

**UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS  
DOCTORADO**

**TESIS**

**Alternativas de Valuación de proyectos de Inversión en Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros en la cuenca del Golfo San Jorge**

Alumno Alberto Esteban Bressan

Director de Tesis : Javier García Fronti

Codirector: Adriana Fassio

Miembros del Tribunal de Tesis: Albornoz Cesar, Tapia Gustavo, Usach Natalia

Fecha de Defensa de la Tesis: 3 de Marzo de 2021



Universidad de Buenos Aires  
Facultad de Ciencias Económicas



Alternativas de Valuación de proyectos de Inversión en Pequeñas  
y medianas empresas de servicios petroleros en la cuenca del Golfo  
San Jorge

Doctorando:

Mg Alberto Bressan

Director: Dr. Javier García Fronti

Co Directora: Dra. Adriana Fassio

## Resumen

Las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros actúan en un mercado donde existe incertidumbre, irreversibilidad y flexibilidad muy marcadas, esto provoca dificultades a la valuación de empresas y proyectos. Las medidas tradicionales de valuación arrojan resultados de rechazo para estos casos. El objetivo general de este trabajo es elaborar un modelo que permita valorar a las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, adaptado a las características y particularidades de este mercado. Este objetivo se concreta por medio de entrevistas semiestructuradas a los protagonistas relevantes del mercado, investigaciones bibliográficas para las descripciones de los mercados como también para la indagación sobre los modelos matemáticos sobre opciones reales, y pruebas con datos empíricos sobre modelos desarrollados.

El aporte principal de este trabajo es presentar un modelo de valuación para empresas pequeñas y medianas de servicios petroleros, que puede llevarse a cabo con los propios datos de la empresa y de variables exógenas accesibles como lo son el precio del barril de petróleo o el valor del dólar. En este caso el modelo, basado en los modelos de opciones reales, permite relacionar el desempeño de ventas, y por ende de ingresos, con las variables exógenas planteadas. Esta información adicional permitirá valorar, tal como sucede en los modelos de opciones reales, la adaptabilidad y permanencia que poseen estas empresas y que no se ve reflejado en las valuaciones tradicionales. Otro aporte de este trabajo se centra en la descripción del mercado de hidrocarburos, extractivo y de servicios, por medio de una descripción operativa de las actividades del mercado y el constructo social que constituyen las relaciones entre los diversos actores. La valuación propuesta por el modelo puede aplicarse en forma indistinta a empresas sus proyectos.

Las nuevas líneas de investigación o problemas abiertos que se plantean se basan en la modificación del modelo propuesto por este trabajo, mediante las acciones complejizar o eliminar las simplificaciones planteadas. Además, el planteo de un modelo de comportamiento general de los actores del mercado de servicios petroleros con la incorporación por ejemplo del herramental proveniente de teoría de juegos. Y por último la validación por parte de entidades crediticias o partes del sistema financiero de este tipo de análisis que permita una mejora en la calificación de las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros.

Palabras clave: Política de Inversión. Valuación de Pequeñas empresas. Opciones reales. Criterios para la toma de decisiones con Riesgo e incertidumbre. Información asimétrica  
Códigos JEL G31. G39. D81. D82

## Índice General

<b>0</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>7</b>
<b>1</b>	<b>Capítulo 1 El mercado de servicios petroleros .....</b>	<b>13</b>
1.1	Introducción .....	13
1.2	El petróleo en la cuenca del Golfo San Jorge. Análisis Breve .....	15
1.2.1	La cuenca del Golfo San Jorge.....	16
1.2.2	Petróleo, descubrimiento, legislación y normativas. El papel del Estado.....	18
1.2.3	Los antecedentes normativos.....	18
1.2.4	La normativa en el siglo XX .....	18
1.2.5	La provincialización del manejo de los recursos hidrocarburíferos.....	19
1.3	El mercado de servicios petroleros.....	19
1.3.1	Análisis del mercado de servicios petroleros .....	20
1.3.2	La importancia de las inversiones para la producción y el mercado de servicios petroleros. Su relación. ....	22
1.3.3	Mercado de servicios petroleros actores intervinientes: Operadoras , Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros , Sindicatos, Estado. ....	23
1.3.4	Relevamiento de Datos.Entrevistas. Características y modo de realización.....	24
1.3.5	Descripción general del mercado .....	24
1.3.6	Características del mercado agrupadas por ejes temáticos.....	28
1.4	Conclusiones del capítulo.....	32
<b>2</b>	<b>Capítulo 2 Valuación de proyectos con opciones reales.....</b>	<b>34</b>
2.1	Introducción .....	34
2.2	Valuación de proyectos .....	34
2.2.1	Valuación de inversiones irreversibles.....	35
2.2.2	Valuación en contextos inciertos.....	36
2.2.3	Opciones Reales y Financieras.....	36
2.2.4	Opciones Financieras .....	37
2.2.5	Opciones Reales .....	38
2.3	Tipos de Opciones reales.....	39
2.3.1	Opción de Ampliar (Inversiones Continuas).....	39
2.3.2	Opción de esperar (y aprender) .....	39
2.3.3	Opción de Abandonar.....	40
2.3.4	Opción de Abandono Temporal .....	40
2.4	Valuación de Opciones Reales .....	40
2.4.1	Valuación de opciones reales por el método de Árboles Binomiales .....	41
2.4.2	Valuación de opciones reales por el método de Black y Scholes .....	43
2.4.3	Control óptimo estocástico para el cálculo de opciones.....	46
2.5	Conclusiones del capítulo.....	52
<b>3</b>	<b>Capítulo 3 modelos de opciones reales para mercado petrolero.....</b>	<b>53</b>
3.1	Introducción .....	53
3.2	Trigeorgis .....	53
3.2.1	Árboles de decisión para el desarrollo de un yacimiento.....	54
3.2.2	Árboles de decisión y el mercado petrolero .....	55
3.2.3	Formulación matemática Árbol de decisión.....	56
3.3	El modelo de Merton .....	59
3.3.1	Modelo Básico.....	59
3.3.2	Modelo Alternativo al modelo de Merton, commodity almacenable.....	63

<b>3.4</b>	<b>Propuesta propia .....</b>	<b>68</b>
3.4.1	Merton para Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros .....	68
<b>3.5</b>	<b>Conclusiones del capítulo.....</b>	<b>70</b>
<b>4</b>	<b>Capítulo 4 Valuación de una empresa Pyme de Servicios Petroleros en la Cuenca del Golfo San Jorge .....</b>	<b>72</b>
<b>4.1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>72</b>
<b>4.2</b>	<b>Elección de caso .....</b>	<b>72</b>
<b>4.3</b>	<b>Parámetros del modelo- Calibración (Modelo de Merton).....</b>	<b>73</b>
4.3.1	Datos para corridas.....	74
4.3.2	Aplicación- Corridas .....	90
4.3.3	Resultado .....	98
4.3.4	Comparación entre resultados de corridas.....	99
4.3.5	Aplicaciones del modelo para valuaciones de Pequeñas y medianas empresas.....	100
4.3.6	Bases para ajustes del modelo .....	100
<b>4.4</b>	<b>Conclusiones del capítulo.....</b>	<b>100</b>
<b>5</b>	<b>Conclusiones generales .....</b>	<b>102</b>

## Índice de Figuras

Figura 1-1 Mapa de las cuencas petrolíferas de la zona sur de América del Sur.....	17
Figura 1-2: Declinación de producción de un pozo petrolero .....	23
Figura 3-1 Árbol de decisión aplicado a desarrollo yacimiento.....	54
Figura 3-2 Probabilidades en Árbol de decisión aplicado a desarrollo yacimiento .....	55
Figura 3-3 Tasa de ajuste o rendimiento de conveniencia trimestral para el período 1991 a 1994 .....	57
Figura 3-4 Precio del crudo Brent en dólares por Barril desde 1988 a 1994 .....	57
Figura 3-5 Distribución acumulativa de reservas por tipo de bloque, con relación a millones de barriles .....	58

## Índice de Tablas

Tabla 1 Producción anual de petróleo en metros cúbicos por cuenca de explotación. Enero 2009 a Septiembre 2018 .....	15
Tabla 2 Producción total de petróleo en metros cúbicos por cuenca de explotación Enero 2009 a Septiembre 2018.....	15
Tabla 3 Valor de la opción ante cambios en la volatilidad .....	61
Tabla 4 Costo de Oportunidad de la Inversión y valor del proyecto ante cambios en la volatilidad.....	65
Tabla 5 Costo de Oportunidad de la Inversión y valor del proyecto ante cambios en los costos de información.....	66
Tabla 18 Datos para aplicación corrida sobre conjunto II Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares .....	75
Tabla 19 Datos para aplicación corrida sobre conjunto III Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares .....	80
Tabla 20 Datos para aplicación corrida sobre conjunto Datos VI Ventas mensuales en dólares, Producción de petróleo m3 Escalante en Chubut .....	85
Tabla 6 Conjunto de Datos I Ventas mensuales en pesos, precio crudo Escalante en dólares .....	90
Tabla 7 Conjunto de Datos II Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares .....	91

Tabla 8 Conjunto de Datos III Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares .....	91
Tabla 9 Conjunto de Datos IV Ventas mensuales en dólares , Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares .....	92
Tabla 10 Conjunto de Datos V Ventas mensuales en pesos , Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares .....	93
Tabla 11 Conjunto de Datos VI Ventas mensuales en dólares, Producción de petróleo m3 Escalante en Chubut.....	93
Tabla 12 Conjunto de Datos I Ventas mensuales en pesos, precio crudo Escalante en dólares .....	94
Tabla 13 Conjunto de datos II :Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares .....	95
Tabla 14 Conjunto de datos III Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares .....	95
Tabla 15 Conjunto de Datos IV Ventas mensuales en dólares , Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares .....	96
Tabla 16 Conjunto de Datos V Ventas mensuales en pesos , Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares .....	97
Tabla 17 Conjunto de Datos VI Ventas mensuales en dólares, Producción de petróleo m3Escalante en Chubut.....	97

## 0 Introducción

El mercado de servicios petroleros constituye una parte fundamental de la industria extractiva del petróleo. Por la complejidad operativa coexisten en este mercado pequeñas y medianas empresas locales, grandes multinacionales de servicios y las operadoras, o petroleras, quienes tienen el derecho de comercializar el petróleo extraído. En este mercado la valuación de empresas y proyectos tiene dificultades debido a la incertidumbre, a la irreversibilidad y la flexibilidad en la que se desenvuelve, en especial las pequeñas y medianas empresas de servicios. Para este trabajo los términos proyectos y empresas en cuestiones de valuación se usan en forma indistinta y como sinónimos, dado que desde una visión agregada del fenómeno, proyecto puede representar una empresa completa o parte de ella.

Las medidas tradicionales de valuación de empresas y evaluación de proyectos como VAN, TIR período de repago, entre otras, arrojan resultados negativos o de rechazo para el caso de las pequeñas empresas de servicios petroleros. Esto origina diversas dificultades para las empresas pequeñas quienes ven restringido su acceso al crédito, a nuevas contrataciones o adquisiciones de maquinarias y tecnología. Aún así y a pesar de los pronósticos y evaluaciones negativas obtenidas por los métodos tradicionales, las empresas continúan activas y con períodos de alta actividad y crecimiento, dentro del contexto general del comportamiento del mercado de hidrocarburos.

El desempeño o performance de las empresas pequeñas de servicios petroleros no se condice con lo expresado por los análisis tradicionales, en otras palabras, el comportamiento empírico no sigue al modelo, o bien el modelo tradicional no llega a explicar esta realidad en particular.

Como característica adicional no existen descripciones o caracterizaciones validadas que ofrezcan la confirmación de las características observadas a priori del comportamiento de los actores de este mercado particular de servicios petroleros ofrecidos por empresas pequeñas

El objetivo general de este trabajo es elaborar un modelo que permita valorar a las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros adaptado a las características y

particularidades de este mercado, con la flexibilidad , irreversibilidad e incertidumbre insertas, de la mano con la realidad empírica de dichas empresas.

Para ello el herramental o desarrollo de opciones reales se presenta a priori como lo adecuado para abordar este tipo de situaciones. Las opciones reales son un derivado de la teoría de valuación de opciones financieras propuestas por Black & Scholes (1973) , la cual no sólo significó un gran avance para el conocimiento académico dado que pudo explicar en forma clara un fenómeno empírico complejo sino que además les valió a los autores la obtención del premio Nobel. Las opciones reales toman los elementos de las opciones financieras y los adaptan a un fenómeno también empírico, pero fuera de los mercados de capitales como lo son la valuación de proyectos de inversión. En este sentido las opciones reales tienen diversas clases o tipos y se realizan avances en forma continua, tanto los de aplicaciones específicas como los de Merton publicados en (Paxson, 2003) , los propuestos por Damodaran (2000) y las combinaciones con teoría de juegos expuestas en Smit & Trigeorgis (2004). Los avances actuales en Opciones Reales se dan en aplicaciones específicas, tal como en este trabajo, desde aplicaciones en arrendamientos financieros Silverio Milanesi (2016), patentes farmacéuticas Pareja Vasseur & Cadavid Pérez (2016), salud González-Echeverri et al.(2015) minería Tresierra Tanaka & Carrasco Montero (2016) como también en energía hidroeléctrica Ayús et al (2019).

Las aplicaciones mencionadas de opciones reales abarcan a diversos aspectos de la actividad económica en genera, no obstante, los desarrollos relativos al mercado petrolero no alcanzan a las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, sino que se enfocan en la posición de petroleras u operadoras.

El objetivo general es lograr la valuación de las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, las cuales por los métodos tradicionales se encuentran con dificultades económico financieras debido en parte a una subvaluación o incorrecta valuación. Se busca aplicar los modelos de opciones reales en una forma simple y accesible a la información disponible para los decisores de estas empresas, de manera que constituyan un punto de partida para una mejor valuación de las mismas.

La indagación de los métodos, la adecuación de los modelos y la obtención de datos supone un desafío importante, dado que el tema no ha sido explorado en profundidad al

nivel de pequeñas empresas por parte de los estudios existentes, estos temas constituyen objetivos específicos de esta investigación.

Además entre los varios objetivos específicos de este trabajo está la descripción del mercado de servicios petroleros. Este mercado, si bien importante, no cuenta con descripciones de funcionamiento desde el punto de vista académico, poder describir y caracterizar las relaciones y actores de este. Existen variados y prestigiosos institutos de investigación y desarrollo sobre petróleo en nuestro país pero su enfoque es hacia la geología e ingeniería del proceso y no las relaciones económicas que se dan entre los actores. Estas relaciones son particularmente interesantes dado las asimetrías de tamaño y poder que se dan entre los actores del mercado.

El contexto donde se desarrolla esta investigación es la cuenca petrolera del Golfo San Jorge, Sur de Chubut y norte de Santa Cruz, epicentro del descubrimiento de petróleo en Argentina en inicios del siglo XX y de la fundación de YPF, Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Esta localización tiene importancia en varios aspectos a saber, se encuentran los registros y protagonistas del desarrollo del mercado de servicios petroleros, tienen su radicación la pequeñas y medianas empresas, objeto de investigación de este trabajo y además está la presencia del Estado en sus diversos niveles abocado al control y regulación de toda la actividad hidrocarburífera. El período central de análisis se enfoca en las últimas dos décadas, de acuerdo con los datos disponibles y las implicancias de decisiones y políticas de ese período en la actualidad

En cuanto a las metodología usada en el presente trabajo, las caracterizaciones del mercado de servicios petroleros y de los aspectos relevantes del mercado de hidrocarburos en general se llevaron a cabo por medio de entrevistas semiestructuradas a los protagonistas directos y relevantes del mercado, gerentes, propietarios y directivos de empresas, funcionarios públicos en funciones y ex funcionarios, profesionales de la industria en sus aspectos técnicos, todos ellos con un absoluto cuidado por la confidencialidad, dado que la poca existencia de descripciones de este mercado no es ingenua, sino que muestra relaciones asimétricas de poder. Además, se realiza la investigación bibliográfica para este aspecto de las descripciones de los mercados como también para la indagación sobre los modelos matemáticos sobre opciones financieras, reales y opciones reales aplicadas. En la última parte de este trabajo se realizan pruebas

con datos empíricos sobre de modelos de opciones reales para el ajuste de variables en función del cumplimiento del objetivo principal de esta investigación.

En la estructura general de esta tesis de cinco capítulos principales, en el que el primero describirá el mercado de servicios petroleros, el segundo se indagarán las características de los proyectos susceptibles de ser valuados con opciones reales, donde se establecerá la aptitud de los proyectos y empresas Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros para ser evaluadas con estas opciones. En el tercero se analizarán, elegirán y adecuarán los modelos de Opciones reales para este tipo de empresas y mercados de servicios petroleros. El cuarto capítulo se abocará a la aplicación y corrida de los modelos seleccionados en el plano empírico, con la selección del caso apto para tal fin, y comparaciones de ventajas y desventajas de ellos. El quinto, y último capítulo será el dedicado a las conclusiones de las investigaciones realizadas. En lo que sigue se describen sucintamente el contenido de estos capítulos.

El mercado del petróleo se analiza desde varias ópticas en el punto de vista económicos, aunque por la magnitud y efectos que causa sobre la economía global este análisis en forma habitual se centra en la empresas productoras y refinadoras de petróleo, sin enfocar en la gran cantidad de empresas tanto pequeñas como grandes que forman parte del mercado conexo de los servicios petroleros. Esto será tratado en el primer capítulo, donde también se analizarán roles, características de particulares del mercado y el poder de influencia asimétrico de los actores. Este análisis se realizará con la mirada del constructo social dinámico planteado por Crozier & Friedberg (1990) En este capítulo también se hará un análisis breve de la historia de las relaciones entre empresas, el Estado y la normativa junto con las consecuencias económicas de las mismas.

Las descripciones que se proponen en el capítulo 1 tienen como objetivo poder interpretar y seleccionar los instrumentos y herramientas de análisis financiero adecuadas para la valuación de empresas y proyectos inmersas en este mercado en particular

En cuanto al capítulo 2 aborda la evaluación financiera de proyectos, desde los componentes a las notas o características de los proyectos a los instrumentos para su realización. En este sentido se inicia con las características particulares que se aplican a los mercados de servicios petroleros, como los son las inversiones irreversibles y la incertidumbre, para luego describir y clasificar a las opciones reales, como instrumento

habilitado para el análisis de este tipo de proyectos. Estas características están muy presentes en los mercados de servicios petroleros en donde la posibilidad de salir de la industria en forma rápida es más cercana a una quiebra que a una venta como puede suceder en otro tipo de mercados.

En su parte final el capítulo 2 describe las diferentes maneras de abordar desde lo analítico- matemático la valuación de Opciones reales, diferenciando árboles de decisión binomiales de la fórmula de Black & Scholes (1973), como así también el aporte de el control óptimo estocástico para este tipo de valuaciones.

El capítulo 3 enfoca el análisis concreto a la valuación de proyectos propios del mercado petrolero, no sólo de servicios sino también de la explotación y venta de petróleo en sí propio como commodity almacenable. En este sentido inicia con los árboles de decisión aplicados a desarrollos de nuevos yacimientos o áreas de explotación y su instrumentación matemática, continúa con el modelo de Merton planteado por Paxson (2003) adaptación de fórmula propuesta por Black & Scholes (1973), para el caso base y el de commodity almacenable. El poder realizar el análisis en paralelo de ambas miradas sobre un mismo fenómeno brinda información valiosa sobre el enfoque que tiene casa uno de los autores, como también la posibilidad de aplicación u operacionalización de estos modelos en función de los datos

En último término el capítulo aborda una propuesta propia de reformulación del modelo de Merton para pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, siendo este el mayor desafío en busca del cumplimiento del objetivo principal del presente trabajo.

En el cuarto capítulo se realiza la aplicación y operacionalización del modelo propio, para los cual se selecciona un caso representativo, cuyas características permitan obtener conclusiones. El caso elegido reúne las características planteadas y el horizonte temporal de las observaciones que son suficientes para la aplicación del modelo. Este caso es muy importante por la apertura de datos obtenida, dado lo sensible de la información económico financiera para todo tipo de empresas, en particular las medianas y pequeñas de servicios petroleros.

Por lo dicho arriba se obtienen datos suficientes, luego se selecciona la herramienta informática, que en este caso son las planillas de cálculo proveniente de MS Excel, dado su difusión y alcance para quienes integran las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros.

Por último, se realizan sucesivas corridas con diferentes variables, de las cuales se seleccionan las que mejor cumplen los criterios establecidos para poder obtener conclusiones válidas, estos criterios provienen de herramientas matemáticas estadísticas que analizan el comportamiento de variables relacionadas. El proceso de selección de combinaciones es una indagación de las posibles relaciones propuestas, dado que a priori pueden establecerse algunas, pero la validación puede descartarlas por escasa representatividad.

# **1 Capítulo 1 El mercado de servicios petroleros**

## **1.1 Introducción**

El mercado de servicios petroleros y relacionados a la actividad extractiva constituye un fenómeno complejo y dinámico por la variedad de aristas e intereses cruzados que en él intervienen. La mayoría de los análisis se circunscriben a la extracción y la producción, ya sea desde la ingeniería de procesos y maquinarias o desde la geología de las formaciones rocosas que contienen hidrocarburos susceptibles de ser extraídos. Sin embargo, la actividad petrolera ha sido escasamente estudiada desde el punto de vista económico, donde solo se cuenta con análisis de la *commodity* petróleo y sus fluctuaciones de valor a nivel global.

El propósito de este capítulo es presentar el mercado de servicios petroleros: individualizar actores, relaciones y características propias. Identificar roles específicos, decisores y aquellos que establecen las bases del crecimiento o decrecimiento de la actividad del mercado que permitirán seleccionar las herramientas de análisis financiero que posibiliten la valuación tanto de proyectos como de empresas insertas en él.

El presente capítulo abordará en forma sucinta la historia de la producción y relaciones económicas establecidas entre el Estado y las empresas privadas para la extracción y producción de petróleo desde su descubrimiento en los inicios del siglo XX, hasta la actualidad. Para ello se analizarán las normativas y las características propias de la explotación y su impacto económico.

La caracterización de los actores del mercado tendrá en cuenta la perspectiva de Crozier & Friedberg (1990) considerando que los equilibrios surgen de un constructo social dinámico; se buscará entonces describir las diversas relaciones de poder y perspectivas de estos actores.

Por último, a partir de notas o características propias de este mercado se buscará establecer la participación o implicancia de cada uno de ellos. Esta instancia busca presentar de manera simple el complejo sistemas de relaciones existentes, de modo que pueda establecerse como base para entender la pertinencia de análisis posteriores.

Este análisis no deja de lado la importancia del precio del petróleo, tanto local como internacional, como señal o medida de la dinámica del mercado de venta de crudo y por ende de los servicios relacionados con la extracción y producción de hidrocarburos.

La descripción de las relaciones presentes en el mercado de servicios petroleros y su influencia en los actores, en especial las pequeñas y medianas empresas de servicios, ofrece el desafío de desplegar una mirada académica en torno a un fenómeno económico escasamente presente en publicaciones o análisis formales. Una vez establecidas dichas relaciones, el instrumental de gestión podrá ajustarse en forma específica a las características del sector, y permitirá dar valor a los proyectos o empresas que pertenecen al mismo.

Para cumplir lo propuesto este capítulo se estructura en dos secciones principales y una tercera dedicada a las conclusiones; la primera aborda el proceso de la extracción petrolera desde la producción, el papel del Estado y la evolución de la normativa que establece la relación entre sus distintos niveles y las empresas particulares. La segunda sección se aboca al mercado de servicios petroleros: su análisis general y por actores intervinientes, presentando las características de estos.

En la estructura general de esta tesis este capítulo es el primero de cinco principales, donde en el segundo se describirán las características de los proyectos susceptibles de ser valuados con opciones reales, donde se establecerá la aptitud de los proyectos y empresas Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros para ser evaluadas con estas opciones. En el tercero se analizarán, elegirán y adecuarán los modelos de Opciones reales para este tipo de empresas y mercados de servicios petroleros. El cuarto capítulo se abocará a la aplicación y corrida de los modelos seleccionados en el plano empírico, con la selección del caso apto para tal fin, y comparaciones de ventajas y desventajas de ellos. El quinto, y último capítulo será el dedicado a las conclusiones de las investigaciones realizadas.

## 1.2 El petróleo en la cuenca del Golfo San Jorge. Análisis Breve

La actividad de la industria petrolera registra sus inicios en la cuenca del Golfo San Jorge en 1907, con el descubrimiento de petróleo en la ciudad de Comodoro Rivadavia. Actualmente se encuentran allí los yacimientos con mayor producción de nuestro país (Tablas Tabla 1 y Tabla 2).

Tabla 1 Producción anual de petróleo en metros cúbicos por cuenca de explotación. Enero 2009 a Septiembre 2018

Cuenca	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	01-09 2018
AUSTRAL	1.761.585	1.580.506	1.465.629	1.558.703	1.432.031	1.324.425	1.246.288	1.158.768	1.004.484	856.064
CUYANA	1.914.795	1.882.904	1.871.769	1.816.417	1.753.229	1.701.693	1.614.280	1.581.676	1.505.397	1.057.239
GOLFO SAN JORGE	15.801.572	15.756.992	14.673.673	15.140.031	15.030.971	15.112.612	15.249.917	14.496.505	13.417.724	10.079.002
NEUQUINA	14.817.779	14.322.298	13.551.302	12.919.488	12.644.782	12.310.063	12.343.131	12.062.773	11.539.375	8.897.235
NOROESTE	736.303	656.539	553.504	533.962	471.924	430.883	444.003	408.501	366.163	236.709

Elaboración propia sobre Informe (Secretaría de Energía de la Nación Argentina, 2018)

Tabla 2 Producción total de petróleo en metros cúbicos por cuenca de explotación Enero 2009 a Septiembre 2018

Cuenca	producción en m3	producción en %
AUSTRAL	13.388.483	4,39%
CUYANA	16.699.398	5,47%
GOLFO SAN JORGE	144.758.998	47,45%
NEUQUINA	125.408.226	41,10%
NOROESTE	4.838.489	1,59%
TOTAL	305.093.593	100%

Elaboración propia sobre Informe (Secretaría de Energía de la Nación Argentina, 2018)

La explotación petrolera en la Argentina tuvo varias etapas, de acuerdo con el modo en que se dirigían los objetivos de la industria; desde una explotación absolutamente estatal a una totalmente privada, estableciéndose en la actualidad un sistema mixto.

El papel del Estado como planificador y ejecutor de las políticas de energía - en especial de hidrocarburos - se mantuvo constante desde mediados del siglo XX hasta la privatización de la empresa petrolera estatal YPF (Yacimiento Petrolíferos Fiscales) Kozulj (2002). El cambio del papel y enfoque del Estado tuvo lugar en coincidencia con el agotamiento del modelo productivo de sustitución de importaciones y su paso a un

esquema de apertura económica denominado neoliberal. La privatización de YPF transformó los contratos de operación que poseían determinadas empresas hidrocarburíferas en concesiones de explotación.

La privatización de YPF no sólo dejó mermada la posición del Estado respecto de la ejecución de las políticas energéticas, sino que también terminó con la centralización de la comercialización del crudo, dejando el destino de lo producido a la voluntad u objetivo de la empresa privada que lo extrajo. Kozulj (2002)

Desde el inicio de la explotación hidrocarburífera, la posibilidad o permiso de extracción de crudo era otorgada por el Estado; desde fines de la segunda década del siglo XXI este derecho es otorgado por los estados provinciales y recae en empresas denominadas operadoras. Por las características de grandes inversiones de capital específico, estas empresas reservan para sí sólo determinados eslabones de la cadena de valor y el resto son tercerizados o son contratadas otras empresas.

Estas notas o características otorgan a las Operadoras una posición monopsónica respecto de las empresas que les brindan servicios, que van desde Pyme a multinacionales de servicios petroleros.

La actividad petrolera se realiza en yacimientos o depósitos de hidrocarburos ubicados en grandes extensiones denominadas cuencas. Existen varias en Argentina: la Austral, la Neuquina, la del Golfo San Jorge, entre otras. Dentro de cada cuenca, se desarrolla el trabajo de las Pequeñas y medianas empresas, al que acceden por el propio conocimiento local de los yacimientos. Este modo de acceso otorga a su actividad características de irreversibilidad e incertidumbre.

### **1.2.1 La cuenca del Golfo San Jorge**

Esta cuenca se encuentra en el Sur de la provincia de Chubut y en la parte Norte de la provincia de Santa Cruz, desde el Centro hacia el Este de ambas provincias.

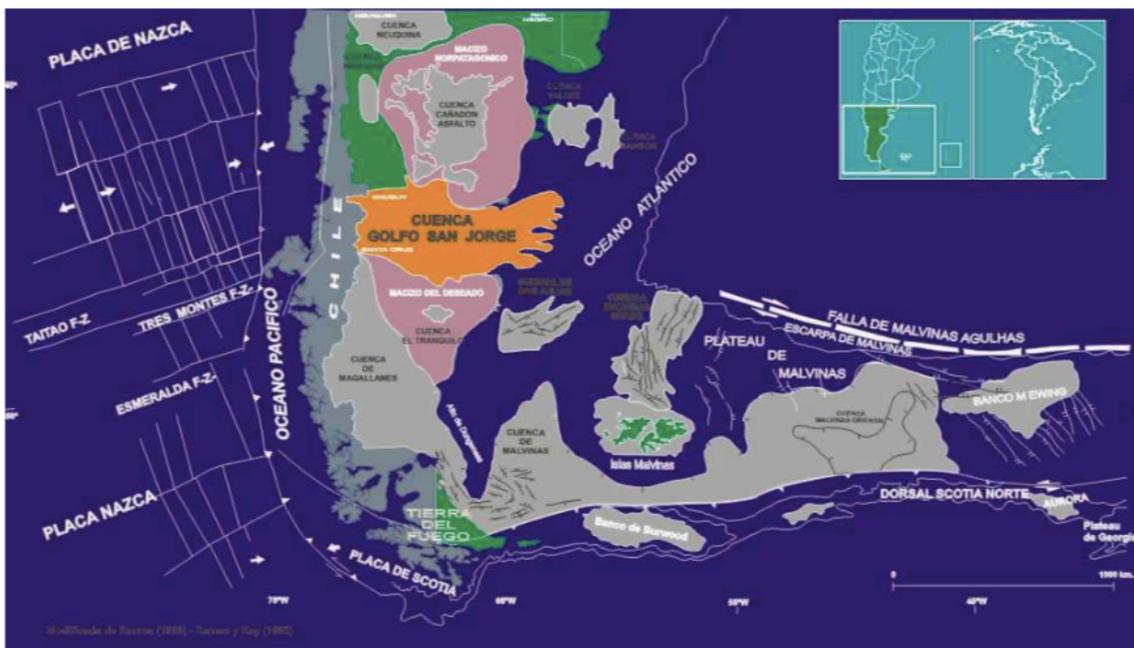


Figura 1-1 Mapa de las cuencas petrolíferas de la zona sur de América del Sur

Fuente: Figari et al. (1999)

El petróleo es la principal fuente de riquezas y actividad económica de la región Sureste del Chubut y flanco Norte de Santa Cruz. Por este motivo, cualquier movimiento o protesta social que esté o no vinculada a la actividad petrolera, se vale de ella obstaculizando su producción de modo de atraer la atención de las autoridades o de quienes tengan a su cargo decisiones vinculadas al conflicto.

En cuanto a aspectos positivos de la actividad petrolera, el mecanismo de contratación y subcontratación de actividades provoca una formalización casi total del empleo, debido a las responsabilidades solidarias en el ámbito de la seguridad social de operadoras y empresas prestadoras de servicios.

Otro aspecto por destacar de la explotación actual es que se realiza en campamentos situados en los yacimientos donde las empresas prestadoras de servicios y las operadoras poseen bases. Se trata de establecimientos estables con fines productivos, que no constituyen ciudades ni núcleos poblacionales.

## **1.2.2 Petróleo, descubrimiento, legislación y normativas. El papel del Estado**

### **1.2.3 Los antecedentes normativos**

El descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia en 1907 y su posterior explotación por parte del Estado generó un importante movimiento económico que fue acompañado por el reordenamiento de la normativa vigente al respecto.

Respecto a la jurisdicción a la que pertenecen los recursos hidrocarburíferos, (Catalano, 1999) señala, en sus comentarios al Código de Minería, que los mismos corrían igual suerte que el resto de explotaciones mineras (metalíferas y no metalíferas) perteneciendo a las provincias o la Nación, de acuerdo al lugar del territorio donde se fueran hallados. Dicha postura ya se encontraba expresada en el Código Civil, y fue motivo de discrepancias históricas tanto en legislación de Hacienda luego de 1853 como en los proyectos para la redacción del Código de Minería y aún anteriores en documentos de la Confederación Argentina.

El autor advierte que la cuestión jurisdiccional de los hidrocarburos no fue tenida en cuenta por la Constitución de 1853, lo que derivó en una cuestión legal en torno de la supremacía sobre estos recursos. Fue a partir de la reforma constitucional de 1994 que el tema fue incorporado y resuelto.

### **1.2.4 La normativa en el siglo XX**

Con la Ley 12.161 del año 1935, incorporada como Título 17 Código de Minería, se reafirma el concepto territorial de la propiedad de los hidrocarburos entre nación y provincias. No obstante, su efecto fue meramente enunciativo ya que el gobierno federal había dictado abundante normativa que garantizaba la explotación por parte del Estado Nacional a través de su empresa de petróleo Catalano (1999). Este dato fáctico termina por cristalizarse con la sanción de la ley 14.773 de 1958, donde se determina que todos los yacimientos pertenecen al Estado Nacional, independientemente de donde se encuentren. Igual criterio se mantiene en la ley 17.319 del año 1967, la cual representa una síntesis de la normativa petrolera en el país.

El cambio del paradigma respecto de la propiedad y explotación de los recursos hidrocarburíferos tendrá lugar en la década del '90, donde no sólo se inicia la restitución de la propiedad a las provincias, sino que el debate hasta entonces legal deviene un tópico constitucional a partir de la reforma de 1994.

### **1.2.5 La provincialización del manejo de los recursos hidrocarburíferos**

A partir de la reforma constitucional de 1994, y aún antes mediante la ley N° 24.145 de Federalización de Hidrocarburos de 1992, se puso en marcha la modificación en la administración y derechos de los recursos hidrocarburíferos. Este proceso termina en la práctica con la ley N° 26.197 de fines de 2006, donde se produce el efectivo traspaso de las potestades de control y las funciones de autoridad de aplicación a los gobiernos provinciales. El mismo generó una superposición de políticas y controles, donde coexisten atribuciones de la Secretaría de Energía de la Nación como organismo rector de la política energética del país, con las potestades provinciales.

Las potestades de control de los hidrocarburos permitirían a las provincias asegurar el nivel de actividad e inversiones a realizar por parte de las empresas operadoras de los yacimientos. De manera adicional, a través de este control cuentan con la capacidad de renegociar o renovar las concesiones, con el principal objetivo de incrementar el nivel de ingresos públicos y componer las deficitarias cuentas provinciales.

### **1.3 El mercado de servicios petroleros**

El mercado de servicios petroleros cuenta desde su inicio con un gran mercado conexo al de la venta, vinculado con los procesos de explotación del producto, generando submercados especializados en las distintas actividades.

Las operadoras son quienes determinan la contratación, y dado la asimetría económica a su favor frente a la mayoría de sus proveedores, tienen un control importante en las compra e información de los mismos. Son quienes solicitan datos de costos internos y cálculos de precios a sus proveedores o prestadores de servicios, lo que constituye una práctica atípica en otras industrias, inclusive en las cercanas como la minería.

De acuerdo con el rubro o especialidad, los oferentes de servicios petroleros pueden ser desde Pequeñas y medianas empresas hasta empresas multinacionales de gran tamaño. Otra de las características particulares de este mercado es que los diferentes tipos de empresas coexisten en los procesos, coincidiendo hasta en tiempo y espacio. Es habitual en los servicios de perforación que haya personal de más de 10 empresas trabajando en simultáneo sobre el mismo pozo petrolero.

Las características mencionadas hacen del mercado de los servicios petroleros un ámbito propicio para el análisis de las relaciones económicas y sociales.

### **1.3.1 Análisis del mercado de servicios petroleros**

Los principales actores del mercado de servicio petrolero son: las Operadoras que poseen el derecho de la obtención de los hidrocarburos; las Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge, quienes brindan servicios directa o indirectamente a las Operadoras; el Estado en sus diferentes niveles, nacional y provincial; los sindicatos, encargados de negociar salarios y condiciones laborales, y las grandes empresas de servicios petroleros, ya sea de capitales nacionales o de origen multinacional.

Este mercado funciona con la interacción de múltiples organizaciones que configuran un constructo social, naturalizado por los actores que lo conforman y que da solución a sus problemas de acuerdo con los recursos y capacidades que dispone. Crozier & Friedberg (1990).

El gran desafío para los integrantes de este mercado reside en evaluar el modo en que sus acciones repercuten en la acción colectiva, dado que los objetivos de cada uno, aún dentro de las mismas categorías o agrupamientos, pueden resultar opuestos al objetivo global.

La integración o dirección del mercado hacia sus objetivos puede realizarse de dos maneras: por la restricción de voluntades (manipulación) o por la negociación y el regateo. Para conocer la dinámica de estos procesos hay que identificar las relaciones de poder y dependencia que están presentes en el mercado, ya que determinan la adopción de una u otra.

Los constructos sociales expresan el modo de resolución de los problemas del mercado, sus límites y restricciones. Por ese motivo, sus características derivan en juegos estructurales que marcan las estrategias ganadoras a seguir por unos y otros.

Las estructuras de acción colectiva presentes en el mercado de servicios petroleros constituyen un sistema de poder. Este poder es el resultado de la movilización de los actores y de las fuentes de incertidumbre que controlan en ese juego, a partir de sus relaciones y transacciones con otros participantes. Las estructuras crean y reproducen desigualdades, dependencias y mecanismos de control, es decir poder, que a su vez permiten cooperar con otras estructuras o sistemas de poder.

Los actores de un mercado actúan según sus objetivos, racionalidad, libertad, necesidades y afectividad, que surge de sus interacciones y construcciones sociales y no de entidades abstractas. Es el contexto de sus condiciones materiales, estructurales y humanas lo que limita y define esa libertad y racionalidad del obrar. Por esta razón la estrategia de los actores es comprensible desde lo empírico y en atención al contexto y constructo social particular en el que surge.

Analizar la estrategia requiere comprender que el actor rara vez tiene objetivos claros; muchas veces éstos son ambiguos y hasta contradictorios. Su comportamiento es activo aun cuando opte por la pasividad, y es racional respecto del contexto, las oportunidades y la acción de los otros actores. Esto lleva a considerar a la estrategia desde lo empírico, y no como sinónimo de la voluntad en la búsqueda de los objetivos de los actores.

Para abordar esta idea, es necesario ahondar en la definición de poder, y su carácter de relación de intercambio y negociación. El poder no es atributo de los actores, sino que se establece en la relación situada y contingente. El poder siempre implica la posibilidad para algunos individuos o grupos de actuar sobre otros individuos o grupos; es una relación de fuerza en la que unos pueden sacar más ventaja que otros.

El poder reside también en el margen de libertad que disponga cada actor para no hacer lo que el otro le exija. Son la fuerza, la riqueza, el prestigio, la autoridad y los recursos

que otorgan una mayor libertad de acción. Un actor que dispone de varias relaciones de poder puede utilizarlos en una situación específica de manera acumulada.

Por su parte, aquel actor que controle la fuente de incertidumbre que opera sobre el mercado, tendrá un mayor poder sobre el mismo y sobre los demás actores.

Los tipos de poder que podemos encontrar en este mercado pueden definirse por su funcionalidad, relación con lo externo al mercado ya sean cuestiones de comercialización o política, los provenientes de la comunicación y control de la información, y los que vienen de el dominio de las reglas de juego en general.

La búsqueda de la explicación del mercado como juego permite analizar la dinámica mediante la cual los actores estructuran las relaciones de poder y las regulan, a través de un mecanismo que permite la cooperación y supera la comprensión del tema atado a estructuras. Este enfoque trata de establecer el comportamiento de los actores en el mercado como la afirmación de una elección en un conjunto de posibilidades, y no como una determinación natural u orden establecido de los mismos.

### **1.3.2 La importancia de las inversiones para la producción y el mercado de servicios petroleros. Su relación.**

La producción de un pozo de petróleo no se comporta de manera constante ni lineal: se inicia con una gran producción, que disminuye en forma rápida para estabilizarse en una baja lenta. Esta baja se conoce como declino y dado que un campo o yacimiento petrolero es la suma de pozos individuales, el declino se produce en forma natural. Esta característica determina que el mantenimiento o incremento de la producción de un yacimiento requiera la continua incorporación de nuevos pozos, para contrarrestar la baja. La declinación de la producción de un pozo de petróleo se compone de una primera etapa hiperbólica (cuya duración oscila entre los 6 meses y 2 años), a la que sigue una evolución exponencial.

En los pozos de producción de gas el declino puede ser más lineal. En ambos casos existen múltiples variables geológicas que afectan las características del declino. Las curvas teóricas son llamadas Curvas de Arps.

En el siguiente Gráfico 1 se expone un ejemplo del declino mencionado, de acuerdo a lo expuesto por Schmidt & Alonso (2013).

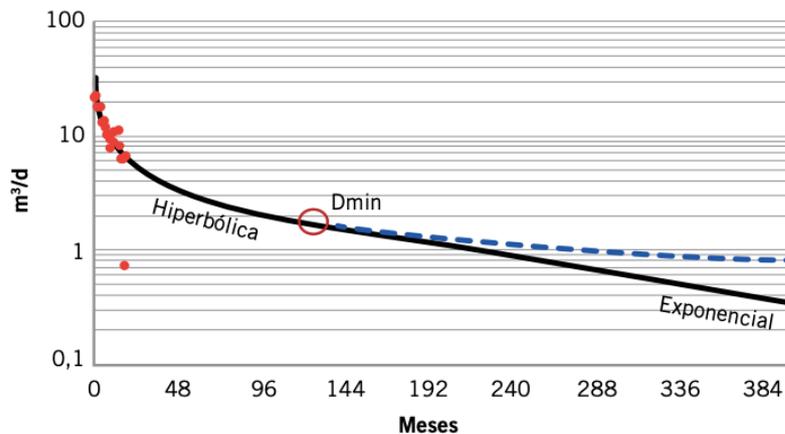


Figura 1-2: Declinación de producción de un pozo petrolero

Fuente: Schmidt & Alonso (2013)

A los fines económicos y financieros la incorporación de nuevos pozos es considerada, una inversión dado que es una erogación cuya capacidad de generar ingresos supera el año calendario, por lo cual constituye una variable trascendental respecto del futuro del yacimiento y su producción.

Las inversiones en nuevos pozos constituyen una fuente de demanda de servicios a empresas del mercado de servicios petroleros, tanto Pequeñas y medianas empresas como grandes empresas. Es así que los planes de inversión de las operadoras determinan en gran medida las expectativas de ventas y producción de estas empresas, en especial sus picos de ventas y nuevas demandas. Las operadoras siempre requieren servicios relacionados con la producción normal, pero el movimiento económico de las inversiones es un multiplicador importante de sus actividades .

Resulta por lo tanto importante determinar las características y relaciones entre los diferentes actores de este mercado, dadas las asimetrías de poder y decisión, considerando también la influencia de actores tales con el Estado y los sindicatos.

### 1.3.3 Mercado de servicios petroleros actores intervinientes: Operadoras , Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros , Sindicatos, Estado.

La descripción del mercado de servicios petroleros que sigue surge de entrevistas no estructuradas realizadas a los diversos actores. Por la diversidad de miradas sobre el fenómeno se agruparon los resultados por ejes temáticos, a partir de aspectos relevantes para el presente trabajo.

#### **1.3.4 Relevamiento de Datos. Entrevistas. Características y modo de realización**

Las entrevistas fueron realizadas entre Marzo y Junio de 2018, con el objetivo de relevar las miradas hacia los diferentes actores del mercado y su influencia en las cuestiones relativas a los alcances económicos de la gestión de Pymes.

Las personas relevadas fueron puestos al tanto de este trabajo y su alcance, y con el objeto de mantener el anonimato y preservar las fuentes de información se describe a continuación sus funciones y cargos, reservando las identidades

Los entrevistados fueron personas que han ejercido y/o ejercen los siguientes cargos: funcionarios públicos en rol de gestión, funcionarios públicos en rol de control, responsables y propietarios de empresas de servicios petroleros, mandos medios de empresas de servicios, expertos técnicos en hidrocarburos, directivos y responsables técnicos de operadoras, dirigentes de entidades intermedias relacionadas al mercado de servicios petroleros, tanto en funciones como retirados al momento de las entrevistas.

Las preguntas realizadas fueron abiertas y no estructuradas a los efectos de dar la libertad a los entrevistados de realizar la descripción del fenómeno sin sesgos marcados por el entrevistador. Fueron realizadas en forma personal y su duración promedio fue de una hora.

#### **1.3.5 Descripción general del mercado**

Como se mencionó anteriormente el Golfo San Jorge es una cuenca petrolífera madura, que data de más de 100 años de explotación, cuyo precio de venta del crudo Escalante producido en la cuenca puede disminuir en un 20% al 30% de precio internacional publicado en los medios de comunicación, por cuestiones de calidad y localización. Las diversas maneras de explotación y administración, la propiedad alternada entre Estado Nacional, provincial y de empresas privadas del petróleo y sus derivados producidos, como así también la propiedad de los medios de producción, le han conferido características particulares en la búsqueda de soluciones a problemas y desequilibrios.

Existen diversas maneras de agrupar los servicios petroleros de acuerdo con el modo en que se relacionan o intervienen en el proceso general. Por una parte, se encuentran las actividades vinculadas a la explotación en sí – servicios de torre: perforación, workover y pulling. En lo que atañe a los servicios de mantenimiento, se hallan las actividades de atención de pozos, reparaciones de equipos de bombeo, productos químicos, cargas líquidas y sólidas.

Hay además una serie de servicios conexos a la industria, como son los relacionados con la consultoría de cumplimiento de normas legales o técnicas y capacitación.

Se encuentran también los servicios relacionados a las actividades de operación o explotación de un yacimiento, o bien de nuevas inversiones, siendo estas últimas las que derivan de la perforación de nuevos pozos y las actividades conexas, como instalaciones.

Respecto al tipo de empresas que prestan servicios en este mercado, es posible establecer una diferenciación clara entre dos grupos: las grandes empresas, en general internacionales multinacionales y las Pequeñas y medianas empresas. Si bien pueden coexistir dentro del mismo nicho de servicios, sus características son diferentes.

Las internacionales son filiales de grandes empresas con objetivos alineados a las casas matrices, con estándares de calidad y procesos homogéneos a su explotación global. Aportan importantes capitales y tecnologías al mercado.

Las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros tienen relaciones contractuales y laborales de largo plazo de monoclientes, con mantenimiento y permanencia intergeneracional (20-30 años). Se trata de desprendimientos de Operadoras, o de empresas de emprendedores fundadores con continuidad generacional, y están abocadas a servicios extractivos.

En particular las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros desprendimientos de Operadoras, llamadas emprendimientos ocupan nichos que para las grandes empresas no son atractivos. Su origen está en el proceso de privatización de la petrolera estatal. Estas empresas emplean gran cantidad de personal y el costo social de una quiebra o desaparición abrupta sería elevado. Esto las pone bajo el amparo de las

Operadoras y el Estado de forma alternativa o conjunta, según los momentos del mercado, con salvatajes de distinta índole.

Para este trabajo se consideran Pymes, Pequeñas y medianas empresas de acuerdo a la clasificación realizada por el actual Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación, a través de la Secretaría De La Pequeña y Mediana Empresa y Los Emprendedores y cuya principal característica está dada por el Nivel de facturación. Esta facturación está dada por la actividad realizada por la empresa, que pueden agruparse en dentro de la categoría Construcción, Servicios, Comercio, Agropecuario e Industria y Minería, que son las analizadas en este trabajo. Este organismo a su vez agrupa por tramos entre micro, pequeña, mediana, clasificación esta última no relevante a los fines de este estudio. También puede establecer límites de personal ocupado y/o combinaciones de parámetros a los fines de otorgar beneficios u tratamientos fiscales diferenciales.

La resolución vigente desde Junio 2020 es la 69/2020 y establece como Pymes de Industria y Minería aquellas que facturen hasta \$ 2.540.380.000 y tengan como máximo 655 empleados. Para un análisis más detallado de las características del empleo en Pymes del Golfo puede consultarse a Rojo y Rotondo (2009).

Este mercado posee características de un monopolio de demanda o monopsonio, por el cual las Operadoras imponen las condiciones a la mayoría de sus proveedores. Este gran manejo de los parámetros, precio plazos y calidad de los servicios de las empresas por parte de las Operadoras, genera una extrema dependencia de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros hacia las mismas. En la cuenca del Golfo de San Jorge las más importantes son seis, donde YPF y Pan American Energy (PAE) concentran más del 50% de la producción de hidrocarburos.

La relación entre Operadoras y Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros es un continuo ir y venir entre realizar bajo su propia administración los servicios y tercerizarlos en las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros, en búsqueda de la eficiencia. Este tipo de relación ha fomentado la dependencia de las segundas, que por decisiones perjudiciales a su situación económico- financiera han reabsorbido sus provisiones ante despidos como ganancias, o realizado reinversiones fuera de la industria, en vez de implementar mejoras en los procesos o productividad.

Finalmente se mencionarán dos importantes actores que intervienen en el mercado petrolero: los sindicatos y el Estado en sus diferentes niveles – nacional y provincial-.

Los principales gremios presentes en la cuenca del Golfo son petroleros privados, petroleros jerárquicos y UOCRA. Las diferencias están dadas por las actividades o funciones que cumplen , aunque el comportamiento es similar en los tres casos de acuerdo con los contextos. Los gremios tuvieron épocas de alta conflictividad, interviniendo en la dinámica del trabajo y respecto de la cantidad de operarios necesarios. Para citar un ejemplo de esta conflictividad social puede verse el trabajo sobre la toma del yacimiento cerro Dragón, en Vega et al. (2012). En los últimos años estos gremios se encuentran en un período de menor conflictividad.

El Estado Nacional es el responsable de establecer las políticas de hidrocarburos, aunque lo hace de forma oscilante ante el cambio de gobiernos, muy alejado de las denominadas políticas de Estado. Por ejemplo, en el período 2018-2019 se toman medidas para que el ajuste del mercado petrolero interno sea por precio en boca de expendio o surtidor, con un libre mercado en donde equivalen la producción e inversión local a la foránea. Esto provoca cambios en la demanda del crudo pesado de la cuenca del golfo San Jorge, con una disminución proveniente de los estímulos estatales, por la matriz energética y la posibilidad de importación.

En lo que respecta al Estado provincial, este no ejerce la misma presión en cuanto a las Operadoras por la política hidrocarburífera nacional. Sólo realiza los controles de liquidación de regalías, de producción y medioambientales. Su capacidad de influencia es limitada y se enfoca hacia las inversiones y puestos de trabajo.

Además, suele ser el Estado, tanto nacional como provincial, el árbitro de las controversias entre Operadoras y Sindicatos.

En lo que sigue se analizan las características de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros que permite situarlas en el modelo de opciones reales como alternativa de inversión, a partir de los ejes temáticos surgidos de las entrevistas. Se realizaron extractos de ideas de las mismas con el fin de aunar opiniones y mantener la confidencialidad de los entrevistados.

Estos ejes son: Flexibilidad, Cambio, Alternativas de servicios, Información Incompleta, Enfrentamiento de obstáculos y resolución de problemas, Irreversibilidad y la especialización en los yacimientos, Influencia del precio del Crudo Internacional y Doméstico.

### **1.3.6 Características del mercado agrupadas por ejes temáticos**

#### **1.3.6.1 Flexibilidad**

Los entrevistados señalan que las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros poseen adaptabilidad a los cambios de política y de personal exigido por las Operadoras y capacidad de adecuación a las diferentes gestiones. Señalan que conocen con anticipación las solicitudes de los clientes, aprenden a leer la burocracia o su manejo interno. Por esa razón perciben que existe la flexibilidad de la anticipación y que las demoras pueden ocasionar perjuicios en términos de costo, pero no de calidad.

A su vez afirman que mantienen bajos los costos de venta asociadas a las Operadoras, lo que también permite la adaptabilidad al trabajo no planificado por períodos, durante períodos cortos o atentos a la disponibilidad de la demanda del cliente.

#### **1.3.6.2 Cambio**

Existen casos de Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros que compiten con calidad, más allá del precio pactado o amparado por la Operadoras. En estos casos el cambio es un factor importante y puede lograr obtener nuevos clientes y mercados. Aceptar el cambio es una cuestión de supervivencia para las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros, tanto como la actualización tecnológica y la diversificación.

En cuanto a la visión más general, los grandes cambios del mercado de servicios petroleros que los entrevistados advierten en los últimos años han sido: La composición del pool de empresas que prestaban servicios a la YPF estatal; la privatización de YPF en los años '90 con el surgimiento de los emprendimientos y el libre mercado en gran servicios; la suba de precios del años 2000 que provocó un aumento de la actividad y

originó un fuerte dominio sindical, , y la situación de caída del precio internacional, apertura al mercado global y entrada al mercado de los no convencionales.

### **1.3.6.3 Alternativas de servicios**

Al existir mayor oferta de Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros de servicios, las Operadoras desarrollan alternativas de producción sin oferentes únicos y las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros compiten entre sí. Por ello señalan que el desafío de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros es saltar las irreversibilidades o rigideces, en primer lugar, de inversiones y luego de mano de obra no transferible, para poder brindar nuevas versiones de los servicios.

La tecnología es un factor de cambio en los servicios que permite la baja de costos y la incorporación de técnicas para enfrentar problemas clásicos de la industria, como por ejemplo corrosión.

Algunas Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros lo han logrado ampliar sus servicios conexos vinculados a su tarea actual, sin embargo, las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros que no han mejorado la calidad están irreversiblemente atadas a las decisiones de precios y amparo de sus clientes fijos: las Operadoras. Por su parte, en el mercado de los no convencionales, las tareas tienden a ser más repetitivas, de menor especialización y gran competencia en los costos.

### **1.3.6.4 Información Incompleta**

Las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros expresan que sería importante conocer la decisión de inversión y nivel de actividad previsto por las Operadoras; éste no siempre es explícito para ellas o una vez cumplido el monto hay cambios en el destino de los bienes o servicios a adquirir. Como se mencionara anteriormente, la existencia de nuevas perforaciones es un termómetro de la actividad en general. Esto lleva a una consulta continua por parte de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros para anticipar los cambios, con el objetivo de mantener una buena salud financiera.

Las cámaras de Operadoras son las que determinan el alcance de la negociación ante sindicatos lo cual influye en la rentabilidad de las empresas del sector –entre ellas las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros- donde el costo de los salarios representa un componente elevado. Además, son las Operadoras quienes cuentan con información y perspectivas globales del mercado y las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros sólo acceden a las informaciones relativas al trabajo a realizar.

#### **1.3.6.5 Enfrentamiento de obstáculos y resolución de problemas**

Uno de los grandes desafíos de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros es enfrentar la asimetría de poder en las que están inmersas. Esto las conduce a realizar acciones para la anticipación de buenas relaciones con los otros actores del mercado, que les permita preservar obligaciones y derechos de cada una de las partes. Mantener estos buenos vínculos depende de la capacidad de negociación, y también de la alineación a las Operadoras para relacionarse con los sindicatos.

Desde el punto de vista financiero la superación de obstáculos está dado muchas veces por la posibilidad de optar por la financiación propia, dadas las desventajas o fricciones del sistema financiero, sumada a la presión impositiva creciente.

Las claves del progreso y supervivencia de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros que se mantienen en el mercado se encuentran en la actualización y diversificación.

#### **1.3.6.6 Irreversibilidad. Inversiones no reversibles El saber hacer local. La especialización en los yacimientos de la CGSJ (Cuenca Golfo San Jorge)**

La presencia en el lugar y el contacto personalizado con miembros de la Operadoras generan un vínculo que fortalece la irreversibilidad o dificulta las alternativas. Las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros poseen capacidad de generar oportunidades de negocios porque entienden la lógica del cliente, generan confianza y tienen capacidad para la gestión de nuevos servicios.

Los operarios tienen el *saber hacer* habituado a resolver de manera eficiente y operativa las demandas del cliente, en tiempo y forma. Esto a su vez provoca la irreversibilidad, sumado a que no es posible el cambio de localización geográfica y que los operarios están especializados y remunerados en el servicio de petróleo, por lo tanto, rechazan el cambio de región o de industria.

La irreversibilidad de mano de obra es muy importante dado que representa la principal proporción del servicio en este mercado. En general, el cambio de empresas de un servicio implica el traspaso hacia el nuevo prestador del personal existente, trasladando costos, procedimiento y prácticas y reduciendo la posibilidad de modificaciones en la operatoria o procesos. Las Operadoras pueden considerar al personal como lo único permanente, a diferencia de lo que ocurre con ciertas Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros.

Esta modalidad de trabajo implica una relación estrecha de los servicios con la Operadoras, con el área geográfica donde opera, tanto que la búsqueda de nuevas áreas es baja o nula. Por ello si bien los servicios en algunos casos pueden ser prestados en otras áreas como minería u obra pública, no es habitual ni se busca desplazar recursos hacia otras industrias. Hay una afectación específica de maquinarias y personal a la industria petrolera.

Otra característica que refuerza la irreversibilidad puede estar dada por la posibilidad del pago de las indemnizaciones a los trabajadores, una barrera a la salida.

Esta relación simbiótica si bien facilita la gestión y favorece la adaptabilidad, en particular el gran *expertise* en la comunicación que satisface los requisitos para el cumplimiento hacia los clientes interpretando lo solicitado –que se manifiesta en una permeabilidad con la vida interna de la empresa cliente, en el manejo del idioma (jerga), o la manera de llevar a cabo las operaciones-, termina por generar una relación de la cual no es posible salir sin grandes costos, es decir una irreversibilidad manifiesta.

### **1.3.6.7 Influencia del precio del Crudo Internacional y Doméstico—Incertidumbre adicional**

Las Operadoras pueden dividirse en integradas (producen petróleo y combustibles) y no integradas (sólo producen petróleo). Las primeras poseen más herramientas de manejo de costos dado que usan su producción para la refinación, mientras que las segundas son más propensas a los vaivenes de costos y precios, dado que compiten en el mercado del disponible (*spot*) local e internacional.

La influencia del precio del petróleo es directa, aunque no inmediata, pero siempre relacionado al nivel de actividad de las Operadoras. El precio a la baja define en la misma proporción la inversión (perforación), más que afectar las actividades de operación de un yacimiento.

Según el poder de negociación de las Operadoras, deja librado a ellas la magnitud de la influencia del precio internacional o local y su correlato en el plan de inversiones o costos de la operación. A su vez los tipos de petróleo y la matriz de refinерías del país limitan las posibilidades de venta de productos derivados y subproductos, tanto en el mercado interno como internacional.

Por lo expuesto las Operadoras tienen incertidumbres en precios, situación o contexto económico, planes de perforación o producción. Las áreas desarrolladas no poseen gran incertidumbre, dado que se apoyan en estudios geológicos y de ingeniería.

#### **1.4 Conclusiones del capítulo**

La explotación petrolera en Argentina comienza con el descubrimiento del petróleo en Comodoro Rivadavia y la posterior creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). En más de 100 años de explotación, la influencia del Estado sobre la gestión y normativa relacionada ha sido múltiple y variada.

En este capítulo se presentaron las diversas relaciones que se establecen entre los actores del mercado de servicios petroleros y la posibilidad de interinfluencia entre ellos.

Si se toma el análisis de Crozier y Friedberg (1990) como modo de sistematizar las relaciones entre actores y los ejes emergentes de las entrevistas realizadas, podemos concluir que el sistema de poder en que se estructuran estas relaciones se basa en el control de la principal fuente de incertidumbre, tal como lo es el nivel de actividad o producción de la cuenca. Este nivel está directamente relacionado con las inversiones de nuevos pozos de producción y servicios, variables controladas por la Operadoras, quienes son las que establecen por lo tanto las relaciones de fuerza y el modo de intercambio y

negociación del poder. Se observa que la acción de Sindicatos y aún del propio Estado tienen objetivos ambiguos y contradictorios, si bien buscan beneficiar a sus propios intereses, muchas veces lo hace generando bloqueos a la producción ya sea huelgas o restricciones de acuerdo con el actor, pero perjudicando a la principal fuente de incertidumbre y acentuando la estructura de poder planteada desde las Operadoras.

De igual manera este sistema de relaciones regional se enmarca en uno mayor y de alcance global, en donde la principal incertidumbre está dada por el precio internacional y allí son otros los actores que estructuran las relaciones de poder y las Operadoras locales ven diluida su influencia en ese mercado general.

La existencia de pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros presentes en este mercado junto con la existencia de grandes actores, como empresas multinacionales y otros grupos de interés, hacen de este fenómeno económico un objeto de estudio no habitual, propicio para el análisis financiero, dado que las relaciones económicas que se establecen no son las clásicas de oferta y demanda de la mayoría de los mercados.

Si agrupamos los ejes planteados por las entrevistas, en tres características que los agrupen podemos contener en Flexibilidad a: Flexibilidad, Cambio, Alternativas de servicios, Enfrentamiento de obstáculos y resolución de problemas en Irreversibilidad a: Irreversibilidad y especialización y en Incertidumbre a: Información Incompleta, Influencia del precio del Crudo, tendremos la base de características propias de los fenómenos económicos analizados por las teorías relacionadas con Opciones Reales, que se desarrollarán en los capítulos que siguen.

## **2 Capítulo 2 Valuación de proyectos con opciones reales**

### **2.1 Introducción**

La evaluación financiera de proyectos de inversión conlleva acciones para la toma de información y decisiones en un momento en el tiempo anterior a la ejecución del proyecto. Esta distancia temporal entre la evaluación y la ejecución limita la información y su grado de certeza en cuanto al desempeño real del proyecto a evaluar; para ello existen métodos, herramientas y técnicas que nos permiten estimar, con cierto grado de certeza, cuál será el desempeño real del proyecto.

Las herramientas, métodos y técnicas mencionadas pueden ir desde proyecciones estadísticas de ingresos y costos hasta el cálculo de las tasas de referencia en el mercado tomando las mismas de la información brindada por la estructura temporal de tasas de interés sobre bonos y obligaciones que cotizan en bolsa. En forma habitual este tipo de herramienta busca disminuir la variabilidad de la información brindando cifras unívocas que representan el desempeño de alguna variable del proyecto en un período. Esta última característica presenta un sesgo negativo para los proyectos cuya variabilidad o flexibilidad es muy alta, por lo que los mismos, analizados bajo los métodos tradicionales, son desechados rápidamente por no cumplir con los criterios de aceptación. En otros términos, los proyectos cuya volatilidad o variación en los flujos de fondos es muy alta no pueden ser correctamente evaluados mediante la aplicación de promedios representativos de los valores de las variables intervinientes y el uso de los métodos tradicionales de evaluación.

El capítulo se estructura en tres partes principales, la primera donde se brinda la justificación del uso de opciones reales para la valuación de proyectos, la segunda en que se describen los tipos de opciones reales y la última sobre los modos de valuación de las opciones reales.

### **2.2 Valuación de proyectos**

La valuación de proyectos tiene como objetivo determinar el valor que agrega al inversor la realización del proyecto. Se determinan herramientas, para tomar las decisiones pertinentes acerca de iniciar o descartar dicho proyecto, dichas herramientas provienen de las finanzas y la matemática financiera. Los supuestos principales de los que se nutren estas dos ramas de las ciencias económicas son: el valor del dinero en el tiempo y la existencia de un costo de oportunidad o alternativas viables a la concreción del proyecto o decisión evaluado.

Además, las evaluaciones de proyectos pueden verse condicionados por características propias de las actividades que lleva a cabo el proyecto, en lo que sigue se analizarán características particulares con especial énfasis en las relacionadas con la actividad petrolera, que es una de las líneas argumentales de este trabajo, siendo estas características irreversibilidad, incertidumbre.

### **2.2.1 Valuación de inversiones irreversibles**

La irreversibilidad en la industria petrolera.

Varios factores condicionan la posibilidad de salida de las inversiones realizadas en empresas de servicios petroleros, estas inversiones no sólo comprenden maquinarias sino también el desarrollo de procedimientos y conocimientos nuevos (similares a inversiones en I+D). Se analizan los principales a continuación:

#### Ubicación

Las cuencas petrolíferas se encuentran en lugares generalmente poco accesibles y alejados de los centros urbanos. La movilidad de los recursos en ese sentido es baja y costosa. Esta característica puede observarse en las épocas de crisis en donde gran cantidad de maquinarias suelen ser abandonadas en los yacimientos por el alto costo de su traslado.

#### Naturaleza de la maquinaria

Las máquinas utilizadas para los servicios petroleros suelen tener una especificidad que no le permite usos alternativos, por lo cual su valor de reventa en épocas de baja actividad es nulo.

## Plazos de Contratación

Las contrataciones de empresas para los servicios relacionados al petróleo tienen una estabilidad de hecho prolongada en el tiempo, esto si bien puede ser positivo para el mantenimiento de la actividad genera una dependencia en las contrataciones que fomenta la irreversibilidad de las inversiones, dado la extrema adaptación y correlación a las solicitudes del cliente (Operadoras en posición monopsonía)

## Conocimiento local

Las características geográficas y geológicas del terreno brindan una posibilidad de especialización a los servicios prestados por Pequeñas y medianas empresas, aunque por el otro lado también aumenta la irreversibilidad de las inversiones en conocimientos y procedimientos específicos.

### **2.2.2 Valuación en contextos inciertos**

Las valuaciones tradicionales no contemplan la posibilidad de alternativas a los supuestos de las variables utilizadas para los cálculos, así la visión determinista del futuro no permite la incorporación de las diversas fuentes de incertidumbre. Un contexto de incertidumbre no sólo es un contexto donde pueden darse o no determinados valores, como sería el caso en términos de estadística de una variable aleatoria con distribución de probabilidades conocida, sino que la información acerca del comportamiento futuro puede no estar atada a ninguna información proveniente del pasado. Aún en estos términos, en los mercados financieros existen instrumentos que valúan procesos similares y a los cuales el interés de las finanzas como ciencia les ha dedicado gran parte de los esfuerzos de interpretación, análisis y generalización, estos son las opciones financieras. Las opciones financieras pueden valuarse aún cuando algunas de las variables de las cuales dependen estén sujetas a diferentes niveles de volatilidad.

### **2.2.3 Opciones Reales y Financieras**

De acuerdo con el activo que está siendo valuado por la opción podemos clasificarlas en Opciones Financieras y opciones Reales.

## 2.2.4 Opciones Financieras

Las opciones financieras constituyen un instrumento derivado por el cual el comprador de la Opción adquiere el derecho, pero no la obligación de realizar una transacción en el futuro a un precio determinado. El activo objeto de la transacción, llamado activo subyacente, puede ser una acción, un contrato de futuro sobre commodities u otro bien generalmente de cotización o precio conocido y que se comercializa en mercados sin elevadas barreras de ingreso y salida.

La transacción mencionada puede ser tanto la compra como la venta del activo subyacente. Las Opciones de compra reciben el Nombre de Call mientras que las de venta de Put.

Las opciones financieras se diferencian de un contrato de futuro, pues en éste existe la obligación (no sólo el derecho) de la transacción en el futuro y de las demás de operaciones a plazo o de financiación pues en éstas existe una obligación futura para una de las partes mientras la otra cumple la suya inmediatamente.

El gran desafío para las finanzas fue determinar el precio que debía pagarse por la adquisición de una opción. La complejidad del cálculo reside en que una opción, por ejemplo, una opción de compra tendrá valor mientras el precio al cual las partes acuerdan la opción (precio de ejercicio) sea menor que el precio del activo subyacente, esto con el agregado que el derecho de comprar ese activo puede no ser inmediato, sino que está diferido en el tiempo, en donde ninguna de las partes tiene certezas de su valor

Una de las soluciones al valor de una opción financiera fue la propuesta por Black, Scholes y Merton, elaborando una fórmula, cuya utilización continúa hasta nuestros días y que se transcribe de modo ilustrativo a continuación, para una opción de compra sobre una acción que sólo puede ejercerse en el vencimiento y que no distribuye dividendos:

Fórmula de Black y Scholes.

$$c = S N(d_1) - Ke^{-rt} N(d_2)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + \left(r + \frac{\delta^2}{2}\right)t}{\delta\sqrt{t}}$$

$$d_2 = d_1 - \delta\sqrt{t}$$

$c$  = valor de la Opción

$S$  = valor de la acción o activo subyacente

$N(d_x)$  Probabilidad acumulada según la distribución Normal hasta el punto  $d_x$

$K$  = Precio de ejercicio

$e^{-rt}$  = actualización por medio de la tasa instantánea libre de riesgo

$\delta$  = desviación típica o estándar de  $S$

$t$  = tiempo hasta el plazo de ejercicio de la opción

## F. 2.1

Esta fórmula también es conocida como Black- Scholes-Merton (Black & Scholes, 1973), Scholes y Merton fueron premiados con el Premio Nobel de Economía en 1997. El modelo o marco teórico que fundamenta la fórmula supone un mercado de información perfecta, con inexistencia de arbitraje, la posibilidad de replicabilidad y divisibilidad de carteras teóricas del activo subyacente y bonos a la tasa libre de riesgo, y una trayectoria del precio del activo subyacente sujeto a un movimiento browniano geométrico entre sus rasgos más importantes.

A posteriori de la fórmula de Black y Scholes se han desarrollado diversos modelos de valuación de opciones relacionados con árboles de decisión binomiales, simulaciones por el método de Montecarlo, modificaciones a la fórmula de Black y Scholes entre otros.

Existen diversas clasificaciones respecto de las opciones financieras, que tienen que ver con la posibilidad en el tiempo de ejercer este derecho, con la existencia o no de flujos de fondos adicionales provenientes del activo subyacente (por ejemplo, dividendos) y con diversos factores, las cuales no constituyen el objetivo de este trabajo y sólo serán desarrolladas en tanto sean útiles para el conocimiento del proceso relativo a opciones reales.

Las características del fenómeno económico-financiero analizado por la valuación de opciones financieras permitieron su aplicación por analogía a otros sectores del dentro de las finanzas, como es el caso de los proyectos de inversión.

### **2.2.5 Opciones Reales**

Tal como se mencionó en la introducción del presente trabajo, las valuaciones de proyectos de inversión por métodos tradicionales como pueden ser el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el Período de Repago, entre otros, presentan falencias en la valuación de proyectos en donde la volatilidad, la incertidumbre y la flexibilidad constituyen las principales características. Estas falencias están dadas por el rechazo de proyectos que son rentables si se analizan sus características particulares

El modelo de valuación de opciones reales no reemplaza a los métodos tradicionales, sino que agrega información sobre la parte del proyecto que éstos no pueden valorar. Así, la evaluación de un proyecto seguirá utilizando el VAN con el adicional correspondiente a las opciones del proyecto.

Brealey et al., (2010) brinda una definición simple y abarcativa sobre opciones reales “las opciones para modificar un proyecto son conocidas como Opciones reales”.

### **2.3 Tipos de Opciones reales**

La siguiente clasificación de opciones reales se realiza según la naturaleza del proyecto que contiene la opción.

#### **2.3.1 Opción de Ampliar (Inversiones Continuas)**

En el caso de un proyecto de inversión que presenta diferentes escalas, con una inversión principal al inicio y diversas decisiones de mayor inversión en la vida de proyecto, son ejemplos de éste tipo de opciones: el desarrollo de software, la apertura de cadenas comerciales con casa central y sucursales, cierto tipo de proyectos petroleros, proyectos de ingreso y desarrollo de nuevos mercados, entre otros. Este tipo de opciones reales es semejante a una opción de compra financiera, pues el inversor al realizar la primera parte del proyecto adquiere el derecho, pero no la obligación de realizar las inversiones sucesivas.

#### **2.3.2 Opción de esperar (y aprender)**

En los proyectos donde la variabilidad o volatilidad nos impide tomar una decisión en el momento actual pueden existir opciones de esperar o aprender. Si bien esperar y aprender no son sinónimos ambos conceptos funcionan en este caso en igual sentido, transcurrido el tiempo de espera o aprendizaje la volatilidad disminuye y el posible tomar decisiones financieras correctas de inversión. Los costos derivados de la espera o el aprendizaje dan origen a una opción de compra sobre el proyecto, en el caso de aprendizaje estarán relacionados con el desarrollo de capacidades profesionales o conocimiento del producto y su mercado y el caso de espera con los derechos a adquirir para poder mantener viable la opción como pueden ser patentes, pliegos de licitaciones etc.

### **2.3.3 Opción de Abandonar**

Valuar un proyecto de inversión conlleva el análisis de las alternativas ante el fracaso, es decir que no se cumplan las predicciones o pronósticos respecto de las variables involucradas pueden provocar el fin prematuro de la ejecución del proyecto. Ante este tipo de situaciones los proyectos con mayor flexibilidad para abandonar minimizando las pérdidas, tienen mayor valor en comparación a aquellos cuyas pérdidas ante un fracaso son elevadas y no pueden cambiarse por acciones alternativas.

Para la valuación de este tipo de proyectos se utilizan las herramientas financieras de opciones de Venta, dado que al invertir en el proyecto uno adquiere el derecho de salida de mismo, recibiendo un precio establecido.

Ejemplos de este tipo de proyecto pueden estar relacionados con empresas de transporte de carga en donde las opciones de uso alternativo de los bienes permite un mercado secundario del proyecto con mayor liquidez que en el caso de instalaciones industriales específicas como las petroquímicas entre otras.

### **2.3.4 Opción de Abandono Temporal**

Una posición intermedia al abandono, que lleva implícita la flexibilidad y adaptabilidad del proyecto, es la posibilidad de un congelamiento del mismo hasta que el cambio de las condiciones o variables que afectaban el desempeño o rentabilidad del proyecto permitan continuarlo. Las industrias extractivas como la minería y el petróleo pueden poseer proyectos específicos en donde la producción se detiene hasta la mejora en los precios de referencia de las commodities que producen. En términos de opciones para valuación es también ésta una opción de compra, donde los costos de mantener la operación sin actividad, pero disponible a ser reactivada, generan el derecho futuro a volver al nivel de actividad anterior.

## **2.4 Valuación de Opciones Reales**

El valor para asignar a una opción real puede determinarse por diversos métodos de cálculo, algunos de los cuales se desarrollan a continuación. Según Brealey et al. (2010)

los problemas de expansión o inversiones sucesivas pueden valuarse por la fórmula de Black y Scholes, mientras que los de espera y abandono deberían valuarse mediante árboles binomiales. Entre los demás métodos de valuación es importante destacar el que se basa en una simulación de Monte Carlo para generar los futuros valores del activo subyacente, cuyos supuestos se describen al final de este capítulo.

Como generalmente sucede en cualquier valuación de proyectos la dificultad adicional que se presenta al método elegido es la obtención de valores de las variables que sean representativos de contexto en donde operará el proyecto, así la volatilidad, la tasa de interés y parte de los flujos financieros requieren una especial atención para el logro de una evaluación correcta.

#### **2.4.1 Valuación de opciones reales por el método de Árboles Binomiales**

El método fue desarrollado entre 1976 y 1979 por Cox et al. (1979). En este método la valuación de la opción se realiza mediante el análisis de la evolución del valor del activo subyacente en forma de bifurcaciones, de tal modo que el valor puede subir o bajar en un monto pre- especificado. En cuanto a la probabilidad de estos valores se utiliza la distribución Binomial, llegándose con ello a un árbol Binomial multiplicativo.

En otras palabras, la valuación mediante árboles binomiales concatena los árboles de decisión con el proceso estocástico binomial, es decir que determina la probabilidad de ocurrencia de cada nodo del árbol de decisión mediante la distribución binomial de probabilidades.

Si bien este método utiliza a-priori un herramental diferente al de Black y Scholes, puede demostrarse que el marco teórico de los árboles binomiales converge al de Black y Scholes, debido a la similitud entre ambos enfoques

El caso por analizar es la valuación de una opción real de espera en un proyecto de venta de commodities del rubro alimentos (pesca). Todos los valores están en millones de \$, se considera que el proyecto continúa indefinidamente, pero la inversión no puede postergarse más allá del primer año. Este ejemplo fue adaptado y extraído de Brealey et al. (2010).

Si el inversor decide iniciar el proyecto inmediatamente captura el primer flujo de fondos (con alta o baja demanda), y si lo posterga sólo obtiene el valor futuro de fondos del proyecto y tendrá más información acerca del mismo. El inversor es neutral al riesgo, y la tasa de interés libre de riesgo es del 5%.

Situación inicial

La inversión inicial: \$ 180

Valor actual del flujo de fondos \$200

VAN= \$ 200 – \$ 180 =20

Alternativas:

Si al primer año la demanda es baja el flujo de caja es de \$ 16, y el valor actual de los flujos del proyecto al final del año es de \$ 160

Si al primer año la demanda es alta el flujo de caja es de \$25, y el valor actual de los flujos del proyecto al final del año es de \$ 250

Resolución:

Valuando en proyecto en el momento actual

En la demanda alta, el rendimiento total es de 0,375 dado que

$$(25 + 250)/200 - 1 = 0,375$$

En la demanda baja, si el rendimiento total es de -0,12 dado que

$$(16 + 160)/200 - 1 = -0,12$$

Dada la neutralidad al riesgo, el rendimiento esperado en cada demanda permite calcular la probabilidad de ocurrencia:

$$(\text{Probabilidad de demanda alta}) \times 37,5 + (1 - \text{Probabilidad de demanda alta}) \times (-12) = 5\%$$

$$\text{Probabilidad de demanda alta} = 34,3\%$$

Se valorará ahora el proyecto como una opción real, con un precio de ejercicio de \$180, correspondiente a la inversión inicial

Si iniciamos desde el año 1 hacia el presente, en la alternativa de demanda baja la opción vale cero, dado que \$180 > \$160. En la alternativa de demanda alta el valor de la opción es de \$70 = 250 – 180.

Para calcular el valor de la opción al presente se valúan las alternativas con sus probabilidades de ocurrencia, descontadas a la tasa libre de riesgo.

$$\frac{(0,343 \times 70) + (0,657 \times 0)}{1,05} = 22,9$$

## F. 2.2

El valor de mantener la opción abierta o “viva” es de \$ 22,9, mientras que ejercer el proyecto ahora es de \$20, por lo cual esperar tiene más valor que actuar inmediatamente.

### Supuestos sobre Árboles Binomiales

Siguiendo a Bebczuk, (2010), en el caso de usar un árbol Binomial multiplicativo, suele elegirse un factor multiplicativo “u” para la suba y  $d=1/u$  para la baja. Una elección habitual es  $u = \exp(\sigma\sqrt{\Delta t})$ , lo que permite vincular naturalmente la dispersión del árbol con la volatilidad y el paso temporal elegido.

La fórmula recursiva para estimar el valor de la opción en cada nodo del árbol es:

$$f = \exp(-r \Delta t)[Q f_u + (1-Q)f_d] \quad \text{con } Q = \frac{(\exp(r \Delta t) - d)}{u - d}$$

## F. 2.3

r y t son las mismas variables que en la fórmula de Black y Scholes

El valor de la opción se calcula como el valor esperado de la opción a la tasa libre de riesgo.

### 2.4.2 Valuación de opciones reales por el método de Black y Scholes

Este método, originalmente diseñado para opciones financieras que no distribuyen dividendos (también llamadas europeas), suele ser utilizado directamente y sin adaptaciones a la valuación de opciones reales. Se reemplazan los elementos de las opciones financieras por los correspondientes a opciones reales, así: el valor futuro del activo subyacente es el valor actual del flujo de fondos esperados al ejercer la opción y el precio de ejercicio es el valor para invertir una vez decidida la ejecución del proyecto u opción, el resto de los elementos son similares en cuanto a su definición respecto de opciones financieras.

Se analizará el caso de una opción de ampliar, sobre la instalación de la sucursal de una empresa en un mercado, con la posibilidad de instalar una sucursal adicional un tiempo después, este ejemplo surge de la adaptación de Damodaran, (2000)

La empresa Home Depot planea instalarse en un nuevo mercado, los valores que se analizan para ello son (todos expresados en millones de \$):

Costo de la inversión inicial: \$ 24

Valor actual de los flujos esperados \$ 20

El cálculo del Valor Actual Neto de la inversión es  $VAN = \$ - 4$

La empresa cree que luego de esta sucursal podrá abrir otra mayor cuyos datos son los siguientes

Costo de la inversión adicional: \$ 40

Valor actual de los flujos esperados \$ 30

El valor actual de los flujos esperados está bajo incertidumbre, por lo cual la volatilidad estimada para estos flujos es de 28,3%

La tasa libre de riesgo vigente es del 6% anual, y el plazo para abrir la segunda sucursal es de 5 años, por lo que resumiendo los datos serían:

$S=30$ ;  $K=40$ ;  $r=0,06$ ;  $t=5$ ;  $\delta=28,3\%$

El valor de la opción  $c=7,59$ . Este valor representa a la opción de abrir la segunda sucursal.

El proyecto global de invertir en este nuevo mercado es valuado de la siguiente manera:

$VAN \text{ Proyecto} = VAN \text{ Proyecto inicial} + \text{Valor Opción} = -4 + 7,59 = 3,59$

Por lo cual, la valuación del proyecto en su conjunto resulta aceptable por tener un  $VAN > 0$ .

En este caso se observa lo planteado más arriba, que la valuación por medio de opciones reales no reemplaza, sino complementa al método tradicional del VAN.

Se describen en lo que sigue una síntesis de los modelos de valuación mencionados en el capítulo y sus supuestos.

### **Supuestos del Modelo de Black and Scholes:**

- Valor Futuro del Activo Subyacente (S): el movimiento que sigue el precio de S es el denominado movimiento browniano geométrico, un tipo de movimiento aleatorio que supone adicionalmente la existencia una distribución lognormal para los distintos valores a asumir por esta variable.
- La no existencia de arbitraje, este supuesto es fundamental para el modelo, dada que la valuación de opciones se produce por la existencia de una cartera teórica combinada entre bonos y activos subyacentes (acciones) que presenta el mismo comportamiento que la opción a valorar y por lo tanto no podría obtenerse resultados dispares como en el caso de la existencia de arbitraje.
- La tasa utilizada para valorar las opciones es la tasa libre de riesgo, supuesto atado a la manera de valuación por comparación de carteras teóricas. Se supone constante durante todo el período de valuación. Tanto tasa libre de riesgo como volatilidad son funciones del tiempo conocidas.
- Existe negociación continua del activo subyacente, el cual no paga dividendos durante la vida de la opción.
- Adicionalmente el modelo de Black and Scholes presenta un contexto similar al de competencia perfecta, con perfección de la información, no preeminencia en el mercado por parte de la oferta ni de la demanda, y si costos de transacción asociados a la cartera teórica por la cual se valúa la opción.

### **Supuestos sobre Simulación por el Método de Monte Carlo**

El método de Monte Carlo permite estimar los valores de una variable aleatoria mediante la simulación de ocurrencia de los mismos de acuerdo con una distribución de probabilidad establecida y la generación de números aleatorios.

Siguiendo con Bebczuk (2010), este método implica aproximar la esperanza del valor final de la opción a través de la opción a través de la siguiente expresión (r constante)

$$f = E \left[ e^{-rt} f_t \right] \approx \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e^{-rt} f_t^i$$

## F. 2.4

En el caso particular de una opción de compra (C) obtendríamos:

$$C = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n C_i = \frac{1}{n} \left\{ e^{-rt} \max(S_t^i - K, 0) \right\}$$

## F. 2.5

Para aproximar este valor esperado a través de una simulación debemos generar una serie de precios finales  $S_t^1, S_t^2, \dots, S_t^{n-1}, S_t^n$ , donde n representa el número de simulaciones que deseamos realizar. Cada uno de los precios finales puede ser aproximado mediante su compatibilización con un movimiento browniano, siendo la distribución lognormal quien regirá sus valores. La simulación trabaja directamente con valores de la variable y pueden utilizarse las herramientas de estadísticas para extraer información acerca de la valuación de la opción.

### 2.4.3 Control óptimo estocástico para el cálculo de opciones

Los modelos de valuación de opciones reales incluyen dentro de sus componentes los referidos al comportamiento de las variables involucradas en el futuro. El análisis del comportamiento de éstas variables y la determinación de sus valores extremos es indispensable para la valuación de la opción real.

En esta búsqueda del valor a asignar a una opción real, los métodos denominados de “Control Óptimo” u “Optimización Dinámica” brindan un herramental muy importante, los cuales serán desarrollados brevemente a continuación.

## **Control Óptimo**

Las herramientas de control buscan, por medio de procedimientos analíticos, determinar el mejor valor de una función, sujeta o no a restricciones. Existen diferentes herramientas de control.

Siguiendo a Chiang & Wainwright, (2005) El control óptimo se diferencia del control estático porque el sistema que analiza cambia a medida que transcurre el tiempo, es decir encontramos diferentes valores de las funciones analizadas mientras avanza el tiempo “t”. El objetivo del control óptimo en cualquiera de sus versiones es encontrar el camino que permite optimizar la función o funciones analizadas, durante todo el tiempo y sujeta a las condiciones o restricciones que imponga el modelo en donde está inserta.

Las restricciones de las funciones a analizar por medio del control óptimo están dadas por los valores de dos tipos de variables que se incluyen en las mismas: variables de control “u” y variables de estado “x”. Ambas variables pueden expresarse en función del tiempo “t” y se diferencian en la posibilidad de asignarle valores por nuestra cuenta, en el caso de que las variables de control “u” esto es posible, mientras que las variables de estado “x” no puede realizarse este tipo de asignación. Aunque sí es posible conocer el valor a asignar al inicio o fin del tiempo “t” de las variables de estado “x”. De acuerdo con las características del problema a resolver los valores de las variables de estado y control valores puede o ser más o menos acotado, o bien no tener límite alguno.

Es decir que estamos frente a un problema a optimizar por control óptimo cuando, existe una función que depende del tiempo “t”, sujeta a determinadas condiciones relacionadas a los valores de las variables de control y estado, ambas dependientes del tiempo y con la posibilidad de cambiar o asignar valores arbitrariamente sólo a la variable de control.

El comportamiento futuro de las variables puede estar sujeto o no a un proceso estocástico. En el caso de no estar ligado a un proceso estocástico el modelo o herramienta para la optimización o valuación se denomina control óptimo determinístico. En otro caso del comportamiento relacionado a variables dentro de un proceso estocástico se utilizara el control óptimo estocástico o programación dinámica.

## **Control Óptimo Determinístico**

El control óptimo determinístico presenta las características generales explicitadas arriba, con la particularidad de que los valores de las variables de control se determinan por reglas fijas o ciertas.

Continuando con Chiang & Wainwright, (2005) la optimización de este tipo de problemas se realiza por el cálculo de la fórmula de Hamilton. Se reformula el problema incorporando una variable de coestado llamada “ $\lambda$ ”, y creando la fórmula hamiltoniana “H” que depende de cuatro variables  $t, y, u, \lambda$  .:

$$H(t, y, u, \lambda) \equiv F(t, y, u) + \lambda(t)f(t, y, u)$$

#### F. 2.6

Esta fórmula cumple con el principio general ser optimizada en los valores de “u” para todo valor de tiempo “t”. Lo propuesto se logra por el principio del máximo de Pontryagin, que es la condición necesaria de primer orden para poder elegir un “u” que logre maximizar a H en todo punto del tiempo “t”.

Una vez aplicada esta fórmula se resuelve el sistema de ecuaciones que se obtiene de las restricciones y se verifican las condiciones de optimización con las reglas de las derivadas ( o bien se verifica la condición de óptimo por las propias características de las funciones involucradas). Esta optimización difiere levemente en el caso de que los valores de la variable de estado y tenga su recorrido acotado o no.

De este proceso se obtiene una ecuación que muestra el camino óptimo de las variables para maximizar la función objetivo propuesta.

### **Control Óptimo Estocástico**

En línea con Chiang & Wainwright, (2005) el control Óptimo estocástico se utiliza en problemas donde se incluye la componente aleatoria en los valores de las variables, es decir dentro de un problema de control óptimo tendremos alguna o varias variables aleatorias. En este tipo de situaciones la valuación de las decisiones futuras depende de una decisión inmediata y las consecuencias que de ella derivan. El horizonte de planeamiento en donde se incluye esta decisión puede ser acotado o infinito, variando con ello un poco el enfoque de la resolución del problema a tratar. Además, en horizonte infinito cada decisión se presenta exactamente igual a la decisión original. En general se realiza la replicación del comportamiento del proyecto original por medio de

combinaciones de instrumentos financieros conocidos, que permitan en su conjunto valorar al problema original, incluyendo también a la incertidumbre o comportamiento aleatorio.

Ejemplo para dos períodos

En un ejemplo simple de una opción de invertir en un proyecto de fabricación de un producto cualquiera de una empresa o bien diferir la inversión tendremos:

$I$  : es el Costo Hundido de la inversión

$r$  : es la tasa de interés

Respecto del precio del producto a vender en el momento 0 será  $P_0$ , puede darse en el período 1, que suba a  $(1 + u) P_0$  con una probabilidad  $q$ , o bien que disminuya en  $(1 - d) P_0$  con una probabilidad  $(1 - q)$ .

$V_0$  es el valor esperado por la empresa en caso de ejercer la opción de invertir.

Si llevamos este ejemplo considerando que la opción de invertir o esperar se mantiene hasta el período 1, el valor presente de toda la oportunidad de inversión desarrollado óptimamente es:

$$F_0 = \max \left\{ V_0 - I, \frac{1}{1 + r} \varepsilon_0[F_1] \right\}$$

F. 2.7

Esta ecuación muestra la idea esencial de la programación dinámica, con las dos partes entre la decisión inmediata y las restantes decisiones.

### **Generalización para varios períodos con tiempo continuo**

Si cambiamos los supuestos a analizar y decimos que el tiempo es continuo y que la incertidumbre toma la forma de un proceso de Wiener (también llamado movimiento browniano), el análisis toma otra dimensión. En particular en lo que sigue se utilizará un proceso de tiempo discreto de Markov para los ejemplos planteados por Chiang & Wainwright (2005)

En términos generales tanto para varios períodos como para períodos infinitos de análisis, el proceso se inicia con la obtención de una ecuación de optimización por el método o proceso de optimización de Bellman. Una vez obtenida la ecuación que depende de las variables de estado “x” y control “u”, se realizan pruebas con los valores de “u” y se

obtiene “x”. Este proceso recursivo de optimización puede llevarse a cabo por medio de software especializado para optimización.

Continuando con el ejemplo anterior si la empresa tiene la opción de invertir en un proyecto de fabricación de un producto cualquiera de una empresa o bien diferir la inversión , y puede elegir el valor de sus variables de control  $u_t$ , ello el valor de su flujo de fondos será  $\pi_t(x_t, u_t)$ . Y en el período  $(t + 1)$ , el valor de la variable de estado será  $x_{t+1}$  y la decisión óptima  $F_{t+1}(x_{t+1})$ . Ésta función es aleatoria desde la perspectiva de  $t$ , y tomará un valor esperado de  $\varepsilon_t [F_{t+1}(x_{t+1})]$  que se denomina “el valor de continuación”. Descontando esta expresión con la tasa  $\rho$  hacia el período  $t$  y agregando el pago inmediato por la opción, la valuación queda:

$$\pi_t(x_t, u_t) + \frac{1}{1 + \rho} \varepsilon_t [F_{t+1}(x_{t+1})].$$

F. 2.8

Tal lo mencionado la empresa puede elegir  $u_t$ , y maximizar la expresión de la valuación, por lo que queda:

$$F_t(x_t) = \max_{u_t} \left\{ \pi_t(x_t, u_t) + \frac{1}{1 + \rho} \varepsilon_t [F_{t+1}(x_{t+1})] \right\}$$

F. 2.9

Esta ecuación es llamada la Ecuación de Bellman o la ecuación fundamental de optimización.

En el caso de horizonte infinito la ecuación puede reescribirse como

$$F(x_t) = \max_{u_t} \left\{ \pi_t(x_t, u_t) + \frac{1}{1 + \rho} \varepsilon_t [F(x_{t+1})] \right\}$$

F. 2.10

Reescribiendo  $x_t$  y  $x_{t+1}$  para el caso general de cualquier posible estado  $x$  y  $x'$ , tendremos

$$F(x) = \max_u \left\{ \pi(x, u) + \frac{1}{1 + \rho} \varepsilon [F(x') | x, u] \right\}$$

F. 2.11

Ésta es ecuación de Bellman para repeticiones infinitas o un problema recursivo de programación dinámica.

El instrumental presentado hasta aquí es la base necesaria para el cálculo de una de las aplicaciones más importantes de Opciones Reales como lo son los proyectos de R&D, en donde particularmente las opciones reales de aprendizaje toman especial relevancia.

### **Control Optimo Estocástico y la Valuación de Opciones reales en proyectos de aprendizaje.**

En los proyectos donde la variabilidad o volatilidad nos impide tomar una decisión en el momento actual pueden existir opciones de esperar o aprender. Si bien esperar y aprender no son sinónimos ambos conceptos funcionan en este caso en igual sentido, transcurrido el tiempo de espera o aprendizaje la volatilidad disminuye y el posible tomar decisiones financieras correctas de inversión. Los costos derivados de la espera o el aprendizaje dan origen a una opción de compra sobre el proyecto, en el caso de aprendizaje estarán relacionados con el desarrollo de capacidades profesionales o conocimiento del producto y su mercado y el caso de espera con los derechos a adquirir para poder mantener viable la opción como pueden ser patentes, pliegos de licitaciones etc.

En otras palabras, este tipo de opciones presentan características de inversiones sucesivas en donde el transcurso del tiempo reduce la incertidumbre de alguna de las variables claves del proyecto. Los desarrollos analíticos de control óptimo estocástico pueden aplicarse al caso de opciones reales de aprendizaje.

Según Dixit & Pindyck (1994), puede encontrarse un ejemplo de opciones de aprendizaje en un proceso productivo en donde la investigación en la mejora del proceso reducirá los costos en el futuro, logrando con ello disminuir la incertidumbre acerca de la viabilidad del proyecto. En este ejemplo los autores también tienen en cuenta la irreversibilidad de la inversión, dado que una detención en el proceso de inversiones secuenciales no produce una recuperación de los costos invertidos, sino que este proceso es exitoso en la medida que logra la disminución significativa de los costos, y no antes. Además, la empresa del ejemplo esta sujeta a una fluctuación estocástica en los precios de los productos.

En este modelo el precio del producto es  $P$ , el cual sigue un movimiento browniano, el costo marginal disminuye con la producción acumulativa  $Q$ , hasta un nivel mínimo  $\bar{c}$ , siendo  $c$ , el valor inicial del costo marginal y  $Q_m$ , el nivel de producción en el que el aprendizaje cesa.

La función de costo marginal es:

$$C(Q) \begin{cases} ce^{-\gamma Q} & \text{si } Q < Q_m \\ ce^{-\gamma Q_m} = \bar{c} & \text{si } Q \geq Q_m \end{cases}$$

F. 2.12

Para este caso hay 2 variables de estado  $P$  y  $Q$  y una variable de control  $x$ , sujeta a  $0 \leq x \leq 1$ . El problema es encontrar el valor de la empresa  $V(P, Q)$ , de acuerdo con el plan de producción óptimo  $x^*(P, Q)$

$$x^*(P, Q) = \begin{cases} 1 & \text{if } P + V_Q \geq C(Q) \\ 0 & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

F. 2.13

Una unidad de producción actual tiene un beneficio inmediato de  $P$ , y un beneficio futuro en la disminución de costos, capturado por un incremento del valor de la empresa  $V_Q$ . La producción se justifica siempre que la suma de los beneficios sea mayor que el costo de producirlos.

En la solución a este problema interviene la tasa descuento que relaciona tasas ajustadas por riesgo y libre de riesgo ( $\delta = \mu - \alpha$ ) y se prueban las condiciones de las respectivas ecuaciones para la existencia de la solución. La resolución final establece un valor  $P^*$ , y de acuerdo con el valor a asumir por  $P$  y  $x$  es el valor de la misma si  $P < P^*$  y  $x = 0$ , será una ecuación y si  $P > P^*$  y  $x = 1$ , no hay una solución analítica, sino que se resuelve numéricamente.

## 2.5 Conclusiones del capítulo

Este capítulo describe en forma sucinta las diferentes maneras de valuación de opciones financieras y reales, como así también las características que permiten aplicar cada uno de los diferentes tipos de valuación.

La enumeración y detalle del herramental matemático específico brinda el fundamento de los tipos de valuaciones adecuadas para cada tipo de problemas, según los autores seleccionados y referenciados a tal fin, ya sea en el enfoque determinístico o estocástico. Esta es la base para los análisis posteriores en donde los modelos serán aplicados específicamente a los mercados de servicios petroleros y los actores que son importantes para este trabajo como lo son las Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros.

### **3 Capítulo 3 modelos de opciones reales para mercado petrolero**

#### **3.1 Introducción**

Las maneras de valuar opciones reales en el mercado petrolero se reducen a dos grandes grupos: las que usan árboles de decisión y las que utilizan modelos derivados de la fórmula de Black y Scholes. Esta distinción se debe a la posibilidad de aplicación de diferentes modelos a los diferentes tipos de opciones reales, tal como se expresó en el capítulo anterior. Las valuaciones dependen de la concepción subyacente de las opciones reales elegidas, así la percepción de un esquema de infinitas posibilidades o de flexibilidad total es compatible con el Modelo de Merton y su base teórica la fórmula propuesta por (Black & Scholes, 1973) o bien una concepción de alternativas binarias como lo son los árboles binomiales de decisión.

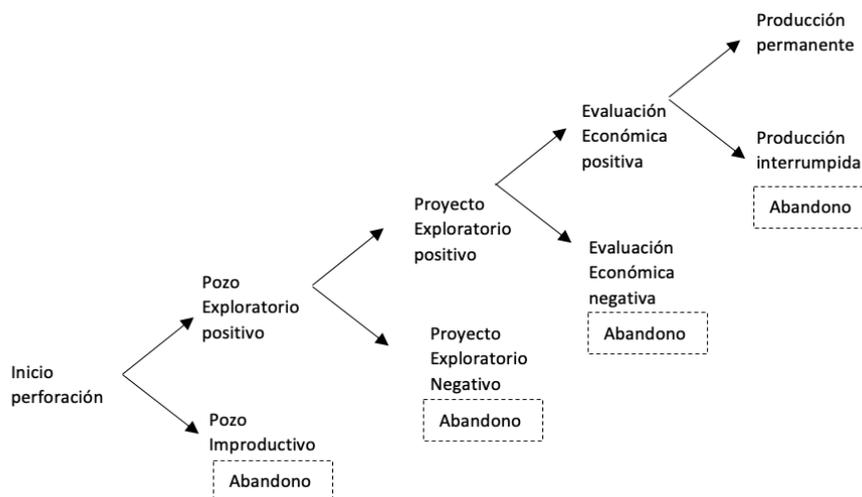
En particular en este capítulo se analizarán el modelo de árboles de decisión propuesto por (Smit & Trigeorgis, 2004) y el modelo de Merton, sus alternativas y adaptaciones propuesto en (Paxson, 2003), con el objetivo de la adaptación del mismo para su aplicación en las Pequeñas y medianas empresas de Servicios petroleros como modelo de valuación y predictivo.

#### **3.2 Trigeorgis**

En Smit & Trigeorgis (2004), p. 137) se describe un modelo de árbol de decisión, para las sucesivas etapas de desarrollo e inversión de un yacimiento de hidrocarburos. El modelo propuesto basa su visión de la valuación sobre el método de árboles de decisión binomiales, el que una vez resuelto se adiciona al valor obtenido por el método del Valor Actual Neto (VAN). Si bien este método resulta simple y práctico, en determinados casos reduce sensiblemente las posibilidades de mediciones de flexibilidades al establecer dos alternativas excluyentes ante procesos o episodios del proyecto de inversión.

### 3.2.1 Árboles de decisión para el desarrollo de un yacimiento

La expresión gráfica de un árbol de decisión aplicado al desarrollo de un yacimiento expone en el gráfico que sigue:



*Figura 3-1* Árbol de decisión aplicado a desarrollo yacimiento

*Fuente:* (Smit & Trigeorgis, 2004)

Las probabilidades de éxito o fracaso de cada rama del árbol de decisión aplicado a un yacimiento depende de los datos geológicos del mismo, de acuerdo con las diferentes actividades de exploración y producción realizadas en la zona, también es válido para áreas de poca información la opinión de expertos sobre el comportamiento habitual de los pozos petroleros en esa zona y las diferentes actividades relacionadas.

Un ejemplo de probabilidades aplicadas dada por expertos a cada rama del árbol de decisión en la cuenca del golfo San Jorge es el que sigue:

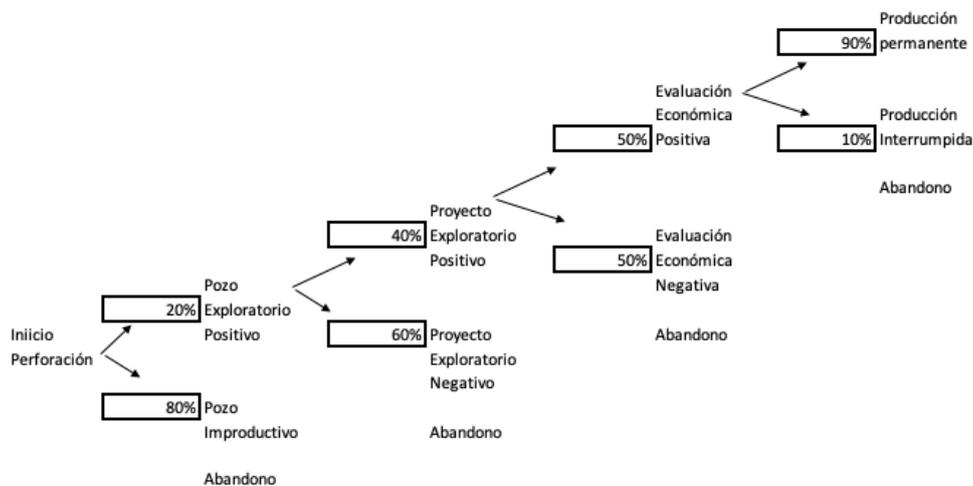


Figura 3-2 Probabilidades en Árbol de decisión aplicado a desarrollo yacimiento

Fuente: Adaptación propia sobre esquema original Smit & Trigeorgis( 2004)

### 3.2.2 Árboles de decisión y el mercado petrolero

Dado que el desarrollo del yacimiento es el contexto en el que se desenvuelve la actividad productiva de las Pequeñas y medianas empresas, puede constituir un buen modelo de las flexibilidades e incertidumbre en las que se encuentran inmersas.

Las opciones identificables en este modelo son las de espera, abandono y ampliación de las operaciones en el yacimiento. Los valores expuestos en **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** gráfico se corresponden a la opinión y experiencia de profesionales expertos en la cuenca del golfo y no constituyen un parámetro fijo o establecido por la validación empírica por exceder el alcance de este trabajo.

En el capítulo Smit & Trigeorgis (2004), Capítulo 3 los autores identifican las opciones aplicadas al desarrollo de un yacimiento, establecen la volatilidad del comportamiento del precio del petróleo y por medio de las estimaciones geológicas de descubrimientos de hidrocarburos determinan límites de valuaciones en los nodos o ramas del árbol. Para ello

fijan probabilidades de ocurrencia para cada etapa o nodo y la valuación de cada una de las ramas del árbol de decisión. Es una valuación por etapas la realizada en el análisis, y la continuidad del proyecto está dada por el no rechazo o abandono en la etapa anterior. Siempre consideran una tasa libre de riesgo como factor de actualización, dada la extensión temporal del desarrollo, ajustada en ciertos casos, por un rendimiento de conveniencia que proviene del modelo de previsiones sobre el valor del precio futuro del petróleo.

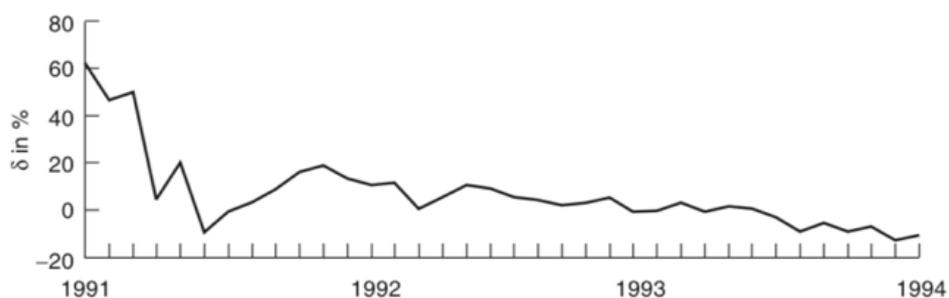
### 3.2.3 Formulación matemática Árbol de decisión

En general el proceso matemático usado por el modelo refiere a la fórmula que sigue, en donde el valor de la opción estará dado por el máximo positivo entre Valor del proyecto según árbol de decisión y su inversión inicial, con la comparación de la opción que estamos evaluando. Esta opción proviene del cálculo de la rama positiva en donde la probabilidad (p) pondera el VAN de esa rama, mientras que el complemento (1 - p) lo hace con la rama negativa del árbol de decisión, todo actualizado por la tasa r.

$$NPV^* = \text{Max} \left[ V^* - I, \frac{p \times NPV^+ + (1 - p)NPV^-}{1 + r}, 0 \right]$$

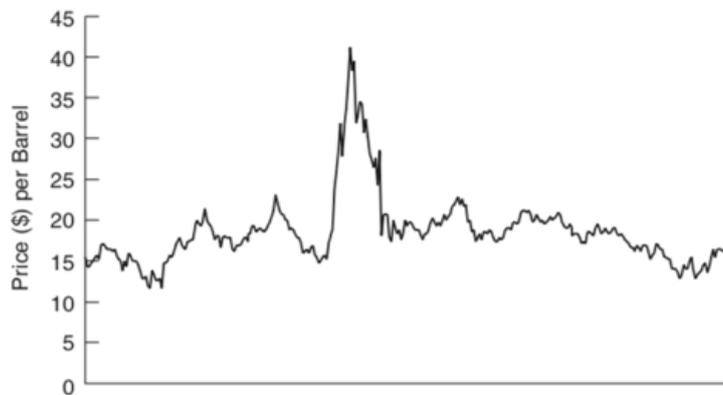
F. 3.1

Se indica también que una de las incertidumbres que engloba a todo el análisis es el valor futuro y disponible del petróleo. Para ello los autores analizan las tasas de ajuste, o rendimiento de conveniencia, entre valor spot o disponible y valor futuro del petróleo Brent y también la volatilidad del precio disponible, cuyos análisis gráficos se transcriben como ejemplo.



*Figura 3-3 Tasa de ajuste o rendimiento de conveniencia trimestral para el período 1991 a 1994*

*Fuente: Smit & Trigeorgis (2004)*



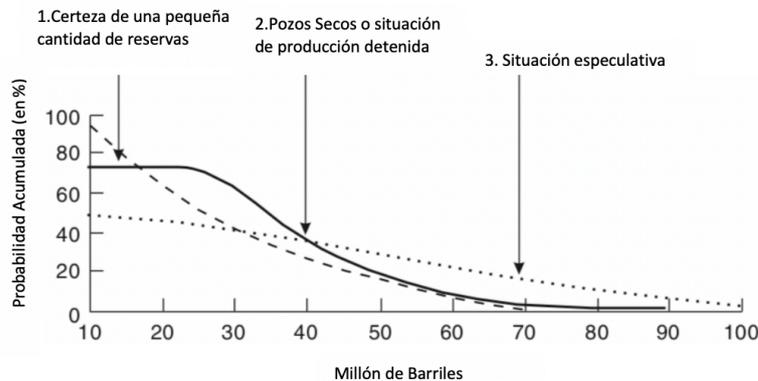
*Figura 3-4 Precio del crudo Brent en dólares por Barril desde 1988 a 1994*

*Fuente: Smit & Trigeorgis (2004)*

El modelo valúa entonces el precio del petróleo relacionado con escenarios que suponen anualmente ramas del árbol de decisión por la desviación estándar del rendimiento promedio del petróleo en los últimos años. Así una desviación estándar en positivo y una en negativo serán las ramas del árbol al que se le aplicará la correspondiente probabilidad de ocurrencia.

El modelo continúa con la valuación de diversas opciones relativas a la explotación del yacimiento, a saber: abandono temprano de las operaciones, de desarrollo del yacimiento con las valuaciones de los pozos exploratorios y productivos, junto con las posibles salidas intermedias o ceses de producción. Cada una de estas opciones serán las ramas del árbol relativo al proyecto, incorporando las incertidumbres de precios mencionadas. Para la estimación de la cantidad de producción se basa en estudios geológicos, que

determinarán probabilidades asociadas, como por ejemplo el expuesto en el gráfico que sigue:



*Figura 3-5 Distribución acumulativa de reservas por tipo de bloque, con relación a millones de barriles*

*Fuente: Smit & Trigeorgis (2004)*

Los propios autores señalan los límites de este modelo en el cálculo o estimación de las variables exógenas como el precio del petróleo y a su vez la mecánica de etapa tras etapa que suele acompañar a las inversiones, lo que implica relaciones entre el presente y el futuro del valor del petróleo.

La aplicabilidad de este modelo para la valuación de Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros depende de cuan cerca los nodos o etapas del árbol de decisión influyen en el nivel de actividad de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros. El nivel de actividad de Las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros depende de los sucesivos avances en los proyectos de las operadoras en los árboles de decisión correspondientes a cada yacimiento. Si bien esto marca el contexto global plantea la dificultad específica de no poder trasladar las opciones o diagramas de árbol desde las operadoras hacia las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros. Esto se pone de manifiesto por ejemplo en las ramas no exitosas del árbol, las cuales pueden significar actividad para la Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros, puesto que existen tareas de abandono y remediación que son llevadas a cabo por las mismas. Como de igual manera no son trasladables directamente todos los efectos de las ramas exitosas dado que hay tareas de esas ramas cuya actividad no es llevada a

cabo por las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros. Además, la asimetría de información hacia las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros por parte de los operadores implica que el tiempo y alcance de las ramas del árbol siempre será un elemento desconocido para las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros.

Por lo mencionado, es que el modelo de Smit & Trigeorgis (2004) Capítulo 3 no se considera apto para la valuación de Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros, aunque sí es válido para la valuación de los desarrollos de yacimientos, información ésta útil para las Operadoras.

### 3.3 El modelo de Merton

Los modelos que se analizan a continuación han sido extraídos y adaptados de Paxson, (2003), Capítulo 2). Estos modelos, tal como se detalló en los capítulos anteriores provienen de las sucesivas adaptaciones de la fórmula propuesta por Black & Scholes (1973)

#### 3.3.1 Modelo Básico

El modelo básico de Merton propone :

$$R_V - r = \beta_V [R_m - r] + \lambda_V - \beta_V \lambda_m$$

F. 3.2

en donde :

$R_V$  es el rendimiento esperado para un activo V

$R_m$  es el rendimiento esperado para el portafolio del mercado

$r$  es el rendimiento esperado libre de riesgo.

$\beta_V = \frac{cov(R_V)}{var(R_m)}$ , coeficiente Beta del activo V

$\lambda_V$  el costo sombra agregado al equilibrio del activo V , en la misma dimensión de la tasa de rendimiento esperada del activo V

$\lambda_m$  el costo sombra promedio de todos los activos del mercado

Este modelo básico plantea la irreversibilidad e incertidumbre desde el manejo del momento de la inversión:

Los costos de información o los costos derivados del manejo de la incertidumbre corresponden a la búsqueda de información acerca del mejor momento para realizar la inversión, dado que la firma o inversor paga un costo irreversible  $I$  y recibe el proyecto o activo  $V$

La dinámica de la valuación del proyecto se describe en la siguiente ecuación:

$$dV/V = \alpha dt + \sigma dz$$

F. 3.3

en Donde  $\alpha$  es la tasa de rendimiento instantánea y  $\sigma$  su desviación estándar en movimiento browniano geométrico representado por  $dz$

Si tomamos como  $X$  al precio de un activo o un portafolio dinámico de activos perfectamente correlacionado con  $V$ , la dinámica de  $X$  es:

$$dX/X = \mu dt + \sigma dz$$

F. 3.4

en donde  $\mu$  representa el rendimiento al adquirir todo el proyecto. Y con ello tendremos a  $\delta = \mu - \alpha$  que representa el costo de oportunidad de la demora en la inversión.

$C(V)$  es el valor de la opción de invertir de la firma o inversor y cuya valuación viene dada por las siguientes condiciones:

$$C(0) = 0$$

$$C(V^*) = V^* - I$$

$$C_V(V) = 1$$

F. 3.5

$I$  representa la Inversión irreversible a realizar y  $V^*$  el valor óptimo del proyecto a invertir, es decir que en ese momento la firma o inversor recibe  $V^* - I$

Las soluciones a la búsqueda de estos valores óptimos son:

$$C(V) = aV^\beta$$

F. 3.6

$$V^* = \beta I / (\beta - 1)$$

F. 3.7

$$a = (V^* - I) / (V^{*\beta})$$

F. 3.8

$$\beta = \frac{1}{2} - (r - \delta + \lambda_v) / \sigma^2 + \left\{ \left[ (r - \delta + \lambda_v) / \sigma^2 - \frac{1}{2} \right]^2 + 2(r + \lambda_c) / \sigma^2 \right\}^{0.5}$$

F. 3.9

El valor  $V^*$  corresponde al momento óptimo de la inversión como se expresa en F. 3.7:

Si  $V < V^*$  entonces  $V < I + C(V)$  y el proyecto vale menos que sus costos totales.

El valor crítico  $V^*$  se incrementa cuando aumenta la volatilidad, como así también el valor de la Opción  $C(V)$ .

En el ejemplo que sigue el valor  $V^*$  es de 186,332 ; 250 y 329,666, para los valores de la volatilidad  $\sigma$  de 0,2; 0,3; 0,4 respectivamente.

Los datos para los cálculos son  $r = 4\%$ ,  $\delta = 6\%$ ,  $I = 100$ ,  $\lambda_c = 1\%$ ,  $\lambda_v = 2\%$

Tabla 3 Valor de la opción ante cambios en la volatilidad

[V]	C(V)		
	$\sigma = 0.2$	$\sigma = 0.3$	$\sigma = 0.4$
12	0.232	0.951	1.976
24	1.035	3.019	5.343
36	2.484	5.934	9.562
48	4.622	9.585	14.451
60	7.481	13.903	19.907
72	11.089	18.840	25.862
84	15.466	24.359	32.267
96	20.632	30.431	39.084
108	26.604	37.031	46.283
120	33.396	44.139	53.839

Fuente: Paxson (2003)

### 3.3.2 Modelo Alternativo al modelo de Merton, commodity almacenable

Una variación del modelo básico de Merton propone proyectos cuyo producto de salida es una commodity almacenable, por lo que la importancia está dada en mayor medida en el precio de este producto. Por ello el valor del proyecto depende del precio y se representa con  $P, V(P)$

Cuando el precio refiere a una commodity almacenable  $\delta$  representa el rendimiento marginal neto de la actividad de almacenar. Es decir, la diferencia entre costos y beneficios de almacenar. Los costos de producción medios y marginales son constantes e iguales a  $co$

Las condiciones para optimizar este proyecto son:

$$\begin{aligned}V(0) &= 0 \\V(co^-) &= V(co^+) \\V_P(co^-) &= V_P(co^+) \\ \lim(P \rightarrow \infty) V &= (P/\delta) - (co/r)\end{aligned}$$

F. 3.10

En las que la última condición indica que el valor del proyecto depende de la diferencia dos perpetuidades, una que relaciona el precio con la tasa de rentabilidad de la actividad de almacenar con la otra que relaciona el costo con la tasa libre de riesgo.

La valuación del proyecto está dada por la relación entre  $P$  y  $co$ , según la siguiente regla, dado que cuando el precio cae por debajo de los costos la empresa puede detener la producción:

$$\begin{aligned}V(P) &= A_1 P^{\beta_1} && \text{if } P < co \\V(P) &= A_2 P^{\beta_2} + (P/\delta) - (co/r) && \text{if } P \geq co\end{aligned}$$

F. 3.11

Donde:

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - [(r - \delta + \lambda_P)/\sigma^2] + \left\{ \left[ (r - \delta + \lambda_P)/\sigma^2 - \frac{1}{2} \right]^2 + 2(r + \lambda_V)/\sigma^2 \right\}^{0.5}$$

$$\beta_2 = \frac{1}{2} - [(r - \delta + \lambda_P)/\sigma^2] - \left\{ \left[ (r - \delta + \lambda_P)/\sigma^2 - \frac{1}{2} \right]^2 + 2(r + \lambda_V)/\sigma^2 \right\}^{0.5}$$

F. 3.12

$$A_1 = \left\{ [r - \beta_2(r - \delta)] / r\delta(\beta_1 - \beta_2) \right\} cO^{(1-\beta_1)}$$

$$A_2 = \left\{ [r - \beta_1(r - \delta)] / r\delta(\beta_1 - \beta_2) \right\} cO^{(1-\beta_2)}$$

F. 3.13

Los costos derivados de la incertidumbre o costo de recolectar información relacionada a los elementos del proyecto se establecen en dos:  $\lambda_P$ ,  $\lambda_V$ , que se relacionan con el precio y el valor del proyecto respectivamente.

### **La decisión de inversión y el valor de la opción con información incompleta**

Si modificamos el modelo en búsqueda de cuál es el precio que permite la inversión irreversible del proyecto, deberemos calcular el valor de la opción que subsiste mientras no se produzca dicha inversión.

La opción depende del precio  $P$  y de su nivel crítico  $P^*$ , en ese nivel el inversor puede ejercer la opción y realizar la inversión.

Las condiciones y las soluciones a la valuación son:

$$\begin{aligned} C(0) &= 0 \\ C(P^*) &= V(P^*) - I \\ C_P(P^*) &= V_P(P^*) \end{aligned}$$

F. 3.14

por lo que el valor de la opción será

$$C(P) = aP^{\beta_1} \quad \text{if } P < P^*$$
$$C(P) = V(P) - I \quad \text{if } P > P^*$$

F. 3.15

El valor crítico se obtiene por el método numérico iterativo, pero tal como pasa en el resto de los modelos analizados un incremento de la volatilidad  $\sigma$  produce un mayor valor del proyecto  $V(P)$  para cualquier precio  $P$ . Esto proviene del hecho que el proyecto es un conjunto de opciones de compra e incrementan su precio cuando se incrementa la volatilidad.

En los valores óptimos del modelo para los ejemplos siguientes, puede observarse que  $P^*$  es mayor que el costo  $co$  y que  $V(P^*) > I$ , esto indica que el proyecto debe mostrar un gran VAN positivo antes de decidir la inversión.

Para cualquier incremento del valor de  $P$  el costo de oportunidad de la inversión  $C(P)$  se incrementa lo mismo en términos relativos que el valor del proyecto  $V(P)$ , hasta que  $P > co$ , en ese punto es cuando  $C(P)$  se incrementa más que  $V(P)$ , en términos relativos.

En este ejemplo los datos son:  $r = 4\%$ ,  $\delta = 4\%$ ,  $I = 100$ ,  $co = 10$ ,  $\lambda_p = 1\%$   $\lambda_c = 2\%$   
En estos ejemplos  $P^* = 25,5516$  para  $\sigma = 30\%$   $P^* = 30,5528$  para  $\sigma = 40\%$ ,  $P^* = 35,9260$  para  $\sigma = 40\%$

Tabla 4 Costo de Oportunidad de la Inversión y valor del proyecto ante cambios en la volatilidad

[P]	C(P)			V(P)		
	$\sigma = 0.20$	$\sigma = 0.30$	$\sigma = 0.40$	$\sigma = 0.20$	$\sigma = 0.30$	$\sigma = 0.40$
1	0.4691	1.8643	3.9632	0.7142	2.5339	5.0380
2	1.8764	5.6804	10.5154	2.8571	7.7204	13.3671
3	4.2220	10.8996	18.6090	6.4285	14.8141	23.6555
4	7.5058	17.3073	27.9002	11.4285	23.5230	35.4663
5	11.7278	24.7739	38.1973	17.8571	33.6712	48.5560
6	16.8881	33.2096	49.3744	25.7142	45.1365	62.7641
7	22.9866	42.5470	61.3404	35.0000	57.8273	77.9752
8	30.0233	52.7327	74.0262	45.7142	71.6712	94.1012
9	37.9983	63.7234	87.3768	57.8571	86.6090	111.0723
10	46.9115	75.4824	101.3472	71.4285	102.5911	128.8313
11	56.7629	87.9785	115.8998	86.9131	119.7923	147.4528
12	67.5526	101.1847	131.0027	104.3375	138.1913	166.9060
13	79.2805	115.0771	146.6280	123.1900	157.5257	187.0255
14	91.9466	129.6343	162.7516	143.1201	177.6052	207.6887
15	105.5510	144.8372	179.3520	163.8807	198.2884	228.8022
16	120.0935	160.6687	196.4102	185.2932	219.4679	250.2938
17	135.5744	177.1129	207.2254	241.0607	213.9089	272.1062
18	151.9934	194.1555	231.8327	229.5776	263.0015	294.1937
19	169.3507	211.7831	250.1672	252.2735	285.2383	316.5192
20	187.6462	229.9834	268.8997	275.2538	307.7289	339.0521

Fuente: Paxson (2003)

Con diferentes niveles de costos de información para la opción  $\lambda c$ , y los siguientes datos  $r = 4\%$ ,  $\sigma = 20\%$ ,  $\delta = 4\%$ ,  $I = 100$ ,  $co = 10$ ,  $\lambda p = 1\%$

En estos ejemplos  $P^* = 24,2464$  para  $\lambda c = 3\%$ ,  $P^* = 23,2856$  para  $\lambda c = 4\%$ ,  $P^* = 22,5434$  para  $\lambda c = 5\%$ .

Tabla 5 Costo de Oportunidad de la Inversión y valor del proyecto ante cambios en los costos de información

[P]	C(P)			V(P)		
	$\lambda_c = 0.03$	$\lambda_c = 0.04$	$\lambda_c = 0.05$	$\lambda_c = 0.03$	$\lambda_c = 0.04$	$\lambda_c = 0.05$
1	0.2981	0.1967	0.1337	0.4825	0.3364	0.2406
2	1.3111	0.9459	0.6990	2.1233	1.6179	1.2576
3	3.1208	2.3703	1.8392	5.0512	4.0541	3.3091
4	5.7720	4.5484	3.6537	9.3422	7.7795	6.5739
5	9.2996	7.5408	6.2225	15.0519	12.8976	11.1956
6	13.7313	11.3975	9.6137	22.2249	19.4939	17.2972
7	19.0902	16.1615	13.8875	30.8984	27.6422	24.9868
8	25.3960	21.8709	19.0983	41.1046	37.4073	34.3622
9	32.6664	28.5599	25.2956	52.8722	48.8479	45.5125
10	40.9173	36.2596	32.5254	66.2266	62.0173	58.5205
11	50.1628	44.9988	40.8306	81.6570	77.4121	73.8924
12	60.4162	54.8042	50.2515	99.1333	94.9483	91.4927
13	71.6896	65.7006	60.8263	118.0977	114.0246	110.6788
14	83.9942	77.7116	75.5912	138.1727	134.2385	131.0249
15	97.3407	90.8593	85.5808	159.0949	155.3118	152.2395
16	111.7390	105.1648	99.8282	180.6757	177.0474	174.1178
17	127.1985	120.6481	115.3650	202.7767	199.3019	196.5120
18	143.7280	137.3282	132.2218	225.2949	221.9691	219.3136
19	161.3360	155.2236	150.4281	248.1518	244.9689	242.4413
20	180.0305	174.3518	170.0124	271.2867	268.2400	265.8330

Fuente: Paxson (2003)

La variante al modelo de Merton para commodity almacenable permite la incorporación de elementos presentes en la valuación de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros y Operadoras, como lo son los costos operativos, el precio de la commodity, en este caso el petróleo, y los costos de obtención de información sobre el proyecto y el Precio, denominados precios sombra.

Asimismo, este modelo compara la Inversión con el valor del proyecto y sus costos planteando el margen necesario para la decisión de inversión, se incorporan variables cuya posibilidad de análisis es viable para las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros y Operadoras permite determinar tanto el tiempo óptimo de la inversión como los valores para los cuales se produce esa optimización. También es importante la posibilidad de determinación del valor del proyecto el que incluye a las opciones de compra del proyecto.

### **3.4 Propuesta propia**

La selección, adaptación y calibración de un modelo para ser utilizado en la toma de decisiones supone la indagación y exploración de las características del fenómeno real o empírico al cual se aplicará el modelo, ya sea para su descripción formal o bien para poder influenciarlo en cuanto a sus productos o resultados.

#### **3.4.1 Merton para Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros**

Las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros tienen la posibilidad de ajustar su nivel de actividad o proyectos a la condición de cobertura de los costos por el precio. Si bien el período de superioridad en costos al precio no necesariamente significa cierre que existen posibilidades que esta condición se revierta por ello hay un impacto positivo de la espera. Esta situación de evitar el cierre se debe a las condiciones contractuales de cobertura de costos laborales por parte de las Operadoras, lo que implica un seguro de cobertura de este riesgo.

Por ello se utiliza la fórmula que se indica a continuación, cuyo desarrollo está detallado más arriba.

$$V(P) = A_1 P^{\beta_1} \quad \text{if } P < co$$
$$V(P) = A_2 P^{\beta_2} + (P/\delta) - (co/r) \quad \text{if } P \geq co$$

F. 3.16

### 3.4.1.1 Operacionalización

En esta sección se ajustará el modelo a la información que poseen las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros, con consideración de las asimetrías en el acceso a las mismas que tienen en relación con las Operadoras.

Es importante resaltar las relaciones existentes entre Operadoras y Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros, las cuales fueron descritas en el Capítulo 1 El mercado de servicios petroleros, para poder interpretar el grado de dificultad en el trabajo de operacionalización de variables en este modelo

Las variables necesarias a priori para la aplicación empírica del modelo son las siguientes

V(P): Es el resultado del modelo, que puede asimilarse para su operacionalización a las Ventas Mensuales de la Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros.

Precio (P): S. Este valor está asociado al valor del petróleo interno, en especial del tipo asociado a la ubicación geográfica de la Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros.

Costo (Co): Se asimilará al Costo Operativo, y puede estimarse como un porcentaje del precio o la opinión de expertos sobre la cuenca de acuerdo con la ubicación geográfica

Tasa Libre de riesgo (r): tasa de colocaciones financieras sin riesgo en pesos, Tasa efectiva Anual pasiva de banco oficial.

Tasa de almacenamiento (  $\delta$  ) representa el rendimiento marginal neto de la actividad de almacenar y puede igualarse en términos numéricos a Tasa Libre de riesgo (r).

Si bien ninguna de estas variables es ajena al conocimiento de los decisores de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros la aplicación práctica o empírica de este modelo puede asumir el carácter predictivo si consideramos que la variable más

importante y determinada en forma exógena es el precio del petróleo y podría estimarse el resultado del modelo por medio de una correlación o regresión de datos empíricos que los relacionara.

Según lo expresado, existe la posibilidad de encontrar un indicador, ya sea un coeficiente o regla, que relacione el precio con las ventas, lo que permitiría no solo valuar un proyecto sino poder anticiparse de una manera empírica a la tendencia de crecimiento o decrecimiento de las ventas según el valor del precio del petróleo. Por ello las variables Costo ( $C_0$ ), Tasa Libre de riesgo ( $r$ ), y Tasa de almacenamiento ( $\delta$ ) pueden considerarse incluidas en los resultados, para los cuales su segregación no sería relevante.

El indicador por obtener tendrá las propiedades de predictor y las limitaciones de su origen empírico derivado de las correlaciones o regresiones de datos disponibles para constituirlo, lo que puede constituir su principal fortaleza, dado que deberá obtenerse de datos disponibles y ser de simple cálculo o determinación.

Por la simpleza propuesta la regresión lineal de datos puede constituir un método adecuado para el cálculo del indicado, más aún cuando la misma puede realizarse con software incluidos en las hojas o planillas de cálculo de mayor difusión tal como MS Excel. También será necesario contar con una cantidad de datos que permita superar estacionalidades, no menores a 5 años, y la selección del caso testigo o de análisis que represente al rubro a analizar.

En virtud de lo expuesto el indicador a encontrar será una simplificación del modelo elegido con la ventaja del carácter predictivo y la facilidad de su obtención, siendo una novedosa aplicación de la valuación por medio de opciones reales en virtud del contexto de Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros donde se utilizará.

### **3.5 Conclusiones del capítulo**

Este capítulo presenta las alternativas de valuación provistas por diferentes modelos de opciones reales, aplicadas a proyectos relativos a la explotación petrolera.

Las valuaciones este sentido pueden agruparse en dos conjuntos, según el modelo que utilizan, así están las relacionadas a árboles de decisión y las relativas a la aplicación de la fórmula de Black & Scholes (1973).

Según las características del fenómeno empírico y el acceso a datos son estas últimas las que presentan mayor aplicabilidad para las actividades de Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros. Se realizó por lo tanto una primera operacionalización y adaptación del modelo, no sólo como herramienta de valuación sino también como base de predicción de comportamiento de esta valuación ante variables exógenas pero relacionadas e influyentes como lo puede ser el valor del petróleo crudo.

## **4 Capítulo 4 Valuación de una empresa Pyme de Servicios Petroleros en la Cuenca del Golfo San Jorge**

### **4.1 Introducción**

En este capítulo se realizará la operacionalización o puesta en marcha del modelo aplicable a una Pyme de Servicios petroleros, para ello se seleccionará un caso muestra o testigo con un horizonte temporal de datos relevante a los fines de esta investigación. Se justificará la elección del caso y se describe las dificultades acceso en general a datos de empresas de este tipo.

En el siguiente paso se realiza la calibración y adecuación de las variables relevadas con las utilizadas en el modelo, para en el último caso realizar estimaciones con la medición de la calidad del ajuste propuesto a los datos obtenidos.

El modelo por lo expuesto no sólo busca la valuación sino también poder estimar o predecir las variaciones de la misma ante los movimientos de variables exógenas relevantes como el precio del crudo.

### **4.2 Elección de caso**

La posibilidad de acceso a datos internos de las empresas Pymes en nuestro país resulta muy difícil. Si bien los balances o Estados Contables constituyen un documento público, su acceso está reservado al Estado y organismos públicos y privados , en general relacionados al sector financiero o tributario. Difiere en este caso de las empresas de cotización pública de acciones donde puede accederse a los mismos en forma simple.

El caso elegido corresponde a una Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros de la cuenca del golfo San Jorge que reúne varias características que justifican su representatividad por lo dicho en la sección 1.3 del Capítulo 1 El mercado de servicios petroleros de este trabajo, puesto que reúne las características de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios petroleros allí descriptas.

Este caso también reúne las características para la aplicación de Opciones Reales, dado que está inserta en un mercado con altas incertidumbres, como lo es el de servicios petroleros y reúne las condiciones de irreversibilidad en cuanto su ubicación en una cuenca específica, la naturaleza de la maquinaria empleada, los plazos de contratación y el conocimiento local específico de la actividad operativa.

El inicio de sus actividades resulta de un desprendimiento de servicios conexos a la actividad principal luego de la privatización de la operadora YPF.

Su condición de empresa en marcha, supervivencia, a pesar de las valuaciones tradicionales y/o análisis de estados contables con pronósticos negativos o poco alentadores.

El registro de actividades económicas en forma sistemática desde el año 2006 a Marzo 2019, junto con el acceso irrestricto a dichos datos.

La amplitud temporal de datos, el acceso irrestricto a los mismos y la posibilidad de relavar sin restricciones variables conexas justifica y valida este caso para la investigación a realizar en este trabajo.

### 4.3 Parámetros del modelo- Calibración (Modelo de Merton)

El modelo elegido es una de las variaciones del modelo de Merton para commodities almacenables, cuya regla de valuación explicada en el capítulo anterior puede resumirse en:

$$\begin{aligned} V(P) &= A_1 P^{\beta_1} && \text{if } P < c_0 \\ V(P) &= A_2 P^{\beta_2} + (P/\delta) - (c_0/r) && \text{if } P \geq c_0 \end{aligned}$$

F. 4.1

Tal lo expresado en dicho capítulo la búsqueda de la manera de operacionalizar el modelo se realiza por medio de la regresión lineal de los datos obtenidos.

El Valor  $V(P)$  o valor del proyecto se asimila al valor de las Ventas o facturación, siendo el precio  $P$  el valor del crudo Escalante por metro cúbico. Se observa que la alternativa de valuación ante la comparación con los costos operativos adiciona dos constantes y corrige un parámetro, lo cual si bien importante para el modelo puro, no obsta para la operacionalización por regresión lineal.

La calibración del modelo se realizó por medio de la comparación y ajuste de los valores. La herramienta utilizada es la planilla de cálculo MS Excel debido a su difusión y alcance entre los posibles usuarios de este tipo de modelos como lo son los integrantes de

pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, como también por la posibilidad de replicar este tipo de análisis.

Como primer paso se realizó el cálculo de regresiones lineales con existencia de constante u ordenada al origen diferente de cero sobre los siguientes conjuntos de datos:

- I. Ventas mensuales en pesos, precio crudo Escalante en dólares
- II. Ventas mensuales en dólares, precio crudo Escalante en dólares
- III. Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares, precio crudo Escalante en dólares
- IV. Ventas mensuales en dólares, Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares
- V. Ventas mensuales en pesos, Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares

De forma alternativa al modelo ajustado también se probó calibración por:

- VI. Ventas mensuales en dólares, Producción de petróleo Escalante m<sup>3</sup> en Chubut

Para cada conjunto de datos se realizaron las pruebas para comprobar el ajuste y capacidad de predicción del coeficiente obtenido junto con la ordenada al origen propuesta por la regresión lineal, los que se detallan en la sección que sigue.

Todas estas calibraciones arrojaron resultados bajos en la capacidad de predicción o ajuste reflejado por el coeficiente R cuadrado ( $R^2$ ) menores a 0,75 y hasta en algunos casos prácticamente cero.

La corrección en la operacionalización se realizó al eliminar la ordenada al origen de la regresión lineal propuesta y se obtuvieron resultados con R cuadrado ( $R^2$ ) superiores a 0,75 en los conjuntos de datos :

- II. Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares
- III. Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares

Estos resultados se exponen en forma detallada en la sección que sigue.

#### **4.3.1 Datos para corridas**

El relevamiento de los conjunto datos que permiten los cálculos y arrojan resultados relevantes en este capítulo se exponen en las tablas que siguen.

Tabla 6 Datos para aplicación corrida sobre conjunto II Ventas mensuales en dólares ,  
precio crudo Escalante en dólares

<b>año</b>	<b>mes</b>	<b>ventas \$</b>	<b>precio Escalante</b>	<b>dólar</b>	<b>ventas en dólares</b>
2006	ene	70.470,88	222,85	3,05	23.135,27
2006	feb	41.140,00	218,84	3,07	13.405,43
2006	mar	1.809.023,96	229,90	3,08	588.046,65
2006	abr	1.844.590,23	237,13	3,07	601.575,28
2006	may	2.235.686,30	230,13	3,05	732.176,27
2006	jun	1.891.665,57	230,34	3,08	613.924,65
2006	jul	1.182.691,91	237,28	3,08	383.746,44
2006	ago	5.173.269,33	233,73	3,08	1.680.193,29
2006	sep	2.736.060,89	217,91	3,10	882.579,95
2006	oct	3.565.864,34	211,06	3,10	1.150.844,52
2006	nov	3.244.638,04	211,12	3,08	1.054.913,63
2006	dic	2.230.902,81	215,44	3,06	728.989,26
2007	ene	4.592.104,81	201,29	3,09	1.488.506,94
2007	feb	2.891.955,00	210,35	3,10	932.099,43
2007	mar	3.047.316,91	214,67	3,10	982.675,49
2007	abr	3.390.109,37	221,18	3,09	1.097.458,21
2007	may	3.043.954,46	221,79	3,08	988.292,32
2007	jun	2.883.527,08	228,61	3,08	936.433,56
2007	jul	1.944.282,93	240,02	3,11	624.844,16
2007	ago	2.997.099,45	237,39	3,15	950.748,11
2007	sep	4.867.245,72	247,51	3,15	1.546.406,77
2007	oct	1.457.789,60	257,53	3,16	461.260,80
2007	nov	4.844.542,11	268,71	3,14	1.544.857,95
2007	dic	2.367.557,73	262,68	3,14	754.083,33
2008	ene	3.735.714,90	261,92	3,14	1.188.046,46
2008	feb	4.397.847,64	260,59	3,16	1.392.466,75
2008	mar	3.319.179,57	256,66	3,16	1.051.758,24
2008	abr	2.993.880,38	252,44	3,17	945.472,88
2008	may	3.119.050,59	266,12	3,15	989.829,14
2008	jun	1.542.060,85	263,29	3,04	506.698,49

2008	jul	3.512.385,81	263,12	3,02	1.162.139,09
2008	ago	3.633.962,62	263,94	3,03	1.198.032,69
2008	sep	3.403.628,63	264,48	3,08	1.104.226,83
2008	oct	4.004.050,23	264,40	3,24	1.236.381,70
2008	nov	4.459.584,65	264,26	3,33	1.339.547,01
2008	dic	3.384.269,26	264,19	3,42	988.791,07
2009	ene	3.984.578,15	264,20	3,46	1.150.277,63
2009	feb	2.705.674,69	255,72	3,51	770.514,92
2009	mar	3.475.279,17	239,16	3,65	951.096,43
2009	abr	3.444.211,52	229,66	3,69	932.538,06
2009	may	2.844.939,88	249,13	3,72	763.850,18
2009	jun	3.408.575,28	260,29	3,77	904.579,26
2009	jul	5.661.303,32	261,94	3,81	1.486.010,39
2009	ago	2.940.689,79	263,87	3,84	765.969,20
2009	sep	2.590.759,95	263,90	3,84	674.261,24
2009	oct	4.440.319,30	264,32	3,83	1.160.500,82
2009	nov	1.116.353,54	264,20	3,81	292.933,14
2009	dic	5.511.681,79	269,64	3,81	1.447.768,38
2010	ene	2.151.083,95	278,00	3,80	565.455,70
2010	feb	3.580.143,70	280,40	3,85	929.609,26
2010	mar	3.729.038,85	283,68	3,86	965.386,74
2010	abr	4.375.156,30	285,92	3,88	1.128.760,91
2010	may	4.974.033,35	286,81	3,90	1.274.748,05
2010	jun	4.077.467,02	290,48	3,93	1.038.441,94
2010	jul	4.387.014,66	294,55	3,93	1.114.920,23
2010	ago	4.938.340,24	305,53	3,94	1.254.146,76
2010	sep	4.554.726,08	311,81	3,95	1.152.543,47
2010	oct	4.656.616,95	314,56	3,96	1.176.804,89
2010	nov	4.244.386,33	317,75	3,97	1.069.761,65
2010	dic	4.500.210,52	320,14	3,98	1.131.381,29
2011	ene	6.689.586,61	322,27	3,98	1.680.251,83
2011	feb	5.521.822,41	330,52	4,02	1.372.904,63
2011	mar	3.474.502,44	334,96	4,04	860.621,83
2011	abr	7.160.483,45	338,09	4,07	1.761.279,90
2011	may	5.397.110,84	343,62	4,08	1.321.558,03

2011	jun	7.569.931,08	350,35	4,10	1.848.127,71
2011	jul	5.935.870,68	358,11	4,13	1.438.092,52
2011	ago	6.316.585,64	363,58	4,17	1.515.495,60
2011	sep	5.249.142,77	373,29	4,20	1.248.547,35
2011	oct	7.545.235,27	383,81	4,22	1.787.070,56
2011	nov	7.088.817,00	398,16	4,26	1.663.996,91
2011	dic	6.836.982,10	414,79	4,29	1.594.151,95
2012	ene	4.954.355,20	424,52	4,32	1.146.675,90
2012	feb	6.456.460,46	428,89	4,35	1.485.509,22
2012	mar	6.070.530,63	426,01	4,36	1.393.501,74
2012	abr	4.058.538,31	410,48	4,40	922.856,50
2012	may	5.556.108,67	407,37	4,45	1.248.458,20
2012	jun	5.741.681,52	401,71	4,50	1.276.566,09
2012	jul	5.788.712,88	399,37	4,55	1.271.459,49
2012	ago	9.814.642,07	401,92	4,61	2.129.069,37
2012	sep	6.701.931,39	410,91	4,67	1.435.135,43
2012	oct	7.532.730,24	406,09	4,73	1.592.593,90
2012	nov	9.687.821,76	400,83	4,80	2.019.394,25
2012	dic	10.422.836,48	397,25	4,88	2.135.827,15
2013	ene	5.255.026,03	381,33	4,95	1.061.921,76
2013	feb	7.174.002,65	386,97	5,01	1.431.622,33
2013	mar	7.362.485,56	386,13	5,08	1.448.167,89
2013	abr	10.705.505,46	388,03	5,16	2.076.521,28
2013	may	9.356.001,91	389,21	5,24	1.785.530,62
2013	jun	4.161.481,96	408,51	5,33	780.883,05
2013	jul	11.483.132,23	400,88	5,44	2.110.529,54
2013	ago	3.122.522,45	408,02	5,58	559.454,81
2013	sep	11.362.505,49	410,51	5,74	1.980.522,97
2013	oct	8.631.265,00	423,66	5,85	1.475.884,03
2013	nov	11.368.617,64	429,88	6,01	1.890.064,34
2013	dic	17.089.000,57	424,47	6,32	2.704.307,11
2014	ene	2.513.493,55	379,90	7,10	354.176,43
2014	feb	13.569.719,70	372,45	7,86	1.727.196,55
2014	mar	8.705.773,98	400,78	7,93	1.097.647,80
2014	abr	13.410.569,17	406,52	8,00	1.676.048,79

2014	may	5.539.608,26	429,84	8,04	688.774,70
2014	jun	17.487.087,89	430,81	8,13	2.152.124,53
2014	jul	6.071.285,80	431,23	8,16	743.975,42
2014	ago	17.462.483,35	432,02	8,32	2.099.764,72
2014	sep	22.143.998,63	428,33	8,42	2.630.154,34
2014	oct	15.048.577,65	432,74	8,48	1.774.530,79
2014	nov	22.085.207,71	429,01	8,51	2.593.980,51
2014	dic	27.121.726,19	431,36	8,55	3.172.315,28
2015	ene	3.623.160,97	396,39	8,60	421.181,18
2015	feb	16.809.324,18	390,43	8,69	1.935.252,56
2015	mar	14.980.215,82	389,42	8,78	1.706.375,10
2015	abr	27.593.787,75	389,63	8,87	3.112.406,61
2015	may	4.982.354,61	389,89	8,95	556.769,19
2015	jun	30.768.305,79	395,73	9,04	3.402.955,96
2015	jul	12.240.959,12	396,32	9,14	1.338.907,87
2015	ago	11.679.561,07	396,18	9,24	1.263.575,27
2015	sep	14.563.108,11	384,90	9,37	1.555.017,68
2015	oct	26.925.188,97	383,80	9,49	2.837.336,55
2015	nov	15.151.670,64	383,80	9,63	1.573.835,51
2015	dic	27.060.957,49	319,75	11,43	2.367.993,62
2016	ene	9.884.000,64	345,39	13,65	723.848,07
2016	feb	6.460.513,21	345,32	14,81	436.092,20
2016	mar	27.042.981,81	345,18	14,96	1.807.505,87
2016	abr	6.232.193,72	345,29	14,41	432.504,75
2016	may	28.317.694,35	345,35	14,14	2.002.988,23
2016	jun	9.345.384,78	345,23	14,14	660.883,25
2016	jul	14.902.570,56	344,40	14,91	999.542,94
2016	ago	28.716.399,12	338,47	14,85	1.933.789,11
2016	sep	8.466.380,49	331,79	15,10	560.660,11
2016	oct	23.534.475,85	324,70	15,18	1.550.259,11
2016	nov	21.618.236,95	298,43	15,34	1.409.281,04
2016	dic	28.204.953,19	304,66	15,83	1.781.785,59
2017	ene	2.623.693,45	303,91	15,91	164.944,74
2017	feb	12.100.536,89	302,66	15,60	775.759,98
2017	mar	13.524.531,03	304,49	15,52	871.218,27

2017	abr	10.018.039,70	313,20	15,36	652.218,25
2017	may	17.820.265,62	305,44	15,70	1.135.186,14
2017	jun	26.860.198,81	299,64	16,12	1.666.616,95
2017	jul	14.659.692,89	293,08	17,17	853.846,64
2017	ago	32.425.775,93	306,29	17,42	1.861.784,86
2017	sep	8.442.758,08	320,91	17,25	489.534,58
2017	oct	37.896.243,64	335,63	17,45	2.171.356,09
2017	nov	22.087.709,82	350,58	17,49	1.262.696,00
2017	dic	52.032.183,35	355,86	17,70	2.939.662,63
2018	ene	19.181.669,74	379,64	19,03	1.008.023,00
2018	feb	14.491.658,52	385,35	19,84	730.393,20
2018	mar	32.090.673,00	391,21	20,24	1.585.679,92
2018	abr	21.708.967,74	409,06	20,23	1.072.847,79
2018	may	29.036.807,26	393,76	23,67	1.226.801,95
2018	jun	29.084.207,00	398,42	26,53	1.096.102,65
2018	jul	46.995.995,47	402,59	27,62	1.701.230,98
2018	ago	31.186.991,75	408,87	30,12	1.035.270,02
2018	sep	38.832.813,88	409,23	38,59	1.006.292,15
2018	oct	30.926.010,27	393,66	37,12	833.131,56
2018	nov	41.790.049,74	385,81	36,46	1.146.219,25
2018	dic	43.671.940,72	329,00	37,89	1.152.744,10
2019	ene	18.796.413,36	316,39	37,41	502.485,19
2019	feb	58.350.598,34	334,98	38,41	1.519.206,59
2019	mar	29.970.342,76	354,75	41,36	724.579,39

Tabla 7 Datos para aplicación corrida sobre conjunto III Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares

<b>año</b>	<b>mes</b>	<b>ventas</b>	<b>precio Escalante</b>	<b>dólar</b>	<b>ventas en dólares</b>	<b>ln ventas</b>
2006	ene	70.470,88	222,85	3,05	23.135,27	10,049114
2006	feb	41.140,00	218,84	3,07	13.405,43	9,503415
2006	mar	1.809.023,96	229,90	3,08	588.046,65	13,284562
2006	abr	1.844.590,23	237,13	3,07	601.575,28	13,307307
2006	may	2.235.686,30	230,13	3,05	732.176,27	13,503777
2006	jun	1.891.665,57	230,34	3,08	613.924,65	13,327627
2006	jul	1.182.691,91	237,28	3,08	383.746,44	12,857737
2006	ago	5.173.269,33	233,73	3,08	1.680.193,29	14,334419
2006	sep	2.736.060,89	217,91	3,10	882.579,95	13,690605
2006	oct	3.565.864,34	211,06	3,10	1.150.844,52	13,956007
2006	nov	3.244.638,04	211,12	3,08	1.054.913,63	13,868969
2006	dic	2.230.902,81	215,44	3,06	728.989,26	13,499414
2007	ene	4.592.104,81	201,29	3,09	1.488.506,94	14,213284
2007	feb	2.891.955,00	210,35	3,10	932.099,43	13,745195
2007	mar	3.047.316,91	214,67	3,10	982.675,49	13,798034
2007	abr	3.390.109,37	221,18	3,09	1.097.458,21	13,908507
2007	may	3.043.954,46	221,79	3,08	988.292,32	13,803734
2007	jun	2.883.527,08	228,61	3,08	936.433,56	13,749834
2007	jul	1.944.282,93	240,02	3,11	624.844,16	13,345258
2007	ago	2.997.099,45	237,39	3,15	950.748,11	13,765004
2007	sep	4.867.245,72	247,51	3,15	1.546.406,77	14,251445
2007	oct	1.457.789,60	257,53	3,16	461.260,80	13,041719
2007	nov	4.844.542,11	268,71	3,14	1.544.857,95	14,250443
2007	dic	2.367.557,73	262,68	3,14	754.083,33	13,533258
2008	ene	3.735.714,90	261,92	3,14	1.188.046,46	13,987821
2008	feb	4.397.847,64	260,59	3,16	1.392.466,75	14,146587
2008	mar	3.319.179,57	256,66	3,16	1.051.758,24	13,865974

2008	abr	2.993.880,38	252,44	3,17	945.472,88	13,759440
2008	may	3.119.050,59	266,12	3,15	989.829,14	13,805288
2008	jun	1.542.060,85	263,29	3,04	506.698,49	13,135671
2008	jul	3.512.385,81	263,12	3,02	1.162.139,09	13,965773
2008	ago	3.633.962,62	263,94	3,03	1.198.032,69	13,996191
2008	sep	3.403.628,63	264,48	3,08	1.104.226,83	13,914656
2008	oct	4.004.050,23	264,40	3,24	1.236.381,70	14,027700
2008	nov	4.459.584,65	264,26	3,33	1.339.547,01	14,107842
2008	dic	3.384.269,26	264,19	3,42	988.791,07	13,804238
2009	ene	3.984.578,15	264,20	3,46	1.150.277,63	13,955514
2009	feb	2.705.674,69	255,72	3,51	770.514,92	13,554814
2009	mar	3.475.279,17	239,16	3,65	951.096,43	13,765371
2009	abr	3.444.211,52	229,66	3,69	932.538,06	13,745665
2009	may	2.844.939,88	249,13	3,72	763.850,18	13,546127
2009	jun	3.408.575,28	260,29	3,77	904.579,26	13,715225
2009	jul	5.661.303,32	261,94	3,81	1.486.010,39	14,211605
2009	ago	2.940.689,79	263,87	3,84	765.969,20	13,548897
2009	sep	2.590.759,95	263,90	3,84	674.261,24	13,421373
2009	oct	4.440.319,30	264,32	3,83	1.160.500,82	13,964362
2009	nov	1.116.353,54	264,20	3,81	292.933,14	12,587700
2009	dic	5.511.681,79	269,64	3,81	1.447.768,38	14,185534
2010	ene	2.151.083,95	278,00	3,80	565.455,70	13,245387
2010	feb	3.580.143,70	280,40	3,85	929.609,26	13,742520
2010	mar	3.729.038,85	283,68	3,86	965.386,74	13,780284
2010	abr	4.375.156,30	285,92	3,88	1.128.760,91	13,936631
2010	may	4.974.033,35	286,81	3,90	1.274.748,05	14,058259
2010	jun	4.077.467,02	290,48	3,93	1.038.441,94	13,853232
2010	jul	4.387.014,66	294,55	3,93	1.114.920,23	13,924293
2010	ago	4.938.340,24	305,53	3,94	1.254.146,76	14,041966
2010	sep	4.554.726,08	311,81	3,95	1.152.543,47	13,957482
2010	oct	4.656.616,95	314,56	3,96	1.176.804,89	13,978314
2010	nov	4.244.386,33	317,75	3,97	1.069.761,65	13,882946
2010	dic	4.500.210,52	320,14	3,98	1.131.381,29	13,938950
2011	ene	6.689.586,61	322,27	3,98	1.680.251,83	14,334454
2011	feb	5.521.822,41	330,52	4,02	1.372.904,63	14,132439

2011	mar	3.474.502,44	334,96	4,04	860.621,83	13,665410
2011	abr	7.160.483,45	338,09	4,07	1.761.279,90	14,381551
2011	may	5.397.110,84	343,62	4,08	1.321.558,03	14,094322
2011	jun	7.569.931,08	350,35	4,10	1.848.127,71	14,429684
2011	jul	5.935.870,68	358,11	4,13	1.438.092,52	14,178828
2011	ago	6.316.585,64	363,58	4,17	1.515.495,60	14,231253
2011	sep	5.249.142,77	373,29	4,20	1.248.547,35	14,037491
2011	oct	7.545.235,27	383,81	4,22	1.787.070,56	14,396088
2011	nov	7.088.817,00	398,16	4,26	1.663.996,91	14,324733
2011	dic	6.836.982,10	414,79	4,29	1.594.151,95	14,281852
2012	ene	4.954.355,20	424,52	4,32	1.146.675,90	13,952378
2012	feb	6.456.460,46	428,89	4,35	1.485.509,22	14,211268
2012	mar	6.070.530,63	426,01	4,36	1.393.501,74	14,147330
2012	abr	4.058.538,31	410,48	4,40	922.856,50	13,735229
2012	may	5.556.108,67	407,37	4,45	1.248.458,20	14,037420
2012	jun	5.741.681,52	401,71	4,50	1.276.566,09	14,059684
2012	jul	5.788.712,88	399,37	4,55	1.271.459,49	14,055676
2012	ago	9.814.642,07	401,92	4,61	2.129.069,37	14,571196
2012	sep	6.701.931,39	410,91	4,67	1.435.135,43	14,176770
2012	oct	7.532.730,24	406,09	4,73	1.592.593,90	14,280875
2012	nov	9.687.821,76	400,83	4,80	2.019.394,25	14,518308
2012	dic	10.422.836,48	397,25	4,88	2.135.827,15	14,574365
2013	ene	5.255.026,03	381,33	4,95	1.061.921,76	13,875591
2013	feb	7.174.002,65	386,97	5,01	1.431.622,33	14,174319
2013	mar	7.362.485,56	386,13	5,08	1.448.167,89	14,185810
2013	abr	10.705.505,46	388,03	5,16	2.076.521,28	14,546205
2013	may	9.356.001,91	389,21	5,24	1.785.530,62	14,395226
2013	jun	4.161.481,96	408,51	5,33	780.883,05	13,568181
2013	jul	11.483.132,23	400,88	5,44	2.110.529,54	14,562449
2013	ago	3.122.522,45	408,02	5,58	559.454,81	13,234718
2013	sep	11.362.505,49	410,51	5,74	1.980.522,97	14,498871
2013	oct	8.631.265,00	423,66	5,85	1.475.884,03	14,204768
2013	nov	11.368.617,64	429,88	6,01	1.890.064,34	14,452121
2013	dic	17.089.000,57	424,47	6,32	2.704.307,11	14,810356
2014	ene	2.513.493,55	379,90	7,10	354.176,43	12,777550

2014	feb	13.569.719,70	372,45	7,86	1.727.196,55	14,362010
2014	mar	8.705.773,98	400,78	7,93	1.097.647,80	13,908680
2014	abr	13.410.569,17	406,52	8,00	1.676.048,79	14,331950
2014	may	5.539.608,26	429,84	8,04	688.774,70	13,442669
2014	jun	17.487.087,89	430,81	8,13	2.152.124,53	14,581966
2014	jul	6.071.285,80	431,23	8,16	743.975,42	13,519763
2014	ago	17.462.483,35	432,02	8,32	2.099.764,72	14,557336
2014	sep	22.143.998,63	428,33	8,42	2.630.154,34	14,782553
2014	oct	15.048.577,65	432,74	8,48	1.774.530,79	14,389047
2014	nov	22.085.207,71	429,01	8,51	2.593.980,51	14,768704
2014	dic	27.121.726,19	431,36	8,55	3.172.315,28	14,969972
2015	ene	3.623.160,97	396,39	8,60	421.181,18	12,950818
2015	feb	16.809.324,18	390,43	8,69	1.935.252,56	14,475748
2015	mar	14.980.215,82	389,42	8,78	1.706.375,10	14,349882
2015	abr	27.593.787,75	389,63	8,87	3.112.406,61	14,950907
2015	may	4.982.354,61	389,89	8,95	556.769,19	13,229906
2015	jun	30.768.305,79	395,73	9,04	3.402.955,96	15,040155
2015	jul	12.240.959,12	396,32	9,14	1.338.907,87	14,107365
2015	ago	11.679.561,07	396,18	9,24	1.263.575,27	14,049456
2015	sep	14.563.108,11	384,90	9,37	1.555.017,68	14,256997
2015	oct	26.925.188,97	383,80	9,49	2.837.336,55	14,858376
2015	nov	15.151.670,64	383,80	9,63	1.573.835,51	14,269026
2015	dic	27.060.957,49	319,75	11,43	2.367.993,62	14,677554
2016	ene	9.884.000,64	345,39	13,65	723.848,07	13,492337
2016	feb	6.460.513,21	345,32	14,81	436.092,20	12,985609
2016	mar	27.042.981,81	345,18	14,96	1.807.505,87	14,407458
2016	abr	6.232.193,72	345,29	14,41	432.504,75	12,977349
2016	may	28.317.694,35	345,35	14,14	2.002.988,23	14,510151
2016	jun	9.345.384,78	345,23	14,14	660.883,25	13,401332
2016	jul	14.902.570,56	344,40	14,91	999.542,94	13,815053
2016	ago	28.716.399,12	338,47	14,85	1.933.789,11	14,474992
2016	sep	8.466.380,49	331,79	15,10	560.660,11	13,236870
2016	oct	23.534.475,85	324,70	15,18	1.550.259,11	14,253933
2016	nov	21.618.236,95	298,43	15,34	1.409.281,04	14,158590
2016	dic	28.204.953,19	304,66	15,83	1.781.785,59	14,393127

2017	ene	2.623.693,45	303,91	15,91	164.944,74	12,013366
2017	feb	12.100.536,89	302,66	15,60	775.759,98	13,561598
2017	mar	13.524.531,03	304,49	15,52	871.218,27	13,677648
2017	abr	10.018.039,70	313,20	15,36	652.218,25	13,388135
2017	may	17.820.265,62	305,44	15,70	1.135.186,14	13,942307
2017	jun	26.860.198,81	299,64	16,12	1.666.616,95	14,326306
2017	jul	14.659.692,89	293,08	17,17	853.846,64	13,657507
2017	ago	32.425.775,93	306,29	17,42	1.861.784,86	14,437046
2017	sep	8.442.758,08	320,91	17,25	489.534,58	13,101210
2017	oct	37.896.243,64	335,63	17,45	2.171.356,09	14,590862
2017	nov	22.087.709,82	350,58	17,49	1.262.696,00	14,048760
2017	dic	52.032.183,35	355,86	17,70	2.939.662,63	14,893805
2018	ene	19.181.669,74	379,64	19,03	1.008.023,00	13,823502
2018	feb	14.491.658,52	385,35	19,84	730.393,20	13,501338
2018	mar	32.090.673,00	391,21	20,24	1.585.679,92	14,276524
2018	abr	21.708.967,74	409,06	20,23	1.072.847,79	13,885827
2018	may	29.036.807,26	393,76	23,67	1.226.801,95	14,019921
2018	jun	29.084.207,00	398,42	26,53	1.096.102,65	13,907271
2018	jul	46.995.995,47	402,59	27,62	1.701.230,98	14,346863
2018	ago	31.186.991,75	408,87	30,12	1.035.270,02	13,850173
2018	sep	38.832.813,88	409,23	38,59	1.006.292,15	13,821783
2018	oct	30.926.010,27	393,66	37,12	833.131,56	13,632947
2018	nov	41.790.049,74	385,81	36,46	1.146.219,25	13,951979
2018	dic	43.671.940,72	329,00	37,89	1.152.744,10	13,957656
2019	ene	18.796.413,36	316,39	37,41	502.485,19	13,127321
2019	feb	58.350.598,34	334,98	38,41	1.519.206,59	14,233699
2019	mar	29.970.342,76	354,75	41,36	724.579,39	13,493347

Tabla 8 Datos para aplicación corrida sobre conjunto Datos VI Ventas mensuales en dólares, Producción de petróleo m3 Escalante en Chubut

<b>año</b>	<b>mes</b>	<b>dólar</b>	<b>ventas \$</b>	<b>ventas usd</b>	<b>Prod m3</b>
2006	ene	3,0460	70.470,88	23.135,2721	801.325
2006	feb	3,0689	41.140,00	13.405,4329	723.746
2006	mar	3,0763	1.809.023,96	588.046,6542	814.993
2006	abr	3,0663	1.844.590,23	601.575,2805	789.714
2006	may	3,0535	2.235.686,30	732.176,2719	817.900
2006	jun	3,0813	1.891.665,57	613.924,6533	792.877
2006	jul	3,0820	1.182.691,91	383.746,4403	834.509
2006	ago	3,0790	5.173.269,33	1.680.193,2944	829.970
2006	sep	3,1001	2.736.060,89	882.579,9512	809.447
2006	oct	3,0985	3.565.864,34	1.150.844,5187	831.747
2006	nov	3,0757	3.244.638,04	1.054.913,6303	740.175
2006	dic	3,0603	2.230.902,81	728.989,2595	808.916
2007	ene	3,0850	4.592.104,81	1.488.506,9422	806.124
2007	feb	3,1026	2.891.955,00	932.099,4319	743.538
2007	mar	3,1010	3.047.316,91	982.675,4949	829.298
2007	abr	3,0891	3.390.109,37	1.097.458,2066	808.326
2007	may	3,0800	3.043.954,46	988.292,3187	828.198
2007	jun	3,0793	2.883.527,08	936.433,5580	799.664
2007	jul	3,1116	1.944.282,93	624.844,1565	778.374
2007	ago	3,1524	2.997.099,45	950.748,1107	803.931
2007	sep	3,1475	4.867.245,72	1.546.406,7699	783.730
2007	oct	3,1604	1.457.789,60	461.260,8004	823.914
2007	nov	3,1359	4.844.542,11	1.544.857,9485	737.507
2007	dic	3,1397	2.367.557,73	754.083,3309	810.286
2008	ene	3,1444	3.735.714,90	1.188.046,4633	795.475
2008	feb	3,1583	4.397.847,64	1.392.466,7535	759.041
2008	mar	3,1558	3.319.179,57	1.051.758,2446	812.176
2008	abr	3,1665	2.993.880,38	945.472,8753	784.179
2008	may	3,1511	3.119.050,59	989.829,1359	756.290

2008 jun	3,0434	1.542.060,85	506.698,4902	760.389
2008 jul	3,0223	3.512.385,81	1.162.139,0946	792.422
2008 ago	3,0333	3.633.962,62	1.198.032,6940	809.901
2008 sep	3,0824	3.403.628,63	1.104.226,8309	768.290
2008 oct	3,2385	4.004.050,23	1.236.381,6984	801.315
2008 nov	3,3292	4.459.584,65	1.339.547,0087	783.531
2008 dic	3,4226	3.384.269,26	988.791,0654	757.649
2009 ene	3,4640	3.984.578,15	1.150.277,6321	794.066
2009 feb	3,5115	2.705.674,69	770.514,9174	730.148
2009 mar	3,6540	3.475.279,17	951.096,4270	815.876
2009 abr	3,6934	3.444.211,52	932.538,0572	801.148
2009 may	3,7245	2.844.939,88	763.850,1762	836.929
2009 jun	3,7681	3.408.575,28	904.579,2647	813.732
2009 jul	3,8097	5.661.303,32	1.486.010,3909	823.338
2009 ago	3,8392	2.940.689,79	765.969,1965	823.576
2009 sep	3,8424	2.590.759,95	674.261,2440	786.387
2009 oct	3,8262	4.440.319,30	1.160.500,8226	822.255
2009 nov	3,8110	1.116.353,54	292.933,1374	780.438
2009 dic	3,8070	5.511.681,79	1.447.768,3776	804.158
2010 ene	3,8042	2.151.083,95	565.455,6985	827.285
2010 feb	3,8512	3.580.143,70	929.609,2552	743.368
2010 mar	3,8627	3.729.038,85	965.386,7390	829.035
2010 abr	3,8761	4.375.156,30	1.128.760,9099	805.527
2010 may	3,9020	4.974.033,35	1.274.748,0513	820.621
2010 jun	3,9265	4.077.467,02	1.038.441,9445	798.218
2010 jul	3,9348	4.387.014,66	1.114.920,2283	815.429
2010 ago	3,9376	4.938.340,24	1.254.146,7634	828.035
2010 sep	3,9519	4.554.726,08	1.152.543,4747	752.995
2010 oct	3,9570	4.656.616,95	1.176.804,8901	825.235
2010 nov	3,9676	4.244.386,33	1.069.761,6519	795.431
2010 dic	3,9776	4.500.210,52	1.131.381,2941	660.207
2011 ene	3,9813	6.689.586,61	1.680.251,8298	808.118
2011 feb	4,0220	5.521.822,41	1.372.904,6271	736.558
2011 mar	4,0372	3.474.502,44	860.621,8270	818.143
2011 abr	4,0655	7.160.483,45	1.761.279,9041	800.548

2011 may	4,0839	5.397.110,84	1.321.558,0303	741.939
2011 jun	4,0960	7.569.931,08	1.848.127,7051	783.125
2011 jul	4,1276	5.935.870,68	1.438.092,5187	809.735
2011 ago	4,1680	6.316.585,64	1.515.495,5950	799.943
2011 sep	4,2042	5.249.142,77	1.248.547,3503	784.756
2011 oct	4,2221	7.545.235,27	1.787.070,5557	813.589
2011 nov	4,2601	7.088.817,00	1.663.996,9082	784.100
2011 dic	4,2888	6.836.982,10	1.594.151,9494	811.174
2012 ene	4,3206	4.954.355,20	1.146.675,9011	787.849
2012 feb	4,3463	6.456.460,46	1.485.509,2177	726.928
2012 mar	4,3563	6.070.530,63	1.393.501,7395	778.863
2012 abr	4,3978	4.058.538,31	922.856,4987	742.677
2012 may	4,4504	5.556.108,67	1.248.458,2049	781.660
2012 jun	4,4978	5.741.681,52	1.276.566,0913	636.178
2012 jul	4,5528	5.788.712,88	1.271.459,4911	683.176
2012 ago	4,6098	9.814.642,07	2.129.069,3749	762.462
2012 sep	4,6699	6.701.931,39	1.435.135,4297	739.196
2012 oct	4,7299	7.532.730,24	1.592.593,8962	747.076
2012 nov	4,7974	9.687.821,76	2.019.394,2456	720.707
2012 dic	4,8800	10.422.836,48	2.135.827,1475	737.121
2013 ene	4,9486	5.255.026,03	1.061.921,7617	725.169
2013 feb	5,0111	7.174.002,65	1.431.622,3284	652.057
2013 mar	5,0840	7.362.485,56	1.448.167,8914	727.104
2013 abr	5,1555	10.705.505,46	2.076.521,2802	706.972
2013 may	5,2399	9.356.001,91	1.785.530,6227	745.181
2013 jun	5,3292	4.161.481,96	780.883,0519	730.978
2013 jul	5,4409	11.483.132,23	2.110.529,5441	752.043
2013 ago	5,5814	3.122.522,45	559.454,8139	752.650
2013 sep	5,7371	11.362.505,49	1.980.522,9706	737.160
2013 oct	5,8482	8.631.265,00	1.475.884,0327	763.505
2013 nov	6,0149	11.368.617,64	1.890.064,3412	730.495
2013 dic	6,3192	17.089.000,57	2.704.307,1121	752.608
2014 ene	7,0967	2.513.493,55	354.176,4328	751.663
2014 feb	7,8565	13.569.719,70	1.727.196,5506	678.127
2014 mar	7,9313	8.705.773,98	1.097.647,7980	760.477

2014 abr	8,0013	13.410.569,17	1.676.048,7883	731.731
2014 may	8,0427	5.539.608,26	688.774,6976	763.712
2014 jun	8,1255	17.487.087,89	2.152.124,5326	739.995
2014 jul	8,1606	6.071.285,80	743.975,4185	767.547
2014 ago	8,3164	17.462.483,35	2.099.764,7239	769.009
2014 sep	8,4193	22.143.998,63	2.630.154,3366	745.468
2014 oct	8,4803	15.048.577,65	1.774.530,7892	775.433
2014 nov	8,5140	22.085.207,71	2.593.980,5105	756.057
2014 dic	8,5495	27.121.726,19	3.172.315,2808	784.934
2015 ene	8,6024	3.623.160,97	421.181,1811	777.480
2015 feb	8,6859	16.809.324,18	1.935.252,5577	713.637
2015 mar	8,7790	14.980.215,82	1.706.375,1010	791.486
2015 abr	8,8657	27.593.787,75	3.112.406,6068	762.932
2015 may	8,9487	4.982.354,61	556.769,1923	797.716
2015 jun	9,0416	30.768.305,79	3.402.955,9567	771.324
2015 jul	9,1425	12.240.959,12	1.338.907,8705	799.867
2015 ago	9,2433	11.679.561,07	1.263.575,2702	774.013
2015 sep	9,3652	14.563.108,11	1.555.017,6786	744.573
2015 oct	9,4896	26.925.188,97	2.837.336,5548	787.462
2015 nov	9,6272	15.151.670,64	1.573.835,5101	763.081
2015 dic	11,4278	27.060.957,49	2.367.993,6199	784.438
2016 ene	13,6548	9.884.000,64	723.848,0710	770.112
2016 feb	14,8146	6.460.513,21	436.092,2044	706.966
2016 mar	14,9615	27.042.981,81	1.807.505,8667	763.006
2016 abr	14,4095	6.232.193,72	432.504,7534	728.713
2016 may	14,1377	28.317.694,35	2.002.988,2272	725.602
2016 jun	14,1408	9.345.384,78	660.883,2474	719.253
2016 jul	14,9094	14.902.570,56	999.542,9429	736.944
2016 ago	14,8498	28.716.399,12	1.933.789,1110	738.836
2016 sep	15,1007	8.466.380,49	560.660,1086	721.239
2016 oct	15,1810	23.534.475,85	1.550.259,1135	747.285
2016 nov	15,3399	21.618.236,95	1.409.281,0409	710.110
2016 dic	15,8296	28.204.953,19	1.781.785,5909	733.555
2017 ene	15,9065	2.623.693,45	164.944,7364	732.334
2017 feb	15,5983	12.100.536,89	775.759,9796	660.630

2017 mar	15,5237	13.524.531,03	871.218,2682	710.607
2017 abr	15,3600	10.018.039,70	652.218,2494	577.561
2017 may	15,6981	17.820.265,62	1.135.186,1448	677.348
2017 jun	16,1166	26.860.198,81	1.666.616,9546	594.772
2017 jul	17,1690	14.659.692,89	853.846,6358	655.054
2017 ago	17,4165	32.425.775,93	1.861.784,8552	690.843
2017 sep	17,2465	8.442.758,08	489.534,5769	683.813
2017 oct	17,4528	37.896.243,64	2.171.356,0942	721.233
2017 nov	17,4925	22.087.709,82	1.262.696,0023	703.343
2017 dic	17,7001	52.032.183,35	2.939.662,6345	729.281
2018 ene	19,0290	19.181.669,74	1.008.023,0038	717.066
2018 feb	19,8409	14.491.658,52	730.393,2039	653.225
2018 mar	20,2378	32.090.673,00	1.585.679,9158	731.457
2018 abr	20,2349	21.708.967,74	1.072.847,7897	704.594
2018 may	23,6687	29.036.807,26	1.226.801,9477	727.423
2018 jun	26,5342	29.084.207,00	1.096.102,6524	696.889
2018 jul	27,6247	46.995.995,47	1.701.230,9806	724.146
2018 ago	30,1245	31.186.991,75	1.035.270,0211	727.239
2018 sep	38,5900	38.832.813,88	1.006.292,1451	716.269
2018 oct	37,1202	30.926.010,27	833.131,5637	738.626
2018 nov	36,4590	41.790.049,74	1.146.219,2466	718.816
2018 dic	37,8852	43.671.940,72	1.152.744,0985	741.232
2019 ene	37,4069	18.796.413,36	502.485,1928	736.578
2019 feb	38,4086	58.350.598,34	1.519.206,5928	675.263
2019 mar	41,3624	29.970.342,76	724.579,3948	750.139

### 4.3.2 Aplicación- Corridas

La aplicación de la corrida del modelo arrojó los siguientes resultados para los conjuntos de datos relevantes, con el uso de la regresión lineal con ordenada al origen en primer lugar y luego sin ordenada al origen:

Tabla 9 Conjunto de Datos I Ventas mensuales en pesos, precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,415
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,1722
R <sup>2</sup> ajustado	0,167
Error típico	1E+07
Observaciones	159

#### ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	3E+15	3E+15	32,669	5E-08
Residuos	157	2E+16	1E+14		
Total	158	2E+16			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superio</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
				<i>.</i>	<i>95%</i>	<i>r 95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	-1E+07	4E+06	-2,803	0,0057	-2E+07	-3E+06	-2E+07	-3E+06
Variable X 1	68304	11950	5,7157	5E-08	44700	91909	44700	91909

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 10 Conjunto de Datos II Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,45108
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,20348
R <sup>2</sup> ajustado	0,1984
Error típico	550192
Observaciones	159

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	1,2E+13	1,2E+13	40,1062	2,4E-09
Residuos	157	4,8E+13	3E+11		
Total	158	6E+13			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superio</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
				.	95%	r 95%	95,0%	95,0%
Intercepción	-62750	214688	-0,2923	0,77045	-486800	361299	-486800	361299
Variable X 1	4032,28	636,715	6,33295	2,4E-09	2774,65	5289,91	2774,65	5289,91

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 11 Conjunto de Datos III Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,39483
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,15589
R <sup>2</sup> ajustado	0,15052
Error típico	0,62719
Observaciones	159

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	11,406	11,406	28,996	3E-07
Residuos	157	61,758	0,3934		
Total	158	73,164			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superio r 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	12,61	0,2447	51,526	3E-100	12,127	13,093	12,127	13,093
Variable X 1	0,00391	0,0007	5,3848	3E-07	0,0025	0,0053	0,0025	0,0053

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 12 Conjunto de Datos IV Ventas mensuales en dólares , Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,4454
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,1984
R <sup>2</sup> ajustado	0,1933
Error típico	0,196
Observaciones	159

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	1,493	1,493	38,863	4E-09
Residuos	157	6,0315	0,0384		
Total	158	7,5245			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superio r 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	5,576	0,0357	156	4E-174	5,5054	5,6466	5,5054	5,6466
Variable X 1	2E-07	3E-08	6,234	4E-09	1E-07	2E-07	1E-07	2E-07

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 13 Conjunto de Datos V Ventas mensuales en pesos , Logaritmo natural precio crudo  
Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,43108
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,18583
R <sup>2</sup> ajustado	0,18065
Error típico	1E+07
Observaciones	159

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	3,8E+15	3,8E+15	35,835	1,4E-08
Residuos	157	1,6E+16	1E+14		
Total	158	2E+16			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-1,2E+08	2,2E+07	-5,4605	1,8E-07	-2E+08	-8E+07	-2E+08	-8E+07
Variable X 1	2,2E+07	3733510	5,98624	1,4E-08	1,5E+07	3E+07	1,5E+07	3E+07

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 14 Conjunto de Datos VI Ventas mensuales en dólares, Producción de petróleo m3  
Escalante en Chubut

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,07235
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,00523
R <sup>2</sup> ajustado	-0,0011
Error típico	614858
Observaciones	159

## ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	3,1E+11	3,1E+11	0,82606	0,36481
Residuos	157	5,9E+13	3,8E+11		
Total	158	6E+13			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior r 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
						345791		
Intercepción	1957478	759641	2,57685	0,01089	457043	4	457043	3457914
Variable X 1	-0,9071	0,9981	-0,9089	0,36481	-2,8786	1,06429	-2,8786	1,06429

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 15 Conjunto de Datos I Ventas mensuales en pesos, precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,75135
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,56453
R <sup>2</sup> ajustado	0,5582
Error típico	1,1E+07
Observaciones	159

## ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	2,3E+16	2,3E+16	204,829	2,9E-30
Residuos	158	1,8E+16	1,1E+14		
Total	159	4E+16			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior r 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variable X 1	35506,6	2480,92	14,3119	2,5E-30	30606,6	40406,7	30606,6	40406,7

Tabla 16 Conjunto de datos II :Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,921566
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,849284
R <sup>2</sup> ajustado	0,842955
Error típico	548597,1
Observaciones	159

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	2,68E+14	2,68E+14	890,332	1,38E-66
Residuos	158	4,76E+13	3,01E+11		
Total	159	3,16E+14			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variable X 1	3850,062	129,0303	29,83843	8,15E-67	3595,216	4104,90	9	3595,216 4104,909

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 17 Conjunto de datos III Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9819
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,9641
R <sup>2</sup> ajustado	0,9578
Error típico	2,6459
Observaciones	159

## ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	29689	29689	4240,9	2E-115
Residuos	158	1106,1	7,0006		
Total	159	30795			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad .</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superio r 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variable X 1	0,0405	0,0006	65,122	5E-116	0,0393	0,0418	0,0393	0,0418

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 18 Conjunto de Datos IV Ventas mensuales en dólares , Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9071
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,8229
R <sup>2</sup> ajustado	0,8166
Error típico	2,4403
Observaciones	159

## ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	4372,3	4372,3	734,2	4E-61
Residuos	158	940,92	5,9552		
Total	159	5313,3			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad .</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superio r 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variable X 1	4E-06	1E-07	27,096	3E-61	3E-06	4E-06	3E-06	4E-06

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 19 Conjunto de Datos V Ventas mensuales en pesos , Logaritmo natural precio crudo Escalante en dólares

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,71738
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,51463
R <sup>2</sup> ajustado	0,5083
Error típico	1,1E+07
Observaciones	159

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	2,1E+16	2,1E+16	167,524	1,5E-26
Residuos	158	2E+16	1,2E+14		
Total	159	4E+16			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
					<i>95%</i>	<i>r 95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variable X 1	1977394	152776	12,9431	1,4E-26	1675648	1	1675648	2279141

Fuente: Elaboración propia sobre datos relevados de caso seleccionado

Tabla 20 Conjunto de Datos VI Ventas mensuales en dólares, Producción de petróleo m3 Escalante en Chubut

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,8966
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,8039
R <sup>2</sup> ajustado	0,7976
Error típico	625736
Observaciones	159

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	3E+14	3E+14	647,79	1E-57
Residuos	158	6E+13	4E+11		
Total	159	3E+14			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
				<i>d</i>	<i>95%</i>	<i>r 95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variable X 1	1,6595	0,0652	25,452	9E-58	1,5307	1,7883	1,5307	1,7883

### 4.3.3 Resultado

Por los resultados obtenidos en las corridas pueden conformarse dos modelos con coeficiente R cuadrado ( $R^2$ ) superiores a 0,75, los que quedarían de la siguiente manera:

Para el conjunto de datos II. Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares de acuerdo con el resultado proveniente de Tabla 16

$$y = 3850,06 x \text{ es decir, en términos del modelo } V(P) = 3850,06 P$$

F. 4.2

Para el conjunto de datos III. Logaritmo natural Ventas mensuales en dólares , precio crudo Escalante en dólares de acuerdo con el resultado proveniente de Tabla 17

$$\ln y = 0,0405261 x \quad y = e^{0,0405261 x}$$

En términos del modelo

$$\ln V(P) = 0,0405261 P \quad V(P) = e^{0,0405261 P}$$

F. 4.3

Para conjunto de datos Datos VI Ventas mensuales en dolares, Producción de petroleo m3 Escalante en Chubut de acuerdo con el resultado proveniente de Tabla 20

$y = 1,6595 x$  es decir, en términos del modelo  $V(P) = 1,6595 P$

Para esta aplicación del modelo el valor  $x$  y en su caso  $P$  corresponden a producción de m<sup>3</sup> de petróleo Escalante en Chubut

#### 4.3.4 Comparación entre resultados de corridas

Con respecto a la precisión de ajuste del modelo, se analizan en primer lugar los datos que usan como variable independiente precio del crudo: para el conjunto de datos II es menor la precisión que para el conjunto de datos III, dado que este último lo supera en el coeficiente R cuadrado ( $R^2$ ) de 0,9577527 a 0,84295528, siendo por lo tanto más precisa la estimación por medio del modelo que deriva en la ecuación:

$$\ln V(P) = 0,0405261 P \quad V(P) = e^{0,0405261 P}$$

F. 4.4

En cuanto a su aplicación empírica directa la ecuación obtenida del conjunto II de datos presenta una facilidad en cuanto a su cálculo en especial para los decisores de las Pequeñas y medianas empresas de Servicios Petroleros por cuanto significa un producto entre la información conocida, precio crudo Escalante en dólares y un coeficiente.

$$V(P) = 3850,06 P$$

F. 4.5

Respecto del Conjunto de datos VI, si bien la precisión dada por coeficiente R cuadrado ( $R^2$ ) es de 0,7576 supera de forma ajustado el límite propuesto de 0,75, su facilidad de cálculo es importante puesto que la estimación queda determinada por:

$$V(P) = 1,6595 P$$

F. 4.6

#### **4.3.5 Aplicaciones del modelo para valuaciones de Pequeñas y medianas empresas**

El modelo planteado brinda una estimación de ventas futuras basadas de acuerdo con la correlación histórica con variables exógenas relacionadas. La selección de las variables tiene que ver con dos aspectos básicos: la información disponible para el decisor o inversor de Pyme de servicios Petroleros y las utilizadas para las estimaciones de valor de los principales actores del mercado, como lo son las empresas Operadoras. Esta modelo se explica más arriba en la sección 3.3.2 Modelo Alternativo al modelo de Merton, commodity almacenable.

El modelo así planteado permite una aplicación superadora de las medidas de valuación tradicionales, ya sea Valor Actual Neto o un coeficiente sobre la Utilidad antes de Intereses e impuestos, dado que el coeficiente estimador de ventas proviene de la aplicación, si bien simple y lineal, de un modelo de valuación de empresas productoras de petróleo por medio de opciones reales.

#### **4.3.6 Bases para ajustes del modelo**

Las diversas variables que se presentan en conjunto en el coeficiente encontrado para los diferentes conjuntos de valores, a saber: costos sombra de la información, costos de oportunidad del almacenamiento o venta de la commodity entre otras, podrían ser estimados de contar con una base de datos mayor y la posibilidad de hacer análisis comparados.

De igual manera la posibilidad de realizar un seguimiento de valuaciones y estimaciones empíricas serviría de punto de partida para un ajuste y adecuación específica del modelo de Merton mencionado.

### **4.4 Conclusiones del capítulo**

En este capítulo se realiza la operacionalización del modelo complejo alternativo Merton según las variables obtenidas de una Pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros. Esta operacionalización se valida en cuanto a la pertinencia del pronóstico por medio del coeficiente R cuadrado ( $R^2$ )

Tal como se expresa en el capítulo no todas las variables obtenidas de la Pyme pueden utilizarse directamente para la operacionalización del modelo, puesto que no cumplen con el criterio del coeficiente de R cuadrado ( $R^2$ ).

El objetivo de un único y simple coeficiente que permita la aplicación del modelo se cumple, si bien las limitaciones de predicción pueden plantearse, la información que puede obtenerse resulta válida y de relativamente fácil acceso para los decisores de la Pyme de servicios Petroleros.

Esta forma de valuación permitiría en el caso que nos ocupa de las Pequeñas y medianas empresas de servicios Petroleros, presentar una alternativa a las valuaciones tradicionales, con base a variables exógenas que determinan el valor de los más importantes actores del mercado como lo son las empresas Operadoras.

## 5 Conclusiones generales

Las finanzas como herramienta de solución de problemas se enfrenta en ciertas ocasiones a la imposibilidad de aplicación directa de los modelos o intervenciones propuestas, ya sea por las circunstancias o postulados sobre las que se basan los modelos o por la dificultad en la operacionalización de los mismos, en especial en el ámbito de las pequeñas y medianas empresas.

El aporte principal de este trabajo es presentar un modelo de valuación para empresas pequeñas y medianas de servicios petroleros, que puede llevarse a cabo con los propios datos de la empresa y de variables exógenas accesibles como lo son el precio del barril de petróleo o el valor del dólar. En este caso el modelo, basado en los modelos de opciones reales, permite relacionar el desempeño de ventas, y por ende de ingresos, con las variables exógenas planteadas. Esto adiciona a las valuaciones tradicionales de VAN y TIR una información adaptada a las características de irreversibilidad, flexibilidad e incertidumbre propias del mercado de servicios petroleros. Esta información adicional permitirá valorar, tal como sucede en los modelos de opciones reales, el valor de adaptabilidad y permanencia que poseen estas empresas y que no se ve reflejado en las valuaciones tradicionales.

Otro aporte de este trabajo se centra en la descripción del mercado de hidrocarburos, extractivo y de servicios. La extracción y explotación del petróleo se inicia en Argentina el descubrimiento de yacimientos en Comodoro Rivadavia y la fundación de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), desde ahí a la actualidad diversas han sido las maneras de relacionarse entre los actores del mercado, con el Estado como gestor y ente normativo en la explotación del recurso. Se parte de una descripción operativa de las actividades del mercado para llegar al constructo social que constituyen las relaciones entre los diversos actores.

En este trabajo se ponen de manifiesto las diversas asimetrías entre las empresas de diferente tamaño, desde pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, a multinacionales, afectadas por la irreversibilidad, flexibilidad e incertidumbre, y el acceso limitado de ciertos actores a la información crítica. Estas características son las que dan paso al análisis financiero con enfoque de opciones reales usado en el desarrollo del modelo.

Un aporte también resulta de la revisión y ordenamiento de las diversas teorías y modelos de opciones reales con miras a la aplicación puntual en lo relativo a la explotación hidrocarburífera. Así los conceptos matemáticos y analíticos son explicitados para hacer frente a los contextos de incertidumbre e irreversibilidad y de qué manera los diferentes tipos de opciones reales permiten superar los obstáculos de valuación que estas características presentan a las valuaciones tradicionales. Se fundamentan y seleccionan los dos modelos principales de base para el análisis aplicado al petróleo, como lo son los árboles binomiales y una extensión de la fórmula de Black & Scholes (1973) propuesta por Merton, como así también la base de control óptimo que fundamenta este tipo de análisis. En la aplicación de los modelos planteados a la actividad petrolera, se desarrolla el modelo de Smit & Trigeorgis Smit & Trigeorgis (2004) de árboles de decisión binomiales sobre desarrollos de nuevos yacimientos o campos petroleros, en donde se incluye un relevamiento empírico de las probabilidades según expertos de la cuenca del golfo San Jorge, y los análisis de variables que intervienen en el modelo de Merton, tanto el básico como el aplicado a la commodity almacenable. Esto resulta el punto de partida para el cumplimiento del objetivo principal de esta investigación, con el desarrollo del modelo propio.

Un aporte final de este trabajo es también la operacionalización de modelos complejos a situaciones empíricas de pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, por medio de herramientas informáticas básicas o de fácil alcance como son las planillas de cálculo de MS Excel, con ello se busca cumplir un desafío actual de las ciencias, en especial las sociales, de exponer el cómo se llega a los resultados, de mostrar el camino que asegura la replicabilidad y claridad de los experimentos realizados.

Los objetivos planteados en esta investigación fueron los siguientes:

La construcción de un modelo de valuación de inversiones en pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge que contemple la dinámica del mercado sus las características de irreversibilidad, flexibilidad e incertidumbre.

La identificación, descripción y comprensión de las características de la dinámica del mercado de servicios petroleros para las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros

Realización de un análisis las variables y supuestos de la literatura de Opciones Reales y las características del mercado de servicios petroleros.

Adaptación del modelo de valuación de opciones reales de Trigeorgis a los proyectos de inversión de las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros.

El grado de cumplimiento de estos objetivos planteados al inicio se analiza a continuación:

El objetivo principal está cumplido, dado que se obtuvo un modelo para valuación de proyectos de inversión de las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, aunque el cumplimiento requirió una serie de simplificaciones al modelo seleccionado de Merton para su adecuación y operacionalización con los datos disponibles en el relevamiento. En estos datos se reflejaron las características planteadas de irreversibilidad, flexibilidad e incertidumbre.

En este sentido la hipótesis de valuación por opciones reales tiene un cumplimiento relativo, no un cumplimiento completo, por las simplificaciones mencionadas que logró un modelo de valuación y predictivo pero híbrido en el sentido estricto de opciones reales. Además, el modelo de Trigeorgis fue desestimado como herramienta de valuación de pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros, pues si bien muy apropiado para el contexto de inversiones globales, no permitió una adaptación a la realidad de este tipo de empresas.

El objetivo de la descripción del mercado de servicios petroleros se cumple en gran parte, dado que se identificaron actores, procesos y legislación, aunque no se logró un modelo completo de comportamiento de los actores a través del tiempo, sino que se hizo un enfoque parcial acotado al objetivo de este trabajo haciendo recortes a algunas características no aplicables en esta investigación.

El relevamiento de variables y literatura de Opciones reales se completó en estricta búsqueda de aplicaciones al mercado petrolero, no se amplió a otro tipo de fenómenos económicos similares, como por ejemplo la minería metalífera. Por lo que se considera cumplido, aunque con un enfoque un tanto sesgado en el análisis.

En virtud del cumplimiento de objetivos planteados, el presente trabajo deja abiertas nuevas líneas o problemas de investigación a ser abordados en futuras indagaciones, a saber:

Modificación del modelo propuesto por este trabajo, mediante las acciones complejizar o eliminar las simplificaciones planteadas, en búsqueda del acercamiento al modelo original de Merton para commodities almacenables. La estimación de valores sombra y de costos de información, por medio de nuevos relevamientos con enfoque a esas variables con ampliación de bases de datos contratables.

Planteo de un modelo de comportamiento general de los actores del mercado de servicios petroleros con la incorporación por ejemplo del herramental proveniente de teoría de juegos u otros enfoques que complementen la descripción planteada en este trabajo.

El análisis de la estructura de poder a través del tiempo con la aplicación y ampliación del modelo análisis de Crozier & Friedberg, (1990)

Nuevas indagaciones en modelos de opciones de reales para industrias extractivas relacionadas, minería, y similares en donde el recurso pueda extraerse, acumularse y postergar su producción.

Un último desafío para considerar es la validación por parte de entidades crediticias o partes del sistema financiero de este tipo de análisis que permita una mejora en la calificación de las pequeñas y medianas empresas de servicios petroleros en cuanto al acceso al crédito y en los valores de tasas de financiamiento para su funcionamiento e inversiones futuras.

## Referencias Bibliográficas

- Ayús, A. L. T., Corrales, J. F., Osorio, I. G., & Hurtado, P. M. A. (2019). The real options as a valuation methodology for a project in the electrical sector. *Ecos de Economía*, 23(48), 19.
- Bebczuk, R. N. (2010). *Progresos en finanzas*. Asociación Argentina de Economía Política : Temas Grupo Editorial.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *The Journal of Political Economy*, 81(3), 637-654.
- Brealey, R., Myers, S. C., & Allen, F. (2010). *Principios de Finanzas Corporativas* (9na ed.). McGraw-Hill Education.
- Catalano, E. (1999). *Código de Minería Comentado* (9na ed.). Zabalía.
- Chiang, A. C., & Wainwright, K. (2005). *Fundamental methods of mathematical economics* (4th ed). McGraw-Hill/Irwin.
- Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3), 229-263. [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(79\)90015-1](https://doi.org/10.1016/0304-405X(79)90015-1)
- Crozier, M., & Friedberg, E. (1990). *El actor y el sistema. Las restricciones de la acción colectiva* (Primera). Alianza Editorial Mexicana.
- Damodaran, A. (2000). The Promise and Peril of Real Options. *Journal of Applied Corporate Finance*, 13(2), 75.
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton university press.
- Figari, E. G., Strelkov, E., Laffitte, G., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., & Martínez, R. (1999). Los sistemas petroleros de la Cuenca Del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. *IAPG -IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*.
- González-Echeverri, G., Mora-Valencia, A., & Solano, J. G. (2015). Opciones reales aplicadas en redes integradas de servicios de salud empleando diferentes métodos de estimación de la volatilidad. *Estudios Gerenciales*, 31(136), 287-298. <https://doi.org/10.1016/j.estger.2015.03.004>
- Kozulj, R. (2002). *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*. Naciones Unidas, CEPAL, Div. de Recursos Naturales e Infraestructura.
- Pareja Vasseur, J., & Cadavid Pérez, C. (2016). Valoración de patentes farmacéuticas a través de opciones reales: Equivalentes de certeza y función de utilidad. *Contaduría y Administración*, 61(4), 794-814. <https://doi.org/10.1016/j.cya.2016.06.004>
- Paxson, D. (2003). *Real R & D options*. Butterworth-Heinemann. <http://www.sciencedirect.com/science/book/9780750653329>
- Rojo, S., & Rotondo, S. (2009). *Perfil de especialización del empleo registrado en el Golfo San Jorge: Un diagnóstico desde la perspectiva del desarrollo local*. 9no Congreso Nacional de Estudios del Trabajo.
- Schmidt, N. G., & Alonso, J. (2013). Análisis de la declinación de la producción. *Petrotecnia*, 8.
- Secretaría de Energía de la Nación Argentina. (2018). *TD\_S\_SescoWebUP\_09\_2018*. Secretaría de Energía de la Nación Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>,
- Silverio Milanesi, G. (2016). El arrendamiento financiero y valuación de opciones reales. *Contaduría y Administración*, 61(2), 353-373. <https://doi.org/10.1016/j.cya.2015.11.010>
- Smit, H. T. J., & Trigeorgis, L. (2004). *Strategic investment: Real options and games*.

Princeton University Press.

Tresierra Tanaka, Á., & Carrasco Montero, C. M. (2016). Valorización de opciones reales: Modelo Ornstein-Uhlenbeck. *Journal of Economics, Finance and Administrative Science*, 21(41), 56-62. <https://doi.org/10.1016/j.jefas.2016.07.001>

Van Horne, C. J., & Wachowicz, Jr. J. M. (2010). *Fundamentos de Administración financiera*. Pearson Educación.

Vega, A., Ruiz, S., Ávila, S., Murua, M., Arce, A., & Vázquez, A. (2012). *Tensiones en Clúster de Servicios petroleros del Golfo San Jorge*. 12.