

**COMPETITIVIDAD CONTRACTUAL E&P EN PAISES DE LATINOAMERICA
(BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERU).**

**EDGAR PABON ROZO
LISA TATIANA CAMPO CASTILLA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2010**

**COMPETITIVIDAD CONTRACTUAL E&P EN PAISES DE LATINOAMERICA
(BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERU).**

**EDGAR PABON ROZO
LISA TATIANA CAMPO CASTILLA**

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

**DIRECTOR
ANA ELVIA SUAREZ PORRAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A mis padres que son mi mayor motivación.

Lisa Tatiana Campo Castilla

A Dios, a mis Padres y a mis mayores tesoros Laura Sofía, Valentina y

Sandra Fusely.

Edgar Labon Roso

AGRADECIMIENTOS

“El agradecimiento es la Memoria del corazón “

Es importante para nosotros culminar satisfactoriamente este camino que hemos recorrido durante los dos últimos años, con la motivación de adquirir nuevos conocimientos para aplicarlos en nuestra vida profesional y laborar.

Agradecemos a los docentes por el compromiso y por compartir con nosotros cada uno de sus amplios conocimientos, a nuestros jefes por permitirnos cursar esta especialización, a nuestros compañeros de especialización por compartir sus experiencias laborales generándonos mayor entendimiento de los conceptos aprendidos, a nuestros familiares por su paciencia y regalarnos el tiempo que dejamos de compartir con ellos por cumplir con nuestras jornadas de estudio, y lo más importante a Dios por brindarnos otra oportunidad de ser mejores cada día.

TABLA DE CONTENIDO

	PÁG.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES	17
1.1. ALCANCE	17
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.3 OBJETIVOS	18
1.3.1 Objetivo General	18
1.3.2 Objetivos Específicos	18
1.4 JUSTIFICACION	18
1.5. MARCO DE REFERENCIA	19
1.5.1 Marco Teórico	19
1.5.2 Marco Conceptual	20
1.5.3 Marco Espacial	21
2. IMPLEMENTACION DE LOS OBJETIVOS	22
2.1. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN SOCIO POLÍTICA DE BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERÚ Y SU INFLUENCIA SOBRE EL SECTOR PETROLERO	22
2.1.1 Situación Socio Política En Brasil	28
2.1.2 Situación Socio Política en Colombia	30
2.1.3 Situación Socio Política en Ecuador	32
2.1.4 Situación Socio Política en Perú	35
2.2. CONTEXTUALIZACIÓN EN TÉRMINOS ENERGÉTICOS (PETRÓLEO) DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERÚ	37
2.2.1 Situación Energética (Petróleo) Actual en Brasil	39
2.2.2 Situación Energética (Petróleo) Actual en Colombia	46

2.2.3 Situación Energética (Petróleo) Actual en Ecuador	54
2.2.4 Situación Energética (Petróleo) Actual en Perú	61
2.3 ANÁLISIS DE LOS MODELOS CONTRACTUALES E&P DE BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERÚ DESDE UN ENFOQUE NORMATIVO, MARCO LEGAL, BENEFICIOS, FACTORES ATRACTIVOS, ETC.	69
2.3.1 Análisis Modelo Contractual E&P en Brasil	69
2.3.1.1 Devolución de Áreas	70
2.3.1.2 Regalías	70
2.3.1.3 Pagos ANP	71
2.3.1.4 Impuestos	72
2.3.1.5 Terminación Del Contrato	73
2.3.1.6 Multas	73
2.3.2 Análisis Modelo Contractual E&P en Colombia	73
2.3.2.1 Derechos económicos por uso de sub-suelo en áreas de exploración.	75
2.3.2.2 Derechos económicos por uso de sub-suelo en áreas de evaluación y producción	75
2.3.2.3 Derechos económicos por precios altos	75
2.3.2.4 Derechos económicos en pruebas de producción	77
2.3.2.5 Transferencia De Tecnología	77
2.3.2.6 Devoluciones de áreas	77
2.3.2.7 Regalías	77
2.3.2.8 Impuestos	78
2.3.2.9 Multas	79
2.3.2.10 Terminaciones del contrato	79
2.3.3 Análisis Modelo Contractual E&P en Ecuador	79
2.3.3.1 Modificación de los contratos actuales	82
2.3.3.2 Adjudicación de áreas	82
2.3.3.3 Devolución de áreas	82
2.3.3.4 Ganancias	83
2.3.3.5 Ingresos del estado	83

2.3.3.6 Multas	84
2.3.4 Análisis Modelo Contractual E&P En Perú	85
2.3.4.1 Devolución de áreas	87
8.4.2 Regalías	87
2.3.4.3 Impuestos	88
2.3.4.4 Derechos Aduaneros	88
2.3.4.5 Transferencia De Tecnología	89
Tabla 22. Base para calculo Transferencia de Tecnología	89
2.3.4.6 Terminación Del Contrato	90
2.4. METODOLOGIA	91
2.4.1 Desarrollo de evaluación económica para un proyecto de inversión E&P específico en Brasil, Colombia, Ecuador, Perú basados en la normatividad contractual estudiada anteriormente	91
2.4.2 Generalidades y bases tenidos en cuenta para el montaje de los flujos de caja de cada país	93
2.4.3 Evaluación Económica Proyecto De Inversión E&P En Brasil	97
2.4.4 Evaluación Económica Proyecto De Inversión E&P En Colombia	99
2.4.5 Evaluación Económica Proyecto De Inversión E&P En Ecuador	101
2.4.6 Evaluación Económica Proyecto De Inversión E&P En Perú	103
2.5 CRONOGRAMA	105
2.6 PRESUPUESTO	105
3. CONCLUSIONES	107
BIBLIOGRAFIA	110

LISTA DE FIGURAS

	PÁG.
Figura 1. Mapa de Cuencas Brasil	40
Figura 2. Columna Estratigráfica	41
Figura 3. Actividad Perforación Exploratoria Brasil	42
Figura 4. Producción Líquidos 1994-2024 Brasil	44
Figura 5. Reservas Comerciales Brasil	46
Figura 6. Mapa de Cuencas Colombia	48
Figura 7. Columna Estratigráfica	49
Figura 8. Actividad Perforación Exploratoria Colombia	50
Figura 9. Rondas de Adjudicación Colombia	50
Figura 10. Producción de Líquidos 1998-20204 Colombia	53
Figura 11. Distribución de Reservas por Compañía Colombia	54
Figura 12. Mapa Cuencas Ecuador	55
Figura 13. Columna Estratigráfica Ecuador	57
Figura 14. Actividad en Perforación Ecuador	58
Figura 15. Producción de Líquidos 2000-2018 Ecuador	59
Figura 16. Mapa de Cuencas – Perú	63
Figura 17. Columnas Estratigráficas Perú	64
Figura 18. Actividad en Perforación Perú	65
Figura 19. Producción de Líquidos 2000-2025 Perú	66
Figura 20. Distribución Producción Líquido y Gas 2010 -Perú	67
Figura 21. Distribución de Reservas por Compañía Perú	68
Figura 22 Curva de declinación Petróleo	93
Figura 23 Curva de declinación Gas	93

LISTA DE TABLAS

	PÁG.
Tabla 1. Datos Claves Brasil	39
Tabla 2. Rondas Brasil	42
Tabla 3. Producción Líquida Brasil	43
Tabla 4. Refinerías – Reservas Comerciales Brasil	44
Tabla 5. Datos Claves Colombia	47
Tabla 6. Producción de Líquidos Colombia	51
Tabla 7. Producción Líquidos 2009-2010	52
Tabla 8. Refinerías-Reservas Comerciales	53
Tabla 9. Datos Claves Ecuador	55
Tabla 10. Rondas Adjudicación Ecuador	58
Tabla 11. Producción Líquidos 2000-2009 Ecuador	59
Tabla 12. Refinerías -Reservas Comerciales-Ecuador	60
Tabla 13. Datos Claves Perú	62
Tabla 14. Oleoductos Perú	65
Tabla 15. Refinerías Perú	65
Tabla 16. Producción Líquidos 2000-2019	66
Tabla 17. Reservas Perú	68
Tabla 18. Factor calculo Derecho Económico	75
Tabla 19. Factor Calculo Precios Altos	76
Tabla 20. Porcentaje Participación -Precios Altos	76
Tabla 21. Base calculo Regalías	78
Tabla 22. Base para calculo Transferencia de Tecnología	89
Tabla 23. Supuestos Económicos	94
Tabla 24. Capex Detallado	94
Tabla 25. Préstamo	95
Tabla 26. Emisión de Bonos	95

Tabla 27. Resultados -Indicadores Brasil	98
Tabla 28. Resultados Indicadores -Colombia	100
Tabla 29. Resultados Indicadores-Ecuador	102
Tabla 30. Resultados Indicadores –Perú	104
Tabla 31. Indicadores Económicos	107
Tabla 32. Cronograma de Actividades	105
Tabla 33. Presupuesto Estimado gastos	106

RESUMEN

TITULO: COMPETITIVIDAD CONTRACTUAL E&P EN PAISES DE LATINOAMERICA (BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERU)*

AUTORES: EDGAR PABON ROSO / LISA TATIANA CAMPO CASTILLA**

PALABRAS CLAVES: CONTRATOS; EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN, LATINOAMÉRICA, EVALUACION ECONOMICA.

El desarrollo de la industria del petróleo es una de las más interesantes e importantes a nivel mundial, dado que su producto es de vital importancia para el mantenimiento de la civilización industrializada y requieren inversiones de grandes cantidades de dinero. Las naciones cada día se esfuerzan por el fortalecimiento de sus políticas petroleras para ofrecer una buena oportunidad a los inversionistas y para salvaguardar los beneficios de su Estado.

Esta monografía le permitirá al lector conocer el contexto Socio político, Energético y Términos contractuales y fiscales de los contratos E&P (Exploración y Producción) en algunos países de Latinoamérica (Brasil, Colombia, Ecuador, Perú). Lo cual le permitirá identificar los criterios mínimos que deben considerar en el momento de tomar la decisión para desarrollar un proyecto de inversión petrolera en la región. También brinda la oportunidad de conocer el enfoque de cada país en esta industria, las condiciones fiscales en las que se rigen y los incentivos que brinda el Estado para hacer de cada país un escenario atractivo con el objetivo de atraer la inversión extranjera.

De igual manera se realiza un breve análisis de los actuales tipos de contratos E&P de la región, y mediante sencillos escenarios económico de inversión (flujos de caja) se busca evaluar cuáles son las alternativas más atractivas para nuevas oportunidades de negocios, que brinden el mayor nivel de confianza, estabilidad, y rentabilidad al inversionista (compañías petroleras).

* Trabajo de Grado, Monografía

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director. Esp. Ana Elvia Suarez Porras.

ABSTRACT

TITLE: E&P CONTRACTUAL COMPETITIVITY IN LATIN AMERICAN COUNTRIES (BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERU)*

AUTHORS: EDGAR PABON ROSO / LISA TATIANA CAMPO CASTILLA**

KEY WORDS: CONTRACTS, EXPLORATION & PRODUCTION, LATINAMERICA, ECONOMIC EVALUATION.

Development of oil industry is one of the most important and interesting worldwide, because its product is very important for maintenance of industrialized civilizations and require investments of large amounts of money. Nations each day makes an effort in order to strengthen its petroleum policies to provide a good opportunity for investors and also to protect the state profits.

This monograph will allow the reader to know socio-political and energy context, E&P (Exploration and Production) contractual and fiscal terms, in some Latin American countries such as Brazil, Colombia, Ecuador, and Peru, Which allows identifying the minimum criteria to consider when taking the decision to develop an oil investment project in the region. It also provides the opportunity to know the focus of each country in this industry, fiscal conditions, and also incentives offered by the State to make every country an attractive destination to foreign investment.

Likewise, is made a brief analysis about the current E&P contracts on the region, through simple economic investment scenarios (cash flow), in order to evaluate which are the most attractive alternatives for new business opportunity, which provides the high level of confidence, stability, and profitability for investors (oil companies).

* Thesis, Monograph

**Faculty of Physical – Chemical, Petroleum Engineering Department, Specialization in Hydrocarbons Management. Director. Ana Elvia Suarez Porras.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo es una de las más interesantes e importantes a nivel mundial, dado que su producto es de vital importancia para el mantenimiento de la civilización industrializada. Las naciones cada día se esfuerzan por el fortalecimiento de sus políticas petroleras para ofrecer una buena oportunidad a los inversionistas y para salvaguardar los beneficios de su estado.

Esta monografía le permitirá al lector conocer el contexto sobre los términos contractuales y fiscales de los contratos E&P en algunos países de Latinoamérica (Brasil, Colombia, Ecuador, Perú). Lo cual le permitirá identificar los criterios mínimos que deben considerarse en el momento de tomar la decisión, para desarrollar un proyecto de inversión petrolera en la región. Adicionalmente, brindará la oportunidad de conocer el enfoque de cada país en esta industria, un poco las condiciones fiscales en las que se rigen y los incentivos que brinda el estado para hacer de cada país un escenario atractivo con el objetivo de atraer la inversión.

1. GENERALIDADES

1.1. ALCANCE

Analizar los modelos contractuales E&P (Exploración & Producción) de países de la región (Brasil, Colombia, Ecuador, Perú) Identificando los aspectos más relevantes de cada uno de los casos en estudio.

Mediante un escenario económico hacer evaluación de un proyecto exploratorio E&P basado en los modelos contractuales de cada país para establecer y determinar el escenario más atractivo.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Teniendo en cuenta la situación variable en términos económicos, geopolíticos, petroleros, contractuales, legales, de la región Latinoamericana, se ha generado cierta incertidumbre sobre la estabilidad y capacidad para atraer la inversión extranjera específicamente en el desarrollo de proyectos de exploración y producción de la industria petrolera.

Basados en el análisis de los actuales tipos de contratos E&P, se busca evaluar cuáles son las alternativas más atractivas para nuevas oportunidades de negocios que brinden el mayor nivel de confianza, estabilidad, y rentabilidad al inversionista (compañías petroleras).

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Identificar la competitividad de la región en términos de Contratación Petrolera E&P en aras de definir nuevas oportunidades de negocios para empresas del sector petrolero colombiano en expansión.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Evaluar la situación socio política de cada uno de los países seleccionados (Brasil, Colombia, Ecuador, Perú) y su influencia sobre el sector petrolero.
- Contextualizar en términos energéticos (petróleo) la situación actual de cada uno de los países objeto de este análisis.
- Analizar los modelos contractuales E&P de Brasil, Colombia, Ecuador, Perú desde un enfoque normativo, marco legal, beneficios, diferencias, factores atractivos, etc.
- Desarrollar una evaluación económica sobre un proyecto de inversión E&P aplicando el mismo escenario para cada uno de los países seleccionados, de tal manera que permita evaluar y determinar las oportunidades de inversión más atractivas para las compañías petroleras.

1.4 JUSTIFICACION

A nivel mundial la demanda energética crece considerablemente y las empresas petroleras necesitan accesos a nuevas oportunidades, los países de la región

requieren inversiones de alto riesgo para desarrollar sus recursos naturales, que generen ingresos y que permitan el desarrollo de nuevas infraestructuras.

El desarrollo de esta Monografía permitirá identificar oportunidades de inversión basados en el análisis de los modelos contractuales E&P (exploración y producción) de Brasil, Colombia, Ecuador, Perú y realizar un análisis económico de inversión exploratoria para identificar los escenarios más atractivos desde el punto de vista de Inversión en proyectos petroleros de Exploración.

1.5. MARCO DE REFERENCIA

1.5.1 Marco Teórico

Todas las tendencias apuntan a que la región se convertirá en un escenario muy activo. Países como Chile, Brasil y México han adquirido un papel mayor en la economía mundial. Otros aspiran a seguirlos pronto, como Colombia. Brasil reclama también una función de primer orden en la política mundial, aunque lo hace entre sonoros desaciertos.

Es claro que las circunstancias obligan a los países y sus gobernantes a madurar en materia de política exterior. Habrá muchas lecciones para aprender, pero tal vez la más importante sea esta: las relaciones entre países se desarrollan en múltiples niveles y por diversos canales. Al lado de las relaciones puramente políticas transcurren flujos de intercambio comercial, cultural, humano, académico, y de otras clases sin dejar de lado su influencia en el desarrollo del sector energético específicamente las inversiones Petroleras. Es crucial impedir que las crisis políticas interrumpan o perturben dichas inversiones y el desarrollo del sector energético.

Latinoamérica está pasando por una revolución, la integración, la cual afectará completamente la estructura e influencia de la región durante los próximos años.

La región ha experimentado un aceptable desarrollo de su potencialidad en la producción de petróleo y gas, aunque lógicamente es una incógnita pensar el nivel de crecimiento que podría haberse alcanzado en otro contexto político y económico. Ante esto, y en momentos en los cuales las reservas hidrocarburíferas y la producción petrolera y gasífera descienden en todo el planeta, resulta vital que la economía latinoamericana logre un consenso energético.

Principalmente, se plantea la necesidad de obtener algún tipo de comunión entre las políticas económicas que se desarrollan en cada uno de los países y que atañen al sector energético, con el propósito de arbitrar, por ejemplo a través de los bloques regionales como el Mercosur, alternativas conjuntas que permitan hacer más previsible al sector y logren estimular la llegada de nuevas inversiones.

1.5.2 Marco Conceptual

El sector petrolero en la economía de un país presenta gran influencia ya que ocupa uno de los primeros lugares en la generación de divisas o sea fracciones de dinero que se invierten en asuntos sociales en los principales departamentos/municipios en donde se explota el crudo. Para atraer la inversión y lograr la inclusión de las grandes compañías petroleras es importante tener un conocimiento básico sobre los términos contractuales y las normas que los rigen.

Dentro un contrato en el Upstream petróleo/gas se expresan negociaciones y acuerdos entre el Estado y los operadores (públicos y/o privados), en torno al manejo de un recurso natural (generalmente no renovable) que son de propiedad de la Nación. Generalmente estos contratos contienen todo el detalle sobre los derechos, deberes y obligaciones entre el Estado y los operadores del campo. La

celebración de éstos se realiza a través de alguna representación pública. Usualmente son refrendados por el Congreso y cuando sólo son aprobados por el Poder Ejecutivo, el Congreso se limita a aprobar un “modelo” de contrato.

1.5.3 Marco Espacial

Brasil es uno de los países con mayor estabilidad de la región en todos los sentidos, su industria petrolera se proyecta como una de las más importantes del mundo y su producción y reservas así lo demuestran.

Colombia y su estabilidad política, legal, normativa y contractual hacen que incremente su atractivo y su potencial para inversiones de alto riesgo como las del sector Petrolero. Colombia ha presentado un gran cambio e incremento en el desarrollo de actividades exploratorias, además del mejoramiento de los términos fiscales y la seguridad democrática de gobiernos anteriores, todo esto ha hecho que se presente un gran flujo de capital de inversión en el sector de los Hidrocarburos.

Ecuador, un país en crecimiento energético latente, con reciente desarrollo en infraestructura y en normatividad contractual. Sin embargo la actividad de perforación exploratoria en los últimos años ha estado en estancamiento y con pocas tendencias a mejorar.

Perú fue el primer país en Suramérica en producir aceite y fue el primer productor de LNG en el continente. Hoy en día es uno de los países más atractivos para los inversionistas de Proyectos de Petróleo y gas en Latinoamérica, debido a su relativo ambiente estable, términos fiscales amigables con el inversionista y procesos de licenciamiento y adjudicación regulares.

2. IMPLEMENTACION DE LOS OBJETIVOS

2.1. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN SOCIO POLÍTICA DE BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERÚ Y SU INFLUENCIA SOBRE EL SECTOR PETROLERO

Todas las tendencias apuntan a que la región se convertirá en un escenario geopolítico muy activo, países como Chile, Brasil y México han adquirido un papel mayor en la economía mundial. Otros aspiran a seguirlos pronto, como Colombia y Brasil que reclaman también una función de primer orden en la política mundial, aunque lo hace entre sonoros desaciertos.

Es claro que las circunstancias obligan a los países y sus gobernantes a madurar en materia de política exterior. Habrá muchas lecciones para aprender, pero tal vez la más importante sea esta: las relaciones entre países se desarrollan en múltiples niveles y por diversos canales. Al lado de las relaciones puramente políticas transcurren flujos de intercambio comercial, cultural, humano, académico, y de otras clases sin dejar de lado su influencia en el desarrollo del sector energético específicamente las inversiones Petroleras. Es crucial impedir que las crisis políticas interrumpan o perturben dichas inversiones y el desarrollo del sector energético.

Adicionalmente los Estados de la región y sus Gobernantes no ignoran que, si tomasen decisiones drásticas, castigarían innecesariamente a sus países: provocarían quiebras de empresas, despidos de trabajadores, y frustración de todo tipo de oportunidades. De modo que, si los latinoamericanos vamos a empezar a ser protagonistas de la geopolítica, tendremos que afinar la capacidad de manejar agendas múltiples, y de impedir que los problemas de una de ellas

provoquen el cierre de las otras y mucho menos truncan oportunidades de Inversión y desarrollo de nuestros pueblos.

Sin duda alguna el mundo está pasando por una serie de transformaciones fundamentales que eran casi inimaginables hace unos pocos años. La creación de la moneda única europea, los ataques terroristas contra las Torres Gemelas de Nueva York y los trenes de Madrid, la caída del Muro de Berlín, la desintegración de la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS), la introducción del capitalismo en la antigua China comunista, la consolidación de la apertura económica en India, la completa reunificación alemana, la fundación del Estado Palestino, son algunos de los recientes acontecimientos de trascendencia histórica, tanto en Latinoamérica como en el resto del mundo, y están transformando radicalmente la geopolítica del siglo XXI.

Las tendencias de regionalismo y globalización cambiarán la faz de la Tierra en muy pocos años. El bloque europeo, el bloque asiático y un posible bloque americano son tres fuerzas determinantes del tercer milenio. Latinoamérica está pasando por una revolución, la integración, la cual afectará completamente la estructura e influencia de la región durante los próximos años. En 1991 se firmó el tratado del Mercado Común del Sur (MERCOSUR) y se reactivaron los acuerdos del Mercado Común Centroamericano (MCCA) al pacificarse esa región. En 1992, después de décadas sin muchos resultados, se inició el libre comercio completo e inmediato entre Colombia y Venezuela, y se firmó el tratado de libre comercio de Norteamérica (NAFTA) entre Canadá, Estados Unidos de América (EUA) y México. En 1993 se aceleró el proceso de integración centroamericano y en la cuenca caribeña se ratificó al año siguiente la Asociación de Estados del Caribe (AEC), primer grupo comercial en incluir a Cuba, Haití y República Dominicana como Estados asociados. En 1994 también entró en vigencia el NAFTA, se firmó el acuerdo del Grupo de los Tres (G-3) durante la cuarta Cumbre Iberoamericana en Cartagena de Indias y se reunió la primera Cumbre Presidencial Hemisférica de

Miami con el objetivo de crear el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA). En 1995 comenzaron a funcionar, aunque todavía con ciertas limitaciones, los acuerdos comerciales en la Comunidad Andina (CAN), el ¹G-3 y el MERCOSUR. En 2004 se formalizó en Cusco la creación de la Comunidad Suramericana de Naciones (CSN) y en 2005 y 2006 se firmaron nuevos acuerdos de libre comercio entre varios países centroamericanos, caribeños y andinos con Estados Unidos.

Sin embargo, Latinoamérica enfrenta desafíos que van mucho más allá del libre comercio. El libre comercio es sólo una parte de la verdadera integración económica: hay que pasar del comercio a las inversiones, a la coordinación fiscal y monetaria, a la completa armonización cambiaria. Hay que ahondar en la integración en las esferas no económicas. Es necesario que Latinoamérica también avance hacia la integración educativa, social, política y ecológica. Los verdaderos problemas a largo plazo de los países latinoamericanos se parecen más entre sí que a aquellos problemas de cualquier otra región del mundo. Muchos de los dilemas de México son similares a los de Centroamérica, los de Colombia a los de Venezuela, los de Perú a los de Bolivia, los de Argentina a los de Brasil. Los países latinoamericanos tienen más cosas en común que ninguna otra región del planeta.

Ahora es el tiempo de pensar en las ventajas compartidas y Latinoamérica es la región con más ventajas compartidas en todo el mundo. Su cultura, historia, geografía e idiomas la ubican en una condición única para sacarle provecho a sus inmensas ventajas absolutas, comparativas, competitivas y compartidas. Después de todo, los problemas fundamentales de Latinoamérica son comunes, y sus soluciones también serán comunes. En los próximos años, las naciones latinoamericanas deben pasar de ser primos desconocidos a hermanos inseparables. Y estos cambios se están experimentando con los acuerdos

¹GE, Tratado de Libre Comercio entre Colombia, Venezuela Y México

internacionales ya mencionados anteriormente como lo son el Mercosur, el Alba, Caribeam.

Desde hace más de tres décadas existen proyectos regionales de colaboración económica, como el Mercado Común Centroamericano, varias alianzas en el Caribe y entre los países andinos, y también acuerdos bi o trilaterales. Sin embargo, los nuevos proyectos tienen características propias. El Mercosur que ha salido de un cierto letargo incluye ahora a Venezuela y se presenta como una de las alternativas al ²ALCA.

Venezuela ha dado nuevos pasos: Petrocaribe, que implica el abastecimiento de petróleo a precios ventajosos con facilidad de pago para 11 países; Petrosur, que une a Venezuela, Brasil y Argentina para la industria del petróleo y del gas; proyectos de oleoductos y gaseoductos, entre Venezuela y Panamá, y hacia el sur.

Se firmó en 2007 un acuerdo para la constitución del Banco del Sur (Argentina, Brasil, Bolivia, Uruguay, Paraguay, Venezuela) con el fin de realizar una autonomía financiera, y finalmente el ³ALBA, que prevé varias formas de integración económica, social y cultural, y también una participación de los movimientos sociales de la región.

Otro factor de vital importancia en la Geopolítica regional es el tema de La Seguridad y cooperación en asuntos de seguridad entre los países latinoamericanos, sobre todo por los múltiples conflictos internos que tienen que combatir cada uno.

²ALCA, Área de Libre Comercio de las Américas

³ALBA, Alianza Bolivariana para los pueblos de las Américas

Las nuevas tendencias en seguridad de la región como el debilitamiento de las relaciones con Estados Unidos (a excepción de Colombia) o los aspectos extra-regionales (Rusia e Irán) de las políticas de seguridad de Venezuela y parcialmente de Ecuador, generan un impacto en los equilibrios regionales. Las innovaciones políticas no han modificado la política de defensa y la germinación de nuevas alianzas se presenta como un factor que va a incidir en el tema de seguridad en el futuro.

En el marco de la integración regional las agendas de seguridad no se ven articuladas en las agendas políticas o económicas de los países puesto que las políticas de defensa siguen siendo estrictamente nacionales. Aunque existan políticas de seguridad compartidas, éstas no están inscritas en los programas de la llamada izquierda. De igual manera, las políticas nacionales de seguridad se asocian más a las relaciones de los gobiernos con las Fuerzas Armadas que con aspectos regionales. Los factores de tipo no militar como la seguridad energética (distribución de recursos, conquista de nuevos mercados, nuevas inversiones) tendrán igualmente importancia, así como la modernización e institucionalización de las Fuerzas Armadas y la revisión de los pactos cívico-militares. Un proceso de integración en defensa y seguridad es difícil que surja por las particularidades domésticas de los países de la región.

Existen varios mecanismos multilaterales que abordan los temas de seguridad tanto a nivel hemisférico y regional como sub-regional. Su desempeño es sin embargo bastante circunstancial por la falta de acciones coordinadas. La dispersión de los esfuerzos radica en la crisis de credibilidad en el multilateralismo a nivel global y reflejado en lo regional, así como en las dificultades de generar una agenda mínima y de vincular propuestas multilaterales con políticas domésticas.

Ya que lo que requieren las empresas del sector energético para poder invertir en nuevos activos es mayormente, estabilidad política y reglas económicas claras. Pues bien, todos sabemos que estas dos condiciones han estado ausentes de la realidad latinoamericana durante la mayor parte de su historia.

A pesar de esto, la región ha experimentado un aceptable desarrollo de su potencialidad en la producción de petróleo y gas, aunque lógicamente es una incógnita pensar el nivel de crecimiento que podría haberse alcanzado en otro contexto político y económico.

Ante esto, y en momentos en los cuales las reservas hidrocarburíferas y la producción petrolera y gasífera descienden en todo el planeta, resulta vital que la economía latinoamericana logre un consenso energético.

Principalmente, se plantea la necesidad de obtener algún tipo de comunión entre las políticas económicas que se desarrollan en cada uno de los países y que atañen al sector energético, con el propósito de arbitrar, por ejemplo a través de los bloques regionales como el Mercosur, alternativas conjuntas que permitan hacer más previsible al sector y logren estimular la llegada de nuevas inversiones.

Las perspectivas son favorables hacia el futuro, siempre y cuando el precio internacional del petróleo se estabilice. Es que la región cuenta con un interesante potencial exportador de hidrocarburos, por ejemplo hacia China e India o incluso Estados Unidos. Además, las asimetrías en cuanto a la realidad energética de los diferentes países latinoamericanos también propicia la comercialización energética entre ellos.

2.1.1 Situación Socio Política En Brasil

La República Federativa de Brasil, nuestra vecina, viene aplicando una geopolítica definida en pos de acercarse cada vez más a su gran propósito nacional de constituirse en una de las grandes potencias mundiales. Para alcanzar ese privilegiado status debe encarar convenientemente la cuestión energética y fortalecerse aprovechando su favorable situación en Reservas energéticas principalmente hidrocarburos.

Brasil, con una población de 191 millones de habitantes (sexto más poblado del mundo); una superficie de ocho millones y medio de kilómetros cuadrados (8.511.965 kms²) ocupando el quinto lugar entre los países más extensos; un PBI de U\$S 1.100 mil millones, un per cápita de U\$S 4.630 a paridad de poder adquisitivo (75 en el orden mundial) y una deuda externa de U\$S 232 mil millones, se considera un país continente en capacidad para acceder a la élite mundial de los más más y, de paso, inaugurar una nueva etapa de integración del subcontinente americano.

Brasil dispone de esa visión estratégica y sigue con bastante coherencia el sendero geopolítico que lo llevará a alcanzar un grado de desarrollo que lo catapulte a ocupar un lugar entre las principales potencias mundiales; lo cual significa alcanzar el rótulo de “altamente desarrollado”, integrante el “primer mundo”, ser miembro permanente del Consejo de Seguridad de la ONU, pasar del grupo de países emergentes (G20) al grupo de países ricos ⁴(G8), etc. Hoy ya es una potencia en camino a ser gran potencia. No son pocos los futurólogos que calculan que Brasil antes de los próximos veinte años se ubicará como la quinta potencia del mundo, junto a China, EE.UU., Japón e India desplazando a Alemania.

⁴G8, Grupo de países más industrializados con mayor poder económico y Político a nivel mundial (Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Reino Unido, Rusia.

La Amazonía Brasileña es potencialmente una de las regiones más ricas del mundo en recursos naturales: petróleo, hierro, manganeso, bauxita, estaño, etc., los cuales se encuentran desigualmente distribuidos por su área. También el potencial hidroeléctrico es enorme y desigual. El desarrollo de la Amazonía permitirá al Brasil irradiar influencia y jalonar su marcha al Oeste, hacia el Perú, considerado el más óptimo camino entre el Atlántico y el Pacífico. A partir del dominio de la Amazonía Brasil tensiona hacia el oeste, es decir hacia Perú y en menor grado hacia Bolivia y Chile así como a Ecuador. Aspira a ser país bioceánico. Ubicado de cara al Atlántico norte y sur, busca ahora el Pacífico, océano que ha empezado a convertirse en el escenario del más intenso tráfico marítimo y comercial del mundo, lo cual se afianzará durante el siglo XXI.

Está por demás dicho que Brasil necesita corredores para sacar sus productos industriales con destino a Asia, tanto como necesita importarlos de ese continente, especialmente a y de los mercados del Japón y China Popular. Los vínculos comerciales y financieros con esas potencias son indispensables para su aspiración de convertirse en potencia mundial. Por ello Brasil ejecuta planes geopolíticos que se proyectan hacia el Pacífico a través de territorios vecinos.

La influencia de Brasil en la región sudamericana crece, entre otras razones porque viene ocupando los espacios de deja Estados Unidos, cuya influencia en estos nuestros predios estatales se halla en ostensible declive. Además las relaciones entre ambas potencias experimentan cierto enfriamiento debido a la oposición brasileña a las bases norteamericanas en Colombia y a las sanciones que Estados Unidos propugna contra Irán en las naciones Unidas por la decisión soberana de este último país de continuar su desarrollo nuclear.

El proyecto sudamericano brasileño implica una reconfiguración geopolítica latinoamericana. Ciertamente no es la única propuesta sobre la mesa – recuérdese la Alternativa Bolivariana para las Américas o el Plan Puebla- Panamá,

entre otros. Se trata, en todo caso, de iniciativa audaz, osada, creíble y de largo plazo.

En una región históricamente polarizada, la alternativa brasileña implica el surgimiento de un paradigma nuevo y altamente significativo. Entre sus puntos fuertes se destaca su pragmatismo, inclusive en lo concerniente a su opción por privilegiar proyectos conjuntos de infraestructura económica. También su carácter no amenazador ni violento. Falta, entretanto, terminar de convencer a la mayoría de los hasta ahora poco interesados vecinos sobre sus bondades. Brasil precisaría ser mucho más generoso y luchar contra no pocas suspicacias y desafíos. Todo ello sin olvidar que la emergencia del Brasil como gran potencia mundial del siglo XXI no podrá ser alcanzada a costas o en desmedro de sus vecinos más inmediatos o más distantes.

2.1.2 Situación Socio Política en Colombia

La política de seguridad democrática implementada por el gobierno Colombiano tiene por objeto, la recuperación de la soberanía del conjunto del territorio que está en disputa en muchas zonas del país con 20.000 guerrilleros y 15.000 paramilitares aproximadamente.

Un segundo propósito sería el garantizar el ejercicio de los derechos y libertades democráticas. El presupuesto de seguridad de Colombia se ha incrementado de modo notable, habiéndose fortalecido e incrementado a las fuerzas armadas a 180.000 efectivos. Por otro lado existen consideraciones desfavorables respecto a los resultados de la lucha contra la droga, ya que según últimos informes de organizaciones Internacionales han aumentado las zonas de cultivo, se ha incrementado el consumo y el precio al consumidor no ha subido.

Para varios analistas internacionales, El conflicto colombiano estaría pasando de guerra de liberación nacional a ser una guerra de drogas que se originó en el contexto de la Guerra Fría, en un Estado que nunca tuvo el monopolio de la fuerza pero que tiene una larga tradición de: violencia, cultura política autoritaria, estructuras económica y política excluyentes y, por fortuna, solidez institucional. De igual manera se acepta que la política del presidente Uribe habría tenido algunos resultados positivos, pero ha llevado a la intensificación del conflicto (más de 6.000 combates). La lucha contra el narcotráfico, a pesar de los cuantiosos recursos invertidos (sólo para el Plan Colombia EEUU dio 4.000 millones de dólares) ofrece precarios resultados, pues tanto la extensión de cultivos como los volúmenes de droga y su precio se mantienen estables. Las negativas consecuencias que tiene el conflicto en la región andina: militarización de las fronteras; impulso a la carrera armamentista regional; freno a la integración económica y aporte a la inestabilidad política regional.

Colombia enfrenta la más compleja situación de seguridad interna en el Hemisferio occidental. La interacción de un conjunto de amenazas, grupos insurgentes, autodefensas ilegales, narcotráfico y crimen organizado, representa un reto de proporciones incalculables para el Estado en Colombia. Está en juego la supervivencia misma del orden democrático por lo cual es fundamental que la sociedad colombiana no escatime recursos, esfuerzos y compromiso en la lucha por recuperar la seguridad interna del país. La recuperación de la seguridad interna tiene que emprenderse sin atentar contra la estabilidad macroeconómica de Colombia. La salud de la economía constituye, en sí misma, un elemento y una prioridad de la estrategia de seguridad nacional.

En Colombia, la “guerra” es un enfrentamiento entre un Estado legítimo y fenómenos de subversión armada, terrorismo y acción de grupos de justicia privada o autodefensas. Es la confrontación de la comunidad con unos movimientos guerrilleros y de autodefensas que le han hecho un enorme daño a la

sociedad y a la economía colombianas, que no tienen legitimidad alguna y que cada día cuentan con menos apoyo popular.

Desde el punto de vista de Relaciones internacionales, Colombia participa en organizaciones regionales e internacionales como: Interpol, Comunidad Andina, Grupo de Río, Grupo de los Tres, FMI, Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD), UNESCO, Asociación de Estados del Caribe (ACS), G-77, Agencia Latinoamericana de Información (ALAI), Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe (ECLAC), Confederación Mundial del Trabajo (CMT), Organización Mundial del Comercio (OMC), Organización Internacional del Trabajo (OIT), Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

En la actualidad, la mayoría de países de la región, la mayoría de los Organismos internacionales y la mayoría de los Inversionistas reconocen a Colombia y a su política de seguridad democrática dramáticos avances en seguridad y en mejoramiento de las condiciones para la inversión extranjera, fortalecimiento de la institucionalidad, gran estabilidad política, legislativa y democrática, y un panorama bastante atractivo para la mayoría de empresas multinacionales quienes están enfocando sus inversiones hacia este país. De hecho Colombia es uno de los mercados más competitivos a nivel regional y es una de las democracias más fuertes y estables de la región latinoamericana en estos tiempos.

2.1.3 Situación Socio Política en Ecuador

La fragilidad del sistema democrático Ecuatoriano y los frecuentes cambios de Gobierno contribuyen a que se generalice una visión negativa de país inmaduro, dada la mayor consolidación institucional de países vecinos como Colombia.

Ecuador ha determinado que el principio de no intervención en los asuntos internos de otros estados es la piedra angular de las relaciones con los Países vecinos, así mismo considera los efectos del conflicto Colombiano como una de las principales amenazas a la seguridad del Ecuador y de la estabilidad latinoamericana.

La posición del Gobierno Colombiano de criticar la falta de adhesión de los países vecinos a la política del Gobierno actual de Colombia, con respecto al conflicto que se vive en ese país, constituye una muestra más de falta de respeto por la política interna de Ecuador, recordando que la política tendiente a buscar una solución militar al conflicto ha sido impulsado tanto por el presidente Colombiano como por el Gobierno de los Estados Unidos. Subrayando que Ecuador no realizará operaciones militares coordinadas, conjuntas ni combinadas con Colombia.

Por otro lado, uno de los mayores males que afecta a la sociedad Ecuatoriana es la corrupción, para cuyo combate se sugiere armonizar la legislación nacional con los convenios internacionales (OEA y ONU); mejorar la coordinación entre las instituciones públicas competentes, en especial entre la Fiscalía y la Comisión anticorrupción; e incrementar la cooperación bilateral y multilateral, incluyendo la suscripción de convenios en temas como lavado de dinero, extradición, intercambio de información y recuperación de capitales públicos. Todos estos factores afectan directamente la percepción de Estabilidad gubernamental de Ecuador en la región Latinoamericana.

En aspectos económicos, La importancia que para el país tienen las relaciones con la principal economía del mundo (E.U) es analizada por varios analistas, quienes apuntan que las mayores deficiencias del aparato productivo nacional tienen que ver con: la falta de reformas internas para promover la productividad que se estancó en la última década; la debilidad de sus instituciones; la escasa

inversión en investigación y desarrollo, el penúltimo lugar de América Latina con 0.1 del PIB, y el alto déficit educativo que debilita el capital humano.

Respecto a las exportaciones, la base de la economía preponderante del petróleo se ratifica en el comercio con Estados Unidos, ya que éste y sus derivados, que en el 2000 significaban el 45% de las exportaciones, ascienden al 62.8% en el 2010, lo que muestra que el crecimiento promedio anual de casi 20% de las exportaciones a ese país ha venido en crecimiento continuo, dado básicamente por el petróleo y sus derivados.

Por otra parte, se advierte la alta conflictividad del Estado ecuatoriano con compañías extranjeras (especialmente petroleras), con las que tiene actualmente siete casos en tribunales internacionales. Las causas jurídicas más comunes de esos conflictos, se deben tanto a la diversidad existente en los textos de los veintidós tratados que sobre garantías de inversiones ha suscrito el Estado, en cuanto a prácticas administrativas que no valoran oportunamente las consecuencias internacionales que acarrearán sus actos. Se destaca la importancia que esos litigios tienen sobre la imagen de un país, y la imagen de Ecuador no es buena, lo cual indica la pobre percepción que se tiene en el exterior sobre la administración de justicia y la corrupción que impera en el país. Se plantean tareas para fortalecer la institucionalidad de la Procuraduría, el Ministerio de Relaciones Exteriores y la coordinación entre todas las instituciones relevantes para los contenciosos, sugiriendo un papel más activo de la diplomacia en la generación de información sobre la legislación de inversiones y su difusión.

Para finalizar, el contexto histórico-político Ecuatoriano nos deja en la actualidad un conjunto de políticas sociales medianamente estructurado. Desde el punto de vista político se evidencia inestabilidad y fragilidad en todos los niveles gubernamentales que causan cierto nivel de incertidumbre específicamente a nivel de inversión en Proyectos de infraestructura petrolera.

2.1.4 Situación Socio Política en Perú

En la década de los noventa, la administración Peruana liberalizó los mercados y privatizó las empresas públicas, reduciendo la participación del Estado en la economía. Para compensar a la población más vulnerable, desarrolló diversos programas sociales, inspirados en el concepto de focalización. En efecto, el discurso oficial resaltaba la necesidad de utilizar los recursos escasos de la manera más eficiente posible, de modo que se dirigieran exclusivamente a los sectores más pobres de la población.

La eficiencia, el impacto y hasta la motivación de estos programas han sido cuestionados. Gran parte del gasto llegó finalmente a hogares en sectores que no eran pobres (problemas de filtración), mientras que al mismo tiempo muchas de las familias pobres no resultaron beneficiadas (subcobertura). Aunque se gastó más de US\$ 5 mil millones solo durante el segundo gobierno de Fujimori, las cifras de pobreza permanecieron en un nivel preocupante: para el año 2000, el 54% de la población era pobre y 15% lo era en extremo. En las zonas rurales, 7 de cada 10 peruanos eran pobres y la mitad de ellos indigentes.

El Perú y América Latina están en etapa de crisis política social por los grandes monopolios, transnacionales y del imperialismo que presentan dadas a través de los Tratados Internacionales Comerciales y de la Banca Usurera foránea. Pero no solo es un problema económico, sino un problema social que impacta con la educación, salud y nutrición de los pueblos Latinoamericanos según algunos analistas de la región.

La descentralización es una oportunidad singular para acercar el Estado a la población, sobre todo en aquellos lugares tradicionalmente alejados de posibilidades de desarrollo. El Presupuesto Público en Perú ha ido incrementando progresivamente el monto destinado a los gobiernos del interior del país: en el

2008 la asignación presupuestal a los gobiernos regionales y locales llegó al 38% del presupuesto total, más del doble del porcentaje (17%) que recibían en el 2002.

En los últimos años ha aumentado la ejecución presupuestal de los tres niveles de gobierno, especialmente en lo referente a la inversión pública descentralizada. La inversión pública a cargo de gobiernos locales y regionales aumentó de manera similar en el 2008.

Sin embargo, dichos gobiernos tienen limitada capacidad de gasto, entre otras razones, debido a la falta de habilidades técnicas para la programación del gasto y la organización de su ejecución. Estos son aspectos que es preciso reforzar si se quiere garantizar inversiones adecuadas y oportunas que atiendan las prioridades nacionales y aquellas establecidas en los respectivos planes de desarrollo concertados regionales y locales.

La descentralización aún no ha culminado. La nueva Ley Orgánica de Poder Ejecutivo precisa el rol rector del nivel nacional y dispone que los ministerios elaboren nuevas leyes de organización y funciones adecuadas al proceso descentralizador. Está pendiente el nuevo diseño normativo-institucional de los ministerios, y que se asignen con claridad las atribuciones de cada nivel de gobierno.

La política de relaciones exteriores en Perú establece siete objetivos básicos vinculados a los principales temas de la política exterior: (1) promover la paz y seguridad internacionales, a fin de lograr la estabilidad política y confianza necesarias para facilitar el desarrollo y la erradicación de la pobreza; (2) promover el respeto de los derechos humanos, la democracia, el estado de derecho, y la lucha contra las amenazas transnacionales y sus delitos conexos; (3) participar activamente en los diversos procesos de integración con miras a un desarrollo armónico y la generación de condiciones más equitativas en el proceso de

globalización; (4) impulsar el desarrollo sostenible y la integración en las regiones fronterizas; (5) promover y defender los intereses permanentes del Estado peruano, sus connacionales y empresas en el exterior, y utilizarlos como instrumentos para la captación de inversiones y de recursos de cooperación internacionales; (6) impulsar las políticas migratorias globales que incorporen la promoción de oportunidades laborales; y (7) respetar la soberanía y el principio de no intervención en los asuntos internos y externos de los Estados.

A pesar de los problemas económicos y sociales, la política Peruana mantiene cierto nivel de estabilidad y reconocimiento de fortaleza a nivel suramericano, de tal manera que su estabilidad legislativa, política, gubernamental crea un escenario no preocupante para la inversión extranjera.

2.2. CONTEXTUALIZACIÓN EN TÉRMINOS ENERGÉTICOS (PETRÓLEO) DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERÚ

La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo, la inestabilidad que caracteriza el mercado internacional (Geopolítica) y los precios de este producto, han llevado a que se investiguen energéticos alternativos sin que hasta el momento se haya logrado una opción económicamente viable que realmente lo sustituya, aunque se han dado importantes pasos en ese sentido.

El sector petrolero en la economía de un país presenta gran influencia ya que ocupa uno de los primeros lugares en la generación de divisas o sea fracciones de dinero que se invierten en asuntos sociales en los principales departamentos/municipios en donde se explota el crudo.

Las regalías (u otros impuestos) que llegan a cada departamento/municipio fruto de las exportaciones a países como estados unidos (mayor comprador de petróleo

para el caso Colombiano) son distribuidas equitativamente por el gobierno departamental ya que tienen dependencia absoluta del gobierno estatal, es decir es un tema de relevancia política y social para la mayoría si no todos los países objeto de este análisis (Brasil, Colombia, Ecuador, Perú).

Claramente no solo es necesario que el país posea los recursos naturales para su explotación sino que la parte Política y Geopolítica cumple un papel importante en el desarrollo de dichos recursos, la relación entre la política económica y el desarrollo del sector hidrocarburífero en un país o en una región es siempre muy estrecha. Es que las condiciones económicas que se planteen serán los principales condicionantes para el desarrollo de nuevos bloques exploratorios, así como también para el asentamiento de nuevas inversiones.

Una de las posibilidades que se han planteado últimamente para lograr un consenso energético regional es la creación de bloques petroleros latinoamericanos, denominados Petrocaribe, Petrosur y Petroandina, que tienen como propósito aunar esfuerzos económicos, políticos y sociales dentro de Latinoamérica.

Petrocaribe está integrado por Venezuela y 14 países del Caribe; Petrosur reúne a Venezuela, Brasil, Uruguay y Argentina y Petroandina está conformado por Venezuela, Colombia, Bolivia y Ecuador.

Puede decirse que Latinoamérica afronta un panorama complejo en cuanto al tema hidrocarburífero, que puede resolverse de dos maneras contrapuestas: la negativa sería perder las oportunidades que se presentan porque las políticas económicas no se adaptan a las necesidades del sector; mientras que la positiva sería el crecimiento del mercado a través de una política concertada a nivel regional que ataque los principales escollos y problemáticas.

2.2.1 Situación Energética (Petróleo) Actual en Brasil

Brasil es uno de los países con mayor estabilidad de la región en todos los sentidos, su industria petrolera se proyecta como una de las más importantes del mundo y su producción y reservas así lo demuestran (con sus descubrimientos de pre-sal aguas profundas en la cuenca de Santos).

La actividad de perforación de pozos exploratorios en los últimos años es un síntoma inequívoco de dicho desarrollo exploratorio y del gran ambiente petrolero en la potencia suramericana (más de 150 pozos/año).

Una producción promedio de 1,964 Kbpd de hidrocarburos líquidos el año pasado (2009) y una producción proyectada de 3,317 kbpd de hidrocarburos líquidos para finales del año 2019 con el desarrollo de los campos costa afuera de aguas profundas lo sitúan como una de las potencias petroleras y económicas del mundo.

De igual manera las reservas de hidrocarburos líquidos a 01/01/2010 se estiman en 34,119 MMBls.

Tabla 1. Datos Claves Brasil

SITUACIÓN ACTUAL PETROLERA – BRASIL

Capital	Brasília
Liquid Reserves (Remaining)	23.11 billion barrels (1/1/2010)
Liquid Production	2230 thousand b/d (2010)
Liquid Reserves/Production	28.4 years
Gas Reserves (Remaining)	16.28 tcf (1/1/2010)
Gas Production	1.34 bcf/d (2010)
Gas Reserves/Production	33.2 years

Source: Wood Mackenzie

Figura 1. Mapa de Cuencas Brasil

PRINCIPALES CUENCAS SEDIMENTARIAS – BRASIL



Source: Wood Mackenzie

Figura 3. Actividad Perforación Exploratoria Brasil
ACITIVIDAD EN PERFORACION (Exploratoria) – BRASIL

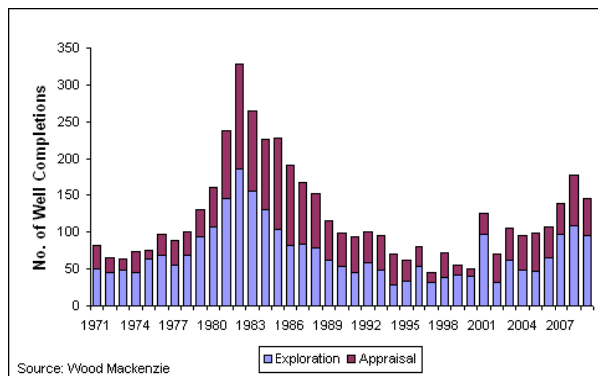


Tabla 2. Rondas Brasil

RONDAS DE ADJUDICACION DE CONTRATOS– BRASIL

Round #	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2009
NUMBER OF:										
- Blocks offered	27	23	53	54	908	913	1134	284*	271	130
- Blocks awarded	12	21	34	21	101	154	251	0*	117	40
- Companies pre-qualified	38	44	42	29	12	24	46	43	74	48
- Bidders	13	27	26	17	6	21	32	22	45	23
- Companies winning blocks	11	16	22	14	6	19	30	0*	40	11
Proportion of awarded blocks won by Petrobras (%)	42	38	44	38	87	70	38	0*	23	68
Area Awarded ('000 km ²)	33.0	26.8	29.8	14.0	21.8	39.7	168.0	0*	45.6	48.0
Total signature bonus paid (US\$M)	179.7	260.1	241.7	33.1	9.4	221.5	484.4	0*	1200	38

Source: Wood Mackenzie

Tabla 3. Producción Líquida Brasil

PRODUCCIÓN DE LIQUIDOS 2000 – 2009 – BRASIL

Analysis	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Albacora	149.3	129.7	139.5	139.9	130.5	114.9	106.7	107.1	92.4	87.4
Albacora Leste	3.2	2.6	0.2	-	-	-	61.3	155.8	132.4	111.2
Barracuda	28.0	32.9	25.8	-	0.4	124.2	165.0	146.6	141.0	123.3
Bijupirá-Salema	-	-	-	11.9	51.5	31.6	30.7	27.6	29.0	25.4
Cachalote	-	-	-	-	-	-	-	-	0.8	16.0
Camarupim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.5
Campos Basin Central Pole	-	-	-	-	-	61.4	55.8	50.4	39.4	32.6
Campos Basin North East Pole	-	-	-	-	-	47.0	46.0	43.8	38.2	38.4
Campos Basin North Pole	-	-	-	-	-	78.1	80.5	66.9	63.5	63.5
Campos Basin South Pole	-	-	-	-	-	67.8	63.4	61.4	56.2	50.4
Campos Poles Historics	255.5	229.5	241.0	246.2	239.1	-	-	-	-	-
Caratinga	8.0	8.8	6.1	-	-	80.3	141.2	109.0	73.0	58.5
Ceará-Potiguar Basins - Other Fields	97.0	93.6	89.3	89.7	88.2	82.5	72.3	69.6	67.4	64.6
Coral	-	-	-	4.9	7.5	7.2	4.6	3.8	2.8	-
Espadarte Area	6.5	25.8	33.0	36.9	27.0	23.1	17.5	50.0	74.2	56.3
Espírito Santo Basin - Other Fields	12.8	19.5	24.5	25.4	20.1	17.5	16.9	16.5	13.9	12.5
Frade	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.4
Golfinho	-	-	-	-	-	-	44.3	55.5	51.7	24.0
Jubarte	-	-	3.6	17.9	12.4	15.8	0.9	42.9	46.1	39.0
Koch Fields	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Lagosta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.8
Manati	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.6	0.6
Marlim	433.8	520.2	595.0	532.1	481.3	459.6	403.6	352.3	348.4	313.0
Marlim Leste (inc. Jabuti)	3.5	4.0	1.4	-	-	-	-	-	6.5	110.7
Marlim Sul	19.0	41.5	147.6	170.0	179.4	197.0	185.8	162.7	131.8	190.4
Merluza	1.6	1.5	1.6	1.5	1.4	1.4	1.3	1.1	0.8	0.5
Parque das Conchas (BC-10)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.0
Peroá-Cangoá	-	-	-	-	-	-	0.5	0.6	2.9	0.9
Pescada & Arabaiana Area	1.7	1.0	3.0	3.2	3.1	2.4	1.7	1.2	1.0	0.7
PetroRecôncavo-operated Fields	2.6	3.1	3.3	4.3	4.1	4.1	4.6	5.1	5.2	5.2
Piranema	-	-	-	-	-	-	-	1.7	7.8	4.9
Polvo	-	-	-	-	-	-	-	2.7	7.3	17.9
Recôncavo-Tucano Basin - Other Fields	43.4	41.6	40.8	40.9	41.3	40.8	39.4	39.0	38.0	37.1
Roncador	41.0	27.3	7.7	77.1	92.2	83.0	84.0	82.3	254.7	353.8
Sergipe-Alagoas Basin - Other Fields	42.9	42.2	42.4	44.3	45.1	46.0	47.6	49.2	45.1	45.2
Tartaruga	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1
Tupi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3
Urucu Area	48.6	51.1	53.0	50.2	53.4	50.8	47.8	46.4	42.7	43.0
Voador	29.5	19.6	16.4	8.5	8.5	6.6	10.7	8.6	8.0	13.2
Total Liquids ('000 b/d)	1228.6	1295.9	1475.7	1505.2	1487.0	1643.6	1734.6	1760.5	1823.3	1963.7

Figura 4. Producción líquidos 1994-2024 Brasil
PRODUCCIÓN DE LIQUIDOS POR CUENCA 1994 – 2024 – BRASIL

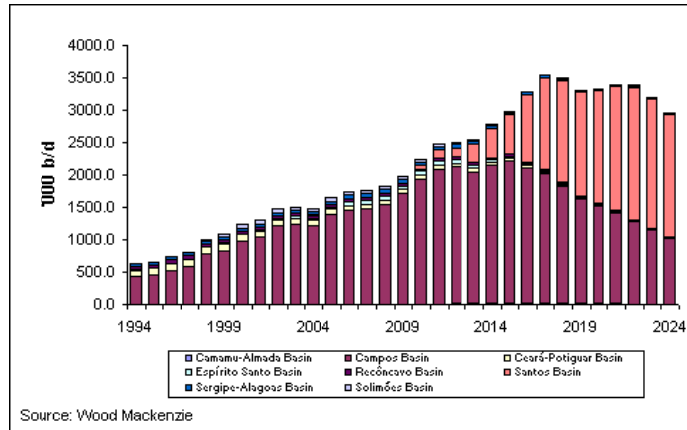


Tabla 4. Refinerías – Reservas Comerciales Brasil

REFINERIAS – BRASIL

Operator	Refinery	Location	CDU* Capacity ('000 b/d)
Petrobras	Paulinia (REPLAN) Refinery	Paulinia, São Paulo	365
Petrobras	Landulpho Alves (RLAM) Refinery	Mataripe, Bahia	279
Petrobras	Henrique Laje (REVAP) Refinery	São José dos Campos, São Paulo	251
Petrobras	Duque de Caxias (REDUC) Refinery	Duque de Caxias, Rio de Janeiro	242
Petrobras	Alberto Pasqualini (REFAP) Refinery	Canaas, Rio Grande do Sul	189
Petrobras	Pres. Getúlio Vargas (REPAR) Refin.	Araucária, Paraná	189
Petrobras	Pres. Bernardes (RPBC) Refinery	Cubatão, São Paulo	170
Petrobras	Gabriel Passos (REGAP) Refinery	Betim, Minas Gerais	151
Petrobras	Capuava Mauá (RECAP) Refinery	Mauá, São Paulo	53
Petrobras	Isaac Sabon Manaus (REMAN) Refinery	Manaus, Amazonas	46
Petrobras	Lubricants & Derivatives (LUBNOR)	Fortaleza, Ceará	7
Ipiranga	Ipiranga Refinery	Rio Grande do Sul	120
Repsol	Manguinhos Refinery	Rio de Janeiro	14
YPF			

Source: Wood Mackenzie

* CDU - Crude Distillation Unit

Continuación Tabla 4. Refinerías – Reservas Comerciales Brasil

RESERVAS COMERCIALES – BRASIL

Location	Init Liquids (mmbbl)	Init Gas (bcf)	Init Oil Equivalent (mmboe)	Rem Liquids (mmbbl)	Rem Gas (bcf)	Rem Oil Equivalent (mmboe)
Albacora	1008	282	1058	293	26	297
Albacora Leste	589	210	626	417	115	437
Baleia Anã	103	8	105	103	8	105
Baleia Azul	401	40	408	401	40	408
Baleia Franca	563	91	579	563	91	579
Barracuda	718	208	755	414	108	433
Bijupirá-Salema	147	56	157	46	15	48
BS-4	318	35	324	318	35	324
BS-500 Pole	79	1450	334	79	1450	334
Cachalote	325	31	331	319	31	325
Camarupim	15	441	92	15	436	91
Campos Basin Central Pole	507	211	544	81	19	84
Campos Basin North East Pole	673	35	679	97	6	98
Campos Basin North Pole	1098	254	1142	172	36	178
Campos Basin South Pole	1099	343	1159	151	49	160
Canapu	4	126	26	4	126	26
Caratinga	292	67	304	112	8	113
Caravela	55	-	55	35	-	35
Cavalo Marinho	18	-	18	18	-	18
Ceará-Potiguar Basins - Other Fields	943	383	1010	186	109	205
Coral	13	-	13	0	-	0
Espadarte Area	213	39	220	85	13	88
Espírito Santo Basin - Other Fields	202	214	239	40	23	44
Estrela do Mar	12	-	12	12	-	12
Frade	240	43	248	236	43	244
Golfinho	161	35	167	97	15	99
Guará	1145	653	1260	1145	653	1260
Iara	3088	1744	3395	3088	1744	3395
Jubarte	1323	172	1353	1257	172	1288
Koch Fields	5	6	6	2	3	3
Lagosta	9	98	27	9	96	26
Manati	3	1100	197	3	920	165
Marlim	2808	544	2903	818	79	832
Marlim Leste (inc. Jabuti)	668	199	703	622	188	655
Marlim Sul	2258	810	2401	1720	639	1832
Maromba	255	11	257	255	11	257
Merluza	16	287	66	2	65	14
Mexilhão	90	2283	492	90	2283	492
Papa-Terra	380	22	384	380	22	384
Parque das Conchas (BC-10)	364	32	370	362	32	368
Peregrino	450	-	450	450	-	450
Peroá-Cangoá	9	565	109	7	490	94
Pescada & Arabaiana Area	12	147	38	4	68	16
PetroRecôncavo-operated Fields	93	175	124	17	11	19
Pinaúna	60	-	60	60	-	60
Piranema	74	-	74	69	-	69
Polvo	45	-	45	35	-	35
Recôncavo-Tucano Basin - Other Fields	1500	1015	1679	118	196	152
Roncador	2572	680	2691	2163	548	2259
Sardinha	10	130	33	10	130	33
Sergipe-Alagoas Basin - Other Fields	852	1198	1063	155	308	210
Sidon & Tiro	130	-	130	130	-	130

Continuación Tabla 4. Refinerías – Reservas Comerciales Brasil

RESERVAS COMERCIALES – BRASIL

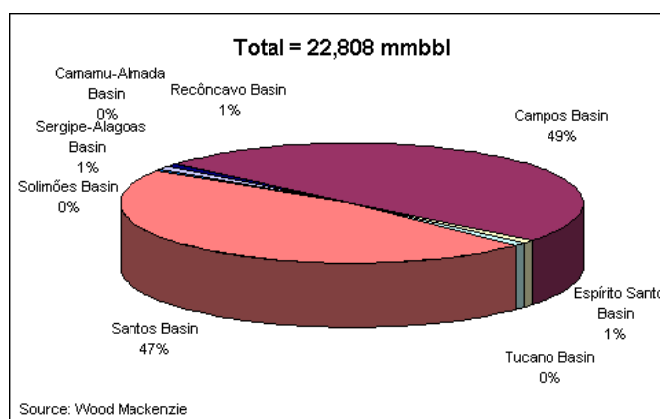
Location	Init Liquids (mmbbl)	Init Gas (bcf)	Init Oil Equivalent (mmboe)	Rem Liquids (mmbbl)	Rem Gas (bcf)	Rem Oil Equivalent (mmboe)
Tartaruga	5	-	5	4	-	4
Tupi	5758	3534	6380	5756	3534	6378
Urucu Area	258	1291	485	69	1288	295
Voador	83	13	86	18	2	18
Total	34119	21311	37871	23112	16284	25978

Source: Wood Mackenzie

NB. The table lists only commercial reserves. Commercial reserves are classified as those in fields that are either in production or under development

Figura 5. Reservas Comerciales Brasil

RESERVAS COMERCIALES POR CUENCA (LIQUIDO) – BRASIL



2.2.2 Situación Energética (Petróleo) Actual en Colombia

Colombia y su estabilidad política, legal, normativa y contractual hacen que incremente su atractivo y su potencial para inversiones de alto riesgo como las del sector Petrolero.

Desde el nacimiento de la ⁵ANH en el 2003-2004 Colombia ha presentado un gran cambio e incremento en el desarrollo de actividades exploratorias, además del

⁵ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos

mejoramiento de los términos fiscales y la seguridad democrática de gobiernos anteriores, todo esto ha hecho que se presente un gran flujo de capital de inversión en el sector de los Hidrocarburos.

Quizá el desarrollo de los proyectos petroleros y el incremento de la producción de los mismos no ha ido de la mano con el mejoramiento y la expansión de la infraestructura de transporte (oleoductos, gasoductos), punto en el cual Ecopetrol y ANH están enfocados actualmente.

No ha habido grandes descubrimientos últimamente (10 años), sin embargo ha habido gran cantidad de pequeños desarrollos petroleros que sumados están aportando a la producción nacional considerablemente, otro punto relevante es el desarrollo de campos de crudos Pesados que hasta hace varios años no se consideraban atractivos, como es el caso de Pacific Rubiales, Chichimene y Castilla, entre otros.

Entre las compañías de mayor relevancia en la industria petrolera Colombiana tenemos: Ecopetrol, Pacific Rubiales, Occidental, Chevron, BP, Talisman, Gran Tierra, Petrominerales, Alange, C+C Energia, Lukoil, Sinochem, Hocol, Cepsa, Total, entre otras.

Tabla 5. Datos Claves Colombia
SITUACIÓN ACTUAL PETROLERA – COLOMBIA

Capital	Bogotá
Liquid Reserves (Remaining)	2.63 billion barrels (1/1/2011)
Liquid Production	861 thousand b/d (2011)
Liquid Reserves/Production	8.4 years
Gas Reserves (Remaining)	5.14 tcf (1/1/2011)
Gas Production	1.29 bcf/d (2011)
Gas Reserves/Production	10.9 years

Source: Wood Mackenzie

Figura 6. Mapa de Cuencas Colombia
PRINCIPALES CUENCAS SEDIMENTARIAS – COLOMBIA

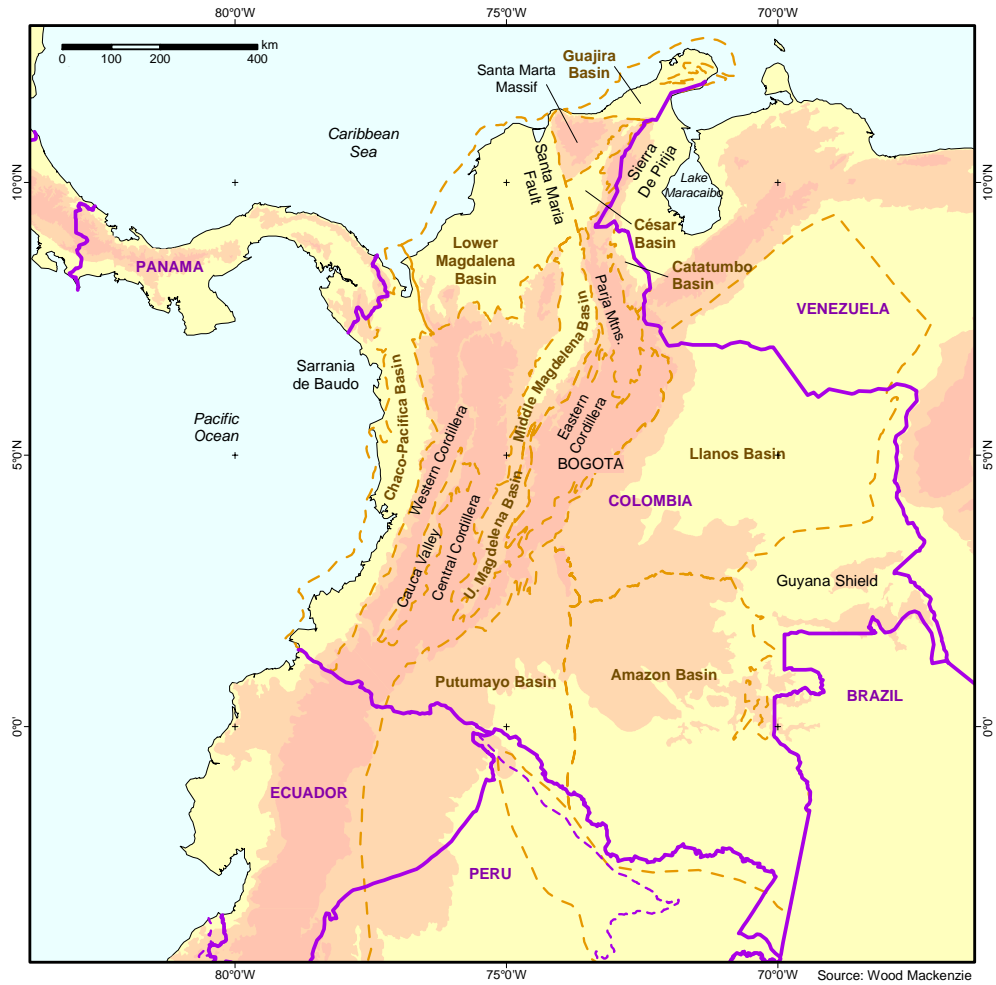
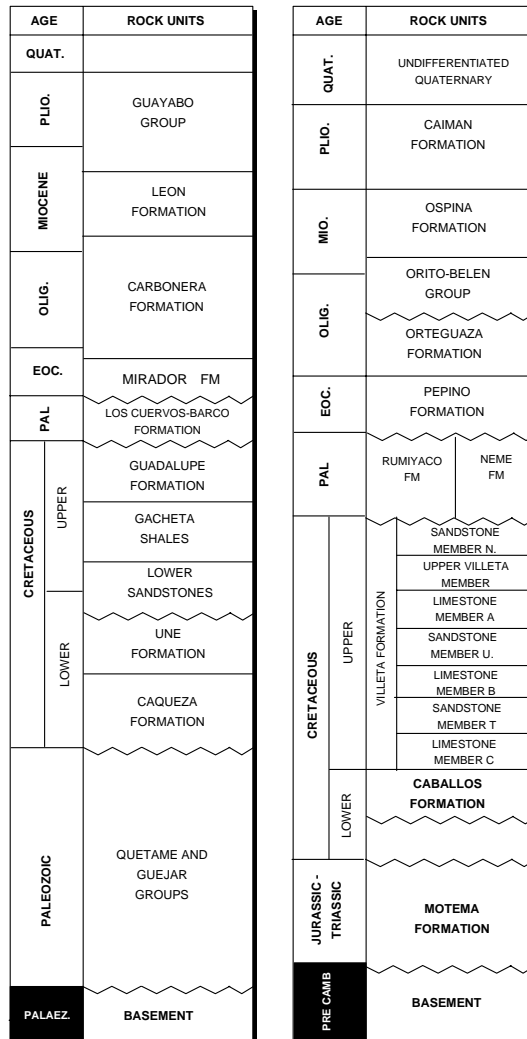


Figura 7. Columna Estratigráfica

COLUMNA TIPO – ESTRATIGRAFICA – COLOMBIA



Source: Wood Mackenzie

Figura 8. Actividad Perforación Exploratoria Colombia
ACTIVIDAD EN PERFORACION (Exploratoria) – COLOMBIA

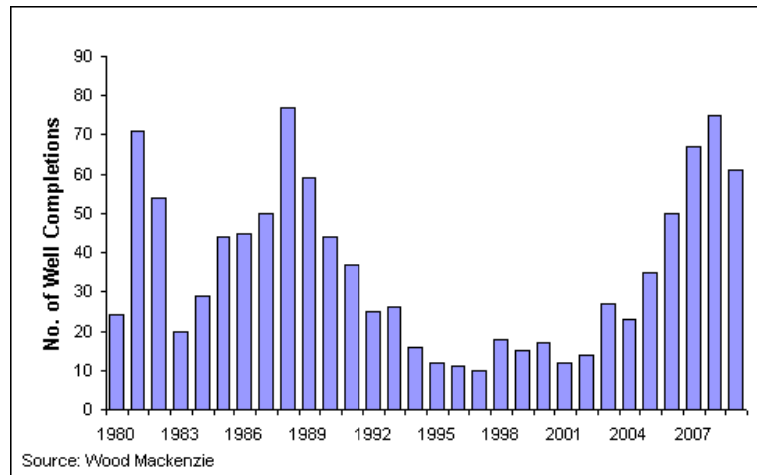


Figura 9. Rondas de Adjudicación Colombia
RONDAS DE ADJUDICACION DE CONTRATOS – COLOMBIA

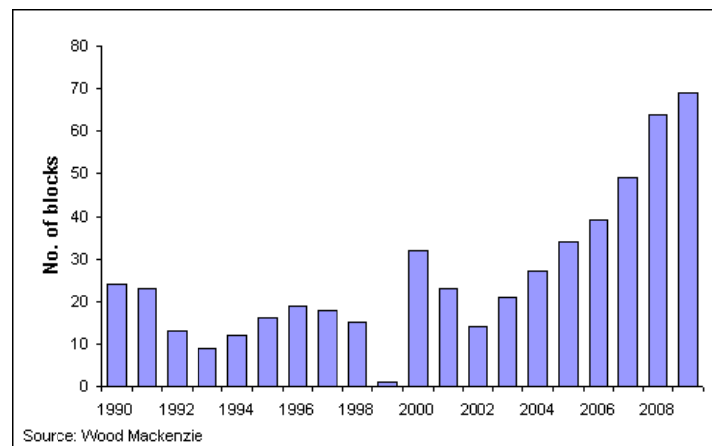


Tabla 6. Producción de Líquidos Colombia
PRODUCCIÓN DE LIQUIDOS 1999 – 2008 – COLOMBIA

Analysis	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Campo Rico	-	-	-	-	-	1	3	3	3	3
Capella	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Caracara	-	-	-	-	1	3	8	13	17	20
Casabe	7	7	6	6	5	6	7	7	8	10
Casanare Area	34	31	31	24	27	26	24	23	23	25
Caño Limón	140	93	54	98	95	96	92	97	100	97
Cocorná, Nare & Velásquez	11	10	9	10	14	18	19	19	19	25
Condor	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-
Corcel	-	-	-	-	-	-	-	-	4	7
Costayaco	-	-	-	-	-	-	-	-	1	5
Cubiro	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Cusiana/Cupiagua	431	340	293	230	195	154	126	109	82	68
Ecopetrol - Llanos Heavy Oil Project	37	51	60	54	50	66	83	87	81	94
Ecopetrol - Other Fields	44	41	41	40	46	48	49	57	61	70
Ecopetrol - Tello	10	11	14	14	13	11	11	9	8	7
Espinal	5	11	13	11	9	8	9	4	5	6
Floreña, Pauto & Volcanera	-	-	6	13	9	11	11	9	13	13
Gigante	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Guaduas	-	0	6	7	4	3	2	1	1	1
Guando	-	1	1	4	12	24	27	31	31	29
Guayuyaco	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1
La Cañada Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
La Cira-Infantas	7	7	7	6	5	5	5	6	10	17
Las Monas	5	5	4	4	4	4	4	4	5	5
Ocelote	-	-	-	-	-	-	-	-	0	3
Palermo	25	27	28	22	21	18	17	18	14	14
Rubiales	-	-	2	1	4	5	8	12	19	36
Río Ceibas	9	6	5	4	3	3	4	3	3	2
Santana	4	3	2	2	2	2	2	2	1	1
Tibu	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Upía	11	10	5	5	4	4	4	4	3	2
Vetra Energy Areas	0	1	1	2	2	6	3	6	5	6
Yaguará	8	8	7	6	6	6	6	5	5	4
Total Liquids ('000 b/d)	789	664	596	564	532	529	526	531	527	575

Source: Wood Mackenzie

Tabla 7. Producción Líquidos 2009-2010

Analysis	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Campo Rico	3	3	2	2	2	1	1	1	1	1
Candelilla	-	15	11	7	5	4	3	2	1	1
Capella	0	1	2	11	20	30	40	40	40	34
Caracara	19	20	17	14	11	10	8	7	6	5
Casabe	13	18	23	28	28	28	24	20	17	15
Casanare Area	24	20	17	15	12	11	9	7	6	5
Caño Limón	94	83	70	56	45	36	29	23	18	14
Cocorná, Nare & Velásquez	26	30	33	35	29	24	20	17	14	11
Condor	-	1	12	13	12	12	10	9	7	6
Corcel	15	12	9	7	5	4	3	2	2	1
Costayaco	13	17	22	20	14	9	7	5	3	2
Cubiro	2	3	4	4	3	3	2	2	2	1
Cusiana/Cupiagua	58	49	48	45	44	40	34	30	26	22
Ecopetrol - Llanos Heavy Oil Project	111	132	149	163	150	121	97	76	60	48
Ecopetrol - Other Fields	72	67	64	55	48	41	35	30	26	22
Ecopetrol - Tello	7	7	7	6	5	5	4	3	3	2
Espinal	6	6	5	3	3	2	1	-	-	-
Floreña, Pauto & Volcanera	17	18	27	40	38	32	29	24	20	17
Gibraltar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gigante	1	2	4	4	4	3	2	2	1	1
Guaduas	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Guando	26	25	22	19	15	11	8	5	3	2
Guayuyaco	1	2	2	1	1	1	1	0	0	0
La Cañada Norte	0	4	5	4	4	3	3	3	2	2
La Cira-Infantas	25	26	33	40	42	41	39	35	32	29
Las Monas	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2
Ocelote	11	17	20	18	16	14	11	9	7	6
Palermo	13	12	11	2	-	-	-	-	-	-
Quífa	0	10	46	68	85	97	85	73	62	52
Rubiales	69	130	170	170	170	162	145	131	118	106
Río Ceibas	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-
Santana	1	1	1	1	1	1	0	-	-	-
Tibu	2	2	5	8	9	12	14	14	14	13
Upía	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-
Vetra Energy Areas	7	10	11	10	8	7	5	4	3	3
Yaguará	4	4	3	-	-	-	-	-	-	-
Total Liquids ('000 b/d)	649	755	861	877	833	765	673	577	497	423

Figura 10. Producción de Líquidos 1998-2024 Colombia

PRODUCCIÓN DE LIQUIDOS 1998 – 2024 – COLOMBIA

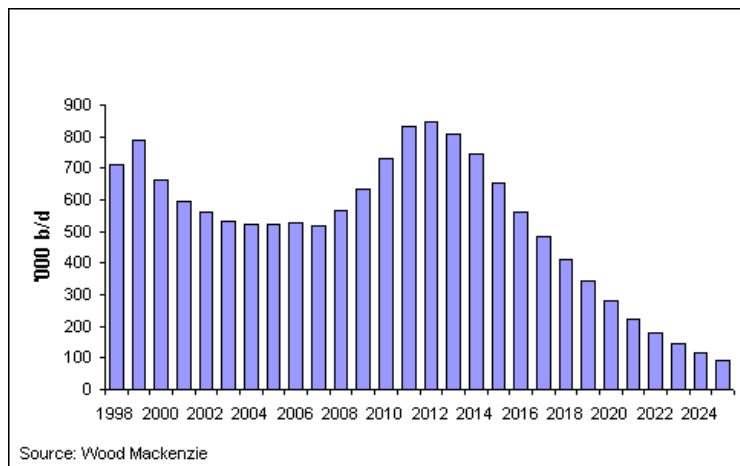


Tabla 8. Refinerías-Reservas Comerciales
REFINERIAS – COLOMBIA

Operator	Refinery	Location	CDU* Capacity ('000 b/d)
Ecopetrol	Barrancabermeja	Santander	250
Ecopetrol	Cartagena	Bolivar	80
Ecopetrol	Orito	Putumayo	2
Ecopetrol	Tibu	N. de Santander	2
Ecopetrol	Apiay	Meta	2

Source: Wood Mackenzie

RESERVAS COMERCIALES – COLOMBIA

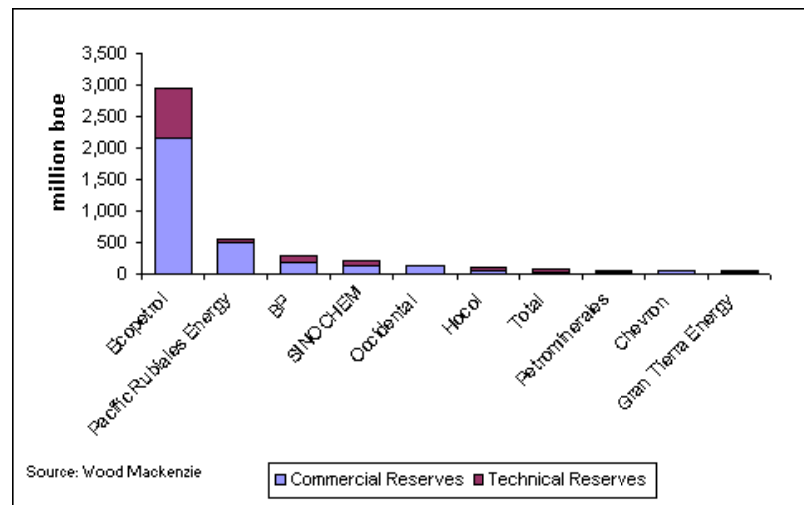
Location	Init Liquids (mmbbl)	Init Gas (bcf)	Init Oil Equivalent (mmboe)	Rem Liquids (mmbbl)	Rem Gas (bcf)	Rem Oil Equivalent (mmboe)
Campo Rico	11	-	11	4	-	4
Candelilla	18	-	18	13	-	13
Capella	140	-	140	140	-	140
Caracara	69	-	69	32	-	32
Casabe	403	-	403	95	-	95
Casanare Area	192	-	192	37	-	37
Caño Limón	1393	-	1393	122	-	122
Cocorná, Nare & Velásquez	387	-	387	78	-	78
Condor	40	-	40	40	-	40
Corcel	27	-	27	13	-	13
Costayaco	44	-	44	30	-	30
Cubiro	9	-	9	9	-	9
Cusiana/Cupiagua	1246	2873	1751	139	2335	550
Ecopetrol - Llanos Heavy Oil Project	945	-	945	382	-	382
Ecopetrol - Other Fields	2838	730	2966	157	89	173
Ecopetrol - Tello	126	-	126	17	-	17
Espinal	54	-	54	5	-	5
Floreña, Pauto & Volcanera	136	1165	341	92	1065	280
Gibraltar	2	164	31	2	153	29
Gigante	13	-	13	9	-	9

Continuación Tabla 9. Refinerías-Reservas Comerciales

Location	Init Liquids (mmbbl)	Init Gas (bcf)	Init Oil Equivalent (mmboe)	Rem Liquids (mmbbl)	Rem Gas (bcf)	Rem Oil Equivalent (mmboe)
Guaduas	11	9	13	1	8	3
Guajira Area	-	5035	886	-	938	165
Guando	110	-	110	33	-	33
Guayuyaco	5	-	5	2	-	2
La Cañada Norte	14	-	14	13	-	13
La Cira-Infantas	967	-	967	184	-	184
La Creciente	-	569	100	-	517	91
Las Monas	129	180	161	9	24	13
Ocelote	54	-	54	43	-	43
Palermo	202	5	203	5	0	5
Quifa	287	-	287	283	-	283
Rubiales	674	-	674	569	-	569
Río Ceibas	22	16	24	0	0	0
Santana	23	-	23	1	-	1
Tibu	300	-	300	47	-	47
Upía	49	-	49	1	-	1
Vetra Energy Areas	40	30	45	22	5	22
Yaguará	43	-	43	1	-	1
Total	11023	10776	12918	2630	5134	3534

Source: Wood Mackenzie, Commercial Reserves at 01/01/2011 (p+p)

Figura 11. Distribución de Reservas por Compañía Colombia
RESERVAS COMERCIALES POR COMPAÑÍAS – COLOMBIA



2.2.3 Situación Energética (Petróleo) Actual en Ecuador

Ecuador, un país en crecimiento energético latente, con reciente desarrollo en infraestructura y en normatividad contractual, de hecho la primera ronda oficial de

adjudicación de bloques fue realizada en 1973, las anteriores adjudicaciones fueron realizadas por negociación directa.

La actividad de perforación exploratoria en los últimos años ha estado en decadencia y con pocas tendencias a mejorar (4 a 6 pozos exploratorios por año).

La producción de hidrocarburos líquidos estuvo alrededor de 476 Kbpod a finales del año 2009 y tiene una proyección en caída gradual hasta 118 Kbpod a finales del 2019 lo cual es una muestra del futuro poco prometedor en materia de desarrollo petrolero, en gran parte por la escasa tendencia de perforación exploratoria, inestabilidad política, legislación y reglas de juego no tan claras, ayudada por los casos históricos de finalización de contratos de manera unilateral y abrupta por parte del estado ecuatoriano, muchos de ellos aún se encuentran en estrados de tribunales internacionales.

Los últimos acuerdos de producción incremental, y proyectos de desarrollo marginal han sido intentos de Petroecuador por atraer inversión privada principalmente extranjera con resultados medianamente exitosos.

Tabla 10. Datos Claves Ecuador
SITUACIÓN ACTUAL PETROLERA – ECUADOR

Capital	Quito
Liquid Reserves (Remaining)	1.08 billion barrels (1/1/2009)
Liquid Production	425 thousand b/d (2009)
Liquid Reserves/Production	7 years
Gas Reserves (Remaining)	.34 tcf (1/1/2009)
Gas Production	.02 bcf/d (2009)
Gas Reserves/Production	38.9 years

Source: Wood Mackenzie

Figura 12. Mapa Cuencas Ecuador
PRINCIPALES INFRAESTRUCUTRAS PETROLERAS – ECUADOR

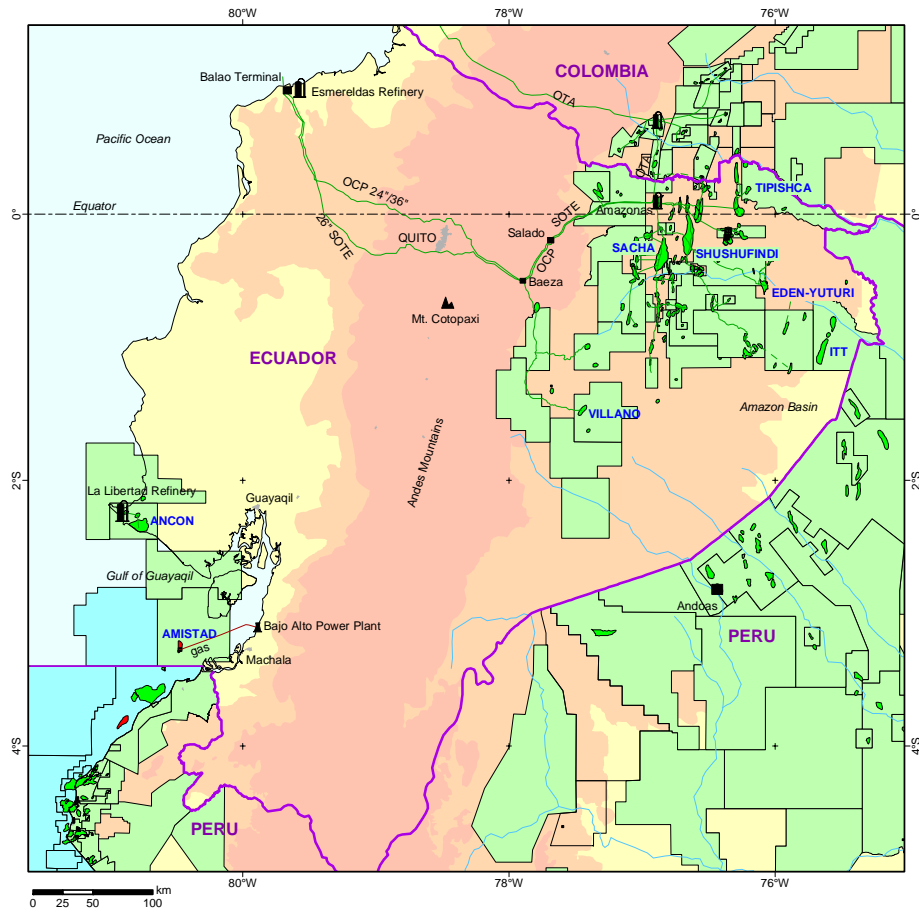


Figura 13. Columna Estratigráfica Ecuador
COLUMNA TIPO – ESTRATIGRAFICA – ECUADOR

AGE		ROCK UNITS		
QUAT.		MESA FORMATION		
PLIO.		CHAMBIRA FORMATION		
MIO.		ARAJUNO FORMATION		
OLIG.		CHALCANA FORMATION		
		ORTEGUAZA FORMATION		
EOC.		TIYUYACU FORMATION		
PAL.				
CRETACEOUS	UPPER	TENA FORMATION		
		SAN FERNANDO FORMATION ('M SST)		
		'A' LIMESTONE		
		'U' SANDSTONE		
		'B' LIMESTONE		
	LOWER	'T' SANDSTONE		
		'C' LIMESTONE		
		HOLLIN FORMATION		
		JURASSIC	U	CHAPIZA FORMATION
			M	
LWR	SANTIAGO FORMATION			
TRIAS.				
PERM - U. CARB.		MACUMA FORMATION		
LOWER CARB. DEV		PUMBUIZA FORMATION		
PRE CAMB		BASEMENT		

Source: Wood Mackenzie

Figura 14. Actividad en Perforación Ecuador
ACTIVIDAD EN PERFORACION (Exploratoria) – ECUADOR

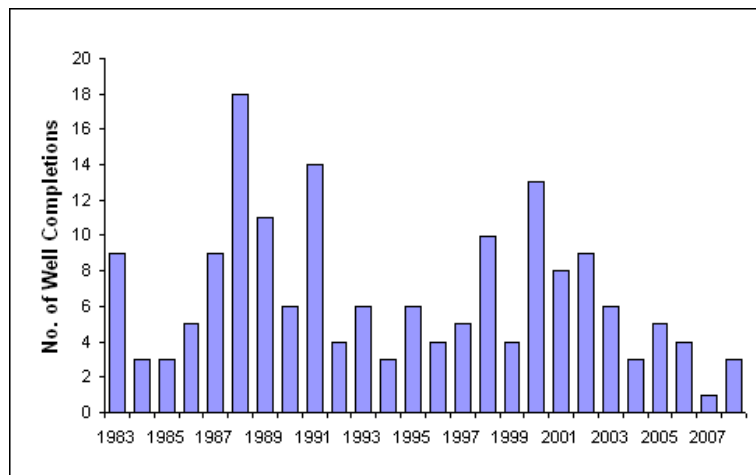


Tabla 11. Rondas Adjudicación Ecuador
RONDAS DE ADJUDICACION DE CONTRATOS – ECUADOR

Round	Date	Blocks on Offer	Blocks Awarded
1	Dec-73	3 Oriente 3 Coastal	YPF Block 3 - Northwest Energy
2	May-83	7 Oriente 4 Coastal	Block 15 – Occidental Block 8 – Exxon Blocks 1 & 2 – Belco
3	Apr-85	2 Oriente 2 Coastal	Block 7 – British Petroleum Block 16 - Conoco Block 6 - Texaco
4	May-86	6 Oriente 1 Coastal	Block 12 - Tenneco Block 17 – Petrobras Block 14 – Elf Block 9 - Petro-Canada
5	Jun-87	4 SE Oriente 3 Coastal	Block 13 – Unocal Block 10 - ARCO
6	Jan-90	4 Oriente 3 Coastal	No awards
7	May-93	9 Oriente 3 Coastal	Block 28- Tripetrol Block 11 – Santa Fe Block 18 - Amoco Block 19 - Triton Block 21 - Oryx Block 27 – City Investing Block 3 - EDC
8	Jun-95	9 Oriente	Block 23 - CGC Block 24 - ARCO Block 31 Perez Companc
9	Mar -04	4 Coastal	Block 4 - Clipper/Sundown Block 5 - Clipper/Sundown

Tabla 12. Producción Líquidos 2000-2009 Ecuador

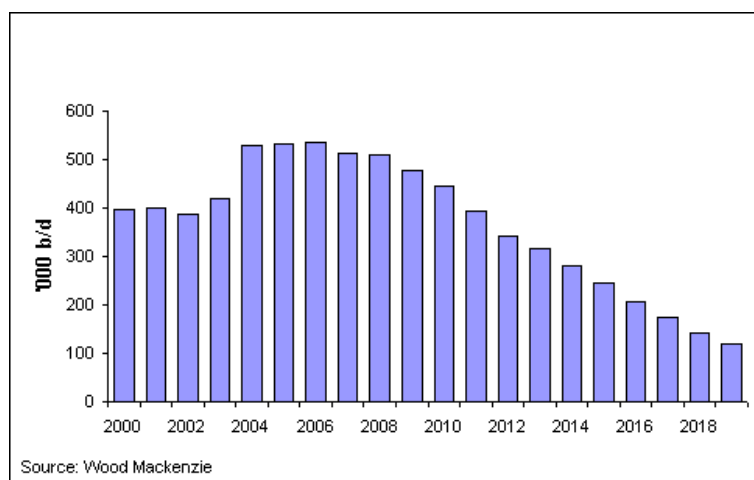
PRODUCCIÓN DE LIQUIDOS 2000 – 2009 – ECUADOR

Analysis	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Block 1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	-	-	-
Block 10	29.6	35.5	31.2	30.4	31.3	28.8	22.8	25.6	26.0	24.0
Block 14	4.0	4.5	3.6	2.5	3.0	3.1	4.0	6.0	7.0	8.5
Block 15	27.9	29.6	29.3	52.8	104.7	99.9	97.0	88.2	98.3	94.9
Block 16/Tivacuno	40.8	33.6	28.1	32.6	51.0	53.4	59.4	64.2	53.9	48.4
Block 17	1.2	1.4	1.7	2.7	3.7	5.5	8.2	9.9	9.0	8.8
Block 18	0.1	0.3	1.4	10.4	17.8	25.8	34.0	29.8	33.0	30.0
Block 21	-	-	-	0.1	13.2	11.0	15.8	14.0	11.9	10.0
Block 27	1.4	0.7	0.7	0.9	2.3	5.9	4.1	3.3	2.8	3.6
Block 7	12.6	14.6	13.9	11.9	11.7	11.1	15.5	16.3	16.0	12.7
Marginal Fields	11.1	15.4	20.5	20.6	19.2	19.6	20.2	19.9	16.3	13.4
Petroecuador Operated Fields	227.1	222.0	215.7	204.3	197.5	193.6	188.1	170.7	177.7	169.8
Santa Elena Peninsula	1.3	1.2	1.2	1.5	2.0	2.2	2.3	1.8	1.6	1.4
Sipetrol Operated Fields	-	-	-	6.2	11.3	19.1	17.5	16.8	18.5	18.5
Tarapoa Block	39.5	40.9	38.3	43.6	59.0	54.5	46.8	45.5	38.6	32.7
Total Liquids ('000 b/d)	396.8	399.8	385.7	420.6	527.8	533.7	535.8	512.0	510.6	476.7

Source: Wood Mackenzie

Figura 15. Producción de Líquidos 2000-2018 Ecuador

PRODUCCIÓN DE LIQUIDOS 2000 – 2018 – ECUADOR



Source: Wood Mackenzie

Tabla 13. Refinerías -Reservas Comerciales-Ecuador

REFINERIAS –ECUADOR

Operator	Refinery	Location	CDU* Capacity (’000 b/d)
Petroecuador	Esmeraldas	Pacific Coast	110
Petroecuador	Libertad	Pacific Coast	46
Petroecuador	Amazonas	Shushufindi Field, Oriente Basin	20

Source: Wood Mackenzie

* CDU - Crude Distillation Unit.

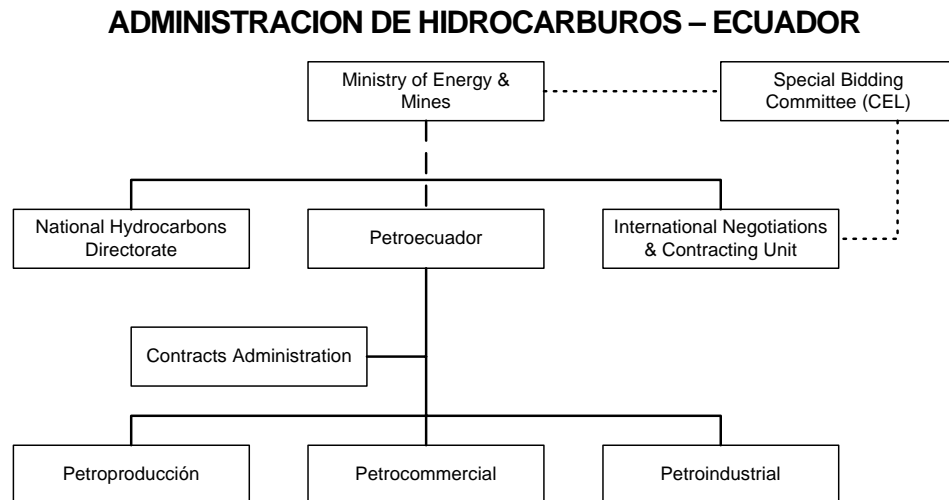
RESERVAS COMERCIALES –ECUADOR

Location	Init	Init	Init Oil	Rem	Rem	Rem Oil
	Liquids (mmbbl)	Gas (bcf)	Equivalent (mmbbl)	Liquids (mmbbl)	Gas (bcf)	Equivalent (mmbbl)
Block 1	1	-	1	0	-	0
Block 10	151	-	151	53	-	53
Block 14	38	-	38	17	-	17
Block 15	522	-	522	243	-	243
Block 16/Tivacuno	273	-	273	69	-	69
Block 17	29	-	29	13	-	13
Block 18	112	-	112	56	-	56
Block 21	36	-	36	12	-	12
Block 27	14	-	14	6	-	6
Block 3 (Amistad)	-	389	68	-	337	59
Block 31	62	-	62	62	-	62
Block 7	98	-	98	8	-	8
Marginal Fields	124	-	124	24	-	24
Pañacocha	42	-	42	42	-	42
Petroecuador Operated Fields	3359	-	3359	530	-	530
Santa Elena Peninsula	135	-	135	3	-	3
Sipetrol Operated Fields	102	-	102	31	-	31
Tarapoa Block	272	-	272	68	-	68
Total	5370	389	5438	1237	337	1296

Source: Wood Mackenzie

NB. Figures do not include around 1,300 mmbbl technical reserves in undeveloped fields (in particular ITT and Pungarayacu). Commercial Reserves at 01/01/2009 (p+p).

Ilustración 1. Estructura Administración Hidrocarburos



2.2.4 Situación Energética (Petróleo) Actual en Perú

Perú fue el primer país en Suramérica en producir aceite en 1879, y fue el primer productor de LNG en el continente en Junio de 2010.

Hoy en día es uno de los países más atractivos para los inversionistas de Proyectos de Petróleo y gas en Latinoamérica, debido a su relativo ambiente estable, términos fiscales amigables con el inversionista y procesos de licenciamiento y adjudicación regulares.

La producción actual es mayormente crudo pesado proveniente de la cuenca de Maraón, y GNLs producidos del gigante desarrollo de gas en el área de Camisea de la cuenca de Ucayali, este último ha permitido a Perú ser exportador de gas natural licuado.

Las principales empresas que tienen actividades en Perú tenemos: Pluspetrol, Hunt Oil, Repsol YPF, BPZ Energy, Petrobras, Savia Perú, Perenco, Petroperú (Estatal), Maple gas, Upland gas, Gas Energy, Petron Resources, entre otras.

La Producción de líquidos promedio en 2009 fue de 146 Kbopd y tiene una proyección de 217 Kbopd para el 2019 con un incremento considerable, de todas maneras la actividad de perforación exploratoria ha sido conservadora en los últimos años (promedio de 3 -4 pozos por año), tendencia que se espera mejore en los años venideros debido a la ejecución de varios compromisos exploratorios asumidos por las principales petroleras en los bloques Peruanos principalmente en el área de la selva, otro factor importante que pesa en los costos operativos y logística del área (movilizaciones, locaciones, restricciones ambientales, etc.).

Tabla 14. Datos Claves Perú
SITUACIÓN ACTUAL PETROLERA – PERU

Capital	Lima
Liquid Reserves (Remaining)	1.5 billion barrels (1/1/2011)
Liquid Production	170 thousand b/d (2011)
Liquid Reserves/Production	24.1 years
Gas Reserves (Remaining)	16.08 tcf (1/1/2011)
Gas Production	1.01 bcf/d (2011)
Gas Reserves/Production	43.7 years

Source: Wood Mackenzie

Figura 16. Mapa de Cuencas – Perú
PRINCIPALES CUENCAS SEDIMENTARIAS – PERU

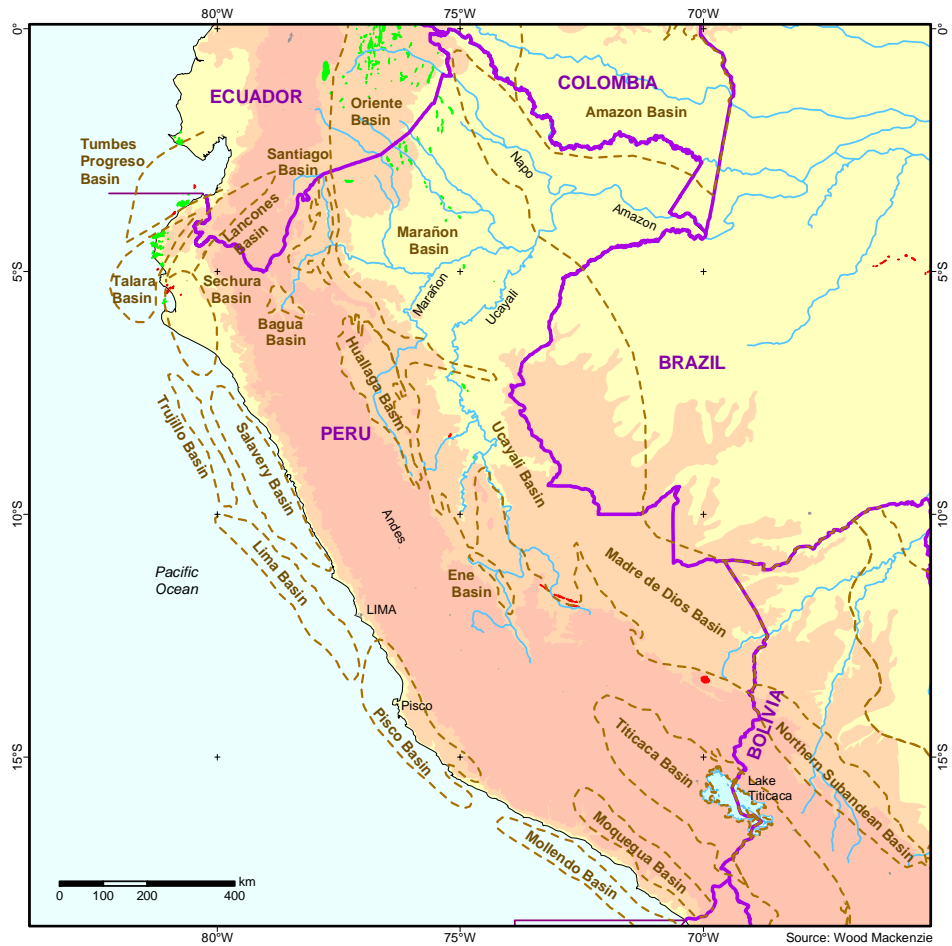


Figura 17. Columnas Estratigráficas Perú

COLUMNAS TIPO – ESTRATIGRAFICA – PERU

AGE	LITHOLOGICAL UNIT				
C.	TERTIARY	PLEISTOCENE	CORRIENTES		
		PLIOCENE	IPU-RORO	MARANON	
				PEBAS	
		MIOCENE		CHAMBIRA	
		ECOCENE		POZO	
		PALEOCENE		YAHUA-RANGO	
			MAASTRICH	HUCHPACAYU CACHİYACU	
		CRETACEOUS	CAMPANIAN	VIVIAN	
				CHONTA	PONA
					LUPUNA
			CETICO II		
			CALIZA		
			TURONIAN	CETICO I	
CENOMANIAN	AGUA CALIENTE				
ALBIAN	RAYA				
APTIAN	CUSHABATAY				
NEOCOM					
JURASSIC	LATE	SARAYAQUILLO			
	EARLY	PUCARA			
TRIAS	LATE	ENE/MITU			
	LATE	COPACABANA			
PERMIAN	LATE				
	EARLY				
CARB.		AMBO			
SILV-DEV		CABANILLAS			
ORD		CONTAYA			
P - C					

AGE	LITHOLOGICAL UNIT	
QUAT.		UCAYALI
TERTIARY	HUAYABAMBA	IPIRURO
		CHAMBIRA
		POZO
		YAHUA-RANGO
		C. BLANCA
		HUCHPAYACU
		CACHİYACU
		VIVIAN
		CHONTA
		ORIENTE
CRETACEOUS		
JURASSIC		SARAYAQUILLO
		PUCARA
PERMIAN		ENE/MITU
		COPACABANA
CARBONIFEROUS	UPPER	TARMA
	LOWER	AMBO
DEVONIAN		CABANILLAS
ORD		CONTAYA

Source: Wood Mackenzie

Figura 18. Actividad en Perforación Perú

ACTIVIDAD EN PERFORACION (Exploratoria) – PERU

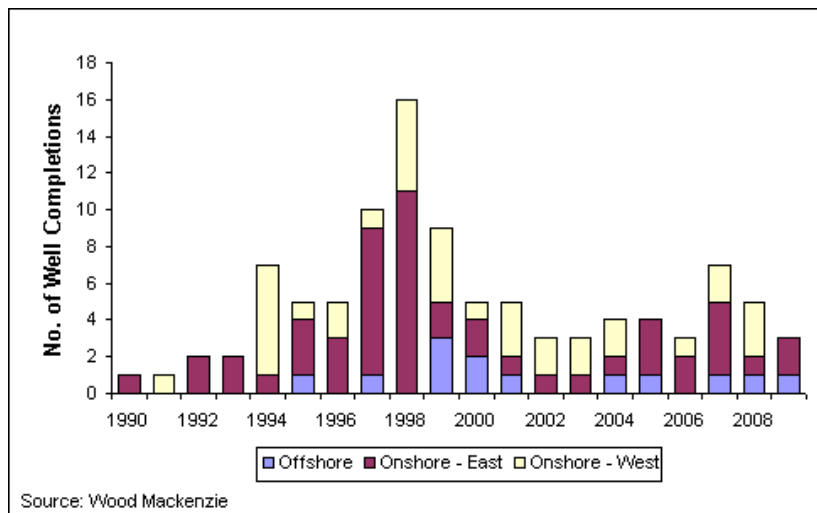


Tabla 15. Oleoductos Perú

Pipeline	Operator	From	To	Length (km)	Diameter (inches)	Capacity ('000 b/d)
Oleoducto Nor-Peruano- Tramo Uno	Petroperu	Estacion 1 (San Jose de Saramuro)	Estacion 5	320	24	150
Oleoducto Nor-Peruano- Tramo Dos	Petroperu	Estacion 5	Bayover	450	36	200
Ramal Norte	Petroperu	Andoas Gathering Station	Estacion 5	260	16	100
TGP Liquids (Camisea to Pisco)	TGP	Camisea	Pisco	557	10/14	85

Source: Wood Mackenzie

Tabla 16. Refinerías Perú

Operator	Refinery	Location	CDU* Capacity ('000 b/d)
Refinadores del Perú	La Pampilla	Callao, Lima	102
Petroperu	Talara	Northwest Pacific coast	62
Petroperu	Conchan	Lurin, Lima	15
Petroperu	Iquitos	Loreto, northeast Amazon	10.5
Maple Gas	Pucallpa	Amazon Basin	3.3
Petroperu	El Milagro	Bagua	1.6

Source: Wood Mackenzie

* CDU - Crude Distillation Unit.

Tabla 17. Producción Líquidos 2000-2019

PRODUCCIÓN DE LIQUIDOS 2000 – 2019 – PERU

Analysis	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Block 1-AB	37	35	37	36	32	27	28	27	23	16
Block 31-C (Aguaytia)	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3
Block 8	26	25	25	21	19	17	17	17	15	14
Block Z-1	-	-	-	-	-	-	-	0	2	3
Block Z-2B	13	13	12	12	11	11	13	14	13	13
Camisea (Block 88)	-	-	-	-	10	32	35	34	31	37
Lot III	1	1	1	1	1	1	1	1	2	4
Lot IV	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1
Lot X	12	12	11	12	11	13	13	13	14	13
Lot XIII	-	-	-	-	-	-	-	0	2	3
Minor Fields	7	7	6	5	6	5	5	5	5	5
Pagoreni (Block 56)	-	-	-	-	-	-	-	-	10	34
Total Liquids ('000 b/d)	101	98	97	92	95	111	116	116	122	146

Source: Wood Mackenzie

Analysis	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Block 1-AB	18	15	13	11	9	8	-	-	-	-
Block 31-C (Aguaytia)	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Block 39	-	-	-	-	-	-	-	-	30	40
Block 67	-	-	-	30	60	79	79	76	62	51
Block 8	13	11	9	8	7	6	5	4	4	3
Block Z-1	8	14	20	27	25	25	22	20	15	12
Block Z-2B	13	15	18	21	25	30	36	36	29	23
Camisea (Block 88)	45	44	42	41	40	39	37	36	35	34
Kinteroni (Block 57)	-	-	-	8	9	9	9	9	9	9
Lot III	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2
Lot IV	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Lot X	13	14	15	17	19	21	19	17	15	14
Lot XIII	5	5	5	4	4	4	3	3	3	2
Minor Fields	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2
Pagoreni (Block 56)	38	40	40	40	40	36	32	29	26	24
Total Liquids ('000 b/d)	164	170	174	218	246	263	249	236	234	217

Source: Wood Mackenzie

Figura 19. Producción de Líquidos 2000-2025 Perú
PRODUCCIÓN DE LIQUIDOS 2000 – 2025 – PERU

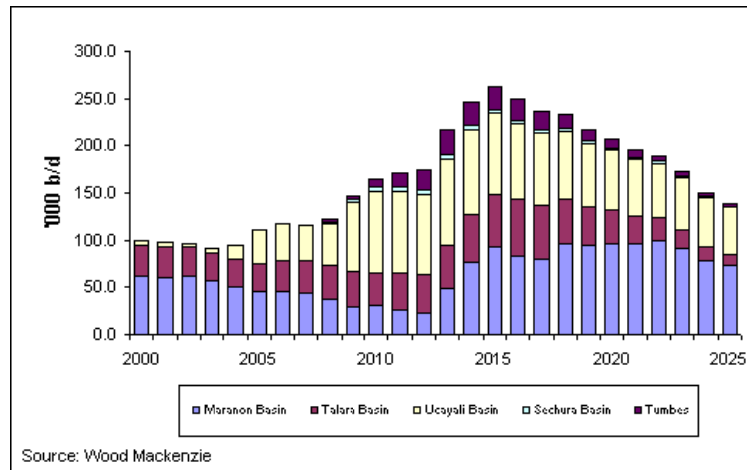


Figura 20. Distribución Producción Líquido y Gas 2010 -Perú
DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION DE LIQUIDO Y GAS EN 2010 – PERU

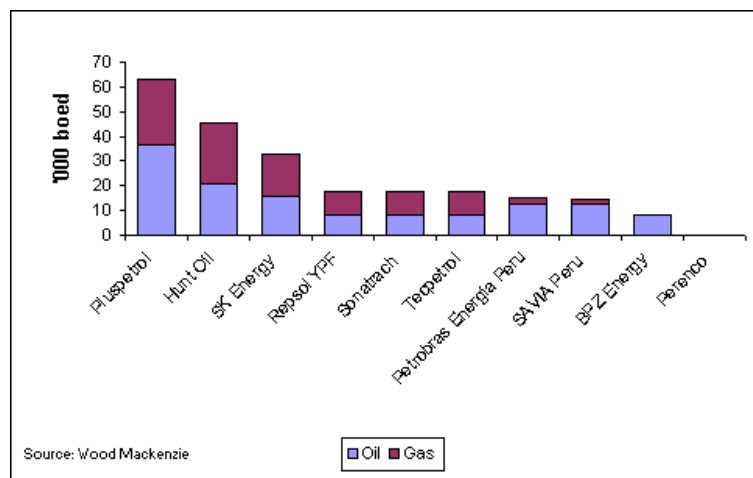
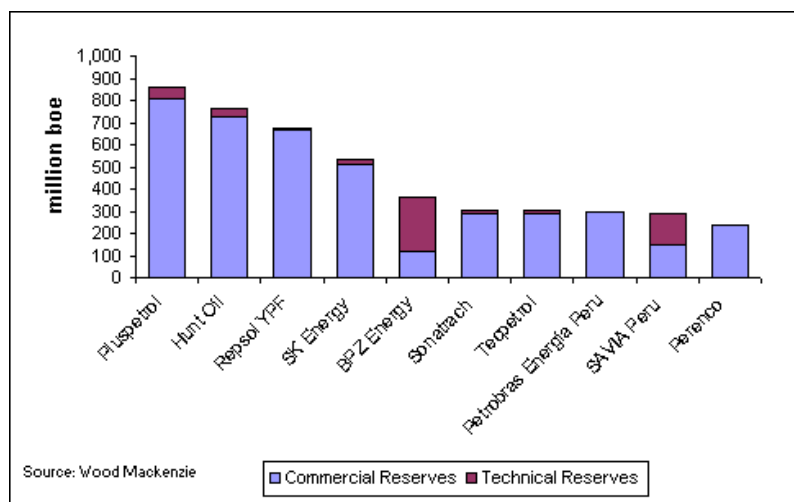


Tabla 18. Reservas Perú
RESERVAS COMERCIALES – PERU

Location	Init Liquids (mmbbl)	Init Gas (bcf)	Init Oil Equivalent (mmboe)	Rem Liquids (mmbbl)	Rem Gas (bcf)	Rem Oil Equivalent (mmboe)
Block 1-AB	701	-	701	21	-	21
Block 31-C (Aguaytia)	23	353	85	7	220	46
Block 39	230	-	230	230	-	230
Block 67	240	-	240	240	-	240
Block 8	323	-	323	24	-	24
Block Z-1	86	224	126	81	224	121
Block Z-2B	454	240	496	126	148	152
Camisea (Block 88)	460	10354	2282	379	9909	2123
Kinteroni (Block 57)	109	2000	461	109	2000	461
Lot III	42	-	42	10	-	10
Lot IV	32	-	32	4	-	4
Lot X	1243	78	1257	73	68	85
Lot XIII	20	96	37	16	92	33
Minor Fields	134	41	141	12	13	14
Pagoreni (Block 56)	199	3500	815	169	3408	769
Total	4296	16886	7268	1501	16082	4333

Source: Wood Mackenzie. Commercial Reserves at 01/01/2011 (p+p)

Figura 21. Distribución de Reservas por Compañía Perú
RESERVAS POR COMPAÑÍA – PERU



2.3ANÁLISIS DE LOS MODELOS CONTRACTUALES E&P DE BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERÚ DESDE UN ENFOQUE NORMATIVO, MARCO LEGAL, BENEFICIOS, FACTORES ATRACTIVOS, ETC.

Los modelos contractuales son bastante variados en la región latinoamericana y algunos países son más flexibles que otros, de igual manera algunos países tienen menos estabilidad legal y contractual que afectan ostensiblemente la decisión de participar en los procesos de adjudicación realizados en cada uno de los países para los nuevos bloques exploratorios y de producción.

2.3.1 Análisis Modelo Contractual E&P en Brasil

El modelo contractual Brasileiro ofrece la percepción de prospectividad en escala de Súper Major ⁶(IOC) en su margen continental profundo. Es el segundo país en número de pozos exploratorios perforados en Latinoamérica.

Brasil maneja un contrato de Concesión para la Exploración, Desarrollo y Producción de petróleo y gas natural donde el contratista asume el total de los costos y riesgos de la operación. Si no se realiza un descubrimiento comercial o la producción no es suficiente para cubrir el OPEX y el CAPEX, el contratista no tiene derecho a ningún tipo de pago o retribución sobre los costos incurridos.

Este contrato se suscribe con la ⁷ANP por un periodo de Exploración de 6 años y en adelante una vigencia de 27 años a partir de la declaración de comercialidad. Tiene una primera etapa donde se debe ejecutar un programa exploratorio Mínimo (ya sea sísmica; normalmente en la primera o perforación de un pozo exploratorio en la segunda y tercera fase) además tiene una segunda etapa donde se debe

⁶IOC, International Oil Company

⁷ANP, Agencia Nacional del Petróleo

realizar un Plan de Trabajo detallado e inversiones mínimas considerando la opción de actividades adicionales.

Se deben garantizar las actividades del programa mínimo exploratorio mediante una Garantía Bancaria a favor de la ANP.

Una vez se inicia la etapa de producción el concesionario debe entregar a la ANP el Plan de Desarrollo del Campo y un Programa Anual de Producción.

El proceso de oferta de áreas en Brasil es público, bastante transparente, para la adjudicación de estos contratos el oferente debe pagar un bono de oferta el cual corresponde a un valor estipulado por la ANP en el momento en el cual se convoca la oferta. Bajo este régimen de concesión actual, todos los descubrimientos deben reportarse a ANP de inmediato. Incluyendo todos los pozos con muestras de hidrocarburos, sin importar el tamaño.

2.3.1.1 Devolución de Áreas. Se pueden hacer devoluciones parciales al final de cada fase de exploración así (50% al final de la primera fase y 25% al final de la segunda y tercera fase).

2.3.1.2 Regalías. El contrato establece el pago de regalías con un porcentaje estándar del 10 % sobre la producción de petróleo y gas natural, Sin embargo, la ANP puede reducir esta tasa a un mínimo de 5%, teniendo en cuenta los riesgos geológicos, las expectativas de producción y otros factores. Para tal caso se deben calcular las regalías así:

Ilustración 2 Factor calculo Regalías Ecuador

$$\begin{aligned} \blacksquare \text{Royalty} &= \text{Alícuota} \times \text{Valor da produção} \\ \blacksquare \text{Valor da produção} &= V_{\text{petróleo}} \times PR_{\text{petróleo}} + V_{\text{gas natural}} \times PR_{\text{gas natural}} \end{aligned}$$

El valor de la producción se obtiene multiplicando el volumen (de petróleo y gas natural producido en el campo durante el mes) por los precios de referencia de ese mes.

2.3.1.3 Pagos ANP. De acuerdo con el contrato se deben estimar los siguientes pagos:

Derechos de Superficie:

Se realizan expresados en Reales por Km², durante las fases exploración y explotación y se define en cada contrato. Estos varían dependiendo la cuenca y por la madurez percibida del área. Estos pagos y al igual que lo correspondiente a los bonos de firma son designados para cubrir los costos de la ANP.

Se calculan según los siguientes parámetros:

Periodo de Exploración: R\$ 10 a 500/km²/Año

Extensión del Periodo de Exploración: R\$20 a 1,000 / Km²/Año

Periodo de Desarrollo: R\$20 a 1,000/ Km²/Año

Periodo de Producción: R\$100 a 5,000/Km²/Año

Pago a Propietarios

Se establece en este contrato el pago del 1% de la producción de Petróleo y Gas a los propietarios de la tierra.

2.3.1.4 Impuestos. Los impuestos directos son principalmente el impuesto a la renta. Los impuestos indirectos en Brasil son muy complejos y puede aumentar considerablemente los costos del proyecto. Estos son recaudados por el estado y autoridades municipales sobre las inversiones (equipos, instalaciones, etc. y servicios temporales para la industria E&P.

Existen nueve impuestos indirectos en total pero las dos formas principales son el impuesto de valor agregado (ICMS -impuesto a las ventas) y dos tipos de derechos de importación. Los factores principales que influyen en el nivel de impuestos incluyen la cantidad de equipo que es importado (frente el equipo nacional) y la proporción de costos tangibles e intangibles. Una alternativa de simplificar estos impuestos es incrementando en un 14-16 % los costos CAPEX-OPEX.

En este tipo de contratos podría existir un Impuesto de Participación Especial el cual se aplicaría antes del impuesto a la renta sobre aquellos campos que tengan gran volumen de producción y elevada rentabilidad. Este impuesto se distribuye entre el Ministerio del Medio Ambiente, el Ministerio de Minas y Energía y el estado.

Las regalías y el Impuesto de Participación Especial aplican al campo, (ring fence) lo cual significa que no existen costos por fuera del área licenciada y estos puede ser compensado con Participación Especial de acuerdo a la producción.

Según el contrato se aplica un IVA de 18% el cual no es recuperable de Upstream.

El impuesto a la renta es de 34% con una amortización a 10 años.

Se maneja un Ring Fencing Nacional.

Tiene arbitraje internacional.

2.3.1.5 Terminación Del Contrato.El mencionado acuerdo se dará por terminado si el contratista no puede cumplir con el plazo ante la ANP para la realización de cualquier trámite, este término no puede ser inferior a 90 (noventa) días, salvo en casos de extrema urgencia, y lo expuesto en el contrato.

También se puede dar la terminación del presente contrato si el distribuidor o cualquiera de sus miembros se declaran en quiebra. En estos casos, el contratista tendrá un plazo de 90 días a partir de la fecha de dicho evento, para ceder su participación en los derechos y obligaciones.

2.3.1.6 Multas.En caso de incumplimiento por parte del contratista con cualquiera de sus obligaciones la ANP podrá, de conformidad con la Ley del Petróleo, imponer sanciones administrativas y multas aplicables de acuerdo con la legislación Brasileña.

2.3.2 Análisis Modelo Contractual E&P en Colombia

Los modelos Contractuales en Colombia han dado un giro importante en su esquema contractual eliminando el contrato de Asociación mejorando la prospectividad, materialidad y rentabilidad. Demuestra gran prospectividad para independientes dado que los resultados materiales como para super majors (en el piedemonte llanero) no se ha concretado hasta el momento.

Colombia ofrece un contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos el cual se suscribe con la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), por un periodo de 6 años de exploración que inicia a partir del día inmediatamente siguiente a la firma del contrato. Las actividades de esta fase son respaldadas por una Garantía Bancaria que debe expedir el contratista ante la ANH.

El contrato permite al contratista solicitar prórroga de 6 meses adicionales si no se ha cumplido con las actividades exploratorias comprometidas, siempre y cuando se haya iniciado actividad mínimo 1 mes antes de la fecha de vencimiento de la fase.

El contratista asumirá todas las pérdidas en caso de que no haya descubrimientos en el área contratada.

Al momento de presentarse un descubrimiento el contratista debe presentar ante la ANH un programa de evaluación dentro de los seis (6) meses siguientes a la finalización de la perforación del pozo exploratorio descubridor o de la finalización del periodo de Exploración, lo que ocurra primero. Una vez declarada la comercialidad tendrá una vigencia de 24 años o hasta el límite económico del campo.

En caso de que se solicite extensión de la fase de Explotación, el Contratista debe entregar a la ANH un 10 % adicional de producción de hidrocarburos líquidos livianos o un 5% de gas no asociado o Hidrocarburos Líquidos pesados, después de regalías.

El contrato E&P muestra un sistema concesionario con regalías muy moderadas pero con una captación del estado de rentas excesivas generadas por precios reales altos de crudo. Las áreas son adjudicadas a través de rondas licitatorias o por contratación directa si es un área libre.

Dentro de las obligaciones con las que se deben cumplir en el contrato esta la creación de un Fondo de Abandono para que se cubran todas las necesidades de financiación en el abandono de pozos y la restitución ambiental en las áreas de producción.

2.3.2.1 Derechos económicos por uso de sub-suelo en áreas de exploración. Por cada fase el contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho por unidad de superficie nominado en dólares de los Estados Unidos de América, que resulta de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área Contratada.

**Tabla 19. Factor calculo Derecho Económico
VALOR POR FASE EN U\$/ HECTAREAS**

USO DEL SUELO				
Tamaño de área	Por las primeras 100.000 Has.		Por cada hectárea adicional a 100.000 Has.	
Phase Duration	<= 18 meses	> 18 meses	<= 18 meses	> 18 meses
Polygons A y B	2,29	3,06	3,06	4,59
Out of Polygons	1,53	2,29	2,29	3,06
Off shore	0,76			

Este pago se debe realizar dentro del Mes siguiente al inicio de la respectiva fase. Para las fases inferiores a 12 Meses este pago no aplica.

2.3.2.2 Derechos económicos por uso de sub-suelo en áreas de evaluación y producción. El contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho cuyo valor en dólares de los Estados Unidos de América, será el que resulte de multiplicar la producción de hidrocarburos que corresponden al contratista. Por once centavos de dólar y diecinueve centésimos de centavo de dólar de los Estados Unidos de América (USD \$ 0.1119) por cada barril de Hidrocarburos Líquidos.

2.3.2.3 Derechos económicos por precios altos. A partir del momento en que la producción acumulada de hidrocarburos líquidos de cada área de producción, incluyendo el volumen de regalías, supere los cinco (5) millones de barriles, y en el evento de que el precio del crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI)

supere el Precio Base P_o , dependiendo de la gravedad API del crudo, (Según tabla) o cuando la producción de gas alcance los cinco (5) años, y se destine a la exportación, y el precio del marcador "U.S. Gulf Coast Henry Hub" supere el Precio Base P_o , (Según la misma tabla) el contratista entregará a la ANH, en el punto de entrega una participación en la producción neta de regalías. Según la siguiente fórmula:

$$Q = [(P - P_o) / P] \times S$$

Q = Derecho económico a entregar a la ANH

P = Precio WTI

P_o = Precio Base de referencia según la tabla A1

S = Porcentaje de participación según la tabla A2

**Tabla 20. Factor Calculo Precios Altos
PRECIOS BASE DE REFERENCIA**

Gravedad API de los Hidrocarburos Líquidos producidos	P_o (US\$/BI) (Año 2008)
> de 29º API	\$ 30,22
> de 22º API e inferior o igual a 29º API	\$ 31,39
> DE 15º API e inferior o igual a 22º API	\$ 32,56
de profundidad	\$ 37,20
> a 10º API e inferior o igual 15º API	\$ 46,50

**Tabla 21. Porcentaje Participación -Precios Altos
PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN**

Precio WTI (P)	Porcentaje de participación (S)
$P_o \leq P < 2P_o$	30%
$2P_o \leq P < 3P_o$	35%
$3P_o \leq P < 4P_o$	40%
$4P_o \leq P < 5P_o$	45%
$5P_o \leq P$	50%

2.3.2.4 Derechos económicos en pruebas de producción. Los Hidrocarburos Líquidos obtenidos como resultado de las pruebas de producción realizadas por el contratista también causarían los derechos de que tratan los puntos anteriores.

2.3.2.5 Transferencia De Tecnología. Estos dineros se destinan para apoyar el fortalecimiento institucional y sectorial, el contratista se compromete a realizar a su cargo y a su costa programas de investigación, capacitación, educación y apoyar el programa de becas de la ANH. Este pago se debe realizar al inicio de cada fase exploratoria y debe ser de hasta por un valor del veinticinco por ciento (25%) del valor que resulte de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área contratada, por el valor que se presenta en la tabla del numeral 9.2.1.

Esta obligación no puede exceder la suma de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (US\$100.000.00).

Respecto de las áreas de producción, la obligación será de hasta por un valor del diez por ciento (10%) del monto del derecho por el uso del subsuelo, por cada año calendario.

2.3.2.6 Devoluciones de áreas. El Contratista puede hacer devoluciones parciales siempre y cuando no se afecte el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el contrato. Para algunos casos el porcentaje de devolución es pactado. Al final del periodo de Exploración si no hay descubrimiento se debe devolver toda el área. Si hay descubrimiento se debe devolver toda el área menos el área de producción.

2.3.2.7 Regalías. Actualmente, se maneja un nuevo esquema de regalías a partir de la ley 141 de 1994 y la ley 756 de 2002 los yacimientos que se descubrieron antes de la aprobación de esta ley pagan una regalía fija de un 20 %. En

adelante, se paga una regalía escalonada por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional sobre el valor de la producción en boca de pozo, el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala:

Tabla 22. Base calculo Regalías

Royalty Rates	
Production Rate (b/d)	Royalty Rate (%)
< 5,000	8
5,000 - 125,000	8 - 20
125,000 - 400,000	20
400,000 - 600,000	20 - 25
> 600,000	25

Source: Wood Mackenzie

Para explotación en campos ubicados en tierra firme y costa afuera hasta a una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1.000) pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo.

Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15° API), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

2.3.2.8 Impuestos

- En el período de explotación, se debe pagar una tarifa correspondiente al nivel de producción. Por hidrocarburos líquidos la tarifa es de \$ EE.UU. 0.10/bbl neto producido. Para el gas natural la tarifa es de \$ EE.UU. 0.10/mcf neto producido.

- El impuesto a la renta es de 33%.
- Se debe pagar un IVA del 16 % sobre los materiales o servicios contratados en Colombia. Sin embargo puede ser deducible del impuesto a la renta.

2.3.2.9 Multas. Una vez se conozca el incumplimiento la ANH podrá imponer multas que generen la satisfacción eficaz y eficiente de las obligaciones a cargo del contratista. Están podrían ser por el monto del valor de la actividad incumplida o cuando se dé el caso de un valor indeterminado de la obligación se impondrán multas por primera vez hasta de cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América (U\$ 50.000) la segunda vez será por el doble de la inicialmente impuesta así sucesivamente doblando el valor del tope máximo de las multas impuestas hasta igualar el valor de las garantías

2.3.2.10 terminaciones del contrato. Son varias las causales de terminación del contrato entre las más importantes se consideran:

- Puede ser por renuncia durante el periodo de exploración o en cualquier momento del periodo de producción.
- Por vencimiento del periodo de exploración y/o producción.
- Por declaración de terminación por incumplimiento.
- En cualquier tiempo por mutuo acuerdo entre las partes entre otras.

El contrato E&P en Colombia NO tiene arbitraje internacional.

2.3.3 Análisis Modelo Contractual E&P en Ecuador

Ecuador es el quinto productor petrolero del continente, produce 530 mil barriles de petróleo por día (2010). Alrededor del 49% de este volumen es extraído por empresas extranjeras. Pero el futuro de Ecuador en la extracción de petróleo se concentra en la producción de reservas de crudos semipesados y pesados.

El panorama es interesante dado que los actuales remanentes (por extraer) del país, 44% es menor de 20 grados API. Y El horizonte de desarrollo y producción de los nuevos proyectos de hidrocarburos en los próximos 20 años están en los campos Pungarayacu, Pañacocha e Ishpingo-Tambococha-Tiputiní (ITT). A esto se sumarán los siete campos marginales en licitación.

A pesar del gran potencial con que cuenta el Ecuador la opción de los inversionistas para ingresar al país es muy limitada dado que es solo el estado quien se reserva el derecho de administrar, regular, y controlar las fuentes de hidrocarburos. El gobierno es el encargado de realizar la gestión del sector hidrocarburífero, a través de sus empresas públicas y será quien delegue la participación a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria, o excepcionalmente a la iniciativa privada o a la economía popular y solidaria, para una o más fases de la industria hidrocarburífera, acorde con los usos y prácticas internacionales. El Estado participa en los beneficios del aprovechamiento de estos recursos, en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota.

Actualmente el Ministerio de Minas y Energías es el responsable de administrar los contratos E&P con el sector privado. Las condiciones de la política petrolera son inciertas debido al nuevo proyecto de ley de Hidrocarburos que intenta adoptar un modelo único de Operación de Recursos Naturales no Renovables para exploración y explotación de hidrocarburos, en el plazo de hasta dos años. El objetivo es que las firmas privadas que operan en el país cambien sus contratos vigentes a unos de Prestación de Servicio para que el estado reciba la totalidad de la producción del crudo de los campos.

El nuevo esquema contractual que rige a partir de este proyecto de ley será un contrato E&P de Prestación de Servicios el cual se suscribe con el estado a través del Ministerio Sectorial con una vigencia hasta cinco años a partir de la

inscripción en el Registro de Hidrocarburos, prorrogables por un período de hasta por tres años, siempre y cuando la contratista haya cumplido los planes mínimos exploratorios y presente un plan de exploración adicional. Por su parte el período de explotación tendrá una vigencia de hasta veinte años, a partir de la aprobación del plan de desarrollo, y comprende los sub períodos de desarrollo y producción. Este podrá prorrogarse siempre y cuando el contratista haya descubierto nuevas reservas o se proponga desarrollar proyectos de recuperación mejorada que sean del interés del estado.

En este contrato se debe desarrollar un programa exploratorio mínimo que debe ir seguido de acuerdo con unos cronogramas presentados. Para el caso de programa adicional el que acuerden ambas partes.

Dentro de los treinta días siguientes al inicio del período de explotación, la contratista entregará una garantía bancaria equivalente al veinte por ciento de las inversiones comprometidas en el plan de desarrollo, el cual se ejecutará en un período aproximado de tres años.

Durante los diez últimos años del plazo de un contrato, el Estado podrá convenir con la contratista nuevas inversiones con formas especiales de amortización y con pago de la parte no amortizada al término del plazo del contrato.

Si es conveniente para el estado se podrá otorgar más de un contrato a un mismo contratista.

Las contratistas se someterán a los jueces y tribunales del País y renunciarán expresamente a toda reclamación por vía diplomática, la que se considerará implícita en todo contrato celebrado con el Estado.

Según la ley reformativa a Ley de Hidrocarburos, “En los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos los contratistas como operadores, no están sujetos al pago de **regalías**. La totalidad de la producción del área del contrato es de propiedad del Estado.”

2.3.3.1 Modificación de los contratos actuales. Los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que se encuentran suscritos se modificaran para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos contemplados en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos en el plazo de hasta 120 días, los contratos suscritos bajo otras modalidades contractuales con PETROECUADOR y/o su filial PETROPRODUCCIÓN tendrán un plazo de 180 días, o de lo contrario la Secretaria de Hidrocarburos los dará por terminados unilateralmente y fijara el valor de liquidación de cada contrato y su forma de pago.

2.3.3.2 Adjudicación de áreas. El área a adjudicar comprenderá un bloque con una superficie terrestre no mayor de doscientas mil hectáreas, dividido en lotes de superficie igual o menor a cinco mil hectáreas cada uno. O un bloque con una superficie marina no mayor de cuatrocientas mil hectáreas dividido en lotes de superficie igual o menor a cinco mil hectáreas, de acuerdo con el trazado del Instituto Oceanográfico de la Armada o empresas especializadas.

2.3.3.3 Devolución de áreas

- En caso de abandono o devolución del área del contrato, si no se da el descubrimiento de reservas comerciales, las inversiones correrán por cuenta de la contratista y el estado no asumirá obligación alguna en estos casos.

- Al término del período de exploración la contratista retendrá solamente las áreas donde se haya descubierto reservas de hidrocarburos comercialmente explotables.
- Revertirán al Estado los campos descubiertos en el período de explotación cuya productividad de hidrocarburos este comprobada y que no hayan sido desarrollados y puestos en producción dentro de los cinco (5) años siguientes a la aprobación del plan de desarrollo inicial del área.

2.3.3.4 Ganancias. Únicamente cuando el prestador de servicios para la exploración y explotación encuentre en el área señalada, hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en el punto de fiscalización. Esta tarifa comprenderá: la amortización de inversiones, los costos y gastos y un pago por los servicios que incluirá la utilidad.

Para el caso en que el contrato comprenda únicamente el programa de explotación, las partes acordaran la tarifa que le corresponda, sin el riesgo exploratorio. Estos pagos los hará el estado en efectivo, en especie o en forma mixta, previo acuerdo entre las partes, sobre el ingreso bruto del área del contrato. Antes de cualquier pago a contratista el estado recibe un porcentaje de mínimo el 20 % del precio de venta del hidrocarburo.

2.3.3.5 Ingresos del estado. El Estado participa de los beneficios del aprovechamiento de estos recursos, en un monto que no puede ser inferior a los de la empresa que los explota. Por concepto de la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, debe recibir como ingresos unas primas de entrada; la cual equivale a un 25% del sueldo o salario básico de un trabajador en general por cada hectárea asignada.

Derechos superficiarios; el cual no puede ser menor a un 5% del sueldo o salario básico de un trabajador en general por cada hectárea asignada, este se paga en el mes de enero de cada año y puede ser proporcional si la asignación del contrato no cumple el año completo.

Participación en las tarifas de transporte por todos los sistemas de ductos operados en el País; margen de soberanía petrolera 25% del ingreso bruto; El Estado recibirá un porcentaje no menor al veinte (25%) por ciento del precio de venta del hidrocarburo; del 75% restante se cancelará la tarifa de los servicios y se reembolsarán los costos, gastos e inversiones. En caso de que este 75% no fuere suficiente para cubrir los pagos a la contratista, esta asumirá el riesgo.

Adicionalmente, un 15% es descontado sobre las utilidades para ser distribuidos en un 3% para los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera el 12 % adicional es destinado a proyectos de Inversión social.

2.3.3.6 Multas. Se aplican las multas por incumplimiento de la ley, el contrato y los reglamentos, esta multa será de hasta quinientas remuneraciones del sueldo o salario básico de un trabajador en general, que será impuesta por el Director de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos de acuerdo al Reglamento. Para imponer estas multas se toman en cuenta criterios de valoración objetivos, tales como: gravedad de la infracción, negligencia, daño producido, perjuicio al Estado y otras proporcionales con la infracción de acuerdo a lo establecido en el reglamento.

No tiene Tribunal de Arbitramento Internacional.

2.3.4 Análisis Modelo Contractual E&P En Perú

Industria privatizada casi en su totalidad, tiene su distinción por ofrecer los mejores términos contractuales y fiscales de la región, ofrece negociaciones directas, en esencia todo lo que un contratista podría pedir. Es un país donde se puede capturar 10 mil Km² sobre un sistema petrolífero probado, con capacidad ociosa en la infraestructura por un compromiso firme de estudios G&G.

La actividad de la industria es dominada por Camisea. Perú ha incrementado rápidamente sus reservas creando el ambiente e inversión más atractivo de Latinoamérica.

En Perú se maneja un contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos el cual se suscribe con Perupetro S.A. quien negocia, celebra y supervisa los contratos en materia hidrocarburífera, así como los Convenios de Evaluación Técnica. Adicionalmente, comercializa, a través de terceros y bajo los principios del libre mercado, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, en la modalidad de servicios.

Este contrato tiene una etapa de exploración de 7 años para el caso de la fase de explotación es el periodo que reste después de terminar la fase de exploración hasta completar 30 años, contados a partir de la fecha efectiva. La etapa de exploración se podrá dividir en 4 o 5 periodos según lo acordado. Las obligaciones contractuales se deben garantizar mediante la constitución de una garantía por una entidad bancaria a favor de Perupetro.

Se debe presentar un programa mínimo de trabajo donde se debe incluir como mínimo la perforación de 1 pozo exploratorio. Una vez finalizada la etapa de exploración el contratista puede solicitar la extracción mediante un aviso de descubrimiento comercial, en caso de que se realicen descubrimientos de

hidrocarburos que no sean comercial por razones de transporte, el contratista puede solicitar un periodo de retención de hasta 5 años, por el yacimiento descubierto, con el fin de hacer posible el transporte de la producción. Este derecho está sujeto a los siguientes requisitos:

- Que el Contratista pueda demostrar a satisfacción de PERUPETRO, que los volúmenes de Hidrocarburos descubiertos en el Área de Contrato son insuficientes para justificar económicamente la construcción del Ducto Principal.
- Que el conjunto de descubrimientos en áreas contiguas más las del Contratista, es insuficiente para justificar económicamente la construcción de un ducto principal.
- Que el Contratista demuestre, sobre una base económica, que los Hidrocarburos descubiertos no pueden ser transportados desde el Área de Contrato a un lugar para su comercialización, por ningún medio de transporte.

En el momento de presentar esta solicitud se debe anexar un cronograma de actividades a realizar y esto no debe afectar el cumplimiento a la obligación de la fase exploratoria que este en curso si se da el caso.

Para hacer seguimiento al contrato Perupetro establece un Comité de Supervisión el cual debe velar por el cumplimiento de todas las obligaciones generales y relativas a la operación, evaluar los programas mínimos de trabajo de Exploración y la ejecución de los mismos y prestar la asesoría necesaria para las operaciones si se requiere.

Dentro del contrato se establece que el contratista tiene al termino de 5 años debe reemplazar a todo el personal extranjero contratado por trabajadores peruanos

profesionales que estén capacitados. El contratista debe capacitar y entrenar técnicamente a este personal para el buen desarrollo de sus actividades. Está exento de esta sustitución el personal extranjero que ocupe cargos gerenciales o que sea necesario para el desarrollo de actividades técnicas.

2.3.4.1 Devolución de áreas. El contratista puede hacer devoluciones (seltas) de la totalidad del área del contrato sin que tenga sanción alguna. Mediante notificación no menor a 30 días. Siempre y cuando se haya cumplido con el programa mínimo de trabajo.

Durante la ejecución del contrato se efectuaran sueltas así:

El 20 % del área original del contrato al término del tercer periodo y por lo menos el 30 % al final del cuarto periodo.

8.4.2 Regalías. Anteriormente el Contratista pagaba la regalía en efectivo, sobre la base de los Hidrocarburos Fiscalizados, valorizados en uno o más puntos de Fiscalización de la producción. Se calculaban en función de escala de Producción o de Factor R. De acuerdo con los términos de referencia y nueva legislación para la ronda 2010 se registrá el cálculo de regalías solo bajo la metodología del Factor "R" así:

$$\text{"R" Factor} = \frac{X}{Y}$$

En donde:

X = Ingresos Acumulados

Y = Egresos Acumulados

Los ingresos acumulados resultaran de la valorización de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos, de un mes determinado, más el ingreso acumulado al mes anterior. La oportunidad del registro, de dicha valorización así como la periodicidad del cálculo del Factor “R” y su correspondiente aplicación, se establecerán en el Contrato y su Procedimiento Contable respectivo.

Los egresos acumulados estarán conformados por las inversiones y gastos incurridos, más los egresos acumulados del mes anterior, con excepción de los rubros; impuesto a la renta, depreciación y amortización gastos financieros en general.

2.3.4.3 Impuestos. En Perú no existe importación durante la exploración y el IVA (IGV) que es del 19 % e impuestos municipales se reintegra al Contratista si fracasa la exploración.

Para los trabajadores se maneja un porcentaje del 5% previo a los impuestos de ganancia. Y se maneja un impuesto a la renta del 30 %

Se aplica un método de amortización lineal en un período de cinco (5) ejercicios anuales, contados a partir de la fecha de inicio de la Extracción Comercial. Los impuestos se consolidan a nivel nacional.

2.3.4.4 Derechos Aduaneros. La exportación de Hidrocarburos provenientes del Área de Contrato que realice el Contratista está exenta de todo Tributo, incluyendo aquellos que requieren mención expresa. También podrá importar temporalmente, por el período de dos (2) Años, bienes destinados a sus actividades con suspensión de los Impuestos a la importación. El Contratista tiene la obligación de informar periódicamente a PERUPETRO sobre los bienes e insumos que hayan sido exonerados de impuestos.

2.3.4.5 Transferencia De Tecnología. El primer pago se debe efectuar en la fecha de suscripción en un monto que se determina multiplicando el aporte anual correspondiente, por la fracción que resulte de dividir el número de días que falten para completar el año calendario en curso entre trescientos sesenta y cinco (365).

El aporte anual de capacitación, en caso del literal b) debe ser el que corresponda al tramo en que se encuentre la producción diaria promedio de los Hidrocarburos Fiscalizados en el año calendario anterior, la cual se obtendrá dividiendo el volumen total de los Hidrocarburos Fiscalizados en dicho Año entre el correspondiente número de días.

Para determinar los Barriles / Día en caso de producción de Gas Natural Fiscalizado, se utilizará la siguiente equivalencia: Barriles serán equivalentes al volumen de Gas Natural expresado en pies cúbicos estándar divididos entre el factor cinco mil seiscientos veintiséis (5,626).

Tabla 23. Base para calculo Transferencia de Tecnología

Zona Selva, Titicaca y Offshore:

Literal		Aporte Anual (en US\$)
a)	Hasta el año calendario en que tenga lugar la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial.	50,000.0
b)	A partir del año calendario siguiente al de la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial.	
	Barriles por Día	
	De 0 a 30,000	100,000.0
	De 30,001 a 50,000	120,000.0
	De 50,001 a más	180,000.0

Talara:

Líteral		Aporte Anual (en US\$)
a)	Hasta el año calendario en que tenga lugar la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial.	5,000.00
b)	A partir del año calendario siguiente al de la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial.	
Barriles por Día		
	De 0 a 500	20,000.00
	De 501 a 1,000	25,000.00
	De 1,001 a 1,500	30,000.00
	De 1,501 a 2,500	35,000.00
	De 2,501 a 5,000	40,000.00
	Más de 5,000	50,000.00

2.3.4.6 Terminación Del Contrato. Se dará por terminado cuando las partes incurran en incumplimiento de cualquiera de las obligaciones estipuladas en el contrato por las causas que no sean caso fortuito o fuera mayor u otra causa no imputables, la otra parte otra notificar a dicha parte, comunicándole el incumplimiento y su intención de dar por terminado el Contrato al termino de (60) días, a no ser que durante este plazo dicha parte subsane el incumplimiento o demuestre a que la otra parte que está en vía de subsanación.

Si la parte que recibe la notificación de incumplimiento cuestiona o niega la existencia de este, dicha parte puede dirigir el asunto a arbitraje, dentro de los 30 días siguientes a la notificación.

El contrato puede terminar con anterioridad al plazo de vigencia por acuerdo expreso de las Partes. Tiene arbitraje Internacional.

2.4. METODOLOGIA

Considerando el análisis de la información investigada sobre modelos contractuales E&P, en los aspectos más relevantes; (impuestos, regalías, renta), teniendo en cuenta el potencial exploratorio de la región Latinoamericana y evidenciando que internacionalmente despierta gran interés para los inversionistas. Mediante un modelo económico en Excel, se presentará un flujo de caja proyectado para cada uno de los países seleccionados (Brasil, Colombia, Ecuador, Perú) sobre unos costos estimados, un rango de producción y teniendo en cuenta algunos indicadores financieros como el (VPN) entre otros, con el objetivo de determinar cuál es el país que genera mayor proyección y valor a los inversionistas para garantizar y atraer inversiones y nuevas oportunidades de negocio.

2.4.1 Desarrollo de evaluación económica para un proyecto de inversión E&P específico en Brasil, Colombia, Ecuador, Perú basados en la normatividad contractual estudiada anteriormente

Para efectos de una evaluación económica sencilla se decidió montar unos escenarios económicos básicos mediante Flujos de caja para cada uno de los países (Brasil, Colombia, Ecuador, Perú) con los cuales se pretende tener una idea de la prospectividad de un Proyecto de Perforación Exploratoria (proyectado como exitoso y desarrollado a 10 años) y poder revisar los resultados de indicadores básicos utilizados en la industria Petrolera.

Estos modelos no pretenden de ninguna manera ser un flujo de caja detallado y exacto, por el contrario son un ejercicio didáctico para efecto de apreciar los principales impactos (Impuestos, regalías, descuentos, rentas, etc) de cada una de las Normatividades Contractuales E&P que se deben aplicar en cada uno de los

países que son objeto de éste análisis y cuyo detalle se trató en el capítulo anterior.

De igual manera para poder normalizar los cuatro escenarios y poder realizar cierta comparación se deben asumir varios aspectos importantes para la proyección del flujo de caja y que en cierta manera tienen un grado de validez relativo dependiendo del país, tales como costos de operación similares (varían de país en país, logística, movilizaciones, campos vecinos o no, posibilidades de desarrollar el campo o no, tipo de fluidos, manejo de agua, disposición y tratamiento de agua, sistemas de levantamiento artificial, producción de arena, etc, aspectos que son específicos para cada campo y casi que para cada pozo exploratorio perforado), inversiones (Capex) similares para la perforación y puesta en producción del pozo exploratorio (varía de País en País, es muy probable que para perforar el mismo pozo exploratorio este monto varíe ostensiblemente dependiendo de la ubicación del mismo dentro de cada País, por ejemplo perforar en Perú en la sierra, o en selva es diferente, perforar en Brasil costa afuera o en tierra es diferente, los costos de adquisición y movilización de materiales y/o herramientas para la industria petrolera varía en cada país), y muchos otros factores que estamos normalizando y asumiendo similares para efectos de poder ver el efecto directo de los parámetros que queremos analizar.

2.4.2 Generalidades y bases tenidos en cuenta para el montaje de los flujos de caja de cada país

Figura 22 Curva de declinación Petróleo
CURVA DE PRODUCCION DEL POZO EXPLORATORIO (CRUDO)

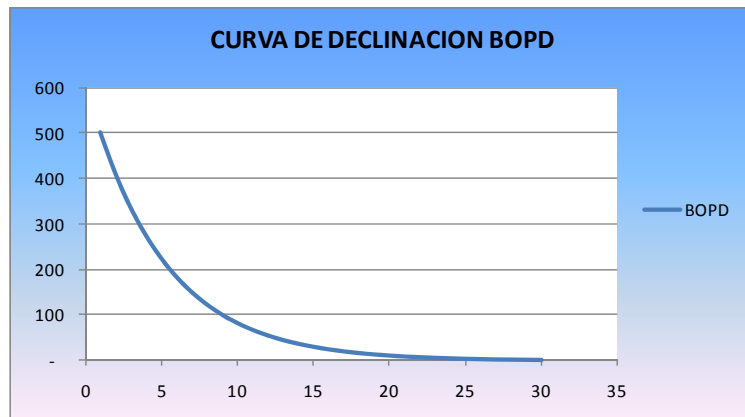
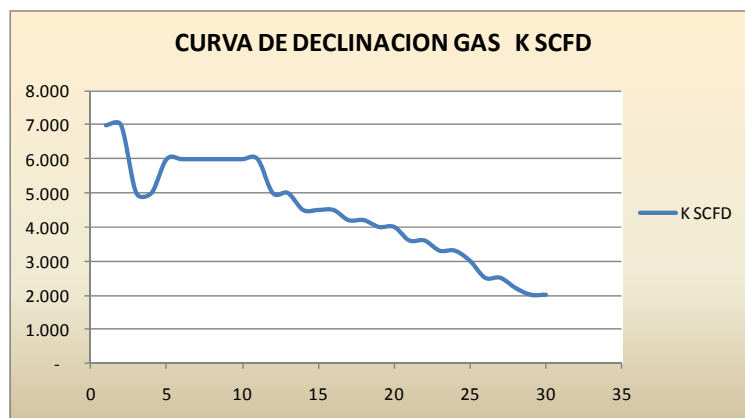


Figura 23 Curva de declinación Gas
CURVA DE PRODUCCION DEL POZO EXPLORATORIO (GAS)



Pozo teórico con una producción inicial de 500 bopd de crudo API 30°, con una declinación exponencial del 20% anual, con unas reservas totales cercanas 1 MM bls (caso base) y con una producción de gas relativamente baja alrededor de 7 MM SCFD pero que se mantiene bastante bien en el tiempo y cuya comercialización está garantizada.

También se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

Tabla 24. Supuestos Económicos
SUPUESTOS ECONOMICOS, COSTOS OPERATIVOS, INVERSION

SUPUESTOS ECONÓMICOS		
Tasa de descuento	%	12%
Precio WTI	US/Bbl	60
Días al año		360
Descuento por calidad	US/Bbl	8
Año inicio proyecto	Año	2011
Precio del gas	US/K SCF	3,5
Hectareas del bloque	Ha	200.000
COSTOS OPERATIVOS		
Costos de levantamiento	US/Bbl	10
Costo Transporte de crudo	US/Bbl	3,5
Costo Levantamiento gas	US/K SCF	0,5
Costo de transporte de Gas	US/K SCF	0,2
Costos de abandono	US	1.500.000
CAPEX		
Perforacion,movilizacion y completamiento	US	8.000.000
Facilidades	US	2.000.000
BANCOS		
Comision Emision Bonos (%)	%	3%
Tasa de interés de préstamo (% EA)	%	15%
Tasa de rentabilidad del bono (% EA)	%	8,4%
Numero de BONOS a emitir	bonos	1.000

Tabla 25. Capex Detallado
DETALLES DE LA INVERSIÓN (CAPEX)

DETALLE DEL CAPEX (INVERSIONES)		
Perforacion pozo exploratorio US\$	8.000.000	CAPITAL PROPIO
Movilizacion	895.000	
Obras civiles + vias	850.000	
Intangibles Perforación	3.550.000	
Tangibles Perforación	655.000	
Intangibles Completamiento	1.300.000	
Tangibles Completamiento	750.000	
Facilidades US\$	2.000.000	FINANCIADO
Lineas de flujo	500.000	
Separadores de gas & Scrubber	1.300.000	
Tea, líneas, válvulas, choques, otros	200.000	

Tabla 26. Préstamo
DETALLES CAPITAL PROPIO Y FINANCIACIÓN

PRESTAMO BANCA PRIVADA					
Monto Credito	1.000.000	US\$			
Tasa interés	15%	EA			
Plazo	10	AÑOS			
AÑO	SALDO INICIAL	PAGO (cuotas)	INTERESES	CAPITAL	SALDO final
1	1.000.000	199.252	150.000	49.252	950.748
2	950.748	199.252	142.612	56.640	894.108
3	894.108	199.252	134.116	65.136	828.972
4	828.972	199.252	124.346	74.906	754.066
5	754.066	199.252	113.110	86.142	667.924
6	667.924	199.252	100.189	99.063	568.860
7	568.860	199.252	85.329	113.923	454.937
8	454.937	199.252	68.241	131.011	323.926
9	323.926	199.252	48.589	150.663	173.263
10	173.263	199.252	25.989	173.263	0
TOTAL		1.992.521	992.521	1.000.000	

Tabla 27. Emisión de Bonos

EMISION DE BONOS (global, US\$ 1,000,000)					
Monto Bonos	1.000.000	US\$			
Rentabilidad	8,40%	EA			
Plazo	10	AÑOS			
AÑO	SALDO INICIAL	INTERESES	INTERESES	PAGOS, DESEMBOLSOS	
1	1.000.000	84.000			
2	1.084.000	91.056			
3	1.175.056	98.705			
4	1.273.761	106.996			
5	1.380.757	115.984	496.740	496.740	pago #1
6	1.000.000	84.000			
7	1.084.000	91.056			
8	1.175.056	98.705			
9	1.273.761	106.996			
10	1.380.757	115.984	496.740	1.496.740	pago #2
TOTAL			993.480	1.993.480	

Se planea hacer unas inversiones (perforación y facilidades), las cuales el 80% es capital propio y el 20% restante es financiado.

La inversión inicial (CAPEX) para este proyecto es de US\$ 10,000,000 (perforación: USD\$8M, facilidades: USD\$2M), de estos montos la perforación se cubrirá con capital propio y se va a financiar la construcción de las facilidades.

La parte a financiar se manejará de la siguiente manera:

- Un préstamo bancario (USD\$ 1M) a plazo de 10 años a una tasa de interés Efectiva anual del 15%.
- Bonos al mercado por un monto total de USD\$ 1M pagando una rentabilidad de 8,4 % EA (IPC + 4.0% para el caso colombiano), pagando a los inversionistas en el año quinto (5) intereses, y en el año diez (10) interés + inversión inicial. Se sacarán un total de mil (1000) bonos, cada uno con un valor de US\$1000. Pagará una comisión del 3% (USD\$ 30/ bono) al comisionista de bolsa.

De igual manera los costos operativos (OPEX) son estimados basados en las operaciones de campos conocidos similares y que reflejan valores muy cercanos a la realidad de la industria petrolera.

2.4.3 Evaluación Económica Proyecto De Inversión E&P En Brasil

FUJO DE CAJA ESCENARIO – BRASIL

PERFORACION Y FACILIDADES POZO EXPLORATORIO-1X (BRAZIL)													
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FLUJO DE CAJA	Unidades	TOTAL	2011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
PRODUCCION DE CRUDO	Bbls	858.610		180.000	147.372	120.658	98.786	80.879	66.218	54.215	44.387	36.341	29.754
Precio de Crudo	US/Bbls		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Descuento			8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
PRECIO DE VENTA			52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
INGRESO POR VENTA DE CRUDO	USD	44.647.737	-	9.360.000	7.663.320	6.274.196	5.136.877	4.205.719	3.443.352	2.819.178	2.308.148	1.889.751	1.547.198
PRODUCCION DE GAS	K SCF	18.720.000		-	1.800.000	1.800.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000
Precio de Gas	US\$/K SCF		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PRECIO DE VENTA			3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
INGRESO POR VENTA DE GAS	USD	65.520.000	-	-	6.300.000	6.300.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000
INGRESOS	USD	110.167.737	-	9.360.000	13.963.320	12.574.196	12.696.877	11.765.719	11.003.352	10.379.178	9.868.148	9.449.751	9.107.198
Regalias de crudo (10%)	USD	4.464.774	-	936.000	766.332	627.420	513.688	420.572	344.335	281.918	230.815	188.975	154.720
Regalias de gas (10%)	USD	6.552.000	-	-	630.000	630.000	756.000	756.000	756.000	756.000	756.000	756.000	756.000
Total Regalias	USD	11.016.774	-	936.000	1.396.332	1.257.420	1.269.688	1.176.572	1.100.335	1.037.918	986.815	944.975	910.720
INGRESOS DESPUES DE REGALIAS	USD	99.150.964	-	8.424.000	12.566.988	11.316.776	11.427.189	10.589.147	9.903.016	9.341.260	8.881.333	8.504.776	8.196.478
Gastos de Operación Crudo (opex)	USD	8.586.103	-	1.800.000	1.473.715	1.206.576	987.861	808.792	662.183	542.150	443.875	363.414	297.538
Gastos de Operación Gas (opex)	USD	9.360.000	-	-	900.000	900.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000
Transporte Crudo (opex)	USD	3.005.136	-	630.000	515.800	422.302	345.751	283.077	231.764	189.752	155.356	127.195	104.138
Transporte de Gas (opex)	USD	3.744.000	-	-	360.000	360.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000
INTERESES Credito	USD	992.521	-	150.000	142.612	134.116	124.346	113.110	100.189	85.329	68.241	48.589	25.989
INTERESES Bonos	USD	993.480	-	-	-	-	-	496.740	-	-	-	-	496.740
Emision de Bonos (Comision)	USD	30.000	-	30.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Abandono	USD	1.500.000	-	314.462	257.459	210.790	172.580	141.297	115.684	94.714	77.545	63.489	51.980
COSTOS TOTALES	USD	28.211.240	-	2.924.462	3.649.587	3.233.784	3.142.538	3.355.016	2.621.820	2.423.945	2.257.017	2.114.686	2.488.386
Depreciacion y Agotamiento	USD	10.000.000	-	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	USD	60.939.723	-	4.499.538	7.917.401	7.082.992	7.284.651	6.234.131	6.281.197	5.917.315	5.624.316	5.390.090	4.708.092
Impuesto a la Renta (34%)	USD	20.719.506	-	1.529.843	2.691.916	2.408.217	2.476.781	2.119.605	2.135.607	2.011.887	1.912.268	1.832.631	1.600.751
Impuestos Indirectos - Sobrecostos (Opex), prom 14-16%	USD	4.513.798	-	467.914	583.934	517.405	502.806	536.803	419.491	387.831	361.123	338.350	398.142
Pago a Propietarios (1% Bopd)	USD	1.101.677	-	93.600	139.633	125.742	126.969	117.657	110.034	103.792	98.681	94.498	91.072
Impuestos TOTALES	USD	26.334.982	-	2.091.357	3.415.483	3.051.365	3.106.556	2.774.064	2.665.132	2.503.510	2.372.072	2.265.478	2.089.965
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS	USD	34.604.741	-	2.408.181	4.501.917	4.031.627	4.178.095	3.460.067	3.616.065	3.413.805	3.252.245	3.124.612	2.618.127
CAPEX (Perforacion pozo exploratorio) AFE	USD	8.000.000	8.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Facilidades (Financiaci3n)	USD		-	49.252	56.640	65.136	74.906	86.142	99.063	113.923	131.011	150.663	1.173.263
CAPITAL Credito	USD	1.000.000	-	49.252	56.640	65.136	74.906	86.142	99.063	113.923	131.011	150.663	173.263
CAPITAL Bonos	USD	1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000
Depreciacion y Agotamiento	USD	10.000.000	-	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
FLUJO DE CAJA LIBRE		34.604.741	(8.000.000)	3.358.929	5.445.277	4.966.492	5.103.188	4.373.925	4.517.002	4.299.882	4.121.233	3.973.949	2.444.864

Tabla 28. Resultados -Indicadores Brasil
RESULTADOS – PRINCIPALES INDICADORES ECONOMICOS – BRASIL

VPN (USD\$)	16.718.313	
TIR	54%	
TIRM	25%	
CAPEX por bl (barriles)	9,32	US\$/BI
CAPEX por BOPD máximo	16.000	US\$/BOPD
CAPEX / Ingresos	7,26	(%)
(CAPEX + OPEX) / Ingresos	32,9	(%)
Costos de Operación	32,9	US\$/BOPD
OPEX vida del Campo (al año 10)	83,6	US\$/BOPD
Máx OPEX / CAPEX	45,6	(%)
OPEX / Max BOPD	157	US\$/BI
OPEX Total / Reservas	28,4	US\$/BI
P / R, Max BOPD / Reservas	0,05	(%)
Tasa máxima de Declinación	20,00	(%)
Limite economico	10,00	Años

2.4.4 Evaluación Económica Proyecto De Inversión E&P En Colombia

FUJO DE CAJA ESCENARIO – COLOMBIA

PERFORACION Y FACILIDADES POZO EXPLORATORIO-1X (COLOMBIA)													
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FLUJO DE CAJA	Unidades	TOTAL	2011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
PRODUCCION DE CRUDO	Bbls	858.610		180.000	147.372	120.658	98.786	80.879	66.218	54.215	44.387	36.341	29.754
Precio de Crudo	US/Bbls		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Descuento			8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
PRECIO DE VENTA			52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
INGRESO POR VENTA DE CRUDO	USD	44.647.737	-	9.360.000	7.663.320	6.274.196	5.136.877	4.205.719	3.443.352	2.819.178	2.308.148	1.889.751	1.547.198
PRODUCCION DE GAS	K SCF	18.720.000	-	-	1.800.000	1.800.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000
Precio de Gas	US\$/K SCF		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PRECIO DE VENTA			3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
INGRESO POR VENTA DE GAS	USD	65.520.000	-	-	6.300.000	6.300.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000
INGRESOS	USD	110.167.737	-	9.360.000	13.963.320	12.574.196	12.696.877	11.765.719	11.003.352	10.379.178	9.868.148	9.449.751	9.107.198
Regalias de crudo (8%)	USD	3.571.819	-	748.800	613.066	501.936	410.950	336.458	275.468	225.534	184.652	151.180	123.776
Regalias de gas (8%)	USD	5.241.600	-	-	504.000	504.000	604.800	604.800	604.800	604.800	604.800	604.800	604.800
Total Regalias	USD	8.813.419	-	748.800	1.117.066	1.005.936	1.015.750	941.258	880.268	830.334	789.452	755.980	728.576
INGRESOS DESPUES DE REGALIAS	USD	101.354.318	-	8.611.200	12.846.254	11.568.260	11.681.127	10.824.462	10.123.083	9.548.844	9.078.696	8.693.771	8.378.622
Gastos de Operación Crudo (opex)	USD	8.586.103	-	1.800.000	1.473.715	1.206.576	987.861	808.792	662.183	542.150	443.875	363.414	297.538
Gastos de Operación Gas (opex)	USD	9.360.000	-	-	900.000	900.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000
Transporte Crudo (opex)	USD	3.005.136	-	630.000	515.800	422.302	345.751	283.077	231.764	189.752	155.356	127.195	104.138
Transporte de Gas (opex)	USD	3.744.000	-	-	360.000	360.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000
INTERESES Credito	USD	992.521	-	150.000	142.612	134.116	124.346	113.110	100.189	85.329	68.241	48.589	25.989
INTERESES Bonos	USD	993.480	-	-	-	-	-	496.740	-	-	-	-	496.740
Emision de Bonos (Comision)	USD	30.000	-	30.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Abandono	USD	1.500.000	-	314.462	257.459	210.790	172.580	141.297	115.684	94.714	77.545	63.489	51.980
COSTOS TOTALES	USD	28.211.240	-	2.924.462	3.649.587	3.233.784	3.142.538	3.355.016	2.621.820	2.423.945	2.257.017	2.114.686	2.488.386
Depreciacion y Agotamiento	USD	10.000.000	-	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		63.143.078	-	4.686.738	8.196.667	7.334.476	7.538.588	6.469.445	6.501.264	6.124.899	5.821.679	5.579.085	4.890.236
Impuesto a la Renta (33%)	USD	20.837.216	-	1.546.624	2.704.900	2.420.377	2.487.734	2.134.917	2.145.417	2.021.217	1.921.154	1.841.098	1.613.778
Derechos economicos por subsuelo (3.06/Ha + 4.59/Ha)	USD	1.530.000	-	765.000	-	765.000	-	-	-	-	-	-	-
Derechos por unidad de produccion (0.1119/Bbl)	USD	96.078	-	20.142	16.491	13.502	11.054	9.050	7.410	6.067	4.967	4.067	3.329
Derechos economicos por precios altos (> SMBIs)	USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia de Tecnologia (3.06/Ha + 4.59/Ha) 0.25	USD	382.500	-	191.250	-	191.250	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos TOTALES	USD	22.845.794	-	2.523.016	2.721.391	3.390.129	2.498.788	2.143.967	2.152.827	2.027.283	1.926.121	1.845.165	1.617.107
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS		40.297.284	-	2.163.723	5.475.276	3.944.347	5.039.800	4.325.478	4.348.437	4.097.615	3.895.558	3.733.920	3.273.129
CAPEX (Perforacion pozo exploratorio) AFE	USD	8.000.000	8.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Facilidades (Financiacion)	USD	-	-	49.252	56.640	65.136	74.906	86.142	99.063	113.923	131.011	150.663	1.173.263
CAPITAL Credito	USD	1.000.000	-	49.252	56.640	65.136	74.906	86.142	99.063	113.923	131.011	150.663	173.263
CAPITAL Bonos	USD	1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000
Depreciacion y Agotamiento	USD	10.000.000	-	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
FLUJO DE CAJA LIBRE		40.297.284	(8.000.000)	3.114.471	6.418.636	4.879.212	5.964.894	5.239.336	5.249.373	4.983.692	4.764.547	4.583.257	3.099.866

Tabla 29. Resultados Indicadores -Colombia

RESULTADOS – PRINCIPALES INDICADORES ECONOMICOS – COLOMBIA

VPN	19.623.367
TIR	58%
TIRM	27%

CAPEX por bl (barriles)	9,32	US\$/BI
CAPEX por BOPD máximo	16.000	US\$/BOPD
CAPEX / Ingresos	7,26	(%)
(CAPEX + OPEX) / Ingresos	32,9	(%)
Costos de Operación	32,9	US\$/BOPD
OPEX vida del Campo (al año 10)	83,6	US\$/BOPD
Máx OPEX / CAPEX	45,6	(%)
OPEX / Max BOPD	157	US\$/BI
OPEX Total / Reservas	28,4	US\$/BI
P / R, Max BOPD / Reservas	0,05	(%)
Tasa máxima de Declinación	20,00	(%)
Limite economico	10,00	Años

2.4.5 Evaluación Económica Proyecto De Inversión E&P En Ecuador

FUJO DE CAJA ESCENARIO – ECUADOR

PERFORACION Y FACILIDADES POZO EXPLORATORIO-1X (ECUADOR)													
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FLUJO DE CAJA	Unidades	TOTAL	2011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
PRODUCCION DE CRUDO	Bbls	858.610		180.000	147.372	120.658	98.786	80.879	66.218	54.215	44.387	36.341	29.754
Precio de Crudo	US/Bbls		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Descuento			8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
PRECIO DE VENTA			52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
INGRESO POR VENTA DE CRUDO	USD	44.647.737	-	9.360.000	7.663.320	6.274.196	5.136.877	4.205.719	3.443.352	2.819.178	2.308.148	1.889.751	1.547.198
			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PRODUCCION DE GAS	K SCF	18.720.000	-	-	1.800.000	1.800.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000
Precio de Gas	US\$/K SCF		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PRECIO DE VENTA			3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
INGRESO POR VENTA DE GAS	USD	65.520.000	-	-	6.300.000	6.300.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000
INGRESOS	USD	110.167.737	-	9.360.000	13.963.320	12.574.196	12.696.877	11.765.719	11.003.352	10.379.178	9.868.148	9.449.751	9.107.198
Regalias de crudo (0%)	USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Regalias de gas (0%)	USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Regalias	USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INGRESOS DESPUES DE REGALIAS	USD	110.167.737	-	9.360.000	13.963.320	12.574.196	12.696.877	11.765.719	11.003.352	10.379.178	9.868.148	9.449.751	9.107.198
Gastos de Operación Crudo (opex)	USD	8.586.103	-	1.800.000	1.473.715	1.206.576	987.861	808.792	662.183	542.150	443.875	363.414	297.538
Gastos de Operación Gas (opex)	USD	9.360.000	-	-	900.000	900.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000
Transporte Crudo (opex)	USD	3.005.136	-	630.000	515.800	422.302	345.751	283.077	231.764	189.752	155.356	127.195	104.138
Transporte de Gas (opex)	USD	3.744.000	-	-	360.000	360.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000
INTERESES Credito	USD	992.521	-	150.000	142.612	134.116	124.346	113.110	100.189	85.329	68.241	48.589	25.989
INTERESES Bonos	USD	993.480	-	-	-	-	-	496.740	-	-	-	-	496.740
Emision de Bonos (Comision)	USD	30.000	-	30.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Abandono	USD	1.500.000	-	314.462	257.459	210.790	172.580	141.297	115.684	94.714	77.545	63.489	51.980
COSTOS TOTALES	USD	28.211.240	-	2.924.462	3.649.587	3.233.784	3.142.538	3.355.016	2.621.820	2.423.945	2.257.017	2.114.686	2.488.386
Depreciación y Agotamiento	USD	10.000.000	-	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		71.956.497	-	5.435.538	9.313.733	8.340.412	8.554.339	7.410.703	7.381.532	6.955.233	6.611.131	6.335.065	5.618.812
Impuesto a la Renta (25%), unico impuesto nueva ley	USD	17.989.124	-	1.358.885	2.328.433	2.085.103	2.138.585	1.852.676	1.845.383	1.738.808	1.652.783	1.583.766	1.404.703
Margen de soberania (25% Bopd) sobre ingresos brutos	USD	27.541.934	-	2.340.000	3.490.830	3.143.549	3.174.219	2.941.430	2.750.838	2.594.794	2.467.037	2.362.438	2.276.799
Participacion laboral (3% trabajador + 12% estado) Utilida	USD	10.793.475	-	815.331	1.397.060	1.251.062	1.283.151	1.111.605	1.107.230	1.043.285	991.670	950.260	842.822
Impuestos TOTALES	USD	56.324.533	-	4.514.215	7.216.323	6.479.714	6.595.955	5.905.711	5.703.451	5.376.888	5.111.489	4.896.464	4.524.324
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS		15.631.964	-	921.323	2.097.410	1.860.698	1.958.384	1.504.992	1.678.081	1.578.345	1.499.642	1.438.601	1.094.488
CAPEX (Perforacion pozo exploratorio) AFE	USD	8.000.000	8.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Facilidades (Financiacion)	USD		-	49.252	56.640	65.136	74.906	86.142	99.063	113.923	131.011	150.663	1.173.263
CAPITAL Credito	USD	1.000.000	-	49.252	56.640	65.136	74.906	86.142	99.063	113.923	131.011	150.663	173.263
CAPITAL Bonos	USD	1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000
Depreciación y Agotamiento	USD	10.000.000	-	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
FLUJO DE CAJA LIBRE		15.631.964	(8.000.000)	1.872.071	3.040.770	2.795.562	2.883.478	2.418.850	2.579.018	2.464.422	2.368.630	2.287.938	921.225

Tabla 30. Resultados Indicadores-Ecuador

**RESULTADOS – PRINCIPALES INDICADORES ECONOMICOS –
ECUADOR**

VPN	5.790.127	
TIR	28%	
TIRM	18%	
CAPEX por bl (barriles)	9,32	US\$/BI
CAPEX por BOPD máximo	16.000	US\$/BOPD
CAPEX / Ingresos	7,26	(%)
(CAPEX + OPEX) / Ingresos	32,9	(%)
Costos de Operación	32,9	US\$/BOPD
OPEX vida del Campo (al año 10)	83,6	US\$/BOPD
Máx OPEX / CAPEX	45,6	(%)
OPEX / Max BOPD	157	US\$/BI
OPEX Total / Reservas	28,4	US\$/BI
P / R, Max BOPD / Reservas	0,05	(%)
Tasa máxima de Declinación	20,00	(%)
Limite economico	10,00	Años

2.4.6 Evaluación Económica Proyecto De Inversión E&P En Perú

FUJO DE CAJA ESCENARIO – PERU

PERFORACION Y FACILIDADES POZO EXPLORATORIO-1X (PERU)													
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FLUJO DE CAJA	Unidades	TOTAL	2011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
PRODUCCION DE CRUDO	Bbls	858.610	-	180.000	147.372	120.658	98.786	80.879	66.218	54.215	44.387	36.341	29.754
Precio de Crudo	US/Bbls		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Descuento			8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
PRECIO DE VENTA			52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
INGRESO POR VENTA DE CRUDO	USD	44.647.737	-	9.360.000	7.663.320	6.274.196	5.136.877	4.205.719	3.443.352	2.819.178	2.308.148	1.889.751	1.547.198
PRODUCCION DE GAS	K SCF	18.720.000	-	-	1.800.000	1.800.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000	2.160.000
Precio de Gas	US\$/K SCF		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
PRECIO DE VENTA			3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
INGRESO POR VENTA DE GAS	USD	65.520.000	-	-	6.300.000	6.300.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000	7.560.000
INGRESOS	USD	110.167.737	-	9.360.000	13.963.320	12.574.196	12.696.877	11.765.719	11.003.352	10.379.178	9.868.148	9.449.751	9.107.198
Regalias de crudo (35% + XX%)	USD	15.626.708	-	3.276.000	2.682.162	2.195.968	1.797.907	1.472.002	1.205.173	986.712	807.852	661.413	541.519
Regalias de gas (35% + XX%)	USD	22.932.000	-	-	2.205.000	2.205.000	2.646.000	2.646.000	2.646.000	2.646.000	2.646.000	2.646.000	2.646.000
Total Regalias	USD	38.558.708	-	3.276.000	4.887.162	4.400.968	4.443.907	4.118.002	3.851.173	3.632.712	3.453.852	3.307.413	3.187.519
INGRESOS DESPUES DE REGALIAS	USD	71.609.029	-	6.084.000	9.076.158	8.173.227	8.252.970	7.647.717	7.152.179	6.746.466	6.414.296	6.142.338	5.919.678
Gastos de Operación Crudo (opex)	USD	8.586.103	-	1.800.000	1.473.715	1.206.576	987.861	808.792	662.183	542.150	443.875	363.414	297.538
Gastos de Operación Gas (opex)	USD	9.360.000	-	-	900.000	900.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000	1.080.000
Transporte Crudo (opex)	USD	3.005.136	-	630.000	515.800	422.302	345.751	283.077	231.764	189.752	155.356	127.195	104.138
Transporte de Gas (opex)	USD	3.744.000	-	-	360.000	360.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000	432.000
INTERESES Credito	USD	992.521	-	150.000	142.612	134.116	124.346	113.110	100.189	85.329	68.241	48.589	25.989
INTERESES Bonos	USD	993.480	-	-	-	-	-	496.740	-	-	-	-	496.740
Emisión de Bonos (Comision)	USD	30.000	-	30.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Abandono	USD	1.500.000	-	314.462	257.459	210.790	172.580	141.297	115.684	94.714	77.545	63.489	51.980
COSTOS TOTALES	USD	28.211.240	-	2.924.462	3.649.587	3.233.784	3.142.538	3.355.016	2.621.820	2.423.945	2.257.017	2.114.686	2.488.386
Depreciación y Agotamiento	USD	10.000.000	-	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	USD	33.397.789	-	2.159.538	4.426.571	3.939.443	4.110.432	3.292.701	3.530.359	3.322.521	3.157.279	3.027.652	2.431.292
Impuesto a la Renta (30%)	USD	10.019.337	-	647.862	1.327.971	1.181.833	1.233.130	987.810	1.059.108	996.756	947.184	908.296	729.388
Transferencia de Tecnología (USD\$100000/año)	USD	1.000.000	-	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Ingresos Acumulados	USD	110.167.737	-	9.360.000	23.323.320	35.897.515	48.594.392	60.360.111	71.363.463	81.742.641	91.610.788	101.060.540	110.167.737
Egresos Acumulados	USD	28.211.240	-	2.924.462	6.574.049	9.807.833	12.950.371	16.305.387	18.927.207	21.351.152	23.608.168	25.722.854	28.211.240
Factor R (para calculo de regalias)	USD		-	3,2	3,5	3,7	3,8	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9
Impuestos TOTALES	USD	11.019.337	-	747.862	1.427.971	1.281.833	1.333.130	1.087.810	1.159.108	1.096.756	1.047.184	1.008.296	829.388
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS	USD	22.378.452	-	1.411.677	2.998.599	2.657.610	2.777.302	2.204.891	2.371.251	2.225.764	2.110.096	2.019.357	1.601.905
CAPEX (Perforación pozo exploratorio) AFE	USD	8.000.000	8.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Facilidades (Financiación)	USD		-	49.252	56.640	65.136	74.906	86.142	99.063	113.923	131.011	150.663	1.173.263
CAPITAL Credito	USD	1.000.000	-	49.252	56.640	65.136	74.906	86.142	99.063	113.923	131.011	150.663	173.263
CAPITAL Bonos	USD	1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000
Depreciación y Agotamiento	USD	10.000.000	-	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
FLUJO DE CAJA LIBRE	USD	22.378.452	(8.000.000)	2.362.425	3.941.960	3.592.474	3.702.396	3.118.749	3.272.188	3.111.841	2.979.084	2.868.693	1.428.642

Tabla 31. Resultados Indicadores –Perú

RESULTADOS – PRINCIPALES INDICADORES ECONOMICOS – PERÚ

VPN	9.694.565
TIR	38%
TIRM	21%

CAPEX por bl (barriles)	9,32	US\$/Bl
CAPEX por BOPD máximo	16.000	US\$/BOPD
CAPEX / Ingresos	7,26	(%)
(CAPEX + OPEX) / Ingresos	32,9	(%)
Costos de Operación	32,9	US\$/BOPD
OPEX vida del Campo (al año 10)	83,6	US\$/BOPD
Máx OPEX / CAPEX	45,6	(%)
OPEX / Max BOPD	157	US\$/Bl
OPEX Total / Reservas	28,4	US\$/Bl
P / R, Max BOPD / Reservas	0,05	(%)
Tasa máxima de Declinación	20,00	(%)
Limite economico	10,00	Años

2.5 CRONOGRAMA

El siguiente es el cronograma de actividades a desarrollar para el presente trabajo de Monografía:

Tabla 32. Cronograma de Actividades

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES - MONOGRAFIA COMPETITIVA CONTRACTUAL E&P EN LATINOAMERICA																													
ACTIVIDAD	OCTUBRE DE 2010																												
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29							
Elaboración Plan de Monografía	■	■	■																										
Presentación del Plan de Monografía				■																									
Recolección de Información				■	■	■	■																						
Revisión y Análisis de la Información						■	■	■																					
Redacción							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■												
Revisión de la redacción Final																■	■	■	■	■									
Entrega de Monografía																											■		

2.6 PRESUPUESTO

El siguiente es el Presupuesto de las actividades a desarrollar para el presente trabajo de Monografía:

Tabla 33. Presupuesto Estimado gastos

PRESUPUESTO ESTIMADO GASTOS - MONOGRAFIA	
OCTUBRE DE 2010	
ITEM	VALOR
Textos- Fotocopias	500.000
Asesorías	600.000
Transporte - consulta fuentes Bibliográficas	250.000
Impresión	100.000
Empaste	50.000
Otros	200.000
SUBTOTAL	1.700.000
TOTAL \$	1.700.000

3. CONCLUSIONES

El siguiente es el resumen de los escenarios analizados (Brasil, Colombia, Ecuador, Perú) ordenados desde el punto de vista de mayor valor presente neto (VPN) y mayor tasa interna de retorno (TIR).

Tabla 34. Indicadores Económicos
RESUMEN INDICADORES ECONOMICOS PARA LOS ESCENARIOS

	VPN (USD\$)	TIR (%)	TIRM (%)
COLOMBIA	19.623.367	58	27
BRASIL	16.718.313	54	25
PERU	9.694.565	38	21
ECUADOR	5.790.127	28	18

Basados en los resultados anteriores, desde el punto de vista financiero y teniendo presente las deducciones contractuales E&P establecidas en cada país, se observa un panorama más atractivo para la realización de una inversión exploratoria en Colombia, Brasil, Perú, Ecuador en ese orden de importancia.

Desde el punto de vista meramente de rentabilidad de la inversión podríamos afirmar que todos los escenarios son atractivos y rentables, es decir el proyecto más pesimista lograría una TIR mínima de 28% que está muy por encima de la rentabilidad ofrecida por portafolios bancarios de bajo riesgo y un valor presente neto (VPN) en el caso más pesimista de USD\$ 5,790,127 que está por encima de la mayoría de oportunidades de inversión pública o privada en el mercado.

Es decir que con los precios favorables del petróleo actuales (como ha sucedido en los últimos años) los proyectos de inversión petrolera como en nuestro caso

Perforación exploratoria son realmente atractivos para los inversionistas en la región Latinoamericana, obvio en algunos países más que otros.

Como se puede apreciar hay una diferencia marcada entre Colombia y Brasil con respecto a Perú y Ecuador desde el punto de vista de rentabilidad de la inversión, esto coincide con el desempeño de dichos países desde el punto de vista exploratorio y de Perforación de nuevos pozos exploratorios como se veía en los capítulos anteriores, esta evaluación económica sencilla refleja dicho incremento en actividades exploratorias en los países mencionado y también está acorde con la priorización que establece el inversionista al momento de analizar todo el abanico de oportunidades de inversión y al momento de tomar la mejor decisión.

Para el caso Colombiano con la creación de la ANH y las continuas y exitosas rondas de entrega de nuevos bloques a exploración, se ha marcado una nueva etapa en el desarrollo energético de la nación y ha hecho que los múltiples compromisos exploratorios (sísmica, perforación) adquiridos por las compañías petroleras locales y extranjeras se vea manifestado en el incremento gradual de la producción de petróleo y gas y en la consecución y/o ampliación del rango de autosuficiencia petrolera de la nación.

De hecho el tamaño de los descubrimientos en los últimos años han sido pequeños comparados con los más importantes descubrimientos en Colombia (Caño Limón, Cusiana-Cupiagua), sin embargo han aumentado en número debido al incremento de la actividad exploratoria debido entre otras a los precios del crudo, a la legislación y normatividad contractual atractiva, al mejoramiento de la seguridad local, a la estabilidad democrática de los últimos gobiernos, a la estabilidad fiscal y legal, entre otros.

Claramente no solo es necesario que el país posea los recursos naturales para su explotación ni que sea el más atractivo desde el punto de vista fiscal y de

rentabilidad (ejercicio objeto de este estudio), sino que la parte Política y Geopolítica cumple un papel importante en el desarrollo de dichos proyectos, la relación entre la política económica y el desarrollo del sector hidrocarburífero en un país o en una región es siempre muy estrecha y serán unos de los principales condicionantes para el desarrollo de nuevos prospectos exploratorios, así como también para el asentamiento de nuevas inversiones (locales o extranjeras).

Otro punto importante es quizá que el desarrollo de los proyectos petroleros en Latinoamérica y el incremento de la producción de los mismos debe ir de la mano con el mejoramiento y la expansión de la infraestructura de transporte (oleoductos, gasoductos, etc), punto en el cual algunos países de la región como Colombia presentan atrasos importantes y recién se está atacando dicha debilidad.

Este análisis económico básico no pretende ser un estudio financiero a fondo ni una evaluación económica detallada de proyectos, pero si es un ejercicio práctico e ilustrativo de cómo los factores fiscales y contractuales pueden afectar fuerte y directamente la rentabilidad de un proyecto de exploración petrolera y puede causar que la decisión final sea la no inversión en dicho país. De igual manera es una guía muy sencilla y práctica que permite establecer unos criterios mínimos de decisión al momento de realizar la entrada a un país de la región para desarrollar proyectos de alto riesgo como lo son las inversiones petroleras.

Como podemos apreciar también, las modalidades contractuales en Latinoamérica son bastante variadas, de igual manera las regulaciones, impuestos, rentas, deducciones, y demás. Esto hace que el análisis de cada país llegue a ser algo complejo y cada factor se puede volver preponderante en el desarrollo de un análisis económico y en la decisión final desde el punto de vista del inversionista, sin embargo como ya lo hemos mencionado los Proyectos petroleros en nuestra región son atractivos desde varios puntos de vista y muestra de ello es el creciente desarrollo de nuestra región en materia energética y petrolera.

BIBLIOGRAFIA

- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Modelo Contrato E&P <http://www.anh.gov.co/es/index.php>, Colombia.
- ANP, Agencia Nacional del Petróleo Gas Natural y Biocombustible, -Modelo Contrato de Concesión para la Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural Brasil. <http://www.anp.gov.br/>
- ANP, Agencia Nacional del Petróleo Gas Natural y Biocombustible, Brasil- Guía de Regalías para Petróleo y Gas Natural 2001. <http://www.anp.gov.br/>
- BUSTAMANTE Julián, Programa de Cooperación en Seguridad Regional. 2008.
- CLAES, Biblioteca Energía y Sustentabilidad - Petróleo y Gas en América Latina. <http://www.google.com>
- CEPAL, (Comisión Económica para América Latina) América Latina y el Caribe: proyecciones 2007. <http://www.eclac.org/>
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia. <http://www.creg.gov.co>
- DOMINGUEZ Carlos, Brasil y la Recomposición de la Geopolítica Latinoamericana en los primeros años del siglo XXI.

- ECUADOR. ASAMBLEA NACIONAL. Proyecto de Ley Reformatoria a la Codificación de la Ley de Hidrocarburos. República de Ecuador 24 de Junio de 2010.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA – COLOMBIA,
<http://www.minminas.gov.co/minminas>
- MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES RENOVABLES- ECUADOR,
www.mrnnr.gob.ec
- OLADE, (Organización Latinoamericana de Energía), Mauricio Medinaceli Monroy. Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos 2002.
- PERUPETRO S.A.,
<http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site>
- WOODMACKENZIE, Researching & Consulting, Mining and Metals.
<http://www.woodmacresearch.com/>