

**UNIVERSIDAD ESAN**



**DETERMINACIÓN Y VALORIZACIÓN ECONÓMICA DE LAS  
OPCIONES ESTRATÉGICAS DISPONIBLES PARA EL  
DESARROLLO DE UN ACTIVO PRODUCTOR DE  
HIDROCARBUROS**

Tesis presentada en satisfacción parcial de los requerimientos para obtener  
el grado de Magister en Administración

Presentada por:

Juan Esteban Barreiro Gómez

Programa de Maestría en Administración a Tiempo Parcial 59

Surco, 29 de Septiembre de 2017

Esta tesis

**DETERMINACIÓN Y VALORIZACIÓN ECONÓMICA DE LAS OPCIONES  
ESTRATÉGICAS DISPONIBLES PARA EL DESARROLLO DE UN ACTIVO  
PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS**

Ha sido aprobada por:

.....  
Jurado: Ph.D. David Ritchie

.....  
Jurado: Ph.D. Luis Chávez Bedoya

.....  
Asesor: Ph.D. Alfredo Mendiola

.....  
Asesor: Ph.D.(C). Carlos Aguirre

Universidad ESAN

2017

A mis padres por la combinación de valores que me transmitieron. A la vida por ofrecerme los retos que permiten crecer constantemente en el ámbito personal y profesional.

**Juan Esteban Barreiro Gómez**

## ÍNDICE GENERAL

<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Objetivo general .....	2
1.3 Objetivos específicos.....	2
1.4 Justificación.....	3
1.5 Alcance y limitaciones .....	4
<b>CAPÍTULO II. MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>11</b>
2.1 Estructura general.....	11
2.2 Descripción de las herramientas.....	13
<b>CAPÍTULO III. MÉTODOS PARA VALORIZACIÓN.....</b>	<b>15</b>
3.1 Valor contable .....	16
3.2 Basados en estado de resultados.....	18
3.3 Flujos de caja descontados .....	19
3.4 Opciones reales .....	23
3.4.1 <i>Modelo binomial</i> .....	29
3.4.2 <i>Modelo de Black-Scholes</i> .....	33
3.4.3 <i>Método de simulación de Montecarlo</i> .....	35
<b>CAPÍTULO IV. CONCEPTOS GENERALES DE UN ACTIVO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS .....</b>	<b>38</b>
4.1 Características generales de la Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos .....	38
4.2 Reservas de hidrocarburos .....	41
4.3 Principales flujos de caja de un activo productor de hidrocarburos.....	44
<b>CAPÍTULO V. MERCADO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....</b>	<b>47</b>
5.1 Breve historia del mercado de los hidrocarburos .....	47
5.2 Oferta y demanda de hidrocarburos .....	50
5.3 Marcadores de referencia: precios de hidrocarburos.....	56
<b>CAPÍTULO VI. CASO DE ESTUDIO: ACTIVO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS</b>	<b>61</b>
6.1 Estructura de negocio .....	61
6.2 Productos y definición de precios .....	63
6.3 Reservas y perfiles de producción.....	66
6.4 Composición de CapEx y OpEx.....	67
6.5 Esquema de regalías aplicable.....	72
<b>CAPÍTULO VII. CASO DE ESTUDIO: VALORIZACIÓN DE ACTIVO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS .....</b>	<b>73</b>
7.1 Flujo de caja económico esperado.....	73
7.2 Descripción de opciones estratégicas .....	76
7.2.1 <i>Opción estratégica #1: aceleración de producción</i> .....	76
7.2.2 <i>Opción estratégica #2: cambio de mercado de venta de gas natural</i> ....	79
7.2.3 <i>Opción estratégica #3: diferir producción</i> .....	81
7.2.4 <i>Opción estratégica #4: diferir producción y cambiar mercado de gas natural</i> 83	
7.3 Valorización con base en múltiplos .....	84
7.4 Valorización mediante flujos de caja descontados.....	86

7.5	Árbol de decisiones .....	87
7.6	Valorización de opciones de reales .....	90
7.6.1	<i>Opción estratégica #1: aceleración de producción.....</i>	<i>90</i>
7.6.2	<i>Opción estratégica #2: cambio de mercado de venta de gas natural....</i>	<i>94</i>
7.6.3	<i>Opción estratégica #3: diferir producción .....</i>	<i>98</i>
7.6.4	<i>Opción estratégica #4: diferir producción y cambiar mercado de gas natural</i>	<i>102</i>
7.7	Resultados .....	106
7.8	Limitaciones opciones de reales.....	109
<b>CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>112</b>
8.1	Conclusiones .....	112
8.2	Recomendaciones.....	120
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>122</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II.1 Método por capítulo .....	11
Tabla III.1 Principales métodos de valorización.....	16
Tabla III.2 Desventajas del valor presente neto: premisas versus realidades. ....	22
Tabla III.3 Comparativa de opciones financieras y opciones reales.....	27
Tabla III.4 Diferencias entre los métodos de valorización por opciones reales. ....	29
Tabla IV.1 Principales conceptos de desembolsos. ....	39
Tabla IV.2 Principales flujos E&P.....	44
Tabla V.1 <i>Benchmarks</i> : estadísticas de variación porcentual diarias. ....	54
Tabla V.2 <i>Benchmarks</i> : estadísticas de variación porcentual diarias. ....	60
Tabla VI.1 Relación <i>Basket Price</i> y <i>Contract Price</i> del Gas Natural.....	64
Tabla VI.2 Reservas de hidrocarburo caso de estudio. ....	66
Tabla VI.3 Productos de referencia para definición de precios. ....	66
Tabla VI.4 Porcentaje de regalías. ....	72
Tabla VII.1 Flujo de caja económico esperado.....	75
Tabla VII.2 Resumen Opciones Estratégicas.....	77
Tabla VII.3 Múltiplo de reservas probadas.....	85
Tabla VII.4 Múltiplo de reservas probadas.....	85
Tabla VII.5 Posibles decisiones.....	87
Tabla VII.6 Variables para valorización de $OE_1$ .....	90
Tabla VII.7 Método Black-Scholes, valor de la $OE_1$ .....	92
Tabla VII.8 Método binomial, valor de la $OE_1$ .....	92
Tabla VII.9 Método simulación Montecarlo, valor de la $OE_1$ .....	93
Tabla VII.10 Variables para valorización de $OE_2$ .....	94
Tabla VII.11 Método Black-Scholes, valor de la $OE_2$ .....	95
Tabla VII.12 Método binomial, valor de la $OE_2$ .....	96
Tabla VII.13 Método simulación Montecarlo, valor de la $OE_2$ .....	97
Tabla VII.14 Variables para valorización de $OE_3$ .....	98
Tabla VII.15 Método Black-Scholes, valor de la $OE_3$ .....	100
Tabla VII.16 Método binomial, valor de la $OE_3$ .....	100
Tabla VII.17 Método simulación Montecarlo, valor de la $OE_3$ .....	101
Tabla VII.18 Variables para valorización de $OE_4$ .....	102
Tabla VII.19 Método Black-Scholes, valor de la $OE_4$ .....	104
Tabla VII.20 Método binomial, valor de la $OE_4$ .....	104
Tabla VII.21 Método simulación Montecarlo, valor de la $OE_4$ .....	105
Tabla VII.22 Resultados de VAN del activo productor de hidrocarburos.....	106
Tabla VII.23 Resultados de valorización del activo productor de hidrocarburos.....	107

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura III.1 Limitación método de flujo de caja descontado .....	21
Figura III.2 Efecto de disponibilidad de opción real en la valorización de una compañía. ....	26
Figura III.3 Evolución del valor del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo. ....	32
Figura V.1 Población mundial y GDP ( <i>Gross Domestic Product</i> ). ....	51
Figura V.2 GDP ( <i>Gross Domestic Product</i> ), energía primaria y consumo energético. ....	52
Figura V.3 Consumo de energía primaria y contribución. ....	53
Figura V.4 Demanda y oferta de petróleo. ....	54
Figura V.5 Oferta de gas. ....	55
Figura V.6 Benchmark WTI .....	57
Figura V.7 Benchmark Brent .....	57
Figura V.8 Benchmark HH .....	58
Figura V.9 Benchmark NBP .....	59
Figura V.10 Benchmark JKM .....	59
Figura VI.1 Estructura de negocio del caso de estudio. ....	62
Figura VI.2 Perfil de producción de gas natural. ....	67
Figura VI.3 Perfil de producción de líquidos de gas natural. ....	67
Figura VI.4 Composición porcentual CapEx. ....	69
Figura VI.5 Composición CapEx. ....	69
Figura VI.6 Composición porcentual OpEx. ....	71
Figura VI.7 Composición OpEx. ....	71
Figura VII.1 Flujo de caja operativo y de inversiones esperado. ....	74
Figura VII.2 Flujo de caja económico esperado .....	75
Figura VII.3 Exploración y desarrollo: VP acumulado de inversiones. ....	76
Figura VII.4 Opción estratégica #1: Planta de tratamiento para incremental de producción. ....	78
Figura VII.5 Opción estratégica #1: Aceleración producción de gas natural. ....	79
Figura VII.6 Opción estratégica #1: Aceleración producción de líquidos de gas natural. ....	79
Figura VII.7 Opción estratégica #2: Nuevo mercado de destino del gas natural. ....	80
Figura VII.8 Opción estratégica #2: Nuevo mercado de destino del gas natural. ....	80
Figura VII.9 Opción estratégica #3: Diferir producción de gas natural. ....	81
Figura VII.10 Opción estratégica #3: Diferir producción de líquidos de gas natural. ..	82
Figura VII.11 Opción estratégica #3: Flujo de caja de inversiones. ....	83
Figura VII.12 Opción estratégica #4: Diferir producción y cambiar mercado de destino de gas natural. ....	84
Figura VII.13 Opción estratégica #4: Diferir producción y cambiar mercado de destino de gas natural. ....	84
Figura VII.14 Árbol de decisiones activo productor de hidrocarburos. ....	89
Figura VII.15 Comparativa FCE sin y con OE <sub>1</sub> ejercida. ....	91
Figura VII.16 Evolución del precio del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo .....	92
Figura VII.17 Evolución del valor de la OE según un proceso binomial multiplicativo .....	93
Figura VII.18 Distribución del valor de la opción real OE <sub>1</sub> .....	93

Figura VII.19 Comparativa FCE sin y con $OE_2$ ejercida.....	95
Figura VII.20 Evolución del precio del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo .....	96
Figura VII.21 Evolución del valor de la OE según un proceso binomial multiplicativo .....	97
Figura VII.22 Distribución del valor de la opción real $OE_2$ .....	98
Figura VII.23 Comparativa FCE sin y con $OE_3$ ejercida.....	99
Figura VII.24 Evolución del precio del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo .....	101
Figura VII.25 Evolución del valor de la OE según un proceso binomial multiplicativo .....	101
Figura VII.26 Distribución del valor de la opción estratégica $OE_3$ .....	102
Figura VII.27 Comparativa FCE sin y con $OE_4$ ejercida.....	103
Figura VII.28 Evolución del precio del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo .....	105
Figura VII.29 Evolución del valor de la OE según un proceso binomial multiplicativo .....	105
Figura VII.30 Distribución del valor de la opción real $OE_4$ .....	106
Figura VII.31 OE: Aporte incremental del VAN.....	108
Figura VII.32 OE: Aporte incremental de valorización.....	108

## **Juan Esteban Barreiro Gómez**

Magíster en Administración con 10 años de experiencia en la industria de Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos, desempeñando funciones en las áreas de Planificación de Negocios y Evaluaciones Económicas, Innovación, Ingeniería de Producción y Facilidades de Superficie, Administración de Contratos EPC. Como parte del desarrollo profesional se encuentra el liderazgo de equipos de Innovación, Programa de Eficiencia de Costos e Ingeniería de Producción.

### **FORMACIÓN ACÁDEMICA**

Master Administración de Negocios (MBA). ESAN Graduate School of Business.	2015-2017
M.Ing. Exploración y Producción de Petróleo y Gas. Centro Superior de Formación Repsol. Especialización: Ingeniería de Petróleo – Heriot Watt University	2008-2009
Ingeniería Química. Universidad de América.	2002-2006

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

#### **Repsol**

Planificación Negocios E&P. Valorización Activos Productores (2017 – Presente)	
<ul style="list-style-type: none"><li>- Plan Estratégico: análisis de modelo de negocio y evaluaciones económicas.</li><li>- Definición de plan de CapEx y OpEx por categoría de reservas de hidrocarburos.</li><li>- Proyección de flujos de caja operativos, de inversión y capital de trabajo.</li><li>- Evaluación de modelos para definición de precios de hidrocarburos.</li><li>- Planeamiento tributario y estimación de regalías.</li><li>- Ejercicios de cierre e incorporación de reservas.</li><li>- Impairment Test.</li><li>- Evaluación de riesgos de negocio.</li><li>- Aplicación de teoría financiera.</li></ul>	
Mentor de la Disciplina de Ingeniería de Producción	(2016 – Presente)
Desarrollador de Innovación	(2016 – Presente)
<ul style="list-style-type: none"><li>- Monetización de reservas de hidrocarburos.</li><li>- Desmovilización taladro de perforación (sinergias operativas, logística en selva, etc.).</li><li>- Plan de abandono de plataformas de exploración.</li></ul>	

Líder de Ingeniería de Producción y Eficiencia de Costos (2013 – 2017)

- Integrante de los siguientes equipos:
  - Comité de Operaciones y Mantenimiento.
  - Comité de Supervisión ante el ente del Gobierno.
  - Gestores del Plan Estratégico del Activo (CapEx, OpEx, proyectos, VPN, etc.).
  - Gestores de acuerdos de venta y medición de hidrocarburos, operación y mantenimiento.
- Gestión de presupuesto de Ingeniería de Producción y coordinación de programas de mantenimiento.
- Administración y supervisión de contratos de Ingeniería de Producción: mantenimiento de medidores multifásicos, toma y análisis de muestras de hidrocarburos, registros de producción (pozos) e integridad de pozos, procesamiento de hidrocarburos, operación y mantenimiento de sistema de transporte.
- Diseño e implementación del Sistema de Gestión de Producción: producción diaria, asignación de producción, estado de los pozos, diferidas, pruebas de pozos, corrientes de proceso, resultados de análisis de laboratorio, etc.
- Implementación de Sistema de Gestión de Integridad de Pozos: barreras y elementos de protección, monitoreo de presión en el anular, plan de mantenimiento, corrida de registros de corrosión, etc.
- Optimización de producción con base en Modelo Integrado de Producción y Sistema de Gestión de Producción.
- Definición del Plan de Monitoreo del Yacimiento con el equipo de Ingeniería de Yacimientos.
- Asignación de producción diaria de gas natural y líquidos de gas natural con base en mediciones multifásicas.

Administrador EPC - Facilidades de superficie (2011 - 2013)

- Definición de estrategias contractuales y constructivas.
- Evaluación y gestión del desarrollo del proyecto con base en alcance y cronograma de ejecución.
- Definición de secuencia de tareas en campo para la ejecución de la construcción.
- Gestión del desarrollo de Ingeniería de Detalle.
- Gestión de compra de Equipos de Larga Entrega.
- Evaluación y gestión del presupuesto del proyecto.
- Gestión del control y aseguramiento de la calidad del proyecto.
- Determinación de recursos para el desarrollo de actividades constructivas.
- Planificación de requerimientos logísticos.

Ingeniero Facilidades Superficie - Diseño de Facilidades de Superficie (2009-2010)

- Desarrollo y administración de Ingeniería Básica y de Detalle.
- Diseño de Sistema de Control de Procesos y Sistema Instrumentado de Seguridad.
- Evaluación y validación de diagramas P&IDs, PFDs, LayOut, etc.

- Proyecto Visualización Compresión Multifásica (2011)
- Evaluación de tecnologías disponibles en el mercado.
  - Simulación hidráulica de sistema de transporte para establecer requerimientos de potencia.
  - Análisis Nodal con base en pruebas de producción.
  - Ingeniería de sub-superficie para estimar perfiles de producción y definir bases de diseño.
  - Ajuste termodinámico de ecuaciones de estado.

**AB Proyectos S.A.**

Ingeniero de Procesos (2007-2008)

**IDIOMAS**

Inglés – Nivel avanzado

**MANEJO DE PROGRAMAS**

@Risk – Nivel intermedio.  
Crystal Ball – Nivel intermedio.  
PetEx Toolkit – Nivel intermedio.  
Hysys – Nivel intermedio.

## RESUMEN EJECUTIVO

La industria exploración y producción de petróleo y gas (E&P) está pasando por una coyuntura en la que las condiciones de oferta y demanda hidrocarburos vienen ocasionado que los precios de los *benchmarks* de referencia del petróleo, como el WTI y Brent, entre otros correspondientes al gas (HH, NBP, JKM), se encuentren en niveles bajos. Este comportamiento de los *benchmarks* genera afectaciones a la generación de estados de resultados satisfactorios, y por ende, a los flujos de caja económicos, impactando a la creación de valor de los negocios. Por este motivo, algunas de las operaciones de explotación de petróleo y gas cesan, y otras mantienen los niveles de producción dadas las exigencias y compromisos comerciales contractualmente definidos, obligado a las compañías a implementar programas para la consecución de eficiencia de costos operativos (OpEx) e inversiones (CapEx), complementados con la definición de tácticas bajo el contexto macro y microeconómico presente en la ubicación geográfica en la que desarrollan sus operaciones.

Debido a lo descrito respecto a la tendencia de los precios de referencia en la industria de E&P, sumado a las proyecciones de demanda y oferta de estos recursos energéticos, para las compañías de esta industria resulta aún más retador gestionar sus operaciones, estableciendo objetivos estratégicos enfocados en la optimización de creación de valor, razón por la que la valorización de sus activos productores se vuelve drásticamente relevante para la toma de decisiones.

Considerando la relevancia del proceso de valorización, en esta tesis se examina las principales metodologías disponibles, como por ejemplo, (i) la contable, (ii) las basadas en el estado de resultados, (iii) la soportada por flujos de caja descontados, (iv) árboles de decisión, y (iv) opciones reales. Cada una de estas metodologías es explorada desde el punto de vista conceptual, identificando sus ventajas y desventajas, dando paso a su empleo, en función de su razonable aplicación, para realizar la valorización de un activo productor de hidrocarburos que opera en Perú, dedicado a la monetización de reservas de gas natural y líquidos de gas natural.

Al realizar el “*proceso de valorización*”, tal como se propone sea definido el paso progresivo a través de la aplicación de las metodologías consideradas de mayor

relevancia (flujos de caja descontados, árboles de decisión y opciones reales) en concordancia con las características propias del activo productor de hidrocarburos, se logra enlazar las finanzas con la gestión estratégica, exhortando a la dirección y generación a identificar las opciones estratégicas listadas a continuación:

- (i) Tratamiento de producción incremental en una planta futura.
- (ii) Cambio de mercado de destino del gas natural.
- (iii) Diferimiento de producción de gas natural y líquidos de gas natural. Luego del periodo de cese de producción, las reservas se monetizarían en los mismos mercados.
- (iv) Diferimiento de producción de gas natural y líquidos de gas natural. Luego del periodo de cese de producción, las reservas de gas natural se monetizarían en un nuevo mercado.

Efectuar la valorización del activo productor de hidrocarburos seleccionado como caso de estudio, a través de la aplicación de las metodologías más relevantes, permite incorporar el concepto de flexibilidad, teniendo en cuenta que la dirección y gerencia toma decisiones para maximizar la creación de valor o mitigar su destrucción a lo largo de la vida remanente de las reservas que se monetizan. Gracias a la incertidumbre implícita en la gestión del caso de estudio, dada la volatilidad de los *benchmarks* condicionantes de los ingresos, y otros componentes de flexibilidad, como las condiciones comerciales contractualmente definidas y la disponibilidad de reservas de los productos a ser monetizados, es que se logra identificar las opciones estratégicas relacionadas con la gestión de los objetivos de producción, mercados de destino de los productos y diferimiento de la explotación de hidrocarburos.

Luego de la aplicación de las metodologías de valorización a un activo productor de hidrocarburos, se resalta la evolución del enlace entre las finanzas y la gestión estratégica, contribuyendo con conclusiones respecto a las ventajas y desventajas de su aplicación, resultando clave el análisis efectuado por los profesionales encargados de las evaluaciones económicas y financieras, exhortando a que de forma continua motiven a los directores y gerentes a identificar opciones estratégicas, de las cuales se determine su contribución a la optimización de creación de valor para la sostenibilidad de los negocios, en esta ocasión, el de exploración y producción de petróleo y gas (E&P).

## **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Antecedentes.**

La exploración y producción de hidrocarburos implica significativas inversiones de capital (*CapEx: Capital Expenditure*), relacionadas con trabajos de ingeniería y construcción, estudios de subsuelo (donde se hallan las reservas de gas y/o petróleo), perforación de pozos (a través de los cuales se extrae el hidrocarburo), facilidades de superficie (donde éste se trata), sistemas de transporte (mediante los cuales se lleva hasta el mercado de destino y donde tiene lugar la transferencia de custodia), para finalmente materializar la venta de dicho recurso no renovable, lográndose la monetización de las reservas involucradas.

De anotarse que una vez culminada la fase de ingeniería y construcción de la infraestructura requerida para llevar las reservas desde el yacimiento hasta el mercado, se consigue la producción y venta de la primera porción de hidrocarburo. Es en este momento que toda la inversión pasa a ser declarada como activo en operación, y es el momento en que se asumen los costos de operación (*OpEx: Operating Expenditure*). Ante estas condiciones se empieza a justificar un estado de resultados propio de dicho activo, compuesto principalmente por variables como ingresos, costos de operación y mantenimiento, depreciación, regalías, impuestos, etc. Esta es la fuente de información que alimenta el flujo de caja económico del activo.

La producción, también llamada desarrollo de las reservas, dependiendo de los términos contractuales establecidos en los acuerdos comerciales, suele mantenerse durante los años de operación del activo. Durante este periodo, dependiendo de las características y limitaciones del yacimiento y sistema de producción, la gerencia de operaciones debe tomar decisiones, asociadas a inversiones post-operativas, suscripción de contratos de servicios, sinergias con otros operadores, postergación de producción, adopción de nuevas tecnologías, hasta el abandono.

Pese al conocimiento que se tiene respecto de la necesidad de tomar decisiones a lo largo de la vida productiva de un activo que cuenta con reservas de hidrocarburo, ciertos profesionales otorgan preferencia a la aplicación del análisis de valor presente

neto para realizar la valorización actualizada del mismo. Es por esta razón que es importante dar a conocer la aplicación del modelo de opciones reales como alternativa de valorización de un activo productor de hidrocarburos, gracias a que exhorta a la dirección y gerencia a que identifique y valore las opciones estratégicas con las que cuenta, para así contribuir a la toma de decisiones en pro de la optimización de la creación de valor durante toda la fase productiva del activo seleccionado.

Adicionalmente, es de resaltar que la aplicación del método de árboles de decisión y opciones reales trae consigo la incorporación del concepto de flexibilidad, la cual tiene lugar gracias a las diferentes opciones estratégicas que se podrían ejercer para orientar los resultados económicos y financieros de un negocio, conforme se va contando con información para tomar decisiones que permitan mitigar destrucción de valor, para luego maximizar la creación del mismo.

## **1.2 Objetivo general**

Analizar las opciones estratégicas disponibles para gestionar un activo productor de hidrocarburos y examinar las metodologías para valorización del mismo a fin de establecer las ventajas y desventajas de cada una.

## **1.3 Objetivos específicos**

- (i) Revisar las diferentes metodologías para valorización de un activo productor de hidrocarburos.
- (ii) Desarrollar las características generales de un activo productor de hidrocarburos para establecer los principales factores que influyen en la generación de valor.
- (iii) Describir las perspectivas a largo plazo del mercado de hidrocarburos, examinando aspectos tales como precios esperados y categoría de reservas.
- (iv) Describir las características generales de un activo productor de hidrocarburos seleccionado para valorización.
- (v) Efectuar la valorización de un activo productor de hidrocarburos considerando las diferentes metodologías seleccionadas.

## 1.4 Justificación

Para la valorización de activos se tiene a disposición diferentes metodologías: (i) la contable, (ii) las basadas en el estado de resultados, (iii) la soportada por flujos de caja descontados, (iv) árboles de decisión, y (v) una que viene cobrando fuerza en los últimos años, la de opciones reales. Cada una de éstas tiene sus ventajas, desventajas y niveles de practicidad aplicables.

El método de flujos de caja descontados es empleado para efectuar la valorización de los activos productores de hidrocarburos, siendo el principal propósito lograr la decisión final de inversión para desarrollar las reservas halladas, alcanzando su monetización a través de la venta de productos obtenidos, como gas natural y líquidos de gas natural. Luego del inicio de la extracción comercial de los productos de hidrocarburos, las compañías operadoras también efectúan valorizaciones en forma periódica de todos los activos que conforman la cartera que gestionan, a fin de establecer el plan estratégico a seguir. Considerando la tendencia a emplear el método flujos de caja descontado, se debe tener presente que éste cuenta con limitaciones, dentro de las cuales se identifica que no incorpora el valor de la gestión que los directores y gerentes realizan a lo largo del ciclo de vida de los negocios, quienes toman decisiones para orientar los resultados económicos y financieros hacia la mitigación de destrucción de valor y optimización de su creación, gracias a la flexibilidad propia de los negocios, característica que permite expandirlos, abandonarlos, adquirir información, cambiar mercados objetivo, diferirlos, reducirlos, etc.

Es así que resulta importante conocer las ventajas y desventajas de las metodologías de valorización disponibles, tomado en consideración: (i) reservas de hidrocarburo y perfiles de producción; (ii) acuerdos comerciales; (iii) esquema de regalías; (iv) inversiones (CapEx) y costos operativos (OpEx) que condicionan la gestión estratégica de los activos; (v) flujos de caja que se generan por la operación del activo productor de hidrocarburos; (vi) perspectivas de la industria de exploración y producción de petróleo y gas.

Partiendo del interés descrito, en la presente tesis se aplican diferentes metodologías de valorización, a un activo productor de hidrocarburos que cuenta con reservas definidas. Es necesario que este activo tenga un plan de desarrollo en el que se precisen las estrategias de comerciales y de carácter operativo, las cuales apuntan a establecer acuerdos de venta, identificar inversiones (CapEx) y gestionar la estructura de costos operativos (OpEx). Todos estos componentes a fin de estar en capacidad de valorizar el activo productor.

## **1.5 Alcance y limitaciones**

El desarrollo de esta tesis aplicada se basa en el alcance descrito a continuación:

- (i) Por medio de revisión bibliográfica se identifica los principales métodos para valorización de activos, seguido de su explicación conceptual y procedimiento de cálculo aplicable. A su vez, se da a conocer las principales ventajas y desventajas de cada uno de los métodos identificados, con el propósito de contar con una base argumentativa empleada en análisis posteriores.
- (ii) Específicamente, en lo referido a los métodos de valorización de opciones reales, la exposición desarrollada en el capítulo correspondiente es de carácter conceptual, sumado a la descripción de variables de los modelos matemáticos de referencia, complementado con una breve explicación acerca de cómo éstos deben ser empleados.
- (iii) Con el propósito de brindar una introducción a la industria de exploración y producción de hidrocarburos, principalmente porque el caso de estudio sujeto a valorización opera en ésta, se desarrolla una exposición acerca de los principales segmentos que la constituyen, explicando a su vez los conceptos relacionados con reservas de hidrocarburo, considerando que son la fuente de ingresos una vez se producen y monetizan mediante su venta, finalizando con la identificación de los principales flujos de caja propios de la gestión de un activo productor de hidrocarburos, mediante los cuales se estructura el flujo de caja económico que éste genera.

- (iv) Partiendo del hecho que los resultados económicos de los activos productores de hidrocarburos dependen directamente de los precios de petróleo y gas natural como principales productos de referencia, en primera instancia se expone una breve reseña histórica del mercado correspondiente, dando a conocer eventos relevantes que han condicionado dichos precios, complementando a su vez con las perspectivas de oferta y demanda a nivel mundial con base en pronósticos expuestos por una operadora de la industria en cuestión. Finalmente, se realiza una explicación con relación a los principales *benchmarks* de petróleo y gas natural, empleados en función de la ubicación geográfica en la que se trazan dichos productos de hidrocarburos, complementando con las gráficas de sus datos históricos, poniendo a disposición algunos datos estadísticos de la volatilidad de los mismos.
- (v) Luego de establecer una base conceptual y argumentativa respecto a los métodos para valorización de activos, la industria de exploración y producción de hidrocarburos, así como la gestión de los componentes clave del flujo de caja económico de los activos productores de este recurso no renovable, se selecciona uno para propósitos e valorización.
- (vi) Con relación al activo seleccionado como caso de estudio, se procede con la explicación de su estructura de negocio, con el ánimo de brindar los conceptos en los que se fundamenta la construcción del flujo de caja económico: (a) se expone la forma en la que se establece los precios a los que se monetiza los productos que éste genera, (b) se describe los pronósticos de ventas del activo, los cuales son función del perfil de producción de cada uno de los productos, el mismo que depende de la categorización de reservas, (c) se explica que los objetivos de producción se logran gracias a un plan de inversiones, CapEx, y a la operación en sí misma, la cual se mantiene mediante actividades cuya ejecución tiene un presupuesto asociado, OpEx, (d) se detalla el procedimiento para establecer el pago de regalías que recibe el gobierno, como función de los niveles de producción a los que se explote las reservas.

- (vii) Con base en la información disponible en fuentes secundarias, se determina la aplicación del método de múltiplos para propósitos de valorización del activo seleccionado, estableciendo la relación entre las reservas probadas de hidrocarburos con las que cuenta algunas de las compañías que opera en la industria de exploración y producción de hidrocarburos, y su *Market Cap*. Con base en los múltiplos que relaciona el *Market Cap* y las reservas probadas de hidrocarburos, en combinación con las reservas probadas del activo seleccionado como caso de estudio, se determina su valorización como primer método aplicado.
- (viii) Partiendo de información secundaria, se establece el flujo económico esperado del activo productor de hidrocarburos seleccionado como caso de estudio, aplicable a la categoría de reservas que compila las probadas y probables. Con base en estos datos, en combinación con el Costo Promedio Ponderado de Capital esperado, se determina el Valor Actual Neto generado por el activo, y a éste se deduce la deuda financiera neta, para así establecer la valorización del activo.
- (ix) Mediante el acceso a fuentes secundarias de información, y conversaciones con la dirección de la gerencia de operaciones del activo seleccionado como caso de estudio, se determina las opciones estratégicas con la que éste cuenta, en las que se presenta componentes de perfiles de producción, mercados de destino de los productos, y como consecuencia éste último la definición del precio de los mismos.
- (x) Como paso intermedio entre la valorización del activo a través del método de flujo de caja económico descontado y el de opciones reales, y con base en las opciones estratégicas identificadas, se construye un árbol de decisiones, donde se asigna un valor de probabilidad al evento de alza del *benchmark* de referencia, brindando un primer acercamiento a la introducción del concepto de flexibilidad como aportador de valor. Posterior a la valorización obtenida mediante el árbol de decisiones, se estima el valor de cada una de las opciones estratégicas identificadas, empleando el método de opciones reales, siguiendo los modelos *Black-Scholes*, binomial y simulación Montecarlo, para finalmente establecer la

valorización del activo ante la decisión de ejercer las opciones estratégicas identificadas.

- (xi) Con base en los resultados obtenidos luego de realizar la valorización del activo productor de hidrocarburo seleccionado como caso de estudio mediante el empleo de los métodos identificados, se establece las conclusiones y recomendaciones generadas como producto del desarrollo de la tesis.

Durante el desarrollo de esta tesis aplicada se presentó las limitaciones descritas a continuación:

- (i) Debido a la reciente coyuntura del mercado de los hidrocarburos, los últimos estados de resultados del activo seleccionado como caso de estudio presenta datos deficitarios, implicando que no se pudiese aplicar algunos de los múltiples identificados para propósitos de valorización, llegando a optarse por el empleo de uno construido con información de *Market Cap* y reservas probadas de empresas dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos.
- (ii) El acceso a información primaria es restringido, razón por la que se optó por fuentes secundarias para la estructuración de los flujos de caja económicos.
- (iii) El caso de estudio no presenta componentes de decisión de inversión. Las inversiones requeridas para iniciar su operación fueron ejecutadas en años precedentes, durante la fase de exploración y desarrollo, por lo que el alcance de la valorización del activo productor de hidrocarburos guarda relación con su vida remanente de producción, la mismas que a su vez es función de las reservas que finalmente se lleguen a confirmar al término de éstas, dado que la categorización de las mismas es función del grado de certidumbre de la información empleada para su cálculo.
- (iv) Para efectuar la valorización del activo productor de hidrocarburos, luego de determinar su Valor Actual Neto, éste debe ser sujeto a deducción de la deuda financiera neta, por lo que se buscó gestionar la disponibilidad de

los datos vinculantes con el balance general. En este sentido, es importante tener presente que la compañía propietaria de este activo gerencia otros más, y que a su vez suele emitir estados financieros en los que se compila la información de todos, por lo que el balance general del activo tratado como caso de estudio presenta algunas consideraciones de cálculo que pueden llegar a apalancar la operación de toda la compañía en la unidad de negocio de referencia.

- (v) Respecto a la deuda financiera neta, se debe tener en consideración que el activo productor de hidrocarburos está siendo gestionado por una de las tantas unidades de negocio que son parte de una multinacional que las gobierna desde su casa matriz. Esta multinacional cuenta con un balance general que presenta otra relación entre deuda y capital, propia de la compilación de sus operaciones a nivel mundial, por lo que los datos de un activo en específico son de carácter conceptual ante las gestiones operativas y financieras locales que se ejercen bajo lineamientos establecidos por la casa matriz.
- (vi) Acerca del pasivo de largo plazo, causa principal de la importante relación de deuda y capital, se estima que guarda relación con una estrategia financiera decidida luego de comparar el costo de deuda local con el impuesto por la casa matriz a cada una de las unidades de negocio.
- (vii) Conforme la gestión implementada por la casa matriz encargada de gobernar la unidad de negocio que gestiona el activo productor de hidrocarburos, para aplicar el método de valorización de flujos de caja descontados, árbol de decisión y opciones reales, se emplea el Costo Promedio Ponderado de Capital desde un enfoque de finanzas corporativa, pese a las limitaciones comentadas en los numerales iv, v y vi.
- (viii) Debido al esquema de negocio del activo productor de hidrocarburos, el ciclo operativo es prácticamente nulo, principalmente porque los inventarios del único producto que se puede almacenar, los líquidos de gas natural son despreciables, seguido por el hecho que el periodo en el que se hacen efectivos los flujos de cuentas por pagar y cobrar son similares.

- (ix) La tendencia esperada de cada uno de los benchmarks, variables de entrada para la definición de los precios aplicables a los productos mediante los cuales se monetiza las reservas de hidrocarburo, presenta un comportamiento optimista, creciente y sostenido. El comportamiento de la tendencia esperada de los benchmarks influye de forma transversal en la valorización del activo al aplicar los métodos de flujos de caja descontados, árbol de decisiones y opciones reales.
- (x) Una de las premisas de la que se parte para la estructuración del flujo de caja económico esperado es que las inversiones, CapEx, y costos de operación, OpEx, se realizan en dólares, pese a que las actividades se lleven a cabo en ubicaciones geográficas en las que la moneda local es otra. Esta premisa se fundamenta en las condiciones contractuales comentadas al acceder a fuentes secundarias.
- (xi) El plan de inversiones, CapEx, tiene como principal objetivo el alcanzar los perfiles de producción establecidos en función de las reservas de hidrocarburo estimadas, soportadas a su vez por acuerdos comerciales para su monetización. Conforme se explote las reservas, éstas van siendo confirmadas y re-categorizadas, por lo que el plan de inversiones puede sufrir modificaciones en cuanto a alcance y periodo en el que exactamente deben ser ejecutadas y puestas en operación, trayendo consigo posibles efectos del valor del dinero en el tiempo a lo largo de la vida remanente del activo.
- (xii) Los precios de los productos que el activo seleccionado como caso de estudio oferta en el mercado son definidos como función de varios benchmarks, cuatro, tres para el gas natural y uno para los líquidos de gas natural respectivamente. Para la aplicación del método de opciones reales se debe establecer la volatilidad de los rendimientos del activo subyacente aplicable a cada una de las opciones estratégicas identificadas, estableciéndose como criterio que se emplee la correspondiente al benchmark que más aporta a la generación de ingresos teniendo en consideración que el caso de estudio es principalmente productor de gas natural.

- (xiii) Para la definición de la tasa libre de riesgo a emplear en la definición del valor de cada una de las opciones estratégicas del activo productor de hidrocarburos, se establece como premisa que la compañía encargada de gobernar a la unidad de negocio que lo gestiona cotiza en la bolsa de valores de Estados Unidos, y a su vez se establece el empleo del dato de largo plazo, teniendo en cuenta el número de periodos de vida remanente del mismo.
- (xiv) Con relación al Costo Promedio Ponderado de Capital empleado, se establece que la compañía que gestiona el activo no ejercerá alguna estrategia relacionada con su estructuración financiera, y que por ende la relación entre deuda y el capital se mantendrá constante a lo largo de los periodos en los que realice la explotación de las reservas de hidrocarburos.
- (xv) Las Opciones Estratégicas identificadas que aportan flexibilidad a la gestión del caso de estudio, activo productor de hidrocarburos, son de carácter económico, teniendo en cuenta sus efectos en los flujos de caja operativo y de inversión esperados, dado que guardan relación con acuerdos comerciales, metodología aplicable para el pricing de los productos, perfiles de producción, posibles sinergias con otros operadores, etc. En caso dichas Opciones Estratégicas llegasen a ser implementadas al decidir ejercerlas, deben ser analizadas teniendo en cuenta la gestión de los *stakeholders*, internos y externos, así como el contexto macroeconómico en el que se encuentre el activo productor de hidrocarburos seleccionado como caso de estudio.

## CAPÍTULO II. MARCO METODOLÓGICO

Por medio de este capítulo se brinda un panorama respecto al propósito de cada uno de los subsiguientes, y su vez se describe las herramientas empleadas para su desarrollo.

### 2.1 Estructura general

En la Tabla II.1 se explica el propósito de cada uno de los capítulos que conforma el cuerpo principal de la tesis, y se menciona las herramientas empleadas para su desarrollo.

**Tabla II.1 Método por capítulo**

Capítulo	Título	Propósito	Herramientas
1	Introducción	Dar a conocer los antecedentes, objetivos (general, específicos) y la justificación de la tesis, elementos que soportan su desarrollo, así como su alcance y limitaciones relacionadas.	Experiencia laboral en la industria de la Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos, vinculándola con las metodologías que se emplean para la valorización de los activos productores de petróleo y gas.
2	Marco metodológico	Explicar la razón por la que cada uno de los capítulos que conforman la tesis se desarrollaron.	Revisión de la estructura y contenido de la tesis, verificando consistencia con la consecución de los objetivos planteados (general y específicos).
3	Métodos para valorización.	Identificar las metodologías de valorización de activos, brindando una breve explicación de los conceptos en los que se fundamentan.	Selección y lectura de artículos, libros y tesis, en los que se exponga las metodologías de valorización, hallando de forma práctica los contenidos más resaltantes para el desarrollo de la tesis.
4	Conceptos generales de un activo productor de hidrocarburos.	Explicar de forma general la industria de Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos, con enfoque en el <i>upstream</i> , revisando conceptos clave como las reservas y su categorización, así como los componentes principales del flujo económico de un activo productor (ej. venta de productos, regalías, CapEx, OpEx, etc.).	Lectura de contenidos relacionados con <i>Petroleum Economics</i> y <i>Reservoir Engineering</i> , en combinación con experiencia laboral en la industria de la Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos.
5	Mercado de exploración y producción de hidrocarburos.	Comentar acerca de las perspectivas de oferta y demanda de hidrocarburos, identificando el aporte energético proyectado a ser	Hallazgo de proyecciones de oferta y demanda energética efectuadas por compañías dedicadas a la Exploración y

Capítulo	Título	Propósito	Herramientas
		cubierto por el petróleo y gas en los próximos años, resaltando la importancia de continuar con la gestión de los activos productores. A su vez, se da conocer los <i>benchmarks</i> más empleados para la definición de los precios a los cuales se tranzan los productos de hidrocarburos.	Producción (E&P) de hidrocarburos, en sinergia con experiencia laboral en esta industria.
6	Caso de estudio: activo productor de hidrocarburos.	Explicar la estructura de negocio del activo productor de hidrocarburos que se seleccionó como caso de estudio, describiendo los componentes que conforman su flujo económico, como por ejemplo reservas, perfiles de producción, definición de precios, esquema de regalías, OpEx, CapEx, etc. En paralelo, dar a conocer las opciones reales identificadas con base en discusiones de carácter estratégico realizadas con la gerencia de operaciones del activo productor de hidrocarburos.	Hallazgo de información económica de un activo productor de hidrocarburos en fuentes secundarias, soportado por experiencia laboral en la industria de la Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos. Para la identificación de opciones reales se lleva a cabo una conversación con el gerente de operaciones del activo productor de hidrocarburos, empleando a su vez información expuesta en fuentes secundarias respecto a posibles planes de desarrollo vinculantes.
7	Caso de estudio: valorización de activo productor de hidrocarburos.	Emplear las metodologías de valorización identificadas para realizar la valorización del activo productor de hidrocarburos que se seleccionó como caso de estudio, efectuando la exposición de los resultados, y análisis de los mismos con el ánimo de proponer ventajas y desventajas de cada una de éstas.	Cálculo de valorización de activos siguiendo las metodologías identificadas, con base en información de estados financieros y flujos económicos del activo productor de hidrocarburos.
8	Conclusiones y recomendaciones.	Dar a conocer las conclusiones que genera la tesis, aportando en lo referido a la aplicación de las metodologías de valorización, y cómo los resultados obtenidos permiten resaltar las bondades de identificar opciones reales para la creación de valor.	Análisis del desarrollo de la tesis, brindando principal énfasis en los capítulos de caracterización del caso de estudio y su valorización por las diferentes metodologías identificadas.

Fuente: elaboración propia.

## 2.2 Descripción de las herramientas

Con base en lo expuesto en la Tabla II.1, a continuación, se brinda explicación más detallada con relación a las principales herramientas empleadas durante el desarrollo de la tesis:

- (i) En cuanto a las metodologías de valorización, conceptualmente, mediante revisión de la literatura, se identifica aquellas que suelen ser más empleadas, dando a conocer sus ventajas y desventajas, así como su modo de empleo, definiendo los datos de entrada requeridos y tipos de resultados a ser obtenidos, tomando como soporte lo manifestado por los autores de dichas fuentes de información.
- (ii) Luego de alcanzar un nivel de entendimiento razonable acerca de las metodologías de valorización seleccionadas, se realiza la comparación, con miras a identificar sus fortalezas y debilidades alrededor de su aplicación a un activo productor de hidrocarburos.
- (iii) Para el hallazgo de las características operativas de un activo productor de hidrocarburos, y datos razonables que permitan la generación de flujos de caja de inversión, operativos y de capital de trabajo, se empleará información hallada en una fuente secundaria, considerando el carácter confidencial de los datos involucrados.
- (iv) Se selecciona papers publicados en la Society of Petroleum Engineers, en los que se presenta casos de aplicación de valorización de activos, a través de métodos tradicionales como flujos de caja descontados, valor presente neto, y opciones reales, con el ánimo de establecer un panorama conceptual del enfoque más utilizado en la industria la exploración y producción de hidrocarburos. Para profundizar en las principales herramientas de valorización de activos, se emplea libros de finanzas corporativas en los que se desarrolle la alternativa de opciones reales, o libros que en específicos la traten, así como papers, permitiendo construir una plataforma conceptual para el desarrollo integral de la tesis.

- (v) Se realiza la aplicación de las metodologías de valorización a un activo productor de hidrocarburos, teniendo en cuenta su estructura de negocio, plan de inversiones, productos a través de los cuales monetiza sus reservas, pago de regalías, costos operativos, planeamiento tributario, opciones estratégicas de operaciones, etc.
- (vi) Mediante una conversación con la gerencia de operaciones del activo productor de hidrocarburos, se identifica y describe aquellas opciones reales que afectarían la creación o destrucción de valor del activo productor de hidrocarburo, a lo largo de su ciclo de vida, función de la recuperación de categoría de reservas seleccionada.
- (vii) Con base en el modelo económico construido con base en la información hallada, consistente con la operación del activo productor de hidrocarburos y visualización de plan de inversiones, y las decisiones estratégicas visualizadas, se desarrolla su valorización mediante el modelo de opciones reales, teniendo como soporte un software de simulación, dando paso a la descripción de las ventajas y limitaciones de su aplicación, así como su efecto en la creación o destrucción de valor, frente a los resultados obtenidos al aplicar el método tradicional de flujos de caja descontados, valor presente neto.
- (viii) Partiendo de las decisiones estratégicas identificadas durante la conversación con la gerencia de operaciones del activo productor de hidrocarburos, y su posterior valorización empleando la herramienta de opciones reales, se plantea sugerencias, conclusiones y recomendaciones para la toma de decisiones en pro de la optimización de la creación de valor.

### **CAPÍTULO III. MÉTODOS PARA VALORIZACIÓN**

En esta sección se detalla la literatura correspondiente a valorización de activos, identificando los métodos más resaltantes, realizando un acercamiento a sus ventajas y desventajas conceptuales, buscando su relación con la valorización de un activo productor de hidrocarburos. Tal como lo manifiesta Fernández (2008), para efectuar una valorización es importante dar respuesta a preguntas concernientes con el “por qué”, “para qué” y “para quién” se lleva a cabo.

En el caso específico de los activos productores de hidrocarburos, años antes que sean puestos en operación, son gestionados como proyecto. En ese momento se establece si crearán valor, tomando como referencia proyecciones de flujo de caja operativo. Estos flujos son elaborados sobre la base de proyecciones de volúmenes de producción, precios y costos de la operación (OpEx), de inversiones, teniendo el soporte de ingeniería para definir el plan de requerimientos de infraestructura (CapEx), e incluso, dependiendo de las condiciones contractuales, de capital de trabajo. Estos conceptos son resaltados por Tweedie (2009) y Evans (2005).

En caso dichos activos creen valor, se toma la decisión de inversión, asignando los recursos necesarios para su desarrollo. Posterior a la puesta en operación del activo productor de hidrocarburos, también se efectúan ejercicios de valorización, para verificar la continuidad en las actividades de producción. Esto permite responder a las preguntas indicadas por Fernández (2008) (“por qué”, “para qué” y “para quién”), que comprenden, a manera de ejemplo:

- (i) Inversión para mantener los niveles de producción en aspectos como: (i) facilidades de superficie, (ii) perforación de pozos, (iii) infraestructura y tecnología, (iv) contratación de servicios, (v) ejecución de estudios de ingeniería.
- (ii) Oportunidad para el desarrollo de reservas mediante perfiles de producción más exigentes o moderados, teniendo en consideración los requerimientos técnicos identificados, traducidos en términos de proyecciones de CapEx y OpEx.

- (iii) Extensión, negociación, renegociación, etc., de acuerdos comerciales mediante los cuales se garantice la monetización de las reservas de hidrocarburos.
- (iv) Evaluación de sinergias operativas con otros operadores y/o prestación de servicios ante la existencia de capacidad operativa disponible de ciertos sistemas que componen el activo productor.
- (v) Incorporación y/o categorización de reservas de hidrocarburos.
- (vi) Comparación de valorización de los activos con los registros contables, lo que se conoce como impairment test.

En la Tabla III.1 se detallan los principales métodos de valorización.

**Tabla III.1 Principales métodos de valorización**

<b>Principio</b>	<b>Método</b>
Balance General	Valor Contable Valor Contable Ajustado Otros
Cuenta de Resultados	Múltiplos de: Beneficio: PER Ventas EBITDA Otros
Descuento de Flujos	<i>Free Cash Flow</i> Dividendos Valor Presente Neto
Opciones	Modelo Binomial Modelo <i>Black-Scholes</i> Método de simulación Montecarlo.

Fuente: Métodos de Valoración de Empresas. IESE Business School – Universidad de Navarra. 2008.

### **3.1 Valor contable**

Este método se enfoca en el valor patrimonial de la empresa sujeta al ejercicio de valorización. Es parte del grupo de métodos que toman como referencia los estados financieros (balance general), otorgándole relevancia al valor de los activos frente a los pasivos (Fernández, 2008).

El valor contable de una empresa equivale al capital contable, que equivale a la suma de capital social y utilidades retenidas, que a su vez equivale a la diferencia

entre el activo y el pasivo. Partiendo de esta definición, Guajardo et. al (2014) establecen una relación entre el valor contable y la gestión de una empresa, según:

- (i) El incremento del valor contable de la empresa puede deberse a la aportación en efectivo o de otros activos al negocio, o por la retención de utilidades provenientes de la operación de la empresa.
- (ii) La reducción del valor contable de la empresa puede ser una consecuencia del retiro de efectivo u otros activos del negocio, que puede ser un reembolso por el capital aportado o un reparto de las utilidades obtenidas, los dividendos o, en un escenario ácido, a las pérdidas en la operación de la empresa.

Una de las desventajas de este método es que no toma en cuenta: (i) la evolución futura de la empresa, o activo, (ii) el valor del dinero en el tiempo, (iii) la situación del sector en el que lleva a cabo sus operaciones, (iv) aspectos de gestión del recurso humano, (v) situación contractual con proveedores y clientes, etc. Todos estos aspectos son desestimados, los que son clave para el futuro de su operación, la misma que no suele estar descrita en los estados financieros que la caracterizan desde el punto de vista netamente contable y financiero (Fernández, 2008).

Fernández (2008) amplía este punto al indicar que el valor contable de la empresa tiene el problema de su propia definición, la contabilidad relata una versión de la historia de la empresa, mientras que el valor de las acciones depende de las expectativas; por ello casi nunca el valor contable coincide con el valor de mercado.

Por otro lado, manteniendo como base la idea del balance general de la empresa, se cuenta con opciones más exactas para la valorización, como es el valor contable ajustado, que equivale a la diferencia de los activos y pasivos a valor de mercado. Fernández (2008) presenta ejemplos de la incorporación del concepto de valor de mercado en ciertas cuentas de activos y pasivos que pueden reducir o aumentar el activo y por ende el valor contable:

- (i) Cuentas por cobrar, tomando en cuenta los incobrables.

- (ii) Inventarios, a fin de identificar activos obsoletos, o exigibles de homologación con el valor de mercado.
- (iii) Inmuebles, maquinarias y equipos que presentan un valor contable inferior al del mercado.
- (iv) Por el lado de los pasivos estos casi siempre se encuentran a valores de mercado.

### **3.2 Basados en estado de resultados**

Guajardo et. al (2014) explican cómo las cuentas del estado de resultados son empleadas para efectuar su valorización. Es así que el primer propósito de los estados financieros es precisar la diferencia entre los ingresos contables y los gastos contables, que equivale al resultado. Si éste es positivo se conoce como utilidad y si es negativo se denomina pérdida. Bajo este método la valorización se realiza teniendo en consideración las ventas, utilidad operativa, EBITDA, entre otros indicadores provenientes del estado de resultados.

Dentro de este grupo de métodos se encuentra el de los beneficios. Este método se sustenta en la relación denominada PER (*price earnings ratio*), que equivale al cociente entre el precio de mercado de la acción y las utilidades por acción generadas en el periodo precedente a la valorización. Una vez establecido el ratio PER, y las utilidades por acción que se espera genere la empresa en el ejercicio durante el cual se realiza la su valorización, el valor de la empresa se determina como el producto de estos datos (Fernández, 2008). Una de las desventajas de este método es que trae consigo, en ocasiones, la sobrevaloración o infravaloración de empresas, teniendo en consideración que el PER relaciona una magnitud de mercado, expectativa, con una contable.

Otro de los métodos de valorización que se fundamenta en el estado de resultados es el de los dividendos, que es el principal flujo de caja que recibe los accionistas. En este caso se divide el dividendo esperado perpetuo entre el costo de oportunidad de éstos. A su vez, si la empresa tiene perspectivas de crecimiento, a una tasa estimada y perpetua, la valorización de las acciones puede estimarse como el cociente entre el

flujo de dividendos y la diferencia entre el costo de oportunidad de los accionistas y tasa de crecimiento.

Fernández (2008) resalta que una empresa que reparte dividendos en demasía está transmitiendo implícitamente el mensaje que su gestión no está enfocada en realizar inversiones que le permitan fortalecer un crecimiento sostenible, y por lo tanto su futuro puede debilitarse, ocasionando que la cotización de las acciones se reduzca.

Finalmente, el método por múltiplos es una alternativa adicional para la valorización de las empresas. Se emplean datos de las cuentas del estado de resultados. Partiendo de información que caracteriza una empresa comparable con aquella a la que se le va a estimar su valor, como la relación entre valor de dicha empresa de referencia y sus ventas, EBIT, EBITDA, valor contable, etc., se estima, por analogía, el valor de la empresa bajo análisis. Respecto a este método, se destaca lo comentado por Fernández (2008), los resultados de valorización que se obtienen presentan gran variación, según el múltiplo y la empresa que se tome como referencia.

### **3.3 Flujos de caja descontados**

Fernández (2008) indica que para determinar el valor de la empresa se estiman los flujos caja que se generarán en el futuro, para luego descontarlos a una tasa apropiada, proporcional al riesgo de los mismos.

El método de flujos de caja descontados constituye (sin considerar el de opciones reales), el único método de valorización conceptualmente correcto, dado que considera la empresa como ente generador de flujos de fondos. Por lo tanto, el valor de las acciones de una empresa proviene de su capacidad para generar dinero para los propietarios de las acciones (Fernández, 2008).

En este caso para efectuar la valorización, es imprescindible conocer a detalle la operación de la empresa, para así determinar el flujo de caja operativo, seguido por el flujo de caja de inversiones. Este último flujo es definido con base en un plan usualmente vinculado con las perspectivas de crecimiento o con necesidades técnicas previamente identificadas para mantener la operación, y en el capital de trabajo. Así se obtiene el flujo de caja económico, que equivale a la sumatoria de los tres flujos

previamente mencionados (operativo, de inversiones y capital de trabajo), a fin de establecer las bondades de la inversión en términos operativos, independientemente de cómo se financie (Bravo, 2015).

Es también necesario establecer la tasa de descuento, la que debe tomar en cuenta el riesgo, las volatilidades históricas, sin dejar de lado que algunas veces la tasa a emplear es definida por los interesados en conocer los resultados de la valorización, estableciendo como criterio una rentabilidad objetivo (Fernández, 2008).

Este método de valorización de empresas es catalogado como un método tradicional, y como tal no es incorrecto, pero sí incompleto, si se toma en cuenta las condiciones actuales en las que los negocios se llevan a cabo, donde la incertidumbre y el riesgo son componentes ineludibles (Mun, 2006). Algunas de las desventajas de emplear el método de flujos de caja se relacionan con las premisas que sigue su aplicación frente a la realidad (ver Tabla III.2).

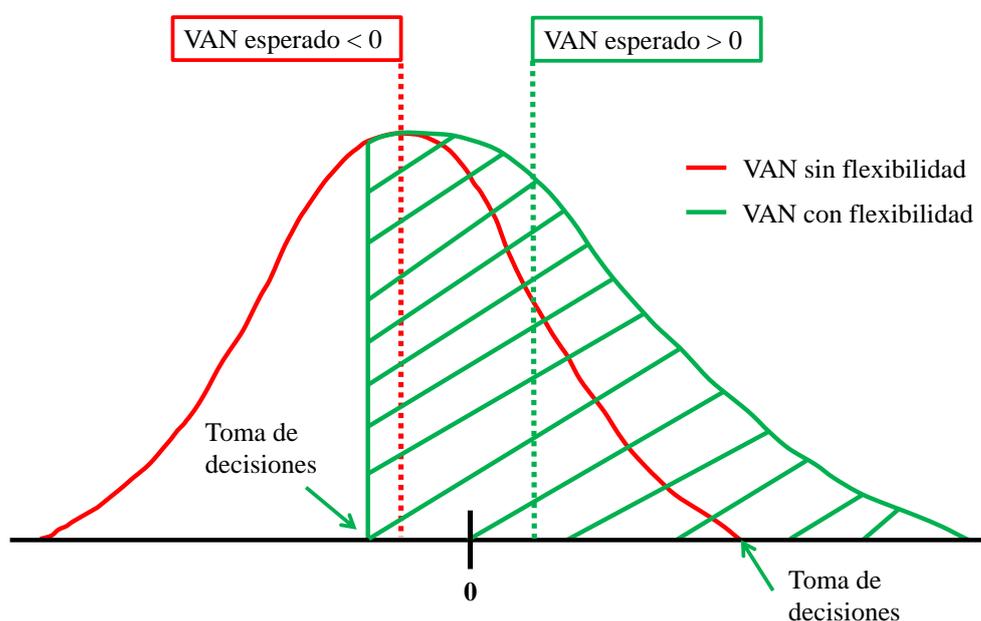
Al emplear el método de flujos de caja descontados es necesario que se tenga presente, que éste no incorpora la flexibilidad estratégica necesaria para la toma de decisiones, y por ende este método puede presentar efectos contraproducentes en la valorización de una empresa, manifestándose en una infravaloración.

En síntesis, el método de flujos de caja descontados es determinístico, lo que implica que todos los resultados del futuro, desde el punto de vista operativo, de inversiones, de requerimientos de capital de trabajo, estrategias de financiamiento, etc., son fijos, premisa que sólo sería estrictamente aplicable si las condiciones del negocio involucrado no presentasen fluctuaciones (Mun, 2006). Es importante precisar que al indicarse que algunos parámetros operativos, de inversión y financieros son fijos, se hace referencia a que el método de flujos de caja descontados no incorpora la flexibilidad propia de los negocios para tomar decisiones que los reorienten, pese a que el análisis de riesgos se suele incluir como parte de su alcance, principalmente mediante análisis de sensibilidad, definición de escenarios y simulación Montecarlo.

Para ilustrar cómo el análisis de riesgos (análisis de sensibilidad, definición de escenarios y simulación Montecarlo), operativo de la aplicación del método de flujos de

caja descontados, no incorpora la flexibilidad de los negocios, se emplea como referencia la Figura III.1 para explicación conceptual. En la Figura III.1 se observa la distribución “fija” del VAN de un negocio, en la que se identifica una región que implica destrucción de valor, llagado a alcanzar déficits importantes, con un valor esperado incluso negativo, lo que exhortaría a que no se siguiera adelante con la operación del mismo. Sin embargo, es de resaltar que los directores y gerentes al afrontar una situación de destrucción de valor del negocio que gestionan no se quedarán pasivos, tomarán decisiones, incluso de carácter estratégico de largo plazo, mediante las cuales mitiguen la destrucción de valor, y a su vez, si es que el negocio está presentando superávit de creación de valor, estos mismos profesionales buscarán orientar el negocio a maximizarlo, ejerciendo opciones estratégicas como la de expandir las operaciones, por lo que en resumen, la distribución del VAN del negocio se vuelve “dinámica” gracias a la flexibilidad con la que cuenta el negocio en cuestión.

**Figura III.1 Limitación método de flujo de caja descontado**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

Dzyuma (2012) indica que con el método de valorización por flujos de caja descontados se asume que la habilidad de toma de decisiones es estática, como si el director, o gerente de la empresa, no contase con la flexibilidad para actuar y así ajustarse rápidamente a las realidades que condicionan la economía y/o

financiamiento del negocio. El método de flujos de caja descontados no tiene en cuenta el gerenciamiento activo de las empresas, relacionado con la flexibilidad que permite modificar la estrategia durante su ejecución, debido a condiciones internas o externas del negocio.

**Tabla III.2 Desventajas del valor presente neto: premisas versus realidades.**

<b>Premisa</b>	<b>Realidades</b>
Las decisiones se toman ahora, y los flujos de caja son fijos en el futuro.	Incertidumbre y variabilidad de los resultados del futuro. No todas las decisiones se toman hoy, varias son postergadas para el futuro, cuando la incertidumbre es resuelta.
Una vez lanzados, los proyectos son pasivamente gestionados.	Usualmente los proyectos son gestionados activamente a lo largo de su ciclo de vida, incluyendo opciones de decisión, restricciones presupuestales, etc.
Los flujos de caja futuros con predecibles, soportado en el análisis de riesgo (sensibilidad, escenarios, simulación Montecarlo).	Puede ser difícil estimar los flujos de caja futuros, porque en sí son riesgosos por naturaleza.
La tasa de descuento empleada es el costo de oportunidad, el cual es proporcional al riesgo que no se diversifica.	Hay múltiples fuentes de riesgo de negocio con diferentes características, y algunas se pueden diversificar a lo largo del proyecto o tiempo.
Todos los riesgos sistémicos son completamente incorporados en la tasa de descuento.	El riesgo de la firma y proyecto puede cambiar a lo largo del curso del proyecto.
Factores desconocidos, intangibles o no medibles son valorizados como nulos.	Muchos de los beneficios importantes son activos intangibles o posiciones estratégicas cualitativas.
Todos los factores que podrían afectar el valor para los inversionistas están reflejados en el modelo de flujos de caja descontados a través del valor presente neto.	Debido a la complejidad del proyecto, puede ser difícil o imposible cuantificar todos los factores en términos de incrementales de flujos de caja.

Fuente: Real Options Analysis versus Traditional DCF Valuation in Layman's Terms. 2006.

Mascareñas et. al. (2004) indican que cuando se analiza la valorización de una empresa empleando el método de flujos de caja descontados, o simplemente proyectos de inversión a ser ejecutados por ésta, se está haciendo bajo los siguientes supuestos:

- (i) Los flujos de caja que la empresa, proyecto, promete generar pueden reemplazarse por sus valores medios esperados y éstos se pueden tratar como valores conocidos desde el principio de la valorización. Este supuesto implica ignorar que la directiva puede alterarlos al adaptar su gestión a las condiciones imperantes en el mercado durante toda la vida del proyecto. Esta flexibilidad operativa aporta valor a la empresa, proyecto, valor que el método de flujos de caja descontados es incapaz de reflejar.

- (ii) La tasa de descuento es conocida y constante, dependiendo únicamente del riesgo de la empresa, proyecto. Lo que implica suponer que el riesgo es constante, suposición falsa en la mayoría de los casos, puesto que el riesgo depende de la vida que le quede a la empresa, proyecto, y de la rentabilidad actual del mismo a través del efecto de apalancamiento operativo, por lo que la tasa de descuento varía en el tiempo, y es incierta.

### **3.4 Opciones reales**

Mun (2006) indica que el enfoque de opciones reales se aplica principalmente a un ambiente de negocio caracterizado por su dinamismo e incertidumbre, donde las decisiones de negocio deben ser flexibles. Es así que Osborne (2008) precisa que las opciones reales proporcionan la flexibilidad necesaria para reaccionar a la incertidumbre del futuro, tan pronto como información se haga disponible.

Allen et. al. (2011) indican que el análisis tradicional de flujos de caja descontados asume que los responsables de gestionar las empresas, proyectos o activos, lo hacen de forma pasiva, sin aprovechar la flexibilidad que éstos presentan dada la incertidumbre que tienen implícita por las características propias del negocio en cuestión. Dicha flexibilidad trae consigo opciones para cambiar el curso de las empresas, proyectos o activos, las cuales son conocidas opciones reales.

A su vez, Allen et. al. (2011) establecen que el enfoque del modelo de opciones reales implica que los administradores de las empresas, proyectos o activos pueden tomar decisiones para capitalizar los resultados positivos o mitigar efectos negativos, característica que agrega valor ante escenarios inciertos reales.

Dezen et. al. (2001) precisan diferentes tipos de opciones reales:

- (i) Opción de postergar: retrasar la implementación de los proyectos de, inversión, sea este pre o post operativa, por cierto, número de años, teniendo en cuenta un criterio de vencimiento.
- (ii) Opción de abandono: por ejemplo, en el caso de la industria de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos, el precio del gas y petróleo es condicionante de la continuidad de los proyectos.

- (iii) Opción de expansión: incrementos de producción mediante la asignación de recursos para la ejecución de ciertos complementos que impliquen ciertos niveles de inversión.
- (iv) Opciones compuestas: en las que se considera la combinación de algunas de las previamente descritas.

Adicionalmente, Dezen et. al. (2001) resaltan la aplicación de opciones reales, mediante un ejemplo de activo productor de hidrocarburos, da a lugar compartir el texto incluido en el *paper* “*Field Development Decision Making Under Uncertainty: A Real Option Valuation Approach*”:

En los tiempos modernos, todavía las compañías toman decisiones multimillonarias con base en información pobre proveniente del análisis de valor presente neto, descuento de flujos de caja, y análisis de sensibilidad a través de simulaciones Monte Carlo. Con la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, gas y petróleo, la compañía de la industria de E&P deben tratar sus decisiones de inversión con metodologías más actualizadas y deben incrementar la creación de valor para los accionistas a través de este enfoque.

En la práctica, gerentes, directores, toman decisiones de inversión en circunstancias que constantemente cambian, y las opciones disponibles para afrontarlas guardan relación con el hacer, diferir o renunciar a cierto curso de acción (Dzyuma, 2012). En concordancia con lo explicado por Dzyuma (2012), el método de opciones reales corrige las deficiencias del método de flujos de caja descontados, el cual, debido a que no considera el valor del portafolio de opciones y la flexibilidad que éste ofrece en las acciones futuras, puede subestimar el valor real de una empresa, proyecto o activo.

A pesar del hecho que el método de opciones reales tiene ventajas significativas respecto a los métodos clásicos de valorización, Scholleová (2005) resalta las situaciones en las cuales el concepto de valorización mediante opciones reales no puede ser empleado:

- (i) Las decisiones a ser tomadas son certeras y libres de riesgo. En este caso el valor de las opciones desaparece, y los resultados brindados por el método de opciones reales equivalen a los obtenidos mediante el de flujos de caja descontados.

- (ii) No hay la posibilidad de modificar o diferir las decisiones de inversión en el tiempo, a lo largo del curso del proyecto.
- (iii) Proyectos de bajo presupuesto en los cuales el valor de la opción bajo evaluación excedería el costo total del proyecto.

Por otro lado, Mun (2006) resalta objetivos que el método de opciones reales permite conseguir:

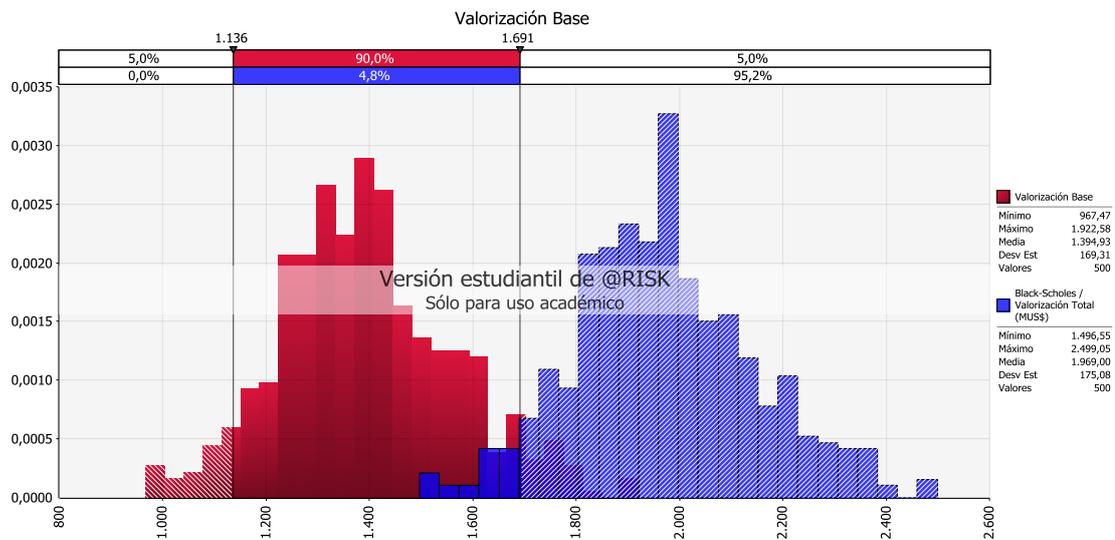
- (i) Identificar diferentes enfoques de decisiones de inversión o proyectos dadas las condiciones de incertidumbre inherentes al negocio.
- (ii) Valorar cada uno de los enfoques de decisión estratégica y qué representan en términos de viabilidad financiera y factibilidad.
- (iii) Priorizar estos enfoques o proyectos con base en series de métricas cualitativas y cuantitativas.
- (iv) Optimizar el valor de las decisiones estratégicas de inversión mediante la evaluación de diferentes enfoques de decisión bajo ciertas condiciones, o a través de la determinación de cómo al utilizar una secuencia diferente de enfoques puede derivar a una estrategia óptima.
- (v) Establecer el momento oportuno para una ejecución efectiva de las inversiones, encontrando a su vez el desencadenamiento de creación de valor y costo óptimo, o indicadores de ingresos.
- (vi) Administrar las existentes o nuevas opcionalidades, y caminos de decisiones estratégicas para oportunidades futuras.

Mun (2006) precisa que el enfoque de las opciones reales considera múltiples caminos de decisión como consecuencia de la alta incertidumbre acoplada con la flexibilidad de la administración para elegir las estrategias u opciones óptimas a lo largo del desarrollo de los negocios cuando se dispone de nueva información. Este concepto se complementa mediante el expuesto por Mascareñas et. al. (2004): una opción ofrece a su propietario el derecho, pero no la obligación, a realizar una operación determinada durante un periodo de tiempo prefijado, que, en el caso de las opciones reales, se aplica sobre un activo subyacente, activo real, como por ejemplo,

un proyecto de inversión, una empresa, una patente, inmueble, etc. Con relación al derecho al que hace mención Mascareñas (2004), éste puede ser ejercido en la fecha de vencimiento de la opción, con lo cual se estaría gestionando una opción europea, pero si dicho derecho puede ser ejercido en cualquier fecha hasta la correspondiente al vencimiento, se trata de una opción americana.

El concepto de toma de decisiones por parte de la dirección y gerencia de las compañías, gracias a la flexibilidad proporcionada por la incertidumbre inherente a un negocio en particular, puede ser visualizado en la Figura III.2, en la que se observa que pese a que la valorización de un negocio en condiciones esperadas resulta ser atractivo ante diferentes escenarios, su valor puede ser aún mayor al contar con una opción real de la cual se cuenta con el derecho, más no con la obligación, de ejercerla.

**Figura III.2 Efecto de disponibilidad de opción real en la valorización de una compañía.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

Mascareñas et. al. (2004) explican que el valor de las opciones reales es función de seis variables descritas a continuación:

- (i) El precio del activo subyacente ( $S$ ): valor actual del activo real subyacente, es decir, el valor actual de los flujos de caja que se espera genere dicho activo, el mismo que muchas veces se conoce de forma aproximada.

- (ii) El precio de ejercicio ( $X$ ): precio a pagar por hacerse con el activo real subyacente, es decir, con sus flujos de caja (por ejemplo, en un proyecto de inversión, será el desembolso inicial).
- (iii) El tiempo hasta el vencimiento ( $t$ ): tiempo de que dispone su propietario para poder ejercer la opción.
- (iv) El riesgo o volatilidad ( $\sigma$ ): varianza, o desviación típica, de los rendimientos del activo subyacente. Indica la volatilidad del activo subyacente cuyo precio medio es  $S$  pero que puede oscilar en el futuro. La volatilidad nos indica cuán equivocadas pueden estar nuestras estimaciones acerca del valor del activo subyacente.
- (v) El tipo de interés sin riesgo ( $r_f$ ): refleja el valor temporal del dinero.
- (vi) Los dividendos ( $D$ ): dinero líquido generado por el activo subyacente durante el tiempo que el propietario de la opción la posee y no la ejerce.

Con base en las variables que se ven involucradas en la estimación de las opciones reales, vale la pena tener presente la comparativa conceptual con las opciones financieras, las mismas que se encuentran expuestas en la Tabla III.3 (Mascareñas et. al, 2004).

**Tabla III.3 Comparativa de opciones financieras y opciones reales.**

<b>Variable</b>	<b>Opción Financiera</b>	<b>Opción Real</b>
Precio del activo subyacente.	Precio actual del activo financiero subyacente.	Valor actual del activo real subyacente.
Precio del ejercicio.	Precio al que el propietario de la opción puede ejercerla., es decir, el precio que puede pagar para comprar el activo financiero subyacente ( <i>call</i> ), o el precio que le pagarán por venderlo ( <i>put</i> ).	Precio a pagar, inversión, por hacerse con el activo real subyacente, es decir, con sus flujos de caja; o el precio al que el propietario del activo subyacente tiene derecho a venderlo, si la opción es de venta ( <i>put</i> ).
Riesgo o volatilidad	Varianza o desviación típica de los rendimientos del activo financiero subyacente.	Indica cuán equivocadas pueden estar las estimaciones acerca del activo real subyacente.

Luego de efectuar la comparativa entre los conceptos involucrados en la valorización de opciones financieras y reales, a continuación, se plantea algunas de las desventajas del método de opciones reales, identificadas con base en los puntos

expuestos por Fernández (2008) acerca de las dificultades, problemas y errores al que éste presenta:

- (i) El precio del activo subyacente no se encuentra registrado en alguna fuente de información financiera, es un dato estimado con base en los flujos de caja económicos esperados, los cuales a su vez son descontados a la tasa de riesgo aplicable, llevados a valor presente.
- (ii) El precio del ejercicio, si es que no se tratase de una inversión propiamente dicha, sino de una proyección de flujos de caja económicos, como analogía de costo de oportunidad, también son esperados, y se descuentan a la tasa de riesgo aplicable.
- (iii) La composición de los flujos de caja operativos del precio del activo subyacente y precio del ejercicio puede contar con varios precios de referencia, tantos productos o condiciones contractuales de venta se establezcan, implicando que ambas variables cuenten con volatilidades. Los modelos para estimación del valor de las opciones reales sólo emplean una volatilidad, y de forma específica la del activo subyacente.
- (iv) Para calcular la volatilidad de una opción financiera se acude a los datos históricos registrados. En el caso de la volatilidad del precio del activo subyacente de una opción real se identifica aquella variable más crítica en términos de dispersión de los flujos de caja económicos esperados, que en su gran mayoría resulta siendo el precio del commodities involucrado, como minerales, petróleo, gas, etc.
- (v) Incorporar varias fuentes de volatilidad para la estimación del precio del activo subyacente puede ocasionar que se sobreestime el valor de la opción real involucrada.
- (vi) Debido a que el precio del activo subyacente es función de la proyección de flujos de caja económicos esperados, se destaca que éstos no sólo dependen de los precios y su volatilidad, sino que a su vez de otras variables que presentan riesgo, como por ejemplo la estimación de reservas, gestionada en negocios mineros y de hidrocarburos, fuente de

información para establecer los regímenes de producción y venta de productos mediante los cuales se genera ingresos.

- (vii) Suponer que la opción es replicable. Por este motivo, la ecuación de Black-Scholes es uno de los modelos empleados para estimar el valor de las opciones reales.

Mendiola et. al. (2014) mencionan que dentro del método de opciones reales existe tres herramientas principales mediante las cuales se efectúa las valorizaciones correspondientes: modelo binomial, modelo de *Black-Scholes* y el método de simulación de Montecarlo. En la Tabla III.4 se presenta las diferencias entre estas herramientas valorización.

**Tabla III.4 Diferencias entre los métodos de valorización por opciones reales.**

<b>Binomial</b>	<b><i>Black-Scholes</i></b>	<b>Simulación de Montecarlo</b>
Es un método flexible, que puede adaptarse a las decisiones que quiera adoptar una empresa.	Es limitado, para situaciones específicas.	Es un método flexible, ya que utiliza algunas variables para posicionarse en distintas situaciones.
Se usa normalmente para valorizaciones complejas.	Se usa normalmente para valorizaciones simples.	Se usa normalmente para valorizaciones complejas.
Es un método discreto; solo varía en una serie de momentos del tiempo.	Es un método continuo, ya que el valor de la variable puede cambiar en cualquier momento.	Utiliza una distribución normal para situarse en varios supuestos y poder determinar los rangos de probabilidades.

Fuente: Valoración de una empresa con opciones reales: el caso de la Minera Aurífera Peruana.

A continuación, se describen a mayor detalle los métodos indicados en la Tabla III.3.

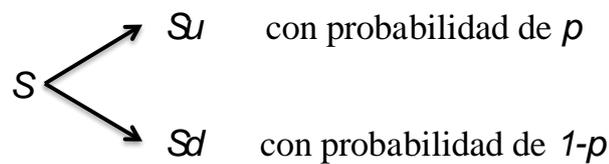
### **3.4.1 Modelo binomial**

Cox et. al. (1979) exponen que el modelo binomial se soporta en las siguientes hipótesis:

- (i) Eficiencia y profundidad de los mercados.
- (ii) Ausencia de costos de transacción.
- (iii) Es posible comprar y vender en descubierto, sin límite.
- (iv) Los activos son perfectamente divisibles.

- (v) Se puede presentar y tomar prestado al mismo tipo de interés.
- (vi) Todas las transacciones se pueden realizar de forma simultánea.
- (vii) El precio del activo subyacente evoluciona según un proceso binomial multiplicativo.

Mascareñas et. al (2004) indican que la última premisa en la que se basa el modelo binomial implica que, si  $S$  es el precio del activo subyacente en el momento presente, en un periodo la evolución del mismo será:



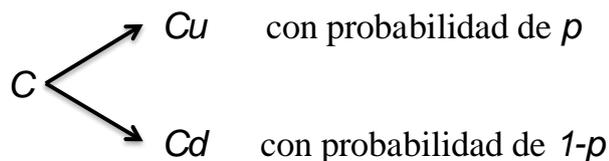
donde:

- $u$ : representa el movimiento multiplicativo al alza del precio subyacente en un periodo, con una probabilidad asociada  $p$ .
- $d$ : representa el movimiento multiplicativo a la baja del precio del activo subyacente en un periodo, con una probabilidad asociada de  $1-p$ .

Mascareñas et. al (2004) precisan que bajo la premisa que se cuenta con una opción de compra europea con vencimiento a un periodo y con un precio de ejercicio  $X$ , los valores al vencimiento de la opción serán:

- $C_u = \text{Max}(0, S_u - X)$
- $C_d = \text{Max}(0, S_d - X)$

Es decir, el valor de compra evolucionaría del siguiente modo:



Mascareñas et. al. (2004) exponen que un método para valorar una opción de compra europea en un periodo está dado por la ecuación a continuación:

$$C = \frac{1}{\hat{r}} [mC_u + (1 - m)C_d] \quad (3.1)$$

donde

- $\hat{r}$ : es  $(1 + r_f)$ , siendo  $r_f$  la rentabilidad del activo libre de riesgo al principio del periodo.
- $m$ :  $\frac{\hat{r}-d}{u-d}$

Augros et. al. (1987) indican que la evolución de una opción de compra en el universo de un periodo por el método binomial arroja las siguientes conclusiones:

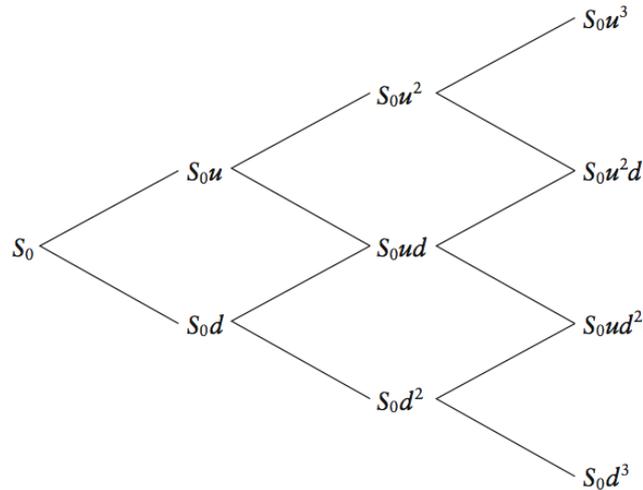
- (i) La probabilidad  $p$  no interviene en la fórmula de valoración de la opción.
- (ii) El valor de  $C$ , no depende del riesgo del mercado, sino del carácter aleatorio de la evolución de los precios del subyacente.
- (iii) El valor de  $C$ , no depende de la actitud de los inversores ante el riesgo, ya que no incluyen ningún parámetro que se asocie con este factor.

Partiendo de la última conclusión planteada por Augros (1987) respecto a la evolución de una opción de compra, si el inversor es neutro al riesgo, el rendimiento esperado de la acción debe ser igual a la tasa de rentabilidad del activo libre de riesgo (Mascareñas, 2004), lo que conlleva a la siguiente expresión:

$$p = \frac{\hat{r}-d}{u-d} = m \quad (3.2)$$

Para  $n$  periodos, el precio del activo subyacente evolucionará según lo planteado de forma esquemática en la Figura III.3.

**Figura III.3 Evolución del valor del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo.**



Fuente: Mascareñas, 2004.

La valoración de la opción puede realizarse mediante el empleo de los procedimientos descritos a continuación (Mascareñas, 2004):

- (i) Se calculan los valores intrínsecos de la opción al final de los  $n$  periodos, y por un procedimiento recursivo se calcula el valor de la opción en cada nudo del diagrama o árbol, mediante la expresión indicada a continuación:

$$C_{t-1} = \frac{1}{\hat{r}} [pC_{tu} + (1-p)C_{td}] \quad (3.3)$$

donde:

- $p$  y  $\hat{r}$  expresan lo mismo que se describe anteriormente.
- $C_{t-1}$ : valor de la opción en un nudo  $t - 1$ .
- $C_{tu}$ : valor de la opción en  $t$ , cuando el precio del subyacente se multiplica por  $u$  de  $t - 1$  a  $t$ .
- $C_{td}$ : valor de la opción en  $t$ , cuando el precio del subyacente se multiplica por  $d$  de  $t - 1$  a  $t$ .

El cálculo se inicia en  $n$ , último periodo asumido para la valorización. A partir de los valores intrínsecos en  $n$ , se calculan los valores  $C_{n-1}$  y

retrocediendo en el tiempo, se calculan los  $C_{n-2}$ ,  $C_{n-3}$ , etc., hasta  $C$ , el valor de la opción en el valor actual.

- (ii) Evaluación de una opción de compra europea para  $n$  periodos a través de la formula general indicada a continuación:

$$C = \frac{1}{\hat{r}^n} \left\{ \sum_{j=0}^n \left( \frac{n!}{j!(n-j)!} \right) p^j (1-p)^{n-j} \text{Max}[0, u^j d^{n-j} S - X] \right\} \quad (3.4)$$

Respecto a los modelos de valorización de opciones, se destaca la conclusión planteada por Mascareñas et. al. (2004): por muy complicados y esotéricos que parezcan, calculan la prima teórica con base en el valor esperado de los beneficios actualizados de la opción.

### 3.4.2 Modelo de Black-Scholes

Según Black et. al. (1973), partiendo del modelo binomial, después de  $n$  periodos la probabilidad de tener  $j$  evoluciones favorables (multiplicación por  $u$ ) del precio del subyacente está dada por la expresión a continuación:

$$\frac{n!}{j!(n-j)!} p^j (1-p)^{n-j} \quad (3.5)$$

Donde  $j$  puede variar de 0 a  $n$ . La suma de estas probabilidades debe ser igual a 1, es decir,

$$\sum_{j=0}^n \left( \frac{n!}{j!(n-j)!} \right) p^j (1-p)^{n-j} = 1 \quad (3.6)$$

Por lo tanto, la probabilidad de tener, después de  $n$  periodos, un número mínimo de alzas del subyacente está dada por la ley binomial complementaria:

$$Z(\alpha; n, p) = \sum_{j=\alpha}^n \left( \frac{n!}{j!(n-j)!} \right) p^j (1-p)^{n-j} \quad (3.7)$$

Donde  $\alpha$  es el número mínimo de alzas para que la opción esté dentro de dinero.

Para que una opción se encuentre dentro de dinero, es decir, que si se ejercen ahora mismo proporcionarán una ganancia,  $\alpha$  debe cumplir la siguiente condición:

$$\alpha > \frac{\ln\left(\frac{X}{S}d^n\right)}{\ln\left(\frac{u}{d}\right)} \quad (3.8)$$

Mascareñas et. al. (2004) llega al desarrollo que el modelo binomial se puede expresar mediante la siguiente ecuación, la ley binomial complementaria:

$$C = SZ[\alpha; n, p'] - X\hat{r}^{-u}Z[\alpha; n, p] \quad (3.9)$$

$$\text{con } p = \frac{\hat{r}-d}{u-d} \text{ y } p' = \frac{u}{\hat{r}}p$$

Cox et. al. (1979) demuestran que cuando  $n$  tiende a  $\infty$ ,  $Z[\alpha; n, p']$  tiende a  $N(d_1)$ , y  $Z[\alpha; n, p]$  a  $N(d_2)$ , conceptos que al ser aplicados en la ley binomial complementaria tiene como resultado la expresión del modelo de *Black-Scholes*:

$$C = SN(d_1) - Xe^{-rt}N(d_2) \quad (3.10)$$

donde:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r + \frac{1}{2}\sigma^2\right)t}{\sigma\sqrt{t}} \text{ y } d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t} \quad (3.11 \text{ y } 3.12)$$

- $S$ : precio del activo subyacente en el momento de la valorización.
- $X$ : precio del ejercicio.
- $r$ : tasa de interés en tiempo continuo.  $r = \ln(1+i)$ .
- $t$ : plazo del ejercicio en años.
- $\sigma$ : volatilidad del precio del subyacente, en términos anuales.
- $e$ : base de logaritmos neperianos.
- $N(i)$ : valor de la función de distribución normal para  $i$ .

El modelo de *Black-Scholes* (1973) parte de hipótesis similares al modelo de Cox et. al. (1979) sobre el funcionamiento del mercado y añade las siguientes hipótesis relacionadas con la evolución del precio del subyacente:

- (i) El mercado funciona sin fricciones: no existen costos de transacción, de información ni impuestos, y los activos son perfectamente divisibles.
- (ii) Las transacciones tienen lugar de forma continua y existe plena capacidad para realizar compras y ventas en descubierto sin restricciones no costos especiales.
- (iii) Los agentes pueden prestar y endeudarse a una misma tasa  $r$ , que es el tipo de interés a corto plazo expresado en forma de tasa instantánea y que se supone conocida y constante en el horizonte de valoración de las opciones.
- (iv) Las opciones son europeas y el subyacente no paga dividendos en el horizonte de valoración.

### 3.4.3 Método de simulación de Montecarlo

Este es un método de simulación numérica que se suele utilizar cuando, para la valoración de opciones, no existen ecuaciones cerradas como por ejemplo las de *Black-Scholes* (Mascareñas, 2004).

Mascareñas et. al. (2004) explican que el método de Montecarlo se utiliza para simular un conjunto muy grande de procesos estocásticos, con el propósito de efectuar la valoración de las opciones en un mundo de riesgo neutral, lo cual significa que se descuenta el valor de la opción a la tasa libre de riesgo. La hipótesis en la que se basa este modelo es que el logaritmo natural del activo subyacente sigue un proceso geométrico browniano, obteniéndose la siguiente expresión:

$$S + dS = S \exp \left[ \left( \mu - \frac{\sigma^2}{2} \right) dt + \sigma dz \right] \quad (3.13)$$

donde:

- $S$ : nivel del activo subyacente.
- $\mu$ : tasa de retorno esperada del activo subyacente.

- $\sigma$ : volatilidad del activo subyacente.
- $dz$ : proceso de Wiener con desviación típica 1 y media 0.

Para propósitos de simulación, la anterior expresión se transforma a términos de tiempo discreto, dividiendo el tiempo en intervalos  $\Delta t$ , y teniendo en cuenta un salto de tiempo temporal  $\Delta t$ , se obtiene (Mascareñas, 2004):

$$S_{t+1} = S_t \exp \left[ \left( r - \frac{\sigma^2}{2} \right) \Delta t + \sigma \sqrt{\Delta t} \varepsilon_t \right] \quad (3.14)$$

donde:

- $S_t$ : precio el activo subyacente.
- $r$ : tipo de interés libre de riesgo.
- $\sigma$ : volatilidad del activo subyacente.
- $\varepsilon$ : número procedente de una distribución  $N(0,1)$ .
- $\Delta t$ : vencimiento de la opción en años partido por el número de periodos.

Mascareñas et. al. (2004) exponen que una vez se calcula el valor de la opción en la fecha de vencimiento en cada una de las sendas de simulación, se calcula el valor medio de éstas y se descuenta a la tasa libre de riesgo. Con esta información se obtiene el valor de la opción de compra.

Respecto a los resultados obtenidos al emplear los métodos de Opciones Reales, específicamente binomial y Black-Scholes, Mascareñas et. al. (2004) precisa que éstos podrían presentar diferencias, exponiendo a su vez los siguientes conceptos como explicación:

- (i) Los resultados obtenidos mediante el método binomial dependen del número de periodos que se elija para calcular las primas teóricas, implicando que al incrementarse dicha variable se favorezca la convergencia con los arrojados por el método Black-Scholes, en consistencia con el supuesto del que parte el método binomial para derivar el de Black-Scholes,  $n \rightarrow \infty$ .

- (ii) Cuando el número de periodos es suficientemente grande, la distribución de probabilidades de los precios del activo subyacente en la fecha del vencimiento representa una campana de Gauss, representativa de la función de distribución de una variable aleatoria normal. La distribución estadística en mención es empleada por el método Black-Scholes.

Al revisar cada uno de los métodos para valorización identificados, se observa, si se quiere, una perspectiva de evolución, en la que se pasa de considerar los activos, pasivos y resultados que un negocio genera en el presente, a tener en consideración el futuro que éste promete en términos económicos y financieros, llegando al punto de incorporar y valorizar el concepto flexibilidad con la que éstos cuentan gracias a las opciones estratégicas que planteen aquellos profesionales encargados de su dirección y gerencia.

Es fascinante cómo los métodos de valorización evolucionan, enlazando los conceptos financieros con los estratégicos. Partiendo de este entendimiento, en capítulos posteriores se realizará la aplicación de algunos de los métodos de valorización identificados, empleando información de un activo productor de hidrocarburos seleccionado como caso de estudio. Dicha aplicación primero se desarrollará desde un enfoque netamente económico, con componentes financieros implícitos en el Costo Promedio Ponderado de Capital empleado, pasando a la identificación de opciones estratégicas con las que cuenta, para así determinar el aporte de cada una a la creación de valor.

## **CAPÍTULO IV. CONCEPTOS GENERALES DE UN ACTIVO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS**

A través de este capítulo se brinda una introducción a la industria de exploración y producción de hidrocarburos, explicando cada uno de los principales segmentos que la conforman. Luego se expone el concepto de reservas de hidrocarburos, información que se emplea para proyectar los perfiles de producción en concordancia con los acuerdos comerciales mediante los que se logra su monetización.

Por otro lado, con el propósito de establecer una plataforma conceptual acerca de la gestión de un activo productor de hidrocarburos, se brinda una explicación acerca de los principales flujos de caja que se ven involucrados, como lo son el de ingresos, regalías, CapEx, OpEx e impuestos.

### **4.1 Características generales de la Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos**

La industria de exploración y producción de hidrocarburos (E&P), puede ser descrita de forma general de acuerdo con el empleo de los hidrocarburos en cada una de las “corrientes” (*streams*) que se hallan en su alcance, como sigue (Schugart, 2002):

- (i) *Exploración:* comprende actividades de prospección, sísmica y perforación de pozos, las cuales se llevan a cabo previo a tomar la decisión de desarrollar un campo.
- (ii) *Upstream:* usualmente hace referencia a los pozos productores de hidrocarburos, facilidades de producción, sistemas de transporte, e incluso plantas de estabilización y tratamiento primario. Las actividades de exploración y las de *upstream*, en conjunto componen la industria conocida como E&P.
- (iii) *Midstream:* generalmente definida por la inclusión de plantas de tratamiento de gas, producción de gas natural licuado, así como plantas de regasificación y sistemas de transporte de hidrocarburos.

- (iv) *Downstream*: generalmente comprende la refinación de petróleo y las plantas de petroquímica. En cuanto las refinerías, éstas toman el petróleo y/o condensado para ser sometido a procesos de separación y fraccionamiento mediante los cuales se obtiene productos bajos ciertas especificaciones para ser tranzados en el mercado, como por ejemplo gasolina y diesel. Respecto a las petroquímicas, éstas toman a los hidrocarburos como materia prima, para la obtención de productos como plásticos, fertilizantes, entre otros productos químicos.

A su vez, la industria de E&P puede ser descrita mediante la identificación de “capas” de negocio (ver Tabla IV.1), en las que se ve involucrado dos tipos principales de desembolsos (*Expenditure*), los de capital (Capital) y los requeridos para la operación (*Operating*) (Tweedie, 2009). Las cinco etapas o capas de negocio son: la de exploración y evaluación, desarrollo de campo, transporte, refinación y distribución.

Tweedie (2009) comenta, en resumen, que los CapEx (*Capital Expenditures*) están relacionados con la creación de un sistema productivo, y los OpEx (*Operating Expenditures*) con lo requerido para operar y mantener dicho sistema productivo.

**Tabla IV.1 Principales conceptos de desembolsos.**

<b>Segmento negocio</b>	<b>Capital Expenditure (CapEx)</b>	<b>Operating Expenditure (Opex)</b>
Exploración y evaluación ( <i>Exploración</i> )	Pozos exitosos Sísmica Pozos exploratorios Pruebas de pozo Registros eléctricos	Pozos no exitosos
Desarrollo y operación de campo ( <i>Upstream</i> )	Plataforma de producción Pozos productores Equipos de control Facilidades de superficie Sistemas de exportación	Operaciones de campo
Transporte ( <i>Upstream, Midstream</i> )	Sistema de ductos (recolección) Tanques (almacenamiento) Terminales	Pagos de tarifas Operación de ductos (recolección) Operaciones de tanques
Refinación ( <i>Midstream, Downstream</i> )	Refinería	Operaciones de refinería
Distribución ( <i>Downstream</i> )	Facilidades de almacenamiento Tarifa de transporte Estación de servicio	Operación de sistema Ventas

Fuente: Petroleum Economics. Heriot Watt University. 2005.

En cuanto a la etapa de exploración y evaluación, ésta se caracteriza por involucrar desembolsos dirigidos a estudios de sísmica y perforación de pozos exploratorios. En caso dichos pozos arrojen descubrimientos (hallazgos de hidrocarburo), éstos son sujetos a pruebas, y dependiendo de los resultados, se gestiona la incorporación de reservas (Tweedie, 2009).

Partiendo de la información obtenida durante la etapa de exploración y evaluación, y en caso se haya decidido gestionar el proyecto para lograr objetivo de comercializar el hidrocarburo hallado, se da inicio con plan de desarrollo del campo involucrado, donde los CapEx requeridos guardan relación con la perforación de pozos productores, infraestructura, facilidades de producción, sistemas de recolección y transporte, plantas de procesamiento, estaciones de compresión y bombeo, etc. (Tweedie, 2009).

En cuanto a tercera capa –transporte-, esta etapa consiste en llevar el hidrocarburo, sea petróleo o gas, a un sistema de almacenamiento, refinería, planta de procesamiento o licuefacción, etc., a través de sistemas de recolección compuestos por oleoductos, gasoductos, o por una serie de etapas que también pueden involucrar estaciones de bombeo y compresión, así como sistemas de almacenamiento, etc. Todo esto se define en función de sus características, calidad (composición química, propiedades fisicoquímicas) y requerimientos del modelo de negocio que gobierna el desarrollo del campo en cuestión (Tweedie, 2009).

La cuarta capa –refinación- aplica, dentro de los hidrocarburos, al petróleo como materia prima, proceso que permite la obtención de un portafolio de productos en función de la calidad del petróleo empleado, mediante los cuales se monetiza las reservas halladas de dicho recurso. A su vez, es necesario tener presente que de algunos de los campos productores de hidrocarburos se obtiene gas seco o gas húmedo, el mismo que es destinado a otro tipo de procesos, como los criogénicos, mediante los cuales se obtiene gas natural y líquidos de gas natural, siendo estos últimos sujetos a procesos adicionales como el fraccionamiento, a través del cual se extrae productos tales como GLP (Gas Licuado del Petróleo), la nafta, etc.

A la salida de las refinерías, para el caso del petr3leo, los productos obtenidos deben ser transportados a procesos adicionales, o directamente a sistemas de distribuci3n (quinta capa) hasta ser transferidos a los clientes finales. En el caso de campos de gas, siguiendo la descripci3n previamente explicada, el gas natural puede ser distribuido de forma inmediata hasta llegar a los clientes (hogares, industria, generaci3n, etc.), o bien destinado a otros procesos como el de licuefacci3n para prop3sitos de exportaci3n, siendo re-gasificado en destino, y por otro lado, los l3quidos de gas natural, trasferidos a procesos adicionales como el de fraccionamiento, para la obtenci3n de productos de mayor valor (GLP, nafta, diesel, etc.), demandados por el mercado objetivo.

## **4.2 Reservas de hidrocarburos**

En el a3o 1997, la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) y la *World Petroleum Council* (WPC) adoptaron definiciones de reservas. En este sentido reservas son cantidades de hidrocarburos, que se anticipa ser3n comercialmente recuperables, producidas, de acumulaciones conocidas, desde una fecha dada en adelante.

El grado de incertidumbre en la estimaci3n de reservas determina que estas sean clasificadas en probadas y no probadas. A su vez, las no probadas, aquellas que cuentan con menos certidumbre de ser recuperadas respecto a las reservas probadas, se encuentran sub-clasificadas como probables y posibles, manifestado de forma progresiva el incremento en la incertidumbre de ser recuperadas (Todd et al., 2005).

Forrest (1985) indica que las reservas probadas de hidrocarburo son cantidades estimadas en una fecha establecida, cuya producci3n futura se demuestra con base en datos geol3gicos y de ingenier3a, con un grado de certidumbre razonable, teniendo en consideraci3n las condiciones econ3micas existentes, y partiendo de la premisa que fueron halladas en reservorios conocidos.

Las reservas no probadas est3n basadas en datos de geolog3a e ingenier3a similares a los empleados para estimar las reservas probadas, pero incertidumbres relacionadas con aspectos t3cnicos, contractuales, econ3micos o regulatorios imposibilitan que sean clasificadas como probadas (Todd et al., 2005).

Como se mencionó anteriormente, las reservas no probadas se clasifican en probables y posibles. Forrest (1985) explica que las reservas probables cuentan con menos certidumbre de ser recuperadas, producidas, que las reservas probadas, y que las reservas posibles son cantidades de hidrocarburo estimadas con base en datos de geología e ingeniería que son menos completos y concluyentes que aquellos empleados para la estimación de las reservas probables, implicando que las posibles cuenten con menos certidumbre de ser recuperadas, producidas, que las probadas y probables.

A continuación, los principales rubros por los que la estimación de reservas es crucial para la gestión de empresas dedicadas a la industria de la exploración y producción de hidrocarburos (Eggleston, 1962):

- (i) Gestión corporativa, estableciendo las tasas de depreciación, para efectos contables.
- (ii) Planeamiento tributario, relacionado con impuestos por utilidades generadas, así como impuestos particulares propios del país en el que se lleve a cabo la operación.
- (iii) Estructuración financiera.
- (iv) Definición de estrategias relacionadas con compra o venta de compañías, o activos específicos.
- (v) Desarrollo de presupuestos.
- (vi) Generación de acuerdos para operación de los campos productores.
- (vii) Determinación de perfiles de producción y precio de los hidrocarburos.

Luego de hacer la revisión conceptual de las reservas de hidrocarburos, es necesario destacar el rol del Ingeniero de Reservorios en la industria de la exploración y producción de hidrocarburos, partiendo de su principal característica, es multidisciplinario, con un enfoque de gerencia de campos de petróleo y/o gas. Es así que este se convierte en el corazón de varias actividades que lo motivan a asumir la responsabilidad de coordinador central, implicando que sea el encargado de recibir, procesar y transferir información a lo largo de los procesos internos de las compañías

operadoras de activos productores, con el fin de tomar decisiones en pro de la eficiente recuperación de las reservas a ser monetizadas (Todd et al., 2005).

Dake (1994) menciona que las principales responsabilidades técnicas de un Ingeniero de Reservorios son:

- (i) Contribuir a la estimación del volumen de hidrocarburo que se encuentra en el reservorio, trabajo desarrollado en conjunto con los geólogos y petrofísicos.
- (ii) Determinar la fracción de hidrocarburo descubierto que pueden ser recuperado, producido.
- (iii) Establecer una escala de tiempo a la recuperación del hidrocarburo, perfiles de producción en el tiempo.
- (iv) Desarrollar ingeniería de reservorios operacional en el día a día, a lo largo de la vida del proyecto asociado.

Por otro lado, Todd et al. (2005) comentan que un proyecto de exploración y producción de hidrocarburos puede ser dividido en dos etapas, la de evaluación y la de desarrollo. En la etapa de evaluación es esencial la recopilación de datos y su procesamiento, con el objetivo de determinar la viabilidad del proyecto. Respecto a la etapa de desarrollo, guarda relación con el periodo comprendido desde el momento que inicia la producción continua de los hidrocarburos hallados y el abandono del campo. La contribución técnica del Ingeniero de Reservorios toma lugar durante las dos etapas previamente mencionadas, siendo la estimación de las reservas de hidrocarburos una de las más importantes.

McGilvray et al. (1998) establecen que, para realizar la gerencia de los activos de hidrocarburos, petróleo y gas, de una forma efectiva, las reservas de dicho recurso deben ser estimadas de acuerdo a definiciones aceptadas. Es responsabilidad de los estimadores de reservas, en sí los Ingenieros de Reservorios, Geólogos y Petrofísicos, clasificar las reservas de acuerdo con su probabilidad de ser producidas. La estimación de reservas y su clasificación son función directa de la cantidad y calidad de los datos disponibles para análisis.

### 4.3 Principales flujos de caja de un activo productor de hidrocarburos

Dentro de los principales flujos que gestiona una empresa productora de hidrocarburos, enfocada en la exploración y producción (*upstream*), se identifica los planteados en la Tabla IV.2.

**Tabla IV.2 Principales flujos E&P.**

<b>Flujo</b>	<b>Concepto</b>
Ingresos	Venta de los productos de hidrocarburos y por la prestación de servicios dependiendo del modelo de negocio asociado al desarrollo del campo que cuenta con las reservas declaradas.
CapEx	Inversiones requeridas para el desarrollo del proyecto que permita la producción y monetización de las reservas halladas. En ocasiones, posterior a la puesta en producción de los campos asociados, a lo largo de su ciclo de vida, se lleva a cabo inversiones adicionales, de carácter operativo, las cuales son también consideradas como CapEx.
OpEx	Desembolsos requeridos para llevar a cabo la operación de los sistemas productivos, y a su vez efectuar las labores de mantenimiento que permitan asegurar los niveles de seguridad definidos por el gestor del campo productor.
Impuestos	Pagos a los gobiernos de los países en los que se realiza la operación de producción de los hidrocarburos, en función de las condiciones contractuales y leyes tributarias que rigen.

Fuente: elaboración por autores de la tesis.

Los ingresos de una empresa dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos están fundamentados en los perfiles de producción, relacionados, de forma general, con volúmenes de petróleo o gas, resaltándose que dependiendo del modelo de negocio que gobierne el desarrollo del campo asociado y la disponibilidad de procesos, dichos perfiles pueden estar subdivididos en términos de productos de mayor valor, tal como se mencionó previamente, y tan sólo como ejemplo, gas natural, GLP, nafta, diesel, etc. Tweedie (2009) indica que los perfiles de producción están limitados, parcialmente, por la capacidad de las instalaciones, las reservas involucradas, la geometría y energía natural de los reservorios, así como el potencial de los pozos productores, entre otros factores técnicos a ser gestionados, usualmente, por la gerencia de operaciones a cargo.

A su vez, los ingresos están condicionados por los precios aplicables, variables cuya gestión suele ser definida mediante la firma de acuerdos entre el productor y los clientes interesados en adquirir el recurso, siendo los marcadores internacionales mayormente empleados como referencia para calcularlos, tema que será desarrollado en el capítulo V.

Los proyectos de desarrollo de campos productores de hidrocarburos se caracterizan por presentar desembolsos de CapEx a lo largo de diferentes etapas de su evolución, partiendo de la exploración (estudios de geología, geofísica y perforación de pozos exploratorios), previo a la declaración del hallazgo de reservas, evaluación (estudios complementarios de geología, petrofísica, así como perforación y prueba de pozos), previo a la decisión de producir el hidrocarburo para su comercialización, seguida por la correspondiente al desarrollo del campo, implicando la perforación de pozos productores, facilidades de producción, sistemas de transporte, estaciones de compresión y bombeo, etc., dando paso a la etapa de modificaciones de campo, principalmente enfocada en alcances de mantenimiento o instalación de sistemas adicionales que permitan cumplir los perfiles de producción objetivo, cerrando la con la correspondiente al abandono de las instalaciones y locación (Tweedie, 2009).

Como se introdujo en secciones precedentes, los OpEx se autorizan con el ánimo de mantener la operación del campo productor de hidrocarburos, buscando alcanzar los perfiles de producción que se establecen como objetivo, directamente condicionantes de la generación de ingresos para el negocio de exploración y producción de hidrocarburos. Los OpEx pueden incluir costos relacionados con la intervención de pozos productores, el alquiler de facilidades, la directa operación de las mismas, así como su mantenimiento, sumado al transporte de los hidrocarburos, desde el campo hasta sistemas intermedios o finales de compresión, bombeo, procesamiento, etc., seguidos por aquellos vinculados con la etapa de distribución hasta ser transferidos al cliente que los demanda, logrando monetizar las reservas halladas (Tweedie, 2009).

Como concepto adicional de OpEx, y más aún cuando la explotación de hidrocarburos se lleva a cabo en áreas social y medioambientalmente sensibles, se incluye en presupuesto los relacionados con el cumplimiento de las políticas de responsabilidad social y empresarial, entre otros como seguros, seguridad física, seguridad de procesos, de administración, etc.

Los proyectos de la industria de exploración y producción de hidrocarburos al hacer parte de los objetivos que persiguen los gobiernos de los estados en los que se encuentran las reservas a ser producidas, son sujetos a un amplio rango de cargas

tributarias, aplicables en función de la etapa de desarrollo en la que se encuentren, principalmente en forma de regalías, pagos que se realizan al dueño de los recursos, en su mayoría los estados, cuyas condiciones cálculo se rigen en los contratos de licencia. Tweedie (2009) comenta que este pago está directamente relacionado con el volumen o venta de hidrocarburo, más que por utilidad neta generada, comúnmente definido como un porcentaje de los ingresos generados.

Para garantizar ingresos a los gobiernos, representantes de los estados, o en sí a los dueños de las reservas de hidrocarburos, aparte de los mecanismos de regalías existe otros como *ownership*, pagos fijos, disposición limitada, en función de utilidad del proyecto o de la empresa encargada de la explotación del recurso (Tweedie, 2009), los cuales se desarrollarán en función del caso de estudio aplicable en capítulos posteriores.

## **CAPÍTULO V.    MERCADO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

A lo largo de este capítulo se expone una breve reseña histórica del mercado de hidrocarburos, desde un enfoque vinculante con la industria de exploración y producción de petróleo y gas, dando a conocer los principales acuerdos creados para gestionar aspectos de oferta y demanda a nivel mundial con el ánimo de influir en los precios a los que estos recursos se monetizan.

A su vez, con el ánimo de establecer una visión de largo plazo en lo referido al mercado de los hidrocarburos, se expone las proyecciones de oferta y demanda hasta el 2035, con base en estimaciones publicadas por una de las compañías más representativas en la industria de exploración y producción de petróleo y gas.

Luego de desarrollar conceptualmente la forma en la que se ha buscado gestionar los precios de petróleo y gas a nivel mundial, y contando con una visión de lo que estos recursos representarán en el largo plazo, se identifica y describe los principales *benchmarks* que se emplean como referencia para establecer los precios de los productos de hidrocarburos, brindando a su vez algunos parámetros estadísticos de su volatilidad con base en datos históricos.

### **5.1 Breve historia del mercado de los hidrocarburos**

Según Tweedie (2009), en el año 1900, a nivel mundial se tranzaba, en términos energéticos, alrededor de 500 millones de toneladas de petróleo equivalente, correspondiendo el 5% directamente al petróleo. Pasados 100 años, los hidrocarburos (petróleo y gas), llegaron a satisfacer el 60% de la demanda de energía.

Tweedie (2009) precisa las razones por las que los hidrocarburos tienen una contribución tan significativa para cubrir la demanda de energía global:

- (i) La industria de los hidrocarburos fue crecientemente exitosa en el hallazgo de petróleo y gas, así como en la generación de un amplio rango de productos refinados.

- (ii) Los fluidos pueden ser manipulados con mayor facilidad respecto a los sólidos, como ejemplo el carbón.
- (iii) Las tecnologías de transporte fueron soportadas por productos provenientes del petróleo y gas en forma creciente.
- (iv) Las economías de escala redujeron el precio del petróleo respecto de otras fuentes energéticas.
- (v) Los sistemas económicos y militares se volvieron progresivamente dependientes de los hidrocarburos.

A lo largo de los años existieron diferentes eventos que determinaron la necesidad de establecer elementos de control para reducir costos, competencia y riesgos de inversión, entre los que se encuentran: Acuerdo de *Anchnacarry* y Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC).

- (i) Standard Oil: fue establecido por Rockefeller en el año 1870, mediante la creación de una empresa con el mismo nombre, dedicada a la refinación de petróleo. Esta acción fue vista como una táctica para quebrantar la competencia. Con el pasar de los años esta empresa llegó a dominar el mercado del noreste de Estados Unidos (Tweedie, 2009). En 1911, luego de años de disputa legal, *Standard Oil* fue dividida en más de 30 compañías.
- (ii) Acuerdo de Línea Roja: guarda relación con la solicitud de concesiones en el Medio Oriente. En este sentido, en el año 1912 se estableció Turkish Petroleum, cuya propiedad se convirtió en una fuente de interés político y comercial. Después de la Primera Guerra Mundial ocurrió el cambio de participación alemana por francesa, y luego de un largo periodo de negociaciones internacionales se procedió con la inclusión del Sindicato Americano en 1928. Las compañías que conformaban la Turkish Petroleum, con el soporte del gobierno, firmaron el Acuerdo de Línea Roja, que enmarcaba un área geográfica, comprendida desde la Península Arábiga hasta el Mar Negro, en la que los firmantes de este acuerdo no competirían los unos con los otros (Tweedie, 2009).

- (iii) Acuerdo de Achnacarry: ante la situación que estaba pasando la industria de los hidrocarburos en el año 1928, caída de precios y sobrecapacidad de producción, ejecutivos de empresas como Standard New Jersey, Standard India, Anglo Iranian, Shell y Gulf se reunieron y llegaron a los siguientes acuerdos (Tweedie, 2009):
- Las compañías compartirían la producción y el mercado bajo la premisa de balance.
  - La construcción de nuevas facilidades se llevaría a cabo sólo si fuese estrictamente necesario, comprometiéndose a su vez a suministrar hidrocarburo de forma eficiente.
  - El precio del hidrocarburo se establecería tomando como referencia el de exportación desde Estados Unidos.
- (iv) Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC): previo a su conformación, en los años 50's el mercado del petróleo se estaba expandiendo rápidamente, soportado por hallazgos en el Medio Oriente y Norte de África, como las ubicaciones geográficas más destacadas (Tweedie, 2009). El mismo autor indica que en paralelo la Unión Soviética entró de nuevo a este mercado energético, determinando una sobreoferta, llevando a la reducción de precios. El precio del petróleo estaba basado en un sistema formal de "Precio Publicado", punto de partida para el pago de regalías e impuestos. En el año 1950 algunas compañías decidieron reducir el precio de mercado por debajo del "Precio Publicado" para mantener su cuota de participación. British Petroleum también logró la reducción del "Precio Publicado", alcanzando beneficios respecto a las regalías e impuestos destinados a los gobiernos, ocasionando que otros países productores no aceptasen tal resultado. Ante la coyuntura descrita, y luego de sucesivos recortes del "Precio Publicado", los productores de petróleo líderes se reunieron para crear la OPEC, contando con la participación de Arabia Saudita, Iran, Iraq, Kuwait y Venezuela, llegando a los siguientes objetivos:
- Restaurar el precio del petróleo a niveles antes de los cortes del "Precio Publicado".

- Consultar sobre cuestiones de precios.
- Crear un mecanismo para regular los niveles de producción.
- Establecer solidaridad para afrontar sanciones potenciales.

## 5.2 Oferta y demanda de hidrocarburos

El *National Petroleum Council* (NPC) emite reportes periódicos en que se incluyen evaluaciones acerca de la oferta y demanda de los hidrocarburos, petróleo y gas. Usualmente, para explicar la oferta y demanda de hidrocarburos, se recurre a conceptos centrales, como lo son el incremento de la población a nivel mundial y el nivel de vida en países en desarrollo (Holditch et al., 2008).

Años atrás, Holditch et al. (2008) indican que era claro que el mundo podría utilizar toda la energía que la industria produciría, asociada al petróleo, gas natural, carbón, energía nuclear, y a las fuentes de energías renovables (eólica, solar, biocombustibles, hidroeléctricas, etc.). A su vez, estos autores comentaban que las fuentes primarias de energía continuarían siendo el petróleo, gas y carbón, y que la industria de la energía tendría que continuar incrementando la oferta de los hidrocarburos para alcanzar a cubrir la demanda energética global.

Por otro lado, Holditch et al. (2008) precisaban que había una amplia gama de fuentes de hidrocarburos, mediante las cuales la demanda sería satisfecha, resaltando los reservorios no convencionales. En este último caso la extracción de las reservas de hidrocarburos halladas dependería fundamentalmente de los desarrollos tecnológicos, permitiendo su producción de un modo medioambientalmente aceptado.

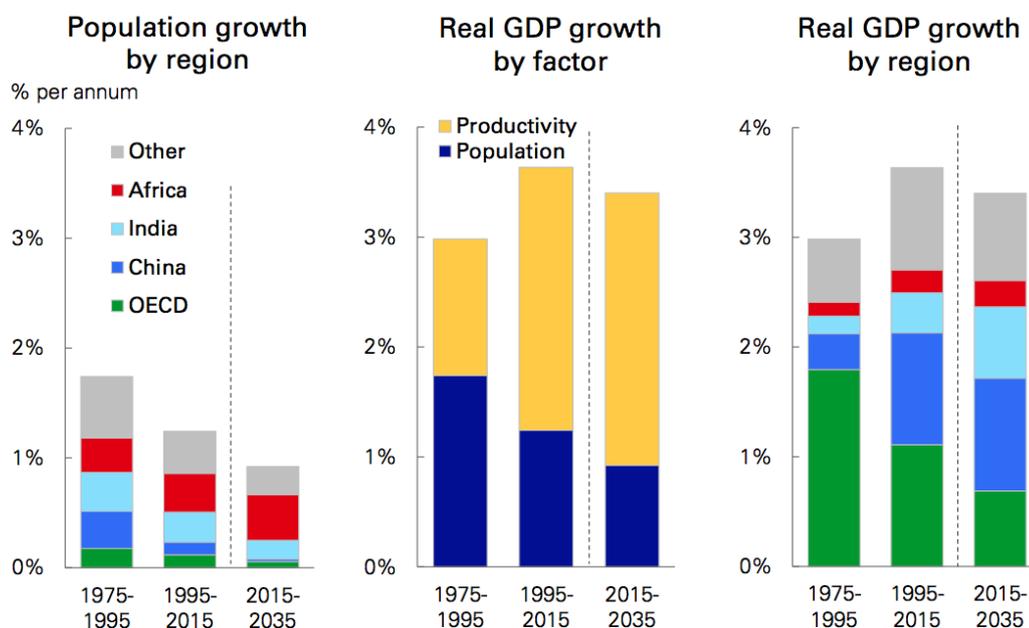
Debe anotarse que un factor influyente en el comportamiento de la oferta y demanda de petróleo y gas, es el ambiental. Este aspecto se relaciona con las emisiones de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono), lo que impulsa a que las operaciones sean medioambientalmente amigables. Esta situación condiciona, desde el punto de vista económico, la ejecución de determinados proyectos dadas las inversiones requeridas para el cumplimiento de estándares ambientales internacionales (Holditch et al., 2008).

Partiendo de los conceptos previamente comentados, empleados normalmente para explicar el comportamiento de la oferta y demanda energética a nivel mundial, y con base en los datos registrados en el informe BP (*British Petroleum*) Energy Outlook, del año 2017, a lo largo de esta sección se desarrollará de forma puntual algunas de las secciones que lo componen, con el propósito de visualizar las tendencias del mercado en cuestión.

En la Figura V.1 se presenta la proyección de crecimiento de la población a nivel mundial y del GDP (*Gross Domestic Product*). La población podría alcanzar 8.8 billones de personas en el año 2035, esperando que África sea el principal contribuyente. Se proyecta que el crecimiento económico promedio sea 3.4% anual en los 20 años de análisis, 2015-2035.

Evaluando a más detalle el crecimiento económico, se aprecia que el 75% de éste corresponde a evolución en productividad. Adicionalmente, al analizar la proyección de crecimiento económico, se espera que China e India contribuyan con el 50% de éste.

**Figura V.1 Población mundial y GDP (*Gross Domestic Product*).**

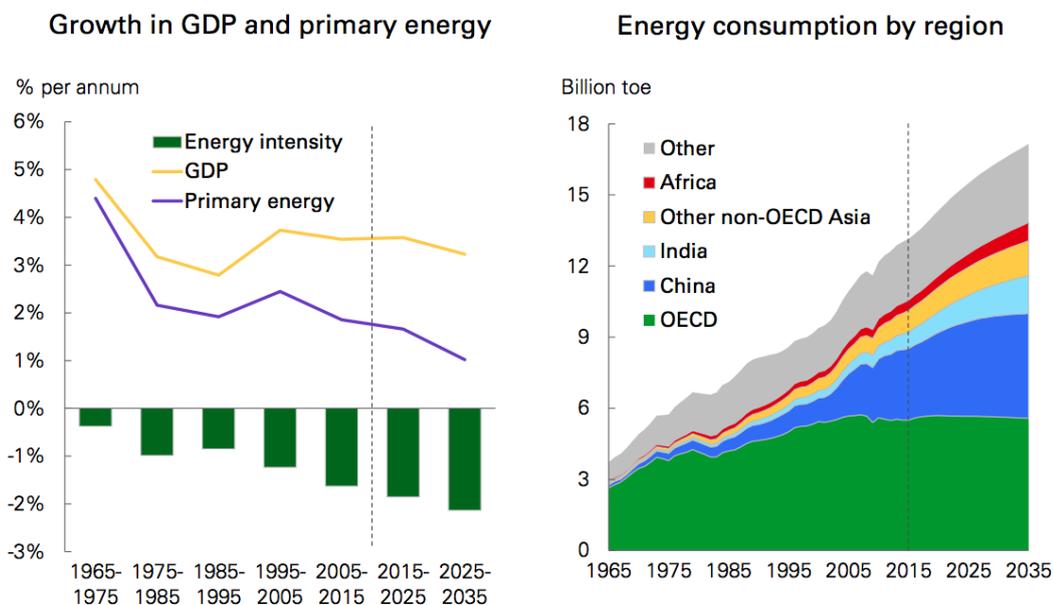


Fuente: BP Energy Outlook, 2017 edition.

En el BP Outlook (2017) precisa que el crecimiento económico normalmente trae consigo incrementos en la demanda energética; sin embargo, también se anota que

dicho crecimiento puede ser mitigado por reducciones en la intensidad de energía, entendiéndose como la relación entre la energía empleada para lograr una unidad de GDP (*Gross Domestic Product*). Es así que esta relación presenta un decremento sostenible a lo largo de los años (ver Figura V.2). A pesar de la tendencia negativa de la variable intensidad de energía, se espera que la demanda energética crezca, pero a tasas menores que en el pasado. Se estima que en el año 2035 la demanda energética alcance más de 15 billones de toneladas equivalentes de petróleo. Asimismo, se espera que dicho crecimiento sea consecuencia, en casi 50%, por incrementos en la demanda de energía de economías emergentes como China e India (ver Figura V.2).

**Figura V.2 GDP (*Gross Domestic Product*), energía primaria y consumo energético.**

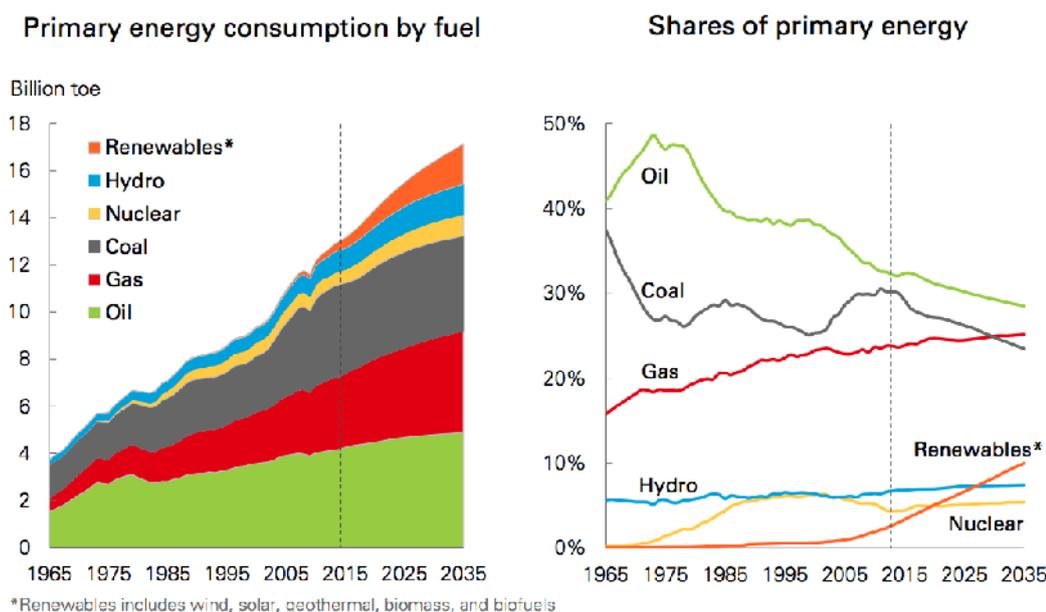


Fuente: BP Energy Outlook. 2017 edition.

En la Figura V.3 se detalla las fuentes de energía. Se identifica que las fuentes renovables, nuclear e hidroeléctricas podrían llegar a contribuir con el 50% del crecimiento del suministro demandado a lo largo de los 20 años de referencia, 2015-2035. En cuanto a las fuentes de energías no renovables, petróleo, gas y carbón, se espera que en el año 2035 aún sean las fuentes dominantes. El consumo de petróleo continuará creciendo, a un ritmo anual aproximado de 0.7% anual, el mismo que se espera presente reducciones en el paso del tiempo. Al contrario, se espera que el gas,

mantenga un crecimiento de consumo cercano a 1.6% anual, llegándose a posicionar, en el 2035, por encima del carbón, como la segunda fuente energética más importante.

**Figura V.3 Consumo de energía primaria y contribución.**

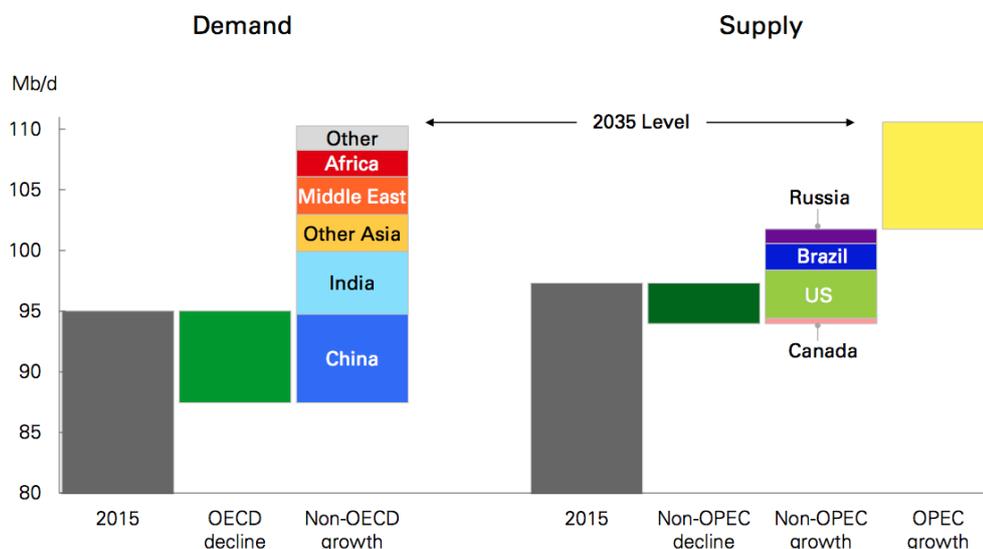


Fuente: BP Energy Outlook. 2017 edition.

Buscando caracterizar la demanda y oferta del petróleo y gas, en la Figura V.4 se resalta que la demanda de éste primer recurso pasará de 95 millones de barriles por día, año 2015, a 110 millones al cierre del año 2035. Este crecimiento en la demanda de 15 millones de barriles de petróleo por día en los 20 años de referencia, 2015 – 2035, será ocasionado en gran medida por la evolución de las economías emergentes (*British Petroleum, 2017*).

Respecto a la oferta de petróleo, en los 20 años de referencia, 2015-2035, presente un incremento de 13 millones de barriles por día, inferior al relacionado con la demanda. El incremento de oferta de petróleo está liderado por aquellos países que cuentan con reservas de gran escala y bajo costo de explotación, especialmente en el Medio Oriente, Estados Unidos y Rusia (*British Petroleum, 2017*). Adicionalmente, es de esperar que los países que conforman la OPEC suministren cerca del 70% del crecimiento global de la oferta de petróleo.

**Figura V.4 Demanda y oferta de petróleo.**



Fuente: BP Energy Outlook. 2017 edition.

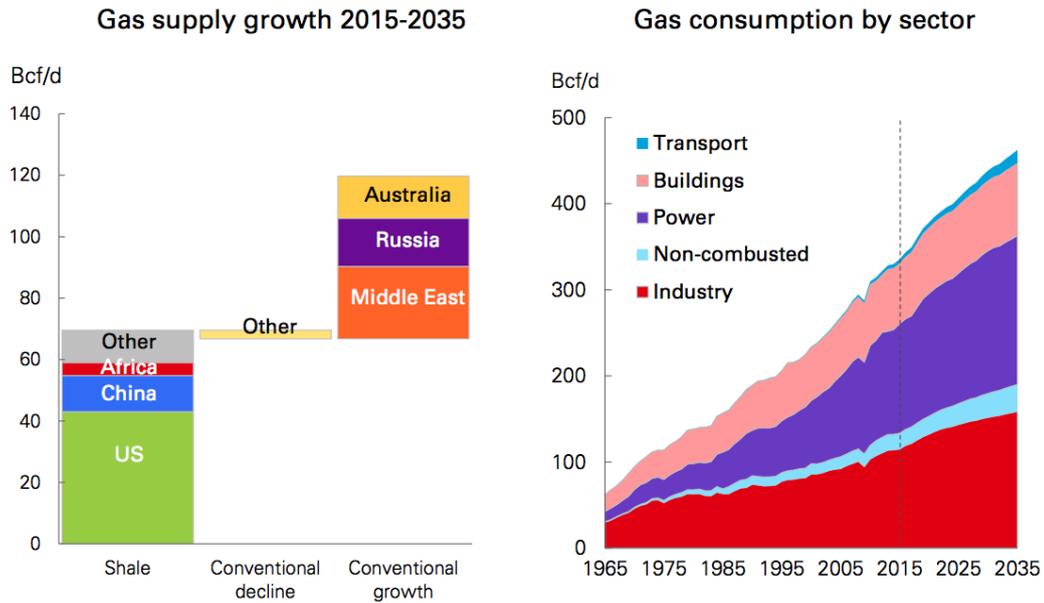
Con relación a la oferta de gas natural, ésta viene creciendo más rápido que la del petróleo y carbón, previéndose un ritmo aproximado de 1.6% anual durante el periodo comprendido entre 2015 y 2035. En la Figura V.5 se puede identificar que cerca del 60% del crecimiento de oferta de gas natural estará soportado por recurso proveniente de reservorios no convencionales, shale gas, donde Estados Unidos liderará la producción, seguido por China. *British Petroleum* (2017) estima que el incremento de producción de gas natural proveniente de reservorios convencionales, proyectado como 0.7% anual, estará liderado por el Medio Oriente, Rusia y Australia, ver Figura V.5. A su vez, como fuente de referencia de proyecciones, en la Tabla V.1 se presenta el estimado de reservas probadas de hidrocarburos a nivel mundial.

**Tabla V.1 Benchmarks: estadísticas de variación porcentual diarias.**

	<b>Petróleo</b>	<b>Gas Natural</b>
	Miles de millones de barriles	Trillones de metros cúbicos
Norte América	227,5	11,1
Centro y Sur América	327,9	7,6
Eurasia	161,5	56,7
Medio Oriente	813,5	79,4
África	128,0	14,3
Asia Pacífico	48,4	17,5
<b>Total</b>	<b>1.658,4</b>	<b>169,1</b>

Fuente: *BP Energy Outlook. 2017 edition.*

**Figura V.5 Oferta de gas.**



Fuente: *BP Energy Outlook. 2017 edition.*

En la Figura V.5 se logra determinar que en el año 2035 se contará con una demanda superior a 400 billones de pies cúbicos por día de gas natural, destacándose que el sector industrial se mantendrá como el mayor solicitante de esta fuente de energía, seguido por el de la generación eléctrica.

Con base en lo expuesto respecto a la oferta y demanda de petróleo y gas, se resalta que la demanda presentará un crecimiento menos acelerado que en el pasado, por un lado, porque la tasa de crecimiento de la población se desacelerará, y a su vez debido a que para producir una misma unidad de GDP se requerirá menos energía, como respuesta a la consecución de eficiencia gracias a la evolución tecnológica. Sumado a este comportamiento, debido a la existencia de reservas de hidrocarburos no convencionales, es posible que la coyuntura de sobreoferta de petróleo y gas se mantenga por un tiempo, implicando que los precios a los cuales se monetizan sigan en una banda baja, impulsando a que las compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos desarrollen eficiencias de costos de forma sostenida.

Es de destacar que en el paso del tiempo se espera que la participación del mercado del petróleo, carbón y gas sea equivalente, y que en el caso del gas crezca constantemente, como transición entre los las energías no renovables y renovables,

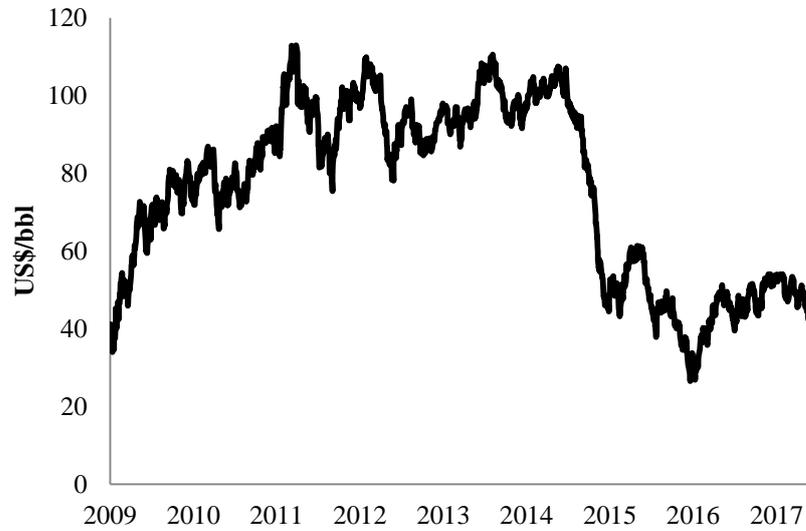
implicando que al irse acentuando dicha migración, en conjunto con objetivos medioambientales, se dé lugar a una sobreoferta de hidrocarburos cada vez más crítica para la definición de precios que hagan sostenible la industria de exploración y producción de hidrocarburos.

### **5.3 Marcadores de referencia: precios de hidrocarburos**

CME Group comenta que el petróleo no se caracteriza por ser un *commodity* homogéneo, esto se debe principalmente a que hay varios tipos de petróleo a nivel internacional, con diferentes características y calidades.

El petróleo puede ser vendido siguiendo dos metodologías, precio fijo y la que se fundamenta en la estimación del precio como función de uno de los marcadores internacionales aplicables, siendo el WTI (*West Texas Intermediate*) y Brent los más destacados, que se fijan en dólares americanos por barril. El WTI es el principal marcador empleado para establecer el precio del petróleo de las importaciones efectuadas por Estados Unidos, y en sí para la definición del precio del petróleo producido en Norteamérica, incluyendo a Canadá. En cuanto al Brent, éste se encuentra financieramente condicionado por el *Brent Index*, variable que representa una canasta de precios reportados en la última transacción del día, correspondientes a la producción de petróleo proveniente de campos específicos que están ubicados en el Reino Unido y Mar del Norte (*CME Group*). En las Figura V.6 y Figura V.7 se presentan el comportamiento de los marcadores WTI y Brent desde el 2009.

**Figura V.6 Benchmark WTI**



Fuente: Bloomberg.

Con relación al precio del gas natural, de forma similar que el petróleo, se emplea marcadores internacionales, los cuales se aplican en función de las condiciones contractuales establecidas para la monetización de dicho recurso energético, dentro de los cuales se encuentran el Henry Hub, *National Balancing Point* y *JKM Japan Korea Marker*, todos usualmente identificados en términos de dólares americanos por millón de BTU (*British Thermal Unit*).

**Figura V.7 Benchmark Brent**



Fuente: Bloomberg.

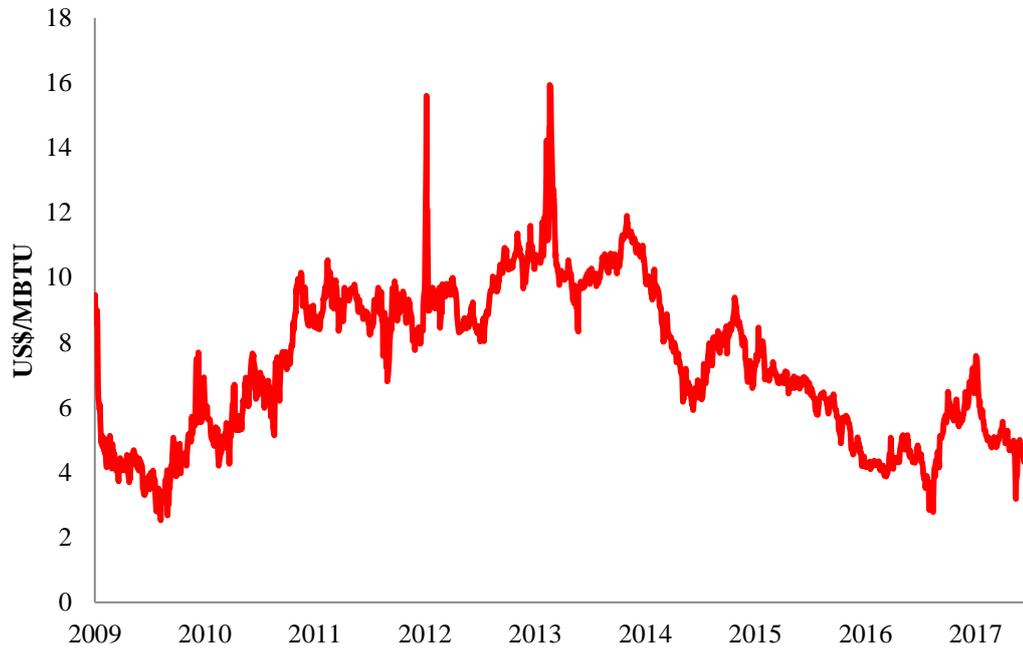
Según Platts, la división de la multinacional *McGraw-Hill*, *Henry Hub* es tal vez el punto de transacción de gas natural más conocido en Norteamérica, siendo también el punto de entrega estándar para los contratos de gas natural de NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) en Estados Unidos. Con relación al *National Balancing Point*, de Reino Unido, es el mercado de gas natural más grande de Europa, se encuentra en operación desde 1990, y su precio de referencia es empleado como marcador en dicho continente. Finalmente, el *Japan Korea Marker* es empleado como precio de referencia de aquellas entregas de gas natural efectuadas en Japón y Corea del Sur. En las Figura V.8, Figura V.9 y Figura V.10 se presentan el comportamiento de los marcadores HH, NBP y JKM desde el 2009.

**Figura V.8 Benchmark HH**



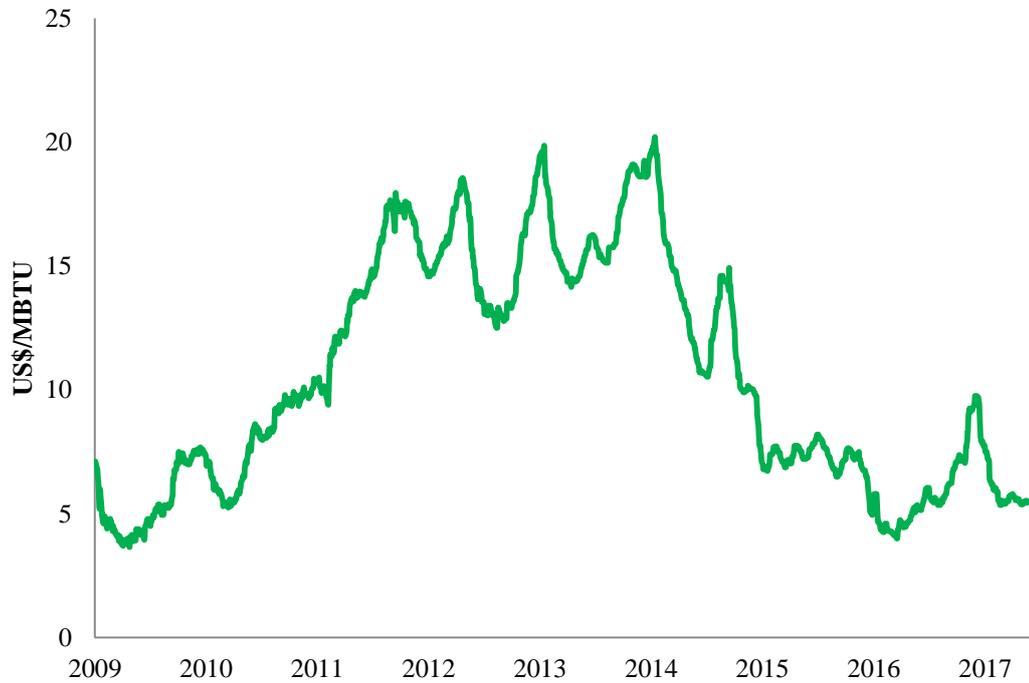
Fuente: Bloomberg.

**Figura V.9 Benchmark NBP**



Fuente: Bloomberg.

**Figura V.10 Benchmark JKM**



Fuente: Bloomberg.

Con base en los datos de los *benchmarks* de petróleo y gas natural empleados en las Figura V.6, Figura V.7, Figura V.8, Figura V.9 y Figura V.10, se determinaron las variaciones porcentuales diarias, las cuales presentan los datos estadísticos registrados en la Tabla V.2.

**Tabla V.2 Benchmarks: estadísticas de variación porcentual diarias.**

	<b>WTI</b>	<b>Brent</b>	<b>HH</b>	<b>NBP</b>	<b>JKM</b>
Promedio	0,01%	0,01%	-0,02%	-0,04%	-0,01%
Desviación Estándar	2,25%	2,04%	4,12%	3,93%	1,65%
Máximo	13%	14%	43%	29%	14%
Mínimo	-11%	-15%	-28%	-34%	-19%

Fuente: elaboración por autores de la tesis. Datos Q1 2009 a Q2 2017.

Partiendo de lo desarrollado en cuanto a las estrategias que los líderes del mercado de hidrocarburos han implementado para intentar gestionar los precios del petróleo y gas, seguido por la proyección de oferta y demanda hasta el 2035, condicionada por la disponibilidad de reservas, desarrollos tecnológicos, crecimiento de la población, eficiencia de crecimiento económico, objetivos medioambientales y fortalecimiento de otras fuentes energéticas, se resalta que la gestión de un activo productor de hidrocarburos cada vez es más retador, exigiendo la consecución de eficiencias de costos, teniendo en cuenta que los precios a los cuales se monetizan sus reservas están fuertemente condicionados por un mercado en el que la sobreoferta implicará que posiblemente éstos se mantengan en una banda baja, razón por la que cobra importancia la valorización de los activos, no sólo desde un enfoque financiero, sino estratégico, resaltando el valor de la flexibilidad con la que cuenta su dirección y gerencia para la toma de decisiones, y frente a la volatilidad característica de los *benchmarks*.

## **CAPÍTULO VI. CASO DE ESTUDIO: ACTIVO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS**

Este capítulo brinda una descripción de la estructura de negocio de activo productor de hidrocarburos seleccionado como caso de estudio<sup>1</sup>, dando a conocer sus reservas, soporte de los perfiles de producción de gas natural y líquidos de gas natural, explicando a su vez la metodología mediante la cual se define los precios aplicables para su monetización.

Siguiendo lo expuesto en el Capítulo IV respecto a los principales flujos de caja involucrados en la gestión de un activo productor de hidrocarburos, en referencia al caso de estudio se describe los conceptos que integran las proyecciones de inversiones, CapEx, así como los correspondientes a la operación y mantenimiento de las facilidades de producción y tratamiento, OpEx, para concluir con la definición del pago de regalías como función de los niveles de producción a los cuales se explotan las reservas.

### **6.1 Estructura de negocio**

La estructura de negocio del caso de estudio a ser desarrollado a lo largo de esta sección es gestionada por una compañía multinacional, presente en toda la cadena de valor de los hidrocarburos, integrando actividades de *upstream* y *downstream*. En cuanto al *upstream*, comprende actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural. Con relación al *downstream*, consiste en el suministro y trading de petróleo, el refinado del petróleo, la comercialización de productos petrolíferos, la distribución y comercialización de GLP, la producción y comercialización de productos químicos, etc.

Las condiciones actuales del mercado de los hidrocarburos, enmarcadas por la reducción de los precios del petróleo y gas natural a nivel internacional, llevan a la compañía de referencia a establecer como objetivos estratégicos la creación de valor y

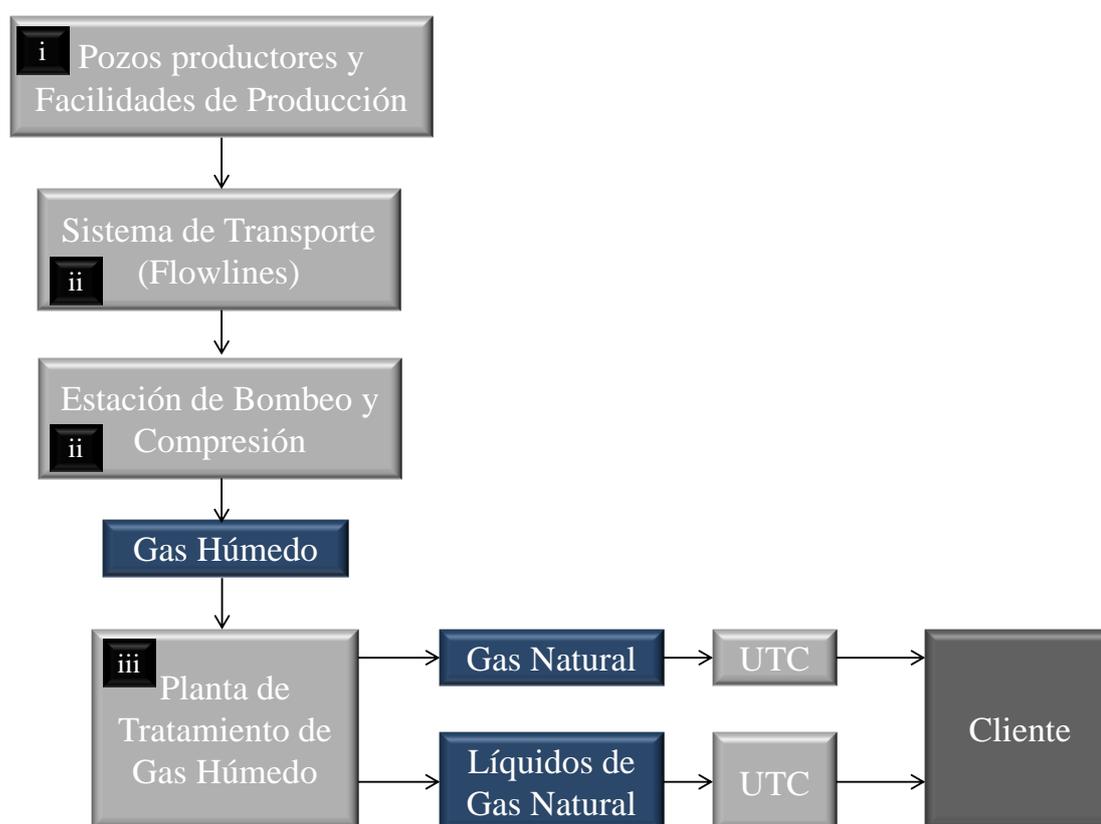
---

<sup>1</sup> Caso de estudio real, con operaciones en Perú. Los datos de reservas, producción, metodología pricing, variables económicas, etc., fueron modificados para garantizar confidencialidad.

resiliencia, los cuales deben ser alcanzados en cada uno de los activos que conforman la cartera que gestiona, implicando que la valorización periódica de los mismos cobre aún más relevancia como soporte para la toma de decisiones de corto y largo plazo.

Como parte de los activos que gestiona la compañía multinacional, se halla uno ubicado en Perú, de actividades *upstream*. El activo mencionado es seleccionado como caso de estudio (Figura VI.1), (i) produce gas húmedo, materia prima que es transportada a través de (ii) sistema de tuberías (*flowlines*), desde el campo donde se encuentran los pozos productores y facilidades de producción hasta una (iii) planta de tratamiento. En la planta de tratamiento el gas húmedo es sujeto a procesos de separación que permiten la obtención de gas natural y líquidos de gas natural, productos cuyos volúmenes son medidos y tranzados para monetizar las reservas de hidrocarburo.

**Figura VI.1 Estructura de negocio del caso de estudio.**



UTC: Unidad de Transferencia de Custodia

Fuente: confidencial.

## 6.2 Productos y definición de precios

Partiendo de lo visualizado en la explicación de la estructura de negocio del activo seleccionado como caso de estudio, se destaca que el gas natural y líquidos de gas natural son los productos mediante los cuales se monetiza las reservas de hidrocarburo. El gas natural es una mezcla de diferentes gases, principalmente metano ( $\text{CH}_4$ ) y etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), combustible que es empleado a nivel industrial, doméstico, generación eléctrica, transporte, entre otros usos. En cuanto a los líquidos de gas natural, es una mezcla de hidrocarburos más pesados que los hallados en el gas natural, de ahí que se encuentren en fase líquida, los cuales pueden ser sujetos a procesos de fraccionamiento para obtener productos de mayor valor, como el Gas Licuado del Petróleo (GLP), compuesto principalmente por propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) y butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), seguido por nafta, MDBS (*Medium Destillate Blending Stock*), entre otros.

El gas natural es tranzado por su contenido energético, variable a la que se conoce como GHV (*Gross Heating Value*), unidades de energía por unidad de volumen, siendo la más conocida BTU/scf, British Thermal Unit por pie cúbico (*standard cubic feet*). El GHV es la energía liberada, en forma de calor, cuando una sustancia, como el caso del gas natural, es sometida a proceso de combustión completa.

Partiendo de las características del caso de estudio, el precio del gas natural se establece en función indirecta del marcador aplicable al país en el que finalmente se consume este recurso energético, HH (Henry Hub), NBP (*National Balancing Point*) y JKM (*Japan Korea Marker*), información que es reportada por la parte encargada de su exportación, alcance que no necesariamente es gestionado por el cliente que figura en la estructura de negocio del caso de estudio seleccionado. Una vez se determina las proporciones de volúmenes de gas natural que se tranzaron en cada uno de los países de destino, se calcula el precio ponderado, llamado precio de la canasta ( $BP_{GN}$ : *Basket Price*), en dólares americanos por millón de BTU, y se emplea la Tabla VI.1, establecida contractualmente, a través de la cual se relaciona dicho valor con un precio aplicable en el punto de transferencia de custodia (UTC) del caso de estudio, denominado precio de contrato (CP: *Contract Price*).

$$BP_{GN} = \frac{v_{HH}}{v_T} * HH + \frac{v_{NBP}}{v_T} * NBP + \frac{v_{JKM}}{v_T} * JKM \quad (6.1)$$

donde:

- $\frac{v_{HH}}{v_T}$ : fracción volumétrica de gas natural tranzado en países en los que el marcador HH aplica.
- $\frac{v_{NBP}}{v_T}$ : fracción volumétrica de gas natural tranzado en países en los que el marcador NBP aplica.
- $\frac{v_{JKM}}{v_T}$ : fracción volumétrica de gas natural tranzado en países en los que el marcador JKM aplica.
- *HH*: marcador Henry Hub.
- *NBP*: marcador National Balancing Point.
- *JKM*: marcador Japan Korea Marker.

**Tabla VI.1 Relación *Basket Price* y *Contract Price* del Gas Natural.**

<i>Basket Price</i>	<i>Contract Price</i>
(US\$/MBTU)	(US\$/MBTU)
≤2.60	0.08
3.25	0.12
3.90	0.16
4.55	0.20
5.20	0.21
5.72	0.25
5.85	0.32
6.50	0.67
7.15	1.03
7.80	1.44
8.45	1.84
9.10	2.24
9.75	2.64
10.40	3.04
11.05	3.44
≥14.00	4.65

Fuente: datos originales modificados para efectos de confidencialidad.

Los líquidos de gas natural, específicamente para el caso de estudio, son tranzados por la presencia de determinadas agrupaciones de compuestos químicos, y en términos de volumen, usualmente barriles (1 barril equivale a aproximadamente 159 litros). Dentro de estas agrupaciones se encuentran el propano ( $C_3H_8$ ) y butano ( $C_4H_{10}$ ), constituyentes del GLP (Gas Licuado del Petróleo), aquellos que cuenten con cinco a once átomos de carbono ( $C_5-C_{11}$ ), seguidos por los que cuenten doce a más ( $C_{12+}$ ).

El precio de contrato ( $CP_{LGN}$ ) al cual se vende los líquidos de gas natural (LGN), dólares americanos por barril, está dado por la siguiente ecuación:

$$CP_{LGN} = \frac{v_{C_3H_8}}{v_T} * P_{C_3H_8} + \frac{v_{C_4H_{10}}}{v_T} * P_{C_4H_{10}} + \frac{v_{C_5-C_{11}}}{v_T} * P_{C_5-C_{11}} + \frac{v_{C_{12+}}}{v_T} * P_{C_{12+}} - TT \quad (6.2)$$

donde:

- $\frac{v_{C_3H_8}}{v_T}$ : fracción volumétrica de propano en los LGN.
- $\frac{v_{C_4H_{10}}}{v_T}$ : fracción volumétrica de butano en los LGN.
- $\frac{v_{C_5-C_{11}}}{v_T}$ : fracción volumétrica de hidrocarburos con cinco a once átomos de carbono en los LGN.
- $\frac{v_{C_{12+}}}{v_T}$ : fracción volumétrica de hidrocarburos con doce a más átomos de carbono en los LGN.
- $P_{C_3H_8}$ : precio de referencia para el propano, o ecuación función del WTI.
- $P_{C_4H_{10}}$ : precio de referencia para el butano, o ecuación función del WTI.
- $P_{C_5-C_{11}}$ : precio de referencia para hidrocarburos con cinco a once átomos de carbono, o ecuación función del WTI.
- $P_{C_{12+}}$ : precio de referencia para hidrocarburos con doce a más átomos de carbono, o ecuación función del WTI.
- $TT$ : tarifa de transporte desde la planta de procesamiento en la que se obtiene los LGN hasta la planta de fraccionamiento de los mismos, medida en dólares americanos por barril.

### 6.3 Reservas y perfiles de producción

En la Tabla VI.2 se presenta las categorías de reservas de hidrocarburo probadas y probables, correspondientes al activo seleccionado como caso de estudio. Dichas reservas están representadas en términos de los productos a través de los cuales se monetizan, principalmente gas natural (Bscf: billones scf) y líquidos de gas natural (Mbbbl: millones bbl). Adicionalmente, en consistencia con la metodología de definición del precio de los líquidos de gas natural, también se incluye las reservas en términos de condensado y GLP; en la Tabla VI.3 se visualiza esta relación.

**Tabla VI.2 Reservas de hidrocarburo caso de estudio.**

1P	GN (Bscf)	2,276
	LGN (Mbbbl)	124
	Condensado (Mbbbl)	55
	GLP (Mbbbl)	70
	Mboe	529
2P	GN (Bscf)	2,562
	LGN (Mbbbl)	143
	Condensado (Mbbbl)	65
	GLP (Mbbbl)	79
	Mboe	599

Fuente: datos originales modificados para efectos de confidencialidad.

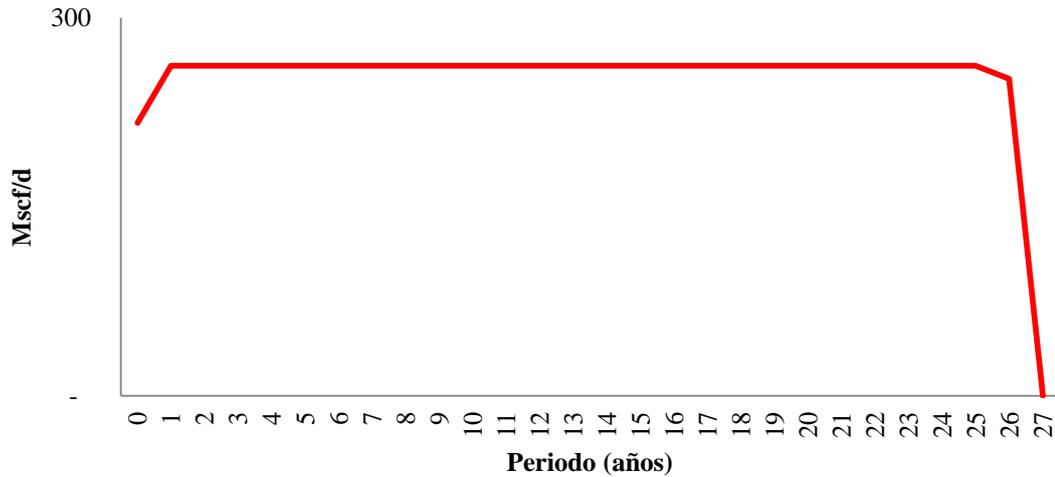
**Tabla VI.3 Productos de referencia para definición de precios.**

Producto primario	Producto secundario	Producto terciario
<b>Gas Natural</b>		
	GLP	Propano
Líquidos de Gas Natural		Butano
	Condensado	Nafta
		MDBS

Fuente: elaboración propia.

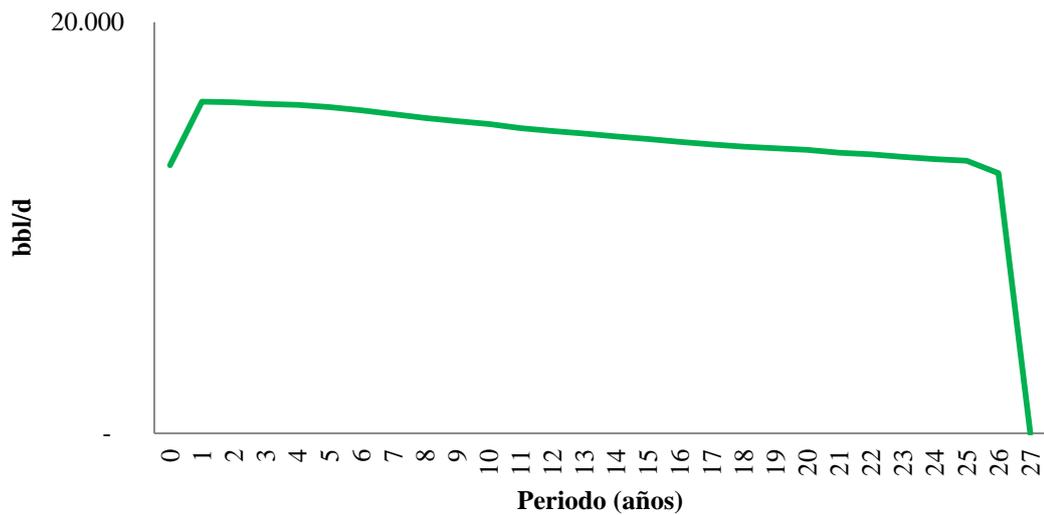
Empleando como base las reservas estimadas de gas natural y líquidos de gas natural, las condiciones contractuales de venta según la estructura de negocio y el periodo de vigencia del contrato de licencia que avala la ejecución de actividades de explotación, se establece los perfiles de producción. En las Figura VI.2 y Figura VI.3 se presentan los perfiles de producción de gas natural y líquidos de gas natural respectivamente, en función de la categoría de la categoría de reservas que comprende las probadas más probables.

**Figura VI.2 Perfil de producción de gas natural.**



Fuente: datos originales modificados para efectos de confidencialidad.

**Figura VI.3 Perfil de producción de líquidos de gas natural.**



Fuente: datos originales modificados para efectos de confidencialidad.

#### **6.4 Composición de CapEx y OpEx**

Los CapEx preoperativos se relacionan con inversiones efectuadas durante la fase de exploración y desarrollo, son las mínimas necesarias para dar inicio a la explotación de las reservas de hidrocarburos halladas, dentro de las cuales se encuentran, como, por ejemplo, pozos, facilidades de producción y sistema de transporte. Las referidas inversiones, para el caso de estudio seleccionado, fueron ejecutadas años atrás, por lo que, en este momento, desde el punto de vista de

valorización, podrían ser consideradas costos hundidos. Estas inversiones pre-operativas son representadas en el estado de resultados y flujo de caja operativo como dato de entrada para el cálculo de la depreciación de los activos asociados, siguiendo los lineamientos tributarios incluidos en el contrato de licencia relacionado.

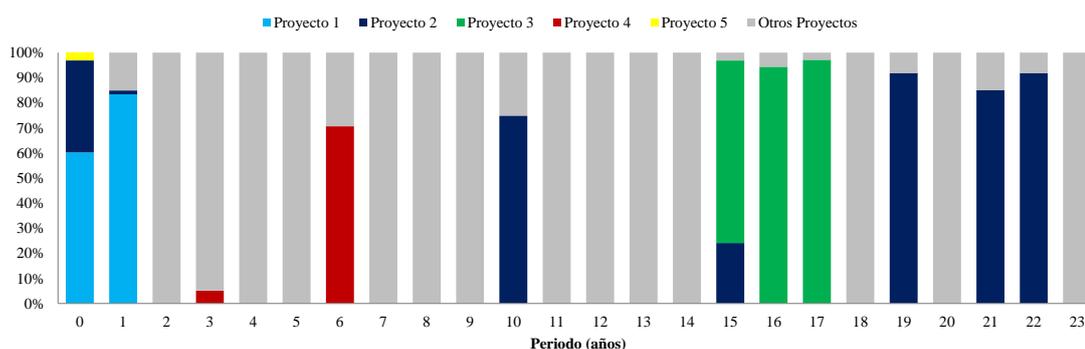
Por otro lado, los CapEx post-operativos se refieren a las inversiones previstas para ser ejecutadas en periodos posteriores al inicio de la extracción comercial de los hidrocarburos, a lo largo del ciclo de vida del activo productor en cuestión, previos a la fase de abandono de la operación. Estas inversiones son visualizadas mediante estimaciones de ingeniería, las cuales representan proyectos clave para mantener los perfiles de producción objetivo y dar cumplimiento a condiciones contractualmente definidas con terceros, las cuales son condicionantes para la monetización de las reservas de gas natural y líquidos de gas natural.

Como parte del plan de desarrollo del caso de estudio se estableció la ejecución de cinco proyectos clave, los cuales conforman las necesidades de CapEx post-operativos, y por ende los flujos de caja de inversión. A continuación, una breve reseña acerca de los proyectos en mención:

- (i) Proyecto 1: culminación perforación de pozos, construcción de facilidades de producción y sistemas de transporte, para la explotación de reservas de hidrocarburos halladas en un campo aledaño al que actualmente se encuentra en operación.
- (ii) Proyecto 2: construcción de estación de bombeo y compresión para el transporte de los hidrocarburos desde los campos productores hasta la planta de tratamiento de gas húmedo.
- (iii) Proyecto 3: construcción de sistema de transporte adicional para favorecer la producción siguiendo criterios de integridad mecánica a lo largo de la vida del activo.
- (iv) Proyecto 4: intervención de pozos productores para el desarrollar reservas adicionales de hidrocarburo.
- (v) Proyecto 5: alcance que es parte de la política de RSE.

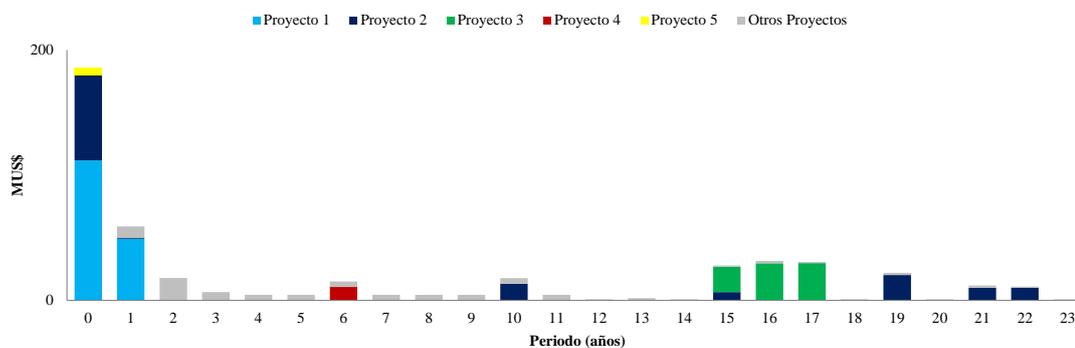
Buscando ilustrar el momento en el que los proyectos clave que conforman las proyecciones de CapEx serán ejecutados, y los montos de inversión que éstos podrían tener asociados, en la Figura VI.4 se presenta el porcentaje de presupuesto de inversiones que demandarían, y en la Figura VI.5 montos proyectados en términos absolutos. Se observa que las inversiones de CapEx post-operativos más importantes serán ejecutadas en los primeros años del periodo remanente del ciclo de vida del activo productor, alcanzando flujos de caja cercanos a 200MUS\$. A su vez, se identifica que en los últimos diez años del periodo remanente del ciclo de vida del activo seleccionado se tendrá actividad relacionada con proyectos que demandarán inversiones razonables, cuyos flujos de caja estarán en torno a 50MUS\$.

**Figura VI.4 Composición porcentual CapEx.**



Fuente: confidencial.

**Figura VI.5 Composición CapEx.**



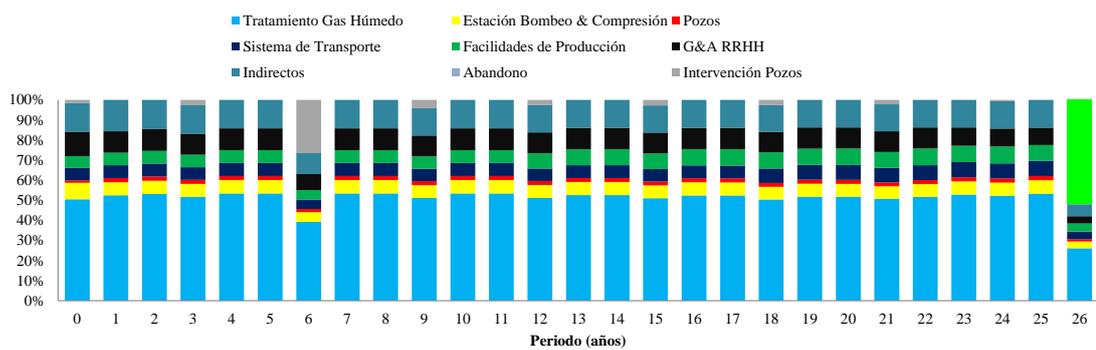
Fuente: confidencial.

Respecto a los OpEx, su definición se realiza de forma vinculante con la estructura de negocio del caso de estudio (ver Figura VI.1), razón por la que se emplea las siguientes agrupaciones:

- (i) Pozos: toma y análisis de muestras de hidrocarburo, mantenimiento de sistemas de medición, actividades de integridad mecánica y verificación de sistemas de seguridad, mantenimiento de instrumentos asociados a variables operativas para el monitoreo de la producción, etc.
- (ii) Facilidades de producción: principalmente operación y mantenimiento de las locaciones en las que se encuentran los pozos productores de hidrocarburo.
- (iii) Sistema de transporte: operación y mantenimiento de las líneas de tubería a través de las cuales se transporta el gas húmedo hasta la planta de tratamiento.
- (iv) Estación de bombeo y compresión: operación y mantenimiento de las instalaciones intermedias, instaladas entre los campos productores y la planta de tratamiento de gas húmedo, cuya función es proporcionar la energía requerida para que el hidrocarburo sea transportado.
- (v) Tratamiento de gas húmedo: costo por servicio de tratamiento de gas húmedo para la obtención de gas natural y líquidos de gas natural.
- (vi) Indirectos: costos relacionados con logística, tecnologías de la información, seguridad física, seguridad de procesos, seguros, almacenes, etc.
- (vii) G&A RRHH: gastos generales y administrativos, así como personal involucrado en la operación y mantenimiento del activo productor de hidrocarburos.
- (viii) Abandono: costo previsto para el último año de operación, relacionado con el acondicionamiento de las instalaciones antes del cese de actividades.

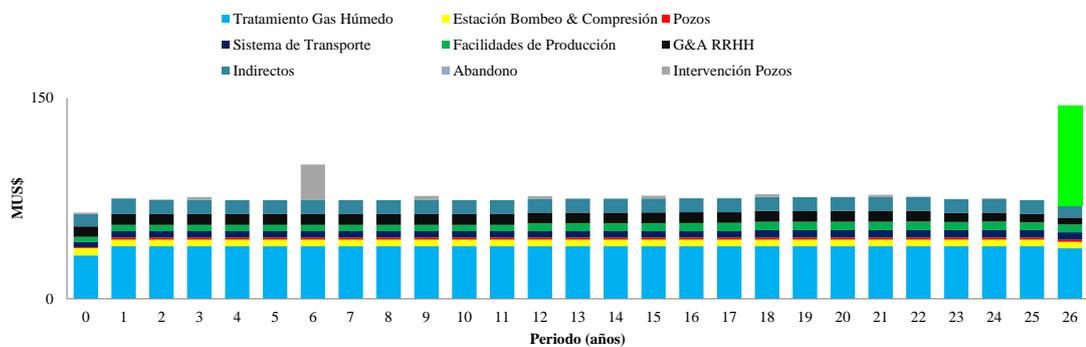
Para visualizar las proyecciones de OpEx que serán ejecutados, en la Figura VI.6 se presenta el porcentaje de presupuesto de costos que éstos podrían demandar, y en la Figura VI.7 los montos proyectados en términos absolutos. Es importante resaltar que cerca del 50% de los OpEx guarda relación con el tratamiento del gas húmedo para la obtención de los productos mediante los cuales se monetizan las reservas de hidrocarburo, gas natural y líquidos de gas natural, presentando montos cercanos a los 50MUS\$ durante prácticamente todo el periodo remanente del ciclo de vida del activo seleccionado como caso de estudio. En general, el 50% restante de los OpEx cubre los requerimientos de las agrupaciones como pozos, facilidades de producción, sistema de transporte, estación de bombeo y compresión, indirectos, etc.

**Figura VI.6 Composición porcentual OpEx.**



Fuente: confidencial.

**Figura VI.7 Composición OpEx.**



Fuente: confidencial.

## 6.5 Esquema de regalías aplicable

Con relación al pago de regalías, conforme las opciones puestas a disposición por el ente gubernamental Perúpetro, en Perú, se pueden estimar como un porcentaje de los ingresos generados por la venta de los productos de hidrocarburo, que para el caso de estudio son el gas natural y los líquidos de gas natural.

Para el caso de estudio, el porcentaje de pago de regalías aplicable se determina en función de la escala de producción a la cual se gestione la monetización de las reservas, expresadas en términos de barriles por día, conforme lo dispuesto en la Tabla VI.4.

**Tabla VI.4 Porcentaje de regalías.**

<b>Escala producción (barril/día)</b>	<b>Regalías (%)</b>
<5000	5
5000-100000	5-20
>100000	20

Fuente: Perúpetro.

Respecto a la metodología del cálculo de regalías, a continuación, dos precisiones (Perúpetro, Contrato de Licencia):

- (i) Para escalas de producción desde 5000 hasta 100000 barriles por día, el porcentaje de regalía se calcula mediante interpolación lineal.
- (ii) Para convertir millones de pies cúbicos (Mscf) de gas natural a barriles se emplea el factor de conversión 5626bbl/Mscf.

## **CAPÍTULO VII. CASO DE ESTUDIO: VALORIZACIÓN DE ACTIVO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS**

Para el desarrollo de este capítulo se toma como punto de partida el caso de estudio descrito en el Capítulo VI: un activo productor de hidrocarburos, cuyo esquema de negocio implica la venta de dos productos principales, gas natural y líquidos de gas natural, mediante los cuales se monetiza las reservas de hidrocarburos con las que cuenta.

La valorización de dicho activo se realiza mediante el empleo de los métodos: (i) múltiples, (ii) flujo de caja descontado, (iii) árbol de decisiones y (iv) opciones reales. Para la aplicación los dos últimos métodos en mención, se expone las opciones estratégicas halladas, las cuales presentan conceptos asociados a perfiles de producción, mercados de destino de los productos y diferimiento de producción, dentro de las limitantes comerciales contractualmente definidas.

Respecto al método contable, éste se descarta por su limitada relevancia para la valorización de activos de las características de uno productor de hidrocarburos. Citando como ejemplo algunas de estas características, se encuentra poco razonable que los activos que conforman los pozos productores, sistemas de transporte, compresión, bombeo, en sí las facilidades de producción, entre otros, sean desinstaladas para tranzarlas en el mercado. En caso se quisiera efectuar este enfoque, aparte de resultar altamente costoso por aspectos principalmente logísticos, implicaría que no se podría realizar la extracción del hidrocarburo, y por ende se imposibilitaría la venta de los productos identificados, gas natural y líquidos de gas natural, desvaneciéndose el negocio y de forma inmediata el sentido de realizar su valorización.

### **7.1 Flujo de caja económico esperado**

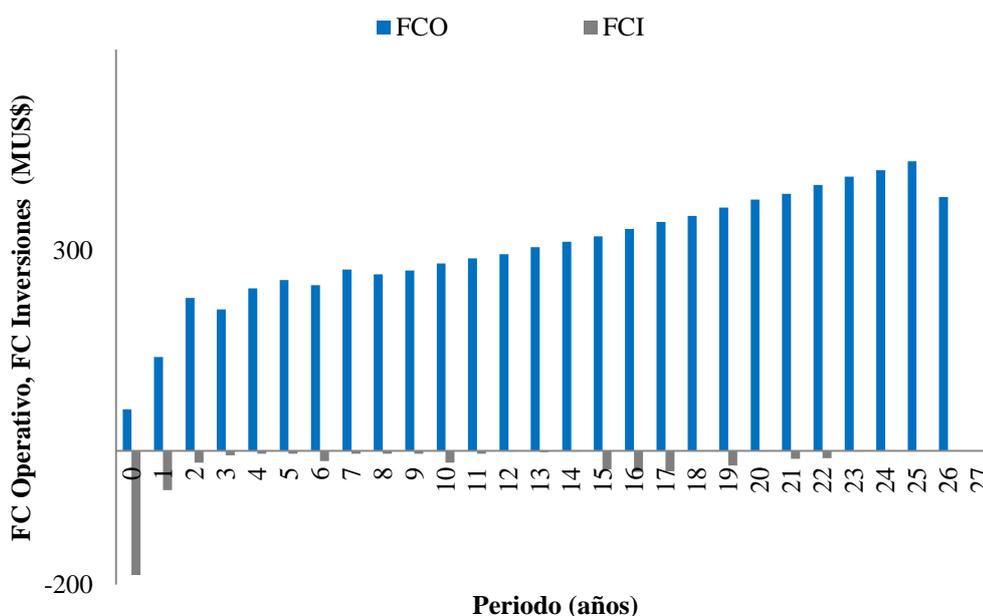
Los flujos de caja operativos e inversiones se estiman con base en perfiles de producción de las reservas 2P, correspondiente a la sumatoria de las reservas probadas y probables, como escenario de referencia para la toma de decisiones estratégicas. Esta es una práctica que suele ser empleada por las compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos, teniendo en consideración que es un

escenario que no se encuentra en el extremo optimista ni pesimista, incluso llegándose a catalogar como esperado en cuanto a los volúmenes a producir conforme las condiciones técnicas y comerciales involucradas.

En la Figura VII.1 se presentan los flujos de caja operativos y de inversiones esperados, los cuales se harían efectivos a lo largo de la vida remanente del activo productor de hidrocarburos. En cuanto a los flujos de caja operativos, éstos están drásticamente condicionados por la tendencia de precios esperada por la compañía multinacional, caracterizada por un comportamiento creciente y sostenido hasta el agotamiento de las reservas probadas y probables de gas natural y líquidos de gas natural. En simultánea se observa que los mayores niveles de inversión se presentan en los primeros periodos, reactivándose alcances de CapEx en periodos posteriores, alrededor del periodo 15.

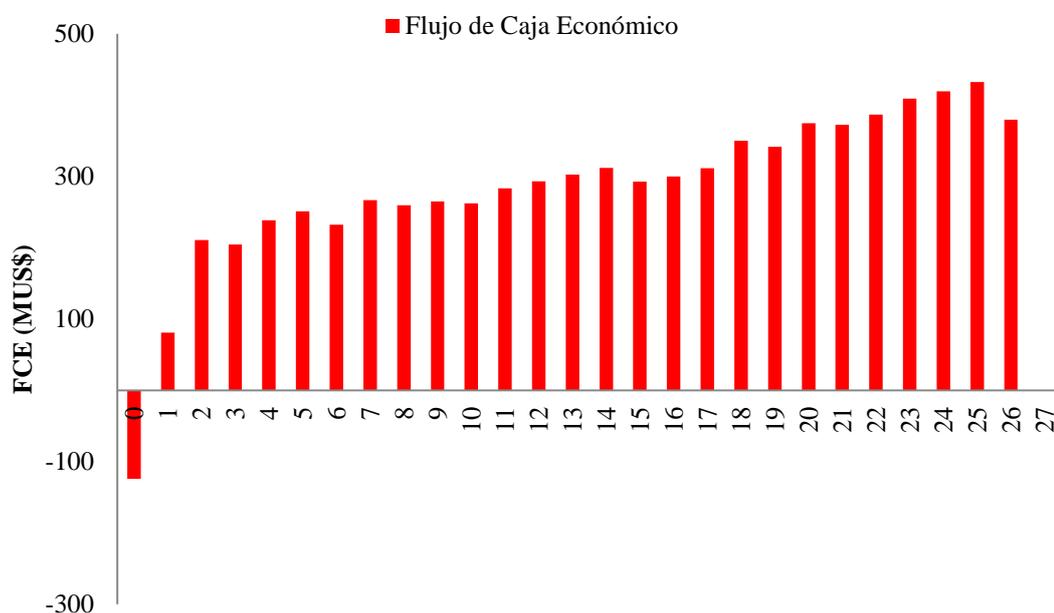
En la Figura VII.1 y Tabla VII.1 se presentan los flujos de caja económicos esperados, condicionados por los perfiles de producción de gas natural y líquidos de gas natural, la tendencia de precios esperada, el esquema de regalías aplicable, los OpEx y el programa de CapEx.

**Figura VII.1 Flujo de caja operativo y de inversiones esperado.**



Fuente: confidencial.

**Figura VII.2 Flujo de caja económico esperado**



Fuente: confidencial.

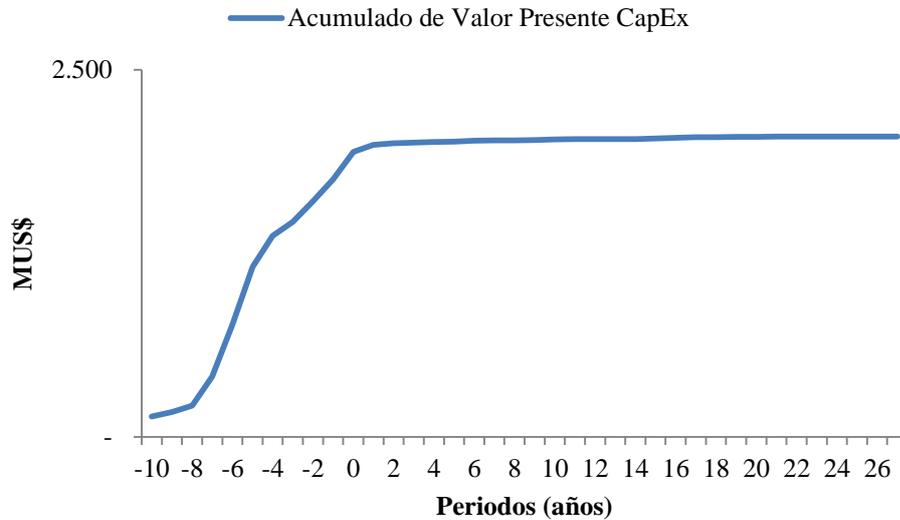
**Tabla VII.1 Flujo de caja económico esperado.**

MUS\$	0	1	2	3	4	5-24	25	26
INGRESOS TOTALES	158	268	370	435	514		829	816
Regalías	20	38	52	61	72		113	108
INGRESOS NETOS	139	230	318	373	441		715	707
OPEX TOTAL	77	90	89	91	89		89	159
TOTAL AMORTIZACION	162	158	159	16	16		31	29
EBIT	-100	-18	69	267	337		596	519
EBITDA	62	140	229	282	352		627	549
Impuesto a la renta	-	-	-	-60	-93		-164	-143
UTILIDAD	-100	-18	69	196	227		402	350
FC OPERATIVO	62	140	229	211	243		433	380
FC INVERSION	-186	-59	-18	-7	-4		-	-
<b>FC ECONÓMICO</b>	<b>-124</b>	<b>81</b>	<b>211</b>	<b>205</b>	<b>238</b>		<b>433</b>	<b>380</b>

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

A su vez, a modo de referencia, y para propósitos de valorización del activo seleccionado como caso de estudio, en la Figura VII.3 se presenta el valor presente acumulado de las inversiones efectuadas durante la fase de exploración y desarrollo, las cuales fueron necesarias para que las reservas estimadas empezaran a ser explotadas y monetizadas mediante la venta de gas natural y líquidos de gas natural. Adicionalmente, en la misma Figura VII.3 se incluye el plan de inversiones para la consecución de los objetivos de producción a lo largo de la vida remanente del activo.

**Figura VII.3 Exploración y desarrollo: VP acumulado de inversiones.**



Fuente: confidencial.

## **7.2 Descripción de opciones estratégicas**

Es esta sección se desarrolla la descripción de las opciones estratégicas del activo productor de hidrocarburos empleado como caso de estudio. Dichas opciones estratégicas se caracterizan por acciones en lo referido al perfil de explotación de las reservas de gas natural y líquidos de gas natural, cambio de mercado de destino del gas natural e incluso el posible diferimiento de la producción luego del cumplimiento de acuerdos contractuales vigentes. Ver Tabla VII.2 como resumen de las opciones.

### **7.2.1 Opción estratégica #1: aceleración de producción**

*“Tratamiento de producción incremental en una planta futura”*

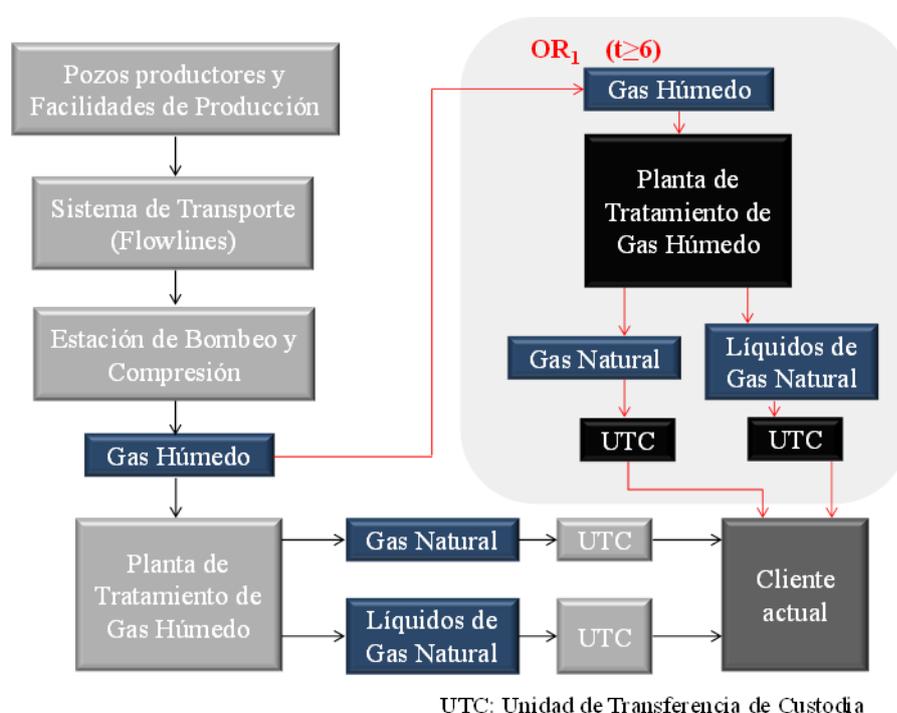
Esta opción real se identifica debido a que otro operador iniciará el desarrollo de un proyecto para la producción de productos similares a los que oferta el activo productor seleccionado como caso de estudio. Se espera que dicho proyecto incluya el diseño y construcción de una planta de tratamiento de gas húmedo, cuya capacidad podría incluir aquella requerida para tratar producción incremental proveniente del activo empleado como caso de estudio, teniendo como soporte la opción comercial contenida en acuerdos suscritos, ver Figura VII.4.

**Tabla VII.2 Resumen Opciones Estratégicas.**

<b>Caso de Estudio: Opción Estratégica</b>				
	<b>OE<sub>1</sub></b>	<b>OE<sub>2</sub></b>	<b>OE<sub>3</sub></b>	<b>OE<sub>4</sub></b>
<b>Nombre</b>	Aceleración de producción.	Cambio de mercado de venta de gas natural.	Diferir producción y posteriormente mantener los mismos mercados.	Diferir producción y cambiar mercado de gas natural.
<b>Descripción</b>	Tratamiento de producción incremental en una planta futura.	Cambio de mercado de destino del gas natural desde t=12.	Diferimiento de producción de gas natural y líquidos de gas natural. Luego del periodo de cese de producción, las reservas se monetizarían en los mismos mercados.	Diferimiento de producción de gas natural y líquidos de gas natural. Luego del periodo de cese de producción, las reservas de gas natural se monetizarían en un nuevo mercado
<b>Tipo</b>	Call	Put	Put	Put
<b>Precio Activo Subyacente</b>	VAN de $\Delta FCE$ ( $t \geq 0$ ).	VAN de FCE ( $t \geq 12$ ) esperados si no se ejerciera la opción.	VAN de FCE ( $t \geq 12$ ) esperados si no se ejerciera la opción.	VAN de FCE ( $t \geq 12$ ) esperados si no se ejerciera la opción.
<b>Precio del Ejercicio</b>	Participación de inversión en planta de tratamiento, a ser pagada en t=6.	VAN en t=12 de FCE ( $t \geq 12$ ) esperados si se ejerciera la opción.	VAN en t=12 de FCE ( $t \geq 12$ ) esperados si se ejerciera la opción.	VAN en t=12 de FCE ( $t \geq 12$ ) esperados si se ejerciera la opción.
<b>Tiempo al vencimiento</b>	6 años.	12 años.	12 años.	12 años.

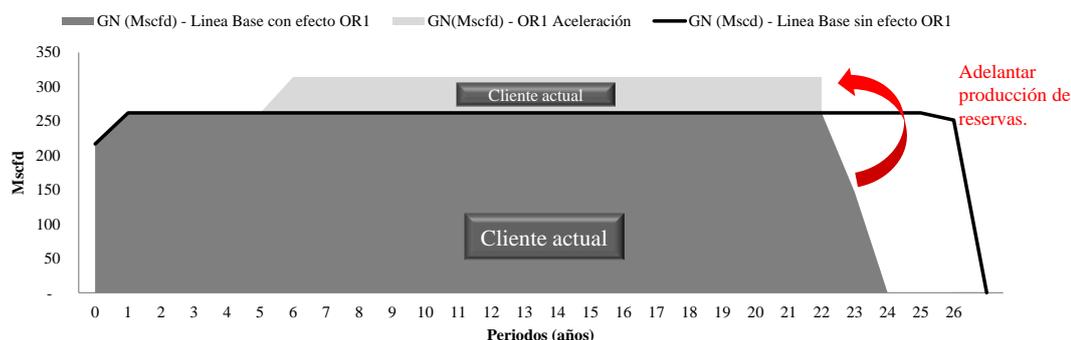
Con base en información disponible en fuentes secundarias, se estima que la planta de tratamiento esté lista para operación en el periodo 6, momento en el que el activo de caso de estudio podría optar por esta opción estratégica. En caso el activo ejerciera la opción en el periodo 6, implicaría que el perfil de producción de reservas de gas natural y líquidos de gas natural incrementase, ocasionado que éstas se agotasen de forma acelerada, y que por ende la vida remanente del activo se redujera, ver Figura VII.5 y Figura VII.6. Se resalta que la producción incremental se encuentra contemplada en el acuerdo de venta establecido con el cliente actual.

**Figura VII.4 Opción estratégica #1: Planta de tratamiento para incremental de producción**



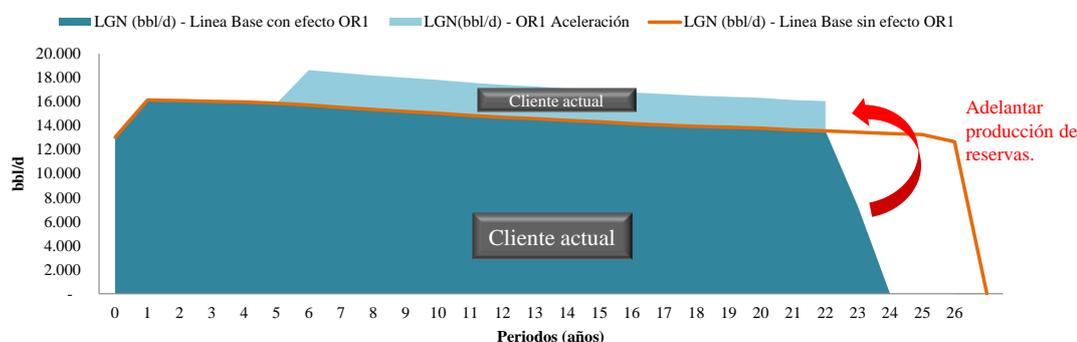
Fuente: confidencial.

**Figura VII.5 Opción estratégica #1: Aceleración producción de gas natural.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.6 Opción estratégica #1: Aceleración producción de líquidos de gas natural.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

### 7.2.2 Opción estratégica #2: cambio de mercado de venta de gas natural

*“Cambio de mercado de destino del gas natural”.*

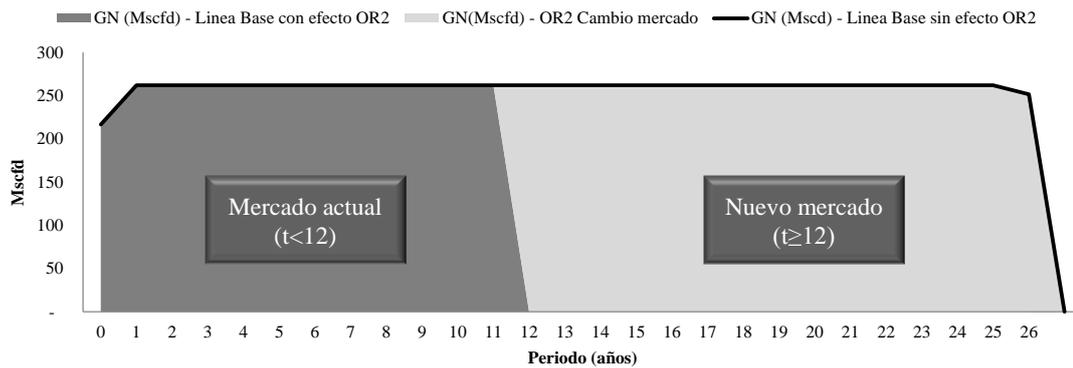
Actualmente el gas natural producido por el activo seleccionado como caso de estudio es destinado al mercado internacional, acción respaldada por un acuerdo de venta de dicho producto, suscrito con el cliente actual. Es de esperarse, conforme las condiciones contractuales, que el acuerdo en mención caduque en el periodo 11, razón por la que desde el periodo 12 se podría plantear como estrategia destinar las reservas remanentes de gas natural a otro mercado; ver Figura VII.7. En el caso de los líquidos de gas natural, éstos continuarían siendo tranzados en el mercado actual; ver Figura VII.8.

Esta opción estratégica surge debido a las perspectivas de desarrollo de proyectos gestionados por el Estado, mediante los cuales se espera impulsar el acceso y

desarrollo de nuevos mercados demandantes de gas natural, sumado a las estimaciones de agotamiento de reservas de aquella fuente que actualmente cubre la demanda proveniente del sector de generación eléctrica, distribución e industria en general.

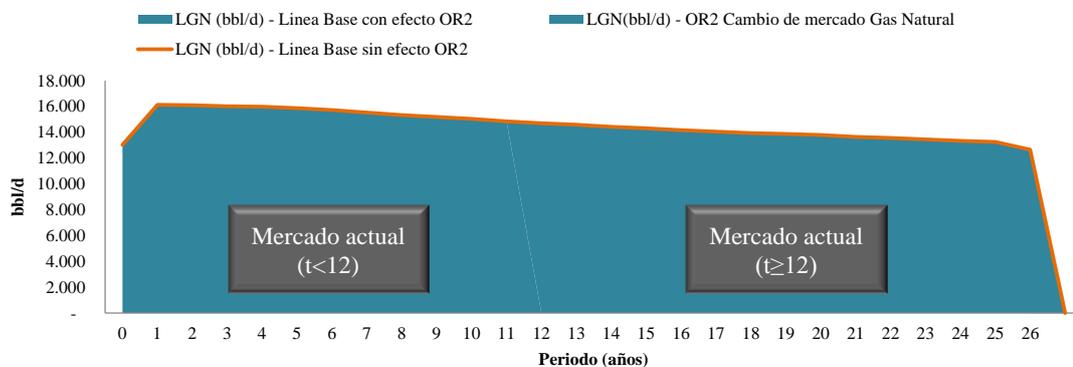
La opción real de cambio de mercado de destino del gas natural desde el periodo 12 traería como consecuencia un efecto en los ingresos. Este efecto es ocasionado por el empleo de una tendencia de precios esperada diferente al del mercado internacional, construida con base en la definición de un precio promedio máximo de venta, el mismo que se va ajustando anualmente como función de un factor dependiente de ciertos marcadores (*benchmaks*) internacionales. Los ingresos también serían afectados por un porcentaje de pago de regalías superior en términos porcentuales.

**Figura VII.7 Opción estratégica #2: Nuevo mercado de destino del gas natural.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.8 Opción estratégica #2: Nuevo mercado de destino del gas natural.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

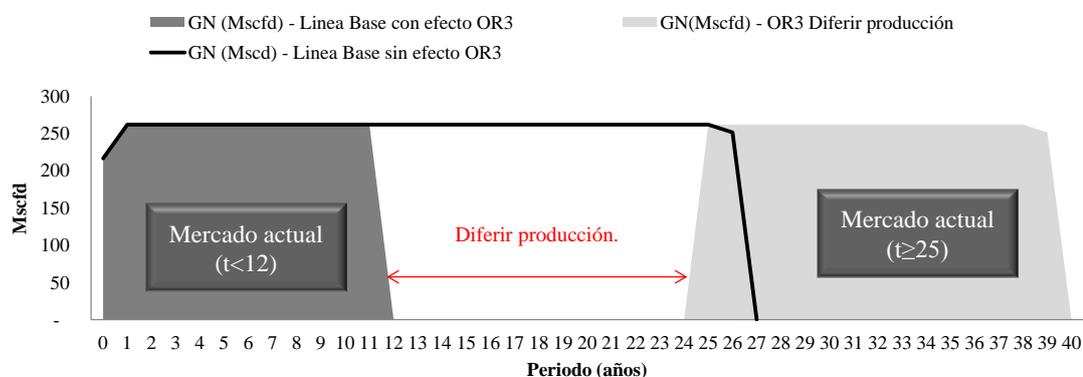
### 7.2.3 Opción estratégica #3: diferir producción

“Diferimiento de producción de gas natural y líquidos de gas natural. Luego del periodo de cese de producción, las reservas se monetizarían en los mismos mercados”.

El gas natural producido por el activo seleccionado como caso de estudio es destinado al mercado internacional, mediante el empleo de un acuerdo de venta suscrito con un único cliente. Como se indicó previamente, es de esperarse que dicho acuerdo esté vigente hasta el periodo 11, razón por la que desde el periodo 12 se podría plantear un cese temporal de operaciones como estrategia adicional.

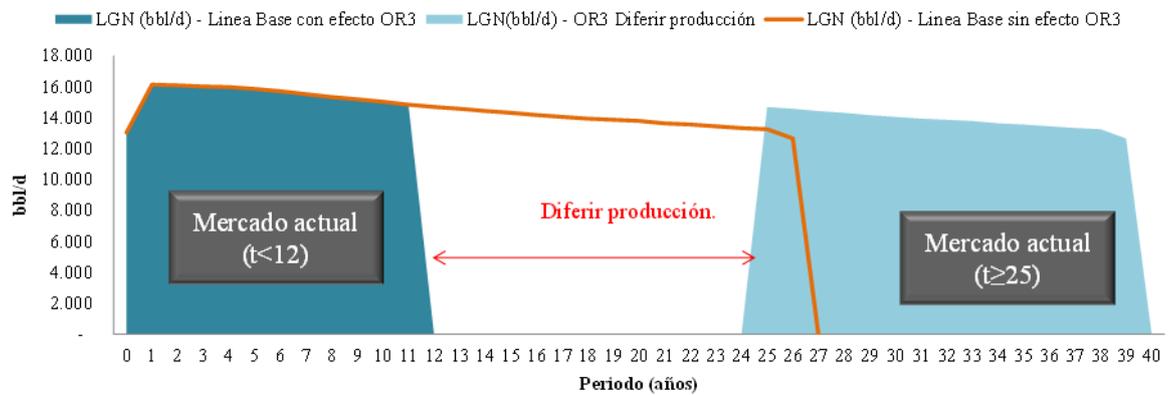
El cese de operaciones implicaría diferir la producción de gas natural y líquidos de gas natural, por un periodo tal que permita retomar las actividades en el momento que se agoten las reservas provenientes del otro activo que suministra gas natural al mismo mercado internacional; ver Figura VII. 9 y Figura VII.10.

**Figura VII.9 Opción estratégica #3: Diferir producción de gas natural.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

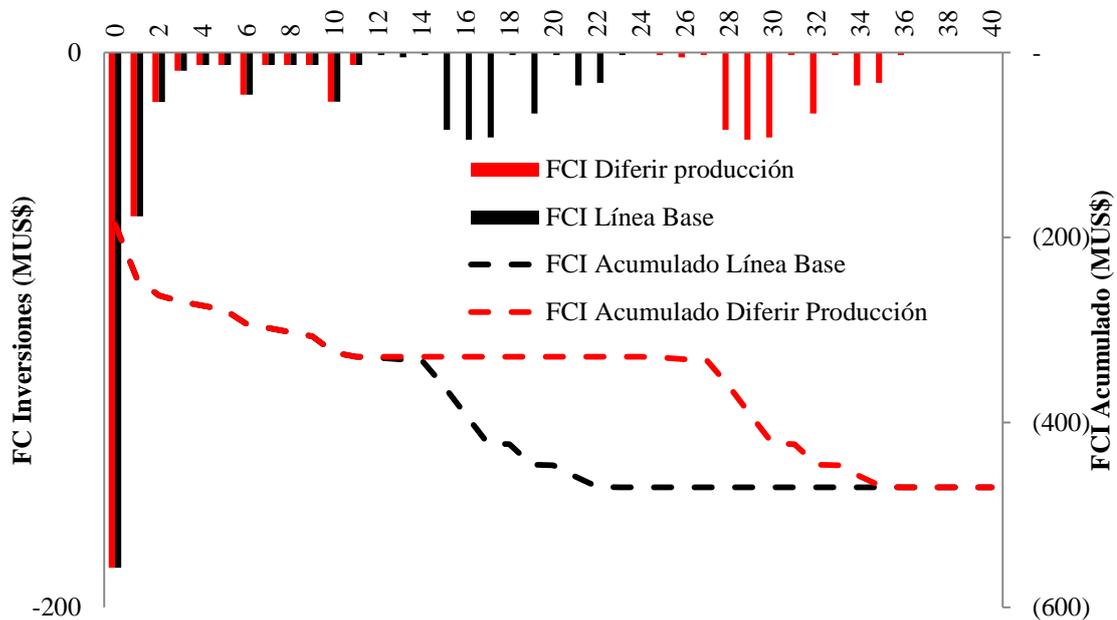
**Figura VII.10 Opción estratégica #3: Diferir producción de líquidos de gas natural.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

Esta opción estratégica implicaría que en el periodo de cese de operaciones no se monetice reservas de gas natural y líquidos de gas natural, trayendo como consecuencia que los ingresos sean nulos. En cuanto a los costos operativos, OpEx, pese a que se lleve a cabo cese de operaciones, las facilidades de producción deben ser sujetas a alcances de mantenimiento, por lo que sí se prevé flujos de caja operativos deficitarios durante este lapso de tiempo. Respecto al plan de inversiones, CapEx, también es diferido en la misma proporción de tiempo debido a que el principal objetivo de los proyectos involucrados es el de mantener los niveles de producción; ver Figura VII.11.

**Figura VII.11 Opción estratégica #3: Flujo de caja de inversiones.**



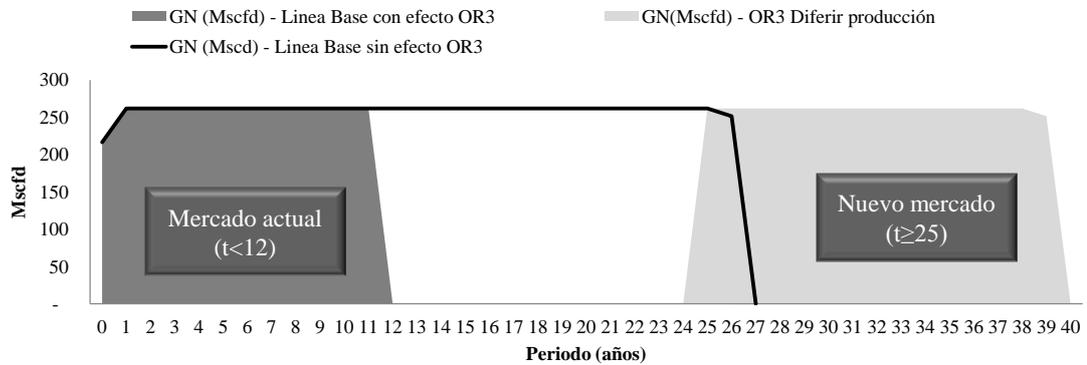
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

#### **7.2.4 Opción estratégica #4: diferir producción y cambiar mercado de gas natural**

*“Diferimiento de producción de gas natural y líquidos de gas natural. Luego del periodo de cese de producción, las reservas de gas natural se monetizarían en un nuevo mercado”.*

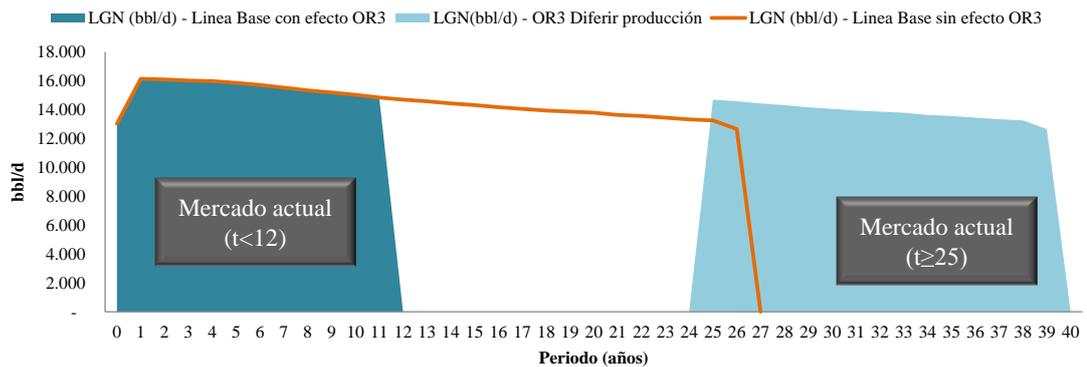
A diferencia de la opción estratégica #3, la opción estratégica #4, aparte de proporcionar el derecho de diferir la producción, también proporciona el de cambiar el mercado destino del gas natural. En resumen, la opción estratégica #4 puede verse como una combinación de la #2 y #3, razón por la que los argumentos que la habilitan son los previamente planteados, desde el relacionado con el periodo de vigencia del acuerdo actual de venta de gas natural, seguido por el de desarrollo de proyectos liderados por el Estado que permitirían tener acceso a nuevos mercados en los que el precio promedio de venta se establece como función de un factor dependiente de ciertos marcadores (*benchmaks*) internacionales; ver Figura VII.12 y Figura VII.13.

**Figura VII.12 Opción estratégica #4: Diferir producción y cambiar mercado de destino de gas natural.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.13 Opción estratégica #4: Diferir producción y cambiar mercado de destino de gas natural.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

Al igual que la opción estratégica #3, la #4 también implicaría que en el periodo de cese de operaciones no se monetice reservas de gas natural y líquidos de gas natural, teniendo el mismo efecto en cuanto a ingresos se refiere. En cuanto a los costos operativos, OpEx, también se haría necesario ejecutar alcance de mantenimiento de las facilidades de producción. Con relación al plan de inversiones, CapEx, también sería diferido en la misma proporción de tiempo.

### 7.3 Valorización con base en múltiplos

Al revisar el estado de resultados del activo seleccionado como caso de estudio, correspondiente al ejercicio más reciente, 2016, se observa datos deficitarios en lo referido a utilidad bruta y operativa, en consistencia con la reciente coyuntura de

precios bajos de petróleo y gas natural, por lo que la aplicación de múltiplos para propósitos de valorización, mediante el empleo de dichas métricas, no resulta viable.

Como alternativa de múltiplos directamente relacionados con el estado de resultados, y dada las características propias de la industria de exploración y producción de hidrocarburos, se plantea la valorización del activo productor de gas natural y líquidos de gas natural con base en las reservas probadas que éste tiene disponible (ver Tabla VI.2).

En la Tabla VII.3 se presenta las reservas probadas y el Market Cap de algunas de las empresas de la industria de exploración y producción de hidrocarburos más representativas a nivel mundial. Con base en estos datos se establece la proporción de Market Cap y reservas, en unidades de dólares americanos por barril equivalente de hidrocarburos de reservas probadas, para ser empleados como referencia para valorizar el activo productor de hidrocarburos seleccionado como caso de estudio.

**Tabla VII.3 Múltiplo de reservas probadas.**

<b>Operadora</b>	<b>Reservas Mboe</b>	<b>Market Cap MUS\$</b>	<b>Múltiplo MUS\$/Mboe</b>
Conoco Phillips	8.180	55.440	6,8
Ecopetrol	1.972	18.523	9,4
Repsol	2.382	26.224	11
Petrobras	12.514	55.790	4,4
Promedio			7,9

Fuente: S&P *Global Market Intelligence* , finance.yahoo.com, conocophillips.com, investidorpetrobras.com.br, ecopetrol.com.co.

Partiendo de los múltiplos hallados en la Tabla VII.3 y empleando el dato de reservas probadas del activo productor del caso de estudio, en la Tabla VII.4 se presenta las estimaciones su valorización.

**Tabla VII.4 Múltiplo de reservas probadas.**

	<b>Múltiplo MUS\$/Mboe</b>	<b>Valorización MUS\$</b>
Promedio	7,9	4.179

Fuente: elaboración autores de la tesis.

Respecto al múltiplo empleado para valorización, es importante tener en consideración que el *Market Cap* fue tomado de una fuente en la que se publica datos financieros de varias de las compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos, mismas compañías que a su vez pueden estar presentes en otros de los segmentos del mercado relacionado con el petróleo y gas, como lo son el *Midstream* y *Downstream*. Con relación a las reservas probadas, es necesario destacar que no todos los activos cuentan con las mismas proporciones de hallazgos de petróleo y gas, razón por la que su composición de ingresos es diferente, sumado a las diferentes condiciones contractuales bajo las cuales éstos operen, regímenes de regalías que les apliquen, entre otros factores que rigen su desempeño operativo y económico. Con base en estos ejemplos de precisión, el método de múltiplos puede presentar la desventaja de sobrevaloración del caso de estudio, principalmente porque la estructura de negocio, las reservas de hidrocarburos con las que cuenta, el país en el que opera, entre otros aspectos técnicos, económicos, comerciales, entre otros, no son necesariamente comparables con las condiciones gestionadas por las compañías implícitamente tomadas como referencia al emplear su *Market Cap* y reservas probadas.

#### **7.4 Valorización mediante flujos de caja descontados**

Es común, y confirmado por la unidad que gestiona el activo del caso de estudio, que la valorización de los activos productores de hidrocarburos se realice empleando el método de flujos de caja descontados.

Con base en el Costo de Promedio Ponderado del Capital de referencia, y desde una perspectiva de finanzas corporativas siguiendo los criterios empleados por la multinacional relacionada, se emplea los flujos de caja económicos esperados (Figura VII.2) para hallar el Valor Actual Neto (VAN) del activo productor de hidrocarburos, obteniéndose aproximadamente 1.811MUS\$. De este monto de VAN se deduce la deuda financiera neta asignada al activo, y a su vez se añade el valor presente acumulado de las inversiones efectuadas durante las fases de exploración y desarrollo, para obtener su valorización, llegando a la suma de 3.520MUS\$.

## 7.5 Árbol de decisiones

Para el desarrollo de árbol de decisiones aplicables a la gestión del activo productor de hidrocarburos seleccionado como caso de estudio, se emplea los siguientes conceptos: (i) reservas de hidrocarburo probadas y probables, (ii) tendencias de precios esperada por la multinacional que gestiona el activo (iii) porcentaje de regalías como función de la escala de producción y mercado de destino de los productos (iv) CapEx y OpEx relacionados con cada una de las posibles decisiones, (v) flujos de caja económicos relacionados con cada una de las posibles decisiones, (vi) flujos de caja descontados (vii) probabilidad de alza del principal *benchmark* (NBP) en consistencia con la estructura de ingresos.

En la Tabla VII.5 se presenta descripción conceptual de las posibles decisiones en torno a la gestión del activo seleccionado como caso de estudio, así como el periodo en el que se espera deban ser definidas.

**Tabla VII.5 Posibles decisiones.**

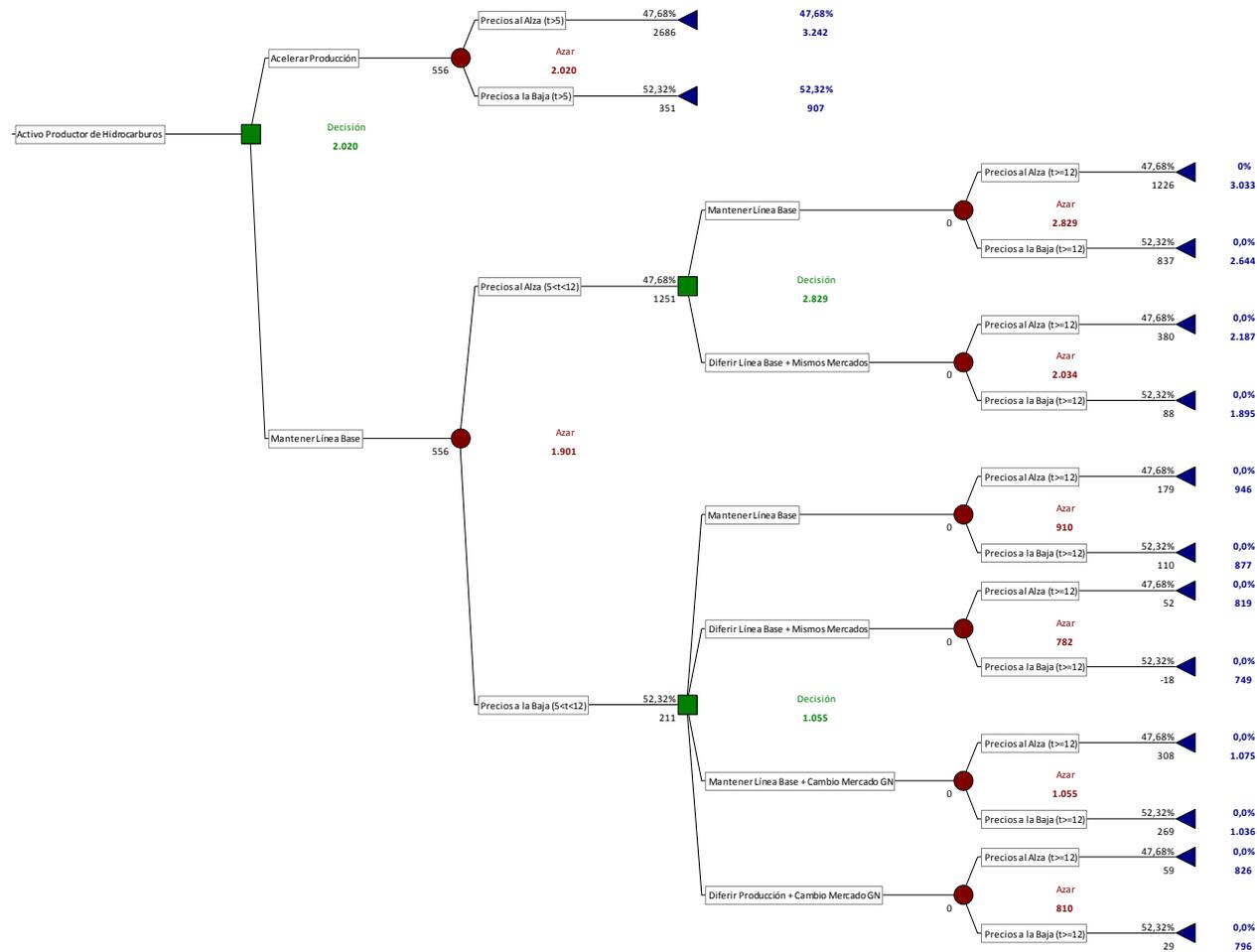
Periodo	Decisión
6	Acercar la producción de gas natural y líquidos de gas natural, aprovechando la posible disponibilidad de capacidad adicional para el tratamiento de gas húmedo.
	Cambiar el mercado de destino de las reservas remanentes de gas natural.
12	Diferir la producción de las reservas remanentes de gas natural y líquidos de gas natural, retomando los mismos mercados de destino en periodos posteriores.
	Diferir la producción de gas natural y líquidos de gas natural, retomando la monetización de las mismas en periodos posteriores, pero con un nuevo mercado de destino del gas natural.

Fuente: elaboración autores de la tesis.

En la Figura VII.14 se presenta el árbol de decisiones desarrollado con base en el VAN que cada una de éstas tiene asociado, en combinación con la probabilidad de alza o baja del precio principal de referencia, dato estimado empleando los datos de la Figura 5.9.

Con base en esta información, el VAN del activo productor de hidrocarburos sería de 2.020MUS\$. De este monto de VAN se deduce la deuda financiera neta asignada al activo, y a su vez se añade el valor presente acumulado de las inversiones efectuadas durante las fases de exploración y desarrollo, para obtener su valorización, llegando a la suma de 3.722MUS\$.

Figura VII.14 Árbol de decisiones activo productor de hidrocarburos



Fuente: elaboración autores de la tesis.

## 7.6 Valorización de opciones de reales

Partiendo de las cuatro opciones estratégicas identificadas, se da paso a la descripción de proceso mediante al cual se estima su valor desde un enfoque de opciones reales, empleando los métodos *Black-Scholes*, binomial y simulación Montecarlo

### 7.6.1 Opción estratégica #1: aceleración de producción

Para determinar el valor de opción estratégica real de aceleración de producción ( $OE_1$ ), tipo *call*, se define las variables de entrada para los modelos *Black-Scholes*, binomial y simulación Montecarlo, las cuales se registran en la Tabla VII.6.

**Tabla VII.6 Variables para valorización de  $OE_1$**

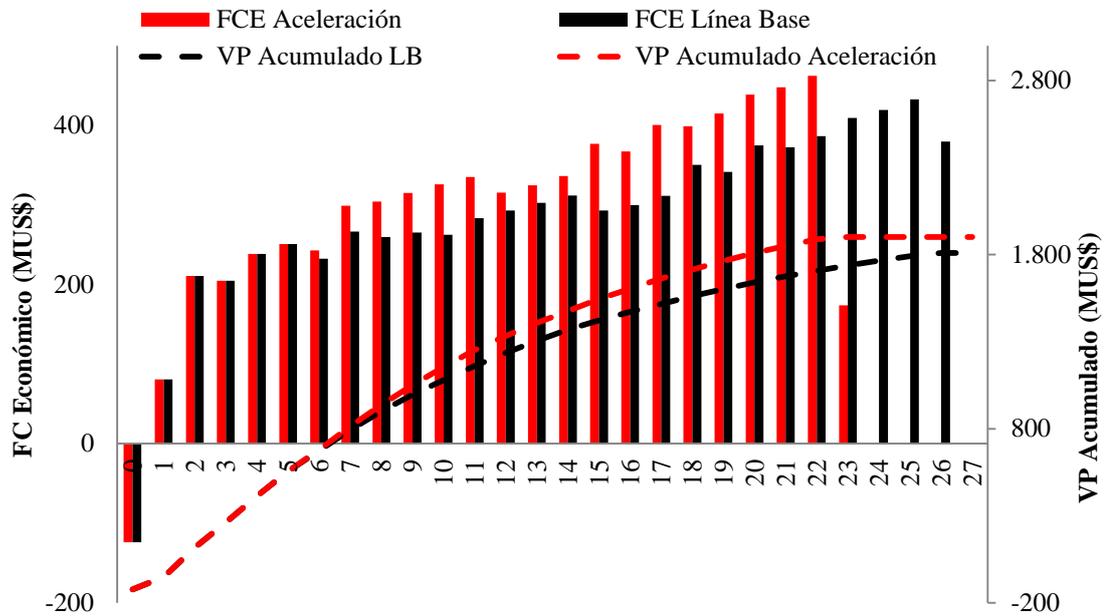
Variable	Símbolo	Concepto
Precio del activo subyacente	<b>S</b>	Valor presente neto del incremental de flujos de caja económicos de todo el ciclo de vida del activo, menos el precio de la opción real que se definiría en el periodo 0.
Precio del ejercicio	<b>X</b>	CapEx correspondiente al monto de inversión de la nueva planta de tratamiento, proporcional a la producción incremental a ser tratada. Este monto de inversión es neto del precio de la opción, y a su vez establecido en el periodo en el que ésta puede ser ejercida.
Tasa de interés en tiempo continuo	<b>r</b>	Como tasa libre de riesgo se toma 5,18%, y se procede con el cálculo de la tasa de interés en tiempo continuo; $\ln(1+5,18\%)$ .
Plazo de ejercicio	<b>t</b>	6 años, momento en el que se podría ejercer la opción real.
Volatilidad del precio del subyacente	<b><math>\sigma</math></b>	Al analizar los flujos de caja operativos, específicamente la composición de los ingresos se identificó que debido a que el activo es principalmente productor de gas natural, y que a su vez es destinado al mercado europeo en una alta proporción, la volatilidad a emplear es la del <i>benchmark</i> NBP (63,34%).

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

Para el cálculo del precio del activo subyacente, se estimó el flujo de caja económico esperado en caso se ejerciera la opción real de aceleración de producción. En la Figura VII.15 se presenta la comparativa entre los flujos de caja económicos

esperados del activo productor de hidrocarburos de la línea base, es decir, sin ejercer la opción estratégica, y aquellos esperados en caso se optase por ejercerla.

**Figura VII.15 Comparativa FCE sin y con OE<sub>1</sub> ejercida**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

En las Tablas VII.7, Tabla VII.8 y Tabla VII.9 se presentan el valor de la opción real OE<sub>1</sub>, estimado por los métodos *Black-Scholes*, binomial y simulación Montecarlo respectivamente. Respecto al método binomial, en las Figuras VII.16 y VII.17 se ilustra la evolución del precio del activo subyacente y valor de la opción real. Con relación al método de simulación Montecarlo, en la Figura VII.18 se presenta la distribución del valor de la opción estratégica OE<sub>1</sub>.

**Tabla VII.7 Método Black-Scholes, valor de la OE<sub>1</sub>.**

Precio del activo subyacente	<b>S</b>	MUS\$	105
Precio del ejercicio	<b>X</b>	MUS\$	31
Tasa de interés en tiempo continuo	<b>r</b>	%	5,05%
Plazo de ejercicio	<b>t</b>	años	6
Volatilidad del precio del subyacente	<b>σ</b>	%	63%
<b>d<sub>1</sub></b>			1,76
<b>d<sub>2</sub></b>			0,21
<b>N(d<sub>1</sub>)</b>			0,96
<b>N(d<sub>2</sub>)</b>			0,58
<b>C</b>		<b>87</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>	<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>OE<sub>1</sub> (MUS\$)</b>	<b>Precio (MUS\$)</b>
3.604	3.520	87	-3

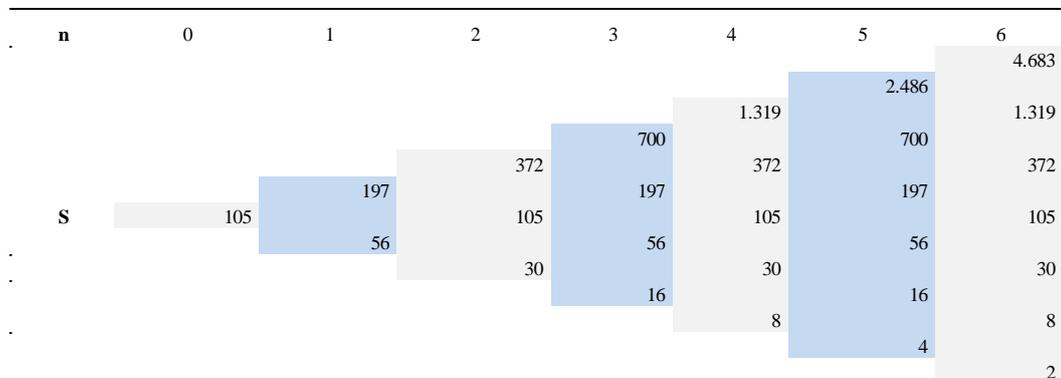
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.8 Método binomial, valor de la OE<sub>1</sub>.**

Precio del activo subyacente	<b>S</b>	MUS\$	105
Precio del ejercicio	<b>X</b>	MUS\$	31
Volatilidad del precio del subyacente	<b>σ</b>	%	63%
Multiplicador al alza	<b>u</b>		1,88
Multiplicador a la baja	<b>d</b>		0,53
Libre de riesgo	<b>r<sup>^</sup></b>		105,05%
Probabilidad alza	<b>p</b>		0,38
Probabilidad baja	<b>1-p</b>		0,62
<b>C</b>		<b>87</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>	<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>OE<sub>1</sub> (MUS\$)</b>	<b>Precio (MUS\$)</b>
3.604	3.520	87	-3

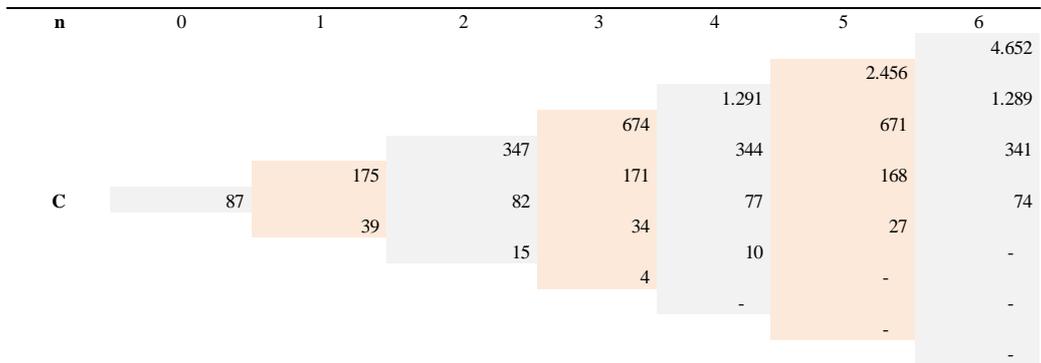
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.16 Evolución del precio del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.17 Evolución del valor de la OE según un proceso binomial multiplicativo**



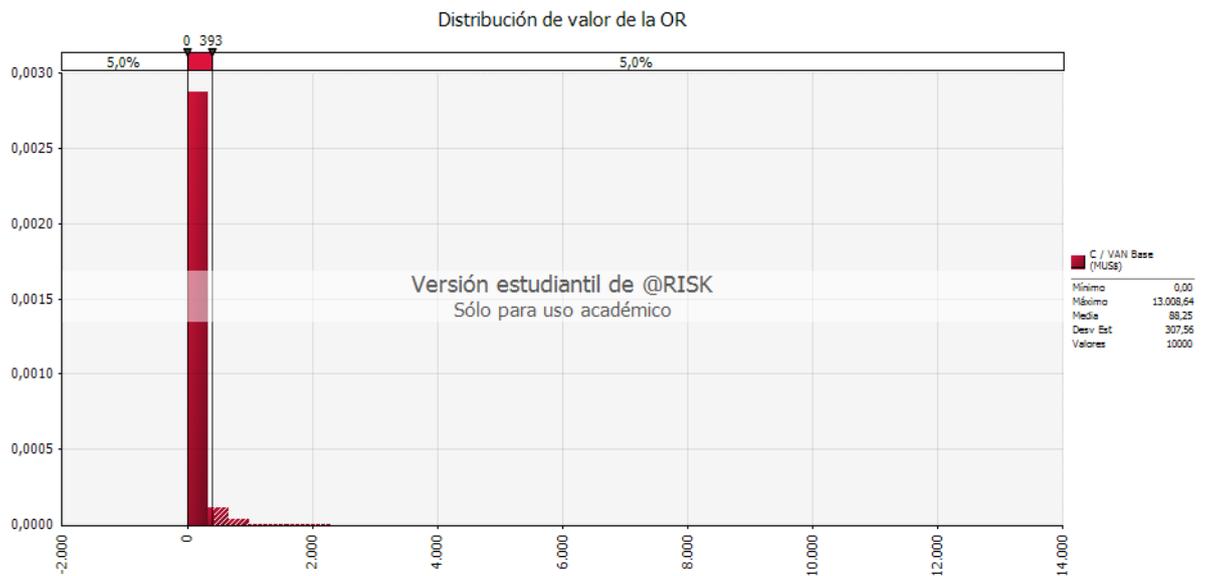
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.9 Método simulación Montecarlo, valor de la OE<sub>1</sub>.**

X	31	MUS\$
n	6	años
dt	1	año
$\sigma$	63%	
S	105	MUS\$
r	5,05%	
C	88	MUS\$
Valorización Total (MUS\$)	3.605	Valorización Base (MUS\$)
		OE <sub>1</sub> (MUS\$)
		Precio (MUS\$)
		88
		-3

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.18 Distribución del valor de la opción real OE<sub>1</sub>**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

### 7.6.2 Opción estratégica #2: cambio de mercado de venta de gas natural

Para determinar el valor de opción estratégica de cambio de mercado de destino del gas natural (OE<sub>2</sub>), tipo *put*, se define las variables de entrada para los modelos *Black-Scholes*, binomial y simulación Montecarlo, las cuales se registran en la Tabla VII.10.

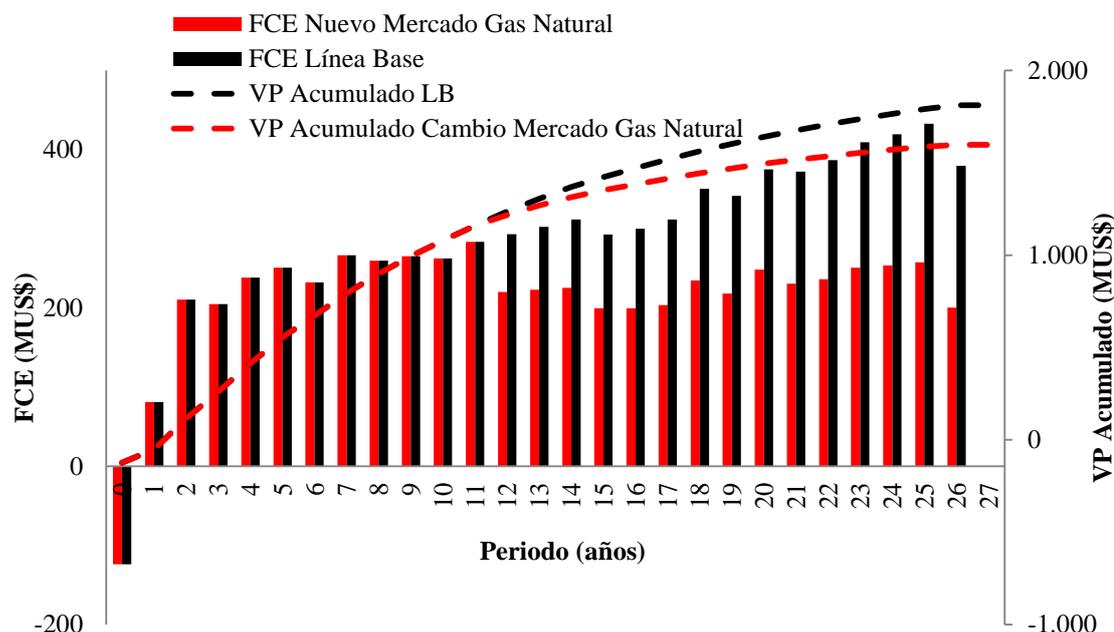
**Tabla VII.10 Variables para valorización de OE<sub>2</sub>**

Variable	Símbolo	Concepto
Precio del activo subyacente	S	Valor presente neto, en el periodo 0, de los flujos de caja económicos esperados de los periodos superiores al 11, correspondientes al escenario de mantener el mercado internacional como destino del gas natural.
Precio del ejercicio	X	Valor presente neto, en el periodo 12, de los flujos de caja económicos esperados de los periodos superiores al 11, correspondientes al escenario de cambiar el mercado de destino del gas natural.
Tasa de interés en tiempo continuo	r	Como tasa libre de riesgo se toma 5,18%, y se procede con el cálculo de la tasa de interés en tiempo continuo; $\ln(1+5,18\%)$ .
Plazo de ejercicio	t	12 años, momento en el que se podría ejercer la opción real.
Volatilidad del precio del subyacente	$\sigma$	Al analizar los flujos de caja operativos, específicamente la composición de los ingresos se identificó que debido a que el activo es principalmente productor de gas natural, y que a su vez es destinado al mercado europeo en una alta proporción, la volatilidad a emplear es la del benchmark NBP (63,34%).

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

Para el cálculo del precio del ejercicio, se estimó el flujo de caja económico esperado en caso se ejerciera la opción real de cambio de mercado de destino del gas natural. En la Figura VII.19 se presenta la comparativa entre los flujos de caja económicos esperados del activo productor de hidrocarburos de la línea base, es decir, sin ejercer la opción real, y aquellos esperados en caso se optase por ejercerla.

**Figura VII.19 Comparativa FCE sin y con OE<sub>2</sub> ejercida**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

En las Tablas VII.11, VII.12 y VII.13 se presenta el valor de la opción real OE<sub>2</sub>, estimado por los métodos *Black-Scholes*, binomial y simulación Montecarlo respectivamente. Respecto al método binomial, en las Figuras VII.20 y VII.21 se ilustra la evolución del precio del activo subyacente y valor de la opción real. Con relación al método de simulación Montecarlo, en la Figura VII.22 se presenta la distribución del valor de la opción estratégica OE<sub>2</sub>.

**Tabla VII.11 Método Black-Scholes, valor de la OE<sub>2</sub>.**

Precio del activo subyacente	<b>S</b>	MUS\$	650
Precio del ejercicio	<b>X</b>	MUS\$	1.698
Tasa de interés en tiempo continuo	<b>r</b>	%	5,05%
Plazo de ejercicio	<b>t</b>	Años	12
Volatilidad del precio del subyacente	<b>σ</b>	%	63%
<b>d<sub>1</sub></b>			0,94
<b>d<sub>2</sub></b>			-1,26
<b>N(d<sub>1</sub>)</b>			0,17
<b>N(d<sub>2</sub>)</b>			0,90
<b>P</b>		<b>716</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>	<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>OE<sub>2</sub> (MUS\$)</b>	
4.236	3.520	716	

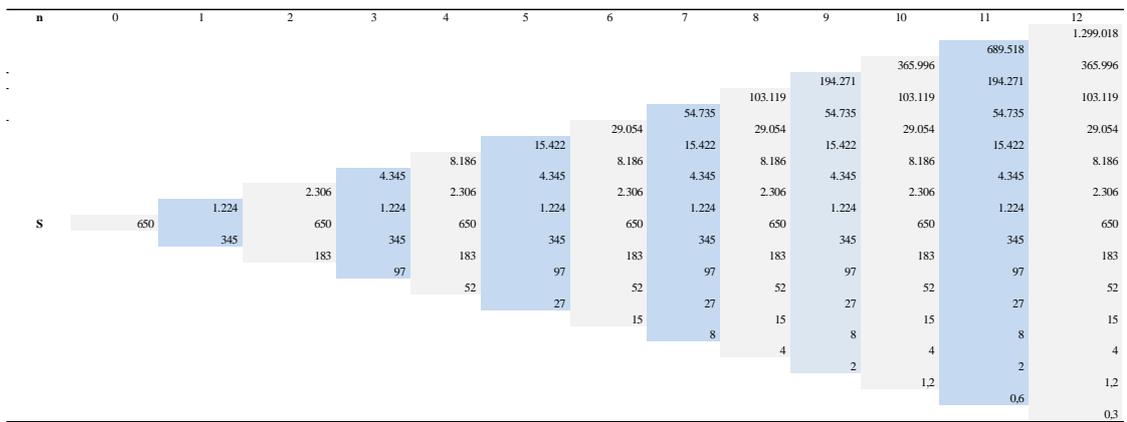
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.12 Método binomial, valor de la OE<sub>2</sub>.**

Precio del activo subyacente	<b>S</b>	MUS\$	650
Precio del ejercicio	<b>X</b>	MUS\$	1.698
Volatilidad del precio del subyacente	<b>σ</b>	%	63%
Multiplicativo al alza	<b>u</b>		1,88
Multiplicativo a la baja	<b>d</b>		0,53
Rentabilidad libre de riesgo	<b>r<sup>^</sup></b>		105,05%
Probabilidad alza	<b>p</b>		0,38
Probabilidad baja	<b>1-p</b>		0,62
<b>P</b>		<b>728</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>	<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>OE<sub>2</sub></b>	
4.248	3.520	728	

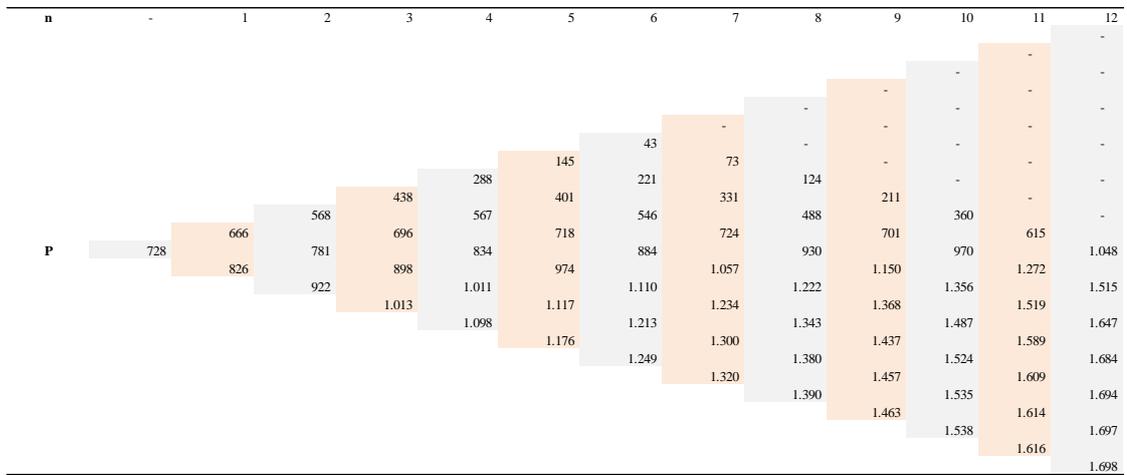
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.20 Evolución del precio del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.21 Evolución del valor de la OE según un proceso binomial multiplicativo**



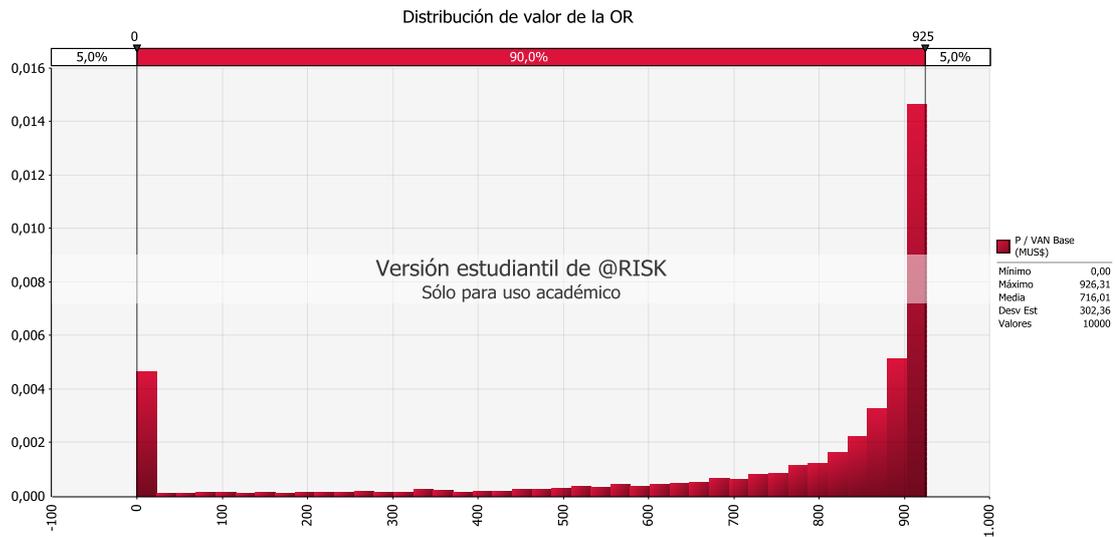
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.13 Método simulación Montecarlo, valor de la OE<sub>2</sub>.**

X	1.698	MUS\$
n	12	
dt	1	
$\sigma$	63%	
S	650	MUS\$
r	5,05%	
P	716	MUS\$
Valorización Total (MUS\$)	4.236	Valorización Base (MUS\$)
		OE <sub>2</sub> (MUS\$)
		716

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.22 Distribución del valor de la opción real OE<sub>2</sub>**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

### 7.6.3 Opción estratégica #3: diferir producción

Para determinar el valor de opción estratégica de diferir la producción de gas natural y líquidos de gas natural (OE<sub>3</sub>), tipo *put*, se define las variables de entrada para los modelos *Black-Scholes*, *binomial* y simulación Montecarlo, las cuales se registran en la Tabla VII.14.

**Tabla VII.14 Variables para valorización de OE<sub>3</sub>**

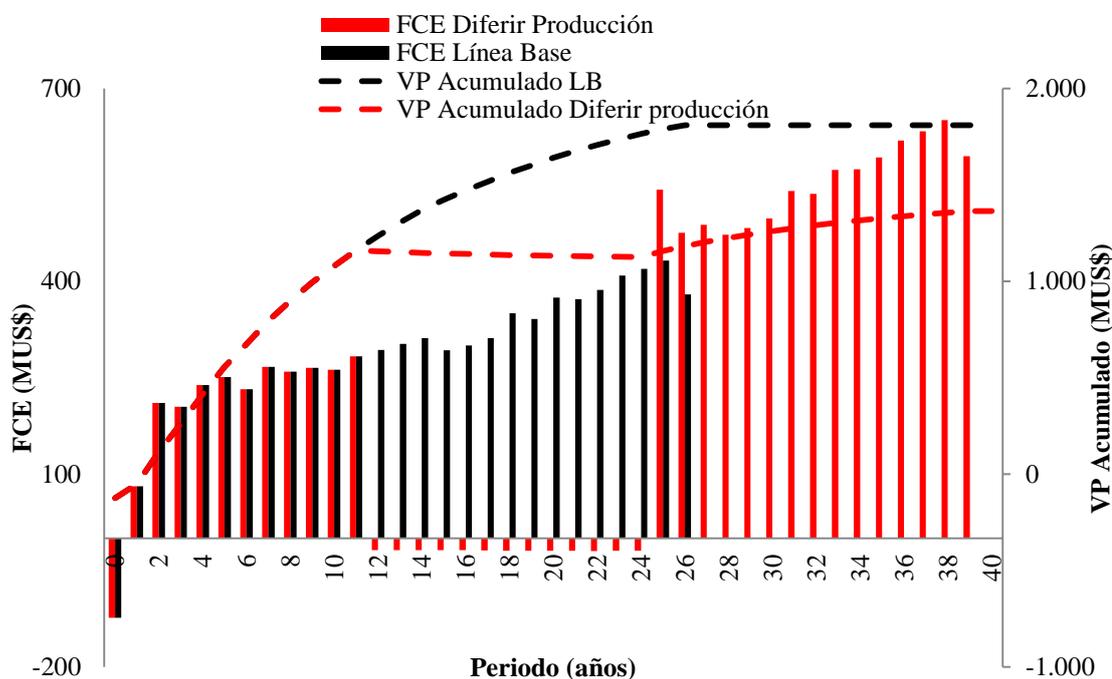
Variable	Símbolo	Concepto
Precio del activo subyacente	S	Valor presente neto, en el periodo 0, de los flujos de caja económicos esperados de los periodos superiores al 11, correspondientes al escenario de mantener los niveles de producción de la línea base y los mercados actualmente establecidos.
Precio del ejercicio	X	Valor presente neto, en el periodo 12, de los flujos de caja económicos esperados de los periodos superiores al 11, correspondientes al escenario de diferir la producción de gas natural y líquidos de gas natural, retomando posteriormente los mismos mercados de destino.
Tasa de interés en tiempo continuo	r	Como tasa libre de riesgo se toma 5,18%, y se procede con el cálculo de la tasa de interés en tiempo continuo; $\ln(1+5,18\%)$ .
Plazo de ejercicio	t	12 años, momento en el que se podría ejercer la opción real.

Variable	Símbolo	Concepto
Volatilidad del precio del subyacente	$\sigma$	Al analizar los flujos de caja operativos, específicamente la composición de los ingresos se identificó que debido a que el activo es principalmente productor de gas natural, y que a su vez es destinado al mercado europeo en una alta proporción, la volatilidad a emplear es la del <i>benchmark</i> NBP (63,34%).

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

Para el cálculo del precio del ejercicio, se estimó el flujo de caja económico esperado en caso se ejerciera la opción real de diferir la producción de gas natural y líquidos de gas natural, cuyos resultados presentan un comportamiento creciente y sostenido ante los precios esperados por la multinacional que gestiona el activo. En la Figura VII.23 se presenta la comparativa entre los flujos de caja económicos esperados del activo productor de hidrocarburos de la línea base, es decir, sin ejercer la opción real, y aquellos esperados en caso se optase por ejercerla.

**Figura VII.23 Comparativa FCE sin y con OE<sub>3</sub> ejercida**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

En las Tablas VII.15, VII.16 y VII.17 se presenta el valor de la opción estratégica OE<sub>3</sub>, estimado por los métodos *Black-Scholes*, bonomial y simulación Montecarlo respectivamente. Respecto al método bonomial, en las Figuras VII.24 y VII.25 se

ilustra la evolución del precio del activo subyacente y valor de la opción real. Con relación al método de simulación Montecarlo, en la Figura VII.26 se presenta la distribución del valor de la opción estratégica OE<sub>3</sub>.

**Tabla VII.15 Método Black-Scholes, valor de la OE<sub>3</sub>.**

Precio del activo subyacente	<b>S</b>	MUS\$	650
Precio del ejercicio	<b>X</b>	MUS\$	791
Tasa de interés en tiempo continuo	<b>r</b>	%	5,05%
Plazo de ejercicio	<b>t</b>	años	12
Volatilidad del precio del subyacente	<b>σ</b>	%	63%
<b>d<sub>1</sub></b>		1,28	
<b>d<sub>2</sub></b>		-0,90	
<b>N(d<sub>1</sub>)</b>		0,10	
<b>N(d<sub>2</sub>)</b>		0,82	
<b>P</b>		<b>287</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>		<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>OE<sub>3</sub> (MUS\$)</b>
	3.807	3.520	287

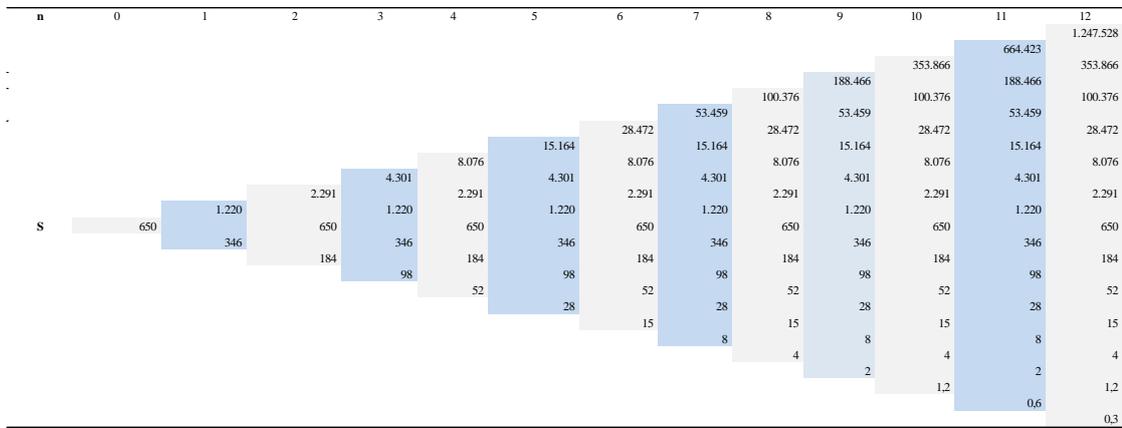
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.16 Método binomial, valor de la OE<sub>3</sub>.**

Precio del activo subyacente	<b>S</b>	MUS\$	650
Precio del ejercicio	<b>X</b>	MUS\$	791
Volatilidad del precio del subyacente	<b>σ</b>	%	63%
Multiplicativo al alza	<b>u</b>		1,88
Multiplicativo a la baja	<b>d</b>		0,53
Rentabilidad libre de riesgo	<b>r<sup>^</sup></b>		105,05%
Probabilidad alza	<b>p</b>		0,39
Probabilidad baja	<b>1-p</b>		0,61
<b>P</b>		<b>290</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>		<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>OE<sub>3</sub> (MUS\$)</b>
	3.810	3.520	290

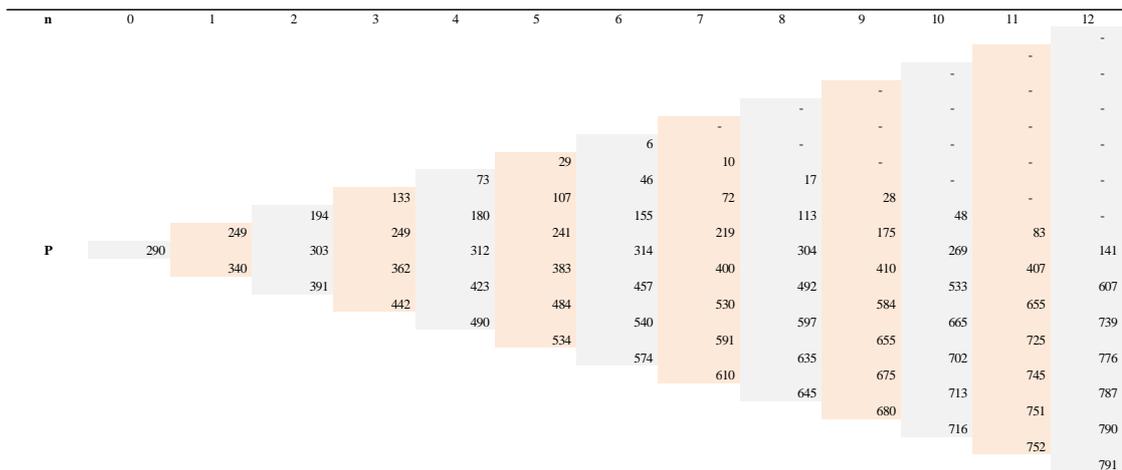
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.24 Evolución del precio del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.25 Evolución del valor de la OE según un proceso binomial multiplicativo**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.17 Método simulación Montecarlo, valor de la OE<sub>3</sub>.**

X	791	MUS\$
n	12	
dt	1	
$\sigma$	63%	
S	650	
r	5,05%	
P	287	MUS\$
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>	<b>3.807</b>	<b>Valorización Base (MUS\$)</b>
		<b>3.520</b>
		<b>OE<sub>3</sub> (MUS\$)</b>
		<b>287</b>

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.26 Distribución del valor de la opción estratégica OE<sub>3</sub>**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**7.6.4 Opción estratégica #4: diferir producción y cambiar mercado de gas natural**

Para determinar el valor de opción estratégica de diferir la producción de gas natural y líquidos de gas natural, y cambiar el mercado de destino del gas natural (OE<sub>4</sub>), tipo *put*, se define las variables de entrada para los modelos *Black-Scholes*, bonimial y simulación Montecarlo, las cuales se registran en la Tabla VII.18.

**Tabla VII.18 Variables para valorización de OE<sub>4</sub>**

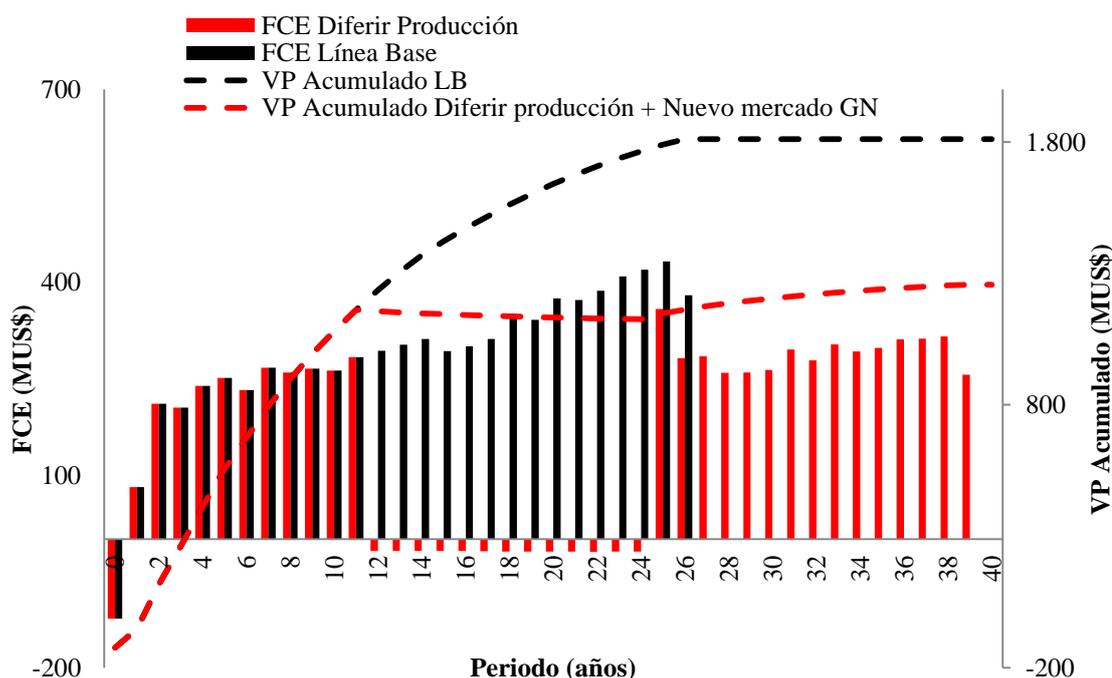
Variable	Símbolo	Concepto
Precio del activo subyacente	S	Valor presente neto, en el periodo 0, de los flujos de caja económicos esperados de los periodos superiores al 11, correspondientes al escenario de mantener los niveles de producción de la línea base y los mercados actualmente establecidos.
Precio del ejercicio	X	Valor presente neto, en el periodo 12, de los flujos de caja económicos esperados de los periodos superiores al 11, correspondientes al escenario de diferir la producción de gas natural y líquidos de gas natural, retomando posteriormente un nuevo mercado para el gas natural.
Tasa de interés en tiempo continuo	r	Como tasa libre de riesgo se toma 5,18%, y se procede con el cálculo de la tasa de interés en tiempo continuo; $\ln(1+5,18\%)$ .
Plazo de ejercicio	t	12 años, momento en el que se podría ejercer la opción real.

Variable	Símbolo	Concepto
Volatilidad del precio del subyacente	$\sigma$	Al analizar los flujos de caja operativos, específicamente la composición de los ingresos se identificó que debido a que el activo es principalmente productor de gas natural, y que a su vez es destinado al mercado europeo en una alta proporción, la volatilidad a emplear es la del <i>benchmark</i> NBP (63,34%).

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

Para el cálculo del precio del ejercicio, se estimó el flujo de caja económico esperado en caso se ejerciera la opción real de diferir la producción de gas natural y líquidos de gas natural, en combinación con el objetivo de monetizar las reservas remanentes de gas natural en un nuevo mercado de destino. En la Figura VII.27 se presenta la comparativa entre los flujos de caja económicos esperados del activo productor de hidrocarburos de la línea base, es decir, sin ejercer la opción real, y aquellos esperados en caso se optase por ejercerla.

**Figura VII.27 Comparativa FCE sin y con OE<sub>4</sub> ejercida**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

En las Tablas VII.19, VII.20 y VII.21 se presenta el valor de la opción estratégica OE<sub>4</sub>, estimado por los métodos *Black-Scholes*, binomial y simulación Montecarlo respectivamente. Respecto al método binomial, en las Figuras VII.28 y VII.29 se ilustra la evolución del precio del activo subyacente y valor de la opción real. Con

relación al método de simulación Montecarlo, en la Figura VII.30 se presenta la distribución del valor de la opción estratégica OE<sub>4</sub>.

**Tabla VII.19 Método Black-Scholes, valor de la OE<sub>4</sub>.**

Precio del activo subyacente	<b>S</b>	MUS\$	650
Precio del ejercicio	<b>X</b>	MUS\$	376
Tasa de interés en tiempo continuo	<b>r</b>	%	5,05%
Plazo de ejercicio	<b>t</b>	años	12
Volatilidad del precio del subyacente	<b>σ</b>	%	63%
<b>d<sub>1</sub></b>		1,62	
<b>d<sub>2</sub></b>		-0,56	
<b>N(d<sub>1</sub>)</b>		0,05	
<b>N(d<sub>2</sub>)</b>		0,71	
<b>P</b>		<b>112</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>		<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>OE<sub>4</sub></b>
	3.632	3.520	112

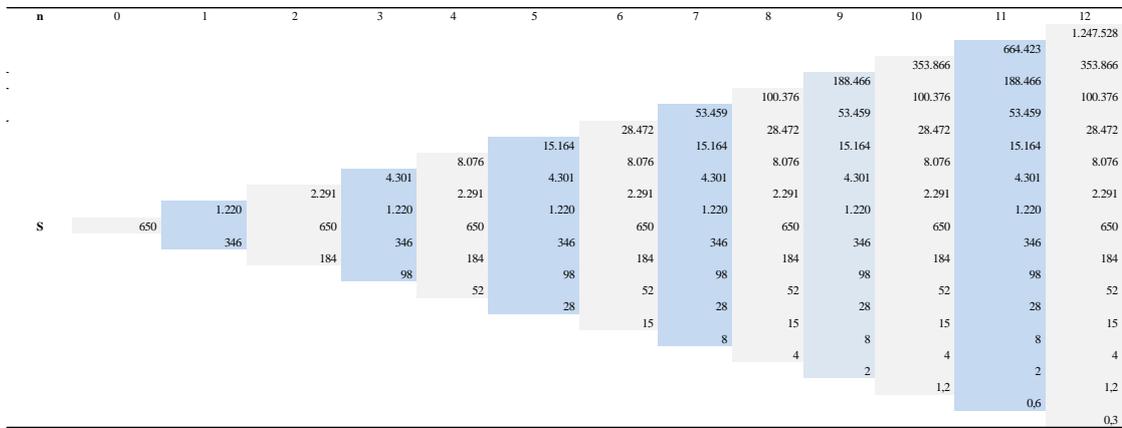
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.20 Método binomial, valor de la OE<sub>4</sub>.**

Precio del activo subyacente	<b>S</b>	MUS\$	650
Precio del ejercicio	<b>X</b>	MUS\$	376
Volatilidad del precio del subyacente	<b>σ</b>	%	63%
Multiplicativo al alza	<b>u</b>		1,88
Multiplicativo a la baja	<b>d</b>		0,53
Rentabilidad libre de riesgo	<b>r<sup>^</sup></b>		105,05%
Probabilidad alza	<b>p</b>		0,39
Probabilidad baja	<b>1-p</b>		0,61
<b>P</b>		<b>116</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>		<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>OE<sub>4</sub></b>
	3.636	3.520	116

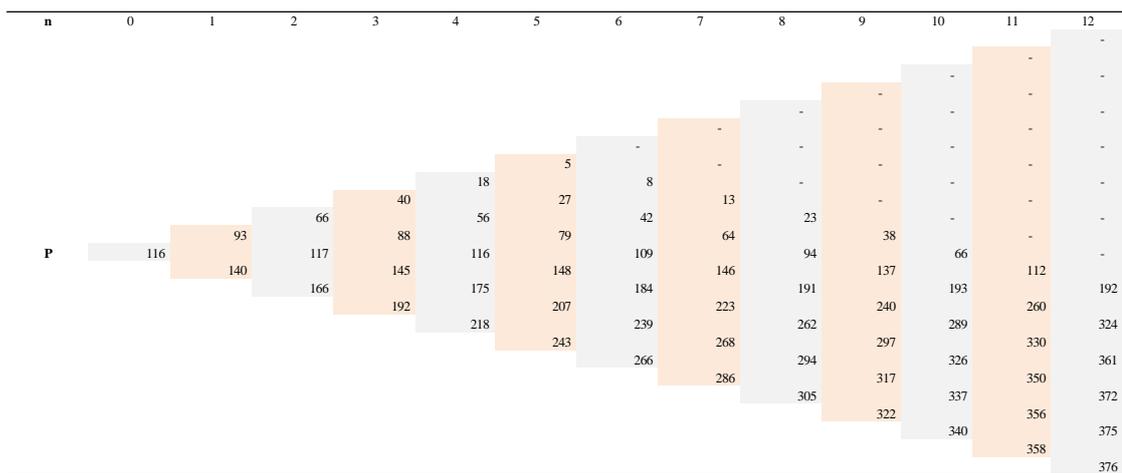
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.28 Evolución del precio del activo subyacente según un proceso binomial multiplicativo**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.29 Evolución del valor de la OE según un proceso binomial multiplicativo**



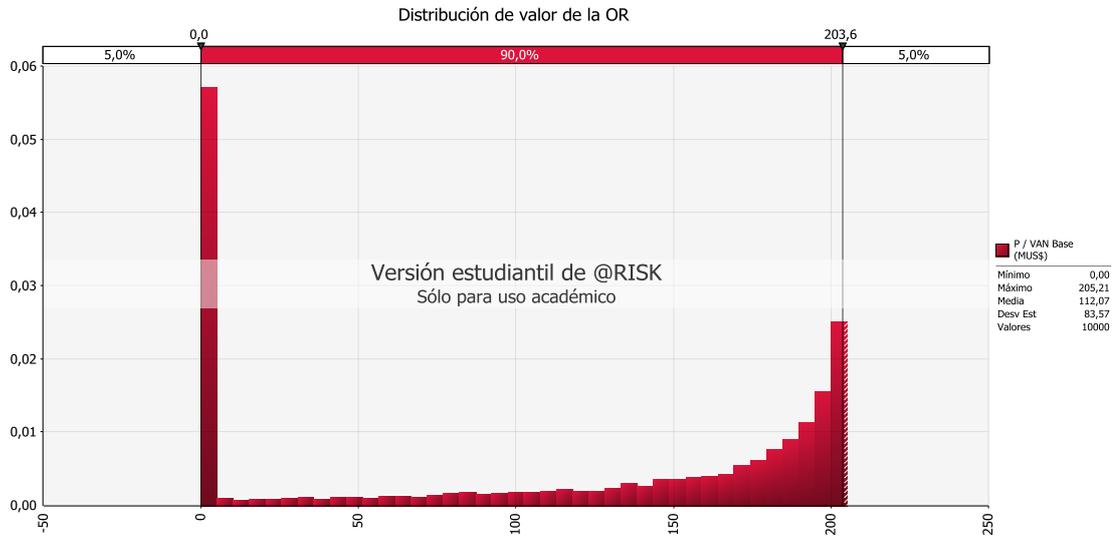
Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.21 Método simulación Montecarlo, valor de la OE<sub>4</sub>.**

X	376	MUS\$
n	12	
dt	1	
$\sigma$	63%	
S	650	MUS\$
r	5,05%	
P	112	MUS\$
<b>Valorización Total (MUS\$)</b>	<b>3.632</b>	
<b>Valorización Base (MUS\$)</b>	<b>3.520</b>	
<b>OE<sub>4</sub> (MUS\$)</b>	<b>112</b>	

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.30 Distribución del valor de la opción real OE<sub>4</sub>**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

## 7.7 Resultados

En las Tablas VII.22 y VII.23 se presenta los resultados de VAN y valorización del activo productor seleccionado, luego de haber empleado los métodos previamente identificados.

**Tabla VII.22 Resultados de VAN del activo productor de hidrocarburos.**

Método							VAN Total (MUS\$)
Flujo de Caja Descontado							1.811
Árbol Decisiones							2.020
Opciones Reales	VAN Base (MUS\$)	OE	Concepto	Periodo	Sub-Método	Valor OE (MUS\$)	
		1	Aceleración	6	B-S	87	1.895
					Binomial	87	1.895
					Montecarlo	88	1.896
	1.811	2	Cambio de mercado GN	12	B-S	716	2.527
					Binomial	728	2.539
					Montecarlo	716	2.527
		3	Diferir + Mismos Mercados	12	B-S	287	2.098
					Binomial	290	2.101
					Montecarlo	287	2.098
		4	Diferir + Nuevo Mercado GN	12	B-S	112	1.923
					Binomial	116	1.927
					Montecarlo	112	1.923

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Tabla VII.23 Resultados de valorización del activo productor de hidrocarburos.**

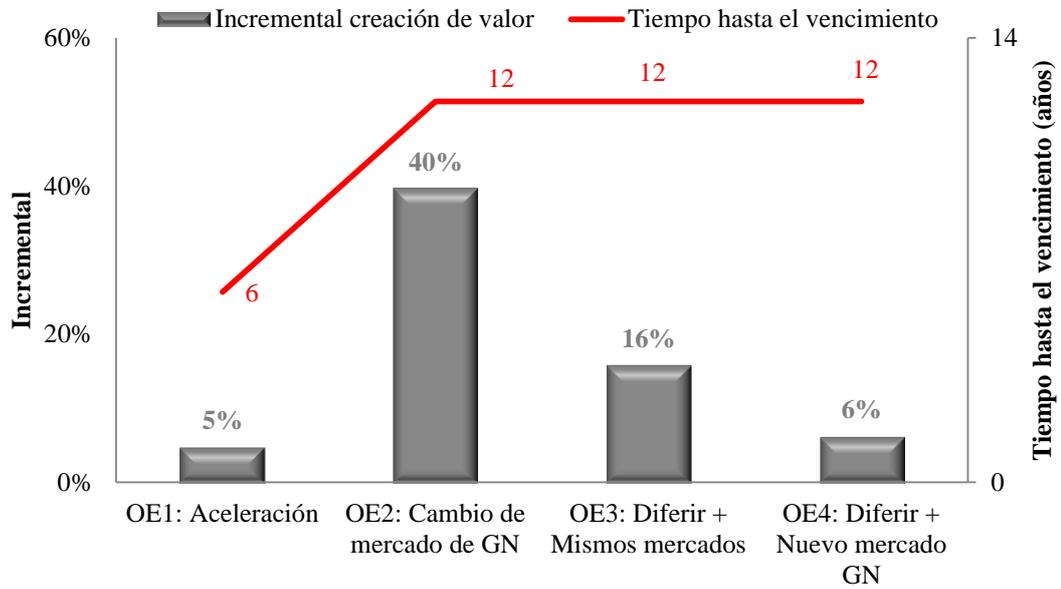
Método							Valorización Total (MUS\$)
Flujo de Caja Descontado							3.520
Árbol Decisiones							3.722
Opciones Reales	Valorización Base (MUS\$)	OE	Concepto	Periodo	Sub-Método	Valor OE (MUS\$)	
					B-S	87	3.604
		1	Aceleración	6	Binomial	87	3.604
					Montecarlo	88	3.605
					B-S	716	4.236
		2	Cambio de mercado GN	12	Binomial	728	4.248
	3.520				Montecarlo	716	4.236
					B-S	287	3.807
		3	Diferir + Mismos Mercados	12	Binomial	290	3.810
					Montecarlo	287	3.807
					B-S	112	3.632
		4	Diferir + Nuevo Mercado GN	12	Binomial	116	3.636
					Montecarlo	112	3.632

Fuente: elaborada por autores de la tesis.

En las Figuras VII.31 y VII.32 se presenta el porcentaje incremental del VAN y valorización del activo productor de hidrocarburos, aportado por cada una de las opciones reales identificadas, resultando la más destacable la correspondiente a efectuar un cambio de mercado de destino del gas natural en el periodo 12, seguida por la de diferir la producción y luego retomar operaciones monetizando las reservas de gas natural y líquidos de gas natural en el mismo mercado.

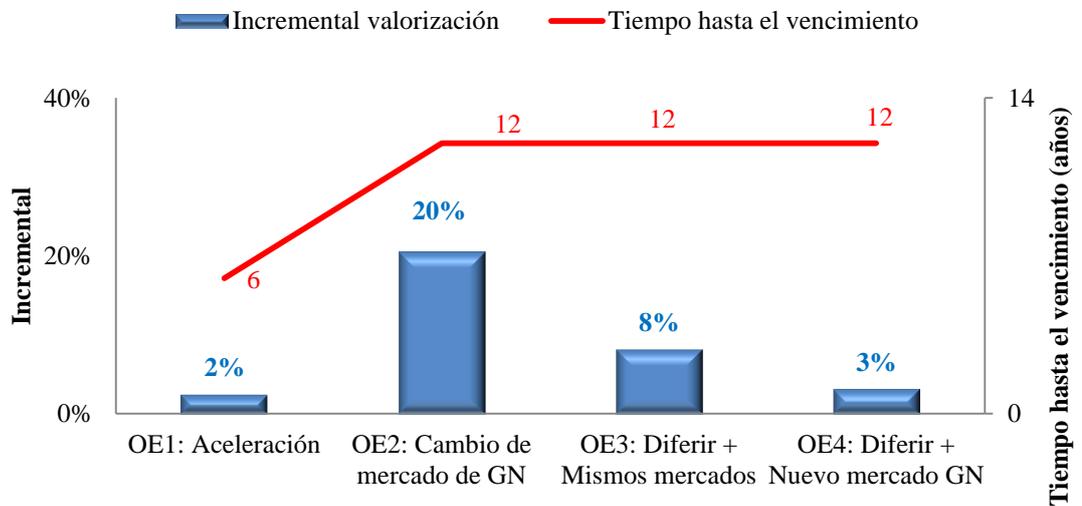
Respecto a las opciones estratégicas valorizadas siguiendo los métodos *Black-Scholes*, binomial y simulación Montecarlo, se resalta que durante la gestión del activo se podrá optar por ejercerlas o no, y que éstas, tal como están definidas, son mutuamente excluyentes. Por lo tanto, pese a que en el presente se podría pensar en tomar una decisión acerca de cuál opción ejercer, tendiendo a elegir la de cambio de mercado de destino del gas natural debido a que es la que mayor valor aporta, conceptualmente, en el periodo 6, se debería valorizar de nuevo las opciones, teniendo en consideración que para entonces se incorporará información real que permitirá contar con precios de los activos subyacente y precios del ejercicio más exactos.

**Figura VII.31 OE: Aporte incremental del VAN.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

**Figura VII.32 OE: Aporte incremental de valorización.**



Fuente: elaborada por autores de la tesis.

## 7.8 Limitaciones opciones de reales

Partiendo de las desventajas conceptuales del método de opciones reales, con base en lo comentado por Fernández (2008) acerca de las dificultades, problemas y errores al que éste presenta, a continuación se explica las principales limitaciones en su aplicación específica al caso de estudio seleccionado, activo productor de hidrocarburos:

- (i) El precio del activo subyacente no se toma de una fuente de datos financieros a la que el mercado acceda, sino que es función de una estimación del valor presente de flujos de caja económico esperados que se generarían en caso las opciones estratégicas se ejercieran. Al tratarse de flujos de caja económico esperados, su desarrollo parte de una tendencia de precios esperada, perfiles de producción y ventas que dependen de las estimaciones de reservas de hidrocarburo, así como de planes de inversión, etc. Sumado a esto, debido a que el precio del activo subyacente se expresa en términos de valor presente, los flujos de caja esperados se descuentan al Costo Promedio Ponderado de Capital que emplea la compañía que lo gestiona. Para el caso de estudio, no aplica disponer de datos históricos del precio del activo subyacente; teniendo en cuenta las variables involucradas para su estimación, éste puede presentar efectos de infra o sobrevalorización.
- (ii) Debido a las características de las opciones estratégicas identificadas, dependientes de los flujos de caja esperados, el precio del ejercicio, al igual que el precio del activo subyacente, presenta limitaciones. Respecto al precio del ejercicio, éste es el valor presente de los flujos en el periodo que se decidiría si se ejerce o no la opción real asociada, para lo cual también se emplea el Costo Promedio Ponderado de Capital. Si la estimación del precio del ejercicio presenta las mismas características que el la del precio del activo subyacente, implica que éste es a su vez una fuente de posibles efectos de infra o sobrevalorización.
- (iii) La fuente de ingresos del caso de estudio es la venta de gas natural y líquidos de gas natural, cuya definición de precios es función de algunos

de los *benchmarks* identificados, como el HH, NBP, JKM y WTI, cada uno de estos con una volatilidad característica. Emplear varias fuentes de volatilidad, es decir, “jugar” con esta variable, tal como lo expone Fernández (2008), podría traer consigo sobrevalorización del precio del activo subyacente y precio del ejercicio. Debido a que el gas natural es el principal producto ofertado por el activo seleccionado como caso de estudio, para determinar el valor de las opciones estratégicas se empleó la volatilidad del *benchmark* que condiciona en mayor porción la generación de flujos de caja, NBP. Esta consideración implica las siguientes desventajas y ventajas: (i) se descarta algunas de las fuentes de volatilidad del precio del activo subyacente, (ii) se emplea la volatilidad de un *benchmark* como analogía a la correspondiente al precio del activo subyacente, (iii) la estimación del precio del activo subyacente es más razonable al evitar efectos superiores de volatilidad, (iv) se emplea datos históricos del *benchmark*.

- (iv) Una de las variables que se considera para la estimación del valor de las opciones reales es el tiempo hasta el vencimiento, es decir, el periodo de tiempo con el que se cuenta desde el presente hasta el momento en el que se debe decidir si se ejercen o no. Dadas las características propias del caso de estudio, principalmente en lo referido a las condiciones contractuales de comercialización de los productos de hidrocarburos, las opciones estratégicas son de tipo europea. El hecho que las opciones estratégicas sean europeas no implica que en el momento de decidir si se ejercen o no se va a contar con un precio del activo subyacente y precio del ejercicio exacto, proveniente de alguna fuente de datos financieros, sino que de nuevo serán estimados considerando que éstos dependen de proyecciones de precios, reservas remanentes, producción, inversiones, etc., por lo que la decisión de ejercer las opciones estratégicas de nuevo dependerá de un análisis de valorización con base en información que haya surgido hasta entonces.
- (v) Luego de resaltar que el precio del activo subyacente y precio del ejercicio dependen de la estimación de flujos de caja operativos, es importante

precisar que la composición de ingresos es función de la producción de cada uno de los productos identificados, gas natural y líquidos de gas natural, cuyas reservas son estimadas y categorizadas en proporción a la certidumbre de los datos técnicos disponibles. A su vez, para la generación de los flujos de caja económicos se requiere alcanzar los objetivos de producción, y para este propósito es necesario que la gestión de operaciones y mantenimiento, así como de ejecución del plan de inversión, sea la esperada. Estas variables, reservas y resultados de gerencia de operaciones, cuentan con un riesgo, el mismo que se pretende considerar mediante la información utilizada para el desarrollo de los flujos de caja económico y a través del Costo Promedio Ponderado de Capital, pero que a su vez podrían condicionar en sí la volatilidad del precio del activo subyacente.

- (vi) Como se indicó previamente, el precio del ejercicio depende del pronóstico de los flujos de caja económico aplicables a cada una de las opciones estratégicas identificadas. Dicho pronóstico depende de la definición de ingresos, los cuales se estiman mediante el empleo de precios que son dependientes de los *benchmarks*. Los modelos para estimar las opciones reales emplean la volatilidad del precio del activo subyacente, más no del precio del ejercicio, bajo el contexto de las opciones reales del caso de estudio.

## CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 8.1 Conclusiones

*“Analizar las opciones estratégicas disponibles para gestionar un activo productor de hidrocarburos y examinar las metodologías para valorización del mismo a fin de establecer las ventajas y desventajas de cada una”.*

Durante el examen y aplicación de las metodologías de valorización identificadas, se logró enlazar las finanzas con el planteamiento de estrategias para la gestión de un activo productor de hidrocarburos. A continuación, las opciones estratégicas identificadas:

- (v) Tratamiento de producción incremental en una planta futura.
- (vi) Cambio de mercado de destino del gas natural.
- (vii) Diferimiento de producción de gas natural y líquidos de gas natural. Luego del periodo de cese de producción, las reservas se monetizarían en los mismos mercados.
- (viii) Diferimiento de producción de gas natural y líquidos de gas natural. Luego del periodo de cese de producción, las reservas de gas natural se monetizarían en un nuevo mercado.

Para el desarrollo de esta tesis se examinó diferentes metodologías de valorización, mediante la revisión de los conceptos en los que se basan, y analizando su aplicación a un activo productor de hidrocarburos, como caso de estudio. Al examinar cada una de las metodologías, dentro de las cuales se encuentran (i) la contable, (ii) las basadas en el estado de resultados, (iii) flujos de caja descontados, (iv) árboles de decisión y (v) opciones reales, se conceptualizó la “evolución” que ofrecen como análisis de *“procesos de valorización”*, para conseguir enlace entre las finanzas y las decisiones estratégicas que buscan maximizar la creación de valor o mitigar su destrucción.

La aplicación de árboles de decisión y opciones reales exhorta a que los directores, gerentes y gestores financieros analicen los negocios teniendo en cuenta la

flexibilidad con la que éstos cuentan, para así definir opciones estratégicas que permitan su sostenibilidad, gestionando e incorporando el valor implícito en la incertidumbre y volatilidad de los activos subyacentes definidos. Esta es la principal ventaja ofrecida por las metodologías en mención, enlazan las finanzas con la gestión de los negocios, valorizando la toma de decisiones efectuada por los directores y gerentes.

El desarrollo de las metodologías de árboles de decisión y opciones reales motiva a que las basadas exclusivamente en datos contables, estados de resultados y flujos de caja descontados, sean tan sólo el primer paso de análisis en el proceso de valorización de un negocio. Sin embargo, es importante resaltar que incluso una metodología superior como la de opciones reales presenta desventajas, algunas de las cuales se describen en los capítulos III y VII, por lo que siempre será clave el análisis efectuado por aquellos profesionales encargados de efectuar el “*proceso de valorización*” de los negocios, incluyendo no sólo el entendimiento del negocio en sus condiciones actuales, económicas y financieras, sino incorporando aspectos estratégicos mediante los cuales se añade valor por la flexibilidad que ofrecen.

Partiendo de la aplicación del “*proceso de valorización*” al activo productor de hidrocarburos seleccionado como caso de estudio, se resalta que éste cuenta con fuentes de flexibilidad que permiten tomar decisiones en el futuro para optimizar su creación de valor, por lo que es importante exponer los conceptos y resultados obtenidos a los directores y gerentes involucrados, para así evaluar la implementación de tácticas que apunten a la consecución de un posicionamiento que favorezca contar con el derecho, más no con la obligación, de ejercer las Opciones Estratégicas identificadas.

***“Revisar las diferentes metodologías para valorización de un activo productor de hidrocarburos”.***

Para propósitos de valorización de un negocio se cuenta con varios métodos, dentro de los cuales se hallan aquellos que se soportan en la información que permite establecer un diagnóstico “actual” de su gestión económica y financiera, con base en

lo reportado en los estados financieros correspondientes a un ejercicio que culminó, es decir, no incorporan una estimación de las proyecciones que se trazan como objetivo para su gestión futura.

El método de flujos de caja descontados para la valorización de un negocio tiene en consideración las proyecciones de los resultados económicos, y a su vez emplea el Costo Promedio Ponderado de Capital, variable condicionada por la estructuración financiera esperada y el riesgo asociado, para estimar su valor presente. Pese a que este método resulta superior respecto a los que sólo tienen en consideración los estados financieros, presenta algunas limitaciones, debido a que implícitamente desestima que a lo largo de la vida de un negocio los directores y gerentes toman decisiones que permiten mitigar la destrucción de valor, y que a su vez pueden optar por oportunidades que incluso optimicen la creación de valor, no sólo por gestiones económicas, iniciativas operativas o de inversión, sino también por estrategias de carácter financiero.

La evolución de los conceptos inherentes a la valorización de los negocios ha permitido enlazar las finanzas de largo plazo con la planificación estratégica, gracias a la estimación del valor de las opciones reales propias de dichos negocios, las cuales son identificadas por aquellos profesionales que son responsables de la dirección y gerencia, quienes cuentan con el derecho, pero no con la obligación, de ejercerlas, incorporando de este modo el concepto de flexibilidad ante la toma de decisiones con el propósito de optimizar la creación de valor.

***“Desarrollar las características generales de un activo productor de hidrocarburos para establecer los principales factores que influyen en la generación de valor”.***

Para efectuar la valorización de un negocio, por cada uno de los métodos identificados, es indispensable conocer la industria en la que éste opera, la fuente de ingresos, las características de definición de precios a los que se negocia, el plan de inversiones que requiere para la consecución de los objetivos operativos, identificando a su vez la composición de los costos involucrados, así como los impuestos aplicables al rubro del que pertenece. En la industria de exploración y producción de

hidrocarburos se tiene estructurado el negocio del tal modo que la gestión de los activos, desde el punto de vista conceptual, permite establecer generalidades.

Un activo productor de hidrocarburos es directamente dependiente de certidumbre de la estimación de las reservas de petróleo y/o gas, de ahí la importancia de conocer su categorización, empleándose usualmente la que compila las probadas y probables para evaluaciones económicas.

Mediante el dato de reservas y los lineamientos comerciales visualizados para la gestión de un activo de la industria de exploración y producción de hidrocarburos, se establece el perfil de producción (volumen o energía) y venta de productos, dando lugar a las estimaciones de ingresos, los cuales a su vez son deducibles de pago de regalías. Cuando se establecen los perfiles de producción, éstos se emplean como objetivo a alcanzar por la gerencia de operaciones, y para ello, con base en evaluaciones técnicas, se define los requerimientos de inversión a ser ejecutados hasta el agotamiento de las reservas.

El negocio de la exploración y producción de hidrocarburos depende drásticamente de la categorización de reservas, y de los precios a los cuales se puede monetizar los productos de hidrocarburos que se ofertan en el mercado; estos precios cuentan con volatilidad, y por ende con incertidumbre, la misma que es empleada al valorizar el caso de estudio, activo productor de gas natural y líquidos de gas natural.

***“Describir las perspectivas a largo plazo del mercado de hidrocarburos, examinando aspectos tales como precios esperados y categoría de reservas”.***

La industria de exploración y producción de hidrocarburos está pasando por una coyuntura en la que los precios de referencia, *benchmarks*, empleados para definir aquellos aplicables para la monetización de productos específicos de hidrocarburos, se encuentran en valores inferiores o cercanos al breakeven de algunas operaciones, trayendo como consecuencia que los directores y gerentes de activos productores tomen decisiones estratégicas frente a esta situación, desde un enfoque de sostenibilidad del negocio.

Es importante entender el comportamiento de la oferta y la demanda de petróleo y gas a nivel mundial, para la identificación de estrategias en pro de la maximización de creación de valor.

Con relación a la oferta de hidrocarburos, debido a que hay disponibilidad de reservas, y más ahora con la incorporación de aquellas de carácter no convencional, implicando que haya energía por ofertar en el mercado, aquellas compañías que logren las mejores eficiencias de costos, gestión de OpEx, serán las que lideren los regímenes de producción, incorporándose como reto el cumplimiento de los objetivos medioambientales, dando lugar a la tendencia de migración de empleo de petróleo y carbón a gas natural, como transición a otro tipo de fuentes energéticas en el largo plazo, como las renovables.

En cuanto a la demanda, hay dos variables destacables para entenderla, la primera que es la tendencia del crecimiento de la población, de la cual se espera que en los próximos años presente una velocidad inferior a la del pasado, y la segunda, la intensidad energética, variable que relaciona los requerimientos energéticos para lograr una unidad de GDP (Gross Domestic Product), previéndose mayores niveles de eficiencia, por lo que el crecimiento económico no tendrá un efecto estrictamente directo en los requerimientos de energía.

Partiendo de lo desarrollado en cuanto a estrategias que los líderes del mercado de hidrocarburos han implementado para intentar gestionar los precios del petróleo y gas, seguido por la proyección de oferta y demanda hasta el 2035, condicionada por la disponibilidad de reservas, desarrollos tecnológicos, crecimiento de la población, eficiencia de crecimiento económico, objetivos medioambientales y fortalecimiento de otras fuentes energéticas, se resalta que la gestión de un activo productor de hidrocarburos cada vez es más retador, exigiendo la consecución de eficiencias de costos, teniendo en cuenta que los precios a los cuales se monetizan sus reservas están fuertemente condicionados por un mercado en el que la sobreoferta implicará que posiblemente éstos se mantengan en una banda baja, razón por la que cobra importancia la valorización de los activos, no sólo desde un enfoque financiero, sino estratégico, resaltando el valor de la flexibilidad con la que cuenta su dirección y

gerencia para la toma de decisiones, y frente a la volatilidad característica de los *benchmarks*.

Acerca de la oferta y demanda de hidrocarburos, se destaca que de nuevo sale a relucir las estrategias empleadas en el pasado, las reuniones entre líderes productores de petróleo y gas natural para tomar acciones con el ánimo de influir positivamente en el comportamiento de los *benchmarks*. De mantenerse las tendencias actuales de gestión de oferta de hidrocarburos, se estima que traerá como consecuencia que el comportamiento actual de los precios persista, exhortando aún más a que los directores y gerentes encargados de la gestión de los activos productores de hidrocarburos identifiquen opciones estratégicas mediante las cuales se busque optimizar la creación de valor, resultando importante la aplicación del método de opciones reales para determinar su valor, y así argumentar las decisiones visualizadas.

***“Describir las características generales de un activo productor de hidrocarburos seleccionado para valorización”.***

El activo seleccionado como caso de estudio cuenta con la flexibilidad tal que permite establecer opciones estratégicas para optimizar su creación de valor. Por un lado, cuenta con reservas probadas y probables que permite prever un ciclo de vida representativo, mediante la definición de objetivos de producción vinculados con las condiciones comerciales contractualmente suscritas. En simultánea, el precio de los productos de su portafolio, el gas natural y líquidos de gas natural, está condicionado por la volatilidad de *benchmarks*, datos de referencia que cuentan con volatilidades características, fuente de incertidumbre que incorpora flexibilidad para la toma de decisiones.

El caso de estudio cuenta con una composición de OpEx y programa de CapEx que debe ser gestionado buscando eficiencia de costos. Si bien es cierto que los conceptos involucrados en estas variables son de carácter contractual, no relacionadas con algún dato financiero u operativo que presente volatilidad, es clave que éstas sean gestionadas de tal modo que favorezcan los resultados económicos esperados, o superiores. La gestión de OpEx y CapEx también es fuente de información para la toma de decisiones en el futuro, evaluando la sostenibilidad del negocio de

exploración y producción de hidrocarburos, fuertemente condicionada por la oferta y demanda energética a nivel mundial.

La gestión del activo seleccionado como caso de estudio debe tener en consideración aspectos macro y microeconómicos, monitoreando constantemente la demanda y oferta energética, haciendo seguimiento a los proyectos de infraestructura liderados por el Estado, los cuales pueden condicionar el acceso y desarrollo de nuevos mercados demandantes de los productos ofertados, y a su vez, debe tener en consideración los proyectos y operaciones de compañías dedicadas a la misma industria, exploración y producción de hidrocarburos, con el propósito de identificar oportunidades de alianzas, sinergias, etc. que den lugar a optimizar la creación de valor.

***“Efectuar la valorización de un activo productor de hidrocarburos considerando las diferentes metodologías seleccionadas”.***

Dependiendo de las reservas con las que cuente un activo productor de hidrocarburos, específicamente en términos de petróleo y gas, fuente de oferta de productos específicos de hidrocarburos, y en sí de las características económicas de su operación, la influencia de algunos de los *benchmarks* identificados, como el HH, NBP, JKM, WTI y Brent, en la generación de ingresos, será más importante para alcanzar los resultados de creación de valor establecidos como objetivo.

Desde el enfoque de valorización de opciones reales, una mayor volatilidad añade flexibilidad, y por ende aporta a la creación de valor. Es posible que el grado de volatilidad de los *benchmarks* se vaya degradando en el tiempo, ante el comportamiento actual de oferta y demanda de los hidrocarburos, aspecto a evaluar a medida que la información esté disponible, hasta el momento en el que se deba tomar decisiones frente a ejercer o no las opciones estratégicas identificadas para la sostenibilidad de un activo productor de hidrocarburos.

Emplear el método de valorización de opciones reales permite que analistas financieros de largo plazo exhorten a los directores y gerentes a visualizar las

opciones estratégicas disponibles alrededor de la gestión de un negocio, en particular, para el caso de esta tesis, un activo productor de hidrocarburos. Al hacer el ejercicio de identificación de opciones estratégicas se cubre aspectos relacionados con la categorización de reservas, los perfiles de producción, los mercados de destino de cada uno de los productos de hidrocarburos, y a su vez, incluso, se abre espacio para revisar el entorno, no sólo en términos macroeconómicos, sino también en lo referido a oportunidades de alianzas estratégicas mediante las cuales se genere opciones para optimizar la creación de valor.

La iniciativa de gestionar la creación de valor no sólo debe realizarse cuando ésta es deficitaria o reducida, sino también con el objetivo de maximizarla, haciendo que los objetivos a ser alcanzados por los directores y gerentes sean aún más retadores, en línea con la directriz de promover acciones que fomenten la sostenibilidad de los negocios. Valorizar los activos empleando el método de opciones reales impulsa a que este criterio de mejora continua se mantenga en la mente de los encargados de evaluaciones económicas, directores y gerentes.

La coyuntura actual por la que está pasando la industria de exploración y producción de hidrocarburos ocasiona que ciertos activos productores de hidrocarburos presenten estados de resultados deficitarios, razón por la que no procede la aplicación de algunos de los métodos para valorización que emplean como información de entrada los estados financieros.

Ante los recientes estados financieros deficitarios, se decide emplear un múltiplo de referencia que tiene en consideración el *Market Cap* y las reservas probadas con las que dispone algunas de las empresas que son parte de la industria relacionada, para así valorizar el caso de estudio. En cuanto al empleo de este múltiplo, relación *Market Cap* y reservas probadas, se debe tener en consideración que las empresas tomadas como referencia pueden contar con negocios en otros segmentos del mercado de los hidrocarburos, y a su vez, que la composición de las reservas con las que cuentan seguramente presentarán diferentes proporciones de petróleo y gas, ocasionando que las fuentes de ingresos sean diferentes, por lo que éste método puede arrojar resultados de sobreestimación o subestimación de la valorización del activo productor de

hidrocarburos, resaltando la superioridad de los métodos de flujo de caja descontados, árboles de decisión y opciones reales.

Los flujos de caja descontados, árboles de decisión y opciones reales, son sugeridos como los métodos a ser empleados para valorización, de forma progresiva en el orden mencionado, dando lugar a proponer que este orden sea evaluado como “*proceso para valorización*”. Al desarrollar el método de flujos de caja descontados se profundiza en las características operativas, de inversión y económicas, previstas para la gestión de un negocio, sumado a la identificación del Costo Promedio Ponderado de Capital, mediante el cual se establece la conceptualización del riesgo, variables que en conjunto pueden ser sujetas a análisis mediante sensibilidades, escenarios y simulación Montecarlo. Al emplear el método de árboles de decisión se da el primer paso para la incorporación del concepto de flexibilidad, motivando a que los directores y gerentes visualicen posibles alternativas que orienten a la consecución de resultados económicos y financieros que se esperan, o superiores. Culminado con la aplicación del método de opciones reales, con un enfoque estratégico, se logra identificar planes que maximicen la creación de valor o mitiguen su destrucción. Para aplicar el “*proceso de valorización*” se debe tener presente las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos que lo conforman, dentro de las cuales se encuentran aquellas descritas principalmente en los capítulos III y VII.

## **8.2 Recomendaciones**

Para el caso de estudio, la volatilidad del precio del activo subyacente es planteada como analogía a la propia de una de los *benchmarks* más incluyentes en la estructura de ingresos. Con base en las diferentes fuentes de volatilidad para definición de precios del gas natural y líquidos de gas natural, los *benchmarks*, es recomendable profundizar el estudio de gestión de estas variables, en simultánea, para la valorización de las opciones reales.

Partiendo del concepto que los precios del ejercicio, identificados para cada una de las opciones estratégicas, son función de ingresos que a su vez dependen de la definición de precios con base en los *benchmarks*, se recomienda profundizar el

estudio acerca de metodologías en los que su volatilidad se incorpore para la estimación del valor de las opciones reales.

La tendencia de los *benchmarks* que se emplea para la definición de los flujos de caja esperados parece ser optimista, considerando su comportamiento, creciente de forma sostenida. Por esta razón, se recomienda profundizar en la definición de esta tendencia teniendo en consideración tendencias de oferta y demanda energética, en pro de efectuar valorizaciones con superiores grados de exactitud, para así establecer estrategias robustas para la sostenibilidad del negocio de exploración y producción de hidrocarburos.

Se sugiere establecer a nivel de la unidad de negocio que gestiona la operación del activo productor de hidrocarburos, un plan de carácter estratégico, no sólo con los lineamientos corporativos, sino con tácticas de carácter local incorporando la aplicación de opciones reales para la toma de decisiones de largo plazo, en cada una de las fase de proyectos actuales y futuros, exploración, desarrollo y producción.

Es recomendable desarrollar procesos que permitan difundir las ventajas de cada uno de los métodos de valorización aplicables, viéndolos de forma integrada a través de un “*proceso para valorización*”, con el propósito de fomentar su aplicación para la toma de decisiones a nivel macro y microeconómico, promoviendo la ejecución de inversiones, en el sector privado y público, gracias a la flexibilidad propia de los negocios, la misma que fomenta la identificación de opciones reales de carácter estratégico.

## BIBLIOGRAFÍA

- Allen, F., Myers, S. y Brealey, R. . (2011). *Principles of Corporate Finance*. Mc. Graw Hill.
- Augros, J., Navatte, P. (1987). *Bourse. Les Options négociables*. París: Vuibert Gestion.
- Black, F. y Scholes, M. . (1973). *The Pricing of Options and Corporate Liabilities*. Journal of Political Economy.
- Bravo, S . (2015). *Evaluación de Proyectos y Decisiones de Inversión*. . Lima: Platinum OWL Editorial.
- British Petroleum. (2017 edition.). *BP Energy Outlook*. .
- CME Group. (2014). *Traiding WTI and Brent 101*. Asia Research Team. Research & Product Development.
- Cox, J., Ross, S. y Rubinstein, N. . (1979). *Option Pricing: A Simplified Approach*. Journal of Financial Economics.
- Dake, L.P. (1994). *The Practice of Reservoir Engineering*. Elsevier.
- Dezen, F. y Morooka, C. (2001). *Field Development Decision Making Under Uncertainty: A Real Option Valuation Approach*. Society of Petroleum Engineers.
- Dzyuma, U. (2012). *Real Options Compared to Traditional Company Valuation Methods: Possibilities And Constraints In Their Use*. eFinanse (financial internet quarterly). Institute for Financial Research and Analyses, Univeristy of Information Technology and Analyses, Univeristy of Information Technology and Management in Rzeszow.
- Eggleston, W. S. (1962). *What Are Petroleum Reserves?* Society of Petroleum Engineers.
- Evans, S. (2005). *A Modern Approach to E&P Asset Valuation, Development, and Decision Making*. Landmark Graphics.
- Fernández, P. (2008). *Métodos de Valoración de Empresas* . IESE Business School – Universidad de Navarra.
- Fernández, P. (2008). *Valoración de Opciones Reales: Dificultades, Problemas y Errores* . IESE Business School – Universidad de Navarra.
- Forrest, A. (1985). *Oil and Gas Reserves Classification, Estimation, and Evaluation* . Society of Petroleum Engineers.

- Guajardo, G. y Andrade, N. (s.f.). *Contabilidad Financiera* . México D.F. : Mc. Graw Hill.
- Holditch, S. y Chianelli, R. . (2008). *Factors that will Influence Oil and Gas Supply and Demand in the 21st Century* . Obtenido de [www.cambridge.org](http://www.cambridge.org).
- Mascareñas, J., Lamothe, P., López, F. y De Luna, W. (2004). *Opciones Reales y Valorización de Activos*. Madrid: Pearson Educación S.A.
- McGilvray, W. G., Shuck, R. M., DeGolyer y MacNaughton . (1998). *Classification of Reserves: Guidelines and Uncertainty* . Society of Petroleum Engineers.
- Mendiola, A., Aguirre, C., Castillo, C., Ccopa, M., Flores, L. y Ortiz, R. (2014). *Valoración de una empresa con opciones reales: el caso de la Minera Aurífera Peruana*. Lima: Universidad ESAN.
- Mun, J. . (2006). *Real Options Analysis Versus Traditional DCF Valuation in Layman's Terms*. *Real Options Valuation*. Real Options Valuation, Inc.
- Osborne, C. (s.f.). *Real Options Should Be a Part of Our Thinking*. BP. Economist'sCorner.
- Samis, M., Davis, G. and Laughton, D . (2007). *Using Stochastic Discounted Cash Flow and Real Option Monte Carlo Simulation to Analyse the Impacts of Contingent Taxes on Mining Projects* . Project Evaluation Conference.
- Schollevová, H. . (2005). *Reálné opce*. Praha: Oeconomica.
- Schugart, G. (2002). *Workbook on Oil and Gas Accounting – Part 1*. Institute for Energy, Law & Enterprise, University of Houston Law Center.
- Todd, A. y Somerville, J. . (2005). *Reservoir Engineering*. Heriot Watt University, Institute of Petroleum Engineering.
- Tweedie, A. (2009). *Petroleum Economics*. Heriot Watt University, Institute of Petroleum Engineering.