y 2009).

Dentro de las opciones de mayor impacto, por el estimado de reservas con los que se cuenta en la actualidad, está la explotación de crudos pesados y extra-pesados, principalmente ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales. Los proyectos de explotación de crudo pesado lideran en la actualidad el crecimiento de la producción de petróleo líquido (Wood Mackenzie, 2014), representando cerca del 50% de la producción de petróleo de nuestro país en la actualidad (Revista Colombia Energía, 2013). Dentro de las empresas que mayor éxito ha tenido en este campo, vale la pena mencionar a Pacific Rubiales, compañía que cotiza en la bolsa de Toronto y también en Colombia, con el proyecto de re-desarrollo del Campo Rubiales (~250 millones de barriles recuperables de petróleo pesado). Así mismo, ha logrado explorar en áreas cercanas a esta operación, descubriendo los campos Cajua y Quifa SW (con reservas recuperables por encima de 275 millones de barriles de petróleo pesado). Otra empresa que ha sido exitosa en el descubrimiento de crudo pesado es Emerald Energy, con el Campo Capella, ubicado al sur de la Sierra de La Macarena, en el Caguán. Estos tipos de crudo enfrentan el problema de tener factores de recobro bajo, por lo cual se requiere de grandes volúmenes para soportar el desarrollo de este tipo de acumulaciones. La aplicación de técnicas modernas, como la inyección de vapor, permiten incrementar de manera importante los recobros (Montes, E., et al, 2008). Sin embargo, estos métodos implican por lo general inversiones más grandes, por lo cual se hacen más costosos, lo cual podría ser perjudicial para su desarrollo.

Con respecto a la opción de incrementar las reservas y producción de Campos Maduros, Ecopetrol ha tenido éxito en implementar nuevas tecnologías en la Cuenca de los Llanos, como por ejemplo los Campos Castilla y Chichimene, cuyos resultados han sido sobresalientes (producciones por encima de los 100,000 barriles de aceite por día y remanentes alrededor de los

400 millones de barriles). La exploración en otras áreas de los Llanos no ha sido exitosa, o por lo menos, no se reportan hallazgos importantes en los últimos años. Aún quedan muchas zonas por explorar, así que la exploración y explotación de este recurso parece ser una buena opción para el país. Sin embargo, los crudos pesados y extra-pesados tienen algunas desventajas frente a petróleo de mejor calidad, en lo referente a facilidad de producirlo y después, de transportarlo. Un crudo pesado es mucho más complicado de manejar, pues su gravedad (que consiste en una medida de calidad) le impide moverse fácilmente (su apariencia es la de una brea). Por esta razón, se necesita diluyente (crudos de mejor calidad), para mezclarlos y de esta manera facilitar su manejo, producción y transporte. Esto se convierte en un gran desafío para el país, pues a pesar de contar con potenciales recursos importantes en términos de reservas, también representan inconvenientes al momento de transportarlos y evacuarlos a los puertos de exportación. En mi concepto, los crudos pesados y extra-pesados constituyen una alternativa para el problema de encontrar nuevas reservas y más producción, pero también representan limitaciones en la facilidad para transportarlos y la necesidad de contar con crudos de mejor calidad, para su transporte. Así mismo, tienen otra limitante, pues al ser crudos de menor calidad y difíciles de refinar, tienen una penalización al momento de ser puestos en el mercado internacional (por lo general, se pagan a menor precio que crudos de mejor calidad). Otros proyectos de recuperación secundaria incluyen la inyección de agua (recobro mejorado, inyectando agua o gas para barrer con mayor efectividad los yacimientos y recuperar más petróleo del subsuelo). Así mismo, se tienen los denominados métodos de Recuperación Terciaria o Mejorada, la cual incluye el uso de químicos como los Polímeros y Surfactantes, Térmicos (Estimulación con vapor y combustión en sitio), Miscible (Hidrocarburos solventes), microbiales, eléctricos, de vibración, de perforación horizontal, entre otros (Zapata, R., 2009). Todos estos métodos se pueden aplicar a muchos de los campos

descubiertos y podrían representar un volumen considerable, tanto de reservas, como de producción para el país.

Ahora bien, tomando en cuenta la segunda alternativa propuesta para extender aún más en el corto plazo nuestra autosuficiencia en el sector petrolero, se tiene la intensificación de la actividad exploratoria en áreas con bajo riesgo, como por ejemplo la cuenca de los Llanos Orientales. En realidad, la cuenca de los Llanos Orientales constituye una de las zonas en donde mayor exploración se hace hoy en día en Colombia (Según IHS, 2014, cerca del 80% de los pozos exploratorios perforados en Colombia durante este año se ubican en la cuenca de los Llanos Orientales colombianos). Esto es evidente al comparar el número de pozos perforados frente al número de pozos exitosos, en donde se reportan descubrimientos (la tasa de éxito está por encima del 50%, lo cual significa que se tiene un descubrimiento por cada dos pozos perforados). Lo anterior se debe fundamentalmente a que es una cuenca que cuenta con mucha información (de acuerdo con la ANH, 2014, esta cuenca cuenta con más de 105 mil kilómetros de información sísmica 2D, más de 250 campos de petróleo descubiertos, entre los cuales se tienen los de mayor tamaño en el país (Caño Limón, Cusiana-Cupiagua y Rubiales). Pero si tomamos una distribución probabilística de los tamaños de estos campos, es posible notar que la gran mayoría tienen tamaños por debajo de los 15 millones de barriles recuperables (lo cual considero como un tamaño en general pequeño). Sin embargo, el efecto que ha tenido en términos de producción puede ser considerable (sumando la contribución de todos los campos pequeños que se han descubierto en los últimos años). El impacto podría ser mayor en términos de producción, pero definitivamente, no solucionarían el tema de la necesidad de incrementar las reservas del país.

Como una cuarta posibilidad, se tiene la exploración de recursos Costa Afuera, tanto en el Atlántico como en el Pacífico. Recientemente, Ecopetrol, Petrobras y Repsol anunciaron un descubrimiento en el pozo Orca-1, ubicado en el Caribe Colombiano (Costa Afuera de la península de la Guajira). Aún no se han reportado resultados de pruebas de este pozo, pero podría ser un descubrimiento grande, teniendo en cuenta que en estos ambientes, se espera tener trampas de tamaño importante. Sin embargo, los yacimientos potenciales podrían ser únicamente de gas, lo cual los pone claramente en desventaja, teniendo en cuenta que los precios en los que se vende este hidrocarburo son significativamente más bajos que hidrocarburos líquidos. Por otra parte, las inversiones que se requieren para su exploración y desarrollo son muy grandes (un pozo exploratorio puede costar fácilmente entre 100 y 200 millones de dólares). Sin embargo, podrían tener ventajas desde el punto de vista ambiental y social, pues al encontrarse costa afuera, no se tienen inconvenientes en estos dos aspectos, tal y como se presentan en operaciones en tierra.

Finalmente, se tiene como una quinta oportunidad los denominados Yacimientos No Convencionales. Recientemente, el 1 de Diciembre de este año, la revista Semana, la Revista Dinero y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, organizaron un foro denominado “Preguntas y Respuestas sobre el *Fracking*”, evento llevado a cabo en la Universidad de Los Andes (Fors Semana, 2014). El *fracking* (término introducido del inglés, y que está relacionado con la técnica que implica el fracturamiento hidráulico de intervalos con porosidades bajas y permeabilidades extremadamente bajas, considerados antes yacimientos imposibles de producir petróleo en cantidades económicamente explotables), ha generado, de acuerdo con las últimas noticias, un gran debate en nuestro país. La situación se encuentra claramente polarizada, por un lado, por quienes se encuentran a favor de adelantar esta técnica en nuestro país, para impactar de manera

importante, tanto las reservas como la producción y por otro, quienes se oponen e incluso proponen una Moratoria para iniciar estas actividades, teniendo en cuenta los riesgos potenciales en términos ambientales. Entre los riesgos más importantes, se resaltan los asociados al uso masivo de aguas superficiales, necesarias para generar el fracturamiento de los intervalos de interés, además de la potencial contaminación de acuíferos superficiales, al igual que el tema de la generación de sismos, debido a los grandes volúmenes de agua inyectados en el subsuelo. Muchas inquietudes con respecto a la regulación surgieron durante este foro, situación que muchas entidades oficiales, como el Ministerio de Minas y Energía, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y la ANH, se encuentran en este momento analizando y complementando, con el fin de llegar a normas que permitan adelantar esta actividad, minimizando los riesgos. En mi concepto personal, la actividad requiere de una regulación estricta para ser viable.

Con respecto al potencial, las rocas que contienen estos recursos son denominadas lutitas y corresponden a las rocas sedimentarias más abundantes en la tierra. Son las rocas que generan los hidrocarburos (petróleo y gas), que migran hacia yacimientos porosos y permeables y, muchas veces, actúan como rocas sello para acumulaciones de hidrocarburos descubiertos (Boyer, C., et al, 2012). Sin embargo, hace unos pocos años, se empezó a observar con atención que estas rocas contenían, en algunas partes, altos contenidos de materia orgánica y mientras se perforaban pozos para buscar acumulaciones de otros yacimientos más profundos, se atravesaban estas secuencias lutíticas que mostraban la presencia de gas y algunas veces de petróleo. Sin embargo, sus permeabilidades son tan bajas, que es imposible poner en producción estos yacimientos sin fracturarlos. El proceso de fracturamiento mejora la conductividad de los poros y permite que los hidrocarburos (al principio gas, pero ahora también petróleo líquido), fluyera hacia el pozo, a

través de la inyección de volúmenes de agua a presión y una pequeña fracción de aditivos químicos y apuntalantes, que permitían que una vez generada la fractura, esta no se cerrara y se mantuviese abierta. Este procedimiento le permite a los Estados Unidos ser hoy en día el mayor productor de hidrocarburos del mundo, incluso por encima de Arabia Saudita. Este tipo de yacimientos están presentes en nuestro país. De acuerdo con la EIA, 2013, Colombia tiene reservas probadas de cerca de 2,200 millones de barriles de petróleo y un potencial en los Yacimientos No Convencionales de cerca de 6,800 millones de barriles (más de tres veces las reservas actuales), razón por la cual, casi de manera inmediata, se muestran como una fuente muy importante de reservas y por otra parte, si se logran explotar a costos razonables, de producción en el futuro. Por el lado del gas, la misma entidad estima que las reservas probadas de gas ascienden a los 6 Tera pies cúbicos de gas, pero con un potencial asociado a lutitas (Yacimiento No Convencional) de 55 Tera pies cúbicos (cerca de 9 veces las reservas actuales). Analizando esta información, parecería que estos recursos podrían ser los de mayor tamaño, que impactarían de manera positiva el escenario de mantener nuestra autosuficiencia y a la vez nuestra condición de exportador neto de petróleo. La explotación de estos recursos, sin embargo, requiere de unos costos incrementales, comparados con yacimientos convencionales, debido al uso de equipo y tecnología para su explotación. Representa entonces para nuestro país un reto muy importante, evaluar primero si las cifras que está suministrando la EIA son correctas y segundo, si es posible adelantar la explotación de estos yacimientos en nuestro país.

Se busca entonces, con el presente trabajo de investigación, evaluar todas las oportunidades que se mencionan anteriormente, e incluso mirar si es posible agregar alguna que no haya sido considerada en el presente documento, con el fin de responder a la pregunta inicial: ¿Cómo va a

enfrentar la Industria del Petróleo en Colombia el riesgo de perder la Autosuficiencia y la condición de Colombia como país exportador neto de petróleo en los próximos años?

### **3. Marco teórico**

#### **3.1. Evolución de las teorías de explotación de recursos naturales**

Ramírez, V. et al, 2014, hace un análisis detallado de este tema, enfocado hacia la creación de una nueva ética mundial. Los autores recalcan la problemática ambiental global de nuestros días, asociada en el caso de la explotación de los recursos naturales, principalmente a los productos post-uso. Así mismo, resaltan el componente ético y social que tiene la explotación de recursos naturales, empleando de manera consistente el término “sustentabilidad”, clave para garantizar el uso de los recursos para las futuras generaciones.

Por otra parte, mencionan varios mitos relacionados con la explotación de recursos naturales y el crecimiento económico (son la mejor manera de combatir la pobreza, favorecen las exportaciones que son por sí mismas beneficiosas, el crecimiento económico favorece el mejoramiento de la calidad de vida, entre otras), en el marco de un esquema producción-acumulación-consumo que busca el beneficio inmediato, muchas veces el despilfarro, la producción incontrolada y la generación de residuos asociados, muchas veces contaminantes y costosos, con unos efectos ambientales y económicos.

Ramírez, V. et al, 2014, hace un recuento de su investigación, relacionada con la explotación de los recursos naturales como motor de la economía en la historia reciente. En la Edad Media (entre los siglos V y XV) el hombre empezó a separar su actividad manufacturera de la agrícola (inicio del capitalismo). Sus principios eran la propiedad privada, la acumulación individual y el

mercado (cuyo principal proveedor era la naturaleza). En la Revolución Industrial (mitad del siglo XVIII y principios del siglo XIX), con el perfeccionamiento de la máquina de vapor, crece la demanda de materias primas, la extracción exagerada de recursos transformables y energéticos (maderas, fuentes de energía eólica, hidráulica y fósiles), para la producción de maquinaria y herramientas. En el siglo XIX, otros pensadores introdujeron el concepto de plantear que la economía se debía estudiar como un sistema de conversión de energía y otros, el concepto de ecología, que es la ciencia que estudia las relaciones de los seres vivos con su ambiente. El sistema económico neoclásico se caracteriza, por la misma época, por la explotación indiscriminada (idealización matemática), sin tener en cuenta el entorno. En el siglo XX, la temática ambiental toma un auge significativo, en especial después de la Primera Guerra Mundial. Truman, H.S. propuso que el crecimiento económico se debía apoyar en la producción masiva (Correa & Rendón, 2001 en Ramírez, V., 2014). Hacia 1931, en lo referente a recursos agotables, se postula la regla de producción óptima que consiste en comparar la rentabilidad entre el costo de oportunidad de la explotación del recurso con el costo de oportunidad del capital inmovilizado (incluyendo temas como el riesgo, la incertidumbre matemática, entre otros). Este último concepto funciona con base en el uso “racional y eficiente” de los recursos naturales, el manejo de los residuos, formulando una “economía ambiental” (Hotelling, 1931; Gómez et al, 2007, en Ramírez, V., 2014). Después de la Segunda Guerra Mundial, el mundo se divide, a través de la ONU, en tres grupos: Primer Mundo (desarrollado), Segundo Mundo (en vías de desarrollo) y Tercer Mundo (países subdesarrollados). Nuevas formas de colonialismo son comunes, al igual que los problemas ambientales, en especial en países subdesarrollados, ricos en recursos naturales. Dentro de las muchas organizaciones que se crearon para tratar el tema cultural, ambiental, desarrollo sostenible, se crea en América Latina la CEPAL, que concibe el desarrollo como un

proceso de cambio global y estructural, que no incluye solamente condiciones de crecimiento, sino también de independencia con los países desarrollados (Correa y Rendón, 2001, en Ramírez, V., 2014). Los conceptos de Crecimiento y Desarrollo se diferencian, el primero asociado al ingreso por habitante y el segundo como una evolución del sistema capitalista productivo. Es interesante ver como desde las décadas de 1950-1960, ya se tenía la preocupación por el agotamiento de los recursos, fundamentado en el crecimiento exagerado de la población mundial. El crecimiento económico a través de actividades que influyan negativamente en propiedades comunes de una sociedad es, según Hardin, 1982 (en Ramírez, V., 2014), una vía hacia el fracaso. En los años 70 se presenta la crisis petrolera y muchos economistas insistían en definir sistemas de precios a los recursos naturales que evitaran este tipo de eventos. Así mismo, por la misma época, especialistas de MIT publican un documento llamado “Los Límites del Crecimiento” en donde conectan este parámetro con la degradación ambiental, pronosticando una crisis mundial del sistema capitalista a mediados del siglo XX, originado por el crecimiento económico exponencial que superaría los límites naturales (sobre-explotación de reservas finitas de recursos no renovables, como el petróleo). El concepto de “**Eco desarrollo**” es introducido por primera vez por el PNUMA (Programa para las Naciones Unidas para el Medio Ambiente), que se caracteriza por el reparto equitativo de bienes, con sus limitaciones ecológicas (desarrollo sostenible y solidaridad inter-generacional), con la búsqueda de eficiencia económica que sea socialmente justa, con viabilidad y compatibilidad económica. Esta definición es unos 10 años más tarde confirmada por la Comisión Mundial sobre Ambiente y Desarrollo, aceptando como Modelo de Desarrollo aquel que satisface las necesidades actuales sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para sus propias necesidades (actual definición de Modelo de Desarrollo Sostenible; tomado de Ramírez, V., 2014). A finales de los 90’s, surge la definición de Desarrollo Sustentable, que se

define como el Desarrollo Económico, caracterizado por el uso eficiente de la tecnología más apropiada en la producción, con el fin de evitar la contaminación ambiental y posibilitar la explotación racional de los recursos renovables y no renovables, envolviendo la humanidad, los recursos naturales y todos los elementos del sistema (ecología, ecosistemas, biodiversidad, etc.), lo que proyecta permanencia infinita de los recursos (Marín, 2011, citado en Ramírez, V., 2014). Concluye este último autor, entonces, que el Crecimiento Económico está muy limitado por las condiciones ambientales, el cual tiene que ser compatible con la sostenibilidad de la biósfera (Gómez et al., 2007, en Ramírez, V., 2014). Se puede concluir de todo el estudio presentado por Ramírez, V., 2014, que el sistema económico actual está muy ligado con la crisis del deterioro ambiental global, después de haberse regido en épocas pasadas simplemente por maximizar los rendimientos monetarios, producción y consumo.

Un lector desprevenido podría considerar que todo lo mencionado anteriormente no se aplica en forma rigurosa en Colombia. Sin embargo, de acuerdo con la experiencia del autor, se aplica con rigurosidad, por lo menos en el sector de hidrocarburos. De tal manera que para resolver los temas de autosuficiencia, objeto del presente trabajo de investigación, siempre se dará por contado que cualquier proyecto de exploración y explotación de hidrocarburos que se llevase a cabo debería cumplir al 100% con la normatividad legal y ambiental vigente, que en principio garantizan de alguna manera los conceptos de Desarrollo Sostenible y Sustentable.

Ahora bien, para el caso de nuestro país, Colombia depende en gran medida de la extracción de recursos naturales para financiar sus programas de desarrollo económico y social. Exportamos principalmente petróleo, gas, ferroníquel, carbón y café, por lo cual dependemos en gran medida

de la extracción de estas materias primas para sostener nuestra economía. Para el caso del sector de hidrocarburos, ya se ha mencionado que en la actualidad, estamos frente a una potencial crisis, teniendo en cuenta la caída de los precios internacionales y al mismo tiempo, a la falta de nuevos hallazgos que le permitan a nuestro país mantener su condición de país exportador en el mediano y largo plazo, lo cual supone que se mantendría la autosuficiencia para el consumo interno.

Las opciones analizadas en el presente documento tienen como fin comparar las diferentes alternativas y proponer cual podría ser la más conveniente, teniendo en cuenta una serie de variables y escenarios a considerar. El autor considera que es muy importante tener en cuenta estos aspectos, al momento de evaluar cada una de las opciones, incluyendo todas las variables posibles, para tener criterios de evaluación justos para cada caso. Es importante mencionar que a través del acceso a nuevas tecnologías, se hace posible explotar recursos que anteriormente no era posible extraer. La tecnología juega un papel fundamental en este aspecto y se aplica no solamente para el sector de los recursos naturales. Por ejemplo, Singapur es un país que hace unas décadas atrás era subdesarrollado y hoy se esgrime como un país desarrollado, en un lapso de tiempo relativamente corto. Pasó de ser una economía emergente a ser uno de los países mejor ubicados en el escalafón global para hacer negocios. Aquí, nuevamente, la exportación de tecnología y no de materias primas parece ser un factor determinante en la transformación de este país. Colombia podría encaminar en paralelo sus esfuerzos en capacitar y exportar bienes transformados, para que en el futuro dependa cada vez menos de la exportación de materias primas, en donde no existe ningún tipo de control que se pueda hacer en términos de precios internacionales y fortalezca de esta manera sus finanzas, reduciendo el riesgo de sufrir cuando caen, por ejemplo, los precios internacionales del petróleo y por ende, la producción interna (cuando caen los precios

internacionales del petróleo, se hace más y más complicado el producir cada barril en Colombia, debido a los altos costos de operación. El efecto neto es que cuando se bajan los precios, muchas empresas deben cerrar sus campos, esperando que los precios mejoren y el efecto neto es una reducción en la producción total del país, que lo pone en una situación vulnerable).

### **3.2. La Enfermedad Holandesa y la maldición de los recursos naturales**

Moreno, C. et al, 2013, realiza un análisis completo de los riesgos de enfrentar en Colombia la denominada “enfermedad holandesa”, sus efectos y posibles soluciones. Los ingresos provenientes de la actividad minera permitieron, de acuerdo con estos autores, que este sector se convirtiera en una locomotora para el Gobierno Nacional. Sin embargo, la concentración de recursos provenientes de este sector se convirtió en una preocupación para los sectores agrícola, industrial, ganadero y hasta el mismo Estado, generando un efecto negativo. Una cifra interesante es la que pone a Colombia, de acuerdo sus niveles de producción de petróleo actuales, dentro de los 20 mayores productores de petróleo a nivel mundial (Moreno, C., et al, 2013).

La enfermedad holandesa, término que se refiere a las consecuencias sobre el sector real no petrolero (diferentes a los recursos naturales no renovables), provoca un aumento de la tasa de cambio, que a su vez genera mayores ingresos de divisas provenientes de la exportación de petróleo, situación que no es compensada por un mayor ingreso en otros sectores. Ejemplos de este tipo de fenómenos se registran en Noruega y Chile (Noruega, con grandes yacimientos de petróleo en el Mar del Norte y en Chile, con el cobre). El efecto neto es negativo, pues termina haciendo los demás sectores de la economía vulnerables y menos competitivos.

Colombia se ha convertido en el país con la revaluación más alta del planeta (12.8%) en el año 2010 (Giraldo, N. & Conde, J., 2011) y la más alta en América Latina en los últimos meses (17.53%; fuente: Bloomberg, tomado del periódico La República, Diciembre 11 de 2014). Según Cano, C., 2013, quien presentó un diagnóstico completo de los síntomas, causas y tratamiento de la enfermedad holandesa en el II Encuentro Logístico e Industrial del Caribe (Analdex), el peso colombiano se apreció desde Marzo de 2004 a Marzo de 2013 un 37% en términos reales (Villar, L., 2013), cifra similar a Brasil, pero muy por encima de países como Chile y Perú, que de acuerdo con Cano han avanzado mucho más en los temas de productividad que Colombia. La Tasa de Cambio Real, tiene una tendencia a la baja, situación que lesiona la producción nacional de bienes y servicios transables. El incremento en la apreciación del peso está íntimamente relacionado con el aumento de las exportaciones de Petróleo, Carbón y Oro (Goda, T., Torres, A., 2013) y por presiones de flujos de inversión (que también se ha denominado “boom” minero o de inversión en el sentido de Sankey, K., 2013) en estos mismos sectores, provenientes del exterior, lo cual transmite una apreciación real de nuestra moneda, restándole competitividad a los demás sectores de la economía. Si a esto le sumamos factores como la desindustrialización y la favorabilidad de los precios relativos de los bienes no transables (que solo se consumen en nuestra economía y no pueden ser importados o exportados, como la construcción, transporte, impuestos, aranceles, etc.), la situación se torna aún más preocupante.

Las exportaciones colombianas están lideradas por petróleo y carbón, al igual que los combustibles, café, flores, ferróníquel y banano. Este comportamiento indicaría que si se disminuyen las divisas provenientes del sector minero-energético, se estaría de alguna manera disminuyendo el riesgo de sufrir la enfermedad holandesa. La producción de petróleo en los

últimos cinco meses ha estado consistentemente por encima del millón de barriles de petróleo por día. Gran parte del aumento de producción se relaciona con la aplicación de tecnologías de recobro mejorado a descubrimientos maduros (Marín, R., 2014), como por ejemplo el Campo Rubiales, Castilla-Chichimene y La Cira-Infantas, entre otros. El precio del petróleo se ha desplomado en los últimos seis meses, pasando de 100 a 50 dólares por barril. Esta situación se presenta también en otros sectores, como el Carbón, el Níquel y el Café, este último de gran importancia, siendo la caída más grande en el sector agrícola. En 16 años, la producción de Café de Colombia pasó del 16% al 6% en el mercado mundial, esto asociado principalmente al desplome de la productividad (Banco de la República – Cano, C., 2013). Las exportaciones industriales aún se mantienen en positivo, básicamente debido a las relaciones comerciales con nuestros vecinos, Ecuador y Venezuela. Para todos no es secreto que Venezuela constituye uno de nuestros principales socios comerciales. Sin embargo, nos preguntamos hasta cuando se presentará esta situación. El 17 de Septiembre de este año, Portafolio publico un artículo en donde se anota que el déficit de la balanza comercial del país aumentó en USD \$ 560 millones FOB, de acuerdo con el DANE. Las mayores diferencias, de acuerdo con el mismo artículo, se presentaron en las balanzas comerciales con China, Estados Unidos y México.

Con respecto a la Inflación, se mantenía hasta el año pasado por debajo del 3%. Sin embargo, este año ya va en el 3.5% (pasados solamente dos meses) y se proyecta que sea de 4.5% terminando el primer trimestre. Esto se relaciona mucho con la apreciación del peso. Cuando comparamos el comportamiento de las tasas de cambio representativas del mercado contra la ITRC, vemos que a una mayor apreciación del peso, se tendría una ITRC a la baja, situación que el Emisor podría revertir, tomando medidas para devaluar el peso (cosa que no está sucediendo actualmente). Es

claro que nuestro agro se ha debilitado, afectando en general el empleo de los colombianos. Así mismo, la economía ha perdido dinamismo, disminuyéndose la proyección del crecimiento económico por parte del Gobierno Nacional. Muchos autores consideran que Colombia ya está sufriendo la Enfermedad Holandesa en etapas tempranas. Sin embargo, para el Presidente Santos, esto no es cierto todavía, aunque reconocía que si se presentan sus síntomas característicos. Con el desplome de los precios del petróleo, se ve claramente que la enfermedad holandesa era una realidad, cuando se tienen en cuenta las siguientes cifras: El Presidente Santos ha anunciado una reducción del ingreso fiscal de USD \$4,000 millones, que espera cubrir con la reforma tributaria. Así mismo, el gobierno ha aplazado la ejecución de 6,000 millones de pesos del presupuesto de 2015, de los cuales 4,800 eran para inversión. En Enero de este año, por otra parte, se redujeron las exportaciones en un 40.2% respecto al mismo mes de 2014, cifras que se corroboran al compararlas en Diciembre de 2014 y Diciembre de 2013 (caída del 28.5%). El ahorro fiscal y la inversión en sectores distintos al de minería e hidrocarburos debería ser la solución para este problema. Para Kalmanovitz (ex codirector del Banco de la República, en una publicación del Círculo de Inversionistas de Octubre de 2014), el gobierno está tomando las acciones equivocadas, señalando que se ha presionado al Banco de la República para que adquiera divisas por 10,000 millones de dólares con emisión, lo que podría resultar en un aumento de la inflación y debilitaría aún más, como ya se explicó anteriormente, nuestra competitividad frente a productos importados. Otras medidas como la reforma al régimen de regalías podrían contribuir efectivamente a la agricultura y la industria nacional. La tecnificación del agro puede ser otra alternativa.

El aumento de las importaciones, la disminución de las exportaciones y el debilitamiento del agro y la industria nacional son claros síntomas de esta enfermedad. La dependencia de nuestra

economía del sector minero y petrolero constituye un riesgo muy alto, considerando que se trata de recursos naturales no renovables, con lo cual no quisiéramos repetir el caso de Venezuela o Argentina, que concentran sus finanzas en petróleo y soya, respectivamente. Podríamos concluir que si podemos estar sufriendo de la enfermedad holandesa, en etapas tempranas, pero que esperamos sea solucionada a través de las medidas gubernamentales que impulsen otros sectores de la economía, esto sumado a la reducción de la inversión extranjera. Finalmente, otro factor importante a considerar es la posibilidad de que en el mediano o corto plazo, Venezuela se abra nuevamente a la inversión extranjera, con lo cual Colombia perdería toda la inversión que tiene actualmente. La pregunta sería cuando ocurriría esta situación, esperando que nuestro país esté preparado para perder todo el flujo de inversión con el que cuenta en la actualidad.

Surge entonces nuevamente la denominada “Maldición de los Recursos Naturales”, que promulga, como ya se mencionó anteriormente, que la riqueza en este tipo de recursos es inversamente proporcional al Crecimiento Económico, situación que parece estar dándose en nuestro país en la actualidad. Sin embargo, el descubrimiento de nuevas reservas de tamaño importante para Colombia podría dar un alivio, por lo menos en el corto y mediano plazo, a esta preocupante situación.

### **3.3. Los recursos naturales y la teoría económica**

Se entiende por teoría económica cada una de las hipótesis o modelos que pretenden explicar aspectos de la realidad económica (Wikipedia). Dentro de esta aproximación, existen dos enfoques: Micro-economía y Macro-economía. La evolución de la teoría económica ha estado ligada al momento histórico, presentándose diferentes escuelas de pensamiento: Las Preclásicas

(Salamanca, Mercantilistas, fisiócratas), del siglo XVI y XVII, que se fundamentaba en la riqueza de factores de producción, mano de obra, recursos naturales, capital y la tierra; la Escuela Clásica (Adam Smith, David Ricardo y Thomas Malthus, padres del Capitalismo), caracterizada por el libre mercado, la no intervención del estado (ley de oferta y demanda); el Marxismo (Carl Marx), que se concentra en el estudio de la producción, del valor (valor-trabajo); la Escuela Marginalista, enfocada básicamente al estudio de la Micro-economía; la Escuela Keynesiana (John M. Keynes), en donde el estado es fundamental para estabilizar la economía y que dominó la teoría y la política económica después de la segunda guerra mundial hasta 1970; la Escuela Austriaca, que se opone a la utilización de los métodos de las ciencias naturales para el estudio de las acciones humanas y prefiere métodos deductivos e introspección; la Escuela Neoclásica, partidaria de una menor intervención del estado y la consideración de la oferta y demanda en la determinación de los precios y cantidad en el equilibrio del mercado. La teoría económica moderna se considera básicamente como una teoría neoclásica, con algunos ajustes y refinamientos complementarios, entre los cuales está la econometría, la teoría de juegos, análisis de fallos de mercado y la competencia imperfecta, así como también el modelo neoclásico de crecimiento económico.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, en lo referente a los recursos naturales no renovables, la clave está en decidir cuándo van a ser explotados estos recursos, pues su explotación en cierto momento determina la imposibilidad de hacerlo en el futuro (Kneese, A. et al, 1993). En lo relacionado con los recursos naturales no renovables y que son fuente de energía (como es el caso del petróleo y el gas natural), Tinker, S., 2014, presenta una cifra muy interesante: El 92% de la demanda de energía se suple de los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural). Teniendo en cuenta esta cifra, es notorio que incluso en nuestros días, cuando se vuelve más importante el

tema ambiental y ecológico, resulta muy difícil imaginar una fuente alternativa de energía que pueda reemplazar este tipo de combustibles en el corto y mediano plazo. Dentro de las alternativas que se tienen en el renglón del petróleo y gas, tenemos lo que ya se ha descubierto, los yacimientos del Oriente Medio, todos los yacimientos descubiertos y que son convencionales, los proyectos de recobro mejorado en yacimientos maduros (inyección de CO<sub>2</sub> y otros tipos de métodos de recobro mejorado), los yacimientos en aguas profundas y ultra-profundas, reservas existentes en el Ártico, los crudos pesados y extra-pesados, los yacimientos no convencionales, la conversión del gas a líquidos y finalmente, la conversión de carbón a líquido (Tinker, S., 2014). El problema con las opciones planteadas anteriormente es que en su orden, las primeras representan los volúmenes más bajos en términos de recursos disponibles y así mismo, resultan más económicas de explotar, mientras que las últimas son muchísimo más grandes en tamaño, pero requieren de inversiones mucho mayores para producirlos. Este mismo dilema se presenta en Colombia. Enfrentamos el dilema de tener en el corto plazo el riesgo de perder la autosuficiencia y al mismo tiempo, es probable que tengamos los recursos suficientes para postergarla unos años, pero resultaría muy costoso desarrollar esas nuevas y grandes reservas de petróleo y gas. En la siguiente sección, se hará un resumen de la industria petrolera en Colombia y se describirá de manera general las oportunidades de mayor tamaño, en términos de recursos, que podrían ser la respuesta a la pregunta de investigación que se plantea en el presente trabajo.

### **3.4. Importancia de la Industria Petrolera en la Economía del País**

Mucho se ha mencionado en los últimos días acerca del impacto negativo que tiene para las finanzas del país la caída de los precios internacionales del crudo. Cuando se observa el

comportamiento de la producción de petróleo en Colombia en los últimos años, es posible ver como este sector ha presentado un incremento sustancial, alcanzando una producción diaria de alrededor de un millón de barriles de petróleo, cifra que es muy importante, considerando que Colombia no es propiamente un país petrolero. Pero no solamente los recursos provenientes de divisas, originadas a partir de la exportación del petróleo que se produce, son los únicos que se podrían relacionar con esta importante industria. Tal y como lo mencionan López, E., et al, 2013, se generan también una serie de transacciones económicas relacionadas con el sector externo colombiano que afectan la cuenta corriente y financiera de nuestro país, su mercado cambiario y así mismo, la tasa de cambio. Lo anterior producto de la gran inversión extranjera, la exportación no solo del crudo sino también de sus derivados, la importación de maquinaria, insumos y servicios técnicos especializados, al igual que el pago de utilidades a los inversionistas extranjeros (López, E., et al, 2013). Estos mismos autores resaltan los recursos apropiados del sector público que provienen del sector petrolero, a través de ingresos fiscales por impuestos, regalías y transferencia de utilidades de Ecopetrol, así como también de la inversión extranjera directa, el comercio exterior, el pago de utilidades a las casas matrices de compañías multinacionales y transnacionales, los términos de intercambio, el mercado cambiario (tasa de cambio), y finalmente, en encadenamientos productivos con otros sectores por demanda y oferta de insumos, demanda de mano de obra, inflación debida a cambios en los precios internacionales del petróleo, entre otros. Para tener una idea del impacto de este sector en la economía de nuestro país, basta con analizar las siguientes cifras (tomado de López, E., et al, 2013): Las exportaciones de Colombia en el 2011 fueron de alrededor de 1/6 del PIB, y el 70% de ellas correspondió a bienes básicos cuyos precios se forman en el mercado internacional, sobre el cual Colombia no tiene ningún poder de controlar. Dentro del total de las exportaciones, el 49.7% correspondió al Petróleo y sus derivados,

seguido por el carbón (15%), café (4.6%) y níquel (1.5%). Los mismos autores resaltan como cerca del 80% de las importaciones en el 2011 correspondieron a bienes de capital y bienes intermedios.

Así mismo, el sector petrolero se relaciona con otros sectores productivos de la economía, mediante la compra y venta de insumos, bienes finales y el mercado laboral (mano de obra). Los cambios en los precios internacionales del petróleo tienen efectos en la inflación local (precio de gasolina y precios de transporte).

Lo que sí ha sido evidente en los últimos años en nuestro país es el aumento en los niveles de producción, llegando a superar el millón de barriles de petróleo por día. Este incremento se asocia en gran parte al aumento en el factor de recobro de campos ya descubiertos (caso Rubiales, Castilla Chichimene y La Cira Infantas, entre otros), así como también al impacto de numerosos descubrimientos de tamaños modestos (descubrimientos menores a 10 millones de barriles de petróleo), pero que sumados, han tenido un impacto positivo en la producción del país (esto es especialmente evidente en la Cuenca de los Llanos Orientales Colombianos, en donde se concentra la mayor actividad exploratoria y de producción del país).

López, E. et al, 2013, resalta la importancia del sector petrolero en las finanzas del país, llegando a representar el 5% del PIB en el 2010 y cerca del 25% de los ingresos del gobierno por concepto de impuesto de renta (los ingresos totales relacionados con el petróleo pasaron de USD\$ 2,742 millones en 1994 a USD\$33,118 millones en el 2011). Estos mismos autores hacen un análisis macroeconómico del impacto del petróleo en un país exportador neto, a diferencia de un

país que importa para satisfacer sus necesidades de consumo interno. Cuando un país depende en gran parte de la extracción de un recurso natural no renovable como el petróleo, se vuelve vulnerable a los cambios transitorios en los precios internacionales, lo cual puede crear inestabilidad a su economía (Hausssman y Rigobon, 2003).

Como se puede ver, el sector petrolero ha sido en los últimos años una fuente muy importante de recursos para la economía de nuestro país, razón por la cual se vuelve muy importante. Sin embargo, considerando que en los actuales niveles de producción, las reservas probadas no alcanzarán para satisfacer las necesidades internas de Colombia para más de 6 o 7 años, se vuelve fundamental la investigación de las fuentes de recursos de este tipo en nuestro país, que puedan retardar en el futuro un potencial escenario de convertirnos nuevamente en importadores netos de petróleo, tal y como ocurrió a comienzos de la década de los 80.

### **3.5. Técnicas Mejoradas de Recobro aplicadas a Campos Maduros**

Muchas empresas petroleras enfocan sus esfuerzos en maximizar el factor de recobro de sus campos existentes, así como también mantener la producción en tasas económicamente explotables. El factor de recobro es el porcentaje de petróleo o gas que puede ser explotado de un yacimiento. Mucho del petróleo y gas que existen se quedan en el subsuelo, pues no es posible recuperar en superficie el 100% de los hidrocarburos presentes en los yacimientos existentes. El factor de recobro promedio de campos maduros en el mundo está entre el 20 y el 40%, lo cual contrasta significativamente con el factor de recobro típico para un yacimiento de gas, que está entre el 80 y el 90% (Muggeridge, A., et al, 2014). Si se mejora el recobro hacia las cifras de los yacimientos de gas, se puede fácilmente duplicar las reservas recuperables de los yacimientos

existentes. Para ello, existen técnicas de recobro mejorado que ayudan a mejorar los factores de recobro de manera significativa. Se pueden llevar a cabo a través de las denominadas Técnicas de Mejoramiento del Recobro (*Enhance Oil Recovery – EOR* en inglés), en los cuales se inyecta un fluido en el yacimiento, para empujar el petróleo y gas remanente hacia los pozos en producción. El fluido inyectado puede ser agua o gas. Cuando se trata de yacimientos de gas, se puede aplicar una técnica de bajar la presión en los pozos productores, a través de la utilización de compresores, de tal manera que se genera un diferencial de presión que hace que el gas fluya desde el yacimiento hacia los pozos productores, que tienen una menor presión. También se pueden utilizar polímeros, geles y surfactantes, o en caso de crudos pesados, se utiliza la denominada estimulación térmica (inyección de vapor de agua), que hace que se disminuya la viscosidad del hidrocarburo y le permita fluir hacia los pozos productores con mayor facilidad. Hace poco, se ha optado por inyectar aire, técnica que condujo a la denominada “Combustión in Situ”, que consiste en encender el yacimiento, reduciendo su viscosidad y drenando de manera más efectiva el yacimiento de petróleo pesado y/o extra-pesado (este tipo de técnica ha sido utilizada en Campo Rubiales en los Llanos Orientales, por la empresa Pacific Rubiales).

En algunas ocasiones, se mencionan las llamadas técnicas de recobro incremental (*Incremental Oil Recovery – IOR* en inglés), que muchas veces se consideran sinónimos de los EOR, mencionados anteriormente. Sin embargo, los IOR son en realidad técnicas que involucran la aplicación de mejores prácticas de ingeniería y manejo de los proyectos, para optimizar su desarrollo, identificando, por ejemplo, zonas que no han sido abiertas a producción. Este tipo de proyectos se han aplicado con éxito en nuestro país en campos maduros de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, actividad liderada por la estatal Ecopetrol S.A.

En Colombia, al igual que en otras partes del mundo, se han llevado a cabo con éxito proyectos de recuperación mejorada en campos maduros, como La Cira Infantas (Ecopetrol y Occidental), Rubiales (Ecopetrol y Pacific Rubiales), Castilla y Chichimene (Ecopetrol), entre otros. El impacto de este tipo de proyectos ha sido sobresaliente (en Rubiales, se pasó de una producción de 5,000 barriles por día a más de 250,000 barriles de petróleo por día), razón por la cual es evidente su impacto, no solo en la producción, sino también en las reservas recuperables. Sin embargo, un factor fundamental de este tipo de proyectos lo constituye su costo, significativamente más alto que la aplicación de técnicas primarias de recuperación (que son básicamente aquellas en las que no se inyecta ningún tipo de fluido para recuperar el hidrocarburo). Por esta razón, se hace fundamental estimar de manera aproximada, en primer lugar el potencial de nuestro país, realizando un inventario completo de los campos maduros de tamaño significativo y luego, evaluar cómo se podrían llevar a cabo este tipo de proyectos de recuperación mejorada.

### **3.6. Yacimientos Costa Afuera**

Una oportunidad muy importante para el país, tanto en términos de reservas como en potencial de producción, lo constituyen los yacimientos ubicados costa afuera (en especial, en la zona del Caribe Colombiano). En esta área, la mayoría de las oportunidades se asocian a yacimientos de gas (aunque no se descarta que exista potencial de acumulaciones de petróleo crudo). Para la exploración costa afuera, se requiere la adquisición de información, con el fin de establecer su potencial. Entre las técnicas más utilizadas, están los sondeos magnéticos y gravimétricos, al igual que la adquisición de sísmica 2D y 3D (Álvarez, C., 2014). Entre las ventajas que tiene la exploración en estas zonas, está la de no contar con problemas de comunidades y así mismo,

facilitar la consecución de los permisos ambientales, debido a que las zonas a explorar se encuentran mar adentro y no involucran el uso de recursos (como por ejemplo el agua), para adelantar los trabajos de adquisición de información. Grandes empresas, como Exxon Mobil, Shell, Repsol, Anadarko, Chevron, Petrobras y Ecopetrol, han concentrado sus esfuerzos en adelantar exploración de gas en el Caribe Colombiano. Sin embargo, el acceso a estas zonas puede ser compleja, mucho más compleja que para los yacimientos en tierra. Sánchez, P., 2009, describe de manera general el contexto global de los proyectos en aguas profundas. Los hidrocarburos descubiertos en aguas profundas suman, de acuerdo con el mismo autor, cerca de 40 mil millones de barriles de petróleo crudo y 110 trillones (millón de millón) de pies cúbicos de gas, reservas ubicadas en el Golfo de México, Brasil, Angola, Nigeria, Australia, Noruega, Egipto, Inglaterra, Indonesia y Filipinas (las mayores reservas están concentradas en los cuatro primeros).

Una parte fundamental de los proyectos de exploración de aguas profundas lo constituyen los montos de inversión de capital necesarios para adelantar la actividad, en especial en lo referente a perforación de pozos. Fácilmente, un pozo exploratorio ubicado mar adentro puede costar entre 6 y 10 veces lo que normalmente costaría un pozo similar en tierra. De allí que para justificar la inversión exploratoria, se necesite de grandes volúmenes de recursos prospectivos, que hagan atractiva la inversión de sumas importantes de capital de riesgo (capital invertido en proyectos exploratorios). En la mayoría de estas acumulaciones, se tienen volúmenes muy grandes, razón por la cual se vuelven atractivos, incluso contando con el monto de inversiones requerido tanto para su exploración como su posterior desarrollo (explotación). La cantidad de equipos, dispositivos, herramientas, sistemas y accesorios necesarios y disponibles para llevar a cabo la exitosa producción de los hidrocarburos ubicados en los yacimientos costa afuera es extensa, de

acuerdo con Sánchez, P., 2009, representando retos importantes para la industria petrolera, que debe asegurar la realización de los trabajos de manera eficiente, segura y en lo posible, barata, cumpliendo con los más altos requerimientos desde el punto de vista ambiental y de seguridad.

En Colombia, la empresa Texaco, en los años 80, descubre los campos Chuchupa, Ballena y Riohacha, en la región de la Península de la Guajira. Estos campos, exclusivamente de gas, han servido para surtir la demanda interna del mercado Colombiano en las últimas 4 décadas. Actualmente, estos campos producen el 60% del gas que se consume en el país (el resto proviene de los yacimientos de piedemonte llanero, explotados por Equión S.A.). Sin embargo, estos campos se encuentran en la actualidad en declinación (la declinación es el descenso de la capacidad de producción de un yacimiento, originada como consecuencia de la disminución de la presión interna de este), por lo cual se hace necesario encontrar nuevos yacimientos, que le permitan al país garantizar tanto el consumo interno, como también la generación de excedentes para exportación. Tal y como se mencionó anteriormente, según la UPME, 2014, Colombia enfrenta en este momento un escenario de pérdida de autosuficiencia en términos de gas en un período de tiempo entre 2 a 7 años. Justamente, este es el período de tiempo que normalmente se toma una empresa en poner en producción un descubrimiento de este tipo (los períodos de exploración en Colombia tienen una duración de 6 años, aunque normalmente, la mayoría de las empresas ejecutan sus proyectos de exploración en un tiempo menor, dando inicio a la fase de desarrollo antes de cumplir este período de tiempo). Por esta razón, se hace necesario ejecutar de manera urgente los proyectos de exploración en el Caribe y Pacífico Colombiano, con el fin de encontrar reservas importantes de hidrocarburos para el país. Recientemente, Ecopetrol, Petrobras y Repsol anunciaron el descubrimiento de un nuevo yacimiento de gas en el Caribe Colombiano, a través

de la perforación del pozo Orca-1. El desarrollo de este nuevo descubrimiento podría darle a Colombia un nuevo aire, en términos de autosuficiencia en el sector del gas.

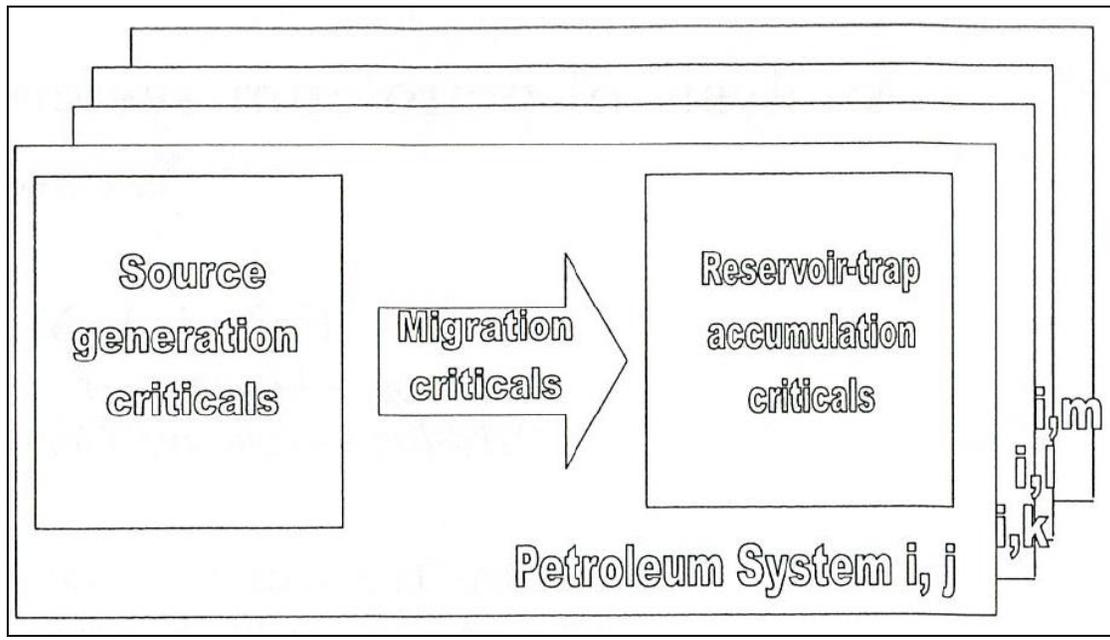
### **3.7. Incremento de la actividad exploratoria en áreas con bajo riesgo**

Otra alternativa con la que cuenta nuestro país, en términos de encontrar nuevas reservas, está relacionada con la exploración en cuencas maduras (que han tenido gran actividad exploratoria y cuenta con buena información y en general, bajo riesgo), como por ejemplo la Cuenca de los Llanos Orientales. El riesgo se mide normalmente a través de un parámetro denominado la probabilidad de éxito (que tiene en cuenta todos los elementos del denominado sistema petrolífero, los cuales son la roca generadora, la roca reservorio, la migración, la trampa y el sello, de tal manera que se den de manera positiva y generen una acumulación comercial de hidrocarburos).

El Sistema Petrolífero no es más que un modelo que incluye todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que existan acumulaciones de petróleo o gas. Entre los elementos están la Roca generadora (roca rica en materia orgánica de la cual se originan los hidrocarburos), la roca reservorio (roca almacenadora, que en el ejemplo anterior, lo podríamos relacionar con el ejemplo de la esponja), la roca sello (la roca que no permite que el petróleo o gas siga su curso hacia la superficie), la roca que permite conectar la generadora con el reservorio (denominada “carrier” en inglés), y dentro de los procesos están el enterramiento de la roca generadora (proceso que le permite alcanzar altas presiones y temperaturas, cocinando la materia orgánica que contiene y generando su transformación a hidrocarburos), la formación de las trampas (que existen de varios tipos; son las estructuras que permiten que una vez el petróleo llegue, no pueda seguir su curso a superficie) y finalmente, el Sincronismo, que consiste en que una vez se genere el hidrocarburo en

la roca generadora, ya se haya formado la trampa, pues de otra manera, no sería posible la acumulación de petróleo o gas.

Metwalli, F. y Pigott, J., 2005, hacen un análisis de los factores críticos del sistema petrolífero para la cuenca Matruh-Shushan en Egipto. Los autores resumen dichos factores en 10, que involucran volumen de generación de hidrocarburos, riqueza y calidad de la roca generadora (los primeros 3), volumen y calidad de la roca reservorio (que completarían cinco factores), tipo de hidrocarburo, roca sello y cierre o trampa (con lo que sumamos 8 factores), siendo los dos últimos las rutas de migración (como se conectan las zonas de generación con las zonas de acumulación) y el sincronismo. En el siguiente esquema, se puede observar de manera general como funcionan estos factores y lo importante que es que todos sean favorables, para poder contar con acumulaciones comerciales de hidrocarburos.



**Figura 1.** Diagrama del Sistema Petrolífero (tomado de Metwalli, F. y Pigott, J, 2005).

Históricamente, la Cuenca de los Llanos Orientales tiene una de las probabilidades de éxito más altas del país. Otra manera de medir esta probabilidad consiste en dividir el número total de pozos exploratorios exitosos (que han conducido a la explotación comercial de yacimientos de petróleo y gas), sobre el número total de pozos exploratorios perforados. En los Llanos Orientales Colombianos, este número, expresado porcentualmente, se acerca al 50%, lo cual indica que de cada dos pozos exploratorios, uno de ellos es exitoso. Esta cifra es muy atractiva y de hecho explica la razón por la cual la Cuenca de los Llanos Orientales es la que mayor actividad exploratoria presenta en la actualidad. Durante este año, de acuerdo con datos suministrados por IHS, 2014, se han perforado en Colombia un total de 112 pozos exploratorios, de los cuales 25 han resultado exitosos, 28 han sido secos (taponados y abandonados, es decir, que no han encontrado ningún yacimiento prospectivo), mientras que 10 se reportan suspendidos (no se sabe aún si son o no exitosos o secos) y finalmente, 52 pozos en donde no se tiene reportado aún ningún resultado. De estos 112 pozos, 86 se ubican en la cuenca de los Llanos Orientales, lo cual soporta el hecho de ser esta una de las más atractivas para la industria petrolera en Colombia.

Por otra parte, al evaluar los resultados de los últimos años, es posible verificar que la adición de reservas, a través de descubrimientos nuevos en Colombia, no está muy asociada al éxito de la exploración en la Cuenca de los Llanos. A pesar de tener una alta probabilidad de éxito, la mayoría de los nuevos descubrimientos corresponde a tamaños relativamente modestos, en términos de volumen. La verdad es que el promedio histórico de las acumulaciones descubiertas en la Cuenca de los Llanos está por debajo de los 10 millones de barriles por campo, cifra que en general está asociada a pequeñas acumulaciones. Sin embargo, al analizar el comportamiento, en términos de adición de reservas, se nota un comportamiento ascendente y consistente, en los últimos 10 años.

Este comportamiento se debe a la gran actividad exploratoria y a la suma de numerosos descubrimientos, que por sí solos no son lo suficientemente grandes, como para impactar el número de reservas probadas del país, pero que sumadas, si tienen un impacto positivo. Lo anterior también está íntimamente relacionado con la producción diaria de petróleo, que ha alcanzado cifras por encima del millón de barriles de petróleo equivalente en los últimos dos años, que también se relaciona con esta gran actividad exploratoria.

Como se puede ver, la exploración intensiva en áreas de bajo riesgo puede seguir impactando de manera positiva, tanto el escenario de reservas probadas, como también para el hecho de mantener, e incluso incrementar, los niveles de producción actuales, por lo cual representan una importante fuente de recursos para Colombia.

### **3.8. Los Crudos Pesados y Extra-Pesados**

Los crudos pesados y extra-pesados se caracterizan por tener unas bajas gravedades API (la gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo; números por encima de 10 son más livianos que el agua). Por lo general, estas medidas altas de densidad también están asociadas a medidas altas de viscosidad (la viscosidad es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales, debida a las fuerzas de cohesión de sus moléculas; de manera simple, es la resistencia de un fluido a moverse: Algo viscoso sería entonces algo adhesivo o pastoso).

Speight, J., 2013, define los crudos pesados como un tipo de hidrocarburo que es diferente al petróleo convencional, en el sentido en que es más difícil de recuperar desde el subsuelo hasta la superficie. Tienen una viscosidad muy superior (bajas gravedades API) que el petróleo convencional y por lo general, para su recuperación, se requieren de técnicas de recuperación secundaria, como la estimulación térmica del yacimiento (ej.: Inyección de vapor de agua). Tienen altos contenidos de carbono, sulfuro y metales pesados, mientras que su cantidad de hidrógeno es baja. Por lo general, esto se debe a la acción de bacterias que se comen los componentes livianos del petróleo, dejando únicamente las moléculas más pasadas. Esta situación ocurre cerca de la superficie. De acuerdo con Speight, J., 2013, no se deben confundir con las arenas bituminosas (o *tar sand*, en inglés), que se explotan de manera similar a operaciones de minería a cielo abierto.

Por otra parte, el término crudos extra-pesados es relativamente reciente, tal y como lo explica Speight, J., 2013, y se asocia a un crudo cuya movilidad en el reservorio se asemeja a la de las arenas bituminosas, lo que quiere decir que prácticamente es incapaz de moverse en condiciones de yacimiento (es decir, en el subsuelo). Un ejemplo importante de este tipo de crudos es la denominada Faja del Orinoco, en Venezuela, cuya acumulación (la mayor del mundo), requiere de métodos más extremos para su explotación (Venezuela tiene las mayores reservas de petróleo del mundo, pero la mayoría se ubican en la Faja del Orinoco, que se compone de crudos pesados y extra-pesados, cuya extracción, además de difícil, es costosa). Cuando crudos de este tipo tienen algo de movilidad en condiciones de Yacimiento (es decir, en el subsuelo), esto se debe únicamente a las altas temperaturas en profundidad, pero una vez que llegan a superficie, las menores temperaturas pueden generar un crudo que prácticamente es inmóvil.

Ahora bien, teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, debemos considerar un aspecto fundamental en la explotación de este importante recurso, el cual es el costo. Los crudos pesados y extra-pesados, por lo general, requieren de la aplicación de métodos de extracción secundarios, como son la inyección de vapor de agua, que reduce la viscosidad y aumenta la movilidad. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos en su recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos más convencionales (Alboudwarej, H. et al, 2006). Estos mismos autores resaltan el hecho de que cuanto más viscoso y pesado es el petróleo, más difícil resulta producirlo. Del total de reservas de petróleo del mundo, según Alboudwarej, H., et al, 2006, el 40% proviene de crudos pesados (25%) y extra-pesados (15%). La mayoría de estos depósitos se asocian con yacimientos someros (de poca profundidad), súper gigantes, entrampados en los flancos de las cuencas denominadas de ante país (un ejemplo de este tipo de cuencas en nuestro país es la Cuenca de Los Llanos Orientales), que se pueden describir como depresiones enormes, formadas por el hundimiento de la corteza terrestre durante el levantamiento de cordilleras (para nuestro caso, la Cordillera Oriental). Un proceso denominado biodegradación es la principal causa de la formación de este tipo de crudos. Microorganismos degradan y se comen los hidrocarburos más livianos e intermedios, produciendo la oxidación del petróleo, incrementando su densidad y viscosidad. Los métodos de recuperación de este tipo de crudos se dividen en dos, dependiendo de la temperatura: El primero se denomina extracción en frío (en donde no se agrega calor), y pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es suficiente para permitir que el petróleo fluya a tasas económicamente explotables. El segundo método es se denomina extracción de petróleo asistida con vapor de agua (se inyecta vapor de agua caliente al yacimiento, para reducir la viscosidad del crudo y generar

mayores tasas de producción que si se hiciera en frío). Las tasas de producción pueden elevarse hasta 10 veces por este método y en general, se aumentan los factores de recobro.

En Colombia, existen grandes acumulaciones de crudo pesado en la Cuenca de los Llanos Orientales. Entre las principales, vale la pena resaltar Campo Rubiales (reservas recuperables del orden de los 700 millones de barriles de petróleo según IHS, 2014), Cajua (116 millones de barriles de petróleo), Hamaca (126 millones de barriles recuperables), Castilla (465 millones de barriles de aceite recuperables, de los cuales, según IHS, 2014, se han recuperado ya 273 millones), Castilla Norte (270 millones de barriles de aceite recuperables y 135 millones aún por explotar), Chichimene (200 millones de barriles recuperables, con un acumulado producido de 92 millones, de acuerdo con cifras de IHS, 2014) y Akacías (recientemente descubierto por Talisman, que tiene un estimado preliminar de reservas de 250 millones de barriles de petróleo). Cuando vemos los tamaños de estas acumulaciones, inmediatamente notamos que se trata de acumulaciones de gran volumen. Estas acumulaciones se encuentran localizadas hacia el sur y sureste de la Cuenca de los Llanos y varias empresas han hecho esfuerzos por encontrar acumulaciones similares en los mismos trenes en donde se hayan presenten, algunas con éxito y otras no. Lo importante es resaltar que pueden ser una fuente muy importante de reservas y producción para Colombia. Aún faltan muchas áreas por explorar, razón por la cual su potencial es grande. Existen, por otra parte, otras áreas geográficas de nuestro país, en donde se reportan acumulaciones de crudo pesado, como lo son los campos Capella (en la zona del Caguán, al sur de la Serranía de la Macarena, cuyo tamaño, de acuerdo con IHS, 2014, puede ser de 110 millones de barriles de petróleo) y las acumulaciones de crudo pesado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, explotadas por las compañías Mansarovar Energy y Ecopetrol (Campos Teca, Nare Sur, Jazmín, Abarco, Girasol, Moriche y

Chicalá, cuyas reservas sumadas oscilan en el orden de los 440 millones de barriles recuperables de petróleo (IHS, 2014). Los yacimientos de petróleo pesado y extra-pesado son, definitivamente, una fuente muy importante de reservas y producción, y representan un desafío para la industria petrolera, en lo que tiene que ver con la aplicación de tecnologías que permitan su extracción a bajos costos y tasas comerciales de producción.

### **3.9. Los Yacimientos No Convencionales**

Por último, tenemos los denominados Yacimientos No Convencionales. Para entender mejor que son, se hace necesario primero definir cuáles son los Yacimientos convencionales, los cuales son definidos por el Ministerio de Minas y Energía, según la Resolución No. 180742 del 16 de Mayo de 2012, como “formación rocosa donde ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales, caracterizada por un sistema de presión único, de manera que la producción de hidrocarburos de una parte del yacimiento afecta la presión de reservorio en toda su extensión, limitado por barreras geológicas, tales como estratos impermeables, condiciones estructurales y agua en las formaciones, y se encuentra efectivamente aislado de cualquier yacimiento que pueda estar presente en la misma área o estructural geológica”. Por otra parte, en la misma resolución, se definen el Yacimiento No Convencional como “formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Los Yacimientos No Convencionales típicos incluyen, entre otros, las arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón, gas y petróleo de lutitas y arenas bituminosas”. Comparando la anterior definición con la que se tiene en los Estados Unidos (American Petroleum Institute), es posible diferenciar los denominados

depósitos no convencionales de gas natural y el “shale gas” o “shale oil”, o lo que es igual, gas o aceite obtenido a partir de rocas denominadas Lutitas (Shale en inglés, que corresponde a un tipo de roca sedimentaria, la mayoría de veces considerada como un excelente sello para acumulaciones en el subsuelo y que en los últimos años se ha convertido en la fuente de hidrocarburos más importante para los Estados Unidos). Los depósitos de gas no convencional son definidos como yacimientos con bajas concentraciones en recursos (gas o aceite), dispersos en unas grandes extensiones geográficas, que requieren de una estimulación o cualquier otra tecnología de extracción o conversión para ser explotados.

Ahora bien, resulta interesante analizar el fenómeno de producción de petróleo y gas proveniente de los Yacimientos No Convencionales en los Estados Unidos, país que lidera la aplicación de tecnologías en la extracción de hidrocarburos de este tipo de rocas a nivel mundial. La mayoría de las acumulaciones de petróleo encontradas hasta hace unos 35 años estaban asociadas a yacimientos convencionales. La creciente demanda global y la declinación de los campos ya descubiertos ha impulsado la búsqueda de nuevas oportunidades. Sin embargo, fue a partir de la exploración del denominado Barnett Shale, en 1980 (ubicado en el Estado de Texas, USA), que se estableció formalmente un potencial económico importante para este tipo de yacimientos. Bowker, K., 2007 menciona, al final de su artículo relacionado con el Barnett Shale, que al momento de identificar intervalos de interés en otras regiones del mundo, se debe buscar en principio los intervalos considerados como las rocas generadoras de hidrocarburos. Cuando estas unidades han sido perforadas con anterioridad, por lo general dan muestras de gas o petróleo, situación que es favorable para su exploración. Finalmente, concluye que la parte más difícil de este tipo de yacimientos no es encontrarlos, sino determinar la técnica más apropiada para su

desarrollo (como referencia, el lector puede ingresar a la siguiente página de la Asociación Colombiana del Petróleo ACP, en donde se explica a través de un video en qué consiste la denominada técnica de estimulación hidráulica, conocida como “FRAC” <http://www.acp.com.co/index.php/es/petroleo-y-gas/yacimientos-no-convencionales-ync>, video denominado Estimulación Hidráulica en YNC).

Así mismo, el surgimiento del Barnett Shale ha servido como estímulo para tratar de replicar los resultados en otras cuencas de los Estados Unidos y aún más allá de sus fronteras, a nivel global. En los Estados Unidos, hoy en día se cuenta con numerosos yacimientos de este tipo en los Estados Unidos, replicando de alguna manera lo que se logró obtener en el Barnett, tal y como se ilustra en el siguiente mapa. Mohajan, H.K, 2012, ilustra de manera resumida los afectos futuros y presentes de la extracción de gas proveniente de este tipo de yacimientos en los Estados Unidos, describiendo de manera general los más importantes (Barnett, Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Bakken y Woodford). Mohajan resalta como la extracción de gas de estos yacimientos se incrementa en los Estados Unidos a partir de los 90’s, debido a la demanda nacional y global, haciendo un breve comentario con respecto a los efectos secundarios asociados a su extracción, como son la polución del aire, la contaminación del agua, el ruido y el uso extremo de las vías en la movilización de equipos, al igual que las ventajas, que incluyen la independencia energética, menor contaminación, empleos, mayores ingresos per cápita, entre otros.

La energía proveniente del gas tiene menos cantidad de Carbono que el petróleo que comúnmente se refina, lo cual en principio tiene impacto positivo en lo referente a las emisiones de contaminantes a la atmósfera. El mismo autor resalta la declinación global en los suministros

de gas natural convencional, situación que no es distinta en nuestro país, razón por la cual se hace necesario encontrar nuevas fuentes de energía (por ejemplo, energías eólica, nuclear, hidrotermal, biocombustibles, energía eléctrica, entre otras). Sin embargo, estas fuentes alternativas de energía siguen siendo en este momento muy costosas para su uso masivo, razón por la cual se hace necesario encontrar fuentes “más limpias” en el corto plazo. El gas proveniente de los Yacimientos No Convencionales ha sido considerado por Mohajan y otros autores como el combustible puente hacia dichas fuentes de energía más limpias.

El uso de la tecnología de fracturamiento hidráulico ha abierto una vasta fuente de reservas de petróleo líquido y gas natural en Lutitas en los Estados Unidos. El Instituto Americano del Petróleo (API, 2014, por sus siglas en inglés “American Petroleum Institute”) resalta el impacto positivo de esta práctica, en términos de seguridad, crecimiento económico y trabajo, trabajo y más trabajo. Stark, M. et al, 2014, resaltan como los recursos no convencionales en los Estados Unidos han revolucionado el sector energético, usando tecnologías de punta relacionadas con la perforación de pozos horizontales y fracturamiento hidráulico, que hacían imposible el acceso a estas reservas décadas atrás.

El éxito de los Estados Unidos en la explotación de estos recursos impulsa la consideración de replicar el mismo modelo de desarrollo en otras partes del mundo que tengan de alguna manera características similares, con la esperanza de lograr el mismo éxito. Sin embargo, Stark, M., et al, 2014 se preguntan en donde se podría llevar a cabo el mismo proceso y cuán rápido podría ejecutarse. En su artículo, se evalúan de manera general países como Argentina, China, Australia, Polonia, Rusia, El Reino Unido, México, Suráfrica y Arabia Saudita, concluyendo que no se deben

analizar factores de manera independiente, mencionando que factores como el tamaño del potencial de recursos, regímenes fiscales, geología, acceso y facilidades de operación, sector de servicios, infraestructura petrolera, competencia y disponibilidad de una fuerza de trabajo calificada deben ser considerados en conjunto. El éxito de uno de ellos podría impulsar el resto, pero también existe el riesgo que el fracaso de alguno de ellos pueda dar al traste con el desarrollo del proyecto. En algunos países, un factor es más importante que los otros, teniendo en cuenta que el potencial es común para todos, en mayor o menor escala. Por ejemplo, en Argentina, el régimen fiscal es el factor más importante, al igual que en Polonia. Por otra parte, en China, el acceso a la tierra (los permisos que se requieren para intervenirla) es el factor predominante, al igual que la operatividad, dada las condiciones de su geografía, al igual que la densidad de población y el acceso al recurso hídrico. Por otra parte, en Arabia Saudita, la falta de conocimiento técnico y falta de infraestructura y agua pueden ser los mayores obstáculos en el desarrollo de los recursos no convencionales. En Australia y México, el nivel de competencia para la inversión y el recurso humano dedicados a la exploración y explotación de recursos convencionales o al gas metano asociado al carbón en Australia. En el Reino Unido, la oposición de organizaciones no gubernamentales parece ser el principal obstáculo para el desarrollo de los YNC. Como se puede ver, al igual que lo que se mencionaba anteriormente con respecto al sistema petrolífero, el desarrollo de los denominados Yacimientos No Convencionales depende de la suma de muchos factores, que deben ser en mayor o menor proporción en general “positivos”.

Tinker, S. y Potter, E, 2009 presentan el gas proveniente de los Yacimientos No Convencionales como el combustible “puente” entre los combustibles fósiles actuales (principalmente petróleo) y fuentes alternativas de energía más limpias, en una publicación dela

Escuela de Geo-ciencias Jackson de la Universidad de Texas en Austin, denominando en general una serie de publicaciones de la siguiente manera: “Haciendo lo No Convencional, Convencional”. En este resumen, se resalta como el petróleo alcanzó hacia finales de los 70’s sus porcentajes máximos en las fuentes de energía a nivel global, de tal manera que para el siglo 21, el mundo se estará moviendo hacia fuentes más amigables desde el punto de vista ambiental.

El uso del gas natural, de acuerdo con estos autores, genera resultados positivos, en términos de su abundancia (es más abundante que el petróleo y se presenta en muchas más regiones a nivel mundial), lo cual genera seguridad en términos de suministro; el desarrollo de infraestructura para su transporte (a través de las denominadas LNG – Liquefied Natural Gas, proceso en el cual se ejerce presión sobre el gas, hasta volverlo líquido, lo cual lo hace más fácil de transportar), que seguramente generará estabilidad en los precios de la energía, beneficiando muchas economías a nivel global y finalmente, su uso genera menos contaminación atmosférica que el Carbón (menor emisión de gases de efecto invernadero, denominados Greenhouse Gases en inglés). Los mismos autores resaltan como la producción de gas de Yacimientos No Convencionales en los Estados Unidos ha triplicado la producción de los convencionales. Así mismo, estiman que la misma situación se presente en otras partes del mundo, en donde las reservas de gas natural de yacimientos convencionales van en descenso, estando entonces los volúmenes remanentes representados en los No Convencionales.

En Colombia, desde hace ya unos tres años, el país viene escuchando de manera más frecuente el tema del denominado “Fracturamiento” hidráulico, técnica ya explicada anteriormente, y que se asocia con el uso “indiscriminado” e irracional de volúmenes importantes de agua. Así mismo, se

ha relacionado esta actividad, que aún ni siquiera se ha iniciado, con la contaminación de acuíferos superficiales, haciendo publicidad negativa a una actividad que realizada de manera responsable, no tendría por qué afectar de manera nociva ni nuestro medio ambiente, ni mucho menos traer perjuicios en el ámbito social.

En nuestro país, ya se han realizado varias conferencias técnicas y congresos enfocados en este tema, de las cuales vale la pena resaltar el “Shale Colombia Unconventional Oil and Gas Development Congress”, que este año llevó a cabo su segunda edición en Bogotá, entre el 30 de Septiembre y el 1 de Octubre de 2014, cuyo principal objetivo es el de determinar cuáles son los pasos necesarios hacia la comercialización del desarrollo de los Yacimientos No Convencionales en Colombia. Vale la pena mencionar que en este congreso, se menciona a nuestro país como el de mayor potencial en Latinoamérica, después de Argentina, siendo fundamental la estimación del potencial del denominado “shale oil & gas”. Sin embargo, gran parte de los temas han estado enfocados al tema de regulación y de los costos de los servicios asociados a esta actividad, que en principio en Colombia pueden llegar a ser 30-50% superiores a las tarifas actuales en los Estados Unidos.

Con respecto al potencial de estos yacimientos en Colombia, en el año 2011, Wood Mackenzie y Fugro (Wood Mackenzie es una de las compañías con mejor reputación en Inteligencia comercial del sector energético, analizando activos, compañías y mercados a nivel mundial – [www.woodmac.com](http://www.woodmac.com); Fugro es una empresa dedicada a dar soporte en personal, equipo y tecnología en el sector del petróleo, en renglones como la Exploración, el desarrollo, la producción y el transporte), publican un informe multiclente, en donde analizan a nivel mundial un total de

69 cuencas sedimentarias (áreas en donde se presentan las condiciones favorables para la presencia de Yacimientos No Convencionales) alrededor del mundo. Las cuencas fueron agrupadas, de acuerdo con el grado de favorabilidad geológica y comercial, en lo referente a los Yacimientos No Convencionales. Dentro del escalafón final que obtienen, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia ocupa el tercer lugar, después de las cuencas de Paris y Aquitaine (en Francia), incluso por encima de la cuenca de Neuquén en Argentina. Factores como la presencia de una prolífica roca generadora, conocida como la Formación La Luna (presente en Venezuela, país que cuenta con las reservas de hidrocarburos más grandes del mundo, por encima de los países árabes), y condiciones favorables de madurez, le permiten a estos dos reputados analistas calificar esta cuenca como una de las más atractivas para el desarrollo de los YNC.

Sin embargo, en el año 2013, la EIA (Energy Information Agency de Estados Unidos) publicó un reporte denominado EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, en donde la Cuenca del Valle Medio tendría, de acuerdo con el estudio, un potencial de **18 Tera pies cúbicos de gas y 4.600 millones de barriles de aceite**. Estos números, sumados a los estimados de la misma agencia en otras cuencas del país, sitúan a Colombia por detrás de países como Argentina, Venezuela, Bolivia y Brasil (ver Mapa en la página anterior, en donde se ilustra el área prospectiva para la Formación La Luna, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, tomado de EIA, 2013). De todas maneras, estos volúmenes, comparados con las otras alternativas analizadas con anterioridad, son significativamente más grandes, por lo cual los denominados Yacimientos No Convencionales – YNC podrían ser la fuente más importante de reservas y producción en el mediano plazo para Colombia.

Ahora bien, en la mayoría de los YNC, con el fin de establecer su potencial real, es necesaria la perforación de pozos exploratorios, en donde se obtiene información que permite calcular (o más bien, estimar), los volúmenes potenciales que pudiera ser posible recuperar de estos yacimientos. En Argentina, por ejemplo, Miguel Galuccio, CEO de la empresa YPF, mencionó en el Congreso Nacional de Compañías de Petróleo en América el pasado 15 de Octubre de 2014, que “Argentina es el país más exitoso en Suramérica en el desarrollo de los recursos no convencionales” y que la cuenca de Neuquén promete tener el mayor desarrollo de producción de petróleo y gas de los YNC por fuera de los Estados Unidos. En este país, ya se producen alrededor de los 32,000 barriles equivalentes de petróleo por día de estos yacimientos, con un total de cerca de 500 pozos. En Colombia, por otra parte, solo ha sido posible perforar unos pocos exploratorios, con lo cual resulta muy difícil establecer aún el potencial real de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Sin embargo, con base en la información publicada, es posible pensar que contamos con un gran potencial, que está aún por ser probado. De lo anterior, podemos concluir que aún falta surtir la etapa de adquisición de datos, que incluye la perforación de pozos horizontales, con los cuales sería posible tener una mejor idea del potencial real de los YNC en el Valle Medio del Magdalena.

Ecopetrol, en su revista E+, publicó a comienzos de este año una cifra interesante: Como meta, la empresa apuesta a producir 120.000 barriles de petróleo equivalente por día de los denominados YNC en el año 2020. Para lograr esta meta, Ecopetrol planea perforar a un ritmo de 400 pozos por año. Ecopetrol no es una empresa novata en el tema de realizar trabajos de fracturamiento hidráulico: La empresa tiene una estadística de 20 pozos fracturados por año en yacimientos convencionales, cifra que espera se incremente a la vuelta de cuatro años (2017-2018 con 50),

hasta alcanzar las cifras que necesita el proyecto. Un concepto interesante de los YNC es que se asemeja a una “fábrica” de pozos. La extracción del petróleo y gas de una roca apretada requiere de la perforación de muchos pozos, con el fin de lograr tasas de producción lo suficientemente altas para garantizar la viabilidad económica del proyecto (las tasas de producción por pozo se estiman sean entre los 400 y los 600 barriles de petróleo por día, en promedio).

Desde el punto de vista de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, se están licenciando bloques de Exploración enfocados a YNC desde el año 2012. Los períodos de exploración en dichos bloques tienen una duración de 9 años (tres años más que los bloques de exploración convencionales). En la última ronda de bloques, lanzada por la ANH a comienzos de este año (ronda significa proceso de licitación para adjudicar bloques de exploración y producción), la ANH ofertó un total de 19 bloques, de los cuales únicamente 1 fue adjudicado (ANH). De lo anterior, es posible ver que muchas empresas están aún recelosas de firmar compromisos de inversión frente a la ANH, pues las reglas de juego aún no están del todo claras. Esto último está más relacionado con los permisos ambientales necesarios para adelantar la exploración de YNC en Colombia, pues en los demás aspectos, los temas están relativamente claros.

Desde el punto de vista ambiental y teniendo en cuenta que la exploración de los YNC involucra el uso de grandes volúmenes de agua, al igual que productos químicos y el montaje de una operación e infraestructura complejas, la reglamentación por parte de la ANLA (Agencia Nacional de Licencias Ambientales, que depende del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible), ha publicado recientemente el denominado Anexo 3 (incluido en los Términos de Referencia para la exploración de YNC, publicados por la entidad a el 7 de Julio de 2014, Diario Oficial), en donde ANLA solicita una serie de requerimientos adicionales a los que comúnmente

se deben incluir en la solicitud de Licencia Ambiental para explorar los yacimientos convencionales), que incluyen una serie de líneas bases, en términos de aguas superficiales, actividad sísmica, calidad de agua, planes de tratamiento y disposición de aguas de producción, riesgos de contaminación, contaminación atmosférica, ruido, medidas de socialización, planes de contingencia, entre otros, con lo cual se espera que las empresas, además de garantizar el cumplimiento de la normatividad, se comprometen a realizarla con el mínimo impacto posible (tomado de Diario Oficial, Julio 7 de 2014).

#### **4. Metodología**

Para el presente trabajo de investigación, se plantea seguir la siguiente metodología: En primer lugar, teniendo en cuenta que el proyecto de investigación busca proponer una o varias soluciones al problema que enfrenta el sector de hidrocarburos en Colombia, con respecto al riesgo de la pérdida de autosuficiencia, se hace necesario plantear una serie de escenarios, los cuales deben ser definidos para cada una de las alternativas anteriormente planteadas. Los escenarios son en principio las posibilidades con las que cuenta el país para evaluar las posibles soluciones al problema planteado, desde el punto de vista estratégico y operativo. En este sentido, es importante resaltar que los escenarios propuestos no constituyen por si mismos una “solución correcta” al problema planteado. Sirven simplemente para simular unas posibilidades y obtener los resultados de su implementación, lo cual dará elementos de juicio para determinar su viabilidad real.

Como se mencionó anteriormente, se plantea en el presente proyecto de investigación unas alternativas que le permitirían a Colombia prolongar en el mediano y largo plazo su autosuficiencia en petróleo y gas y a la vez, su condición de país exportador de hidrocarburos. Dentro de estas posibilidades están las relacionadas con la exploración de crudos pesados y extra pesados, el desarrollo de campos maduros para aumentar los factores de recobro, los denominados Yacimientos No convencionales, los depósitos de gas costa afuera y el impulso de la exploración intensiva en cuencas de bajo riesgo. Para cada una de estas posibilidades, se espera establecer un escenario razonable de una acumulación u oportunidad exploratoria, con el fin de realizar en ella una evaluación financiera, teniendo en cuenta varios parámetros para su correcto análisis, como son precios de venta, costos de capital, costos de operaciones, escenarios de producción, regalías,

etc. El modelo de simulación, permitirá comparar los resultados y proponer cual (o cuales) podrían ser las mejores alternativas que debería escoger la industria y en general el sector de hidrocarburos en Colombia para solucionar el problema planteado. En cada uno de los escenarios, se planea mostrar sensibilidades para la simulación, en los cuatro principales factores, los cuales son el precio WTI, inversiones de capital, costos de operación y pronóstico de producción, mediante la presentación de gráficos tipo araña (*Spider Charts*), en donde es posible ver la variación del valor presente neto de cada simulación con una variación por arriba y por abajo equivalente al 20% de cada uno de los parámetros (por ejemplo, si la simulación se hace con un WTI de 60 dólares por barril, el gráfico tipo araña va a mostrar como varía el Valor Presente Neto del proyecto si se toma un WTI 20% por debajo de 60 dólares (sería de 48 dólares por barril) o 20% por encima de 60 dólares (72 dólares por barril). Estos gráficos son muy útiles pues muestran de manera ilustrativa el impacto de este tipo de variaciones en el valor presente neto.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), entidad que depende del Ministerio de Minas y Energía, cuenta con una extensa base de datos, relacionada con escenarios probables, tanto de oferta como demanda de hidrocarburos en nuestro país. Una vez realizados los escenarios de simulación, se propone entonces confrontar los resultados contra los pronósticos de oferta y demanda realizados por esta entidad y proponer, de ser posible, cual o cuales serían las mejores alternativas para el país.

## 5. Escenarios de Simulación

Para el análisis de las diferentes alternativas, se planteó entonces diseñar un escenario para cada uno de los casos, teniendo en cuenta un tamaño promedio para las acumulaciones comerciales en el caso de la exploración en cuencas de bajo riesgo como los Llanos Orientales (cuyo tamaño promedio, utilizando la base de datos de IHS Energy Group, 2015, es de cerca de los 10 Millones de Barriles recuperables de aceite por acumulación comercial), un tamaño de 150 Millones de Barriles recuperables para el caso de crudo pesado, 2-3 Trillones de pies cúbicos de gas para el caso de una acumulación costa afuera en el Caribe Colombiano, un tamaño de reservas de 100-150 millones de barriles recuperables de aceite para yacimientos no convencionales y finalmente, un escenario de recuperación mejorada en un campo maduro de alrededor de los 35 millones de barriles de aceite recuperables (estos barriles serían adicionales a los que se producirían en un campo maduro sin aplicar ningún tipo de recobro mejorado como inyección de agua, por ejemplo). En la siguiente tabla se resumen los escenarios analizados:

<b>Escenarios Analizados</b>		
<b>Oportunidad / Campo</b>	<b>Tamaño (MMBO o TCFG)</b>	<b>Cuenca Tipo en donde se ubica la oportunidad</b>
Exploración en Cuencas Maduras de bajo riesgo	10	Llanos Orientales
Aplicación de recobro mejorado en un campo maduro	35	Valle Medio del Magdalena
Yacimientos no convencionales	125	Valle Medio del Magdalena
Petróleo Pesado	150	Llanos Orientales
Gas Costa Afuera	2,5	Caribe Costa Afuera

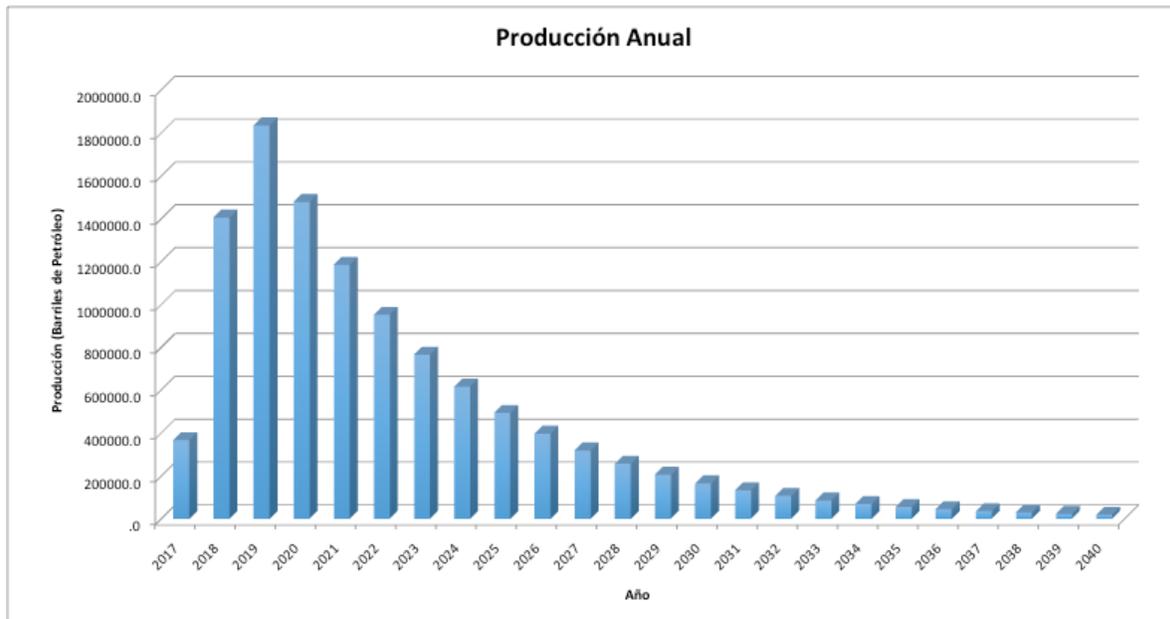
**Tabla 1.** Escenarios Analizados en el presente trabajo.

Como se puede ver, el principal propósito de estos escenarios de simulación es el de capturar el potencial de cada una de las oportunidades, aplicando el mismo modelo de evaluación financiera a todas ellas, con el fin de realizar una comparación entre ellas (todas las unidades de tamaño son

en Millones de Barriles de Petróleo – MMBO, excepto la de Gas costa afuera, que se mide en Tera pies cúbicos de gas – TCFG corresponde a su sigla en inglés).

### 5.1. Exploración en Cuencas Maduras de bajo riesgo

La primera oportunidad que seleccionamos fue la de explorar en una cuenca Madura, tipo Llanos Orientales, en donde los tamaños promedio de las acumulaciones es de alrededor de los 10 millones de barriles de petróleo recuperables (IHS, 2015). Para el análisis financiero, se construyó en primer lugar un perfil de producción para un campo típico de esta cuenca, asociado a un tamaño similar en términos de reservas (10 millones de barriles de petróleo). En la siguiente figura se puede ver el perfil de producción calculado para esta oportunidad.



**Figura 2.** Producción anualizada de una oportunidad exploratoria de 10 MMBP (Millones de barriles de petróleo) en la cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.

Con base en este perfil de producción, que tiene en cuenta un nivel de producción inicial por pozo (600 Barriles de petróleo por día – BPD), una declinación por pozo (24% anual y

exponencial) y un cronograma de perforación de pozos, que se ajusta a los tiempos promedio de actividades exploratorias y de desarrollo en esta cuenca. El recobro que se obtiene por cada pozo es equivalente a un millón de barriles de petróleo, por lo cual se necesitan un total de 10 pozos para producir el total de la acumulación. De acuerdo con el cronograma de perforación propuesto y los perfiles de producción, se construye una curva de producción anualizada, a la cual es necesario deducir lo correspondiente al pago de regalías, para obtener una producción neta por año. Para poder producir estos barriles, una empresa debe correr con costos de operación (OPEX en inglés), que se asume igual a USD \$ 20 por barril, los cuales se descomponen en una parte fija y otra variable. Se asume como regla del dedo gordo que la porción fija debe ser en total aproximadamente igual al 30% de la suma de los dos costos (fijos y variables). Los costos variables serán entonces el 70% de los USD \$20 dólares por barril, y sus valores anualizados se calculan multiplicando este porcentaje por la producción promedio diaria, por el número de días por año. Los costos de transporte se asumen iguales a USD \$19 por barril. Este costo es un rubro muy importante y básicamente responde a la falta de infraestructura disponible (todas las redes de oleoductos en Colombia tienen cuellos de botella que restringen la capacidad de recepción y evacuación de crudo, por lo cual los costos se hacen altos; así mismo, por lo general, para un tipo de acumulación de 10 millones no se justifica la construcción de oleoducto, por lo cual mucho del transporte se hará por carro-tanques, que incrementan los costos de manera sustancial). La suma de los costos fijos, variables y de transporte constituyen en total los costos de operación. Por otra parte, los costos de capital se asocian con la perforación de los pozos exploratorios, los pozos de desarrollo, las facilidades para tratar los fluidos producidos y así mismo, los costos de abandono (cualquier campo en producción debe tener un fondo de abandono, cuyo capital se invierte para abandonar los pozos productores, desmantelar las facilidades instaladas y restaurar cualquier

huella de la operación. Se asume que estos costos de abandono son iguales a un 10% del total invertido en facilidades, más unos 550 mil dólares por pozo.

Después de calcular los costos de capital, se calcula la ganancia neta (que corresponde a lo que se produjo, después de regalías multiplicado por el precio de venta, en este caso el precio WTI). El margen neto se calcula de restar esta ganancia neta menos los costos de operación netos (se denominan netos, pues la plantilla está diseñada para tener en cuenta un porcentaje de interés, en el caso de contar con un socio en la oportunidad evaluada); el margen neto se le resta los costos de depreciación y amortización (para el caso de oportunidades de petróleo, este valor se calcula mediante la aplicación proporcional cada año, calculada dividiendo la producción anualizada por el total de costos de capital multiplicado por el total de reservas recuperables de petróleo para el campo. Después de deducir los gastos de Depreciación y amortización, se obtiene el margen para el cálculo de los impuestos (que de acuerdo con la última reforma tributaria equivalen al 43%). El flujo de caja después de impuestos se calcula a partir del valor que se obtiene después de impuestos, menos los costos de capital en el que se incurre cada año. En la mayoría de los proyectos de este tipo, los flujos de caja en principio son negativos, debido a los altos montos en inversión que hacen las empresas para delimitar y desarrollar los descubrimientos de petróleo, pero a medida que aumenta la producción, se empieza a revertir los flujos de caja y se generan montos positivos. Los flujos de caja son en la última casilla de la plantilla Excel sumados en forma acumulada. Cuando ocurre el cambio entre flujo de caja acumulado negativo a positivo, se calcula de manera automática el año en que esto ocurre, que se denomina “pay out” en inglés, que corresponde al año en el que el proyecto paga las inversiones y empieza a generar ganancias.

Las siguientes tablas muestra el formato de la plantilla excel que se creó para realizar las simulaciones:

Cifras 100%														
Fecha	Producción	Regalías	Producción Neta	Costos de Operación Fijos	Costos de operación fijos final	Costos Variables	Costos de Transporte	Costos de Operación Totales	Costos de Operación Totales	Costos de Perforación	Costos de Facilidades	Costo de Abandono	Costos de Capital Totales	
	BOPD	BOPD	BOPD	\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	\$/bo	\$M	\$M	\$M	\$M	
Días	11,005	880	10,125	\$11,290	\$43,077	\$99,181	\$50,816	\$193,074	\$19	\$54,850	\$38,490	\$9,899	\$93,340	
365	2,017	1,005	80	925	\$375	\$375	\$3,294	\$1,688	\$5,356	\$15	\$6,700	\$38,490	-	\$45,190
365	2,018	3,850	308	3,542	\$1,436	\$1,436	\$12,618	\$6,465	\$20,519	\$15	\$48,150	-	-	\$48,150
365	2,019	5,029	402	4,626	\$1,876	\$1,876	\$16,479	\$8,443	\$26,797	\$15	-	-	-	-
366	2,020	4,041	323	3,718	\$1,511	\$1,876	\$13,278	\$6,803	\$21,957	\$15	-	-	-	-
365	2,021	3,247	260	2,987	\$1,211	\$1,876	\$10,641	\$5,452	\$17,968	\$15	-	-	-	-
365	2,022	2,609	209	2,401	\$973	\$1,876	\$8,550	\$4,381	\$14,807	\$16	-	-	-	-
365	2,023	2,097	168	1,929	\$782	\$1,876	\$6,871	\$3,520	\$12,267	\$16	-	-	-	-
366	2,024	1,685	135	1,550	\$630	\$1,876	\$5,536	\$2,837	\$10,249	\$17	-	-	-	-
365	2,025	1,354	108	1,246	\$505	\$1,876	\$4,437	\$2,273	\$8,586	\$17	-	-	-	-
365	2,026	1,088	87	1,001	\$406	\$1,876	\$3,565	\$1,827	\$7,268	\$18	-	-	-	-
365	2,027	874	70	804	\$326	\$1,876	\$2,865	\$1,468	\$6,208	\$19	-	-	-	-
366	2,028	703	56	646	\$263	\$1,876	\$2,308	\$1,183	\$5,367	\$21	-	-	-	-
365	2,029	565	45	519	\$211	\$1,876	\$1,850	\$948	\$4,673	\$23	-	-	-	-
365	2,030	454	36	417	\$169	\$1,876	\$1,487	\$762	\$4,124	\$25	-	-	-	-
365	2,031	365	29	335	\$136	\$1,876	\$1,195	\$612	\$3,682	\$28	-	-	-	-
366	2,032	293	23	269	\$110	\$1,876	\$963	\$493	\$3,331	\$31	-	-	-	-
365	2,033	235	19	217	\$88	\$1,876	\$771	\$395	\$3,042	\$35	-	-	-	-
365	2,034	189	15	174	\$71	\$1,876	\$620	\$318	\$2,813	\$41	-	-	-	-
365	2,035	152	12	140	\$57	\$1,876	\$498	\$255	\$2,629	\$47	-	-	-	-
366	2,036	122	10	112	\$46	\$1,876	\$401	\$206	\$2,483	\$56	-	-	-	-
365	2,037	98	8	90	\$37	\$1,876	\$322	\$165	\$2,362	\$66	-	-	-	-
365	2,038	79	6	73	\$29	\$1,876	\$258	\$132	\$2,267	\$79	-	-	-	-
365	2,039	63	5	58	\$24	\$1,876	\$208	\$106	\$2,190	\$95	-	\$9,899	-	-
366	2,040	51	4	47	\$19	\$1,876	\$167	\$86	\$2,129	\$114	-	-	-	-

Tabla 2. Datos de entrada para el modelo de simulación.

Cifras Netas										
Ganancia Neta	Costos de Operación Netos	Margen Neto	Límite Económico	DD&A	Margen Gravable Neta	Impuestos	Flujo de Caja Después de Impuestos	Flujo de Caja Después de Impuestos Acumulado		Flujo de Caja Después de Impuestos Acumulado
\$M	\$M	\$M		\$M	\$M	\$M	\$M	\$M	Years	\$M
<b>\$965,506</b>	<b>\$193,074</b>	<b>\$773,100</b>	<b>1</b>	<b>\$93,340</b>	<b>\$679,760</b>	<b>\$292,297</b>	<b>\$377,564</b>	<b>\$387,216</b>	<b>24</b>	<b>\$387,216</b>
\$32,064	\$5,356	\$26,708	1	\$3,112	\$23,596	\$10,146	(\$28,629)	(\$28,629)	1	(\$28,629)
\$122,830	\$20,519	\$102,312	1	\$11,920	\$90,392	\$38,869	\$15,293	(\$13,335)	2	(\$13,335)
\$160,412	\$26,797	\$133,615	1	\$15,567	\$118,048	\$50,761	\$82,854	\$69,519	3	\$69,519
\$129,259	\$21,957	\$107,303	1	\$12,543	\$94,759	\$40,746	\$66,556	\$136,075	4	\$136,075
\$103,585	\$17,968	\$85,617	1	\$10,052	\$75,565	\$32,493	\$53,124	\$189,199	5	\$189,199
\$83,238	\$14,807	\$68,431	1	\$8,077	\$60,353	\$25,952	\$42,479	\$231,678	6	\$231,678
\$66,887	\$12,267	\$54,620	1	\$6,491	\$48,129	\$20,696	\$33,925	\$265,602	7	\$265,602
\$53,896	\$10,249	\$43,647	1	\$5,230	\$38,417	\$16,519	\$27,128	\$292,730	8	\$292,730
\$43,191	\$8,586	\$34,605	1	\$4,191	\$30,414	\$13,078	\$21,527	\$314,257	9	\$314,257
\$34,707	\$7,268	\$27,439	1	\$3,368	\$24,071	\$10,351	\$17,089	\$331,346	10	\$331,346
\$27,889	\$6,208	\$21,681	1	\$2,706	\$18,974	\$8,159	\$13,522	\$344,868	11	\$344,868
\$22,472	\$5,367	\$17,105	1	\$2,181	\$14,925	\$6,418	\$10,688	\$355,556	12	\$355,556
\$18,009	\$4,673	\$13,335	1	\$1,748	\$11,588	\$4,983	\$8,353	\$363,908	13	\$363,908
\$14,471	\$4,124	\$10,347	1	\$1,404	\$8,943	\$3,846	\$6,502	\$370,410	14	\$370,410
\$11,629	\$3,682	\$7,946	1	\$1,128	\$6,818	\$2,932	\$5,015	\$375,425	15	\$375,425
\$9,370	\$3,331	\$6,039	1	\$909	\$5,129	\$2,206	\$3,833	\$379,258	16	\$379,258
\$7,509	\$3,042	\$4,467	1	\$729	\$3,738	\$1,607	\$2,859	\$382,117	17	\$382,117
\$6,034	\$2,813	\$3,221	1	\$586	\$2,635	\$1,133	\$2,088	\$384,205	18	\$384,205
\$4,849	\$2,629	\$2,220	1	\$471	\$1,749	\$752	\$1,468	\$385,672	19	\$385,672
\$3,907	\$2,483	\$1,424	1	\$379	\$1,045	\$449	\$975	\$386,647	20	\$386,647
\$3,131	\$2,362	\$769	1	\$304	\$465	\$200	\$569	\$387,216	21	\$387,216
\$2,516	\$2,267	\$249	1	\$244	\$5	\$2	(\$9,652)	\$377,564	22	\$377,564
\$2,022	\$2,190	-	-	-	-	-	-	\$377,564	23	\$377,564
\$1,629	\$2,129	-	-	-	-	-	-	\$377,564	24	\$377,564

Tabla 3. Datos de salida del modelo de simulación.

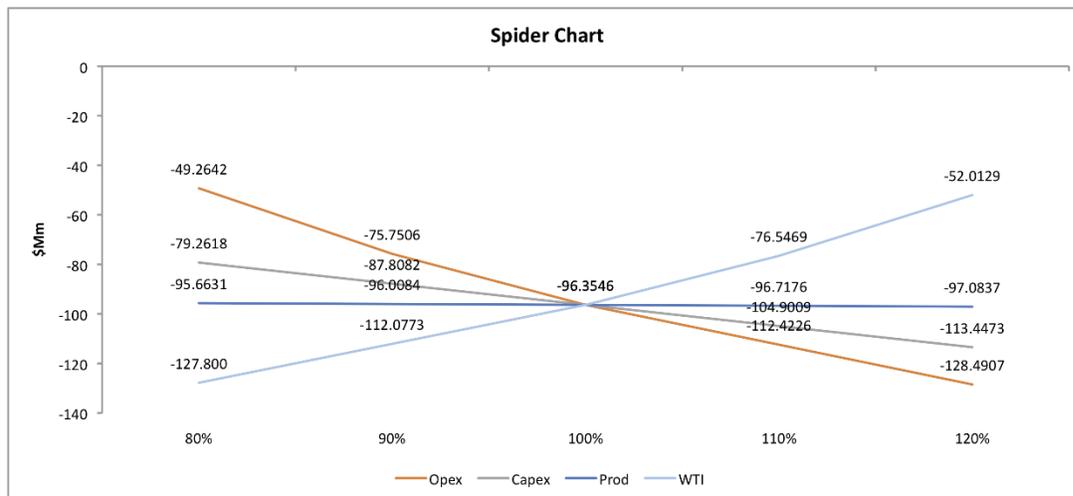
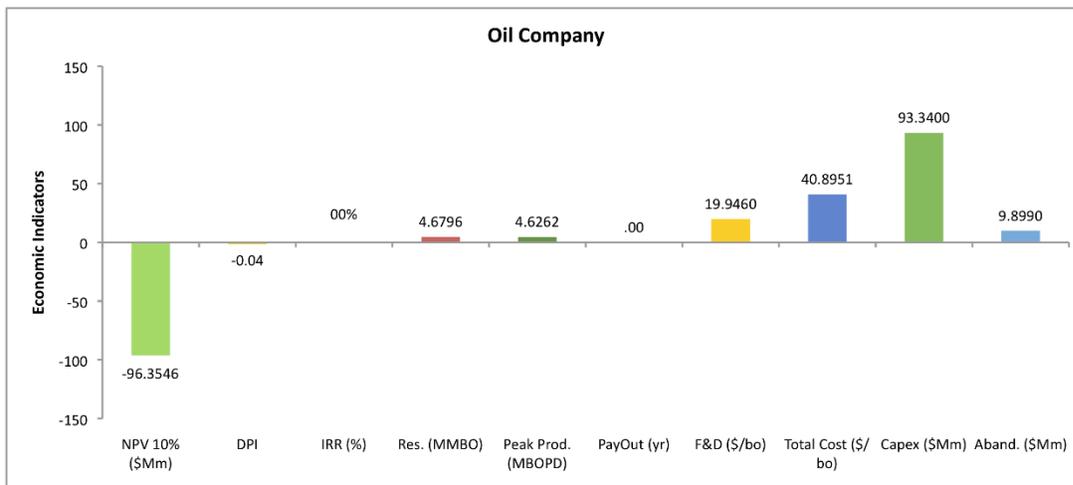
Finalmente, se genera una tabla resumen de indicadores económicos, que incluyen Valor presente Neto, DPI (“Discount Profitability Index” en inglés), que se usa para estimar si el proyecto es o no económico, Tasa Interna de Retorno, Total de reservas producidas a lo largo de la vida del proyecto (que difieren de las originales, pues tienen en cuenta el límite económico, que se calcula de manera automática cuando se tienen flujos de caja negativos dos años consecutivos), Pico de producción (producción máxima que se alcanza durante la vida del proyecto), “pay out” o tiempo en años en los cuales se paga la inversión realizada, Costo de hallazgo y desarrollo por barril de petróleo (“F&D Cost per barrel” en inglés), Costo total por barril producido, Total de inversiones de capital y finalmente el costo de abandono.

A continuación, en la Figura 3, se muestran los resultados de la simulación realizada para el caso de un campo genérico en los Llanos Orientales, con un tamaño de 10 millones de barriles recuperables, para un WTI de 40 dólares por barril.

Como se puede ver, el resultado es un NPV (Valor presente neto en inglés) de -96 millones de dólares, razón por la cual la simulación no calcula TIR ni “Pay Out” (tiempo en que se recupera la inversión en años), pues la inversión nunca se paga. La “Spider Chart” marca unas sensibilidades al precio del petróleo (WTI), costos de operación (OPEX), costos de Capital (CAPEX) y también a la producción, mostrando los NPV que se obtendrían si disminuimos o aumentamos cada uno de estos parámetros, entre el 80% y el 120%. Como se puede ver, no es posible obtener un resultado positivo para el proyecto en este escenario de precios bajos, que corresponden precisamente con la situación actual.

Si realizamos la misma corrida, esta vez utilizando un WTI de 60 dólares por barril, es posible obtener el resultado que se observa en la Figura 4.

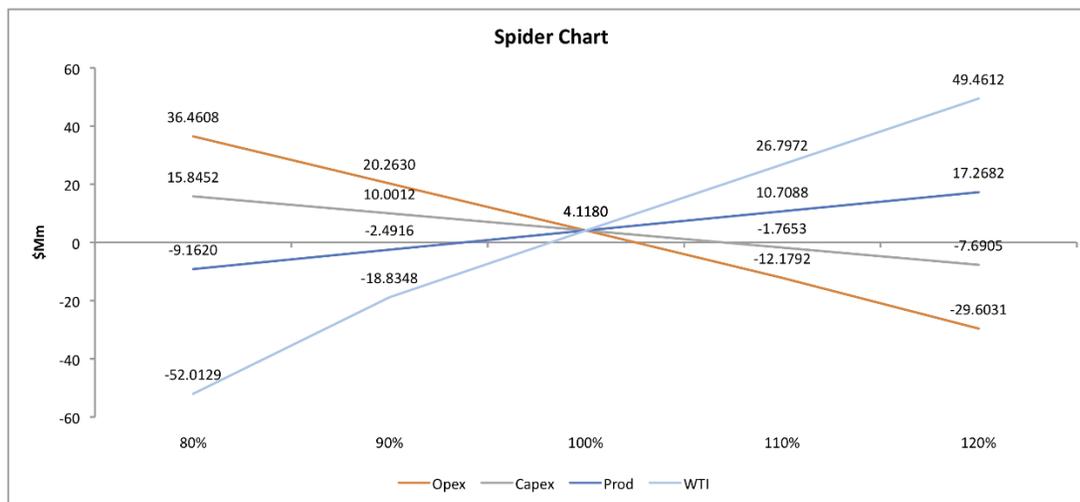
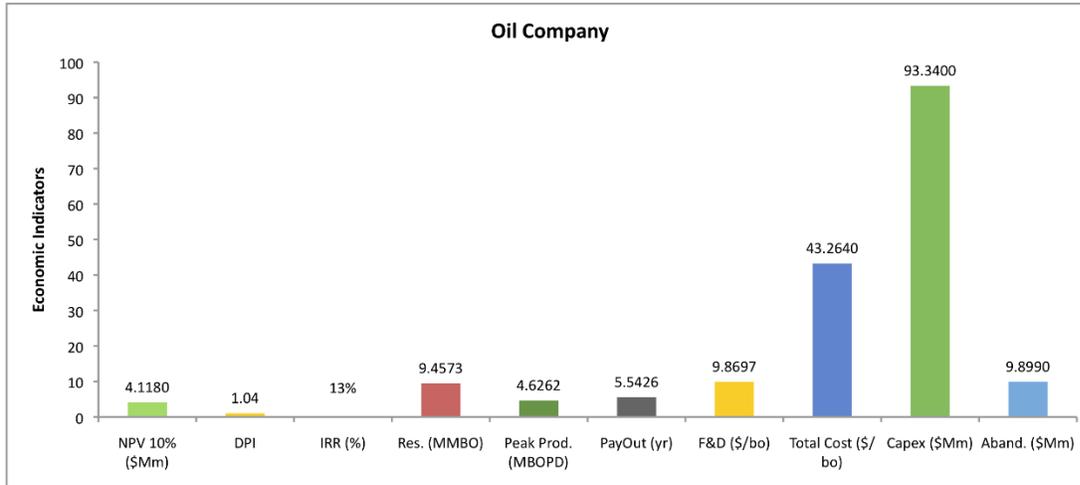
Economic Indicators Oil Company									
NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
-96,4	-0,04	#iDIV/0!	4,7	4,6	#iDIV/0!	19,9	40,9	93,3	9,9



**Figura 3.** Resultados de los principales indicadores financieros para el caso genérico de un campo hipotético en los Llanos Orientales, de tamaño igual a 10 Millones de barriles de reservas recuperables. Supuesto: WTI igual a 40 dólares por barril.

Economic Indicators  
Oil Company

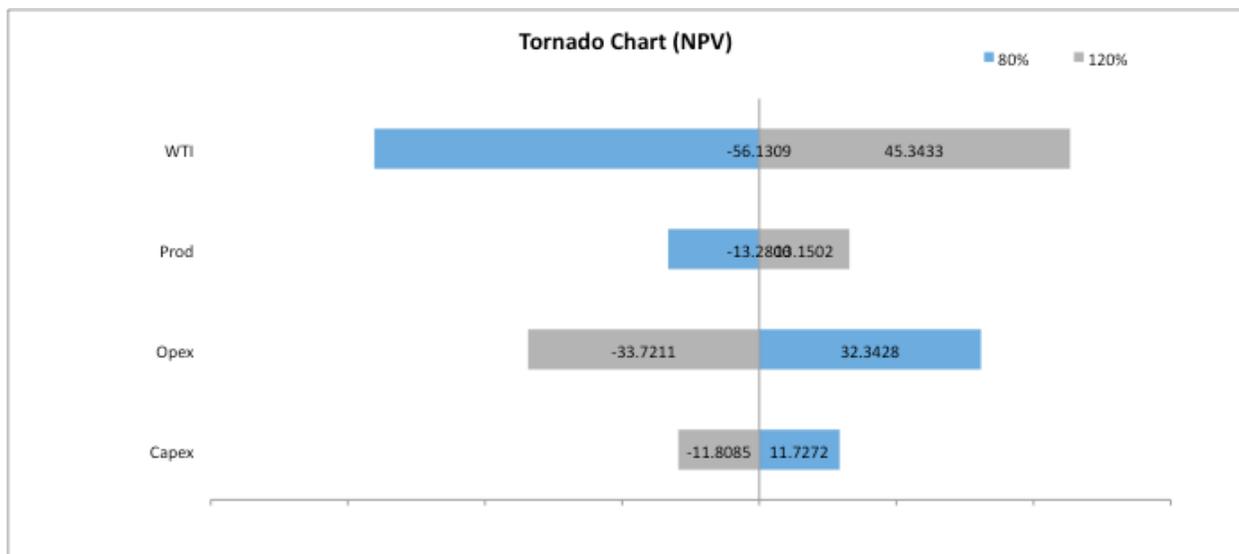
NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
4,1	1,04	12,7%	9,5	4,6	5,5	9,9	43,3	93,3	9,9



**Figura 4.** Resultados de los principales indicadores financieros para el caso genérico de un campo hipotético en los Llanos Orientales, de tamaño igual a 10 Millones de barriles de reservas recuperables. Supuesto: WTI igual a 60 dólares por barril.

Como se puede ver, en este caso el resultado es positivo, arrojando un NPV de 4.1 millones de dólares, con una TIR del 13%, un “PayOut” de 5,6 años. Este escenario, al igual que los que

se utilizarán en las otras simulaciones, considera una tasa de descuento del 10%. La “Spider Chart” muestra que los valores pueden aumentar significativamente, si se tienen ahorros importantes en los costos (Capex y Opex), o un aumento en la producción o en los precios del WTI, llegando a valores entre 36 y 49 millones de dólares de NPV para el proyecto, lo que lo haría rentable. Así mismo, es posible generar gráficos de tornado, que muestran la variación del NPV con respecto a variaciones del 20% para arriba o para abajo en cada uno de los parámetros clave de la simulación (OPEX, CAPEX, Producción y WTI):



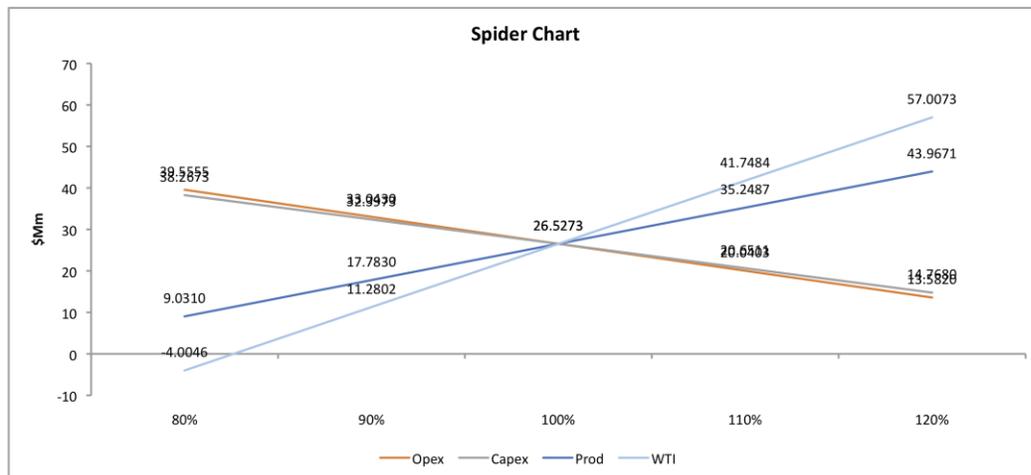
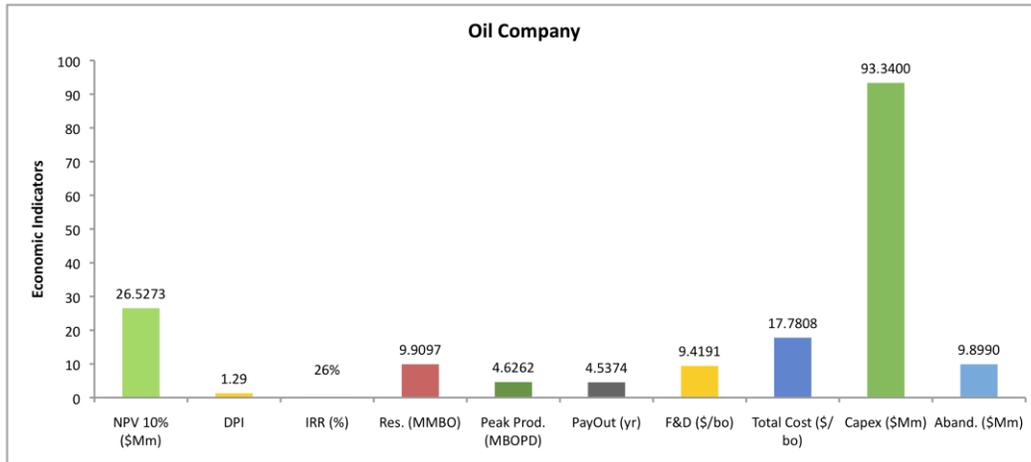
**Figura 5.** Gráfica de Tornado, mostrando la importancia de cada uno de los factores y la sensibilidad en el NPV, con variaciones de más o menos el 20% de cada uno de los factores.

El parámetro de mayor importancia que más impacta los resultados económicos es el precio (WTI), seguido por los costos de operación (OPEX, en donde uno de los más importantes es el costo de transporte), mientras que variaciones en la producción y en CAPEX son similares en el resultado. Es importante recalcar que este tipo de gráficos nos permiten delimitar la importancia relativa de los datos de entrada en los resultados de la simulación, por lo cual podríamos concluir, por lo menos para este ejercicio, que incluso en una cuenca madura como los Llanos Orientales, el descubrimiento de un nuevo campo de tamaño promedio (es decir, de 10 millones de barriles

recuperables), no sería económico en un escenario de precios bajos. Sin embargo, si hacemos una tercera simulación, en un escenario de precios bajos (USD \$40/barril), pero reducimos el costo de transporte a USD \$5 por barril y los costos de producción a USD \$ 10 / barril, se obtienen los siguientes resultados:

**Economic Indicators  
Oil Company**

NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
26,5	1,29	25,5%	9,9	4,6	4,5	9,4	17,8	93,3	9,9



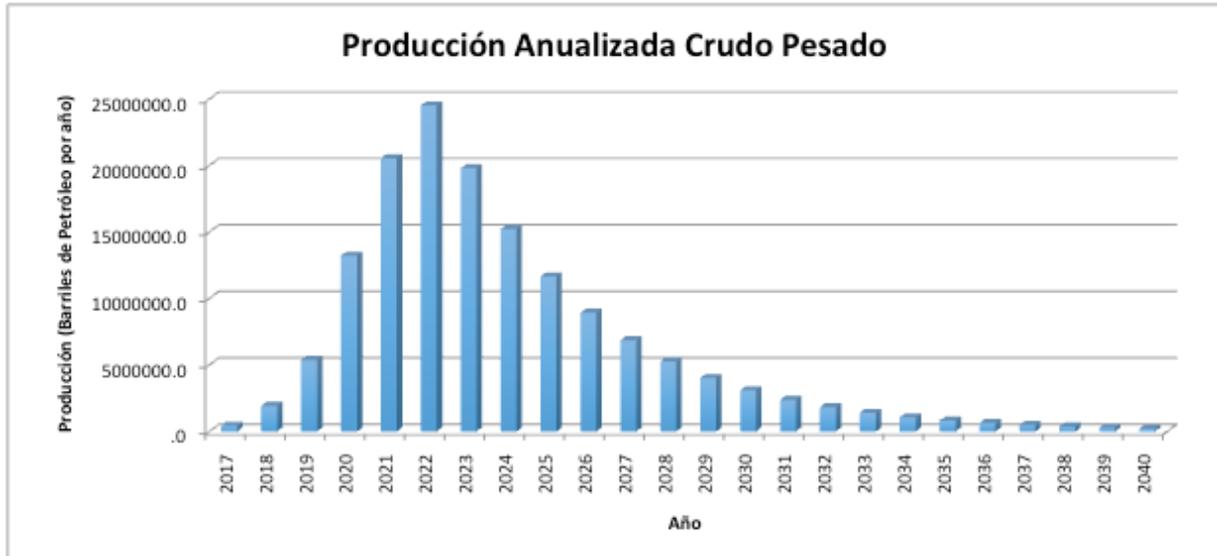
**Figura 6.** Resultados de la simulación, reduciendo el costo de transporte a 5 dólares por barril y los costos de producción a 10 dólares por barril (Caso hipotético, Llanos Orientales, Tamaño 10 millones de barriles recuperables).

En esta corrida, se ve como el proyecto es económico incluso en un escenario de precios bajos. Sin embargo, lo es debido a una optimización y reducción sustancial en los costos de operación y de transporte. Resulta claro entonces que un aspecto fundamental en la viabilidad de este tipo de proyectos lo constituye el costo de operación y el de transporte. Se hace necesario ser mucho más eficientes para reducir estos costos y lograr la viabilidad económica de este tipo de proyectos, que en principio son muy atractivos, pues la cuenca de los Llanos Orientales es considerada, de acuerdo con su historia, una provincia madura en donde el riesgo es bajo (riesgo de no encontrar acumulaciones de petróleo).

Por otra parte, resulta interesante considerar que para resolver el tema de autosuficiencia, se necesitaría de un gran número de oportunidades de este tamaño para generar un impacto de importancia en el escenario de pérdida de autosuficiencia. En el registro exploratorio de los últimos 10 años, es interesante ver como la gran actividad en Colombia se ha centralizado en la Cuenca de Los Llanos Orientales. Esto ha traído como consecuencia el hallazgo de numerosos campos, pero así mismo es notorio como esos hallazgos no han sido de tamaños considerables (a excepción de la franja de crudos pesados, en donde se han descubierto acumulaciones de más de 100 millones de barriles recuperables, como es el caso del campo Quifa, descubierto por Pacific Rubiales en 2008, al igual que Cajua y Akacias (2011-2012). Los crudos pesados son objeto de una evaluación por separado en el presente proyecto de investigación.

## 5.2. Crudos pesados y extra pesados:

Para este tipo de oportunidades, se decidió utilizar un tamaño de campo de 150 millones de barriles recuperables (que estarían en el rango de los recientes descubrimientos realizados por Pacific Rubiales en el área del Departamento del Meta.

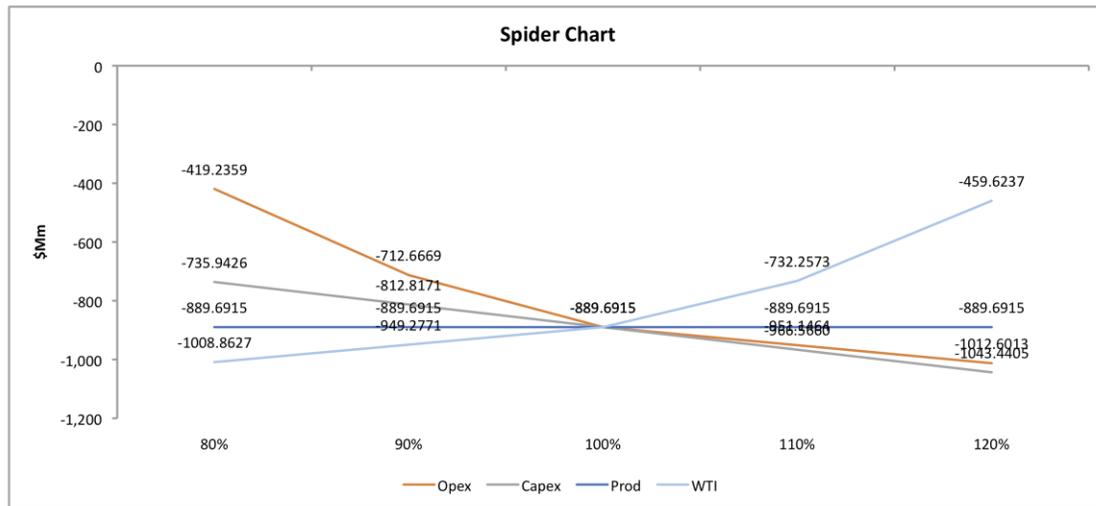
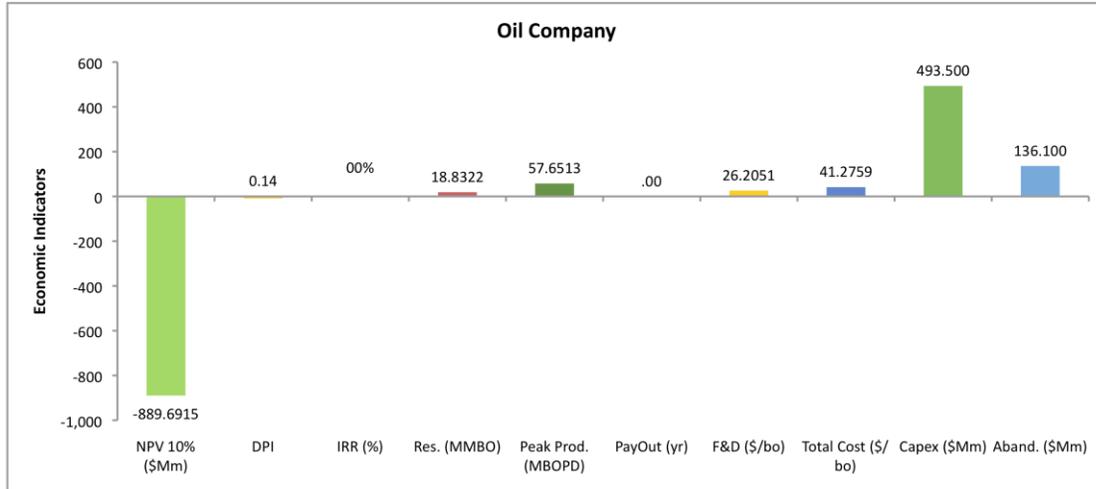


**Figura 7.** Pronostico de producción anualizada para un yacimiento de crudo pesado de 150 Millones de barriles recuperables.

Se estimaron tasas de producción iniciales por pozo del orden de los 1.300 barriles de aceite por día, considerando pozos horizontales o altamente desviados (que en general implican unas producciones más altas que pozos verticales), con unas declinaciones del 30% anual y recobros por pozo de cerca de los 2 millones de barriles de petróleo. Para drenar las reservas recuperables, se necesitan de un total de unos 82 pozos. Se tomó como costo promedio por pozo un millón ochocientos mil dólares, mientras que los costos en facilidades fueron estimados, teniendo en cuenta los reportes de evaluación económicos de WoodMackenzie (2015), para acumulaciones de características y tamaño similares.

Los resultados de la simulación, aplicando la misma metodología descrita para el caso anterior, se muestran a continuación (WTI igual a 40 dólares por barril).

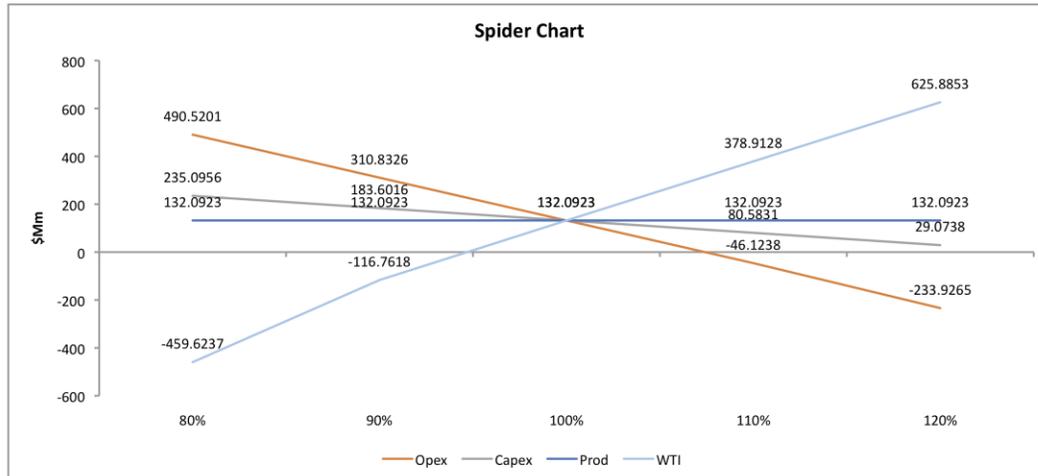
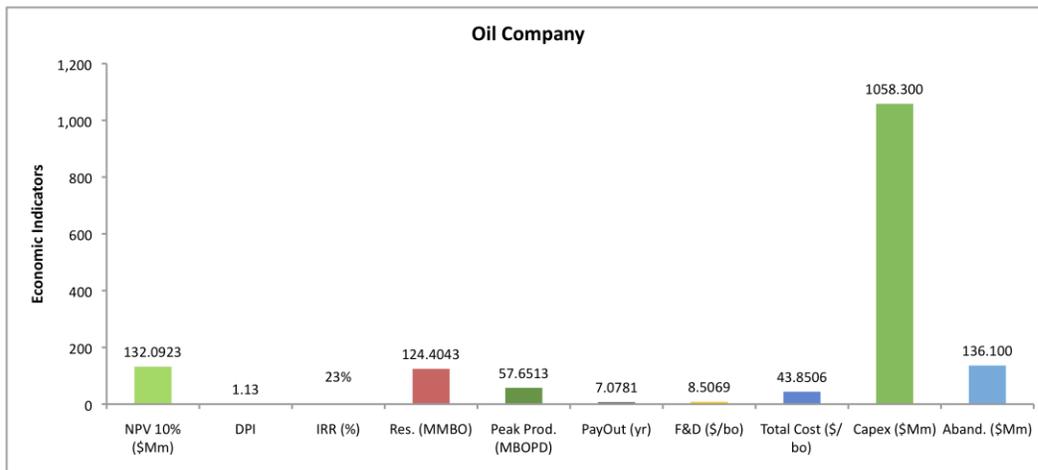
Economic Indicators									
Oil Company									
NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
-889,7	0,14	#¡DIV/0!	18,8	57,7	#¡DIV/0!	26,2	41,3	493,5	136,1



**Figura 8.** Resultados de la simulación económica para un yacimiento de crudo pesado, con un WTI de 40 dólares por barril.

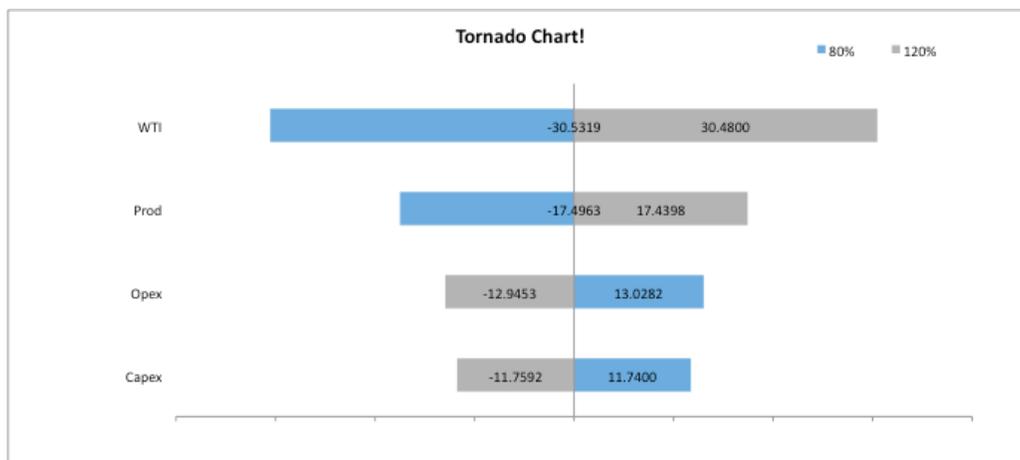
Como se puede observar, los resultados son claramente negativos, arrojando un NPV de -890 millones de dólares, para unas inversiones en Capital de casi 500 millones de dólares. Al correr la simulación, esta vez utilizando un WTI de 60 dólares, se obtienen los siguientes resultados:

Economic Indicators Oil Company									
NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
132,1	1,13	22,6%	124,4	57,7	7,1	8,5	43,9	1.058,3	136,1



**Figura 9.** Resultados de la simulación para el mismo caso de crudo pesado, pero con un WTI de 60 dólares por barril.

En este caso, los resultados son positivos, arrojando un NPV de 132 millones de dólares, aplicando una tasa de descuento para el proyecto del 10%, pero con una inversión de capital mucho mayor (1060 millones de dólares). El tiempo en el que el proyecto se paga es ligeramente más largo que el del caso del campo genérico de los Llanos (7.1 años, contra 5.3 del caso anterior), pero el impacto en reservas es casi 13 veces mayor. El siguiente gráfico de tornado resalta cuales son las variables que más afectan los resultados en términos de valor presente neto, así:



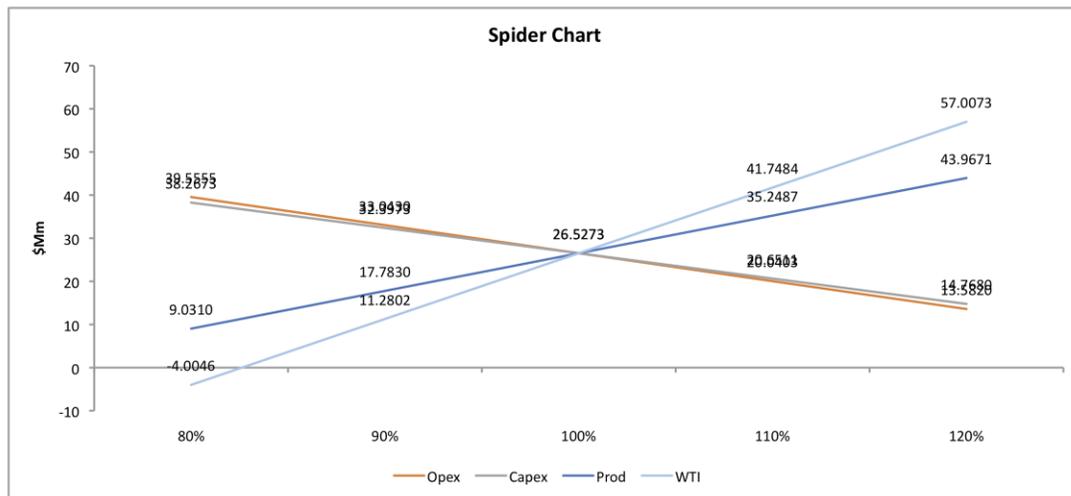
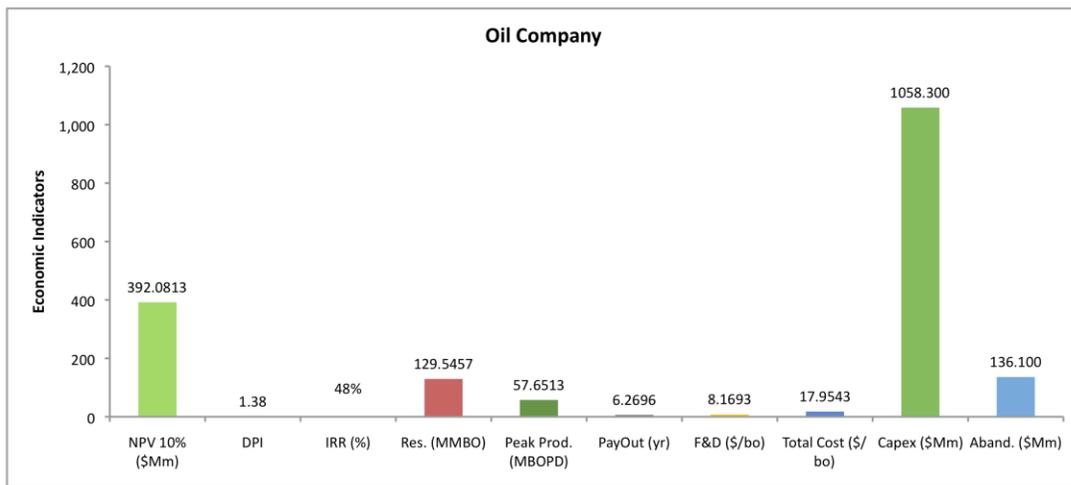
**Figura 10.** Gráfica de tornado, que muestra que el precio es la variable que más impacta el NPV para el caso de crudo pesado.

Como se puede ver, nuevamente el parámetro más impactante de la simulación vuelve a ser el NPV, pero a diferencia del escenario genérico de los Llanos, para este caso el segundo parámetro que más afecta la rentabilidad del proyecto es la producción. Los Costos de Operación (OPEX) son el tercero y finalmente, la inversión en capital es el cuarto. Vale la pena mencionar que para este caso, el parámetro de producción es muy importante, pues considera incrementos sustanciales, teniendo en cuenta que hacen falta 82 pozos para desarrollar el campo, por lo que su efecto se ve multiplicado por el número de pozos.

Nuevamente, es notorio ver que para un escenario de precios bajos, los proyectos como estos no serían viables. Sin embargo, una reducción en los costos de transporte y de operación podrían hacerlos más viables, en especial en un escenario de precios bajos. Los resultados de esta simulación se muestran en la siguiente gráfica:

**Economic Indicators**  
**Oil Company**

NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
392,1	1,38	48,1%	129,5	57,7	6,3	8,2	18,0	1.058,3	136,1

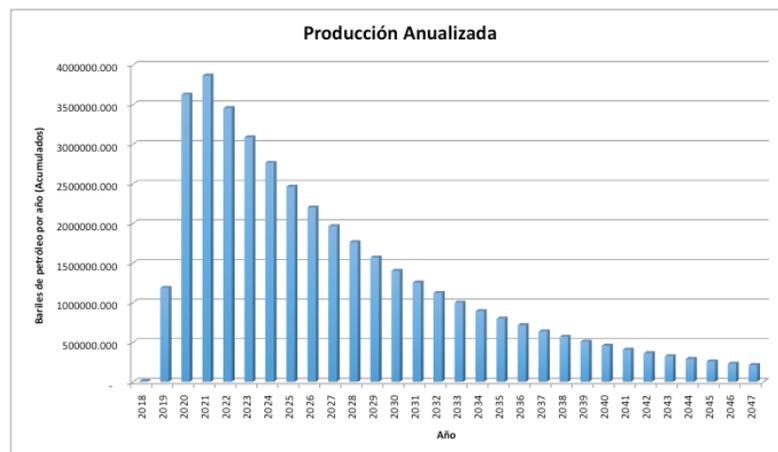


**Figura 11.** Resultados de la simulación, disminuyendo los costos de operación y transporte.

En este caso, se obtiene un NPV de casi 400 millones de dólares para inversiones en Capital de más de un billón de dólares, lo cual hace el proyecto bien interesante y con un mayor impacto en términos de cantidad de reservas descubiertas (tres o cuatro acumulaciones de este tipo podrían tener un efecto combinado de aumentar en un 25% las reservas probadas con las que cuenta Colombia en este momento, que son de 2 billones de barriles de petróleo equivalente).

### 5.3. Producción Incremental en un campo Maduro:

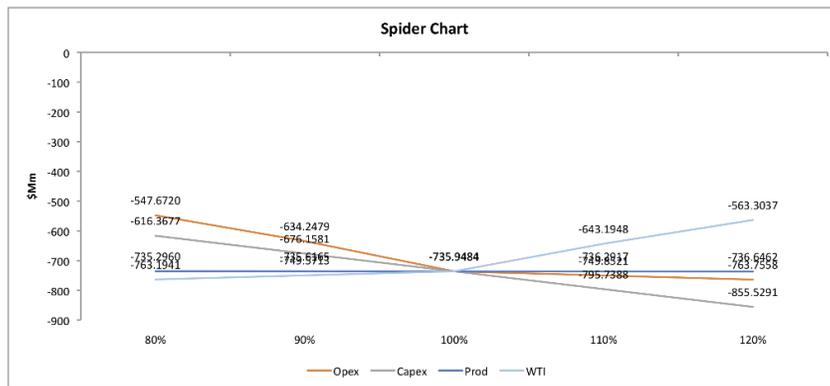
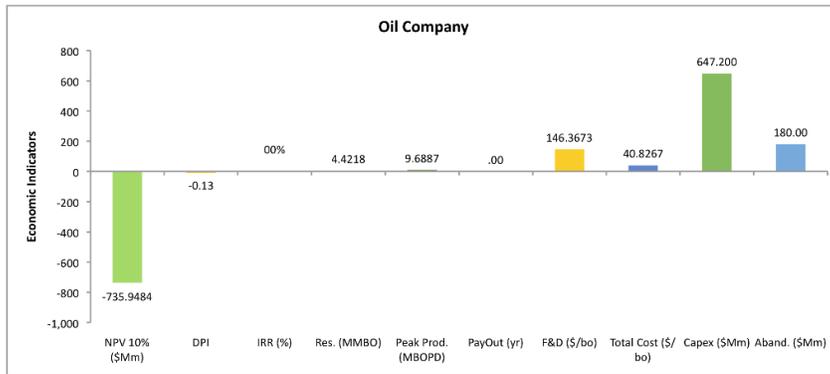
Para evaluar este escenario, se planteó un proyecto de recobro mejorado en un campo maduro, uno de los muchos que se encuentran en el Valle Medio del Magdalena. El tamaño de este campo estaría en el orden de los 100 millones de barriles recuperables por métodos primarios (es decir, sin intervenir el yacimiento para incrementar los factores de recobro). El potencial, por otra parte, de la aplicación de inyección de agua para obtener un mayor recobro estaría del orden de los 40 millones de barriles recuperables, que constituyen un tamaño importante de reservas, en especial considerando que se trata de un campo existente en donde el riesgo es mucho menor que cualquier oportunidad exploratoria.



**Figura 12.** Pronóstico de producción anualizada para un proyecto de recobro mejorado por inyección de agua.

El método propuesto para aumentar el recobro se denomina un patrón que se denomina en inglés “inverted five spot”, que considera la perforación de igual número de pozos productores e inyectores, en patrones en donde cada pozo productor se encuentra rodeado de 4 pozos inyectores y a su vez, cada pozo inyector por 4 pozos productores. En total, se estiman un total de 150 pozos productores e igual número de pozos inyectores. El costo de un pozo productor se estima en 2.5 millones de dólares, mientras que el pozo inyector constaría unos 2.2 millones. La siguiente gráfica muestra la curva de producción incremental calculada para este tipo de oportunidad.

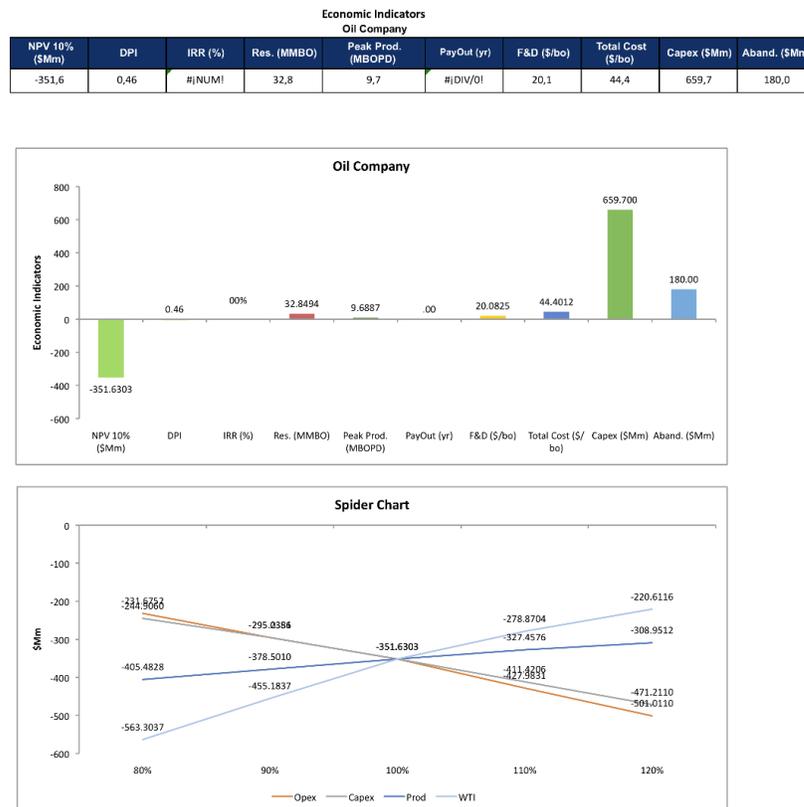
Economic Indicators Oil Company									
NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
-735,9	-0,13	#DIV/0!	4,4	9,7	#DIV/0!	146,4	40,8	647,2	180,0



**Figura 13.** Resultados de la Simulación para un proyecto de recobro mejorado, asumiendo un WTI de 40 dólares por barril.

Nuevamente, se aplicó el mismo procedimiento de los casos anteriores, pero la diferencia está en que solo se realizó en este caso para lo relacionado con producción incremental únicamente, sin tener en cuenta la curva base de recobro primario. Los costos en facilidades se obtuvieron de una manera general, aplicando el siguiente principio: USD \$ 2,000 por cada barril de fluido, aplicado en el pico de producción. A continuación se incluyen los resultados de la corrida económica, considerando un WTI de USD \$ 40 / Barril de petróleo.

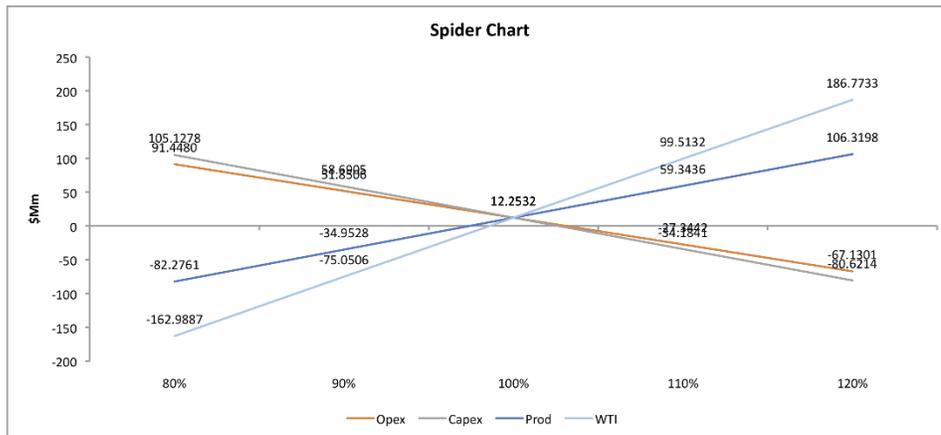
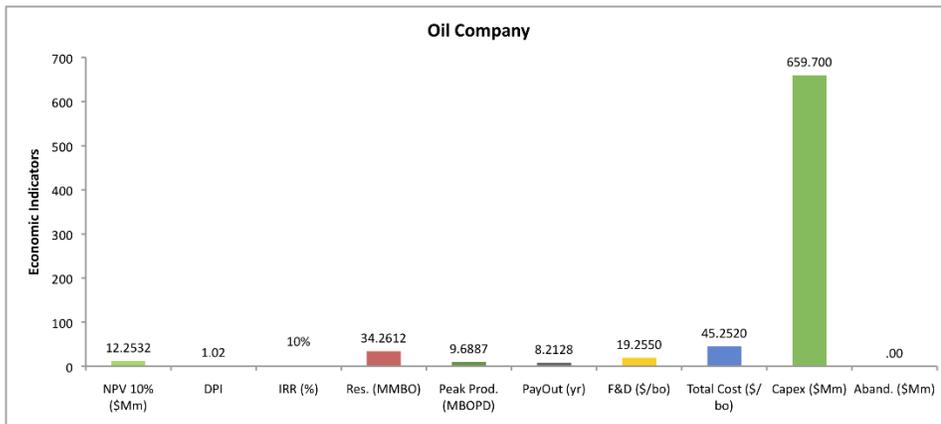
Como se puede ver, a estos precios, el proyecto no es económico. Arroja un NPV negativo de 735 millones de dólares. Al correr la simulación, aplicando un WTI de USD \$ 60 dólares por barril, obtenemos los siguientes resultados:



**Figura 14.** Resultados de la simulación para un proyecto de recobro mejorado, asumiendo un WTI de 60 dólares por barril.

El impacto de la variación de precio por barril tiene un efecto muy importante en el NPV, pasando de un NPV negativo de 735 a -350 millones. De todas maneras, el proyecto no tiene aún viabilidad económica. Al aplicar un WTI de 95 dólares por barril, se obtiene un NPV positivo, tal y como puede observarse en la siguiente tabla resumen:

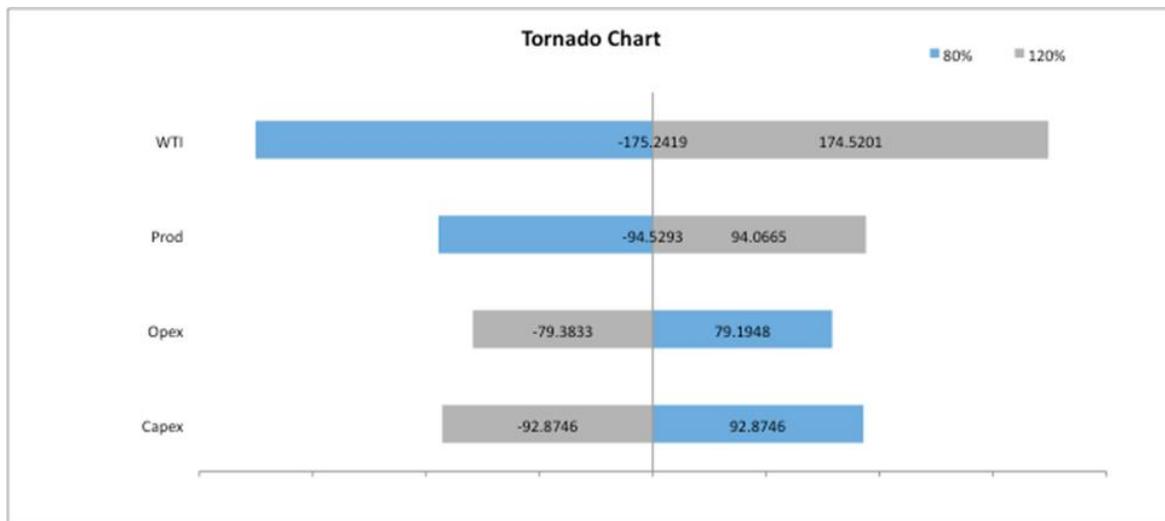
Economic Indicators Oil Company									
NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
12,3	1,02	10,1%	34,3	9,7	8,2	19,3	45,3	659,7	0,0



**Figura 15.** Resultados de la simulación para un proyecto de recobro mejorado, asumiendo un WTI de 95 dólares por barril.

En este caso, el NPV se vuelve positivo y es igual a 12.3 millones. Sin embargo, es importante resaltar que los tiempos de recuperación de la inversión son altos (más de 8 años) y las inversiones son igualmente grandes (Inversiones de capital de 660 millones de dólares), lo cual convierte un proyecto de estos en poco probable de ejecutar, en el escenario actual de precios bajos. NPV más positivos requerirían de un precio mucho más alto, por lo cual se podría concluir que en el horizonte del corto plazo, esta no pareciera ser la mejor opción para encontrar nuevas reservas. Sin embargo, tal y como ya se había mencionado anteriormente, la recuperación mejorada de campos maduros cuenta con volúmenes importantes de reservas y al mismo tiempo, constituyen alternativas de bajo riesgo. Lo que habría que mejorar de manera sustancial son los costos de producción y de capital, que constituyen en gran medida unos parámetros fundamentales para la viabilidad económica de proyectos de este tipo. En el siguiente gráfico de tornado, podemos ver los efectos que tendrían cada uno de los parámetros (Capex, Opex, Producción y WTI), en el NPV:

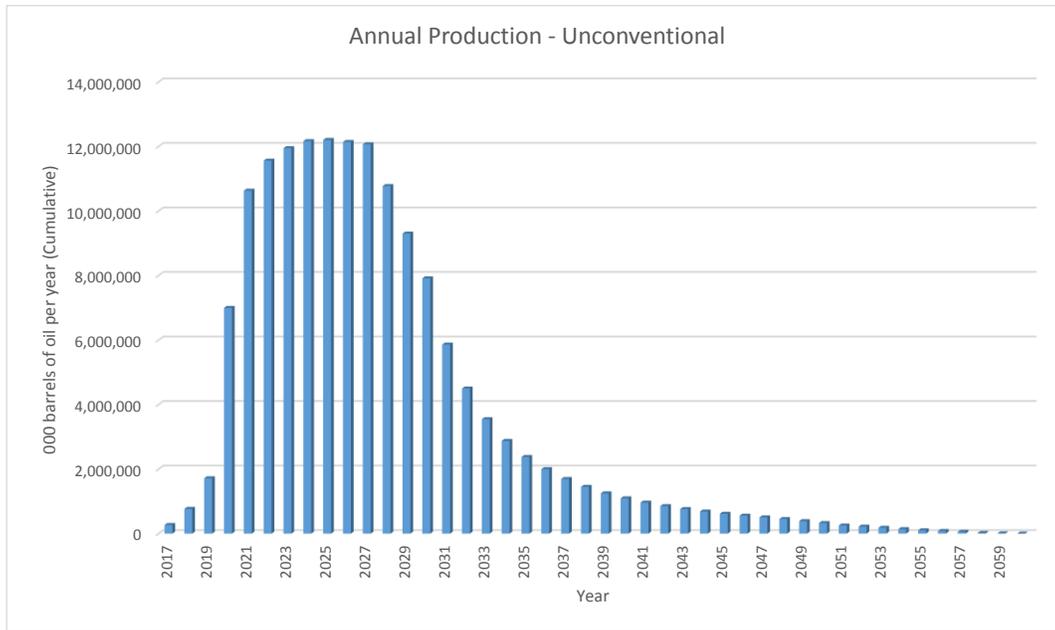
La aplicación de técnicas de recobro mejorado constituye en sí una gran alternativa en términos de incrementar las reservas del país, pero por otra parte, no tienen el potencial de producción de otro tipo de oportunidades.



**Figura 16.** Gráfica de Tornado, mostrando el impacto de los principales factores en el NPV de un proyecto de recobro mejorado.

#### 5.4. Los Yacimientos No Convencionales

Mucho se ha hablado últimamente acerca de la viabilidad de este tipo de yacimientos en el país, que se relacionan íntimamente con el denominado “fracking”, o proceso de estimulación mediante la inyección a presión de agua y otros materiales, para romper formaciones de poca permeabilidad y lograr así extraer el crudo que de otra manera no podría ponerse en producción. En Colombia, existen zonas con mayor potencial de encontrar y desarrollar este tipo de Yacimientos, como por ejemplo la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



**Figura 17.** Pronóstico de producción anualizado para un proyecto de yacimientos no convencionales.

Con el fin de determinar la viabilidad de un tipo de oportunidad como esta, se ha planteado la opción de poner en producción un área de aproximadamente 30,000 Hectáreas (este es simplemente un tamaño genérico, para propósitos de evaluación del ejercicio) y correr la simulación, estimando un potencial de reservas recuperables de 130 millones de barriles de aceite. Sin embargo, vale la pena aclarar que el potencial en Colombia puede llegar a ser muchísimo más alto que esta cifra. Como se mencionó anteriormente, el tamaño seleccionado se usa simplemente con el propósito de evaluar la oportunidad, y no pretende evaluar en ningún momento el potencial de todo el *play* en Colombia.

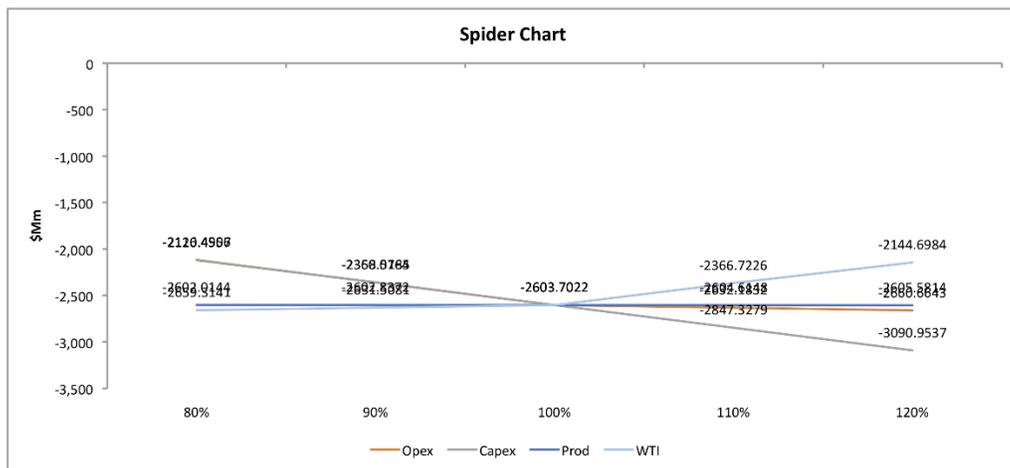
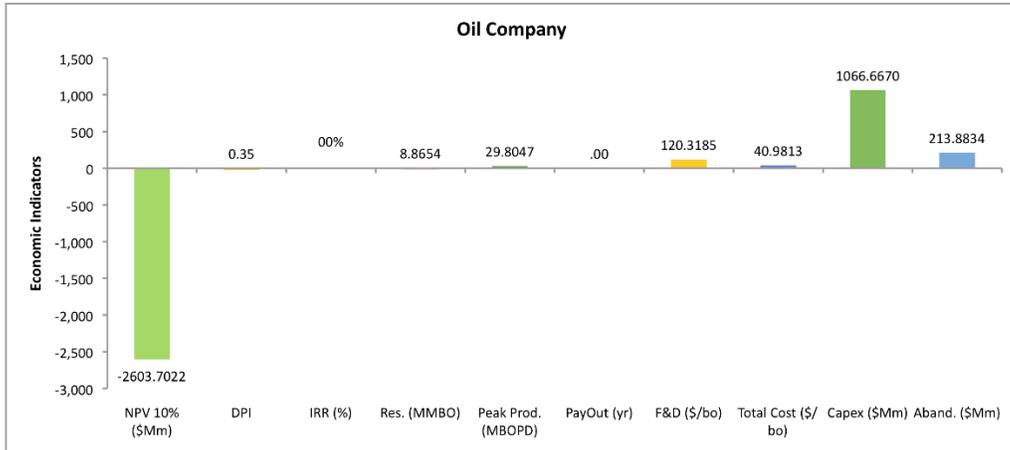
Es importante mencionar que debido a la falta de un análogo en producción en Colombia, los estimados se han hecho con base en el denominado “Eagleford”, en Texas, Estados Unidos, que parece ser un yacimiento que comparte muchas de las características del nuestro en

Colombia. En la Figura 18 es posible ver los resultados de la evaluación financiera de este tipo de oportunidad exploratoria.

Como se puede ver, en un escenario de un WTI igual a 40 dólares por barril, el proyecto es completamente inviable (NPV = - 2,600 Millones de dólares). Sin embargo, al correr la misma simulación, cambiando el WTI a 60 dólares, la situación luce ligeramente menos negativa, arrojando un NPV de -1.450 millones de dólares. El NPV se vuelve positivo solamente en un escenario de precios de 95 dólares por barril, es decir, que este tipo de proyectos, bajo los precios actuales del petróleo y con unos niveles de OPEX y CAPEX en general altos, resultan inviables económicamente. Sin embargo, al igual que en el caso de los campos maduros, representan un volumen importante de reservas para el país, que podrían volverse mucho más atractivos económicamente en un escenario de precios altos. Las inversiones asociadas a este tipo de proyectos son enormes (en este caso, para el ejercicio planteado, se habla de unos 4.2 billones de dólares en inversión).

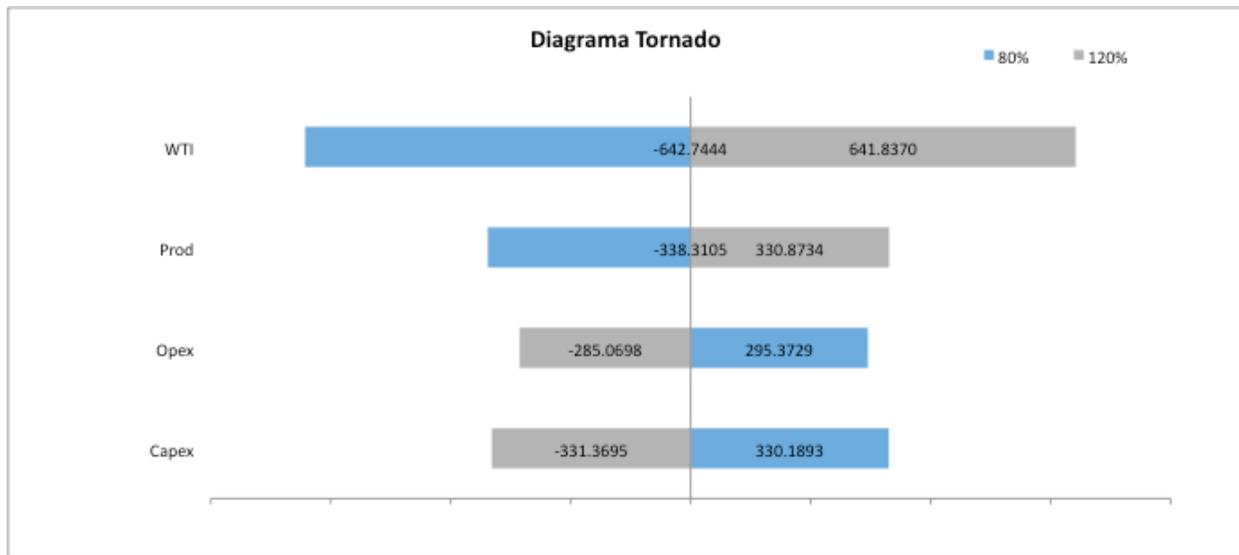
**Economic Indicators  
Oil Company**

NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (MMBO)	Peak Prod. (MBOPD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
-2.603,7	0,35	#j DIV/0!	8,9	29,8	#j DIV/0!	120,3	41,0	1.066,7	213,9



**Figura 18.** Resultados de la simulación de un yacimiento no convencional; WTI igual a 40 dólares por barril.

Eficiencias en producción, costos, y precios, mostrarían una diferencia importante en los NPV's que se obtendrían, tal y como se puede ver en el siguiente diagrama:



**Figura 19.** Gráfica de Tornado para un yacimiento no convencional.

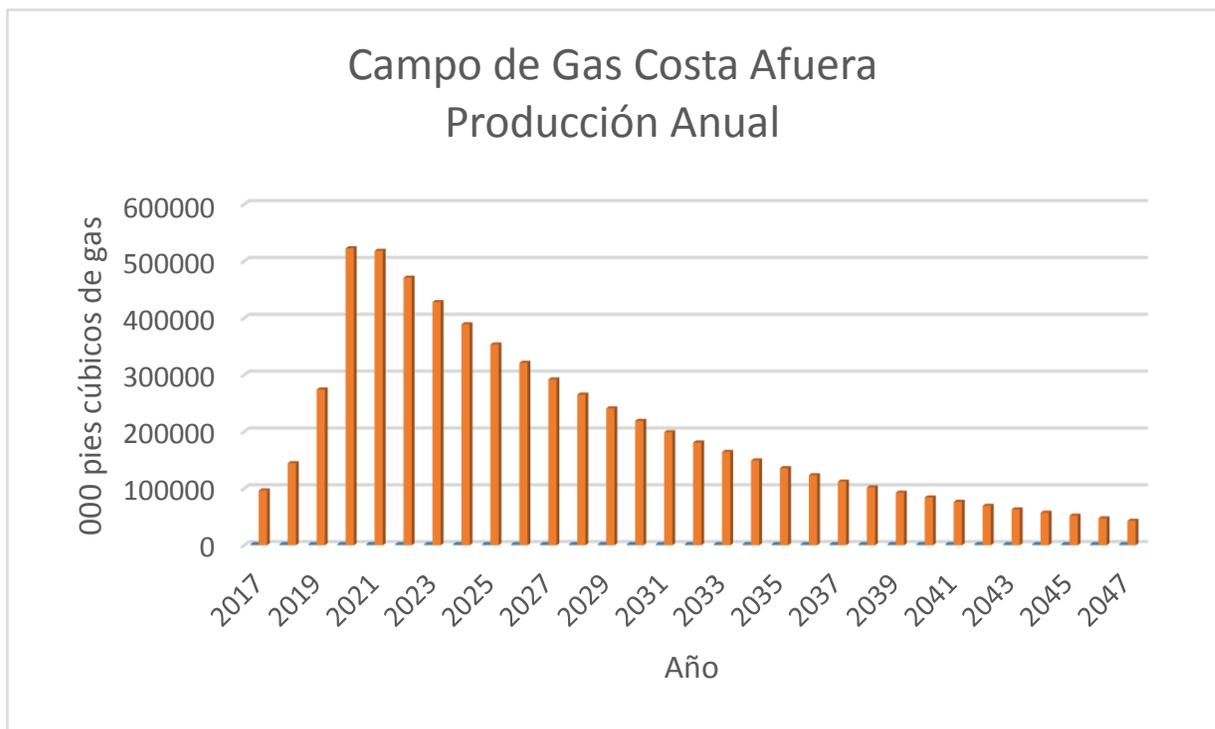
Al igual que lo que se ha discutido anteriormente, se podría hablar de volúmenes importantes de reservas, pero su viabilidad económica depende en gran medida de los trabajos de optimización, curva de aprendizaje y en general eficiencias, que permitieran reducir los costos de operaciones (incluyendo transporte) y de capital. Así mismo, pareciera ser que un tipo de proyectos como este se vuelve viable únicamente en un escenario de precios altos. Lo anterior podría ser la respuesta a la pregunta de porque este tipo de yacimientos no ha sido aún explorado extensivamente en nuestro país.

### 5.5. Yacimientos de Gas Costa Afuera

Para el último de los escenarios planteados, se escogió realizar una simulación a un campo del mismo tamaño en términos de magnitud a Chucupa, campo de gas natural operado por Chevron

en la Guajira (Costa Afuera). El tamaño escogido es igual a los 2.3 TCF (Tera pies cúbicos de gas), comparable en términos de tamaño a acumulaciones comerciales ya descubiertas en el país.

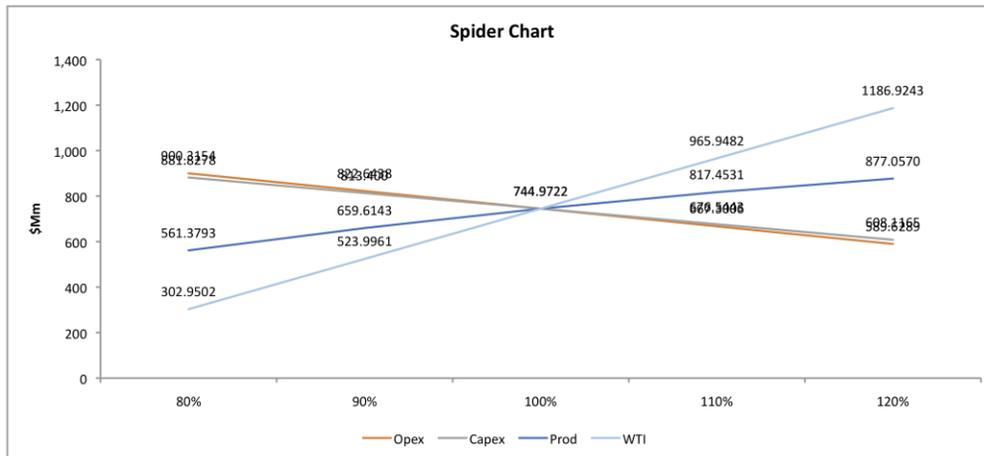
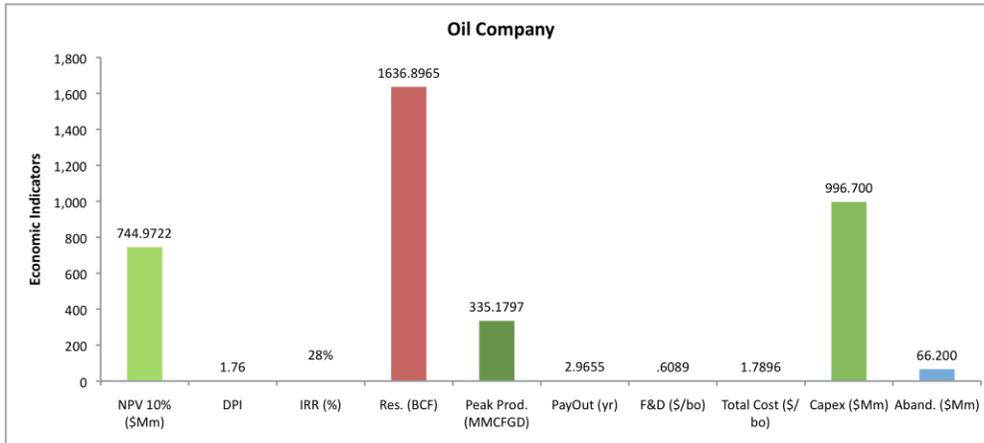
Para el caso del gas, el precio está determinado por el valor por BTU (“British Thermal Unit”), que en la actualidad se comercializa en la Guajira a USD \$5.00 por BTU, que en general, de acuerdo con las propiedades del gas natural que allí se produce, equivale a unos 1000 pies cúbicos de gas.



**Figura 20.** Pronóstico de Producción para un yacimiento de gas en el Caribe Colombiano. A continuación se muestran los resultados de la evaluación financiera de este tipo de oportunidades.

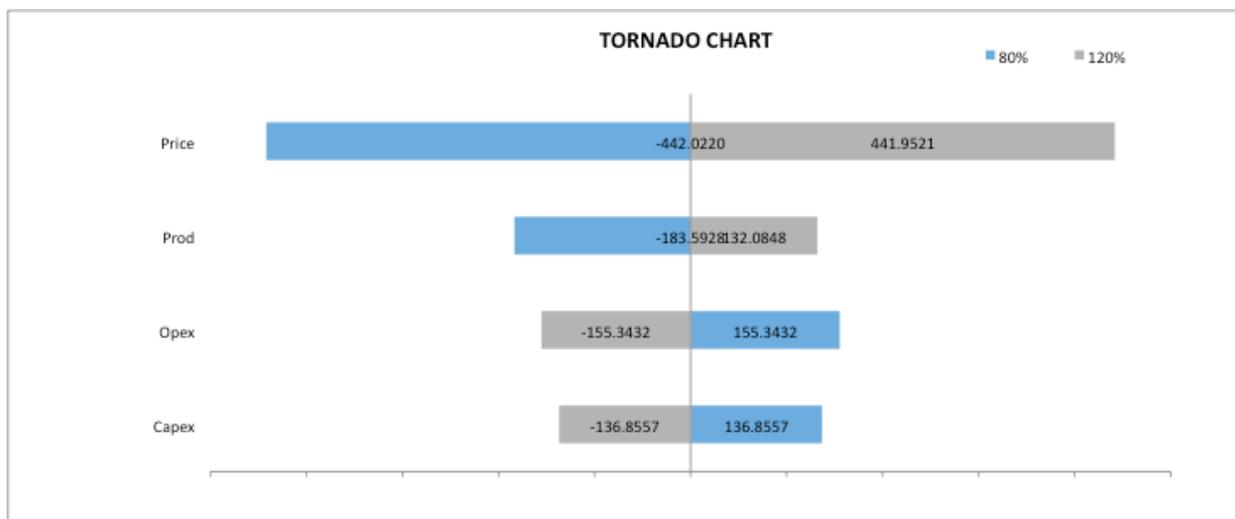
**Economic Indicators  
Oil Company**

NPV 10% (\$Mm)	DPI	IRR (%)	Res. (BCF)	Peak Prod. (MMCFGD)	PayOut (yr)	F&D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Mm)	Aband. (\$Mm)
745,0	1,76	28,2%	1.636,9	335,2	3,0	0,6	1,8	996,7	66,2



**Figura 21.** Resultados de la simulación económica para un yacimiento de gas en el caribe colombiano.

Los resultados obtenidos lucen muy interesantes. A continuación, un diagrama tornado que muestra las sensibilidades del NPV a cada uno de los parámetros (Capex, Opex, producción y Precio del gas).



**Figura 22.** Gráfica de tornado, mostrando el efecto de los principales factores en el NPV para un proyecto de gas en el caribe colombiano.

El proyecto luce muy atractivo, incluso en un escenario de precios como los que se tienen actualmente en la Guajira. Por otra parte, la simulación no incluye ningún costo de transporte, pues se asume que el gas es vendido en boca de pozo (es decir, que no se transporta a ninguna parte con cargo a la empresa que lo produce). El potencial de este tipo de acumulaciones parece ser muy importante en el Caribe Colombiano, tal y como puede verse a través de los resultados recientemente anunciados por parte de Ecopetrol, Repsol, Petrobras y Anadarko, compañías que se encuentran actualmente explorando este tipo de yacimientos en el Caribe costa afuera.

Sin embargo, vale la pena mencionar que para el descubrimiento y posterior desarrollo de un tipo de yacimientos como este, se requiere de unas grandes inversiones y así mismo, la logística se hace más complicada. Los costos de perforación, para efectos del ejercicio, se han estimado en alrededor de los 70 millones de dólares por pozo en promedio. Sin embargo, estos valores pueden variar sustancialmente, lo cual podría afectar la viabilidad económica del proyecto. Por otra parte, una vez descubiertos los campos de gas, se requiere de su conexión con la infraestructura existente,

para poderlo transportar y evacuar. Esto a veces puede durar años en ejecutarse, por lo que también podría generar retrasos e impactos en este tipo de proyectos.

En conclusión, el Gas luce como una opción muy importante y descubrimientos del tamaño de la acumulación aquí analizada puede compararse con acumulaciones de aproximadamente 380 millones de barriles de petróleo equivalente, lo que constituye por sí mismo en las oportunidades de mayor tamaño analizadas en el presente proyecto de investigación.

## **5.6. Jerarquización Multivariable & “Value Management”**

Después de correr las diferentes simulaciones, en la siguiente tabla se muestran los resultados de las cinco opciones analizadas, utilizando como precio WTI USD \$95 por barril (para los casos de crudos pesados, hidrocarburos no convencionales, producción incremental en campos maduros y campos pequeños en la cuenca de Los Llanos Orientales), y USD \$5.00 / BTU para el caso de una acumulación de gas costa afuera. Se toma 95 dólares por barril, con el fin de tener siempre resultados positivos en los indicadores económicos de los diferentes proyectos, pues un valor menor arroja, por ejemplo, resultados negativos en el caso de Hidrocarburos no convencionales.

Resultados Consolidados de las Simulaciones										
Yacimiento \ Indicador	NPV 10% (\$Millones USD)	DPI	IRR (%)	Reservas (MMBO / BCF)	Pico de Producción (MBOPD, MMCFGD)	"Pay Out" (Años)	F & D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Millones)	Abandono (\$Millones)
Crudos Pesados y/o ExtraPesados	2254.90	2.32	0.47	137.00	60.00	4.80	12.60	18.50	1731.30	203.40
Hidrocarburos No Convencionales	126.90	1.03	0.13	136.10	30.50	5.70	30.70	44.30	4173.30	213.90
IOR/EOR Campos	6.60	1.01	0.10	35.80	9.70	8.30	18.40	43.30	659.70	180.00
Campos Pequeños en Cuencas de Bajo Riesgo	232.80	3.50	1.37	10.10	4.60	2.20	9.20	18.60	93.30	9.90
Gas (Caribe Costa Afuera)	745.00	1.76	0.28	1636.90	335.20	3.00	0.60	1.80	996.70	66.20

WTI USD \$ 95.00 / barril

Gas USD \$ 5.00 / 000 Pies Cúbicos

**Tabla 4.** Resumen consolidado de los resultados de las simulaciones.

La metodología utilizada para analizar estos resultados consiste en la denominada “Analytic Hierarchy Process” AHP, que consiste en la construcción de jerarquías multi-variables. Teniendo en cuenta que cada una de las opciones analizadas arroja unos indicadores económicos distintos, se trató de ponderar cada uno de los indicadores, asignándole un indicador cualitativo, de 5 a 1, siguiendo una escala de 5 equivalente a Nivel Alto, 4 Medio Alto, 3 Medio, 2 Medio bajo y 1 Bajo, con el fin de estandarizar los resultados y analizar cuáles podrían ser los de mayor o menor impacto. En el caso de las simulaciones analizadas, es importante resaltar que para el NPV, el valor más alto, correspondiente a 5, se le asigna al proyecto que genera el NPV más alto y 1, al de menor valor. Lo mismo se aplica para el DPI, IRR, Reservas, Pico de Producción. Para el caso del “Pay Out”, Costo de encontrar y desarrollar (“Finding and Development Cost”), Costo Total por barril, Capex y Costo de Abandono, se le asigna 5 al menor valor de cada uno de estos indicadores y 1 al mayor valor, con el fin de ponderar los resultados de manera que se resalta aquellos que son más o menos económicos. Esta metodología se encuentra bien descrita en Pacheco, J. F. y Contreras, E., 2008. Aplicando esta metodología a la tabla anterior, obtenemos los siguientes resultados:

Resultados Consolidados de las Simulaciones											
Yacimiento \ Indicador	NPV 10% (\$Millones USD)	DPI	IRR (%)	Reservas (MMBO / BCF)	Pico de Producción (MBOPD, MMCFGD)	"Pay Out" (Años)	F & D (\$/bo)	Total Cost (\$/bo)	Capex (\$Millones)	Abandono (\$Millones)	Total
Gas (Caribe Costa Afuera)	4	3	3	5	4	4	5	5	3	4	40
Campos Pequeños en Cuencas de Bajo Riesgo	3	5	5	1	1	5	4	3	5	5	37
Crudos Pesados y/o ExtraPesados	5	4	4	4	5	3	3	4	2	2	36
IOR/EOR Campos Maduros	1	1	1	2	2	1	2	2	4	3	19
Hidrocarburos No Convencionales	2	1	2	3	3	2	1	1	1	1	17

**Tabla 5.** Resultado consolidado de las simulaciones, aplicando la jerarquización multi-variable.

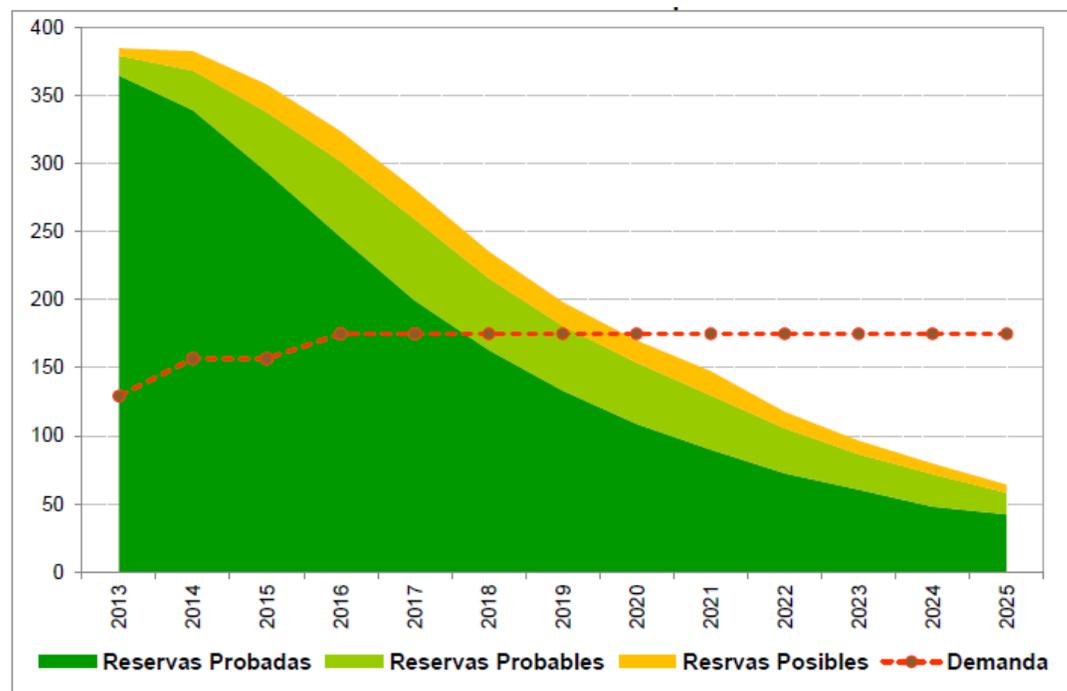
Aplicando esta metodología, la tabla anterior se presenta, resaltando el proyecto que tiene los mejores indicadores económicos en la primera fila y aquel que presenta los peores resultados en la última. Es posible entonces verificar que el proyecto que presenta los mejores indicadores es el de Gas en el Caribe Costa Afuera (resultado total de la jerarquización multi-variable igual a 40). En segundo lugar se encuentra el relacionado con la exploración intensiva de campos pequeños pero con bajo riesgo, como por ejemplo aquellos que se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. En tercer lugar, los crudos pesados y extra pesados (que se encuentran por ejemplo en la parte sur de la Cuenca de Los Llanos Orientales, en los alrededores de Campo Rubiales, Castilla y Chichimene). En cuarto lugar, la aplicación de recobros mejorados a campos maduros y por último, como se podría prever, los yacimientos No Convencionales, que incluso en un escenario de precios altos (el supuesto es un WTI de USD \$95 / Barril), no tiene los mejores indicadores económicos. También valdría la pena resaltar las inversiones de capital para este tipo de yacimientos, que muestran valores por encima del Billón de dólares, mientras que la segunda más costosa está relacionada con los proyectos de crudos pesados y extra pesados.

Teniendo en cuenta estos resultados, resultaría recomendable aplicar una estrategia de explorar costa afuera, con objetivo yacimientos grandes de gas y a la vez, continuar con la exploración de cuencas maduras, como los Llanos Orientales, en donde se presentan oportunidades exploratorias de bajo riesgo y también de tamaño pequeño, pero que, sumadas en gran número, podrían tener un impacto igual o superior a otras oportunidades exploratorias de mayor tamaño. Los crudos pesados y extra pesados representan para Colombia un recurso importante, en términos de tamaño. Su explotación se restringiría principalmente debido a los altos costos de producción y los desafíos asociados a la evacuación y transporte de crudos muy viscosos en la infraestructura disponible. Finalmente, la aplicación de técnicas de recobro mejorado parece tener un impacto en reservas no muy grande (vale la pena recordar que en este análisis, solo se está considerando un solo campo para la evaluación), pero que, sumadas en conjunto, podrían ser considerables; sin embargo, los resultados indican que este tipo de proyectos dejan pocas ganancias y podrían ser de interés, en el caso de agotar otras opciones más rentables.

## 6. Proyecciones de Oferta y Demanda de petróleo y gas en Colombia

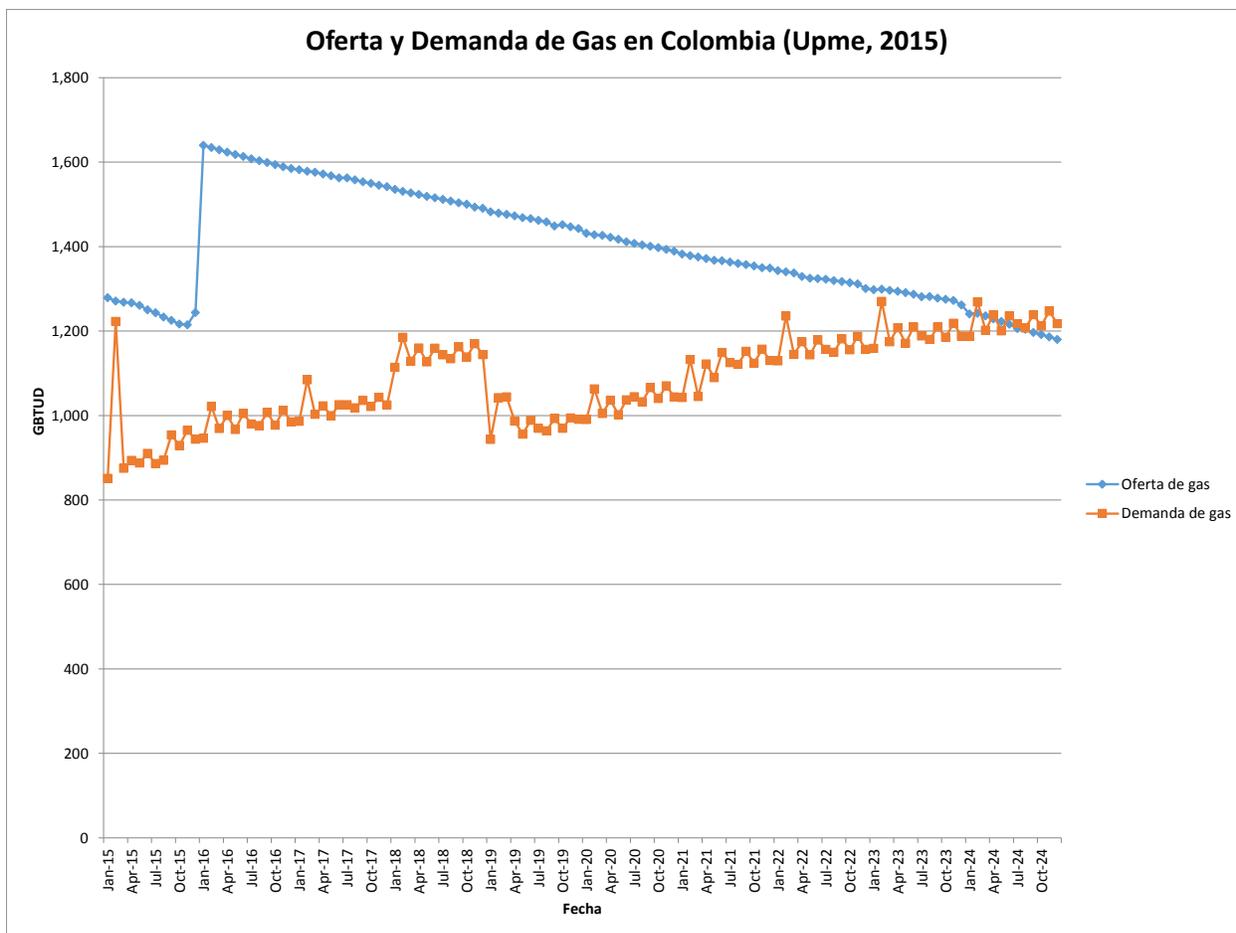
Ahora bien, después de realizar las simulaciones económicas de cada una de las oportunidades analizadas, se procede entonces a cruzar estos resultados contra lo que proyecta la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, en términos de Oferta y Demanda de Petróleo y gas, con el fin de establecer cuál podría ser la alternativa más viable para el país en el corto, mediano y largo plazo, en términos de garantizar la autosuficiencia y la calidad de país exportador de Petróleo y gas.

A continuación se resumen los proyectados que tiene la UPME, tanto para petróleo como para gas:



Fuente: ANH, ECOPEPETROL, cálculos UPME

**Figura 23.** Gráfica de Oferta contra demanda para petróleo (Fuente UPME).



**Figura 24.** Gráfica de oferta y demanda de gas en Colombia (Upme, 2015).

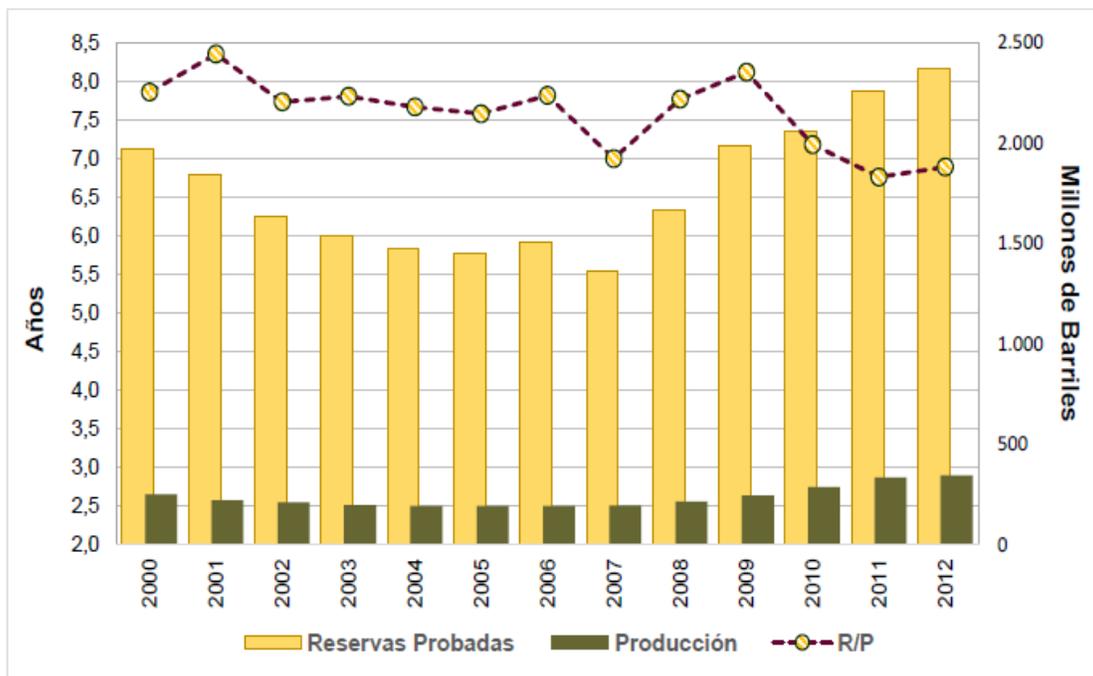
Como se puede ver, el panorama es preocupante, en términos de autosuficiencia, tanto para Petróleo como para gas. Los estimados que tiene UPME en el 2013 indicaban que teniendo en cuenta únicamente las reservas probadas, podríamos perder la autosuficiencia a finales del año 2017. Al sumarle las reservas probables, a finales de 2019 y las posibles aproximadamente a mediados de 2020. Para el gas, a raíz de los recientes descubrimientos, UPME ha actualizado sus escenarios de oferta y la autosuficiencia se ha extendido hasta el año 2024. Como se puede ver, el efecto de la actividad y el éxito en la incorporación de nuevas reservas tiene un efecto muy positivo en los escenarios de autosuficiencia, tal y como se comprueba para el caso del gas natural. La

curva azul muestra la oferta de gas antes de llevarse a cabo los descubrimientos costa afuera de Ecopetrol-Petrobras y Repsol (Pozo Orca-1, ubicado a unos 40 kilómetros de la costa, en la Península de la Guajira) y Anadarko (Pozo Kronos-1, que se ubica a unos 85 kilómetros mar adentro de la ciudad de Cartagena) hasta Octubre de 2015, que mostraba una tendencia realmente preocupante. La pérdida de autosuficiencia se pronosticaba en ese entonces a mitad de 2018. Sin embargo, descubrimientos de importancia han permitido extender el horizonte de autosuficiencia unos 6 años. Lo que es aún más interesante es que se presentan múltiples oportunidades exploratorias en el Caribe Colombiano, que podrían poner a nuestro país como uno de los principales productores de gas en la región, incluso por encima de Venezuela, que este año puso en producción su campo Perla, ubicado en la Cuenca de la Alta Guajira, operado por Repsol YPF Venezuela. En general, basado en la propia experiencia del autor de esta investigación, la exploración intensiva de hidrocarburos en el Caribe Colombiano ha sido poca principalmente debido a restricciones de mercado. Empresas como Texaco, BP y Shell, a finales de los 90's, contaban con contratos exploratorios que cubrían gran parte del Caribe Colombiano. Sin embargo, las oportunidades exploratorias nunca se perforaron, debido a que la demanda de gas no justificaba inversiones tan grandes para descubrir yacimientos que no generaban la misma rentabilidad de proyectos de petróleo líquido. Hoy en día, la situación parece revertirse y el gas se vuelve un recurso rentable, tal y como lo indican los análisis realizados en el presente estudio. Por otra parte, los contratos de venta de gas están menos afectados por los precios internacionales de crudo, situación que los vuelve aún más interesantes.

Por otra parte, para los hidrocarburos líquidos, la situación no luce favorable. El comportamiento de las reservas en los últimos años se ha mantenido plano, debido a la falta de un

descubrimiento de importancia en términos de tamaño. Sin embargo, los niveles de producción se han mantenido ligeramente por encima del millón de barriles de petróleo por día. Esta situación acelera el proceso de agotar los recursos descubiertos y ante la falta de nuevos yacimientos, la autosuficiencia podría perderse en el corto plazo, situación que traería consecuencias muy graves en términos de presupuesto fiscal para un país como el nuestro, que sustenta gran parte de su economía en la exportación de recursos naturales.

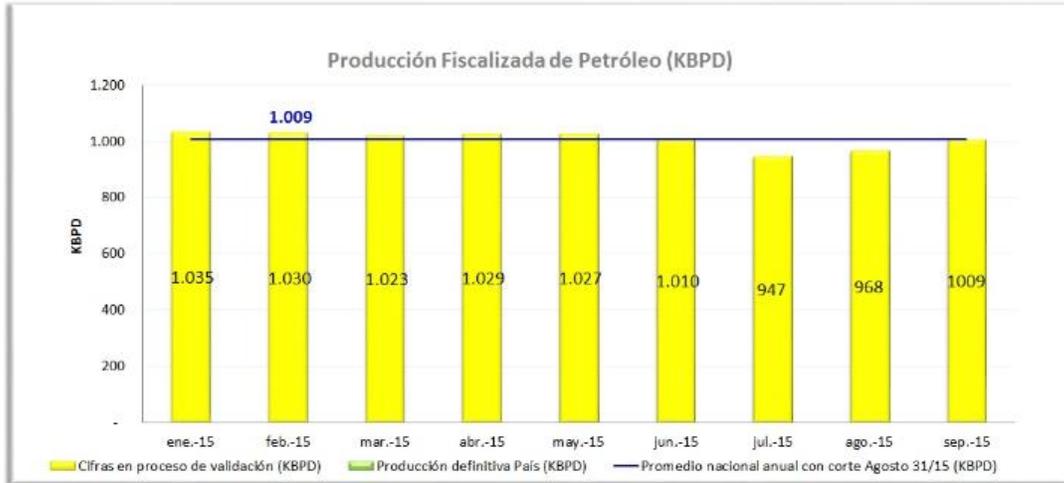
Dentro de las alternativas analizadas, las que parecen más viables parecen ser dos: La exploración de oportunidades pequeñas en cuencas de bajo riesgo y los crudos pesados y extra-pesados.



Fuente: ANH

**Figura 25.** Gráfico que muestra la relación entre reservas y producción en Colombia (ANH).

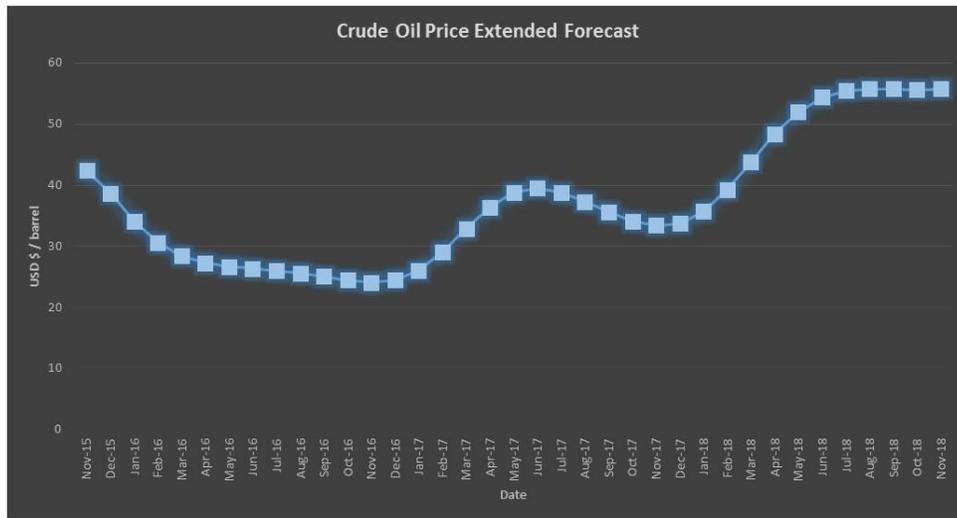
Producción de crudo promedio año a Septiembre de 2015: 1.009 KBPD.



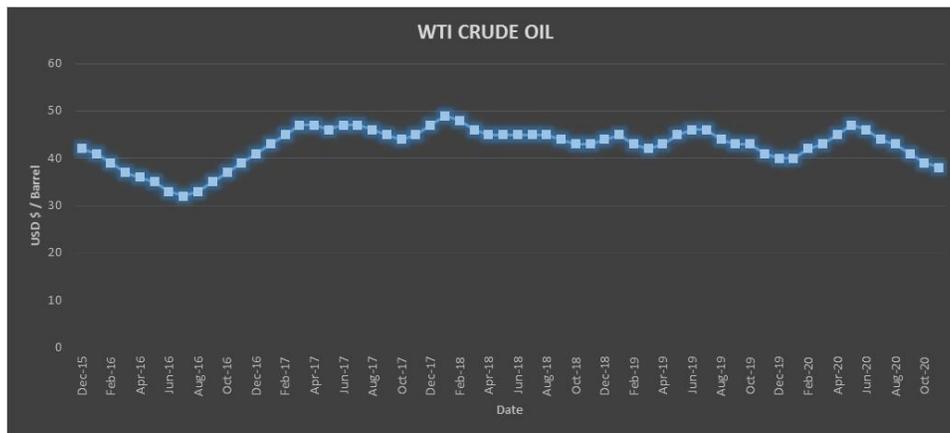
**Figura 26.** Producción promedio por día de petróleo en Colombia durante el 2015 (fuente ANH).

## 7. Análisis de la Estrategia Propuesta

Teniendo en cuenta todas las simulaciones realizadas y confrontando dichos resultados con las expectativas pronosticadas, en términos de oferta y demanda, es posible analizar cada una de las propuestas con el fin de definir cuál podría ser la estrategia más adecuada, esto teniendo en cuenta los pronósticos de precios del petróleo y gas para los próximos años. Las siguientes gráficas muestran los pronósticos de precios del petróleo (WTI) de dos fuentes distintas.



**Figura 27.** Pronóstico de precios del petróleo WTI (Fuente: [www.forecasts.org](http://www.forecasts.org)).



**Figura 28.** Pronósticos de precios WTI (Fuente: <http://longforecast.com/crude-oil>).

Basados en esta información, se podría esperar que en el corto plazo, los precios internacionales del petróleo no suban por encima de los 50 dólares. Esto pone en una situación riesgosa varias de las alternativas que se proponen como solución al tema de autosuficiencia. Vale la pena recordar que cuatro de las cinco alternativas (excluyendo únicamente la oportunidad de gas costa afuera) no son económicas en los escenarios de precios actuales y se vuelven viables únicamente en el rango de los USD \$60-95 / barril, lo que querría decir que ninguno de estos proyectos es económico con precios por debajo de los 50 dólares por barril. Sin embargo, es importante recalcar que el desarrollo de muchas de estas oportunidades toma dos o tres años en iniciar producción, razón por la cual el comportamiento de precios en el corto plazo no debería afectar el inicio de proyectos exploratorios de este tipo. Más aún, el ambiente de precios bajos favorece a muchas operadoras en lo referente a costos, pues las tarifas de los servicios y productos que se usan en esta fase se vuelven más bajos.

Teniendo en cuenta los tamaños de las acumulaciones, para que oportunidades exploratorias de 10 millones de barriles recuperables de petróleo tengan algún efecto en el tema de autosuficiencia, se requiere de un gran número de estos campos, pues por sí solos contribuyen en las cifras de producción pero no impactan en forma significativa los pronósticos de aumento en reservas. Sin embargo, su efecto combinado si puede ser de importancia y daría al país fuentes de reservas en cuencas de bajo riesgo, en donde los costos serían en general más bajos con respecto a otras áreas más riesgosas.

En segundo lugar, el desarrollo de proyectos de recobro mejorado en campos maduros es, por sí misma, una alternativa muy viable, pues no se está arriesgando capital de inversión (los riesgos

son mucho más bajos que proyectos 100% exploratorios). Nuevamente, la clave para este tipo de oportunidades es la disminución de los costos de operación y de capital, que en este momento son muy altos y hacen este tipo de proyectos inviables económicamente.

Por otra parte, la exploración y desarrollo de los denominados Yacimientos No Convencionales pareciera ser mucho más difícil, teniendo en cuenta que para su viabilidad económica estamos hablando de precios mínimos por encima de los USD \$ 95 por barril, precios que no se pronostican ni en el corto ni el mediano plazo. Nuevamente, aquí la estrategia podría ser establecer la viabilidad de la oportunidad exploratoria y su desarrollo podría aplazarse en el tiempo, hasta contar con precios más favorables que los hagan más atractivos.

Para los crudos pesados y extra-pesados, es claro que pueden tener un impacto muy importante en términos de adición de reservas nuevas. Sin embargo, considerando los altos costos de producción, nuevamente hacen poco probable su desarrollo intensivo en el corto plazo.

Finalmente, los yacimientos de gas en el Caribe Colombiano parecen ser una de las mejores alternativas en el corto plazo. El modelo de simulación indica que son negocios altamente rentables, pero que requieren de inversiones muy altas, descartando la entrada de jugadores a solo unos pocos (por lo general, las compañías grandes como Shell, ExxonMobil, etc.). El alquiler de plataformas de perforación costa afuera y el montaje de infraestructura para evacuar el gas producido parecen ser dos de los principales impedimentos para que esta actividad se desarrolle con mayor celeridad, al ritmo que requeriría el país. Pero la producción de gas a niveles por encima de los actuales podría traer otro tipo de problemas, asociados a su comercialización y venta.

Históricamente, la exploración de gas ha estado restringida por la falta de demanda en el país. Sin embargo, esta situación parece que puede cambiar radicalmente, en especial considerando que hoy en día las empresas pueden exportar el gas producido (en el pasado esto no era permitido) y por otra parte, la facilidad de transportar el gas a través del método de gas natural licuado (LNG en inglés), convierte muchas oportunidades que anteriormente se consideraban poco rentables a oportunidades de negocio más materiales.

En conclusión, Colombia y su sector de hidrocarburos debería enfocar sus esfuerzos principalmente en tres frentes: El primero en la producción de gas de yacimientos Costa Afuera, el segundo en estimular la exploración en cuencas maduras como Los Llanos Orientales y el tercero en los yacimientos de crudos pesados y extra pesados. El gas se vuelve cada día más importante, teniendo en cuenta que es un combustible que deja menos huella que hidrocarburos líquidos, siendo en general más limpio y convirtiéndose día por día en el denominado “combustible puente” entre las fuentes tradicionales de energía (petróleo líquido) y energías alternativas más limpias.

Si podemos interpretar bien esta situación, Colombia debería moverse estratégicamente en esta dirección. De lo contrario, corremos el riesgo de tener estimados erróneos y de recortar sustancialmente las reservas pronosticadas, situación que podría tener consecuencias catastróficas para nuestra economía.

En el mediano y largo plazo, Colombia debería estar pensando en incentivar la exploración de gas en el Caribe Colombiano y así mismo, mantener los ritmos de exploración que se tenían en la

cuenca de los Llanos antes del desplome en los precios internacionales del petróleo (que eran de más de 100 pozos exploratorios por año), combinando esta estrategia con la explotación de crudos pesados y extra-pesados. Este último tipo de yacimientos son una fuente muy importante de hidrocarburos y podrían representar un gran porcentaje de la adición de reservas que necesita el país. La aplicación de recobros mejorados en campos maduros parece ser poco rentable, pero su efecto combinado podría tener un impacto importante en la adición de nuevas reservas. Finalmente, los yacimientos No convencionales podrían ser por ahora objeto de actividades exploratorias, mientras los precios se recuperan y permiten la ejecución de planes de desarrollo.

## Conclusiones

1. De acuerdo con los resultados de las simulaciones realizadas, en su orden, los proyectos más viables económicamente son: Yacimientos de Gas Costa Afuera, campos pequeños en cuencas maduras, crudos pesados y extra-pesados, recobros mejorados aplicados a campos maduros y finalmente, los yacimientos no convencionales. Vale la pena mencionar que estos resultados se evalúan bajo los siguientes supuestos: No se consideró en ninguna de las simulaciones participación en producción para el estado adicional a las regalías, WTI de 95 dólares por barril para el caso común en el análisis de las simulaciones y 5 dólares por cada mil BTU de gas para el caso de oportunidades costa afuera en el Caribe Colombiano.
2. Los últimos descubrimientos de gas costa afuera, en el caribe colombiano, realizados por Ecopetrol, Repsol, Petrobras y Anadarko, han permitido extender en el horizonte del tiempo los pronósticos de autosuficiencia en materia de gas para el país. Sin embargo, resulta todavía un desafío los desarrollos de estos campos nuevos, en términos de inversión de capital (perforación de pozos y construcción de infraestructura).
3. Para el caso de hidrocarburos líquidos, el tema de autosuficiencia resulta preocupante. En los últimos meses, debido al cierre de campos en producción, que arrojan pérdidas en el escenario actual de precios internacionales del petróleo bajos, se ha producido una reducción en las tasas de producción del país, por debajo del millón de barriles por día. Esto exigiría correr nuevos pronósticos que permitan visualizar en el tiempo, en que años estaríamos enfrentando al tema de pérdida de autosuficiencia.
4. En Colombia, la exploración en cuencas de bajo riesgo como los Llanos Orientales es muy atractiva en términos de rentabilidad. Sin embargo, debido al tamaño pequeño de la

mayoría de estas oportunidades, la estrategia que se podría aplicar podría ser el incentivar de manera intensiva la actividad exploratoria, de tal manera que se cuente con muchos nuevos descubrimientos, que sumados entre sí, produzcan un efecto importante en términos de tamaño de nuevas reservas.

5. Por el contrario, los crudos pesados y extra pesados representan para el país unos recursos de tamaño más considerable. Sin embargo, su explotación es mucho más cara, al igual que la evacuación y el transporte de los crudos con alta viscosidad. En la actualidad, Venezuela cuenta con las reservas más grandes del mundo. Sin embargo, en su gran mayoría, estas reservas son de crudo pesado y extra pesado (Faja del Orinoco), que la hace difícil y costoso de explotar. Colombia debería mantener los ritmos de exploración de estos recursos, enfocándose en la aplicación de técnicas de extracción que permitan aumentar los recobros y así mismo, técnicas de dilución y transporte de crudos con altas viscosidades, para hacer viables estos proyectos económicamente hablando.
6. Las técnicas de recobro mejorado (inyección de agua, vapor de agua, gas y/o surfactantes) representa para el país un número importante de reservas. Sin embargo, su aplicación implica incurrir en grandes costos, que hacen de este tipo de proyectos sean poco rentables.
7. Definitivamente, los Yacimientos No Convencionales requieren de escenarios de precios altos para que se dé su viabilidad económica. De todas maneras, Colombia necesita replicar la eficiencia y reducción máxima de costos, tal y como lo ha hecho Estados Unidos en las últimas décadas, para hacer viable este tipo de proyectos. Existen por ahora muchos opositores a la ejecución de proyectos de “fracking” en nuestro país, la mayoría de ellos desinformados. En Estados Unidos, se llevó a cabo una transición entre los denominados yacimientos convencionales y los no convencionales, mediante la explotación de los

yacimientos apretados (“tight reservoirs” en inglés). Mediante la explotación de este tipo de yacimientos, que requerían también estimulación hidráulica para su explotación, fue posible implementar, a medida que se ejecutaban las actividades, regulaciones específicas que más adelante se aplicaron en su totalidad a los No Convencionales. En Colombia, desafortunadamente, pasamos directamente de los Convencionales a los No Convencionales. En este momento, existen muchas regulaciones para una oportunidad que ni siquiera sabemos si es viable o no (técnicamente). Por ahora, desde el punto de vista económico, no son viables.

8. El Gobierno Nacional, a través de las entidades reguladoras, podría diseñar beneficios adicionales a los actuales, que permitan hacer viables algunos de estos proyectos. Por ejemplo, la reducción en los porcentajes de regalías, o la disminución en el pago de impuestos, podrían hacer más atractivos algunos de los proyectos analizados. De todas maneras, es importante recordar que la mayoría de la inversión de riesgo que se ejecuta en el sector de hidrocarburos es extranjera, razón por la cual es necesario replantear las políticas actuales. El apalancamiento de inversión extranjera ha sido y seguirá siendo muy importante para el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y gas en Colombia.
9. Desde el punto de vista de la industria del petróleo en Colombia, la estrategia que contribuiría a extender en el tiempo la pérdida de autosuficiencia podría ser la exploración en cuencas maduras (Llanos Orientales), cuencas de bajo riesgo geológico (entiéndase como riesgo geológico el riesgo de no encontrar acumulaciones de petróleo y/o gas en el subsuelo), como por ejemplo la Cuenca del Putumayo y también, buscar, a través de consorcios (agrupación de varias empresas), explorar en el área sur de los Llanos Orientales, en donde es posible que se encuentren grandes yacimientos de crudos pesados

y extra pesados. Desde el punto de vista del regulador (Agencia Nacional de Hidrocarburos y Ministerio de Minas y Energía), se tendría que incentivar la exploración en el Caribe Colombiano, para encontrar en el menor tiempo posible reservas importantes de gas, que le permitan al país satisfacer en primer lugar la demanda interna y en segundo lugar generar excedentes que pudieran ser comercializados en el mercado internacional, generando a su vez nuevas divisas para el país.

10. Es claro que en casi todos los escenarios simulados en el presente trabajo, en un escenario de precios bajos (USD \$40 dólares por barril), ninguna de las oportunidades evaluadas es viable económicamente.

## Recomendaciones

1. Actualizar los escenarios de oferta y demanda, teniendo en cuenta los últimos descubrimientos realizados en el país.
2. Generar un modelo más robusto para evaluación económica, que incluya variables como la de participación en producción (el denominado Factor X en los nuevos contratos de Exploración y Producción de la ANH).
3. Correr escenarios, por ejemplo por cuenca, que permitan hacer un pronóstico más exacto de la oferta en los próximos años, estimando de manera conservadora números razonables de nuevos descubrimientos y / o nuevas reservas, estas últimas provenientes, por ejemplo, de la aplicación de técnicas mejoradas de hidrocarburos en campos ya existentes.
4. Hacer estudios detallados de optimización de costos, que pudieran ser aplicados a varias de las oportunidades exploratorias analizadas en el presente trabajo. La Eficiencia en las operaciones es clave, en especial en los escenarios actuales de precios internacionales de petróleo y gas.
5. El país debería mantener los programas de exploración de recursos hidrocarburíferos, aplicando incentivos a la exploración en términos fiscales. El pago de altas tasas de impuestos hace poco atractivo nuestro país, frente a nuestros vecinos, que son en principio nuestros principales competidores en la recepción de inversión extranjera.
6. El ejercicio de pronosticar oferta y demanda es un ejercicio continuo, y debe ser actualizado periódicamente. La realización de pronósticos inexactos podría ser muy riesgoso, pues puede generar una falsa impresión de seguridad, en términos de extender en el tiempo el riesgo de pérdida de autosuficiencia.

## **Bibliografía**

- Alboudwarej, H., et al, 2005. La Importancia del Petróleo Pesado. Oifield Review, Otoño de 2006, pp. 38-59.
- Alvarez, C., 2014. Evaluación de Localizaciones para la Perforación Costa Afuera. Fast Track Training Program –IPM, Schlumberger, Presentación PDF, pp. 1-61.
- API, 2014. American Petroleum Institute. Facts about Shale Gas. Unconventional Definition. Taken from the following URL: [http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/exploration/facts\\_about\\_shale\\_gas](http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/exploration/facts_about_shale_gas)
- Amezquita, P., 2014. Minería y Petróleo en Colombia: Maldición interna de los Recursos. Universidad Sergio Arboleda, Colombia. Artículo Tipo 2. Reflexión. Económicas CUC 35 (1): 45-59.
- ANH, 2014. Minuta EyP (Modelo de Contrato de Exploración y Producción E y P). Tomado de la página web: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratacion-EyP-y-TEAS/Paginas/Modelos-de-contratos.aspx>
- Alfranca, O., 2012. Evolución del pensamiento económico sobre los recursos naturales. Universidad Politécnica de Cataluña. Nuevas Corrientes de pensamiento económico, Marzo-Abril 2012. No. 865, p 79-90.

ANH, 2014. Ronda Colombia 2014. Oportunidades Exploratorias de Hidrocarburos, pp 1-87.

Barrios, A. & Valero, J.C., 2005. ¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia? Centro de Investigaciones para el Desarrollo CID & Universidad Nacional de Colombia (Facultad de Ciencias Económicas). 99 p.

Bowker, K., 2007. Development of the Barnett Shale Play, Fort Worth Basin. Search and Discovery Article # 10126 (2007). Posted April 18, 2007.

Boyer, C., et al, 2012. Gas de lutitas: Un recurso Global. Oilfield Review, Otoño de 2011: 23, no. 3, pp. 28-39.

BP, 2014. BP Statistical Review of World Energy, June 2014. URL: [bp.com/statisticalreview](http://bp.com/statisticalreview), pp. 1-46

Cander, H., 2012. What are Unconventional Resources? A simple Definition using viscosity and permeability. Search and Discovery Article # 80217, posted May 29, 2012.

Cano, C. 2013. La Enfermedad Holandesa en Colombia: Síntomas, causas y tratamiento. Analdex: II Encuentro Logístico e Industrial del Caribe, Santa Martha.

EIA, 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States. US Energy Information Administration, Independent Statistics and Analysis. Pp 1-730.

FMI, 2013. Informe Anual 2013. Promoviendo una recuperación mundial más segura y estable. 85 p.

Foros Semana, 2014. Preguntas y Respuestas sobre el Fracking. Fracking: La Nueva Apuesta. Evento Realizado en la Universidad de los Andes, el 1 de Diciembre de 2014. URL: <http://www.forsemana.com/agenda/evento/preguntas-respuestas-del-fracking/7020>

Giraldo, N., Conde, N., 2011. ¿La Enfermedad Holandesa, una posibilidad en Colombia? Ensayo, Universidad Militar Nueva Granada.

Hausmann, R. y Rigobon, R., 2003. An Alternative Interpretation of the “Resource Curse”: Theory and Policy implications. National Bureau of Economic Research, Working Paper Series, no. 9424. <http://www.nber.org/papers/w9424>.

IHS, 2014. Informe actualizado de perforación exploratoria en Colombia. Base de datos en Excel. Tomado de la base de datos EDIN, URL: [ihsenergy.com](http://ihsenergy.com) (Ingreso por suscripción).

IHS, 2014. Reportes detallados, campos Rubiales, Cajua, Hamaca, Castilla, Chichimene, Akacias, Capella, Teca, Nare Sur, Cocorná, Moriche, Chicalá (Disponibles con suscripción en

ihsenergy.com).

Kneese, A. & Sweeney, J., 1993. Handbook of Natural Resource and Energy Economics (Vol. 3). Elsevier.

Labastie, A., 2012. The Oil and Gas Industry: What's next? SPE South Australian Section, March Meeting. PDF presentation, pp. 1-42.

López, E., et al, 2013. La Economía petrolera en Colombia (Parte II)\*. Relaciones intersectoriales e importancia en la economía nacional. Borradores de Economía, No. 748. Banco de la República, pp. 1-57.

Marín, R., 2014. Principios para el desarrollo de una industria petrolera nacional con proyección Internacional. Revista de Ingeniería, Universidad de los Andes, pp. 40-49.

Martínez, A., 2013. “Urge otro gran hallazgo petrolero”: Asociación Colombiana del Petróleo. Artículo publicado en el diario el País, Sección Economía, del 8 de Septiembre de 2013.

Meckel, L.D., and Thomasson, M.R., 2008, Pervasive tight-gas sandstone reservoirs: an overview, in Cumella, S.P, Shanley, K.W., and Camp, W.K., eds., Understanding, exploring, and developing tight-gas sands-2005 Vail Hedberg Conference: AAPG Hedberg Series, no. 3, p. 13-27.

Metwalli, F. and Pigott, J., 2005. Analysis of petroleum system critical of the Matruh-Shushan Basin, Western Desert, Egypt. *Petroleum Geoscience*, Vol. 11 2005, pp. 157-178.

Ministerio de Minas y Energía, 2012. Resolución No. 180742 del 16 de Mayo de 2012. Procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 2014. Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos, Bogotá, Diario Oficial, pp 4-22.

Mohahan, H.K., 2012. Unconventional shale gas extraction: Present and future affects. *International Journal of Human Development and Sustainability*, 5(2): 9-23.

Montes, E., et al, 2008. Aplicación de Nuevas Tecnologías para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos. *Revista de la Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías*, pp. 41-51.

Moreno, C., Gonzalez, E., 2013. Enfermedad Holandesa: Efectos y Posibles Soluciones. Universidad Militar Nueva Granada. Seminario de Investigación. 42 p.

Muggeridge, A., et al, 2014. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *Philosophical Transactions of the Royal Society. A 372: 20120320.*

<http://dx.doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>

Pacheco, J.F. y Contreras, E., 2008. Manual Metodológico de evaluación multicriterio para programas y proyectos. Naciones Unidas, Cepal. Serie Manuales, No. 58.

Peña, C., 2014. Colombia no tiene Autosuficiencia Petrolera. Revista Petróleo y Gas de Junio 3 de 2014.

Ramírez, V., Arango, J, 2014. Evolución de las teorías de explotación de recursos naturales: Hacia la creación de una nueva ética mundial. Universidad de Caldas, Luna Azul, pp 291-313.

Ramiro, P. y Gonzalez, E., 2007. La Energía que Apaga Colombia. Los impactos de las inversiones de Repsol y Unión Fenosa. Observatorio de Multinacionales en America Latina, Paz con Dignidad, pp 1-4.

Revista Colombia Energía, 2013. Crudos Pesados, Un Nuevo Horizonte. Edición de Enero de 2013, pp. 21-27.

Revista E+, 2014. Especial: El Mundo mira hacia los No Convencionales. Edición 2, Diciembre de 2013 a Febrero de 2014. Ecopetrol.

- Rudas, G y Espitia, J, 2013. Participación del Estado y la Sociedad en la Renta Minera. Informe de la Contraloría General de la República. Capítulo 4 del Informe Minería en Colombia, Derechos, políticas públicas y gobernanza. Pp 125-169.
- Saavedra, N., Jiménez, F., 2014. Necesidades de Innovación y Tecnología para la Industria del Petróleo y Gas en Colombia. Revista de Ingeniería, Universidad de Los Andes, Bogotá. ISSN 0121-4993, Enero-Junio de 2014, pp. 50-56
- Sánchez, P. et al, 2009. Sistemas de Producción Submarinos para Campos en Aguas Profundas. Tesis, Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, pp. 1-151.
- Sankey, K., 2013. ¿El boom minero en Colombia: Locomotora del desarrollo o de la resistencia? Estudios críticos del desarrollo, Vol. III, No. 4, 2014, pp.113-144.
- Speight, J., 2013. Heavy and Extra-Heavy Oil Upgrading Technologies. Elsevier. P 1-163.
- Stark, M. et al., 2012. Water and Shale Gas Development, Leveraging the US experience in new shale Developments. Accenture Consulting/Technology/Outsourcing report.
- Tinker, S. and Lynch, H., 2013. Global Energy and the role of geosciences: A North American Perspective. The Geological Society of America, Special Paper 501, pp 21-51.

Tinker, S. and Potter, E.C., 2013. The Unconventional Bridge to an Alternate Energy Future. Keynote Address, 29th Annual GCSSEPM Foundation Bob F. Perkins Research Conference, 2009. Houston, Texas, USA, 6-8 December, 2009.

Tinker, S., 2014. The State of Tomorrow: Energy, Environment, Economy, Efficiency, Education, Etcetera. Bureau of Economic Geology, the University of Texas at Austin. APPA Conference, March, 2014.

UPME, 2014. Perspectivas de oferta y demanda de gas natural en Colombia 2014-2022. Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía. Abril de 2014, pp. 1-13.

WoodMackenzie, 2011. Future of Shale Oil. Going back to the source. Iterim client update: Results of Initial basin and source rock screening process. WoodMackenzie & Fugro.

Woodmackenzie, 2014. Colombia Country Overview. Country Report, July 29<sup>th</sup>, 2014, pp 1-74.

Zapata, R., 2009. Recuperación Mejorada de Petróleo. Energía Global, La Revista de la Industria Petrolera, pp. 54-59.