



**MODELACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE PROYECTOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA. UNA APROXIMACIÓN
TEÓRICA Y PRÁCTICA**

Virgilio Alejandro Ramon Trillos

Colegio de Estudios Superiores en Administracion CESA

Maestría en Finanzas Corporativas

Bogota, D.C, Colombia

2017

**MODELACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE PROYECTOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA. UNA APROXIMACIÓN
TEÓRICA Y PRÁCTICA**

Virgilio Alejandro Ramón Trillos

Director:

Virgilio Ramón Martínez

Colegio de Estudios Superiores en Administracion CESA

Maestría en Finanzas Corporativas

Bogota, D.C, Colombia

2017

**MODELACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE PROYECTOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA. UNA APROXIMACIÓN
TEÓRICA Y PRÁCTICA**

Virgilio Alejandro Ramon Trillos¹

Director

Virgilio Ramon Martinez²

Resumen

Los hidrocarburos, entendidos estos como el petróleo y el gas, son hoy la principal fuente de energía usada en el mundo. Según la revisión estadística de energía mundial del año 2015 elaborado por la British Petroleum (BP), los países desarrollados (Norte América y parte de oriente medio) consumen más de tres toneladas de energía per cápita.

Si bien las reservas de hidrocarburos, enfocadas estas a las reservas de petróleo crudo en el mundo están, a años del 2014, en 1700 billones de barriles, lo que permitiría aproximadamente,

¹ Candidato al título de Magister en Finanzas Corporativas del Colegio de Estudios Superiores en Administracion CESA

² Economista Universidad La Gran Colombia. Especialista en Finanzas Universidad de Los Andes. Especialista en proyectos de Desarrollo, Escuela Superior de Administración Pública ESAP, MBA Universidad de La Salle. Consultor en las áreas de finanzas, logística y productividad. Profesor en las áreas de pregrado y posgrado. Experiencia académica de más de 20 años

suplir la demanda de consumo de los próximos 52.5 años (BP, 2015) se entendería, que a menos que se produzcan nuevas fuentes de energía, es necesario incrementar este número de reservas bajo el supuesto que el mundo seguirá o incrementará el consumo per cápita de hidrocarburos

Desde el punto de vista técnico, sin entrar mucho en el detalle, una de las maneras de incrementar las reservas de hidrocarburos es por medio del desarrollo de nuevas tecnologías de exploración y producción. Una de estas nuevas tecnologías, desde hace más de dos años ha cogido fuerza por el potencial de producción que trae consigo, hablamos en este punto del fracturamiento hidráulico.

Bajo la perspectiva nacional, Colombia se cataloga como un país productor de petróleo mas no un país petrolero pues su economía, medida en gran parte por el PIB, no se concentra en este producto. Sin embargo, por el potencial del país y ante la necesidad de incrementar las reservas de petróleo y además incrementar la producción de los campos que actualmente producen hidrocarburos, se hace necesario, entre otras formas, la implementación de nuevas tecnologías de E&P. El fracturamiento hidráulico o fracking es una de ellas.

En Colombia ya se han autorizado actividades de fracturamiento hidráulico. Aunque no todas las empresas operadoras y productoras de hidrocarburos cuentan con estos permisos, las que ya han realizado estas enfrentan riesgos económicos y financieros asociados a:

- 1) inversiones de CAPEX
- 2) gastos operativos (OPEX) para las pruebas extensas de producción

siempre y cuando se haya hecho un descubrimiento exitoso y 3) variables ambientales y sociales que pueden ser cuantificadas y repercuten en el flujo de efectivo del proyecto.

Bajo la premisa anterior, la evaluación de la viabilidad de los proyectos y operaciones de exploración y producción de hidrocarburos incluyendo el fracturamiento hidráulico se realiza teniendo en cuenta flujos de caja, inversiones de capital y tasas de oportunidad, pero en su gran mayoría excluye sus impactos ambientales y sociales materializados y cuantificados en costos ocultos o precios sombra y los riesgos asociados al hallazgo de los mismos. Si estos son evaluados teniendo en cuenta variables macroeconómicas y por medio de las metodologías de evaluación social de proyectos la implementación de nuevas tecnologías para la incorporación de reservas y el aumento de producción probablemente deberán excluir el fracturamiento hidráulico.

Tabla de contenido

1. Introducción	11
2. Estado del arte.....	20
3. Marco teórico	36
4. Metodología	57
5. Economía petrolera global	64
6. Economía petrolera en Colombia.....	81
7. ¿Qué es el fracturamiento hidráulico?	98
8. Importancia de los yacimientos no convencionales YNC.....	105
9. Percepciones Medio Ambientales	106
10. Fracturamiento Hidráulico en Colombia.....	109
11. Generalidades.....	115
12. Método de evaluación	126
13. Resultados obtenidos	133
14. Conclusiones y recomendaciones	140
15. Bibliografía	145

Lista de figuras

Figura 1. Valor actual de un proyecto.....	37
Figura 2. Valor actual de un proyecto. WACC como tasa de descuento	41
Figura 3. Calculo del WACC.....	42
Figura 4. Modelo CAPM	42
Figura 5. Calculo del Beta	45
Figura 6. Modelo CAPM ajustado	46
Figura 7. Estructura de costos de un campo petrolero	51
Figura 8. Flujos de efectivo de proyectos petroleros	53
Figura 9. Modelos de evaluación de impacto ambiental.....	54
Figura 10. Valoración de proyectos sociales	54
Figura 11. Flujos de efectivo de proyectos petroleros. Variables sociales y ambientales	56
Figura 12. Principales países productores de Petróleo.....	69
Figura 13. Principales países productores de Petróleo.....	70
Figura 14. Principales países productores de Petróleo.....	71
Figura 15. Distribución de reservas probadas de petróleo	75
Figura 16. Producción y consumo de petróleo.....	76
Figura 17. Comportamiento de los precios internacionales	77
Figura 18. Esquema de regalías escalonadas	85
Figura 19. Esquema R.....	85
Figura 20. Evolución de contratos de E&P en Colombia	87
Figura 21. Nuevo régimen de regalías. Contratos de E&P en Colombia.....	88
Figura 22. Mapa de cuencas orientales en Colombia.....	90
Figura 23. Estructura de costos por barril producido.....	94
Figura 24. Mapa de infraestructura petrolera.....	96
Figura 25. Yacimientos Convencionales y Yacimientos no Convencionales	99
Figura 26. Propiedades de los Yacimientos no Convencionales.....	99
Figura 27. Etapas en la Perforacion de pozos usando Fracturamiento Hidráulico.....	103
Figura 28. Reservas globales de YNC	106
Figura 29. Ubicación de Bloques Exploratorios de YNC	110

Figura 30. Valoración Económica ambiental.....	135
Figura 31. Listado de posibles impactos ambientales valorados	136

Lista de tablas

Tabla 1. Pronósticos de precios WTI y Brent	118
Tabla 2. Inversiones de capital por producción en \$USD.....	122
Tabla 3. Tarifas por rango por Km	125
Tabla 4. Análisis de variaciones por años.....	128
Tabla 5. Coeficientes Betas. Empresas operadoras de YNC	129
Tabla 6. Contribución del petrolero a las exportaciones nacionales	130
Tabla 7. Datos de entrada valoración de proyectos de fracturamiento hidráulico	133
Tabla 8. Valores presentes netos por empresa	139

Lista de graficas

Grafico 1. Producción anual de petróleo. Enero 1990 a septiembre 2016.....	89
Grafica 2. Relación de reservas y producción de petróleo.....	91
Grafica 3. Relación de reservas y producción en años.....	92
Grafica 4. Pronósticos de precios WTI y Brent	119
Grafica 5. Inversiones de capital por producción.....	123
Grafica 6. Contribución del petrolero a las exportaciones nacionales	131
Grafica 7. Netback por barril (\$USD).....	139

1. Introducción

Actualmente todo el proceso de desarrollo de lo que se conoce como sociedad moderna está estrechamente ligado a la disponibilidad de contar con fuentes de energía y la capacidad de generación sostenible y además sustentable “Los problemas en el suministro de energía vividos en Brasil (2001), Nueva York e Inglaterra (2003) y California (2000 y 2005) han propiciado una mayor conciencia de los gobiernos, familias y empresas con relación a la importancia e impacto de la energía en prácticamente todas las actividades del quehacer humano” (Romo, Galina 2008).

El continuo avance en materia de industria de países en desarrollo y la política de mantener, incluso incrementar, la hegemonía económica de países desarrollados trae consigo la demanda de energías provenientes de recursos renovables y no renovables, “siendo los hidrocarburos fósiles la principal fuente con una participación cercana del 80%” (Saavedra y Jiménez, 2014). De manera general, para el “año 2040 se estima que la producción de petróleo se incrementará de 87 a 115 millones de barriles por día” (Saavedra y Jiménez, 2014).

En el año 2015 la producción promedio diaria de petróleo de los países miembros de la OPEP (Organización de países exportadores de petróleo) fue de 32 millones de barriles, es decir que para suplir la demanda pronosticada se debe, entre otros: 1) incrementar el factor de recobro³ de campos productores, es decir incrementar en cantidad la producción de fluidos y 2) implementar nuevas tecnologías para incrementar las reservas y la producción de crudo

³ Método usado para incrementar la producción de un campo petrolero

Según los reportes de energía global de la BP, Exxon Mobil y el Instituto Americano de Energía (EIA por sus siglas en ingles) para el año 2030 se espera que los países catalogados como países emergentes crezcan por año su economía alrededor del 3% en promedio, dicho crecimiento está ligado al uso de tecnologías y bienes de capital que en su mayoría usan los hidrocarburos y derivados de este como fuente de energía, por ende el crecimiento de la economía causaría entre otras acciones el mantener el consumo actual de bienes mineros, petróleo y gas o incluso su aumento si no se desarrollan fuentes de energía alternativas.

Los modelos de contratación para actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el ámbito global desde inicios de la segunda guerra mundial han evolucionado siendo estos hoy, en gran parte del mundo mucho más equitativos si se observan estos desde la perspectiva estatal y la perspectiva privada. A manera general, hacia los años 1930 hasta finales de la guerra fría, el modelo de contratación se centró en conceder estas actividades a empresas constituidas por capital público bajo el direccionamiento estatal. En la década de 1980 hacia finales del siglo XX el modelo de contratación compartió riesgos entre las empresas públicas y privadas e iniciando el siglo XXI, en la mayoría de países, sin contar Venezuela, Ecuador o México el modelo de contratación otorgó mucho más beneficio en términos de inversiones y ganancias al sector privado que el público. El caso colombiano se asemeja a este después de la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el año 2003.

Hacia finales del año 2013 e inicios del año 2014, el sector de hidrocarburos en el ámbito global empezó a experimentar un cambio en su dinámica de precios, oferta y demanda

causado por dos principales razones: 1) China desaceleró su economía y su crecimiento pasó de ser de dos dígitos a ser de un solo dígito y 2) Estados Unidos pasó de ser el mayor importador de petróleo a ser una economía autosuficiente ya que encontró la manera de suplir su demanda por medio de la incursión de nuevas tecnologías, una de ellas el fracturamiento hidráulico.

Dentro de las nuevas tecnologías existentes se encuentra el fracking o fracturamiento hidráulico. “El fraccionamiento hidráulico es una técnica que permite extraer el crudo que está atrapado en capas de rocas a profundidades entre 1.000 y 3.000 metros bajo tierra. Para sacar este hidrocarburo a la superficie se necesita inyectar grandes cantidades de agua, mezclada con arena y productos químicos, con el fin de fracturar la roca. Los ambientalistas señalan que este proceso afectaría los acuíferos subterráneos, gastaría una enorme cantidad de agua y, además, podría producir microsismicidades” (Suarez, 2015)

Si bien las dos razones expuestas anteriormente generaron una disminución de los precios de referencia internacionales del barril de petróleo (referencias Brent⁴ y WTI⁵) por el exceso de oferta ante la disminución de la demanda, el continuo consumo de energía amerita la constante búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos para mantener los niveles de producción e inclusive, si la demanda lo permite, aumentarlos, en este orden de ideas la inclusión de nuevas reservas debe ser un objetivo común de las empresas dedicadas a las actividades de E&P.

⁴ El crudo Brent es un tipo de petróleo que se extrae en el mar del norte. Contiene 0,39% de azufre lo que lo hace un crudo liviano

⁵ El crudo WTI o West Texas Intermediate es un tipo de petróleo producido en Texas. Contiene 0,24% de azufre

Finalmente, para el caso colombiano, las empresas operadoras que han encontrado en el país la posibilidad de generar valor por medio de actividades de exploración bajo los lineamientos contractuales vigentes ven la necesidad de suplir el objetivo de aumentar sus reservas usando las metodologías más comunes de E&P e incluso las más recientes. Para finales del año 2014 y 2015, aunque la crisis del sector de hidrocarburos afectaba la contratación y el sector en general en Colombia, se iniciaron operaciones en yacimientos no convencionales usando el fracturamiento hidráulico como una herramienta de búsqueda para aumentar las reservas de hidrocarburos. Si bien este tipo de actividad ha causado diferentes opiniones relacionadas con el impacto ambiental y social, es un hecho que hoy hay contratos firmados entre la ANH y el sector privado para explorar zonas geológicas por medio de esta técnica. No más de cinco empresas dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia tienen autorización de prácticas actividades de fracturamiento hidráulico como factor de recobro y aumento de reservas sea en yacimientos convencionales o no convencionales.

En el contexto nacional, Colombia “figura en la posición 19 en producción de petróleo con más de un millón de barriles diarios” (Saavedra y Jiménez, 2014), incentivado por el modelo flexible actual de Exploración y Producción (E&P) que permite Incrementar los niveles de inversión en el sector por un marco regulatorio y un régimen fiscal atractivo. Los contratos de E&P se encuentran regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) suscrita al Ministerio de Minas cuya creación se centró en el decreto 1760 de 2003, el cual fue autorizado por la ley 790 de 2002.

Si bien “Colombia es un país productor de petróleo, mas no un país petrolero” (Londoño, 2010) el mantener la posición cuatro (4) de participación dentro del contexto latinoamericano está sujeta a “incrementar e incorporar nuevas reservas y su producción diaria por medio de aplicación de nuevas tecnologías” (Saavedra y Jiménez, 2014) teniendo en cuenta que para el año 2016 su producción diaria de petróleo se redujo aproximadamente a 900 mil barriles producto de la reducción de los precios de referencia internacionales llevando consigo la suspensión temporal de campos productores y la poca inversión exploratoria

Los actuales contratos de E&P suscritos en las mini rondas coordinadas por la ANH del 2014 otorga autorización de realizar operaciones de fracturamiento hidráulico. Esta operación traería consigo: 1) “incrementar el factor de recobro a un 100% permitiendo extraer 2.323 millones de barriles de crudo hacia el año 2020” (Leyva, Herrera y Cadena, 2014) y 2) explorar zonas de yacimientos no convencionales “incorporando de esta manera reservas de volúmenes totales de 7.474 a 10.468 millones de barriles de petróleo” (Leyva, Herrera y Cadena, 2014). Permitiendo así “suplir el hecho de que, por cada dólar que baje el barril, 300.000 millones de pesos (unos US\$150 millones) le dejan de ingresar al Estado en un año” (Suarez, 2015)

Sin embargo, el debate existente, no solo en el ámbito internacional, sino nacional, son las implicaciones ambientales y sociales inmersas en este tipo de operaciones. Hoy la cuantificación económica y viabilidad financiera de esta actividad, evaluada por gran parte de empresas del sector upstream puede establecerse por un modelo de valoración de proyectos (VPN y/o TIR) usando netamente como datos de entrada tasas de descuento, flujo de caja e

inversiones, pero excluyendo variables y costos asociados con los aspectos sociales y ambientales.

Aunque “Colombia no se puede dar el lujo de dejar de hacer fracking...ya que si uno toma la decisión de no usar una tecnología, está decidiendo que va a dejar petróleo en el subsuelo” (Suarez 2015) es importante ver cuáles son los beneficios económicos y sociales, versus los daños medioambientales y de comunidades además de los requerimientos de infraestructura y transporte ya que “una explotación de fracking genera un enorme flujo de vehículos, muchísimo más que la explotación convencional de petróleo, por la forma cómo se hace” (Suarez, 2015)

Posiblemente si se evalúa financieramente estas operaciones teniendo en cuenta todas las implicaciones del entorno donde estas se desarrollan, la aplicación de nuevas tecnologías para la incorporación de reservas y el aumento de producción deberán ser otras, más no el fracturamiento hidráulico.

El presente documento tiene como objetivo analizar la rentabilidad financiera y viabilidad económica de las operaciones de fracturamiento hidráulico en Colombia por medio de una aproximación teórica y práctica con el fin de:

- Cuantificar económicamente los precios sombra en materia social y ambiental y los riesgos operacionales inmersos en las operaciones de fracturamiento hidráulico

- Señalar las necesidades de entorno e infraestructura para las operaciones de fracturamiento hidráulico en Colombia tomando como marco de referencia el contexto actual.

- Valorar financieramente los proyectos de fracturamiento hidráulico en Colombia teniendo en cuenta variables macroeconómicas, riesgos operativos y metodologías de evaluación social de proyectos

- Determinar el impacto económico de los proyectos de fracturamiento hidráulico a desarrollar en Colombia

Este se encuentre dividido en cinco partes. La primera mostrará el estado de arte, marco teórico y metodología aplicada para el desarrollo del mismo

En una segunda parte se revisará la economía petrolera en el ámbito internacional con el fin de entender la importancia de la producción de hidrocarburos para el desarrollo industrial y las implicaciones que esta ha tenido en la economía e industria colombiana revisando de manera simple la historia del sector petrolero en el país evidenciando los principales avances y cambios que se han presentado en temas de regulación, producción, transporte entre otros.

En la tercera parte se revisará la cadena de producción del petróleo en Colombia. Se mostrará las principales actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos. En cada una de las etapas (sísmica, Perforación y producción) se abarcarán no solo temas técnicos sino variables económicas, sociales, ambientales de transporte e infraestructura y culturales relacionadas de manera transversal con cada una de las fases de E&P

En una cuarta parte se revisarán las nuevas tecnologías de producción de hidrocarburos enfocándose en el fracturamiento hidráulico. Se hará un enfoque simple relacionado a la parte técnica envuelta en esta para pasar luego a las repercusiones ambientales y sociales que se han identificado a la fecha

Finalmente, la quinta parte reunirá los principales resultados económicos resultado del análisis realizado previamente para realizar un modelo financiero que permita identificar la viabilidad de este tipo de proyectos en el ámbito colombiano dejando abierto el debate sobre las repercusiones de estas nuevas técnicas a partir de las conclusiones que en temas estratégicos y financieros puedan ser relevantes.

PRIMERA PARTE

Estado del arte, marco teórico y metodología aplicada

2. Estado del arte

Desde el punto de vista internacional se han escrito varios documentos, libros, informes y reportes que datan el entorno económico, político, geográfico y social de los hidrocarburos. Uno de los reportes más destacables es la revisión estadística en materia de energía que la British Petroleum (BP) realiza con una periodicidad de 4 años. En su último informe BP 2015 muestra la información de consumo, producción, reservas y pronósticos de energía enfocando este en petróleo, gas y carbón. Relaciona información por área geográfica mundial (continentes) y por países resaltando la importancia que la energía y su principal fuente (hidrocarburos) han obtenido en los últimos años como motor de desarrollo de países industrializados y los denominados países emergentes.

Existen otros informes y reportes relacionados con temas del comportamiento, enfocado en demanda, oferta, consumo y proyecciones energéticas en el mundo. En los Estados Unidos se encuentra la Agencia Internacional de Energía o AIE por su nombre en inglés el cual centra sus estudios en el consumo de energía. En su último informe “World Energy Outlook” del año 2016 muestran la evolución del consumo de energía en los últimos años. Enmarcan este aumento por la continua evolución de la calidad de vida del ser humano derivado del cambiante ritmo y modo de convivencia de este y la necesidad de contar con herramientas que le permitan de manera ágil y simple suplir sus necesidades. Los hidrocarburos siguen siendo materia prima y componente esencial de energía como fuente principal para los avances tecnológicos. El punto de inflexión será determinado al momento en que se encuentre un bien sustituto de estos.

En el ámbito académico, textos como el de Romo y Galina 2008 destacan, al igual que muchos, la importancia de la energía en el mundo global siendo el principal motor de crecimiento de los países desarrollados y emergentes. Proyectan adicionalmente un crecimiento de más o menos 3% anual constante hacia finales del año 2030 en estos últimos desde la perspectiva económica usando como fuente de industrialización y desarrollo de nuevas tecnologías la energía derivada del uso de petróleo, gas y minería. Enfatizan la importancia del crecimiento de industrias modernizadas y emergentes dado la continua necesidad de cambio en el modo de vida derivado de una nueva “revolución industrial” caracterizada no como la innovación operativa de procesos industriales, sino como la innovación tecnológica no solo enfocada en redes y telecomunicaciones sino en infraestructura, cultura y eficiencia de procesos

Sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia se han investigado y escrito algunos libros e informes de entes privados y públicos los cuales dan a conocer el inicio de estas en el territorio nacional. El libro de Jaime Bohorquez Rodriguez del año 2006 describe los inicios de las actividades exploratorias en Colombia desde los hallazgos hechos por la Tropical Oil Company en Barrancabermeja, que posteriormente fueron tomados bajo la operación de Ecopetrol tras su creación por la concesión de mares de la década de los años 50, hasta los hallazgos de los campos Cusiana, Cupiaga y Rubiales por empresas extranjeras enmarcados en los contratos de riesgo compartido y contratos de asociación de estas con la primera. Describen además la manera en que se afrontó las crisis del precio internacional del barril de la década de los 70 e inicios del siglo XXI. Se entiende en este punto que la más reciente crisis del precio del crudo no es nueva y cumple los prejuicios económicos que cada crisis económica tiene como ciclo de vida más o menos 7 años.

La importancia de los descubrimientos de campos como Rubiales, Cusiana, Cupiagua, Caño Limón y la Cira Infantas en la década de los años 90 e inicios del siglo XXI trajo consigo el incremento de la actividad petrolera en los municipios de influencia directa delimitados en los departamentos del Meta, Arauca y Santander con repercusiones sociales, económicas, políticas, educativas y laborales.

Desde la perspectiva social, mayor fue el incremento de la participación de las comunidades en las actividades petroleras, participación vista desde dos perspectivas, directa e indirecta. La participación directa se estableció en la inclusión de personal en actividades propias de la industria, mientras que actividades complementarias a estas fue la manera de participar de manera indirecta.

El incremento de la calidad de vida de los municipios, enfatizados en el incremento del poder adquisitivo de sus ciudadanos fue otra de las consecuencias de los hallazgos encontrados, aunque generó diferencias económicas entre los municipios colombianos diferenciados por los que cuentan con actividades petroleras y los que no.

Las repercusiones políticas se evidenciaron cuando se detectó la necesidad de incrementar los montos de inversión extranjera directa y las falencias existentes en el modo de operación contractual ya que Ecopetrol fue por más de 20 años la única organización que otorgaba los permisos de actividad de E&P bajo la condición de ser socios de los mismos. La

creación de la ANH permitió mejorar el modo de contratación e inició el auge de IED en Colombia

Finalmente, el fortalecimiento de los sindicatos laborales liderados por la Unión Sindical Obrera (USO) trajo consigo las mejoras en las condiciones labores del personal de la comunidad obligando a ser estos capacitados mezclando en actividades exploratorias y productivas personal técnico y mano de obra no calificada

Los informes de Rojas 2004, Rojas 2008, Echeverry, Navas, Navas y Gomez 2009, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) 2013 y Fedesarrollo 2015, son documentos que describen la evolución del sector petrolero en Colombia, detallan de la importancia de los precios del hidrocarburo en la economía nacional ya que si bien el país no centra su economía netamente en la producción y venta de petróleo y gas, las exportaciones de estos commodities favorecen la balanza de pagos ya que son aproximadamente el 50% del total de las exportaciones. Los informes también muestran las perspectivas de crecimiento para los años siguientes teniendo en cuenta el comportamiento macro de los precios de referencia WTI entendiendo que el mundo ha incursionado en una crisis por la sobre oferta existente ante una demanda que ha disminuido por la autosuficiencia de los Estados Unidos y el decrecimiento en términos de PIB de China.

Se muestra también la cadena del petróleo en Colombia entendiendo está en tres grandes etapas. Upstream enfocado en la exploración y producción de hidrocarburos, Midstream enfocada en el transporte y refinación del petróleo para la producción de derivados

del mismo como combustibles, asfaltos, químicos entre otros y Downstream que abarca actividades de comercialización de los derivados de los hidrocarburos

Finalmente, los documentos hacen énfasis en la regulación petrolera en el país enmarcada en dos aspectos: 1) la flexibilidad contractual de las actividades de exploración y producción en Colombia incentivando la IED en el país y 2) la normatividad vigente del pago de regalías al estado por parte de las empresas extranjeras que realizan este tipo de actividades

La Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET), la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos en sus últimos estudios del año 2014 identifican las necesidades de incorporación de reservas y aumento de la producción de hidrocarburos en Colombia tomando como base la producción promedio diaria de las empresas del sector de E&P y la meta de producción de más de 1,000.000 de BOPD.

Colombia experimentó el auge de la actividad petrolera solo hasta los años 2000 cuando se presentó: 1) la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y 2) el expresidente Alvaro Uribe enfocó su plan de gobierno a la reducción de la violencia para incentivar el crecimiento de la inversión extranjera. En el año 2007 Ecopetrol emite sus primeras acciones con el objetivo además de ser empresa de capital público y privado, contar con financiación para el incremento de las actividades petroleras en Colombia enfocando sus esfuerzos en la Perforación de nuevos pozos. La meta de producción diaria de crudo podría ser una realidad ya que más de 100 perforaciones eran hechas al año y se estaba mejorando la

infraestructura de transporte por medio la ampliación de los oleoductos de OCENSA y la creación del Oleoducto Bicentenario de Colombia

Los textos de, Velandia y Villegas 2002, Castillo 2004, Barrios 2005, Cuellar 2006, Guevara 2010, Londoño 2010, dan a conocer las medidas regulatorias en materia de contratación y asignación de operaciones de E&P en el ámbito nacional para empresas extranjeras enmarcadas por la flexibilidad actual de los contratos suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos. La evolución de los modelos contractuales ligados al entorno macroeconómico y la política de Inversión Extranjera Directa responde al llamado del gobierno nacional de explorar zonas de yacimientos convencionales y no convencionales dentro del territorio nacional.

El modelo de contratación hacia finales del siglo XX en Colombia estuvo caracterizado por: 1) Ecopetrol era “juez y parte” al momento de asignar los contratos de actividades petroleras ya que no solo era la entidad que determinaba que empresa extranjera podría realizar estas, sino que además estaría inmersa en los beneficios que se presentaran al ser socio y 2) en gran parte de los contratos suscritos el nivel de riesgo era asumido en su totalidad por las empresas socias de la empresa nacional. El modelo proteccionista, similar al que se creó en la guerra fría limitó la actividad exploratoria

Alienado con la importancia de la contratación para las operaciones de exploración y producción en Colombia, el texto de Ramon 2012 destaca este modelo como uno de los más flexibles y llamativos para inversionistas siendo similar en otros países de

Latinoamérica como Brasil y Perú. Le da importancia a la posibilidad de generar mucho más valor económico a las empresas entendiendo este como el valor que se va a generar por actividades de perforación que permitirán encontrar reservas de petróleo y producir estas. El autor diferencia este modelo de contratación con el existente en países como México, Venezuela y Ecuador cuya normatividad proteccionista concentra más las ganancias económicas en el estado y no en las firmas privadas que desarrollan actividades petroleras. Modelo exitoso solo después de la creación de la ANH.

Con la intención de relacionar crecimiento económico y comportamiento macroeconómico del sector petrolero en Colombia el texto de Perry 1974 y Perilla 2010 identifica el efecto del precio del petróleo en relación con el crecimiento económico de Colombia. Para el autor “distintas contribuciones en la literatura señalan que tanto el incremento como la volatilidad de los precios del petróleo tienen efectos recesivos, aunque de magnitud reducida, sobre el crecimiento de la producción agregada, y que estos efectos son asimétricos en cuanto que las recesiones que ocasionan los ciclos de precios elevados no son compensadas por una mayor reactivación de la actividad económica en los períodos donde se observa una reducción pronunciada de los precios”

Para el caso colombiano, el volumen de producción de hidrocarburos que registra el país es bajo en relación al mercado internacional, si bien el país es exportador de hidrocarburos, este no clasifica como país petroleros ya que “Colombia fue importador neto en el período de altos precios internacionales, registrado entre 1974 y 1986 y posteriormente, gracias al descubrimiento de varios yacimientos importantes, el país volvió a ser exportador en el ciclo

de menores precios observado entre 1986 1999” sin embargo por la economía pequeña del país frente otras economías que centran estas en la producción de hidrocarburos existe una relación de los precios del petróleo con la participación en el PIB de manera directa

Los textos de Estupiñan y Polania 2011 hacen referencia a la importancia de la minería como motor de crecimiento en Colombia. Dan a conocer la importancia de garantizar el continuo autoconsumo en materia de hidrocarburos para Colombia ya que como se había comentado antes, aproximadamente el 50% de las exportaciones de Colombia están asociados a temas de minería y energía.

El garantizar el autoconsumo colombiano de hidrocarburos está alineado con el incremento en la producción diaria de gas, petróleo y refinación, por ende la meta que el gobierno nacional propuso desde hace más de 5 años de la producción de más de un millón de barriles diarios debe ser un objetivo que no se debe cumplir paulatinamente o de manera discreta sino de manera continua pero entendiendo este no solo como un fin único de las empresas petroleras sino como una meta en conjunto que tanto sector privado como sector público debe alcanzar. La competitividad nacional enmarcada en el plan nacional de desarrollo deben ser insumos que permitan mejorar las instituciones y políticas gubernamentales que llamen la atención de inversionistas extranjeros

Sierra, Barreto, Correa y Campo 2013, Marín 2014, Herrera 2014 y Niño 2015 encaminan sus investigaciones al impacto macroeconómico de la distribución de las regalías por producción de hidrocarburos y recursos mineros encontrados en el subsuelo colombiano

argumentando que esta asignación ha generado desigualdades sociales en los principales municipios de los departamentos que más reciben recursos monetarios por regalías (Casanare y Choco). Si bien las actividades mineras y de E&P de hidrocarburos ha generado externalidades positivas en algunos agentes económicos de estas regiones por medio del aumento del costo de la tierra e impacto social por inversiones hechas en las zonas de influencia, algunos factores como educación, seguridad y salud se han visto afectados pues los recursos entregados por el estado son usados en otros fines mas no los que benefician a las comunidades.

Relacionado con el medio ambiente y el impacto social de las actividades petroleras en Colombia Arbeláez y Perry 1974, Perry 1992, Burgos 2006, Perry y Oliviera 2012, y Herrera 2013 analizan el impacto de la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia desde la perspectiva social y ambiental, justificando, que si bien estas permiten incrementar la economía del país por medio de la consecución de recursos extranjeros y las exportaciones del petróleo hacia los países de mayor crecimiento económico e industrial, generan una dependencia a la actividad en las zonas de influencia desvinculando estas con otras actividades económicas y afectando el medio ambiente al explotar recursos naturales que modifican el ecosistema, flora y fauna del país.

Analizan además la relación entre la explotación de recursos naturales, específicamente del petróleo y la seguridad de las poblaciones sociales e indígenas, haciendo énfasis en la relación que existe entre ocupación del territorio, estrés ambiental y pobreza y la de estos con la seguridad humana.

“Desde las primeras décadas de siglo XX, época en la que comenzó a realizarse en Colombia la explotación petrolera, actividad que continua hasta hoy, el país ha avanzado de forma importante en cuanto la normatividad dedicada a la protección de las minorías étnicas, siendo el principal avance el reconocimiento en la Constitución de 1991 de la diversidad étnica y cultural de la nación y la consagración de la autonomía de las comunidades indígenas, autonomía que contiene el derecho a gobernarse por autoridades propias y a realizar funciones jurisdiccionales dentro de sus territorios según sus usos y costumbres” (Burgos 2006)

Los textos concluyen que “actualmente, no solo la explotación de recursos naturales, sino también el conflicto armado y la expansión de cultivos ilícitos constituyen amenazas a la seguridad de las comunidades indígenas, muchas de las cuales viven hoy en da una precaria situación humanitaria” (Burgos 2006)

Abellaneda 2014 enfoca la importancia y la necesidad de incluir al personal de las comunidades en proyectos petroleros, inclusión que no solo debe ser vista o enfocada en la participación de estas minorías en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, sino también proyectos de Inversión social los cuales deben ser sostenibles y duraderos en el tiempo y no por el periodo en el cual se está desarrollando la actividad

Trabajos como el de Beltran y Vargas 2014 resume aspectos considerados de gran importancia para el futuro suministro de petróleo y gas en Colombia. Entre los más importantes hallados por el autor son: “1) La distribución geográfica y geológica de los recursos hidrocarburíferos como herramienta para conocer la contribución de los diferentes tamaños de

campo a la producción total de hidrocarburos en Colombia; 2) El estado actual de las reservas de hidrocarburos en Colombia y los factores que inciden en el incremento o disminución de las reservas, que son dos temas que inciden en el futuro suministro de estos recursos....3) Las tasas de declinación en la producción de hidrocarburos observados en Colombia, permiten modelar los recursos que pueden ser recuperados en el futuro una vez alcanzados los picos de producción”.

Bajo el lineamiento del párrafo anterior, Estévez 2011 introduce la innovación como una actividad que “surge principalmente de la necesidad, y de tener unas condiciones favorables al desarrollo de negocios. Las iniciativas académicas para innovación tienen que responder a necesidades reales de la industria”

En su texto resalta la importancia de incurrir nuevas tecnologías ya que “la geología colombiana sugiere que los hallazgos más frecuentes son relativamente pequeños, no superiores a 10 millones de barriles”

Propone diferentes frentes de acción en materias de innovación entendida esta no solo como la introducción de nuevas tecnologías sino también como “la necesidad de coordinación permanente: se debe constituir un esquema regularizado de reuniones entre gobierno, operadoras, proveedores, universidades y centros de investigación, para identificar — de acuerdo con los planes de negocios de la industria— focos de acción en tecnología y necesidades prioritarias, como formación, infraestructura...”

Los textos de Saavedra y Jiménez del 2012 y Leyva, Herrera y Cadena del 2012 justifican la necesidad de aplicación de nuevas tecnologías en el sector de E&P basándose en la demanda actual de hidrocarburos fósiles en el mundo que puede ser en parte suplida por el hallazgo de nuevas reservas de petróleo en zonas no exploradas y el incremento de la producción en campos ya descubiertos. Para el caso colombiano identifican el potencial de reservas e incremento de producción teniendo en cuenta variables de índole operativas y macroeconómicas.

Alineados con la evaluación de proyectos en general, Sandoval, Perry, Millan, Garcia y Barrera 1984, Miranda 2000, Fontaine 2008, Nerina 2011, y Candia 2015 centran sus investigaciones en como evaluar un proyecto desde la perspectiva privada y pública. Dan importancia a la identificación de los beneficios netos sociales directos y aquellos costos indirectos que pueden ser cuantificables

Centrándose en proyectos de minería y en metodologías de evaluación social y ambiental de proyectos mineros, Sandoval 1984, Perrilla 2002, Pena 2002 Bebbington 2013 Mokata 2013 y Oca-Perez y Rosario-Ferrer 2014 proponen modelos de evaluación social de proyectos asociados a actividades de extracción de recursos naturales justificando la necesidad de identificar todos aquellos costos ambientales y sociales que estas operaciones traen consigo al momento de ser planeadas y desarrolladas.

La importancia de la cuantificación de los impactos sociales y ambientales en los proyectos de extracción de recursos naturales radica en la necesidad de revisar el impacto que este tipo de actividades trae consigo ya que, si bien algunos recursos naturales son renovables,

otros carecen de esta característica y el impacto será visto en el corto, mediano y largo plazo. Si bien no existe la mejor manera de cuantificar estos, un acercamiento por medio de metodologías desarrolladas por entes gubernamentales y centros de estudios económicos permitirá evaluar cualquier proyecto o actividad no solo desde una perspectiva económica y financiera sino también desde una valoración estratégica cuando se observa que tan viable o no es en temas sociales y ambientales desarrollar alguna acción que repercute de cualquier manera el ambiente y la sociedad

Finalmente, los textos de Cabal 2010 y Castro 2012 valoran proyectos petroleros en Colombia por medio de planificación de posibles reservas a encontrar, producción diaria, costos fijos, variables, costos de capital y flujo de caja. Resaltan la dificultad de la valoración de este tipo de proyectos por la incertidumbre y el riesgo asociado a actividades de exploración y producción y el continuo cambio de precios y tarifas al ser un sector cambiante y dinámico. CREG 2014 aplica una metodología de cálculo de tasas de descuento enfocado en el costo promedio ponderado de capital para temas energéticos

Los trabajos realizados por Ferro 2005 y Garcia 2005 determina el riesgo asociado a las operaciones de exploración y de producción de hidrocarburos en Colombia. Identifican para cada una de ellas cual es el potencial de éxito teniendo en cuenta las inversiones de capital, modo operativo y posibles hallazgos con el fin de cuantificar el impacto que una operación sea exitoso o no

La valoración de los proyectos de Perforación y producción de hidrocarburos pueden ser vistos desde una perspectiva simple como una valoración de proyectos los cuales tienen asociados unos flujos de caja resultado de unos ingresos y unos costos y que cuya decisión de hacer o no está ligado a un valor presente neto positivo al momento de mirar su rentabilidad asociando unas inversiones de capital, sin embargo, como cualquier proyecto sus flujos estarán determinados por nivel de riesgo entendido este como la probabilidad de generarse o no. El riesgo para el sector se simplifica en la probabilidad de hallazgo de alguna arena y yacimiento que contenga algún tipo de fluido, sea gas, petróleo o la combinación de ambos.

Relacionado con el transporte y demás variables macroeconómicas implícitas en las operaciones de evacuación y venta de hidrocarburos Blandon 2012 da a conocer cuáles son las necesidades que en materia de infraestructura son requeridas para optimizar los costos y tiempos de entrega del petróleo y del gas. Justifica que uno de los mayores costos relacionados con la producción son los relacionados con el transporte del petróleo por medio vehicular mas no por oleoductos, poliductos o gasoductos al ser estos costosos y su ejecución demasiado arriesgada si se observa esta desde una perspectiva de seguridad e integridad humana.

Fuentes 2014 investiga y centra sus estudios en la ley 1682 de 2013 del 22 de noviembre de 2013 más conocida como la ley de Infraestructura, “por la cual se adoptan medidas y disposiciones para los proyectos de infraestructura de transporte y se conceden facultades extraordinarias la cual en materia de infraestructura “incorporó estos y otros elementos que buscan superar el atraso en la infraestructura de transporte y la posibilidad de construir y mantener una red de transporte moderna y eficiente”.

Para el autor la aprobación de la ley “constituye, sin duda, un oportuno y favorable avance para ayudar a solucionar varios de los problemas estructurales que vienen frenando el desarrollo competitivo de proyectos de inversión en infraestructura de transporte en el país”

Finalmente, los trabajos realizados por Hughes 2013, Wald 2015 y Berry 2015 tratan temas operativos, ambientales y económicos de las actividades de fracturamiento hidráulico desde una perspectiva general y global. Explican cuáles son los principales requerimientos antes, durante y después de su uso y como principales empresas del sector petrolero internacional como Exxon Mobil, Saudi Aramco y BP ven el potencial de este tipo de proyectos que no solo han implementado nuevas tecnologías para su desarrollo, sino que además ante sus posibles costos elevados los ha llevado a emitir bonos para financiación de esas actividades

Rousu, Ramsaran y Furlano 2015 han desarrollado lineamientos y guías para el manejo del impacto ambiental de los proyectos de fracturamiento hidráulico, lineamientos que son recientes dado que este tipo de operaciones e inclusión de nuevas tecnologías no llevan más de 5 años en el ambiente internacional pues fueron reconocidas como potenciales una vez Estados Unidos inició el uso de estas para su autosuficiencia.

Para los autores el manejo del impacto de este tipo de proyectos debe ser regulado por el estado, pero controlado por las organizaciones que realizan este tipo de

operaciones ya que se ha evidenciado en países como Estados Unidos repercusiones en infraestructura, salud, políticas públicas e impactos ambientales

Suarez 2013 y Lemos y Pedraza 2015 analizan el fracturamiento hidráulico y el marco regulatorio necesario para que sean aplicables en Colombia. Para los autores “la reciente autorización y regulación de la fracturación hidráulica o hidrofracturación (fracking) en Colombia ha estado sujeta a una discusión permanente. La técnica promete generar altos rendimientos indispensables para el desarrollo del país, y al mismo tiempo conlleva riesgos al medio ambiente que cobran gran relevancia debido a las especificidades físicas del territorio nacional y a la constitucionalización del derecho ambiental”

La implementación de este tipo de proyectos “se analizó a la luz de principios constitucionales ambientales encontrando, en algunos casos, contradicciones entre dichos principios y la forma como esta práctica se ha regulado”

Si bien la autorización de los proyectos de fracturamiento hidráulico en Colombia estuvo bajo los lineamientos constitucionales de la actual constitución política, hoy en día no existe en Colombia un marco estricto, coordinado y homogéneo sobre la implementación del fracking y si bien estas nuevas tecnologías tienen un potencial en Colombia, las operaciones deben considerar posibles riesgos que en materia ambiental son visibles y de cierto modo cuantificables como los son la contaminación de ríos, la cantidad de agua requerida, el manejo de agua residual y el uso de químicos

3. Marco teórico

De la Vega (2009) relata la importancia de la evaluación y valoración de proyectos financieros ya que, desde el mundo de las finanzas corporativas, el análisis del valor económico de un proyecto, por medio de la valoración de estos, se ha convertido en un referente importante para tomar la decisión de invertir o no.

Entender si un proyecto, independientemente del sector, su plazo, su inversión y/o flujos futuros de efectivo, es rentable conlleva llevar algunos supuestos al momento de estructurarlos y evaluar si este cumple las expectativas económicas y de rentabilidad de los accionistas que han visto una oportunidad en este para incrementar su riqueza por encima de un costo de capital determinado por un periodo de tiempo

En cualquier proyecto de inversión el análisis de la probabilidad de generación de flujos es una variable importante ya que estos determinan si este es rentable o no. Diferentes teorías se han aplicado para la valoración de proyectos de inversión ya que dependiendo del proyecto que se esté valorando se deben considerar diferentes tipos de variables que repercuten en este y tienen alguna relación directa o indirecta.

Como base, para el presente documento, la valoración de los proyectos de fracturamiento hidráulico, entendiéndolos como cualquier proyecto que inicialmente tiene una inversión en CAPEX (de capital) y posteriormente tiene unos flujos de efectivo producto de unos ingresos y de unos egresos se utilizará la metodología de valor actual del proyecto siendo este el resultado de la sumatoria desde el momento cero al momento N de traer a valor presente los

flujos de caja en un periodo T por la tasa de descuento apropiada como se muestra en la figura 1. T es entendido como el tiempo en que se realiza la operación de fracturamiento hidráulico y la producción diaria asociada siempre y cuando el proyecto sea exitoso

Figura 1. Valor actual de un proyecto

$$VA = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TD)^i} \quad (1)$$

Fuente: CREG 2014

Inicialmente se tomó como punto de partida dos supuestos para el análisis de la rentabilidad de los proyectos de fracturamiento hidráulico en la industria de los hidrocarburos, a saber:

1- La Perforación de un pozo petrolero usando como técnica de Perforación el fracturamiento hidráulico se realizará en una etapa de Exploración entendiéndose esta como la etapa en que los contratos de E&P suscritos con la ANH están en su etapa inicial y la empresa operadora se encuentra en un periodo de tiempo (fase 1) cuyo principal objetivo es el hallazgo de hidrocarburos.

La etapa exploratoria comprende etapas previas como: 1) la fase de costos iniciales que abarca el estudio ambiental, social, legal y de seguridad en la zona donde se desea realizar la Perforación y 2) la construcción de locaciones y contrapozos

para el ingreso de los taladros de Perforacion. De llegase a “encontrar” alguna zona de interés las dos etapas previas serian complementadas por el siguiente condicional: 3) Completamiento y prueba inicial del pozo exploratorio y 4) construcción de facilidades de producción para las pruebas extensas de estas siempre y cuando el tercer punto sea exitoso.

2- Fracturar hidráulicamente el pozo se hará como una intervención del mismo una vez este se encuentra ya produciendo cuyo fin es el recobro secundario y aumento de reservas. En este punto se da por hecho que las etapas previas exploratorias ya se han realizado y fueron exitosas, es decir que la Perforacion inicial del pozo llevó a probar alguna zona geológica y estas pruebas llevaron a realizar pruebas extensas.

Sin embargo, el presente documento se centró en la evaluación económica del primer escenario mencionado anteriormente por las siguientes razones:

- No todas las empresas operadoras de E&P en Colombia cuentan con licencias ambientales para intervenir sus pozos productores y hacer fracturamiento hidráulico.
- Las variables a usar para la evaluación económica del segundo escenario conllevan a realizar varios supuestos y combinaciones dependiendo entre otros de: 1) la generación de energía es a gas, diésel o con petróleo crudo, 2) las facilidades de producción son rentadas, propias, mezcla entre los dos, 3) la tarifa del personal operativo en las facilidades de producción incluiría alimentación y/o alojamiento, 3) el agua

producida en la etapa de producción sería usada para inyección, para disposición final en plantas de tratamiento o una combinación entre ambas.

La evaluación de los proyectos en el sector de los hidrocarburos tiene la particularidad de suponer que las actividades exploratorias serían exitosas si el pozo a perforar es productor. A diferencia de otros proyectos financieros en donde la inversión inicial generaría unos flujos de efectivo con certeza, en el sector de los hidrocarburos estos tienen una probabilidad de ocurrencia de más o menos el 50% o menos dado que por los componentes geológicos de las cuencas de Colombia el hallazgo de petróleo y/o gas está sujeto a dos componentes básicos: 1) el estudio de las áreas de exploración de las empresas operadoras y 2) el éxito de alcanzar los objetivos de subsuelo donde se encuentra el yacimiento a probar.

Para el sector de los hidrocarburos, es usual que la valoración de los proyectos económicos asociados a la Perforación y producción de crudo y/o gas, use como tasa de descuento un valor promedio de 10% real entendiendo que es la mínima rentabilidad que los accionistas de este tipo de empresas esperan obtener cuando invierten sus recursos, sin embargo, desde la percepción de valoración de proyectos esta rentabilidad deberá ser validada más cuando para el sector:

- La probabilidad de hallazgo de hidrocarburos está limitada y alcanza un valor máximo del 50% según las características de los yacimientos en la cuenca colombiana y según la curva de aprendizaje del sector.

- Para el supuesto uno, las etapas exploratorias desde los trabajos iniciales hasta la Perforación tienen un costo que oscila entre los 3 a 10 millones de dólares dependiendo de su profundidad y diseño. De llegarse a completar el pozo su completamiento y prueba inicial puede oscilar entre los 2 a 3 millones de dólares y de llegarse a construir facilidades de producción estas pueden oscilar entre los 4 a 8 millones de dólares
- Para el supuesto dos, intervención de un pozo productor, el valor de este puede oscilar entre 3 a 6 millones de dólares bajo el riesgo que la intervención sea o no exitosa (50% de probabilidad)

Entendiendo que un proyecto de inversión sería favorable, si este se entiende netamente como la creación de valor, mas no por el valor de la rentabilidad obtenida y esperada, en el momento en que su valor resultante sea mayor que cero y bajo las consideraciones anteriormente expuestas, la tasa de descuento a usar no será la que comúnmente se usa en la evaluación de proyectos de la industria de los hidrocarburos sino el costo promedio ponderado de capital o WACC por sus siglas en inglés (figura 2) con las siguientes consideraciones:

- La tasa de descuento a usar (WACC) comprende la rentabilidad exigida por los dueños del capital y por los dueños de la deuda ponderando estos valores por la distribución en la estructura de capital.
- Dentro del valor del costo del capital se contemplan riesgos y costos que el accionista de la empresa asumirá y que serán cuantificables.

Figura 2. Valor actual de un proyecto. WACC como tasa de descuento

$$0 \leq \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + WACC)^i} \quad (2)$$

Fuente: CREG 2014

El WACC que se usará será aquel resultante de la ecuación mostrada en la figura 3. Dónde:

- **WACC:** Costo promedio ponderado de capital
- **D:** Deuda
- **E:** Equity (capital)
- **Kd:** Costo de la deuda
- **Ke:** Costo del capital
- **TAX:** tasa de impuesto vigente

Para la valoración del proyecto se usará un rolling WACC entendiendo que este puede ser cambiante de acuerdo a la estructura de deuda que la empresa operadora puede tener y la rentabilidad esperada por los accionistas que está sujeta, teniendo como variable dependiente el tiempo de duración del proyecto y el precio de referencia internacional del precio del crudo.

Figura 3. Calculo del WACC

$$WACC = \left(\frac{D}{D + E}\right) * Kd(1 - Tax) + \left(\frac{E}{E + D}\right) * Ke$$

Fuente: autor

Finalmente, para la aplicación de la tasa de descuento se seguirá el modelo de CAPM para el cálculo del costo del capital o el costo del accionista entendido este como la rentabilidad esperada por el agente. El uso de este modelo (figura 4) se sustenta en la aproximación más acertada del mismo ya que sus componentes permiten establecer el costo de oportunidad que el inversionista debería tener presente para la inversión que está realizando al estar ligado rentabilidades de mercado (R_m) y las tasas libres de riesgo (R_f)

Figura 4. Modelo CAPM

$$CAPM = R_f + (R_m - R_f)\beta$$

Fuente: autor

La aplicación de este modelo para el cálculo del K_e contempla los siguientes factores:

- **R_f**: rentabilidad dada por un activo libre de riesgo
- **R_m**: rentabilidad dada por el mercado bursátil o mercado de valores
- **Beta**: es el coeficiente que indica el nivel de riesgo de un activo con relación al mercado accionario o de valores

El valor resultante del CAPM supone que la inversión se realizará en los Estados Unidos ya que la tasa libre de riesgo son las tasas de rendimiento de los bonos del estado americano a un determinado periodo de tiempo. La diferencia entre el riesgo del mercado y la tasa libre de riesgo, conocida como el Market Risk Premium (MRP) estará también ligada a dólares americanos no solo por la tasa libre de riesgo, sino también por el coeficiente de la rentabilidad del mercado al suponer que esta estará ligada a la compra de acciones de un mercado accionario como S&P500.

Como la ejecución del proyecto se realizará en Colombia, y en términos de valoración, esta debe hacerse siendo constante y consecuente los flujos generados y la tasa de descuento, el modelo CAPM ajustado tendrá las siguientes consideraciones:

- **Rf:** rentabilidad dada por un activo libre de riesgo
- **Rm:** rentabilidad dada por el mercado bursátil o mercado de valores
- **Beta:** es el coeficiente que indica el nivel de riesgo de un activo con relación al mercado accionario o de valores
- **Alfa:** es el coeficiente que indica el nivel de exposición del activo o del proyecto al riesgo país donde se va a ejecutar
- **Rp:** corresponde a la prima exigida por un accionista de un proyecto o una empresa para invertir en un determinado activo o proyecto. Conocido como el riesgo país

Para el riesgo libre del mercado se debe “recordar que en finanzas el riesgo se define como la varianza de los retornos sobre el retorno esperado (esto es, la dispersión de los retornos). Por lo anterior, un activo libre de riesgo es aquel en el cual los retornos reales obtenidos siempre van a ser iguales al valor esperado de los mismos...un activo libre de riesgo debe tener retornos que no estén relacionados (coeficiente de correlación igual a cero) con los retornos de los activos del mercado” (De la Vega 2009)

La prima de riesgo del mercado se hace “evidente que al asumir mayor riesgo debemos exigir un retorno mayor, por lo que se debe recompensar al accionista por asumir el riesgo inherente al activo. Esto es, se debe recompensar al accionista por asumir el riesgo marginal que el activo añade a un portafolio bien diversificado” (De la Vega 2009)

“Tradicionalmente se ha definido el coeficiente Beta como la pendiente de la línea resultante de la regresión entre los retornos proporcionados por la acción que estamos analizando (o la compañía) y los retornos proporcionados por un mercado accionario general, representado por un índice accionario. Sin embargo, y a pesar de que esta forma de cálculo es matemáticamente correcta, hay una gran dificultad en su aplicación práctica debido a su pobre significancia estadística” (De la Vega 2009)

Una alternativa mejor que la regresión es la de calcular el Beta de la compañía basándose en el tipo de negocio, el nivel de apalancamiento financiero y el nivel de apalancamiento operacional (estructura de costos fijos y variables). Para esto se sugiere utilizar

para el cálculo la metodología de construcción de la Beta (Bottom Up Beta) que consiste en descomponer la Beta en los diferentes negocios independientes, aislar el apalancamiento financiero y ajustar por el apalancamiento operacional (De la Vega 2009). De esta manera el Beta a usar sería el resultante de la siguiente fórmula:

Figura 5. Cálculo del Beta

$$\beta_{desapalancado} = \frac{\beta_{apalancado}}{(1 + (1 - Tax) * \left(\frac{D}{E}\right))}$$

Fuente: De La Vega 2009

Para el cálculo de la prima de riesgo país “se calcula el spread entre el retorno de los bonos soberanos emitidos en dólares por ese país y aquel de los bonos del tesoro americano de igual maduración, lo que nos ayuda a dimensionar el riesgo de impago de los bonos soberanos del país de análisis. En la práctica uno parte de indicadores como el EMBI o los CDS 26 para un determinado bono soberano, siempre y cuando dicho bono exista y este denominado en monedas como el dólar, el euro o el yen, en las cuales hay un activo libre de riesgo contra el cual compararlo. Algunos argumentan que uno debería considerar el spread promedio sobre un periodo de tiempo determinado en lugar de utilizar el spread del momento, y esto tiene sentido solo si las características fundamentales del país de análisis no han variado durante el periodo” (De la Vega 2009)

“El coeficiente Alfa puede calcularse de manera simple como la relación entre el porcentaje de las ventas totales que son locales para la compañía y el porcentaje de las ventas totales que son locales a nivel país, el cual se puede calcular fácilmente conociendo el volumen

de exportaciones del país. Dicha relación nos dice que una compañía que está enfocada en el mercado local va a tener una exposición mucho mayor al riesgo país que una compañía exportadora, lo cual es evidente” (De la Vega 2009)

Finalmente, la ecuación del CAPM ajustada para el modelo serio:

Figura 6. Modelo CAPM ajustado

$$CAPM = Rf + (Rm - Rf)\beta + \alpha(Rp)$$

Fuente: De La Vega 2009

Entendiendo que la valoración de proyectos, incluyen variables en términos de ingresos y de costos que varían de acuerdo al tipo de estos, para la construcción de los flujos económicos de los proyectos de fracturamiento hidráulico, se tendrán en cuenta las siguientes variables (figura 7):

- **Inversión inicial:** dada en el momento cero del proyecto. En la industria de los hidrocarburos las inversiones iniciales o CAPEX están definidos dentro de un documento denominado AFE (Authority for Expenditure) el cual da a conocer el alcance del proyecto, tiempo de ejecución de este, ubicación y valores mejores estimados que incluyen costos directos, costos de personal, contingencia, overhead (dependiendo de los acuerdos de operaciones conjuntas si la compañía tiene socios en los bloques

exploratorios descritos en el JOA⁶). Para este caso la inversión inicial del proyecto puede estar dada bajo dos escenarios

- **Escenario uno**: Las operaciones de fracking se realizarán desde un principio en una zona que no ha sido intervenida anteriormente como actividad exploratoria con el fin de identificar zonas altamente potenciales para la producción de hidrocarburos. La inversión inicial estará determinada por unos trabajos iniciales abarcando topografías, elaboración de estudios ambientales, estudios sociales y estudios de seguridad, seguido por actividades de: construcción de plataformas de perforación, construcción de pozos petroleros (Perforación y completamiento de estos) y construcción de facilidades de producción (bajo el condicional que el pozo es exitoso).

- **Escenario dos**: las operaciones de fracking se realizarán en un campo ya intervenido con el objetivo de incrementar reservas y como medio de recobro. La inversión inicial estará ligada al costo del fracturamiento hidráulico (equipos y personal) asociando un riesgo de éxito de la misma. Las actividades realizadas previamente sumaran al valor inicial del proyecto, pero como un valor menor entendiendo que se ha depreciado el activo construido.

- **Ingresos**: Los ingresos son el resultado de multiplicar la producción de petróleo diaria neta luego del tratamiento del fluido producido por los

⁶ Joint Operation Agreement

precios de referencia que la empresa operadora utilice en sus negociaciones (WTI o Brent) teniendo en cuenta compensaciones o castigos de acuerdo a la propiedad y caracterización física y química del hidrocarburo a vender. La formulación de los ingresos tendrá en cuenta la conversión de unidades de gas a unidades de petróleo, entendiendo que un pozo productor está compuesto por agua, gas y crudo. Si bien el agua es usada para actividades de recobro (inyección en pozos inyectoros) o tratada químicamente en plantas especializadas esta no genera un ingreso a la empresa. De manera contraria el gas y el crudo si generan ingresos ya que pueden ser vendidos, siempre y cuando se guarden las equivalencias de producción de cada uno de los fluidos.

- **Costos:** los costos asociados para la producción de este tipo de hidrocarburos son:

- **Regalías:** entendido como un valor % de la producción diaria entregada en especie (bbls) o en dinero. Para el caso de las empresas operadoras, las regalías se contabilizan como un mayor costo de la producción entendiendo que la cantidad entregada a Ecopetrol por recursos naturales del subsuelo debió ser producida mas no es vendida

- **Precios altos:** cláusula contractual definida en el contrato de E&P suscrito entre la ANH y el operador que estipula que una vez se acumule una producción de 5.000.000 barriles de petróleo se deberá cancelar un valor que puede ser: 1) % de acuerdo a la variabilidad del precio internacional del crudo o

2) valor en USD/bbl. Su definición y aplicación está ligado al contrato firmado entre las partes

- **1% de derechos económicos:** obligación contractual suscrita con la ANH que estipula que una vez son descontadas las regalías es necesario descontar un 1% de la producción diaria para cancelar el derecho de extraer hidrocarburos. El valor es cancelado a la ANH

- **OPEX:** conocido como los “Operation Expenditures” son todos los costos asociados a la operación del campo que permite la extracción de hidrocarburos para posteriormente ser tratado y entregar estos en especificaciones químicas y físicas. Dentro de los principales costos de Operación se encuentran: nómina del personal directo de la empresa operadora encargado de supervisar las operaciones en el campo productos, costos asociados al personal que opera la facilidad de producción normalmente asociado a una empresa contratista involucrando técnicos para el mantenimiento del campo y operación del mismo, costos asociados al tratamiento de los fluidos (agua, crudo y/o gas) tales como ingenieros químicos, químicos, manejo y disposición final de aguas, residuos, transporte de carga líquida y transporte de herramientas, costos asociados a la generación eléctrica del campo incluyendo suministro de combustibles, gas propio para la generación entre otros, costos asociados a intervención de pozos que no son capitalizables y son imputados al gasto de la empresa con el fin de

incrementar reservas y costos sociales y ambientales asociados al campo de producción

En la figura 7 se presenta un esquema de la estructura de costos de un campo petrolero asociado a las cuentas del P&G dentro del PUC

Figura 7. Estructura de costos de un campo petrolero

Account	Account Description
910003	Integral Salary
910010	Bonuses
910160	Contract Operators
910260	Temporary Staff
910300	Camp, Meals And Lodging
910301	Vehicles
910302	Travel & Subsistence
910303	Communications
910304	Staff Training
910306	Field Office Expenses
910307	Vehicules Occasional
915100	Oil Treating Fees
915140	Water Disposal Fees
915170	Waste Disposal Fees
915200	Trucking - Oil
915240	Trucking - Water
915270	Trucking - Waste
915290	Trucking - Other
915300	Repairs & Maintenance
915310	Repairs and maintenance Wells
915420,	Lubricants
915430	Chemicals
915450	Fuel
915455	Fuel Gas
915470	Power Generation
915510	Testing & Analysis
915530	Small Tools & Supplies
915540	Safety Services
915550	Equipment Rentals
915560	Environmental
915700	Road & Location Maintenance
915705	Road Watering
915860	Insurance
915915	Scholarship Obligation
915920	Security
915951	Local Direct Cost Recovery
916001	Well Services
916010	Well Services Injectors
917926	Support to the development plan
917927	Cultural Heritage
917928	Community Development
917930	Income Generation
917932	Other social expenses
917935,	Community Development – Operations

Fuente: autor

- **Transporte de crudo:** costo asociado al transporte por galón desde un campo a una estación de recibido en carretera, normalmente hecho en tracto camiones

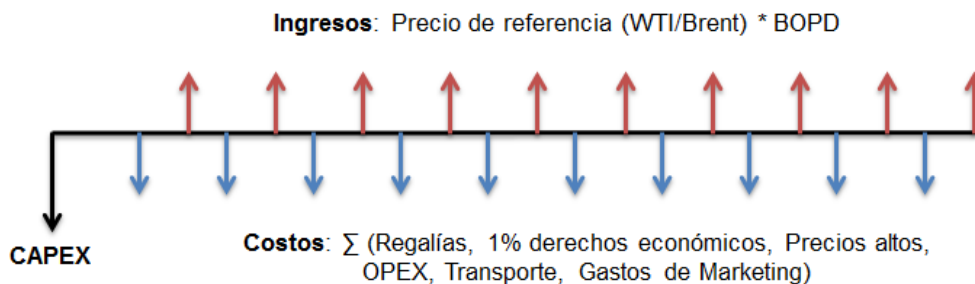
de dos a tres ejes con un mínimo de cargue de 190 y 210 barriles respectivamente y un máximo de 210 y 230 respectivamente teniendo en cuenta la gravedad API del hidrocarburo. El cobro hecho por las empresas transportadoras es realizado por galón teniendo en cuenta que un barril de petróleo está compuesto por 42 galones

Para el análisis realizado, se asume que el transporte se hará del modo descrito anteriormente ya que si bien otro medio de transporte usado es por medio de oleoductos o poliductos las empresas que cuentan con permisos de elaboración de perforaciones por medio del fracturamiento hidráulico no cuentan con esta infraestructura en sus campos petroleros

- **Gastos de marketing:** costo asociado a la comercialización del crudo en los que la empresa operadora incurre como lo son los gastos de pipeline (transporte del hidrocarburo en los oleoductos propiedad de las empresas que compran este) y otros costos asociados que son del orden de \$1-\$2 USD/bbl.

Los ingresos y costos están condicionados si la operación del fracturamiento hidráulico es exitosa, de lo contrario se incurriría en una inversión que debe ser subsanada por parte de otras fuentes de ingreso. Si el proyecto es exitoso el periodo de tiempo de evaluación de este estará ligado al potencial del yacimiento y las curvas de declinación del mismo entendiendo que en la medida en que pasa el tiempo la producción de petróleo decae y/o el comportamiento de los precios por barril. Ambas llevan en algún punto en que los costos son superiores a los ingresos.

Figura 8. Flujos de efectivo de proyectos petroleros



Fuente: autor

Para la evaluación ambiental de proyectos se usará una metodología que determina la mejor manera de evaluar estos teniendo en cuenta el medio físico del medio ambiente y el medio socio económico, para ello (figura 9) se puede evaluar factores como aire, agua, suelo, clima, geología, fauna, flora, economía, infraestructura y patrimonio cultural inmersos en las zonas de influencia de los proyectos exploratorios con el fin de cuantificar el impacto ambiental de los mismos en el periodo de tiempo que este se encuentre en operación e inclusive durante un periodo de tiempo mucho más extenso entendiendo que las repercusiones ambientales pueden tomar periodos largos de tiempo

Figura 9. Modelos de evaluación de impacto ambiental

Tabla 1. Estructura del medio ambiente

	Sistemas ambientales	Subsistemas ambientales	Factores ambientales
Medio ambiente	Medio Físico	Medio inerte	Aire Agua Suelo Clima Geología y Geomorfología
		Medio biótico	Fauna Equilibrio ecológico Flora y vegetación
		Medio perceptual	Paisaje
	Medio Socioeconómico	Medio económico	Economía Población Infraestructura Uso del Suelo
		Medio sociocultural	Patrimonio social y cultural

Fuente: Oca-Perez y Rosario-Ferrer 2014

Para la evaluación social de los proyectos se usará una metodología elaborada por la CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) mostrada en la figura 10 que lleva a valor presente los costos sociales y beneficios desde un periodo T usando una tasa de descuento social inducida por la comunidad existente en la zona de influencia de los proyectos

Figura 10. Valoración de proyectos sociales

$$VAN = \sum_t \frac{BD_t - CD_t + BN(EI)_t + BN(EXT)_t}{(1 + r)^t}$$

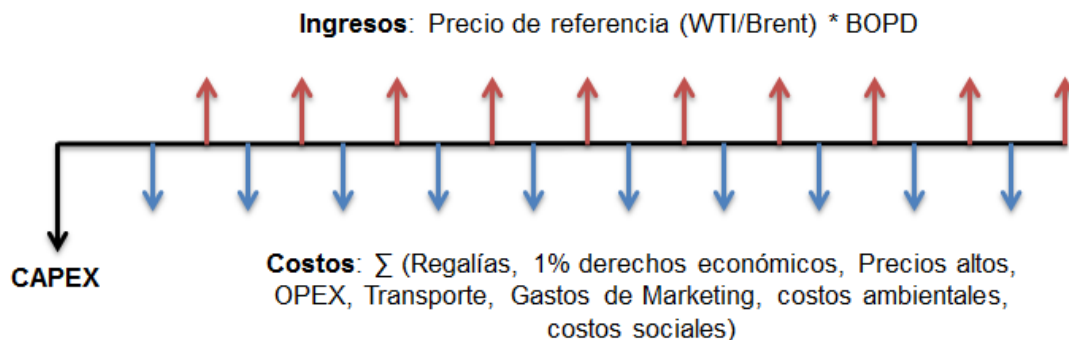
Fuente: Nerina 2011

Donde

- **BD**: valor percibido por la comunidad
- **CD**: Costo percibido por la comunidad
- **BN (EI)**: valor de los beneficios netos teniendo en cuenta costos indirectos
- **BN (EXT)**: Valor de los beneficios netos teniendo en cuenta externalidades positivas
- **R**: Tasa social de descuento. Costo de oportunidad de la comunidad

Teniendo en cuenta lo enunciado en las figuras 9 y 10, el objetivo final es de complementar el modelo mostrado en la figura 8 incluyendo costos sociales y ambientales en los proyectos de fracturamiento hidráulico con el fin de evaluar si estos son rentables o no en la vida de los mismos (Figura 11)

Figura 11. Flujos de efectivo de proyectos petroleros. Variables sociales y ambientales



Fuente: autor

Finalmente, teniendo en cuenta la teoría de valoración de empresa, el valor del capital o del accionista estará ligado al valor de la empresa menos su valor de mercado. En el caso del presente documento la valoración del proyecto tendrá en cuenta el valor de la deuda y el valor del accionista, es decir que su valor final del descuento de los flujos de efectivo usando como tasa de descuento la tasa WACC calculada para que periodo tendrá en cuenta la estructura de deuda de esta y la rentabilidad exigida del accionista entendiendo que este tipo de actividad le generará valor a la empresa la cual se encuentra compuesta por capital y por deuda.

Las operaciones en el sector de los hidrocarburos, a hoy, sin tener en cuenta, asociaciones de riesgo compartido que anteriormente se presentaban entre Ecopetrol y otras empresas dedicadas a actividades de E&P pueden ser de dos tipos: 1) operación sin socios y 2) operación con socios. Para la primera actividad el único y más importante acuerdo legal existente es el contrato de operaciones suscrito entre la empresa y la ANH, para el segundo caso además

del contrato E&P suscrito, se encuentra el acuerdo de operación conjunta (JOA por sus siglas en ingles) en donde se determina que empresa será la operadora del bloque exploratorio y cual empresa o cuales empresas serán socias de esta bajo un % de participación. La valoración de los proyectos de fracturamiento hidráulico que se realicen en el presente documento además de no tener en cuenta el valor de rentabilidad de los accionistas, no discriminará el valor de los socios de la operación entendiéndose que: 1) si el proyecto es viable el socio tendrá ganancias en cuanto producción y ventas y 2) si el proyecto no es viable la empresa operadora le está favoreciendo sus flujos de caja al no destruirle valor.

4. Metodología

Para el presente documento de investigación se aplicará la siguiente metodología de trabajo:

Revisión de la bibliografía complementaria para el análisis de proyectos de fracturamiento hidráulico en donde se analiza el marco regulatorio y contractual de las actividades de Exploracion y producción en Colombia entendiéndose que este es un motor que impulsa la inversión extranjera directa en Colombia pues a hoy es una actividad flexible una vez la ANH se crea a principios del siglo XXI y Ecopetrol deja de ser “juez y parte” en la suscripción de este tipo de contratos.

Análisis y entendimiento de la determinación de los precios internacionales del petróleo como el WTI y el Brent, entendiendo sus importancias en las principales transacciones de futuros y commodities en el mundo por un petróleo producido en Texas, Estados Unidos, y en el mar del Norte, Noruega.

Revisión y análisis de curvas de declinación de la producción de campos petroleros con el fin de ententes su comportamiento y el impacto de estas en la valoración de las actividades que se van a desarrollar siendo uno de los principales insumos para la generación de ingresos de la empresa al multiplicar el valor promedio y/o esperado de producción diaria por los precios de venta negociados entre vendedor (operador) y comprador

Determinación de los impactos sociales y ambientales de los proyectos de fracturamiento hidráulico por medio de la revisión de planes de manejo ambiental (PMA) e estudios de impacto ambiental (EIA) y entrevistas a personal calificado en estas áreas entendiendo de manera mucho más concreta las repercusiones que este tipo de actividades generan en las zonas de influencia de cada uno de los proyectos.

Para la modelación financiera de flujos de efectivo de campos petroleros se incluyen las siguientes variables:

- **Inversión inicial:** CAPEX en el momento cero del proyecto bien sea este en una nueva zona de influencia o en un campo ya operado con anterioridad con el fin de explorar yacimientos no convencionales o como actividad de recuperación secundaria (factor de recobro)

- **Riesgo:** asociados a: éxito de la inversión inicial (pozo exitoso)

- **Curvas de declinación:** pronóstico de producción de un campo petrolero activo o nuevo el cual será dado siempre y cuando la operación de fracturamiento hidráulico es exitosa

- **Precios de referencia:** modelación del comportamiento de los precios de referencia internacionales puede ser WIT o Brent

- **Ingresos** determinados por un precio de referencia y una producción diaria de petróleo

- **Costo de regalías:** determinado por un % que es entregado al gobierno de acuerdo a la normatividad vigente y a la producción diaria

- **Costo de 1%:** % de descuento por obligación contractual adquirida con la ANH

- **Costo de precios altos:** costo adicional activado una vez la producción acumulada alcance un tope de 5.000.000 de barriles

- **Costos de Operación (OPEX):** Costos de operación de un campo petrolero que incluye renta de equipos, personal de operación, energía, alimentación entre otros

- **Costos de transporte:** Costo asociado al transporte de un barril de 42 galones de petróleo desde un campo petrolero a una estación de recibido

- **Costos de marketing:** costos adicionales de mercadeo del petróleo como oleoducto

- **Costos ambientales:** costos ambientales incurridos por las operaciones de producción de petróleo y de fracturamiento hidráulico

- **Costos sociales:** costos sociales ligados a las operaciones de producción de petróleo y fracturamiento hidráulico

- **WACC:** como tasa de descuento a usar en la valoración de los proyectos de fracturamiento hidráulico teniendo en cuenta estructura de capital, costo de deuda y costo de capital descritos anteriormente

Para cada una las variables involucradas en el modelo financiero de evaluación de proyectos se hicieron las siguientes actividades:

1. Revisión de los principales insumos y herramientas necesarios en los proyectos de fracturamiento hidráulico cuya sumatoria es el valor total de inversión inicial a realizar.

2. Determinación de los precios futuros del WTI y/o Brent por medio de muestras de Bloomberg o indicadores internacionales como las bases de datos del EIA (Energy International Agency).

3. Determinación de curvas de producción y declinación (mejor aproximado) si las actividades de fracturamiento hidráulico con exitosas. Consecución y validación de los riesgos asociados a este tipo de operación que en la industria varían de acuerdo a la zona geológica en donde se realizará la operación

4. Modelación de costos de operaciones (OPEX) de un campo petrolero estándar para cualquier tipo de operación de producción. Se tomará como base información de empresas del sector de E&P, pero sus valores estarán alineados a la producción estimada resultante del párrafo anterior.

5. Revisión y cuantificación de los costos sociales y ambientales de los proyectos de fracturamiento hidráulico en las zonas de influencia. Inicialmente estos serán aquellos previstos en la cuenca de los Llanos Orientales, más específicamente en el departamento del Casanare los cuales pueden ser sobrepuestos a las demás cuencas del país, específicamente las del valle medio y el Catatumbo.

6. Identificación de las principales necesidades de infraestructura para la optimización del transporte y los costos asociados a este que permita reducir este rubro

dentro de la modelación financiera a realizar entendiendo que el transporte dentro de la estructura de costos está entre el 50%-60%

7. Análisis del impacto económico de los proyectos de fracturamiento hidráulico en Colombia entendiendo estos no solo como la posibilidad de incrementar la producción y por ende las ventas de empresas operadoras sino también como sus repercusiones en el entorno petrolero nacional cuyos fines últimos son el aumento de reservas y producción agregada nacional entre otros.

Una vez analizada cada fuente de información, y validar cada una de estas en el modelo financiero y económico se finalizó el presente documento mostrando los principales análisis hechos y las conclusiones bajo un análisis empírico y teórico de este nuevo tipo de actividades petrolera exploratoria en Colombia

SEGUNDA PARTE

Economía petrolera internacional

5. Economía petrolera global

Hacia mediados del siglo XVIII el ser humano identificó la manera en que es posible mejorar su calidad de vida por medio del uso de herramientas que él mismo es capaz de construir. La revolución industrial demostró ante el mundo que lo que cientos de hombres podían hacer en un día, podía ser reemplazado por una máquina que con cierta cantidad de energía es capaz de realizar en un periodo de tiempo mucho más corto todo aquello que antes era hecho netamente por uno o varios hombres.

La capacidad que la materia tiene para poder producir trabajo bien sea luz, forma y/o movimiento es la definición básica de energía. Se entendería entonces que el fuego y el carbón serían las principales materias primas para la generación de energía. Ahora bien, tras la evolución del ser humano, teniendo como referencia la revolución industrial, llevaría a la evolución de las diferentes fuentes de energía necesarias para suplir, de una u otra manera, sus necesidades básicas, bien sea alimentos, transporte, educación e incluso, relaciones interpersonales

“Una de las principales fuentes de energía existente en el mundo es el petróleo, del griego “Aceite de roca”, lo cual es una mezcla de compuestos orgánicos” (Recuperado de wikipedia 2017). “El petróleo se origina de una materia prima formada principalmente por detrito de organismos vivos acuáticos, vegetales y animales, que viven en los mares, las lagunas o las desembocaduras de los ríos, en las cercanías del mar. El petróleo se encuentra únicamente en los medios de origen sedimentario. La materia orgánica se deposita y se va cubriendo por sedimentos; al quedar cada vez a mayor profundidad, se transforma en hidrocarburos, proceso

que, según las recientes teorías, es una degradación producida por bacterias aerobias primero y anaerobias luego. Estas reacciones desprenden oxígeno, nitrógeno y azufre, que forma parte de los compuestos volátiles de los hidrocarburos. A medida que los sedimentos se hacen compactos por efectos de presión, se forma la "roca madre". Posteriormente, por fenómenos de "migración", el petróleo pasa a impregnar arenas o rocas más porosas y más permeables (areniscas, calizas fisuradas, dolomías), llamadas "rocas almacén", y en las cuales el petróleo se concentra, y permanece en ellas si encuentra alguna trampa que impida la migración hasta la superficie donde se oxida y volatiliza" (recuperado de petroleosmq 2017).

“El petróleo es un líquido oleoso bituminoso (color oscuro) de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas (es una mezcla de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno). También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente "crudo". Aunque se trata de un líquido aceitoso de color oscuro, es considerado una roca sedimentaria. En una mezcla muy compleja de composición variable, de hidrocarburos de muchos puntos de ebullición y estados sólido, líquido y gaseoso, que se disuelven unos en otros para formar una solución de viscosidad variable

La industria petrolera clasifica el petróleo crudo según su lugar de origen (p.e. "West Texas Intermediate" o "Brent") y también con base a su densidad o gravedad API (ligero, medio, pesado, extra pesado); los refinadores también lo clasifican como "crudo dulce", que significa que contiene relativamente poco azufre, o "ácido", que contiene mayores cantidades de azufre y, por lo tanto, se necesitarán más operaciones de refinamiento para cumplir las especificaciones actuales de los productos refinados

Relacionándolo con su gravedad API el American Petroleum Institute clasifica el petróleo en "liviano", "mediano", "pesado" y "extrapesado":

- **Crudo liviano o ligero:** tiene gravedades API mayores a 31,1 °API
- **Crudo medio o mediano:** tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- **Crudo pesado:** tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- **Crudo extra pesado:** gravedades API menores a 10 °API.

Desde la antigüedad el petróleo aparecía de forma natural en ciertas regiones terrestres como son los países de Oriente Medio. Hace 6000 años en Asiria y en Babilonia se usaba para pegar ladrillos y piedras, en medicina y en el calafateo de embarcaciones; en Egipto, para engrasar pieles; las culturas precolombinas de México exactamente en Talpa de allende pintaron esculturas con él; y los chinos ya lo utilizaban como combustible.

La primera destilación de petróleo se atribuye al sabio árabe de origen persa Al-Razi en el siglo IX, inventor del alambique, con el cual obtenía queroseno y otros destilados, para usos médicos y militares. Los árabes a través del Califato de Córdoba, actual España, difundieron estas técnicas por toda Europa.

Durante la Edad Media continuó usándose únicamente con fines curativos. En el siglo XVIII y gracias a los trabajos de G. A. Hirn, empiezan a perfeccionarse los métodos de refinado, obteniéndose productos derivados que se utilizarán principalmente para el engrasado de máquinas.

En el siglo XIX se logran obtener aceites fluidos que empezaran pronto a usarse para el alumbrado. En 1846 el canadiense A. Gesnerse obtuvo queroseno, lo que incrementó la importancia del petróleo aplicado al alumbrado. En 1859 Edwin Drake perforó el primer pozo de petróleo en Pensilvania.

La aparición de los motores de combustión interna abrió nuevas e importantes perspectivas en la utilización del petróleo, sobre todo en uno de los productos derivados, la gasolina, que hasta entonces había sido desechada por completo al no encontrarle ninguna aplicación práctica.

El 14 de septiembre de 1960 en Bagdad, (Irak) se constituye la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), fundada por el Ministro de Energías venezolano Juan Pablo Pérez Alfonso, junto con un grupo de ministros árabes. Derivado de la crisis del petróleo de 1973 y como respuesta a la OPEP, en 1974 la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico OCDE, crea la Agencia Internacional de Energía o AIE, con el objetivo de que los países consumidores de crudo coordinaran las medidas necesarias para asegurar el abastecimiento del petróleo.” (recuperado de Wikipedia 2017)

En la figura 12 se presentan los principales países productores de petróleo en la economía global

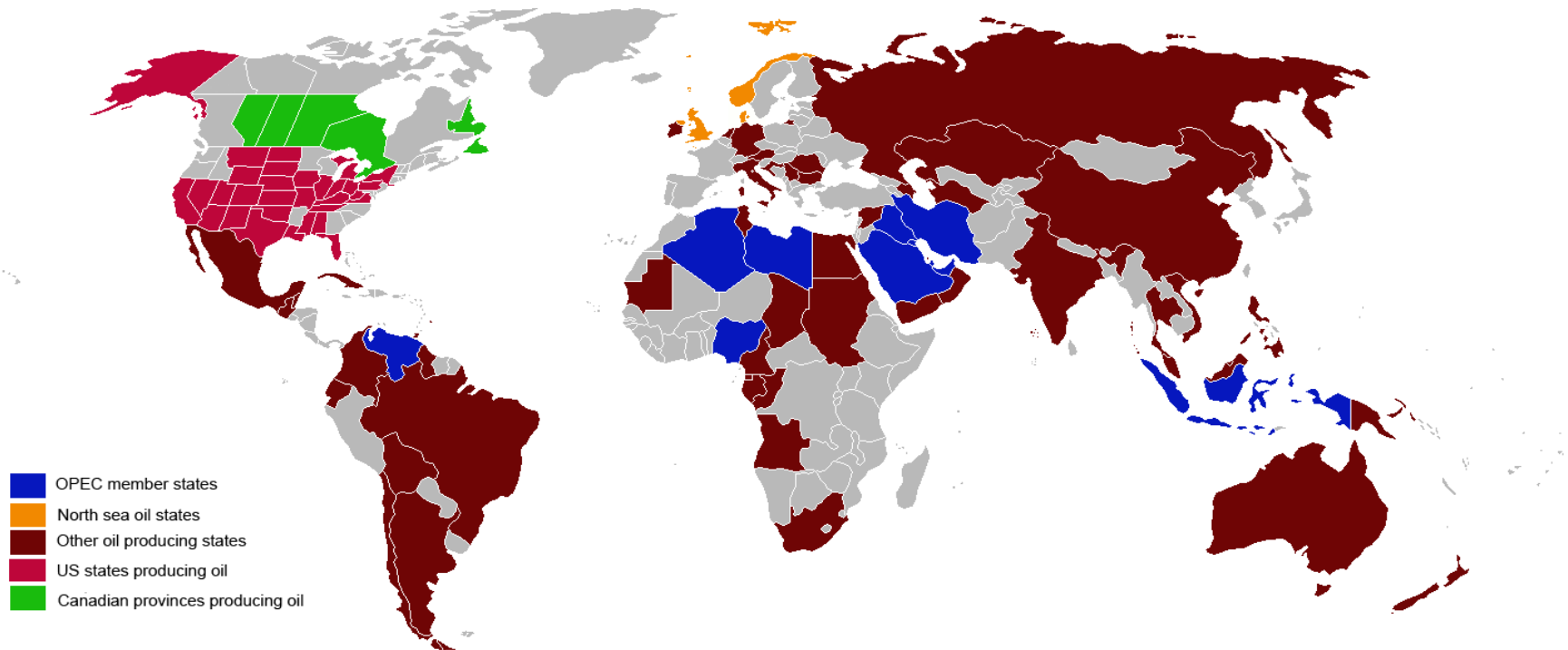
La cadena de producción del petróleo crudo se divide en tres actividades, como se muestre en la figura 13 estas son el upstream, midstream y downstream.

- **Upstream:** este tipo de actividades se centran en todo lo relacionado con la exploración y producción de hidrocarburos. Básicamente las empresas dedicadas a este tipo de actividades centran sus operaciones en la Perforacion y producción de hidrocarburos (petróleo y/o gas) y su alcance llega a la entrega de estos en puntos específicos.

- **Midstream:** las empresas que se dedican a este tipo de actividades son empresas que transportan el hidrocarburo, bien sea por medio de transporte terrestre (camiones), marítimos y/o oleoductos, gasoductos o poliductos (combinación entre los dos primeros) para una posterior refinación y transformar el hidrocarburo en productos como químicos, gasolinas, plásticos, lubricantes entre otros.

- **Downstream:** las empresas dedicadas a este tipo de actividades centran sus operaciones en la comercialización y venta de los productos derivados del petróleo transformados en las refinerías para que el consumidor final emplee estos ante las necesidades que desea suplir.

Figura 12. Principales países productores de Petróleo



Fuente: <https://es.wikipedia.org>

Figura 13. Principales países productores de Petróleo



Fuente: <https://es.wikipedia.org>

Las tres etapas mencionadas anteriormente no son excluyentes, es decir, una empresa puede dedicarse a una, dos o las tres etapas. Para el caso internacional, empresas como Exxon Mobil realizan cada una de estas actividades. Para el caso nacional, Ecopetrol realiza de manera similar este tipo de operaciones

Las operaciones de fracturamiento hidráulico se realizan en las actividades de upstream. En este tipo de actividades se presentan las siguientes operaciones como lo muestra la figura 14.

Figura 14. Principales países productores de Petróleo



Fuente: <https://es.wikipedia.org>

A manera general cada una de estas abarca:

- Se realiza una negociación de contratos para actividades de exploración y producción (E&P) normalmente este tipo de actividades son negociados entre el gobierno y la empresa que realizará este tipo de actividades con el compromiso de darle al primero alguna retribución, bien sea en dinero o en especie, por el uso del subsuelo en este tipo de actividades. El marco regulatorio de contratación hoy es flexible ya que la empresa puede desistir de seguir explorando la zona geográfica dada cuando considera que ya esta no cuenta con más recursos para explotar. Normalmente este tipo de negociaciones se realiza entre entes públicos y privados, aunque también puede darse entre agentes privados, es decir, dos empresas pueden acordar la compra y venta de zonas geográficas dependiendo del interés geológico que una de estas tenga. Al momento de cerrar estas

negociaciones (farm in y farm out⁷) la compañía que adquiere el interés empieza a tener una relación directa con el estado o ente regulador.

- Seguido de las actividades de negociación, se realizan actividades sísmicas.

Generalmente las empresas operadoras no realizan de manera directa este tipo de actividades, subcontratan con empresas especializadas la ejecución de actividades exploratorias sísmicas, este tipo de exploración “es un método Geofísico que permite determinar en profundidad la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas o capas de la tierra, mediante la detección de ondas acústicas, producidas por una fuente artificial (martillo, vibro, sismigel, etc.), propagadas a través del subsuelo según la elasticidad de las capas, que se detectan en la superficie tras reflejarse o refractarse usando sensores (geófonos)” (recuperado de exploracionsismica 2017)

- Una vez se realizan las actividades exploratorias sísmicas, los resultados obtenidos son interpretados por las áreas de geología y geofísica de las empresas operadoras con el fin de identificar posibles prospectos para poder ser perforados. Se identifican coordenadas de superficie y de subsuelo con el fin de adelantar estudios ambientales para identificar la viabilidad de los proyectos. Una vez se cuenta con una viabilidad favorable se inician actividades de construcción de obras civiles (plataforma y vía de acceso) con el objetivo de ingresar un taladro de perforación e iniciar la construcción de un pozo petrolero. La construcción de un pozo petrolero conlleva dos etapas: 1) perforación y 2) completamiento. La primera

⁷ Actividades en donde se ofrece y se compra respectivamente bloques para actividades de E&P

etapa “abre” el hueco en el subsuelo y reviste este con tubería. La segunda etapa reviste nuevamente el pozo con tubería de producción, “cañonea” según el punto de intereses e instala todos los equipos necesarios para la extracción del hidrocarburo. En una etapa no mayor a una semana se prueba el pozo con el fin de identificar si este es un nuevo descubrimiento. De contar con un pozo exitoso se construyen las facilidades de producción para iniciar lo que se conoce como “pruebas extensas” En esta etapa el hidrocarburo puede ser comercializado siguiendo los lineamientos estipulados en los acuerdos de E&P firmados

- En la medida en que se van avanzando con las pruebas extensas del campo productor, el yacimiento encontrado puede irse desarrollando, es decir, se perforan en un perímetro no muy lejano diferentes tipos de pozos con el fin de identificar la extensión del yacimiento e incrementar la producción de fluidos del campo para que sea transportado y entregado bajo especificaciones a empresas del sector Midstream y así iniciar actividades de refinación y comercialización de productos derivados del petróleo .

Siendo el petróleo, a hoy, una de las más, o la más importante fuente de energía, para el año 2015 existe un total de 1697, 6 miles de millones de barriles como reservas probadas en el mundo. La figura 15 da a conocer la evolución de la cantidad de millones de barriles de reservas para los años 1995, 2005 y 2015.

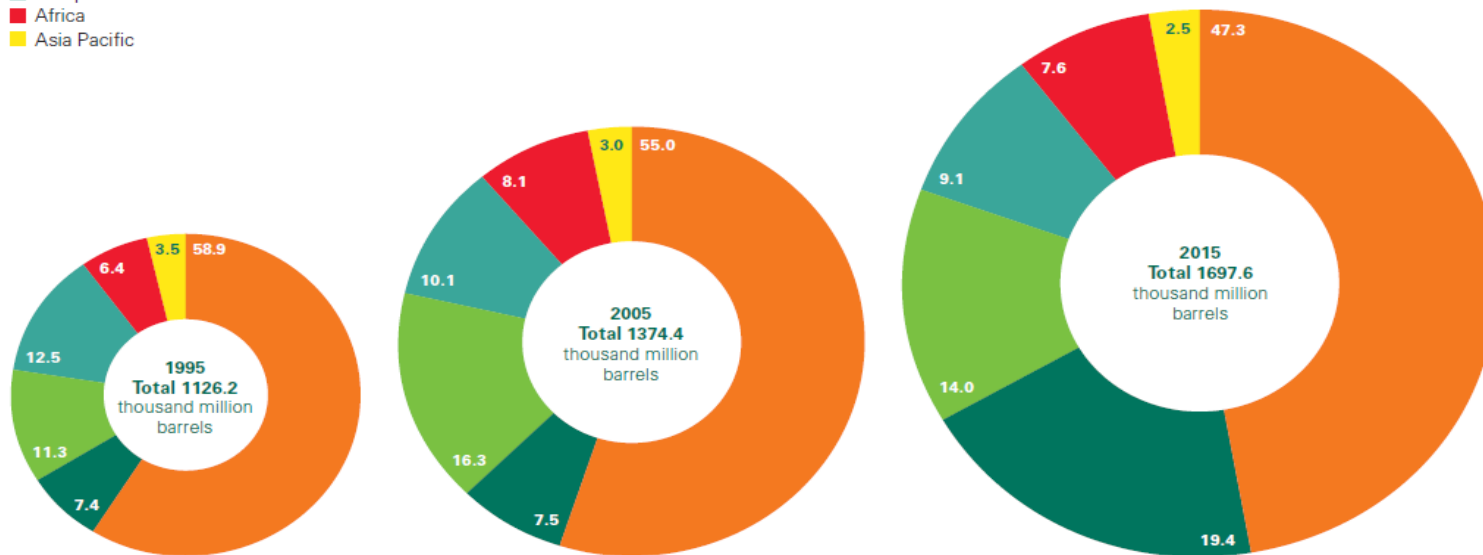
Oriente medio es el principal productor de petróleo crudo en el mundo y Asia es el principal consumidor de este. Los Estados Unidos a hoy es también uno de los principales productores logrando el auto abastecerse figura 15 y figura 16 respectivamente.

Dos de las principales razones para la reducción de los precios internacionales del petróleo desde el año 2015 (figura 17)

Figura 15. Distribución de reservas probadas de petróleo

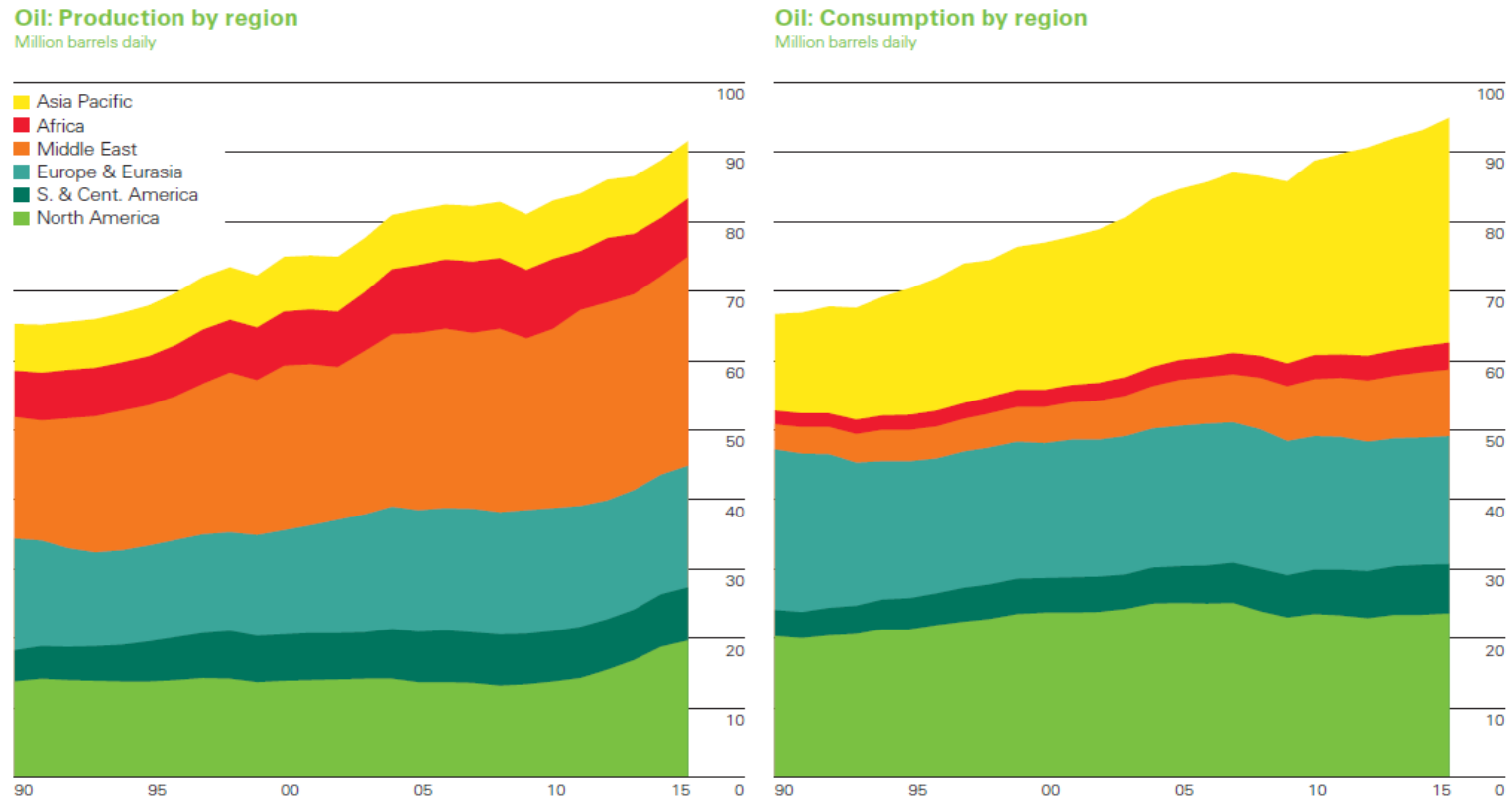
Distribution of proved reserves in 1995, 2005 and 2015
Percentage

- Middle East
- S. & Cent. America
- North America
- Europe & Eurasia
- Africa
- Asia Pacific



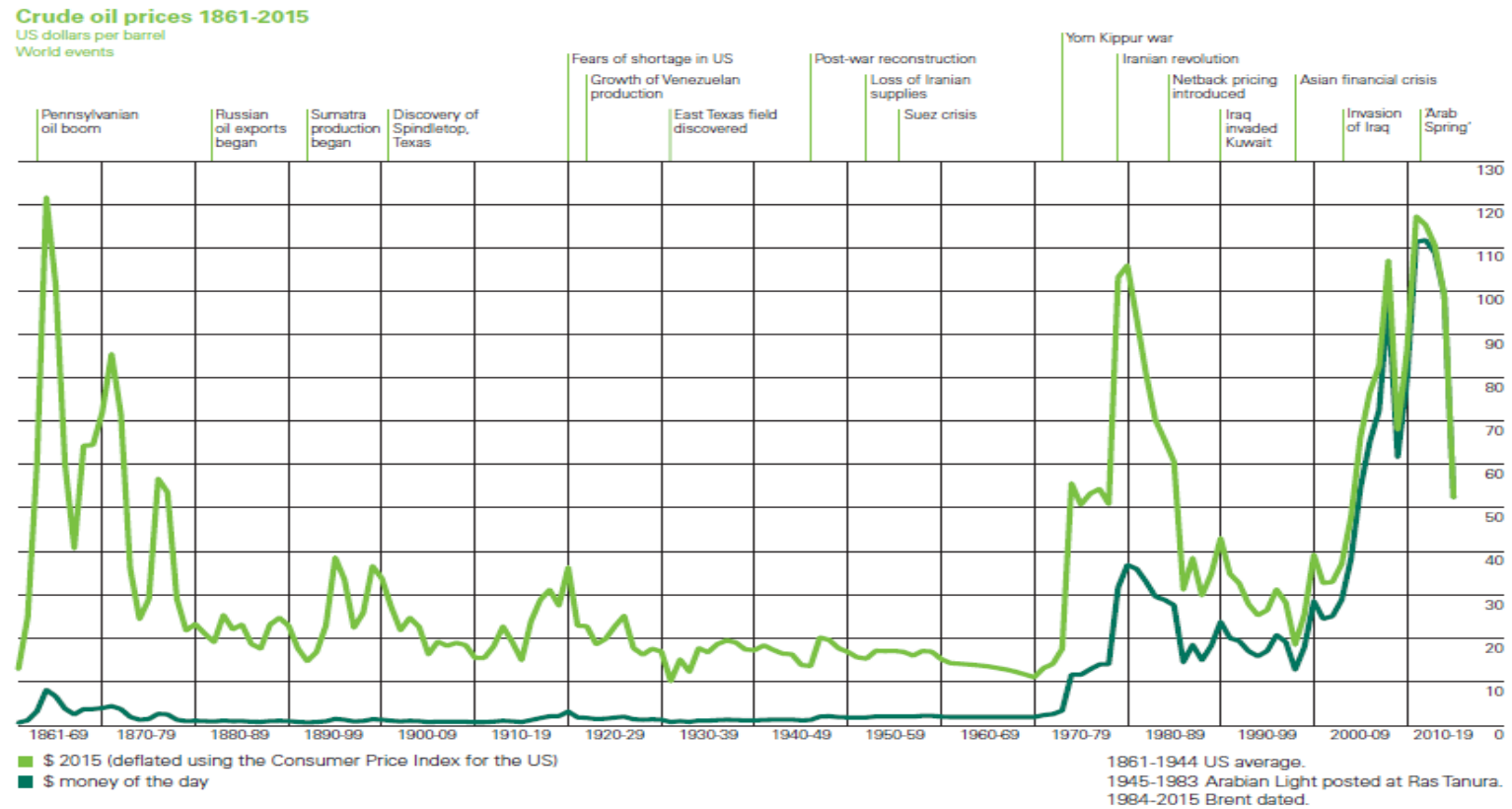
Fuente: BP Statistical Review 2016

Figura 16. Producción y consumo de petróleo



Fuente: BP Statistical Review 2016

Figura 17. Comportamiento de los precios internacionales



Fuente: BP Statistial Review 2016

Si bien el petróleo es una de las principales fuentes de energía, este “tiene el problema de ser insoluble en agua y, por lo tanto, difícil de limpiar. Además, la combustión de sus derivados produce productos residuales: partículas, CO₂, SO_x (óxidos de azufre), NO_x (óxidos nitrosos), etc.

En general, los derrames de hidrocarburos afectan profundamente a la fauna y vida del lugar, razón por la cual la industria petrolera mundial debe cumplir normas y procedimientos estrictos en materia de protección ambiental.

Casi la mitad del petróleo y derivados industriales que se vierten en el mar, son residuos que vuelcan las ciudades costeras. El mar es empleado como un accesible y barato depósito de sustancias contaminantes.

Otros derrames se deben a accidentes que sufren los grandes barcos contenedores de petróleo, que por negligencia transportan el combustible en condiciones inadecuadas.

De cualquier manera, los derrames de petróleo representan una de las mayores causas de la contaminación oceánica. Ocasionalmente ocasionan gran mortandad de aves acuáticas, peces y otros seres vivos de los océanos, alterando el equilibrio del ecosistema. En las zonas afectadas, se vuelven imposibles la pesca, la navegación y el aprovechamiento de las playas con fines recreativos” (recuperado de Wikipedia 2017).

Para el caso internacional y nacional la exploración y producción de petróleo debe ser una actividad regulada en temas sociales y ambientales. Si bien el desarrollo de esta industria es más avanzado en los principales países del mundo, para el

caso colombiano, como se verá a continuación, su historia data desde los inicios del siglo

XX

TERCERA PARTE

Economía petrolera nacional

6. Economía petrolera en Colombia

El inicio de la historia del petróleo, estaría dada por la perforación hecha por el coronel Drake a mediados del siglo XIX, aunque haya data de la presencia y/o uso de esta fuente de energía en historia religiosa o costumbres chinas. Para el caso colombiano la presencia del denominado “oro negro” se remite a la conquista del país por Gonzalo Jiménez de Quesada, que en su recorrido y fundación de Santafé de Bogotá reporta algunos afloramientos de petróleo por el “Valle Medio del Rio Magdalena llamándola Las Infantas en honor a las dos princesas de España” (recuperado de breve_historia_petrolera_colombia abril de 2017)

Antes de los “hallazgos” de Jiménez de Quesada, indígenas de Colombia utilizaban el petróleo para fines energéticos y medicinales. “Para finales del siglo XIX, en el año 1883, se perforó cerca de Barranquilla, el primer pozo de petróleo denominado “Tubará”, por dos líderes en exploración: Manuel María Palacio y Diego López, asesorados por el geólogo Luis Stiffler, que perforaron un pozo que llegó a producir 50 barriles por día...Por la misma época, se construyó y se puso en marcha, en el año 1909, la primera refinería, Cartagena Oil Refining Co., para procesar crudo importado y con una capacidad de 400 barriles por día” (recuperado de breve_historia_petrolera_colombia abril de 2017)

Por legislación colombiana, remitiéndonos desde el año 1886 hasta el año 1991 con la Asamblea Nacional Constituyente la cual modificó la ley nacional, todo lo que es parte del suelo y aquello que se encuentran en el subsuelo del territorio es propiedad del gobierno y no del dueño del terreno salvo algunos casos en los cuales los dueños de estos tuvieran cédulas reales expedidas en su momento por la corona española los cuales se

encontraban eximidos de aquella “obligación” como consecuencia de lo anterior, es el estado el único ente para autorizar contratos de exploración, el primer modelo de contratación el cual fue denominado “Concesiones” se adjudicó a finales del siglo XIX a quien fuera el autor de la obra “La María”, Jorge Isaacs, quien en su búsqueda de carbón encontró petróleo.

“Sin embargo, el inicio de una explotación petrolera formal se hizo en la conocida Concesión de Mares, firmada por el señor Roberto de Mares, el 28 de noviembre de 1905, en representación de una filial de la Standard Oil, en el Valle Medio del Río Magdalena, en las inmediaciones de afloramientos de petróleo descubiertos en la hoy llamada Barrancabermeja” (recuperado de [breve_historia_petrolera_colombia](#) abril de 2017)

De manera similar se “firmó con el General Virgilio Barco Martínez, en las cercanías de la frontera con Venezuela en el Catatumbo un nuevo contrato de concesiones...Para el año 1924 se habían perforado 17 pozos productores en el Campo Infantas, y paralelamente se descubrió la estructura de La Cira, cuyo primer pozo se perforó en 1926. La actividad petrolera en el país se incrementó considerablemente y trajo como consecuencia el descubrimiento de campos como Casabe, Velásquez, Tibú, Llanito...Las características fundamentales del Contrato de Concesión eran de una duración de 50 años, al término de los cuales, todos los bienes e instalaciones del concesionario revertían al Estado; los gastos e inversiones eran por cuenta del concesionario, y en contraprestación el país recibía una regalía correspondiente a aproximadamente de 11 % de la producción.

Como consecuencia de esta reversión, el Gobierno Colombiano creó, el 25 de agosto de 1951, para hacerse cargo de estas instalaciones, la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol” (recuperado de [breve_historia_petrolera_colombia](#) abril de 2017)

Para el año de 1969, específicamente “el 22 de septiembre el Gobierno Colombiano promulgó la ley 20, que sirvió de base para que el Contrato de Asociación sustituyera el régimen de Concesiones vigente. Para el año 1955, Ecopetrol había firmado con la Cities Service Petroleum Corp. como operador; un contrato de Operación Conjunta, en el Área de Las Monas, aledaña a la Concesión de Mares, con el reparto de la producción 50-50 % después de regalías. Ecopetrol participaría en la operación una vez el descubrimiento fuera declarado comercial, y contribuiría con el 50% de las inversiones de desarrollo.

A partir de 1970, todos los Contratos firmados por Ecopetrol, sobre las áreas asignadas a la empresa por el Ministerio de Minas y Petróleos, eran Contratos de Asociación, amparados por la Ley 20 de 1969. Los términos de estos contratos eran:

- Una vigencia de 27 años prorrogables (5 años en el periodo de exploración, y 22 años en la etapa de producción).
- El valor de la regalía se aumentó del 11.5% a un 20%.
- Distribución de la producción (20% regalías, 40% asociado, y 40% Ecopetrol), y

- El manejo del contrato en una administración conjunta entre el Asociado y Ecopetrol.

Estas condiciones llevaron inicialmente a resultados positivos, con una actividad exploratoria que llevó a perforar 73 pozos A3⁸ en el año 1988 y al descubrimiento de campos gigantes como Caño Limón en 1983 y el de Cusiana-Cupiagua con menos de 10 años de diferencia y de los bienvenidos campos de gas en la plataforma del mar Caribe. Sin embargo, algunas modificaciones posteriores, como regalías escalonadas relacionadas con los niveles de producción (Figura 18), el factor “R”⁹ (Figura 19), y la alta declinación natural de estos yacimientos y la ausencia de nuevos descubrimientos, desestimularon la inversión y llevaron la exploración a los niveles más bajos en la historia petrolera del país, con solo 8 pozos en 1993, lo que representaba el fin, en un futuro muy cercano, de la autosuficiencia”

⁸ Se entiende como pozo A3 un pozo que ha sido perforado en estructuras geológicas no exploradas anteriormente

⁹ Esquema en el cual el asociado puede ceder participación solo cuando este haya recuperado inversiones y costos en los primeros años de vida del proyecto

Figura 18. Esquema de regalías escalonadas¹⁰

Produccion acumulada hasta (Millones de barriles)	% despues de regalias	
	Ecopetrol	Asociado
60	50	50
90	55	45
120	60	40
150	65	35
>150	70	30

Figura 19. Esquema R¹¹

$$\text{Participación del Asociado} = \frac{50\%}{\text{Factor } R} = \frac{50\%}{\max\left\{1, \min\left\{\frac{IAA}{EAA}, 2\right\}\right\}}$$

Ante estas circunstancias, en el año 2003 se realizó un cambio trascendental en la estructura petrolífera de Colombia con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH – bajo el decreto 1760 de 2003). Con este decreto se transformó a Ecopetrol en una empresa comercial del Estado con dedicación exclusiva a las actividades integradas de la industria petrolera (exploración, perforación, producción, transporte, refinación y comercialización), lo que le permitiría competir en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

¹⁰ Tomado de http://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/11445/1348/1/Repor_Agosto_1996_Fedesarrollo.pdf

¹¹ IAA corresponde a los ingresos acumulados del asociado y el EAA equivale a los egresos acumulados del asociado. El Factor R se activa cuando la producción acumulada supera los 60 millones de barriles. La expresión implica una participación mínima del asociado del 25% de la producción neta de regalías

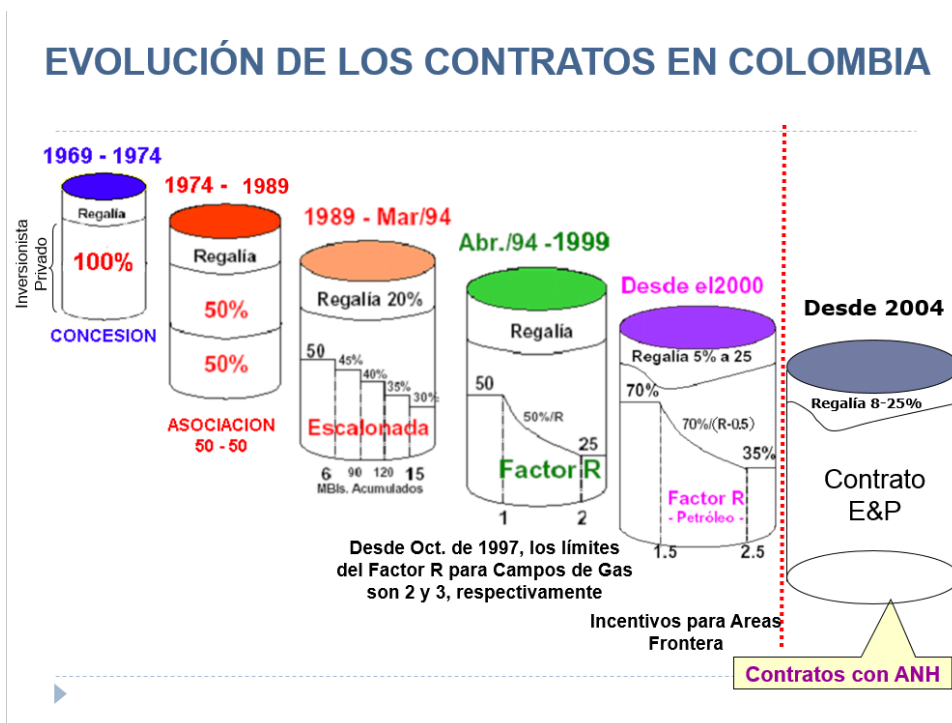
Esta decisión la haría más competitiva, al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera.; dejando a la nueva entidad que se creaba la labor de administrador y regulador de los recursos de hidrocarburos de la Nación. Comenzaba así para Colombia, la reactivación de la Industria, luego de la crisis del precio del crudo de finales del siglo XX. Otro cambio fundamental fue la adopción de un nuevo contrato, de condiciones menos rígidas, que permitían a los proponentes participar en rondas abiertas a compañías grandes, así como para empresas pequeñas y medianas, con regalías, impuestos y derechos, que reemplazaban las del Contrato de Asociación. Las condiciones económicas de las nuevas formas de contratos, regresaban a Colombia a su posición como uno de países más atractivos del mundo, tanto para los inversionistas, como para el país. Las áreas se adjudican en forma más eficiente y transparente, con participación libre, y en rondas en que los interesados pueden ofrecer las condiciones que les sean más convenientes. Adicionalmente, la administración y seguimiento de los contratos siguen los estándares internacionales.

Se creó también un nuevo contrato de evaluación técnica (TEA), por el cual se pueden ofrecer y asignar áreas de gran tamaño para realizar trabajos de evaluación superficial, para detectar la presencia de hidrocarburos por un periodo hasta de 18 meses, manteniendo una primera opción para obtener el contrato del área correspondiente. También la ANH ha implementado campañas de adquisición geológica y geofísica con recursos propios, para ponerlos a disposición de los inversionistas, tanto para campos maduros como áreas de fronteras”¹²

¹² Tomado de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos ACIPET

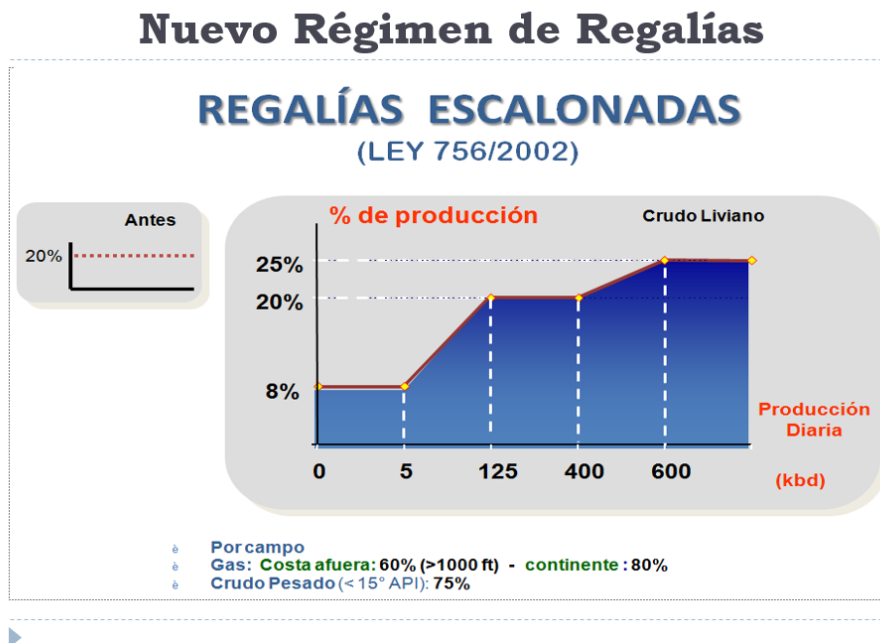
En la figura 20 y figura 21 se ve en resumen la evolución del pago de regalías para los contratos de asociación y los contratos de E&P suscritos con la ANH. El cambio generado por la flexibilización en materia de contratación permitió incrementar las actividades de perforación de pozos de tipo A3

Figura 20. Evolución de contratos de E&P en Colombia



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Figura 21. Nuevo régimen de regalías. Contratos de E&P en Colombia

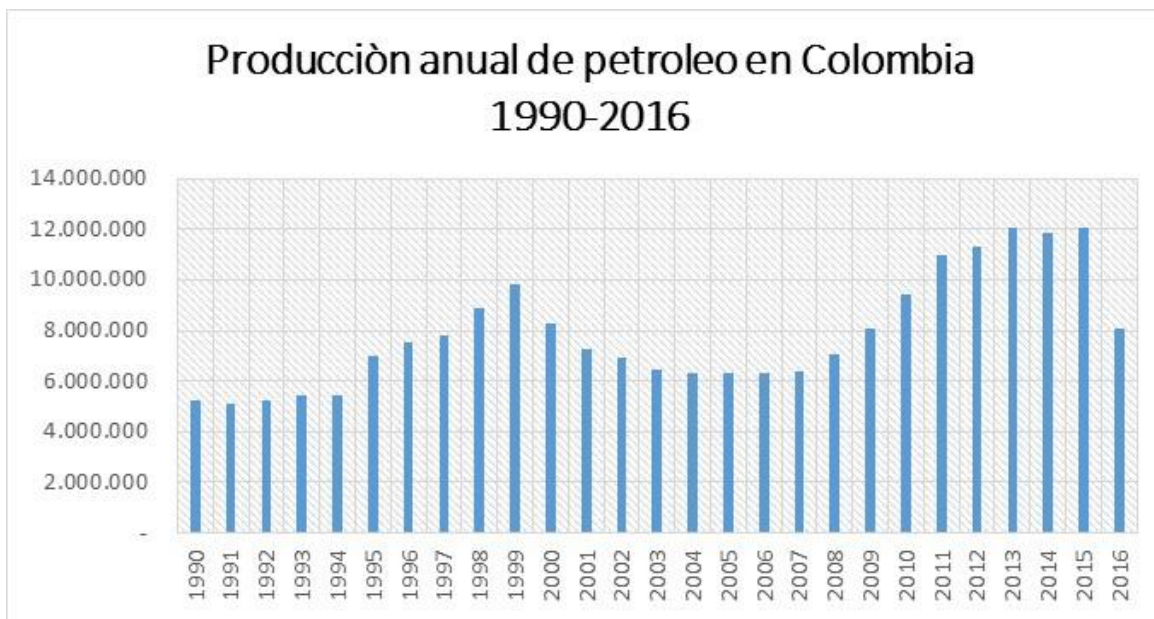


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

En la década de los años 50 y de los años 60 Colombia era un país autosuficiente en la producción del petróleo y exportaba sus excedentes sin embargo hacia finales de los años de 1970 inició un declive en la producción anual de petróleo en el país lo que llevó a consumir internamente las cantidades que se exportaban para la época tanto que en el año de 1974 se dio por prohibido la exportación de petróleo y dio inicio a importar el crudo derivado por la crisis del petróleo vivida en esa época, sin embargo para el año 1993 con los nuevos descubrimientos en los Llanos Orientales el país dejó de importar e inició una etapa de crecimiento de producción anual (Grafica 1) a pesar de la crisis de precios vivida en el año 1999 y que se intensifica desde el año 2003-2004 por el inicio de la ANH como ente regulador para suscribir contratos de E&P en diferentes cuencas del país

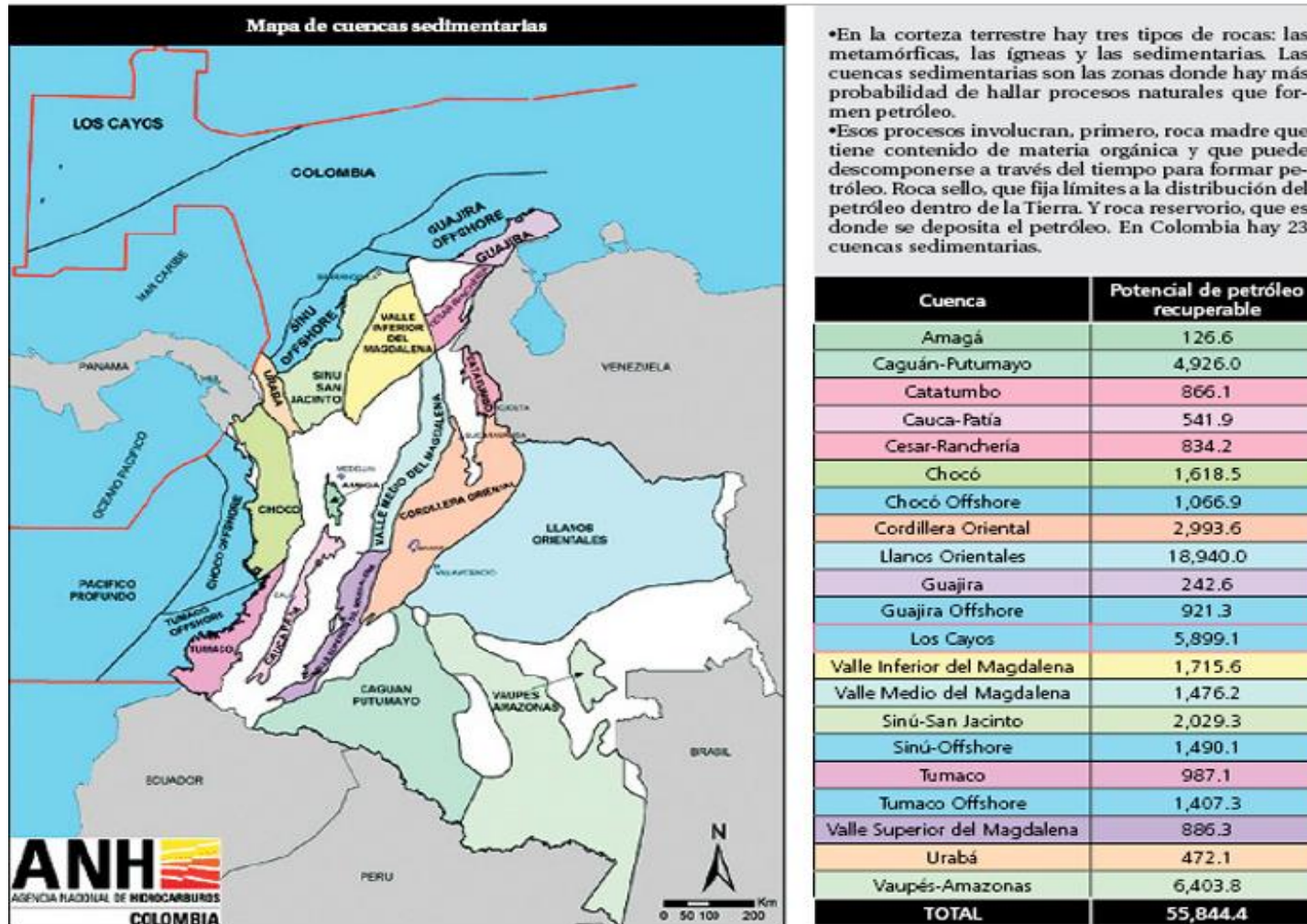
limitado por el mapa de tierras (Figura 23) y la política de gobierno de Alvaro Uribe que fomentó la IED en Colombia.

Grafico 1. Producción anual de petróleo. Enero 1990 a septiembre 2016



Fuente: Sistema de información de Petróleo y Gas Colombiano

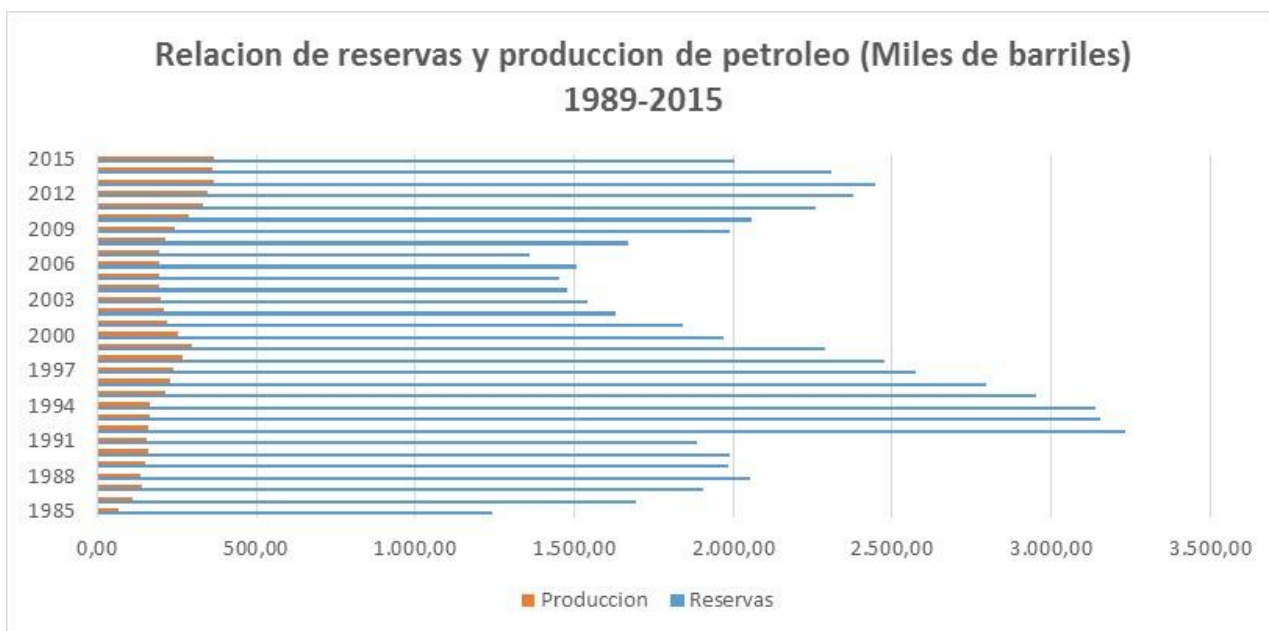
Figura 22. Mapa de cuencas orientales en Colombia



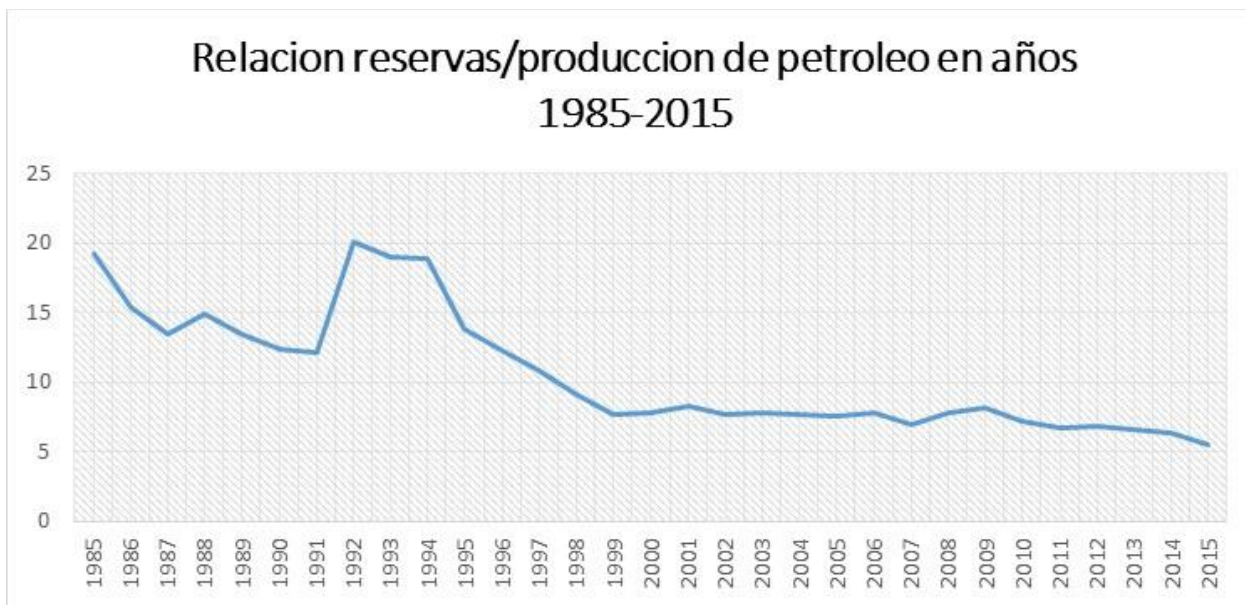
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

El incremento de la actividad de exploración petrolera en Colombia ha traído consigo dos actividades de manera paralela: 1) incremento en la cantidad de barriles como reservas y 2) incremento en la producción diaria. Las gráficas 2 y 3 muestran la relación existente entre las reservas y la producción de barriles de petróleo y su relación en años. Para el 2015, manteniendo el mismo nivel de producción de petróleo las reservas del país (sin agregar más) permitirían solo por un plazo de 5 años seguir produciendo el hidrocarburo

Grafica 2. Relación de reservas y producción de petróleo



Fuente: Sistema de información de Petróleo y Gas Colombiano

Grafica 3. Relación de reservas y producción en años

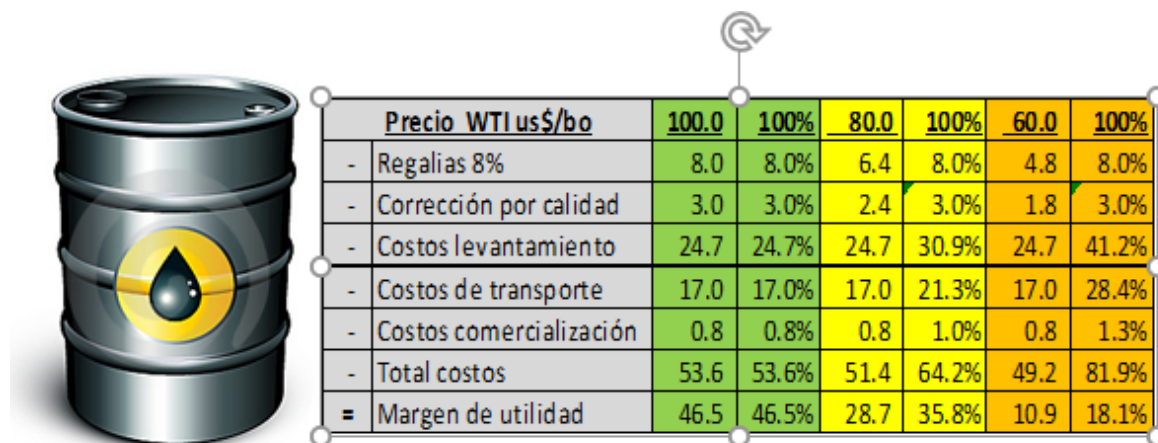
Fuente: Sistema de información de Petróleo y Gas Colombiano

El incremento de las reservas de petróleo en Colombia está sujeto al incremento de las actividades de exploración que las empresas operadoras desarrollen en el país. Uno de los principales factores que influyen esta actividad es la ganancia que sea obtenida por la venta de cada barril de petróleo producido, es decir, si las empresas operadoras en el país tienen un margen de ganancia (conocido como net back) positivo por cada barril vendido a un precio de referencia determinado reinvierte parte de su ganancia para desarrollar nuevas perforaciones de pozos exploratorios. En la medida en que el precio de referencia (WTI, Brent) se incremente y los costos operativos de cada empresa (OPEX) se reduzcan o mantengan en un margen no muy alto, la ganancia por barril será mucho mayor.

Para el caso colombiano, la estructura de costos por cada barril producido es la siguiente:

- **Precio de referencia por barril**
 - o Corrección por calidad
 - o Costos de levantamiento (OPEX)
 - o Costos de transporte
 - o Costos de comercialización
- **Margen de Utilidad**

Dado que los precios de referencia con los que se es negociado cada barril de petróleo producido están sujetos a las negociaciones de futuros que se realizan en las principales bolsas internacionales y la oferta y demanda los cuales son factores independientes de las empresas de E&P, este tipo de empresas deben centrarse en reducir costos que dependan netamente de su actividad. Ante variaciones del 100%-80%.60% de los precios de referencia su margen de ganancia será mucho menor (figura 24)

Figura 23. Estructura de costos por barril producido


Precio WTI us\$/bo	100.0	100%	80.0	100%	60.0	100%
- Regalias 8%	8.0	8.0%	6.4	8.0%	4.8	8.0%
- Corrección por calidad	3.0	3.0%	2.4	3.0%	1.8	3.0%
- Costos levantamiento	24.7	24.7%	24.7	30.9%	24.7	41.2%
- Costos de transporte	17.0	17.0%	17.0	21.3%	17.0	28.4%
- Costos comercialización	0.8	0.8%	0.8	1.0%	0.8	1.3%
- Total costos	53.6	53.6%	51.4	64.2%	49.2	81.9%
= Margen de utilidad	46.5	46.5%	28.7	35.8%	10.9	18.1%

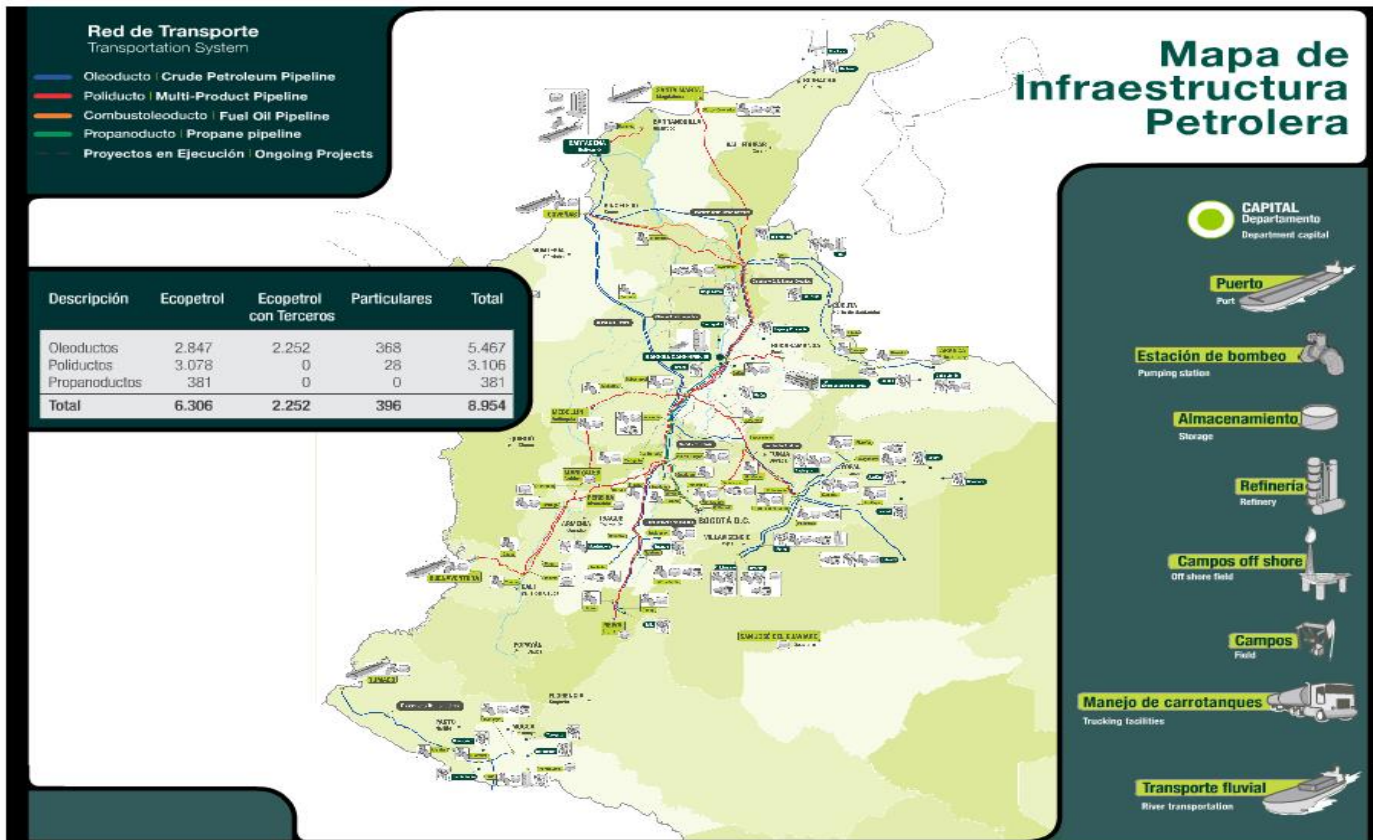
Fuente: autor

La anterior grafica ejemplifica el comportamiento de los costos asociados para la producción y venta de un barril de petróleo. Las cifras están sujetas a cambios y no reflejan una realidad de las empresas de exploración y producción de hidrocarburos, sin embargo, uno de los principales factores determinantes es el costo de transporte ya que el costo de levantamiento está sujeta a la manera de operar cada campo productor y sus reducciones están alineadas con las estrategias de optimización de costos de cada organización

La principal manera de transportar hidrocarburos en el territorio nacional es por medio de tracto camiones que transportan aproximadamente 200-220 barriles desde un campo productor a una estación de recibido determinada para que el crudo sea posteriormente transportado por alguno de los poliductos u oleoductos existentes en Colombia (Figura 25)

Aunque las iniciativas de mejoramiento de vías para el transporte terrestre en Colombia se han incrementado, la topografía nacional, enmarcada por tres cordilleras y una amplia extensión de tierra montañosa genera que los costos por barril transportado sean de más o menos \$10-\$15 dólares dependiendo del punto de origen y el punto de destino. Podría entonces pensarse en la construcción de líneas de flujo (oleoductos) que permitan conectar los campos productores con las principales líneas existentes, sin embargo el análisis y toma de decisiones para este tipo de actividades está sujeta en la producción que el campo genere, a mayor producción, la inversión a realizar en este activo se recuperaría en un periodo de tiempo determinado, pero si esta producción no permite llegar a punto de equilibrio, la mejor manera de poder evacuar esta seguirá siendo por medio del transporte terrestre.

Figura 24. Mapa de infraestructura petrolera



Fuente: Ecopetrol

CUARTA PARTE

El Fracturamiento Hidráulico o “Fracking”

7. ¿Qué es el fracturamiento hidráulico?

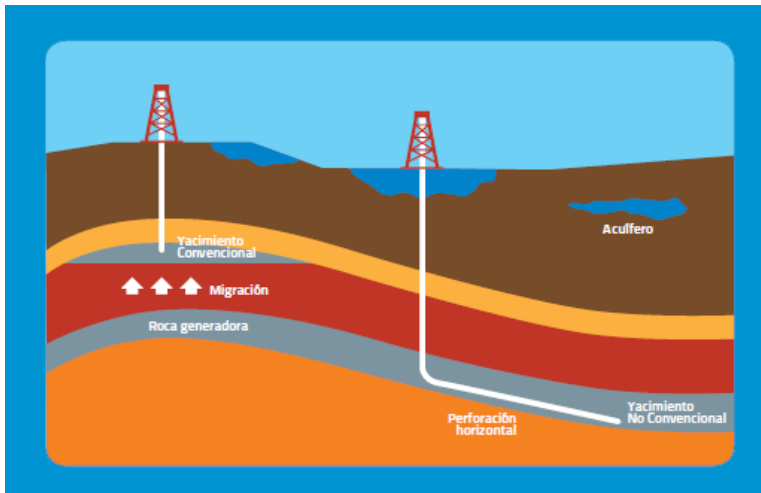
“Contrario a lo que las personas piensan los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos convencionales y no convencionales son iguales, se trata del mismo gas y del mismo petróleo. Lo que los hace distintos es el tipo de yacimiento en el que se encuentran. En los yacimientos convencionales, las rocas donde se encuentra el hidrocarburo tienen características de alta porosidad y permeabilidad.

El hidrocarburo migró desde la roca generadora hacia reservorios atrapados o trampas donde se acumuló sin migrar a la superficie. Debido a los sellos naturales, en general este tipo de yacimientos pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción.

Por su parte, los yacimientos no convencionales¹³ contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Estos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables (Figura 26 y Figura 27)

¹³ 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 incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas de metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (Shale), hidratos de metano y arenas bituminosas.

Figura 25. Yacimientos Convencionales y Yacimientos no Convencionales



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo ACP

Figura 26. Propiedades de los Yacimientos no Convencionales

Yacimientos no convencionales

- **Crudo Asociado a Lutitas o Shale Oil o Shale Gas:** petróleo o gas que se encuentra atrapado en un tipo de roca arcillosa con muy baja permeabilidad denominado Shale o Lutita.
- **Yacimientos de crudo o gas apretado:** crudo o gas proveniente de cualquier yacimiento o rocas de baja porosidad y permeabilidad.
- **Crudo Pesado:** Petróleo en estado líquido de alta viscosidad que no fluye fácilmente.
- **Arenas Bituminosas:** arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.
- **Gas Metano asociado a mantos de carbón:** gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.

Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo ACP

Por lo tanto, este tipo de yacimiento debe desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan micro fracturas en la roca para liberar el hidrocarburo” (ACP, 2017)

“El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación para incrementar la producción de hidrocarburos en formaciones de rocas. Consiste en la inyección de fluidos bajo cierta presión suficiente para fracturar las formaciones productoras de petróleo o gas. El fluido está compuesto de agua, químicos y apuntalante (comúnmente arenas). El apuntalante mantiene abierta las fracturas después de liberar la presión de la inyección. El petróleo y el gas viajan a través de las fracturas y elevan la producción del pozo a superficie.

El fracturamiento hidráulico se lleva a cabo en formaciones no convencionales, las cuales son:

- **Lutitas:** Rocas ricas en materia orgánica, el petróleo y gas se encuentran entre los poros de las lutitas
- **Formaciones Poco Permeables:** son formaciones de baja permeabilidad, pueden ser areniscas, limonitas, carbonatos entre otros.
- **Bandas de Carbón:** el metano es el componente principal del gas el cual se absorbe al carbón entre sus poros.

El agua es el componente principal para el fracturamiento hidráulico. Por lo general representa casi el 90% del volumen de líquido inyectado en un pozo y cada fracturamiento requiere miles de millones de galones de agua.

La cantidad aproximada es de 1.5 millones de galones (5.7 millones de litros). Esta estimación representa una amplia variedad para los tipos de pozos fracturados, siendo los pozos verticales los que utilizan menos agua que los pozos horizontales. Por tanto, las estimaciones para un pozo horizontal de gas en lutitas requieren aproximadamente 4 millones de galones de agua. Esta variación resulta de varios factores como la longitud, la formación geológica y los fluidos para el fracturamiento.

Las extracciones de agua subterránea superiores a las tasas de recarga naturales disminuyen el almacenamiento de agua en los acuíferos, lo que podría movilizar contaminantes o permitir la infiltración de agua de menor calidad de la superficie de la tierra o formaciones adyacentes. Los retiros también podrían disminuir la descarga de aguas subterráneas a los arroyos, lo que podría afectar la calidad de las aguas superficiales.

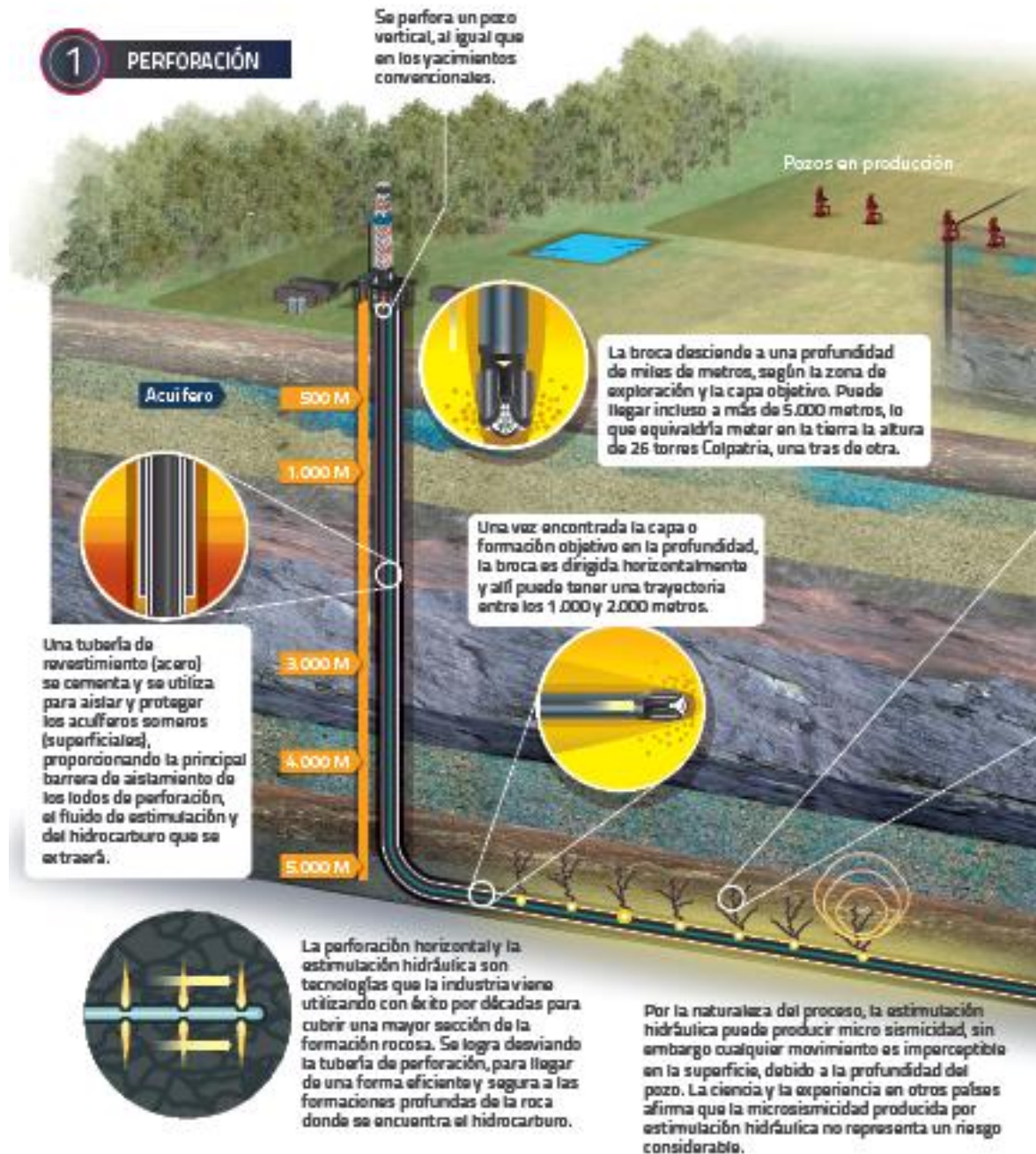
El fluido para el fracturamiento consta de 3 partes: (1) agua, (2) aditivos químicos y (3) el apuntalante. Los aditivos son elegidos para servir un propósito específico. Por ejemplo, el ajustar el pH, aumentar la viscosidad, limitar el crecimiento bacteriano, etc. Estos productos químicos comprenden un pequeño porcentaje de hasta 2% o menos del volumen de líquido total inyectado. Se estima que 9100 galones de productos químicos son utilizados por pozo.

Los pozos de producción se construyen para acceder y transmitir hidrocarburos a partir de las formaciones, y para aislar zonas de líquido (que contienen aceite, gas o agua) de cada otra.

La mayoría de los pozos utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico tienen el casing y una capa de cemento para proteger los recursos de agua potable” (recuperado de EPA, Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources - Executive Summary, External Review Draft abril de 2017)

En la siguiente figura (28) se muestra de manera gráfica el proceso de estimulación hidráulica usada en este tipo de perforaciones.

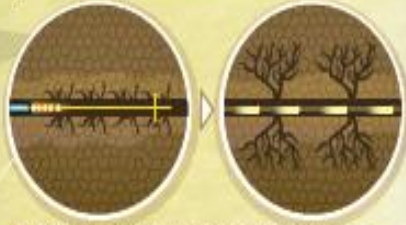
Figura 27. Etapas en la Perforación de pozos usando Fracturamiento Hidráulico



2 ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

La estimulación hidráulica es un proceso que se lleva a cabo al finalizar la perforación de un pozo. El propósito es crear microfisuras en el yacimiento de interés para liberar el hidrocarburo.

Consiste en inyectar un fluido a la capa objetivo que contiene el hidrocarburo, que debido a la alta presión con el que es inyectado, crea microfisuras (de un grosor menor a una hebra de cabello) en las formaciones rocosas que permiten la liberación del crudo o gas a través del pozo. Este proceso se repite en intervalos regulares a lo largo del pozo horizontal lo que se denomina estimulación multi-etapa. Las microfisuras creadas se extienden en un radio de 100 a 200 metros del centro del pozo perforado. Este proceso dura aproximadamente dos semanas.



El fluido de perforación contiene propante (arena o cerámica granulada) que penetra en las microfisuras, manteniéndolas abiertas para facilitar la producción del hidrocarburo.



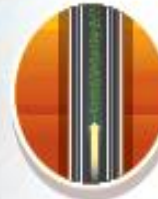
En Colombia desde hace varias décadas se ha aplicado la estimulación hidráulica para yacimientos convencionales, implementándose hasta ahora en múltiples campos petroleros en diversas cuencas geológicas.

Componentes del fluido de estimulación



El fluido inyectado a alta presión, empleado para generar las microfisuras, tiene una composición de agua, propante (arena o cerámica granulada) y aditivos, muchos de los cuales se encuentran en productos de uso doméstico como el maquiillaje, los detergentes y desodorantes.

Para realizar el procedimiento de estimulación hidráulica el uso de agua es significativamente menor respecto de las cantidades requeridas para la generación de energía a partir de otras fuentes o de las utilizadas por otras industrias productivas.



Una vez la estimulación hidráulica es completada, parte del fluido inyectado retorna hacia la superficie, lo que se denomina flujo de retorno (flowback), seguido del hidrocarburo a extraerse.



El fluido de retorno es separado en superficie. El agua puede ser reutilizada en nuevos procesos de estimulación hidráulica o tratada hasta cumplir el estándar de calidad establecido en la normatividad ambiental.



3 PRODUCCIÓN

Completado el proceso, todo el equipo implementado se retira. Luego, con una pequeña válvula, el pozo comienza su producción hasta por treinta años dependiendo de sus reservas, sin necesidad de realizar una nueva estimulación hidráulica.

8. Importancia de los yacimientos no convencionales YNC

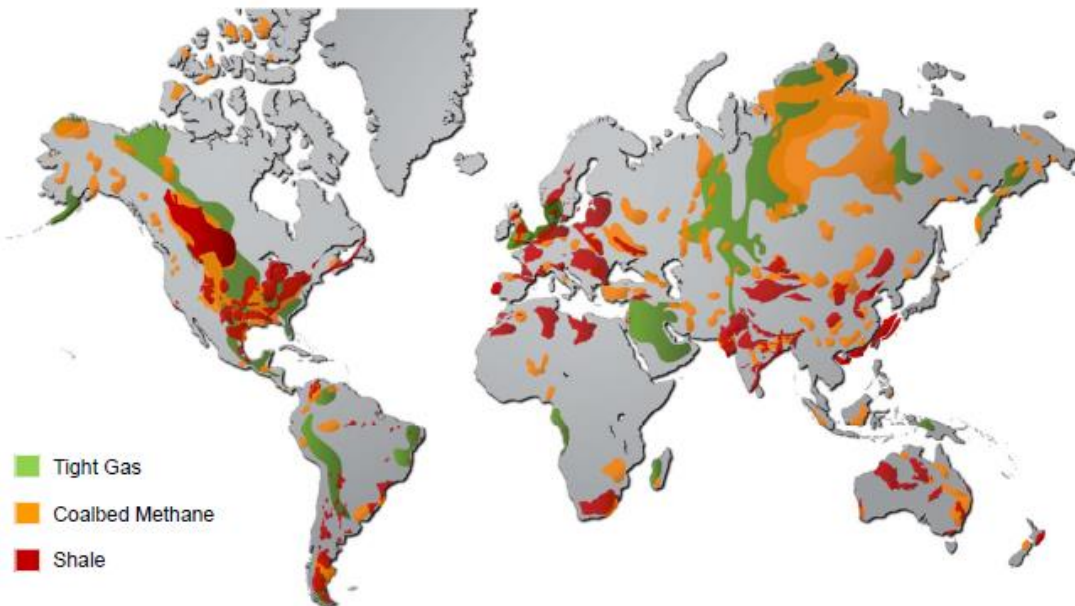
Ante la continua demanda de energía y el creciente consumo de hidrocarburos, revisado anteriormente, se abre espacio para la importancia de los Yacimientos No Convencionales. Independientemente de la forma en la que estos se encuentren en el subsuelo, desde hace más de 5 años han estado sido parte de las etapas de Exploración que varias empresas dedicadas a actividades de E&P han desarrollado en diferentes regiones del mundo.

Para el caso de los Estados Unidos, por ejemplo, el desarrollo de técnicas de fracturamiento hidráulico les ha permitido incrementar su producción siendo hoy un país que se autoabastece en su consumo de hidrocarburos, e inclusive ha exportado lo que se conoce como “Shale oil”. Desde el año 2015, en noviembre aproximadamente, se empezó a evidenciar los impactos del desarrollo de estas técnicas ya que la demanda internacional se redujo ante la disminución de la economía China y las importaciones de hidrocarburos de Estados Unidos.

A pesar de las continuas críticas medio ambientales por la práctica de este tipo de actividades, el continuo consumo de este tipo de recurso energético ante el crecimiento de su demanda generará intervenciones petroleras en diferentes zonas del mundo ya que las cantidades de reservas de gas y petróleo no convencional no solo se centra en una sola región, sino que es participe en diferentes continentes como se muestra en la figura 29

Figura 28. Reservas globales de YNC

Reservas Globales de No Convencionales



Fuente: Halliburton

9. Percepciones Medio Ambientales

Muchos debates se han presentado relacionados con el fracturamiento Hidráulico y sus repercusiones ambientales. A continuación, se destacan los impactos relacionados con el agua:

“Hay dos mecanismos principales del subsuelo mediante el cual la inyección de fluido y la creación y propagación de fracturas pueden conducir a la contaminación de los recursos de agua potable: (1) el movimiento no intencionado de

líquidos o gases fuera del pozo de producción a lo largo de la parte exterior de la producción a través de las deficiencias en el casing o cemento del pozo, y (2) el movimiento no intencionado de líquidos o gases de la zona de producción a través de formaciones geológicas del subsuelo. Las combinaciones de estos dos mecanismos también son posibles.

El agua, de calidad variable, es un subproducto de la producción de petróleo y gas. Después de la fracturación hidráulica, se libera la presión de inyección y el agua fluye de nuevo desde el pozo. Inicialmente esta agua es similar al fluido de fracturación hidráulica, pero conforme pasa el tiempo la composición se ve afectada por las características de la formación y las posibles reacciones entre la formación y el fluido de fracturación. Sin embargo, los fluidos de fracturación hidráulica y cualquier agua de formación de regresar a la superficie a menudo se denominan colectivamente como agua producida. La cantidad de agua producida varía, pero típicamente promedios 10% a 25% de los volúmenes inyectados. Las velocidades de flujo son generalmente altos inicialmente, y luego disminuyen con el tiempo a lo largo de la producción de petróleo o gas.

El agua producida varía en calidad de fresco a altamente salina, y puede contener altos niveles de aniones y cationes principales, metales, compuestos orgánicos, y radionúclidos de origen natural. El agua producida a partir de formaciones de lutitas y gas apretado contiene típicamente altos niveles de sólidos disueltos totales (TDS) y

constituyentes iónicos (por ejemplo, bromuro, calcio, cloruro, hierro, potasio, manganeso, magnesio y sodio). El agua producida puede contener también metales (por ejemplo, bario, cadmio, cromo, plomo, mercurio y) y compuestos orgánicos tales como benceno. El agua producida a partir de metano en capas de carbón normalmente tiene niveles de TDS mucho más bajos en comparación con otros tipos de aguas producidas, particularmente si la capa de carbón se depositó en condiciones de agua dulce.

Los componentes identificados de agua producida incluyen productos químicos inorgánicos (cationes y aniones, es decir, metales, metaloides, no metales, y materiales radiactivos), productos químicos orgánicos y compuestos, y materiales no identificados medidos como carbono orgánico total y carbono orgánico disuelto. Algunos componentes se transportan fácilmente con agua (es decir, cloruro y bromuro), mientras que otros dependen en gran medida de las condiciones geoquímicas en el cuerpo de agua receptor (es decir, el radio y bario), y la evaluación de su transporte se basa en factores específicos del lugar.

En consecuencia, si se derrama, estos productos químicos pueden permanecer en los suelos o sedimentos cerca de los sitios de derrames. La baja movilidad puede dar lugar a pequeños penachos de contaminantes disueltos en el agua subterránea, aunque estos productos químicos pueden ser transportados con los sedimentos en las aguas

superficiales o pequeñas partículas en el agua subterránea. Propiedades químicas orgánicas varían con la salinidad, y los efectos dependen de la naturaleza de la sustancia química.

El Manejo y disposición de aguas residuales podrían afectar los recursos de agua potable a través de múltiples mecanismos, incluyendo: el tratamiento inadecuado de las aguas residuales antes de su descarga a un agua receptora, liberaciones accidentales durante el transporte o la fuga de las piscinas de almacenamiento de aguas residuales, vertidos no permitidos, migración de los componentes de las aguas residuales después de la aplicación de la tierra, la gestión inadecuada de los materiales residuales del tratamiento, o la acumulación de componentes de aguas residuales en los sedimentos cerca de emisarios de instalaciones centralizadas de tratamiento de residuos (quintales) o de obras de tratamiento de propiedad pública (POTW) que han tratado de aguas residuales fracturación hidráulica” (recuperado de EPA, Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources - Executive Summary, External Review Draft abril de 2017).

10. Fracturamiento Hidráulico en Colombia

Las actividades de Fracturamiento Hidráulico en Colombia ya son permitidas, es decir, ya se han adjudicado bloques para exploración de YNC. A hoy, no más de cinco empresas han suscrito con la ANH contratos de E&P,

La figura 29 muestra la ubicación de los Bloques de YNC que se encuentran en el país

Figura 29. Ubicación de Bloques Exploratorios de YNC



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo ACP

Para las empresas del sector de hidrocarburos “los yacimientos no convencionales generan significativos aportes a la economía del país, entre los más importantes se

destacan:

- Con la exploración de YNC el país se beneficiará con mayores recursos provenientes de regalías para apoyar el desarrollo económico y social de las regiones.
- Generación de empleo para mano de obra no calificada y calificada en las áreas de influencia del proyecto.
- Estimulación de la actividad comercial local en las regiones del Magdalena Medio y de la Cordillera Oriental.
- Incremento de la inversión extranjera directa.
- Desarrollo de nuevos proyectos de infra estructura.
- Incremento de las reservas y aumento en la producción de barriles por día, para la consolidación de una auto suficiencia energética.
- Mayor inversión social e inclusión de comunidades” (ACP 2017).

El desarrollo de este tipo de actividades ya se encuentra regulada en el país y entes como la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) han expedido licencias ambientales para desarrollar este tipo de actividades independientemente de los choques generados con entes ambientalistas que ven en el fracturamiento hidráulico una manera de deteriorar el ambiente y fauna del país. De las principales normas expedidas se encuentran

Resolución 90341 de 2014. (Ministerio de Minas y Energía)

- Estableció una distancia mínima del fondo de los acuíferos aprovechables para consumo humano de aproximadamente 500 metros.
- Establece los requerimientos relacionados con la construcción, diseño de pozos y pruebas de integridad.
- Establece unas distancias mínimas de las fallas geológicas activas, de los pozos tanto de inyección como de exploración.
- Determina un monitoreo permanente de la sismicidad durante la estimulación y la inyección.
- Si llegara a presentarse un evento de sismicidad, se debe suspender inmediatamente las actividades.

Resolución. 0541 DE 2014. (Min. Ambiente y Desarrollo Sostenible)

- No se permite que éste se almacene en piscinas y tampoco que se hagan vertimientos en cuerpos de agua, ni siquiera si el fluido es tratado.
- Solamente se permite la disposición que se haga por vertimiento en suelos, previo tratamiento del fluido cumpliendo los estándares.
- Se permite la disposición de fluido de retorno a través de la reinyección.
- Prohíbe el venteo (liberación directa de gases a la atmosfera).
- Establece estrictos parámetros de monitoreo de gases durante la actividad.

- La regulación para la etapa exploratoria sugiere, por un lado, la reutilización del agua y, por el otro, el uso de aguas residuales.
- Exige definir alternativas de uso de agua en períodos de sequía.
- Establece que los tanques que almacenen los aditivos o el fluido de retorno en superficie tengan una contención que permita albergar hasta el 110% del volumen a inyectar.
- Establece estrictos parámetros de monitoreo de los acuíferos en el área de influencia de los pozos.
- Si hay sospechas de falla de integridad en el pozo se debe detener la actividad.

Dado el alcance que tiene este tipo de actividades para el beneficio industrial del país, ligado a licenciamiento ambiental vigente y el beneficio social que puede obtenerse cuando se practican perforaciones de pozos por medio de estimulación hidráulica es relevante la evaluación financiera que se realice al momento de optar por este tipo de actividades. En últimas se genera desarrollo para el país más puede destruir valor a las empresas que operan este tipo de contratos

QUINTA PARTE

Modelación económica y financiera de proyectos de fracturamiento hidráulico en

Colombia

11. Generalidades

Como se mencionó anteriormente, a hoy, no más de cinco empresas operadoras constituidas en Colombia han firmado con la ANH un contrato de E&P para desarrollar actividades en Yacimientos No Convencionales dentro del territorio nacional en Bloques exploratorios que se encuentran, en su gran mayoría, en la cuenca del Magdalena.

Las empresas que a hoy cuentan con contratos firmados con la agencia, según información de esta son:

1. Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
2. Conoco Phillips
3. Canacol Energy
4. Ecopetrol
5. Exxon Mobil

La primera y tercera empresa son organizaciones ubicadas en Canadá que tranzan en la bolsa de Toronto bajo los Tickets PXT y CNE respectivamente. Son empresas que no llevan más de 10 años de constituidas en el país. La primera es una organización que inicia sus operaciones en el año 2009. La segunda es una empresa que inicia operaciones en el año 2013. La participación que ambas empresas tienen el sector del petróleo y del gas en Colombia es una respuesta a lo que fue auge de la política de IED en el país paralelo al

incremento de actividades exploratorias por el precio del barril de petróleo crudo que en esa época (años en que se constituyeron) superaba los \$80 dólares.

La segunda y quinta empresa son organizaciones internacionales constituidas en los Estados Unidos de América. Son empresas con actividades de Exploración y producción en el mundo. Particularmente la quinta empresa es una de las mayores empresas de capital privado en el mundo.

Finalmente, la cuarta empresa es la organización petrolera característica de Colombia constituida hace más de 50 años cuyas asociaciones le han permitido crecer y consolidarse entre las empresas más grandes del sector de hidrocarburos en el mundo.

Para la modelación financiera de los proyectos de fracturamiento hidráulico se tuvieron en cuenta las siguientes variables. El modelo creado permite ingresar estas de manera manual ya que identifica los impactos económicos que se presentan al momento de variar una o varias variables:

- **Pronósticos de precios WTI y Brent:** para la modelación financiera de este tipo de proyectos se usaron los pronósticos del comportamiento de los precios de referencia internacional WTI y Brent tomados de Bloomberg. Se tomaron los dos tipos ya que las empresas operadoras en Colombia pueden negociar su producción con cualquiera de los dos tipos de crudo internacional. En la siguiente

tabla y grafica se presentan los comportamientos de los precios internacionales del crudo.

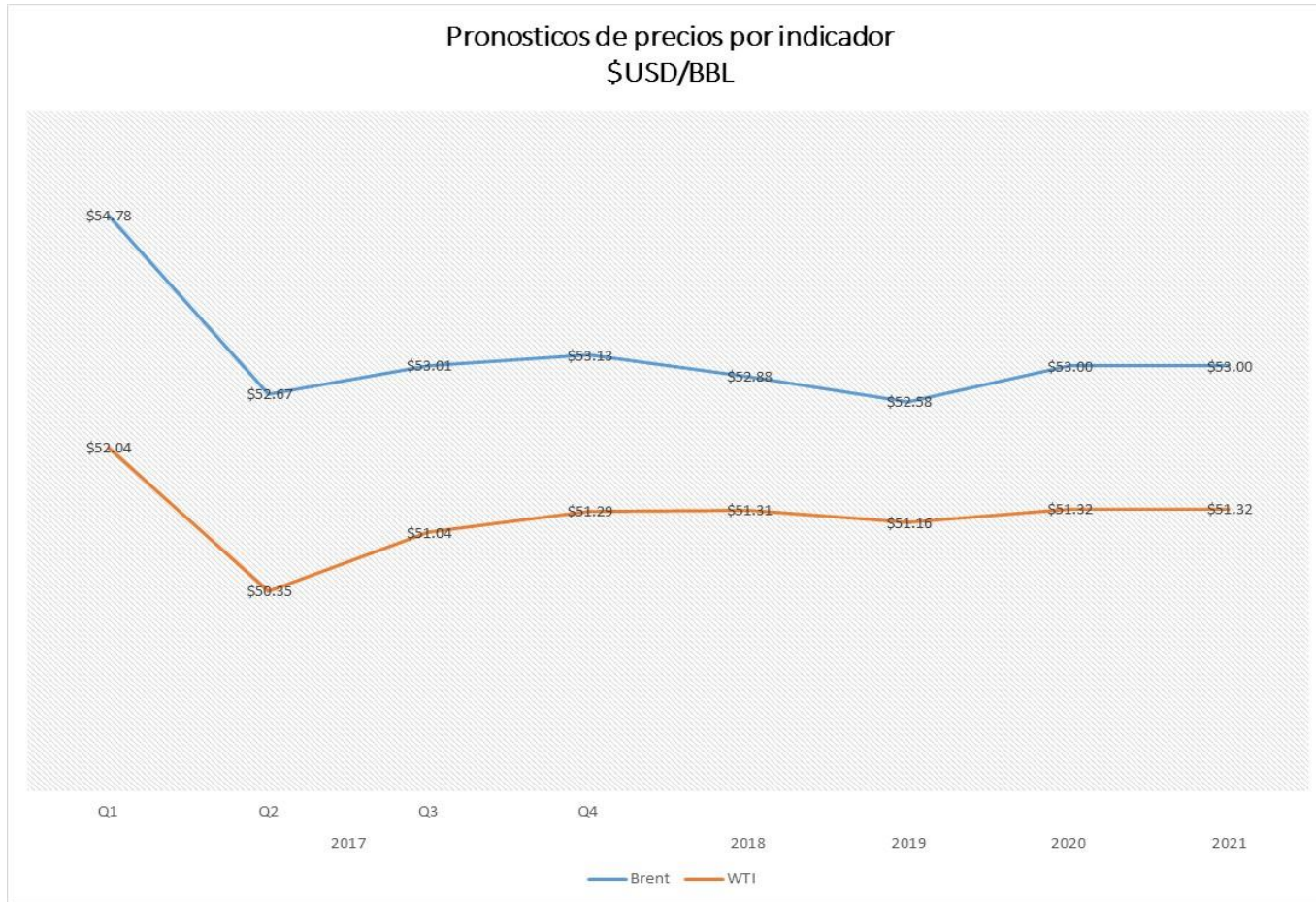
Como se observa, el comportamiento de estos precios sigue siendo moderado y no llega en el largo plazo a los precios de hace más de 5 años superiores a los \$100 dólares por barril. Si bien los miembros de la OPEP han decidido normalizar la oferta de petróleo y el consumo internacional no se ha disminuido por la tendencia de demanda de países como Estados Unidos y China los precios siguen oscilando entre los \$50 y \$60 dólares por barril llevando a las empresas colombianas a optimizar costos relacionados con su producción para poder mantener una ganancia (net back) positiva.

Tabla 1. Pronósticos de precios WTI y Brent

Pronosticos precio									
Fuente: Bloomberg									
Brent	2017				2018	2019	2020	2021	
	Q1	Q2	Q3	Q4					
Usd/Bbl	\$ 54.78	\$ 52.67	\$ 53.01	\$ 53.13	\$ 52.88	\$ 52.58	\$ 53.00	\$ 53.00	
WTI	2017				2018	2019	2020	2021	
	Q1	Q2	Q3	Q4					
Usd/Bbl	\$ 52.04	\$ 50.35	\$ 51.04	\$ 51.29	\$ 51.31	\$ 51.16	\$ 51.32	\$ 51.32	

Fuente: Bloomberg

Grafica 4. Pronósticos de precios WTI y Brent



Fuente: Bloomberg

- **Tasa representativa del Mercado:** la industria de los hidrocarburos en el caso colombiano tiene la particularidad de tratar temas de costos e ingresos en dólares por barril. Gran parte de esta atribución obedece a que las casas matrices de varias empresas operadoras se encuentran en países como Estados Unidos y Canadá. La mejor manera de unificar criterios económicos y financieros es por medio del uso de este tipo de moneda, sin embargo, en unos casos, como se verá más adelante, la TRM participa en el modelo ya que algunos costos incurridos son en pesos colombianos

- **Crecimiento esperado del sector:** variable usada como dato de entrada según las expectativas de crecimiento del sector de hidrocarburos en Colombia. El crecimiento se centró en las perspectivas de aumento de producción diaria de petróleo crudo el cual en promedio se encuentran en un 5%

- **Tasa subjetiva del sector (Rm):** de manera general los proyectos de empresas operadoras dedicadas a las actividades de E&P son evaluados en la etapa de producción de los campos. Muy pocos son evaluados teniendo en cuenta las inversiones de capital que se han desarrollado con anterioridad (sísmica, obras civiles, perforación y pruebas iniciales) este tipo de evaluaciones tienen una tasa subjetiva definida entre el 10%-12% ya que por el tiempo de ejecución de estos proyectos (cortos) las empresas han optado por tomar

este tipo de valores. En el modelo hecho se tomó esta tasa de oportunidad como el R_m del modelo CAPM

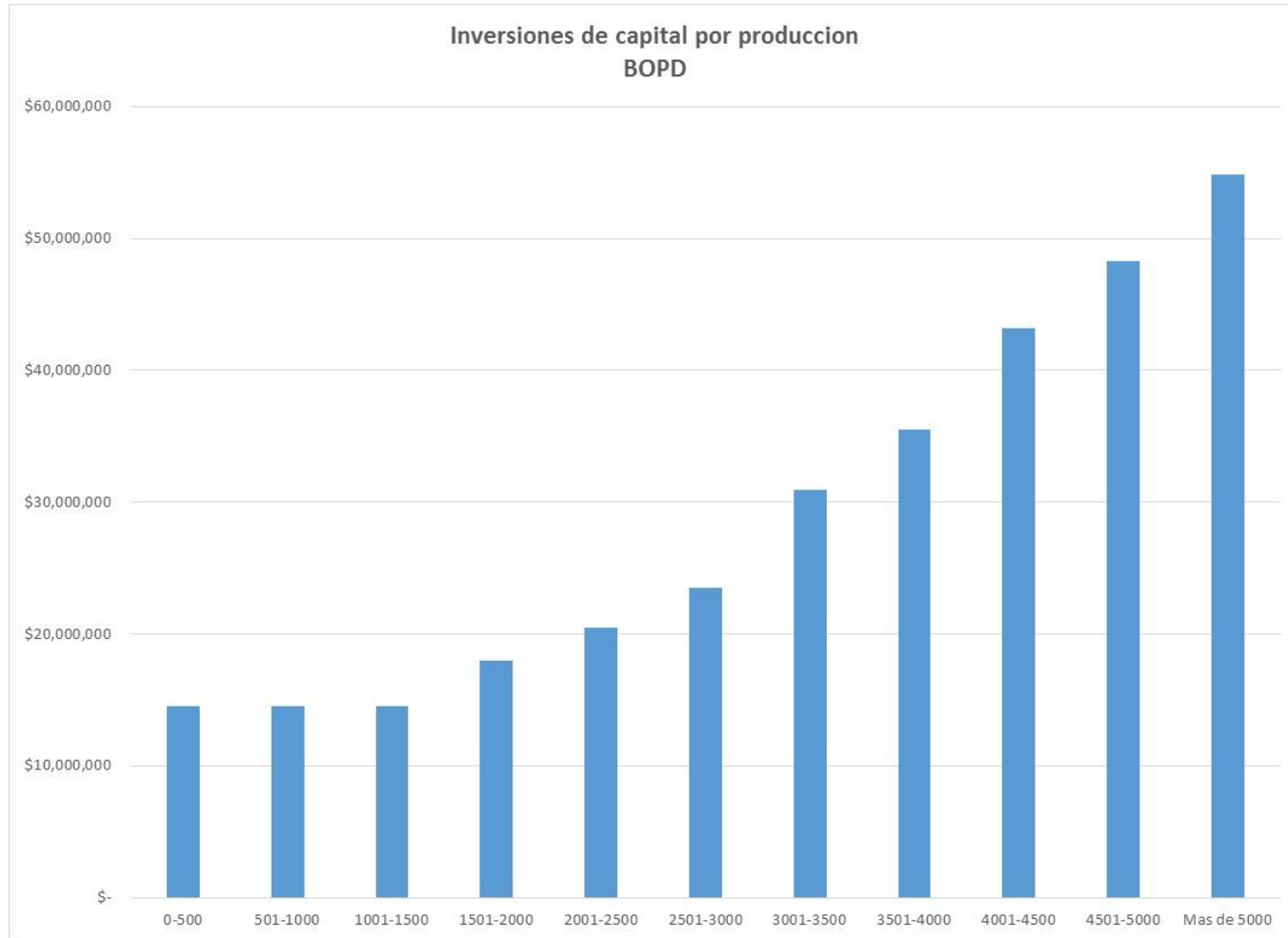
- **Producción estimada (BOPD):** la producción estimada, connotada como dos variables de entrada, supone entender cuál es la producción de petróleo por día (BOPD por sus siglas en inglés) que permitirá identificar los costos incurridos en las inversiones de capital y los flujos de efectivo que se generaran al momento de estar en producción un campo.

En la siguiente grafica se evidencia el comportamiento de los costos de inversión en capital incurridos dependiendo de los pronósticos de producción

Tabla 2. Inversiones de capital por producción en \$USD

Costos por actividad \$USD	Produccion estimada BOPD										
	0-500	501-1000	1001-1500	1501-2000	2001-2500	2501-3000	3001-3500	3501-4000	4001-4500	4501-5000	Mas de 5000
Sismica (adquisicion y procesamiento)	\$ 6,000,000	\$ 6,000,000	\$ 6,000,000	\$ 6,000,000	\$ 8,000,000	\$ 10,000,000	\$ 12,000,000	\$ 14,000,000	\$ 16,000,000	\$ 18,000,000	\$ 20,000,000
Estudio de Impacto Ambiental EIA	\$ 500,000	\$ 500,000	\$ 500,000	\$ 500,000	\$ 500,000	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000
Trabajos iniciales (incluye PMA, tierra y topografía)	\$ 250,000	\$ 250,000	\$ 250,000	\$ 250,000	\$ 250,000	\$ 350,000	\$ 450,000	\$ 550,000	\$ 650,000	\$ 750,000	\$ 850,000
Obras civiles (locacion y via)	\$ 1,500,000	\$ 1,500,000	\$ 1,500,000	\$ 2,000,000	\$ 2,500,000	\$ 3,000,000	\$ 3,500,000	\$ 4,000,000	\$ 4,500,000	\$ 5,000,000	\$ 6,500,000
Perforacion	\$ 3,000,000	\$ 3,000,000	\$ 3,000,000	\$ 4,000,000	\$ 4,000,000	\$ 4,000,000	\$ 6,000,000	\$ 8,000,000	\$ 10,000,000	\$ 12,000,000	\$ 14,000,000
Completamiento (Incluye pruebas iniciales del pozo)	\$ 1,500,000	\$ 1,500,000	\$ 1,500,000	\$ 2,000,000	\$ 2,000,000	\$ 2,000,000	\$ 3,000,000	\$ 3,000,000	\$ 4,000,000	\$ 4,000,000	\$ 4,000,000
Facilidad LTT	\$ 1,500,000	\$ 1,500,000	\$ 1,500,000	\$ 2,500,000	\$ 2,500,000	\$ 2,500,000	\$ 4,000,000	\$ 4,000,000	\$ 6,000,000	\$ 6,000,000	\$ 7,000,000
Compensacion ambiental ANLA	\$ 300,000	\$ 300,000	\$ 300,000	\$ 700,000	\$ 700,000	\$ 700,000	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000	\$ 1,000,000	\$ 1,500,000	\$ 1,500,000
TOTAL CAPEX	\$ 14,550,000	\$ 14,550,000	\$ 14,550,000	\$ 17,950,000	\$ 20,450,000	\$ 23,550,000	\$ 30,950,000	\$ 35,550,000	\$ 43,150,000	\$ 48,250,000	\$ 54,850,000

Fuente: autor

Grafica 5. Inversiones de capital por producción**Fuente:** autor

Los datos de costos proyectados por inversiones de capital fueron estimados de acuerdo a proyectos de inversión que las empresas de este sector desarrollan. Estos pueden variar siempre y cuando se opten con políticas de optimización de costos no solo por este tipo de organizaciones sino también por sub contratistas que ofrecen diferentes servicios al momento de realizar alguna actividad en específico. Cabe resaltar la importancia de los estudios de impacto ambiental (EIA) los cuales dan los lineamientos para la obtención de licencias ambientales y los compromisos con el ANLA una vez se deja de producir petróleo en un campo en específico.

- **Declinación estimada:** esta variable de entrada permite simular en cada periodo de tiempo cuanto va a ser la declinación o “perdida” de producción por barril de petróleo entendiendo que la producción de un campo se verá afectada en la medida en que se extraen fluidos del subsuelo. En la industria normalmente existen campo que reducen su producción mensual entre 50 y 100 barriles.

- **Costo estimado de levantamiento (OPEX):** el costo estimado de levantamiento comprende todos los costos directos e indirectos que las empresas operadoras incurren para la extracción de un barril de petróleo crudo. Como se comentó anteriormente, entre los principales costos de levantamiento se encuentran los operarios del campo productor, la renta de equipos, costos incurridos en generación eléctrica, manejo y disposición final de residuos y aguas entre otros.

Los costos de levantamiento son costos que las empresas controlan en la medida en que optan por políticas de optimización. En la industria los costos de levantamiento oscilan entre \$4 y \$8 dólares por barril siempre y cuando los campos productores sean de más de 1000 barriles de producción. Campos petroleros que usan métodos de levantamiento artificial mecánico pueden tener costos de levantamiento de más de \$20 dólares por barril.

- **Incremento en costos de operación:** en la medida en que se disminuye la producción se presenta un incremento en los costos de levantamiento
- **Distancia hasta el punto de entrega:** es la distancia existente entre un campo petrolero y un punto de entrega. Para el caso de Colombia, Ecopetrol cuenta con una tabla que relaciona los costos en pesos por kilómetro recorrido como se muestra en la siguiente tabla

Tabla 3. Tarifas por rango por Km

Transporte	
Tarifas por rango Km Noviembre 2016	
Fuente: Ecopetrol	
Lista de precios unitarios operación nacional	
Rutas	Costo BBL/Km
<=50 Km	\$ 77.28
51-100 Km	\$ 70.91
101-200 Km	\$ 63.83
201-300 Km	\$ 54.52
301-400 Km	\$ 46.96
401-600 Km	\$ 40.13
601-800 Km	\$ 37.80
801-1000 Km	\$ 35.87
1001-1400 Km	\$ 35.50
>1401 Km	\$ 33.16

Fuente: Ecopetrol

- **Costos de comercialización:** como se comentó anteriormente, al momento de la negociación para la venta de los barriles de petróleo producidos se incurren en costos de comercialización que incluyen costos por compensaciones de acuerdo a las especificaciones del petróleo negociado, es decir, si las características de azufre y de grados API del petróleo son similares a las características del barril del precio de referencia podrán incurrirse en compensaciones, pero sin estas son inferiores se incurren en penalizaciones. Se incluyen además costos por uso de oleoductos y gastos comerciales. Los costos de comercialización oscilan entre los \$5 y \$8 dólares.

- **Costos sociales y ambientales:** como parte de compromisos ambientales y sociales adquiridos por las empresas operadoras se incurren en costos de este tipo como % de los costos de levantamiento. Este % no es fijo y es asignado por cada organización.

12. Método de evaluación

Para la modelación económica y financiera se realizaron los siguientes pasos: inicialmente se ingresaron como datos de entrada las variables que se enunciaron anteriormente. Por cada una de las empresas se revisaron los estados financieros publicados y auditados desde los años 2009-2010 hasta el año 2016. Los pronósticos a realizar abarcan los años 2017 a 2021 ya que, si bien los bloques adjudicados permiten la producción de campos petroleros por más de 20 años, al no contar con pronósticos de producción certeros pues no se han

realizado a la fecha este tipo de proyectos se limitó a cinco años de producción del campo dado el caso que la perforación sea exitosa.

Se realizó un análisis del comportamiento de las variaciones de la deuda, patrimonio y costos financieros de cada una de las empresas enunciadas anteriormente con el fin de identificar un patrón de crecimiento para los años 2017 a 2021 facilitando el cálculo del CAPM y el WACC alineado con la metodología enunciada al principio del documento. El análisis del comportamiento se redujo a un promedio de variaciones anuales y a una pronostico usando suavizamiento exponencial, sin embargo, los datos resultantes no fueron confiables (Tabla 3) por lo que se revisó el comportamiento de la producción de cada compañía en años anteriores y alineado con los planes de crecimiento se estipuló como crecimiento de estas variables el % asignado en el crecimiento esperado del sector (inicialmente 5%)

Tabla 4. Análisis de variaciones por años

Variaciones								
PXT	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Deuda	\$204,879	\$216,040	\$373,777	\$369,745	\$355,805	\$242,318	\$26,015	\$8,975
Patrimonio	\$713,792	\$741,926	\$660,638	\$485,063	\$465,396	\$417,859	\$184,485	\$124,510
Obligaciones financieras y estructura de capital	\$41,908	\$35,266	\$35,639	\$81,671	\$22,070	\$1,816		
Intereses y valores a pagar	\$10,283	\$9,527	\$1,332	\$7,356	\$3,092	\$268		
	2015-2016	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011	2009-2010	Promedio
Deuda	-5%	-42%	1%	4%	47%	831%	190%	147%
Patrimonio	-4%	12%	36%	4%	11%	127%	48%	34%
Obligaciones financieras y estructura de capital	19%	-1%	-56%	270%	1115%			269%
Intereses y valores a pagar	8%	615%	-82%	138%	1054%			347%
Conoco	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Deuda	\$54,546	\$57,402	\$64,628	\$65,565	\$68,717	\$87,481	\$87,205	\$89,531
Patrimonio	\$35,226	\$40,082	\$51,911	\$52,492	\$48,427	\$65,749	\$69,109	\$63,057
Obligaciones financieras y estructura de capital	\$27,275	\$24,880	\$22,565	\$21,662	\$21,725	\$22,623	\$23,592	\$24,173
Intereses y valores a pagar	\$1,245	\$920	\$648	\$612	\$709	\$954	\$1,167	\$1,289
	2015-2016	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011	2009-2010	Promedio
Deuda	-5%	-11%	-1%	-5%	-21%	0%	-3%	-7%
Patrimonio	-12%	-23%	-1%	8%	-26%	-5%	10%	-7%
Obligaciones financieras y estructura de capital	10%	10%	4%	0%	-4%	-4%	-2%	2%
Intereses y valores a pagar	35%	42%	6%	-14%	-26%	-18%	-9%	2%
Canacol	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Deuda	\$411,122	\$365,062	\$385,624	\$279,030				
Patrimonio	\$376,508	\$303,287	\$372,324	\$233,770				
Obligaciones financieras y estructura de capital	\$228,445	\$248,228	\$185,913	\$125,868				
Intereses y valores a pagar	\$37,318	\$44,599	\$4,149	\$2,620				
	2015-2016	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011	2009-2010	Promedio
Deuda	13%	-5%	38%					15%
Patrimonio	24%	-19%	59%					22%
Obligaciones financieras y estructura de capital	-8%	34%	48%					24%
Intereses y valores a pagar	-16%	975%	58%					339%
Ecopetrol	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Deuda	\$75,987,700	\$77,764,182	\$51,043,813	\$42,246,703	\$35,389,468	\$30,240,136	\$23,598,121	\$20,389,188
Patrimonio	\$45,319,718	\$45,231,768	\$69,549,236	\$71,794,525	\$65,258,512	\$55,011,038	\$41,527,876	\$32,703,233
Obligaciones financieras y estructura de capital	\$52,222,027	\$53,223,338	\$22,747,326	\$12,320,298	\$5,475,619	\$6,171,155	\$6,614,215	\$5,421,453
Intereses y valores a pagar	\$3,463,540	\$2,718,414	\$1,640,294	\$102,017	\$225,593	\$718,108	\$33,033	\$556,214
	2015-2016	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011	2009-2010	Promedio
Deuda	-2%	52%	21%	19%	17%	28%	16%	22%
Patrimonio	0%	-35%	-3%	10%	19%	32%	27%	7%
Obligaciones financieras y estructura de capital	-2%	134%	85%	125%	-11%	-7%	22%	49%
Intereses y valores a pagar	27%	66%	1508%	-55%	-69%	2074%	-94%	494%
Exxon	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Deuda	\$162,989	\$159,948	\$168,429	\$166,313	\$162,135	\$170,308	\$149,831	\$117,931
Patrimonio	\$167,325	\$176,810	\$181,064	\$180,495	\$171,660	\$160,744	\$152,679	\$115,392
Obligaciones financieras y estructura de capital	\$34,056	\$19,925	\$11,653	\$6,891	\$7,928	\$9,322	\$12,227	\$7,129
Intereses y valores a pagar	\$453	\$311	\$286	\$9	\$327	\$247	\$259	\$548
	2015-2016	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011	2009-2010	Promedio
Deuda	2%	-5%	1%	3%	-5%	14%	27%	5%
Patrimonio	-5%	-2%	0%	5%	7%	5%	32%	6%
Obligaciones financieras y estructura de capital	71%	71%	69%	-13%	-15%	-24%	72%	33%
Intereses y valores a pagar	46%	9%	3078%	-97%	32%	-5%	-53%	430%

Fuente: autor

Posterior al análisis de los estados financieros de cada una de las empresas se investigaron los coeficientes Betas de cada una de ellas para poder modificar estos en la medida en que cada año la estructura de capital de cada empresa cambiaria dependiendo del comportamiento y del crecimiento estipulado. Los coeficientes se muestran a continuación

Tabla 5. Coeficientes Betas. Empresas operadoras de YNC

	Beta
Parex	1.96
Conoco Phillips	1.36
Canacol	1.8
Ecopetrol	1.16
Exxon Mobil	0.64

Fuente: Yahoo Finance

Con los coeficientes Betas identificados por cada empresa se realizó inicialmente un cálculo del CAPM para cada año de pronóstico. El Rf usado para esta evaluación corresponde a los TES del tesoro americano con vencimiento a 5 años teniendo en cuenta que los flujos hechos contemplan una producción estimada por este horizonte de tiempo. Para cada empresa se des apalancó el Beta por cada año teniendo en cuenta la estructura de capital de estas la cual varía de acuerdo al crecimiento de la empresa y/o del sector. La rentabilidad del mercado es la misma tasa subjetiva de evaluación del sector la cual como se comentó anteriormente se encuentra entre el 10%-12%

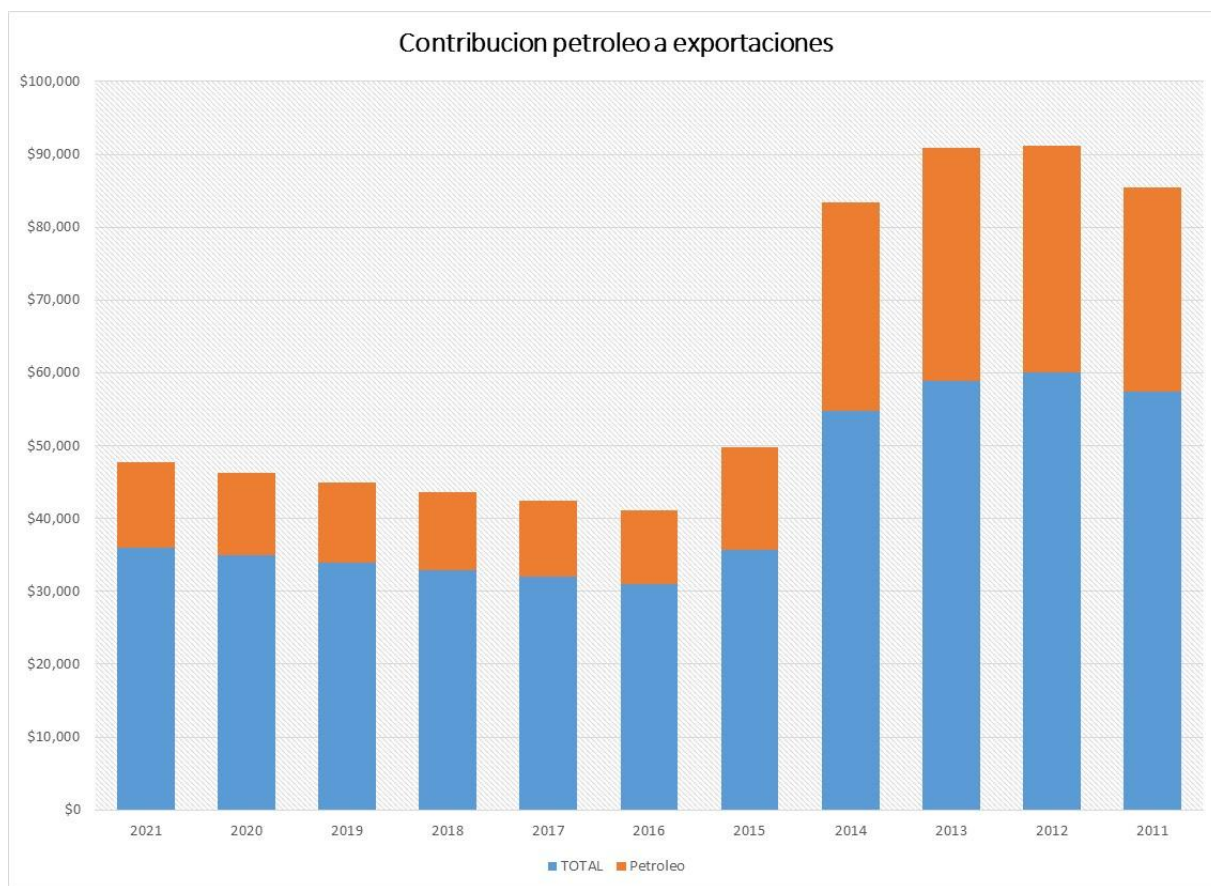
En el cálculo del CAPM se manejaron tres escenarios diferentes:

- El primer escenario corresponde al modelo de CAPM clásico en donde la rentabilidad del accionista estaría dada por una prima de riesgo de y mercado, una tasa libre de riesgo y la beta de cada una de las empresas
- El segundo escenario contempla una prima de riesgo de país determinada por las curvas CDS o los comportamientos del EMBI y la participación del sector en las exportaciones del país. Para el caso colombiano se contempló un crecimiento de más o menos 3% desde el año 2017 al año 2021 y este fue proyectado según las cifras del DANE.

Tabla 6. Contribución del petrolero a las exportaciones nacionales

Contribucion del petroleo a exportaciones nacionales											
Fuente: DANE	Millones de dolares FOB										
	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
TOTAL	\$35,990	\$34,941	\$33,924	\$32,936	\$31,976	\$31,045	\$35,690	\$54,795	\$58,823	\$60,125	\$57,420
Petroleo	\$11,699	\$11,359	\$11,028	\$10,707	\$10,395	\$10,092	\$14,120	\$28,625	\$32,029	\$31,098	\$28,085
	33%	33%	33%	33%	33%	33%	40%	52%	54%	52%	49%
Crecimiento economia Colombiana				3%							
Fuente: Fedesarrollo											

Fuente: DANE y Fedesarrollo

Grafica 6. Contribución del petrolero a las exportaciones nacionales

Fuente: DANE y Fedesarrollo

- El tercer escenario es un escenario que a la rentabilidad exigida por el accionista se le resta una prima social y ambiental dado que para este tipo de proyectos el precio sombra en estos ámbitos corresponden un factor que intervienen en la rentabilidad exigida.

Posterior al cálculo del CAPM se calculó el costo de la deuda de cada una de las empresas. Para este cálculo se estimó el comportamiento de la estructura de deuda de cada organización teniendo en cuenta el crecimiento esperado señalado anteriormente. Con

base en los estados financieros se determinó adicionalmente el costo de las obligaciones financieras de cada empresa. Finalmente, al ser un proyecto que se presenta en Colombia se determinó como parte del costo de la deuda las cuentas por pagar a proveedores teniendo un costo asociado de pronto pago de 42.82% E.A aproximadamente un descuento mensual del 2% por pronto pagos y un costo por obligaciones laborales del 12% E.A un 1% mensual. Con base en lo anterior se estimó un promedio ponderado anual para cada una de las empresas.

Con el cálculo del CAPM en cada uno de los escenarios mencionados y el cálculo del costo de la deuda se estimó un WACC para cada año con el fin de usar este en el descuento de los flujos.

Las estimaciones de los flujos de efectivo se realizaron teniendo en cuenta los pronósticos de los precios de referencia WTI y Brent. Para cada uno de ellos se estimaron los ingresos derivados de la producción por el precio de referencia y los costos asociados a los costos de levantamiento, regalías, 1% entregado a la ANH por el uso del subsuelo, precios altos que para este tipo de contratos se estima en un 10% de la producción, costos de transporte teniendo en cuenta la distancia entre el punto de origen y el punto de entrega, costos de comercialización, costos ambientales y costos sociales. El flujo resultante fue evaluado teniendo en cuenta la inversión inicial de CAPEX realizada

13. Resultados obtenidos

Para cada una de las empresas evaluadas se ingresaron los siguientes datos de entrada con las siguientes justificaciones:

Tabla 7. Datos de entrada valoración de proyectos de fracturamiento hidráulico

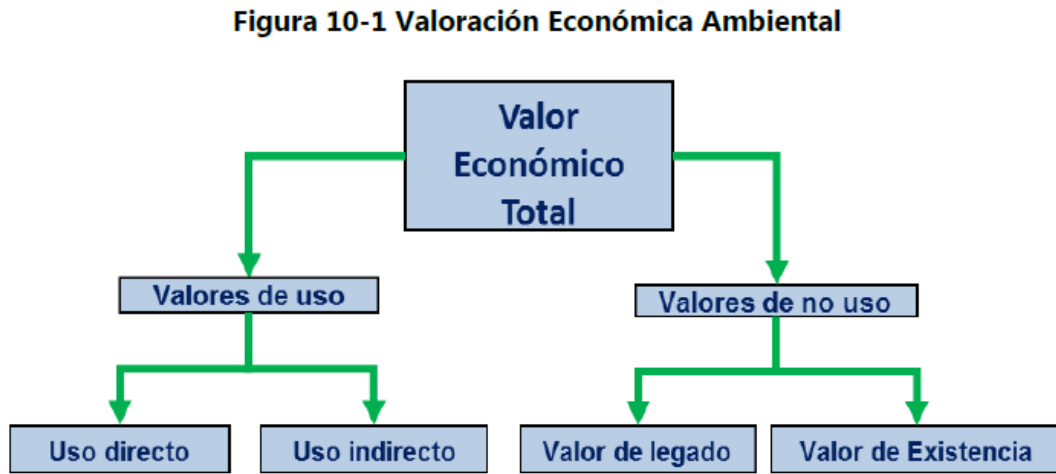
TRM	\$	3,000.00
Crecimiento esperado sector		5%
Tasa subjetiva rentabilidad del sector %		10%
Produccion estimada CAPEX (BOPD)		1,000.00
Pronosticos de produccion (BOPD)		1,000.00
Declinacion estimada (BOPD)		10.00
Costo estimado de levantamiento (USD/BBL)	\$	12.00
Incremento en costos de operación (%)		2%
Distancia punto de entrega (Km)		500.00
Costos de comercializacion (USD/BBL)	\$	8.00
% de gastos ambientales como costo de levantamiento		70%
% de gastos sociales como costo de levantamiento		70%
Costo por pronto pago (E.A)		43%
Costo pasivos laborales (E.A)		12%
Riesgo social		3%
Riesgo ambiental		5%

Fuente: autor

La TRM usada es un valor aproximado al comportamiento de este indicador macroeconómico en la economía colombiana teniendo en cuenta los valores que en los últimos meses ha obtenido. El crecimiento esperado del sector en este momento es del 5% teniendo en cuenta análisis que se han elaborado por la crisis actual del precio del petróleo y los planes a corto y mediano plazo de las empresas que a hoy tienen permiso para operar YNC.

La tasa subjetiva del sector es del 10% que es el valor que a hoy las empresas usan para evaluar proyectos de producción en Yacimientos Convencionales. Aunque no se han realizado de manera constante operaciones de fracturamiento hidráulico en el país los pronósticos de producción se establecieron en 1000 barriles de petróleo por día ya que por la ubicación de los bloques de YNC la data existente da a entender que estos pozos producen esta cantidad. Al igual que la data de producción, el costo estimado de levantamiento para este tipo de actividades es de \$12 dólares por barril. La distancia estimada para la entrega del petróleo bajo especificaciones es de 500 km. Se mantiene el valor de comercialización \$8 dólares por barril. Inversiones ambientales y sociales por un valor del 70% de los costos de producción. Costos de pronto pago y obligaciones laborales como se comentaron anteriormente y primas sociales y ambientales como parte del rendimiento esperado de los accionistas

Para el caso ambiental se tomó como referencia el siguiente esquema de valoración económica ambiental

Figura 30. Valoración Económica ambiental

Fuente: Adaptado del Joint Nature Conservation Committee 2007.

Fuente: EIA bloque VMM-9

Con base en el esquema mencionado anteriormente se evidenciaron los siguientes componentes ambientales que pueden ser cuantificados al momento de valorar económicamente este tipo de proyectos.

Figura 31. Listado de posibles impactos ambientales valorados

Medio	Elemento	Impacto/ actividad
GEOSFÉRICO	SUELO	Pérdida de los horizontes superficiales del suelo
	PAISAJE	Alteración de la calidad visual del paisaje
ECOSISTEMA TERRESTRE	COBERTURA VEGETAL	Cambios en el uso del suelo
		Fragmentación de coberturas
		Cambios en la composición y estructura de las coberturas boscosas
	FAUNA SILVESTRE	Modificación de los hábitats para la fauna silvestre
Cambios en la composición y/o estructura y/o distribución de las poblaciones faunísticas		
ECOSISTEMAS	SERVICIOS ECOSISTÉMICOS	Cambios en los servicios ecosistémicos
ECOSISTEMA ACUÁTICO	FAUNA ACUÁTICA	Cambios en los ecosistemas acuáticos superficiales y/o comunidades hidrobiológicas
COMPONENTE DEMOGRÁFICO	ESTRUCTURA POBLACIONAL	Aumento de la cantidad de población en los asentamientos promovida por inmigrantes que buscan oportunidades económicas.
COMPONENTE ESPACIAL	SERVICIOS PÚBLICOS / SERVICIOS SOCIALES	Aumento de la demanda de los servicios públicos y sociales existentes
COMPONENTE ECONÓMICO	ACTIVIDADES ECONÓMICAS DE LA POBLACIÓN	Aumento del costo de vida
		Pérdida de mercado laboral para el desarrollo de proyectos agroforestales comunitarios
	MERCADO LABORAL	Aumento de la presión sobre las ofertas laborales generadas por el proyecto
		Desplazamiento de la fuerza laboral actual hacia el sector hidrocarburos
COMPONENTE CULTURAL	ESTRATEGIAS ADAPTATIVAS Y CULTURALES	Modificación de los procesos de integración comunitaria ocasionados por la presencia de población foránea y por el aumento del volumen del dinero circulante.
		Surgimiento de choques culturales por prácticas de la población foránea que son rechazadas por las comunidades locales
COMPONENTE ECONÓMICO	ASPECTOS POLÍTICO ORGANIZATIVOS	Generación de conflictos con la empresa debidos a la difusión de información incorrecta o negativa sobre las actividades del proyecto.
		Generación de conflictos por molestias asociadas a la ejecución del proyecto (contratación de personal, adquisición de bienes y servicios, ruido, congestión vehicular, levantamiento de partículas, vibración, etc.).

Fuente: EIA bloque VMM-9

Los principales resultados por empresa por escenario (determinación del CAPM) se presentan a continuación:

Calculo del Costo promedio Ponderado de capital

Escenario 1: Cálculo del CAPM

	2017	2018	2019	2020	2021
PXT	16.79%	16.87%	16.48%	17.31%	16.77%
Conoco Phillips	7.37%	6.52%	6.00%	5.70%	5.92%
Canacol	11.81%	10.66%	9.96%	9.16%	8.49%
Ecopetrol	7.64%	8.90%	7.69%	7.96%	8.00%
Exxon Mobil	6.41%	6.10%	6.17%	6.17%	6.27%

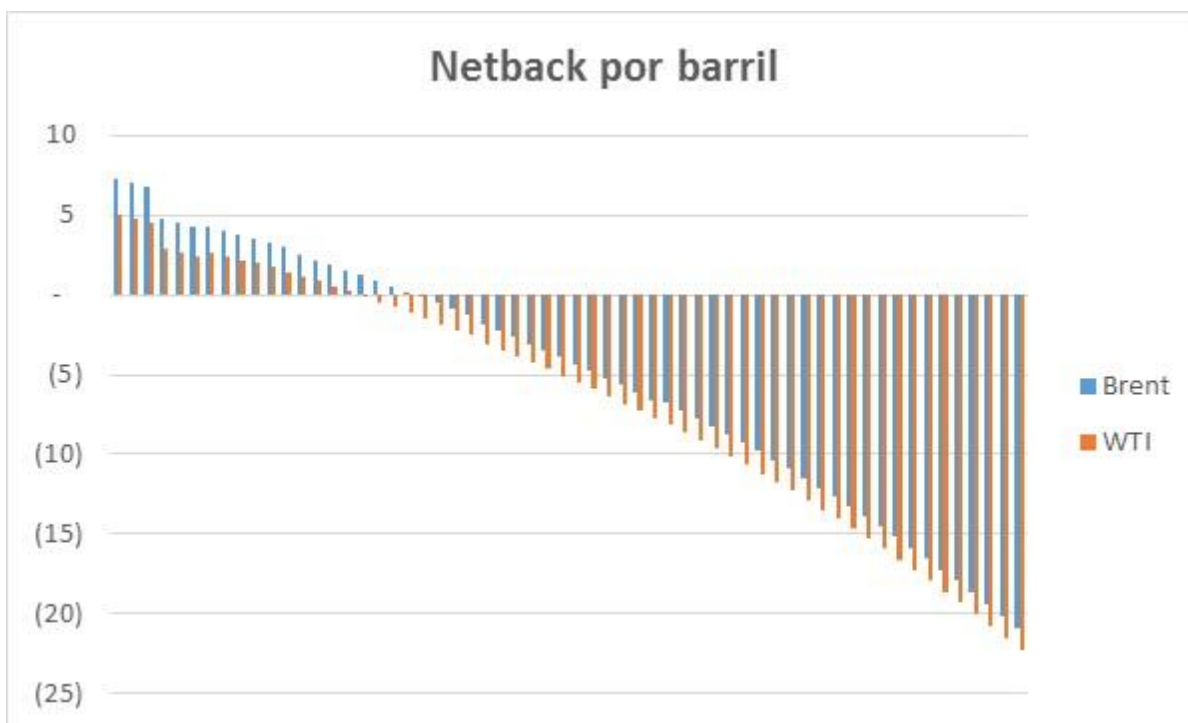
Escenario 2: Calculo del CAPM con prima de riesgo país

	2017	2018	2019	2020	2021
PXT	67.64%	67.72%	67.33%	68.16%	67.62%
Conoco Phillips	33.05%	32.20%	31.68%	31.38%	31.60%
Canacol	43.09%	41.95%	41.24%	41.76%	39.78%
Ecopetrol	32.09%	33.35%	32.14%	32.41%	32.45%
Exxon Mobil	39.56%	39.26%	39.32%	39.32%	39.42%

Escenario 3: Calculo del CAPM con prima de riesgo social y ambiental

	2017	2018	2019	2020	2021
PXT	10.58%	10.66%	10.26%	11.09%	10.55%
Conoco Phillips	4.23%	3.38%	2.86%	2.56%	2.78%
Canacol	7.99%	6.84%	6.13%	5.33%	4.67%
Ecopetrol	4.65%	5.91%	4.70%	4.97%	5.01%
Exxon Mobil	2.36%	2.05%	2.11%	2.12%	2.22%

El cálculo del valor presente neto usando como tasa de oportunidad la tasa subjetiva del sector del 10% como tasa que se usa hoy para la valoración de proyectos con los datos de entrada mencionados anteriormente para ambos casos (precios de referencia del WTI y Brent) da un valor negativo de \$13.834.119 y \$14.313.887 respectivamente, aunque en ganancia neta por la extracción venta y costos de producción es positivo por un periodo de tiempo

Grafica 7. Netback por barril (\$USD)

Fuente: autor

El cálculo del valor presente neto por cada escenario por cada empresa se presenta a continuación:

Tabla 8. Valores presentes netos por empresa

	Valor presente Neto					
	Escenario 1. CAPM Clasico		Escenario 2. CAPM con riesgo pais		Escenario 3. CAPM prima riesgo social y ambiental	
	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI	Brent
PXT	\$17,349,630	\$16,056,858	\$14,838,288	\$14,198,319	\$18,218,932	\$16,755,007
Conoco Phillips	\$20,018,876	\$18,424,640	\$16,646,296	\$15,655,864	\$20,786,217	\$19,071,768
Canacol	\$19,221,906	\$17,763,858	\$16,064,384	\$15,204,861	\$20,005,937	\$18,421,110
Ecopetrol	\$19,654,265	\$18,107,288	\$16,612,980	\$15,622,398	\$20,322,596	\$18,668,155
Exxon Mobil	\$20,055,480	\$18,446,417	\$16,190,752	\$15,295,868	\$21,078,213	\$19,309,007

Fuente: autor

Atribuible a estos resultados se destacan los pronósticos de producción y los costos de levantamiento por cada barril producido. Existe un gran impacto social y ambiental en este tipo de proyectos que es proporcional al incremento de la producción y los costos de levantamiento. El análisis realizado sugiere que las empresas para poder tener un mayor margen de ganancia y un VPM positivo deberá:

- Incrementar la producción en este tipo de campos productores de petróleo con un pronóstico de producción de más de 3000 barriles de petróleo al día
- Oscilar con costos de levantamiento entre los \$6 y \$7 dólares por barril.
- Optar por puntos de entrega del petróleo cerca a sus campos petroleros para que el costo de transporte se mantenga al margen de ganancia

14. Conclusiones y recomendaciones

Una vez concluido el análisis y desarrollo del presente documento se presentan a continuación las siguientes conclusiones y recomendaciones.

En primera instancia, se corrobora la hipótesis planteada inicialmente entendiendo que si los supuestos planteados en el modelo se mantienen constantes en el tiempo una de las maneras para agregar reservas de petróleo en la economía colombiana no es el uso de técnicas de fracturamiento hidráulico. Estas podrán ser usadas para mejorar los

factores de recobro y agregar barriles a las reservas probadas de Colombia siempre y cuando una o más variables del modelo sean cambiada (mejoramiento en los costos de levantamiento y/o incremento en los pronósticos de producción del campo petrolero)

La necesidad de utilizar métodos de perforación y producción de YNC es hoy una premisa existente en el mundo ya que el continuo crecimiento de la sociedad industrial enmarcado por la demanda de hidrocarburos y otras fuentes de energía ha denotado el uso de tecnologías alternas para poder contar con mayores cantidades de petróleo y gas. En el caso de Colombia, el uso de estas técnicas permitirá agregar reservas al país y extender la cantidad de años en que se podrá producir diariamente una cantidad determinada de hidrocarburos sin disminuir la cantidad de reservas existentes.

El uso de estas tecnologías será beneficioso para el país y para las empresas operadoras de contratos de E&P siempre y cuando el valor económico de estos proyectos les asegure a las organizaciones un valor agregado que aumente su rentabilidad y genera retornos a sus accionistas.

A manera general para el caso colombiano se presentan los siguientes retos asociados a la Exploración y producción de YNC:

- Generar una curva de aprendizaje que le permita al sector identificar las mejores prácticas operativas y financieras que le permitan generar

valor económico a sus empresas y las técnicas más eficientes para el desarrollo de este tipo de actividades

- Mejoramiento de costos y desarrollos tecnológicos. La optimización de costos para inversiones de capital y costos operativos asociados al uso de mejores tecnologías permitirá generar rentabilidad en las actividades del sector en YNC
- Fortalecimiento de las instituciones y reglamentaciones ambientales y técnicas. A pesar de contar con resoluciones y normatividad que regula la actividad en YNC solo con el desarrollo de prácticas se fortalecerá el marco institucional colombiano que equilibre los intereses del gobierno, el sector de hidrocarburos, el medio ambiental y las comunidades influenciadas de manera directa e indirecta

El modelo planteado es una aproximación teórica y practica para la evaluación de proyectos de fracturamiento hidráulico. Este modelo puede ser usado no solo para la valoración de este tipo de actividades sino para actividades en yacimientos convencionales ya que reúne las principales variables que, a consideración del autor, deben ser tomadas en cuenta al momento de cuantificar el valor agregado que proyectos en la industria de los hidrocarburos les agreguen a las empresas operadoras. En la practica la valoración de este tipo de proyectos solo se centra en los flujos de caja obtenidos por una produccion determinada en un campo petrolero y la inversión inicial está limitada al costo de las facilidades de produccion para las pruebas extensas del pozo mas no tienen en cuenta

las otras inversiones en CAPEX de actividades previas como adquisición sísmica, construcción de plataformas, vías y pozos petroleros entre otros.

Los proyectos de fracturamiento hidráulico serán viables siempre y cuando se presenten las siguientes situaciones:

- Los pronósticos de producción de campos petroleros ubicados en los bloques de YNC superen los 1500 barriles de petróleo diarios. Reto existente para las compañías que a hoy tienen permisos en este tipo de bloques ya que las ubicaciones de estas zonas geográficas pueden limitar la producción
- Se optimicen los costos asociados al levantamiento de un barril de petróleo. En la medida en que se mejoren los costos operativos (OPEX) se mantendrá un mejor margen de ganancia para las empresas no solo visto por el net back de estas sino el valor presente neto de este tipo de proyectos
- Se mejoren las vías de evacuación del crudo. Si bien la construcción de oleoductos o líneas de flujo que conecten los campos productores a los principales “tubos” que componen la infraestructura petrolera del país en términos de costos son elevados, las empresas deben optar por mejorar los costos de transporte del petróleo producido ya que por la topografía nacional estos componen más del 20% del total de costos asociados a los flujos de efectivo.

Finalmente se recomienda para este tipo de valoraciones de proyectos asociados a la industria de los hidrocarburos implementar metodologías de valoración de

impactos ambientales y sociales. Aunque de carácter obligatorio para la obtención de licencias ambientales se deben presentar estudios como el EIA, estos estudios realizan un acercamiento a la cuantificación de precios sombra de ámbito social y ambiental. El presente modelo se aproximó, usando como herramienta este tipo de estudios, a la cuantificación de los impactos sociales y ambientales para este tipo de proyectos, sin embargo, se deja abierto el debate de cómo estas actividades generan externalidad positivas y negativas de carácter ambiental y social involucrando cada grupo de interés a actividades propias de un sector importante de la económica colombiana.

15. Bibliografía

- Arbeláez, J. Perry, G. *Economía y petróleo: aspectos internacionales y problemas colombianos*. Bogotá D.C. Colombia. 1974
- Avellaneda. *Petróleo sin gente, una estrategia que es necesario modificar dentro de un estado social de derecho*. Universidad de El Bosque. Bogota. D.C. Colombia 2014
- Barrera, A. Garcia, J. Millan, J. Perry, G, Sandoval, D. *Texto de evaluación social de proyectos*, Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico_ Universidad de Los Andes. Bogota D.C. Colombia 1984
- Barrios, A. *¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?* Universidad Nacional de Colombia. Bogota. D.C. Colombia 2005
- Bebbington. B. *Industrias extractivas: conflicto social y dinámicas institucionales en la Región Andina*. 2012
- Beltran, J. Jimenez, C. *Hydrocarbon Production Scenarios in Colombia. Review of Field Sizes, Hydrocarbon Reserves and Expectations of Conventional and Unconventional Resources*. Universidad Nacional. Bogota D.C Colombia 2014
- Berry. M. *Hydraulic fracturing*. 2015
- Blandon, V. *Análisis del transporte de hidrocarburos a nivel nacional por diferentes modos de transporte* Universidad de Los Andes. Bogotá D.C. Colombia 2012
- BP *Statistical Review of World Energy June 2015*. 2015

- Bohorquez, J. *El hallazgo del petróleo y el comienzo de su industria en Colombia*. Bogota D.C. Colombia. 2006
- Burgos, A. *Petróleo e indígenas en Colombia, una mirada desde la seguridad humana*. Universidad del Rosario, Bogota D.C. Colombia 2006
- Cabal, P. *Evaluación económica de un campo petrolero a través de una simulación continúa*. Universidad de Los Andes. Bogota. D.C. Colombia. 2010
- Candia, J. *Evaluación social de proyectos: un resumen de las principales metodologías oficiales utilizadas en América Latina y el Caribe*. Universidad de Los Andes. Bogota D.C. Colombia. 2015.
- Caro, C, Nieto, C. Robledo, J. Sierra, H. *Precio del suelo y regalías en Colombia: un análisis espacial para los municipios productores de petróleo*. Universidad Católica, Bogota. D.C. Colombia. 2013
- Castro, D. *Los retos de valorar compañías de energía: el caso de Ecopetrol*. Universidad de Los Andes. Bogota. D.C. Colombia. 2012
- Cuellar, M. *Evolución contractual de la explotación de hidrocarburos en Colombia*. Universidad de Los Andes. Bogotá D.C. Colombia 2006
- CREG. *Metodología para el cálculo de tasas de descuento*. Comisión de regulación de energía y Gas. Bogota D.C. Colombia. 2014
- De La Vega, R. *Apuntes de valoración de empresas. La metodología de Damoradan Explicada*. Bogota. D.C. Colombia. 2009
- Echeverry, J. *Oil in Colombia: history, regulation and macroeconomic impact*. Universidad de Los Andes. Bogota. D.C. Colombia. 2009

- Echeverry, J. Gomez, M. Navas, J. Navas, J. *Oil in Colombia: history, regulation and macroeconomic impact*. Universidad de Los Andes. Bogota D.C. Colombia. 2009
- Espinasa, R. *Los dos mundos petroleros de América Latina*. 2012
- Estevez, J. *Innovación en hidrocarburos en Colombia*. Universidad de Los Andes. Bogota. D.C Colombia. 2011
- Estupiñan, F. *Las locomotoras del desarrollo: Minas, Energía e innovación*. Departamento nacional de Planeación. Bogota D.C. Colombia. 2011
- Fedesarrollo. *Informe de coyuntura petrolera*. Bogota D.C. Colombia 2015
- Ferro. D. *Análisis del riesgo de mercado (precio) para el negocio del petróleo en Colombia: simulación y comparación de modelos de la evolución de los precios*. Universidad de Los Andes. Bogotá D.C. Colombia 2005
- Fontaine, E. *Evaluación social de proyectos*. Pearson. Mexico. 2008
- Fuentes, A. *Infraestructura de transporte en Colombia: avances de la ley 1682 de 2013*. Universidad de Los Andes, Bogota D.C. Colombia. 2014
- Furlano, D. Ramsaran, D. Rousu, M. *Guidelines for conducting economic impact studies on fracking*. International Atlantic Economic Society, 2015
- Galina, S. Romo, D. *El futuro de los energéticos en la globalización*. Universidad del Caribe, Barranquilla, Colombia. 2008
- Garcia. D. *Aplicación de modelos de decisión y evaluación de riesgo en exploración, perforación y explotación de petróleo*. Universidad de Los Andes. Bogotá D.C. Colombia 2005

- Herrera, C. *Petróleo y desarrollo: efectos en la acumulación y destrucción de capital humano de los municipios de Colombia*. Universidad de Los Andes. Bogotá D.C. Colombia. 2013
- Hughes, D. *Drill, baby, drill: can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance?*. Post Carbon Institute, California. Estados Unidos. 2013
- Lemos, M. Pedraza, M. *La autorización del fracking en Colombia ¿una decisión apresurada?* Universidad de Los Andes. Bogota D.C. Colombia 2015
- Leyva, S., Herrera, B., Cadena, A., *Actualización de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en Colombia*. Revista de Ingeniería número 40. Universidad de los Andes. Bogotá D.C., Colombia. ISSN. 0121-4993. Enero junio de 2014, pp. 69-80.
- Londoño, A.F. *El panorama mundial general de la contratación de exploración y explotación de hidrocarburos y la ubicación del contrato E&P*. Revista de Derecho Público número 25. Universidad de Los Andes. Bogotá D.C., Colombia ISSN. 1909-7794. Julio-diciembre de 2010, pp. 5-33
- Marin, R. *Principios para el desarrollo de una industria petrolera nacional con proyección internacional*. Universidad de Los Andes. Bogota D.C. Colombia 2014
- Miranda, J. *Gestión de proyectos: identificación, formulación, evaluación financiera, económica, social, ambiental*. MM Editores. Bogota D.C. Colombia. 2000
- Nerina, C. *Preparación y evaluación de proyectos de inversión pública*. Santiago de Chile, Chile. 2011

- Niño, D. *Calidad de vida y desarrollo institucional en los municipios petroleros colombianos 2000-2010*. Universidad Sergio Arboleda, Bogota D.C. Colombia 2015
- Oca-Perez, A. Rosario-Ferrer, Y. *Ontología de evaluación del impacto ambiental para proyectos mineros*. 2014
- Peña, A. *Impacto de la participación ciudadana para la protección del medio ambiente en proyectos de infraestructura de exploración y transporte de petróleo y derivados*. Universidad de Los Andes. Bogota. D.C. Colombia 2002
- Perez, J. Perry, G. *Economía y petróleo: aspectos internacionales y problemas colombianos*. Fedesarrollo. Bogota D.C. Colombia. 1974.
- Perilla, J. *Mejoramiento de la inversión social en el departamento de Casanare*. Universidad de Los Andes. Bogota D.C. Colombia 2002.
- Perilla, J. *El impacto de los precios del petróleo sobre el crecimiento económico en Colombia*. Universidad del Rosario, Bogota D.C. Colombia. 2010
- Perry. G. *Política petrolera: economía y medio ambiente*. Bogotá D.C. Colombia. 1992
- Perry. G, Oliviera, M. *Petróleo y minería: ¿bendición o maldición?* Bogota D.C. Colombia. 2012
- Rey. E. *La decisión de invertir en el sector petrolero colombiano*. Universidad de Los Andes Bogotá D.C. Colombia. 2002
- Rojas, A. *Diagnóstico de las perspectivas de exploración y explotación de petróleo en Colombia y metodología para el desarrollo de incentivos que generen consistencia en el sistema*. Universidad de Los Andes, Bogotá D.C. Colombia. 2004

- Rojas, D. *El petróleo en el mundo y su regulación en Colombia*. Universidad de los Andes Bogotá D.C. Colombia. 2010
- Saavedra, N.F., Jiménez, F.Y. *Necesidades de innovación y tecnología para la industria del petróleo y gas en Colombia*. Revista de Ingeniería número 40. Universidad de los Andes. Bogotá D.C., Colombia. ISSN. 0121-4993. Enero - junio de 2014, pp. 50-56..
- Sandoval, D. *Texto de evaluación social de proyectos / Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico*. Universidad de Los Andes. Bogota D.C. Colombia. 1984
- Suarez, M. *El fracturamiento hidráulico y sus implicaciones normativas y regulatorias para el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia*. Universidad de Los Andes. Bogotá D.C. Colombia 2012
- UPME. *Cadena del petróleo 2013*. Unidad de Planeación Minero Energética. Bogota. D.C. Colombia. 2013
- Wald, E. *The Future of fracking*. 2015