



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE POSGRADO EN CIENCIAS DE LA ADMINISTRACIÓN

VALUACIÓN DE UN PROYECTO DE INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL MÉTODO DE OPCIONES REALES

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN FINANZAS

PRESENTA

NOHEMÍ RAMÍREZ DÍAZ

TUTORA

DRA. MA. LUISA SAAVEDRA GARCÍA

DIVISIÓN DE POSGRADO DE FACULTAD DE CONTADURÍA Y ADMINISTRACIÓN.

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD.MX, AGOSTO 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

“Aunque quizá sea difícil vivir con generalizaciones, es inconcebible vivir sin ellas.”
PETER GAY, *Schnitzler's Century* (2002)

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por darme la oportunidad de desarrollar este trabajo.

A mi directora Dra. Ma. Luisa Saavedra García, por su retroalimentación, apoyo, comentarios y la libertad creativa que me dio, todas indispensables para desarrollar mi trabajo de investigación y para la innovación.

A mis revisores M.F. Blanca Esthela Landeros Olascoaga, M.F. Lilian Dolores Ramírez Villanueva, Dr. Salvador García Briones, M.F. Paola Malda Arozarena, que con sus observaciones enriquecieron el trabajo.

A Héctor Rodríguez Flores, arduo impulsor de mi carrera y desarrollo personal, compañero de este proyecto y de aventuras. Tu apoyo ha sido indispensable para mí, tienes un lugar muy especial en mi corazón por siempre.

A mi padre, Juventino Ramírez Mejía, quien a pesar de sus dudas escuchó a su corazón y creyó en mí, pese a que la razón le dictaba no hacerlo. Tus decisiones marcaron mi vida, vives siempre en mis recuerdos y en especial en mi corazón. Tú fuiste el primero en enseñarme el valor del trabajo, el dinero y el emprendimiento.

A mi madre, Hermelinda Díaz Sánchez, quien siempre me ha apoyado en todos los aspectos de mi vida, por sus incansables esfuerzos para contribuir en mi desarrollo, buscando soluciones a los problemas con templanza, su amor es una fuerza incondicional que me demuestra que no hay metas imposibles, que todo se puede lograr con disciplina y constancia.

A mi hermano Carlos, mi primer alumno, quien me mostró desde que nació que enseñar es una de mis alegrías y que cuando compartimos lo que tenemos, con el tiempo

regresa con creces. El mundo necesita personas que tengan sed de aprender y contribuir al mundo, agradezco a Dios la oportunidad de tenerte en mi vida.

A mi hermana Mónica a quien admiro por abrir paso y mostrarme que el camino es difícil, pero siempre está ella para apoyarme y escucharme. Eres un gran ejemplo de vida y de cómo se pueden romper paradigmas con los que crecimos para disfrutar la vida.

A mi hermanita Silvia Edith mi compañera de vida, tu ternura y empatía siempre me ha hecho sentirme acompañada y de pertenencia, más que mi hermana eres un ángel que Dios brindó; mujer llena de virtudes que admiro. Gracias a ti mi infancia fue muy buena y ahora la recuerdo con amor.

También a César Medina y Said Ramírez, quienes en reiteradas ocasiones me han proporcionado su ayuda, su apoyo ha sido vital, pertenecen a mi familia, me apoyan en las buenas y en la peores, siempre me hacen sentir respaldada.

A mis hermosos sobrinos Emiliano y Nicolas Medina Ramírez que me recuerdan la alegría de aprender e investigar todo a mi alrededor. Su entusiasmo me impulsa a trabajar en esta investigación, desde su visión se aprecia el mundo de distintas formas y hay mucho de que sorprenderse todavía.

A los especialistas que formó la UNAM a lo largo de su historia que me han brindado su asesoría, su conocimiento y ayuda para comprender este mundo; en particular al Dr. Julio César Flores Lázaro, pieza fundamental en este trabajo, su orientación ayuda a la innovación en otros campos. Al especialista Adrián Rangel González, excelente profesional, que a lo largo del tiempo he llegado a apreciar.

A mis terapeutas Karla Laguna y Maricarmen quienes son la muestra de que los grupos multidisciplinarios son indispensables para resolver problemas complejos, como son la salud mental.

A mi amigo José Carlos Alcántara Serrano, quien muchas veces contribuyó a la traducción y adaptación de varios documentos y fórmulas. Además de escuchar mis teorías de transición entre administración, dirección estratégica y valuación de derivados. Muchas gracias por el apoyo desde que nos conocimos.

A Óscar Peña Chaparro, quien me ayudó en este proyecto en muchas formas resolviendo mis dudas, siempre contando con su apoyo y experiencia. Gracias por tu tiempo, la confianza y la ayuda que se necesita para emprender esta odisea de ideas diferentes y mezcladas.

Al Patronato Francisco Méndez IAP, donde me recibieron con mucho afecto y me apoyaron en este proyecto, en especial a dos personas: Sor Angélica y Sor Alejandra, que se convirtieron en mis mecenas cuando me quedo sin beca y después me impulsan a aplicar mis conocimientos. Además, a mis amigas y roomates: Fabiola, Erika, Alicia y Jenni.

A Gabriela González colaboradora de este mi documento, además de acompañarme en mis crisis existenciales y desveladas, tú eres parte de este gran proyecto y has contribuido para su conclusión.

A mi amiga Antonieta Moreno quien contribuyó con valiosas observaciones, revisiones exhaustivas y sobre todo con su compañía, agradezco a Dios ponerte en mi camino, he aprendido mucho y disfruto escuchar tu visión del mundo.

Resumen

En esta investigación se aplica el modelo de Opciones Reales para evaluar asignaciones o proyectos de inversión en el sector energético no renovable, considerando el volumen potencial de hidrocarburos como el activo subyacente, en la etapa de exploración, evaluación y desarrollo de campos petroleros. En el caso de México se hizo la asignación mediante el método de subasta por parte del Estado, para entender mejor el sector y como funciona, se desarrolla un marco referencial donde se explica en que consiste cada etapa, así mismo se aborda la clasificación de los proyectos dentro de la industria, el papel que tiene las reservas en las inversiones y las categorías que se utilizan en México.

A partir del capítulo siete se aborda el marco teórico, incluyendo los conceptos como valuación, opciones financieras y opciones reales. Los casos documentados de aplicación de esta metodología, ventajas y desventajas de la misma. Después se expone el modelo que se aplicó, con sus variantes como propuesta y se expone el modelo de incertidumbre endógena, para evaluar proyectos en marcha. Entre los resultados a destacar es la integración de la información disponible de estos bloques en un modelo, la valuación en términos de volumen de hidrocarburos y su correlación con los resultados de la subasta de los bloques en las diferentes Rondas. El modelo de incertidumbre endógena para analizar una estrategia de inversión utilizando las reservas 1P, 2P y 3P como indicador.

Tabla de contenido

Lista de tablas	12
Lista de figuras	13
1. Introducción	15
2. Planteamiento del problema	20
3. Preguntas de investigación	24
4. Objetivos de investigación	25
5. Justificación	26
6. Marco referencial	28
6.1 Etapas para la explotación de un campo petrolero	32
6.1.1. Exploración	32
6.1.2. Evaluación	35
6.1.3. Plan de desarrollo	40
6.1.4. Producción	42
6.1.5. Abandono	47
6.2 Proyecto de inversión en el sector petrolero	48
6.2.1 Clasificación de proyectos de inversión en el sector petrolero	50
6.2.2 Reservas	52
6.2.3 Recursos Contingentes	53
6.2.4 Recursos Prospectivos	54
6.2.5 Categorías de estatus	56
6.3 Proyectos de inversión en el sector petrolero en México	57
6.3.1 Aguas profundas	60
6.3.2 Aguas someras	60
6.3.3 Áreas terrestres convencionales	61
6.3.4 Áreas terrestres no convencionales	62
7. Marco teórico	63
7.1 Valuaciones y costos	63

7.2 Opciones financieras.....	64
7.2.1 Definición de opciones financieras	64
7.2.2 Posiciones de la opción.....	65
7.2.3 Opciones de compra y de venta	68
7.2.4 Otros tipos de opciones.....	69
7.2.5 Valor intrínseco de las opciones.....	70
7.3 Modelo de Black-Scholes.....	71
7.3.1 Supuestos subyacentes al modelo de Black-Scholes.....	72
7.3.2 Fórmulas de valuación de Black-Scholes	73
7.3.3. Límites para los precios de una opción	74
7.4 Modelo de valuación de Cox, Ross y Rubinstein.....	77
7.4.1 Definición del modelo de Árbol Binomial	77
7.4.2. Casos especiales de valuación	83
7.5 De opciones financieras a opciones reales	89
7.6 Opciones reales	91
7.6.1 Trabajos previos.....	97
7.6.2 Características de las opciones reales	99
7.6.3 Clasificación de las opciones reales	103
7.7 Incertidumbre	109
7.7.1 Incertidumbre	Exógena
.....	111
7.7.2 Incertidumbre	Endógena
.....	112
7.7.3 Incertidumbre	en proyectos
.....	119
7.8	Riesgo
.....	121
7.9 Reservas.....	124
7.9.1 Definición de reservas de hidrocarburos	128
7.9.2 Clasificación de reservas de hidrocarburos	129

7.9.3 Cálculo de reservas de hidrocarburos	131
7.9.4 Factores que afectan las reservas de hidrocarburos	132
7.9.5 Proceso de concesiones de contratos	136
7.10 Metodología de Connell (2002)	138
7.10.1 Adaptación de Reservas Probadas sin Desarrollar.....	139
7.10.2 Desafíos del modelo.....	144
8.....	Metodología
.....	147
8.1 Generación del modelo de Valuación de opciones reales para proyectos de inversión considerando activos subyacente en terminos volumetricos	147
8.1.1 Unidades de la variable	148
8.1.2 Objetivo específico	148
8.1.3 Objetivos particulares	150
8.1.4 Hipótesis nula.....	150
8.2 Primera etapa: Determinación de la volatilidad.....	151
8.3 Segunda etapa: Construcción del árbol binomial.....	152
8.3.1 Procedimiento	153
8.4 Valuación opción <i>Call</i> europea	155
8.5 Modelo de Incertidumbre endógena	157
8.5.1 Enunciado	159
8.5.2 Hipótesis	159
8.5.3 Modelo	159
8.5.4 Variables del modelo medibles.....	160
8.5.5 Tesis a prueba	160
8.5.6 Datos.....	162
8.5.7 Unidades	163
8.5.8 Consideraciones.....	163
8.5.9 Formula	163
9.....	Resultados
.....	164

9.1 Resultados del modelo de valuación con reservas	164
9.2 Resultados de la construcción del árbol binomial	165
9.3 Valoración del modelo con la metodología (técnica) opción call europea del bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017	169
9.4 Resultados análisis del modelo de valuación	171
9.5 Resultados del Modelo de Incertidumbre endógena	175
10. Discusión de resultados	180
11. Conclusiones.....	184
12. Referencias.....	188
13. Anexos	195
Anexo I: Datos de entrada para el desarrollo del Modelo	196

Lista de tablas

Tabla 1. Lenguaje común en el análisis económico y financiero con significado.	28
Tabla 2. Principales metodologías para opciones reales.	95
Tabla 3. Clasificación de opciones reales.	103
Tabla 4. Opciones reales y sus principales antecedentes.	114
Tabla 5. Proyección de reservas como opciones reales, similitudes y diferencias entre los conceptos.	139
Tabla 6. Recursos prospectivos del bloque A6.CS/2017 publicados en 2014.	150
Tabla 7. Variables financieras y valores que se utilizan para evaluar todos los bloques. .	153
Tabla 8. Delimitación de los conceptos de incertidumbre exógena y endógena.	158
Tabla 9. Propuesta de estrategia.	161
Tabla 10. Resultado del cálculo de la volatilidad de las reservas sin desarrollar.	164
Tabla 11. Resultados para la construcción del árbol binomial.	165
Tabla 12. Posibles trayectorias para el activo subyacente del bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017.	168
Tabla 13. Resultados del valor de la opción call europea del bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017.	169
Tabla 14. Matriz a colores de resultados del modelo de cada bloque con información adicional para comparar.	171
Tabla 15. Matriz a escala de grises con datos de los resultados del modelo de cada bloque e información adicional para comparar.	172
Tabla 16. Reservas 1P, 2P y 3P de cada bloque calculadas en 2015, actualizadas a 2021, con el resultado de los cálculos de varianza y desviación estándar.	176
Tabla 17. Cuadro comparativo de los resultados.	183

Lista de figuras

Figura 1. Flujo de trabajo para la localización de hidrocarburos.	34
Figura 2. Flujo de efectivo en el ciclo de vida de campo petrolero considerando las etapas de exploración y producción del yacimiento, Upstream.	37
Figura 3. Ejemplo de pozos exploratorios y de desarrollo. Se asume que los pozos encuentran hidrocarburo en el mismo horizonte o yacimiento.	39
Figura 4. Típico perfil de producción de un yacimiento de hidrocarburos.	44
Figura 5. Intervención de un pozo para reducir la producción de agua.	45
Figura 6. Ampliación del campo de desarrollo a nuevas zonas con potencial productor.	46
Figura 7. Subclasificación de proyectos con base en su etapa de desarrollo.	55
Figura 8. Sistema para la clasificación de recursos.	56
Figura 9. Plan Quinquenal de bloques a licitar para la Exploración y Producción 2015-2019.	
59	
Figura 10. Bloques por licitar para exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.	61
Figura 11. Mapa de exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales.	62
Figura 12. Perfil del rendimiento de una opción de compra, con las dos partes que la componen: posición corta y posición larga.	66
Figura 13. Árbol binomial del precio del activo subyacente.	79
Figura 14. Árbol binomial del precio del activo subyacente, del precio del precio de la opción y del valor del portafolio.	80
Figura 15. Árbol con probabilidades asociadas a los movimientos de St	86
Figura 16. Expansión del árbol binomial a dos periodos.	87
Figura 17. Rama superior del segundo periodo.	88
Figura 18. Mapa conceptual Opciones Reales dentro un ambiente empresarial.	118
Figura 19. Probabilidad en el volumen de reservas de hidrocarburos.	131
Figura 20. Cifras relevantes abril 2019, actualizado junio 2021.	137

Figura 21. Cadena de valor hipotética de un bloque, para producción de hidrocarburos, con una opción arcoíris que se compone de: (opción + forward) + opción Knock out-in	138
Figura 22. Analogía entre opciones financieras y opciones de inversión en producción..	140
Figura 23. Árbol para valorar una opción sobre un proyecto de inversión en exploración, considerando volumen total de la reserva sin desarrollar.	141
Figura 24. Estimación de la Reserva tipo P90 utilizando los datos de P50 y P10.....	142
Figura 25. Representación del proceso estocástico de las reservas.	143
Figura 26. Resumen de información sobre el bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017.....	149
Figura 27. Ejemplo de consulta para localizar las reservas actualizadas a 2021 de los bloques.	162
Figura 28. Etapa inicial del árbol binomial a partir de las reservas tipo P50 para un bloque. 166	
Figura 29. Gráfica comparativa de los resultados del modelo call europeo vs el precio pagado en unidades de trabajo.	174
Figura 30. Bloques de desarrollo modalidad producción compartida, comparación de las reservas 1P reportadas en 2015 y 2021.....	177
Figura 31. Bloques de desarrollo modalidad producción compartida, comparación de los valores sigma determinado con el modelo, utilizando datos.	178

1. Introducción

Para conocer la gran utilidad del Modelo de Opciones Reales, es necesario remitirnos a los primeros hallazgos documentados sobre su uso empírico. La primera documentación de Opciones Reales, la realiza Aristóteles en su libro Política, Libro Primero, Capítulo IV, en el cual menciona a Tales de Mileto, un hombre que, gracias a su conocimiento de astronomía, predijo en el invierno que la próxima recolección de aceite sería abundante y es por eso decide invertir todo el dinero que posee para darlo como garantía para el arrendamiento de todas las presas de las localidades de Mileto y de Quíos; debido que es el único interesado en la licitación, obtiene un precio muy bajo. Tales esperó un tiempo, hasta que un número significativo de cultivadores buscan arrendar las presas y él decide subarrendarlas imponiendo el precio deseado, obteniendo de ello una gran utilidad. En la documentación hecha por Aristóteles, podemos ver que el principal riesgo que enfrenta Tales es el resultado de la cosecha, pues durante el tiempo de espera, puede haber un desastre natural que haría perder los cultivos y, por tanto, su opción quedaría fuera de precio.

El segundo caso, es documentado por Charles Mackay (1848) en Holanda, cuando en 1593 llega a Europa la exótica planta de tulipanes desde Turquía, la cual se le consideraba rara y hermosa, sus exorbitantes precios se le atribuían a su singularidad, símbolo de estatus y objeto de colección. Esto llevó al incremento de la demanda, para 1623 un bulbo de tulipán podría llegar a valer 1000 florines, cuando el ingreso anual promedio era de 150 florines, el incremento de los precios siguió y en 1635 el autor menciona que algunas personas invertían sus fortunas (100,000 florines) en la compra de 40 bulbos de tulipán.

Debido a lo anterior, se propició la generación de contratos cuando solamente se tenía sembrada la planta, otorgando el derecho de comprar tulipanes a un precio específico, cuando estos florecían (Brach, 2003), en el caso de tener una mala cosecha, los precios de los tulipanes subirían aún más, por tanto, el poseedor del contrato comprar el activo al precio preestablecido y salir al mercado con producto a precio mercado, la diferencia de precios se considera el valor de opción.

Se debe considerar que no existían formas para predecir el clima, ni tecnología como invernaderos o fertilizantes que ayudaran a reducir la incertidumbre. Es así como se establecieron los primeros contratos de opciones sobre tulipanes. Se documenta que previo a la explosión de la burbuja de tulipanes, en enero de 1637 el incremento fue de hasta 20 veces su precio.

Si trasladamos estos principios enunciados en la documentación formal sobre Opciones Reales a la actualidad en la industria de hidrocarburos, se puede vislumbrar su importancia para la producción de energía y todo lo que ésta implica. Esta generación es clave para el desarrollo de un país porque es un recurso estratégico que mantendrá e impulsará el crecimiento económico de las naciones, así como su independencia energética.

En el caso de México, el tema toma relevancia pues más del 60% de la energía que se genera proviene de la industria petrolera, por tanto, la industria de los hidrocarburos es el primer eslabón de la cadena productiva del país.

Con la apertura del sector energético en la década pasada, las empresas entran en franca competencia; cada empresa busca la manera de maximizar el rendimiento y minimizar el riesgo (Walls, 2004). Lo primero que hace una empresa es analizar el potencial productor del país anfitrión.

Después del análisis de potencial y asumiendo que el objetivo primario de cualquier compañía petrolera es descubrir cantidades de hidrocarburos comerciales de las cuales se puedan generar utilidades, que cuente con un estudio de posibles escenarios futuros de costos de desarrollo, derivadas de un proceso de desarrollo (Jahn, Cook y Graham, 2008), por eso, la compañía debe analizar la configuración de los activos, para la selección e incorporación de nuevos prospectos, se debe contar con alternativas y evaluaciones de éstas. En consecuencia, la valuación es un proceso crucial para una óptima selección y configuración de los activos (Laughton, Sagi y Samis, 2000).

La empresa selecciona un conjunto de potenciales inversiones que contribuyan a cumplir el objetivo de ésta y por ende a maximizar el valor de la empresa, bajo esta filosofía se hará una jerarquización de posibles inversiones, ponderando la mayor contribución al valor total de la entidad. Así el problema de inversión se acota a la asignación de recursos, considerando el valor adicional que cada oportunidad que puede proporcionar a la empresa cuando se incorpora a la cartera de inversión (Myers y Turnbull, 1977). La selección de proyectos de inversión se transforma en un ejercicio de cuantificación de valor, terreno propio de las finanzas.

En ese proceso de selección y con un campo de competencia abierto, la Teoría de Opciones Reales (TOR) que generó un campo fértil para la investigación a partir de la conceptualización por sus autores Black, Scholes y Merton en 1973, se convierte en una herramienta útil para la toma de decisiones. Dada su amplitud, se puede hacer un primer acercamiento con las categorías que proponen Triantis y Borison (2001), después de que realizan un cuestionario a varios directores de empresas que habían utilizado TOR, para el análisis de la información que proporcionan los resultados se proponen tres categorías que engloban el análisis de la práctica de la teoría en estudio, dichas categorías son:

- i) TOR como una visión: Se considera como un análisis de problemas complejos que ayuda a segmentar los mismos, para identificar y estudiar posibles oportunidades. Debido a que proporciona conceptos como: flexibilidad, crecimiento, cambio o abandono en un proyecto dentro de planeación estratégica. Es decir, desde la concepción de los proyectos se consideran posibles resultados y planes de respuesta para los mismos, de manera anticipada y analítica, preventiva. En esta categoría se implementan el lenguaje de TOR para incrementar la eficiencia en la comunicación.

Se cambia el enfoque pues TOR ayuda a redimensionar los alcances de la estrategia con la configuración de posibles escenarios sobre una base cuantitativa; midiendo la incertidumbre y separando la toma de decisiones en etapas. Esto implica un cambio de paradigma, la incertidumbre se enfoca, tanto en términos negativos como en

positivos; el proceso de aprendizaje se puede valorar y en consecuencia la adquisición de información se analiza en términos de inversión.

- ii) TOR como herramienta de valuación: Usualmente directores corporativos tienen una cartera de proyectos con condiciones específicas, cada uno a su vez presenta una serie de alternativas a escoger. Después de la apertura a esta nueva perspectiva de TOR, se desea analizar la capacidad de planeación o de cadena de suministro de las compañías de manufacturación. Ante cambios circunstanciales o la incertidumbre en los resultados de alguna decisión.

La teoría de opciones ha generado diferentes técnicas para valorar este tipo de alternativa, las principales son: El modelo de Black y Scholes, el modelo binomial para valuación de opciones, la simulación Monte Carlo y Árbol de decisiones con riesgo ajustado. Así a las posibles estrategias se les valúa en términos monetarios. Para identificar la óptima, analizando las circunstancias que se vinculan a la misma.

- iii) TOR como proceso organizacional: Es el proceso de evaluación y administración del capital de inversión, tanto de forma individual como en forma de proyecto colectivo a partir del portafolio y del proceso para asignar presupuesto de capital, donde se genera un mapeo de toma de decisiones e incertidumbres en el largo plazo, la compañía que usa TOR, para analizar los proyectos que crean valor y son riesgosos de forma simultánea. Estos se deben integrar a macroprocesos administrativos, al área de administración de riesgo o en la evaluación interna de la empresa.

El proceso usualmente se divide en tres etapas, en la primera se hace un largo y profundo análisis cualitativo, identificando posibles estructuras de capital o segmentando el mismo, además de identificar los diferentes niveles de inversión o las posibles interacciones entre los proyectos que constituyen el portafolio de inversión. En la segunda etapa se cuantifica el valor que cada proyecto o portafolio puede sumar, con base en la jerarquización de valor vs demanda de recursos. La

última etapa es igualmente cualitativa, en la cual se hará un resumen de los resultados para su revisión y aprobación por parte de los tomadores de decisiones. Es decir, ayuda a la gestión de recursos y la planeación estratégica, para tomar el plan óptimo que maximice el valor de la empresa.

Con el fin de limitar los alcances de la investigación, y, por tanto, generar información concluyente, la categoría en la que se profundizará el desarrollo de esta investigación es en Teoría de Opciones Reales como una herramienta de valuación.

2. Planteamiento del problema

El proceso de licitación sirve para que el mercado establezca los precios y los adjudicatarios; es común que el Estado utilice este medio para venta de títulos de deuda, reservas de divisas, venta de empresas públicas, derechos para la exploración y producción de hidrocarburos, entre otros. El marco regulatorio mexicano establece que el mecanismo de adjudicación será la licitación, denominado Ronda. Así en este proceso de licitación se establecen los precios de los bloques, la estructura de los contratos y los adjudicatarios.

En cada licitación el Comité Licitatorio presenta un conjunto de proyectos, mismos que los interesados deben evaluar, con el objetivo de identificar y competir por el prospecto seleccionado, es decir, además de cumplir con las condiciones y la probabilidad de tener potencial reservas para la producción comercial, en un ambiente altamente competitivo y de incertidumbre. Deberán presentar una propuesta para inscribirse al proceso de Ronda, es decir presentar una oferta por cada una de las áreas contrales que desee según los lineamientos establecidos en la Convocatoria.

En la publicación de las bases de licitación y del modelo de contratación para la Convocatoria a Ronda (CNH, 2020) se especifica que los participantes que pasen la etapa de Precalificación se les considera su propuesta económica del área contractual de interés; el licitante ganador será aquel cuyo valor ponderado de la propuesta económica sea mayor (CNH, 2020, pp. 56 y 27), grosso modo, se analiza una variable en términos de los ingresos para el Estado y una variable de inversión adicional.

Esto implica que, en cada ronda se generan valuaciones independientes y privadas del bien por parte de los participantes, quienes desconocen con exactitud el valor del bien en cuestión. Así para dicho activo pueden existir diferentes valoraciones dependiendo de cuanta información se pueda procesar por parte de los interesados y la capacidad financiera de los mismos.

Una de las desventajas presentes para realizar la valuación de los proyectos en la industria petrolera es no contar con un historial de transacciones de precio (Costa y Suslick, 2006), lo cual implica hacer uso de otras técnicas para las aproximaciones a los valores de las variables. Sin embargo, para McCormack (2002) la técnica de Flujo de Efectivo (FE), Valor Presente (VP) y Valor Presente Neto (VPN) han subvalorado los proyectos vinculados a reservas por desarrollar de manera sistemática.

Un primer acercamiento a la valuación de proyectos lo realizó la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), al publicar un documento con el título “Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos”, DT-3 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012) en el que se muestra la evaluación de los proyectos que Petróleos Mexicanos (PEMEX) tiene documentados, con el fin de jerarquizar los campos en función de la rentabilidad esperada, incertidumbre y volumetría. La metodología empleada para hacer la evaluación es a partir de Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Rendimiento (TIR); en el documento se mencionan a Opciones Reales (OR) como una metodología que no se tomaría en cuenta, pero se abordaría en publicaciones posteriores, con el desarrollo de dicha metodología¹.

Entre las aportaciones relevantes del documento DT-3 destaca: identificar proyectos donde no se cumple el postulado financiero “a mayor riesgo, mayor ganancia”, un principio financiero que usualmente se considera para la toma de decisiones sobre inversiones. Es decir, existe una alta recompensa cuando se asume un alto riesgo, sin embargo, los resultados de la evaluación económica de algunos campos manifiestan la necesidad de un análisis profundo e individual de cada proyecto de inversión, para reducir el riesgo e incertidumbre por proyecto.

¹ En 2019 se realizó la última búsqueda del documento, pero no se encontró.

Entonces, ¿Cuáles son las variables que afectan el valor fundamental de los bloques?

La principal variable que se considera al evaluar una empresa es su capacidad de producción, es así como, las reservas son activo principal que dará valor a los bloques, está en función de su capacidad productora y almacenadora de hidrocarburos.

Los financiamientos se determinan en función de la cantidad de hidrocarburos que pueden ser registrados contablemente, el volumen que puede producirse y el rendimiento de la inversión (Rodríguez-Padilla, 2013).

Es importante recordar que una característica en la industria petrolera es la falta de certidumbre sobre la cantidad de recursos o el potencial productor de hidrocarburos (Jakobsson, Söderbergh, Snowden, Li y Aleklett, 2012). Por ende, se tiene una enorme incertidumbre sobre los costos para la etapa de producción. Complicando a su vez utilizar técnicas como: VPN, TIR o Índice de Rentabilidad (IR), pues al utilizar estas técnicas se tiene que asumir muchos supuestos de los cuales no hay certidumbre, por ejemplo, la producción de cierta cantidad de hidrocarburos constante, que se asume, pero faltarán años de investigación para respaldar dicha afirmación.

Utilizar las técnicas de valuación previamente mencionado, genera una representación parcial de las variables relacionadas de manera directa con el proyecto y arroja resultados parciales para la toma de decisiones sobre la inversión, con el riesgo latente de incrementar el costo de oportunidad, al hacer una valuación incompleta de los proyectos que pueden (o no) generar valor a la empresa, son variables constantes que no se consideran. Es importante considerar que, la valuación requiere de modelos financieros mucho más robustos que permitan analizar en términos mercantiles las estrategias financieras.

El primer paso para responder preguntas donde la incertidumbre, el riesgo y la volatilidad son factores para considerar, es la selección de un método que refleje la complejidad del proyecto. Para resolver este problema se ha seleccionado aplicar el modelo de opciones financieras a la valuación de proyecto, denominado Opciones Reales. Se ha documentado el valor que aporta la metodología, en la valuación de proyectos de inversión con riesgo, volatilidad y flexibilidad de toma de decisión (Mascareñas, 2010).

El reto que tienen los proyectos de inversión a largo plazo, entre 20 y 30 años aproximadamente, es la selección de un modelo que incluya la incertidumbre como variable, al tiempo que considere los aportes de información, para ajustar la estrategia de inversión y optimizar los recursos; en el sector petrolero es la cantidad de hidrocarburos como el activo que genera valor en las empresas que se dedican a la búsqueda y extracción de estos.

3. Preguntas de investigación

Pregunta general

¿El modelo de Opciones Reales (OR), permite evaluar los proyectos de inversión en la industria petrolera mexicana, considerando la cantidad de hidrocarburos, recurso contingente como subyacente?

Preguntas específicas

1. ¿Se puede calcular el valor de los proyectos de inversión en el sector de hidrocarburos en México, utilizando el Modelo de Opciones Reales?
2. ¿Por qué la cantidad de hidrocarburos se puede catalogar como una variable de incertidumbre dentro del modelo de OR?
3. ¿Se puede adaptar el Modelo de Connell (2002) para medir la volatilidad de los recursos prospectivos para evaluar un proyecto de hidrocarburos en aguas someras?
4. ¿Existe una correlación entre los resultados del modelo y los precios pagados por los bloques en los procesos de licitación?
5. ¿Se puede evaluar la estrategia de inversión utilizando las reservas como indicador mediante la teoría de OR?

4. Objetivos de investigación

Objetivo general

Aplicar el modelo de OR para evaluar proyectos de inversión en el sector de hidrocarburos en México, considerando la cantidad de hidrocarburos, recurso contingente y subyacente como variable.

Objetivos específicos

Ajustar el modelo de OR para valorar proyectos de inversión en el sector de hidrocarburos en México.

Identificar si el volumen de hidrocarburos se puede clasificar como una variable de incertidumbre dentro del modelo de OR.

Adaptar el Modelo de Connell (2002) para medir la volatilidad de los recursos prospectivos de hidrocarburos de los proyectos a analizar.

Identificar si existe una correlación entre los resultados del modelo y los precios pagados por los bloques en el proceso de licitación.

Evaluar la eficiencia de la estrategia inversión utilizando las reservas como indicador mediante la teoría de opciones reales.

5. Justificación

Con esta investigación se pretende difundir el método de Opciones Reales para su implementación en la valuación de proyectos de inversión de hidrocarburos, beneficiando a inversionistas privados y públicos que deseen tener un modelo más completo para la toma de decisiones financieras y estratégicas, en las compañías que se dedican a la industria fósil.

Por otro lado, han pasado casi ocho años² desde la apertura de industria petrolera en México, pero poco se ha documentado sobre los métodos de evaluación que se utilizan en el sector para hacer las valuaciones financieras de los proyectos de inversión. Es decir, México tiene un área de oportunidad y, por tanto, debe trabajar exhaustivamente en el tema para cubrir la brecha tecnológica en materia financiera.

Actualmente, la Teoría de Opciones Reales es tan amplia que nos ayudan a evaluar la estrategia que se sigue por las empresas multinacionales. El diseño de los lineamientos y las actividades con los resultados esperados, pueden marcar la diferencia entre ser emprendedores y seguidores de un nuevo mercado. Entender esta metodología y sus aplicaciones en otras áreas ayuda a generar estrategias para un aprendizaje activo y estar a la vanguardia. Tanto para legisladores como para empresarios.

Otro tema es que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015) solicita de manera explícita utilizar los “indicadores económicos”, que para fines de este trabajo se abordarán como Indicadores financieros esto son: VPN, Periodo de Recuperación, Eficiencia de Inversión, Relación Costo-Beneficio, TIR antes de impuestos y después de impuestos.

² Fecha estimada a partir del Programa sectorial de Energía 2013-2018 publicado en el Diario oficial de la federación el 13 de diciembre del 2013, recuperado de: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5326587&fecha=13/12/2013.

Solicitando a los licitantes explicar las variables y las premisas “*económicas*” que consideran durante el periodo del contrato para el modelo del Plan del Desarrollo propuesto. Además de indicar la paridad entre dólares americanos y pesos mexicanos. Sin considerar que se puede incurrir en sobrerregulación, utilizar estos modelos como indicadores acerca del uso eficiente de recursos financieros, podría generar una percepción errónea de los mismos. Pues no están diseñados para este Sector

Utilizar el modelo de Valor Presente Neto, Tasa Interna de Rendimiento y Flujo Efectivo, son una arista de la realidad, no obstante, en un negocio donde se manejan tipo de cambio (dólar-pesos), precio de la mezcla, permutas, coberturas y promedios geométricos, se requiere actualizar dichos métodos para ver las otras aristas del desafío al que se enfrenta el sector energético no renovable. Dichos modelos se pueden complementar para reflejar la realidad o parte de ella, esto es, al generar modelos más robustos se complementan los resultados, esto provee información valiosa que ayuda a los diseñadores de política fiscal, administradores e inversionistas a tomar una mejor decisión.

6. Marco referencial

El presente trabajo se enfoca en un análisis financiero diferente a un análisis económico. A pesar de utilizar el mismo lenguaje, es importante aclarar el contraste en el significado de algunas palabras. En el contexto financiero el término “utilidad” se vincula con los beneficios que pueden obtener los accionistas o propietarios de la compañía; en cambio un análisis económico, la misma palabra se vincula con el proyecto nacional que incluye a los ciudadanos, es decir, se requiere de estudios profundos y especializados que involucran tanto factores internacionales como factores económico-sociales dentro del país anfitrión (Bhattacharyya, 2011). A continuación, en la *Tabla 1* se mencionan algunas diferencias adicionales.

Tabla 1. Lenguaje común en el análisis económico y financiero con significado.

Concepto	Desarrollo Económico	Desarrollo Financiero
Elementos de costos	Estos costos incluyen costos externos a la compañía	Solo considera los costos del proyecto que involucren los recursos dentro de la compañía
Beneficio	Se vincula con el beneficio para la economía nacional.	Solo considera la utilidad relevante para inversionistas o propietarios de la empresa.
Valuación	La relación costo-beneficio se evalúa desde la perspectiva de un derecho al pago o regalía que se acepta en compensación por encima del precio	Método para determinar el precio de mercado clave para la transacción de

	pagado actual. Esta refleja el costo de oportunidad de los recursos.	activos. Determinación de valor.
Enfoque	Amplio/ general	Puntual/ focalizado
Viabilidad	Se considera la viabilidad financiera que es un elemento incorporado dentro de la viabilidad económica pero no es la única condición.	Considera la rentabilidad financiera del proyecto.

Fuente: Bhattacharyya, (2011).

Cabe destacar que los conceptos de costos y beneficios varían entre ambos análisis. En el caso financiero, sólo se concentra en el flujo de efectivo de los ingresos y egresos a lo largo de la vida del proyecto. Por otro lado, el análisis económico se basa en el pago de derechos o regalías aceptables como una tasa de compensación por encima del precio pagado actual (Bhattacharyya, 2011).

Se considera que cada segmento del mercado tiene sus propias características, dentro del sector energético es el demandar una fuerte cantidad capital de inversión respecto a otras oportunidades de inversión. Al mismo tiempo el sector es uno de los más complejos para su desarrollo, además de asumir un alto riesgo e incertidumbre (Bhattacharyya, 2011). Otras características de los proyectos de inversión energéticos son las siguientes:

- i. Inyecciones de capital colosales.
- ii. Activos *ad hoc*: La mayoría de los activos que se utilizan en la industria se diseñan con un alto grado de especialización, es decir, no se pueden utilizar en otras industrias e incluso no son intercambiables entre proyectos muy similares.
- iii. Activos de largo plazo: El ciclo de la industria se cuantifica en años, así los planes contemplan periodos mayores a 10 años, llegando hasta 50 años de operación.

- iv. Administración a largo plazo: Se considera que la planeación de estos proyectos de inversión puede llevar al menos 2 años, en tanto que el desarrollo puede llevar hasta 10 años. En el caso de requerir algún cambio en los activos, cuando la obra de construcción está avanzada, puede afectar la viabilidad del proyecto y poner en peligro el proyecto.
- v. Economía de escala: Los proyectos de energía son sensibles al volumen, en consecuencia, se busca incrementar la eficiencia del capital: a mayor número de unidades producidas, el costo de capital por unidad es menor.

En lo que concierne a la industria petrolera, el primer paso de una compañía es definir la región donde trabajará la exploración y producción de hidrocarburos. Esto implica evaluar los aspectos técnicos, políticos, económicos, sociales y ambientales de las regiones que consideren tener un potencial productor. Los aspectos técnicos incluirán el tamaño del prospecto que hay en la región, para identificar el potencial productor. En consecuencia, se hará un estudio técnico preliminar utilizando la información pública disponible, este estudio deberá contar con los informes que expliquen los desafíos técnicos que enfrentará la exploración y producción (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Los estudios también incluyen un análisis económico, de políticas y la estabilidad del gobierno; además, de un apartado sobre una potencial nacionalización de la industria petrolera, si existen embargos, la estabilidad fiscal y niveles de impuestos, contratos sobre repatriación de utilidades, seguridad del personal, costos locales, inflación y proyecciones de tipo de cambio (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Es común que se celebren contratos entre Compañías Petroleras Nacionales (NOC, *Nacional Oil Companies* por sus siglas en inglés) y empresas independientes. Esto se debe a que Compañías Petroleras Nacionales tienen y operan el 90% de las reservas, por

ejemplo: Saudi Aramco en Arabia Saudita, Petronas en Malasia o PEMEX en México (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Las empresas independientes que quieran participar en actividades de exploración y producción en México lo deben hacer mediante algún contrato que se genere entre el representante del gobierno y la compañía independiente, la invitación a participar puede ser pública, mediante un proceso conocido rondas (licitaciones) o pueden ser privada, mediante contratos celebrados exclusivamente entre la compañía independiente y el representante del gobierno o NOC (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Los tipos de contratos que se pueden celebrar entre el Estado Mexicano y las empresas son: servicios, utilidad compartida, producción compartida y licencia. Según la CNH actualizada a mayo del 2022, a pesar de que existen cuatro tipos de contratos se han celebrado de manera más frecuente dos, 35 contratos en la modalidad de producción compartida y 75 en licencia.

Normalmente las operaciones relacionadas a hidrocarburos se clasifican como: aguas arriba (*Upstream*) y aguas abajo (*Downstream*); Las actividades *Upstream* incluyen exploración, adquisición de información y procesamiento de la misma, perforación, desarrollo y producción de hidrocarburos. En otras palabras, se refiere a todo tipo de actividades que se relacionen con encontrar hidrocarburos y producirlos hasta el punto donde el hidrocarburo medible con fines de venta. En el contexto mexicano se refiere a las actividades de exploración y producción que tradicionalmente las realizaba PEMEX PEP, en lo subsecuente se mencionaran con estos términos al ser más concretos y ser tema de interés en la investigación. Wright y Gallun en 2008 describen de manera general las actividades *Dowstream*, que son: refinación, procesos, comercialización y distribución de los hidrocarburos, este se menciona con fines informativos, pero se excluye del estudio para los alcances de la investigación.

6.1 Etapas para la explotación de un campo petrolero

Al conjunto de actividades que se realizan en zonas geográficas delimitadas con el objetivo de identificar, descubrir y evaluar estructuras en el subsuelo capaces de almacenar y producir hidrocarburos. Así propiamente es una etapa de investigación que utiliza métodos directos e indirectos para lograr su objetivo. Es decir, es una etapa fuerte inyección de capital con el fin de determinar el potencial productor de la zona. La etapa de extracción es la subsecuente, con la información adquirida y evaluada se determina el diseño óptimo de pozos para la producción de los hidrocarburos a largo plazo, además de la construcción de instalaciones para la recolección, separación y almacenamiento del crudo.

6.1.1. Exploración

Uno de los objetivos de la exploración es encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos a bajos costos en cortos periodos, dos a seis años referentes a la industria. El presupuesto de exploración está en franca competencia con la adquisición de oportunidades. Si alguna compañía gasta más dinero buscando petróleo de lo que compraría del mismo, a precio de mercado, hay pocos incentivos para seguir con la exploración. En contraposición, cuando una empresa logra encontrar reservas comerciales a bajo costo tiene una importante ventaja competitiva, ya que puede explorar y desarrollar prospectos que, en otras circunstancias no tendrían viabilidad financiera (Jahn, Cook y Graham, 2008). El resultado de la etapa de exploración es la incorporación de reserva.

La eficiencia del programa de búsqueda puede ser alta, si restituyen las reservas al mismo ritmo que se explota el yacimiento, es decir, se mide la velocidad de restitución de reservas, sin embargo, es difícil cumplir con las expectativas dado que cada sitio que se explora tiene características particulares que reducen la probabilidad de encontrar en un solo sitio la misma cantidad de reservas, sin considerar que también depende del área y la profundidad del yacimiento (Bhattacharyya, 2011).

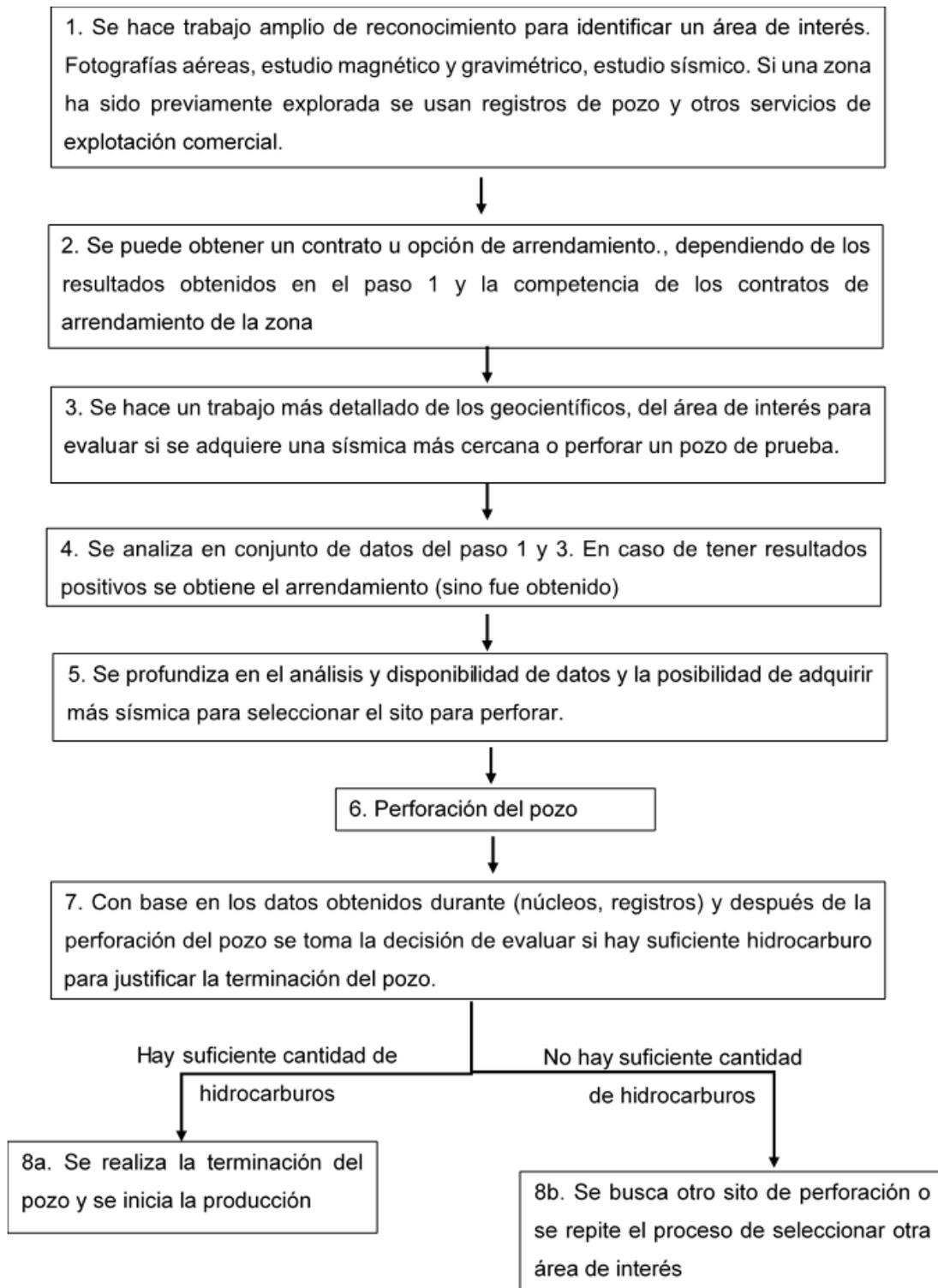
Son muchas actividades que se realizan antes de la perforación de un pozo exploratorio, a continuación, en la figura 1, se sintetiza de manera general un esquema para entender las variables que intervienen en la etapa de exploración, antes del desarrollo del campo para la producción de petrolero.

Es importante considerar que los costos por barril tienden a reducirse de manera importante cuando el tamaño del campo tiende a crecer, campos grandes son los más interesantes (Bhattacharyya, 2011) es decir, en México especialmente en zonas marinas la producción es sensible al volumen, las empresas buscan oportunidades de producción a escala. Se debe tener en cuenta que, a pesar de ser una zona con un prospecto geológico de altas probabilidades para un yacimiento, el riesgo siempre va a estar presente

El costo marginal de la exploración tiene una relación proporcional con el nivel de actividad. Solo en el caso de incrementar la actividad exploratoria, los costos van a tender a disminuir; esto se debe a que las compañías focalizaran sus esfuerzos en las áreas con mayor potencial, a la par habrá menos actividad en áreas difíciles, a consecuencia de la optimización de recursos (Bhattacharyya, 2011).

Cualquier decisión de inversión en exploración es altamente arriesgada, por el alto número de incertidumbres y los riesgos que presenta. Cualquier prospecto implica un riesgo, pues no se ha comprobado la existencia de una acumulación. Es esto implica que, a pesar de tener las mejores características para la acumulación de hidrocarburos, después del análisis técnico, todavía existe la posibilidad de que al perforar el resultado del pozo sea “seco”, es decir que no se encuentra la trampa cargada de hidrocarburos. Además, se debe tomar en cuenta que la actividad de exploración puede gastar decenas de millones sin encontrar un yacimiento con reservas comerciales (Bhattacharyya, 2011).

Figura 1. Flujo de trabajo para la localización de hidrocarburos.



Fuente: Wright y Gallun, (2008).

Otro de los objetivos en la exploración es generar información que reduzca la incertidumbre. Según Jakobsson (2012), este segundo objetivo se puede contraponer con el de sumar reservas. Si el objetivo es agregar reservas al menor costo, entonces las regiones que tengan mayores probabilidades deben ser exploradas, en consecuencia, se dejarán áreas sin explorar o sin información. Se considera que: las empresas darán prioridad a la incorporación de recursos; dejando en un segundo plano el diseño de una estrategia para la adquisición de información de alta calidad que ayude a reducir la incertidumbre acerca de las reservas (Jakobsson, Söderbergh, Snowden, Li y Aleklett, 2012).

Cuando se cuenta con un histórico de la tasa de éxito, el efecto de la información puede generar altas expectativas en las regiones, sin embargo, se debe tomar en cuenta que: los mejores resultados no son representativos del área en su conjunto. Considerar el registro histórico de la tasa de éxito puede llevar a conjeturas que tiendan a sobrestimar la cantidad de recurso; a este fenómeno Jakobsson lo llama: *“falacia del éxito temprano”* (Jakobsson, Söderbergh, Snowden, Li y Aleklett, 2012), por lo que, se recomienda considerar el registro histórico como una variable a considerar, pero no preponderante sobre otras.

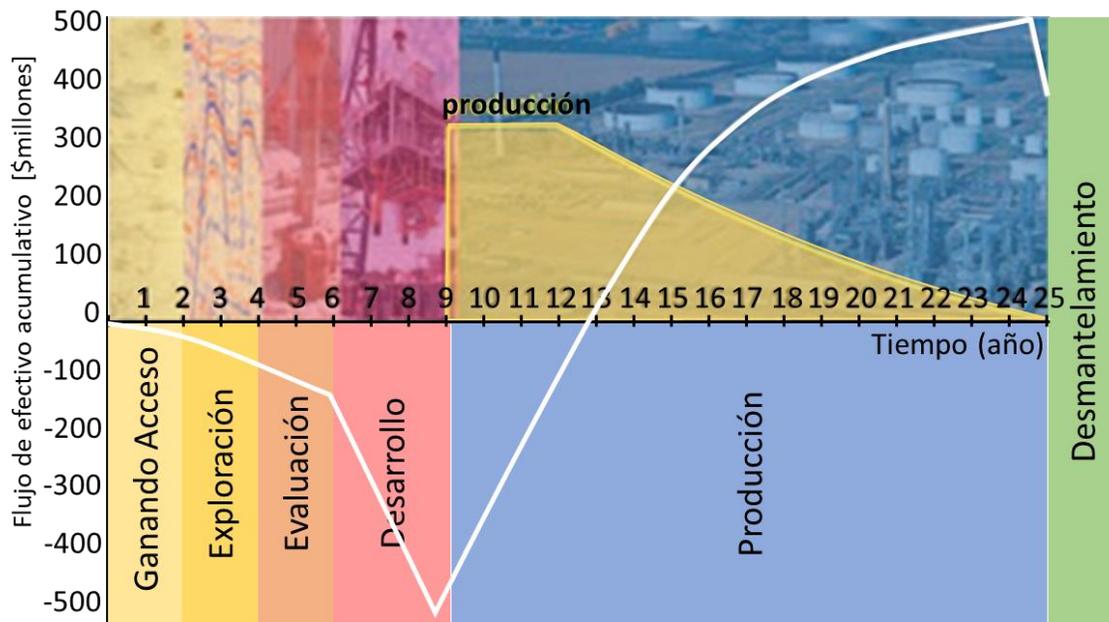
6.1.2. Evaluación

La etapa de evaluación, previa al inicio de la producción, se da una vez perforado el pozo exploratorio y dada la localización de hidrocarburos (paso 8a en la figura 1). Se hace un esfuerzo considerable para evaluar con los datos adquiridos hasta ese momento, el posible tamaño, forma y modo de producción óptimo del yacimiento, con la mayor precisión que los datos permitan (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Existen algunos escenarios a considerar que se presentaran en esta etapa:

1. Costo Identificación: En esta etapa se puede identificar que el campo tiene dimensiones menores o mayores de las prospectadas, esto puede afectar el programa de desarrollo y en consecuencia los ingresos en el corto plazo. El riesgo de tener instalaciones con sobrecapacidad o subcapacidad, estará presente hasta la versión final del modelo del yacimiento (tanto estático como dinámico).
2. Costo Evaluación: Realizar un programa de evaluación técnica que describa de manera más precisa, según la escala que permita la herramienta a utilizar, hasta llegar a una combinación suficiente entre escalas grandes y pequeñas, para tener un óptimo desarrollo del campo. Esto puede llevar meses o años adicionales al ciclo de negocio como se muestra en la Figura 2 y, en consecuencia, de la producción del “primer barril”, sin embargo, el estudio puede mejorar la rentabilidad del proyecto en el largo plazo y posibles costos.
3. Costo Venta: Otra posible opción es vender el descubrimiento, algunas compañías se especializan en la exploración y crean valor al vender sus descubrimientos para continuar con su especialidad: exploración, en tal caso se debe hacer un análisis profundo para saber cuál es el valor del descubrimiento.
4. Costo Mantener: La última opción es no hacer nada, siempre está presente, aunque puede tener implicaciones contractuales, pues en el caso de haber comprometido actividad el gobierno anfitrión puede hacer presión para solicitar la renuncia de la compañía. En tal caso la compañía debe tener alguna justificación del retraso de la acción.

Figura 2. Flujo de efectivo en el ciclo de vida de campo petrolero considerando las etapas de exploración y producción del yacimiento, Upstream.



Fuente: Jahn, Cook y Graham, (2008).

En el caso de tomar la segunda opción, la etapa de evaluación es crucial para reducir la incertidumbre, en especial las variables vinculadas con tamaño de la estructura y potencial productor de hidrocarburos, por lo tanto, en esta etapa el objetivo no es sumar reservas (Jahn, Cook y Graham, 2008), sino describir a nivel técnico (Figura 3) de las posibles áreas con niveles y temporalidades de generación de hidrocarburos para identificar los sistemas petroleros que están o estuvieron presentes.

La siguiente etapa es la toma de decisión sobre la inversión con base en la información disponible y las proyecciones que tenga la empresa sobre el mismo. La principal diferencia con la etapa de exploración es la certidumbre acerca de la existencia de hidrocarburos, no obstante, se tienen otras variables a acotar, por ejemplo, si existen otros yacimientos, la existencia de otros yacimientos, la extensión de los mismos, entre otros. (Bhattacharyya, 2011). Así se reúne la información técnica necesaria para la estimación

preliminar de reservas y la proyección de posibles escenarios para la extracción de los hidrocarburos.

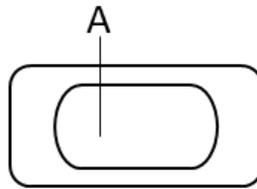
El objetivo del estudio de viabilidad es generar y documentar diferentes diseños de explotación (técnico), de los cuales, al menos uno sea viable económicamente hablando. Este estudio tiene diferentes escenarios para producir, los diferentes niveles geológicos con potencial, el diseño de los procesos, las dimensiones de los equipos, la ubicación de las plataformas, por ejemplo, la distancia entre plataformas tanto en tierra como en el mar y los sistemas de ductos. Cada escenario que se genera debe estar acompañado de la estimación de costos, cronograma de actividades a realizar., información de los requerimientos tecnológicos, oportunidades, riesgos y limitaciones de cada propuesta para la explotación del campo (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Figura 3. Ejemplo de pozos exploratorios y de desarrollo. Se asume que los pozos encuentran hidrocarburo en el mismo horizonte o yacimiento.

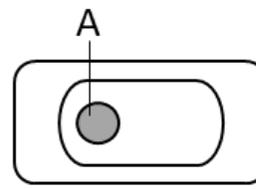
Nueva área contractual



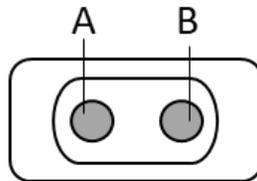
Reserva estimada-
Todas las área de
contratos de
arrendamiento no
probadas



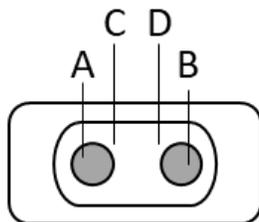
El pozo A es
exploratorio porque
se perfora en un
área no probada



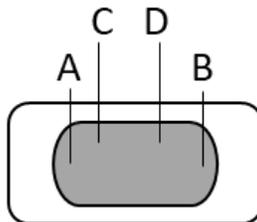
Asumiendo que el
pozo A encuentra
hidrocarburos, el
área probada se
representa con un
círculo



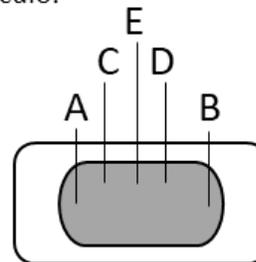
El pozo 2 también es exploratoria por que se presenta un área no probada. Si el Pozo 2 también es exitoso, el área probada resultante también se marco con un círculo.



Los pozos C y D
son exploratorios
ya que son
perforados en
área no probadas



Asumiendo que los
pozos C y D sean
productores, los
límites del yacimiento
se definen y el área
entera del yacimiento
es un área probada



El pozo E es un
pozo de desarrollo
porque se perfora
en un área probada

Fuente: Wright y Gallun, (2008).

6.1.3. Plan de desarrollo

Con base en los resultados del estudio de viabilidad y considerando que al menos uno de los escenarios es rentable, el siguiente paso es generar un Plan de Desarrollo del Campo (PDC) y posteriormente ejecutarlo. El plan es un documento vital para lograr una eficiente comunicación, discusión y conclusión sobre las actividades requeridas para el desarrollo del campo (Jahn, Cook y Graham, 2008).

La planeación del desarrollo y producción se hacen con base en una expectativa acerca del perfil de producción, que a su vez depende en gran medida del mecanismo de empuje dentro del yacimiento. El perfil de producción será lo que determinará el tipo de instalaciones, diseño y número de pozos que serán perforados (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Este perfil antes mencionado se compone de tres etapas:

1. Periodo de desarrollo del campo: Durante este periodo, se hacen nuevas perforaciones de pozos productores (Figura 3) que progresivamente se pondrán en marcha.
2. Periodo de mantenimiento: En esta etapa se perforan los últimos pozos de desarrollo, sin embargo, al mismo tiempo los pozos más antiguos del campo empiezan a declinar en producción. La duración de este periodo usualmente es de 2-5 años en campos de aceite, pero puede durar más en campos de gas.
3. Periodo de declinación: Se considera la fase final, además de la etapa más prolongada, todos los pozos presentan una disminución en la producción.

Se debe considerar que hasta el momento de generar el PDC, se ha hecho una fuerte inversión en los estudios técnicos requeridos para diseñar el plan óptimo de explotación, la decisión de inversión debe depender de las características del yacimiento y el tipo de hidrocarburos que se pueden producir (Bhattacharyya, 2011).

El objetivo principal del PDC es servir como un proyecto conceptual detallado para instalaciones de superficie y subterráneas, además proporciona los lineamientos operativos y de mantenimiento requeridos como apoyo para la propuesta de inversión solicitada. Este debe servir como soporte para generar confianza sobre el proyecto, tanto a directivos como a accionistas, pues los aspectos relevantes del proyecto se identificaron, consideraron, discutieron y cuantificaron por las partes involucradas (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Después de la aprobación del PDC, continua una secuencia de actividades previas a la producción del campo (Jahn, Cook y Graham, 2008), por ejemplo:

- Diseño óptimo de instalaciones.
- Obtención de materiales para la construcción.
- Fabricación de equipo.
- Construcción de instalaciones.
- Inicio de operación de planta y equipo.

Por otro lado, las utilidades se pueden ver afectadas por factores como: el tamaño de los recursos recuperables, el programa de producción, el precio del barril en el mercado, el régimen fiscal en el país donde se esté desarrollando el proyecto. Para mitigar un poco los efectos de estas variables se requiere de personal especializado que generen programas de trabajo con base en experiencia y juicios de expertos en la materia. La idea es comparar los costos y beneficios del programa de inversión y la tasa de rendimiento que se obtendrá, para que sea satisfactoria, con base en el programa de inversión a realizar (Bhattacharyya, 2011).

Durante la fase de desarrollo (Santos, Gaspar y Schiozer , 2017), se considera que existen varias fuentes de incertidumbre simultaneas, al tiempo que los autores dan acciones para mitigar sus efectos, algunos ejemplos son:

- Incertidumbre geológica: Asociada con la cantidad de reservas recuperables y la caracterización del flujo de yacimiento.
 - Mitigante: invertir en la adquisición de información para reducir la incertidumbre geológica.
- Incertidumbre operacional: Asociada con el sistema de producción viable u óptimo.
 - Mitigante: Agregando flexibilidad al sistema de producción alternativas, por ejemplo, si el sistema funciona con inyección de fluido; se analizar el uso óptimo del gas dentro del yacimiento vs la inyección de nitrógenos. Para la maquinaria de producción una variable trascendental es el precio de metal; analizar posibles aleaciones que estén disponibles en el mercado.
- Incertidumbre económica: Como el precio del barril, costo de capital, costo operacional, paridad cambiara, costo financiero, cambio en la política fiscal, seguros.
 - Mitigante: Diseñar una estrategia robusta y capaz de hacer frente a una gama de escenarios posibles que no implique una modificación al sistema después de haber iniciado la producción, que incluya coberturas cambiarias, permutas de tasas, apalancamiento, futuros y opciones.

6.1.4. Producción

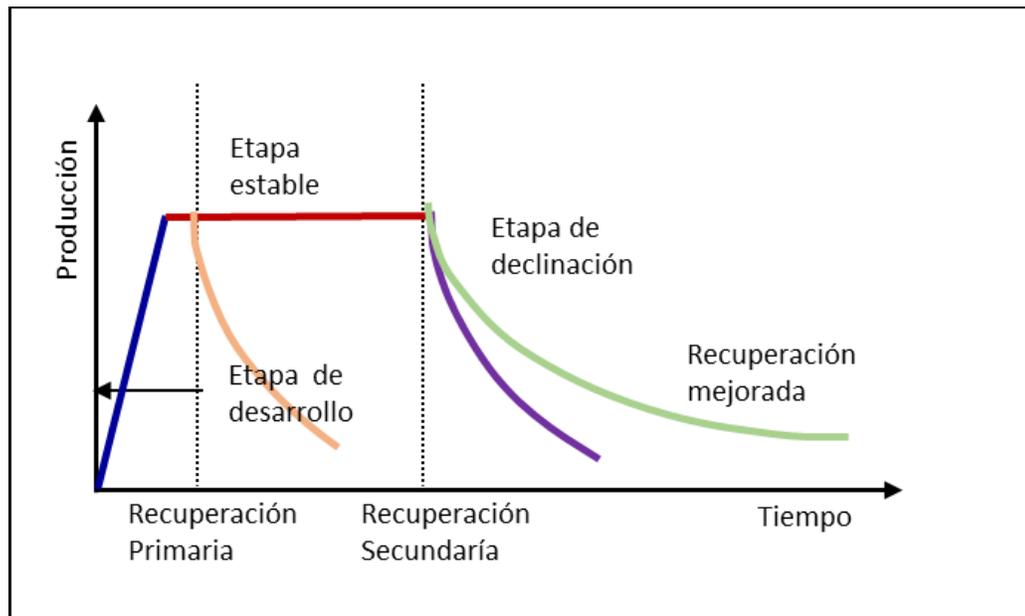
Esta etapa se vincula propiamente con el proceso productivo de hidrocarburos en cantidades comerciales, es decir, con la perforación de pozos diseñado para la explotación del yacimiento. El flujo de efectivo que se genere es clave para pagar la inversión o generar un excedente, que permita la reinversión en nuevos proyectos. Es primordial para cualquier compañía: minimizar el tiempo entre la etapa de exploración y el primer barril producido por el campo (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Existen diferentes procesos para la producción que se emplean con el objetivo de extraer los hidrocarburos del yacimiento (Figura 3). Estos procesos son usualmente divididos en tres métodos de producción: primaria, secundaria y mejorada (Wright y Gallun, 2008).

En la etapa inicial o recuperación primaria de hidrocarburos se utiliza el empuje natural del yacimiento o sistemas de bombeo. En el caso del empuje natural se genera cuando el yacimiento se encuentra bajo una alta presión provocada por la presencia de agua o gas. En otros casos no existe tal empuje y se tiene que emplear sistemas de bombeo (Wright y Gallun, 2008).

Cuando se recuperó la máxima cantidad de hidrocarburos mediante la producción primaria, la presión que ayudaba al empuje de los hidrocarburos se ha reducido al mínimo, esto da paso a la etapa de recuperación secundaria. En esta se emplea la inyección de algún fluido al yacimiento como un sustituto de empuje. La producción de hidrocarburos va a continuar hasta que la relación de producción agua-aceite sea manejable, después se considera el proceso para la recuperación mejorada, en caso de ser rentable (Wright y Gallun, 2008).

Figura 4. Típico perfil de producción de un yacimiento de hidrocarburos.

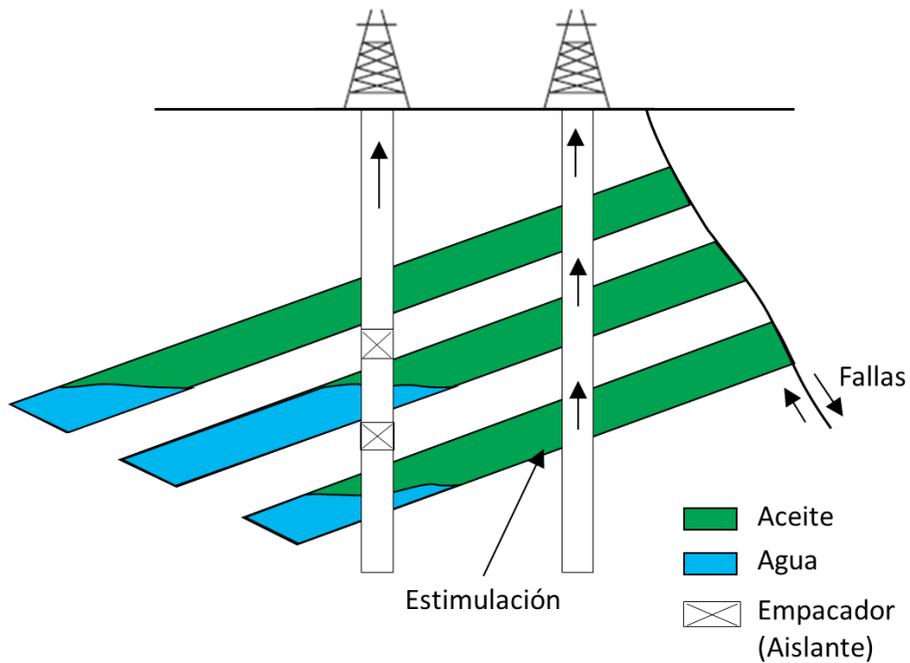


Nota: Modelo que representa el comportamiento de producción considerando todas las etapas de recuperación durante la explotación de un yacimiento de hidrocarburos.

Fuente: Bhattacharyya, (2011).

Los fluidos que se producen de un pozo (Figura 5) son una mezcla de aceite, gas, sedimentos y agua (*Basic Sediment and Water, BS&W*); estos son separados, procesados y medidos antes de salir a la venta. Cada pozo se conecta a por tubería para fluir a las baterías. En este lugar se separan líquidos y gases, se remueven impurezas de *BS&W*. El aceite generalmente se mueve a tanques de almacenamiento hasta que se entreguen a un comprador. Una vez que se mide y vende el aceite se transfiere a los tanques, pipas o barcos comerciales. El gas que no es almacenado en sitio se colecta, mide y procesa para ser transferido en tuberías de gas (Wright y Gallun, 2008).

Figura 5. Intervención de un pozo para reducir la producción de agua.



Fuente: Jahn, Cook y Graham, (2008).

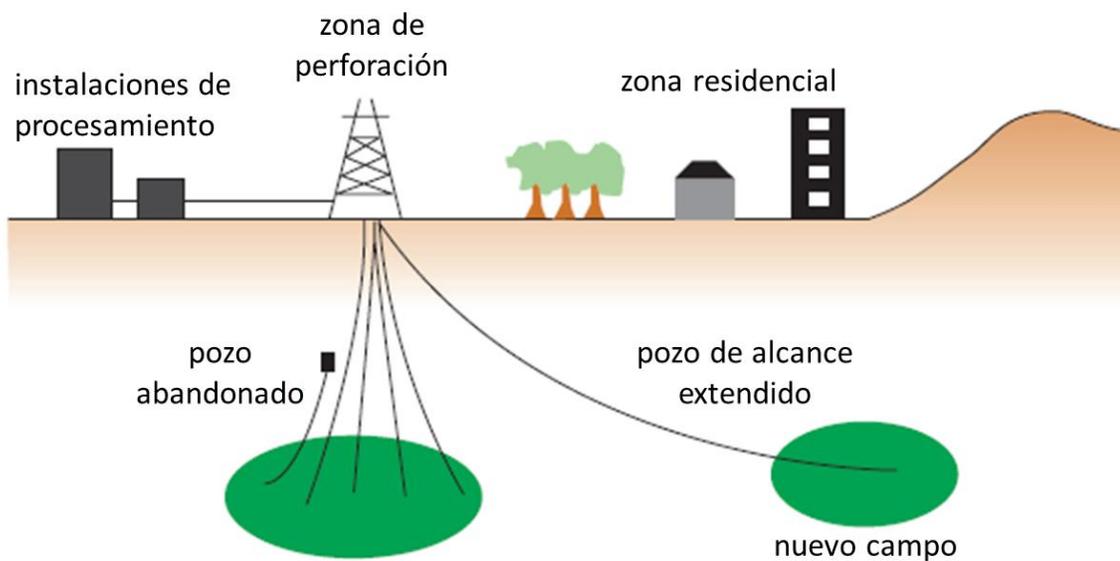
Al final de la recuperación secundaria, la gerencia debe evaluar la viabilidad de continuar con la producción implementando la recuperación mejorada o abandonar el proyecto por la baja rentabilidad de este. En el caso de continuar con la recuperación mejorada, esta consiste en la implementación de tecnología que permita inyectar sustancias químicas, gas o calor mediante el pozo en el yacimiento para modificar las propiedades fisicoquímicas de los fluidos, el objetivo es propiciar el movimiento del hidrocarburo dentro de la roca. Este tipo de producción es muy caro y la tecnología todavía se encuentra en desarrollo (Wright y Gallun, 2008).

Cuando se acerca la etapa de desmantelamiento se empieza a analizar la viabilidad de emplear técnicas de recuperación mejorada, es decir, mediante técnicas de estimulación física o química del yacimiento se puede hacer mover los hidrocarburos para que sigan fluyendo la producción en el campo. A pesar de ser una opción, no siempre es viable

económicamente, pues esta tecnología es sensible al precio del barril, la tecnología disponible, la ubicación del campo y la rentabilidad del proceso (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Se puede presentar la situación donde la producción del yacimiento no sea suficiente para mantener los costos de operación, pero las instalaciones o el equipo tienen todavía vida útil, esto abre oportunidades para que se puedan explotar otros niveles con potencial productor en el mismo campo u otros yacimientos cercanos, como se muestra en la figura 6, (Jahn, Cook y Graham, 2008). Esto genera nuevos escenarios que incrementa la flexibilidad operativa para implementar estrategias más rentables.

Figura 6. Ampliación del campo de desarrollo a nuevas zonas con potencial productor.



Fuente: Jahn, Cook y Graham, (2008).

Para identificar la duración de los proyectos, se debe considerar el flujo neto de efectivo, cuando este empieza a tener flujos permanentemente negativos se considera que es el momento de iniciar el desmantelamiento del campo. Se debe considerar la depreciación de los activos, el costo de desmantelamiento, entre otros. Esta decisión se

puede definir cuando los ingresos brutos no cubren los costos operativos ni las regalías. Es importante aclarar que se puede continuar con la operación del campo, desde el punto de vista técnico, sin embargo, habrá pérdidas financieras (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Algunas empresas emplean estrategias para aplazar el desmantelamiento de un campo o pozo, las cuales son reducir los costos operativos o incrementar la producción de hidrocarburos. Otra estrategia que emplean cuando la producción está vinculada con altas tasas de impuestos, es hacer negociaciones para reducir la carga fiscal, sin embargo, el país anfitrión emplea este tipo de medidas solo cuando la compañía ya ha probado otras alternativas (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Los costos de operación y mantenimiento serán el apartado más significativo en la vida del proyecto. Debido a las operaciones de mantenimiento en el campo, el personal requerido para la operación del campo y los equipos que se utilizan para el mantenimiento de la producción. Además, se suman tratamientos de calidad a la producción o depreciación del campo, que también puede tener un impacto en los costos (Jahn, Cook y Graham, 2008).

6.1.5. Abandono

Cuando se determina técnicamente que se han agotado todas las reservas económicamente recuperables se procede a dar de baja el campo. Es cuando el desmantelamiento cobra importancia, pues se debe planificar el procedimiento que minimice los daños ambientales y al mismo tiempo no sea excesivamente costoso. (Jahn, Cook y Graham, 2008).

Incluso cuando se implemente la mejor tecnología de recuperación, una gran cantidad de petróleo permanecerá entrampado en el subsuelo. Algunos expertos han estimado que más del 50% de los hidrocarburos no van a ser recuperables con la tecnología

actual. Una parte de los hidrocarburos podrán ser recuperables en un futuro de campos maduros, los cuales se abandonaron por los bajos precios de la mezcla. Con precios competitivos en el mercado se puede generar tecnología que haga viable la recuperación mejorada y su implementación masiva (Wright y Gallun, 2008).

Se desmantelarán los equipos instalados, se harán restauración de suelos, se cortará la tubería de los pozos en el caso de ser plataformas marinas, etcétera, con el fin de cumplir con los compromisos ambientales adquiridos previamente en la firma del contrato. Se considera que los costos por desmantelamiento pueden incrementar cuando los campos se encuentran en mar, por eso, es importante considerar una provisión para dicho apartado, como parte de la planeación financiera (Jahn, Cook y Graham, 2008).

6.2 Proyecto de inversión en el sector petrolero

El fin de la investigación es utilizar los criterios financieros, específicamente la Teoría de Opciones Reales, para evaluar parte de los proyectos fósiles que se licitan en México en los procesos de Rondas. Al tener poco tiempo, la apertura de este sector, la información que se presenta en el marco referencial sirve como puente para homogenizar términos que en la industria se utilizan de forma habitual.

En las compañías petroleras el riesgo y la incertidumbre son características que se encuentra en todas las actividades que realizan, por ejemplo, el proceso de asignación de capital y calidad de las decisiones asociadas es un factor crítico que influye verticalmente en las compañías (Walls, 2004).

Un proyecto es la vinculación entre acumulación de petróleo y un proceso de toma de decisión que incluye la asignación de un presupuesto. En general, un proyecto individual representará un nivel específico de maduración, la toma la decisión de continuar o no (asignación de recursos) y una estimación de recursos recuperables del mismo, según el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (*Petroleum Resources Management System*, PRMS 2011).

Las decisiones gerenciales reflejan la selección de oportunidades de inversión que provienen de un portafolio, con base en un fondeo disponible, costos específicos de inversión y expectativas de resultados sobre la inversión. El proyecto es caracterizado por los costos de inversión (cuánto dinero se proyecta utilizar) y provee los fundamentos básicos para la administración del portafolio y la toma de decisión. La clave es la vinculación entre la toma de decisión, la continuación del proyecto y la estimación de las cantidades futuras recuperables del proyecto (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

La decisión de continuar o detener algún proyecto requiere de una valuación de costos futuros, con base en la evaluación tomando en cuenta el desarrollar las instalaciones y el cálculo del rendimiento financiero óptimo de la inversión. En este contexto, el desarrollo de instalaciones incluye todas las áreas involucradas en la producción, procesamiento y transporte del petróleo desde el subsuelo hasta el punto de entrega o venta. La evaluación de cantidades recuperables para la comercialización son proyecciones que también serán un insumo importante para la evaluación financiera y solo pueden basarse en un proyecto de desarrollo definido (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

Es importante considerar el nivel de maduración del proyecto, pues este indicador se vincula con actividades a realizar y a su vez con la factibilidad económica que el proyecto tendrá, guiando así a la compañía para cumplir con los estándares internacionales y la estrategia a seguir para desarrollar el proyecto de manera exitosa. Un proyecto puede involucrar el desarrollo de una acumulación de petróleo, un grupo de acumulaciones o

pueden ser varios proyectos vinculados con una sola acumulación de hidrocarburos. (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

El proceso de Exploración y Producción se puede considerar como una serie de decisiones de investigación en un contexto de incertidumbre decreciente, que cualquier decisión se vincula tanto con el riesgo como con la incertidumbre (Suslick y Schiozer, 2004), siguiendo con esta línea, Costa (Costa Lima y Suslick, 2006) indica tres características que generan la singularidad en los proyectos de hidrocarburos, las cuales son:

1. La mayoría de las inversiones que se realizan son irreversibles o una parte de esta tienen esta característica, en consecuencia, si un proyecto fracasa la empresa no tiene forma de recuperar algo de la inversión mediante la venta del algún activo ya sea tangible o intangible.
2. La variable de la incertidumbre en el flujo de efectivo puede jugar a favor del proyecto, agregando valor al mismo, esto contrasta con el método de VPN pues bajo este método la incertidumbre se asocia con el riesgo, de tal modo que a mayor incertidumbre hay un mayor riesgo; afectando la tasa de descuento.
3. La posibilidad de una incertidumbre futura agrega valor al proyecto, pues los tomadores de decisión tienen flexibilidad o una gama de opciones que pueden usar para tomar ventaja bajo un escenario dinámico como es el mercado energético.

6.2.1 Clasificación de proyectos de inversión en el sector petrolero

Con base en el sistema PRMS (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011) se hace una distinción entre los proyectos que han implementado (o que van a implementar) sistemas para la producción de petróleo de uno o más yacimientos, especialmente los que tienen una mayor oportunidad de ser un proyecto comerciable. La otra categoría son los proyectos con incertidumbre acerca de un rango posible de cantidades de petróleo de las cuales se puede hacer un pronóstico sobre las cantidades que puede producir y vender del mismo.

Cada proyecto se debe clasificar de acuerdo con el nivel de madurez o estatus, es decir con base en las posibilidades de comercializar, usualmente se utilizan tres clases, además la una subdivisión en subclases. Las tres clases son: Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos (Figura 7). En paralelo, el rango de incertidumbre sobre las cantidades recuperables para la venta de cada proyecto se clasifica con base en el principio de cuantificación de al menos tres estimaciones de potenciales resultados, las cuales son: una baja, la mejor y una alta estimación (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

La evaluación sobre la existencia de un descubrimiento es siempre a nivel de acumulación, pero la valuación de las potenciales cantidades recuperables de hidrocarburos del descubrimiento se debe hacer con base en un proyecto definido (al menos conceptualmente). Por otro lado, la valuación de la comercialidad solo puede hacerse a nivel de proyecto (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

En términos generales, la asignación de reservas de cualquier categoría, a un proyecto necesita ser definido en términos de la viabilidad del plan de desarrollo comercial, además debe mostrarse evidencia de que reflejen la intención por parte de la compañía de proceder con dicho plan. La cantidad de reservas representa la estimación recuperable resultado de la implementación de dicho plan (SPE; WPC; AAPG; , 2001).

Un sistema detallado del reporte de recursos puede proveer las bases para la administración del portafolio, cuando se utiliza este sistema los países y las empresas pueden clasificar sus proyectos de manera más detallada. El principio que guía es el avance de una acumulación de hidrocarburos hacia niveles más elevados de maduración, es decir, se considera que incrementa la probabilidad (reduce el riesgo) de que la acumulación logrará ser un proyecto de producción comerciable (Figura 8). Las categorías del estatus son independientes de la incertidumbre asociada con potencial rango de volúmenes recuperables; no obstante, para una acumulación se esperaría que la incertidumbre se reduzca a medida que incrementa la madurez (SPE; WPC; AAPG; , 2001).

6.2.2 Reservas

- **En producción:** El proyecto se encuentra en producción y venta de hidrocarburo en el mercado, a la fecha efectiva de la evaluación. A pesar de que la implementación del proyecto no esté al 100% completada, por tanto, algunas reservas todavía estén sin desarrollar, el proyecto debe contar con la aprobación y contratos necesarios, además del fondo de capital comprometido. Si una parte del plan de desarrollo todavía está sujeta a la aprobación o compromiso de fondeo, esta parte debe ser clasificada como un proyecto separado con su propia subclase.
- **Aprobado para el desarrollo:** El proyecto requiere de todas las aprobaciones y contratos vigentes, además de un compromiso de fondos de capital. La construcción de instalaciones del proyecto debe estar en marcha o debe iniciar inmediatamente. Solo bajo circunstancias completamente impredecibles que se encuentren fuera del control de los desarrolladores se aceptaría un aplazamiento razonable para el desarrollo del proyecto.
- **Justificado para el desarrollo:** Usualmente no se espera que los proyectos sean clasificados por mucho tiempo en esta categoría. Básicamente es el periodo comprendido entre: El acuerdo de los operadores con sus socios respecto a la viabilidad comercial del proyecto, sobre la decisión de continuar con la ejecución del plan de desarrollo previamente acordado y la etapa en la cual se tienen todas las aprobaciones, los contratos están vigentes y los desarrolladores han tomado la “decisión final de invertir” comprometiendo el fondeo necesario de capital.

La PRMS, recomienda como referencia que inicie el desarrollo dentro de los primeros 5 años después de la asignación en esta subclase (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG; 2011).

6.2.3 Recursos Contingentes

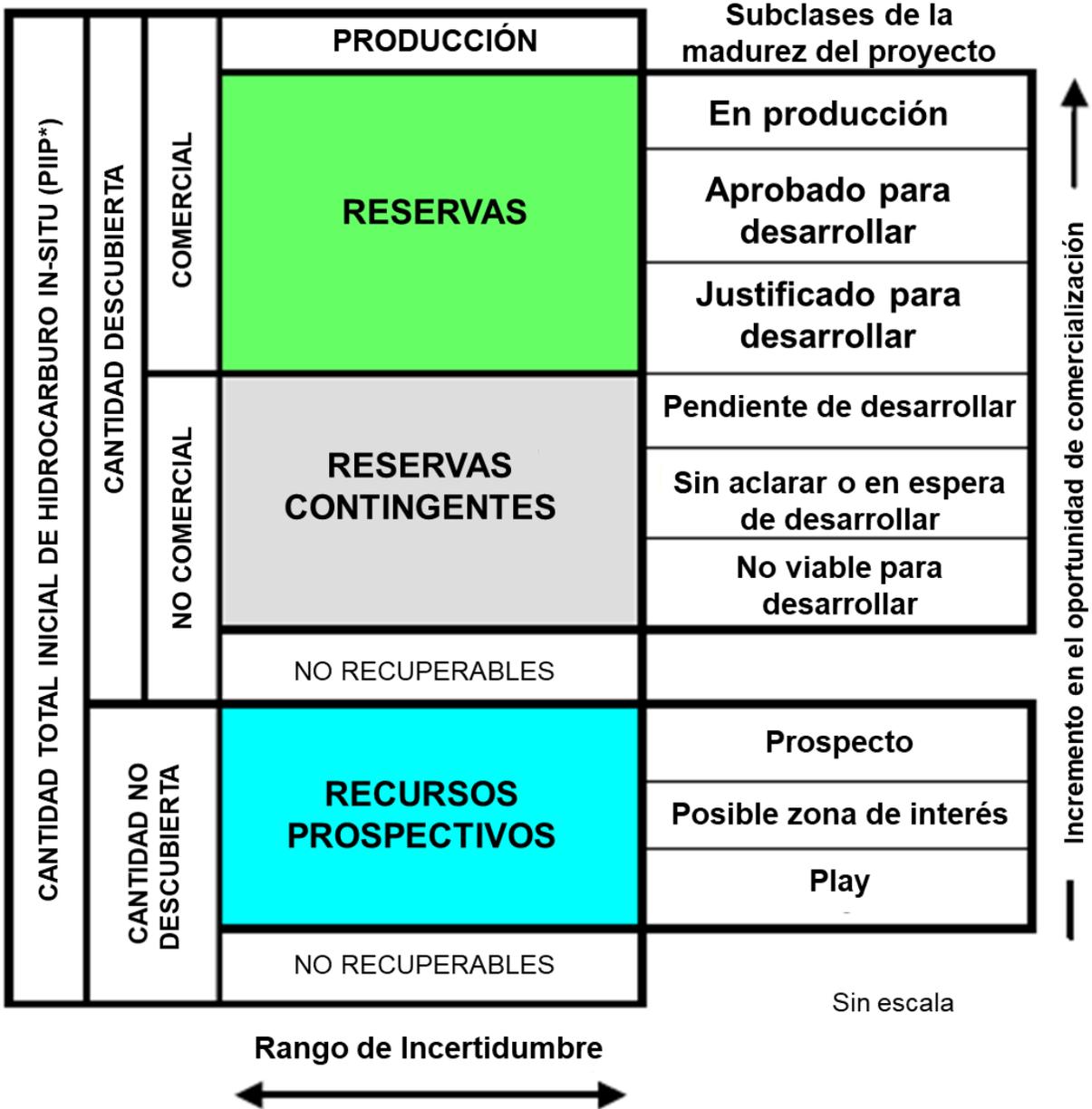
- **Pendiente de Desarrollo:** Esta subclase se limita a aquellos proyectos que dependen del resultado de actividades técnicas específicas dentro de los proyectos como la evaluación de la perforación o el resultado de una evaluación detallada para confirmar la comercialidad o identificar el escenario óptimo de desarrollo. También puede incluir a proyectos que presenten eventos no técnicos, siempre que estos eventos se encuentren bajo análisis para ser resueltos de manera favorable por los desarrolladores en un tiempo razonable. Para esta subclase se espera que los proyectos tengan una alta probabilidad de convertirse en un desarrollo comercial.
- **Desarrollo no aclarado o en espera:** Esta subclase involucra dos situaciones; los proyectos son clasificados como *en espera* cuando se considera que el proyecto tiene por lo menos una posibilidad razonable de comercialización, pero presenta eventualidades no técnicas importantes que requieren ser resueltas antes para que el proyecto pueda avanzar hacia el desarrollo. La distinción entre los proyectos “pendientes de desarrollo” y los que están “en espera”, es que el primero presentan contingencias significativas donde los desarrolladores pueden influir directamente, por ejemplo, mediante negociaciones. Mientras que, en la subclase “en espera” las principales contingencias están vinculadas a las decisiones de terceros, sobre las cuales los desarrolladores tienen poca o nula influencia directamente; por tanto, el momento de la toma de decisión, como el resultado están sujetos a una significativa incertidumbre.
- **Desarrollo no viable:** Cuando un proyecto técnicamente viable ha sido evaluado con un potencial insuficiente que justifique alguna actividad adicional de desarrollo o algún esfuerzo directo para eliminar las contingencias comerciales, se clasificar como no viable. Se espera que los proyectos dentro de esta subclase tengan pocas posibilidades de comercialización.
- **Sin Aclarar-** Los proyectos son considerados así cuando están siendo evaluados como un descubrimiento reciente o cuando requieren de una evaluación significativa para evidenciar el potencial de desarrollo, además, en estos casos las contingencias

todavía no han sido completamente definidas, por tanto, se dificulta evaluar con confianza la posibilidad de comercialización (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

6.2.4 Recursos Prospectivos

- **Prospecto:** El potencial de acumulación está lo suficientemente definido para representar un objetivo viable a perforar.
- **Oportunidad:** Una potencial acumulación que esta pobremente definida y requiere de adquisición, información o una evaluación para ser clasificada como prospecto.
- **Play:** Se reconoce una tendencia de un potencial prospecto, sin embargo, este requiere de una mayor adquisición de información o evaluación para ser clasificado como oportunidad o prospecto (SPE; WPC; AAPG;, 2001).

Figura 7. Subclasificación de proyectos con base en su etapa de desarrollo.



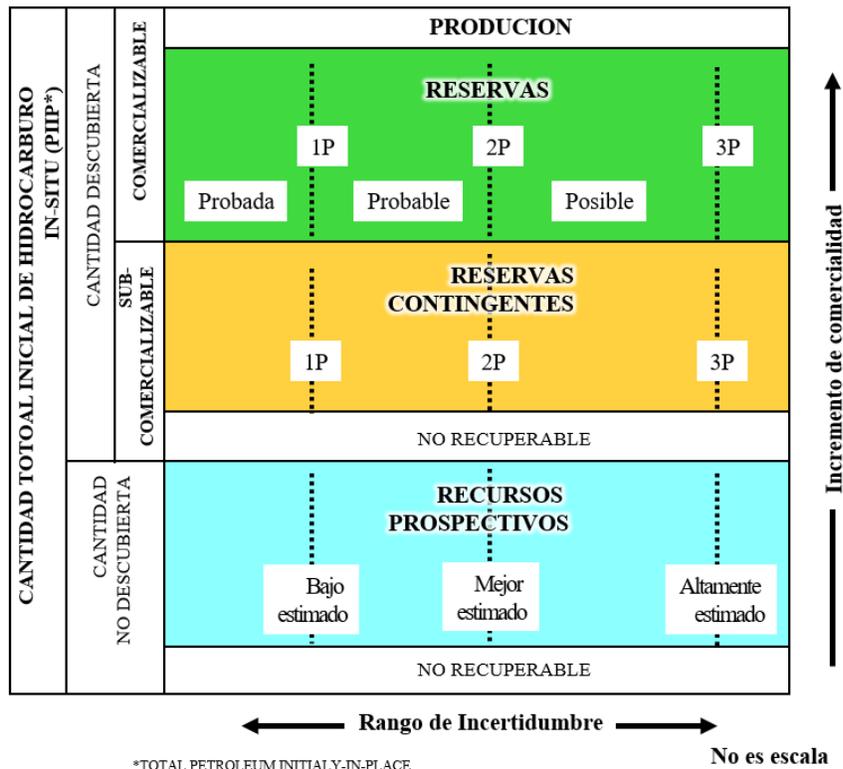
Fuente: SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG, (2011).

6.2.5 Categorías de estatus

Cuando se debe identificar un proyecto se debe asignar dentro de tres categorías: Reservas, recursos contingentes o recursos prospectivos tal y como se muestra anteriormente en la Figura 8. Dentro del sistema PRMS se puede identificar unas subcategorías que puede presentarse de manera conjunta o por separado, a las características propias de cada proyecto y las cantidades recuperables. Además de una subclasificación vinculada con el nivel de madurez, el estatus de sus reservas y su nivel de viabilidad económica.

A continuación, en la Figura 8 se ilustra como se clasifican los proyectos en desarrollo, asociando sus cantidades recuperables, el grado de madurez del proyecto y la ruta que se debe seguir para convertir el proyecto en uno comercial.

Figura 8. Sistema para la clasificación de recursos.



Fuente: SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG; (2011).

6.3 Proyectos de inversión en el sector petrolero en México

Es agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación donde se publica la expedición de la Ley de Hidrocarburos publicada, en el documento se define una área contractual es una superficie y profundidad que determina la Secretaría de Energía. Dentro de esta se cuenta con formaciones geológicas proyectadas verticalmente, en las se realiza las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de la celebración de contratos con mencionados fines.

En la misma ley, se define a un área de asignación como la superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una asignación.

En el subsecuente trabajo las áreas donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que se obtienen mediante la participación en los procesos de licitación denominados Rondas, se denominaran bloques y que pueden ser un área contractual o una asignación. Cada bloque por sí mismo, se considera como un proyecto donde se realizan actividades con el fin de producir hidrocarburos de manera rentable.

La Secretaría de Energía (SENER) junto con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) diseñaron las propuestas de áreas a licitar según el artículo 27 constitucional párrafo séptimo, con la información que proporcionó Petróleos Mexicanos. El 30 de junio de 2015 se publicó la primera versión de Plan Quinquenal³, que es documento base para el diseño de las rondas de licitación a realizar en los próximos cinco años.

³ En el presente documento se referirá al plan quinquenal de licitaciones de Áreas Contractuales, artículo 29, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, mediante el nombre de Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

El Plan Quinquenal considera las áreas destinadas a la exploración de recursos convencionales y no convencionales, además de la producción de hidrocarburos en campos: terrestres, de aceite extra-pesado, aguas someras y aguas profundas.

Dicho documento se diseñó para contener información crucial de las áreas a licitar, mismas que la SENER espera se traduzcan en propuestas de inversionistas que estén interesados en el sector de hidrocarburos en México. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la adjudicación de los contratos de exploración y producción se realizará mediante el proceso de licitación a cargo de la CNH en la que podrá participar PEMEX, otras empresas y personas morales.

Cabe destacar que se realizó un primer proceso denominado “Ronda Cero” con el objeto de fortalecer a PEMEX proporcionando los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción para que pueda cumplir con sus objetivos de restitución de reservas de forma eficaz. Además de que la empresa productiva del Estado pudiera establecer alianzas y asociaciones que le permita incrementar su capacidad de inversión, fortalecer su tecnología y facilitar la transferencia de conocimiento.

En términos generales la Ronda Cero consistió en asignar a PEMEX reservas de hidrocarburos; un volumen 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) en reserva probada y probable (2P), dicho volumen constituyó de 83% de las reservas 2P y 21% de recursos prospectivos del país (SENER, 2014). Esto significa que una parte de los campos no se asignaron a PEMEX, y en consecuencia estuvieran disponibles para licitar en el proceso de rondas México. La cantidad de reserva a ofertar se constituye se 1P de 977 MMbpce, de 2P de 4419 MMbpce y una reserva 3P aproximadamente de 11096 MMbpce al 1 de enero de 2014.

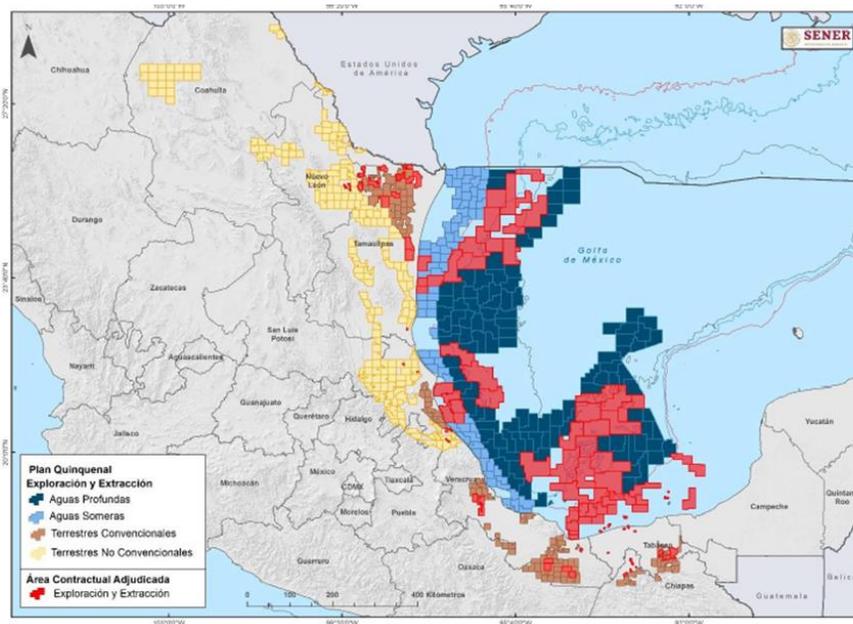
Según la CNH, en abril de 2019 existían 107 contratos vigentes de los procesos de licitación, la mayoría de estos contratos son en la modalidad Licencia, sin embargo, Ibarra en 2017 señaló que la modalidad de producción compartida es donde se presenta una

menor aversión al riesgo, y por ende a la incertidumbre, variable crítica en esta investigación, pues esta puede hacer menos atractiva la inversión cuando se considera la firma de contratos (Ibarra, 2017). Por tanto, la muestra seleccionada solo analizará los contratos de producción compartida y únicamente los bloques que cuenten cuatros datos publicados en la ficha técnica del bloque, estos se vinculan con volumen de hidrocarburos (P10, P50, P90 y ajuste por riesgo) y necesarios para el modelo.

Cabe destacar que la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, se también se excluyen de la muestra estudio, pues sus términos contractuales no entran en los modelos previamente explicados.

La clasificación de las áreas a licitar está vinculada con el tipo de actividad a desarrollar: exploración y producción; además de reconocer la diferencia entre recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburos, se considera su ubicación geográfica. En la figura 9 se muestra los bloques que contempla el Plan Quinquenal 2015-2019.

Figura 9. Plan Quinquenal de bloques a licitar para la Exploración y Producción 2015-2019.



Fuente: SENER , (2019).

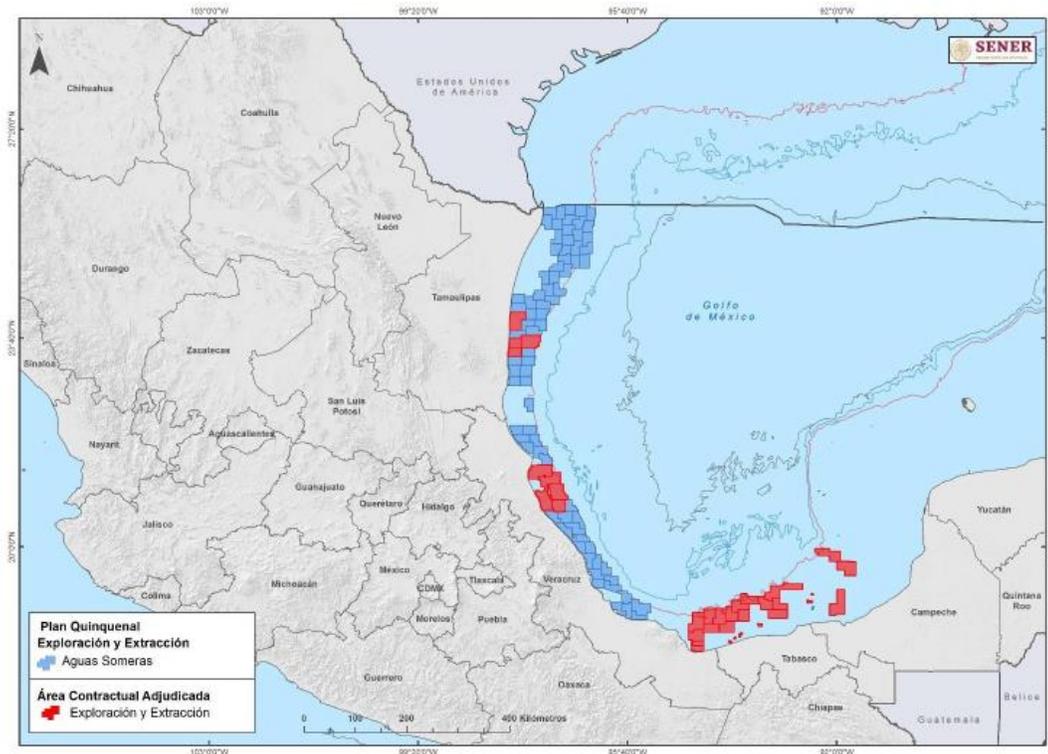
6.3.1 Aguas profundas

Las áreas para la exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Tabasco y Campeche. En estas áreas se estima un recurso prospectivo aproximado a 5765.4 MMbpce y una superficie de 105093 km², con un total de 108 bloques.

6.3.2 Aguas someras

Para estas zonas se consideran tirantes de agua inferiores a los 500 metros, se contemplan proyectos de exploración y producción, con un recurso prospectivo proyectado 2342 MMbpce, un volumen original remanente 274 MMbpce y una superficie de 30887 km². En áreas adyacentes se localizan campos con descubrimientos comerciales, por lo que la actividad de exploración tiene un gran potencial con proyecciones de plays probados y algunos plays hipotéticos con miras comerciales. Se localizan frente a los estados de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche (Figura 10). En total se cuenta con 77 bloques.

Figura 10. Bloques por licitar para exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras.



Fuente: SENER , (2019).

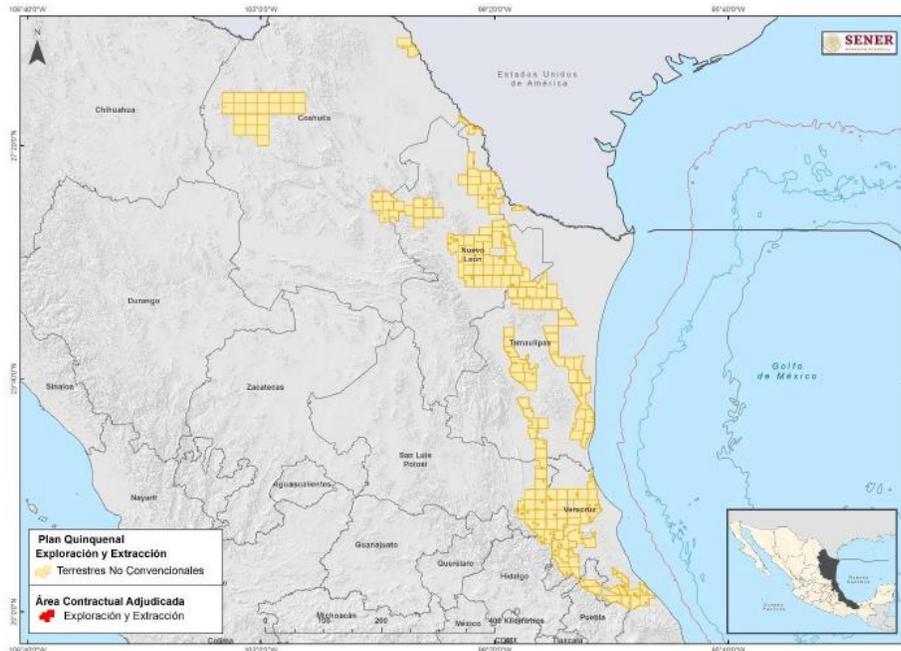
6.3.3 Áreas terrestres convencionales

Para estas superficies se considera la explotación y extracción de hidrocarburos de forma convencional, el recurso prospectivo se estima en 771 MMbpce y con un volumen remanente de 266 MMbpce, comprende una superficie de 23656 km². Se contemplaron 99 bloques.

6.3.4 Áreas terrestres no convencionales

La definición de esta categoría considera las mayores regiones con recursos prospectivos en lutitas, incluyendo el proyecto de Chicontepec. Unos de los aspectos a considerar es que los objetivos se encuentran aproximadamente entre 1000 y 4000 metros de profundidad bajo el nivel de mar. Se proyecta que los recursos convencionales son aproximadamente 409 MMbpce más 30903 MMbpce de recursos no convencionales y un volumen remanente de 13759 MMbpce. Los estados contemplados son: Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí, Veracruz, Hidalgo y Puebla (Figura 11).

Figura 11. Mapa de exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales.



Fuente: SENER , (2019).

7. Marco teórico

7.1 Valuaciones y costos

Convertir el problema de la selección de inversiones en uno de valuación supone la comprensión de este, sin implicar una disminución en la dificultad. La compleja tarea de asignar presupuesto a los proyectos implica una competencia de creación de valor, que requiere un modelo analítico para traducir los parámetros importantes de las distintas alternativas en el valor que aportarían a la empresa (Baldwin y Clark, 1992). No en vano, la valuación de activos constituye una de las preocupaciones centrales del pensamiento económico en general y de las finanzas, reflejado incluso en metodologías, principios y normas internacionales en un esfuerzo por estandarizar y homologar dicho conocimiento.

Los proyectos de inversión se constituyen de una serie de abonos, que en el futuro se espera generen una tasa de rendimiento igual a la inflación del país o proporcional al riesgo de este. Para Laughton la valuación formal es parte del proceso de estructuración de activos, sin embargo, no provee la parte del lenguaje necesario para su discusión e implicaciones alrededor de estas decisiones, pues “ningún método de valuación formal, que intente representar el mundo va a ser perfecto o completo, este debe ser calibrado por la experiencia de los tomadores de decisiones que hacen uso de este” (Laughton, Sagi, y Samis, 2000).

Una adecuada valuación de proyectos en donde se contemple la volatilidad y flexibilidad puede abrir nuevos caminos al financiamiento de otros. Valuar un producto o servicio, usando y haciendo conocimiento innovador, en consecuencia, incrementa la viabilidad económica y alienta la creación de más valor aplicado en la creación (Laughton, Sagi, y Samis, 2000). Por tanto, la creación eficiente de productos continua e incrementa la generación de más y más valor, que fluye transversalmente en la economía, hasta el punto de que exista una revolución tecnológica o un cambio de paradigma sobre el valor.

7.2 Opciones financieras

Los flujos de efectivo y su funcionamiento son claves para entender las opciones financieras y las reales. Una empresa crea valor mediante la inversión eficiente, es decir, invierte en proyectos solo cuando los flujos de entrada (descontados) exceden a los flujos de salida (descontados) de dicha inversión. Otra aplicación de los flujos de efectivo es en valor mercado que se define como la suma de futuros flujos de efectivo dada a una tasa de rendimiento específica, a dicha adición se le aplica una tasa de descuento para determinar el valor presente o mercado. Esto es esencial para la valuación de opciones reales y el desafío que es determinar el valor mercado de una proyección de flujos de entrada (Peters, 2016).

7.2.1 Definición de opciones financieras

El termino de opción, propiamente como un contrato, lo documenta José de la Vega (1688) en su libro *Confusión de confusiones*, en donde describe que en Ámsterdam se negocian *opsies* que son un tipo de contratos con características propias, en los cuales se especifica: la fecha, la forma de pago del premio y sus obligaciones como firmante. El autor resalta que la única certeza es la de decisión y la falta de consenso sobre el resultado del acuerdo.

Cuando de la Vega se refiere a los *opsies* a manera de descripción, los considera como cantidades o premios que se dan para asegurar las partidas o conseguir ganancias. Además, brinda la etimología de *opsies*, pues deriva del verbo latino *optio optionis* que significa *elección*, lo que queda a elección del poseedor el poder de pedir o entregar la partida que recibe. El autor profundiza en los términos etimológicos y deduce que *optio elegir* deriva a *optanto desear*, así esclarece el significado: el que desembolsa el premio desea elegir lo más conveniente y, si se equivoca, siempre puede dejar de elegir lo que se deseaba.

En el contexto actual las opciones son un tipo de contrato financiero único, pues otorgan al poseedor el derecho, pero no la *obligación* de hacer determinada acción. El poseedor usa la opción solo cuando considera que tendrá un resultado favorable (rentable); de lo contrario, prescindirá de su uso (Ross, Westerfield, y Jaffe, 2012). Ejemplo: Un productor de aguacates que compra una opción de venta, al poseedor le otorga el derecho de vender 10 toneladas de aguacates a \$500 000.00 a partir de la fecha establecida y hasta el primer sábado de diciembre de 2020. En el caso una caída del precio del aguacate, por debajo del precio de ejercicio. El productor va a ejercer su opción de venta: pues es lo conviene. En un movimiento contrario; un alza del precio por tonelada del aguacate, el productor preferirá no ejercer su opción y obtener un mayor beneficio en el mercado abierto.

Los términos vinculados con las opciones son los siguientes:

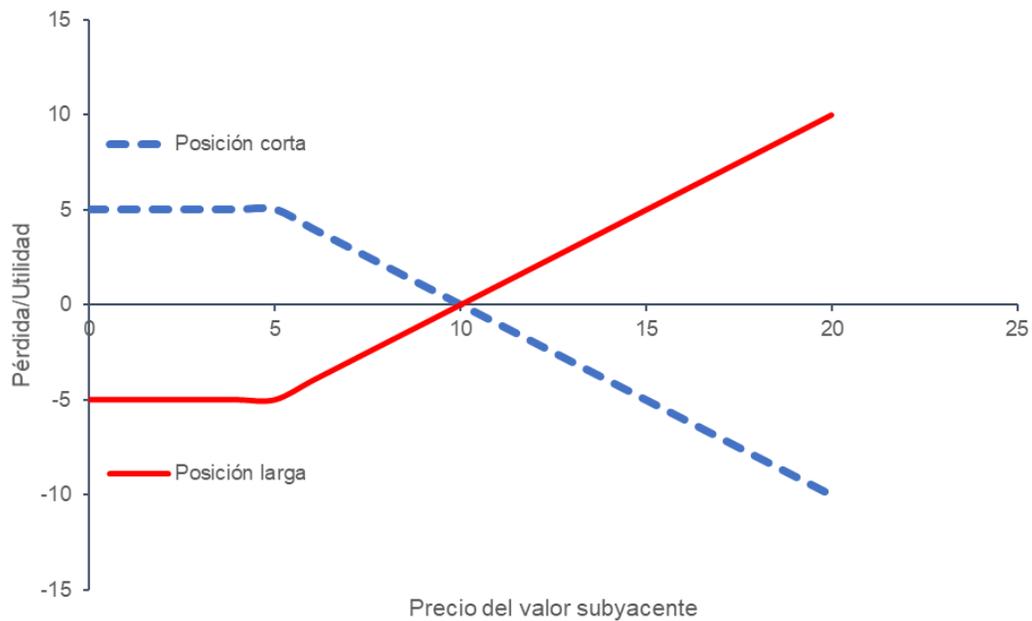
1. **Ejercicio de la opción:** El acto de comprar o vender el activo subyacente mediante el contrato de una opción.
2. **Precio de ejercicio:** El precio fijo en el que se establece el contrato de la opción, el poseedor de la opción puede comprar o vender el activo subyacente a dicho precio.
3. **Fecha de vencimiento:** Es la fecha de caducidad de la opción; después de ella se dice que la opción expiró.
4. **Opciones americanas y europeas:** Una opción americana se puede ejercer en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento. Una opción europea se puede ejercer sólo en la fecha de vencimiento.
5. **Prima de la opción:** Es el precio de la opción.

7.2.2 Posiciones de la opción

En cada contrato de opciones hay dos partes que intervienen (Figura 12). Una parte es el inversionista que asume una posición larga, adquiere derecho de la opción. La contraparte es el inversionista que asume una posición corta, o sea, la obligación de la opción. El emisor

de una opción recibe el efectivo por adelantado, al mismo tiempo que asume un potencial pasivo. La utilidad o la pérdida del emisor son lo opuesto de utilidad o pérdida para el comprador de la opción (Hull, 2014).

Figura 12. Perfil del rendimiento de una opción de compra, con las dos partes que la componen: posición corta y posición larga.



Fuente: Díaz y Hernández, (2000).

Hay cuatro tipos de posiciones en las opciones:

1. Una posición larga en una opción de compra.
2. Una posición larga en una opción de venta.
3. Una posición corta en una opción de compra.
4. Una posición corta en una opción de venta.

Debido a que el poseedor de la opción de compra tiene el derecho de comprar un activo subyacente pagando el precio de ejercicio, su contraparte: el vendedor de la opción de compra está obligado a entregar el activo y aceptar el precio previamente establecido, si la opción se ejerce. De manera análoga, el poseedor de una opción de venta tiene el derecho de vender el activo subyacente y recibir el precio pactado, en este caso la contraparte tiene que aceptar el activo y pagar el precio preestablecido (Ross, Westerfield, y Jaffe, 2012).

El precio de una opción es aquel que fue negociado entre su comprador y vendedor, es decir, es determinado por las leyes del mercado. Aunque existe un límite inferior dado por el valor intrínseco, ya que el precio no puede ser menor al mismo (Díaz y Hernández, 2000).

Posición corta es cuando el administrador de riesgos ya posee un activo y espera venderlo en un futuro. Por otro lado, la cobertura larga es cuando una compañía sabe que tendrá que comprar un determinado bien y quiere fijar el precio en un momento actual (Hull, 2014).

Las opciones son instrumentos financieros que tienen diferentes objetivos como son (Díaz y Hernández, 2000):

- Proteger del riesgo al inversionista mediante la adquisición de este.
- Ser un medio para que el inversionista pueda invertir o especular.
- Incrementar la eficiencia de los precios de los valores/activos subyacentes.
- Mejorar los niveles de liquidez en el mercado.
- Permitir perfiles de riesgo y rendimiento controlado.

Algunos de los factores que influyen para invertir en este tipo de instrumento financiero son (Díaz y Hernández, 2000):

- Para ajustar el riesgo y rendimiento de una posición determinada a un bajo costo.
- Para cubrir los riesgos de movimientos en los precios y en las cantidades; es decir las opciones superan a los futuros cuando se desconoce la cantidad que el inversionista desea proteger.

7.2.3 Opciones de compra y de venta

La opción de compra otorga al propietario el derecho de adquirir un activo a precio fijo durante un periodo determinado. No hay restricciones sobre el tipo de activo, sin embargo, los más comunes que se negocian son acciones y bonos en las bolsas de valores (Ross, Westerfield, y Jaffe, 2012).

El valor de la opción de compra depende del valor de la acción subyacente al vencimiento. Una opción de compra da el derecho de comprar una acción, así que nunca tendrá un valor mayor al precio de la acción misma.

Una opción de *venta (put option)* otorga al tenedor el derecho, mas no la obligación, de venta de algún activo a un precio fijo durante un periodo especificado.

7.2.4 Otros tipos de opciones

Algunas opciones como las americanas pueden ejercerse en cualquier momento hasta la *fecha de vencimiento*; otras opciones como son las europeas pueden ejercerse solo en la fecha de vencimiento (Ross, Westerfield, y Jaffe, 2012). Es así como opciones que se pueden adquirir o siguen los patrones tradicionales, se les conoce como opciones exóticas (Hull, 2014) A continuación, se mencionan algunas de forma general:

- **Opciones americanas no estándar:** Son similares a las americanas, sin embargo, el ejercicio anticipado solo se limita a ciertas fechas y el precio de ejercicio puede cambiar. También es conocida como opción bermuda.
- **Opciones *forward start*:** Son aquellas que inician en algún momento en el futuro.
- **Opciones compuestas:** Son opciones sobre opciones. Hay cuatro tipos principales que son: opción de compra sobre opción de compra; opción de venta sobre opción de compra; opción de compra sobre opción de venta y opción de venta sobre opción de venta. Las opciones compuestas tienen dos precios de ejercicios y dos fechas de ejercicio.
- **Opciones *Chooser*:** También conocidas como “opciones a la medida”, tiene la característica que después un periodo específico el tenedor puede decidir si la opción es compra o de venta.
- **Opciones con barrera:** Son aquellas cuyo beneficio depende que el precio del activo subyacente alcance cierto nivel durante determinado tiempo. Las opciones con barrera se clasifican como opciones *knock out* u opciones *knock in*. El primer tipo deja de existir cuando el activo del subyacente alcanza cierto nivel; para el segundo tipo, esta comienza a existir sólo cuando el precio del activo subyacente alcanza cierto nivel. Cabe destacar que tanto las opciones *knock out* y opciones *knock in* se subclasifican en cuatro tipos principales cada una (Hull, 2014). La selección del tipo de opción responde a las necesidades del tenedor. Opciones binarias: Son las que ofrecen un beneficio discontinuo.

Un ejemplo es una opción de compra del tipo activo o nada, en este caso la opción no paga nada si el precio del activo subyacente termina por debajo del precio de ejercicio y paga el precio del activo si excede el precio de ejercicio.

- **Opciones retroactivas:** Son las opciones que el beneficio depende del precio máximo o mínimo que el activo alcance durante el periodo de vida de la opción.
- **Opción *shout*:** Es una opción europea en la que el tenedor puede “llamar” al suscriptor en algún momento de la vida de la opción. Al término de la vida de la opción, el tenedor recibe el pago usual de una opción europea o el valor intrínseco al momento de la llamada, cualquiera que sea el mayor monto.
- **Opciones asiáticas:** Son aquellas que el pago depende del precio promedio ponderado del activo subyacente, por lo menos durante cierta parte de la vida de la opción.
- **Opciones que intercambian un activo por otro:** Son las opciones que buscan obtener el mejor o el peor de dos activos; un ejemplo común es el intercambio de una opción para obtener un activo en una moneda extranjera por otro activo en moneda extranjera.
- **Opciones que implican varios activos:** Son también conocidas como opciones arcoíris y se considera que involucran dos o más activos riesgosos.

7.2.5 Valor intrínseco de las opciones

Una opción no puede tener valores negativos. Es un *instrumento de responsabilidad limitada*, es decir, la máxima pérdida del tenedor es la cantidad inicial que pago por ella (Ross, Westerfield, y Jaffe, 2012). Al vencimiento, una opción equivale a su valor intrínseco, en general será mayor a cualquier precio que haya tenido antes del vencimiento.

El *valor intrínseco* de una opción se define como el valor máximo entre cero y el valor que la opción tendría si se ejerciera de inmediato. Donde K es el precio de ejercicio y S es el precio del activo subyacente. Luego entonces, en el caso de una opción de compra, el valor intrínseco es $\max(S - K, 0)$; en el caso de una opción de venta es $\max(K - S, 0)$. Una opción americana "*in the money*" debe valer al menos su valor intrínseco, el tenedor puede obtener el valor intrínseco si la ejerce de inmediato. Usualmente, lo óptimo para el tenedor de una opción americana es esperar para ejercerla, contrario al ejercerla de forma inmediata, durante el periodo de espera se dice que la opción tiene un *valor temporal*. El valor total de una opción se considera como la suma de su valor intrínseco y su valor temporal (Hull, 2014).

Las opciones se denominan opciones *dentro del precio*, *opciones a precio equivalente* u *opciones fuera de precio* (los términos más utilizados son en inglés: *in the money*, *at the money* y *out of the money* términos que usaremos subsecuentemente). Si S es el precio de la acción y K es el precio de ejercicio, una opción de compra está *en el precio* cuando $S > K$, está *a precio equivalente* cuando $S = K$ y está *fuera de precio* cuando $S < K$. Por otro lado, una opción de venta está *dentro del precio* cuando $S < K$, está *a precio equivalente* cuando $S = K$ y está *fuera de precio* cuando $S > K$. Se espera que una opción se ejerza únicamente cuando este *dentro del precio*. En ausencia de costos por transacción, siempre se ejercerá una opción *dentro del precio* en la fecha de vencimiento si no se ha ejercido previamente (Hull, 2014).

7.3 Modelo de Black-Scholes.

Uno de los problemas sin resolver hasta 1973 era el valorar opciones, es gracias a los aportes y propuestas que hacen en conjunto Fisher Black y Myron Scholes, y de forma independiente Robert Merton que logran valorar opciones y hacer coberturas de las mismas. Gracias a este modelo se han podido hacer modificaciones y adaptaciones que se concuerdan con los hechos, así se ha extendido su uso para valorar otros derivados, bonos

y contratos forward. Es cierto que asume algunas condiciones ideales, como el de mercado eficiente, donde el precio del activo refleja la información actual sobre el mismo o que existen oportunidades de arbitraje. No obstante, el modelo contribuye de forma eficiente generar información accesible para ajustar los precios del mercado, especialmente de los productos que dependen de otros, como son los derivados y en esta investigación los proyectos que se vinculan a otro activo.

7.3.1 Supuestos subyacentes al modelo de Black-Scholes

Los supuestos que se establecieron Black y Scholes (1973) para deducir la fórmula para valorar opciones son las siguientes:

- i. El comportamiento del precio de la acción corresponde al modelo logarítmico normal, con μ y σ constantes.
- ii. No hay costos de transacción ni impuestos. Todos los títulos son divisibles.
- iii. No hay dividendos sobre la acción durante la vida de la opción.
- iv. No hay oportunidades de arbitraje libre de riesgo.
- v. La negociación de valores es continua.
- vi. La tasa de interés libre de riesgo a corto plazo, r , es constante.

La razón por la que se establece una cartera libre de riesgo es; que el precio de la acción y el precio de la opción reciben la influencia de la misma fuente de incertidumbre subyacente: las variaciones en el precio de la acción.

7.3.2 Fórmulas de valuación de Black-Scholes

Las fórmulas de Black-Scholes (Black y Scholes , 1973) para calcular los precios de opciones europeas, tanto de compra como de venta, de acciones que no pagan dividendos son:

$$c = S_0 N(d_1) - K e^{-rT} N(d_2) \quad (1)$$

$$p = K e^{-rT} N(-d_2) - S_0 N(-d_1) \quad (2)$$

Siendo:

$$d_1 = \frac{\ln[S_0/K] + [r + \frac{\sigma^2}{2}]T}{\sigma\sqrt{T}} \quad (3)$$

$$d_2 = \frac{\ln[S_0/K] + [r - \frac{\sigma^2}{2}]T}{\sigma\sqrt{T}} = d_1 - \sigma\sqrt{T} \quad (4)$$

Donde:

S_0 : precio actual de la acción

K : precio de ejercicio de la opción

T : tiempo al vencimiento de la opción

S_T : precio de la acción en la fecha de vencimiento

r : tasa de interés libre de riesgo continuamente compuesta para una inversión que vence en el tiempo T

c : valor de una opción de compra europea para adquirir una acción

p : valor de una opción de venta europea para vender una acción

$N(x)$: es la función de probabilidad acumulativa para una variable normal estandarizada.

7.3.3. Límites para los precios de una opción

Una opción de compra americana o europea otorga al tenedor el derecho a comprar una acción de una empresa a un precio determinado. Sin importar lo que pase, la opción no puede valer más que la acción. Entonces, el precio de la acción es un límite superior para el precio de la opción:

$$c \leq S_0 \quad y \quad C \leq S_0 \quad (5)$$

Donde:

C : valor de una opción de compra americana para adquirir una acción

Sí no se cumple esta condición, se considera que los arbitrajistas detectarían la oportunidad para obtener una utilidad libre de riesgo al comprar la acción y vender la opción de compra.

Una opción de venta americana o europea otorga al tenedor el derecho de vender una acción de una empresa en K . No importa qué tanto disminuya el precio de la acción, la opción no puede valer más que K , por lo tanto:

$$P \leq K \quad (6)$$

Donde:

P : valor de una opción de venta americana para vender una acción

En el caso de las opciones europeas, se sabe que a su vencimiento la opción no puede valer más que K . Se deduce que no puede valer más que el valor presente de K al valor actual, entonces:

$$p \leq Ke^{-rT} \quad (7)$$

De lo contrario, un arbitrajista podría obtener una utilidad libre de riesgo al suscribir la opción e invertir el producto de la venta a la tasa de interés libre de riesgo.

Límite inferior de opciones de compra sobre acciones que no pagan dividendos:

$$S_0 - Ke^{-rT} \quad (8)$$

$$c \geq \text{máx}(S_0 - Ke^{-rt}, 0) \quad (9)$$

Límite inferior de opciones de venta sobre acciones que no pagan dividendos:

$$Ke^{-rT} - S_0 \quad (10)$$

$$p \geq \text{máx}(Ke^{-rt} - S_0, 0) \quad (11)$$

Existen dos razones por las cuales no se deben ejercer de forma anticipada, una opción de compra americana que no paga dividendos. La primera está vinculada con la protección que ofrece ante una potencial caída de los precios de la acción, por debajo del precio de ejercicio. Ejercer de forma prematura la opción deja descubierta la posición, intercambiando utilidad monetaria por cobertura. La segunda razón se vincula con el valor

del dinero en el tiempo, a mayor plazo la cantidad a pagar se incrementa y desde la perspectiva del tenedor el precio de ejercicio mejora (Hull, 2014).

Una opción de venta, también se puede visualizar como un instrumento que genera seguridad. Esto cuando se combina con la posesión de la acción, y genera al tenedor una protección contra precios bajistas de los títulos, hasta cierto nivel. Otro perfil es el inversionista, bajo este se renuncia a la seguridad que brinda las opciones y se procede al ejercicio inmediato. Aun cuando la cantidad no cambia, sea “w”, es preferible recibir “w” ahorita que en el futuro por principio financiero (Hull, 2014).

7.4 Modelo de valuación de Cox, Ross y Rubinstein

Los diagramas que representa los posibles escenarios y las subsecuentes rutas de la decisión, se han utilizado para analizar una estrategia de inversión, muchas veces por los tomadores de decisión y administradores generales de las empresas. Sin embargo, es gracias los trabajos de Black, Scholes y Merton (1973) con la TOR y la demostración que hacen Cox, Ross y Rubinstein (1979) donde las estrategias de inversión cobran relevancia, no solo son escenarios hipotéticos, sino que se le puede asignar una probabilidad y cuantificar en términos financieros. Esta es una de las grandes aportaciones del modelo de Árbol Binomial de Cos, Ross y Rubinstein, la practicidad y el desarrollo simplificado que permite la divulgación de esta metodología. Haciendo más accesible su uso y divulgación. En este capítulo se expone dicha técnica, que sirve de base para el modelo que se adecuo para los objetivos de la investigación de este trabajo. La mayor parte de capitulo toma la información del libro Riesgos financieros y económicos, segunda edición 2008, de Francisco Venegas Martínez, de su capítulo 24, Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein.

7.4.1 Definición del modelo de Árbol Binomial

El modelo de Cox, Ross y Rubinstein (1979) utiliza arboles binomiales para valuar opciones de tipo americanas, por lo que se puede extrapolar a un proyecto considerando: expansión, contracción, abandono, etc. El modelo permite identificar, entender, valuar, priorizar, seleccionar, puntualizar, optimizar y administrar estrategias de negocios, además de tomar decisiones claves en el presupuesto de capital de la empresa cuyos flujos de efectivo futuros son determinados por simulación y estimación (Cruz, 2012).

En el modelo de Cox, Ross y Rubinstein (CRR), las ramas del árbol representan las posibles trayectorias que puede tomar el activo subyacente durante la vida de la opción. Es importante destacar que el supuesto esencial sobre el cual descansa este modelo es que no existen oportunidades de arbitraje, por tanto, son libres de riesgo. Es decir, en el caso

de haber dos alternativas de inversión libres de riesgo, ambas producen exactamente el mismo rendimiento (Venegas, 2008).

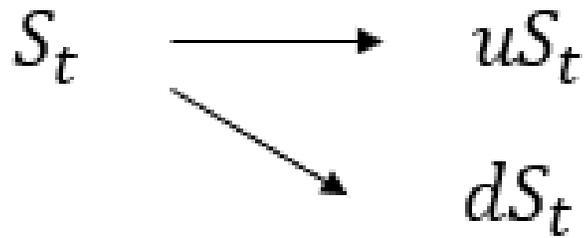
El modelo proporciona una fórmula de valuación teórica de una opción europea de compra sobre un título de capital que no paga dividendos. Al igual que el modelo de Black, Scholes y Merton en la propuesta de CRR se construye un portafolio que comprende al subyacente y la opción, además de que al final del periodo de inversión proporciona el mismo rendimiento, en todas las posibles trayectorias que puede tomar el activo subyacente.

Considerando un portafolio que incorpora w_1 unidades de acción y w_2 unidades de una opción sobre dicha acción. Se supone que la vida de la opción comprende el intervalo de tiempo $[t, T]$, donde t es el momento en que inicia el contrato y T es la fecha en que vence. El valor del portafolio, Π_t , al inicio del periodo está dado por:

$$\Pi_t = w_1 S_t + w_2 c_t \quad (12)$$

Donde S_t y c_t son el precio de la acción y el precio de la opción, en t , respectivamente. Asimismo, se supone que, en T , el activo subyacente puede tomar dos posibles valores, uS_t y dS_t , donde $0 < d < 1 < u$. Esta situación se ilustra en la figura 13.

Figura 13. *Árbol binomial del precio del activo subyacente.*



Fuente: Elaboración propia con información de Venegas, (2008).

En el árbol de decisión (Figura 13) se observa el precio del activo S_t tiene un movimiento hacia arriba en T, entonces se representa el valor como uS_t y si el precio tiene un movimiento hacia abajo en T, entonces se representa el valor dS_t . En el primer caso, el valor del portafolio al final del periodo T, está dado por:

$$\Pi_T^{(u)} = w_1 uS_t + w_2 c_u, \quad (13)$$

Donde:

$$c_u = \max(uS_t - K, 0). \quad (14)$$

La cantidad c_u es el valor intrínseco de la opción dado un movimiento hacia arriba y K es el precio de ejercicio de la opción. Por otro lado, si se presenta un movimiento hacia abajo c_d , en el movimiento del portafolio en T, la ecuación es:

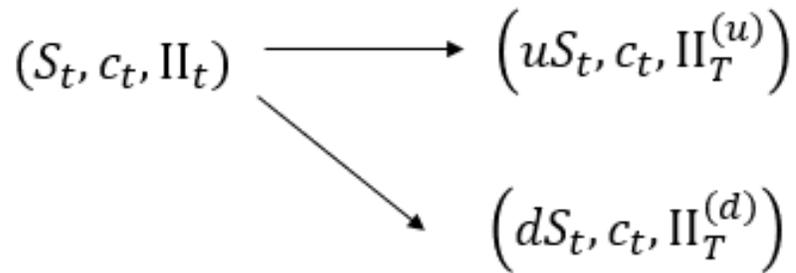
$$\Pi_T^{(d)} = w_1 dS_t + w_2 c_d, \quad (15)$$

Donde siendo c_d el movimiento hacia abajo es representado como:

$$c_d = \max(dS_t - K, 0). \quad (16)$$

Los cambios de precios y en el valor del portafolio se puede ilustrar en la siguiente Figura 14.

Figura 14. Árbol binomial del precio del activo subyacente, del precio de la opción y del valor del portafolio.



Fuente: Elaboración propia con información de Venegas, (2008).

Bajo el supuesto de que existiera un sistema bancario donde los agentes pudieran prestar y pedir prestado a una tasa de interés continuamente capitalizable, constante para todos los plazos y libre de riesgo crediticio, r . De tal forma que las unidades de acciones y opciones que componen w_1 y w_2 del portafolio proporcionen el mismo rendimiento de las dos posibles trayectorias del activo subyacente y considerando que el monto del depósito inicial debe coincidir con dicho rendimiento, Π_t , es decir:

$$\Pi_T^{(u)} = \Pi_t e^{r(T-t)} \quad (17)$$

y

$$\Pi_T^{(d)} = \Pi_t e^{r(T-t)} \quad (18)$$

Se podría considerar que, si el subyacente puede tomar en T un valor estrictamente mayor y un valor estrictamente menor que el actual, los valores que pueden tener estos portafolios en T no tienen que coincidir. El factor diferencial, es que se puede seleccionar a w_1 y w_2 de tal forma que $\Pi_T^{(u)} = \Pi_T^{(d)}$. Así, se reduce la muestra, solo a las formas que cumplen con la propiedad w_1 y w_2 , cuando se igualan las ecuaciones (17) y (18) se obtiene la siguiente relación:

$$w_1 u S_t + w_2 c_u = w_1 d S_t + w_2 c_d. \quad (19)$$

Para este caso, se tiene una ecuación y dos variables por determinar, a saber w_1 y w_2 , lo que conduce a un numero infinito de soluciones. Una de las posibles, es fijar $w_2 = 1$, en cuyo caso:

$$w_1 = -\Delta = -\frac{c_u - c_d}{S_t(u-d)} \quad (20)$$

Es decir, el portafolio se compone de un *call* largo y una operación de venta en corto de Δ unidades de la acción. Esta selección de w_1 y w_2 hace que $\Pi_T^{(u)} = \Pi_T^{(d)}$. Por ende, cualquier múltiplo de (w_1, w_2) proporciona el mismo resultado, $\Pi_T^{(u)} = \Pi_T^{(d)}$. Considerando el nuevo valor del portafolio en la expresión (12) $w_2 = 1$ y $w_1 = -\Delta$, considerando la ecuación (18) se sustituye y queda la siguiente relación:

$$\left[-\left(\frac{c_u - c_d}{S_t(u-d)} \right) d S_t + c_d \right] e^{-r(T-t)} = -\left(\frac{c_u - c_d}{S_t(u-d)} \right) S_t + c_t \quad (21)$$

Por tanto,

$$c_t = \left[\left(\frac{e^{r(T-t)} - d}{(u-d)} \right) c_u + \left(\frac{u - e^{r(T-t)}}{(u-d)} \right) c_d \right] e^{-r(T-t)} \quad (22)$$

Por ende,

$$p = \frac{e^{r(T-t)} - d}{u - d} \quad (23)$$

Además de,

$$1 - p = \frac{u - e^{r(T-t)}}{u - d} \quad (24)$$

Es importante destacar que $u > d$,

$$1 - p = \frac{u - e^{r(T-t)}}{u - d} > \frac{e^{r(T-t)} - d}{u - d} = -p \quad (25)$$

Así con base en (23) y (24), la ecuación (22) se transforma en:

$$c_t = (pc_u + (1 - p)c_d)e^{-r(T-t)} \quad (26)$$

Para que el modelo probabilístico tenga sentido, p debe tener valores positivos. También se puede dar el caso de que $p > 1$, dependiendo de los valores que tomen u, d, r, T y t , en cuyo caso $1 - p < 0$. En estas circunstancias los valores que tienen, tanto $1 - p$ como p , *precios de estado*, no pueden considerarse viables o razonables, desde el punto de vista probabilístico, por ende, se descartan.

7.4.2. Casos especiales de valuación

- 1) El precio de ejercicio es mayor que un movimiento al alza. Aplica cuando $K > uS_t$ entonces, $dS_t < K$.

Por tanto,

$$c_u = c_d = c_t = 0$$

Es decir, el precio de ejercicio es mayor que un movimiento al alza entonces no tiene sentido entrar en un contrato de opción, dado que existe la posibilidad de conseguirlo más barato en el mercado al vencimiento, en el mejor de casos en dS_t .

- 2) El precio de ejercicio es menor que un movimiento a la baja. Aplica cuando $K < dS_t$, en este caso se cumple inmediatamente que $K < uS_t$. En consecuencia,

$$\begin{aligned}c_t &= [p(uS_t - K) + (1 - p)(dS_t - K)]e^{-r(T-t)} \\&= (puS_t - pK + dS_t - pdS_t - K + pK)e^{-r(T-t)} \\&= (p(u - d)S_t + (dS_t - K))e^{-r(T-t)} \\&> 0,\end{aligned}$$

Lo que garantiza una prima positiva cuando el ejercicio sea menor que un movimiento a la baja.

- 3) El precio de ejercicio está entre los movimientos a la baja y al alza. Aplica cuando $dS_t < K < uS_t$, evidentemente $c_d = 0$, en cuyo caso:

$$c_t = p(uS_t - K)e^{-r(T-t)} > 0$$

de esta forma, la prima de opción es estrictamente positiva.

4) La condición para que los precios de estado puedan interpretarse como probabilidades:

$$d < e^{r(T-t)} < u \quad (27)$$

Entonces $0 < p < 1$. Note que u, d y $(T - t)r$ son variables que no están relacionadas entre sí, por lo cual es posible escoger (27). Así p y $(1 - p)$ puedan interpretarse como probabilidades. Si se establece a S_T como una variable aleatoria junto con su probabilidad, \mathbb{P} , de tal manera que:

$$\mathbb{P}\{S_T = uS_t\} = p \quad \text{y} \quad \mathbb{P}\{S_T = dS_t\} = 1 - p$$

El valor esperado $E[V]$ del valor intrínseco de la opción en T , está dado por:

$$\begin{aligned} E[\text{máx}(S_T - K, 0|S_t)] &= \mathbb{P}\{S_T = uS_t\}c_u + \mathbb{P}\{S_T = dS_t\}c_d \\ &= pc_u + (1 - p)c_d \end{aligned}$$

y su valor presente es justamente el de la opción c_t .

De acuerdo con el teorema fundamental de valuación, si existe una medida martingala equivalente, entonces no hay oportunidad de arbitraje, por tanto, la medida de martingala es única, en consecuencia, se establece que los mercados están completos o el mercado es completo.

Bajo el supuesto de que $d < e^{r(T-t)} < u$, el valor esperado del precio de la acción en el tiempo T , está dado por:

$$\begin{aligned} E^{\mathbb{P}}[S_T|S_t] &= \mathbb{P}\{S_T = uS_t\}uS_t + \mathbb{P}\{S_T = dS_t\}dS_t \\ &= puS_t + (1 - p)dS_t \end{aligned}$$

$$= (p(u - d) + d)S_t \quad (28)$$

Si se define $\tilde{S}_t = S_t e^{-rt}$, entonces:

$$\mathbb{E}^{\mathbb{P}}[\tilde{S}_T | \tilde{S}_t] = e^{-r(T-t)}(p(u - d) + d)\tilde{S}_t$$

Claramente, \tilde{S}_t es una martingala si y sólo si:

$$e^{-r(T-t)}(p(u - d) + d) = 1,$$

Si y sólo si:

$$p = \frac{e^{-r(T-t)} - d}{u - d}, \quad d < e^{r(T-t)} < u \quad (29)$$

Esta solución (29) es única. Se denota que si $\tilde{c}_t = c_t e^{-rt}$

$$\mathbb{E}^{\mathbb{P}}[\tilde{c}_T | \tilde{c}_t] = e^{-r(T-t)} \left(\frac{p(c_u - c_d) + c_d}{c_t} \right) \tilde{c}_t$$

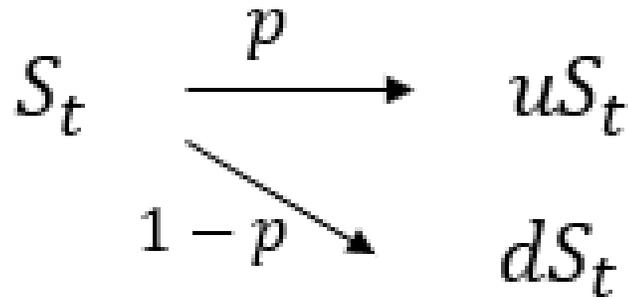
Para que \tilde{c}_t sea martingala se requiere:

$$e^{-r(T-t)} \left(\frac{p(c_u - c_d) + c_d}{c_t} \right) = 1$$

Lo que nos lleva de nuevo a (26). Es en consecuencia, \mathbb{P} es la única medida martingala equivalente. De acuerdo con el teorema fundamental de valuación, si existe una medida martingala equivalente única (con un único p), no hay oportunidades de arbitraje y los mercados son completos. En la siguiente figura se muestra el árbol binomial con sus

probabilidades. De esta manera p es la probabilidad de un movimiento hacia arriba y $1 - p$ es la probabilidad de un movimiento hacia abajo.

Figura 15. Árbol con probabilidades asociadas a los movimientos de S_t .



Fuente: Elaboración propia con información de Venegas, (2008).

En un mundo neutral al riesgo, todos los agentes son indiferentes al riesgo. No requieren ser compensados con un premio al riesgo de mercado. Asimismo, el rendimiento esperado por invertir en un portafolio que combina una venta en corto de acciones, con una posición larga en una opción de compra es equivalente al que proporciona un depósito en un sistema bancario que paga a una tasa de interés constante y libre de riesgo r . No obstante, la valuación bajo las condiciones en (29) es válida tanto en un mundo neutral al riesgo, como en un mundo real.

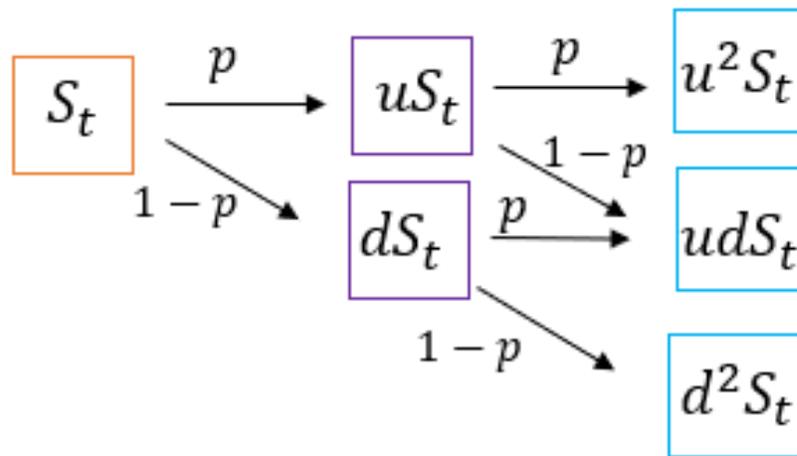
Incluso se puede avanzar vinculando el modelo binomial con los contratos *forward*. Si se supone que $K < dS_t$, en un mundo neutral al riesgo, la ecuación (28) implica:

$$\begin{aligned}
 c_t &= ((p(u - d) + d)S_t - K)e^{-r(T-t)} \\
 &= (E^{\mathbb{P}}[S_T|S_t] - K)e^{-r(T-t)} \\
 &= (S_t e^{r(T-t)} - K)e^{-r(T-t)} \\
 &= S_t - Ke^{-r(T-t)}
 \end{aligned}$$

Es decir, bajo el supuesto $K < dS_t$, entrar en una posición larga de una opción de compra es equivalente a entrar en una posición largo de contrato *forward*, también llamado contrato a plazo.

El modelo binomial se puede extender a dos periodos, cada uno de longitud $\frac{T-t}{2}$. Se supone que el contrato de opción inicia su vigencia en t . En este caso las posibles trayectorias de los precios del activo subyacente se ilustran en la Figura 16 a continuación.

Figura 16. Expansión del árbol binomial a dos periodos.



Fuente: Elaboración propia con información de Venegas, (2008).

Sí se repite el análisis generado a partir de la ecuación (12) y hasta la ecuación (26) de este capítulo, la rama superior del segundo periodo se cumple:

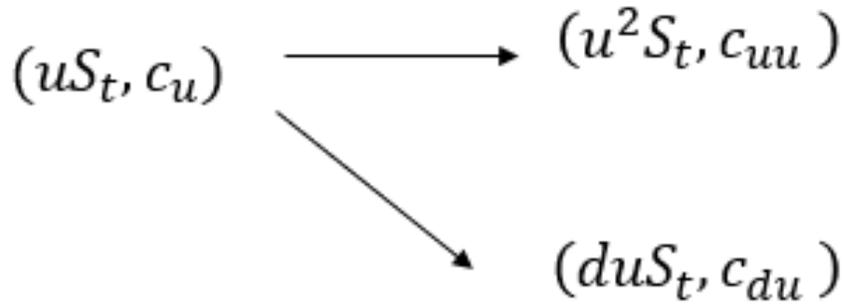
$$c_u = (pc_{uu} + (1 - p)c_{du})e^{-\frac{r(T-t)}{2}} \quad (30)$$

Mientras que para la rama inferior:

$$c_d = (pc_{du} + (1 - p)c_{dd})e^{-\frac{r(T-t)}{2}} \quad (31)$$

En la Figura 17 se ilustra la rama superior del segundo periodo. En tal caso, se aplica completamente la metodología utilizada en la rama del primer periodo.

Figura 17. Rama superior del segundo periodo.



Fuente: Elaboración propia con información de Venegas, (2008).

Si se sustituyen (30) y (31) en (26), se obtiene que:

$$c_u^{(2)} = ((p^2 c_{uuu} + 2p(1 - p)c_{du} + (1 - p)^2 c_{dd}))e^{-\frac{r(T-t)}{2}}$$

Donde el super índice indica el segundo periodo.

Por último, se observa que el análisis efectuado prede extender a n periodos de tal forma que el precio de la opción en t está dado por:

$$c_t^{(n)} = e^{-r(T-t)} \sum_{k=0}^n \binom{n}{k} p^k (1 - p)^{n-k} \max(u^k d^{n-k} S_t - K, 0) \quad (32)$$

7.5 De opciones financieras a opciones reales

Es Myers (1977) quien establece el parentesco conceptual entre las opciones financieras y los derechos de inversión asociados a los proyectos empresariales y propone la utilización de técnicas de valuación, para la estimación del valor de las oportunidades de inversión. Así el autor enuncia que existen dos tipos de activos a los que una empresa puede tener acceso:

- 1) Activos reales, mismos que tienen un valor de mercado.
- 2) Opciones reales, son oportunidades de compra sobre activos reales con la posibilidad de términos favorables.

Desde la perspectiva de Myers (1977), el derecho que algunos proyectos proporcionan a los gestores de la empresa para emprender futuras inversiones puede ser interpretado como una opción de compra sobre el activo subyacente que constituye la subsiguiente inversión.

Se plantean la adquisición de una mina de cobre en términos de la opción de compra inherente a la propiedad de aquella (Bernnan y Schwartz, 1985). Los titulares de la mina poseen el derecho a realizar una nueva inversión en la construcción de una planta de extracción, que constituye el activo subyacente, mediante el pago de cantidades necesarias para su instalación, que representan el precio de ejercicio.

El valor de la opción de inversión procede de la manifiesta capacidad que tienen sus propietarios para ejercer y proceder a la extracción y venta del mineral; cuando las condiciones de mercado lo permitan. En estos casos, la inversión en investigación o desarrollo de productos constituyen la prima de la opción de compra definida sobre el siguiente posible compromiso, el lanzamiento del producto, cuyo valor se corresponde con el precio del activo subyacente y cuya inversión equivale a precio del ejercicio (Bernnan y Schwartz, 1985).

El parentesco referido entre las opciones financiera y los derechos de decisión que incorpora la propiedad de los activos empresariales facilitan la comprensión de aquellos y estimula la adopción de principios y técnicas procedentes del análisis de derivados financieros en la valoración de este singular tipo de opciones. Pero, incluso cuando la complejidad de los proyectos empresariales impida la aplicación directa de las técnicas financieras, el enfoque de opciones proporciona beneficios, en términos de entendimiento cualitativos, suficientes como para justificar el costo de la adopción (Kester, 1984), (Sharp, 1991) y (Trigeorgis, 1993).

Al igual que ocurre con las opciones financieras, la correcta estimación de valor de las opciones reales no puede efectuarse mediante los métodos del descuento. Se trata de contratos fuertemente apalancados que proporcionan a su propietario resultados positivos que pueden superar con creces los costos del derecho. De hecho, las opciones de compra teóricamente permiten obtener beneficios ilimitados, al tiempo que limitan los resultados negativos de continuar con la inversión inicial. Esta asimetría hace que su valor permanezca siempre positivo, incluso cuando el resultado de su ejecución inmediata sea negativo, debido a la posibilidad que en el último instante se pueda obtener resultado positivo, como consecuencia de la volatilidad del precio del subyacente. Esta última característica hace que la expectativa no se vincule con el precio del activo, sino, con la posibilidad de ejercer el derecho que incorpora (Pindyck, 1988).

En la valuación de opción, la incertidumbre se va a reflejar en dos variables (Sipp y Carayannis, 2013): tiempo y volatilidad. Variables vinculadas usualmente con el riesgo, pero si se tiene una estrategia planificada, dichas variables serán el vínculo con la teoría financiera que genera una gama de posibilidades, midiendo cada posibilidad con opciones reales.

7.6 Opciones reales

Una gran cantidad de proyectos que se consideran de largo plazo presentan la característica de estar bajo incertidumbre tanto interna (por ejemplo: técnica) como externa (por ejemplo: tipo de cambio). Es común que en el proceso de evaluación se utilicen los métodos tradicionales para la construcción del presupuesto de capital como son: valor presente neto, árbol de decisiones, análisis de escenarios y de sensibilidad. No obstante, estas metodologías no pueden cuantificar de forma completa la incertidumbre. El análisis de opciones reales provee las herramientas necesarias y la técnica que permite acotar la incertidumbre y mejorar la apreciación como un complemento a los métodos tradicionales de valuación (Peters, 2016).

Cuando se utiliza el término “real” se hace referencia a los proyectos de inversión genuinamente de la vida cotidiana o activos físicos que contrastan con la “intangibilidad” de las opciones financieras. Una forma de distinguir las opciones reales de las opciones financieras es que las primeras no se negocian como valores, sin embargo, si se pueden modelar como si se negociara (Peters, 2016).

Así el caso de las opciones financieras hablamos de estos contratos que se generan en el mercado secundario, con las que se puede hacer cobertura de riesgos ya sea de tipo cambiario, insumos o suministros. También estas se pueden analizar como una forma de financiamiento para la adquisición de acciones. No obstante, las opciones reales tienen una naturaleza distinta, se enmarcan en un contexto de estructura de capital y presupuesto.

Según Ehrhardt M. C. y Brigham E. F. en 2012 a los proyectos en los que se puede responder a circunstancias cambiantes por parte de los tomadores de decisión, se les puede considerar como oportunidades y cuando estas involucran el presupuesto de capital se les daría el nombre de opciones estratégicas y pertenecen a las opciones reales.

Una opción real representa el derecho o la capacidad de la empresa para emprender una determinada acción y tiene su origen en el conjunto de recursos, activos y capacidades, que posee y a su vez surgen de inversiones previas; mientras que las oportunidades, se refieren a las existentes en los mercados emergentes, De la Fuente lo explica de la siguiente manera :“brotan del desarrollo de productos, del desmantelamiento de las barreras comerciales o de cambios de gustos”, y por tanto, tienen su origen fuera de los límites de la empresa. Paralelamente, cada empresa es propietaria de un conjunto particular de derechos de inversión y de abandono que dotan a la compañía de la capacidad para apropiarse de los beneficios derivados del aprovechamiento de dichas oportunidades (De la Fuente , 1999).

La distinción entre opciones reales y oportunidades resulta de vital importancia para la empresa. Las oportunidades son involuntarias y anárquicas, en contrastes las OR se diseñan partiendo de un plan o estrategia de adquisición en forma activa y progresiva. Muchas veces las empresas adquieren opciones reales con el fin de estar preparadas para explotar futuras oportunidades. La interacción de la empresa con el entorno dificulta la separación de los dos conceptos previos; oportunidad y opción real. Para fines prácticos la separación de los conceptos se hará mediante la probabilidad del ejercicio de las opciones reales, es decir, depende de que existan las condiciones oportunas.

Una analogía útil para entender la diferencia entre OR y oportunidades es definir el mercado en términos de espacio, donde todos los lugares están ocupado por empresas que ofertan sus productos, en el caso de que una empresa quiebre, deja ese espacio, por tanto, los demás participantes aprovechan esa oportunidad e inmediatamente cubren el “hueco” es decir, de forma inesperada las empresas ofrecen y venden sus productos para abastecer la demanda del mercado que dejó la empresa en quiebre. Así por el simple hecho de participar y estar presentes, las empresas acceden a esta oportunidad. Por otro lado, las opciones reales de la empresa que planea requieren de espacio, mismo que necesita crear para un nuevo mercado, entonces tendrá que segmentar sus recursos y operar con menos recursos en pro de crear y mantener nueva área.

Por tanto, no todas las oportunidades pueden ser opciones reales, sin embargo, todas las opciones reales si pueden ser oportunidades. Así las opciones reales proporcionan a los tomadores de decisión la oportunidad de hacer y capitalizar oportunidades que surgen durante la vida del proyecto. Estas oportunidades emergentes pueden llegar a ser viables, ser detenidas o reforzadas; según el enfoque que el tomador de decisión considere para la maximización del valor del proyecto y la reducción del riesgo (Peters, 2016).

Los tomadores de decisión o directivos son cruciales en la organización, pues ellos tienen el potencial para identificar la viabilidad de acción y los recursos para las mismas, como parte que la estrategia de la organización. Identificar piezas dentro de una planificación meticulosa, implica que los directivos entienden que; una opción confiere un acceso preferencial a una oportunidad de decidir invertir, en el sentido de obtener una . ventaja sobre los competidores, o en el sentido de poderse adaptar mejor a una serie de posibles escenarios para de acción (Bowman y Hurry 1993).

La metodología de opciones reales asume que el inversionista es activo y que está interesado no sólo por el proyecto como un fin por sí mismo, sino además hace diagnósticos considerando las oportunidades y posibilidades que tiene de estar en un proyecto, y así participar activamente en el futuro de este. La autora menciona la importancia de un proyecto no sólo por su valor intrínseco, sino también por las alternativas de acción que ofrece en subsecuentes eventualidades, y que es lo que reconoce el método de opciones (Saavedra García, 2006).

Las opciones reales representan decisiones estratégicas bajo condiciones de riesgo e incertidumbre al tiempo que el poseedor tiene cierto conocimiento sobre los activos tangibles e intangibles, comparados o contratados en que se vincula de manera secuencial, tiene ciertos atributos y está en sincronía con ciertos procesos, es atribuibles de manera significancia como una posible opción de decisión a ejercer según lo expresa Carayannis en 2009 citado en (Sipp y Carayannis, 2013).

Las opciones reales, se pueden conceptualizar como la anticipación de un derecho al que se enfrentan los directivos: la elección más rentable después de alguna prueba piloto o de tener los resultados de algunas investigaciones. Así desde etapas tempranas las empresas crean estas oportunidades. Cuando se aplica la TOR a los proyectos de inversión, especialmente, cuando se involucra tecnología, investigación, desarrollo, innovación e incertidumbre, se puede problematizar, robustecer, complementar, y generar modelos financieros que asemejan la complejidad de estos proyectos, y reflejen otras aristas que permiten llegar a la capitalización para generar valor, que es lo que está generando valor *per se*.

Con la aplicación del método de opciones reales para valorar proyectos de inversión se genera un espectro de posibilidades para la toma de decisiones financieras, permitiendo que la empresa opere de manera oportuna en las estrategias de dirección, fundamentando y cuantificando sus decisiones en los resultados de la metodología.

Una observación que hace Lambrecht, y lo reafirmará Chi et al, “Las opciones reales pueden parecer simples, sin embargo, en la práctica no lo son”. El activo subyacente o el pago por la misma, genera complejidad en opción real, a esto se debe sumar que las opciones sólo se comercializan de forma privada y están sujetas a las interacciones estratégicas de su entorno (Lambrecht, 2017), (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019).

Las opciones reales usualmente no se comercializan en los mercados, esto implica que no se tiene un precio de mercado, los inversores incluyen un valor privado o hacen una valuación de forma privada. Además, se considera que cada opción real es única, es decir, definida por un contexto y requiere hacer una valuación particular. (Lambrecht, 2017).

En la tabla 2 se exponen las metodologías más utilizadas para evaluar opciones reales. Se debe tomar en cuenta que, en la teoría, la fórmula de Black-Scholes es correcta sólo si la tasa de interés a corto plazo, r , es constante. En la práctica, la fórmula se usa

frecuentemente estableciendo la tasa de interés, r , igual a la tasa de interés libre de riesgo sobre una inversión que dura el tiempo T (Hull, 2014).

Otro ejemplo es el Cox, Ross y Rubinstein, donde el tiempo, T , se establece en términos discretos. Así cada metodología se caracteriza por una distribución de probabilidad, que dependiendo de los datos se debe estudiar y analizar para hacer una selección adecuada, antes de ser utilizada.

Tabla 2. Principales metodologías para opciones reales.

Metodologías para Opciones Reales	Objetivos	Fortalezas	Debilidades
Black- Scholes	Solución práctica con un resultado aproximado	Fácil uso como un referente de mercado	Las restricciones de los supuestos, ejemplo: solo para opciones tipo europeas No aplica para opciones compuestas Fundamentos de matemáticas avanzadas
Cox, Ross y Rubinstein	Derivación simple Esclarecer los conceptos subyacentes/ fundamentales Eficiencia	Fácil de comprender Opciones Europeas y Americanas	Únicamente aplicable al Movimiento Browniano Geométrico (MBG) Se considera que consume mucho tiempo

Copeland y Antikarov	Incorpora la volatilidad dentro del modelo. Hacer las opciones explícitas	Análisis de opciones reales con ejemplos, integrados en un libro	Únicamente aplicable al Movimiento Browniano Geométrico (MBG). Se asume que no existe un registro histórico para calcular la volatilidad del proyecto (<i>Market Asset Disclaimer o MAD</i>). Suele ser complicado obtener los insumos que se requieren. La volatilidad está sobrevalorada.
Datar- Mathews	Transparente. Hacer las opciones explícitas. Fácil de comprender	Los insumos requeridos deben estar disponibles. No se restringe al MBG.	La distribución triangular es demasiado simplista. Se considera que consume mucho tiempo. Valor Presente Neto Esperado (<i>Expected Net Present Value, ENPV</i>) es sobrevalorado.
de Neufville, Wang and Scholtes	Fácil de comprender. Práctico de usar	La hoja de datos es informativa y accesible.	Uso de Excel. Modelo de demanda básica.

Fuente: Elaboración propia con información de Peters, (2016).

7.6.1 Trabajos previos

El primer autor en aplicar la teoría de opciones al desarrollo de reservas de hidrocarburos es Tourinho (1979), con base en el riesgo neutro para evaluar las oportunidades de inversión. Introduce el costo por tenencia de opción en la teoría de opciones, representa el gasto de la renta de una licencia sobre reservas no explotadas. Identifica de manera empírica una tasa “ajustable” para el óptimo ejercicio de la opción. Así demuestra que la combinación de costo de mantenimiento y el modelo de tasa “ajustable” permite la negociación entre el benéfico/premio de la opción y el ejercicio, para evaluar la venta o compra de la misma.

En 1988 Paddock, Siegel y Smith, utilizan la TOR para valuar una licencia de petróleo costa fuera, entre las aportaciones destaca el combinar la técnica para valuar opciones con el modelo de equilibrio de mercado para activos subyacentes con varianza en donde utilizan la tasa de cambio para representar los precios del barril como una aproximación y la tasa de cambio de los precios para el desarrollo de reservas (Paddock, Siegel, y Smith, 1988).

Otro trabajo fue el realizado por Smith y McCardle (1998), en el cual conjuntan dos enfoques para la evaluación de proyectos de inversión: análisis de decisión, programando una dinámica estocástica y valuación de opciones; estos autores identifican que el flujo de efectivo depende de dos variables: precio del barril y ritmo de producción, y reconocen que solo una de las variables se puede negociar en los mercados. Demuestran que la combinación de análisis de decisión y valuación de opciones ayudan a la cobertura de algunos riesgos, pero no todos. Utilizan el principio de no arbitraje o precio único.

En la misma línea de investigación Laughon (1998) trabaja la TOR para evaluar un proyecto petrolero de exploración y producción, con el fin de identificar como se puede valuar esta flexibilidad que se genera en estos proyectos, así como, el papel que juega la incertidumbre en las actividades que se realizan. Entre los hallazgos importantes está identificar que la incertidumbre en las reservas acentúa el valor de los proyectos; también

en presencia de esta, los tomadores de decisión pueden utilizar estrategias que incorporen la flexibilidad para potencializar las ventajas y mitigar las desventajas.

Otro trabajo más es el realizado por McCormack J., Sick G. y Calistrate D. en 2002, en el cual utilizan la metodología de opciones reales para valuar las reservas sin desarrollar de petróleo, lo primero que hace es proponer la analogía que se puede emplear en donde se utilizan los costos de perforación por unidad de profundidad y precios del barril WTI y del gas.

En el trabajo se identifica que algunos directivos de empresas pueden destruir valor de algunos proyectos con valores VPN positivos, no obstante, sí se dejan en espera se destruye el valor. Otra aportación es el reto de identificar el valor de β , de forma empírica dada la variación que existe en las regresiones lineales, cuando los futuros pueden tener varios ejercicios, previos o posteriores a la fecha de vencimiento. Aunado a que el subyacente por sí solo sigue un proceso estocástico variando el precio de ejercicio un poco más del precio del futuro.

En el caso de Connell (2002) se trata de un modelo tridimensional para valuar un proyecto: Reservas mínimas que es similar al precio de ejercicio, al mismo tiempo este es similar al costo de desarrollo en unidades de trabajo. Por otro lado, para Paddock, Siegel y Smith (1988) el precio de ejercicio es igual al costo de desarrollo, es decir, se afirma que el respaldo del subyacente es el valor de la reserva sin desarrollar equivalente en valor a las reservas a desarrollar.

En 2016, Guedes y Santos valoraron un proyecto de inversión en la exploración de aceite costa fuera, utilizando el análisis de opciones reales, para la investigación se asume que la cantidad de reservas y el precio del petróleo, son inciertos. En este caso, la primera fuente de incertidumbre es resuelta conforme se realiza la exploración y la segunda con el modelo de difusión (GBM). Entre los hallazgos importantes de este caso están: identificar que de una gama de opciones se considera la opción de abandono como la más valiosa, en

caso de escenarios adversos o inversiones irreversibles. Además, el valor de un portafolio de opciones reales es mayor o pequeño en comparación con la suma individual de sus componentes.

En el contexto nacional Paniagua (2016) utiliza TOR para valuar los contratos de Exploración y Producción de hidrocarburos. Aplica método de Broadie-Glasserman para valuar opciones americanas, Schwartz-Smith para modelar los precios del petróleo y para la tasa de interés utiliza Cox-Ingersoll-Ross. Considera el autor que la ventaja de simulación sobre la metodología numérica es el incremento del número de variables para el análisis.

Para valuar las opciones reales utiliza mínimos cuadrados Longstaff-Schwartz y dependiendo de las funciones de probabilidad Broadie-Glasserman utiliza ponderadores condicionales en la transición de las variables de estado que constituyen las fuentes de riesgo.

7.6.2 Características de las opciones reales

Conforme se fue avanzando en la generación de información, se identificaron patrones donde el análisis de opciones reales era más fructífero, así Amram y Kulatilaka (1999) establecieron los primeros lineamientos a cumplir para un análisis exitoso con TOR los cuales son:

1. Cuando hay una decisión de inversión contingente que no puede ser valuada adecuadamente por otro método.
2. Cuando la incertidumbre sea lo suficientemente grande y se pueda justificar la espera para obtener información que nos ayude a generar alternativas y así obtener los resultados favorables que se esperan del proyecto.

3. Cuando el valor se vincule con las posibilidades futuras de opciones de crecimiento en lugar un flujo de efectivo constante.
4. Cuando la incertidumbre sea lo suficientemente grande que haga considerar la flexibilidad, y únicamente el método de opciones reales pueda hacer una valuación correcta de la flexibilidad en la inversión.
5. Cuando un proyecto en marcha pueda tener actualizaciones y redireccionamiento de la estrategia a medio camino.

Los lineamientos se van complementando con las aportaciones que Sipp y Carayannies (2013) recopilan, señalando que no todos los activos se pueden valorar por el método de opciones reales, pues para ser valuados por este método deben cumplir las cualidades que se mencionan a continuación:

1. Segmentación por plazos que faciliten su valoración-comparación con otra opción.
2. La decisión debe ser irreversible cumpliendo con las siguientes condiciones:
 - a) Una cadena secuencial de pasos identificables que se sincronicen con decisiones específicas (incluso si solo hay dos).
 - b) Para todos los participantes el proyecto debe ser igual de irreversible.
3. Los participantes comparten la misma incertidumbre sobre los posibles resultados del proyecto y a medida que se obtiene más información o se realizan pasos en la cadena, la incertidumbre disminuye.
 - a) Existe una serie de eventos probables.
 - b) La decisión que tomen los actores no cambiara la naturaleza intrínseca del proyecto, definida en el tiempo cero.
4. Deben existir alternativas a seleccionar en la estrategia, es decir, en el momento de ejercer la opción se debe dar la flexibilidad para la decisión.

Para Guedes (2016) se deben cumplir condiciones, antes de aplicar la metodología de opción real (OR) como lo son: Identificar las fuentes de incertidumbre, así como las decisiones cruciales de inversión y operación, realizar un mapeo de la secuencia de actividades con sus interconexiones reflejando las posibles opciones que se tiene y las variables a considerar. Es decir, hacer el planteamiento del problema de manera parsimoniosa para que permita a los tomadores de decisión integrar toda la información disponible.

Algo a denotar en el ejercicio de una opción real, es la presencia de una condición de una valoración asimétrica que, dependiendo de la ejecución, el resultado tiene dos posibles escenarios. En el primero, la proyección al alza favorable y el resultado obtenido puede ser totalmente explotable. En el segundo caso, se presenta la proyección a la baja, en este caso se considera como riesgo e implica potenciales pérdidas que estarán fuera del control, mientras no se emprendan acciones deliberadamente costosas. Un incremento en la incertidumbre genera una mayor distancia entre un resultado alcista y bajista, generando una mayor dispersión en el potencial de resultados (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019).

Leslie y Michaels (1997) dicen que las opciones reales dependen principalmente de cinco variables; posteriormente Copeland y Antikarov (2001), en su trabajo mencionan que existen seis variables claves, agregando una última a las ya establecidas por Leslie y Michaels en 1997. Las seis variables claves son:

1. **El valor del activo subyacente:** En el contexto de las opciones reales se refiere al proyecto, inversión o adquisición de activo y los flujos de efectivos que puede generar el mismo. Es decir, el valor presente del flujo de efectivo que deriva de una oportunidad de inversión que puede ser adquirida como opción. Dicha variable se vincula de manera directamente proporcional a una opción de compra, es decir, si el valor del activo subyacente incrementa, entonces, el valor de la opción real +incrementa, lo mismo en el sentido inverso. El contraste que existe entre una opción

financiera y una OR es que el poseedor de la primera no puede influenciar en el valor de activo subyacente, mientras que en la segunda opción el poseedor si puede influir para incrementar el valor de la OR.

2. **Precio de ejercicio o costo de inversión:** Se refiere a la cantidad monetaria que se debe pagar para adquirir el derecho (de compra o venta) del activo. En las OR es equivalente al valor presente fijado de todos los costos proyectados durante la vigencia de la oportunidad de inversión. Cuando el precio de ejercicio incrementa, el valor de la opción de compra disminuye y el valor de la opción de venta incrementa.
3. **Tiempo de vigencia:** Es el periodo durante el cual se puede ejercer la opción, es decir, el lapso durante el cual se tiene la oportunidad de invertir. En este caso se considera que a mayor tiempo de vencimiento el valor de la opción incrementa.
4. **El valor de la desviación estándar del activo subyacente o volatilidad:** Se vinculan usualmente con el riesgo o la medida de lo impredecible de los movimientos del precio en el futuro; la volatilidad o dispersión del activo subyacente de este valor dependen del pago por la opción (compra y venta). En el caso de los proyectos se vincula con los flujos de efectivo que puede generar el mismo, es decir, la diferencia entre el valor subyacente y el precio de ejercicio, además la probabilidad del incremento en la volatilidad del subyacente.
5. **La tasa libre de riesgo durante la vida de la opción:** Es el rendimiento de opción sin riesgo, y tiene la maduración similar a la duración de la opción, respecto a una opción financiera o real. Esta variable se relaciona de manera directa con el valor de la opción real; un incremento en la tasa se vinculará con un incremento en la opción de compra, por otro lado, tendrá un efecto inverso en la opción de venta, es decir disminuirá el valor.
6. **Dividendos del activo subyacente:** Es la cantidad que se les paga de manera regular a los accionistas. En el caso de las opciones reales es la representación de la disminución del valor de la opción durante su vigencia. Esto se puede referir a los costos que se realizan para mantener la opción (para salvaguardar de los posibles competidores o conservar la oportunidad viable) o perdidas en los flujos de efectivo debido a que competidores aventajen e inviertan en la oportunidad, privando al

proyecto de futuras entradas de efectivo. En el caso de opciones reales se refiere a las entradas y salidas de efectivo durante la vida del proyecto.

7.6.3 Clasificación de las opciones reales

Es cierto que la lógica de las opciones financieras es muy similar a las opciones reales, no obstante, se tiene identificadas opciones con propiedades determinadas que ayudan a cierto tipo de proyectos. A continuación, en la Tabla 3 se describen las principales.

Tabla 3. Clasificación de opciones reales.

Categoría	Descripción	Importante en:
Opción para diferir	La gerencia mantiene un alquiler o una opción de compra sobre un terreno, o recurso valioso. Puede esperar ("X" años) para ver si los precios de outputs(venta) justifican la construcción de un edificio, instalación o desarrollo del terreno.	Todas las industrias extractivas de recursos naturales, constructoras, producción de alimentos.
Tiempo para crear/ construir la opción	Se refiere a inversiones en etapas con su correspondiente desembolso. Se crea la opción de abandono en el proyecto a la parte del suministro de información de forma preventiva, por sí los datos son desfavorables. Cada etapa	Proyectos que impliquen grandes desembolsos durante mucho tiempo: construcción a gran escala, plantas generadoras de energía, capital-riesgo al arrancar un negocio, etc.

	puede ser contemplada como una opción sobre el valor de las etapas posteriores y se valora como una opción compuesta.	Proyectos de I+D, especialmente farmacéuticos.
Opciones para alterar la escala de las operaciones (p.e. expandir, reducir, cerrar y reiniciar)	En condiciones de mercado favorable, incluso superiores a las esperadas, para la empresa. Se podrá decidir expandir la escala de producción o acelerar la utilización de recursos. En el caso contrario, la empresa podrá decidir reducir la escala de las operaciones y en casos extremos se podrían detener totalmente y reiniciar cuando sea conveniente.	Industrias de recursos naturales de extracción, planificación y construcción de productos de sectores cíclicos; Moda, bienes de consumo, inmobiliarias, etc.
Opción de abandono	Si las condiciones del mercado descienden fuertemente, la gerencia puede abandonar las operaciones actuales permanentemente y proceder a liquidar los activos de la empresa en el mercado de segunda mano.	industria de capital intensivo, aerolíneas y ferrocarriles, servicios financieros, introducción de nuevos productos en mercados desconocidos.

<p>Opción de cambio (p.e. outputs o inputs)</p>	<p>Si los precios a la demanda varían, la gerencia puede cambiar la combinación de los productos ofertados (flexibilidad de la producción). Alternativamente, los mismos productos pueden fabricarse utilizando diferentes tipos de insumos (flexibilidad del proceso).</p>	<p>Cambio en la producción: Bienes con demanda volátil, p.e. electrónica de consumo, juguetes, componentes de maquinaria, autos Cambio en los inputs: Los productos que dependen fuertemente del suministro de materias primas, p.e.: petróleo, energía eléctrica, química, agrícola, etc.</p>
<p>Opción de crecimiento</p>	<p>Una inversión temprana (p.e. I+D, arrendamiento de un terreno no desarrollado o reservas petrolera, adquisición de infraestructura de información) es un prerequisite, o eslabón primario en una cadena de proyectos interrelacionados, que permiten/ posibilitan futuras oportunidades de crecimiento (p. e. procesos o productos de nueva generación, acceso a nuevos mercados, fortalecimientos de las capacidades internas).</p>	<p>Industrias basadas en infraestructura o de alta tecnología, I+D, o industrias con múltiples generaciones o aplicaciones de productos (p.e. informática, farmacéuticas); Adquisiciones estratégicas, Operaciones multinacionales.</p>

	Como opciones compuestas dentro del proyecto global.	
Opciones con múltiples interacciones	En la vida real los proyectos implican a menudo un compendio de varias opciones, que favorece el crecimiento en caso de ascenso (<i>call</i>) y protegiendo en caso de baja (<i>put</i>), se presentan conjuntamente. Su valor combinado puede diferir de la suma de las opciones individuales (porque interactúan entre sí). Pueden también interactuar con opciones de flexibilidad financiera.	Los proyectos de la mayoría de las industrias antes mencionadas.

Fuente: Elaboración propia con información de Trigeorgis, (1993).

Desde el momento que se reconoce la clasificación han existido otras aportaciones como la de Lambrecht (2017) que explica otras cuatro opciones reales:

Opciones reales irreversibles con incertidumbre: Se considera que existe un espectro que va desde 100% irreversible hasta 0% irreversible, es decir se convierte en 100% reversible, cuando una inversión es 100% reversible lo común es que se utilice VPN, sin embargo, en este trabajo se explora que los activos siempre se encontraran en algún punto del espectro y no en los extremos, por tanto, en un número limitado de casos se recomienda el uso de VPN (Lambrecht, 2017).

Incluso se considera que inversiones completamente reversibles y las inversiones parcialmente irreversibles tienen cosas en común, por ejemplo, la volatilidad, la aversión/actitud frente al riesgo o la tasa de crecimiento, los flujos futuros de efectivo no tienen un papel importante, en las decisiones de inversión (Lambrecht, 2017) .

Esto cobra importancia cuando analizamos el sector petrolero de alto riesgo, sin embargo, con algunos contratos que tiene unas inversiones son parcialmente irreversibles:

- Opciones reales y mercados incompletos.
- Opciones reales estratégicas.
- Opciones reales y finanzas corporativas.

El valor flexibilidad de una opción real, para Chi, Li y otros (2019) puede ser afectada por tres principales categorías que le anteceden (ver Tabla 2) los cuales son: incertidumbre, irreversibilidad y riesgo de un ejercicio prematuro o preferencias en competencia, los cuales se detallan a continuación:

- **Incertidumbre:** Esta categoría depende del tipo y nivel, y se configurará el valor de la flexibilidad en la operación en un contexto de toma de decisión.
- **Irreversibilidad:** El valor de la flexibilidad en una opción real está limitado por la condición de sí la decisión puede ser revertida sin costo. Por ejemplo, si una empresa puede recuperar el costo de una maquinaria de producción vendiéndola al precio original, en caso de tener fuerte caída en las ventas. El valor de flexibilidad va a ser mínimo o irrelevante para una inversión inicial.

La flexibilidad tiene un papel preponderante cuando la decisión o acción tiene un alto costo, en el caso de querer revertirse, ya sea en términos de dinero o esfuerzo. Situación frecuente en el sector energético. La inversión irreversible depende de:

- a) El porcentaje de la inversión que no se va a recuperar, una vez realizada la acción.

- b) El monto total de la inversión
- c) Su nivel de disgregación en la inversión.

La disgregación o segmentación por etapas, se refiere a la capacidad de dividir la inversión en pequeñas porciones, que se vinculen con las etapas del proyecto a realizar, que permita un ajuste de economía de escalas, al tiempo que se integren activos vinculados.

Cuando se presenta la capacidad dividir o segmentar por etapas, su valor es mucho mayor en las primeras etapas en inversiones irreversibles pues pueden prevenir cometer altos costos operativos, dado que los tomadores de decisión pueden hacer ajustes en los requerimientos o la escala del proyecto, según se obtenga más información. Esto permite que, ante un estado de incertidumbre exógena los directivos puedan hacer frente mediante la segmentación por etapas de proyecto para una toma de decisión asertiva.

Cabe denotar que algunos proyectos pueden ser altamente divisibles, pero al no contar con irreversibilidad, se encuentran en el mercado activos complementarios, en esos casos dividir el proyecto por etapa no proporciona algún valor adicional, dado que pueden incurrir en sanciones o gastos innecesarios en los costos operativos.

- **Riesgo de ejercicio prematuro o preferente en la competencia:** Esta categoría se refiere a cuando desaparece de manera temprana, la probabilidad de ganar una oportunidad o se reduce la posibilidad de obtención de manera significativa (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019). Un ejemplo son las rondas, en cada ronda se publica la información de cada bloque a licitar; la implementación del protocolo “sobre cerrado” ayuda a evitar colusiones, esto transparenta los procesos y evita asignar de forma preferencial un bloque a alguna compañía, pues los participantes sólo pueden ver las posiciones de sus competidores, cuando se abren los sobres.

7.7 Incertidumbre

Uno de los problemas comunes, es utilizar el término de riesgo e incertidumbre de manera indistinta o como sinónimos. Sin embargo, no se trata de un pleonismo, al contrario, cada concepto representa una parte diferente del problema, cuando se incurre en utilizar los términos como sinónimos puede enmascarse algunas situaciones reales (Ross J. G., 2004).

Es común que los inversionistas asocien el riesgo con resultados negativos: pérdidas, sin embargo, cuando se habla de la incertidumbre se puede hablar tanto de una gran ganancia como de una gran pérdida “una menor incertidumbre no necesariamente es mejor que solo incertidumbre” (Ross J. G., 2004).

Es Laughton quien clasifica la incertidumbre en dos tipos: exógena y endógena. La primera se refiere a situaciones en donde el tomar decisión no se puede influir, por ejemplo, la incertidumbre acerca de los precios del barril para la venta o compra en mercados con pocos participantes. Otro ejemplo sería la dirección y velocidad del avance tecnológico que repercute en la industria, para este tipo de incertidumbre la solución está fuera de la esfera de influencia de los directivos (Laughton, Sagi, y Samis, 2000).

Cuando los tomadores de decisión pueden influir o controlar los resultados de algunas incertidumbres, para Laughton se le puede llamar incertidumbre endógena; usualmente se vincula al estado del proyecto y nivel del desarrollo comprometido (Laughton, Sagi, y Samis, 2000). Esta categoría incluye el nivel de eficiencia y eficacia en un proyecto dado, cuando se implemente una tecnología diferente.

Los conceptos de incertidumbre endógena e incertidumbre exógena son ampliamente desarrollados por Chi *et al* (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019), estos autores proponen un lineamiento para hacer alguna medición en términos cuantitativos e

identificar el tipo de incertidumbre como parte de las actualizaciones y contribuciones a la Teoría de Opciones Reales (TOR).

La definición que los investigadores proponen de incertidumbre es: considerarla una manifestación del proceso estocástico, que depende tanto del modelado de TOR como de la lógica o el razonamiento que se realice de manera implícita acerca de la Teoría de Opciones Reales. Se considera que el proceso estocástico sigue una caminata aleatoria, que se puede modelar mediante movimiento geométrico browniano, por tanto:

$$dS_t = \mu S_t + \sigma S_t dW_t \quad (33)$$

Donde:

dW es el proceso estándar de Wiener que en cada salto puede tener valor de 0 y una desviación estándar de 1.

S_t expresa el estado de la variable en términos de valor, por ejemplo: costo-precio, utilidad, etc.

dS_t expresa el cambio del estado de la variable.

dt es un pequeño incremento en el tiempo.

μ es la proyección de la velocidad de cambio o crecimiento del estado de la variable.

σ es la desviación estándar del cambio por cada incremento en unidad de tiempo que refleja la volatilidad.

Cabe destacar que μ y σ son las variables críticas por entender, dado que juegan un papel crucial en la TOR, además de que gobiernan el proceso estocástico generan el cambio de percepción del estado de la variable S_t (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019).

Actualmente existe una diferencia clara entre incertidumbre endógena e incertidumbre exógena, la diferencia se puede establecer mediante los resultados que

tienen las acciones de los directivos. En la exógena, los directivos podrán tomar iniciativa, pero sin obtener algún resultado, entonces solo puede esperar a que transcurra el tiempo o los eventos y aprender de manera pasiva, es decir, sus acciones no generan diferencia en el resultado, ni el beneficio ni en perjuicio propio (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019).

Por otro lado, se tiene la incertidumbre endógena que es el espectro de resultados posibles que se pueden obtener dentro de un proyecto. En este caso, las acciones de los directivos si repercuten en los resultados, por tanto, se puede tomar una ventaja de estas. Así, cuando se invierte en la toma de información, para generar modelos más detallados. Las primeras etapas se denomina aprendizaje activo, pues la empresa puede tomar acciones para acelerar procesos, considerando el resultado del proyecto en lo general, por ejemplo, en la generación de una nueva vacuna se pierda, pero la ganancia de las primeras etapas de aprendizaje se queda (capacitación del personal, laboratorios, patentes) (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019).

7.7.1 Incertidumbre Exógena

En este tipo de incertidumbre genera un aprendizaje de forma pasiva de manera intrínseca, de modo que el tomador de decisión se prepara para recibir información actualizada, por el transcurso del tiempo, sobre esta variable; no se tomó alguna acción que generará costos para la empresa; solo esperó a que llegará nueva información (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019).

En contraste, la incertidumbre económica, costo materias, así como el precio del barril es externo al proyecto y es volátil pues depende de eventos futuros que no podemos conocer con anticipación. Es decir, se conoce hasta hoy con certidumbre los valores que han tenido, sin embargo, no se puede predecir con exactitud los valores futuros sino hasta que lleguen; a este proceso se le conoce como *aprendizaje pasivo*. La predicción de los

precios futuros (y otras incertidumbres económicas) son generalmente poco confiables de otras con amplios rangos de incertidumbre (Ross J. G., 2004).

Los autores no son tajantes en los límites y tipos de aprendizaje, existe un concepto intermedio, “aprendizaje experimental”, donde una compañía desea introducir un nuevo producto, y en el lanzamiento tenga un impacto tan grande que genere hasta dos procesos estocásticos que distingan a la compañía (Chi, Li, Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019). De ahí la importancia que los tomadores de decisión o directivos analicen la naturaleza de la incertidumbre y el probable impacto de las acciones que deseen emprender.

7.7.2 Incertidumbre Endógena

Como se mencionó previamente, las acciones que tome el directivo tendrán efecto en μ o σ . Para Chi, Li, et. al. (2019) la incertidumbre se caracteriza por un aprendizaje de forma activa que implica dos mecanismos; el primero es que las acciones que el director tome van a ser costosas en recursos humanos o en inversión de capital; del resultado de esa decisión se deriva el segundo mecanismo: la cantidad y calidad de la información que se obtiene. A continuación, se profundiza en los mecanismos y su impacto.

Primer mecanismo: *Adquisición o reunión de información*, en el caso de que el tomador de decisión pueda emprender una acción que conlleve a una reducción de una condición incierta, la cantidad y el mejoramiento de la información actúa de manera primordial en σ (Chi, Li, Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019). Ejemplos en la industria petrolera serían: decidir mejorar el procesamiento del volumen sísmico, la toma de VSP o una prueba de límite de yacimiento; esto permite que en la recopilación de la información se amplíe σ debido a la cantidad de datos que se obtiene, sin embargo, conforme se procese la información se tendrá como resultado una evaluación más precisa.

Segundo mecanismo: *Información significativa y concluyente para una intervención eficaz*, es cuando una acción altera σ y al mismo tiempo afecta μ ; la última variable se vincula con un crecimiento en las proyecciones, por ejemplo, una reducción de costos o un mejoramiento en la producción (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019).

Como la incertidumbre endógena se considera un proceso de aprendizaje activo, la adquisición de la información y su calidad son una parte para evaluar de dicha acción. La otra, es el impacto que tiene en la comprensión del proyecto, y su capacidad para influir en acciones futuras. Es decir, el potencial de generar un capital de conocimientos substanciales y útiles para el tomador de decisión y la compañía en general.

Cabe destacar que existen varios factores que pueden influir en la magnitud y tipo de incertidumbre (Tabla 4), por ejemplo: la industria, el tipo de acción que se desea tomar, el mercado, la demanda e incluso la persona que hará la toma de decisión, por mencionar algunos.

Para Para Chi, Li y otros (2019) la comprensión puntual y clara de las diferentes estrategias de aprendizaje, así como de la conexión que hay entre las alternativas, ayudan a orientar la toma de decisiones en ambientes altamente competitivos e irreversibles.

Tabla 4. Opciones reales y sus principales antecedentes.

Parte A: Antecedentes para opciones autónomas de diferir, crecer o salir. En un contexto de Incertidumbre, Irreversible, Segmentación, Vencimiento prematuro o Derecho preferente.

		Irreversible (Costos hundidos)		Riesgo de vencimiento prematuro o competitivo derecho preferente de compra
		Baja segmentación	Alta segmentación	
		Inversión liquidada en una exhibición	Económicamente viable la segmentación de la inversión por etapas	
Incertidumbre	Exógena	<u>Caso 1</u>	<u>Caso 2</u>	
		La incertidumbre hace valiosa la opción de <i>diferir</i> , por tanto, incrementa el tope de la inversión. La incertidumbre de igual forma sube el valor de la opción de <i>abandono</i> y por ende baja el mínimo para la enajenación.	En el caso de una alta segmentación, la continuidad se convierte en: la estrategia optima. Así genera un pequeño flujo de efectivo valioso para inversión inicial, que con tiempo se hace atractiva la opción de <i>crecimiento</i> . El valor de la inversión es menor en comparación con el caso 1. La incertidumbre exógena incrementa el valor de la opción de <i>diferir</i> , tanto en una etapa inicial como en las subsecuentes,	

			<p>reduciendo la óptima secuenciación.</p> <p>Aumenta el valor de la opción de <i>abandono</i> conforme se realizan más etapas de la inversión, derivado de segmentación. Además, reduce el mínimo para la enajenación.</p>	
	Endógena	<p>Indivisible o pago único hace que la inversión no proporcione una opción de <i>aprendizaje</i> adicional. Limitando sus aplicaciones.</p>	<p><u>Caso 3</u></p> <p>A partir de una inversión inicial se obtiene un alto potencial de aprendizaje, en consecuencia, aumenta el valor de la opción de <i>crecer</i>, esto fortalece el estímulo de continuidad para las siguientes etapas. Reduce el monto tope</p>	

			<p>para la inversión inicial en comparación con el caso 2. La incertidumbre endógena incrementa espectro de aprendizaje y mejora la posición de la opción de <i>construir</i> en contraste con el caso 2.</p> <p>Aumenta el valor de la opción de <i>abandono</i>, conforme se realizan las subsecuentes etapas de inversión. Además de reducir el mínimo para la enajenación.</p>	
--	--	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Parte B: Antecedentes para el cambio de opción: bajo un contexto de Incertidumbre, Correlación, Costo de cambio (Irreversibilidad).

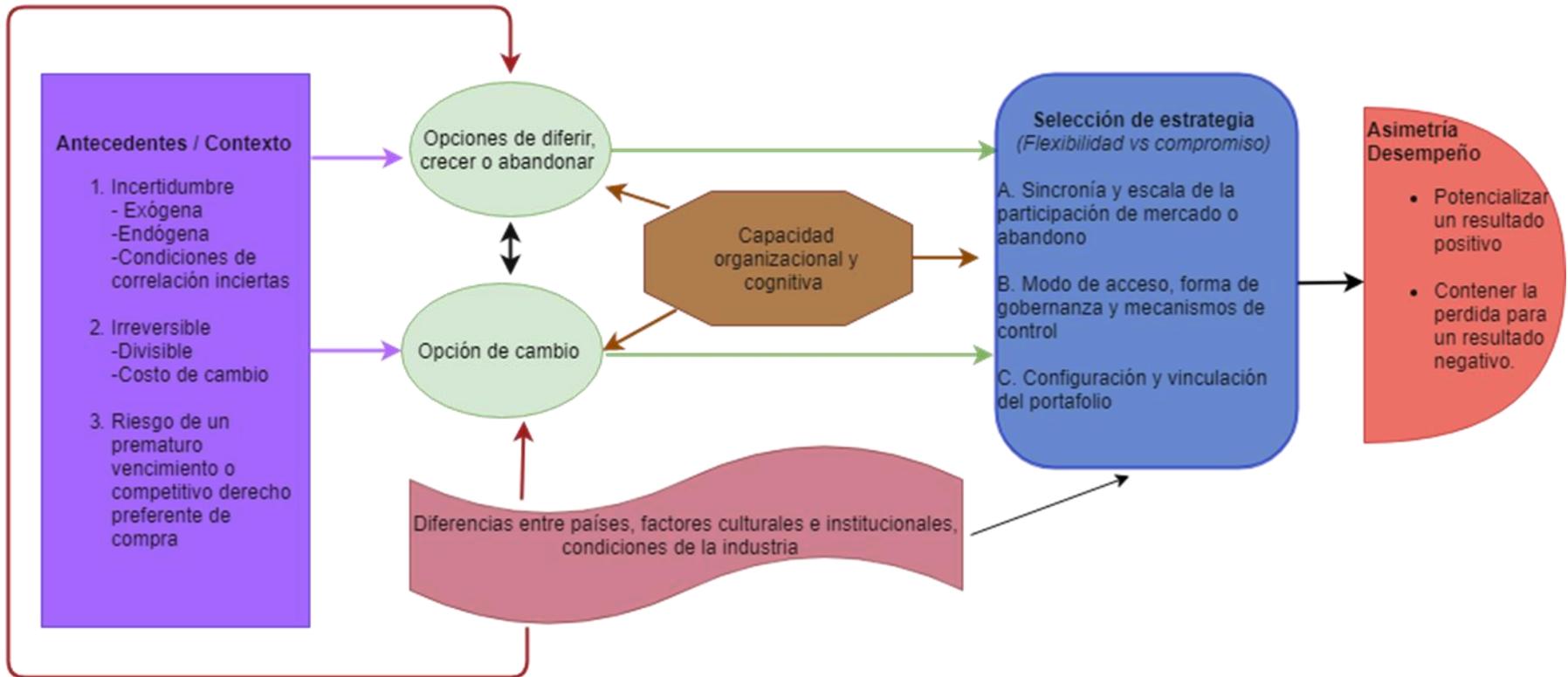
		Costo por cambio entre alternativas	
		Alto	Bajo
Incertidumbre (Exógena)	+		
	↑ Nivel de correlación	<p>Cuando debido a la incertidumbre existe un alto costo de cambio y existe una correlación entre las alternativas, se considera que disminuya el valor de la opción de <i>cambio</i>, además</p>	<p>De forma simultánea, el incremento en la incertidumbre hace que el valor de las opciones alternas incremente. No obstante, los efectos pueden ser diferentes, cuando se analiza la incertidumbre y el valor de una alternativa. Sí los valores de las opciones alternas están fuertemente correlacionados, la incertidumbre tiene un pequeño efecto sobre estos.</p>

		de ser irrelevantes las opciones alternas.	El valor de la opción es inversamente proporcional a los valores de las alternativas La opción <i>per se</i> no tiene valor, pues está en perfecta correlación positiva.
--	--	--------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Fuente: Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, (2019).

La forma en que interactúan los conceptos que se utilizan en la Teoría de Opciones Reales, no siempre funcionan de manera horizontal o como un proceso cerrado de flujo de trabajo, para mostrar algunas interacciones se tiene la siguiente figura 18, en la cual de manera sintetizada se tienen los principales conceptos o factores circunstanciales que afectan de manera implícita la creación opción real y, en consecuencia, la creación de valor dentro de una empresa.

Figura 18. Mapa conceptual Opciones Reales dentro un ambiente empresarial.



Fuente: Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, (2019).

7.7.3 Incertidumbre en proyectos

En la fase exploratoria, una de las principales variables es la incertidumbre que se relaciona con el volumen *in situ* y el económico, sí el volumen es lo suficientemente grande para la producción del yacimiento. Conforme se incrementan los niveles de información dichas incertidumbres se mitigan, en consecuencia, (Suslick y Schiozer, 2004) disminuye la incertidumbre vinculada con el factor de recuperación.

La incertidumbre representa la incapacidad de estimar un valor exacto, por ejemplo, el volumen remanente recuperable de aceite o gas de un yacimiento o el precio futuro del barril (Ross J. G., 2004).

Los proyectos con incertidumbre sobre cantidad de reservas usualmente cumplen dos características. La primera, es que la incertidumbre no es afectada por la economía global. Así la actividad que realice una compañía o la actividad que realicen un grupo de campos petroleros no influirá en forma generalizada en la economía o viceversa. La forma que se ha encontrado para resolver el tema es mediante la generación de tres escenarios, y así se evita utilizar una tasa de ajuste por riesgo para este tipo de incertidumbre (Laughthon, 1998).

La segunda característica de este tipo de incertidumbre es la resolución, pues únicamente cuando los administradores de proyectos toman acciones de emprendimiento está variable se determina. Los aspectos principales del árbol de decisión se describen, la propia solución en gran medida depende de la política que guie la administración de proyectos (Laughthon, 1998).

En el mismo orden de ideas, Dixit and Pindyck (1994) hablan de la incertidumbre técnica y la incertidumbre de costos de inversión. La primera se refiere a la evaluación cuantitativa de reservas del yacimiento, misma que no es objeto de “volatilidad”. La segunda

valuación, no cambia a lo largo del tiempo, pero el valor estimado y su incertidumbre asociada puede ser más confiable por la adquisición de nueva información en el proyecto.

Este tema es parcialmente reconocido en la industria de E&P implementado terminología como: *play*, prospecto, yacimiento para denotar el nivel de madurez del proyecto. Entender estos conceptos, la clasificación de los proyectos en la industria, junto con las reservas son de vital importancia, pues de lo contrario, se puede incurrir en errores o hacer difícil entablar la comparación entre proyectos de exploración (Ross J. G., 2004).

No importa el nivel de maduración, siempre existe un grado de incertidumbre sobre la cantidad de hidrocarburos potencialmente recuperable y, por tanto, en la valuación monetaria (Ross J. G., 2004). Esto aplica por las condiciones dinámicas de los fluidos en el yacimiento y el cambio en las condiciones físicas del subsuelo.

Para Ross (2004), cada proyecto se debe de caracterizar por los siguientes términos:

- a) Incertidumbre- Implica estimar los rangos de volúmenes recuperables y el valor monetario del resultado de una evaluación de un comité financiero, lo cual debe ser parte del procedimiento del proyecto.

- b) Riesgo- Es la probabilidad de que un proyecto llegue a producir cantidades comerciales de hidrocarburo y sea rentable (Ross J. G., 2004).

7.8 Riesgo

El riesgo se define como la probabilidad discreta de que un evento pudiera o no ocurrir; Entonces el riesgo puede ser representado por una estimación probabilística (Ross J. G., 2004). La selección de técnicas que analicen el riesgo es una forma práctica de evaluar la actitud de la compañía frente al riesgo, además permite formular y evaluar una política de riesgo consistente (Walls, 2004).

Conocer la actitud que la compañía tiene frente al riesgo es una variable importante para la sección apropiada de proyectos de inversión en la industria petrolera. Además de influir en la selección de un portafolio óptimo, hacer un análisis de las preferencias permite a los tomadores de decisión poder incorporar el riesgo al que la compañía se inclina en la selección de alternativas de proyectos (Walls, 2004).

La incorporación de técnicas que analicen el riesgo, y las preferencias de la compañía frente al riesgo y la sistematización de los procesos ayuda a realizar un análisis profundo de las alternativas de inversión que tiene una compañía, además de la creación de una cartera de proyectos se puede hacer la una mezcla óptima de los mismos para evaluar y jerarquizarlas (Walls, 2004).

La integración del análisis de riesgos con una estrategia de producción definida es una las tareas que más tiempo toma, pues debe considerar el mayor número de escenarios posibles y sus restricciones, y se debe seguir el siguiente orden en la integración del análisis de riesgos:

1. Cuantificación del impacto de la decisión en el riesgo del proyecto / Efecto secundarios de cada decisión en el nivel de riesgo.
2. Cálculo del valor de la información.

3. Cuantificación del valor de la flexibilidad.

Entender estos conceptos es de suma importancia para seleccionar una correcta estrategia de investigación, mitigación de riesgo y suma de valor al proyecto de Exploración y Producción (Suslick y Schiozer, 2004).

El problema más serio asociado con VPN probablemente es la rigidez o inflexibilidad a lo largo del tiempo. (Dixit, 1994, Copeland, 2001). Además, asumir un flujo constante de efectivo ignorando los largos periodos del ciclo energético (de más 15 años) y los cambios tecnológicos.

La desviación estándar es una medida común del riesgo en el mundo financiero, donde la distribución de los rendimientos es normal. A pesar de que la desviación estándar en el mundo financiero se asocia con el riesgo, lo correcto sería asociar esta medida con la incertidumbre, dado que la desviación estándar es una medida de la dispersión de los valores respecto a la media para una distribución normal de resultados (Walls, 2004). Sin embargo, en los proyectos de Exploración y Producción los rendimientos de los proyectos no presentan una distribución normal (Walls, 2004), complicando el uso de la desviación estándar.

Según Ross (2004) el riesgo puede ser considerado en tres partes como: Probabilidad de éxito Geológico (PG), Probabilidad del Desarrollo (PD) y Probabilidad Comercial (PC); estas categorías son reconocidas y utilizadas en el ambiente petrolero para evaluar los proyectos.

El autor define estas tres partes de la siguiente manera:

- **Probabilidad de éxito geológico:** Es la probabilidad de que un pozo exploratorio encuentre petróleo, es decir que compruebe que el sistema petrolero funciona. En esta categoría el volumen de la acumulación de hidrocarburos no tiene relevancia solo se considera la cantidad suficiente de hidrocarburos para que el pozo sea descrito como descubridor.
- **Probabilidad de desarrollo:** Es la probabilidad de que un descubrimiento sea del tamaño suficiente para ser desarrollado, en el caso de proceder el resultado será producción e ingresos. La decisión se basará en la evaluación económica del proyecto en ese momento, por tanto, los gastos y los costos de la exploración se deberán evaluar bajo la perspectiva de rentabilidad, costo de recuperación e impuestos.
- **Probabilidad comercial:** Es la probabilidad de que el proyecto tenga un desarrollo comercial, es decir, que es la probabilidad de que un descubrimiento sea lo suficientemente grande como para una inversión en el desarrollo comercial que en futuro genere ingresos y utilidades (Ross J. G., 2004).

Según Paddock (1988), el riesgo está principalmente en las condiciones geológicas y la tecnología, en consecuencia, no se requiere de otorgar una prima pues se considera riesgo No-sistémico, por lo tanto, es posible utilizar una técnica “neutral al riesgo”.

Generar presupuestos acotados a periodos se puede utilizar como una técnica para estabilizar la aversión al nivel de riesgo, esto pueden generar decisiones consistentes y mejores frente al riesgo (Suslick y Schiozer, 2004). Finalmente, el riesgo puede ser mitigado mediante la flexibilidad del proyecto, y esta es una de las características destacadas de este tipo de proyectos (Guedes y Santos , 2016).

Otro tema es el riesgo comercial, que según bajo el sistema PRMS se puede expresar cuantitativamente como la oportunidad de ser comerciable. La definición se compone de dos tipos de riesgo:

1. La posibilidad potencial que una acumulación podría resultar en un descubrimiento petrolero. A la que usualmente se refiere como “oportunidad de descubrimiento”.
2. Una vez ha sido identificada la oportunidad, la posibilidad de que la acumulación llegue a ser desarrollada comercialmente es referenciada como “la oportunidad de desarrollo”.

Las reservas se vinculan con los proyectos que tienen potencial para ser comerciales, en consecuencia, el riesgo comercial es generalmente ignorado en las estimaciones y el reporte de reservas (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011). De manera convencional, las reservas 1P y una porción 2P se pueden considerar como lo más cercano a la realidad en términos de producción.

Contrario con los recursos contingentes y prospectivos, pues se considera que el riesgo comercial es significativo y, por tanto, deber ser cauteloso tanto en la consideración y documentación. En la práctica los recursos prospectivos se establecen de manera clara, sin embargo, esto no significa que deba existir consistencia con los recursos contingentes (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

7.9 Reservas

Las reservas son un concepto genérico que describen el volumen total que se podrá producir en el futuro y que tiene la expectativa de ser recuperable, asumiendo que tienen un grado de certidumbre física y condiciones económicas, que bajo el supuesto de continuar en el largo plazo y de continuar con los planes de producción (Lyons, Plisga, y Lorenz, 2016).

Uno de los objetivos de las compañías productoras de petróleo es cumplir con las metas de restitución de reservas, es decir, como primer paso, que la cantidad que se produce se igual o mayor a la cantidad de reservas que descubren o reclasifican y así poder mantener los niveles de actividad en el futuro. De ahí la importancia del análisis de reservas y su relación con el sistema de financiamiento y su incorporación en la valuación de este tipo de empresas (Osmundsen, 2010).

Cuando una compañía tiene la habilidad de mantener los niveles de reservas para producción respecto a las reservas que incorporan cada año es un indicador de la capacidad de recuperación y sostenibilidad de ésta, además habla del potencial que tiene para crecer. Este dato es de vital importancia cuando se desea hacer la valuación de la compañía en cuestión. (Osmundsen, 2010).

Para empresas que cotizan o colocan deuda en Estados Unidos, la SEC establece las reglas que deben seguir en los reportes de los estados financieros. En el caso de las petroleras, las reservas tienen un apartado y requisitos para estandarizar (Comisión de Bolsa y Valores, CFR, Título 17, 2008). Los conceptos para accionistas y tenedores de deuda con el fin de proporcionar a los participantes del mercado información suficiente y oportuna que le ayude a evaluar el desempeño de cada corporación.

Un indicador muy consultado es la tasa de restitución de reservas (RRR por sus siglas en inglés), este indicador se refiere a la proporción que existe entre la reserva producida por año y la reserva que se ha restituido según el reporte de nuevas reservas del mismo año, ejemplo, si RRR es igual a 1 significa que el nivel de reservas no ha cambiado, es decir, la reserva producida y la reportada en ese año en términos cuantitativos son iguales (Osmundsen, 2010).

De hecho, realizar un flujo de efectivo para las empresas es complicado por las características del sector y el horizonte temporal que implica. A esto le debemos sumar que los potenciales inversionistas o accionistas se enfrentan a la asimetría de información que

existe entre el evaluador y la compañía. Si bien, es cierto que, RRR es un buen indicador, este puede estar sujeto a un grado de error, también existen algunos estudios donde se señala que no existe una relación clara de RRR en los estados financieros y las valuaciones (Osmundsen, 2010).

Para las empresas petroleras las reservas son materia de trabajo, activo a desarrollar y monetizar. La compra de derecho de explotación, la participación en proyectos y los financiamientos se deciden en función de la cantidad de hidrocarburos que puede ser registrados contablemente, el volumen que puede producirse y el rendimiento de la inversión (Rodríguez-Padilla, 2013).

Para la industria petrolera las reservas son el motor de confianza y credibilidad que aseguran acceso a fondos para desarrollar proyectos e innovaciones que respondan al crecimiento de la demanda. En el sector financiero las reservas son una medida de valor de una empresa petrolera, y, por tanto, son fundamento de su capacidad crediticia (Rodríguez-Padilla, 2013).

El valor de un activo petrolero está en función de su capacidad para generar utilidad en el futuro. (Rodríguez-Padilla, 2013) Utilizan el mismo lenguaje que los demás negocios como: activos, no obstante, requiere de una valuación especializada para conocer o estimar el volumen de petróleo in situ, las cantidades recuperables, los volúmenes que serán efectivamente vendidos, los costos de producción y los ingresos generados.

Las reservas poseen un valor económico asociado a la inversión, costo de operación, mantenimiento, pronósticos de producción y el precio de venta de los hidrocarburos. El precio se utiliza para hacer las estimaciones de reservas (PEMEX, 2019).

La explotación de las reservas requiere cierto nivel de inversión que se vincule a un plan de desarrollo para la producción. Actividades tales como: construcción de instalaciones, perforación y terminación de pozos, reparaciones mayores, sistemas artificiales y métodos de recuperación mejorada son elementos que se incluyen en la estimación de reservas para su valor económico. El resultado es la determinación de si los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables o no, dichas estimaciones se pueden consolidar como reservas o recursos contingentes (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

La categoría en la que se asignan los volúmenes no es definitiva, pues posteriormente se puede modificar su estatus mediante: la certificación de un mayor volumen, un cambio en el precio de hidrocarburos o una disminución en los costos de desarrollo u operación y mantenimiento puede conllevar un cambio en la evaluación económica y, por ende, un cambio en la categoría; en algunos casos se pasara de recursos a reservas.

El Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (*Petroleum Resources Management System, PRMS*) se creó con el objetivo de proporcionar un marco común para la estimación de las cantidades de petróleo y gas, descubiertas y/o por descubrir (no descubiertas) asociadas con yacimientos, propiedades y proyectos. De acuerdo con esta clasificación se deben incluir los volúmenes de hidrocarburos originales (in-situ), los volúmenes recuperables técnica y comercialmente, y los volúmenes producidos.

7.9.1 Definición de reservas de hidrocarburos

Las reservas son el sustento de los proyectos de inversión, esto implica utilizar las definiciones emitidas por la Comisión de Bolsa y Valores de Estados Unidos, SEC por sus siglas en inglés (*U. S. Securities and Exchange Commission*), a su vez las definiciones que establece la SEC son consistente con PRMS, a fin de establecer un marco común de referencia para las empresas, inversores y analistas de valores.

El objetivo de la estimación de reservas es proporcionar al público información comparable acerca de los volúmenes de reserva, no al valor razonable que la empresa tiene disponible, esto permite a los inversores hacer proyecciones de diferentes compañías y poder compararlas (US SEC, 2010).

Las reservas son las cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, desde cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Además, las reservas deben satisfacer cuatro criterios:

- i) Estar descubiertas.
- ii) Ser recuperables.
- iii) Ser comerciales.
- iv) Ser remanentes (en la fecha de la evaluación).

Con base en los proyectos de desarrollo aplicados:

Los recursos contingentes son aquellas cantidades de petróleo que se estima en una fecha determinada, y que son potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero los proyectos aplicados aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias.

Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los que actualmente no existen mercados viables, o cuya recuperación comercial depende de tecnología que aún está en la etapa de desarrollo, o en los que la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente la comerciabilidad.

Los recursos contingentes también pueden categorizarse de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden subclasificarse según el afianzamiento del proyecto o caracterizarse por el estado económico.

Los recursos prospectivos son aquellas cantidades de petróleo que se estima en una fecha determinada, éstos son potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas mediante la aplicación de futuros proyectos de desarrollo.

Los recursos prospectivos están relacionados con una oportunidad de descubrimiento y una oportunidad de desarrollo. Los recursos prospectivos se subdividen a su vez de acuerdo con el nivel de certeza relacionado con las estimaciones de cantidades recuperables, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y se pueden subclasificar según el afianzamiento del proyecto.

7.9.2 Clasificación de reservas de hidrocarburos

Las reservas también se categorizan de acuerdo con el nivel de certeza relacionado con las estimaciones y se pueden subclasificar según el afianzamiento del proyecto o caracterizar por el estado de desarrollo y producción:

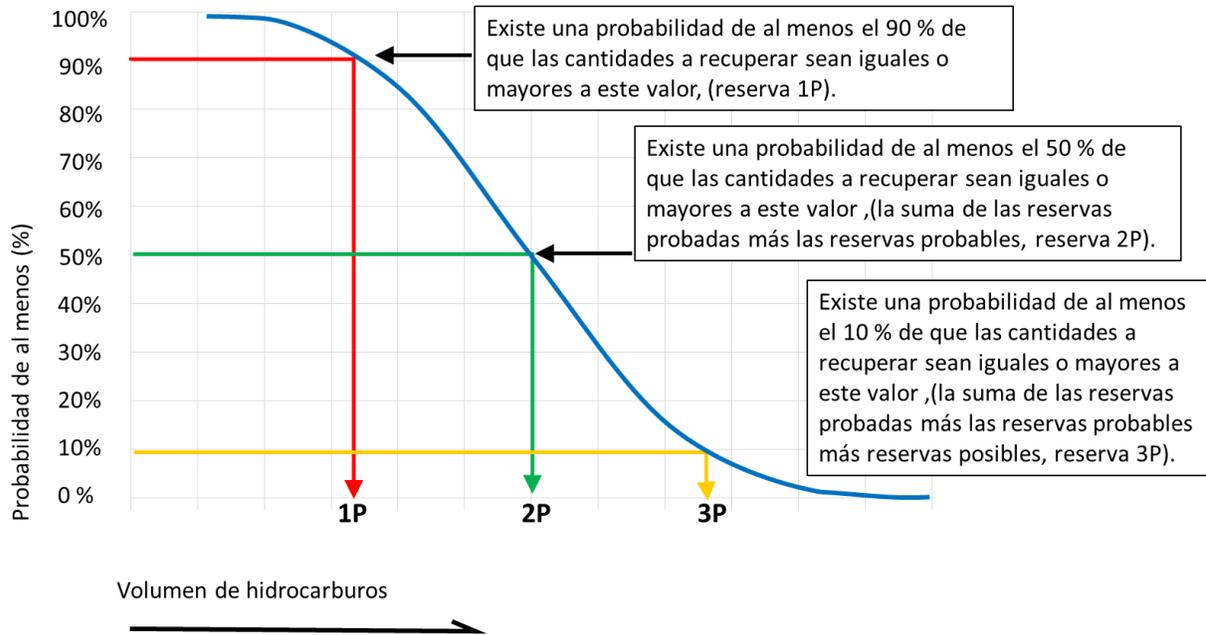
- **Las reservas probadas (1P):** Son aquellas cantidades de petróleo que, según los análisis de datos geo científicos y de ingeniería, se puede estimar con certeza razonable que serán recuperables comercialmente desde una fecha dada en

adelante de reservorios conocidos y al amparo de condiciones económicas, métodos de operación y reglamentaciones gubernamentales definidas.

Si se utilizan métodos deterministas, el término “certeza razonable” se refiere a un alto nivel de confianza en que se recuperarán las cantidades (Figura 20). Si se utilizan métodos probabilísticos, debe existir una probabilidad del 90%, como mínimo, de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o superiores a la estimación (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

- **Las reservas probables (2P):** Son aquellas reservas adicionales que según los análisis de datos geocientíficos y de ingeniería tienen menos probabilidad de ser recuperadas que las reservas comprobadas, pero tienen mayor probabilidad de ser recuperadas que las reservas posibles (Figura 20). Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores, o menores, que la suma de las reservas estimadas comprobadas más las reservas probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debe existir una probabilidad del 50% como mínimo de que las cantidades reales recuperadas sean iguales o superiores a la estimación de 2P (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).
- **Las reservas posibles (3P):** Son aquellas reservas adicionales que según los análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, tienen menos probabilidad de ser recuperadas que las reservas probables (Figura 19). Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una probabilidad baja de superar la suma de las reservas comprobadas más las reservas probables más las reservas posibles (3P), que es equivalente a la hipótesis de estimación alta. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debe existir una probabilidad del 10 % como mínimo, de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o superiores a la estimación de 3P (SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG;, 2011).

Figura 19. Probabilidad en el volumen de reservas de hidrocarburos.



Fuente: SPE, AAPG, WPC, SPEE, SEG, (2001).

7.9.3 Cálculo de reservas de hidrocarburos

Una vez que se ha comprobado la existencia de hidrocarburos, el insumo principal para la toma de decisión es el tamaño del descubrimiento, existen muchas técnicas para determinar las reservas descubiertas, pero solo se mencionarán los métodos pues para los fines del trabajo se considera un dato generado por un grupo de especialistas y por tanto validado (Bhattacharyya, 2011). Las metodologías que se emplean para estimar las reservas son:

- Volumétrico.
- Balance de materia.
- Declinación de presión.
- Curvas de declinación.
- Simulación de yacimientos.
- Nominal.

7.9.4 Factores que afectan las reservas de hidrocarburos

En la investigación que realiza Misund (2008) reporta que no existe una concordancia entre los inversionistas y el precio de acción determinado posteriormente. Según el autor, el análisis y los inversionistas no están de acuerdo sobre la importancia en términos de valor que suma la incorporación o reporte de reservas. La sugerencia es para los directivos de la empresa, pues a ellos les compete tomar una decisión asertiva, cuando los resultados de las reservas caen temporalmente, deben evitar una compra agresiva o de “pánico” de nuevas reservas en el mercado. Es decir, deben hacer una compra con base en un análisis económico sólido y no solo por satisfacer resultados a corto plazo que responden a impulsos y no a necesidades.

Existen diversos factores que influyen en evitar una correlación directa entre las reservas reportadas y la valuación. Por ejemplo, los principios que enuncia la SEC tienen un enfoque contable, esto dificulta expresar algunos errores que involucra la medición y en consecuencia complica expresar el estado real de las reservas. Otro factor son la diversidad de metodologías que existen para estimar las reservas y que la selección depende del inversor. Si al momento de hacer la evaluación solo se considera algunos aspectos, se puede tener como resultado una subestimación, en especial cuando el análisis se enfoca en el flujo de efectivo y considera que el reporte de reservas es alto y podría ser engañoso (Osmundsen, 2010).

Se debe considerar que el reporte de reservas presenta algunas desventajas. Las reservas que se presentan en el balance contable se calculan al precio actualizado a la fecha de reporte, esto implica que la información no cuenta con alguna estimación del desarrollo en el futuro del precio del petróleo (Osmundsen, 2010).

El tema se complica cuando se considera el tipo de contrato que tiene la empresa con el país anfitrión, el sistema legal que otorga los derechos sobre los hidrocarburos documentados y el control de estos. Para cumplir con los fines de la investigación, se trabaja

bajo el supuesto de que la mayor cantidad de reservas a reportar y producir conviene tanto al país anfitrión como a la empresa que trabaja en dicha sede, también se considera que, a mayor cantidad de reservas, se tiene un mayor potencial de producción de hidrocarburos. En el desarrollo de la metodología se detallará más esta cuestión.

Una de las desventajas que presenta el reporte de reservas es que por sí mismas no reflejan la situación financiera de la compañía o el indicador que muestre los planes o proyectos que tiene la compañía para desarrollar las mismas o su incorporación en el plan de negocios estratégicos. Pues las normas que establece la SEC solo permiten la revelación de las reservas probadas, es decir, solo utiliza un tipo de reservas de todas las categorías que enlista. Así la SEC cumple el objetivo de proteger a los inversionistas (acciones o bonos), sin embargo, limita la información que puede proveer la compañía.

Así el indicador de reporte de reservas puede llevar a situaciones opuestas pero probables, por un lado, una compañía puede estar subvalorada, especialmente cuando se está en fase de exploración y evaluación. En otros casos, la compañía puede estar sobrevalorada, pues sus reportes son muy buenos, pero un cambio en la gerencia o en los precios puede conducir a un cambio en la estrategia que deprecie los proyectos. Según Osmudsen (2010) la tentación por manipular el reporte de reservas se puede presentar, debido a que existen algunas inconsistencias en las definiciones o por el interés de que la empresa se perciba de una forma positiva.

Se hace una serie de reflexiones sobre las posibles repercusiones en las que se puede incurrir cuando se hace pública información interna de la compañía sobre las expectativas que tiene sobre cada proyecto o los posibles perfiles de producción, sin embargo, Osmudsen (2010) sostiene que esté tipo de información ayuda tanto a los accionistas como a los tenderos de deuda a evaluar, resaltando los siguientes puntos:

- Proveer y actualizar información sobre las expectativas puede contribuir a generar una mayor capacidad para la recaudación de capital por parte de la compañía y de la mismas forma la empresa podría compensar a sus inversionistas.
- El futuro de las compañías petroleras depende en gran medida de la asignación de presupuesto a exploración y la generación de un equilibrio con los costos de desarrollo, la depreciación, el gasto corriente e incluso las amortizaciones. Esto implica que la reserva probada que reportan las compañías sea insuficiente para que los acreedores e inversores puedan entender la complejidad del negocio y generen expectativas más completas sobre la capacidad futura de la compañía.

Por otra parte, un supuesto falso es el de asumir que todas las reservas tienen el mismo valor por barril, cuando en realidad cada yacimiento tiene características geológicas únicas (Connell, 2002). La volatilidad no solo depende del mercado, precio del petróleo, sino también de las características propias de campo de producción que se analizan diariamente por la empresa.

Dicho esto, entonces se puede decir que no son comprobables las reservas 1P contra las 3P, pues la primera categoría se incluye dentro de la segunda (Ross J. G., 2004), sin embargo, la industria acepta esta clasificación y para este trabajo nos apegaremos a ella estrictamente.

Continuando con la idea anterior, un proyecto con recurso contingentes respecto a uno con reservas 2P en términos monetarios no deberían ser comparables, pues el nivel de inversión y el tiempo que se requerirá para el desarrollo de cada uno es completamente diferente. Solo cuando se utiliza la reserva, el contraponer los dos proyectos es aceptable. Por tanto, solo se va a ejercer la opción, cuando el valor de las reservas a desarrollar exceda por mucho el valor del precio de desarrollo, exclusivamente, bajo estas circunstancias se continuará el proceso de exploración (Ross J. G., 2004).

Para Connell (2002) el asumir de forma generalizada el precio del petróleo como única fuente de incertidumbre y que la toma de decisiones se sustente sobre esta variable, se podría explicar como una visión sesgada del problema. En contraposición la parte técnica solo hace una cuantificación del valor de las reservas basados en una distribución volumétrica excluyendo la variable de precio del petróleo.

Acerca de los enunciados que establecen Paddock, Siegel y Smith (1988), posteriormente Connell (2002) realiza las siguientes aclaraciones acerca de los mismos:

1. El cálculo del reservas cambia en tanto, se pueda detallar mejor las condiciones del yacimiento, esto es durante la vida productiva del campo.
2. La ingeniería de yacimientos tiene un perfil de producción para cada pozo.

El idealismo de las variables que componen el modelo opciones reales expone lo lejos que se encuentra la academia de la actividad industrial cotidiana. Esto conduce a la industria petrolera a que utilice técnicas tradicionales como: flujo de efectivo descontado y valor presente neto (VPN) para valuar inversiones en vez de otras técnicas.

Sin embargo, el avance de la industria petrolera tiene, el análisis de distribución estadísticos sobre la proyección del volumen de reserva, que tiene entre sus logros, generar escenarios: optimistas, moderados y pesimistas sobre el Valor Presente Neto (VPN), citado en Dawe, (2000) en (Connell, 2002).

7.9.5 Proceso de concesiones de contratos

El Estado Mexicano mediante Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) provee un portal de denominado Rondas México, donde se publica la información en materia de hidrocarburos, desde interesados, socios, empresas, asociaciones, adjudicaciones, así como el seguimiento tanto técnico como administrativo de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Según la CNH, en abril de 2019 existían 107 contratos vigentes de los procesos de licitación, denominado en México Ronda 1, 2 y 3. Además de un grupo denominado en migración, es decir, un cambio en los términos contractuales. En la figura 20 se denota que los resultados de las rondas se inclinan por la opción de Licencia, no obstante, dado que la incertidumbre es una variable importante en la investigación, cuando se considera la firma de contratos (Ibarra, 2017), esta puede hacer menos atractiva la inversión. Por tanto, la muestra seleccionada solo analizará los contratos de producción compartida que según Ibarra son los que presentan una menor aversión al riesgo.

La principal diferencia entre el sistema de concesión y la producción compartida es que tanto la reserva como la producción no varían conforme a los cambios en el precio del barril para las concesiones, mientras que, en la producción compartida sí. Así mismo, en la modalidad de producción compartida, la empresa debe pagar una cantidad proporcional para cubrir los costos (costo de hidrocarburo) y la utilidad (utilidad de hidrocarburos). En consecuencia, cuando los precios del petróleo suben, se reduce la cantidad de barriles que requiere para cubrir costos y utilidad (Osmundsen, 2010).

Esta investigación considera la etapa de exploración, donde el contrato se puede analizar como una opción similar a un derecho sin obligación, adicionalmente, se tienen los casos de producción, la duración de los contratos es de 25 a 30 años cada uno con sus propias ampliaciones o extinciones.

Figura 20. Cifras relevantes abril 2019, actualizado junio 2021.

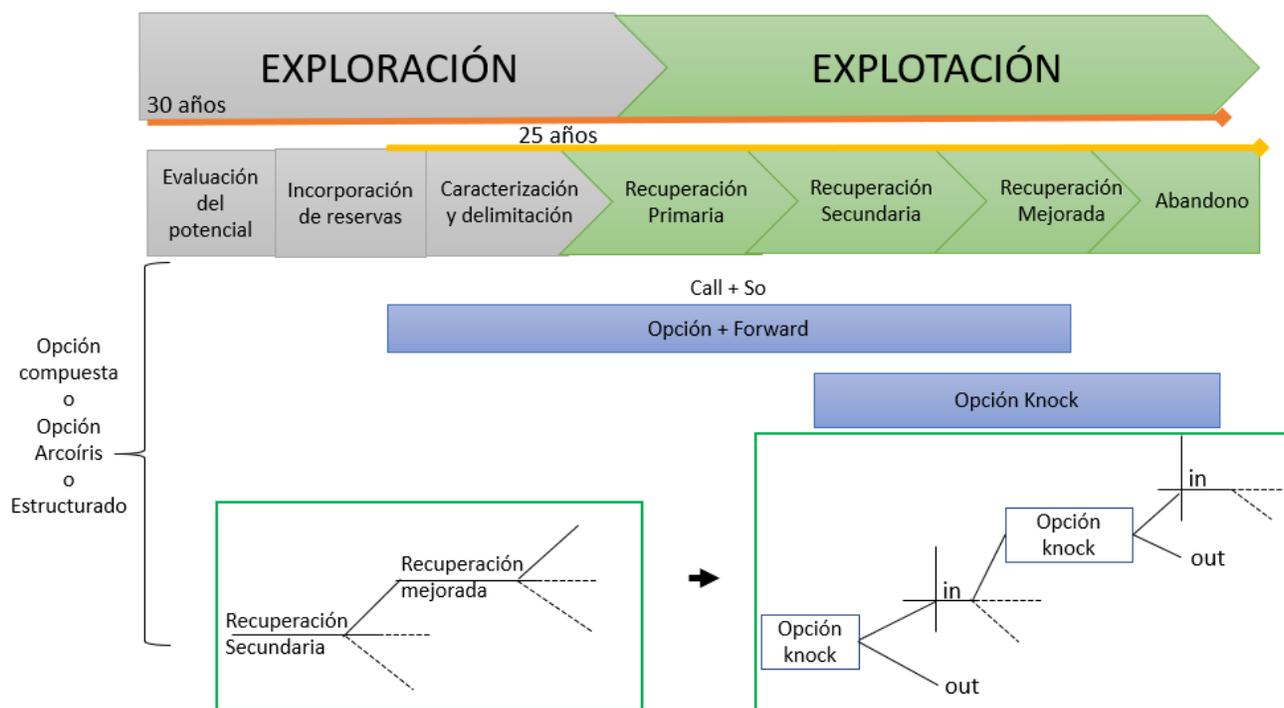


Fuente: CNH Abril, (2019).

A continuación, en la figura 21 se muestra la cadena de valor de un bloque de producción hipotético. Del proceso conocido como Rondas México, la muestra inicial se compone de 31 contratos de producción compartida, de los cuales solo 3 se consideran para la etapa de explotación, el resto de la muestra son contratos de exploración o exploración y producción.

Las reservas son una cuantiosa fuente de incertidumbre en la etapa de exploración y explotación de las empresas. Considerando que el objetivo es la extracción de estos recursos valiosos, esta es una de las principales incertidumbres que los directivos deben enfrentar como un portafolio de opciones (McCormack 2002). La primera diferencia que hay entre los contratos de exploración y explotación es la duración de estos, para la primera etapa se consideran 30 años, mientras que para la segunda se consideran 25 años aproximadamente.

Figura 21. Cadena de valor hipotética de un bloque, para producción de hidrocarburos, con una opción arcoíris que se compone de: (opción + forward) + opción Knock out-in.



Fuente: Elaboración propia con información de Connell (2002) y (Bhattacharyya, 2011).

7.10 Metodología de Connell (2002)

La metodología que aplica Connell (2002) es un análisis posterior a la adquisición del bloque, considerando los últimos años de la licencia, para evaluar la renovación, o no, de los derechos. En esta investigación se propone una ampliación de esa metodología como se muestra en Figura 22 por los objetivos de este trabajo solo se valúa una parte el *call*, el enfoque es la compra de los derechos de exploración de hidrocarburos, como lo conciben Black y Scholes en 1973, para explicar la teoría de opciones reales (Laughton, Sagi, y Samis, 2000). Con el fin de identificar si el modelo propuesto puede predecir los resultados, al tiempo de cotejar con los resultados de la licitación. Además de implementar los

parámetros para identificar el tipo de incertidumbre y el impacto de las acciones, por el tomador de decisiones (Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, 2019).

7.10.1 Adaptación de Reservas Probadas sin Desarrollar

Las reservas probadas sin desarrollar (PUD por sus siglas en inglés) por sí mismas son una opción real, dado que otorgan el derecho mas no la obligación de desarrollar la explotación de dichas reservas; por el valor de las PUD deben incluir el valor presente neto (VPN) más el valor de la opción o el adicional de volatilidad.

La valuación de opciones reales puede ser llevada como un flujo de efectivo según Copeland y Antikarov (2001), considerando la estimación “como si fueran” negociadas en el mercado (Tabla 5). Para fines de esta investigación se considera este postulado como la aproximación más cercana y realista para valuar, además de ser la justificación.

Tabla 5. Proyección de reservas como opciones reales, similitudes y diferencias entre los conceptos.

Opción de compra	Variable	Probables recursos para certificar
Precio actual de la Acción	S_0	Proyección de reservas
Precio de ejercicio	K	Mínimo de reservas a certificar
Tiempo al vencimiento	T	4+2+2, exploración
Volatilidad	σ	Volatilidad de las reservas
Tasa libre de riesgo	r	Tasa bono 10 años México

FUENTE: Elaboración propia con información de McCormack, J., y Sick, G. (2001).

El modelo es una adaptación del propuesto por Boyle, Evnine y Gibbs (1989), en este las reservas no tienen una distribución definida, dado que, con el paso del tiempo tienen reducción significativa de la varianza. Este es un factor que impiden el proceso de difusión logarítmica normal. El principal objetivo del estudio es el planteamiento de las reservas como un problema de opciones y sus posibles estrategias a seguir (Figura 22). La discusión sobre el subyacente, las variables estocásticas que implica el problema y sus posibles trayectorias.

Figura 22. Analogía entre opciones financieras y opciones de inversión en producción.



Fuente: Elaboración propia con información de Connell (2002).

El volumen no cotiza dentro del mercado secundario explica Connell en 2002, técnicamente son una estimación del objeto físico que no es afectada por cambios de valor subjetivos como el precio de la acción. Por tanto, la expectativa del rendimiento $\mu=0$, el autor postula la siguiente fórmula:

$$\frac{\Delta Vol_t}{Vol_t} = \sigma_2 \sqrt{\Delta t} \Delta Z_{2t} \quad (34)$$

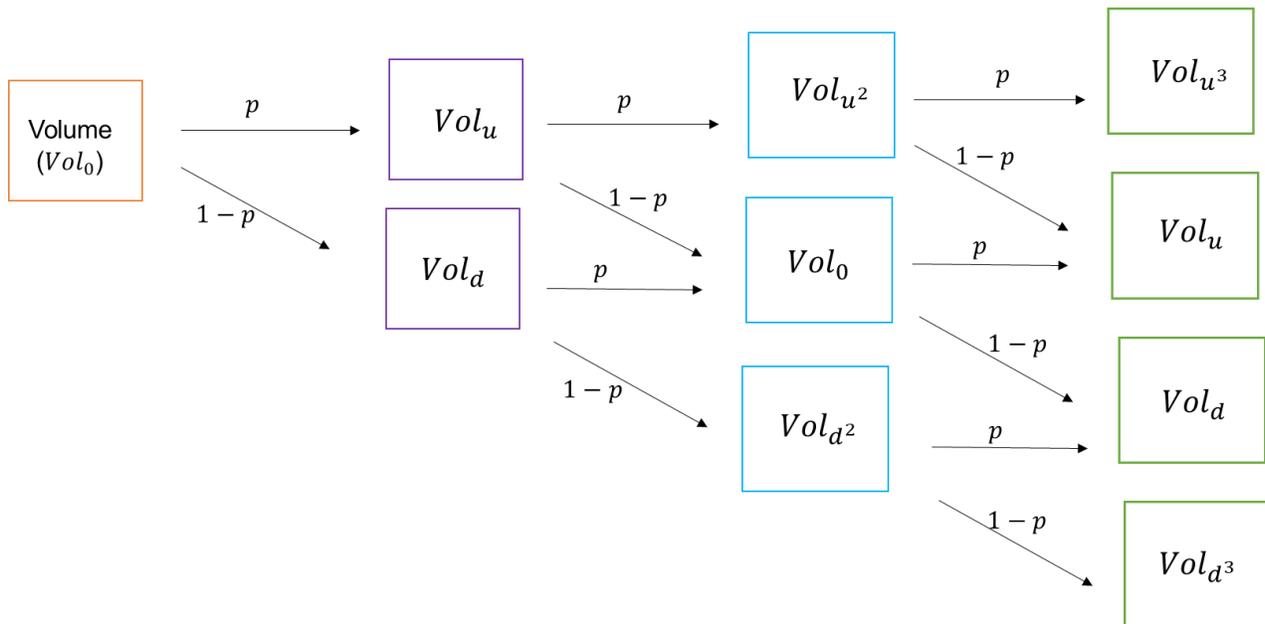
Donde:

ΔVol_t : cambio porcentual del volumen de reservas en un periodo discreto de tiempo,
 σ_2 : es la volatilidad del volumen de reservas;

$$Z_{2t} \sim N(0,1) \text{ y } t \in [0, T]$$

La combinación de este proceso puede ser representada en tiempo discreto usando un árbol binomial propuesto por Cox, Ross y Rubinstein (1979). En cada nodo se usa por separado, la variación de la reserva, la probabilidad, todo utilizado en términos de reservas; como se muestra en la figura 23, así el proceso es análogo al ejercicio en caso de inversión en un bloque.

Figura 23. Árbol para valorar una opción sobre un proyecto de inversión en exploración, considerando volumen total de la reserva sin desarrollar.



Fuente: Elaboración propia con información de Connell (2002) y Hull (2014).

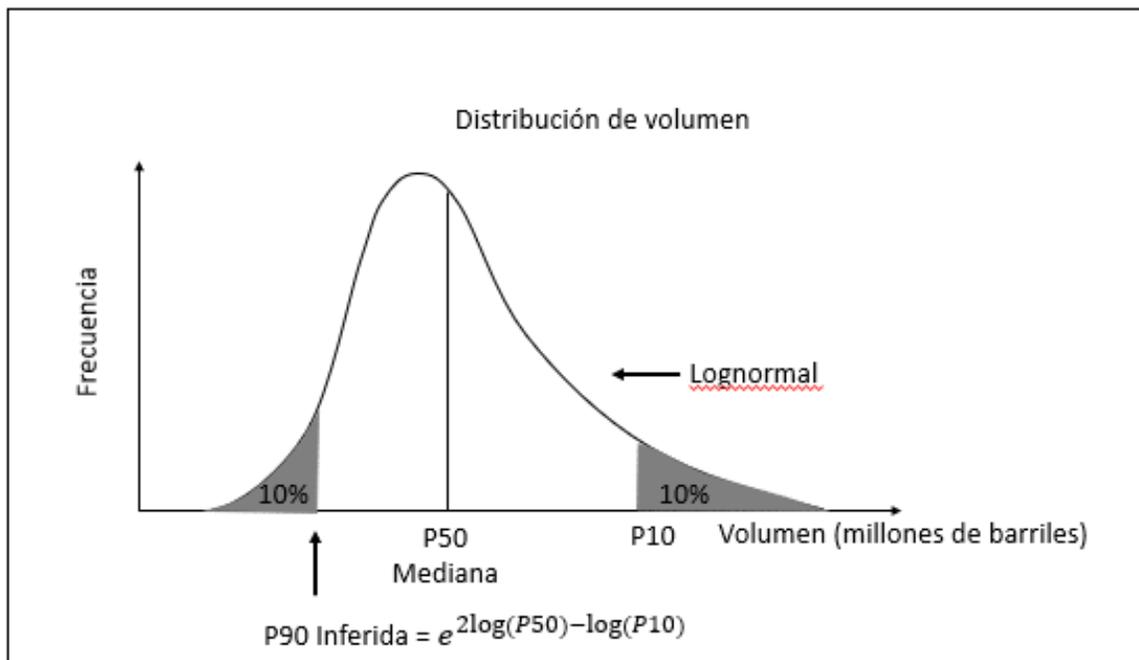
Siguiendo con los principios de Paddock, Siegel y Smith, (1988) el valor de una opción caduca cuando:

$$C_T = \max[V_T - D_T, 0]$$

Donde C_T , es el valor de opción al momento de caducar; V_T , valor de la reserva sin desarrollar al momento de caducar la opción y D_T , es la expectativa del costo de la opción al caducar. Cabe destacar que se asumen que la reserva sigue un movimiento geométrico Browniano, con múltiples periodos de recombinación.

Con el fin de estimar la volatilidad de las reservas, se explica cómo se correlacionan la información que se publica por la CNH en términos de P₉₀, P₅₀ y P₁₀; el modelo busca su correlación con una aproximación a una distribución lognormal (figura 24) y la volatilidad que le corresponde (Connell, 2002).

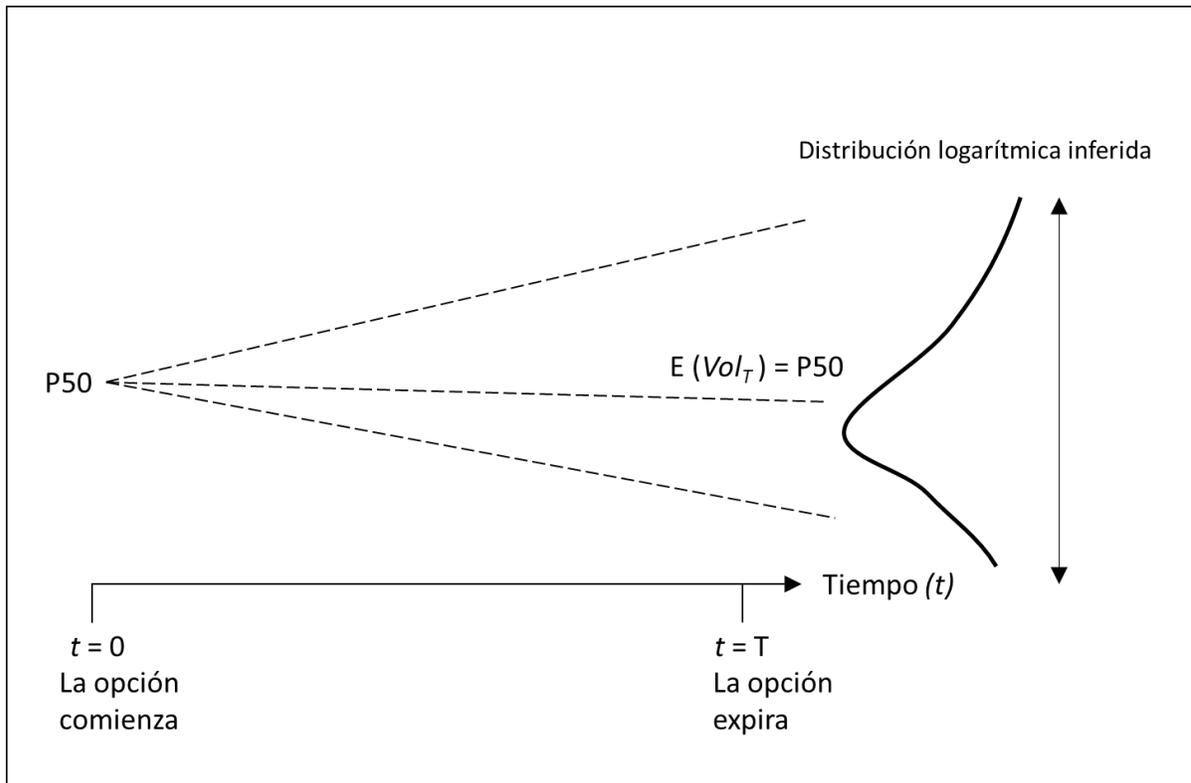
Figura 24. Estimación de la Reserva tipo P90 utilizando los datos de P50 y P10.



Fuente: Traducción propia de Connell (2002).

Para el caso se establece a P50 en t=0, este será el punto de referencia que se vincula con los ingenieros de yacimientos, dado que al inicio de producción se trabaja en un intervalo de posibles resultados, después se considera la expectativa del valor de la opción que va a vencer en “T” (Figura 25). Una vez realizado el cálculo, se procede a la distribución lognormal y el uso de las reglas de exponenciales para determinar la volatilidad del volumen en reservas.

Figura 25. Representación del proceso estocástico de las reservas.



Fuente: Traducción propia de Connell (2002).

Donde T es tiempo de vida de la opción; $Var(Vol_T)$, es la varianza de la distribución de la reserva al tiempo de caducar.

$$Var(Vol_T) = \left(e^{2 \text{Log}(P50) + \left[\frac{\text{Log}(P_{10}/P_{50})}{N^{-1}(0.90)} \right]^2} \right) * \left(e^{2 \text{Log}(P50) + \left[\frac{\text{Log}(P_{10}/P_{50})}{N^{-1}(0.90)} \right]^2} - 1 \right) \quad (35)$$

La volatilidad de las reservas sin desarrollar (σ_2) se identifica mediante el uso de las reglas de opciones de Hull (2000) y las reglas de la distribución lognormal de Aitchison y Brown (1957) cita dentro de Connell (2002):

$$\sigma_2 = (1/T) * \sqrt{\text{Log} \left(\frac{\text{Var}(\text{Vol}_T)}{P50^2} + 1 \right)^4} \quad (36)$$

Donde:

T : tiempo para el vencimiento de la opción.

Vol_t : volumen total de la reserva sin desarrollar.

$\text{Var}(\text{Vol}_T)$: La varianza de la distribución de la reserva sin desarrollar al tiempo de caducar.

σ_2 : La volatilidad de las reservas sin desarrollar.

7.10.2 Desafíos del modelo

El acercamiento con el modelo de TOR es impreciso para McCormack (2002), dado que existen importantes diferencias entre las que destacan:

- El precio de las opciones se calcula con base en el subyacente que cotiza en el mercado de valores en tiempo real.
- Cuando hablamos de reservas, se considera: un perfil de producción, un flujo de efectivo, un horizonte temporal, nivel de inversión y un periodo para el rendimiento de la inversión. En el caso del gas, es más complicado generar los perfiles de

⁴ Se corrige la fórmula para que cumpla con las propiedades de los logaritmos y sea consistente con los resultados que el autor propone, en el libro “Real Options and Energy Management, Ed. Ehud. I. Ronn, Cap 17 Valuation of Petroleum Reserves with Quantity and Price Uncertainties: The Case of Woodside Energy, Stuart Connell, 2002, Risk Books, Pag. 521”

producción pues es un producto que presenta estacionalidad, incrementando sus precios en algunos meses y bajando en otros.

- La expectativa sobre el flujo de efectivo que deriva del desarrollo de las reservas va a variar a través del tiempo. Existen muchas causas de este hecho, por ejemplo, un cambio de tecnología puede mejorar la eficiencia de extracción y, por tanto, un cambio en el tipo de reserva, o también puede ser de índole económica como un cambio en los precios.
- Existen varias empresas que pueden cotizar en bolsa, sin embargo, el precio de la acción será único. Por otro lado, se trabaja bajo el supuesto de una tasa libre de riesgo, es decir, no existen condiciones para el arbitraje. No obstante, existen importantes diferencias en los precios de las mezclas dependiendo de la zona geográfica donde se realice la entrega física de las mezclas.
- Cuando se ejerce una opción financiera tiene como resultado propietario sobre el activo subyacente. En contraste cuando se habla de reservas, el proyecto solo cambia de categoría, para seguir con la siguiente etapa de investigación-evaluación. La materialización de la producción de barriles hidrocarburos diarios lleva varios años.
- Cuando se modela sobre las líneas de un árbol de decisión, se consigue un valor aproximado, solo debe denotarse que la determinación de la tasa de descuento es una aproximación, pues en las opciones reales se modifica el riesgo del proyecto y por tanto el rendimiento a que se solicita, esto según Ehrhardt y Brigham (2007).

Una de las probabilidades que contempla OR es un cambio hacia el alza, esto incrementaría el valor de la opción y a su vez, que se ejerza el derecho para el desarrollo de las reservas en el futuro. Sin embargo, el tema se complica cuando el potencial productor solo es de gas, probablemente el licitante se reserve los derechos de ejercer la opción de desarrollo, si considera que en el futuro podría tener flujos negativos por la volatilidad del precio (McCormack, 2002).

Continuando con el ejemplo anterior, en términos OR el valor quedaría en cero, dado que no se ejercería el derecho pues en términos financieros no es rentable. No obstante, este dato se debe considerar como “puntual”, es decir la demanda y oferta de energía es un fenómeno económico-social dinámico, esto implica que se debe estar tomando mediciones continuas para actualizar los modelos y tener un mejor conocimiento del fenómeno.

Como todos los métodos de opciones, el desarrollo de modelo de valuación se establece bajo el principio de neutralidad al riesgo. No obstante, como muchos activos, las reservas de hidrocarburos no son negociadas en los mercados de forma activa, ejemplo: acciones o forwards; en consecuencia, no existe liquidez para el sector. Esto implica que hacer una cobertura de un portafolio compuesto por un activo subyacente riesgoso, con bonos es prácticamente imposible de justificar, es decir, se requiere de una alternativa para resolver este problema (Connell, 2002).

Desde el punto de vista financiero, se puede utilizar una opción Bermuda, dado que esta tiene la flexibilidad de las opciones americanas y las ventajas de la europea, no obstante, siguiendo el principio parsimonioso se decide aplicar la opción europea, dado que este es el primer acercamiento a este tipo de valuación considerando como las reservas como activo subyacente. Otro punto es la parte gubernamental, las empresas están reguladas por la CNH y esta se rige bajo Los lineamientos que regulan los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos en su Capítulo I, Artículo 16, se establece que la comisión tiene ochenta y cinco días naturales para dictaminar sobre un plan. Respecto a las modificaciones, en el capítulo II, en el Artículo 23, se establecen treinta y cinco días hábiles. Con estos tiempos, es poco probable hacer una modificación o acción inmediata por parte de los tomadores de decisión y por ende la utilidad o ventaja la de opción Bermuda (Diario Oficial de la Federación, 2019).

8. Metodología

8.1 Generación del modelo de Valuación de opciones reales para proyectos de inversión considerando activos subyacente en terminos volumetricos

Según McCormack, J., y Sick, G. (2001), una posibilidad a estudiar para modelar los precios de los contratos, es considerar el movimiento aleatorio del precio de la mezcla, sin embargo, esta variable puede afectar el sector que se considera como “aguas abajo” o *downstream*. Por otro lado, una variable poco explorada es la cantidad de reservas. Esto es crucial en una industria con una tasa de éxito del 37% en pozos exploratorios, es decir, de cada 5 pozos exploratorios que se perforan, aproximadamente solo 2 van a ser exitosos (Cruz, N. 2022). Dado el riesgo, la cantidad de reservas juega un papel crucial que será un indicador para hacer o no la inversión.

Basado en lo anterior el modelo que esta investigación propone establece los siguientes supuestos:

- *T* Para todos los contratos se establece la solicitud de 2 extensiones de periodo de dos años cada una. Para estandarizar la métrica temporal $T=8$ años con el fin de realizar la comparación.
- Al hacer la valuación en términos de reservas, se pueden hacer una aproximación a la fecha, utilizando el precio de la mezcla y el tipo de cambio.
- Dado que el análisis se realiza posterior a la licitación Se utiliza la distribución log normal como aproximación por bloque y únicamente por los contratos que se concluyeron. No obstante, se realiza la investigación conociendo el riesgo de la actividad y un posible resultado negativo, en la exploración que deje al bloque/contrato fuera de dinero.

- Algunas variables se establecen con los mismos valores para todos los bloques, pues es un primer acercamiento y un modelo general. De esto se espera en futuros trabajos hacer un modelo particular.
- Las reservas y recursos prospectivos publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, es un cálculo realizado en 2014, en algunos documentos la institución se deslinda de la responsabilidad o veracidad que estos pueden generar. Partiendo del principio que toda la información disponible sobre las empresas (en este caso proyectos) ayuda a los inversionistas a tomar decisiones para los fines de la investigación no se cuestiona ni la fuente ni la fidelidad, se toma como un dato que ayuda a entender el intercambio de bienes, la correlación y su equivalencia.

8.1.1 Unidades de la variable

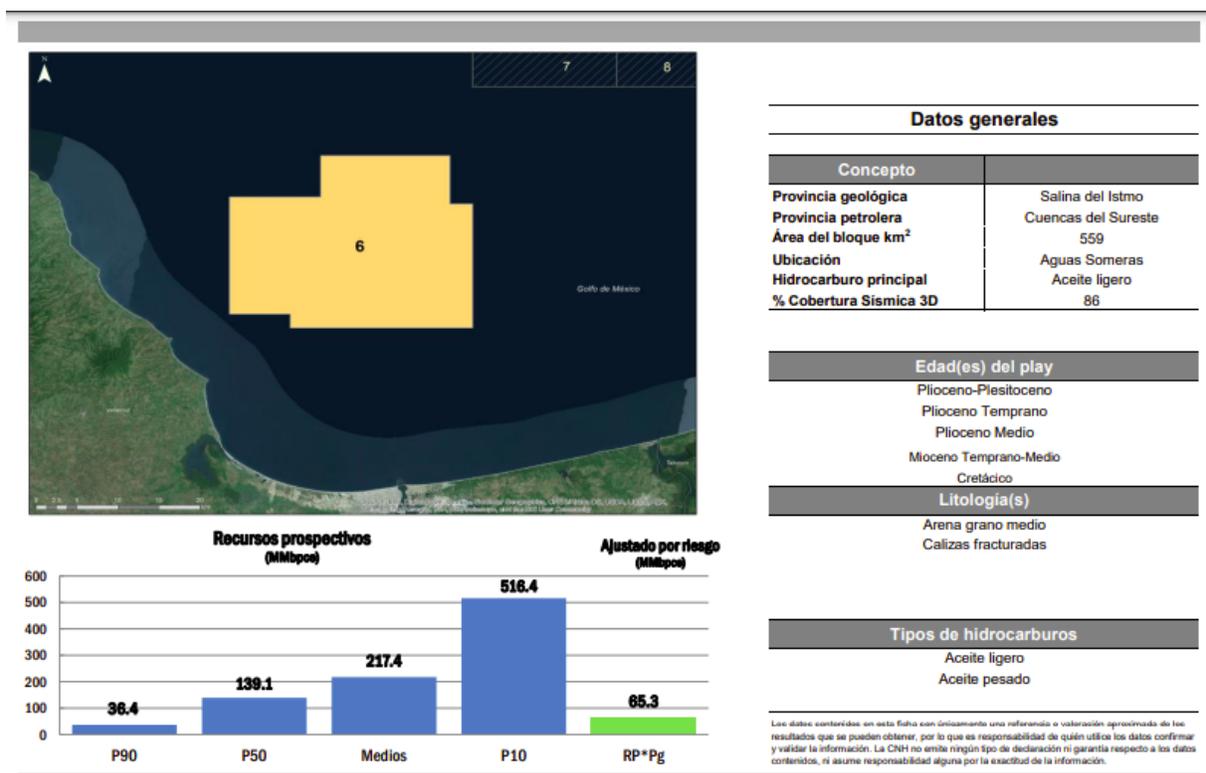
En términos volumétricos, para los bloques que se encuentran en etapa de exploración son: Recurso Prospectivo en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Mmbpce).

8.1.2 Objetivo específico

Hacer la valuación de los bloques con el modelo de opciones reales para comparar el resultado del precio del modelo con los precios pagados por los bloques. Se puede medir la desviación estándar de las reservas, utilizando el modelo propuesto por Connell 2002.

La información que se publicó de cada bloque a licitar, son el cálculo de recursos prospectivos calculados a una fecha dada como se puede ver en la figura 26, además de la provincia geológica, la cobertura sísmica, los tipos de hidrocarburos, litología entre otros. Parte de esta información se organizó en una base de datos, el concentrado de la información se detalla en el Anexo I.

Figura 26. Resumen de información sobre el bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017.



Fuente: CNH, (2021).

Se realizó un primer filtro de información, identidad 28 bloques de exploración en modalidad producción compartida, de esta muestra se seleccionan, en un segundo filtro solo los bloques que contaran con el cálculo del dato: ajuste por riesgo (RP*Pg). Las unidades en que se publican los recursos contingentes son MMbpce.

En resumen, únicamente los bloques que tuvieran 4 datos de volumen de hidrocarburos (P10, P50, P90 y ajuste por riesgo) son modelados, así se concluye con 12 bloques para valorar. En la tabla 6, se muestra un ejemplo, que se puede consultar de manera extensa en el anexo II.

Tabla 6. Recursos prospectivos del bloque A6.CS/2017 publicados en 2014.

CNH-R02-L01-A6.CS/2017	
VARIABLES	VALORES
P10	516.4
P50	139.1
P90	36.4
Ajuste por riesgo	65.3

Fuente: Elaboración propia con información de CNH, (2021).

8.1.3 Objetivos particulares

El modelo de Cox, Ross y Rubinstein y la adaptación del modelo de Connell, sirven para valuar el precio de los bloques de hidrocarburos para exploración utilizando las reservas tipo: recursos prospectivos como subyacente, dando el resultado en las mismas unidades con la Teoría de Opciones Reales. Calcular el valor de desviación estándar utilizando el modelo estocástico de la teoría de opciones reales.

8.1.4 Hipótesis nula

H0: Se puede medir el movimiento estocástico de las reservas tipo: recursos prospectivos de hidrocarburos, por tanto, se puede determinar la volatilidad subyacente (desviación estándar de las reservas) tipo: recursos prospectivos con el modelo de TOR, para determinar el valor de la opción utilizando su propio movimiento browniano.

H1: No se puede medir el movimiento estocástico de las reservas tipo: recursos prospectivos de hidrocarburos, por tanto, no se puede determinar la desviación estándar de las reservas tipo: recursos prospectivos con el modelo de TOR, para determinar el valor de la opción utilizando su propio movimiento browniano.

8.2 Primera etapa: Determinación de la volatilidad

Utilizando el principio equivalente cierto, donde los agentes son neutrales al riesgo y buscan maximizar su utilidad. Bajo este principio se selecciona el proyecto con mayor cantidad de reservas que genera la mejor relación costo/producción y por ende la mayor rentabilidad.

El fin es probar el modelo en varios casos para observar, la estabilidad de este y ver si ayuda a identificar la desviación estándar de las reservas, del conjunto de casos. Connell propone en 2002 utilizar la proyección lognormal para medir las reservas (ver figura 26).

En la figura 25 se presenta la fórmula para determinar P90, en este caso no es necesario. En la investigación se cuenta con esa información, por lo que, se prosigue a hacer el cálculo de la varianza de forma directa con la ecuación 35.

$$Var(516.4) = \left(e^{2 \text{Log}(139.) + \left[\frac{\text{Log}(516.4/139.1)}{N^{-1}(0.90)} \right]^2} \right) * \left(e^{2 \text{Log}(P50) + \left[\frac{\text{Log}(516.4/139.1)}{N^{-1}(0.90)} \right]^2} - 1 \right)$$

Después se procesan los datos para la volatilidad de la reserva con la ecuación 36, previo para todos los bloques, se establecen 8 años de exploración. Para fines didácticos se continua con el ejemplo del bloque A6.CS/2017 publicados en 2014

La fórmula es la siguiente para la volatilidad de las reservas sin desarrollar (σ_2)

$$\sigma_2 = (1/T) * \sqrt{\text{Log} \left(\frac{\text{Var}(\text{Vol}_T)}{P50^2} + 1 \right)}$$

Se hace la sustitución

$$\sigma_2 = (1/8) * \sqrt{\text{Log} \left(\frac{\text{Var}(516.4)}{139.1^2} + 1 \right)}$$

Por lo tanto, se determina que el valor de la desviación estándar o volatilidad anual para el bloque A6.CS/2017 es:

$$\sigma_2 = 16.9 \%$$

8.3 Segunda etapa: Construcción del árbol binomial

Una vez identificada la volatilidad anual de cada bloque, se pasa a la construcción del árbol binomial que son las posibles trayectorias que puede seguir el activo subyacente. Para los fines de la investigación se establecen algunos parámetros como constantes, mismos para todas las empresas. Se continúan con los 8 años de exploración, dos capitalizaciones al año, una tasa de interés libre de riesgo de 8%⁵ anual, la duración de los intervalos es de 6 meses. Al ser un modelo general se establece que el costo de capital es 10.81 % anual. El resumen se observa en la tabla 7.

⁵ La tasa bono a 10 años es 7.4% se establece 8%

<https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF107§or=22&locale=es>

Tabla 7. Variables financieras y valores que se utilizan para evaluar todos los bloques.

T (AÑOS)	8
# Capitalizaciones por año	2
Costo de Capital ⁶	0.1081
Duración del intervalo (Δt , años)	0.5
Tasa de interés libre de riesgo anual	0.08

Fuente: Elaboración propia, (2021).

A continuación, se describe el procedimiento que se siguió para calcular las variables que dependen de cada bloque. El bloque ejemplo que se utiliza es CNH-R02-L01-A6.CS/2017, las fórmulas que se exponen en este caso son las mismas para los demás bloques, lo único que cambia es el valor de sustitución.

8.3.1 Procedimiento

El caso se establece como una opción *call* europea o americana que no paga dividendos, por tanto, se hace uso de la ecuación de factor de crecimiento (a), donde: r es la tasa de interés libre de riesgo y Δt es la duración del intervalo.

$$a = e^{r\Delta t} \quad (37)$$

Bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017

$$a = e^{r\Delta t} = e^{0.08(.5)} = 1.040810$$

⁶ Tasa solicitada estipulada por contrato, por el uso de instalaciones de Petróleos Mexicanos a las empresas

Para el despeje de la u , d y p se utiliza el principio de riesgo neutral. El rendimiento esperado de una acción es la tasa libre de riesgo r . Por tanto, el valor esperado de la acción $Se^{r\Delta t}$ al final de un intervalo, Δt , donde S es el precio de la acción al inicio del intervalo. Se debe cumplir con el rendimiento promedio del precio de la acción con el árbol, necesitamos:

$$Se^{r\Delta t} = pSu + (1 - p)Sd \quad (38)$$

o

$$e^{r\Delta t} = pu + (1 - p)d \quad (39)$$

Es Hull en 2014, quien nos recuerda la varianza del rendimiento del precio de la acción R en un pequeño intervalo Δt es $\sigma^2\Delta t$, donde σ es la volatilidad. Además, que a la varianza se le puede agregar una constante a una variable, sin que cambie su varianza. Así se dice que la varianza de una variable Q se define como $E(Q^2) - E(Q)^2$, donde E designa el valor esperando. La probabilidad p de que $1 + R$ sea u y una probabilidad $1 - p$ de que $1 + R$ sea d . Así se deduce lo siguiente:

$$\sigma^2\Delta t = pu^2 + (1 - p)d^2 - [pu + (1 - p)d]^2 \quad (40)$$

Se establecen una serie de condiciones (ec 2 y Ec 3) p, u y d , que junto con la establecida por Cox, Ross y Rubinstein (1979) para un u ayudan a resolver el sistema de ecuaciones con incógnitas.

Sí y solo sí:

$$u = \frac{1}{d}$$

Así cuando se tiene un incremento de tiempo, Δt , el sistema ayuda a despejar las siguientes ecuaciones:

$$p = \frac{a-d}{u-d} \quad (41)$$

$$d = e^{-\sigma(\sqrt{\Delta t})} \quad (42)$$

$$u = e^{\sigma(\sqrt{\Delta t})} \quad (43)$$

Bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017

$$p = \frac{a-d}{u-d} = \frac{1.0408 - 0.8871}{1.1272 - 0.8871} = 0.640025$$

$$d = e^{-\sigma(\sqrt{\Delta t})} = e^{-.17(\sqrt{.5})} = 0.887107$$

$$u = e^{\sigma(\sqrt{\Delta t})} = e^{(.17)(\sqrt{.5})} = 1.127259$$

Sustitución de valores y resultado de las ecuaciones en la tabla 9 de resultados del bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

8.4 Valuación opción *Call* europea

Para valuar propiamente la opción, se utiliza la técnica de *inducción inversa o hacia atrás (backwards inductions)*. Este método consiste en iniciar la evaluación en la etapa final del árbol binomial. Dado que tenemos los parámetros para determinar su valor en esa etapa, en este caso, una opción de compra vale $\max(S_T - K, 0)$, donde S_T es el precio de la acción en el tiempo T y K es el precio de ejercicio. Como se asume un mundo neutral al riesgo, el

valor en cada nodo en el tiempo $T - \Delta t$ se calcula como el valor esperado en el tiempo T descontando a la tasa r durante el periodo Δt . Se repite el proceso para cada valor en cada nodo de forma regresiva, de tal modo que $T - 2\Delta t$ se calcula como el valor esperado en el tiempo $T - \Delta t$ descontando a la tasa r durante un periodo Δt . Y así sucesivamente se va retrocediendo a lo largo del árbol hasta llegar al valor de la opción en el tiempo cero (Hull, 2014).

Un punto importante es el establecer el valor de la opción real como condición, para resolver el problema. Dado que no se conocen los planes de cada proyecto se decide utilizar el dato de ajuste por riesgo, Figura 27. Este se dato está en unidades de reserva, la cantidad se ubica entre P90 y P50. La información se considera como el mínimo de reserva a certificar. En consecuencia, se puede establecer que cada bloque vale al menos, la cantidad de reservas de ajuste por riesgo, por tanto, el precio de ejercicio es análogo al ajuste por riesgo.

Así solo se sigue con los principios de Paddock, Siegel y Smith, (1988) el valor de una opción caduca cuando:

$$C_T = \max[V_T - D_T, 0]$$

V_0 : valor actual^{7*} de la reserva sin desarrollar / del subyacente

$K \sim D_T$: valor del ejercicio de la opción/ expectativa del costo de la opción al caducar / Ajuste por riesgo ~mínimo de reserva a certificar / Costo de implementación

T : tiempo al vencimiento de la opción

V_T : valor de la reserva sin desarrollar al momento de caducar la opción

⁷ (* La CNH no emite ningún tipo de declaración ni garantía respecto a los datos contenidos, Base de Datos Integrada de acuerdo con el instructivo de Oportunidades Exploratorias, BDOE publicado en 2014)

r : tasa de interés libre de riesgo continuamente compuesta para una inversión que vence en el tiempo T / Tasa bono 10 años México

C_T : valor de una opción de compra europea al momento de caducar

8.5 Modelo de Incertidumbre endógena

Objetivo

Analizar los proyectos de exploración utilizando las reservas y la teoría de opciones reales.

Objetivo específico

Evaluar los proyectos de desarrollo en modalidad de producción compartida, utilizando las reservas como activo subyacente para conocer el comportamiento de la incertidumbre endógena a través del tiempo y sus potenciales implicaciones.

Contexto

Dado que el análisis de incertidumbre ayuda a evaluar la estrategia que se puede implementar por parte directiva, la única información clara sobre la estrategia a seguir es por parte del ente regulador, entonces, se procedería a establecer lineamientos generales que se alinean con los objetivos de algún ente regulador para conocer el avance y áreas de oportunidad de los proyectos a su cargo.

Fuentes de información

<https://www.gob.mx/cnh/que-hacemos>

<https://rondasmexico.gob.mx>

Tabla 8. Delimitación de los conceptos de incertidumbre exógena y endógena.

Exógena	Los directivos podrán tomar iniciativa, pero sin obtener algún resultado, entonces solo puede esperar a que transcurra el tiempo o los eventos y aprender de manera pasiva, es decir, sus acciones no generan diferencia el resultado, ni el beneficio ni en perjuicio propio	Ejemplos: Tipos de cambio, Futuros, Opciones, Precio del barril, Forwards
	En este tipo de incertidumbre genera un aprendizaje de forma pasiva de manera intrínseca, de modo que el tomador de decisión se prepara para recibir información actualizada, por el transcurso del tiempo, sobre esta variable; no se tomó alguna acción que generará costos para la empresa; solo espero a que llegará nueva información	
Endógena	En este caso, las acciones de los directivos si repercuten en los resultados, por tanto, se puede tomar una ventaja de estas. Así, cuando se invierte en la toma de información, para generar modelos más detallados; se trabaja en proyectos de investigación y desarrollo, ... etc. Las primeras etapas se denomina aprendizaje activo, pues la empresa puede tomar acciones para acelerar procesos, consideran que, aunque el resultado del proyecto en lo general, por ejemplo, la generación de una nueva vacuna; se pierda, la ganancia de las primeras etapas de aprendizaje se queda (capacitación del personal, laboratorios, patentes)	Ejemplos: adquisición sísmica, perforación de pozos, modelo geológico
	Es el espectro de resultados posibles que se pueden obtener dentro de un proyecto	

Fuente: Elaboración propia con información de Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, (2019).

8.5.1 Enunciado

Los proyectos con incertidumbre sobre la cantidad de reservas usualmente tienen como característica que dicha incertidumbre no es afectada por la economía global. Así la actividad que realice una compañía o la actividad que realicen un grupo de campos petroleros no influirá en forma generalizada en la economía o viceversa. (Laughton, D.1998).

8.5.2 Hipótesis

La incertidumbre se resuelve con el tiempo, considerando: Desarrollo de campos, precio de la mezcla, tasa de producción, expectativas sobre la cantidad de reservas (Smith y McCardle, 1999).

8.5.3 Modelo

Se considera que el proceso estocástico sigue una caminata aleatoria que se puede modelar mediante movimiento geométrico browniano

$$dS_t = \mu S_t + \sigma S_t dW_t$$

Donde:

dW es el proceso estándar de Wiener que en cada salto puede tener valor de 0 y una desviación estándar de 1.

S_t expresa el estado de la variable en términos de valor, por ejemplo: costo-precio, utilidad, etc.

dS_t expresa el cambio del estado de la variable/ valor de las reservas.

dt es un pequeño incremento en el tiempo.

μ es la proyección de la velocidad de cambio o crecimiento del estado de la variable.

σ es la desviación estándar del cambio por cada incremento en unidad de tiempo que refleja la volatilidad.

8.5.4 Variables del modelo medibles

dt es un pequeño incremento en el tiempo.

μ es la proyección de la velocidad de cambio o crecimiento del estado de la variable.

σ es la desviación estándar del cambio por cada incremento en unidad de tiempo que refleja la volatilidad.

De las cuales:

$\mu=0$ no hay expectativa de rendimiento, dado que las reservas no cotizan en el mercado de valores

8.5.5 Tesis a prueba

H_0 Los valores de sigma cambian durante el desarrollo del proyecto como un reflejo de las actividades que realizaron en el mismo, el cambio de valores en reservas repercute en la incertidumbre de ésta.

H_1 No existen cambios en la desviación estándar cuando se comparan las dos mediciones.

Establecimiento de actividades según la medición propuesta, considerando el objetivo de la CNH como el principal para alinear la estrategia como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Propuesta de estrategia.

Incertidumbre endógena vinculada con las reservas de un bloque	
Caso A	Caso B
Disminuye	Incrementa
Existe una menor incertidumbre sobre la cantidad de reservas.	Existe una discrepancia entre la proyección y la medición, el bloque puede tener un mayor potencial de hidrocarburos.
Las actividades planeadas concuerdan con una opción a construir.	Se recomienda solicitar un periodo de tiempo adicional para realizar actividades de aprendizaje activas.
De considerarse pertinente, se puede continuar a las siguientes actividades programadas.	La opción de abandono incrementa su valor.
El proyecto se puede ver como una opción a construir y crecer, por tanto, el monto inicial para iniciar actividades se puede ver preliminarmente como inversión.	Se suma la opción de cambio a la estrategia, para adecuarse a las nuevas condiciones.
A la par, la opción de abandono incrementa su valor.	La segmentación por etapas del proyecto reduce el monto inicial de inversión.

Fuente: Elaboración propia con información de Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos, (2019).

8.5.6 Datos

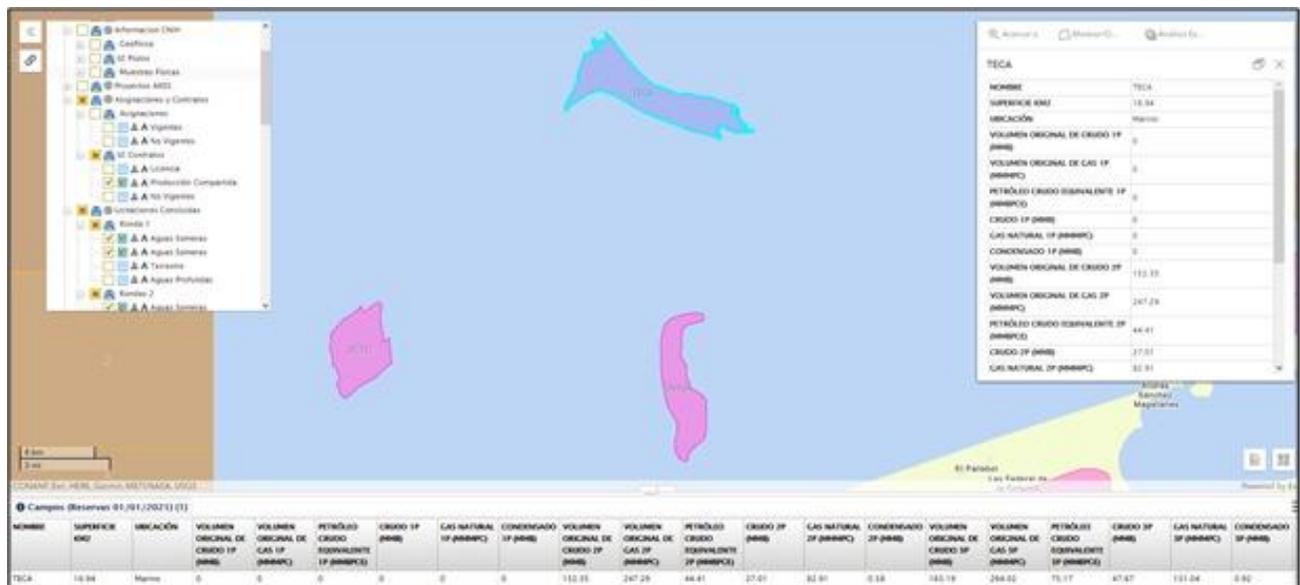
Reservas 1P publicadas en 2015 cuando se licita el bloque en el proceso de Rondas

Reservas 1 actualizadas en 2021 a través del reporte hecho en el portal:

<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>.

Cuando los bloques se constituyen de dos o más yacimientos, se asume que estos no están comunicados hidráulicamente. Para realizar la suma de las reservas 1P de cada yacimiento dentro del bloque, en la actualización de 2021. De ahí la importancia de solo considerar este indicador, pues es el único que no se acumula y considera la SEC.

Figura 27. Ejemplo de consulta para localizar las reservas actualizadas a 2021 de los bloques.



Fuente: Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, (2021).

8.5.7 Unidades

En términos volumétricos, para los bloques que se encuentran en etapa de desarrollo o explotación reporta en: el valor de volumen de Reservas de Aceite estimada por el Operador Petrolero en millones de barriles [mmb]

8.5.8 Consideraciones

Con el fin de hacer una medición se establece:

P90~ 1P

P50~ 2P

P10~ 3P

T En los contratos se establece que se puede ampliar el periodo de evaluación un año adicional, en caso de requerirse. Para estandarizar la métrica temporal $t=3$ año con el fin de realizar la comparación

8.5.9 Formula

$$\sigma_2 = (1/T) * \sqrt{\text{Log} \left(\frac{\text{Var}(\text{Vol}_T)}{P50^2} + 1 \right)}$$

Donde:

σ_2 =La volatilidad de las reservas sin desarrollar.

$\text{Var}(\text{Vol}_T)$ = La varianza de la distribución de la reserva sin desarrollar al tiempo de caducar.

$T= 2$ AÑOS + 1 AÑO ADICIONAL.

Vol_t = volumen total de la reserva sin desarrollar.

9. Resultados

9.1 Resultados del modelo de valuación con reservas

En la tabla 10 se muestran los resultados, además de agregar el dato sobre los km² de cada bloque, cabe destacar el dato del área es solo para fines informativos o comparación. Con la idea de identificar si existe alguna correlación entre la volatilidad y la superficie del bloque. Como se muestra en la siguiente tabla, no se identifica algún patrón.

Tabla 10. Resultado del cálculo de la volatilidad de las reservas sin desarrollar.

Exploración	P10	P50	P90	N(.90)	T (AÑOS)	Var (VolT)	Des Est.	Des Sta Anual	Área km ²
CNH-R02-L01-A9.CS/2017	570.8	168.80	56.20	1.281551566	8	103330.1599	1.23765536	15.5%	562.38
CNH-R02-L01-A8.CS/2017	413.0	89.40	18.80	1.281551566	8	105163.839	1.627969	20.3%	586.00
CNH-R02-L01-A7.CS/2017	169.2	34.70	7.10	1.281551566	8	20044.60123	1.69427601	21.2%	590.75
CNH-R02-L01-A6.CS/2017	516.4	139.10	36.40	1.281551566	8	102085.5758	1.35526498	16.9%	559.28
CNH-R02-L01-A2.TM/2017	680.9	181.10	44.10	1.281551566	8	182188.8711	1.37121473	17.1%	548.66
CNH-R02-L01-A15.CS/2017	495.8	91.90	16.20	1.281551566	8	220927.9593	1.81705949	22.7%	917.57
CNH-R02-L01-A14.CS/2017	472.0	141.00	40.50	1.281551566	8	69259.9261	1.22493022	15.3%	466.47
CNH-R02-L01-A12.CS/2017	958.4	274.30	73.80	1.281551566	8	310905.6215	1.27887697	16.0%	521.17
CNH-R02-L01-A11.CS/2017	949.1	300.10	101.90	1.281551566	8	250656.7677	1.15350568	14.4%	532.93
CNH-R02-L01-A10.CS/2017	511.6	126.70	30.90	1.281551566	8	119543.4859	1.46075109	18.3%	532.65
CNH-R01-L01-A7/2015	263.0	53.00	11.00	1.281551566	8	50514.28996	1.71567615	21.4%	464.80
CNH-R01-L01-A2/2015	341.0	87.00	23.00	1.281551566	8	49849.17876	1.42348165	17.8%	194.45

Fuente: Elaboración propia, (2021).

Por otro lado, se puede identificar el bloque CNH-R02-L01-A7.CS/2017, el cual tiene recursos prospectivos con la menor proporción respecto a los demás. Este presenta una volatilidad de 21.2% anual, valor similar a la media y considerando que presenta el promedio del área, el dato es de interés.

Ahora si se considera el bloque de menor área, CNH-R01-L01-A2/2015, el valor de la volatilidad es 17.8%, pero su área es la mitad del promedio. En contra posición el bloque de mayor superficie, CNH-R02-L01-A15.CS/2017, presenta 22.7 % de volatilidad, prácticamente cuatro puntos porcentuales por encima del bloque menor.

La única variable donde los tomadores de decisión podrían influir en este momento, sería en el tiempo, ya sea disminuyendo o alargando la etapa de exploración.

9.2 Resultados de la construcción del árbol binomial

Tabla 11. Resultados para la construcción del árbol binomial.

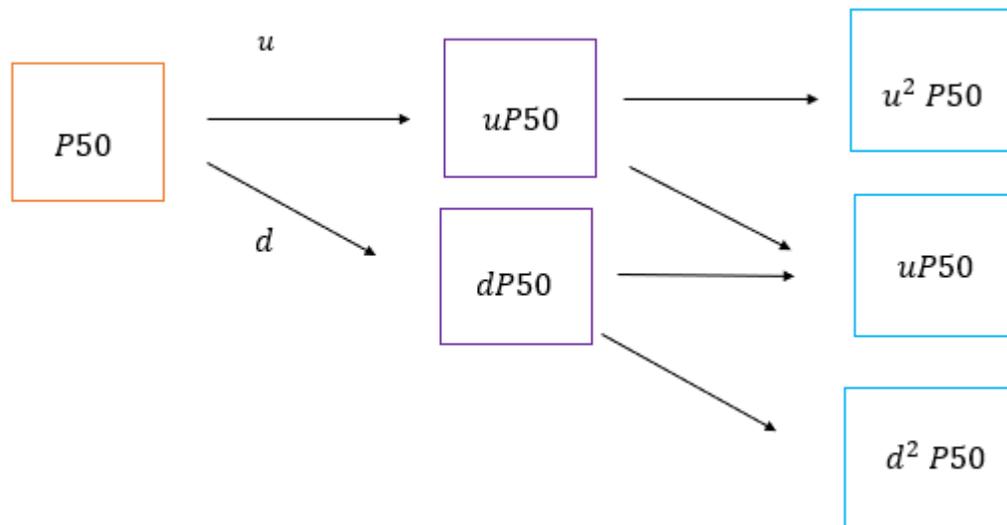
CNH-R02-L01-A6.CS/2017	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	516.400
P50 (Mmbpce)	139.100
P90 (Mmbpce)	36.400
N(.90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	102085.576
Des Est.	1.355
Des. St/ anual	0.169
Des Sta Anual	0.169
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.169
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.127
Tamaño de un salto descendete, d	0.887
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041

Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.640
1-p	0.360
1/R	0.9998
Ejercicio (K, MMbpce)	65.300

Fuente: Elaboración propia, (2021).

Después se procede a la construcción del árbol binomial que corresponde al activo subyacente, en este caso de las reservas. Siguiendo los lineamientos establecidos por Connell (2002) se construye la figura 28, considerando los valores de P50, p , u y d .

Figura 28. Etapa inicial del árbol binomial a partir de las reservas tipo P50 para un bloque.



Fuente: Elaboración propia con información de Connell (2002).

Dado que se establece un periodo de 6 meses como la duración de intervalo y son 8 años de la posesión del bloque, se construye el árbol binomial con 16 nodos, esto es el análogo para construir el árbol binomial del precio de la acción como lo establece Cox, Ross y Rubinstein en 1979. El resultado se muestra en la tabla 12. Si se considera que los recursos contingentes P50 solo pueden subir o descender, la magnitud del salto estará

determinada por el valor de u o d , dependiendo el caso y la rama en la que se encuentre temporalmente.

En la tabla 12 se tienen 16 nodos, que representan los posibles ejercicios, es decir, la opción *call* se diseña con ejercicios semestrales y es tipo europea o americana sin pago de dividendos, dado que el proyecto se encuentra en etapa exploratoria, de esta no se consideran utilidades derivadas de la producción de hidrocarburos. Renovándose la opción hasta tener resultados concluyentes en el proyecto, primera o segunda ampliación del contrato de exploración. Como se señaló en el marco referencial esta etapa los periodos para el procesamiento de información previa a la perforación de un posible pozo exploratorio, pueden llevar un año, la perforación otro año y terminación del mismo pozo el mismo periodo, esto hace que, durante dos o tres años, no se pueda tomar alguna decisión definitiva sobre el mismo, la propuesta de ampliar hasta 8 años de exploración es lo suficientemente amplia los fines de evaluación y lo más cercana a un escenario realista.

En la columna con la numeración 16 de la tabla 12, se presentan el posible rango de valores en recursos de hidrocarburos, que puede presentar proyecto al final del segundo semestre del octavo año del contrato de exploración. Una de las grandes ventajas de utilizar un árbol binomial, es que se puede identificar cómo evoluciona el proyecto, identificar puntos claves durante el desarrollo del proyecto y cotejar con su complemento (tabla 13), cuando el proyecto está fuera de dinero, si se tiene resultado en los primeros semestres.

Tabla 12. Posibles trayectorias para el activo subyacente del bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

		CNH-R02-L01-A6.CS/2017															
ETAPA	AÑO	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
SEMESTRE	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68	408.83	460.86	519.51	585.62	660.14	744.15	838.85	945.61
		123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68	408.83	460.86	519.51	585.62	660.14	744.15
			109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68	408.83	460.86	519.51	585.62
				97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68	408.83	460.86
					86.15	97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68
						76.42	86.15	97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41
							67.79	76.42	86.15	97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61
								60.14	67.79	76.42	86.15	97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76
									53.35	60.14	67.79	76.42	86.15	97.11	109.47	123.40	139.10
										47.33	53.35	60.14	67.79	76.42	86.15	97.11	109.47
											41.98	47.33	53.35	60.14	67.79	76.42	86.15
												37.24	41.98	47.33	53.35	60.14	67.79
													33.04	37.24	41.98	47.33	53.35
														29.31	33.04	37.24	41.98
															26.00	29.31	33.04
																23.07	26.00
																	20.46

Fuente: Elaboración propia, (2021).

9.3 Valoración del modelo con la metodología (técnica) opción call europea del bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017

Tabla 13. Resultados del valor de la opción call europea del bloque CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

		Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell																
		EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02				
		1		2		3		4		5		6		7		8		
ETAPA	AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
SEMESTRE		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
C	197.83	219.70	243.40	269.08	296.90	327.04	359.69	395.07	433.39	474.91	519.88	568.60	621.38	678.56	740.51	807.61	880.31	
		159.07	177.69	197.89	219.77	243.49	269.18	297.02	327.17	359.84	395.23	433.57	475.10	520.10	568.84	621.65	678.85	
			126.06	141.90	159.09	177.74	197.96	219.86	243.58	269.29	297.14	327.31	359.99	395.39	433.75	475.30	520.32	
				97.98	111.41	126.03	141.91	159.14	177.80	198.03	219.94	243.68	269.40	297.26	327.44	360.14	395.56	
					74.17	85.48	97.87	111.37	126.04	141.95	159.19	177.87	198.10	220.03	243.78	269.50	297.38	
						54.11	63.51	73.92	85.35	97.83	111.38	126.08	142.00	159.25	177.94	198.18	220.11	
							37.44	45.04	53.64	63.22	73.79	85.32	97.85	111.42	126.12	142.05	159.31	
								23.94	29.79	36.63	44.48	53.32	63.10	73.78	85.35	97.88	111.46	
									13.55	17.64	22.70	28.79	35.96	44.16	53.26	63.12	73.80	
										6.27	8.67	11.87	16.06	21.41	28.01	35.76	44.17	
											2.01	2.99	4.43	6.56	9.68	14.24	20.85	
												0.27	0.42	0.65	1.02	1.60	2.49	
													0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
														0.00	0.00	0.00	0.00	
															0.00	0.00	0.00	
																0.00	0.00	
																	0.00	
																		0.00

Fuente: Elaboración propia, (2021).

Dado se restaron las dos expectativas al vencimiento, tanto del valor del proyecto, como del valor de inversión final requerida, esto implica que cuando lo traemos al presente, el valor ya viene descontado, así el proyecto está en condiciones para evaluar para una etapa de producción.

En este caso $C_T = 197.82$, este valor se compara con el Ajuste por riesgo $K=65.3$

El resultado es $C_T > K$, se aplica el tercer inciso de los casos especiales de valuación donde el precio de ejercicio está entre los movimientos a la baja y al alza.

Aplica cuando $dS_t < K < uS_t$, evidentemente $c_d = 0$, en cuyo caso

$$c_t = p(uS_t - K)e^{-r(T-t)} > 0$$

de esta forma, la prima de opción es estrictamente positiva.

Otro aspecto de los arboles binomiales, tabla 13, es que cuando la opción ya no tiene valor, en el caso de ajuste en las condiciones de tasa, estos puede ser recalculados para actualizarse. Para este bloque el pago \$ 31,500 unidades de trabajo, cumpliendo con el principio antes mencionado.

La evaluación individual de los bloques, las variables que se utilizaron y los resultados de cada arbol binomial se encuentran en el ANEXO II.

9.4 Resultados análisis del modelo de valuación

El objetivo es correr el modelo en los 12 bloques para encontrar si existe una correlación entre el precio del *call* determinado por el modelo de opciones de Connell y las unidades de trabajo que se pagaron por cada bloque en sus propias unidades (Tabla 14), se puede consultar en el Anexo II el calculo detallado de cada contrato evaluado y los parametros que se utilizaron.

De forma general en la Tabla 14, se puede identificar que todos los bloques guardan cierta proporción entre el precio de ejercicio (K) y el precio de la opción call (C_T) en términos de recusos contingentes, no obstante los valores no son las fracciones que usualmente se presentan en los futuros, las opciones financieras o permutuas.

Tabla 14. Matriz a colores de resultados del modelo de cada bloque con información adicional para comparar.

CONTRATO_NOMBRE	Minima	MAX	%Empresa Utilidad Operativa	%_Estado Utilidad Operativa	Unidades de Trabajo	Ajuste por Riesgo_(K)	Precio call modelo OR	Área km ²
CNH-R02-L01-A15.CS/2017	8.5%	75%	● 70%	■	■	■	■	917.57
CNH-R02-L01-A10.CS/2017	20.1%	75%	● 25%	■	■	■	■	532.65
CNH-R02-L01-A2.TM/2017	20.1%	75%	● 42%	■	■	■	■	548.66
CNH-R02-L01-A6.CS/2017	20.1%	75%	● 35%	■	■	■	■	559.28
CNH-R02-L01-A7.CS/2017	20.1%	75%	● 25%	■	■	■	■	590.75
CNH-R02-L01-A8.CS/2017	20.1%	75%	● 80%	■	■	■	■	586.00
CNH-R02-L01-A9.CS/2017	20.1%	75%	● 25%	■	■	■	■	562.38
CNH-R02-L01-A11.CS/2017	24.8%	75%	● 38%	■	■	■	■	532.93
CNH-R02-L01-A12.CS/2017	24.8%	75%	● 25%	■	■	■	■	521.17
CNH-R02-L01-A14.CS/2017	24.8%	75%	● 63%	■	■	■	■	466.47
CNH-R01-L01-A2/2015	40.0%	75%	● 44%	■	■	■	■	194.45
CNH-R01-L01-A7/2015	40.0%	75%	● 31%	■	■	■	■	464.80

Fuente: Elaboración propia (2021).

La información que nos proporciona un modelo se puede entender en un contexto o con puntos de referencia, además de servir como puntos de control o amarres. En el caso de tabla 14 se muestra el resultado de la valuación de los bloques, precio call calculado por el modelo. En dicha tabla se presentan los resultados de manera gráfica, y en la Tabla 15 se muestra como dato.

Al comparar la columna de unidades de trabajo y precio *call*, de la tabla 14 no se idéntica alguna similitud entre los patrones de barras. No obstante, está el caso del bloque CNH-R02-L01-A11.CS/2017, donde el modelo predice un valor alto en términos de reservas, pero se paga el mínimo en unidades de trabajo. Algo similar pasa con el bloque CNH-R02-L01-A14.CS/2017 y CNH-R02-L01-A15.CS/2017. En el otro extremo de la balanza en los bloques CNH-R02-L01-A7.CS/2017 y CNH-R01-L01-A7/2015 el modelo predice valores de dos dígitos y se convierten en los bloques mejor pagados.

Tabla 15. Matriz a escala de grises con datos de los resultados del modelo de cada bloque e información adicional para comparar.

CONTRATO_NOMBRE	%Empresa Utilidad Operativa	%_Estado Utilidad Operativa	Unidades de Trabajo	Ajuste por Riesgo_(K)	Precio call modelo OR	Área km^2
CNH-R02-L01-A15.CS/2017	70%	0.30	2,700	32.1	141.74	917.57
CNH-R02-L01-A10.CS/2017	25%	0.75	60,800	60.6	179.12	532.65
CNH-R02-L01-A2.TM/2017	42%	0.58	29,200	99.2	243.53	548.66
CNH-R02-L01-A6.CS/2017	35%	0.65	31,900	65.3	197.83	559.28
CNH-R02-L01-A7.CS/2017	25%	0.75	78,100	19.2	46.57	590.75
CNH-R02-L01-A8.CS/2017	80%	0.20	2,600	51.3	118.15	586.00
CNH-R02-L01-A9.CS/2017	25%	0.75	61,100	58.8	260.41	562.38
CNH-R02-L01-A11.CS/2017	38%	0.62	2,400	106.7	460.82	532.93
CNH-R02-L01-A12.CS/2017	25%	0.75	35,900	167	352.17	521.17
CNH-R02-L01-A14.CS/2017	63%	0.37	4,700	76.2	163.36	466.47
CNH-R01-L01-A2/2015	44%	0.56	78,000	40	124.58	194.45
CNH-R01-L01-A7/2015	31%	0.69	118,520	22	78.29	464.80

Fuente: Elaboración propia, (2021).

En la tabla 15, se pueden comparar los valores obtenidos por el modelo para los *calls*, que son muy por encima de K, Reserva de ejercicio. Es común que en el mercado de derivados los valores de las opciones sean fraccionarios. No obstante, al estar valuando

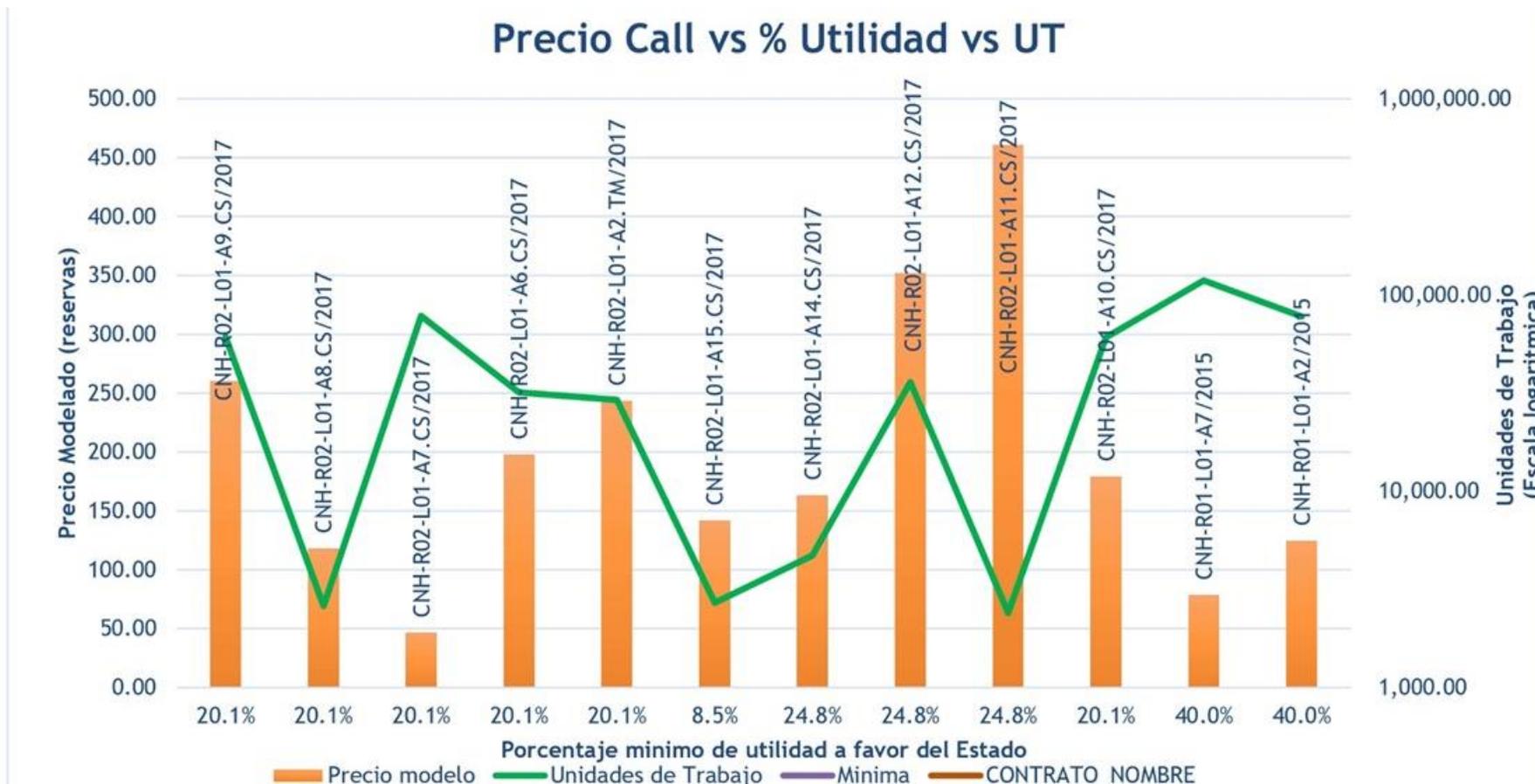
proyectos de inversión con el modelo propuesto los resultados son distintos. También se debe considerar que después de esta etapa pasaran a una propiamente de inversión para iniciar la producción, y se podría entender porque los valores siguen siendo tan altos para la opción, pues se espera tener una segunda etapa de inversión mucho más rápida para iniciar la explotación del yacimiento en los siguientes 20 años.

Continuando con la tabla 15, al utilizar la variable de porcentaje de utilidad operativa del Estado, son cuatro casos que ofrecen al Estado la máxima proporción: CNH-R02-L01-A9.CS/2017, CNH-R02-L01-10.CS/2017, CNH-R02-L01-A7.CS/2017 y CNH-R02-L01-A12.CS/2017. De estos, el ultimo bloque es el que presenta una correlación consistente con un mayor valor en el precio del *call*.

Probablemente los resultados de exploración entre el bloque CNH-R02-L01-A7.CS/2017 y CNH-R02-L01-A12.CS/2017 van a ser cruciales para probar el modelo (ver tabla 15), pues las unidades pagadas por el primero prácticamente duplican al segundo, no así las reservas que se prospectan. Esto pone en entredicho que exista realmente una correlación directa entre las reservas y el precio pagado por los bloques en términos absolutos.

Por otro lado, en la Figura 29 se grafican los datos ahora en forma vertical, en esta se muestra la relación entre el precio del modelo y el pago de unidades de trabajo cuando esta variable se grafica en escala logarítmica, entre los resultados que destacan los siguientes bloques: CNH-R02-L01-A12.CS/2017, CNH-R02-L01-A14.CS/2017, CNH-R02-L01-A11.CS/2017, CNH-R02-L01-A2.CS/2017A2, CNH-R02-L01-A8.CS/2017 y CNH-R02-L01-A15.CS/2017. Para el resto de los bloques no es claro que exista tal correlación, sin embargo, si se observa que están dentro de la escala.

Figura 29. Gráfica comparativa de los resultados del modelo call europeo vs el precio pagado en unidades de trabajo.



Fuente: Elaboración propia, (2021).

Existe una correlación entre el valor de los bloques y el mínimo que se solicita como se puede ver en la figura 29, en este caso implica que se utiliza el modelo para determinar la utilidad del estado mínima a solicitar a las empresas, cuando se utiliza una escala adecuada.

Bajo este modelo no se considera el reparto de dividendos, pues en caso de tener excedentes se reinvierten en el desarrollo del bloque o exploración. En estas circunstancias se aplica el teorema de Merton, por tanto, no se recomienda el ejercicio de una opción tipo americana que es prácticamente igual a una opción europea.

Por tanto, se recomienda una reevaluación conforme se actualice la información disponible, teniendo en cuenta que esto puede favorecer el ejercicio prematuro, en tal caso, el modelo debe ser actualizado probablemente bajo opciones tipo americanas con reparto de dividendos.

9.5 Resultados del Modelo de Incertidumbre endógena

Es común establecer que “más es mejor”, sin embargo, uno de los principios en las finanzas es “maximizar el valor de las acciones de la empresa” que esto no está precisamente relacionado con mayor flujo de efectivo o mayor producción, sino que todas las actividades que se realizan en la empresa se encaminen a posicionar a la empresa y consolidarla en el mercado a la empresa como líder de su sector haciendo uso eficiente de los recursos disponibles cumpliendo con su misión y visión. Al utilizar la Teoría de Opciones Reales se puede analizar la incertidumbre endógena como una variable que considerando una disminución de la misma implica un óptimo uso de recursos y la estrategia de inversión.

Este modelo propone que utilizando las reservas como un indicador que se puede relacionar con la incertidumbre endógena, como consecuencia se pueda evaluar la estrategia de inversión considerando a cada bloque como un proyecto. Bajo un marco el marco de una

estrategia como se establece en la Tabla 15, las posibles rutas para optimizar la misma, son consideradas para tomar acciones concretas en caso de que se requiera.

Los bloques que son evaluados presentan una variación en los valores de desviación estándar, largo del tiempo, implicando que el potencial de la metodología se pueda extender a otros proyectos dado que seleccionado una variable apropiada se puede analizar en un marco más completo como es TOR y complementar los métodos actuales.

Tabla 16. Reservas 1P, 2P y 3P de cada bloque calculadas en 2015, actualizadas a 2021, con el resultado de los cálculos de varianza y desviación estándar.

Datos 2015						
Desarrollo	3P	2P	1P	T (años)	Var (VoIT)	Des Sta Anual
CNH-R01-L02-A2/2015	92.7	66.7	21.3	3	324.084099	8.8%
CNH-R01-L02-A1/2015	187.6	121.6	62.8	3	2010.59736	11.9%
CNH-R01-L02-A4/2015	192.5	85.8	41.5	3	5348.97195	24.6%
Datos 2021						
Desarrollo	3P	2P	1P	T (AÑOS)	Var (VoIT)	Des Sta Anual
CNH-R01-L02-A2/2021	175.6	175.22	114.67	3	0.08773157	0.1%
CNH-R01-L02-A1/2021	432.21	271.18	92.02	3	11872.8056	12.9%
CNH-R01-L02-A4/2021	901	649.17	188.52	3	30422.282	8.8%

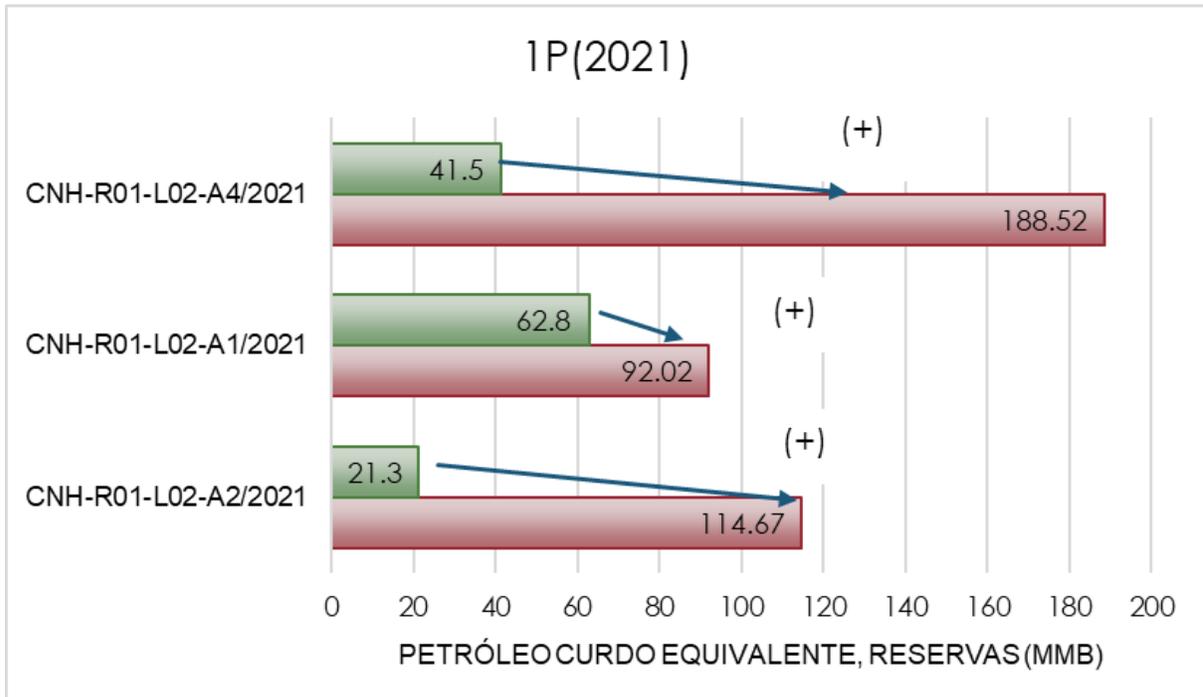
Disminuye
incrementa volatilidad
Disminuye

Fuente: Elaboración propia con información de CNH, (2015), (2021⁸) y cálculos propios.

En términos absolutos los tres bloques incrementan sus valores de reservas a 2021 (Figura 30). El objetivo primordial es maximizar el valor de los hidrocarburos, esto no implica que todos los años se debería sumar "n" cantidad de reservas, sino que las actividades que se programen y las reservas (indicador de estas) incremente su relación de rentabilidad, para dar sentido al termino: maximiza el valor de los hidrocarburos.

⁸ El cálculo se debe realizar con información de 2018, sin embargo, no se encontró la información al momento de realizar la investigación, se opta por utilizar la información publicada en 2021.

Figura 30. Bloques de desarrollo modalidad producción compartida, comparación de las reservas 1P reportadas en 2015 y 2021.

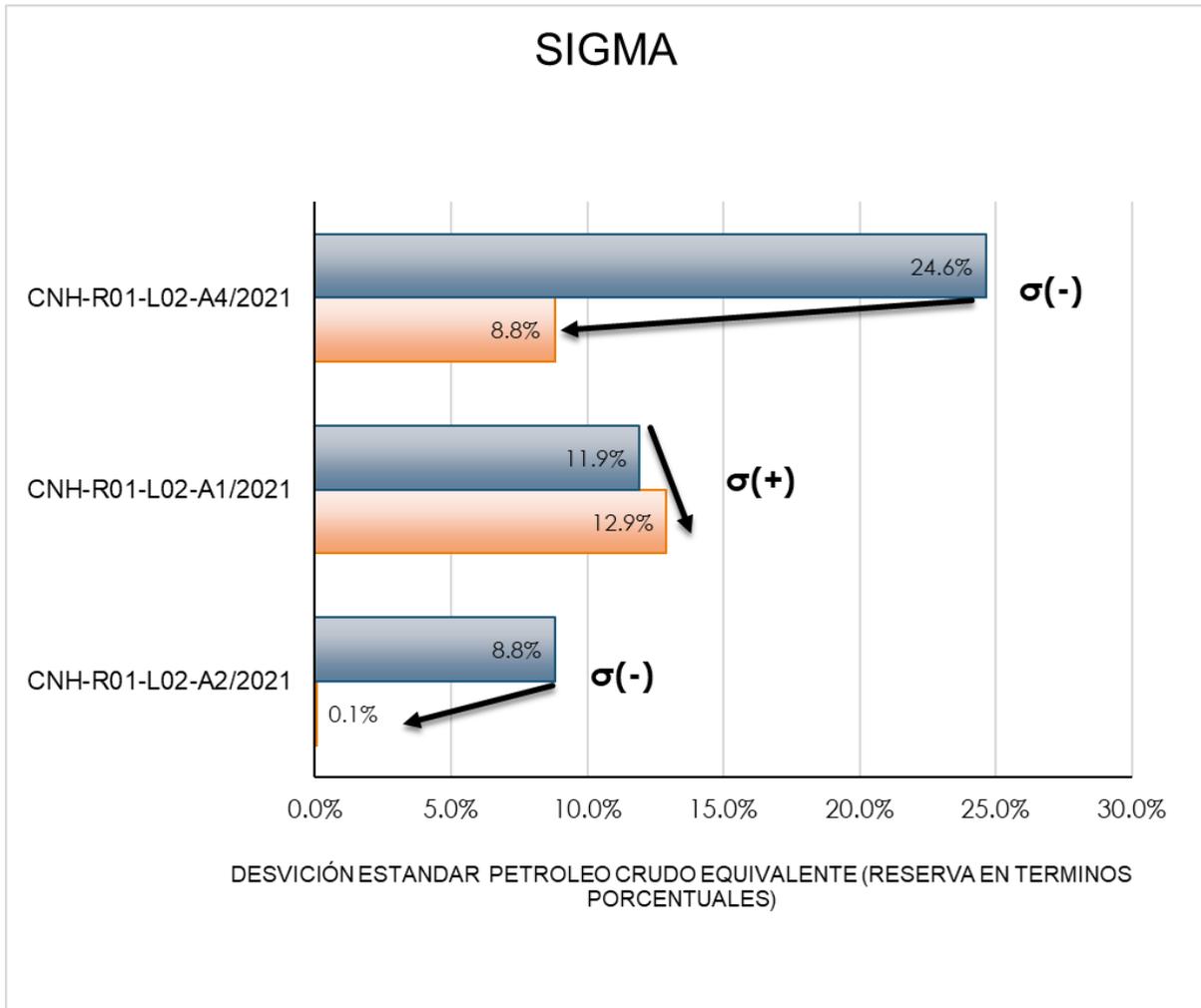


Fuente: Elaboración propia con información de CNH, (2021).

Al utilizar modelos más robustos como Teoría de Opciones Reales, se pueden realizar exámenes minuciosos de las variables y su vinculación con alguna estrategia u objetivo. Así se puede hacer correlación entre las áreas administrativas y técnicas, para reforzar las actividades a cumplir con objetivos comunes.

Cuando se compara los valores de sigma de 2015 y 2021. Se observa que los resultados son poco intuitivos (Figura 31), no obstante, los conceptos de OR y la estrategia propuesta son el complemento para entender la información. Así el incremento que se espera y el reportado, en el marco de opciones reales son un indicador sobre las actividades a realizar.

Figura 31. Bloques de desarrollo modalidad producción compartida, comparación de los valores sigma determinado con el modelo, utilizando datos.



Fuente: Elaboración propia, (2021).

Los bloques CNH-R01-L02-A2/2015 y CNH-R01-L02-A4/2015 tienen una disminución de sigma, esto los pone en CASO A, Incertidumbre Endógena. (ver tabla 8 sobre la propuesta de estrategia). Es como la opción de construir incrementa su valor y la opción de abandono, entonces, la compañía puede decidir continuar con su plan de desarrollo o valuar de nuevo el proyecto como opción de venta o caso de abandono, considerando que el desembolso inicial es un monto de inversión, tiempo y la tasa de rendimiento por sus actividades.

El bloque CNH-R01-L02-A1/2015 se puede clasificar dentro de los casos B), en estos casos la principal ventaja es la segmentación del proyecto, pues al incrementar el valor de incertidumbre, la inversión inicial fue mejor y se realiza por etapas. Este es un ejemplo de opción de cambio o escala, dado que el potencial de hidrocarburos ha aumentado, entonces se puede solicitar un tiempo adicional para seguir evaluando el bloque y determinar el método óptimo para producir petróleo. Además de poner a consideración la opción de espera y abandono. En el caso de requerirlo.

10. Discusión de resultados

Para Laughton, Sagi, y Samis (2000), una adecuada valuación de proyectos, donde se contemple la volatilidad y flexibilidad puede abrir nuevos caminos al financiamiento de otros, incrementando la viabilidad económica y alentando la creación de más valor. No obstante, son pocos los trabajos que utilizan la definición de incertidumbre endógena o exógena. Además, son pocos los trabajos multidisciplinarios que ayudan al intercambio de conceptos para facilitar esta creación de financiamiento y valor.

Las opciones reales se tratan de contratos fuertemente apalancados que proporcionan a su propietario resultados positivos que pueden superar con creces los costos del derecho. De hecho, las opciones de compra teóricamente permiten obtener beneficios ilimitados, al tiempo que limitan los resultados negativos de continuar con la inversión inicial, según Pindyck, (1988). Esta asimetría hace que su valor permanezca siempre positivo, incluso cuando el resultado de su ejecución inmediata sea negativo, debido a la posibilidad de que en el último instante se pueda obtener resultado positivo, como consecuencia de la volatilidad del precio del subyacente.

Esta última característica hace que la expectativa no esté vinculada con el precio del activo, sino, con la posibilidad de ejercer el derecho que incorpora. Sin embargo, cuando se habla de la exploración de hidrocarburos siempre existe la posibilidad de tener un pozo seco o no encontrar hidrocarburos. De ahí la importancia de separar los conceptos, pues probablemente cuando es un efecto de la incertidumbre exógeno todavía se puede tener posibilidades un resultado positivo, de lo contrario es poco probable.

Para Saavedra García (2006), la metodología de opciones reales asume que el inversionista es activo y que está interesado no sólo por el proyecto en sí, como un fin por sí mismo, sino además hace diagnósticos considerando las oportunidades y posibilidades que tiene de estar en un proyecto, y así participa activamente en el futuro de este. Sin embargo, tal parece que la información que se va actualizando, como son las aportaciones

de Chi, Li , Trigeorgis, y Tsekrekos (2019) no se han ido incorporando dentro del marco teorico para generar una visión completa que ayude a la teoria de las finanzas.

Una fuerte desventaja de esta metodología es la temporalidad, pues cuando se ejerce una opción financiera no tiene como propietario el activo subyacente. En contraste cuando se habla de reservas, el proyecto solo cambia de categoría, para seguir con la siguiente etapa de investigación-evaluación. La materialización de la producción de barriles de hidrocarburos diarios toma varios años, en esta evaluación se consideran 8 años solamente de exploración más la evaluación y desarrollo del potencial campo. Esto en términos de financieros implica un costo y por la espera se debería pagar una prima mayor.

Cabe destacar que en la investigación de estos bloques los igualaron las condiciones que se podrían realizar según la información disponible. En México no se ha evaluado proyectos con el modelo de Cox, Ross y Rubinstein y Connell utilizando únicamente el volumen de hidrocarburos como activo subyacente. Por tanto, los resultados son un primer acercamiento, y se espera que conforme se publique información de estos contratos se pueda verificar el funcionamiento del modelo y se puedan realizar mejoras.

Uno de los objetivos en la exploración es generar información que reduzca la incertidumbre para las subsecuentes etapas. En este caso en el trabajo realizado por Jakobsson, Söderbergh, Snowden, Li, y Aleklett en 2012, donde se expone una contraposición de intereses; cuando se suma el objetivo de incrementar reservas al menor costo. La estrategia de adquirir información de alta calidad que ayude a reducir la incertidumbre de las reservas se podría posponer y dar prioridad a las zonas que cuenten con esta información. Los bloques evaluados en este apartado entran en la ronda uno, así por parte de la empresa productora del estado no hay interés, lo interesante es que solo uno de los tres bloques requiera un mayor tiempo para su estudio. La oposición de objetivos expuesta en el trabajo de Jakobsson y su equipo, no se cumple de manera factible en estos bloques, por lo que, se tendrá que esperar para más pruebas.

Existen dos afirmaciones que se correlacionan y complementan, la primera es la expuesta por Chi, Li, Trigeorgis y Tsekrekos (2019) en el trabajo se define a la incertidumbre como el espectro de posibles resultados que se pueden obtener dentro de un proyecto. Es así como genera un abanico de posibilidades para las potenciales soluciones, sin emisión de juicios. Esto concuerda con la sentencia de Ross J. G.,(2004), una menor incertidumbre no es implícitamente mejor que solo incertidumbre. Pues al final, la incertidumbre refleja la incapacidad de predecir de manera exacta el resultado.

Tabla 17. Cuadro comparativo de los resultados

Modelos propuestos		
Exploración y Producción de Hidrocarburos		
	Modelo de Cox, Ross y Rubinstein y Connell	Modelo de Incertidumbre endógena
Etapa	Exploración -Evaluación	Desarrollo - Producción
Función	Valuación de proyectos	Evaluación de equipo / compañía
Resultado	Valuación del activo/ proyecto	Valoración de la estrategia implementada
Activo Subyacente	Recursos contingentes	Reservas Probadas (1P) 2015, 2021
Implementación del producto	Punto de control / comparación, Complemento metodológico	Es un punto de inflexión, ajuste y adecuación
Limitaciones	Solo es aplicable a los bloques con la información suficiente disponible	La cantidad de contratos que actualmente en esta modalidad. La escasas de información.
Ventajas	Utiliza el propio movimiento estocásticos para hacer el cálculo. Dado que no existe evidencia que respalde que dos movimientos estocásticos se comporten de manera igual o muy semejante.	Planificación estratégica y financiera, con un parámetro medible. Identificación de casos o posibles escenarios dependiendo de los resultados obtenidos. Se utiliza el propio movimiento estocásticos para hacer el análisis.

Fuente: Elaboración propia, (2021).

11. Conclusiones

Debido a que no se cuenta con un proyecto con la información suficiente, es decir, desde la etapa de exploración hasta el desarrollo de la etapa de producción primaria, solo se puede establecer que la hipótesis sobre la disminución de la incertidumbre endógena en el proyecto afecta de manera positiva el valor los bloques, sigue siendo posible, pero sin tener resultados que expliquen de manera contundente el valor de estos. Esto porque cuando se compara el valor pagado por los bloques de desarrollo vs los de exploración, los primeros tienen una menor área y presentan los valores más altos en unidades de trabajo.

Con la teoría de TOR se pueden sentar las bases para utilizar los recursos contingentes como variables que ayuden a determinar su desviación estándar o hacer una valuación de los proyectos utilizando esta información.

Por otro lado, entre los hallazgos notables de la investigación es cuando TOR se puede utilizar evaluar una estrategia, considerando las reservas probadas como un indicador. Esta evaluación de tres proyectos con alta complejidad es un antecedente para subsecuentes estudios o aplicaciones en otras modalidades de contratación. Comprobando la hipótesis de que a medida que realizan actividades de exploración y desarrollo, la incertidumbre endógena se va reduciendo.

Los modelos se pueden enriquecer y robustecer conforme se incrementan las variables, ayudando a hacer una mejor representación de la realidad y, en consecuencia, un mejor discernimiento de las variables cruciales de cada proyecto. Utilizar estos modelos y adecuarlos a las particularidades de cada proyecto, nos ayudan a representar otra parte de la complejidad que envuelven estos proyectos, reduciendo la incertidumbre y desarrollando estrategias para minimizar el uso de los recursos, que puede traducirse en mayores ganancias (No sé si sea el término correcto).

Entender la diferencia entre incertidumbre endógena y exógena ayudará a diseñar mejores estrategias para la dirección de recursos en este tipo de proyectos a largo plazo, donde la producción de un barril de petróleo puede llevar años y el entorno económico es volátil.

Establecer métricas que vinculen tanto la parte técnica como la parte financiera, puede ayudar a que se generen entornos multidisciplinarios e interdisciplinarios que fortalezca los grupos de trabajo, aprovechando el potencial de aprendizaje de estos proyectos y el entendimiento del negocio y, por ende, maximizar el valor de los hidrocarburos.

El modelo propuesto del árbol binomial de Cox, Ross, Rubinstein y Connell es una aproximación de manera sencilla para evaluar proyectos como una opción real, esta evidencia demuestra que la Teoría de Opciones Reales es una gran alternativa para la evaluación de proyectos de inversión. Además de su implementación que actualmente se requiere, dado que estos proyectos ya están en desarrollo.

La diversificación del uso de la TOR ayuda a soportar la vigencia de esta, tanto en la teoría como en la práctica, el uso extendido del modelo genera condiciones para mayor intercambio de información y uso de esta, haciendo más eficiente el mercado.

Los proyectos de exploración evaluados están “dentro de dinero”, sin embargo, la incertidumbre anual y el periodo prolongado de 8 años, indican los riesgos no sistémicos que enfrenta esta industria y el perfil de los inversionistas es para los que tienen menores niveles de aversión al riesgo.

Utilizar una técnica adecuada como es TOR, así como los tiempos que requiere el sector, especialmente el desarrollo de campos petroleros en áreas marina, nos ayuda a correlacionar el tiempo con instrumentos financieros que se necesiten para justificar y sustentar los recursos tecnológicos, logísticos y humanos que se requieren para un

desarrollo óptimo de este campo y del sector no renovable, además de la continuidad a largo plazo de las estratégicas para obtener los resultados deseados.

En el momento de publicación de esta investigación, no hay información disponible sobre el reporte de reservas de los bloques de exploración, contar con estos informes nos permite evaluar los resultados de los precios modelados y la eficiencia del modelo, cotejando resultados y calibrar el modelo construido.

Es un problema multifactorial, en este trabajo solo se utiliza las reservas como activo subyacente, no obstante, al ser un sector de reciente apertura, se necesitan hacer más estudios y análisis de datos para entender la correlación que existe entre reservas, el tipo de cambio, los valores de la mezcla, la política energética local y global, factores que afectan el intercambio de bloques para explorar y producir hidrocarburos, tanto a nivel nacional como internacional.

La evaluación de los proyectos de inversión a largo plazo es un desafío multifactorial, porque la evolución tecnológica y la volatilidad del sector, confieren incertidumbre tanto endógena como exógena, por lo que es necesario el desarrollo de investigaciones como la realizada en este trabajo de investigación, que aporta mayor evidencia a la toma de decisiones en el sector petrolero.

Hacer un modelo trinomial que combine reservas y precio del barril, para que el esfuerzo sea más cercano a los requerimientos de la industria y conecte al mismo tiempo con la academia.

En este modelo se considera una distribución uniforme de las reservas, es decir, se elimina la posibilidad de combinaciones de yacimientos o explotación simultánea de los mismos, se recomienda evaluar de forma individual cada bloque para incorporar esta posibilidad, dentro de la valuación como un portafolio y la diversificación de riesgo.

Antes de las licitaciones las empresas podrían acceder a información privada mediante el pago de una cuota, se le conoce como: solicitud a acceso al cuarto de datos. Un análisis detallado del número de empresas que hacen uso de este recurso y cuantas presentan una oferta formal. Estudiar estos eventos ayudaría a entender si contribuyen a incrementar la competencia, fomentar el desarrollo de mercados eficientes y la mejor distribución de los recursos.

12. Referencias

- Amram, M. and N. Kulatilaka (1999). *Real Options - Managing Strategic Investment in an Uncertain World*. Harvard Business School Press, Boston (MA).
- Baldwin, C., y Clark, K. (1992). Capabilities and capital investment: new perspective on capital budgeting. *Journal of Applied Corporate Finance*, pp. 67-82.
- Bernnan, M., y Schwartz, E. (1985). Evaluating Natural Resource Investments. *The Journal of Business*, 58(2), pp. 135-157.
- Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy Economics Concepts, Issues, Markets and Governance*. London: Springer. doi:10.1007/978-0-85729-268-1
- Black, F., y Scholes, M. (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *The Journal of Political Economy*, 81(3), 637-654. Recuperado de <http://www.jstor.org/stable/1831029>.
- Brach, M. A. (2003). *Real Options in practice*. New Jersey: John Wiley y Sons. Inc.
- Bowman, E. H., y Hurry, D. (1993). "Strategy through the option lens: An integrated view of resource investments and the incremental-choice process." En: *Academy of management review*, Vol. 18, Num. 4, pp. 760-782.
- Boyle, P.P., Evnine, J. and Gibbs, S. (1989). Numerical Evaluation of Multivariate Contingent Claims. En: *Review of Financial Studies*, Vol. 2, pp. 241-250.
- Chi, T., Li, J., Trigeorgis, L. G., y Tsekrekos, A. E. (2019). Real options theory in international business. *Journal of International Business Studies*, 50, 525-553. doi:10.1057%2Fs41267-019-00222-y
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (s.f) *Bases de licitación para la adjudicación de contratos de producción compartida para la extracción de hidrocarburos en agua someras – segunda convocatoria*. (<https://rondasmexico.gob.mx/media/1697/27-feb-2015.pdf>)
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (s.f) *Bases de licitación para la adjudicación de contratos de producción compartida para la extracción de hidrocarburos en agua someras – primera convocatoria* <https://www.rondasmexico.gob.mx/media/2481/20-jul-16.pdf>

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). Clasificación de proyectos de exploración y explotación (DT-3). Ciudad de México.
- Copeland, T., y Antikarov, V. (2001). Real Options a Practitioner's Guide. New York: TEXERE LLC.
- Costa Lima, G. A., y Suslick, S. B. (2006). Estimation of volatility of selected oil production projects. *Journal of petroleum science engineering*, 54(3-4 QUE ES ESTO), 129-139. Doi: 10.1016/j.petrol.2006.07.005
- Código de Regulaciones Federales, Título 17, Secciones 210, 211, 229 y 249, en materia de Comisión de Bolsa y Valores y Modernización de la información sobre Gas y Petróleo. (2008) Versión núm. 33-8995 y 34-59192, Norma Definitiva 78, Archivo núm. S7-15-08- Número de Identificación Regulador 3235-AK00. Estados Unidos. Última reforma 19/04/2022.
- Cox, J., Ross, S., y Rubinstein, M. (1979). Option pricing: a simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3), pp. 229-263.
- Cruz, F. (2012). Procesos estocásticos en la valuación de proyectos de inversión, opciones reales, árboles binomiales, simulación bootsrap y simulación Monte Carlo: flexibilidad en la toma de decisiones. *Contaduría y Administración*, 57(2), pp. 83-112.
- Cruz, N. (1 de noviembre de 2022). Pemex, la segunda petrolera con mayor éxito exploratorio en el mundo: Romero Oropeza, *El universal*. <https://www.eluniversal.com.mx/cartera/pemex-la-segunda-petrolera-con-mayor-exito-exploratorio-en-el-mundo-romero-oropeza>
- De la Fuente , G. (1999). Las opciones reales en la decisión de inversión. Propuesta y aplicación de un modelo de valoración al caso de una multinacional española . Tesis Doctorado . Valladolid, España: Universidad de Valladolid.
- De la Vega , J. (1688). Confusión de confusiones. (U. N. -Argentina), Ed., y R. A. Fornero, Trad.) Ámsterdam: Digitale Bibliotheek voor de Nederlandse Letteren. Recuperado de https://www.dbnl.org/tekst/vega002conf01_01/
- Diario Oficial de la Federación de México (2019, 12 de abril). Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. México:

- Comisión Nacional De Hidrocarburos. Recuperado de: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5557739&fecha=12/04/2019#gsc.tab=0
- Diario Oficial de la Federación de México (2015, 13 de noviembre). Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones. México: Comisión Nacional De Hidrocarburos.
- Díaz, J., y Hernández, F. (2000). Futuros y opciones financieras. Distrito Federal, México: Limos.
- Dixit, A. K., Pindyck, R. S., y Pindyck, R. (1994). Investment under uncertainty Princeton University. Press, Princeton, New Jersey.
- Ehrhardt, M. C., & Brigham, E. F. (2007). *Finanzas corporativas* (No. Sirsi) i9789706865946).
- Guedes, J., y Santos, P. (2016). Valuing an offshore oil exploration and production project through real options analysis. *J Energy Economics*, 60, 377-386. Doi: 10.1016/j.eneco.2016.09.024
- Howell, S., y Jägle, A. (1997). Laboratory evidence on how managers intuitively value real growth options. *Journal of Business Finance and Accounting*, 24(7,8), pp. 915-935.
- Hull, J. (2014). Introducción a los mercados de futuros y opciones (Octava ed.). Ciudad de México: Pearson Educación.
- Ibarra Yúnez, A., y Flores Chapa, F. (2017). Contratos de riesgo de petróleo, patrones de conducta y desempeño de empresas: Análisis de panel de datos. **Contaduría Y Administración**, Vol. 62, Núm. 5, pp. 1523-1537. Recuperado de: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cya.2017.09.004>.
- Jahn, F., Cook, M., y Graham, M. (2008). Hydrocarbon Exploration and Production (2nd ed., Vol. 55). Oxford, UK: Elsevier Science.
- Jakobsson, K., Söderbergh, B., Snowden, S., Li, C.-Z., y Aleklett, K. (2012). Oil exploration and perceptions of scarcity: The fallacy of early success. *J Energy Economics*, 34(4), 1226-1233. Doi: 10.1016/j.eneco.2011.11.003

- Kester, W. (1984). Today's options for tomorrow growth. *Harvard Business Review*, 62(2), pp. 153-160.
- Lambrecht, B. M. (2017). Real options in finance. *Journal of Banking and Finance*, 81, pp. 166-171. Doi: 10.1016/j.jbankfin.2017.03.006
- Laughton, D. (1998). The management of flexibility in the upstream petroleum industry. En: *The Energy Journal*, Vol. 19, Num. 1.
- Laughton, D. G., Sagi, J. S., y Samis, M. R. (2000). Modern asset pricing and project evaluation in the energy industry. *Journal of Energy Literature*, 6, pp. 3-46.
- Ley de hidrocarburos, se Expide la ley de hidrocarburos y se Reforman diversas disposiciones de la ley de inversión extranjera; ley minera, y ley de asociaciones público privadas, *Diario Oficial de la Federación [D.O.F.]*, 11 de agosto 2014 (México)
- Leslie, K. J., y Michaels, M. P. (1997). The real power of the real options. *The McKinley Quarterly* (3), pp. 4-22.
- Mackay, C. (1848). *Memoirs of Extraordinary Popular Delusions and the Madness of Crowds* (Tercera ed.). (L. o. Liberty, Ed.) Londres: London: Office of the National Illustrated Library.
- McCormack, J., y Sick, G. (2001). "Valuing PUD reserves: A practical application of real option techniques." En: *Journal of Applied Corporate Finance*, Vol. 13, Num. 4, pp. 110-115.
- Mascareñas, J. (2007). *Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión*. Universidad Complutense de Madrid . Madrid: Documentos de trabajo de la facultad de ciencias económicas y empresariales.
- Mascareñas, J. (2010). *Opciones reales: Introducción*. Universidad Complutense de Madrid. Madrid: Documentos de trabajo de la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales.
- Mascareñas, J. (2012). *Opciones reales: Gestión y problemas de su utilización*. Universidad Complutense de Madrid. Madrid: Documentos de trabajo de la facultad de ciencias económicas y empresariales.
- Merton, R. C. (1973). Theory of Rational Option Pricing. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 4(1), pp. 141-183.

- Misund, B., Asche, F., y Osmundsen, P. (2008). Industry upheaval and valuation: Empirical evidence from the international oil and gas industry. *The International Journal of Accounting*, 43, pp. 398-424. Doi: 10.1016/j.intacc.2008.09.007
- Myers, S. (1977). Determinants of corporate borrowing. *Journal of Financial Economics*, 5, pp. 147-175.
- Myers, S., y Turnbull, S. (1977). Capital budgeting and the capital asset pricing model: good news and bad news. *Journal of Finance*, 32(2), pp. 321-333.
- Oil and Energy Trends Annual Statistical Review. (2019). World Production Gas, Natural Gas Liquids, Coal and Lignite, Electricity, Primary Energy. Recuperado de <https://doi.org/10.1111/oets.12045>
- Osmundsen, P. (2010). Chasing Reserves: Incentives and Ownership. En E. Bjørndal, M. Bjørndal, P. M. Pardalos, y M. Rönnqvist, *Energy, Natural Resources and Environmental Economics* (pp. 19-38). Verlag Berlin Heidelberg, Alemania: Springer. doi:10.1007/978-3-642-12067-1
- Paddock, J., Siegel, D., y Smith, J. (1988). Option valuation of claims on real assets: the case of offshore petroleum leases. *The Quarterly Journal of Economics*, 103(3), pp. 479-508.
- Paniagua Trujillo, Jorge Enrique (2016). "Valuación de Contratos de Extracción Petrolera mediante Algoritmos de Simulación y Optimización Estocástica. En: *Revista Finanzas Públicas* , Año 9, Núm. 21, México. pp.114-188. Recuperado De: <Http://Www.Cefp.Gob.Mx/Publicaciones/Revista/2016/Rfpcefp0212016.Pdf>.
- Paul McDonald. (2018). A survey of oil production and trade in Latin America and the Caribbean and an analysis of the prospects for both in 2018 and beyond. *Oil and Energy Trends* , pp. 11-19.
- PEMEX. (2019). Reservas de hidrocarburos en México. Ciudad de México. Recuperado de <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/evaluaciones-reservas.aspx>
- Peters, L. (2016). *Real Options Illustrated*. Switzerland: Springer Briefs in Finance. doi:10.1007/978-3-319-28310-4.
- Phelim P. Boyle, Jeremy Evtine, Stephen Gibbs (1989). "Numerical Evaluation of Multivariate Contingent Claims." En: **The Review of Financial Studies**, Vól. 2, Núm.

2, pp. 241–250. Recuperado de: <https://doi.org/10.1093/rfs/2.2.241><http://dx.doi.org/10.1093/rfs/2.2.241>.

- Pindyck, R. (1988). Irreversible investment capacity choice, and the value of the firm. *American Economic Review*, 78(5), pp. 969-985.
- Rodríguez-Padilla, V. (2013). Sistema de estimación, certificación y aprobación de reservas de hidrocarburos en México; análisis del desempeño. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 14(3), pp. 453-462.
- Ronn, E. I. (2002). Capítulo 16. “*Real options and energy management: using options methodology to enhance capital budgeting decisions.*” En: *Risk Books*.
- Ross, J. G. (2004). Risk and uncertainty in portfolio characterization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 44, pp. 41-53. Doi: 10.1016/j.petrol.2004.02.004
- Ross, S. A., Westerfield, R. W., y Jaffe, J. F. (2012). *Finanzas Corporativas* (9° ed.). Ciudad de México : McGraw-Hill Companies.
- Saavedra García, M. (2006). Propuesta de evaluación financiera de proyectos de inversión: hacia un modelo contingente. Tesis de maestría en finanzas . Distrito Federal: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Santos, S. M., Gaspar , A. T., y Schiozer , D. J. (2017). Value of information in reservoir development projects: Technical indicators to prioritize uncertainties and information sources. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, pp. 1179-1191.
- Schulmerich, M. (2010). *Real Options Valuation the Importance of Interest Rate Modelling* (Second Edition ed.). Berlín: Springer. doi:10.1007/978-3-642-12662-8
- Secretaría de Energía. (2015). Reforma energética. Ciudad de México: SE. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10239/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11.pdf
- SENER . (2019). Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, Evaluación 2019. CDMX: Secretaría de Energía.
- Sharp, D. (1991). Uncovering the hidden value in high-risk investments. *Sloan Management Review*, 32(2), pp. 69-74.
- Sipp, C. M., y Carayannis, E. G. (2013). *Real Options and Strategic Technology Venturing, A New Paradigm in Decision Making*. New York: Springer.

- Smit, H., y Trigeorgis, L. (2004). Strategic investment: real options and games. New Jersey: Princeton University Press.
- SPE; AAPG; WPC; SPEE; SEG; (2011). Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Recuperado de https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf
- SPE; WPC; AAPG; (2001). Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. Recuperado de <https://www.spe.org/industry/docs/Guidelines-Evaluation-Reserves-Resources-2001.pdf>
- Suslick, S., y Schiozer, D. (2004). Risk analysis to petroleum exploration and production: an overview. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 44, pp. 1-9.
- Suslick, S., y Schiozer, D. J. (2004). Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 44, pp. 1-9.
- Triantis, A., y Borison, A. (2001). Real Options: State of The Practice. *Journal of Applied Corporate Finance*, 14(2), pp. 8-24. doi:10.1111/j.1745-6622.2001.tb00327.x
- Trigeorgis, L. (1993). Real options and interactions with financial flexibility. *Financial Management*, 22(3), pp. 202-224.
- US SEC. (2010). Modernization of oil and gas reporting. US Securities and Exchange Commission. Securities and Exchange Commission: Conforming Version (To Conform to Release Published in the Federal Register). Recuperado de <https://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>
- Venegas Martínez, Francisco (2008). "Riesgos financieros y económicos: productos derivados y decisiones económicas bajo incertidumbre". En: Cengage Learning Editores, SA. De Cv., Vol. 4, Núm. 332.
- Walls, M. R. (2004). Combining decision analysis and portfolio management to improve project selection in the exploration and production firm. *Journal of Petroleum Science Engineering*, pp. 55-65. Doi: 10.1016/j.petrol.2004.02.005
- Wright, C. J., y Gallun, R. A. (2008). Fundamentals of oil and gas accounting (Quinta ed.). Tulsa, Oklahoma, United States of America: PennWell Corporation.

13. Anexos

Anexo I: Datos de entrada para el desarrollo del Modelo

Numeración de documentación		Última actualización: Mayo 2020			Clasificación: Aguas Someras		Tipo de contrato : Producción Compartida															
RONDA	LICITACION	CONTRATO_NOMBRE Tipo de contrato : Producción Compartida	Estado	Estad o	Situación	Nombre de la compañía	País	Superficien (km ²)	Unidades Mínima de trabajo en Exploración	Unidades de Trabajo Solicitadas	Adicional de Unidades de Trabajo, UT	Incremento en el PMT (%)	km2/UT	Total	Exploración proyección temporal	adicional (años)	Etapas de Evaluación proyección temporal (años)	Evaluación extensión temporal Adicional				
1	1	C1H-R01-L01-A2/2015	Veracruz	V	Exploración	Hokchi Energy, S.A. de C.V., Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V., Talos Energy Offshore Mexico 2, S. de R.L. de C.V.	México, E.U.A., Inglaterra	194.45	85,800	78,000	7,800	10.0	441.2	85,800	4	2	1	1				
2	1	C1H-R01-L01-A7/2015	Tabasco	T	Exploración y Evaluación	Talos Energy Offshore Mexico 7, S. de R.L. de C.V., Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V.	México, E.U.A., Inglaterra	464.80	45,900	66,000	6,600	10.0	255.0	118,520	4	2	1	1				
3	2	C1H-R02-L01-A10.CS/2017	Tabasco	T	Exploración	Eni México, S. de R.L. de C.V., Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.	Italia	532.65	29,200	2,400	58,400	1.5	114.1	60,800	4	2	2	1				
4	2	C1H-R02-L01-A11.CS/2017	Tabasco	T	Exploración	Repsol Exploración México, S.A. de C.V., Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V.	España, México	532.93	2,400	2,400	0	0.0	4.5	2,400	4	2	2	1				
5	2	C1H-R02-L01-A12.CS/2017	Tabasco	T	Exploración	Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., Eni México, S. de R.L. de C.V.	Rusia	521.17	35,900	2,400	33,500	1.0	68.9	35,900	4	2	2	1				
6	2	C1H-R02-L01-A14.CS/2017	Tabasco	T	Exploración	Eni México, S. de R.L. de C.V., Cita Energy B14, S.A.P.I. de C.V.	Italia, México	466.47	4,700	4,700	0	0.0	10.1	4,700	4	2	2	1				
7	2	C1H-R02-L01-A15.CS/2017	Campeche	C	Exploración	Total E&P México, S.A. de C.V., Shell Exploration y Extracción de México, S.A. de C.V.	Francia, Holanda	971.57	2,700	2,700	NA	0.0	2.8	2,700	4	2	2	1				
8	2	C1H-R02-L01-A2.TM/2017	Veracruz	V	Exploración	Pemex Exploración y Producción, Deutsche Erdöl México, S. de R.L. de C.V.	Alemania, México	548.66	25,000	4,200	25,000	1.0	53.2	29,200	4	2	2	1				
9	2	C1H-R02-L01-A6.CS/2017	Veracruz	V	Exploración	PC Carigali Mexico Operators, S.A. de C.V., ECP Hidrocarburos Mexico, S.A. de C.V.	Malasia, Colombia	559.28	30,200	1,700	30,200	1.0	57.0	31,900	4	2	2	1				
10	2	C1H-R02-L01-A7.CS/2017	Veracruz, Tabasco	TV	Exploración	Eni México, S. de R.L. de C.V., Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., Cita Energy B7, S.A.P.I. de C.V.	Italia, Reino Unido, México	590.75	37,700	2,700	75,400	1.5	132.2	78,100	4	2	2	1				
11	2	C1H-R02-L01-A8.CS/2017	Tabasco	T	Exploración	Pemex Exploración y Producción, ECP Hidrocarburos Mexico, S.A. de C.V.	México, Colombia	586.00	2,600	2,600	0	0.0	4.4	2,600	4	2	2	1				
12	2	C1H-R02-L01-A9.CS/2017	Tabasco	T	Exploración	Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., Cita Energy B9, S.A.P.I. de C.V.	Reino Unido, México	562.38	29,300	2,500	58,600	1.5	108.6	61,100	4	2	2	1				
13	3	C1H-R03-L01-AS-B-5/2018	Tamaulipas	TM	Exploración	Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V.	Reino Unido	391.40	0	1,078	0	0.0	2.8	1,078	4	2	2	0				
14	3	C1H-R03-L01-AS-B-6/2018	Tamaulipas	TM	Exploración	Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V.	Reino Unido	391.87	0	1,080	0	0.0	2.8	1,080	4	2	2	0				
15	3	C1H-R03-L01-AS-CS-06/2018	Tabasco	T	Exploración	Total E&P México, S.A. de C.V., Pemex Exploración y Producción	Francia y México	580.87	42,000	1,552	42,000	1.0	75.0	43,552	4	2	2	0				
16	3	C1H-R03-L01-AS-CS-13/2018	Veracruz, Tabasco	TV	Exploración	Pemex Exploración y Producción	México	470.58	42,000	1,276	84,000	11.5	181.2	85,276	4	2	2	0				
17	3	C1H-R03-L01-AS-CS-14/2018	Tabasco	T	Exploración	Deutsche Erdöl México, S. de R.L. de C.V., Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V., SEP Block 30, S. de R.L. de C.V.	Alemania, Reino Unido y Malasia	527.89	42,000	1,420	84,000	1.5	161.8	85,420	4	2	2	0				
18	3	C1H-R03-L01-AS-CS-15/2018	Veracruz	V	Exploración	Hokchi Energy, S.A. de C.V., Talos Energy Offshore Mexico 2, S. de R.L. de C.V.	Argentina	262.76	42,000	757	42,000	1.0	162.7	42,757	4	2	2	0				
19	3	C1H-R03-L01-G-BG-05/2018	Tamaulipas	TM	Exploración	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	España	813.78	0	2,134	0	0.0	2.6	2,134	4	2	2	0				
20	3	C1H-R03-L01-G-BG-07/2018	Tamaulipas	TM	Exploración	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	España	811.35	0	2,128	0	0.0	2.6	2,128	4	2	2	0				
21	3	C1H-R03-L01-G-CS-01/2018	Veracruz	V	Exploración	Eni México, S. de R.L. de C.V., Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.	Italia y Rusia	807.76	42,000	2,119	84,000	1.5	106.6	86,119	4	2	2	0				
22	3	C1H-R03-L01-G-CS-02/2018	Tabasco	T	Exploración	Pemex Exploración y Producción, Total E&P México, S.A. de C.V.	Francia y México	1,027.40	0	2,668	0	0.0	2.6	2,668	4	2	2	0				
23	3	C1H-R03-L01-G-CS-03/2018	Campeche	C	Exploración	BP Exploration Mexico, S.A. de C.V., Total E&P México, S.A. de C.V., Hokchi Energy, S.A. de C.V.	Francia, Reino Unido y Argentina	734.05	42,000	1,935	42,000	1.0	59.9	43,935	4	2	2	0				
24	3	C1H-R03-L01-G-CS-04/2018	Campeche	C	Exploración	Shell Exploration y Extracción de México, S.A. de C.V., Pemex Exploración y Producción	Países Bajos y México	797.99	0	2,095	0	0.0	2.6	2,095	4	2	2	0				
25	3	C1H-R03-L01-G-TMV-01/2018	Veracruz	V	Exploración	Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., Cita Energy B15, S.A.P.I. de C.V.	Reino Unido y México	961.65	0	2,504	0	0.0	2.6	2,504	4	2	2	0				
26	3	C1H-R03-L01-G-TMV-02/2018	Veracruz	V	Exploración	Deutsche Erdöl México, S. de R.L. de C.V., Pemex Exploración y Producción, Cepsa E.P. México, S. de R.L. de C.V.	México, Alemania y España	784.80	0	2,062	0	0.0	2.6	2,062	4	2	2	0				
27	3	C1H-R03-L01-G-TMV-03/2018	Veracruz	V	Exploración	Deutsche Erdöl México, S. de R.L. de C.V., Pemex Exploración y Producción, Cepsa E.P. México, S. de R.L. de C.V.	México, Alemania y España	842.36	0	2,206	0	0.0	2.6	2,206	4	2	2	0				
28	3	C1H-R03-L01-G-TMV-04/2018	Veracruz	V	Exploración	Pemex Exploración y Producción, Cepsa E.P. México, S. de R.L. de C.V.	México y España	813.27	0	2,133	0	0.0	2.6	2,133	4	2	2	0				

Numeración de documentación	Participación del Estado en la Utilidad Operativa				Volumen de Hidrocarburos							Fuente								
	Minima	MAX	Real	Empresa	Valor Ponderado de la Oferta, VPO	P90 (mmbpce)	P50 (mmbpce)	P MEDIOS (mmbpce)	P10 (mmbpce)	Ajuste por riesgo (Mmbpce) RP*Pg	tipo de hidrocarburos prospectados	Número de yacimientos proyectados	Fecha de inicio de Vigencia	Fecha para programada la primera etapa	AÑOS CONTRATO	Número de POZOS	Proyección de pozos terminados	Pago desempeño (\$EUA)	Valor de un pozo	Fuente
1	40.0%	SD	55.99%	44.01%	51.97	23.00	87.00	142.00	341.00	40.00	Acetate ligero y gas seco	2	04-sep-15	09/04/2019	30	1	2	0	SD	https://fondosmexico.gob.mx/media/1444/AC39A/tree/contractual/7_cuencas-del-sureste-mexico.pdf
2	40.0%	SD	68.99%	31.01%	63.07	11.00	53.00	102.00	283.00	22.00	Acetate ligero	2	04-sep-15	09/04/2019	30	1	3	0	SD	https://fondosmexico.gob.mx/media/1444/AC39A/tree/contractual/7_cuencas-del-sureste-mexico.pdf
3	20.1%	75%	75.00%	25.00%	84.83	30.90	126.70	209.40	511.60	60.60	acetate ligero	3	25-sep-17	10/10/2022	30	2	1	0	29,200	https://fondosmexico.gob.mx/media/2588/10.pdf
4	24.8%	75%	62.28%	37.72%	62.28	101.90	300.10	426.20	949.10	106.70	Acetate ligero y pesado	5	25-sep-17	10/05/2022	30	0	0	0	41,900	https://fondosmexico.gob.mx/media/2600/11.pdf
5	24.8%	75%	75.00%	25.00%	81.55	73.80	274.30	459.10	958.40	167.00	Acetate pesado, extrapesado, ligero	2	10-oct-22	10/10/2022	30	1	0	0	33,500	https://fondosmexico.gob.mx/media/2602/12.pdf
6	24.8%	75%	37.27%	62.73%	37.27	40.50	141.00	207.30	472.00	76.20	Acetate pesado y ligero	3	25-sep-17	10/10/2022	30	0	0	0	33,500	https://fondosmexico.gob.mx/media/2606/14.pdf
7	8.5%	75%	30.11%	69.89%	30.11	16.20	91.90	188.40	495.80	32.10	Gas húmedo	3	25-sep-17	10/05/2022	30	0	0	0	36,100	https://fondosmexico.gob.mx/media/2608/15.pdf
8	20.1%	75%	57.92%	42.08%	63.49	44.10	181.10	280.40	680.90	99.20	Acetate ligero y gas seco	2	25-sep-17	14/11/2022	30	1	0	0	25,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2592/02.pdf
9	20.1%	75%	65.19%	34.81%	71.18	36.40	136.10	217.40	516.40	65.30	acetate ligero y pesado	5	25-sep-17	12/06/2022	30	1	0	0	30,200	https://fondosmexico.gob.mx/media/2593/03.pdf
10	20.1%	75%	75.00%	25.00%	84.83	7.10	34.70	66.20	169.20	19.20	Acetate Ligero	2	25-sep-17	10/10/2022	30	2	0	0	37,700	https://fondosmexico.gob.mx/media/2612/27.pdf
11	20.1%	75%	20.10%	79.90%	20.10	18.80	89.40	162.70	413.00	51.30	Acetate Ligero	3	25-sep-17	31/10/2022	30	0	0	0	28,800	https://fondosmexico.gob.mx/media/2614/8.pdf
12	20.1%	75%	75.00%	25.00%	84.83	56.20	168.80	252.50	570.80	58.80	acetate ligero y gas húmedo	3	25-sep-17	12/12/2022	30	2	1	\$30,003,333.33	29,200	https://fondosmexico.gob.mx/media/2586/9.pdf
13	22.5%	65%	29.43%	70.57%	29.43	14.00	73.00	141.00	363.00	SD	acetate ligero y gas húmedo	2	27-jun-18	13/07/2023	30	0	0	0	44,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2038/11.pdf
14	22.5%	65%	34.73%	65.27%	34.73	14.00	59.00	99.00	242.00	SD	acetate ligero y gas húmedo	2	27-jun-18	13/07/2023	30	0	0	0	44,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2038/13.pdf
15	22.5%	65%	50.49%	49.51%	55.94	15.00	62.00	104.00	253.00	SD	Acetate superligero	1	27-jun-18	10/04/2023	30	1	0	0	42,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2088/03.pdf
16	22.5%	65%	65%	35.00%	73.97	SD	SD	SD	SD	SD	acetate ligero	2	27-jun-18	13/09/2019	30	2	0	\$11,075,075.00	42,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2069/29.pdf
17	22.5%	65%	65%	35.00%	73.97	9.00	46.00	86.00	216.00	SD	Acetate Ligero	1	27-jun-18	10/02/2023	30	2	0	\$51,147,000.25	42,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2062/30.pdf
18	22.5%	65%	65.00%	35.00%	70.98	36.00	117.00	173.00	396.00	SD	Acetate ligero, acetate pesado y gas húmedo	3	27-jun-18	13/06/2023	30	1	2	0	42,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2064/31.pdf
19	22.5%	65%	56.27%	43.73%	56.27	31.00	142.00	28.00	666.00	SD	Acetate ligero y gas húmedo	2	27-jun-18	08/02/2023	30	0	0	0	44,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2048/5.pdf
20	22.5%	65%	48.17%	51.83%	48.17	37.00	142.00	222.00	525.00	SD	Acetate ligero y gas húmedo	1	27-jun-18	08/02/2023	30	0	0	0	44,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2036/12.pdf
21	22.5%	65%	65.00%	35.00%	73.97	15.00	61.00	100.00	244.00	SD	Acetate ligero	2	27-jun-18	06/04/2023	30	2	0	\$59,823,145.00	42,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2058/28.pdf
22	22.5%	65%	40.49%	59.51%	40.49	62.00	188.00	245.00	519.00	SD	Acetate pesado y gas seco	2	27-jun-18	13/09/2019	30	0	0	0	42,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2066/32.pdf
23	8.5%	65%	50.49%	49.51%	55.94	3.75	18.82	36.70	94.41	SD	Gas húmedo	2	27-jun-18	07/10/2023	30	1	0	0	42,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2070/34.pdf
24	22.5%	65%	34.86%	65.14%	34.86	12.00	31.00	40.00	82.00	SD	Acetate extrapesado	2	27-jun-18	10/02/2023	30	0	0	0	42,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2072/35.pdf
25	22.5%	65%	27.88%	72.12%	27.88	22.00	81.00	123.00	289.00	SD	Acetate ligero y gas seco	3	27-jun-18	16/08/2023	30	0	0	0	48,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2074/35.pdf
26	22.5%	65%	24.23%	75.77%	24.23	27.00	99.00	157.00	372.00	SD	Acetate ligero y gas seco	3	27-jun-18	27/09/2023	30	0	0	0	48,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2076/36.pdf
27	22.5%	65%	35.51%	64.49%	35.51	22.00	75.00	118.00	279.00	SD	Acetate ligero	2	27-jun-18	21/09/2023	30	0	0	0	48,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2078/37.pdf
28	22.5%	65%	40.51%	59.49%	40.51	43.00	164.00	267.00	643.00	SD	Acetate ligero	2	27-jun-18	18/07/2019	30	0	0	0	48,000	https://fondosmexico.gob.mx/media/2080/38.pdf

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

CNH-R02-L01-A14.CS/2017

CNH-R02-L01-A14.CS/2017	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	472.000
P50 (Mmbpce)	141.000
P90 (Mmbpce)	40.500
N(.90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	69259.926
Des Est.	1.225
Des. St/ anual	0.153
Des Sta Anual	0.153
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.153
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.114
Tamaño de un salto descendete, d	0.897
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.661
1-p	0.339
1/R	0.0000
Ejercicio (K, Mmbpce)	76.200

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02				
	1		2		3		4		5		6		7		8		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
141.00	157.12	175.09	195.11	217.42	242.28	269.99	300.86	335.26	373.60	416.32	463.93	516.98	576.09	641.96	715.37	797.17	
	126.53	141.00	157.12	175.09	195.11	217.42	242.28	269.99	300.86	335.26	373.60	416.32	463.93	516.98	576.09	641.96	
		113.55	126.53	141.00	157.12	175.09	195.11	217.42	242.28	269.99	300.86	335.26	373.60	416.32	463.93	516.98	
			101.90	113.55	126.53	141.00	157.12	175.09	195.11	217.42	242.28	269.99	300.86	335.26	373.60	416.32	
				91.44	101.90	113.55	126.53	141.00	157.12	175.09	195.11	217.42	242.28	269.99	300.86	335.26	
					82.06	91.44	101.90	113.55	126.53	141.00	157.12	175.09	195.11	217.42	242.28	269.99	
						73.64	82.06	91.44	101.90	113.55	126.53	141.00	157.12	175.09	195.11	217.42	
							66.08	73.64	82.06	91.44	101.90	113.55	126.53	141.00	157.12	175.09	
								59.30	66.08	73.64	82.06	91.44	101.90	113.55	126.53	141.00	
									53.21	59.30	66.08	73.64	82.06	91.44	101.90	113.55	
										47.75	53.21	59.30	66.08	73.64	82.06	91.44	
											42.85	47.75	53.21	59.30	66.08	73.64	
												38.46	42.85	47.75	53.21	59.30	
													34.51	38.46	42.85	47.75	
														30.97	34.51	38.46	
															27.79	30.97	
																24.94	

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02						
	1		2		3		4		5		6		7		8				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16			
163.36	180.32	198.52	218.06	239.05	261.62	285.92	312.14	340.51	371.34	405.03	442.14	483.42	529.97	583.36	645.90	720.97			
	130.40	144.93	160.53	177.26	195.19	214.40	234.97	257.00	280.60	305.87	332.93	361.91	392.94	426.18	461.77	499.89			
		102.14	114.59	128.00	142.41	157.86	174.42	192.16	211.15	231.50	253.29	276.62	301.61	328.37	357.03	387.73			
			77.92	88.51	99.99	112.36	125.66	139.93	155.23	171.61	189.15	207.94	228.06	249.61	272.69	297.40			
				57.31	66.19	75.92	86.49	97.91	110.20	123.38	137.50	152.63	168.83	186.18	204.76	224.66			
					40.02	47.27	55.35	64.27	74.01	84.56	95.91	108.09	121.13	135.10	150.06	166.08			
						25.92	31.53	37.99	45.31	53.48	62.46	72.22	82.72	93.97	106.01	118.91			
							14.98	18.96	23.74	29.41	35.99	43.47	51.79	60.84	70.54	80.92			
								7.24	9.63	12.71	16.60	21.42	27.27	34.17	41.97	50.33			
									2.57	3.64	5.13	7.19	10.02	13.85	18.97	25.70			
										0.49	0.74	1.12	1.69	2.56	3.87	5.86			
											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
												0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
													0.00	0.00	0.00	0.00			
														0.00	0.00	0.00			
															0.00	0.00			
																0.00			
																	0.00		
																		0.00	
																			0.00

CNH-R02-L01-A2.TM/2017	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	680.900
P50 (Mmbpce)	181.100
P90 (Mmbpce)	44.100
N(.90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	182188.871
Des Est.	1.371
Des. St/ anual	0.171
Des Sta Anual	0.171
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.171
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.129
Tamaño de un salto descendete, d	0.886
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.638
1-p	0.362
1/R	0.9998
Ejercicio (K, Mmbpce)	99.200

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

ETAPA AÑO SEMESTRE	CNH-R02-L01-A2.TM/2017															
	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
181.10	204.43	230.78	260.51	294.08	331.97	374.74	423.03	477.54	539.07	608.53	686.94	775.45	875.37	988.16	1,115.48	1,259.21
	160.43	181.10	204.43	230.78	260.51	294.08	331.97	374.74	423.03	477.54	539.07	608.53	686.94	775.45	875.37	988.16
		142.12	160.43	181.10	204.43	230.78	260.51	294.08	331.97	374.74	423.03	477.54	539.07	608.53	686.94	775.45
			125.90	142.12	160.43	181.10	204.43	230.78	260.51	294.08	331.97	374.74	423.03	477.54	539.07	608.53
				111.53	125.90	142.12	160.43	181.10	204.43	230.78	260.51	294.08	331.97	374.74	423.03	477.54
					98.80	111.53	125.90	142.12	160.43	181.10	204.43	230.78	260.51	294.08	331.97	374.74
						87.52	98.80	111.53	125.90	142.12	160.43	181.10	204.43	230.78	260.51	294.08
							77.53	87.52	98.80	111.53	125.90	142.12	160.43	181.10	204.43	230.78
								68.68	77.53	87.52	98.80	111.53	125.90	142.12	160.43	181.10
									60.84	68.68	77.53	87.52	98.80	111.53	125.90	142.12
										53.90	60.84	68.68	77.53	87.52	98.80	111.53
											47.74	53.90	60.84	68.68	77.53	87.52
												42.29	47.74	53.90	60.84	68.68
													37.47	42.29	47.74	53.90
														33.19	37.47	42.29
															29.40	33.19
																26.05

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell															
	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
243.53	272.47	303.90	338.03	375.07	415.25	458.85	506.14	557.45	613.12	673.50	739.02	810.09	887.19	970.83	1,061.57	1,160.01
	192.76	217.30	244.02	273.05	304.57	338.77	375.88	416.14	459.82	507.20	558.61	614.38	674.88	740.51	811.71	888.96
		149.67	170.42	193.07	217.74	244.55	273.66	305.25	339.52	376.70	417.03	460.79	508.26	559.77	615.64	676.25
			113.25	130.65	149.77	170.68	193.46	218.23	245.11	274.29	305.93	340.27	377.52	417.93	461.77	509.33
				82.70	97.08	113.06	130.69	149.99	171.04	193.92	218.75	245.69	274.91	306.62	341.02	378.34
					57.45	69.01	82.11	96.79	113.04	130.88	150.33	171.47	194.40	219.28	246.26	275.54
						37.13	45.99	56.34	68.24	81.71	96.72	113.22	131.21	150.73	171.91	194.88
							21.56	27.80	35.42	44.58	55.34	67.72	81.63	96.94	113.55	131.58
								10.60	14.39	19.33	25.66	33.59	43.27	54.73	67.76	81.90
									3.94	5.70	8.21	11.72	16.57	23.14	31.83	42.92
										0.83	1.30	2.04	3.19	5.01	7.86	12.33
											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
												0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
													0.00	0.00	0.00	0.00
														0.00	0.00	0.00
															0.00	0.00
																0.00
																0.00

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

CNH-R02-L01-A11.CS/2017

CNH-R02-L01-A11.CS/2017	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	949.100
P50 (Mmbpce)	300.100
P90 (Mmbpce)	101.900
N(,90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	250656.768
Des Est	1.154
Des. St/ anual	0.144
Des Sta Anual	0.144
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.144
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.107
Tamaño de un salto descendete, d	0.903
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.674
1-p	0.326
1/R	0.9998
Ejercicio (K, MMbpce)	106.700

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1		2		3		4		5		6		7		8	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
300.10	332.31	367.98	407.48	451.21	499.65	553.27	612.66	678.42	751.24	831.87	921.16	1,020.04	1,129.52	1,250.76	1,385.01	1,533.67
	271.01	300.10	332.31	367.98	407.48	451.21	499.65	553.27	612.66	678.42	751.24	831.87	921.16	1,020.04	1,129.52	1,250.76
		244.74	271.01	300.10	332.31	367.98	407.48	451.21	499.65	553.27	612.66	678.42	751.24	831.87	921.16	1,020.04
			221.02	244.74	271.01	300.10	332.31	367.98	407.48	451.21	499.65	553.27	612.66	678.42	751.24	831.87
				199.59	221.02	244.74	271.01	300.10	332.31	367.98	407.48	451.21	499.65	553.27	612.66	678.42
					180.25	199.59	221.02	244.74	271.01	300.10	332.31	367.98	407.48	451.21	499.65	553.27
						162.78	180.25	199.59	221.02	244.74	271.01	300.10	332.31	367.98	407.48	451.21
							147.00	162.78	180.25	199.59	221.02	244.74	271.01	300.10	332.31	367.98
								132.75	147.00	162.78	180.25	199.59	221.02	244.74	271.01	300.10
									119.88	132.75	147.00	162.78	180.25	199.59	221.02	244.74
										108.26	119.88	132.75	147.00	162.78	180.25	199.59
											97.77	108.26	119.88	132.75	147.00	162.78
												88.29	97.77	108.26	119.88	132.75
													79.73	88.29	97.77	108.26
														72.00	79.73	88.29
															65.02	72.00
																58.72

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1		2		3		4		5		6		7		8	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
460.82	497.17	535.87	577.04	620.86	667.49	717.12	769.92	826.12	885.93	949.57	1,017.30	1,089.37	1,166.07	1,247.68	1,334.54	1,426.97
	385.84	417.39	450.97	486.70	524.73	565.19	608.25	654.08	702.85	754.75	809.98	868.75	931.30	997.85	1,068.68	1,144.06
		320.78	348.15	377.29	408.30	441.29	476.41	513.78	553.55	595.87	640.90	688.83	739.83	794.11	851.87	913.34
			264.31	288.06	313.34	340.25	368.88	399.35	431.78	466.29	503.02	542.10	583.69	627.95	675.05	725.17
				215.30	235.91	257.85	281.19	306.04	332.48	360.62	390.57	422.43	456.35	492.44	530.85	571.72
					172.78	190.65	209.68	229.94	251.50	274.44	298.86	324.84	352.50	381.93	413.25	446.57
						135.89	151.37	167.88	185.45	204.16	224.07	245.26	267.80	291.80	317.34	344.51
							103.94	117.30	131.60	146.84	163.07	180.35	198.73	218.30	239.12	261.28
								76.34	87.78	100.12	113.33	127.42	142.40	158.36	175.33	193.40
									52.70	62.29	72.83	84.25	96.47	109.47	123.31	138.04
										32.87	40.51	49.25	59.00	69.60	80.89	92.89
											17.08	22.43	29.08	37.09	46.29	56.08
												6.00	8.68	12.53	18.07	26.05
													0.48	0.71	1.05	1.56
														0.00	0.00	0.00
															0.00	0.00
																0.00

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

CNH-R02-L01-A6.CS/2017

CNH-R02-L01-A6.CS/2017	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	516.400
P50 (Mmbpce)	139.100
P90 (Mmbpce)	36.400
N(.90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	102085.576
Des Est.	1.355
Des. St/ anual	0.169
Des Sta Anual	0.169
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.169
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.127
Tamaño de un salto descendete, d	0.887
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.640
1-p	0.360
1/R	0.9998
Ejercicio (K, Mmbpce)	65.300

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1		2		3		4		5		6		7		8	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68	408.83	460.86	519.51	585.62	660.14	744.15	838.85	945.61
	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68	408.83	460.86	519.51	585.62	660.14	744.15
		109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68	408.83	460.86	519.51	585.62
			97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68	408.83	460.86
				86.15	97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41	321.73	362.68
					76.42	86.15	97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61	253.19	285.41
						67.79	76.42	86.15	97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76	199.25	224.61
							60.14	67.79	76.42	86.15	97.11	109.47	123.40	139.10	156.80	176.76
								53.35	60.14	67.79	76.42	86.15	97.11	109.47	123.40	139.10
									47.33	53.35	60.14	67.79	76.42	86.15	97.11	109.47
										41.98	47.33	53.35	60.14	67.79	76.42	86.15
											37.24	41.98	47.33	53.35	60.14	67.79
												33.04	37.24	41.98	47.33	53.35
													29.31	33.04	37.24	41.98
														26.00	29.31	33.04
															23.07	26.00
																20.46

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02				
	1		2		3		4		5		6		7		8		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
197.83	219.70	243.40	269.08	296.90	327.04	359.69	395.07	433.39	474.91	519.88	568.60	621.38	678.56	740.51	807.61	880.31	
	159.07	177.69	197.89	219.77	243.49	269.18	297.02	327.17	359.84	395.23	433.57	475.10	520.10	568.84	621.65	678.85	
		126.06	141.90	159.09	177.74	197.96	219.86	243.58	269.29	297.14	327.31	359.99	395.39	433.75	475.30	520.32	
			97.98	111.41	126.03	141.91	159.14	177.80	198.03	219.94	243.68	269.40	297.26	327.44	360.14	395.56	
				74.17	85.48	97.87	111.37	126.04	141.95	159.19	177.87	198.10	220.03	243.78	269.50	297.38	
					54.11	63.51	73.92	85.35	97.83	111.38	126.08	142.00	159.25	177.94	198.18	220.11	
						37.44	45.04	53.64	63.22	73.79	85.32	97.85	111.42	126.12	142.05	159.31	
							23.94	29.79	36.63	44.48	53.32	63.10	73.78	85.35	97.88	111.46	
								13.55	17.64	22.70	28.79	35.96	44.16	53.26	63.12	73.80	
									6.27	8.67	11.87	16.06	21.41	28.01	35.76	44.17	
										2.01	2.99	4.43	6.56	9.68	14.24	20.85	
											0.27	0.42	0.65	1.02	1.60	2.49	
												0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
													0.00	0.00	0.00	0.00	
														0.00	0.00	0.00	
															0.00	0.00	
																0.00	
																	0.00

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

CNH-R02-L01-A12.CS/2017	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	958.400
P50 (Mmbpce)	274.300
P90 (Mmbpce)	73.800
N(.90)	1.282
T (ANOS)	8.000
Var (VolT)	310905.622
Des Est.	1.279
Des. St/ anual	0.160
Des Sta Anual	0.160
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.160
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.120
Tamaño de un salto descendete, d	0.893
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.652
1-p	0.348
1/R	0.9998
Ejercicio (K, MMbpce)	167.000

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
274.30	307.13	343.88	385.04	431.11	482.71	540.48	605.16	677.58	758.67	849.46	951.12	1,064.94	1,192.39	1,335.09	1,494.86	1,673.76
	244.98	274.30	307.13	343.88	385.04	431.11	482.71	540.48	605.16	677.58	758.67	849.46	951.12	1,064.94	1,192.39	1,335.09
		218.80	244.98	274.30	307.13	343.88	385.04	431.11	482.71	540.48	605.16	677.58	758.67	849.46	951.12	1,064.94
			195.41	218.80	244.98	274.30	307.13	343.88	385.04	431.11	482.71	540.48	605.16	677.58	758.67	849.46
				174.53	195.41	218.80	244.98	274.30	307.13	343.88	385.04	431.11	482.71	540.48	605.16	677.58
					155.87	174.53	195.41	218.80	244.98	274.30	307.13	343.88	385.04	431.11	482.71	540.48
						139.21	155.87	174.53	195.41	218.80	244.98	274.30	307.13	343.88	385.04	431.11
							124.33	139.21	155.87	174.53	195.41	218.80	244.98	274.30	307.13	343.88
								111.04	124.33	139.21	155.87	174.53	195.41	218.80	244.98	274.30
									99.17	111.04	124.33	139.21	155.87	174.53	195.41	218.80
										88.57	99.17	111.04	124.33	139.21	155.87	174.53
											79.11	88.57	99.17	111.04	124.33	139.21
												70.65	79.11	88.57	99.17	111.04
													63.10	70.65	79.11	88.57
														56.36	63.10	70.65
															50.33	56.36
																44.95

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
352.17	391.42	433.72	479.28	528.32	581.10	637.90	699.01	764.77	835.53	911.68	993.61	1,081.77	1,176.64	1,278.72	1,388.56	1,506.76
	278.89	312.44	348.68	387.74	429.82	475.11	523.84	576.29	632.73	693.46	758.81	829.12	904.79	986.21	1,073.82	1,168.09
		216.22	244.78	275.74	309.19	345.27	384.13	425.95	470.96	519.40	571.51	627.59	687.94	752.88	822.75	897.94
			162.87	186.96	213.26	241.82	272.71	306.04	341.93	380.55	422.12	466.84	514.97	566.76	622.49	682.46
				117.86	137.82	159.90	184.12	210.48	239.02	269.80	302.95	338.62	377.00	418.31	462.75	510.58
					80.55	96.55	114.65	134.86	157.16	181.51	207.90	236.34	266.95	299.89	335.33	373.48
						50.63	62.71	76.87	93.18	111.65	132.22	154.76	179.17	205.43	233.70	264.11
							28.02	36.24	46.37	58.65	73.21	90.09	109.14	130.09	152.63	176.88
								12.66	17.28	23.41	31.41	41.65	54.46	69.99	87.96	107.30
									3.99	5.82	8.45	12.25	17.68	25.42	36.38	51.80
										0.58	0.89	1.36	2.08	3.20	4.90	7.53
											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
												0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
													0.00	0.00	0.00	0.00
														0.00	0.00	0.00
															0.00	0.00
																0.00
																0.00
																0.00

CNH-R01-L01-A2/2015	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	341.000
P50 (Mmbpce)	87.000
P90 (Mmbpce)	23.000
N(.90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	49849.179
Des Est.	1.423
Des. St/ anual	0.178
Des Sta Anual	0.178
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.178
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.134
Tamaño de un salto descendete, d	0.882
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.630
1-p	0.370
1/R	0.9998
Ejercicio (K, MMBpce)	40.000

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1		2		3		4		5		6		7		8	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
87.00	98.66	111.89	126.90	143.91	163.20	185.09	209.90	238.05	269.96	306.16	347.21	393.76	446.55	506.43	574.33	651.33
	76.71	87.00	98.66	111.89	126.90	143.91	163.20	185.09	209.90	238.05	269.96	306.16	347.21	393.76	446.55	506.43
		67.64	76.71	87.00	98.66	111.89	126.90	143.91	163.20	185.09	209.90	238.05	269.96	306.16	347.21	393.76
			59.65	67.64	76.71	87.00	98.66	111.89	126.90	143.91	163.20	185.09	209.90	238.05	269.96	306.16
				52.60	59.65	67.64	76.71	87.00	98.66	111.89	126.90	143.91	163.20	185.09	209.90	238.05
					46.38	52.60	59.65	67.64	76.71	87.00	98.66	111.89	126.90	143.91	163.20	185.09
						40.89	46.38	52.60	59.65	67.64	76.71	87.00	98.66	111.89	126.90	143.91
							36.06	40.89	46.38	52.60	59.65	67.64	76.71	87.00	98.66	111.89
								31.80	36.06	40.89	46.38	52.60	59.65	67.64	76.71	87.00
									28.04	31.80	36.06	40.89	46.38	52.60	59.65	67.64
										24.72	28.04	31.80	36.06	40.89	46.38	52.60
											21.80	24.72	28.04	31.80	36.06	40.89
												19.22	21.80	24.72	28.04	31.80
													16.95	19.22	21.80	24.72
														14.95	16.95	19.22
															13.18	14.95
																11.62

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02				
	1		2		3		4		5		6		7		8		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
124.58	139.33	155.41	172.95	192.06	212.89	235.60	260.35	287.31	316.71	348.74	383.66	421.71	463.18	508.38	557.64	611.33	
	99.50	111.98	125.60	140.46	156.65	174.31	193.54	214.51	237.36	262.27	289.41	319.00	351.24	386.38	424.68	466.43	
		78.27	88.82	100.35	112.93	126.65	141.60	157.90	175.67	195.03	216.14	239.14	264.21	291.53	321.31	353.76	
			60.34	69.22	78.95	89.60	101.22	113.89	127.70	142.76	159.16	177.05	196.53	217.78	240.93	266.16	
				45.24	52.66	60.85	69.84	79.67	90.41	102.11	114.86	128.77	143.92	160.43	178.43	198.05	
					32.62	38.72	45.55	53.11	61.42	70.51	80.42	91.23	103.01	115.84	129.84	145.09	
						22.24	27.11	32.69	38.97	45.95	53.64	62.04	71.20	81.18	92.05	103.91	
							13.94	17.62	21.99	27.08	32.87	39.35	46.46	54.22	62.68	71.89	
								7.67	10.18	13.33	17.21	21.86	27.23	33.26	39.84	47.00	
									3.39	4.80	6.72	9.31	12.70	16.97	22.08	27.64	
										0.99	1.51	2.32	3.55	5.42	8.27	12.60	
											0.09	0.14	0.22	0.36	0.56	0.89	
												0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
													0.00	0.00	0.00	0.00	
														0.00	0.00	0.00	
															0.00	0.00	
																0.00	
																	0.00

CNH-R01-L01-A7/2015	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	263.000
P50 (Mmbpce)	53.000
P90 (Mmbpce)	11.000
N(.90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	50514.290
Des Est.	1.716
Des. SI/ anual	0.214
Des Sta Anual	0.214
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.214
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.164
Tamaño de un salto descendente, d	0.859
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.596
1-p	0.404
1/R	0.9998
Ejercicio (K, Mmbpce)	22.000

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1		2		3		4		5		6		7		8	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
53.00	61.68	71.78	83.53	97.21	113.13	131.65	153.21	178.30	207.49	241.47	281.01	327.03	380.58	442.90	515.42	599.82
	45.54	53.00	61.68	71.78	83.53	97.21	113.13	131.65	153.21	178.30	207.49	241.47	281.01	327.03	380.58	442.90
		39.13	45.54	53.00	61.68	71.78	83.53	97.21	113.13	131.65	153.21	178.30	207.49	241.47	281.01	327.03
			33.63	39.13	45.54	53.00	61.68	71.78	83.53	97.21	113.13	131.65	153.21	178.30	207.49	241.47
				28.90	33.63	39.13	45.54	53.00	61.68	71.78	83.53	97.21	113.13	131.65	153.21	178.30
					24.83	28.90	33.63	39.13	45.54	53.00	61.68	71.78	83.53	97.21	113.13	131.65
						21.34	24.83	28.90	33.63	39.13	45.54	53.00	61.68	71.78	83.53	97.21
							18.33	21.34	24.83	28.90	33.63	39.13	45.54	53.00	61.68	71.78
								15.75	18.33	21.34	24.83	28.90	33.63	39.13	45.54	53.00
									13.54	15.75	18.33	21.34	24.83	28.90	33.63	39.13
										11.63	13.54	15.75	18.33	21.34	24.83	28.90
											10.00	11.63	13.54	15.75	18.33	21.34
												8.59	10.00	11.63	13.54	15.75
													7.38	8.59	10.00	11.63
														6.34	7.38	8.59
															5.45	6.34
																4.68

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02					
	1		2		3		4		5		6		7		8			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
78.29	90.11	103.35	118.17	134.74	153.28	174.02	197.21	223.15	252.15	284.60	320.88	361.45	406.83	457.58	514.34	577.82		
	60.87	70.61	81.53	93.76	107.44	122.75	139.87	159.02	180.44	204.39	231.18	261.14	294.65	332.12	374.03	420.90		
		46.53	54.52	63.51	73.60	84.90	97.54	111.67	127.49	145.17	164.95	187.07	211.81	239.48	270.42	305.03		
			34.76	41.28	48.66	56.96	66.28	76.71	88.39	101.44	116.05	132.38	150.65	171.07	193.92	219.47		
				25.16	30.41	36.42	43.23	50.91	59.52	69.16	79.94	92.00	105.48	120.56	137.43	156.30		
					17.41	21.56	26.38	31.93	38.22	45.32	53.28	62.18	72.13	83.27	95.72	109.65		
						11.30	14.44	18.21	22.64	27.77	33.60	40.16	47.51	55.73	64.93	75.21		
							6.67	8.89	11.68	15.09	19.17	23.92	29.33	35.40	42.19	49.78		
								3.39	4.78	6.64	9.08	12.17	15.95	20.38	25.40	31.00		
									1.33	2.03	3.05	4.52	6.60	9.41	13.00	17.13		
										0.31	0.52	0.87	1.46	2.45	4.11	6.90		
											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
												0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
													0.00	0.00	0.00	0.00		
														0.00	0.00	0.00		
															0.00	0.00		
																0.00		
																	0.00	
																		0.00

CNH-R02-L01-A7.CS/2017	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	169.200
P50 (Mmbpce)	34.700
P90 (Mmbpce)	7.100
N(.90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	20044.601
Des Est.	1.694
Des. St/ anual	0.212
Des Sta Anual	0.212
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.212
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.162
Tamaño de un salto descendente, d	0.861
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.598
1-p	0.402
1/R	0.9998
Ejercicio (K, MMbpce)	19.200

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

ETAPA AÑO SEMESTRE	CNH-R02-L01-A7.CS/2017															
	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
34.70	40.31	46.82	54.38	63.17	73.37	85.22	98.99	114.98	133.56	155.13	180.19	209.30	243.12	282.39	328.01	381.00
	29.87	34.70	40.31	46.82	54.38	63.17	73.37	85.22	98.99	114.98	133.56	155.13	180.19	209.30	243.12	282.39
		25.72	29.87	34.70	40.31	46.82	54.38	63.17	73.37	85.22	98.99	114.98	133.56	155.13	180.19	209.30
			22.14	25.72	29.87	34.70	40.31	46.82	54.38	63.17	73.37	85.22	98.99	114.98	133.56	155.13
				19.06	22.14	25.72	29.87	34.70	40.31	46.82	54.38	63.17	73.37	85.22	98.99	114.98
					16.41	19.06	22.14	25.72	29.87	34.70	40.31	46.82	54.38	63.17	73.37	85.22
						14.13	16.41	19.06	22.14	25.72	29.87	34.70	40.31	46.82	54.38	63.17
							12.16	14.13	16.41	19.06	22.14	25.72	29.87	34.70	40.31	46.82
								10.47	12.16	14.13	16.41	19.06	22.14	25.72	29.87	34.70
									9.02	10.47	12.16	14.13	16.41	19.06	22.14	25.72
										7.76	9.02	10.47	12.16	14.13	16.41	19.06
											6.68	7.76	9.02	10.47	12.16	14.13
												5.75	6.68	7.76	9.02	10.47
													4.95	5.75	6.68	7.76
														4.26	4.95	5.75
															3.67	4.26
																3.16

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell															
	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
46.57	54.12	62.59	72.07	82.66	94.49	107.70	122.44	138.90	157.27	177.78	200.67	226.22	254.75	286.59	322.13	361.80
	35.34	41.53	48.51	56.33	65.08	74.87	85.79	97.99	111.61	126.80	143.77	162.71	183.85	207.45	233.79	263.19
		26.14	31.17	36.88	43.32	50.54	58.63	67.67	77.76	89.02	101.60	115.63	131.30	148.79	168.31	190.10
			18.66	22.68	27.31	32.57	38.52	45.20	52.67	61.02	70.34	80.74	92.35	105.31	119.78	135.93
				12.68	15.80	19.48	23.73	28.59	34.09	40.26	47.17	54.88	63.48	73.09	83.81	95.78
					8.03	10.34	13.15	16.50	20.41	24.91	30.00	35.71	42.09	49.20	57.15	66.02
						4.58	6.16	8.17	10.68	13.72	17.33	21.51	26.23	31.50	37.39	43.97
							2.23	3.17	4.45	6.15	8.35	11.13	14.48	18.38	22.75	27.62
								0.83	1.27	1.91	2.86	4.23	6.13	8.68	11.89	15.50
									0.18	0.30	0.50	0.84	1.40	2.33	3.90	6.52
										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
											0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
												0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
													0.00	0.00	0.00	0.00
														0.00	0.00	0.00
															0.00	0.00
																0.00
																0.00

Arbol Binomial de Reservas Trayectoria del Subyacente

CNH-R02-L01-A9.CS/2017

CNH-R02-L01-A9.CS/2017	
VARIABLES	VALORES
P10 (Mmbpce)	570.800
P50 (Mmbpce)	168.800
P90 (Mmbpce)	56.200
N(90)	1.282
T (AÑOS)	8.000
Var (VolT)	103330.160
Des Est.	1.238
Des. St/ anual	0.155
Des Sta Anual	0.155
# Capitalizaciones / año	2.000
Vigencia opción (años)	8.000
Tasa de riesgo	0.080
Volatilidad Reservas	0.155
Costo de Capital	0.108
Intervalo de tiempo, Δt	0.500
Tamaño de salto ascendente, u	1.116
Tamaño de un salto descendete, d	0.896
Factor de crecimiento por intervalo, a	1.041
Probabilidad de un movimiento ascendente, p	0.659
1-p	0.341
1/R	0.9998
Ejercicio (K, MMbpce)	58.800

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
168.80	188.31	210.08	234.37	261.46	291.69	325.41	363.03	404.99	451.81	504.04	562.31	627.31	699.83	780.73	870.99	971.68
	151.31	168.80	188.31	210.08	234.37	261.46	291.69	325.41	363.03	404.99	451.81	504.04	562.31	627.31	699.83	780.73
		135.63	151.31	168.80	188.31	210.08	234.37	261.46	291.69	325.41	363.03	404.99	451.81	504.04	562.31	627.31
			121.58	135.63	151.31	168.80	188.31	210.08	234.37	261.46	291.69	325.41	363.03	404.99	451.81	504.04
				108.98	121.58	135.63	151.31	168.80	188.31	210.08	234.37	261.46	291.69	325.41	363.03	404.99
					97.68	108.98	121.58	135.63	151.31	168.80	188.31	210.08	234.37	261.46	291.69	325.41
						87.56	97.68	108.98	121.58	135.63	151.31	168.80	188.31	210.08	234.37	261.46
							78.49	87.56	97.68	108.98	121.58	135.63	151.31	168.80	188.31	210.08
								70.36	78.49	87.56	97.68	108.98	121.58	135.63	151.31	168.80
									63.06	70.36	78.49	87.56	97.68	108.98	121.58	135.63
										56.53	63.06	70.36	78.49	87.56	97.68	108.98
											50.67	56.53	63.06	70.36	78.49	87.56
												45.42	50.67	56.53	63.06	70.36
													40.71	45.42	50.67	56.53
														36.50	40.71	45.42
															32.71	36.50
																29.32

Modelo Binomial de Cox, Ross y Rubinstein y Connell

ETAPA AÑO SEMESTRE	EXPLORACIÓN								ADICIONAL 01				ADICIONAL 02			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
260.41	283.40	308.04	334.46	362.79	393.16	425.72	460.63	498.05	538.18	581.20	627.32	676.77	729.78	786.61	847.55	912.88
	216.19	235.99	257.21	279.97	304.37	330.53	358.58	388.65	420.88	455.45	492.50	532.23	574.82	620.49	669.45	721.93
		178.10	195.15	213.43	233.03	254.05	276.58	300.74	326.64	354.41	384.18	416.10	450.32	487.01	526.34	568.51
			145.29	159.97	175.71	192.60	210.70	230.11	250.92	273.22	297.14	322.79	350.28	379.76	411.36	445.24
				117.03	129.66	143.22	157.76	173.35	190.07	207.99	227.21	247.81	269.90	293.58	318.97	346.19
					92.70	103.56	115.23	127.76	141.18	155.58	171.02	187.57	205.32	224.34	244.74	266.61
						71.77	81.09	91.12	101.90	113.47	125.87	139.17	153.42	168.71	185.09	202.66
							53.82	61.76	70.36	79.64	89.59	100.27	111.73	124.00	137.17	151.28
								38.51	45.19	52.51	60.46	69.03	78.22	88.09	98.66	110.00
									25.65	31.08	37.19	43.95	51.31	59.23	67.72	76.83
										15.19	19.30	24.16	29.77	36.04	42.86	50.18
											7.28	9.92	13.35	17.67	22.89	28.76
												2.18	3.30	5.01	7.61	11.56
													0.00	0.00	0.00	0.00
														0.00	0.00	0.00
															0.00	0.00
																0.00
																0.00