

**Evaluaciones técnico-económicas de proyectos tipo Off-Shore en el Caribe Colombiano
bajo los modelos de contratos de E&P ofrecidos por la agencia nacional de hidrocarburos**

Juan Carlos Mosquera Ramírez

Trabajo de grado para optar el título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director

Tomás De La Calle Botero

MBA on Energy Management

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Gerencia de Hidrocarburos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios y la vida que me dieron la oportunidad de aprender y entrenarme en esta especialización.

A mi maravillosa familia, Claudia Rocío Contreras León, Isabella Mosquera Contreras y Matías Mosquera Contreras por su apoyo incondicional y comprensión por el tiempo invertido en el desarrollo de esta especialización.

A mis papás, Cesar Alberto y María Eugenia (q.e.p.d) por su infinita entrega en el proceso de educación nuestra, llena de valores.

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander por todas las enseñanzas durante este periodo de tiempo y por generar espacios educativos y de aprendizaje que me permitieron crecer personal y profesionalmente.

A Petrobras Colombia por su apoyo para el desarrollo de estos estudios de post-grado.

Al Director del presente proyecto de monografía, Tomás de la Calle, por su supervisión, comentarios y aportes realizados dentro del mismo.

Contenido

	Pág.
Introducción	22
1. Objetivos	25
1.1 Objetivo General	25
1.2 Objetivos Específicos.....	25
2. El Caribe Colombiano- Generalidades	26
2.1 Localización y generalidades	26
2.2 Geología General	28
2.3 Evolución tectónica.....	30
2.4 Marco Estructural.....	32
2.5 Marco Estratigráfico	35
2.6 Descripción del sistema petrolífero	36
2.6.1 Roca Generadora.....	36
2.6.2 Roca Reservorio.....	36
2.6.3 Roca Sello.	37
2.6.4 Trampa.	37
2.6.5 Generación y Sincronismo (Dinámica).....	38
2.7 Proyectos tipo y riesgos geológicos asociados	39
3. Conceptos de evaluación económica de proyectos de hidrocarburos	43

3.1 Conceptos básicos en la evaluación de proyectos.....	43
3.1.1 Valor del Dinero en el Tiempo.	44
3.1.2 Interés Simple y Compuesto.	44
3.1.3 Valor Presente y Futuro.	45
3.1.4 Flujo de Caja.	45
3.1.5 Inflación.	46
3.1.6 Depreciación y Amortización.	47
3.1.7 Tasa de Descuento y WACC.	47
3.2 Indicadores financieros en la evaluación de proyectos.....	48
3.2.1 Valor Presente Neto (VPN).	48
3.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).	49
3.2.3 Eficiencia de la Inversión (EI).	50
3.2.4 Tiempo de Repago (Payback Period).	50
3.2.5 Relación Beneficio Costo (RBC).	50
4. Modelo de contratos de E&P de hidrocarburos	51
4.1 Marco histórico y regulatorio.....	51
4.2 Contratos de exploración y producción- E&P	53
5. Análisis financiero y económico de proyecto tipo offshore	58
5.1 Descripción de proyecto tipo offshore	59
5.2 Riesgos técnicos asociados al proyecto tipo	62
5.3 Variables de la evaluación económica	65
5.3.1 Gastos Operacionales (OPEX).....	66
5.3.2 Gastos de Capital (CAPEX).....	69

5.3.3 Curva de Producción.....	74
5.3.4 Precio del Gas.	75
5.3.5 Tasa de Descuento.	78
5.3.6 “Government Take”.	78
5.3.6.1 Regalías.....	80
5.3.6.2 Derechos Económicos de la ANH.	81
5.3.6.2.1 Uso del Subsuelo:	82
5.3.6.2.2 Participación en la Producción o Factor X:	83
5.3.6.2.3 Precios Altos:.....	85
5.3.6.2.4 Transferencia de Tecnología:.....	85
5.3.6.3 Programa de Beneficio a las Comunidades.	86
5.3.6.4 Impuestos.	88
5.4 Flujo de caja del proyecto.....	89
5.5 Discusión y resultados económicos de la evaluación	94
6. Conclusiones.....	100
7. Recomendaciones	101
Referencias Bibliográficas	103
Apéndices.....	108

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Localización de las cuencas del Caribe Colombiano, pozos exploratorios de hidrocarburos y datos sísmicos 2D y 3D.	28
Figura 2. Mapa Geológico generalizado del Norte de Colombia.	29
Figura 3. Carta cronoestratigráfica del Caribe Colombiano.	30
Figura 4. Modelos paleogeográficos para la Placa Caribe.....	32
Figura 5. Principales rasgos estructurales presentes en las cuencas del Caribe colombiano.....	34
Figura 6. Sección sísmica 2D en la cuenca Sinú Offshore en la que se presentan los principales rasgos estructurales de esta área.	34
Figura 7. Sección sísmica 2D en la cuenca Guajira Offshore y Colombia en la que se presentan los principales rasgos estructurales de esta área.	35
Figura 8. Corte esquemático de los “plays” de la cuenca Guajira Offshore (der.) y Sinú Offshore (izq.).	38
Figura 9. Ejemplo de carta de eventos geológicos.....	41
Figura 10. Lista de chequeo para cada elemento a evaluar dentro de la probabilidad de éxito geológico.....	42
Figura 11. Clasificación del riesgo geológico.....	43
Figura 12. Localización del Campo Chuchupa, pozos y las plataformas.	61
Figura 13. Registros eléctricos del pozo Chuchupa-2.	62

Figura 14. Mapa del gas en Colombia y área entre 35 y 70 kilómetros donde se podría ubicar el descubrimiento evaluado en este documento.....	67
Figura 15. Costos operacionales de proyectos offshore del GOM.	68
Figura 16. Perfil del Opex para utilizado para todos los casos evaluados.	68
Figura 17. Tipos de proyectos en el GOM y costo promedio de los pozos.	71
Figura 18. Costos de medio de gasoductos para proyectos en el GOM.	72
Figura 19. Diseño esquemático de producción del proyecto Lucuis- GOM.....	73
Figura 20. Perfil del Capex para utilizado para todos los casos evaluados.	73
Figura 21. Curva de producción anual del campo Chuchupa.	74
Figura 22. Promedio de inicio de producción para proyectos offshore. Izquierda TLP, Medio Semi FPSs y derecha SPARs.	75
Figura 23. Curvas de proyección de demanda de gas natural (superior izquierda), proyección de oferta de gas natural (superior derecha) y balance oferta demanda de gas natural (inferior) según la UPME, 2018.....	76
Figura 24. Histórico de reservas probadas y producción comercializada de gas.....	77
Figura 25. Pronóstico de precio del gas natural en Colombia- proyección de precios de importación de gas natural.	78
Figura 26. Evolución del “Government Take” (cuadrados en gris) y “State Take” (rombos en negro) de Colombia con los contratos de E&P: Tipo A hablamos del que rigió de 1970-1989, Contrato Tipo B (1990-1994), Tipo C (1994-1999), Tipo D (1999-2003) y NC (2004-Actual).	80
Figura 27. Distribución de los porcentajes de regalías de acuerdo al tipo de hidrocarburo y su producción- izquierda. A la derecha distribución y pago de regalías para todos los contratos de E&P evaluados.....	81

Figura 28. Derechos económicos por el uso del subsuelo por contrato (para la etapa de exploración en barras- eje izquierdo y para la etapa de producción en la línea- eje derecho). En rojo los contratos que no están sujetos a actualización.....	83
Figura 29. Participación en la P o Factor X% por contrato analizado.....	84
Figura 30. Programa de Beneficio a las Comunidades por contrato analizado.	88
Figura 31. Esquema para el cálculo del Flujo de Caja para la base gravable de impuestos.	89
Figura 32. Esquema para el Cálculo del Flujo de Caja de las utilidades del proyecto (“Contractor Take”).....	90
Figura 33. Resultados en valores nominales y actualizados de cada una de las variables para el caso “Gross”	91
Figura 34. Resultados en valores nominales y actualizados de cada una de las variables para el caso 1- Contrato de E&E Tayorna.	93
Figura 35. Flujo de cada descontado (izquierda) para un proyecto “Gross”. A la derecha distribución de los gastos operaciones, gastos de capital exploratorio, de producción y fondo de abandono para el proyecto tipo offshore.....	94
Figura 36. Izquierda curva de producción para el proyecto tipo (azul) y en rojo regalías del proyecto. Derecha cálculo en valor de la depreciación para los activos del proyecto.....	95
Figura 37. Ejemplo de flujo de caja y distribución del dinero para los contratos Tayrona (en la parte superior) y RC4 (en la parte inferior).	96
Figura 38. Resumen de los indicadores financieros y económicos para los distintos contratos analizados. Superior izquierda VPN y TIR, superior derecha “Payback” y Eficiencia de la Inversión, inferior izquierda Capital de Riesgo y Relación Beneficio Costo e inferior derecha “Government Take”	99

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Pozos descubridores de hidrocarburos en el Offshore del Caribe Colombiano.	39
Tabla 2. Resumen de datos generales del campo Chuchupa	59
Tabla 3. Evaluación conceptual de la evaluación de riesgo geológico en proyecto tipo del Caribe colombiano.....	64
Tabla 4. Histórico de pozos perforados en el campo Chuchupa.....	70

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A Resumen de los pozos exploratorios perforados en el caribe colombiano	108
Apéndice B. Premisas para el ejercicio económico- financiero	109
Apéndice C. Detalle de cálculo para caso gross y contrato E&E Tayrona.....	112
Apéndice D. Resultados de ejercicio financiero por contrato.....	114

Glosario

El presente glosario se toma del anexo 1 – Glosario de Términos, Unidades y Equivalencias del Acuerdo 4 de 2012 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH y de la Minuta de E&P- Modelo de Contrato de Exploración y Producción del 2014.

Abandono: Es el taponamiento y abandono de pozos, el desmantelamiento de construcciones y la limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se hubieren realizado operaciones de Exploración, Evaluación o Producción.

Área Contratada: Es la superficie y su proyección en el subsuelo identificada en el contrato, en la cual el contratista está autorizado para efectuar las Operaciones de Exploración, Evaluación y Producción de Hidrocarburos.

Áreas Maduras o Exploradas: Aquellas próximas a Campos en Producción, de manera que existe certeza acerca de los elementos y procesos del correspondiente Sistema Petrolífero. En ellas, las actividades exploratorias han de dirigirse a la búsqueda de nuevas acumulaciones no descubiertas en "Plays" complementarios, o a la evaluación de Yacimientos Descubiertos No Desarrollados.

Áreas Emergentes o Semi-exploradas: Aquellas sobre las cuales se tiene algún grado de conocimiento acerca de la existencia de un Sistema Petrolífero. En ellas, las actividades exploratorias deben orientarse a la delimitación, evaluación y confirmación exploratoria de prospectos.

Áreas Inmaduras o Frontera: Aquellas respecto de las cuales el conocimiento geológico de que se dispone es insuficiente para determinar la presencia de elementos de un Sistema Petrolífero, como rocas generadoras o los demás yacimientos, reservorios y sellos. Por consiguiente, las actividades exploratorias deben enfocarse en su estudio y en la identificación de sectores particulares de interés prospectivo o "*Plays*".

“British Thermal Unit”, BTU: Unidad térmica o de energía del Sistema Británico o Imperial de Unidades. Equivale a mil cincuenta y cinco coma cero cincuenta y seis Julios (1.055,056 J).

Campo Comercial: Es la porción del Área Contratada en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos, que el contratista ha decidido explotar comercialmente.

Capex: Las inversiones en bienes de capital, gastos en capital, capex (contracción del inglés capital expenditure) o CAPEX son inversiones de capital que crean beneficios.

Contratista: Persona jurídica o conjunto de personas jurídicas que, bajo la modalidad de Consorcio o de Unión Temporal, celebran con la ANH Contrato de Evaluación Técnica, TEA, de Exploración y Producción, E&P, o Especial, como resultado de la adjudicación de un Procedimiento de Selección Competitivo, sea abierto o cerrado, o de uno reglado de Asignación Directa, y, por consiguiente, de la asignación de una o más Áreas.

Contrato de Exploración y Producción, E&P: Tiene por objeto otorgar al Contratista el derecho exclusivo para acometer y desarrollar actividades exploratorias en un área determinada y para producir los Hidrocarburos propiedad del Estado que se descubran dentro de la misma, a sus únicos costo y riesgo y con arreglo a programas específicos, a cambio de retribuciones consistentes en el pago de Regalías y Derechos Económicos. La exclusividad que se otorga en razón de estos Contratos se circunscribe también al Tipo de Yacimiento para cuya Exploración y Producción se hayan celebrado, de manera que no impide que la ANH desarrolle directamente labores destinadas

a obtener información técnica adicional en el área, o que la asigne a otro interesado, cuando las condiciones de Capacidad no permitan al Contratista extender sus actividades a otro Tipo Yacimiento y este no se asocie para alcanzarla, y para este preciso efecto.

Declaración de Comercialidad: Comunicación escrita del Contratista a la ANH en la que declara que uno o más yacimientos Descubiertos son explotables comercialmente y manifiesta su determinación de hacerlo, de manera que conformarán Campo Comercial en Área en Producción.

Derecho Económico por concepto de Participación Adicional en la Producción: Retribución en dinero o en especie, según elija la ANH, aplicable durante eventuales prórrogas del Período de Producción, equivalente a un porcentaje de la Producción como compensación por la prórroga del Contrato.

Desarrollo u Operaciones de Desarrollo: Actividades y obras realizadas por el Contratista, entre ellas, programas sísmicos de detalle; perforación, completamiento, equipamiento y reacondicionamiento de Pozos de Desarrollo; caracterización de Yacimientos; diseño, construcción, instalación y mantenimiento de equipos, tuberías, líneas de transferencia, tanques de almacenamiento, métodos artificiales de producción, sistemas de recuperación primaria y mejorada, sistemas de trasiego, tratamiento y almacenamiento, y estudios de optimización de Producción dentro de un Área en Explotación en el Área Contratada y, fuera de aquella, en cuanto resulte necesario.

Descubrimiento: Se entiende que existe un yacimiento descubierto de hidrocarburos convencionales cuando mediante perforación con taladro o con equipo asimilable se logra el hallazgo de la roca en la cual se encuentran hidrocarburos acumulados, y mediante pruebas iniciales de fluidos se establece que se comporta como unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de fluidos.

Evaluación Económica: evaluación de proyectos que se realiza en los proyectos sociales, privados y mixtos y tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes de la implementación del mismo. La evaluación económica tiene por objeto medir el aporte neto de un proyecto o política al bienestar de toda la colectividad nacional teniendo en cuenta el objetivo de eficiencia. En este tipo de evaluación se mide la bondad del proyecto o programa para la economía nacional en su conjunto. Consiste en un examen de la eficiencia de los recursos invertidos en la ejecución de políticas o proyectos.

Evaluación Financiera: evaluación que se realiza en proyectos privados y proyectos mixtos y juzga el proyecto desde la perspectiva del objetivo de generar rentabilidad financiera y juzga el flujo de fondos generado por el proyecto.

Evaluación Técnica: evaluación que involucra todos los trabajos técnicos en un área estudiada y que reúne el conocimiento el total de ciencias o artes dentro de cada parte de la cadena de los hidrocarburos- exploración y/o explotación de hidrocarburos con el objeto de tener los mejores datos que permitan tomar decisiones en cada fase de un proyecto.

Exploración u Operaciones de Exploración: Son todos trabajos y obras que el contratista ejecuta en el terreno del Área Contratada para determinar la existencia y ubicación de hidrocarburos en el subsuelo, que incluyen pero no están limitados a métodos geofísicos, geoquímicos, geológicos, cartográficos y, en general, las actividades de prospección superficial, la perforación de pozos exploratorios y otras operaciones directamente relacionadas con la búsqueda de hidrocarburos en el subsuelo.

Explotación: Comprende el Desarrollo, la Producción y el Abandono.

Fecha Efectiva: Es el día calendario inmediatamente siguiente a la fecha de firma del contrato, o de la terminación de la fase “cero” cuando haya lugar.

Gas Natural: Mezcla natural de hidrocarburos en estado gaseoso a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta) compuesta por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos.

Hidrocarburos: Compuestos orgánicos constituidos principalmente por la combinación natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.

Opex: del inglés "Operational expenditures", es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales.

Período de Exploración: Es el lapso de tiempo contado a partir de la fecha efectiva, así como cualquier prórroga otorgada, durante el cual el contratista deberá llevar a cabo el Programa Exploratorio.

Período de Producción: Es, respecto de cada Área de Producción, el lapso de tiempo y sus extensiones, si las hay, contado desde la fecha de la Declaración de Comercialidad del Campo Comercial correspondiente, durante el cual el contratista deberá realizar las Operaciones de Desarrollo y de Producción.

Pozo Exploratorio: Es un pozo a ser perforado por el contratista en busca de yacimientos de hidrocarburos, en un área no probada como productora de hidrocarburos.

Producción u Operaciones de Producción: Son todas las operaciones y actividades realizadas por el contratista en un Área de Producción en relación con los procesos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento y trasiego de los hidrocarburos hasta el Punto de Entrega, el Abandono y las demás operaciones relativas a la obtención de Hidrocarburos.

Programa Exploratorio: Es el programa de Operaciones de Exploración pactado y que el contratista se obliga a ejecutar como mínimo, durante cada fase del Período de Exploración en la que entre.

Yacimiento de Hidrocarburos: Es toda roca en la que se encuentran acumulados hidrocarburos y que se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

Resumen

Titulo. Evaluaciones técnico-económicas de proyectos tipo Off-Shore en el caribe colombiano bajo los modelos de contratos de E&P ofrecidos por la agencia nacional de hidrocarburos*

Autor: Juan Carlos Mosquera Ramírez**

Palabras Clave: Evaluación, Técnica, Económica, Contratos E&P, Offshore, Caribe Colombiano

Descripción

La exploración y producción de hidrocarburos en Colombia tienen una gran relevancia e impacto en la economía del país; así el Caribe colombiano es una cuenca emergente para la exploración y producción de hidrocarburos, que por sus resultados exploratorios tiene una afinidad más enfocada a la generación y producción de gas seco. A partir de la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, se han realizado tres procesos competitivos en el Offshore del Caribe colombiano de oferta de áreas en rondas para adjudicación de contratos de E&P. El resultado de estos procesos competitivos ha sido relativamente importante ya que aumentó de manera significativa el proceso exploratorio de estas áreas, donde las ofertas tienen una gran dependencia del entorno de la industria petrolera y sus competidores, previa evaluación técnica exploratoria.

Durante el presente trabajo se comparó el impacto en las evaluaciones técnico-económicas de los modelos de contratos de E&P ofrecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para proyectos tipo offshore en el Caribe colombiano tomando como base 15 contratos de E&P firmados en estas cuencas caribeñas. Para ello se tomó un proyecto tipo Chuchupa en condiciones de aguas profundas y se le realizó una evaluación técnico-económica variando las condiciones establecidas en cada uno de los contratos. Al analizar los modelos de contratos de E&P de hidrocarburos ofrecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el offshore en el tiempo, se nota la inclusión de variables en los contratos de acuerdo al entorno de la industria de hidrocarburos lo que afecta los indicadores financieros y económicos de los contratos analizados. El resultado de lo anterior y dependiendo de la óptica que se le vea (empresa privada o administrador de los contratos nacionales), es buscar las mejores condiciones de contrato que permitan un balance de tipo gana-gana tanto para las empresas operadoras y la ANH para que las áreas en cuencas emergentes y frontera evolucionen en su proceso de E&P.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Gerencia de Hidrocarburos Especialización en Gerencia de Hidrocarburos Director Tomás De La Calle Botero

Abstract

Title. Technical and economic evaluations of offshore type projects in the colombian caribbean under the E&P contract models offered by the national agency of hydrocarbons*

Autor: Juan Carlos Mosquera Ramírez**

Keywords: Evaluation, Technical, Economic, E & P Contracs, Offshore, Colombian Caribbean

Description

The exploration and production of hydrocarbons in Colombia have a great importance and impact on the economy of the country; in this way, the Colombian Caribbean is an emerging basin for exploration and production of hydrocarbons, which based on the exploratory results, has an affinity to the generation and production of dry gas. Since the creation of the National Agency of Hydrocarbons - ANH, three competitive processes in the Offshore of the Colombian Caribbean's areas have been offer in rounds for E&P contracts. The result of these competitive processes has been relatively important since it increased significantly the exploratory process of these areas, where bids have a strong dependence on the environment of the oil industry and its competitors, prior exploratory technical evaluation.

During this study was compared the impact on the technical and economic evaluations the model of the contracts E&P offered by the National Agency of Hydrocarbons for offshore projects in the Colombian Caribbean based on 15 E&P contracts signed in these Caribbean basins. With this objective, it was placed a project type- Chuchupa in deep water conditions and it was performed a technical and economical evaluation varying the conditions laid down in each of the contracts and analyzing the models of E&P contracts offered by the ANH for the offshore though the time. It was observed the inclusion new variables in the contracts according to the hydrocarbon industry environment affecting financial and economic indicators of the contracts analyzed. The result of this and depending of the point of view (private company or public administrator of the contracts), is the searching of the best contract conditions that allows an attractive balance for the operators and the ANH for those emerging and frontier basins.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Gerencia de Hidrocarburos Especialización en Gerencia de Hidrocarburos Director Tomás De La Calle Botero

Introducción

La exploración y producción de hidrocarburos en Colombia tienen una gran relevancia e impacto en la economía del país. Es así que para el año 2016, en la canasta energética colombiana según los datos presentados por la UPME, la producción primaria energética de petróleo es de 33% y el del gas natural 15% totalizando un 48% del sector de hidrocarburos. Analizando la oferta interna bruta de este mismo periodo, el petróleo representa el 43%, mientras que el gas natural es del 18%, para un total del 61% de participación de los hidrocarburos en este año.

El Caribe colombiano es una cuenca emergente para la exploración y producción de hidrocarburos, que por sus resultados exploratorios tiene una afinidad más enfocada a la generación y producción de gas seco. Desde los inicios de su exploración en la década de los 60's hasta la fecha se han descubierto siete áreas con gas y sólo ha llegado hasta la etapa de producción un sólo campo.

Adicionalmente, a partir de 2003, con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, se han realizado tres procesos competitivos en el Offshore del Caribe colombiano de oferta de áreas en rondas para adjudicación de contratos de E&P. El resultado de estos procesos competitivos ha sido relativamente importante ya que aumentó de manera significativa el proceso exploratorio de esta área en donde se han perforado diez pozos exploratorios y han sido adquiridos alrededor de 75.000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y 92.000 kilómetros lineales de sísmica 2D.

Sin embargo, durante estos procesos competitivos donde las ofertas dependen en gran parte de la situación de la industria petrolera del momento, de los competidores, de evaluación técnica exploratoria realizada previamente o en algunos casos posteriores a la firma del contrato, algunos proyectos podrían verse bastante afectados en sus etapas de evaluación técnico-económica. Esto resulta en conlleva a la pérdida de áreas Exploratorias y/o de Producción, frenando de alguna manera las actividades de E&P en estas cuencas emergentes, impactando el valor de las áreas de E&P y su portafolio exploratorio. Como consecuencia final se llegan a generar devoluciones de áreas de interés técnico con potencial exploratorio y/o de producción para las compañías operadoras y para el país.

Por esto es importante conocer el histórico de las condiciones del negocio para los contratos de E&P del offshore en el Caribe colombiano y así entender cómo las condiciones de estos contratos afectan las evaluaciones técnico-económicas de las áreas de E&P para proyectos tipo del offshore del Caribe colombiano. Dadas estas condiciones, es de bastante relevancia el hecho de atraer empresas inversionistas privadas y no privadas, ya sean nacionales o extranjeras para que fortalezcan la inversión en el sector de exploración y producción de hidrocarburos a través de los contratos ofrecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en los procesos competitivos que ofrece. Esto, junto con la dinámica global de la industria petrolera, que incluye el precio del petróleo y del gas natural, concluye en la asignación y contratación de áreas exploratorias y de producción con condiciones pactadas, que potencialmente afectan los resultados técnico-económicos de las evaluaciones en el portafolio exploratorio de las empresas contratantes.

El motivo del presente trabajo es conocer el histórico de las condiciones del negocio para los contratos de E&P del off-shore en el Caribe colombiano y así entender cómo las condiciones de estos contratos afectan las evaluaciones técnico-económicas de las áreas de E&P para proyectos

tipo del offshore del Caribe colombiano y finalmente buscar las mejores condiciones de contrato que permitan un balance de tipo gana-gana tanto para las empresas operadoras y la ANH para que las áreas en cuencas emergentes y frontera evolucionen en su proceso de E&P.

La evaluación integral de proyectos de hidrocarburos es el corazón para la toma de decisiones de una empresa inversionista, ya que esto define las inversiones de capital que se deben o pueden hacer para los proyectos de exploración y/o producción de hidrocarburos y los riesgos a los que están enfrentados este tipo de proyectos (Bravo y Sánchez, 2012). Esta evaluación, que se presenta como una serie de números, involucra una gran cantidad de disciplinas y por ende de profesionales que colocan su experiencia y conocimiento en los proyectos para valorizar el portafolio exploratorio de las áreas en estudio (Ochoa, 2016) y es la herramienta base para la toma de decisiones por parte de los inversionistas en este tipo de negocios de E&P.

Para el desarrollo del presente trabajo se presentan las generalidades de las cuencas del Caribe colombiano en donde se presenta una descripción general de la geología de esta región y algunos datos importantes desde el punto de vista de exploración y explotación de hidrocarburos- capítulo 2. Posteriormente, se introducen los conceptos generales de evaluación financiera y económica de proyectos de hidrocarburos- capítulo 3. Dentro del capítulo 4, se hace una breve reseña histórica del sector de hidrocarburos en Colombia, y se coloca de manera muy sucinta una descripción de los contratos de E&P firmados en nuestro país, su regulador y funciones. Finalmente, el capítulo 5 presenta la descripción del proyecto tipo offshore, y las evaluaciones financieras y económicas para 15 casos- cada contrato firmado antes del año 2018, y detalla los elementos que componen las evaluaciones, las que soportan las conclusiones y recomendaciones del presente documento.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Comparar el impacto en las evaluaciones técnico-económicas de los modelos de contratos de E&P ofrecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para proyectos tipo offshore en el Caribe colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

- Describir las cuenca del Caribe Offshore, un proyecto tipo y los elementos de una evaluación técnico-económica.
- Detallar los conceptos básicos de evaluación de proyectos de hidrocarburos teniendo en cuenta las oportunidades y necesidades del mercado de gas natural en Colombia.
- Analizar los modelos de contratos de E&P de hidrocarburos ofrecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos teniendo en cuenta el “Government-Take”.
- Realizar el análisis económico de un proyecto tipo Offshore en el Caribe colombiano desde el punto de vista exploratorio.

2. El Caribe Colombiano- Generalidades

2.1 Localización y generalidades

El offshore del Caribe colombiano se encuentra localizado en la parte septentrional de Colombia en el la esquina Noroccidental de Sur América. Esta área está compuesta por tres cuencas sedimentarias, a saber: Guajira Offshore, Sinú Offshore y la cuenca Colombia (Vargas, 2012). La cuenca Guajira Offshore tiene un área aproximada de 56.392 kilómetros cuadrados (km²), la cuenca Sinú Offshore cerca de 29.472 km² y la Cuenca Colombia alrededor de 269.336 km² para un total de cerca de 1'138.910km²; ellas tienen láminas de agua muy variables que van desde unos pocos metros hasta profundidades mayores a 3.500 metros. Dentro de estas cuencas sedimentarias se han adquirido en torno de 92.000 kilómetros lineales de datos sísmicos 2D entre 1967 y el 2014 según los datos publicados por la ANH. Por otro lado entre el 2003 y el 2016 se adquirieron más o menos 74.705 kilómetros cuadrados de datos sísmicos 3D (ver Figura 1); esta actividad exploratoria de datos sísmicos reciente ha sido adquirida principalmente por las compañías operadoras de los contratos del offshore, así como algunos programas multiclientes que han adquirido algunas compañías de servicios..

En cuanto a pozos exploratorios para hidrocarburos, en la cuenca Guajira Offshore se han perforado 21, 4 de ellos con descubrimientos, Chuchupa-1 en el año 1973 perforado por la Texas Petroleum Company, Almeja-1 en 1976 por la misma compañía, Santa Ana-1 en el año 1979 por la compañía Exxon Mobil y Orca-1 en el año 2014 perforado por Petrobras y uno de estos últimos

llevado hasta la etapa de producción, con unas reservas iniciales de 5.2 TCF y que inició en el año 1979, el Campo Chuchupa. En la cuenca Sinú Offshore se han perforado 16 pozos exploratorios, 3 de los cuales son descubrimientos (Cartagena 1977- Texaco & Mapalé 2012- Equión, Kronos 2015 & Purple Angel 2017- Anadarko y Gorgon 2017- Anadarko) pero ninguno de ellos ha estado en etapa de explotación. En Cuenca Colombia, por su lado se ha perforado sólo el pozo exploratorio Calasú-1 en el año 2015 la compañía Anadarko Colombia Company con una lámina de agua de alrededor de 2.250 metros y sin éxito.

De la totalidad de los 38 pozos exploratorios perforados en estas cuencas, 31 de ellos han sido perforados en aguas someras (lámina de agua menor a 300 metros, según la ANH) y 7 en aguas profundas (lámina de agua entre 300 y 1500 metros) y ultra- profundas (lámina de agua mayor a 1500m). El anexo A presenta un resumen de todos los pozos exploratorios perforados en el caribe colombiano, así como su año de perforación, lámina de agua y compañía operadora.

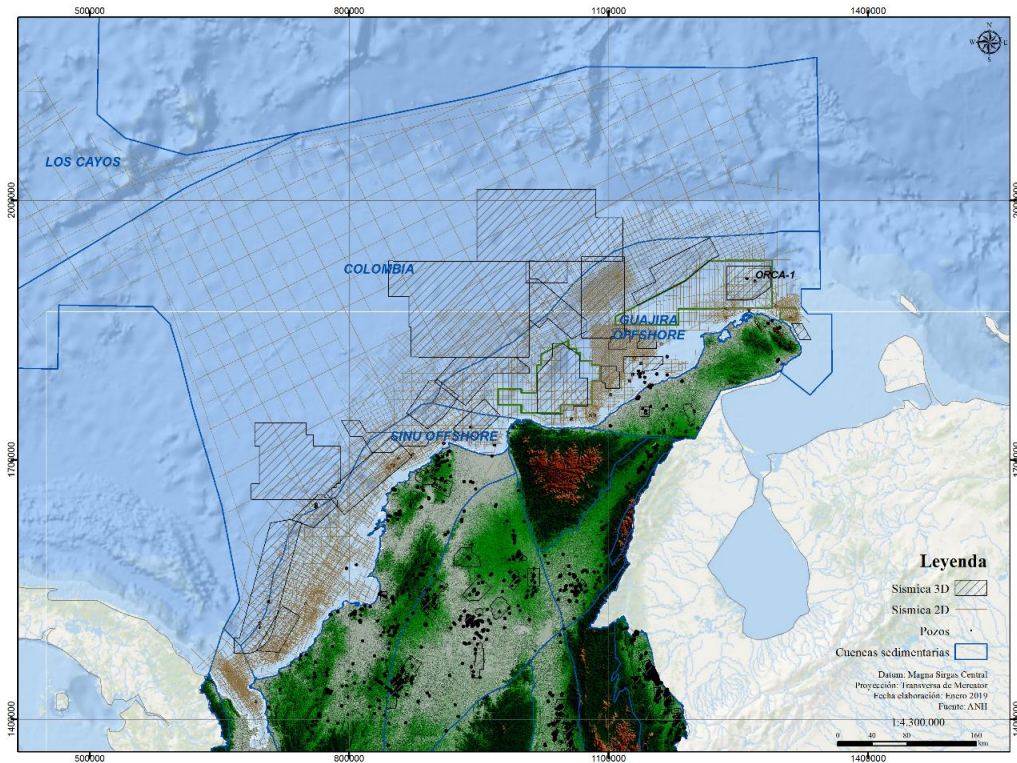


Figura 1. Localización de las cuencas del Caribe Colombiano, pozos exploratorios de hidrocarburos y datos sísmicos 2D y 3D.

2.2 Geología General

En general el Caribe colombiano se han probado hidrocarburos en aguas someras y se produce del Campo de Gas Chuchupa- cuenca Guajira Offshore (Barrero, 2007). Actualmente, se considera para estas cuencas que la roca fuente podría provenir de los sedimentos depositados en aguas profundas de la Formación Castilletes (Barrero, 2007) o las rocas más antiguas de la Formación Jimol, Uitpa, Siamaná o inclusive Macarao donde está presente. Los principales reservorios son las construcciones carbonáticas, areniscas basales y los depósitos turbidíticos del Paleógeno (Barrero, 2007). La migración de los hidrocarburos en la parte profunda de la cuenca, se encuentra bastante favorecida por la configuración estructural de las trampas. Los “play concept”

identificados, básicamente se resumen en areniscas basales (campo Chuchupa), construcciones de carbonatos (campo Ballena) y sedimentos turbidíticos (descubrimientos de Santa Ana, Almeja, y Orca) todos ellos variando desde el Mioceno hasta el Oligoceno.

La geología de la porción Norte de Colombia- que incluya las cuencas de Guajira y Sinú- San Jacinto en tierra, y las cuencas offshore de Guajira, Sinú y Colombia, hace parte de la margen sur del Caribe la cual está ligada a procesos de colisión y acreción de terrenos oceánicos producto de la interacción de la placa Caribe con la parte noroccidental de la margen Suramericana, lo cual se representa en una geología compleja desde el sector sur en las inmediaciones del río Atrato, pasando por las serranías de Sinú- San Jacinto, el delta del Magdalena, la Sierra Nevada de Santa Marta, la baja Guajira y los serranías presentes en la Alta Guajira. (Figura 2).

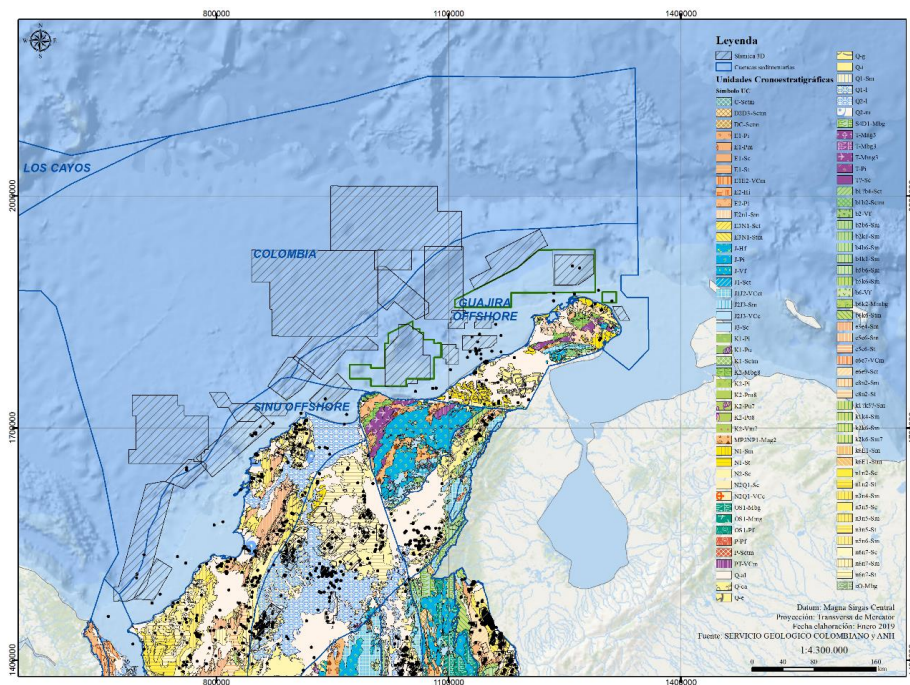
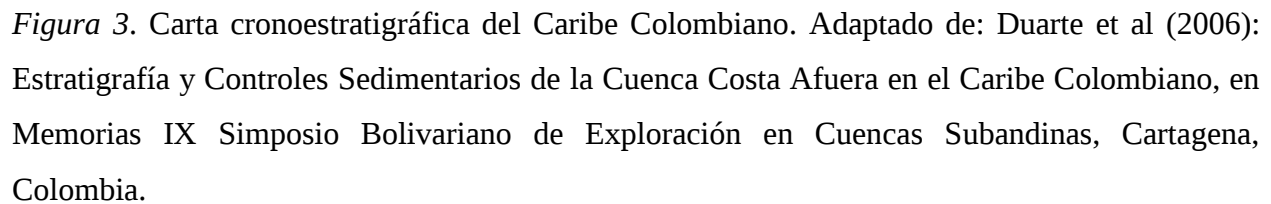


Figura 2. Mapa Geológico generalizado del Norte de Colombia. Adaptado de: Servicio Geológico Colombiano. (2015) Atlas Geológico Recuperado de: <https://www2.sgc.gov.co/sgc/mapas/Paginas/geoportal.aspx#>



La geología de la Península de la Guajira hace parte de la margen sur del Caribe la cual está ligada a procesos de colisión y acreción de terrenos oceánicos producto de la interacción de la placa Caribe con la parte noroccidental de la margen Suramericana. (Pindell et al., 1998) y (Pindell et al., 2005).

La evolución geológica del Caribe comienza con la separación de Norte y Sur América, luego del rompimiento del súper continente Pangea durante el Triásico Tardío (Burke et al., 1984). Distintos modelos sugieren que el piso oceánico que compone la Placa Caribe se generó en el Pacífico y luego comenzó a moverse hacia el este (respecto a las Américas), al tiempo que ocurrió la separación de Norte y Suramérica. Durante el Cretácico Tardío – Paleógeno el movimiento hacia el Oriente de la Placa Caribe resulta en la acreción de distintos terrenos oceánicos en la esquina Noroccidental del continente Suramericano. La colisión oblicua entre la Placa Caribe y la margen Suramericana resulta en un cambio en la polaridad de la subducción, donde el suelo oceánico que se generó durante la separación de Norte y Sur América se subduce bajo la placa Caribe; (Pindell et al., 1998) y (Pindell et al., 2005). Durante el Eoceno Tardío y el Oligoceno Temprano la placa Caribe cambia la dirección y tasa de convergencia relativa a la margen suramericana. La imposición de regímenes trans-presivos y trans-tensivos permite el desarrollo de bloques tectónicos y la apertura de cuencas sedimentarias que controlan la depositación de las secuencias sedimentarias cenozoicas mientras la Placa Caribe continúa moviéndose al este respecto a Norte y Sur América (Pindell et al., 1998) y (Pindell et al., 2005) (Figura 4).

nororiental de esta cuenca se encuentra el área de Bahía, la cual es bastante compleja estructuralmente, ya que es el lugar donde convergen los sistemas de Fallas de Oca- El Pilar y Santa Marta Bucaramanga.

La cuenca Guajira Offshore se encuentra limitada al sur por el Sistema de Fallas de Oca- El Pilar y sus límites occidentales y norte se trazan sobre el Sistema Deformado del Caribe Sur y finalmente hacia el oriente con los límites territoriales internacionales con Venezuela (Figura 5), (Aguilera, 2018). Esta cuenca presenta cuatro provincias estructurales principales. Cerca de la línea de costa generalmente se presentan altos de basamento asociado a fallas normales y rocas sedimentos pinchándose contra ellos. Posteriormente, entre la plataforma y el talud se observa un fallamiento normal asociados a pliegues por despegue hacia la parte central y norte de la cuenca. En la parte central de la cuenca- talud inferior se tiene un depocentro conocido como la Depresión de Ranchería aparentemente controlado por fallas normales las cuales limitan hacia su periferia con diapiros de lodo. Finalmente en el frente de deformación, el sistema compresivo de fallas de despegue y fallas de propagación sus pliegues asociados (Figura 7)- (Aguilera, 2018).

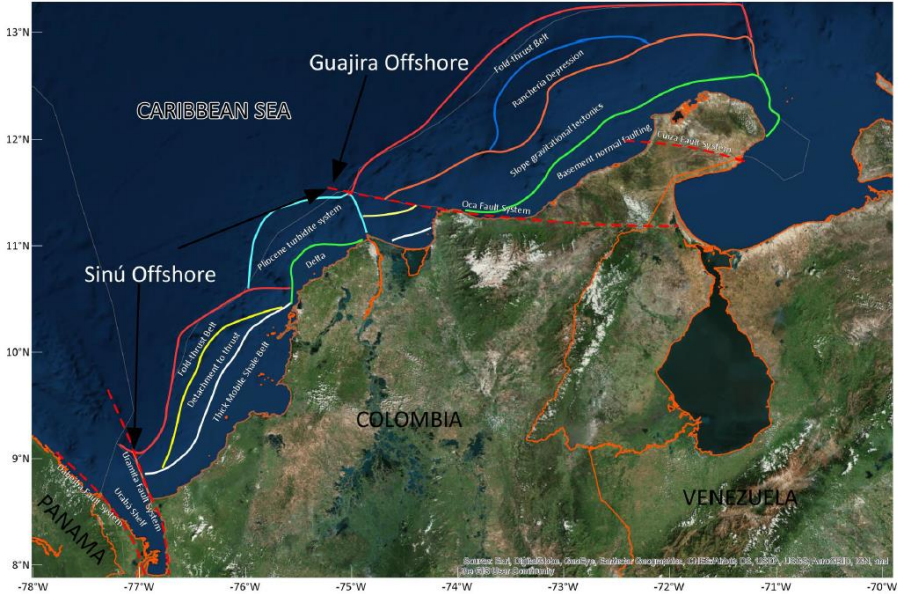


Figura 5. Principales rasgos estructurales presentes en las cuencas del Caribe colombiano. Adaptado de: Aguilera, R. (2018). Compressional and Extensional Plays in the Offshore Colombian Caribbean Province, en Memorias I Cumbre del Petróleo y Gas, , 8p.

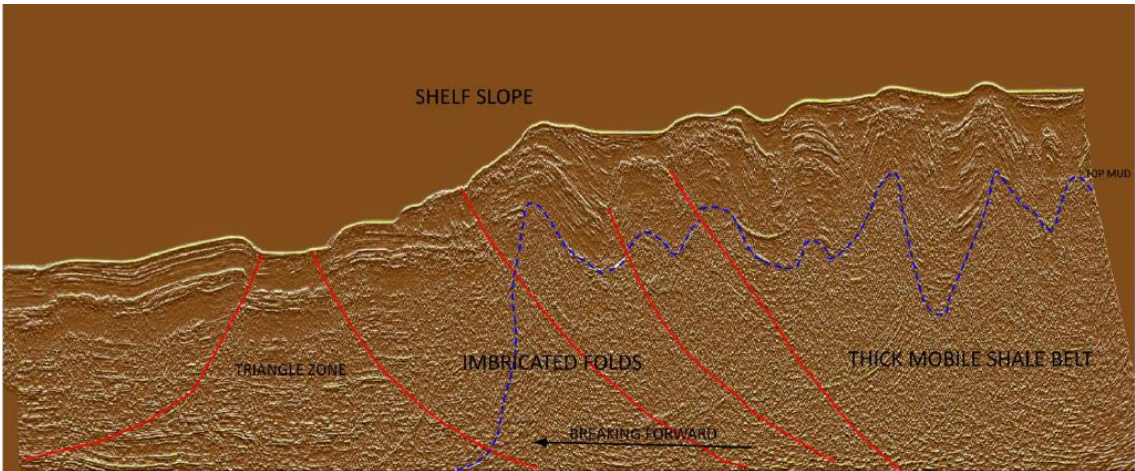


Figura 6. Sección sísmica 2D en la cuenca Sinú Offshore en la que se presentan los principales rasgos estructurales de esta área. Adaptado de: Aguilera, R. (2018). Compressional and Extensional Plays in the Offshore Colombian Caribbean Province, en Memorias I Cumbre del Petróleo y Gas, , 8p.

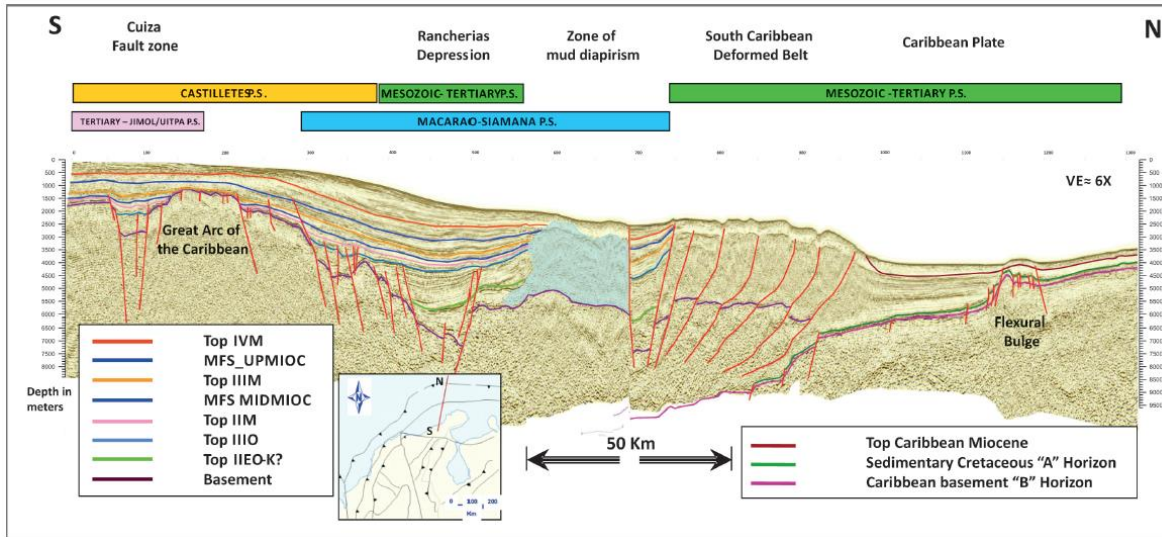


Figura 7. Sección sísmica 2D en la cuenca Guajira Offshore y Colombia en la que se presentan los principales rasgos estructurales de esta área. Adaptado de: Ramírez, V. (2007). Stratigraphic Framework and Petroleum Systems Modeling, Guajira Basin- Northern Colombia. University of Alabama. Department of Geological Sciences M.S., 338p.

2.5 Marco Estratigráfico

Para la región del Caribe colombiano la secuencia estratigráfica (según Duarte et al, 2006), esperada es la siguiente:

- El basamento cristalino que se caracteriza por su heterogeneidad y en general comprende las rocas pre-Cretáceas.
- Discordante sobre el basamento cristalino posiblemente se depositaron secuencias siliciclásticas del Cretácico Superior.
- Durante el Eoceno se depositaron secuencias sedimentarias heterogéneas que en el sector Norte se conoce como la Formación Macarao.

- El Oligoceno está compuesto de depósitos siliciclásticos a carbonáticos que en sector Norte se le conoce como la Formación Siamaná.
- Durante el Mioceno Temprano se depositaron una serie de intercalaciones de shales y lodolitas, con algunas intercalaciones de calizas arenosas y areniscas fosilíferas que en el sector Norte se le conoce como la Formación Uitpa.
- El Mioceno Medio a Tardío está compuesto por arcillolitas y limolitas intercaladas con algunas calizas arenosas y representadas por la Formación Jimol en el sector Norte.
- Durante el Mioceno Tardío al Plio- Pleistoceno se depositaron intercalaciones de arcillolitas, y margas, intercaladas con areniscas fosilíferas y calizas margosas correspondientes al Norte con la Formación Castilletes.

2.6 Descripción del sistema petrolífero

A continuación se hace una breve descripción de los elementos y procesos del sistema petrolífero interpretados para el Caribe Colombiano:

2.6.1 Roca Generadora. Las rocas generadoras que se consideran para el Offshore caribeño colombiano son los posibles depósitos siliciclásticos del Cretáceo Superior, las rocas del Cenozóico compuesta principalmente por una secuencia marina siliciclástica y calcárea (Barrero et al, 2007).

2.6.2 Roca Reservorio. Los reservorios principales de que ha sido documentados son las rocas de construcciones carbonáticas análogas a las que producen de los campos Ballena

(descubierto en el año 1973 por la compañía Texaco) y Riohacha (descubierto en el año 1975 por la compañía Texaco) y los reservorios siliciclásticos del Paleógeno basal que producen en los pozos del Campo Chuchupa y las areniscas de turbiditas submarinas de aguas profundas (Barrero et al, 2007).

2.6.3 Roca Sello. Las espesas capas de shales y las arcillolitas del Paleógeno y Neógeno se consideran los sellos efectivos verticales del sistema petrolífero para estas cuencas (Barrero et al, 2007).

2.6.4 Trampa. En la cuenca de la Alta Guajira, de acuerdo a la interpretación de los datos sísmicos presentada por Barrero et al (2007), están presentes por lo menos cinco tipos de “play”: construcciones carbonáticas, depósitos siliciclásticos acunándose contra altos del basamento, sistemas turbidíticos y depósitos siliciclásticos asociados a altos del basamento, Roll-overs producidos por fallas normales lístricas, cabalgamientos relacionados a anticlinales y trampas asociadas a diapiros de lodo. La figura 8 presenta un corte esquemático de los “plays” de la cuenca Guajira Offshore y la cuenca Sinú Offshore (Barrero et al, 2007).

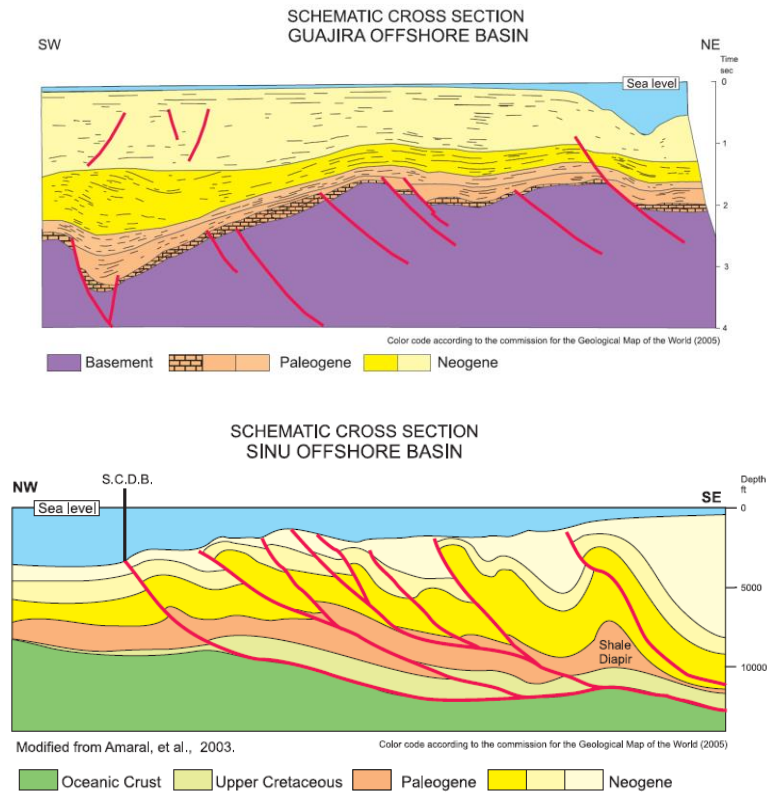


Figura 8. Corte esquemático de los “plays” de la cuenca Guajira Offshore (der.) y Sinú Offshore (izq.). Adaptado de: Barrero, D.; Pardo, A.; Vargas, C. & Matínez, J. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal, ANH and B&M Exploration Ltda., , p.92. ISBN: 978-958-98237-0-5.

2.6.5 Generación y Sincronismo (Dinámica). La generación y migración de hidrocarburos está favorecida por la configuración estructural de las trampas, las cuales están usualmente en la ruta de migración hacia los altos de basamento, así como existe la presencia de algunos indicadores de hidrocarburos termo-químicos en algunos pozos y en campañas de piston cores realizados en esta área (Barrero et al, 2007).

2.7 Proyectos tipo y riesgos geológicos asociados

El Offshore del Caribe colombiano se ha venido consolidando como una cuenca emergente y una provincia exploratoria en crecimiento dados sus recientes descubrimientos. Como fue presentado anteriormente, en el Offshore del Caribe colombiano se han realizado 7 descubrimientos de hidrocarburos, todos ellos de gas seco (Tabla 1- es de anotar que el descubrimiento de Kronos y Purple Angel son uno sólo ya que se encuentran en la misma estructura). De estos descubrimientos, 4 de ellos han sido en láminas de agua someras (menores a 300 metros) y los restantes 3 en aguas profundas a ultra- profundas (mayores a 300m).

Tabla 1.

Pozos descubridores de hidrocarburos en el Offshore del Caribe Colombiano.

Pozo Descubridor	Lámina de Agua (m)	Distancia a Línea de Costa(km)	Profundidad Reservorio (m)	Año de Peforación	Compañía
SANTA ANA-1	42	8.5	N/A	1979	Exxon Mobil
CHUCHUPA-1	46	17.5	1646	1973	Texaco
MAPALE-1	50	20.0	3306	2012	Equión
ALMEJA-1	180	36.5	N/A	1976.0	Texaco
ORCA-1	675	40.0	3657	2014	PETROBRAS
KRONOS-1	1584	53.5	3720	2015	ANADARKO
PURPLE ANGEL -1	1835	56.0	4240	2017	ANADARKO
GORGON-1	2316	68.5	3675	2017	ANADARKO

Para estas cuencas del Caribe Colombiano se han realizado varios procesos competitivos en los que se han firmado contratos con empresas iNOCs (international- National Oil Companies) e IOC (International Oil Companies) quienes han realizado un esfuerzo exploratorio interesante y han interpretado gran cantidad de “leads” y prospectos en distintos “play concept” dentro de estas cuenca sedimentarias marinas. Como resultado parcial de este proceso los descubrimientos que se

han realizado se encuentran en láminas de agua muy variables- entre 30 y 2300 metros y distancias a la línea de costa que oscilan entre 8 y 70 kilómetros.

Al ser una cuenca emergente con algunos descubrimientos, cobra bastante importancia la evaluación del riesgo geológico en cada una de las oportunidades exploratorias presentes dentro de cada contrato. A pesar de que este proceso de evaluación de riesgo geológico es bastante particular de cada una de las empresas y además de esto subjetivo en sus parámetros, para el presente trabajo se adopta la metodología presentada por Otis & Scheidermann (1997) en el que se resumen en un carta de eventos geológicos los elementos y procesos del sistema petrolífero (figura 9). Para cuantificar el riesgo, Otis & Scheidermann (1997) proponen trabajar con cuatro variables que a saber son roca generadora, reservorio, trampa y sincronismo y migración (dinámica). Para cada una de estas variables se propone una lista de chequeo con el objeto de intentar validar los aspectos críticos de esta aproximación (figura 10) y que resulta en la siguiente ecuación:

$$P_G = P_{Roca\ Generadora} * P_{Reservorio} * P_{Trampa} * P_{Dinámica}$$

Donde P_G es la probabilidad de éxito geológico para cada oportunidad exploratoria. Otis & Scheidermann (1997) presentan que para prospectos maduros de riesgo moderado el rango de variación de la probabilidad de éxito geológico es entre 12,5% y 25% con una media de 18,3% (figura 11). Este dato es relativamente consistente con nuestra cuenca caribeña colombiana en donde tenemos un valor grueso de éxito geológico de 19,4% (7 descubrimientos de 36 pozos exploratorios perforados- eliminando Mapalé y Purple Angel). Ya si lo segmentamos entre aguas someras este valor es cercano a 13% (4 descubrimientos de 30 pozos perforados), mientras que para aguas profundas y ultra-profundas asciende a 50% (3 descubrimientos de 6 pozos perforados).

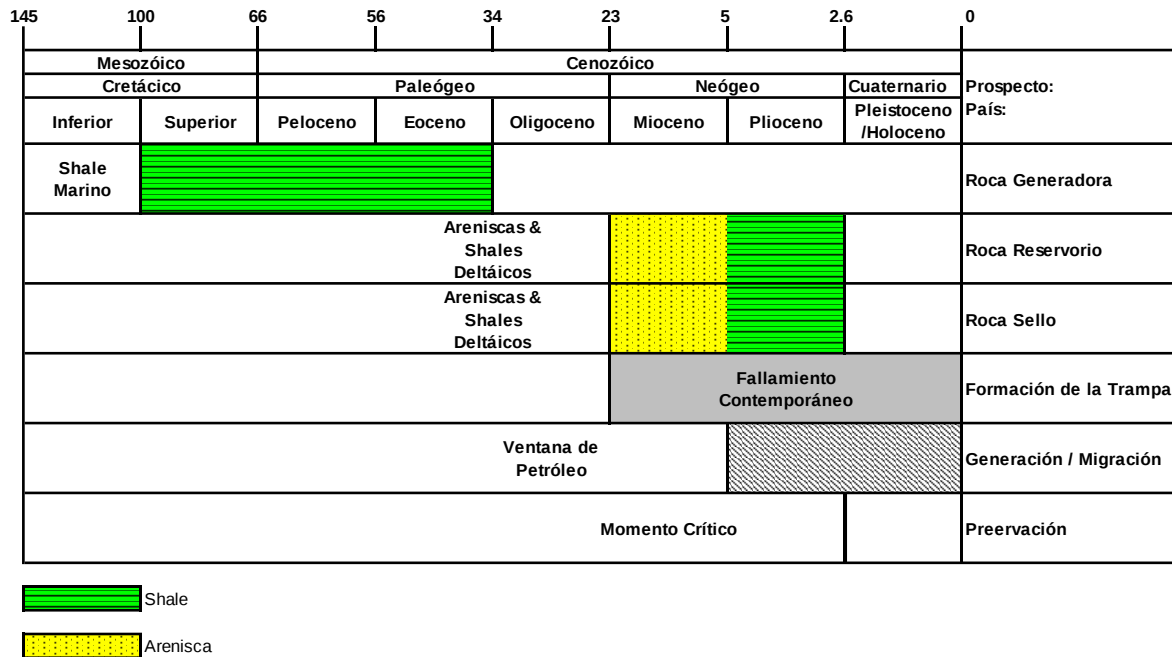


Figura 9. Ejemplo de carta de eventos geológicos. Modificado de Otis & Schneidermannl (1997).

A Process for Evaluating Exploration Prospects. AAPG Bulletin, V. 81, No. 7, P. 1087-1109.

A. Roca Generadora <u>1. Capacidad para Carga de HC (Dentro del Área de</u> Presencia y Volumen de la Roca Generadora Espesor Extensión Areal Número de horizontes generadores diferentes Continuidad Hidrocarburos conocidos en el área (campos, pozos, Riqueza Orgánica (TOC, S1+S2, etc.) SPI Tipo de Kerógeno Tipo I- Lacustre, Tendiente a Petróleo Tipo II- Marino, Tendiente a Petróleo & Gas Tipo III- Tendiente a Gas Tipo IV- Inerte <u>2. Madurez de la Roca Generadora</u> Datos de la Roca Generadora (Ro, Tmax, E1) Determinar si la roca generadora en el área ha generado C. Trampa <u>1. Definición de la Trampa (Confianza en los datos)</u> Cantidad y Localización de las Líneas Sísmicas Calidad (Resolución) de los Datos Sísmicos Confiabilidad (Misties, Complejidades de Velocidad) Gradientes Laterales de Velocidad Integración de Información de Gravedad, Magnéticos, Sísmicos y Registros de Pozos <u>2. Características de la Trampa</u> Tipo de Trampa (Anticlinal, Falla, etc.) Cantidad de Cierres en 4 Direcciones Cantidad y Tipo de Otros Cierres Compartimentalización por Fallas Interpretaciones Alternas sin Cierre <u>3. Sello</u> Sello al Tope Litología y Ductilidad Espesor Continuidad Curvatura Sobre la Trampa Grado de Fracturamiento o Fallamiento Sello Fallado Tipo de Falla Cantidad de Desplazamiento Vertical Edad del Movimiento Profundidad y Presión Litologías Yuxtapuestas Buzamiento de las Capas Sobre la Falla Potencial para Sealing Gouge Sello Estratigráfico- Lateral o Inferior Otros Sellos- Diagenéticos, Presión, etc.	B. Reservorio <u>1. Presencia</u> Litología Distribución Modelo de Depósito (Marco Estratigráfico) <u>2. Calidad (Capacidad para un Flujo Estable)</u> Continuidad Lateral y Extensión Espesor y Ciclicidad Vertical Heterogeneidad Rangos de Porosidad y Tipos Rangos de Permeabilidad y Tipos Potencial de Fracturas y Preservación Características Diagenéticas D. Migración y Sincronismo <u>1. Sincronismo</u> Sincronismo del Reservorio, Sello y Desarrollo de la Trampa Relativo a la Generación de HCs y la Modelo de Maduración (Historia de Enterramiento, Régimen Paleogeotermal) Gradientes Termal (BHT, Flujo de Carlo, Litología) <u>2. Rutas de Migración</u> Posición de la Trampa con Respecto a la Cocina Cantidad de Roca Generadora en la Ventana de Estilo de Migración (Vertical o Lateral) Distancia de Migración Requerida (Vertical y Lateral) Conexión de las Vías de Migración al Reservorio <u>3. Preservación / Segregación</u> Tectonismo o Fallamiento Post- Entrampamiento Desplazamiento del Petróleo por Agua o Gas Biodegradación Cracking Termal Migración Preferencial del Gas
---	--

Figura 10. Lista de chequeo para cada elemento a evaluar dentro de la probabilidad de éxito geológico. Modificado de Otis & Schneidermann (1997). A Process for Evaluating Exploration Prospects. AAPG Bulletin, V. 81, No. 7, P. 1087-1109.

Evaluación		Convencional		Frontera
Mismo "Play" Estructura Adyacente	Mismo "Play" Estructura Cercana	Nuevo "Play"- Misma Tendencia Antiguo "Play"- Nueva Tendencia	Nuevo "Play"- Nueva Cuenca o "Play" con Datos Negativos	
Delineación	Prospecto		"Play"	Sistema Hidrocarburífero
Riesgo Muy Bajo	Riesgo Bajo	Riesgo Moderado	Riesgo Alto	Riesgo Muy Alto
1: 2	1: 4	1: 8	1: 16	
Pg. Promedio = 0.75	Pg. Promedio = 0.375	Pg. Promedio = 0.183	Pg. Promedio = 0.092	Pg. Promedio = 0.005
Pg. = Probabilidad de Éxito Geológico				

Figura 11. Clasificación del riesgo geológico. Modificado de Otis & Schneidemann (1997). A Process for Evaluating Exploration Prospects. AAPG Bulletin, V. 81, No. 7, P. 1087-1109.

3. Conceptos de evaluación económica de proyectos de hidrocarburos

Teniendo en cuenta la importancia que tiene el conocimiento y la claridad de criterio que se debe tener en las evaluaciones económicas, a continuación, se presentan las definiciones y aplicación de los principales conceptos e indicadores usados en la metodología de evaluación de proyectos en la industria de hidrocarburos por flujos de caja descontados.

3.1 Conceptos básicos en la evaluación de proyectos

Para realizar la toma de decisiones de invertir recursos económicos, es necesario evaluar con criterios de rentabilidad todas las variables que en este intervienen, con el fin de establecer si se crea valor y si generara al inversionista las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo financiero y económico establecido previamente. Para profundizar en el análisis financiero se hace necesario conocer las siguientes definiciones.

3.1.1 Valor del Dinero en el Tiempo. Este es tal vez el concepto más importante a tener en cuenta en las finanzas, cuando hablamos del valor del dinero en el tiempo hacemos referencia al valor o al poder adquisitivo de una unidad de dinero “hoy” con respecto del valor de una unidad de dinero en el futuro. Debemos tener en cuenta una premisa y es que una unidad de dinero “hoy” tiene más valor que una unidad de dinero en el futuro, pues el dinero en el tiempo tiene la capacidad de generar más valor (Ochoa, 2016).

3.1.2 Interés Simple y Compuesto. El dinero obtenido al final de un plazo determinado sobre una suma de dinero inicial o capital aportado se denomina interés simple. De acuerdo a esta definición, la cantidad de dinero obtenido por interés simple se recibe al final del periodo y se calcula solamente con base al capital aportado (Ochoa, 2016). El valor futuro de un capital actual devengando un interés simple será:

$$V_t = V_0 + I$$

Donde:

V_t = Valor Futuro en el periodo “t”. V_0 = Valor Actual.

I = Interés Devengado ($I = V_0 * i * t$).

A diferencia del interés simple donde el capital permanece constante, el interés compuesto se caracteriza porque su cálculo se efectúa sobre el capital, más los intereses ganados en los periodos anteriores. Es decir, el capital original va siendo modificado periódicamente por la capitalización de los intereses. La capitalización de los intereses puede ejecutarse a diario, por semana, mensualmente, de manera anual, etc., y se denominan periodos de capitalización. El concepto de interés compuesto es el fundamento para la definición de valor presente y valor futuro (Ochoa, 2016). El valor futuro de un capital actual devengando un interés compuesto será:

$$V_1 = V_0 * (1 + i)$$

Donde:

V_1 = Valor al Final del Primer Periodo de Capitalización.

V_0 = Valor Actual. i = Tasa de Interés Durante el Primer Periodo.

3.1.3 Valor Presente y Futuro. Valor futuro (VF) será la cantidad de dinero que tendrá un inversionista después de transcurrido un periodo “t”, que será el mismo capital inicial, más la ganancia o interés que haya obtenido, podemos expresar el valor futuro con la fórmula de interés compuesto redefiniendo los elementos (Ochoa, 2016):

$$V_F = V_P * (1 + i)^n$$

Análogamente, el valor presente (VP) es la cantidad de dinero que hay que invertir hoy para obtener un valor futuro deseado a una tasa de interés “i” determinada (Ochoa, 2016).

$$V_P = \frac{V_F}{(1 + i)^n}$$

El valor presente de varios valores futuros se obtiene sumando algebraicamente el valor presente de cada uno de ellos. De acuerdo al enunciado anterior, el valor actual de varios valores futuros puede expresarse como (Ochoa, 2016):

$$V_P = \sum_{n=0}^t \frac{V_{F_n}}{(1 + i)^n}$$

3.1.4 Flujo de Caja. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa o cualquier proyecto. En la estimación del flujo de efectivo deben considerarse factores como los ingresos provenientes del ejercicio u operación del proyecto, los gastos generados por la inversión,

los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto (Cardona, 2013).

Entre las principales características para la realización de un flujo de caja tenemos: 1.) Periodicidad: Depende de la naturaleza del proyecto (meses, trimestres, años, etc.). 2.) Horizonte de Evaluación del Proyecto: Número de períodos objeto de la evaluación, incluye pre-inversión, ejecución (inversión) y la operación. 3.) Vida Útil: Es el tiempo durante el cual se generan los beneficios para los cuales fue realizado el proyecto. Hay proyectos en los cuales se obtienen los beneficios desde el momento en que se invierten los primeros recursos. 4.) Período Cero: Período en el cual se invierten los primeros recursos (Ochoa, 2016).

El flujo de caja neto (FCN) está definido así:

$$FCN = Ingresos - Egresos$$

3.1.5 Inflación. La inflación es el fenómeno económico que causa que la moneda pierda su poder adquisitivo, esto se debe al aumento generalizado y sostenido de los precios de bienes y servicios en un país o región durante un periodo de tiempo determinado. La inflación se mide con índices, que muestran el crecimiento porcentual en los precios de una canasta de bienes ponderada, el índice que mide la inflación es el índice de precios al consumidor (IPC) aunque existen otros índices como el Índice de precios al productor, que mide el incremento porcentual en los precios de las materias primas (Ochoa, 2016).

La inflación tiene efectos en la evaluación de proyectos, pues si no se da un tratamiento consistente de este fenómeno, puede afectar las proyecciones y desde luego la rentabilidad esperada en el proyecto, existen dos opciones para tratar la inflación en las proyecciones estas son: 1.) Términos Corrientes o Nominales: Cuando las cifras monetarias se expresan en la moneda que

corresponde al periodo de tiempo en el cual se incurre. Por lo tanto, los valores que se expresan en años futuros tienen implícita la inflación. 2.) Términos Reales o Constantes: Cuando las cifras monetarias del análisis se expresan como el valor equivalente de la moneda en una fecha determinada. Por lo tanto, los valores que se expresan en años futuros no tienen implícita la inflación (Ochoa, 2016).

3.1.6 Depreciación y Amortización. La depreciación o amortización de los activos fijos es un procedimiento contable por el cual se busca reflejar la pérdida de valor que el uso y el paso del tiempo impone a los activos de la empresa. Normalmente se deprecian los activos fijos (maquinarias, inmuebles, rodados) y algunos cargos considerados como inversión, especialmente los de inicio de actividades (gastos de organización de la empresa, campañas publicitarias iniciales, etc.)- (Ochoa, 2016).

En el análisis económico y financiero se debe tener en cuenta que la depreciación es un cargo contable. Esto significa que es convencional; no refleja la real pérdida (o ganancia) de valor económico del bien, sino lo que las normas y usos contables aconsejan mostrar, y por lo tanto no representa una salida de fondos, debemos calcular la depreciación contable de cada activo depreciable del proyecto. Esto es así porque el pago de impuesto de renta está vinculado a la depreciación (Ochoa, 2016).

3.1.7 Tasa de Descuento y WACC. La tasa de descuento es la tasa mínima de interés, que representa el valor por el cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital bajo un determinado grado de riesgo. La tasa de descuento está íntimamente relacionada con el riesgo de cada negocio y por supuesto con el deseo de ganancia de cada inversionista (Ochoa, 2016).

Existen modelos económicos que permiten establecer la tasa de descuento que deben adoptar las empresas. Uno de los más reconocidos es el Modelo de Valoración de Activos Financieros también conocido como Capital Asset Pricing Model (CAPM), que simula a través de una fórmula empírica, el rendimiento de un determinado sector económico mediante su comparación respecto al rendimiento del mercado (Ochoa, 2016).

Por otro lado el WACC (Weighted Average Cost Of Capital) representa el costo promedio de todas las fuentes de fondos, ponderado por el peso relativo de las mismas en la estructura de pasivos del proyecto. Esta es la tasa que debe utilizarse para descontar el flujo de caja del proyecto con financiamiento. Para evaluar el proyecto desde la óptica del accionista debe usarse su propio costo de capital (también puede calcularse aplicando el CAPM)- (Ochoa, 2016).

3.2 Indicadores financieros en la evaluación de proyectos

Utilizando para la evaluación de un proyecto la metodología de flujos de caja descontados, estructurado el flujo de caja y precisando sus variables y definida la tasa con la que se descontaran dichos flujos, el siguiente paso es aplicar índices o indicadores financieros que nos permitan interpretar los resultados obtenidos de la evaluación económica. Los índices o indicadores financieros mayormente utilizados son los siguientes:

3.2.1 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto (NPV) cuantifica el valor actual de un proyecto cuyo flujo de caja neto (Net Cash Flow – NCF o FDC) es comparado con una inversión normal (comúnmente bancaria) y descontado a un punto de referencia común, normalmente un año. Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta

tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia (Cardona, 2013). El VPN está representado por la siguiente fórmula matemática:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FCN}{(1+i)^n}$$

Donde:

FCN = Ganancias Netas – Impuestos

i = Tasa de Descuento

La relación entre las inversiones iniciales y el VPN es una medida de la eficiencia financiera y nos indica que tanto crecerá el dinero en una inversión; este criterio es utilizado en la toma de decisiones cuando se tiene un amplio portafolio de oportunidades y una cantidad limitada de recursos (Cardona, 2013). El indicador para evaluación económica de proyectos se espera que sea mayor a cero.

3.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). Se llama así a la Tasa de Descuento necesaria para que los Valores Presente de Flujo de Caja saliente y entrante sean iguales. Es decir, es aquella Tasa de Descuento cuyo Valor Presente Neto es cero ($NPV = 0$). También es conocida como la tasa de rentabilidad (Cardona, 2013).

La ecuación que define la TIR es la siguiente:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FCN_t}{(1+TIR)^t}$$

La resolución de la fórmula anterior sólo es posible mediante la interacción matemática. El resultado de la TIR es una ecuación polinómica de grado “n” y tendrá tantos resultados como raíces cortando el eje de las abscisas. Este indicador para evaluación económica de proyectos se espera que sea mayor a la tasa de descuento, de lo contrario indicaría que el VPN es negativo. Más aun,

las empresas petroleras normalmente fijan una TIR mínima que debe ser superada por el proyecto analizado (“Hurdle Rate”).

3.2.3 Eficiencia de la Inversión (EI). Este indicador calcula el VPN generado por cada unidad monetaria invertida. Este índice es particularmente útil a los efectos de jerarquizar las diferentes oportunidades de un portafolio de inversiones mediante criterios financieros. La ecuación que define este indicador es la siguiente:

$$EI = \frac{VPN}{VPI}$$

Donde:

EI = Eficiencia de la Inversión.

VPI = Valor Presente de las Inversiones.

Para este indicador para evaluación económica de proyectos se esperan valores mayores a cero y entre más positivo este índice, indica una mejor oportunidad.

3.2.4 Tiempo de Repago (Payback Period). Como su nombre lo indica, es el índice que calcula el periodo de tiempo en el cual se paga la inversión inicial de los proyectos. La regla para el periodo de reembolso es muy variable y depende de cada empresa petrolera, en algunos casos se presenta como criterio de evaluación sin un mínimo requerido y en otras empresas se toma el proyecto si el período de reembolso es menor que algún periodo predeterminado por ella misma.

3.2.5 Relación Beneficio Costo (RBC). Es un indicador que sirve para medir la rentabilidad de un proyecto. Esta se define como la relación existente entre el valor presente de los ingresos y

el valor presente de los costos y las inversiones. Este indicador para evaluación económica de proyectos se espera que sea mayor a 1. La fórmula que lo define es la siguiente:

$$RBC = \frac{VPN_{Ingresos}}{VPN_{Egresos}}$$

4. Modelo de contratos de E&P de hidrocarburos

El presente capítulo presenta un breve resumen histórico del petróleo en Colombia, y la evolución de los contratos petroleros.

4.1 Marco histórico y regulatorio

A pesar de que en 1859 el mundo despertó su interés por el petróleo debido al hallazgo del pozo petrolero en Pensilvania, Estados Unidos, años atrás, en la región de Infantas en Colombia ya se hablaba de este fluido. Posteriormente y en Colombia, a mediados de 1905, Roberto de Mares observó las muestras de petróleo que fueron llevadas a Barranquilla y resultó muy interesado en este recurso energético. A comienzos del siglo XX, uno de los recursos naturales más buscado por los exploradores era el caucho, lo que motivó entrar en las selvas del Catatumbo con el propósito de encontrar dicho material, sin embargo, lo que se encontró realmente fue petróleo. De este descubrimiento se apoderó el General Virgilio Barco Ramírez, a quién el Presidente Reyes le otorgó la concesión que lleva su apellido- Concesión Barco. Autorizado por el Gobierno, Virgilio Barco realiza un primer traspaso de sus derechos en abril de 1918 a una compañía anónima

colombiana llamada Compañía Colombiana de Petróleo. Alrededor de 1926, declaró la caducidad de la concesión por incumplimiento del contrato, sin embargo, esto no fue un impedimento para que la nueva empresa titular de la concesión transfiriera su derecho a la Colpet y a la South American Gulf Oil Company, Sagoc, empresas filiales de la Gulf Oil Company. La presencia en el Catatumbo de la Gulf Oil Company y de sus filiales fue transitoria y en 1936 realizó una negociación con las empresas estadounidenses Texaco y la Socony Mobil Oil (Castro & Rey, 2004).

En el año 1905, se celebró el contrato de concesión para la explotación de petróleos entre el Gobierno del Presidente Reyes y Roberto de Mares. En 1916 llegaron a Infantas los ingenieros y capitalistas americanos que impulsaron la obra y De Mares, solicitó al Gobierno autorización para ceder el contrato de concesión a los señores Michael Benedum, Joe Trees y George Crawford. En 1916, los mencionados señores constituyeron una sociedad en Wilmington, Delaware a la que denominaron Tropical Oil Company, con el objeto de explotar petróleo y sus derivados en Colombia y en 1919 se concede el permiso para traspasar el contrato a la Tropical Oil Company, la cual empezó a realizar la explotación (Castro & Rey, 2004).

Con la expedición del Decreto 30 de enero 9 de 1951 nació la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, con el objeto de administrar el recurso de hidrocarburos del país. Se trataba de una empresa netamente oficial que después fue reorganizada como una empresa industrial y comercial del Estado del orden nacional, vinculada al sector administrativo del Ministerio de Minas y Energía. Hoy, pasó a ser una sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía (Castro & Rey, 2004).

4.2 Contratos de exploración y producción- E&P

Según información publicada en su página web y como consecuencia del Decreto 714 de 2012 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, las principales funciones de la ANH son: Identificar y Evaluar el potencial hidrocarburífero del país. Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales. Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos. Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH adopte para tal fin. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos. Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia con miras a planear y optimizar el aprovechamiento del recurso hidrocarburífero y generar interés exploratorio y de inversión. Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.

8. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos. Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la

liquidación de regalías. Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, de los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza. Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos. Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino a los Fondos previstos en la Constitución Política y la Ley, y hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en ellas. Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos. Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna. Hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral. Fijar los precios de exportación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios. Dirigir y coordinar lo relacionado con las liquidaciones por concepto del canon superficiario correspondiente a los contratos de concesión.

Este modelo de contratación cuya gerencia está a cargo de la ANH a partir del 2003, es un sistema principalmente de regalías/impuestos (R/T). El contratista desarrolla el programa de trabajo, que hace parte de los compromisos del contrato, con autonomía y responsabilidad exclusiva, es dueño de las facilidades. El contratista es dueño de los derechos de producción después de las regalías y adicionalmente tendrá que hacer pagos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH por términos establecidos en el contrato como Derechos Económicos de la ANH, lo que incluye Derechos por el Uso del Subsuelo, Derechos Económicos por Precios Altos,

por Participación en la Producción (Factor X), Participación en la Producción Durante la Prórroga del Periodo de Producción y Transferencia de Tecnología, así como es importante tener en cuenta el Fondo de Abandono. El Contratista paga impuestos sobre la renta, de acuerdo con la ley.

Los contratos recientes y la minuta del contrato incluyen también en el Plan de Exploración, en el Plan de Desarrollo y en cada Programa Anual de Operaciones un capítulo con los Programas en Beneficio de las Comunidades ubicadas en las áreas de influencia del proyecto. Este plan deberá ajustarse a los términos y condiciones que determine la ANH.

Según la minuta de contratos de la ANH para los contratos de E&P del año 2014, la duración del período de exploración es de seis años para yacimientos convencionales y de 9 años para yacimientos no convencionales y áreas costa afuera- offshore. El contratista puede continuar con los trabajos de exploración por un tiempo adicional y sujeto a un programa adicional de exploración y a la devolución parcial del área.

Según lo presentado por Jaramillo & Mahecha (2014), entre las páginas 29 a 32, se toma lo siguiente: ...”Después de hacer un descubrimiento, el contratista define un Programa de Evaluación para ejecución durante uno, dos o hasta siete años, dependiendo del alcance del programa, con una eventual prórroga, en caso de justificarse. Potencialmente puede haber una extensión de dos años adicionales para descubrimientos de gas natural o de crudo pesado, para permitir planificación de proyectos complejos y desarrollo del mercado.

Una vez se completen y se presenten a la ANH los resultados del programa de evaluación, el contratista decide si declarar o no la comercialidad. En el primer caso, esto define la iniciación del período de explotación. La duración del período de explotación para cada área de explotación individual está entre 24 y 30 años. El contratista tiene el derecho a prorrogar el período de la

explotación por periodos sucesivos de hasta 10 años y hasta el límite económico del Campo Comercial, si cumple con ciertas condiciones estipuladas en el Contrato.

En general para cada periodo de exploración se devuelve 50% del área exploratoria y al final del periodo exploratorio se devuelven las áreas exploratorias menos las áreas en evaluación y/o producción que se tengan dentro del contrato.

A la firma del contrato se acuerda un programa mínimo inicial de trabajo para el período de exploración, el cual puede ajustarse antes el comienzo de cada fase de exploración, dependiendo de los resultados de la exploración de la fase que termina. Habrá un programa posterior de exploración, en el caso de que el área se retenga después del período de exploración. El contratista define el programa de trabajo para la evaluación de un descubrimiento y presentará el programa y sus resultados a la terminación. Se pueden aceptar hasta dos pozos de evaluación como cumplimiento de los compromisos de exploración.

Se presenta también un plan de explotación al comienzo de cada período de explotación. El contratista define el método de producción y procesos, el diseño de las facilidades y otros asuntos de desarrollo del campo. La ANH aceptará el plan, siempre y cuando cumpla con los requisitos de presentación formal y siga las buenas prácticas de la industria del petróleo. La ANH debe mantenerse actualizada sobre las modificaciones al plan. El plan de explotación con sus actualizaciones deberá incluir el plan de abandono.

El contratista es autónomo y responsable por la conducción de las operaciones, a su propio riesgo y costo. Hay una amplia flexibilidad para todos los asuntos operativos tales como selección de subcontratistas, presupuesto, programación, personal y otros. Se debe cumplir con los requisitos legales y seguir las buenas prácticas de la industria del petróleo, para todos los programas de trabajo y operaciones, incluyendo el abandono.

El contratista informará a la ANH con regularidad acerca del desempeño de las operaciones y de la planificación y ejecución de los programas de los planes de exploración, evaluación y explotación de acuerdo a las buenas prácticas de la industria del petróleo. Esto incluye asuntos ambientales, de seguridad y comunitarios y contenido colombiano. La ANH puede hacer inspecciones y auditoria, para verificar que el contratista cumple con sus obligaciones.

En el Abandono es obligación observar las normas legales y las buenas prácticas de la industria internacional del petróleo. La obligación es garantizada por un fondo o por una garantía.

Todos los derechos de producción son para el contratista; y éste puede disponer de la producción, después de pagar una regalía en el punto donde los hidrocarburos tengan las especificaciones para transporte o uso.”...

La ANH liquida y recolecta las regalías que el contratista debe pagar a la Nación. De acuerdo con la ley, estas regalías son una proporción de la producción bruta diaria con base en el promedio mensual y se calculan por cada campo (Jaramillo & Mahecha, 2014). Actualmente para los contratos de Exploración y Producción- E&P en el tema de las regalías aplica la Ley 756 de 2002, que modificó las regalías estipuladas en la Ley 141 de 1994 dentro del artículo 16 y se establecen las regalías 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: para una producción igual o menor a 5 KBPD 8%; para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD X%. donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$; para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD 20%; para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD Y%, donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$ y para una producción mayor a 600 KBPD 25%.

Para todos los efectos, se entiende por “producción KBPD” la producción diaria promedio mes de un campo, expresada en miles de barriles por día. Para el cálculo de las regalías aplicadas a la explotación de hidrocarburos gaseosos, se aplicará la siguiente equivalencia: Un (1) barril de petróleo equivale a cinco mil setecientos (5.700) pies cúbicos de gas.

El régimen de regalías para proyectos de explotación de gas quedará así: 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.

El mecanismo para solución directa de controversias y conflictos se encuentra estipulado en cada uno de los contratos entre las partes en el capítulo de “Solución de Controversias entre las Partes”.

5. Análisis financiero y económico de proyecto tipo offshore

Durante el presente capítulo se presentará la descripción del proyecto tipo offshore, los riesgos técnicos asociados al mismo, las variables en la evaluación financiera y económica, se describirá el flujo de caja del proyecto y finalmente junto con los indicadores financieros se desarrolla la discusión y los resultados del trabajo.

5.1 Descripción de proyecto tipo offshore

Como se mencionó previamente, el offshore del Caribe colombiano está compuesto por tres cuencas, Guajira Offshore, Sinú Offshore y la cuenca Colombia (Vargas, 2012). La cuenca sedimentaria de Guajira Offshore se encuentra en la parte más al norte de Colombia y dentro de ella se han probado hidrocarburos en aguas someras y se produce del campo de gas Chuchupa (Barrero, 2007).

El campo Chuchupa fue descubierto en 1973 con el pozo Chuchupa-1 y ha producido gas seco de manera continua durante cerca de 40 años. Sus reservas totales varían entre 4.1 a 5.6 TCF al inicio del campo, en areniscas con porosidad promedio del 20%, con espesores promedio de 140 pies; la profundidad del agua varían entre 20 y 200 pies. El tope de la estructura se encuentra a 5200 pies TVDSS y el contacto gas- agua se encontró a 5600 pies TVDSS. La presión inicial del yacimiento fue de 2.535 psia y la producción de agua es de sólo vapor de agua en un promedio de 0.2 bbl/MMscf (Rivera et al, 2007). La tabla 2 presenta un resumen de los datos generales del campo Chuchupa tomado de Cediel, 2009.

Tabla 2.

Resumen de datos generales del campo Chuchupa

DATOS GENERALES DEL CAMPO CHUCHUPA	
Reservorio	Tope de la Formación Uitpa y base de la Formación Jimol (Oligo- Mioceno)
Mecanismo de Producción del Yacimiento	Expansión de Gas
Fecha de Descubrimiento	Noviembre de 1973
Profundidad Promedio	-5400 ft

DATOS GENERALES DEL CAMPO CHUCHUPA	
Área Promedio	113 kilómetros cuadrados
Porosidad Promedio	20%
Permeabilidad Promedio	600-4000 mD
Saturación de Agua Inicial (Sw)	9%
Composición de Gas	Metano 98%- Gas Seco
Dióxido de Carbono, Nitrógeno (%)	Trazas
OGIP	5200 (BCF)
Temperatura del Yacimiento	153 °F
Presión Inicial del Yacimiento	2535 PSI
Densidad del Gas	0.00069gr/cm ³
Acuífero	Particularmente no activo

Nota. Modificado de Cediell Reina, J. M. (2009) Caracterización de la Respuesta Sísmica de un Yacimiento Clástico con Gas de Alta Impedancia: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias, 72p

En este campo se ha perforado un total de 17 pozos, y los pozos 1 al 6 fueron de delimitación a lo largo de la estructura (Figura 12). En la localización del pozo Chuchupa-2 se construyó la plataforma A de donde se perforaron 7 pozos inclinados que tenían potenciales de producción por pozo promedio de 20MMscf/D. En 1993 se perforó el pozo horizontal Chuchupa-14 con un potencial inicial de 90MMscf/D. En 1996 se perforaron tres pozos horizontales desde la plataforma B cuyo potencial inicial por pozo fue de 160MMscf/D (Rivera et al, 2007).

La estructura del campo Chuchupa es relativamente simple, un anticlinal cierre en las cuatro direcciones cuyos buzamientos están entre 1° y 3°, cuyo reservorio yace sobre un alto de basamento; el relieve estructural es de cerca de 400 pies. El reservorio del campo Chuchupa ha sido dividido en 4 unidades de reservorios- A, B1, B2 y C- de tope a base (Figura 13). La totalidad de los intervalos de areniscas han sido interpretados como parte de un sistema transgresivo tapado

por una unidad de máxima inundación. Unidades menores de inundaciones se han desarrollado en el tope de las unidades C y B1 y sobre estas unidades se depositaron lóbulos turbidíticos de las unidades B2 y A, por lo que esta últimas unidades tienen las mejores propiedades como reservorios. La unidad B2 contiene el 63% del OGIP, la unidad A el 21%, la unidad B1 el 9% y la unidad C el 7%. La variación de porosidad de estas unidades en promedio son: A- 18%, B1- 15%, B2- 21% y C 13% (Rivera et al, 2007).

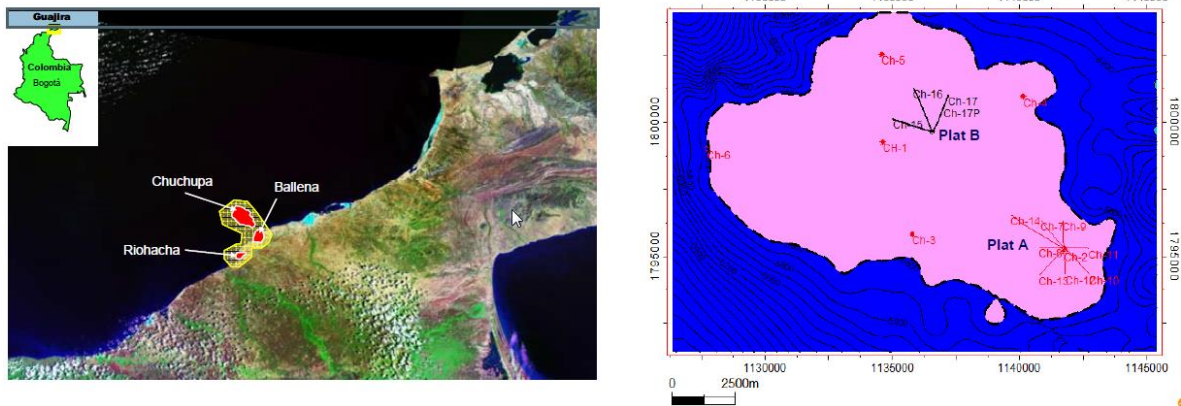


Figura 12. Localización del Campo Chuchupa, pozos y las plataformas. Adaptado de: Rivera et al (2007). Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field, Colombia, 2007, Society of Petroleum Engineers- SPE 100526- PA, Volume 10, Issue 04, p. 7.

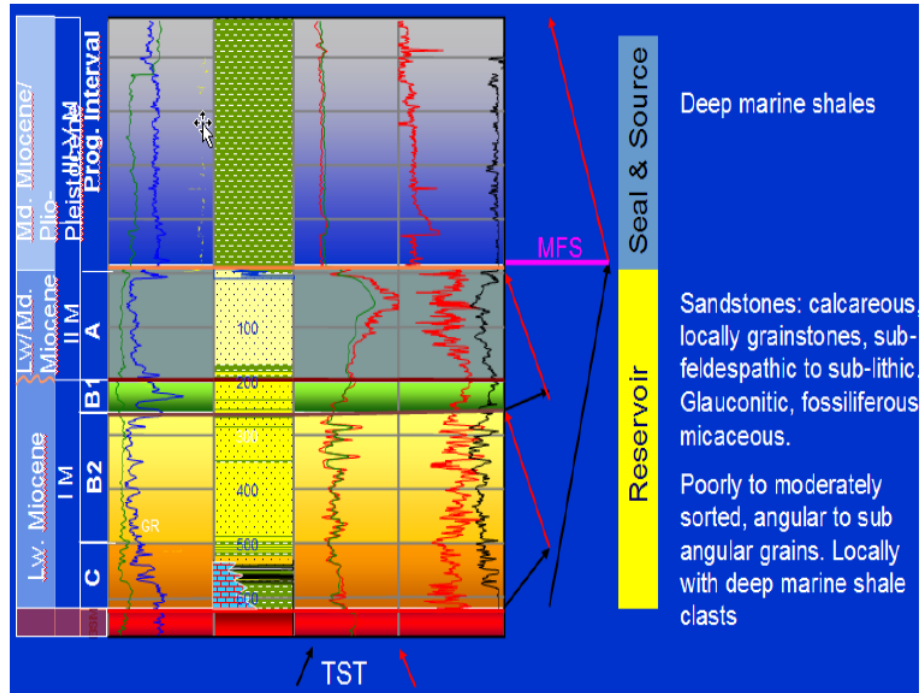


Figura 13. Registros eléctricos del pozo Chuchupa-2. Adaptado de: Rivera et al (2007). Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field, Colombia, 2007, Society of Petroleum Engineers- SPE 100526- PA, Volume 10, Issue 04, p. 7.

Dado que en el offshore del Caribe colombiano sólo existe este campo que produce gas seco, para el presente trabajo se parte de la premisa de un proyecto exploratorio tipo “Chuchupa”, lo que quiere decir que se tomará la curva de producción histórica de este campo y el capex exploratorio y de desarrollo de los pozos similar al desarrollado para este campo.

5.2 Riesgos técnicos asociados al proyecto tipo

El Caribe colombiano es una cuenca emergente o semi-explorada, que por su definición son áreas que tienen un grado de conocimiento acerca de la existencia de un sistema petrolífero activo, que

funciona y tiene la capacidad de generar acumulaciones de hidrocarburos económicas y comerciales, como lo demuestra la presencia del campo Chuchupa.

A pesar de tener claro que cada prospecto o “lead” tiene su propia evaluación del riesgo geológico y que este proceso es bastante particular de cada una de las empresas y además de esto subjetivo en sus parámetros, para el presente trabajo se adopta la metodología presentada por Otis & Scheidermann (1997) y se toma un valor medio de 24% de probabilidad de éxito geológico (POS) el cual se soporta dentro del proyecto después de la ejecución de adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos 3D durante la fase 1 de cada uno de los casos o contratos que se va a evaluar dentro de esta monografía y que hace parte del compromiso de las empresas frente a la ANH. Otis & Scheidermann (1997) presentan que para prospectos maduros de riesgo moderado el rango de variación de la probabilidad de éxito geológico es entre 12,5% y 25%; la tabla 3 presenta los valores estimados para cada uno de los elementos del sistema petrolífero, algunos comentarios generales para las cuencas del Caribe colombiano realizado por el autor y que totaliza un POS de 24% (0.7 constante para generación, reservorio, trampa y migración-sincronismo). Este valor nos ayuda a realizar el cálculo del capital de riesgo para cada uno de los casos evaluados dadas las inversiones iniciales exploratorias de cada contrato.

Tabla 3.

Evaluación conceptual de la evaluación de riesgo geológico en proyecto tipo del Caribe colombiano

Prospecto	Chuchupa				Contrato	E&P			
País	Colombia				Cuenca	Guajira Offshore			
Tipo de Hidrocarburo- HC	Dry Gas				Fecha	2019			
Probability Factor		No Favorable		Cuestionable	Neutral	Alentador		Favorable	Comentarios
	Bajo	Alto	Bajo	Alto		Bajo	Alto	Bajo	
A. Roca Generadora									
1. Capacidad para Carga de HC							X		Cuenca Emergente con 1 campo en producción y otros descubrimientos en evaluación.
2. Madurez de la Roca Generadora							X		
B. Reservorio									
1. Presencia								X	La presencia es relativamente bien caracterizada. La procedencia puede cambiar la calidad del yacimiento.
2. Calidad							X		
C. Trampa									
1. Definición de la Trampa								X	Definición y caracterización estructural de las trampas favorable. Presencia de sellos regionales y locales para los reservorios.
2. Características de la Trampa								X	
3. Sello							X		
D. Migración y Sincronismo									
1. Sincronismo							X		Sistema petrolífero principalmente bioquímico favorable en las cuencas.
2. Rutas de Migración							X		
3. Preservación							X		
POS	24%								
Para Cualquier Factor de Riesgo, el Elemento más Débil Determina el Riesgo									
< 0,3	El factor de riesgo contiene elementos no favorables								
0,3 - 0,5	Uno o más elementos cuestionables								
0.5	Elementos desconocidos o no hay datos definitivos (neutral)								
0,5 - 0,7	Todos los elementos al menos son alentadores a favorables								
>0,7	Todos los elementos están bien documentados y son de alentadores a favorables								

Nota. Modificado de: Otis, R. & Shneidermann, N. (1997) A Process for Evaluating Exploration Prospects. AAPG Bulletin, V. 81, No. 7, P. 1087-1109

Adicionalmente, el presente proyecto tipo asume un campo con un descubrimiento en aguas profundas (lámina de agua media de 1600 metros), una distancia a la costa media de 55 kilómetros y una sobrecarga al tope del reservorio de 2300 metros, lo que quiere decir que los pozos tendrían una media de 3900 a 4000 metros de TD. Las facilidades planeadas para este ejercicio económico financiero constan de la tubería submarina (aproximadamente 55 kilómetros), todo el conjunto de elementos de facilidades de “subsea” y se asume un “topside” en tierra cerca de la línea de costa donde se haría la conexión a la red de gasoductos nacionales.

5.3 Variables de la evaluación económica

En este aparte se pretende dar un detalle de las principales variables que impactan las evaluaciones financieras y económicas de los proyectos de la industria de los hidrocarburos. Estas variables se pueden dividir en seis y son las que a continuación se describen para el proyecto tipo que se está trabajando.

Para esto se supone un descubrimiento de gas natural de 5.2 TPC en aguas profundas del Caribe colombiano (más o menos 1600m) entre 55-60 kilómetros de la línea de costa. El inicio del contrato se asume en el año 2019 y capex exploratorio incluye una adquisición de datos sísmicos en el año 2020 y 6 pozos exploratorios perforados en los años 2022, 2023 y 2025; el “*First- Gas*” se estima en el 2028, es decir 6 años de declarada la comercialidad (2022) y después de 7 pozos iniciales de desarrollo. Adicionalmente se prevé todo el conjunto de elementos de facilidades de “subsea” y un “topside” en tierra cerca de costa donde se haría la conexión a la Red de Gasoductos Nacionales un gasoducto submarino un gasoducto entre 14 a 18 pulgadas. El capex total ascendería a USD 2365 millones de dólares y el opex a USD 2894 millones de dólares. Se asume un perfil de producción igual al del campo Chuchupa (por 30 años) y un precio de USD8.5/MBTU constante para todo el horizonte. Para los Términos Fiscales se utilizarán las regalías variables entre (4.8% y 12%, según la ley 756/2002); depreciaciones con metodología UOP durante toda la vida del proyecto de producción. En cuanto a los Derechos Económicos (uso del subsuelo, factor X% y precios altos), Programa Exploratorio Mínimo y si aplica Programa de Beneficio a las Comunidades- PBC, se simularán 15 casos tomados a partir de todos los contratos costa afuera firmados hasta finales del año 2018 así: Tayrona del año 2004; Fuerte Norte y Fuerte

Sur del año 2006; RC4, RC5, RC6, RC7, RC8, RC9, RC10, RC11 y RC12 del año 2007; Purple Angel y Gua Off 2 del año 2012 y Sin Off 7 del año 2014.

5.3.1 Gastos Operacionales (OPEX). Para estimar los gastos operacionales se deben tener en cuenta los costos fijos y variables de cada periodo y basado en la periodicidad anual del presente trabajo. Dadas las propiedades relativamente similares de los descubrimientos del Caribe colombiano de gas seco, incluyendo las del campo Chuchupa, esto sería una de las premisas de esta evaluación. Con esto en mente, los costos operativos son relativamente bajos dada la alta calidad del hidrocarburo y el mínimo procesamiento requerido para este fluido. Adicionalmente, los costos de transporte, sólo para este ejercicio académico están incluidos dentro de los costos operativos y no se discriminan. Esta premisa se basa en el hecho que el gas se vende en el punto en tierra muy cercano a la distancia de 55 kilómetros anteriormente mencionada y después de un “topside” en tierra cerca de la línea de costa donde se haría la conexión a la red de gasoductos nacionales. Esta premisa es bastante razonable dada la amplia red de gasoductos que se encuentran en el Caribe colombiano (ver Figura 14).

A pesar de que se conoce que los costos operativos son variables en el tiempo, el presente ejercicio asume un costo operativo promedio de USD1.2/MSCF y es dependiente de la curva de producción asumida para el presente proyecto, lo que hace que todos los casos evaluados tengan el mismo opex dada su misma curva de producción. Este valor de costo operativo medio se toma de los datos presentados por Giraldo y García (2017) de USD1.1/MSCF de “lifting cost” más un porcentaje del 10% de transporte incluido dentro de este rubro.

La figura 15 presenta los costos operacionales para cuatro proyectos offshore del Golfo de México- GOM los cuales varían entre USD 8,00/BOE (USD1.40/MMSCF) y USD 17,00/BOE

(USD2.98/MMSCF). La diferencia radica en que estos proyectos se encuentran en aguas ultraprofundas (2130m- Jack/ST Malo, 2170m- Lucius, 2280m- Big Foot y 1530m- Kodiak de lámina de agua versus nuestro proyecto que asume una profundidad de agua de 1600m), el tipo de hidrocarburo es petróleo y en algunos casos petróleo y gas (este trabajo asume sólo gas) y el reservorio se encuentra a profundidades superiores a las estimadas para este proyecto (8840m- Jack/ST Malo, 6100m- Lucius, 4900m- Big Foot y 9400m- Kodiak versus el presente trabajo que asume un TD estimado de 3900m a 4000m). Las anteriores variables sustentan los costos operacionales más bajos asumidos para este proyecto.

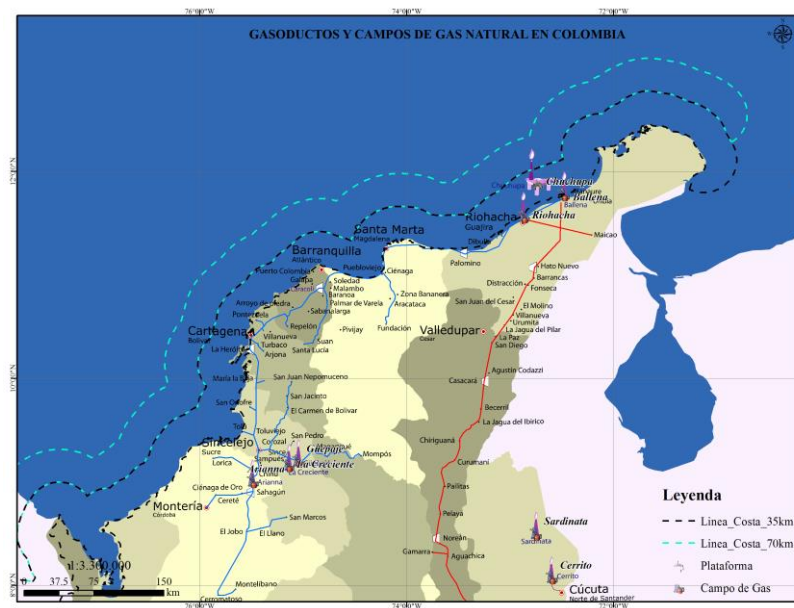


Figura 14. Mapa del gas en Colombia y área entre 35 y 70 kilómetros donde se podría ubicar el descubrimiento evaluado en este documento. . Modificado de Ecopetrol (2014). Mapa de Gasoductos y Campos de Gas Natural en Colombia, 2014

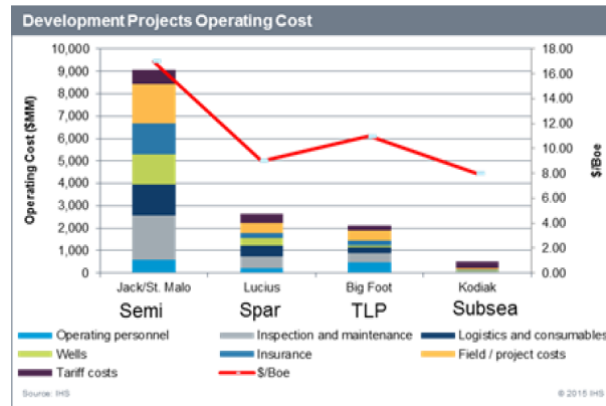


Figura 15. Costos operacionales de proyectos offshore del GOM. Tomado de EIA, Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs, U.S (2016) Energy Information Administration, Washington, p. 141

La Figura 16 presenta el perfil del Opex que se utilizó para todos los casos evaluados dentro de este proyecto año a año; el valor nominal final para todas las evaluaciones financieras y económicas es de aproximadamente MMUSD 3438, lo que corresponde a cerca de MMUSD 281 en valores actualizados.



Figura 16. Perfil del Opex para utilizado para todos los casos evaluados.

5.3.2 Gastos de Capital (CAPEX). Los gastos de capital para este proyecto se dividieron en dos a saber: 1.) gastos de capital asociados a las fases exploratorias del proyecto y que incluyen inversiones como adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos, perforación de 6 pozos exploratorios (como fue ejecutado para el campo Chuchupa- ver tabla 4) y gastos relacionados a pagos a la ANH establecidos en los distintos contratos evaluados (que para el presente trabajo denominamos cada caso como cada uno de los contratos). 2.) gastos de capital de producción donde se colocaron todos los gastos relacionados a los pozos de desarrollo (16 pozos para el campo Chuchupa) y a las facilidades necesarias para la producción del campo (aproximadamente 55 kilómetros de tubería submarina y todo el conjunto de elementos de facilidades de “subsea” y un “topside” en tierra cerca de la línea de costa donde se haría la conexión a la red de gasoductos nacionales).

Para los gastos de capital asociados a las fases exploratorias de cada contrato, se asumió el valor sólo de la primera fase exploratoria (estandarizada a 3 años) de una adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos 3D cuyo valor es el del Programa Exploratorio Mínimo de cada contrato o en su defecto el valor medio de la adquisición de datos sísmicos 3D calculado a partir de los contratos firmados por los contratistas con la ANH (USD15000/km²) multiplicado por el compromiso en kilómetros establecido en cada uno de los contratos.

Para la segunda fase exploratoria y a partir del año 4 de las evaluaciones se comienza la perforación de los pozos exploratorios (6) y posteriormente los pozos de desarrollo a partir del año 10 del contrato. El esquema de perforación se asume que es el mismo empleado por el operador del campo Chuchupa asumiendo su misma estrategia de perforación (ver tabla 4). Para los costos de perforación, cambia un poco la premisa; se revisaron los costos de perforación y tipos de proyectos offshore perforados en el Golfo de México- GOM (figura 17) y se estimaron de acuerdo

a las premisas del proyecto tipo que estamos evaluando (lámina de agua y profundidad final) los costos de los pozos offshore en el Caribe colombiano utilizando la metodología de estimación por tres valores, la cual consistió en estimar el valor utilizando estimaciones pesimista, más probable y optimista (técnica utilizada dentro de la metodología PERT- Project Evaluation and Review Techniques) y utilizando las distribuciones beta también conocida como “PERT (O+P+4M)/6”- donde O es el mayor (Optimista), P corresponde al menor valor (Pesimista) y M al valor Medio. El costo medio estimado para los pozos de exploración dentro de los análisis financieros fue de MMUSD 84.17.

Tabla 4.

Histórico de pozos perforados en el campo Chuchupa.

ETAPA	No.	NOMBRE POZO	SPUD DATE	WELL STATUS
EXPLORACIÓN	1	Chuchupa-1	19/10/1973	Abandonado
	2	Chuchupa-2	13/11/1973	Abandonado
	3	Chuchupa-3	29/12/1973	Abandonado
	4	Chuchupa-4	21/01/1974	Abandonado
	5	Chuchupa-5	15/09/1976	Abandonado
	6	Chuchupa-6	30/10/1976	Abandonado
Desarrollo-30 años	7	Chuchupa-7	18/03/1979	Productor
	8	Chuchupa-8	11/04/1979	Productor
	9	Chuchupa-9	27/04/1979	Productor
	10	Chuchupa-10	17/05/1979	Productor
	11	Chuchupa-11	07/06/1979	Productor
	12	Chuchupa-12	21/06/1979	Productor
	13	Chuchupa-13	06/07/1979	Productor
	14	Chuchupa-14	18/11/1992	Productor
	15	Chuchupa-15	13/07/1996	Productor
	16	Chuchupa-16	22/07/1996	Productor
	17	Chuchupa-17	26/06/1996	Productor
	18	Chuchupa-18	01/06/2005	Productor
	19	Chuchupa-19	01/08/2005	Productor
	20	Chuchupa-20	01/09/2005	Productor

Tomado de la ANH.

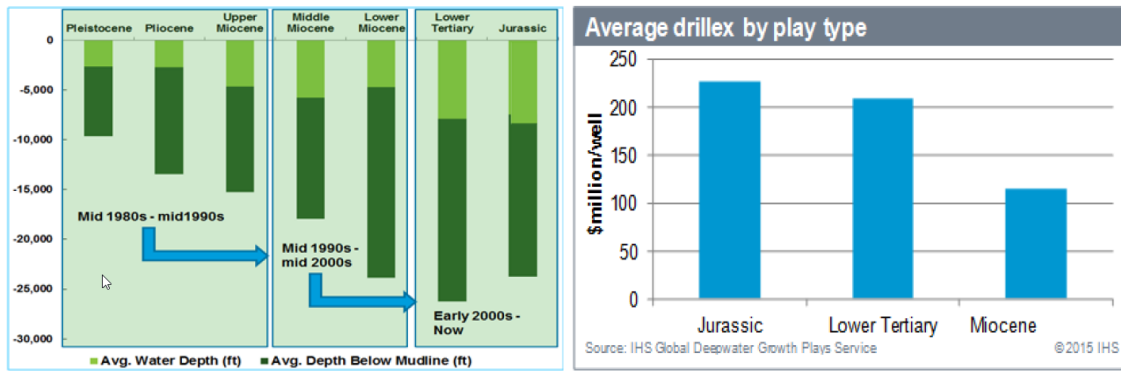


Figura 17. Tipos de proyectos en el GOM y costo promedio de los pozos. Tomado de EIA, 2016.

Para los gastos de capital asociados a los pozos de desarrollo simplemente se asumió nuevamente una estrategia de perforación similar a la del campo Chuchupa y dada la curva de aprendizaje en los procesos de perforación se asumió un costo medio del 70% del costo de los pozos exploratorios, o sea MMUSD 58.92. Para las facilidades de producción se tomó el costo de un posible gasoducto que conecte el proyecto tipo con tierra (55-60 kilómetros- 34-37 millas). El costo por kilómetro según los datos presentados por la EIA (2016) en su aparte denominado “Deep Water GOM Project Cost Study”, varía entre MMUSD1.70 por kilómetro (para una producción de gas de 450 MMcfd) y MMUSD1.96 por kilómetro (para una producción de gas de 25 MMcfd), lo que nos da un costo total de MMUSD110 este gasoducto, valor bastante ajustado a lo que presenta la figura 18 (el campo Chuchupa consideró un gasoducto de 24 pulgadas de diámetro); para el presente trabajo se estima un gasoducto entre 14 a 18 pulgadas.

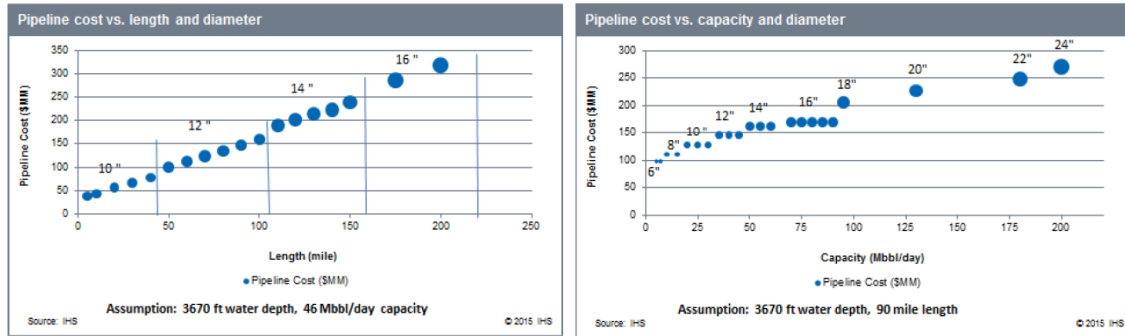


Figura 18. Costos de medio de gasoductos para proyectos en el GOM. Tomado de EIA, Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs, U.S (2016)Energy Information Administration, Washington, p. 141

Adicionalmente, para este proyecto tipo y conceptual a nivel de facilidades se colocarían dos sistemas de subsea con sus respectivos manifold para 6/7 pozos (presentados en la figura 17 para el campo Lucius) y un topside en tierra y muy cerca de la línea de costa que recibe, comprime, deshidrata, hace la inyección de químicos y finalmente se conecta al sistema nacional de gasoductos. Los costos para estas facilidades estiman en el 70% de los colocados para el proyecto de Anadarko Lucius, según la figura 19. La pendiente media del fondo marino para este proyecto se estima que es de 1.3 grados. La figura 20 presenta el perfil de capex utilizado para todos los casos evaluados dentro de este proyecto año a año; el valor nominal final para todas las evaluaciones financieras y económicas es de aproximadamente MMUSD 2365, lo que corresponde a cerca de MMUSD 854 en valores actuales descontados.

Asimismo, en el modelo financiero se estipuló de acuerdo a los contratos el Fondo de Abandono, en el cual el contratista establece un fondo para garantizar la financiación de las actividades necesarias para realizar el programa de Abandono de pozos y de restitución ambiental de las áreas de producción al finalizar su Período de Producción, de acuerdo con las Buenas

Prácticas de la Industria del Petróleo. Para el presente proyecto se estimó un porcentaje medio del total del gasto de capital de producción del 30%.

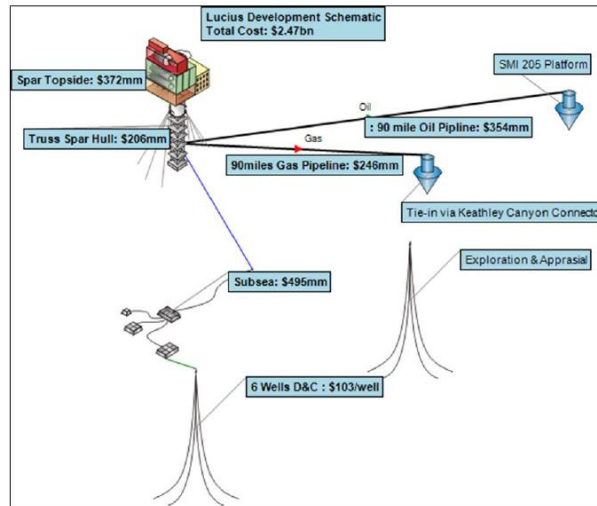


Figura 19. Diseño esquemático de producción del proyecto Lucuis- GOM. Tomado de EIA, Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs, U.S (2016)Energy Information Administration, Washington, p. 141

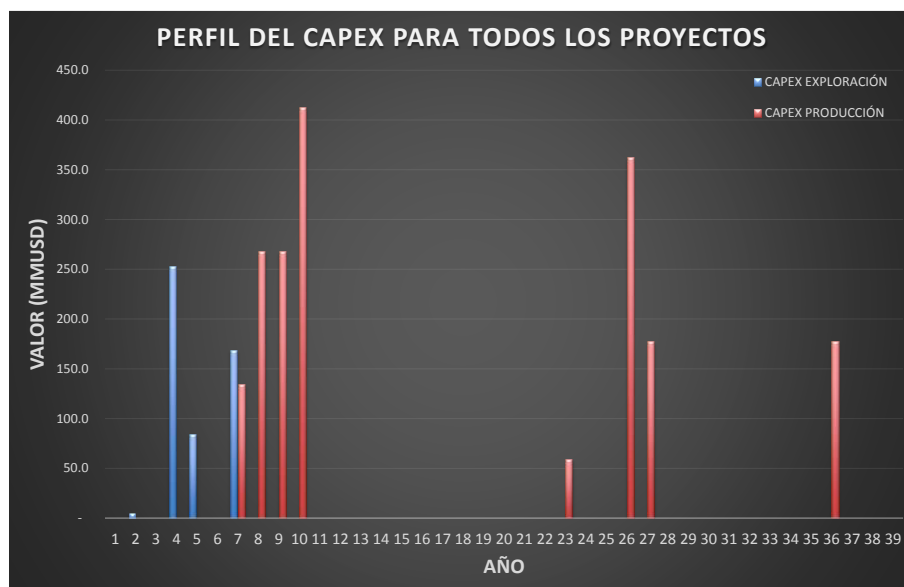


Figura 20. Perfil del Capex para utilizado para todos los casos evaluados.

5.3.3 Curva de Producción. Para el desarrollo de la presente evaluación económico-financiera, el proyecto tipo cuenta con unas reservas totales que varían entre 4.1 a 5.6 TCF. El perfil de producción que se utiliza en el presente proyecto tiene como premisa los datos reales de producción del campo Chuchupa. Estos fueron colectados de distintas fuentes y llevados a las mismas unidades. Esta premisa podría ser cuestionable, dado que la producción de este campo siempre ha sido influenciada por el mercado de gas histórico, cosa que no necesariamente es el futuro del gas en este tipo de proyectos. La figura 21 presenta la curva de producción histórica del campo Chuchupa desde su inicio de producción en 1979 y hasta el año 2018. Finalmente, para la aplicación a los casos del presente proyecto sólo se toman los primeros 30 años de producción dadas las condiciones de algunos contratos y que fueron aplicados a todos los casos evaluados- figura 21 a la derecha (inicio de producción en el año 10).

Es de anotar que la curva de producción del campo Chuchupa ha sido dependiente de la demanda, la cual ha crecido lentamente con el tiempo pero ha permanecido por debajo de la capacidad de producción del campo.

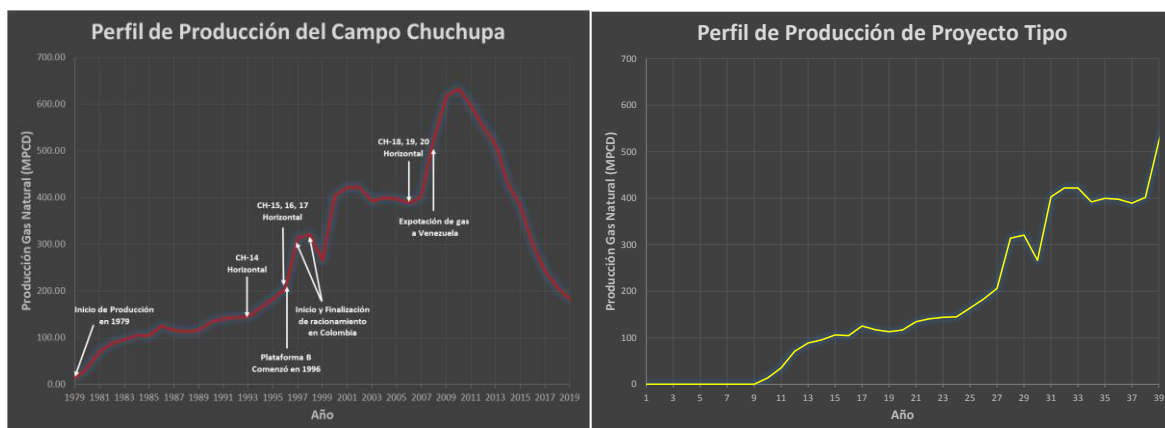


Figura 21. Curva de producción anual del campo Chuchupa. Tomado de Rivera et al (2007), MME, ANH e Informe Estadístico Petrolero (izquierda). A la derecha el perfil de producción que se utilizó en el presente proyecto.

Para este proyecto tipo, el inicio de la producción se estima entre 6 y 7 años después del pozo pionero descubridor. La figura 22 presenta cómo de manera global hay proyectos offshore en aguas profundas que tienen inicio de la producción desde 2.9 años y que van hasta 20.9 años pero que la media puede estar entre 8.23 años (TLPs), 6.34 años (SPARs) o 9.90 años (Semi FPSs), lo que indica que para el presente proyecto aún es razonable esta premisa y que fue realizado en la década de los 70 por el operador del campo Chuchupa en aguas someras.

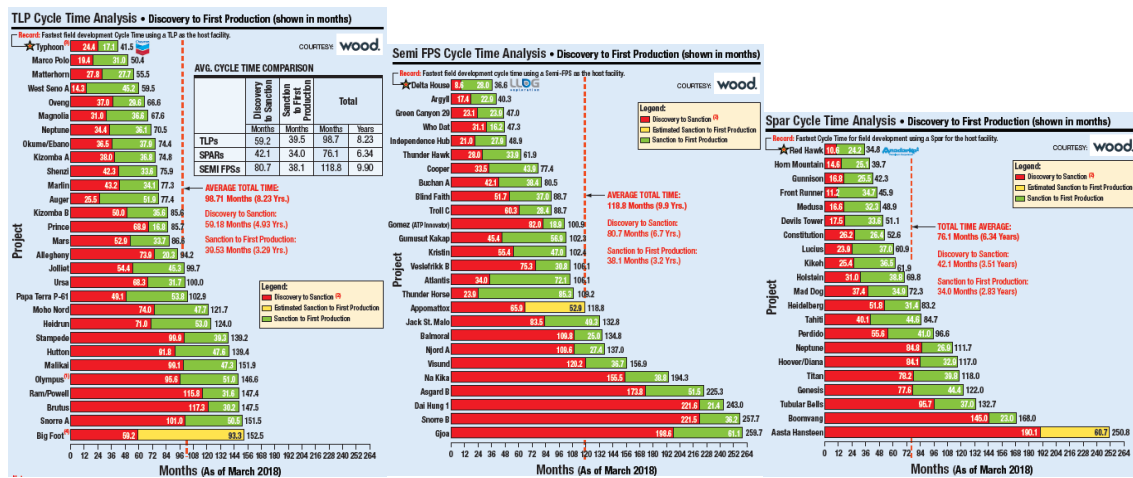


Figura 22. Promedio de inicio de producción para proyectos offshore. Izquierda TLP, Medio Semi FPSs y derecha SPARs. Tomado de Offshore Magazine, (2018). Deepwater Solutions & Records for Concept Selection, 2018

5.3.4 Precio del Gas. El precio del gas para este ejercicio financiero se asume constante para los 30 años de producción asumiendo que se firma un solo contrato. Adicionalmente asume que el gas natural producido es para consumo interno (no paga derechos económicos por precios altos) basado en la premisa que para el año 2029 que sería el primer año de producción ya la oferta de gas natural estaría por debajo de la demanda del mismo, según las proyecciones realizadas por la UPME en noviembre de 2018 (ver figura 23).

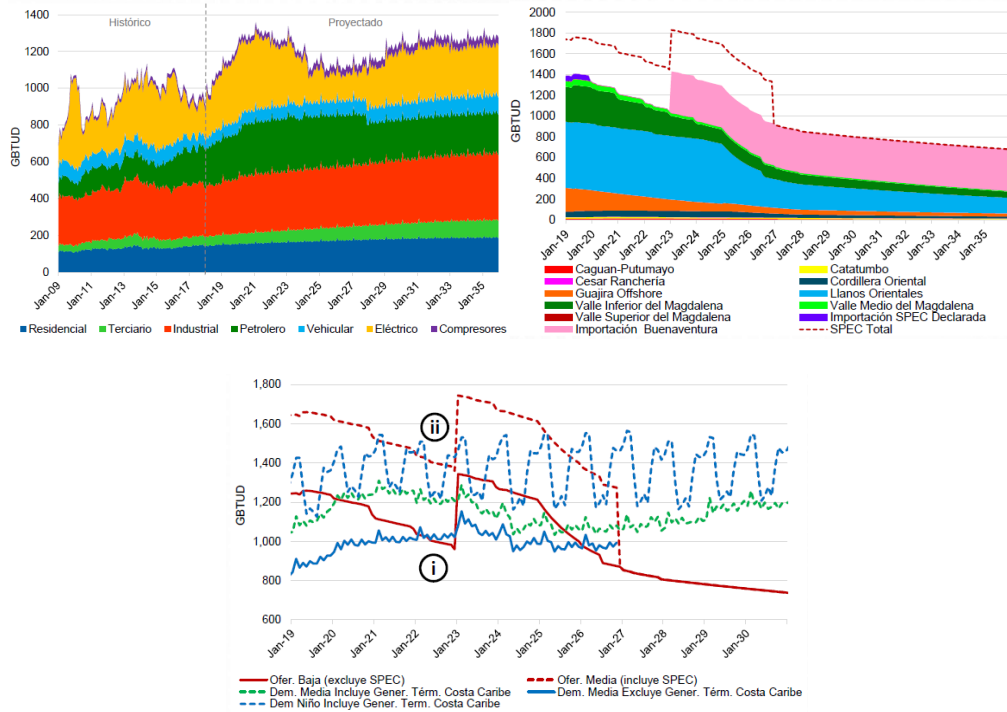


Figura 23. Curvas de proyección de demanda de gas natural (superior izquierda), proyección de oferta de gas natural (superior derecha) y balance oferta demanda de gas natural (inferior) según la UPME, 2018

Según los datos publicados por la ANH en el Informe Rendición de Cuentas del año 2018, las reservas probadas de gas natural de Colombia son de cerca de 3896 GPC al 2017 y la producción comercializada de gas es de 332 GPC (ver figura 24). Si se sigue con este consumo y sin aumento de reservas probadas, este recurso alcanzaría para cerca de 11.7 años, lo que pone este proyecto tipo en un buen momento para el inicio de la producción de gas natural.

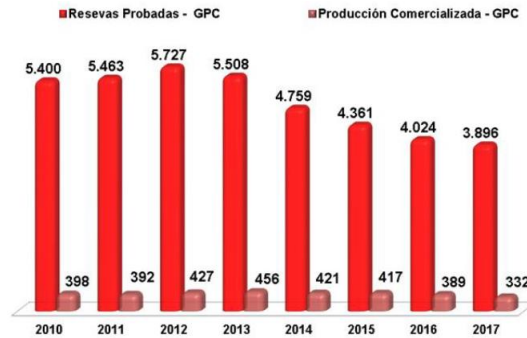


Figura 24. Histórico de reservas probadas y producción comercializada de gas.

Tomado de ANH 2018.

Según la UPME en su informe del 2018, para el 2029 que es cuando el proyecto tipo iniciaría su producción, los precios estimados de importación serían de USD8.5/MBTU (ver figura 25), valor que fue utilizado para las evaluaciones económicas y financieras de este trabajo.

Cabe resaltar que desde el 1 de enero de 2014, el precio del gas natural ha sido liberado. Teóricamente, la liberalización de precios hace que la demanda y el suministro de gas determinen el precio, así precio del gas siempre es manejado por el mercado y para el presente trabajo sólo se hace una estimación a futuro.

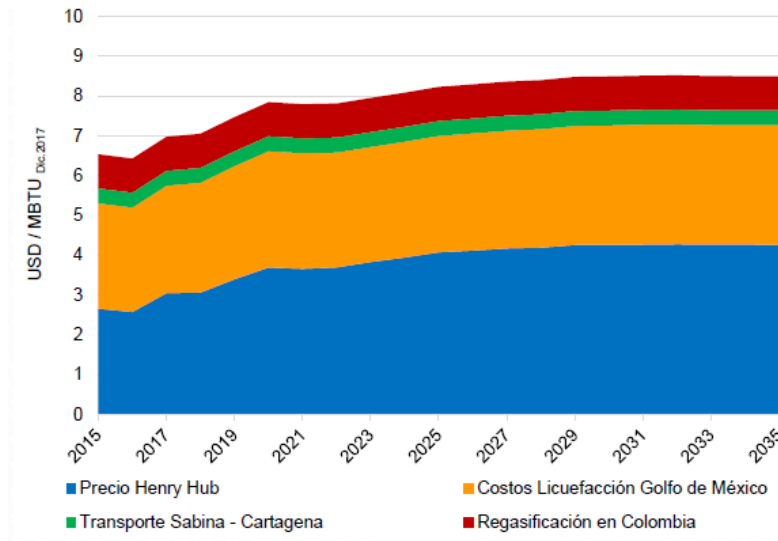


Figura 25. Pronóstico de precio del gas natural en Colombia- proyección de precios de importación de gas natural. Tomado de UPME, (2018). Unidad de Planeación Minero Energética- UPME: Plan de Abastecimiento de Gas Natural p. 92

5.3.5 Tasa de Descuento. La tasa de descuento que se utilizó para todos los casos de este proyecto tipo fue del 10% teniendo en cuenta que es la tasa que utiliza y exige la “Securities and Exchange Commission” (SEC) para los proyectos de Oil and Gas, valor conocido como PV-10 (*...”Also known as PV-10, it is the current value of estimated future oil and gas revenues minus direct expenses and discounted at a yearly rate of 10%”...*), SPRI (2019); esto se realiza así para evitar cálculos variables de la WACC de las empresas y dejar un valor estándar para todos los casos en los contratos (debido a que hay varios operadores en los contratos analizados).

5.3.6 “Government Take”. El “Government Take” es un indicador que mide la participación del Estado (en este caso el colombiano), como dueño del recurso, en la renta que generan los proyectos de hidrocarburos y es uno de los instrumentos más importantes para administrar el recurso de hidrocarburos. Con este se evalúa la competitividad de un país y se hace comparación

entre los diferentes regímenes contractuales y fiscales que compiten para atraer capital extranjero de riesgo. La figura 26 presenta la evolución de los porcentajes del “Government Take” y “State Take” para los contratos de E&P de Colombia los cuales oscilan entre 48% y un 60% para el “Government Take” y entre 52% y para el 82% “State Take”, Cárdenas (2004).

Para el presente trabajo que solo involucra contratos de Exploración y Producción (R/T), el “Government Take” está compuesto por las regalías, los derechos económicos contractuales de la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH, los impuestos que generan los hidrocarburos y otros como el programa de beneficio a las comunidades, aranceles, porcentaje de aporte para formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología, IVA e insumos.

Si la iNOC colombiana- Empresa Colombiana de Hidrocarburos- ECOPETROL, participase en alguno de los contratos, sus dividendos más el “Government Take” se denomina el “State Take”. Así mismo entonces es importante definir que la porción que le queda al Contratista es denominado el “Contractor Take” y se obtiene mediante la diferencia de 1 menos el “Government Take”.

A continuación se presentarán los elementos del “Government Take” y su variación en los distintos contratos analizados dentro de esta evaluación financiera y económica:

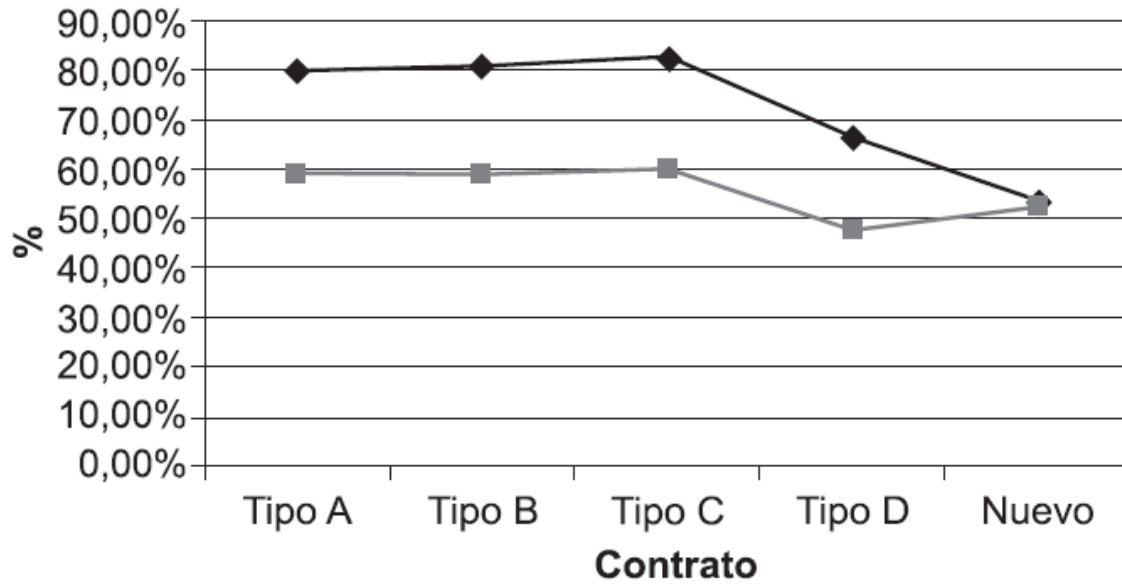


Figura 26. Evolución del “Government Take” (cuadrados en gris) y “State Take” (rombos en negro) de Colombia con los contratos de E&P: Tipo A hablamos del que rigió de 1970-1989, Contrato Tipo B (1990-1994), Tipo C (1994-1999), Tipo D (1999-2003) y NC (2004-Actual). Adatado: Cárdenas Valero, J. C. (2014) Evaluación Económica del Nuevo Contrato Petrolero. Boletín del Observatorio Colombiano de Energía No. 14, p 12-1

5.3.6.1 Regalías. Las regalías son un porcentaje de la producción que se paga al Estado por la explotación de un recurso natural no renovable- artículo 360 de la Constitución Política de Colombia.

En desarrollo de lo establecido en la Constitución, la ley 141 de 1994 crea el Fondo Nacional de Regalías y la Comisión Nacional de Regalías, así como regula el derecho del Estado a percibir regalías y establece reglas claras para su liquidación y distribución. Posteriormente, la ley 756 de 2002 modifica la Ley 141 de 1994 e introduce nuevos conceptos como la definición de porcentajes variables para el pago de las regalías de hidrocarburos a los entes territoriales, establece el pago de una regalía adicional para los contratos revertidos a favor de la Nación después de 1994.

Por regalías el Estado colombiano recibe entre el 8% de producción para campos pequeños y el 25% para los campos grandes de petróleo, pero también ofrece unos descuentos en las regalías para campos de crudo pesado (25%) y extra-pesado (25%), gas onshore y offshore en aguas someras (20%) y gas offshore (40%). La figura 27 presenta la variación del porcentaje de regalías versus la producción diaria para los diferentes tipos de hidrocarburos y dada la producción de cada campo. Para el presente trabajo, se aplica la curva de gas offshore con lámina de agua (LDA) mayor a 1000 pies (en rojo).

Las regalías calculadas para todos los casos del presente trabajo fueron de aproximadamente MMUSD 2785 en valores nominales, lo que corresponde a cerca de MMUSD 195 en valores actuales o descontados- el porcentaje de regalías aplicado varía entre 6.4% y 14.5% con una media de 9.7%. La figura 27 presenta la distribución de las regalías a través de los años evaluados y su porcentaje anual.

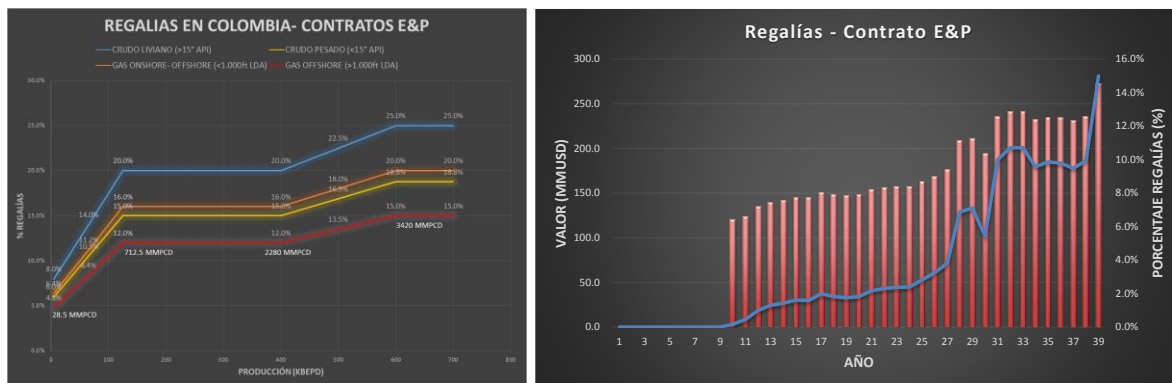


Figura 27. Distribución de los porcentajes de regalías de acuerdo al tipo de hidrocarburo y su producción- izquierda. A la derecha distribución y pago de regalías para todos los contratos de E&P evaluados.

5.3.6.2 Derechos Económicos de la ANH. Los derechos económicos de la ANH se componen de cuatro elementos que se describen a continuación, pero que varían de contrato a contrato y han

sido modificados en las minutas de los contratos a través de los distintos procesos competitivos que se han realizado.

5.3.6.2.1 Uso del Subsuelo: “Los derechos económicos por de uso del subsuelo son una retribución periódica en dinero a cargo de los Contratistas, como compensación por concepto del derecho exclusivo a utilizar el subsuelo del Área Asignada para Evaluación Técnica, Exploración, Evaluación y/o Explotación de Hidrocarburos, consistente en el reconocimiento y pago de una suma por unidad de superficie y/o por unidad de producción, según exista o no producción de Hidrocarburos como resultado de Descubrimientos, ejecución de Programas de Evaluación o existencia de Áreas en Producción, nominada en Dólares de los Estados Unidos de América (USD), cuyos términos y características se estipulan en el correspondiente negocio jurídico, con sujeción a este Reglamento.”... según el anexo 1 – Glosario de Términos, Unidades y Equivalencias del Acuerdo 4 de 2012 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH.

Dentro de los contratos evaluados el precio establecido tiene variaciones de acuerdo al año de la firma del contrato así como su variación anual que depende de lo establecido en el contrato, así como de acuerdo a la circular anual emitida por la ANH. Para este trabajo se utilizó la Circular 05 del año 2018 del 12 de febrero de 2018, o sea para los contratos firmados entre el 2004 y 2007 de 0.25USD/Ha y de 0.90USD/Ha para los contratos 2012 y 2014 en las fases exploratorias y de 0.01USD/1000PC para el contrato 2004 y de 0.01395 USD/1000PC para los otros contratos trabajados. La figura 28 presenta los valores relacionados al uso del subsuelo tanto en la etapa exploratoria (en barras- eje izquierdo) como en la de producción (línea continua- eje derecho) de los contratos analizados sin la actualización por la Circular 05 del 2018; en rojo se presentan los contratos que en su texto interno no contempla actualizaciones anuales.

Los derechos económicos por el uso del subsuelo para todos los casos evaluados varían entre aproximadamente MMUSD 0.09 y MMUSD 1.95 en valores nominales, lo que equivale a MMUSD 0.08 y MMUSD 1.61 en valores actuales.

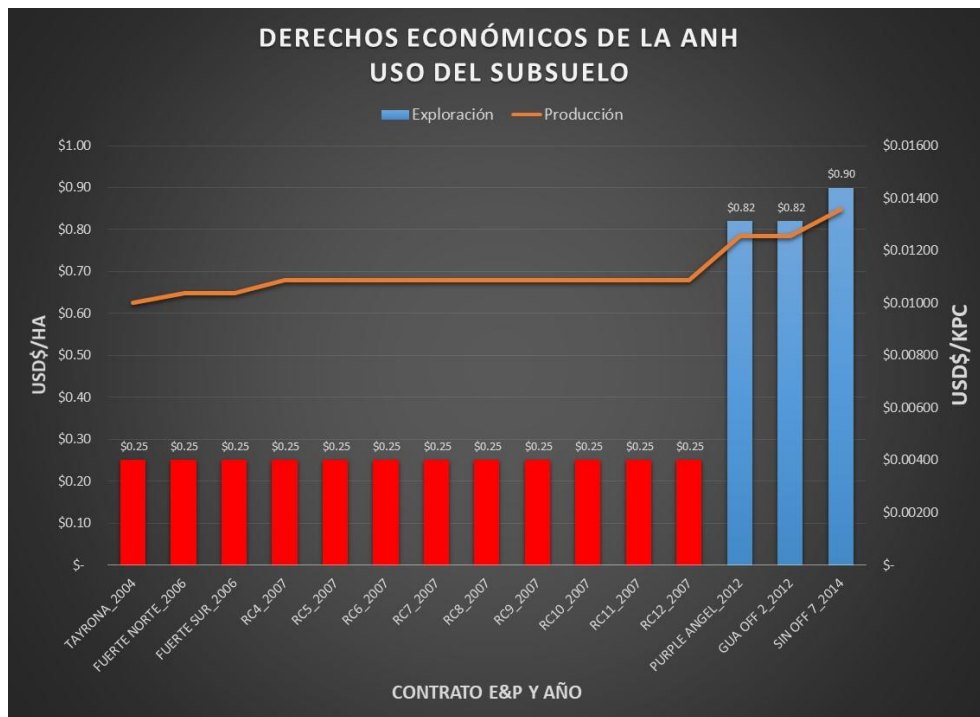


Figura 28. Derechos económicos por el uso del subsuelo por contrato (para la etapa de exploración en barras- eje izquierdo y para la etapa de producción en la línea- eje derecho). En rojo los contratos que no están sujetos a actualización.

5.3.6.2.2 Participación en la Producción o Factor X: “El derecho económico por concepto de Participación en la Producción o Factor X% es una retribución ofrecida por los contratistas, correspondiente a un porcentaje de la producción propiedad de aquellos, medida en el punto de fiscalización o de medición oficial, después de descontar el volumen de regalías, como compensación por la asignación del área y el otorgamiento del contrato. Sus términos y características se estipulan en el correspondiente negocio jurídico, con sujeción al Reglamento de

Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos.”... según el anexo 1 – Glosario de Términos, Unidades y Equivalencias del Acuerdo 4 de 2012 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH.

Para los contratos evaluados en el presente trabajo, que en total son 15, el porcentaje establecido tiene variaciones bastante fuertes entre el 0% para los contratos pre-2007 y hasta el 16%, y se aplica sólo desde el proceso competitivo realizado por la ANH en el año 2007. La figura 29 presenta distintos contratos trabajados, su año de firma y los porcentajes acordados dentro de cada contrato y que fue utilizado como variable para cada caso dentro de las evaluaciones económico- financieras.

El factor X o los derechos de participación en producción para todos los contratos o casos evaluados varían entre cero para los contratos que no tienen este tipo de cláusula y aproximadamente MMUSD 3554 en valores nominales, lo que equivale a MMUSD 296 en valores actuales.

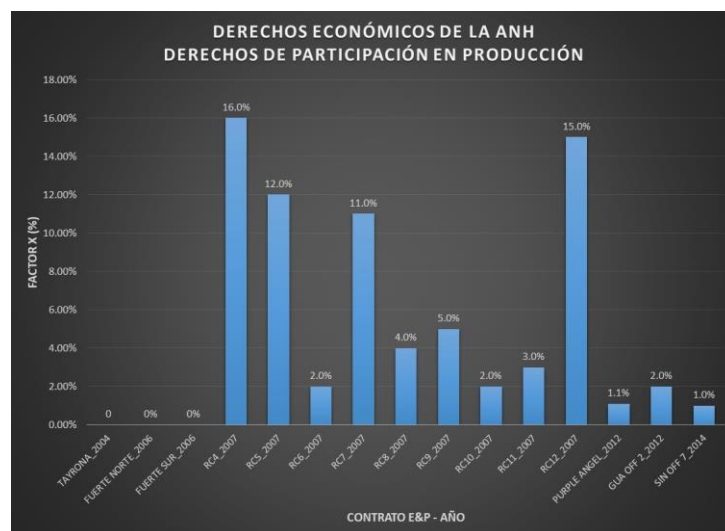


Figura 29. Participación en la P o Factor X% por contrato analizado.

5.3.6.2.3 Precios Altos: “El derecho económico por concepto de Precios Altos es la retribución en dinero o en especie, a elección de la ANH, calculada sobre la Producción Base, deducidos los volúmenes correspondientes a los Derechos Económicos por concepto de la Participación en la Producción (X%) y de Participación Adicional de ser procedente, en función del nivel de los precios internacionales de los Hidrocarburos, consistente en el reconocimiento y entrega de una parte de la Producción o en el pago de su equivalente en dinero, calculado en dólares de los Estados Unidos de América (USD), como se estipula en el correspondiente negocio jurídico, con sujeción al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos y sus desarrollos”..., según el anexo 1 – Glosario de Términos, Unidades y Equivalencias del Acuerdo 4 de 2012 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH.

Para el presente trabajo que tiene como premisa la producción de gas este derecho económico se paga a partir del quinto año de inicio de la producción del campo. La segunda premisa de este punto y que se explica en el aparte de precio, es que el destino de las natural producido es para consumo interno en el país y suponemos que el precio estará regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG – o la entidad que la sustituya, por lo que no se paga a la ANH Derecho por Precios Altos.

5.3.6.2.4 Transferencia de Tecnología: 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, cuyos objetivos, términos, condiciones y beneficiarios determine la ANH, durante la vigencia del contrato.

Todos los costos de los programas de investigación, capacitación, educación y apoyo al programa de becas de la ANH, hasta el límite establecido, con excepción de los laborales, serán

asumidos en un ciento por ciento (100%) por el contratista. Para esto el contratista se compromete a realizar y costear programas de investigación, capacitación, educación y el programa de becas de la ANH hasta por un valor del veinticinco por ciento (25%) del monto 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 D.1. Este cálculo se hará al inicio de cada fase, incluida la primera. Respecto de las Áreas de Producción, la obligación de hacer prevista en esta cláusula será de hasta por un valor del diez por ciento (10%) del monto del derecho por el uso del subsuelo por cada Año Calendario. En ningún caso este valor debe exceder la suma de cien mil dólares (USD\$100.000.00) constantes del año 2004 por fase o por Año Calendario, según corresponda.

Para los contratos evaluados en el presente trabajo, esta cláusula sólo aparece en los contratos firmados en el año 2012 y 2014 (3 en total), para los otros contratos este valor es cero.

La transferencia de tecnología para todos los contratos o casos evaluados varía entre cero para los contratos que no tienen este tipo de cláusula y aproximadamente MMUSD 0.05 en valores nominales, lo que equivale a MMUSD 0.05 en valores actuales.

5.3.6.3 Programa de Beneficio a las Comunidades. El programa de beneficio a las comunidades- PBC es el compromiso asumido por el Contratista con las comunidades de la Zona de Influencia de las Operaciones en la superficie de ejecución de las actividades de Exploración, Evaluación, y eventuales de Desarrollo y Producción a su cargo, y en las que tales actividades tengan repercusión o efectos, con el fin de fomentar el desenvolvimiento sostenible, mediante un conjunto de actividades y de inversiones empresariales encaminadas a contribuir al fortalecimiento del entorno social, cultural y económico, y a mejorar las condiciones de bienestar de sus habitantes.

Este compromiso ha de cumplirse mediante la formulación y ejecución de programas y proyectos específicos, en los Conceptos de Inversión Social. La Inversión Social es diferente a aquella que pueda imponerse o llegue a desarrollarse con motivo del cumplimiento de las actividades inherentes a la solicitud, trámite y ejecución de Licencias Ambientales, Planes de Manejo Ambiental y Consultas Previas.

Para esto el contratista debe incluir en el Plan de Exploración, en el Plan de Desarrollo y en cada Programa Anual de Operaciones un capítulo con los programas que adelantará en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia del proyecto.

Para los contratos evaluados en el presente trabajo, esta cláusula sólo aparece en los contratos firmados en el año 2012 y 2014 (3 en total), para los otros contratos este valor es cero. El porcentaje de inversión se presenta en la figura 30 para todos los contratos analizados en este trabajo y en principio equivale al 1% del valor total de Programa Exploratorio de cada una de las fases del periodo de exploración, de los programas de evaluación o anual de operaciones cuando se está produciendo hidrocarburos.

El programa de beneficio a las comunidades evaluado para todos los contratos o casos evaluados varía entre cero para los contratos que no tienen este tipo de cláusula y aproximadamente MMUSD 34.38 en valores nominales, lo que equivale a MMUSD 2.81 en valores actuales.

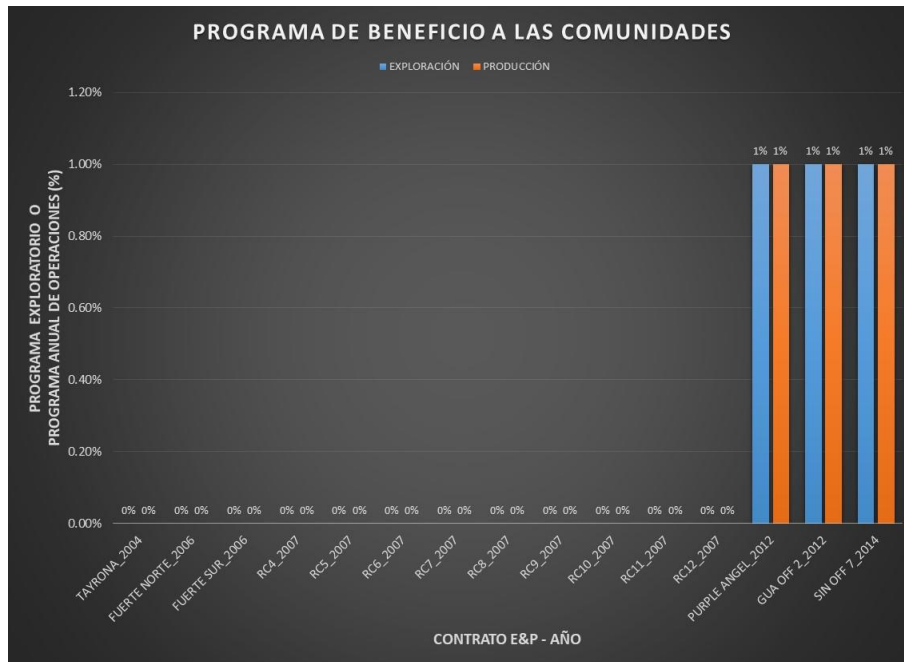


Figura 30. Programa de Beneficio a las Comunidades por contrato analizado.

5.3.6.4 Impuestos. El impuesto sobre la renta es un impuesto que grava la utilidad de las personas, empresas, u otras entidades legales. El impuesto a la renta es la columna vertebral del sistema tributario porque liga el ahorro con la inversión, y tiene repercusiones sobre los incentivos en los mercados laborales y los emprendimientos.

El artículo 80 de la Ley 1943 de 2018 modificó el inciso primero y el párrafo 5 del artículo 240 del Estatuto Tributario- ET, estableciendo que para el año gravable 2019, la tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable a las sociedades nacionales y sus asimiladas, los establecimientos permanentes de entidades del exterior y las personas jurídicas extranjeras con o sin residencia en el país, obligadas a presentar la declaración anual del impuesto sobre la renta y complementarios, será del 33 %, al igual que en el año gravable 2018. Por esto el impuesto aplicable para nuestros ejercicios financieros es del 33%. La figura 31 presenta un resumen para el cálculo de la base gravable para el cálculo de los impuestos de los flujos de caja de estos proyectos.

Es de anotar que para los cálculos financieros de estos proyectos se utilizó la depreciación UOP (Unidades de Producción) el cual da un cargo basado en la utilización o producción esperada de un activo, que para la industria del petróleo la vida útil de los activos está asociada a la cantidad total de producción durante su vida útil. Esto ocurre normalmente con los activos como los pozos y las facilidades de producción en los que su vida útil está asociada al periodo en el cual ellos producen las reservas asociadas al campo mientras los ingresos superen los costos.

(=) Ingresos Netos
(-) Costos
(-) Participación en Prod. o Factor X (Der. Eco. ANH)
(-) Pagos Precios Altos (Der. Eco. ANH)
(-) Pago Uso Subsuelo (Der. Eco. ANH)
(-) Trasnferencia de Tecnología (Der. Eco. ANH)
(-) Opex
(-) Transporte
(-) DD&A (Depreciation, Depletion and Amortization)
(-) Fondo de Abandono
(-) Programa de Beneficio a las Comunidades- PBC
<u>(=) Base Gravable</u>

Figura 31. Esquema para el cálculo del Flujo de Caja para la base gravable de impuestos.

Los impuestos evaluados para todos los contratos o casos evaluados varían entre aproximadamente MMUSD 4048 y MMUSD 5222 en valores nominales, lo que equivale aproximadamente a MMUSD 341 y MMUSD 438 en valores actuales.

5.4 Flujo de caja del proyecto

El flujo de caja que se utilizó en el presente trabajo para los distintos casos se resume en la figura 32. Todos los parámetros y premisas han sido postulados durante el desarrollo del capítulo 5 y se

resumen en el anexo B. Con este flujo se calcula el “Contractor Take” que son las utilidades netas que percibe el contratista en cada contrato.

(+) Ingresos Brutos (Producción x Precio)
(-) Regalías (Ley 756 de 2002)
(=) Ingresos Netos
(-) Costos
(-) Participación en Prod. o Factor X (Der. Eco. ANH)
(-) Pagos Precios Altos (Der. Eco. ANH)
(-) Pago Uso Subsuelo (Der. Eco. ANH)
(-) Trasnferencia de Tecnología (Der. Eco. ANH)
(-) Opex
(-) Transporte
(-) Capex
(-) Fondo de Abandono
(-) Programa de Beneficio a las Comunidades- PBC
(=) Ingresos Antes de Impuestos
(-) Impuestos de Renta
(=) Utilidades (Contractor Take)

Figura 32. Esquema para el Cálculo del Flujo de Caja de las utilidades del proyecto (“Contractor Take”).

Para desarrollar mejor esta metodología (figura 33), primero se corre un modelo denominado “Gross” en el que se realizan los cálculos de flujo de caja iniciales en el que basado en la producción de campo tipo y con el precio del gas establecido anteriormente, obtenemos los ingresos netos y a estos últimos se le descuentan los gastos y costos que tiene el proyecto en capex exploratorio y de desarrollo, el opex y fondo de abandono, dejado así el flujo de caja neto para este caso “Gross”; los valores y resultados se presentan en la figura 33 tanto nominales como actualizados. Normalmente, si este caso “Gross” es positivo en Flujo de Caja Neto Descontado o Valor Presente Neto- VPN, MMUSD 841 para este caso de negocio, es posible que sea atractivo

para los inversionistas (este funciona como un estudio base como si lo desarrollara el país). En el anexo C se presentan los valores base año a año para el cálculo de este caso “Gross”.

	Unidad	Totales
Producción	MMPCD	2860.7
	MMBTU	2940.8
Precio	USD/MBTU	
Ingresos Brutos	MMUSD	24996.8
Ingresos Brutos Desc.	MMUSD	2045.9
Capex Exploración	MMUSD	510.0
Capex Exp. Desc.	MMUSD	330.6
Capex Producción	MMUSD	1855.1
Capex Prod. Desc.	MMUSD	547.3
Fondo de Abandono	MMUSD	556.5
Fondo de Aban. Desc.	MMUSD	45.6
Opex	MMUSD	3437.9
Opex Descontado	MMUSD	281.4
Total Egresos	MMUSD	6359.5
Total Egresos Desc.	MMUSD	1204.9
Flujo de Caja Neto	MMUSD	18637.2
FdC Neto Descontado	MMUSD	841.0

Figura 33. Resultados en valores nominales y actualizados de cada una de las variables para el caso “Gross”.

Con el resultado del caso “Gross” se procedió a aplicar de nuevo la metodología expresada en la figura 31, pero a diferencia del anterior caso, con los ingresos brutos (producción x precio) se liquidan las regalías, lo que nos da los ingresos netos; a estos últimos se le restan los costos asociados (derechos económicos de la ANH, opex, capex, transporte, fondo de abandono y el Programa de Beneficio a las Comunidades, lo que resulta en los ingresos antes de impuestos. Sobre este valor anualizado, se le restan los impuestos calculados, según el flujo presentado en la figura 31 y que para todos los casos del presente trabajo se toma el método de depreciación por UOP lo que resulta en las utilidades netas para el contratista. La figura 34 presenta los valores y resultados tanto nominales como actualizados o descontados para el caso 1- contrato de E&E Tayorna, el cual muestra un Flujo de Caja Neto Descontado o Valor Presente Neto- VPN, MMUSD 204 para este

caso de negocio, el cual es atractivo para el contratista. En el anexo C se presentan los valores base año a año para el cálculo del caso 1- Contrato de E&E Tayrona, así como los cálculos realizados tanto para la depreciación por el método UOP como para el cálculo de los impuestos. Esta metodología se aplicó a los 15 casos evaluados y los resultados se presentan a continuación en el aparte de discusión y resultados.

	Unidad	Totales
Producción	MMPCD	2860.7
	MBOED	501.9
	MMBTU	2940.8
Precio	USD/MBTU	
Ingresos Brutos	MMUSD	24996.8
Ingresos Brutos Descontados	MMUSD	2045.9
	%	9.7%
Regalias	MMUSD	2784.8
	MMPCD	318.7
Regalias Descontadas	MMUSD	194.6
Gas Contratista	MMPCD	2542.0
Ingresos Netos	MMUSD	22212.0
GASTO- CAPEX EXPLORACIÓN		
Sísmica	MMUSD	5.0
Sísmica Descontada	MMUSD	4.3
Pozo	MMUSD	505.0
Pozo Descontado	MMUSD	326.3
Uso del Subsuelo	MMUSD	2.0
Uso Subsuelo Descontado	MMUSD	1.6
Prog. Ben. Comunidades- PBC	MMUSD	0.0
PBC Descontado	MMUSD	0.0
Transferencia de Tecnología- TT	MMUSD	0.0
TT Descontado	MMUSD	0.0
Gastos Exploración	MMUSD	511.9
Gastos Exploración Desc.	MMUSD	332.2
COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO- CPPT		
Factor X	%	
	MMUSD	0.0
Factor X Descontado	MMUSD	0.0
Opex	MMUSD	3437.9
Opex Descontado	MMUSD	281.4
Capex Producción	MMUSD	1855.1
Capex Prod. Desc.	MMUSD	547.3
Fondo de Abandono	MMUSD	556.5
Fondo de Abandono Descontado	MMUSD	45.6
Uso Subsuelo	MMUSD	28.6
Uso Subsuelo Descontado	MMUSD	2.3
Prog. Ben. Comunidades- PBC	MMUSD	0.0
PBC Descontado	MMUSD	0.0
Transferencia de Tecnología- TT	MMUSD	0.0
TT Descontado	MMUSD	0.0
Precios Altos	MMUSD	0.0
Precios Altos Descontado	MMUSD	0.0
Total Egresos (Gastos+Costos)	MMUSD	6390.1
Total Egresos Desc.	MMUSD	876.6
Ingresos Antes de Impuestos	MMUSD	15821.9
Impuestos UOP	MMUSD	5221.9
Impuestos UOP Descontados	MMUSD	438.4
Flujo de Caja Neto	MMUSD	10600.0
Flujo de Caja Neto Descontado	MMUSD	204.1

Figura 34. Resultados en valores nominales y actualizados de cada una de las variables para el caso 1- Contrato de E&E Tayorna.

5.5 Discusión y resultados económicos de la evaluación

Basado en la metodología anteriormente presentada, se realizaron todas las corridas determinísticas para todos los contratos del caribe Colombiano (15 casos). Cada caso tiene su evaluación económica- financiera.

Lo primero que vale la pena resaltar es que el caso cero realizado equivale al caso “Gross”, en el que se evalúa el proyecto tipo en un escenario sin contratista y sólo colocando las inversiones del proyecto y que son comunes para todos los casos evaluados. Este escenario se presenta en la figura 35 en donde se puede destacar que un proyecto de este tipo tiene un VPN de MMUSD 841 con una tasa de descuento del 10%, una TIR del 15.40%, eficiencia de la inversión de 0.70, relación beneficio- costo de 1.70 y un payback de 21.66 años. La distribución de las inversiones sería del 54% para el opex, 29% para el capex de producción, 8% para el capex exploratorio y 9% para el fondo de abandono.

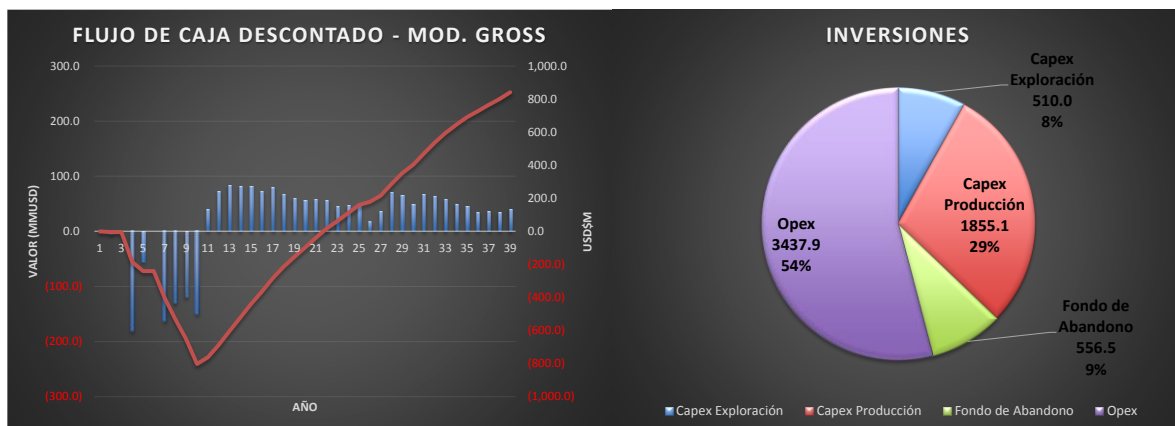


Figura 35. Flujo de cada descontado (izquierda) para un proyecto “Gross”. A la derecha distribución de los gastos operaciones, gastos de capital exploratorio, de producción y fondo de abandono para el proyecto tipo offshore.

En cuanto a las regalías que son las mismas para todo el proyecto tipo, se pueden determinar en la figura 36 como el área bajo la curva roja (izquierda). Ellas equivalen a MMUSD 2534 y varían entre un 6.4% y un máximo de 13.3% con una media de 8.5%. Otro parámetro que es común a todos los proyectos es la depreciación dado de los activos para todos los casos son los mismos; la figura 32- derecha, presenta los valores calculados para la depreciación por el método de UOP y el porcentaje aplicado de acuerdo a la curva de producción.

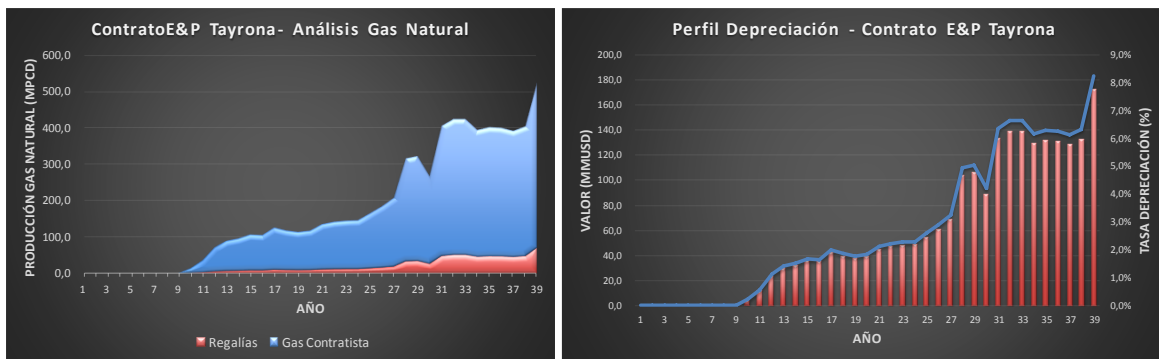


Figura 36. Izquierda curva de producción para el proyecto tipo (azul) y en rojo regalías del proyecto. Derecha cálculo en valor de la depreciación para los activos del proyecto.

Con los datos y resultados anteriores se realiza ya el análisis para cada uno de los casos y se comparan entre los distintos contratos; la figura 37 presenta los resultados como ejemplo para los contratos Tayrona y RC4, que tienen los escenarios más alto y más bajo de “Contractor Take”. Dentro del anexo C del presente documento se detallan los resultados por caso o contrato, donde se presenta el flujo de cada descontado y la distribución de los recursos financieros- “Contractor Take” y “Gonvernment Take”.

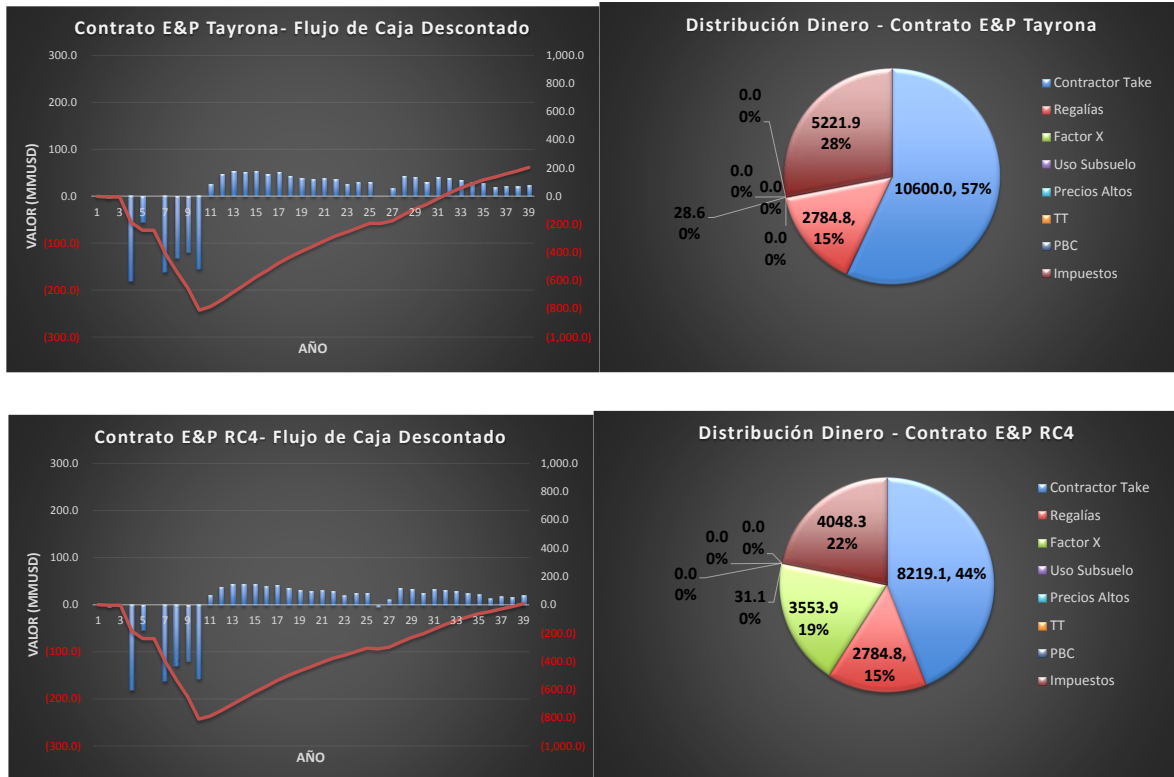


Figura 37. Ejemplo de flujo de caja y distribución del dinero para los contratos Tayrona (en la parte superior) y RC4 (en la parte inferior).

La figura 38 presenta de manera consolidada y para todos los casos o contratos, los resultados a partir de los indicadores definidos previamente. Así, se podría resumir lo siguiente:

- VPN: La variación de este indicador con una tasa de descuento del 10% está entre MMUSD 6.96 y MMUSD 205.46, con una media de MMUSD 142.95. El contrato que presenta el indicador más alto es el de E&P Fuerte Sur-2006.
- TIR: La variación de este indicador está entre 10.1% y 11.6%, con una media de 11.1%. Los contratos que presentan el indicador más alto son los de E&P Tayrona-2004, Fuerte Norte-2006 y Fuerte Sur-2006.

- Eficiencia de la Inversión: La variación de este indicador está entre 0.01 y 0.23, con una media de 0.16. Los contratos que presentan el indicador más alto son los de E&P Tayrona-2004, Fuerte Norte-2006 y Fuerte Sur-2006.
- Payback: La variación de este indicador a una tasa de descuento del 10% está entre 31.41 años y 38.65 años, con una media de 33.31 años. Los contratos que presentan el indicador más bajo son los de Fuerte Norte-2006 y Fuerte Sur-2006.
- Relación Beneficio- Costo: La variación de este indicador está entre 14.77 y 18.40, con una media de 17.18. Los contratos que presentan el indicador más alto son los de E&P Tayrona-2004, Fuerte Norte-2006 y Fuerte Sur-2006.
- Capital de Riesgo: La variación de este indicador está entre MMUSD 49.17 y MMUSD 50.34, con una media de MMUSD 49.35. Los contratos que presentan el indicador más bajo son los de E&P RC9-2007 y RC12-2007.
- “Government Take”: La variación de este indicador está entre 43.1% y 55.9%, con una media de 47.1%. Los contratos que presentan el indicador más bajo son los de E&P Tayrona-2004, Fuerte Norte-2006 y Fuerte Sur-2006 y el contrato que tiene el valor más alto es el de E&P RC4-2007.

Es de anotar que para todos los proyectos el periodo de mayor exposición es el año 10 que es cuando inicia la producción. Este indicador varía entre MMUSD783.69 y MMUSD787.32. Adicionalmente, como indicadores generales se tienen los siguientes datos: opex medio USD1.17/MMPCD y capex USD0.96/MMPCD.

Finalmente, y para concluir acerca del proyecto tipo en el offshore del Caribe colombiano, muestra un proyecto marginal para los contratistas- inversionistas toda vez, que los indicadores no son los mejores cuando se comparan con un mercado global de oportunidades. En este análisis se

piensa que esto se debe principalmente a la curva de producción planteada para este ejercicio financiero (curva real del campo Chuchupa) pero que al tener una producción muy baja durante las etapas principales del proyecto con grandes inversiones como es de esperarse, el impacto en el flujo de caja descontado es importante. Esta curva de producción en su momento respondió a una demanda muy insipiente del país al gas natural. En resumen en Colombia el desarrollo de la industria del gas natural es reciente; aunque desde la década del 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible, fue a mediados de los años 70 cuando comenzó su verdadero desarrollo. Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el programa “Gas para el Cambio”, que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos. En 1993 el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2.000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales. El Gobierno Nacional, interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en el 2003 las “Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia”, donde se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr este objetivo. Un año después se hizo lo mismo para masificar el Gas Natural Vehicular y se ordenó ofrecer condiciones económicas especiales (especialmente descuentos y bonos) para beneficiar a quienes utilicen este combustible.

Dado lo anterior y el futuro del gas en Colombia y en el mundo, es bastante plausible pensar y estimar una curva de producción que mejore de manera significativa los indicadores financieros de este proyecto tipo.



Figura 38. Resumen de los indicadores financieros y económicos para los distintos contratos analizados. Superior izquierda VPN y TIR, superior derecha “Payback” y Eficiencia de la Inversión, inferior izquierda Capital de Riesgo y Relación Beneficio Costo e inferior derecha “Government Take”.

Finalmente, cabe anotar que durante la realización del presente trabajo fue publicada por la ANH una nueva minuta para los contratos de E&P, la cual no fue evaluada ni aplicada para las evaluaciones de este documento.

6. Conclusiones

- Durante el desarrollo del presente trabajo se comparó el impacto en las evaluaciones técnico-económicas de los modelos de contratos de E&P ofrecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para proyectos tipo offshore en el Caribe colombiano tomando como base 15 contratos de E&P firmados en estas cuencas caribeñas.
- Las cuencas del Caribe colombiano poseen una gran variedad de “leads”, prospectos y “play concept” cuyos riesgos geológicos y volúmenes de hidrocarburos varían drásticamente. Para el desarrollo del presente documento, sólo se tomó un prospecto tipo Chuchupa en condiciones de aguas profundas y se le realizó una evaluación técnico-económica variando las condiciones establecidas en cada uno de los 15 contratos firmados en esta área.
- El proceso de evaluación de proyectos de hidrocarburos cobra una importancia relevante ya que es una herramienta vital para la toma de decisiones por parte de los contratistas e inversionistas. A esto se suman las diferentes oportunidades y necesidades del mercado de gas natural en Colombia para este caso en específico.
- Al analizar los modelos de contratos de E&P de hidrocarburos ofrecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el offshore en el tiempo, se nota la inclusión de variables en los contratos de acuerdo al entorno de la industria de hidrocarburos. Esto se refleja de alguna manera en el “Government Take” el cual varía en general entre 43.1% y 55.9%, con una media de 47.1%.

- Al realizar los análisis financieros y económicos de un proyecto tipo Offshore en el Caribe colombiano desde el punto de vista exploratorio y con los distintos contratos de E&P se puede concluir que para esta cuenca emergente aún se tienen grades retos a nivel de riesgos geológicos y de volúmenes hidrocarburos en los yacimientos. Esto junto con la premisa de que trabajar en el offshore es costoso, hace que los capitales de riesgo sean significativos y que busque proyectos de gran valor en esta cuenca.
- El impacto de la curva de producción para este proyecto es de gran importancia dada las grandes inversiones en las etapas iniciales del proyecto y el valor del dinero en el tiempo. Esto históricamente respondió a una demanda creciente pero para proyectos futuros se puede mejorar, lo que impactaría positivamente en el resultado de los indicadores financieros y económicos de este tipo de proyectos.

7. Recomendaciones

- Realizar el análisis comparativo de los mismos datos de entrada bajo el Contrato de Asociación Guajira A- contrato con el que fue firmado el campo Chuchupa.
- Realizar análisis probabilísticos teniendo en cuenta las variables de entrada y sus posibles cambios.
- Realizar análisis de tornado para entender cuáles son las variables más importantes en este tipo de evaluaciones financieras y económicas.

- Realizar análisis técnicos, financieros y económicos bajo la premisa de encontrar hidrocarburos líquidos en esta cuenca emergente.
- Realizar análisis técnicos, financieros y económicos bajo la premisa de que el gas encontrado se va a exportar y no es para consumo interno.
- Realizar análisis técnicos, financieros y económicos utilizando los beneficios de la zona franca en temas de impuestos para los proyectos.
- Buscar los proyectos en los que participa Ecopetrol y calcular el “State Take” para tener una idea de la evaluación económica completa y el capital de riesgo que tiene el país en este tipo de proyectos.
- Dado que la ANH durante la realización del presente trabajo publicó una nueva minuta de contrato E&P, sería interesante revisar los principales cambios a la luz del objeto del presente trabajo y medir el impacto de dichas modificaciones dentro de los contratos actuales.
- Incluir dentro de un ejercicio como el presente los nuevos contratos de E&P firmados durante el 2019 y compararlos con los anteriores.

Referencias Bibliográficas

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2012) *Anexo 1- Glosario de Términos, Unidades y Equivalencias del Acuerdo 4*, p. 33.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH (2004) *Contrato de Exploración & Explotación de Hidrocarburos Tayrona*, p. 70.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH (2006) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Fuerte Norte*, p. 57.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH (2006) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Fuerte Sur*, p. 58.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH (2012) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Guajira Offshore 2*, p. 117.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2012) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Purple Angel*, p. 121.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-4*, p. 64.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-5*, p. 60.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-6*, p. 64.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-7*, p. 63.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-8*, p. 65.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-9*, p. 64.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-10*, p. 63.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-11*, p. 62.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2007) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Ronda Caribe Bloque RC-12*, p. 65.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2012) *Contrato de Exploración & Producción de Hidrocarburos Sin Off 7*, p. 192.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2018) *Informe Rendición de Cuentas 2018*, p. 13.

Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, (2014) *Minuta de E&P- Modelo de Contrato de Exploración y Producción del 2014*, p. 48.

Aguilera, R. (2018) *Compressional and Extensional Plays in the Offshore Colombian Caribbean Province*, en *Memorias I Cumbre del Petróleo y Gas*, 8p.

Barrero, D.; Pardo, A.; Vargas, C.; & Matínez, J. (20.7). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal*, ANH and B&M Exploration Ltda., p.92. ISBN: 978-958-98237-0-5.

Bravo Mendoza, Ó. & Sánchez Celis, M. (2012) *Gestión Integral de Riesgos- Tomo 1*, 4ª Edición. Bogotá: Bravo & Sánchez. P. 449. ISBN: 958-33-8873-4.

Bravo Mendoza, Ó. & Sánchez Celis, M. (2012) *Gestión Integral de Riesgos- Tomo 2*, 1ª Edición. Bogotá: Bravo & Sánchez. P. 621. ISBN: 978-958-57390-0-0.

- Bravo Mendoza, Ó. & Sánchez Celis, M. (2018) *Contratación Petrolera, Presentación Materia Evaluación de Proyectos de Hidrocarburos*. P. 59.
- Cárdenas Valero, J. C. (s.f.) *Evaluación Económica del Nuevo Contrato Petrolero*. Boletín del Observatorio Colombiano de Energía No. 14, p 12-19.
- Cardona Suarez, G. A. (2013) *Evaluación de Comercialidad para un Campo de Producción de Crudo Pesado en el Magdalena Medio Colombiano*: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 81p.
- Castro Agudelo, C. & Rey Carazo, P. (2004) *Cronología de la Contratación Petrolera en Colombia*: Universidad de la Sabana. Facultad de Derecho, 194p.
- Cediel Reina, J. M. (2009) *Caracterización de la Respuesta Sísmica de un Yacimiento Clástico con Gas de Alta Impedancia*: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias, 72p.
- Duarte, L., Rizzi, J., Toledo, M., Reistroffer, J., Buitrago, J., Avella, E., Guerrero, C. and Suarez, M., (2006): *Estratigrafía y Controles Sedimentarios de la Cuenca Costa Afuera en el Caribe Colombiano*, en *Memorias IX Simposio Bolivariano de Exploración en Cuencas Subandinas*, Cartagena, Colombia.
- Ecopetrol. (2014) *Mapa de Gasoductos y Campos de Gas Natural en Colombia*.
- EIA, Trends in U.S. (2016) *Oil and Natural Gas Upstream Costs*, U.S Energy Information Administration, Washington, , p. 141.
- Giraldo Jaramillo, C. & Rodríguez García, D. (2017) *Evaluación de Formaciones para un Descubrimiento de Gas Seco en el Caribe Colombiano, Incorporando Soluciones Inversas, a Partir de Respuestas a Modelos Numéricos y Analíticos*: Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería de Petróleos, 166p.
- Jaramillo Londoño, D. F. & Mahecha GUZMÁN, G. A. (2014) *Análisis de los Contratos de Exploración y Producción de la Agencia Nacional de Hidrocarburos Frente los Contratos de Asociación*: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2014, 48p.

- Ochoa Rodríguez, V. J. (2016) *Elaboración de un Modelo Integrado para la Evaluación Económica de Proyectos de Exploración y Producción de Hidrocarburos*: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 61p.
- Offshore Magazine. (2018) *Deepwater Solutions & Records for Concept Selection*.
- Otis, R. & Shneidermann, N. (s.f.) A Process for Evaluating Exploration Prospects. AAPG Bulletin, V. 81, No. 7, P. 1087-1109.
- Ramirez, V. (2007) *Stratigraphic Framework and Petroleum Systems Modeling, Guajira Basin-Northern Colombia*. University of Alabama. Department of Geological Sciences M.S., 338p.
- Rivera, N., Meza, N., Kim, J., Clark, P., Garber, R., Fajardo, A. & Peña, V. (2007) Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field, Colombia, 2007, Society of Petroleum Engineers- SPE 100526- PA, Volume 10, Issue 04, p. 7.
- Servicio Geológico Colombiano. (2015) *Atlas Geológico* Recuperado de: <https://www2.sgc.gov.co/sgc/mapas/Paginas/geoportal.aspx#>
- Sierra Pine Resources International- SPRI. (2019) *Sec oil and gas reserve reporting an in depth explanation* Recuperado de: <https://www.sprioilgas.com/blog/sec-oil-and-gas-reserve-reporting-an-in-depth-explanation>
- Tordo, S. (2007). *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues*. World Bank Working Paper No. 123. Washington, DC: World Bank. World Bank. Recuperado de: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/6746> License: CC BY 3.0 IGO.
- Unidad de Planeación Minero Energética- UPME: (2018) Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2018, p. 92.
- Vargas, C. A. (2012) *Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia*. Earth Sciences Research Journal, Vol. 16, Special Issue (April): 1-246.

Velásquez Parra, T. (2016) Análisis de la Viabilidad Técnica y Financiera de un Proyecto Exploratorio en la Cuenca Llanos Orientales Colombianos: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2016, 61p.

Apéndices

Apéndice A Resumen de los pozos exploratorios perforados en el caribe colombiano

No.	NOMBRE	EMPRESA	AÑO	LÁMINA DE AGUA (m)
1	EL BOBITO-01X	PHILLIPS PETROLEUM COMPANY	1969	104
2	UVERO-01AX	PHILLIPS PETROLEUM COMPANY	1969	57
3	CHIMARE-02 01	THE SUPERIOR OIL COMPANY	1970	94
4	PUNTA GALLINAS-01	THE SUPERIOR OIL COMPANY	1970	59
5	SAN BERNARDO-01X	COLOMBIAN GULF OIL CO.	1971	17
6	UMAKAHA-01	MARATHON	1971	157
7	URABA-1629-01X	PHILLIPS PETROLEUM COMPANY	1972	40
8	CHUCHUPA-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1973	57
9	PAVON-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1973	58
10	TIBURON-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1974	0
11	ALMEJA-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1976	76
12	DORADO-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1976	82
13	CARTAGENA-02	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1977	45
14	MORROSQUILLO-01	PROVINCIA PETROLEUM CO.	1978	48
15	DARIEN-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1979	67
16	FUERTE-01	CITIES SERVICE COMPANY	1979	62
17	SAN DIEGO-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1979	73
18	SAN JOSE-01	EXXON MOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA	1979	201
19	SANTA ANA-01	EXXON MOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA	1979	42
20	TAIRONA-01	PROVINCIA PETROLEUM CO.	1979	82
21	BARRANQUILLA-01	KOCH COLOMBIA INC	1980	41
22	JARARA-01	EXXON MOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA	1980	77
23	CIENAGA-01	KOCH COLOMBIA INC	1981	45
24	CALAMAR-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1982	58
25	MERO-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1982	24
26	SIERRA-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1982	0
27	ANGUILA-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1989	25
28	MERLUZA-01	TEXAS PETROLEUM COMPANY	1989	14
29	ARAZA-01	PETROBRAS	2007	535
30	MAPALE-01	EQUION ENERGIA	2012	40
31	ORCA-01	PETROBRAS	2014	675
32	KRONOS-01	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	2015	1584
33	CALASU-01	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	2015	2250
34	PURPLE ANGEL-01	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	2017	1835
35	GORGON-01	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	2017	2316
36	SILURO-01	REPSOL	2017	59
37	BRAMA-01	PETROBRAS	2017	839
38	MOLUSCO-01	ECOPETROL	2017	63

Apéndice B. Premisas para el ejercicio económico- financiero

No.	Premisa
1	Periodicidad: Anual.
2	Período Cero: 2019.
3	Horizonte de Evaluación del Proyecto: 39 años.
4	La presente evaluación económico- financiera involucra un proyecto tipo cuya lámina de agua es de cerca de 1300 metros, TD de los pozos entre 3900-4000 metros y una distancia a la costa de 55km (pendiente media del fondo marino de 1.3 grados).
5	Todos los Contratos se llevaron a 3 periodos exploratorios de 3 años (9 años en total).
6	Los proyectos sólo asumen una inversión en adquisición de datos sísmicos 3D para la fase exploratoria 1 (año 2), y varía de acuerdo a el compromiso ofrecido en cada contrato.
7	Para el cálculo del capex exploratorio, el costo de la adquisición sísmica 3D, se colocó el valor relacionado a la fase 1 de programa mínimo exploratorio de cada uno de los contratos. Cuando se encontraba el área de la sísmica sin un valor asignado, se trabajó con el valor medio de los otros contratos y dado por la ANH.
8	Los proyectos asumen un pozo exploratorio en la fase exploratoria 2 (año 4)-exitoso.
9	Los proyectos asumen al igual que el campo Chuchupa 6 pozos exploratorios.
10	Todos los contratos asumen una devolución del 50% del área exploratoria en las fases 2 y 3.
11	Ningún contrato tiene un periodo de evaluación.
12	Todos los Contratos se llevaron a 30 años de producción.

No.	Premisa
13	Los proyectos asumen el inicio de producción en el año 10, después de la fase de exploración (9 años), y 6 años después del pozo descubridor.
14	Los pozos de desarrollo del programa de explotación (capex de producción) están basado en la campaña de pozos del campo Chuchupa (14 pozos).
15	El capex relacionado a las facilidades involucra un gasoducto de 60 kilómetros, un set de 2 manifold de subsea to shore y un topside en tierra.
16	Para el cálculo del opex se tomó un valor medio que aplica sobre toda la vida del campo y que va de acuerdo a la producción del mismo.
17	Los costos de transporte para este ejercicio económico se supone que está incluido en los costos de opex.
18	El precio del gas natural se asume constante para todos los años y todos los contratos.
19	La tasa de descuento es la misma para todos los ejercicios financieros (10%).
20	Para el cálculo de la depreciación en el ejercicio económico, se utilizó el método de las unidades de producción (UOP).
21	La curva de producción que se utilizó para este ejercicio económico corresponde a la curva de producción del campo Chuchupa.
22	Para la evaluación financiera de cada contrato se personalizó cada caso con sus datos de Factor X, Uso del Subsuelo, Transferencia de Tecnología y Programa de Beneficio a las Comunidades.
23	Para el cálculo de derechos económicos por el uso del subsuelo, a cada contrato se le asignó el área del contrato.
24	Las tarifas de Uso del Subsuelo y Transferencia de Tecnología se aplican de acuerdo a cada uno de los contratos evaluados y se toman de la Circular 05 de 2018 emitida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH (12 de febrero de 2018).
25	La cláusula de precios altos no aplica, ya que este ejercicio supone un consumo interno de gas.
26	El Fondo de Abandono se asume que tiene un valor del 30% del costo de las facilidades y los pozos de desarrollo.

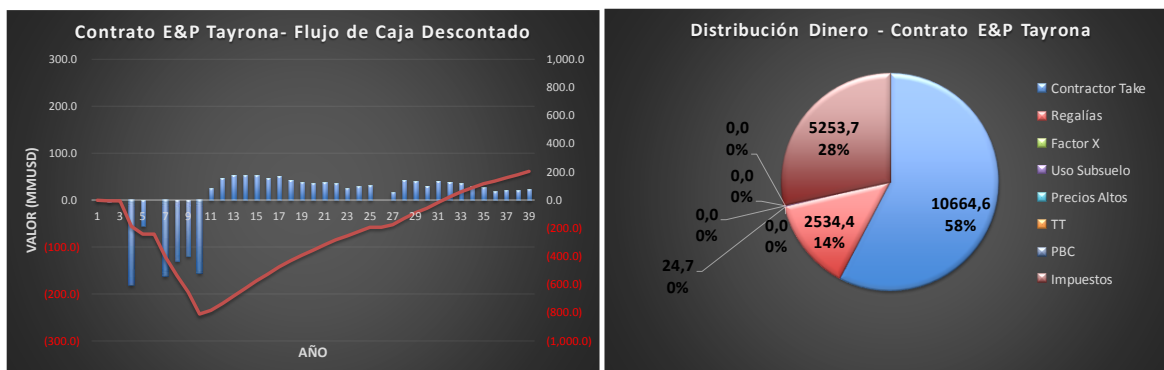
No.	Premisa
27	Todas las evaluaciones económicas fueron realizadas con gas seco (propiedades similares a las del campo Chuchupa).
28	Los impuestos se asumen constantes para toda la evaluación y tiene una tasa del 33% de impuesto de renta de acuerdo a la Ley 1943 de 2018 del Estatuto Tributario.
29	El cálculo de los impuestos supone sólo la renta líquida y ningún gasto de renta presuntiva.
30	El cálculo de "Government Take" incluyó las regalías, los impuestos, los derechos económicos por el uso del subsuelo, el factor X, precios altos, transferencia de tecnología y el programa de beneficio a las comunidades (PBC).
31	El cálculo del capital de riesgo de cada contrato involucró los gastos relacionados a la adquisición de los datos sísmicos 3D de la primera fase, los gastos de derechos por el uso del subsuelo de la fase 1 y 2 exploratorias y el costo del primer pozo exploratorio.
32	Para el efecto práctico se conviene que la equivalencia será de cinco mil setecientos (5.700) pies cúbicos de gas, a condiciones estándar, por un (1) Barril de Hidrocarburos Líquidos.

[illegible]

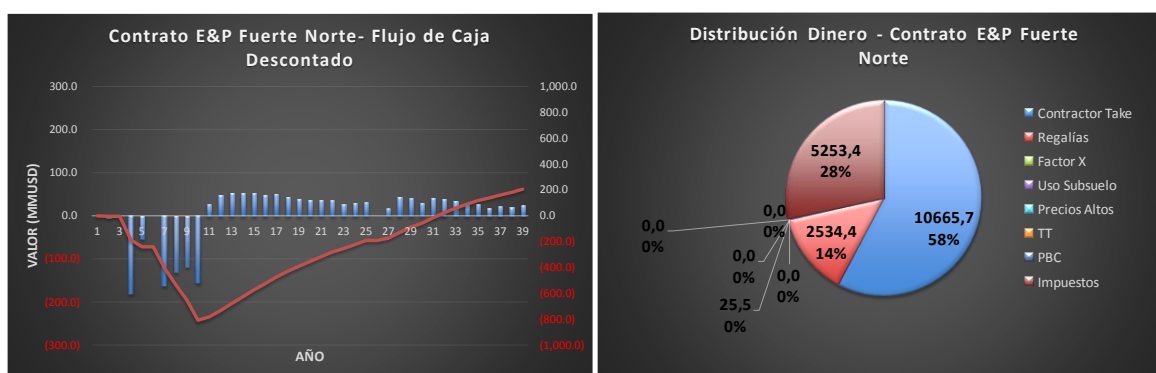
Caso 1- Contrato de E&E Tayrona

[illegible]

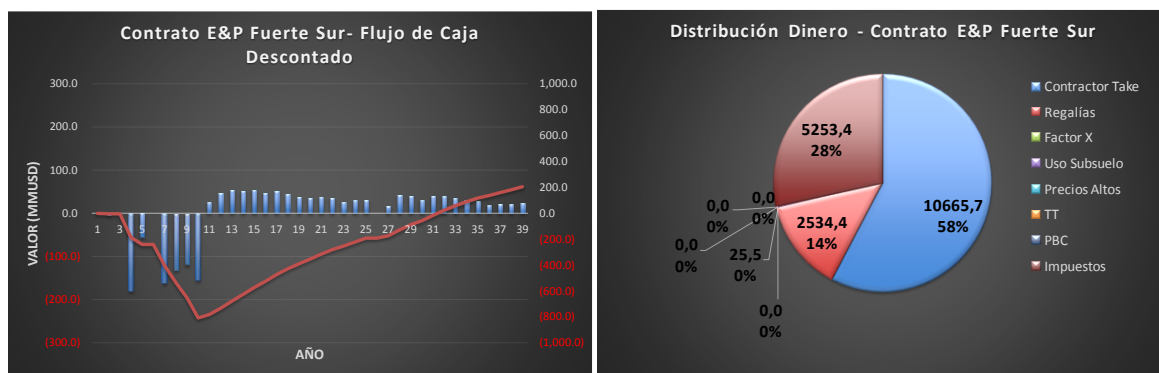
Apéndice D. Resultados de ejercicio financiero por contrato



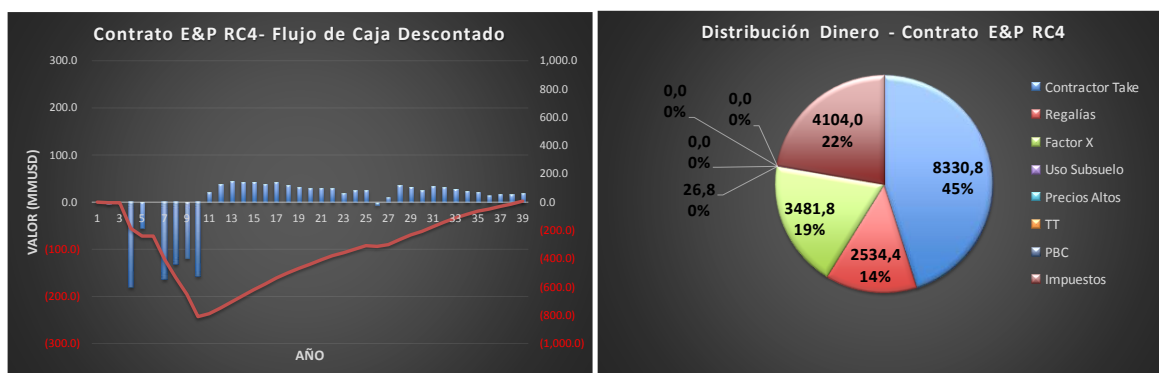
ANEXO D.1 *Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P Tayrona- 2004.*



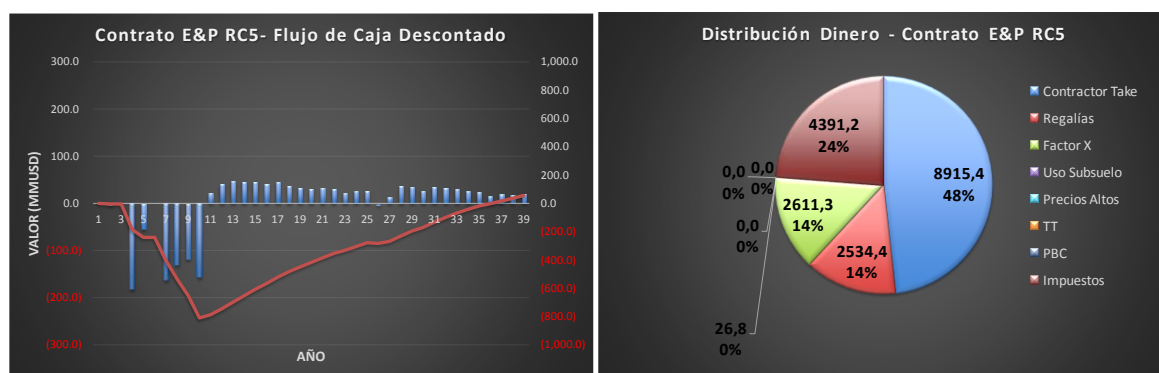
ANEXO D.2 *Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P Fuerte Norte- 2006.*



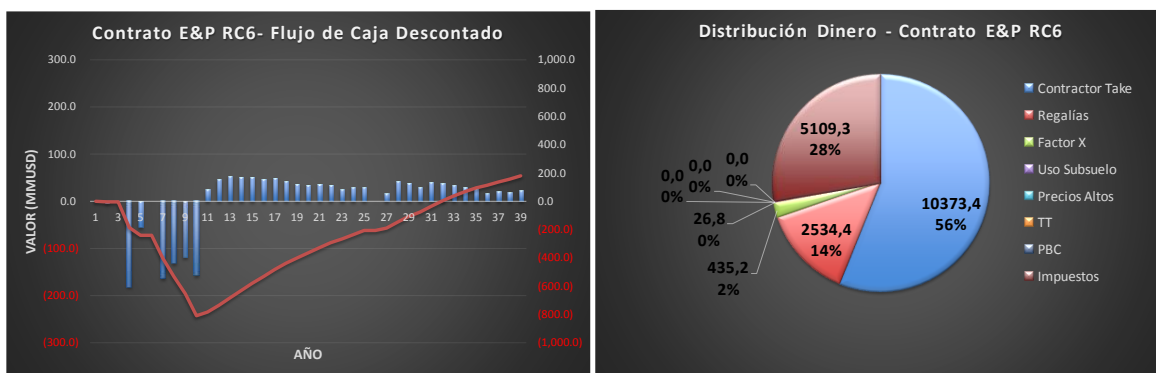
ANEXO D.3 *Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P Fuerte Sur- 2006.*



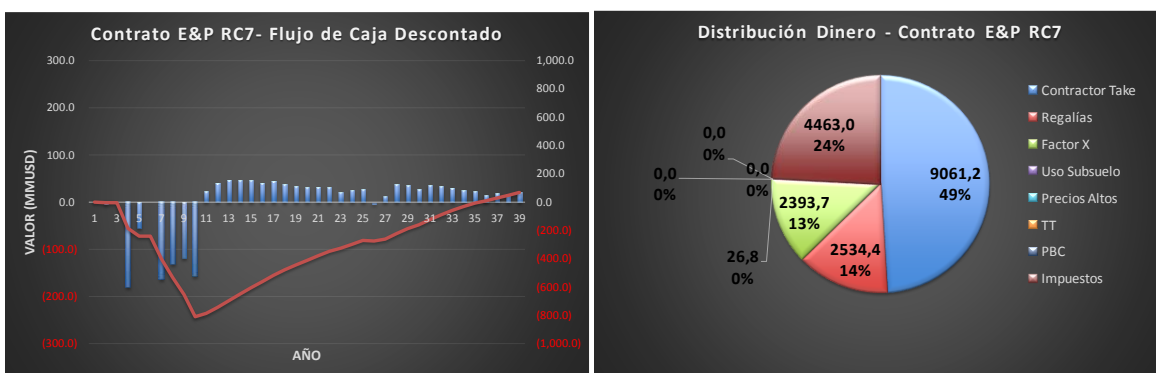
ANEXO D.4 *Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC4- 2007.*



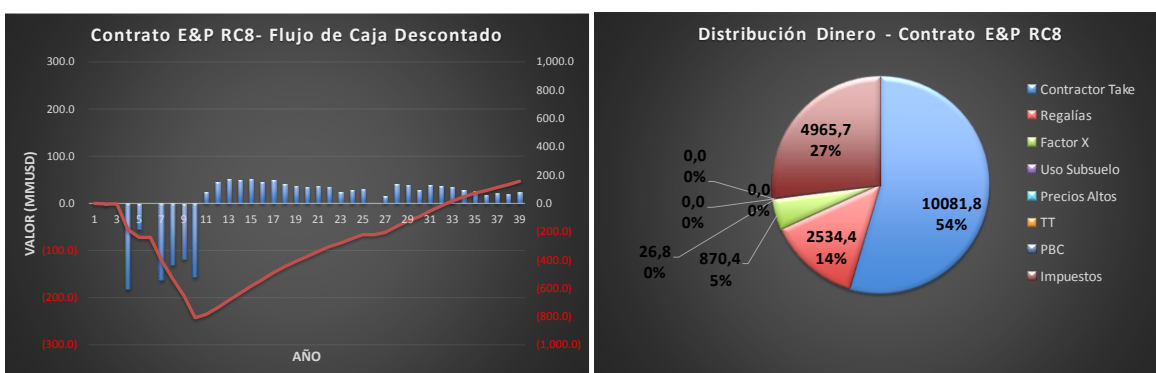
ANEXO D.5 *Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC5- 2007.*



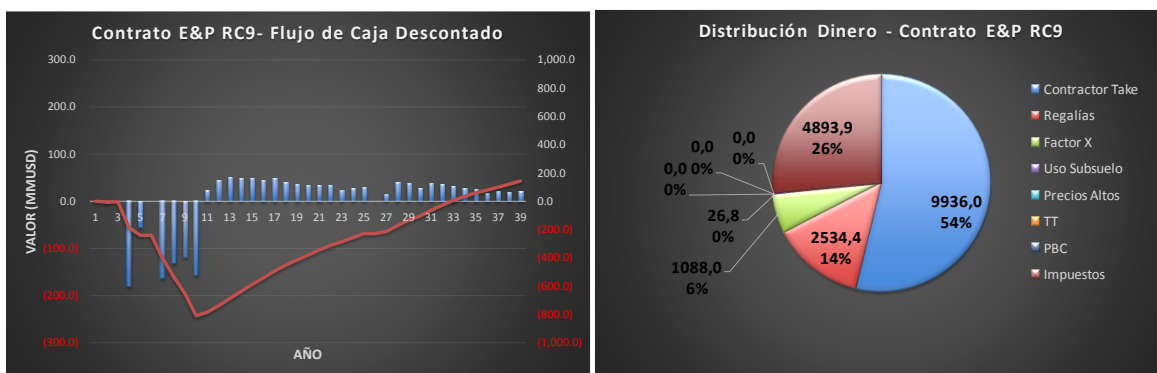
ANEXO D.6 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC6-2007.



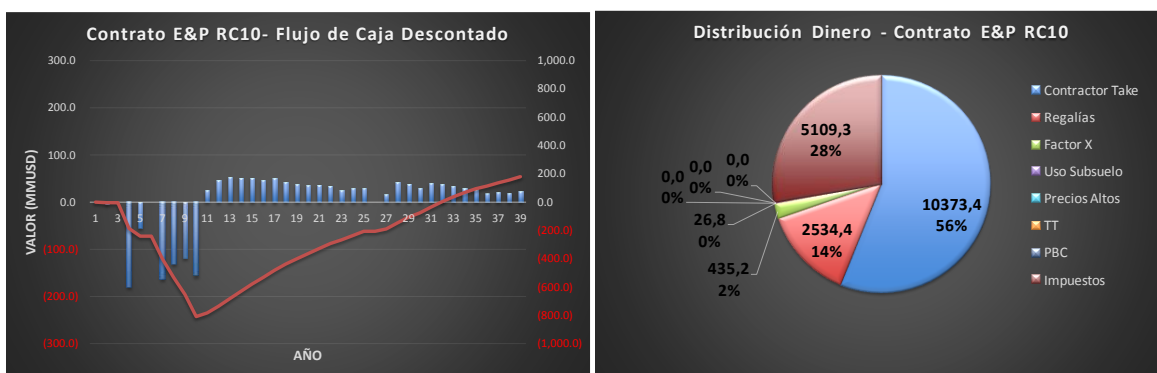
ANEXO D.7 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC7-2007.



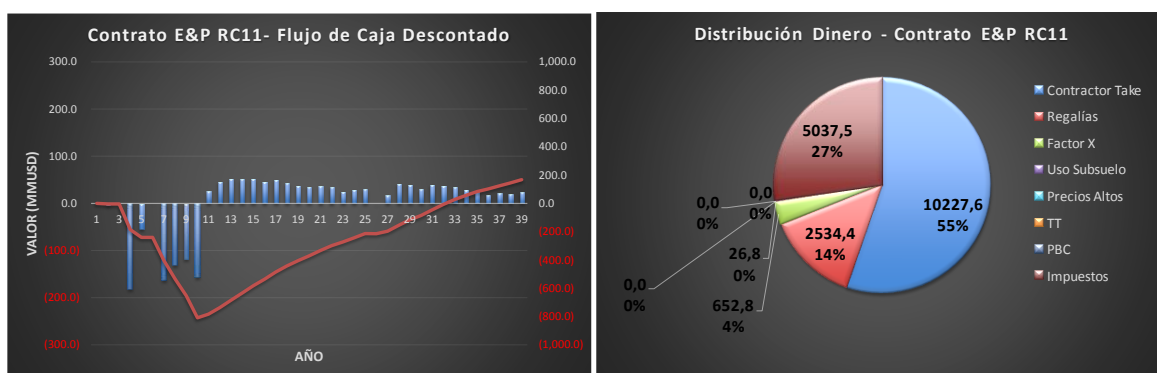
ANEXO D.8 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC8-2007.



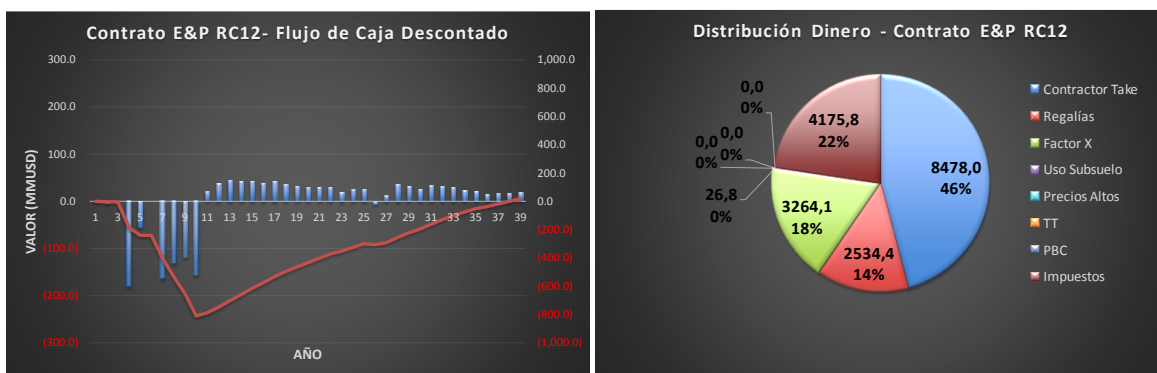
ANEXO D.9 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC9- 2007.



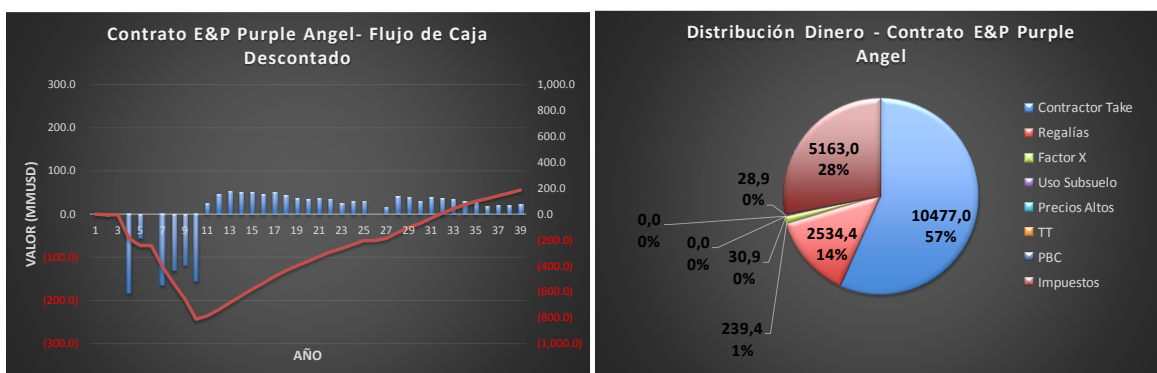
ANEXO D.10 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC10- 2007.



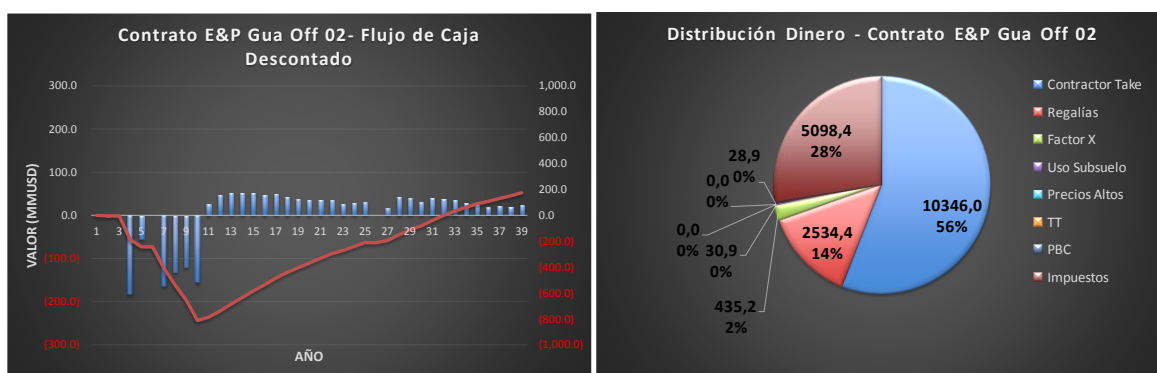
ANEXO D.11 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC11- 2007.



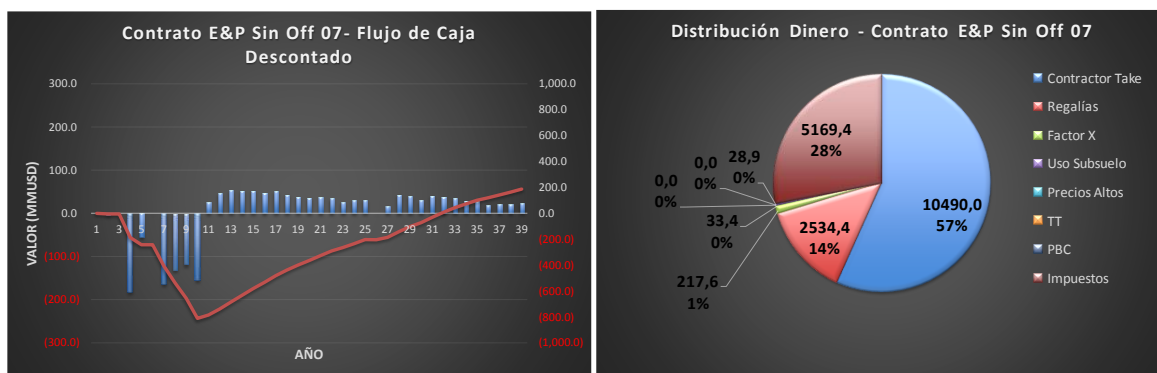
ANEXO D.12 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P RC12- 2007.



ANEXO D.13 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P Purple Angel- 2012.



ANEXO D.14 Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P Gua Off 02- 2012.



ANEXO D.15 *Flujo de Caja Descontado y Distribución del Dinero para el Contrato E&P Sin Off- 2014.*