



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Biblioteca "Alfredo L. Palacios"



El manejo de la incertidumbre en la valuación de empresas petroleras

Kurgansky, Gustavo Ariel

2009

Cita APA: Kurgansky, G. (2009). El manejo de la incertidumbre en la valuación de empresas petroleras. Buenos Aires : Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. Escuela de Estudios de Posgrado

Este documento forma parte de la colección de tesis de posgrado de la Biblioteca Central "Alfredo L. Palacios". Su utilización debe ser acompañada por la cita bibliográfica con reconocimiento de la fuente.
Fuente: Biblioteca Digital de la Facultad de Ciencias Económicas - Universidad de Buenos Aires

Cod. 1502/0302



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas



MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN

**“El manejo de la incertidumbre
en la valuación de empresas petroleras”**

AUTOR: Cdor. Gustavo Ariel Kurgansky

TUTOR: Dr. Juan Carlos Alonso

Ciudad de Buenos Aires, Mayo de 2009

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todas las personas que han contribuido a brindar información tan valiosa para poder elaborar este trabajo, como así también la colaboración de mi tutor, el Dr. Juan Carlos Alonso y el director de la maestría, el Dr. Jorge Stern.

Dedico esta tesis a mi familia, mi principal activo.

DECLARACIÓN

"Declaro que el material incluido en esta tesis es, a mi mejor saber y entender, original, producto de mi propio trabajo (salvo en la medida en que se identifiquen explícitamente las contribuciones de otros), y que no he presentado este material en forma parcial o total, como una tesis, en ésta u otra institución".



INDICE DE CONTENIDOS

I. Resumen de contenidos.....	1
II. Introducción.....	3
III. Fundamentos del tema de la tesis	
1. Planteo del problema.....	5
2. Justificación.....	6
IV. Objetivos de la tesis	
1. Objetivo general.....	7
2. Objetivos específicos.....	7
V. Metodología para la elaboración de la tesis.....	8
VI. Marco teórico	
1. Reservas de hidrocarburos.....	10
1.1. Definiciones y clasificaciones.....	10
1.1.1. Reservas probadas (1P).....	11
1.1.2. Reservas no probadas.....	12
1.2. Métodos de estimación técnica.....	13
1.3. Valuación.....	14
1.3.1 Impacto en los reportes financieros.....	15
1.3.2 Factores a considerar en su valuación.....	17
2. Métodos de valuación.....	19
2.1. La importancia de conocer el valor de una empresa.....	19
2.2. Métodos basados en el balance.....	20
2.3. Métodos basados en la cuenta de resultados.....	22
2.3.1. Valor de los beneficios – PER.....	22
2.3.2. Valor de los dividendos.....	23
2.3.3. Múltiplo de las ventas.....	24
2.3.4. EBITDA.....	25
2.4. Métodos basados en el fondo de comercio o “goodwill”.....	26
2.5. Métodos basados en el flujo de fondos descontados.....	26



2.5.1. La estructuración de un flujo futuro de fondos adecuado.....	27
2.5.2. La determinación del costo de capital (WACC).....	28
2.6. Métodos basados en las medidas de creación de valor.....	30
2.7. La teoría de opciones.....	32
3. El valor de las acciones como valor de mercado.....	34
3.1. Variables para el análisis por Fundamentals.....	34
3.2. Variables para el análisis por Technicals.....	35
4. El análisis del mercado y de la empresa.....	35
4.1. La inseguridad jurídica.....	36
4.2. La ética empresarial.....	37
VII. Análisis de situación	
1. El mercado petrolero argentino.....	39
1.1. Reservas y producciones.....	39
1.1.1. A nivel país.....	39
1.1.2. A nivel empresa.....	43
1.2. Marco regulatorio.....	44
2. El mercado energético mundial.....	45
3. La división en la industria.....	46
4. Evolución bursátil de las empresas petroleras.....	47
4.1. Petrobras.....	48
4.2. Repsol YPF.....	50
4.3. Otras compañías petroleras internacionales.....	54
5. Aspectos claves en la valuación de una empresa petrolera.....	55
5.1. Análisis de las reservas y sus factores relacionados.....	57
5.2. Análisis de los resultados.....	61
5.3. Valuación del mercado a través de los Exchange-Traded Funds.....	63
5.4. Análisis de los Fundamentals.....	65
5.5. Los riesgos involucrados en la valuación.....	69
5.5.1. Reestimación de reservas.....	73



5.5.2. Cuantificación del riesgo en el método de valuación.....	75
5.6. La preferencia en los métodos de valuación.....	77
5.7. La incorporación de la incertidumbre en los métodos de valuación.....	79
5.7.1. Las decisiones estratégicas explicadas a través de las opciones reales.....	83
5.7.2. Oportunidad de inversión en gasoducto analizado por el método Black – Scholes.....	91
5.7.3. La valoración de las opciones reales por las empresas petroleras.....	94
5.7.4. Limitaciones a la aplicación del método.....	96
5.8. La gestión del Management y los métodos de valuación.....	97
VIII. Conclusiones.....	98
IX. Consideraciones finales y recomendaciones.....	104
X. Bibliografía.....	108
XI. Anexos.....	113



INDICE DE TABLAS

TABLA N° 1	Ventajas y desventajas del método PER.....	23
TABLA N° 2	Ventajas y desventajas del múltiplo de ventas.....	25
TABLA N° 3	Reservas comprobadas de petróleo y gas por cuenca.....	40
TABLA N° 4	Relación reservas y producción por empresa.....	43
TABLA N° 5	Marco regulatorio del mercado energético argentino.....	44
TABLA N° 6	Valor de cierre histórico de la acción Petrobras en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de la primera quincena de noviembre de 2007.....	48
TABLA N° 7	Valor de cierre histórico de la acción de Repsol en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires desde el 16/01 al 31/01 de 2006.....	51
TABLA N° 8	Performance de los distintos sectores según el Broad Global Market Americas Index – 2008.....	55
TABLA N° 9	Composición de empresas petroleras por sector y variación de resultados en el primer trimestre de 2008.....	56
TABLA N° 10	Evolución de las reservas probadas de crudo y gas de 40 empresas con presencia en el mercado americano desde 2003 al 2007.....	57
TABLA N° 11	Evolución de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de crudo y gas de Exxon Mobil, BP, Petrobras, Repsol YPF y Shell al 31 de diciembre de 2007.....	58
TABLA N° 12	Indicadores de performance del upstream de Exxon Mobil, BP, Petrobras, Repsol YPF y Shell al 31 de diciembre de 2007.....	61
TABLA N° 13	Cash flow relacionado con las actividades del upstream de Exxon Mobil, BP, Petrobras, Repsol YPF y Shell al 31 de diciembre de 2007..	61
TABLA N° 14	Variación del cash flow relacionado con las actividades del upstream de Exxon Mobil, BP, Petrobras, Repsol YPF y Shell del ejercicio 2007..	62
TABLA N° 15	Ratios de siete empresas integradas multinacionales del sector petrolero al 31 de marzo de 2008.....	67
TABLA N° 16	Valor de mercado, ROE y ROA de siete empresas integradas multinacionales del sector petrolero al 17 de abril de 2009.....	69
TABLA N° 17	Frecuencia en el uso del flujo de fondos descontados (FFD).....	78
TABLA N° 18	Métodos de valuación no viables.....	78
TABLA N° 19	Comparación entre opciones financieras y opciones reales de desarrollo de reservas petroleras.....	80
TABLA N° 20	Flujo de caja esperado del proyecto de transporte "primer tramo"	92
TABLA N° 21	Viabilidad económica del proyecto de transporte "primer tramo"	92



TABLA N° 22	Flujo de caja esperado del proyecto de transporte “segundo tramo”.....	93
TABLA N° 23	Viabilidad económica del proyecto de transporte “segundo tramo”.....	93
TABLA N° 24	Valoración de opciones del proyecto de transporte “segundo tramo” por el método de Black-Scholes.....	93
TABLA N° 25	Valoración de opciones del proyecto de transporte “segundo tramo” por el método de Black-Scholes bajo distintos escenarios.....	94

INDICE DE GRÁFICOS

GRAFICO N° 1	Balance energético de la Argentina – año 2005 (2006-2007 provisorios).....	39
GRAFICO N° 2	Producción energía primaria (en Ktep).....	41
GRAFICO N° 3	Cuencas argentinas.....	42
GRAFICO N° 4	Evolución de la cotización de Petrobras en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Período septiembre-noviembre 2007.....	49
GRAFICO N° 5	Evolución de la cotización de Petrobras (PZE) en la NYSE.....	49
GRAFICO N° 6	Evolución de la cotización de Petrobras (PTR3) en la Bolsa de Sao Pablo.....	50
GRAFICO N° 7	Evolución de la cotización de Repsol (REP) en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires – meses enero y febrero de 2006.....	51
GRAFICO N° 8	Evolución de la cotización de YPF en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires – meses enero y febrero de 2006.....	52
GRAFICO N° 9	Hechos relevantes relativos a reservas e impacto en la cotización de Repsol en la Bolsa de Madrid.....	53
GRAFICO N° 10	Evolución de la cotización de Shell en la NYSE por la recategorización de sus reservas en el 2004.....	54
GRAFICO N° 11	Performance del sector energético de S&P 500 y la subindustria: empresas integradas de petróleo y gas al 30 de junio de 2008.....	65
GRAFICO N° 12	Riesgos en la industria petrolera.....	71
GRAFICO N° 13	Posibilidad de cuantificar el riesgo.....	76
GRAFICO N° 14	Etapas de un proyecto upstream y las opciones relacionadas.....	82
GRAFICO N° 15	Modelo de yacimiento.....	83
GRAFICO N° 16	Datos sísmicos y simulación.....	84



I. RESUMEN DE CONTENIDOS

El presente trabajo de investigación se compone de la integración de elementos que estructuradamente han contribuido a fortalecer la relevancia y factibilidad del estudio.

Concebida la idea de investigación, planteado el problema y definidos los objetivos, se delinearon dos aspectos centrales. En primer lugar, se procedió a efectuar la revisión de la literatura existente inherente a la problemática de estudio, considerando los antecedentes válidos para el encuadre del mismo. En segundo lugar se realizó un trabajo de investigación exploratoria sobre la situación de las empresas del sector del petrolero y del gas, los aspectos a considerar en su valuación y sus efectos.

La exposición de los procesos precedentemente descritos se desarrolla en diez capítulos. El presente capítulo I, se refiere al resumen de contenidos específicos. En el capítulo II se plantea la naturaleza del problema de investigación, en tanto que en el capítulo III se define el planteo del mismo y la justificación y relevancia que permitieron su sustentabilidad.

En el capítulo IV, se definieron los objetivos generales y específicos de la tesis, los cuales han sido la guía que ha permitido abordar la investigación en foco al desarrollo para la obtención de los resultados y formulación de las conclusiones y recomendaciones.

En el capítulo V se describe la metodología utilizada para llevar adelante la investigación aplicada a esta tesis, con transmisión de los motivos influyentes en la elección de la temática.

En el capítulo VI se desarrolla el marco teórico, consistente para sustentar el estudio. A efectos de dicha exposición, se han considerado los distintos tipos de reservas de hidrocarburos como factores de incertidumbre en el valor de las empresas y se enunciaron las características principales de los métodos de valuación de empresas existentes.

En el capítulo VII se exponen y analizan los resultados obtenidos en la investigación realizada, de acuerdo a los procedimientos indicados en el capítulo V. A efectos de obtener un panorama integral respecto de los efectos que los riesgos e incertidumbres propios del sector petrolero tienen sobre el valor de una empresa, se consideró la situación de este mercado en el ámbito nacional e internacional, explicando las diversas situaciones



relacionadas con las reestimaciones de reservas de hidrocarburos sobre el valor de las acciones bursátiles, y la aplicación práctica del método de valuación de opciones reales.

En el capítulo VIII se describen las interpretaciones de los datos expuestos en el capítulo precedente, mediante las conclusiones que responden a los objetivos específicos planteados en el capítulo IV.

En el capítulo IX, sobre la base de las conclusiones esbozadas se formularon consideraciones finales y recomendaciones que podrán servir de base para la aplicación del método de valuación que mejor considere en su análisis los riesgos propios de esta industria.

En el capítulo X denominado "Bibliografía", se detallan las fuentes de información utilizadas en el presente trabajo de tesis, consistente en la bibliografía propiamente dicha, las publicaciones y los links de acceso mediante medios electrónicos.

Finalmente se expone en los Anexos, la información soporte de las investigaciones propias efectuadas, toda vez que amplían el procesamiento y exposición efectuado en el capítulo VII.



II. INTRODUCCION

La valuación de empresas se ha vuelto relevante en la literatura financiera contemporánea. Más aún, en un mundo globalizado donde las compras y ventas de empresas dejó de ser un hecho aislado.

La comprensión de los distintos métodos de valuación de empresas se ha convertido en un requisito indispensable para toda persona involucrada en la dirección de una organización. Esto es consecuencia no sólo de la valoración en la negociación de fusiones y adquisiciones sino también en el proceso interno de valorar las distintas unidades de negocios a fin de identificar las fuentes de creación y destrucción de valor para la compañía.

En cuanto al tema de hidrocarburos, hemos pasado en la Argentina de una situación en la cual todo estaba manejado por una empresa estatal a otra en donde los hidrocarburos son producidos por empresas privadas multinacionales. La adquisición de YPF por parte de Repsol puso de relieve el contraste existente entre los valores que se calculan técnicamente y las cifras que se fijan para las transacciones efectivas. Esto se acentúa aún más en una industria en donde existen factores riesgosos *per-se* como el proceso de estimación de sus reservas de petróleo y de gas, además de otros riesgos como la inseguridad jurídica.

En el mundo la situación del mercado petrolero no ha sido ajena a oscilaciones bruscas del valor de las compañías por diversas razones, tales como las fluctuaciones en el precio del commodity, reestimaciones de sus reservas de hidrocarburos, la nacionalización de sus organizaciones por parte de ciertos Estados, entre otras. Sin embargo toma preponderancia el tema relacionado con el proceso de estimación de sus reservas hidrocarburíferas, ya que este proceso carece de objetividad y transparencia y la historia reciente ha demostrado que las variaciones en esos activos *off balance* pueden resultar poco previsibles en la etapa de planificación.

Los ejecutivos petroleros toman decisiones sobre adquisición de nuevas áreas, el alcance de sus inversiones en exploración y el ritmo óptimo de producción que les exigen pronosticar resultados que pueden diferir de los futuros. Por ello, la valuación de una compañía en condiciones de alta incertidumbre o volatilidad requiere de un método que contenga la flexibilidad de alterar las estrategias iniciales y capitalizar las oportunidades de negocio que se presenten.



La gerencia tiene esta flexibilidad de reasignar recursos, vender el activo, invertir después, esperar hasta obtener resultados más precisos de las campañas exploratorias. Por lo tanto al analizar la valuación de estas empresas, la técnica a adoptar deberá contemplar tal flexibilidad intrínseca.

La búsqueda y producción de hidrocarburos representan un negocio riesgoso. El objetivo de esta búsqueda se halla enterrado debajo de la superficie, lejos de la vista. Las compañías de petróleo y de gas deben confiar en mediciones remotas y modelos conceptuales, pero la incertidumbre surge debido a mediciones incompletas, errores en las mediciones e inexactitudes de los modelos. Hoy en día, se están introduciendo nuevos métodos en la industria para evaluar la incertidumbre y controlar el riesgo.

Aquí el juicio del evaluador cobra importancia ya que él será el responsable de modificar los análisis iniciales hacia la nueva realidad.

El potencial inversor, accionista, directivo, administrador, cliente, auditor e incluso la competencia debería conocer las virtudes y problemas de cada uno de los criterios de valuación y adaptarlos para obtener una herramienta que les sirva a la hora de tomar mejores decisiones en escenarios teñidos de incertidumbre. Para ello, se intentará resaltar los riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, haciendo hincapié en los componentes del proceso de estimación de las reservas de hidrocarburos y sus efectos en el valor de la compañía aportando herramientas estudiadas en la maestría, para cuya graduación se realiza la presente tesis.

En la búsqueda de esta herramienta que permita un mejor manejo de la incertidumbre en la valuación de empresas petroleras, se intentará ayudar a identificar cuán sensible es una decisión a todos los factores involucrados a fin de orientar a quienes toman estas decisiones en la dirección más conveniente.



III. FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA DE LA TESIS

1. Planteo del problema

A la hora de analizar la recuperabilidad de una inversión en el mercado petrolero, se torna difícil conocer el valor de la empresa, ya que el cálculo de sus reservas de petróleo y de gas (su principal componente) se basa en estimaciones con un elevado grado de discrecionalidad y que incluso no se encuentra explícito en sus informes económico-financieros. Por lo tanto, la limitada información con que se cuenta o bien su desconocimiento genera desconfianza en los inversionistas llevándolos a tomar decisiones erróneas al no contemplar estos riesgos involucrados. Ejemplo de ello se refleja en las veces en que grandes petroleras multinacionales anuncian sorpresivamente una reducción de sus reservas provocando una caída en el valor de sus acciones.

Generalmente se argumenta que las revisiones de reservas son imputables a los distintos criterios que se empleaban para estimarlas. Pero la realidad es mucho más compleja. En primer lugar, la medición es tarea de por sí muy incierta. Las reservas geológicas son variables y difíciles de estimar. Aún más, la falta de precisión sobre la cuantificación física de las reservas es inherente a la industria petrolera y es permanente. El margen de error puede aumentar hasta situaciones preocupantes. En segundo lugar, el riesgo de las reservas no se limita sólo a su cantidad, sino también a su valor.

La incertidumbre no afecta sólo al petróleo, sino también al gas. Y los líderes mundiales en este sector son en su mayoría empresas públicas que no cotizan en bolsa, inflan las reservas para conseguir una mayor cuota de mercado o más préstamos del Fondo Monetario Internacional.

A veces estas empresas quieren aumentar sus activos con vistas a futuras privatizaciones o asegurarse presencia en determinados mercados. También se puede dar el caso inverso: empresas que han deliberadamente revisado a la baja sus reservas para justificar de forma artificial restricciones de producción y generar un aumento de los precios (y de los beneficios).

Es entonces que se plantean los siguientes interrogantes: ¿Cuál es la relación entre las reservas de hidrocarburos y el valor de una empresa? ¿Qué método permite valuar de la mejor manera una empresa en donde su principal activo (las reservas) se basa en cálculos inciertos? ¿Qué métodos de valuación utilizan y prefieren los empresarios actualmente?



¿Cómo se consideran los riesgos en los métodos de valuación actuales y de qué manera adaptarlos a la industria petrolera?

2. Justificación

En el cambiante mundo de los negocios, directivos y accionistas orientan su gestión a maximizar el valor de la compañía, por lo que requieren de una herramienta que permita medir el valor de su gestión o de sus inversiones. A menudo, también, deben tomar resoluciones estratégicas que involucran decisiones de compra, venta o reestructuración. En estos casos es crítico conocer el valor de la empresa o línea de negocio, como también comprender dónde se generan los valores implícitos de sus activos.

Para conocer ese valor se deben considerar ciertos aspectos que son propios de la industria petrolera difíciles de determinar: las reservas de petróleo y gas.

Sus revisiones han sido últimamente cada vez más frecuentes. Muchas firmas internacionales (como YPF en nuestro país) han sacudido al mercado al recortar sus estimaciones en valores significativos. Las reservas probadas (categoría de reservas con impacto contable) han sido recategorizadas y han variado las estimaciones sobre la producción potencial argentina. En algunos casos fue debido a aspectos técnicos y en otros a exceso de optimismo e incluso ausencia de conocimiento y mala fe¹.

Por lo expuesto, la pertinencia de esta tesis se basa en los contenidos aprendidos en esta Maestría en Administración y se apoya en la necesidad de contar, tanto para la gerencia como para el potencial inversor, con algún criterio de valuación adaptado a este tipo de empresas que contemple la incertidumbre propia del sector como variable clave del modelo.

¹ Instituto Argentino de Petróleo y Gas, La auditoría de reservas de Repsol YPF concluyó con críticas a la administración anterior, Revista Petroquímica, Petróleo, Gas & química, Edición 214, agosto 2006, Pág. 94.



IV. OBJETIVOS DE LA TESIS

Este trabajo de tesis plantea los objetivos que a continuación se detallan:

1. Objetivo general

Determinar el modelo más adecuado que contemple la incertidumbre generada en la estimación de las reservas hidrocarburíferas y sea técnicamente adaptable para valuar una empresa petrolera a la hora de analizar la recuperabilidad de la inversión y el performance de los negocios.

2. Objetivos específicos

- 2.1 Entender conceptualmente los componentes involucrados en el proceso de estimación de reservas y los riesgos involucrados.
- 2.2 Comprender el impacto de las variaciones de las reservas hidrocarburíferas en el valor de cotización de las empresas en el mercado petrolero.
- 2.3 Establecer criterios que permitan minimizar el error en el cálculo de la rentabilidad de la inversión por parte de los inversionistas.
- 2.4 Adaptar los modelos de valuación de empresas para el sector petrolero, identificando las ventajas y desventajas.
- 2.5 Realizar recomendaciones para el desarrollo del modelo y su aplicación.
- 2.6 Identificar, mediante una encuesta exploratoria "ad-hoc", opiniones de referentes representativos de la temática de la tesis y del sector.
- 2.7 Demostrar cómo los conocimientos adquiridos en la maestría sirven para la gestión y administración de los procesos que abarca la temática elegida para la creación de valor y la actuación profesional eficaz.



V. METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE LA TESIS

El carácter del estudio es interdisciplinario y las perspectivas provienen de las finanzas corporativas, dirección estratégica de empresas, administración de carteras de inversión, macroeconomía y ciencias políticas.

Se efectuó una investigación exploratoria, de naturaleza cuali-cuantitativa y las técnicas utilizadas fueron las siguientes:

- **Entrevistas y encuestas a referentes representativos de la temática de la tesis**

Se efectuaron entrevistas y encuestas a académicos en materia de finanzas, a ejecutivos de empresas petroleras residentes en el país y a profesionales de consultoras dedicadas a esta tarea para analizar sus criterios de valuación y procesos técnicos.

El listado de las empresas investigadas, el modelo de encuestas y las entrevistas que mayor aporte brindaron a este trabajo se encuentran incluidas en el capítulo XI "Anexo" de esta tesis.

Los datos completos de las personas involucradas en la investigación se encuentran incluidos en una carta anexa a esta tesis bajo cláusula de confidencialidad.

- **Relevamiento de datos**

Se relevaron las cotizaciones de las acciones de empresas representativas del mercado petrolero argentino e internacional a efectos de analizar el impacto de los riesgos del sector (anuncios de bajas de reservas, nacionalización de hidrocarburos en Latinoamérica, nuevas regulaciones, etc.) y su incidencia en las operaciones de compra-venta.

- **Análisis de fuentes secundarias**

Se efectuó una recopilación de bibliografía específica orientada principalmente al campo de las finanzas corporativas y dirección de negocios. Además se analizó legislación vinculada vigente y datos estadísticos, además de información provenientes de organismos clave del sector como ser la Secretaría de Energía de la Nación, el Instituto Argentino de Petróleo y Gas y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.



En cuanto a la presentación de los resultados de la investigación, si bien el sentido de la misma es inherente al ámbito académico, es de interés que también sea accesible fuera de ese ámbito, en lo que se refiere a su interpretación y lectura. Esta razón ha generado que la exposición final de este trabajo trate de ser funcional en ambos contextos.



VI. MARCO TEÓRICO

1. Reservas de hidrocarburos

1.1 Definiciones y clasificaciones

Las definiciones de reservas han sido internacionalmente aceptadas como resultado de la unificación de criterios aprobados en marzo de 1997 por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congress, actualmente World Petroleum Council), y a partir de febrero de 2000 por la AAPG (American Association of Petroleum Geologists), en donde es incorporado el concepto de recursos.

En nuestro país, la Resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación toma estas definiciones al momento de imponer a las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos la obligación de presentar en forma anual la información auditada sobre sus reservas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a las áreas de las cuales son titulares.

De acuerdo con la mencionada resolución², las reservas “son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación”. En cambio, los considera recursos cuando no existe viabilidad económica o comercialidad de explotación al momento del análisis, ya sea por su producción antieconómica o bien por la falta de mercado.

Todas las estimaciones de reserva involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos geológicos e ingenieriles fiables en el momento de la estimación y la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre puede manifestarse asignando a las reservas una de dos clasificaciones principales: probadas o no probadas.

Las reservas no probadas tienen menor certeza de existir que las reservas probadas y pueden ser clasificadas en probables y posibles para denotar la incertidumbre creciente de

² Anexo I-A de la Resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación del 16 de marzo de 2006. Esta resolución además impone la creación del Registro de Profesionales, Empresas y Entidades Certificadoras de Reservas y Recursos de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos, que funcionará en el ámbito de la Subsecretaría de Combustibles.



su extracción. Las reservas identificadas como probadas, probables, y posibles ha sido el método de clasificación más frecuente y se han utilizado para dar una indicación de la probabilidad de recuperación.

1.1.1 Reservas probadas (1P)

Un proyecto de norma encabezado por el IAPG (Instituto Argentino de Petróleo y Gas)³ en el año 1988 definía a las reservas probadas como “las cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural o líquidos del gas natural, cuya recuperación futura de reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas imperantes a la fecha de la evaluación, está demostrada con alta certidumbre por la información geológica y de ingeniería”.

Si se usan métodos determinísticos, el término “razonable certeza” expresa un alto grado de confianza que las reservas probadas se recuperarán. Si se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación⁴.

Las reservas son consideradas probadas cuando la productividad comercial del reservorio se apoya en testeos de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término “probadas” se refiere a las cantidades reales de reservas de hidrocarburos y no sólo a la productividad del pozo o reservorio.

De acuerdo con el *Petroleum Reserves Definition* del WPC⁵, el área del reservorio considerada como conteniendo reservas probadas incluye:

- el área delineada por perforación y definida por los contactos de fluido, y
- el área aún no perforada del reservorio que puede juzgarse razonablemente como comercialmente productiva sobre la base de datos geológicos y de ingeniería. Si no se dispone de información sobre los contactos de fluidos, el límite inferior comprobado del reservorio estará determinado por la profundidad estructuralmente más baja con presencia de hidrocarburos.

La resolución 324/2006 de las Secretaría de Energía de la Nación agrega que “el establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos del

³ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Comisión de Producción. Subcomisión de Reservas. Proyecto de norma para la definición, clasificación y estimación de recursos y reservas de hidrocarburos. Buenos Aires. 1988.

⁴ Society of Petroleum Engineers (SPE), Glossary of Terms Used in Petroleum Reserves/Resources Definitions, 2005. (<http://www.spe.org>)

⁵ World Petroleum Council (anteriormente World Petroleum Congress), The Global Forum for Oil & Gas, Science, Technology, Economics & Management, Petroleum Reserves Definition. (<http://www.wpc.org>)



petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas”.

Asimismo establece que “las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato”.

Esta resolución determina, a su vez, que las reservas probadas pueden aún, y deben ser subclasificadas, en función de la extensión del desarrollo del reservorio comprobado, a la fecha de evaluación. Se tienen así las reservas probadas desarrolladas y las reservas probadas no desarrolladas.

- **Reservas probadas desarrolladas:** son las reservas probadas que se estima podrán ser producidas mediante pozos, instalaciones y métodos de operación ya existentes y en funcionamiento, a la fecha de la evaluación.
- **Reservas probadas no desarrolladas:** son las reservas del reservorio probado que se estima podrán ser recuperadas mediante pozos a ser perforados en el futuro y/o con instalaciones a ser implantadas.

1.1.2 Reservas no probadas

Las reservas no probadas se basan en datos geológicos, ingenieriles y económicos similares a los usados para estimar las reservas probadas; pero las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas, o de regulación evitan ser clasificadas como tales.

Las reservas no probadas pueden ser clasificadas en “Reservas No Probadas Probables” y “Reservas No Probadas Posibles”.

Las reservas no probadas pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevaecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las clasificaciones “probables” y “posibles”.



Las reservas probables (2P) son las reservas no probadas sobre las que el análisis geológico e de ingeniería de los datos sugiere que es más probable que sean producidas que no lo sean. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad que la recuperada final igualará o excederá la suma las reservas probadas más las probables.

En cambio, las reservas posibles (3P) son aquellas no probadas cuya estimación se basa en información geológica y de ingeniería menos completa y concluyente aún que la utilizada para la evaluación de reservas probables. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que la recuperada final igualará o excederá la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles⁶.

1.2 Métodos de estimación técnica

El proceso de estimación de reservas es complejo e impreciso. El grado de dificultad se encuentra implícito en este tipo de trabajos. Se requiere de información geológica, estructura de reservorios, análisis de ingeniería relacionados con fluidos del suelo, presión, temperatura, prácticas operativas, precios y costos. Además, el ingeniero a cargo de esta estimación verá influenciado su cálculo por información y tecnología existente, condiciones económicas y regulatorias y dependiendo a quien deba presentar esta estimación, su cálculo variará. Si el geólogo sobreestima los valores, la compañía puede empezar unos trabajos de exploración o explotación que no serán rentables. Si en cambio subestima, la compañía puede tomar la decisión de abandonar un prospecto que era rentable.

De acuerdo con Brock, Jennings y Feiten⁷, los métodos más utilizados de estimación de reservas son los siguientes:

- *Analogía*: se utiliza la experiencia de haber estimado reservas en suelos de similares condiciones (por ejemplo: pozos productores cercanos). Este método es sólo utilizado cuando los datos no son fiables para ser empleados bajo otros métodos. Cabe aclarar que los demás métodos utilizan algún grado de analogía en sus cálculos.
- *Volumétrico*: este método comienza con las mediciones físicas de fluidos y rocas para determinar el volumen probable de hidrocarburos inicialmente

⁶ World Petroleum Council, Petroleum Reserves Definition, op. cit. nota 5.

⁷ Brock, H., Jennings D., Feiten J. y Klingstedt J., Petroleum Accounting, Principles, Procedures & Issues, Denton, Texas, Professional Development Institute, 1996.



contenido en el reservorio y luego se determinan aquellas cantidades económicamente recuperables.

- *Curvas de performance*: la producción de crudo y gas y la presión de los reservorios declinan formando curvas que se pueden extrapolar y de esta manera estimar la tendencia futura de producción. Este método es considerado como el que provee una estimación más precisa, en comparación con los métodos anteriores.
- *Análisis de balance de materiales*: este método involucra cálculos complejos basados en análisis de relación entre crudo, gas y agua en el reservorio. Una de las variaciones de este método genera la curva p/z , en donde la presión de gas del reservorio (p) dividido por el factor de compresión del gas (z) indica la tendencia de declinación del reservorio productor. Mediante extrapolación, se estima la tendencia de producción. Este método requiere para la producción de los pozos por unos días para medir la presión de los mismos.

1.3 Valuación

Las definiciones de reservas de la SEC (organismo regulador de los mercados bursátiles en Estados Unidos— por sus siglas en inglés Securities and Exchange Commission) son las que tienen efecto en las normas contables americanas (US GAAP) y por lo tanto son la guía al momento de valorar las reservas a fin de ser utilizados en los reportes financieros de las empresas que cotizan en la bolsa de comercio de ese país.

La SEC, a través de la Regulación *SX Rule 4-10*⁸ agrega a la definición mencionada anteriormente, que los precios y costos a considerar deben ser los del momento de la estimación. Esto es, las reservas deben reflejar los precios determinados bajo condiciones contractuales al 31 de diciembre del año de que se trate o en su defecto, el precio de mercado (spot) a esa misma fecha. Con respecto al precio de gas natural en donde se reconocen fluctuaciones estacionales (precio más alto en invierno que en verano), no es admisible utilizar un promedio anual. Los impuestos sobre la producción a considerar deben ser los vigentes a fin de año.

⁸ Securities and Exchange Commission, Regulation SX Rule 4-10 del 15 de julio de 1996.



La diferencia fundamental entre las normas SEC y los criterios del SPE anteriormente nombrados radica en la definición de reservas probadas. Bajo el primer criterio, las reservas probadas desarrolladas son las que se pueden obtener de métodos de operación ya existentes y en funcionamiento, a la fecha de la evaluación, sólo si se prueba que han sido exitosos en el mismo reservorio. Esta última dispensa no es requerida bajo el segundo criterio, en donde sólo se exige que estos testeos y métodos de operación hayan sido exitosos en reservorios aledaños de similares propiedades.

1.3.1 Impacto en los reportes financieros

El SFAS N°19 "*Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*"⁹ es la norma contable que rige en la contabilización de costos y gastos de las empresas del sector de petróleo y gas. Aunque actualmente existe una marcada tendencia hacia las normas internacionales de información financiera (IFRS por sus siglas en inglés *International Financial Reporting Standard*) la referida norma americana sigue siendo la guía fundamental en la contabilidad de dichas empresas.

Esta norma indica como criterio general que las únicas reservas con impacto contable son las probadas que, precisamente son las que cuentan con mayor certeza en su evaluación.

Las normas argentinas no contemplan ciertas situaciones propias de la industria y atento a ello, las Resoluciones Técnicas (RT) del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad de Buenos Aires disponen el tratamiento de cuestiones de medición no previstas en normas particulares. Para ello, la RT 17 (modificada por la resolución N° 312/05) establece¹⁰ que "las cuestiones de medición no previstas en la sección 5 (Medición contable en particular) de esta Resolución Técnica, deben ser resueltas aplicando las normas, reglas o conceptos, detallados a continuación, respetando el orden de prioridad indicado:

- a) reglas de la sección 4 (Medición contable en general) de esta Resolución Técnica;
- b) conceptos de la segunda parte de la Resolución Técnica 16;
- c) reglas o conceptos de las Normas Internacionales de Información Financiera del IASB, Normas internacionales de contabilidad del IASC, SIC del Comité de Interpretaciones del IASB e Interpretaciones del IFRIC, que se encuentren vigentes

⁹ FAS 19, Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies. Diciembre 1977.

¹⁰ FACPE- Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, RT 17: Normas Contables Profesionales: Desarrollo de Cuestiones de Aplicación General. Segunda Parte. 9. Cuestiones no Previstas.



(según el propio organismo emisor) para el ejercicio al que se refieren los estados contables”.

Las empresas nacionales deben presentar sus estados contables de conformidad con las normas contables profesionales vigentes en la jurisdicción que corresponda dentro de la Argentina, que en el caso particular de la industria petrolera, serán aplicables de manera supletoria las normas internacionales en cuanto al tratamiento de las reservas hidrocarburíferas.

Estas reservas no se exponen como activos en los estados contables de estas compañías, sino que sólo se informan en nota y en aquellas en donde la SEC (Securities & Exchange Commission) sea el organismo de controlador. Las industrias extractivas (denominadas “upstream”) deben informar en sus estados contables a presentar en la SEC la evolución de sus reservas probadas de mineral, esto es la cantidad potencial de producción disponible en las áreas en las cuales operan, calculadas conforme a criterios técnicos aceptados¹¹.

Este dato es de fundamental importancia para la valuación de sus activos fijos, toda vez que, en la medida en que éstas generan un incremento en la cantidad de mineral extraíble suelen carecer de todo valor económico. Por tal razón, el procedimiento habitual de registración de las inversiones en bienes de uso consiste en contabilizar como activos fijos exclusivamente aquellas inversiones realizadas en yacimientos cuya explotación resulta ser económicamente factible, registrando como gastos las efectuadas en áreas improductivas, así como las de carácter exploratorio¹².

De acuerdo con los lineamientos de la norma contable americana, existen dos métodos de contabilización de las inversiones en esta industria: costo total y esfuerzo exitoso, siendo este último el comúnmente utilizado por las compañías del sector. La diferencia fundamental entre ambas es que el primer método considera que todos los costos contribuyen a la generación de ingresos mientras que el segundo, solo los costos asociados con los activos que se espera generen beneficios futuros contribuyen a la generación de ingresos.

Siguiendo este último criterio, los costos de exploración, excluidos los costos de los pozos exploratorios, se imputan al estado de resultados del ejercicio en que se realizan los

¹¹ Establecido por el SFAS 69 “Disclosures about Oil and Gas Producing Activities”. Noviembre 1982.

¹² Onitcanschi, G., Valuación de empresas; criterios, procedimientos, ejemplos, Buenos Aires, Errepar, 2000.



mismos. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se capitalizan hasta que se determine si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los costos de perforación mencionados se imputan al estado de resultados del ejercicio. Los costos de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo se capitalizan. Esto indica que el descubrimiento de reservas es el justificativo de si las inversiones realizadas pueden capitalizarse o no.

El otro gran aporte que brindan las reservas de hidrocarburos en el valor de las inversiones es a través de las depreciaciones, ya que forman parte de la alícuota de agotamiento a aplicar a los activos fijos. Es decir, los bienes directamente relacionados con la explotación se deprecian utilizando el método de unidades de producción, en base a las reservas probadas desarrolladas.

1.3.2 Factores a considerar en su valuación

Los responsables de la legislación contable mundial están endureciendo las normas sobre la valoración de activos de difícil estimación. Por ejemplo, recientemente en Estados Unidos el Financial Accounting Standards Board (FASB) adoptó el Statement 157 que obliga a las empresas, siempre que sea posible, a utilizar datos de mercado en lugar de sus propios supuestos internos para valorar los activos.

En el sector existe una cuenta sencilla para calcular el valor de una petrolera: la cantidad de reservas que tiene multiplicada por el precio al que puede vender los hidrocarburos. De allí surge que no sólo se deba considerar el aspecto técnico (para determinar la cantidad) sino además analizar el mercado y el gobierno.

Tal como expresa Carlos Olivieri, ex-director económico financiero de Repsol YPF para Argentina, Brasil y Bolivia¹³, en búsqueda del valor de la empresa, se debe “analizar la evolución del mercado, de los precios y costos, ventajas comparativas de la empresa frente a la competencia y de la participación que la empresa tiene en el mercado y su capacidad de mantener e incrementar su margen operativo de rentabilidad, así como los subsidios explícitos e implícitos que pueden existir entre dos compañías del mismo grupo económico”.

El valor del petróleo crudo ha sido y es una característica esencial en la historia reciente de la comercialización de este producto. Su importancia estratégica lo convierte en

¹³ Olivieri, C., Cuánto vale una empresa, Buenos Aires, Editorial La Ley, 2005.



una "moneda de cambio" y de presión política y económica de primera magnitud. Así, mientras que el precio del WTI (denominación del barril de crudo que se toma como referencia en el mercado europeo) en el año 2003 fue de 28,82 dólares barril, durante el año 2008 ha superado la barrera de los 100 dólares.

Estas subas y bajas de los precios son producidas por muy diversos factores, pero los más importantes son las decisiones políticas de los países productores, los conflictos sociales o bélicos en las zonas más vinculadas a la producción de petróleo y, en ocasiones, las decisiones que puedan tomarse en determinados foros financieros mundiales.

En cambio, el precio del gas natural no se encuentra fijado a nivel internacional, sino que su valor lo regula el gobierno, en función de las demandas y perspectivas del mercado eléctrico y gasífero local. Para el mercado argentino en particular y mediante el plan "Gas Plus" impulsado en marzo de 2008 por el gobierno nacional, se le permitió a quienes aumenten su producción, negociar libremente el precio de venta. Esta producción adicional sólo podrá tener como destino el mercado interno.

Estos precios además se ven afectados por la aplicación de retenciones a las exportaciones, siendo el efecto más reciente, la resolución 394/07 del Ministerio de Economía y Producción de la Nación, mediante el cual el gobierno nacional determinó que las exportaciones de crudo seguirán tributando una alícuota del 45 por ciento mientras el precio internacional del barril se ubique entre 45 y 60,9 dólares. En el caso de que supere los 60,9 dólares, la alícuota de exportación surgirá a través de un cálculo que contempla el precio internacional del producto y el valor de corte fijado por el gobierno. De esta forma, al aplicar la nueva fórmula de retención, el precio que recibirá el exportador será de 42 dólares por barril y la diferencia será la retención.

También presentó efectos significativos la resolución 776/06 del Ministerio de Economía y Producción de la Nación, la cual determina la aplicación de las retenciones a la producción proveniente de Tierra del Fuego, que anteriormente se encontraba exenta por ser considerada Área Aduanera Especial.

Otro factor importante en el valor de los hidrocarburos es la regulación jurídica del mercado. Tal como indica el jurista Ramiro Guevara, "el cambio de política constante es un



elemento de inseguridad jurídica [...] luego la fijación de normas respondiendo a coyunturas políticas”¹⁴.

2. Métodos de valuación

La valuación de una empresa cumple un importante papel al momento de hacer alianzas, buscar aportes de capital, planear fusiones y adquisiciones, o diseñar un portfolio de inversiones. Es probable que los métodos usados sean cuantitativos pero difícilmente el evaluador deje de ser subjetivo y por lo tanto los inputs y los supuestos que considere dependerán de su juicio.

Siguiendo los lineamientos de Pablo Fernández¹⁵, los métodos de valuación de empresas más utilizados son los siguientes:

- Métodos basados en el balance de una empresa
- Métodos basados en la cuenta de resultados
- Métodos basados en el fondo de comercio o “goodwill”
- Métodos basados en el flujo de fondos descontados
- Métodos basados en las medidas de creación de valor
- Teoría de opciones.

2.1 La importancia de conocer el valor de una empresa

La valuación surge a partir de la convicción de que los estados contables reflejan solamente información del pasado y por lo tanto muestra información limitada del valor de la compañía. A este respecto Eccles¹⁶ menciona que “los números que encontramos en los estados financieros como tal representan los acontecimientos pasados, pero lo que los inversionistas necesitan es otra información que les permita tomar decisiones acordadas para saber qué camino seguir”. Es decir, se torna necesario realizar análisis complementarios para entender la situación actual de la empresa y sus perspectivas a futuro.

En el caso de una empresa petrolera, el intangible está basado fundamentalmente en las reservas de hidrocarburos que tiene. Y cada industria tiene una forma de valorar un intangible. Cuando se analiza una compañía petrolera, el intangible está debajo de la tierra y

¹⁴ Guevara, R., “La incertidumbre es el principal problema para la inversión”, *Petróleo y Gas*, Enero, Febrero y marzo 2005.

¹⁵ Fernández, P., *Valoración de empresas*, Barcelona, Gestión 2000, 1999.

¹⁶ Eccles, R., Herz R., Keegan E. y Phillips D., *The value reporting revolution*, PricewaterhouseCoopers, Nueva York, 2001



se puede medir estimando el flujo futuro de petróleo y de gas que se va a extraer medido a valor del petróleo en ese momento.

Esto implica que el mayor activo de este tipo de empresas no figura en el balance, son “off balance” y por lo tanto requieren de un análisis más pormenorizado a la hora de valuarlas.

Más aún, una empresa puede tener distinto valor para cada comprador y vendedor. Es por ello que se debe diferenciar lo que es valor del precio, que es precisamente la cantidad a la que el vendedor y comprador acuerdan realizar una operación de compra-venta de una empresa.

De acuerdo con el Dr. Carlos Olivieri¹⁷, los factores que más pesan en el valor de la empresa son la expectativa que genera la firma, su cash flow, el resultado, su management y su posición financiera. Esto lo ratifica Sánchez Fernández de Valderrama, nombrado en el escrito de Mileti, Mabel y otros¹⁸ al enunciar los “pasos previos” antes de manejar los métodos de valuación.

Ambos concuerdan que la calidad del management es uno de los atributos que más se valora al momento de valuar una compañía. Por ejemplo, se presta atención al grado de identificación de los intereses de la gerencia con los de la empresa y la capacidad para crear valor. Los escándalos contables de Enron y WorldCom son una muestra cabal de la importancia de este punto. De hecho, Warren Buffett, uno de los inversores más respetados de los mercados financieros, solamente se interesa en aquellas compañías donde puede conocer la calidad de su dirección.

Otro aspecto que ha crecido en los últimos años es el enfocarse en el *core business*. Últimamente, las empresas que supieron vender activos que no tuvieran relación directa con su negocio principal fueron mejor valuadas por los analistas e inversores. Esto se explica por el hecho de que el mercado valora más la especialización que la diversificación de negocios.

2.2 Métodos basados en el balance

Estos criterios de valuación son estáticos. Tratan de determinar el valor de la empresa a través de la estimación de su patrimonio.

¹⁷ Olivieri, C., op. cit. nota 13

¹⁸ Mileti, M., Berri, A.M, Fanucci, G., El valor empresa y la contabilidad, Novenas jornadas “Investigaciones en la facultad” de Ciencias Económicas y Estadística, Universidad Nacional de Rosario, noviembre de 2004.



Valor contable: el valor contable de una empresa es la cantidad que aparece en libros como el valor del capital y las reservas más los resultados acumulados. Dado que los libros no reflejan adecuadamente ni la revalorización de activos ni las perspectivas de la actividad de la empresa, el valor contable puro tiene poca utilidad analítica. Como lo expresan Richard Brealey y Stewart Myers¹⁹ "...el valor contable resulta a veces una medida muy pobre del valor real de los activos de una empresa, los cuales pueden valorarse muy por debajo de los valores reales cuando existe un proceso acelerado de inflación, y a menudo omite por completo importantes activos intangibles como son las patentes de diseño de un elemento complejo. La inflación puede también influir en las ganancias, así como un montón de decisiones contables arbitrarias."

Valor contable ajustado: este método ajusta los valores de los activos y de los pasivos históricos según los estados contables a su valor de mercado. Les realiza depuraciones de activos y pasivos y revaluaciones.

Valor de liquidación: hallar el valor de liquidación de una empresa es ir un paso más allá. No sólo es ajustar los valores patrimoniales a su valor de mercado, sino adoptar el peor escenario posible, el de una liquidación forzada. Así pues, del valor patrimonial ajustado a mercado se deducen los gastos de liquidación (legales, fiscales, laborales, etc.) para encontrar cuánto nos quedaría después de liquidar la empresa.

Como una primera aproximación al valor de la empresa, estos dos últimos métodos nos pueden ser útiles para fijar un primer límite inferior y comprobar la coherencia en los resultados de otros métodos.

Valor substancial: representa la inversión que debería efectuarse para constituir una empresa en idénticas condiciones a la que se está valorando. Suele definirse como el valor de reposición de los activos, bajo el supuesto de continuidad de la empresa, por oposición al valor de liquidación.

Guillermo Lopez Dumrauf²⁰ agrega otro método: **Q de Tobin**. Este índice compara el valor de mercado de los activos (el valor de mercado de la deuda y de las acciones) con lo que costaría reponer dichos activos (no al que figuran en la contabilidad).

¹⁹ Brealey, R. A. y Myers, S. C., Fundamentos de financiación empresarial, trad de C. Ansotegui Olcoz, 4ª Ed., Madrid, Mc Graw-Hill, 1993.

²⁰ López Dumrauf, G., Métodos de valuación de empresas basados en comparables ("múltiplos"), UCEMA, agosto de 2004.



2.3 Métodos basados en la cuenta de resultados

A diferencia de los anteriores, estos métodos se basan en la cuenta de resultados de la empresa a través de diversos indicadores.

2.3.1 Valor de los beneficios - PER

De acuerdo con este método, el valor de las acciones se obtiene multiplicando el beneficio neto anual por un coeficiente denominado PER (por su sigla en inglés Price Earnings Ratio). Este ratio es una de las medidas de valoración más utilizadas, debido a su facilidad de cálculo, aunque el establecimiento de las dos magnitudes que definen la ratio es susceptible de dificultad²¹.

El PER es un ratio bursátil que indica el número de veces que el beneficio neto está contenido en el precio de una acción. Ratio que resulta de dividir la cotización en bolsa de una acción y el beneficio neto, después de impuestos.

Si el mercado cotiza un PER elevado puede significar que las expectativas del valor de que se trata son muy favorables y están basadas en los beneficios futuros o también que la acción esté sobrevalorada y su cotización en este caso tendrá dificultades para subir. Por el contrario, un PER bajo puede indicar que la acción esté infravalorada y puede tener un cierto recorrido alcista. En cualquier caso el análisis del PER no puede aislarse del correspondiente al sector o mercado en que se ubica el valor y de las expectativas de desarrollo y beneficios de los mismos; es por tanto un indicador relativo que debe ser objeto de comparación con los valores del mismo sector o con la media del sector o mercado.

El PER depende de diversos factores, unos ajenos a la empresa, como son las variaciones en los tipos de interés, y otros internos de la empresa, como su riesgo, su crecimiento y la rentabilidad de sus inversiones. Por lo tanto no hay un ratio correcto²².

El PER aumenta, *ceteris paribus*, si disminuyen los tipos de interés, si disminuye el riesgo de la empresa y si los beneficios de la empresa crecen. En cambio, el PER aumenta con el crecimiento si la rentabilidad de las inversiones es superior al costo de los recursos.

²¹ Martín Marín M. y Trujillo Ponce, A., Manual de valoración de empresas, Ariel Económica, 2000.

²² Little K., Understanding Price to Earnings Ratio, About.com, 2009.



De acuerdo con Guillermo Lopez Dumrauf²³, las ventajas y desventajas del método son las siguientes:

Tabla 1 – Ventajas y desventajas del método PER.

Ventajas	Desventajas
Simple de calcular y ampliamente disponible para empresas de capital abierto. Facilita las comparaciones entre acciones.	Suponer que eliminan la necesidad de hacer hipótesis sobre riesgo, crecimiento y dividendos.
Relaciona el precio que se paga por los beneficios actuales.	Suponer que reflejan mejor los humores y percepciones del mercado.
Sustituto de otras características de la firma, incluyendo riesgo, rendimiento y crecimiento.	Puede ser influenciado por las convenciones contables, a partir del cálculo del beneficio.

2.3.2 Valor de los dividendos

Siguiendo este método, el valor de una acción es el valor actual neto de los dividendos que se espera obtener de ella. Francisco Mochón Morcillo y Rafael Aparicio²⁴ lo conceptualizan como “la relación existente entre los dividendos percibidos por el tenedor de una acción y el precio o cotización de ésta”.

La evidencia empírica refleja que las empresas que pagan más dividendos (como porcentajes de su beneficio) no obtienen como consecuencia un crecimiento en la cotización de sus acciones. Esto se explica en el hecho de que al distribuir dividendos, normalmente reducen su crecimiento al no reinvertir estas utilidades.

Precio a partir de dividendos constantes: El precio de un activo es el valor actual neto de los flujos futuros que proporciona. Si consideramos que una acción sólo proporciona como único flujo los dividendos, y hacemos la hipótesis de que estos dividendos son constantes (lo que se conoce técnicamente como perpetuidad), el valor de la acción viene dado por:

$$\text{Valor de la acción} = \text{DPA} / K_e$$

²³ López Dumaruf, G., op. cit. nota 20.

²⁴ Mochón Morcillo, F. y Aparicio R. I, Diccionario de términos financieros y de inversión, 2ª Ed., Madrid, Mc Graw-Hill, 1998.



siendo: DPA = dividendo por acción repartido por la empresa en el último año

K_e = rentabilidad exigida a las acciones.

Precio a partir de dividendos crecientes (Gordon-Shapiro): si se espera que el dividendo crezca indefinidamente, a un ritmo anual constante g , la fórmula anterior se convierte en la siguiente:

$$\text{Valor de la acción} = \text{DPA}_1 / (K_e - g)$$

siendo DPA1 los dividendos por acción del próximo año.

Esta fórmula, sencilla y muy utilizada, plantea algunos importantes problemas:

- Problemas de resultados: cuando la diferencia entre K_e (rentabilidad exigida) y g es pequeña, el valor de la acción se dispara hacia infinito, lo que resulta irreal.
- Problema de la tasa K_e a utilizar
- Tasa de crecimiento de los dividendos (g) a utilizar

Para ello se puede utilizar un crecimiento «razonable» que estimamos sostenible a largo plazo, teniendo en cuenta el crecimiento de la economía o, que el crecimiento dependa de la rentabilidad sobre recursos propios (ROE) y del porcentaje de beneficios distribuidos como dividendos, conocido como *pay out*.

Existe una tercera alternativa, que es calcular el g en función del crecimiento histórico de los dividendos durante los últimos cinco a diez años.

Con respecto a qué dividendo usar, debe ser aquel que creamos sostenible.

2.3.3 Múltiplo de las ventas

Este método de valoración, empleado en algunos sectores con cierta frecuencia, consiste en calcular el valor de una empresa multiplicando sus ventas por un número.

El ratio precio/ventas se puede descomponer en otros dos:

$$\text{Precio} / \text{ventas} = (\text{precio} / \text{beneficio}) \times (\text{beneficio} / \text{ventas})$$

El primer ratio (precio/beneficio) es el PER y el segundo (beneficio/ventas) se conoce normalmente como rentabilidad sobre ventas.



Las ventajas y desventajas de este método se resumen en el siguiente cuadro:

Tabla 2 – Ventajas y desventajas del múltiplo de ventas.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Las ventas son más difíciles de manipular.• Puede usarse aún si hay resultados negativos.• Menor volatilidad que el price earning.• Puede servir para visualizar cambios en la política de precios y otras decisiones estratégicas.	<ul style="list-style-type: none">• No refleja la capacidad de control de costos y márgenes de ganancias.

2.3.4 EL EBITDA

El EBITDA es un acrónimo que responde a *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization* (Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones). Este indicador se ha consolidado, en los últimos años, como uno de los indicadores más utilizados tanto para medir la rentabilidad operativa de una empresa como para decidir una adquisición.

Este indicador tiene la ventaja de eliminar el sesgo de la estructura financiera, del entorno fiscal (a través de los impuestos) y de los gastos "ficticios" (amortizaciones). De esta forma, permite obtener una idea clara del rendimiento operativo de las empresas, y compararlas de una forma más adecuada.

Héctor Molina y Alejandro Burgos²⁵ indican que al utilizarlo como soporte de decisiones de adquisición o inversión, no es posible determinar o sustentar conclusiones respecto del tiempo de recuero, el rendimiento y el riesgo. Asimismo, para efectuar control de gestión, en el que se busca conocer el desempeño de la empresa, resulta un indicador limitado, ya que no resume el conjunto de factores condicionantes, por lo que es necesario utilizar, además, otros indicadores que permitan completar una visión de conjunto y una correcta composición de lugar.

Los autores concluyen en que el EBITDA sólo mide el resultado de las operaciones básicas de la empresa, y en un horizonte de corto a mediano plazo.

²⁵ Molina, H. y Burgos, A., EBITDA – uso y abuso, Dossier Profesional, Año 1 N° 2.



2.4 Métodos basados en el fondo de comercio o “goodwill”

El fondo de comercio es el mayor valor que tiene una empresa por encima del valor contable o valor contable ajustado. Intenta representar el valor de los elementos inmateriales de la empresa, que muchas veces no aparece reflejado en el balance, pero que le proporcionan ventajas competitivas (por ejemplo cartera de clientes, liderazgo sectorial, marcas, alianzas estratégicas, concesiones de exploración, etc.). Una valoración correcta bajo este método requerirá añadir a los activos netos estos inmateriales. El problema se presenta en el momento de calcular su valor, ya que existen diferentes metodologías.

Estos métodos parten de una visión mixta: por un lado valoran en forma estática a los activos y por otro lo valoran en forma dinámica al tratar de cuantificar el valor que generará la empresa en el futuro. Juan Alberto Siade²⁶ señala a este método como el de mayor consistencia en su aplicación con las métricas de creación de valor económico, puesto que si presenta goodwill positivo, la empresa genera valor. Pablo Fernández²⁷, por su parte, sostiene que en su determinación existe mucha arbitrariedad y en consecuencia no comparte su utilización en la práctica.

Entre estos métodos se pueden citar: el método de valoración “Clásico”, el método simplificado de la “renta abreviada del goodwill” o método de la UEC (Unión de expertos Contables Europeos) simplificado, el método de la UEC propiamente dicho, el método indirecto o método de “los prácticos”, el método anglosajón o método directo, el método de compra de resultados anuales y el método de la tasa con riesgo y de la tasa sin riesgo. No es propósito de este trabajo profundizar en este método de valuación.

2.5 Métodos basados en el flujo de fondos descontados

Estos métodos intentan determinar el valor de la empresa en función de la estimación de los flujos de dinero -cash flows- que generará en el futuro, aplicándoles una tasa de descuento relacionada con el riesgo de dichos flujos. El inversor asigna valor a los beneficios que la empresa le va a dar sin considerar el valor de otras compañías similares o competidoras.

²⁶ Siade, J., Los métodos de valuación de empresas y su relación con la capacidad de las organizaciones para generar valor, Contaduría y Administración Nro. 217, Universidad Nacional Autónoma de México, septiembre-diciembre de 2005.

²⁷ Fernández, P., op. cit. nota 15.



El valor de la inversión (o de la empresa) será la sumatoria del valor actual de los ingresos netos futuros más un valor final en el año n . Dicho valor se compondrá de los recursos propios de la empresa a adquirir más el pasivo financiero que se transfiere junto con la empresa.

Bajo este método, los flujos de ingresos y egresos operativos son contrastados contra la inversión, siendo el producido neto el valor económico generado a lo largo del lapso de maduración de la misma.

El costo de oportunidad del capital invertido se incorpora a este método a través de la tasa de descuento²⁸.

De acuerdo con un estudio realizado por Luis Pereiro y Maria Galli²⁹, la aplicación de este método implica dos desafíos considerables:

1. El pronóstico de los flujos de liquidez futuros y,
2. la determinación del costo de capital a utilizarse como tasa de descuento para descontar dicho flujo.

2.5.1 La estructuración de un flujo futuro de fondos adecuado

Existen tres cash flows de fondos básicos: el flujo de fondos disponible para los accionistas, el flujo de fondos libre (free cash flow) y el flujo de fondos para los proveedores de deuda (capital cash flow).

El primero de ellos es el que queda disponible a la empresa para retribuir a sus accionistas. Este flujo se calcula a partir del cash flow libre al que hay que restarle los intereses (después de impuestos), los pagos de principal y sumarle la nueva deuda. Si se calcula el valor de una empresa a partir de los flujos de fondos disponibles para el accionista, la tasa de descuento apropiada será el coste del capital (K_e), ya que en realidad lo que se está valorando son las acciones de la empresa al haber eliminado de los flujos de fondos la carga financiera de la compañía.

Por su parte, el free cash flow es el dinero que queda disponible en la empresa de haber cubierto las necesidades de inversión en activos y las necesidades operativas de

²⁸ En principio, podría utilizarse una tasa diferente para cada periodo del flujo de fondos en lugar de utilizar una única tasa promedio para toda la vida útil del proyecto; sin embargo el grado de subjetividad aumentaría considerablemente.

²⁹ Pereiro, L. y Galli, M.; La determinación del costo de capital en la valuación de empresas de capital cerrado: una guía práctica; Universidad Torcuato Di Tella – Instituto Argentino de Ejecutivos de Finanzas, 2000.



fondos, suponiendo que no existe deuda. Esto es, el cash flow disponible para los accionistas si la empresa no tuviera deuda.

Para calcular los flujos de fondos libres futuros se debe hacer una previsión del dinero que recibiremos y que deberemos pagar en cada uno de los períodos, es decir, se trata del enfoque usado para realizar un presupuesto de tesorería.

Para calcular el valor de la empresa mediante este método, se realiza un descuento (actualización) de los free cash flows utilizando el coste promedio ponderado de deuda y acciones (WACC³⁰).

Por último, el capital cash flow se compone de la suma de los intereses más la devolución de principal (o menos el incremento de principal). En este caso, la tasa de descuento aplicable sería la rentabilidad exigida a la deuda (Kd).

2.5.2 La determinación del costo de capital (WACC)

De acuerdo con Juan Mascareñas³¹, son tres las razones que avalan la importancia de conocer el costo de capital de una empresa, a saber:

- La maximización del valor de la empresa que todo buen directivo deberá perseguir implica la minimización del costo de los factores, incluido el del capital financiero.
- El análisis de los proyectos de inversión requiere conocer cuál es el costo de capital de la empresa.
- Otro tipo de decisiones, incluidas las relacionadas con el leasing, la refinanciación de la deuda, etc.

La necesidad de utilización de este método se justifica además en que los flujos de fondos operativos obtenidos, se financian tanto con capital propio como con capital de terceros. El WACC lo que hace es ponderar los costos de cada una de las fuentes de capital, según la clásica fórmula:

$$WACC = k(b) (1-T(c)) (B/V) + k(p) (P/V) + k(s) (S/V)$$

³⁰ El coste promedio ponderado de los recursos se denomina en inglés *weight average cost of capital* (WACC).

³¹ Mascareñas, J.; El coste del capital; Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas; Universidad Complutense de Madrid; Febrero 2008.



donde $k(b)$, $k(p)$, $k(s)$ son, respectivamente, los costes de las deudas después de impuestos, de las acciones preferentes y de las acciones ordinarias. Mientras que B , P y S son, respectivamente, el valor de mercado de las deudas, de las acciones preferentes y de las acciones ordinarias. V es el valor de mercado de la empresa ($V = B+P+S$). $T(c)$ es la tasa marginal de impuesto a las ganancias para la compañía a ser valuada, que en Argentina asciende al 35%³².

Este costo promedio ponderado del capital es la tasa de descuento que se utiliza para traer a valor presente el free cash flow que se estime que la compañía es capaz de generar sobre una base de perpetuidad. Para que el uso de perpetuidades resulte procedente, la empresa debería haber alcanzado su estado estacionario y su resultado de operación no debería experimentar variaciones a lo largo del tiempo.³³

El WACC debe ajustarse por el riesgo sistémico que corre cada proveedor de capital, ya que de acuerdo a la economía financiera moderna, los inversores son adversos al riesgo y por ende exigen de sus inversiones mayores retornos en caso de percibir en ellas mayor riesgo relativo y a la inversa. En este sentido, la teoría propone el modelo CAPM³⁴, en donde el exceso de rentabilidad de un activo incierto puede expresarse en función de la rentabilidad de una cartera referente —la cartera de mercado, por ejemplo, los índices bursátiles más representativos—, ajustado por un índice de riesgo beta, que indica cuán relacionado está el riesgo del activo individual con respecto al riesgo de mercado.

A pesar de su importancia teórica, el modelo CAPM está sujeto a una serie de supuestos (entre otros, sobre las preferencias de los individuos) que dificultan su validez empírica.

Es en este punto donde el analista se debe preguntar ¿qué Beta utilizar y de dónde obtenerla? Determinar una prima de riesgo del mercado argentino es una tarea dificultosa por su alta volatilidad. Esto ha llevado a los analistas financieros internacionales a utilizar métodos *ad-hoc*. La metodología para estimar el riesgo sistemático de una compañía depende si la empresa tiene acciones con cotización pública o no. En el primer caso, su Beta puede encontrarse en servicios privados de información, mientras que en el segundo se debe recurrir a diversas técnicas para valorar unidades de negocios individuales de una empresa.

³² A fin de estimar correctamente el WACC, se deben utilizar tasas de retorno nominales calculadas a partir de tasas reales y la expectativa de inflación, dado que el free cash flow está expresado en términos nominales.

³³ López Dumrauf, G., Métodos de valuación por descuento de flujos; Valuación bajo riesgo; Ejecutivos de Finanzas; Diciembre 2001.

³⁴ El Capital Asset Pricing Model (CAPM) fue desarrollado entre otros por William Sharpe.



2.6 Métodos basados en las medidas de creación de valor

La creación de valor es el objetivo de toda buena gerencia. Si antes el objetivo fue la maximización del beneficio, ahora este objetivo de beneficio ha sido suplantado por la creación de valor. Podemos medir el valor creado en la empresa considerando no solamente el beneficio sino también el costo que ha supuesto generar ese beneficio. En definitiva si el beneficio obtenido supera el coste de los recursos implicados, podremos decir que se ha creado valor. Si esto lo trasladamos a la toma de decisiones de inversión significa que para que se cree valor en la empresa el VAN de la inversión deberá ser positivo y por tanto estaremos invirtiendo en activos que generan un valor adicional para la empresa. El tema que se plantea es cómo medirlo.

Existen una serie de parámetros propuestos para medir "la creación de valor" de una empresa para sus accionistas. Los principales son los siguientes:

- El EVA (Economic Value Added)³⁵, es igual al beneficio antes de intereses menos el costo del capital necesario para generar dicho beneficio³⁶.

$$\text{EVA} = \text{NOPAT}^{37} - (\text{Valor contable de los recursos} * \text{WACC})$$

El EVA mezcla información contable (valor de los recursos y ROA: *return on assets*³⁸) con información del mercado (WACC). Normalmente el EVA es más utilizado para medir la creación de valor para el accionista en un momento del tiempo, que para evaluar inversiones futuras. Incluso facilita la evaluación de la gestión por unidad de negocio y no sólo se consideran las utilidades sino el uso de los recursos³⁹.

- El BE (Beneficio Económico) se define como el beneficio contable menos el valor contable de las acciones multiplicado por la rentabilidad exigida a las mismas.

$$\text{BE} = \text{BDT} - (\text{Ke} * \text{VCA})$$

Donde,

BDT = Beneficio después de impuestos

Ke = Rentabilidad exigida a las acciones.

³⁵ Concepto introducido por Bennett Stewart, G. "The Quest for Value: the EVA management guide for Senior Managers" HarperCollins, 1991.

³⁶ Coste del capital = Valor contable de los recursos x WACC

³⁷ Net Operating Profit After Taxes, también denominado BAIDT.

³⁸ El retorno sobre los activos indica la rentabilidad que obtiene el empresario por cada dólar que posee la empresa como activos. Es un indicador de eficiencia del uso de los recursos que tiene la empresa, ya que indica la rentabilidad que están generando todos los activos utilizados por la empresa para funcionar. En este caso, también se pretende evaluar a la empresa como si trabajara únicamente con recursos propios.

³⁹ Bendezú Velarde, J., Cuando las utilidades pueden destruir valor, Revista de la Facultad de Ciencias Económicas, año V, N° 17, UNMSM.



VCA = Valor contable de las acciones.

Otra definición sería,

$$BE = \text{Valor contable de las acciones (ROE - } K_e)$$

También el beneficio económico utiliza parámetros contables (valor de las acciones y ROE: *return on equity*⁴⁰) con parámetros de mercado (K_e).

- El MVA (Market Value Added) se calcula por la diferencia entre el valor total de una empresa (incluyendo tanto el capital propio como el capital ajeno), y el total de los fondos aportados (tanto por accionistas como por deudores). Es decir, es la diferencia entre el valor de las empresas (o valor de mercado de las mismas) y el valor contable de las mismas (o inversión inicial). Su objetivo es medir la creación de valor acumulada de una empresa.

$$MVA = \text{Valor (precio) de las acciones - Valor contable de las acciones}$$

- El CVA (Cash Value Added) es el beneficio antes de intereses y después de impuestos más la amortización contable menos la amortización económica menos el coste de los recursos utilizados (inversión inicial por el coste medio ponderado de los recursos).⁴¹

$$CVA = \text{BAIDT} + \text{AM} - \text{AE} - (\text{D} + \text{Evc}) \times \text{WACC}$$

Donde,

BAIDT = Beneficio antes de intereses y después de impuestos.

AM = Amortización contable.

AE = Amortización económica.

D = Deuda inicial.

Evc = Valor contable de las acciones.

WACC = Coste promedio ponderado de los recursos.

La AE (amortización económica) es la anualidad que, capitalizada al coste de los recursos (WACC), acumulará el valor de los activos al final de la vida útil de los mismos. Donde la amortización económica de unos activos fijos (AF) que se amortizan en T años es:

$$AE = \frac{AF \times WACC}{(1+WACC)^T - 1}$$

⁴⁰ Mide la rentabilidad informando el porcentaje de los resultados obtenidos sobre el patrimonio neto; calculado al dividir 12 meses de ingreso neto por el patrimonio neto.

⁴¹ Una variante de este indicador es el CFROI (Cash Flow return on investment) que se define como la rentabilidad relativa de los proyectos en un momento determinado. Esto es la tasa de descuento que iguala el valor actual de la inversión bruta con el valor actual de los flujos de caja brutos que promete generar el proyecto.



Tal como menciona Pablo Fernández⁴², lo que crea o destruye valor en un ejercicio determinado no es el EVA ni en BE ni el CVA, sino los cambios en las expectativas futuras a final de ejercicio con respecto a las mismas expectativas a principio del mismo. La ventaja del EVA, BE y CVA sobre el beneficio es que tienen en cuenta los recursos utilizados para obtener el beneficio y también el riesgo de esos recursos (que determina la rentabilidad exigida a los mismos). Por eso, muchas empresas los utilizan como indicadores de gestión.

2.7 La teoría de opciones

Un enfoque de evaluación económica de proyectos, basado en la teoría de opciones reales, tiene el potencial de capturar el valor de la flexibilidad administrativa, identificando las posibles alternativas de acción que presenta el proyecto, en términos de opciones. Trigeorgis⁴³ nos da la siguiente definición: "similar a las opciones financieras, las opciones reales implican las decisiones flexibles o derechos – sin obligación – para adquirir o cambiar una alternativa de inversión".

Una opción real está presente en un proyecto de inversión, cuando existe alguna posibilidad futura de actuación al conocerse la resolución de alguna incertidumbre actual. Existen variados tipos de opciones reales: opciones de explotar concesiones mineras o petrolíferas, opciones de aplazar la inversión, opciones de ampliar negocios, de abandonarlos, etc. Un ejemplo son las concesiones petrolíferas: el pozo de petróleo se explotará o no dependiendo del precio futuro del mercado del petróleo.

Dependiendo de lo que realmente suceda en el futuro, siempre habrá oportunidades para modificar un proyecto. A estas oportunidades se les llaman opciones reales, de las cuales existe una gran cantidad⁴⁴. De ello surge que la variación fundamental que experimenta la evaluación de proyectos de inversión mediante opciones reales con respecto a la realizada mediante los métodos tradicionales, es la incorporación de la incertidumbre como un elemento que agrega valor al proyecto. Incluso la evaluación de proyectos mediante opciones reales puede aplicarse para justificar la inversión en proyectos en los que los métodos financieros entregan un retorno negativo, pero que a su vez presentan oportunidades de ventaja competitiva según la evaluación estratégica⁴⁵.

⁴² Fernández, P., op. cit. nota 15.

⁴³ Trigeorgis L. *Real Options: Managerial Flexibility & Strategy in Resource Allocation*, The MIT Press, Cambridge Massachussets, 1996.

⁴⁴ García Machado J.J. "Opciones Reales. Aplicaciones de la Teoría de Opciones a las Finanzas Empresariales". Ed. Pirámide, Madrid, España, 2001.

⁴⁵ Garrido C., I. y Andalaft Chacur, A., Evaluación económica de proyectos de inversión basada en la teoría de opciones reales en *Revista Ingeniería Industrial*, Año 2, N°1, Chile, segundo semestre de 2003.



El análisis de un proyecto de inversión es una tarea difícil con los métodos básicos de evaluación de inversiones, como el valor presente neto (VPN) o la tasa interna de retorno (TIR), que en cierto modo son estáticos y los subvaloran al no considerar los valores estratégicos.

Las primeras aplicaciones surgen en el área de las inversiones en recursos naturales. Paddock, Siegel y Smith⁴⁶ se apoyan en la teoría de las opciones reales para valorar un contrato de arrendamiento de una explotación petrolífera. El poseedor de un contrato de este tipo pasa por tres fases antes de obtener los hidrocarburos: exploración, desarrollo y extracción. Este es un ejemplo de opciones reales compuestas.

Kesner⁴⁷ considera cuatro factores relevantes que influyen en la oportunidad de inversión:

- El *período de tiempo* durante el cual se puede decidir llevar a cabo un proyecto de inversión. Si un proyecto puede posponerse el tiempo suficiente, incluso un proyecto con VPN negativo podría ser aceptado por llevar apareada una opción de ampliación o crecimiento suficientemente positiva.
- El *riesgo del proyecto*. El riesgo es un factor de influencia positiva sobre el valor de la opción de crecimiento.
- Los *tipos de interés*. Tipos elevados disminuyen el valor de la opción porque conllevan tasas de actualización más altas que, a su vez, disminuyen el valor de los flujos de caja descontados.
- El *grado de exclusividad* del derecho de la empresa a aceptar un proyecto de inversión.

La volatilidad se refiere al posible rango de variaciones de los precios del activo subyacente y juega un papel muy importante en esta teoría. Estas oscilaciones que experimentan los precios de los activos dentro de un período de incertidumbre económica o financiera se mide por la desviación estándar. En consecuencia, el mercado de opciones traducirá los aumentos de volatilidad en aumentos de precios y a la inversa⁴⁸. Y

⁴⁶ Siegel, D., Smith J. y Paddock J., Valuing Offshore Oil Properties with Option Pricing Models, Midland Corporate Finance Journal 5, 1987

⁴⁷ Kester, W.C. "Today's Options for Tomorrow's Growth". Harvard Business Review pp 153-160. Marzo-Abril. 1984

⁴⁸ Hernández D. Opciones Reales: "El Manejo de las Inversiones Estratégicas en las Finanzas Corporativas". Universidad Nacional Autónoma de México. 2002



precisamente calcular esta volatilidad sin ningún rigor constituye uno de los errores más comunes en la valuación de empresas, según Fernández⁴⁹.

Los métodos de valuación tradicionales para opciones financieras, como son el método de Black-Scholes y el método Binomial, sólo permiten calcular el valor de cada opción en forma particular y bajo determinados supuestos, y por lo tanto no permite analizar el valor estratégico del proyecto para así poder realizar la toma de decisiones. Es más, el valor de un conjunto de opciones no es igual a la suma de las opciones individuales que lo componen, ya que durante la vida del proyecto existen interacciones entre las opciones presentes, cuya incidencia en el valor del proyecto no puede ser determinada *a priori*. Es por ello que se requiere utilizar fórmulas alternativas a las desarrolladas para opciones financieras. Sin embargo, estos métodos presentan ciertas limitaciones en cuanto a los supuestos que consideran y que podrían no ajustarse a la realidad de la situación.

La mayoría de las empresas tienen opciones reales en sus proyectos de inversión, sin embargo no todas pueden emplearlas. Mauboussin⁵⁰ resalta el hecho de que se debe encarar un análisis del tipo opciones reales cuando se den particularmente 3 factores: gerencia inteligente y alerta en encontrar y ejercer estas opciones, negocio líder que permita generarlas y un contexto incierto.

3. El valor de las acciones como valor de mercado

Existen dos enfoques diferentes que se utilizan en el mercado a fin de analizar las variaciones en el valor de las acciones y predecir sus comportamientos futuros: análisis técnico y análisis fundamental.

3.1 Variables para el análisis por Fundamentals

Se basa en la estimación por diferentes métodos del valor intrínseco de la acción. El método más utilizado consiste en la proyección del flujo de fondos de la empresa, el capital de trabajo y los estados contables.

Además se utilizan otros métodos para obtener medidas comparables entre empresas. A tal fin es necesario que los ratios comparables sean de empresas homogéneas.

⁴⁹ Fernández P., 120 Errores en valoración de Empresas, Documento de Investigación N° 681, IESE Business School, CIIF, marzo de 2007.

⁵⁰ Mauboussin M. "Using Real Options in Security Analysis". *Frontiers of Finance*. Columbia Graduate School of Business, New York, Junio de 1999.



Entre ellos podemos encontrar al Price to Book Value, el P/E (price earning) y el EBITDA, los cuales fueron comentados anteriormente.

Existen otros indicadores financieros, económicos y patrimoniales que podemos obtener con el balance contable presentado por la compañía; como ser: liquidez, solvencia, endeudamiento y otros ratios *ad-hoc* dependiendo de la industria.

3.2 Variables para el análisis por Technicals

El análisis técnico se basa en observar de diferentes maneras el comportamiento del precio de las acciones en forma gráfica. El mismo supone que las acciones evolucionarán siguiendo las tendencias que puedan observarse de los diferentes gráficos.

En análisis técnico se basa en tres premisas, a saber:

1. El mercado en sí mismo nos brinda toda la información necesaria para poder predecir sus movimientos.
2. Los precios se mueven siguiendo una determinada tendencia o movimiento.
3. Lo que ocurrió en el pasado, ocurrirá en el futuro.

Con respecto al segundo de ellos, se sostiene que en el proceso de formación de todo precio (a través del proceso de oferta y demanda) existe una carga importante que viene dada por el precio de ese mismo bien del día anterior.

Estas mismas premisas son en sí mismas los defectos del análisis. La primer premisa significa que podré operar en un determinado mercado aún sin conocer absolutamente nada sobre el mismo y basándome exclusivamente en el análisis del gráfico.

4. El análisis del mercado y de la empresa

Al momento de analizar el valor de una compañía, no solamente son válidos sus números para determinar el cálculo, sino también el mercado en donde se encuentra y el comportamiento de su management. Es por eso que resulta de importancia analizar la situación fiscal y legal del mercado y el gobierno corporativo.

A su vez, cambios en las regulaciones o comportamientos poco éticos por parte de los directores pueden provocar bruscos vaivenes en el valor de las acciones, tal como se



evidenció con el ajuste de las reservas petroleras de varias empresas del sector en años anteriores.

4.1 La inseguridad jurídica

Tal como lo expresa el abogado especialista en temas energéticos, Ernesto Poblet⁵¹, Argentina tiene una vasta experiencia en corromper la seguridad jurídica, y la industria petrolera no fue ajena a esa situación.

Podemos enunciar ejemplos tales como cuando en 1963 el gobierno del presidente Arturo Illia dictó el decreto 544 por el cual dispuso la nulidad de los contratos que el Poder Ejecutivo anterior había suscrito con empresas nacionales y extranjeras para la inversión de capitales en la exploración y explotación de hidrocarburos. La novedad consistía en que el mismo órgano del Estado –obligado contractualmente– se atribuyó en forma unilateral la potestad judicial de dictar la nulidad de sus propios actos mediante fundamentos insuficientes. La trascendencia internacional de estos actos se agravaban por provenir de un gobierno de jure.

La inseguridad jurídica a la que se alude se ve también reflejada en materia tributaria; como cuando el gobierno de la provincia de Neuquén pretendió por decreto cambiar la forma de cálculo de las regalías petroleras o bien cuando la Resolución 776/2006 (B.O. 11/10/2006) del Ministerio de Economía y Producción de la Nación, luego ratificado por la ley N° 26.217 (B.O. 16/01/2007) estableció que las exportaciones de gas, petróleo y sus derivados, comprendidas en determinadas posiciones arancelarias que se realizan desde el Área Aduanera Especial de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur no quedan alcanzadas por la exención de la Ley 19.640 y por lo tanto se encuentran gravadas por los derechos de exportación. Aún más, mediante la Nota Externa N° 56/06 y basándose en la mencionada resolución, la Dirección General de Aduanas pretendía aplicar los derechos de exportación de manera retroactiva afectando operaciones de exportación totalmente perfeccionadas desde el año 2002.

En este orden de ideas, el Dr. Eduardo Zapata⁵², quien fuera presidente de la Comisión de Asuntos Legales del Instituto Argentino de Petróleo y Gas, menciona a la estabilidad como la máxima garantía: "el inversor en sustancia requiere la garantía de que los parámetros legales que presidieron la inversión y le prometieron su recuperación en un

⁵¹ Poblet, E., La inseguridad jurídica en Argentina, Revista Petrotecnia, agosto 2004.

⁵² Zapata, E.; Regulación y Seguridad Jurídica; Revista Petrotecnia; agosto 2004.



tiempo determinado, permanezcan estables en ese plazo. Esto es, en esencia, el reclamo por la seguridad jurídica”.

Dentro de este marco jurídico, la nacionalización de los hidrocarburos⁵³ decretada por el Presidente Evo Morales en la República de Bolivia -además de tomar el control accionario en cinco empresas del sector- constituyó un punto de inflexión en la trayectoria de su gobierno y un hito importante al momento de valorar estas compañías. La medida se dio en medio de cuestionamientos sobre la legalidad de la medida, sobre la capacidad del gobierno en asumirla y sobre los verdaderos alcances de esta llamada nacionalización.

Esto está ligado al concepto de expropiación de empresas, que es un procedimiento administrativo, emanado de una decisión política, en el que la Administración Pública debe valorar un “justo precio” y, por lo tanto, hacer un estudio de un eventual mercado para esa empresa y aplicar un modelo de valoración.

4.2 La ética empresarial

La ética empresaria puede definirse como “reglas de conducta que rigen la manera de hacer negocios”⁵⁴. Con respecto a este tema existen dos puntos de vistas, a saber:

- a. La empresa debe implementar normas éticas hasta la maximización del valor para los accionistas y le corresponde al Estado la implementación más allá de ese objetivo.
- b. Las empresas deben ser responsables sin guiarse exclusivamente bajo el concepto de maximización de valor.

En realidad las posturas no son incompatibles, sino que el modelo de empresa actual tiende a imponer a la ética como uno de los impulsores del éxito comercial y el sostenimiento de la competitividad en el largo plazo. Esta competitividad se refiere a hechos y políticas para lograr un ambiente que promueva la creación de valor sin descuidar la eficiencia en los negocios.

Es por ello que resulta de importancia al momento de determinar el valor de la compañía el conjunto de actuaciones que afectan a la dirección de la Sociedad, la ética y la

⁵³ La nacionalización implica que el gobierno recupera la producción, transporte, refinación, distribución, fijación de precios y comercialización de los hidrocarburos.

⁵⁴ Jones, I. y Pollit M., The development of Ethical Issues Facing Boards of Directors: a Modelo with Implications; ESRC Centre for Business Research, University of Cambridge; 1999, nombrado por Santiago Fidalgo de Repsol YPF en Ética y Competitividad empresaria.



responsabilidad social empresaria. Estas actuaciones se evidencian en la integridad y transparencia de la información que las empresas deben brindar a los mercados financieros, cumplimiento de las normas, manejo de las contingencias y riesgos, transparencia en la compensación de los directores, entre otros. Esto constituye su capital de reputación.

VII. ANALISIS DE SITUACIÓN

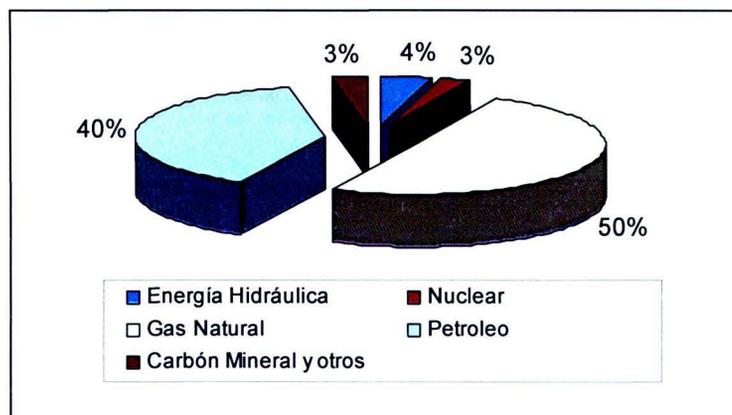
1. El mercado petrolero argentino

1.1 Reservas y producciones

1.1.1 A nivel país

Los principales flujos de energía desde la producción hasta los consumos finales de los diversos sectores socioeconómicos simbolizan el balance energético, desde la perspectiva de la Secretaría de Energía de la Nación. En él se destaca la importancia del petróleo (40%) y el Gas Natural (50%) en la producción de energía primaria, advirtiéndose la escasa preponderancia de los combustibles vegetales y el carbón mineral.

Gráfico 1 – Balance energético de la Argentina – año 2005 (2006-2007 provisorios)



Fuente: Elaboración propia en base al "Balance Energético Nacional Serie 1960-2005 –años 2006 y 2007 provisorios" publicado en octubre 2008 por la Secretaría de Energía de la Nación.

El crecimiento en la producción de crudo originó un aumento de la producción de gas natural, pero debido a que el consumo final interno de gas natural se encuentra supeditado a la evolución económica en el país, el empleo del gas se expandió en las centrales eléctricas y en la búsqueda de mercados externos para el gas natural nacional. El primer acuerdo de exportación fue realizado con Chile debido al tamaño del mercado y su ubicación respecto de las reservas. Como consecuencia de este proceso, la industria eléctrica está íntimamente ligada a la producción y al transporte del gas natural.

Las reservas petroleras comprobadas del país, según estimaciones del gobierno argentino, alcanzan los 2,32 mil millones de barriles en 2006. En tanto que las reservas



comprobadas de gas del país, según mismas estimaciones, trepan a los 446,1 millones de metros cúbicos⁵⁵.

Como resultado de la expansión de la actividad económica producida en los últimos años, la relación reservas/producción tiende a disminuir. Aunque las reservas probadas de petróleo crecieron significativamente hasta alcanzar sus valores máximos en 1999, con 488,28 millones de metros cúbicos (m³), disminuyeron en forma sostenida hasta alcanzar los 368,9 millones de m³ en 2004, con una relación reservas/producción de casi 11 años, de acuerdo con el Anuario de reservas 2004 de la Secretaría de Energía de la Nación⁵⁶.

Con respecto al gas natural, las reservas llegaron en el año 2000 a 777,61 mil millones de m³ y cayeron a 534,22 mil millones de m³ a fines de 2004. Simultáneamente, se produjo un fuerte incremento de la producción y la relación reservas/producción disminuyó a poco más de 12 años.

La última información publicada por el gobierno nacional relativo a las reservas de hidrocarburos data del año 2006 y ascienden de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla 3 – Reservas comprobadas de petróleo y gas por cuenca.

Cuencas argentinas	Reservas			
	Comprobadas (1)		Comprobadas (2)	
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
Noroeste	7.633	75.641	7.060	68.661
Cuyana	24.926	692	16.665	430
Neuquina	111.976	202.543	96.225	183.828
Golfo San Jorge	252.190	43.642	171.964	36,655
Austral	14.537	123.638	13.805	116.712
TOTAL	411.262	446.156	305.719	406.286

Fuente: Cuadros de reservas del año 2006 publicado por la Secretaría de Energía en <http://energia3.mecon.gov.ar>.

(1) Reservas comprobadas hasta el final de la vida útil de los yacimientos al 31/12/2006.

(2) Reservas comprobadas hasta el final de la concesión al 31/12/2006.

⁵⁵ Reservas comprobadas hasta final de la vida útil de los yacimientos al 31/12/2006 según la Secretaría de Energía de la Nación, Res. 324/06.

⁵⁶ Boletín Anual de Reservas 2004 publicado por la Secretaría de Energía, desarrollado por la Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos, Subsecretaría de Combustibles, año 2005.



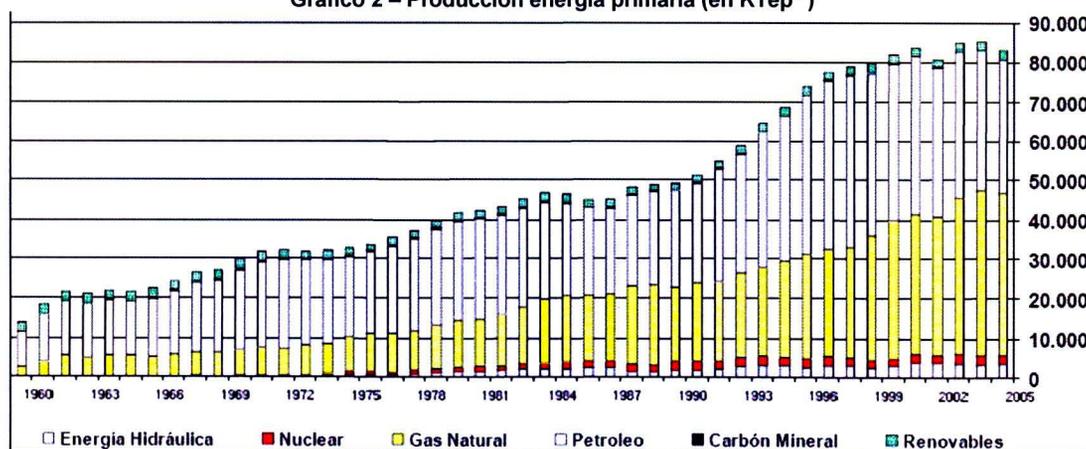
La Argentina se encuentra en el puesto 31° del ranking mundial de reservas probadas de crudo y gas según el Energy Information Administration⁵⁷. El primer puesto lo ocupa Arabia Saudita con 266.810 millones de barriles de crudo.

En lo que respecta a la producción, las mejoras en las cifras se deben al proceso de apertura y desregulación que tuvo lugar en la Argentina a partir de 1989, pero se debe estar atento a la disminución de la productividad por pozo, signo evidente de una creciente madurez de los yacimientos y falta de incorporación de petróleo “nuevo”.

Oscar Vicente, quien fuera presidente de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos y Director de Petrobrás Energía⁵⁸, al referirse a la evolución del mercado del gas natural, destaca que el gas importado de Bolivia fue decreciendo hasta anularse en el año 1999 con motivo de la puesta en marcha del Gasoducto de Santa Cruz de la Sierra a San Pablo y se generaron saldos exportables, a partir de 1997, con la habilitación de los cinco gasoductos que unen a la Argentina con Chile, uno con Brasil y dos con el Uruguay.

Es de destacar además la privatización de Gas del Estado en el año 1991/2, el cual fue reemplazado por nueve compañías distribuidoras y dos empresas transportadoras, dejando atrás el período en el cual la demanda debía adecuarse a la oferta disponible y se regulaba con cortes de suministro a las industrias y plantas generadoras de electricidad.

Gráfico 2 – Producción energía primaria (en KTep⁵⁹)



Fuente: Balance Energético Nacional Serie 1960-2005 publicado en octubre 2008 por la Secretaría de Energía de la Nación.

⁵⁷ Energy Information Administration, estadística oficial de energía del gobierno de los Estados Unidos, Argentina Energy Profile, 2007 obtenido de <http://www.eia.doe.gov>.

⁵⁸ Vicente, O.; El futuro de los hidrocarburos en la República Argentina, Revista Petrotecnia, octubre 2003.

⁵⁹ Tep: toneladas equivalentes de petróleo.

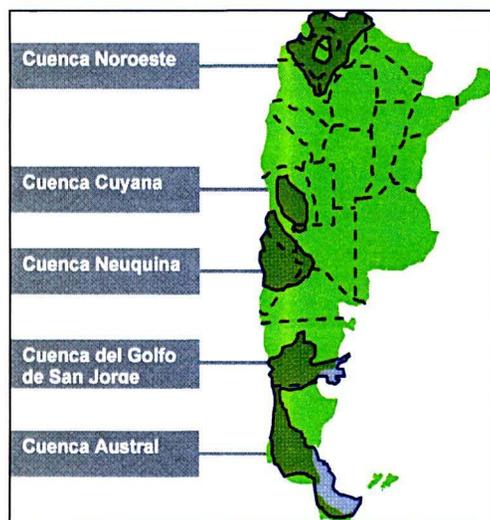
La privatización del *downstream*⁶⁰ del gas natural trajo como consecuencia un incremento en el interés por los inversores en explorar y desarrollar reservas de gas, en comparación con los años anteriores en donde carecían de atractivo comercial.

Por su parte, Daniel Kokogian, vicepresidente de Exploración y Producción de Pioneer Argentina S.A. (actualmente fusionada con Apache Corp.)⁶¹, describe la realidad argentina del sector en cinco puntos esenciales:

- Caída del horizonte de reservas, tendencia de los últimos años,
- Disminución de la perforación de pozos exploratorios,
- Los yacimientos nuevos que se descubren son la mayoría de menor tamaño que los existentes,
- Muy poca actividad en áreas de riesgo muy alto,
- Uso masivo de técnicas para disminuir la declinación de reservas.

El concepto de riesgo petrolero que se menciona está asociado a la posibilidad que tiene un proyecto exploratorio de ser productivo y este concepto se evidencia en las inversiones que las empresas petroleras realizan en la Argentina, teniendo presente el riesgo asociado a cada cuenca.

Gráfico 3 – Cuencas argentinas



De acuerdo con la Secretaría de Energía de la Nación⁶², el 46% de las cuencas productivas son consideradas de alto y muy alto riesgo, lo que implica tan sólo un rango de posibilidad de éxito de 6,25% al 12,5%, ya que los sistemas petroleros son desconocidos y/o carecen de acumulaciones comerciales cercanas.

Sólo un 10% corresponden a cuencas productivas de bajo y mediano riesgo. El resto corresponde a cuencas improductivas.

⁶⁰ Downstream se refiere al sector de la industria que se dedica a la refinación y comercialización del petróleo y/o gas.
⁶¹ Kokogian, D.; Las reservas de petróleo y gas en Argentina ¿Dónde estamos?; Revista Petrotecnia, diciembre 2004.
⁶² Folleto Año 2005, Secretaría de Energía de la Nación, Subsecretaría de Combustibles, Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos, República Argentina.



Con respecto a las inversiones en gasoductos, impulsadas por el gobierno nacional a través de los planes de expansión de transporte de gas natural por TGN (Transportadora Gas del Norte) y TGS (Transportadora Gas del Sur) y negociaciones con Bolivia, éstas tienen por finalidad ampliar las capacidades instaladas actuales y de esta forma ampliar la oferta de gas en el país.

1.1.2 A nivel empresa

La producción argentina de petróleo y de gas, además de estar dividida por cuencas (y por provincias), se encuentra caracterizada por estar en manos de pocas empresas operadoras, tal como se observa en el siguiente cuadro:

Tabla 4 – Relación Reservas y producción por empresa

Petróleo en Mm³			
Operador	Producción	Reservas 1P	R/P
YPF S.A. (1)	13.972	79.716	5,71
Pan American Energy LLC Suc. Arg.	6.190	82.953	13,40
Chevron Argentina S.R.L.	3.110	21.652	6,96
Petrobras Energía S.A. (1)	2.928	21.613	7,38
Occidental Exploration of Arg. Inc.	1.993	25.474	12,78
Tecpetrol S.A.	1.816	16.341	9,00
Total Austral S. A.	1.396	8.199	5,87
Otros	5.822	49.772	8,55
Total	37.227	305.720	8,21

Gas en MMm³			
Operador	Gas	Reservas 1P	R/P
YPF S.A. (1)	14.648	87.878	6,00
Total Austral S. A.	12.768	114.237	8,95
Pan American Energy LLC Suc. Arg.	5.899	63.635	10,79
Petrobras Energía S.A. (1)	4.805	38.478	8,01
Pluspetrol S.A.	4.400	31.932	7,26
Petrolera LF Company S.R.L.	2.031	16.442	8,09
Tecpetrol S.A.	1.772	13.962	7,88
Otros	4.624	39.722	8,59
Total	50.948	406.286	7,97

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de la Secretaría de Energía de la Nación para la producción del año 2007 y reservas probadas hasta el fin de la concesión al 31/12/2006.

Nota (1): Empresa cuyas acciones cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Considerando únicamente las reservas comprobadas de petróleo y de gas, se tiene un horizonte de 8,21 y 7,97 años, respectivamente mientras que si se toman en cuenta las reservas comprobadas más el 50% de las probables, el horizonte alcanza a 9,60 y 9,87 años que resultan más cercanos a la realidad. Además aquí no se toman en cuenta las posibles



prórrogas a las concesiones existentes, los cuales significa un incremento de las reservas en un 35% para el petróleo y un 10% para el gas natural.

El horizonte en años que se obtiene de dividir las reservas por la producción (R/P) a una fecha dada debe ser considerado únicamente como orientativo a la hora de valorar una compañía, ya que existen otros aspectos a considerar para no caer en conclusiones erróneas, como ser:

- a. El estado exploratorio y de explotación de las cuencas que se traten y el potencial que las mismas presenten al momento de la evolución y la posibilidad de obtener nuevas concesiones.
- b. Las incorporaciones por revisiones y nuevos estudios de reservorios.
- c. La implementación de nuevas tecnologías y gasoductos.
- d. Las nuevas obligaciones impositivas y legales del país.
- e. La evolución del consumo interno y los compromisos de exportación asumidos.
- f. La posible variación del precio internacional del crudo, ya que resulta un factor decisivo en las inversiones que las empresas proyecten.

1.2 Marco regulatorio

En base a las memorias y notas a los estados contables de las compañías petroleras que cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires⁶³, sobresalen las siguientes regulaciones que han afectado el desarrollo la actividad energética del país durante el año 2007:

Tabla 5 – Marco regulatorio del mercado energético argentino

Normativa	Descripción
Ley N° 26.197 (B.O. 05/01/07)	Modificó la Ley de Hidrocarburos reconociendo el derecho de propiedad sobre los reservorios a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, ubicados en sus territorios y hasta 12 millas náuticas desde la costa, otorgándoles el derecho de administración y control sobre dichas áreas.
Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía (B.O. 14/06/2007)	Aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación al suministro de gas natural al mercado local durante el período 2007-2011 con el fin de garantizar el abastecimiento de la demanda del mercado local a los niveles registrados en el 2006, más el crecimiento de la demanda de los usuarios residenciales y pequeños comerciales.

⁶³ Estados contables al 31 de diciembre de 2007 de YPF S.A., Pan American Energy S.A. (sus acciones no cotizan en bolsa pero presenta estados contables al emitir obligaciones negociables), Petrobrás Energía S.A., Petrobrás Energía Participaciones S.A. y Petrolera Cono Sur S.A. obtenidos de <http://www.bolsar.com>



Resolución N° 459/07 del Ministerio de Planificación Federal (B.O. 13/07/07)	Creó por un período determinado el "Programa de Energía Total" y cuyo objetivo fue fomentar la sustitución de gas natural por combustibles líquidos.
Resolución N° 394/07 del Ministerio de Economía y Producción (B.O. 16/11/07)	Aumentó los derechos de exportación sobre las exportaciones argentinas de petróleo crudo y otros productos derivados del crudo.
Decreto Ejecutivo N° 1.454/07 (B.O. 17/10/07)	Aumentó considerablemente los cánones que las empresas concesionarias y permisionarias deben pagar anualmente al Estado Nacional.

2. El mercado energético mundial

El BP Statistical Review of World Energy⁶⁴ del año 2007 indica que el desarrollo económico sigue siendo el principal factor que impulsa el consumo energético. Sin embargo, es destacable que, en lugar de debilitarse, la relación entre crecimiento económico y demanda energética se haya intensificado y eso a pesar del aumento de los precios. Casi la mitad del crecimiento energético mundial de los últimos cinco años procede de China, con lo que el país domina claramente las cifras del conjunto mundial.

Se comercializan internacionalmente 64% del petróleo, 26% del gas natural y 15% del carbón mundiales. Las regiones importadoras de energía están importando más energía mientras que las exportadoras incrementan también su exportación energética.

En cuanto al aumento de precios registrado en estos últimos años, este mismo informe establece que fue motivado por la incertidumbre sobre la continuidad del abastecimiento, exacerbada por las limitaciones de los márgenes de capacidad. Los motivos de preocupación se limitan a la preparación de sanciones contra el programa nuclear iraní, la incertidumbre en Irak, el cierre de Prudhoe Bay (Alaska), el conflicto armado en el Líbano, la intensificación de la violencia y las interrupciones del suministro en Nigeria, la nacionalización de los activos energéticos en América Latina, el conflicto que afectó las entregas de gas en la antigua Unión Soviética y la amenaza de la nueva temporada de huracanes.

En lo que respecta a las reservas, aquellas confirmadas de petróleo superan la cifra de 1,2 billones de barriles, que, al ritmo de producción actual, garantizan el suministro durante cuarenta años. Las reservas mundiales comprobadas de gas natural superan

⁶⁴ BP Statistical Review of World Energy 2007, British Petroleum, 2007, obtenido de <http://www.bp.com>.



actualmente los 181 billones de metros cúbicos, 1 billón más que el año pasado y, al ritmo de producción actual, suficientes para más de 60 años. Los miembros de la OPEP⁶⁵ dominan la mayor parte de este incremento.

Tanto el World Energy Outlook⁶⁶ como The Outlook for Energy⁶⁷ 2007 coinciden en que la demanda mundial de energía se incrementará entre 1,3% y 1,8% cada año hasta el 2030, siendo el mayor responsable, el rápido desarrollo económico que se le pronostica a China e India para los próximos años. El petróleo se mantendrá como combustible principal aunque la demanda de carbón será la que experimentará el mayor crecimiento en términos absolutos.

En el escenario de políticas alternativas, la demanda global de energía primaria se estima crecerá en un 1,3% al año entre 2005 y 2030.

3. La división en la industria

La industria del petróleo y gas presenta tres grandes ramas: (1) exploración y producción de crudo y gas natural (denominada *upstream*), (2) el transporte y almacenamiento de crudo, gas natural y otros productos refinados (denominado *midstream*), y (3) refinería y comercialización (denominado *downstream*). Existen empresas que participan de todas estas etapas, denominadas integradas y otras que sólo operan en alguna de ellas.

- *Compañías integradas mundiales*: constituyen las empresas con presencia en todo el mundo y son las más reconocidas en el mercado. Incluso la mayoría de éstas se encuentran en el mercado de la petroquímica. Estas empresas suelen ser públicas, y en algunos países, el mismo gobierno tiene una destacada participación accionaria.

Saudi Aramco, propiedad de Arabia Saudita, es la principal fuente de ingresos de ese país y se estima que es la más grande compañía petrolera del mundo. Con respecto a las empresas públicas, podemos mencionar a BP

⁶⁵ La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es una organización económica internacional, con sede en Viena (Austria). La OPEP controla aproximadamente el 43% de la producción mundial de petróleo y el 75% de las reservas de petróleo. Su dominio en las exportaciones de crudo se sitúa en alrededor del 51%. Además, concentra la totalidad de la capacidad excedentaria de producción de petróleo del mundo, lo que, de facto, convierte a la OPEP en el banco central del mercado petrolero. Los actuales miembros son: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Irán, Irak, Kuwait, Qatar y Venezuela.

⁶⁶ World Energy Outlook 2007 "China and India Insights", Resumen Ejecutivo (traducción), International Energy Agency, 2007 obtenido de <http://www.iea.org>.

⁶⁷ The Outlook for Energy "A view to 2030", Exxon Mobil, noviembre 2007 obtenido de <http://www.exxonmobil.com>



PLC, Chevron Corp., ConocoPhillips, Exxon Mobil Corp., Royal Dutch PLC, y Total S.A, con un capital mayor a USD 100 billones.

Luego le siguen aquellas empresas con presencia mundial en exploración y producción pero con operaciones de refinación y comercialización focalizadas en mercados locales. En Estados Unidos se encuentra Hess Corp (ex Amerada Hess) y Marathon Oil Corp.; en Europa occidental está Eni Spa, Repsol YPF S.A., y StatoilHydro ASA; en Latinoamérica, el mayor es Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).⁶⁸

- *Compañías de exploración y producción:* estas compañías referidas como independientes fueron adquiridas por grandes corporaciones, como Burlington Resources Inc., adquirida por ConocoPhillips en 2006 y Kerr-McGee Corp., adquirida por Anadarko Petroleum Corp. Muchas de las empresas se han originado en sólo una operación y luego han crecido por haber adquirido a pequeños productores como Devon Energy Corp., Apache Corp. y Pioneer Natural Resources Co.⁶⁹

4. Evolución bursátil de las empresas petroleras

El mercado de acciones refleja los comportamientos de los inversores al momento de realizar sus operaciones. A efectos de analizar esta situación en empresas petroleras con presencia en el mercado bursátil podemos obtener un panorama de los efectos que ciertas situaciones tuvieron en el valor de sus acciones, habiéndose considerado a los fines del análisis y exposición a las empresas petroleras líderes con cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en otras bolsas del exterior y dando especial hincapié a los efectos derivados de variaciones en sus reservas de hidrocarburos.

Si encaramos el análisis, podremos inferir que al aumentar o disminuir las reservas, aumenta o disminuye el valor de la acción. Esto es aplicable cuando la variación es significativa, tal como ocurrió con Petrobras al anunciar el descubrimiento de un nuevo yacimiento en Brasil como con Repsol-YPF, Shell y otros al reestimar a la baja sus reservas a nivel mundial.

⁶⁸ Vital, Tina; Industry Surveys – Oil and Gas: Production and Marketing; Standard & Poor's; 20 de marzo 2008.

⁶⁹ Op. cit. nota 57.



De acuerdo con el anuario bursátil⁷⁰, la participación en el mercado accionario en base al volumen de operaciones durante el año 2007 demuestra que Petrobrás lo lidera con un 17,51%. Las empresas petroleras representaron el 24% del total de las operaciones bursátiles de ese año.

4.1 Petrobrás

El 8 de noviembre de 2007, el presidente de Petrobrás Rodolfo Gabrielli anunció al mundo que Brasil encontró una gigantesca cuenca de petróleo liviano. Las reservas están en el área denominada Tupí y poseen una reserva de crudo liviano del orden de los 8.000 millones de barriles. El hallazgo ya coloca a Brasil "entre las naciones del mundo con grandes reservas".⁷¹



El anuncio de Petrobrás tuvo un efecto notable en las bolsas de Buenos Aires, San Pablo y Nueva York (en donde las acciones de la compañía cotizan).

Tabla 6 – Valor de cierre histórico de la acción de Petrobrás en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de la primera quincena de noviembre de 2007

HISTÓRICO					
FECHA	VALOR CIERRE	VAR %	VOL. NOMINAL	VOLUMEN OPERADO	CANT. OPERAC.
01-11-2007	3,67	-2,13	753.167,00	2.798.095,00	228
02-11-2007	3,62	-1,36	1.710.672,00	6.254.161,00	207
05-11-2007	3,66	+1,10	627.757,00	2.283.870,00	187
07-11-2007	3,50	-4,37	1.534.452,00	5.520.829,00	268
08-11-2007	3,44	-1,71	1.682.059,00	5.769.160,00	269
09-11-2007	3,65	+6,10	1.738.541,00	6.279.017,00	321
12-11-2007	3,65	0,00	770.505,00	2.839.041,00	226
13-11-2007	3,66	+0,27	550.181,00	2.011.273,00	136

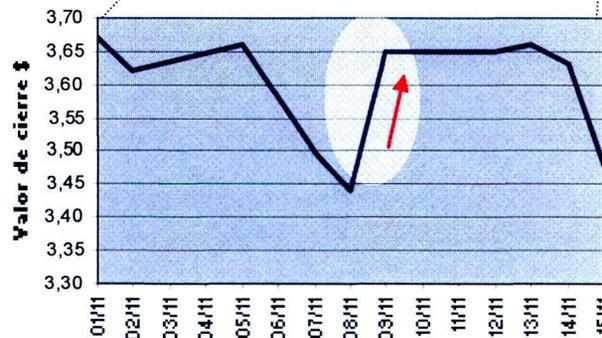
Fuente: PuenteNet.com

En el gráfico siguiente se incluye la comparación del valor de Petrobrás Energía Participaciones S.A. con el precio del crudo (cuyo índice es el WTI en Nueva York) para focalizar el análisis y demostrar que la subida del precio del crudo fue anterior al comunicado de la empresa y por lo tanto dejar en claro el efecto propio del aumento de las reservas en el valor de la acción.

⁷⁰ Presencia Bursátil Anual de Acciones –mercado de concurrencia-, anuario bursátil 2007, Mercado de valores de Buenos Aires S.A., Instituto Argentino de Mercado de Capitales.

⁷¹ Eleonora Gosman, "Brasil descubrió un gigantesco yacimiento de petróleo en el mar", Diario Clarín, Sección El Mundo, 9 de noviembre de 2007.

Gráfico 4 – Evolución de la cotización de Petrobrás en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires
Período septiembre – noviembre 2007



Las cotizaciones de las acciones de Petrobrás en la NYSE y en la Bolsa de Valores de San Pablo compartieron la misma tendencia alcista en esa misma fecha.

Gráfico 5 – Evolución de la cotización de Petrobrás (PZE) en la NYSE





Gráfico 6 – Evolución de la cotización de Petrobrás (PTR3) en la Bolsa de Sao Pablo



4.2 Repsol YPF

En enero de 2006 Repsol YPF emitió un comunicado⁷² informando que sus reservas probadas se revisaron a la baja en 1.254 millones de barriles equivalentes de petróleo lo que ha supuesto un ajuste negativo de un 25%, en términos comparativos con las inventariadas al 31 de diciembre de 2004. Las revisiones afectaban en un 71% al gas, y, geográficamente, se concentraron principalmente en Bolivia (52%), Argentina (41%) y Venezuela (5%); el 2% restante corresponde a ajustes menores en el resto de los países en donde la compañía está presente.



Ese mismo comunicado explicaba que las causas que motivaron la mencionada revisión fueron, por un lado, los cambios legislativos producidos en algunos países en donde la compañía está presente⁷³ y que afectan a las decisiones de inversión y, por otro lado, al comportamiento de ciertos campos derivado de un mejor conocimiento de los mismos.

Este importante anuncio puso en duda la seriedad involucrada en los cálculos de sus reservas. Es por ello que la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España había iniciado una investigación sobre esta reducción en las reservas, al igual que la SEC, el organismo regulador del mercado de los Estados Unidos.

⁷² Comunicado "Reservas de petróleo y gas" de enero de 2006 obtenido de <http://www.repsolyypf.com>

⁷³ La concesión de YPF vence en el 2017 pero sus reservas contemplaban con que los derechos de explotación se prorrogarían hasta el 2027.



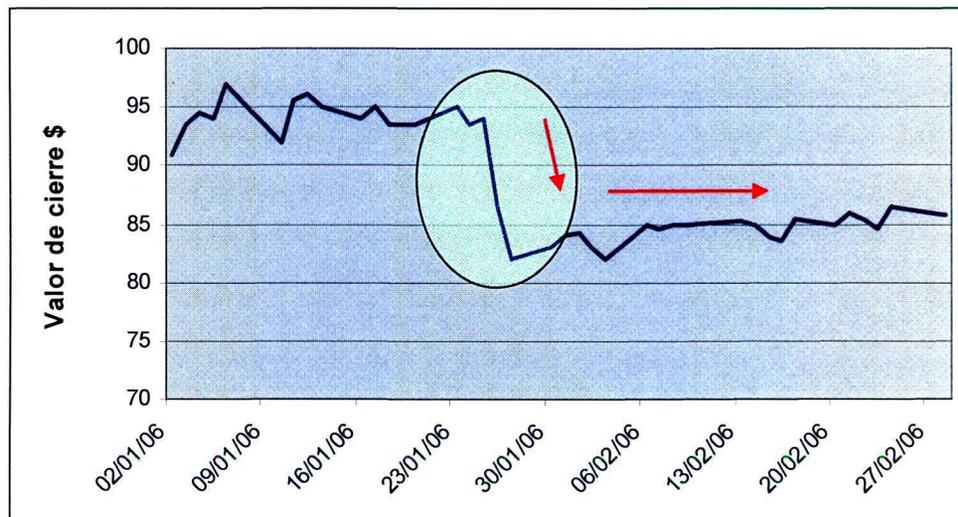
Los mercados no fueron ajenos a esta situación, y el valor de las acciones disminuyó notablemente, como se observa en los siguientes gráficos. Asimismo existe impacto en el valor de libros, a través del valor de sus activos fijos (recuperabilidad y amortizaciones).

Tabla 7 – Valor de cierre histórico de la acción de Repsol en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires desde el 16/01 al 31/01 de 2006

HISTÓRICO					
FECHA	VALOR CIERRE	VAR %	VOL. NOMINAL	VOLUMEN OPERADO	CANT. OPERAC.
16-01-2006	94,00	-1,05	362,00	34018,00	5
17-01-2006	95,00	+1,06	850,00	80131,00	7
18-01-2006	93,50	-1,58	780,00	73071,00	7
19-01-2006	93,50	0,00	1160,00	108249,00	5
20-01-2006	93,50	0,00	496,00	46182,00	7
23-01-2006	94,95	+1,55	8210,00	778689,00	5
24-01-2006	93,50	-1,53	6607,00	617854,00	17
25-01-2006	94,00	+0,53	4825,00	445618,00	20
26-01-2006	86,50	-7,98	5886,00	509271,00	57
27-01-2006	82,00	-5,20	9122,00	753892,00	80
30-01-2006	83,00	+1,22	15923,00	1317686,00	72
31-01-2006	84,10	+1,33	12793,00	1075244,00	62

Fuente: PuenteNet.com

Gráfico 7 – Evolución de la cotización de Repsol (REP) en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires Meses enero y febrero de 2006

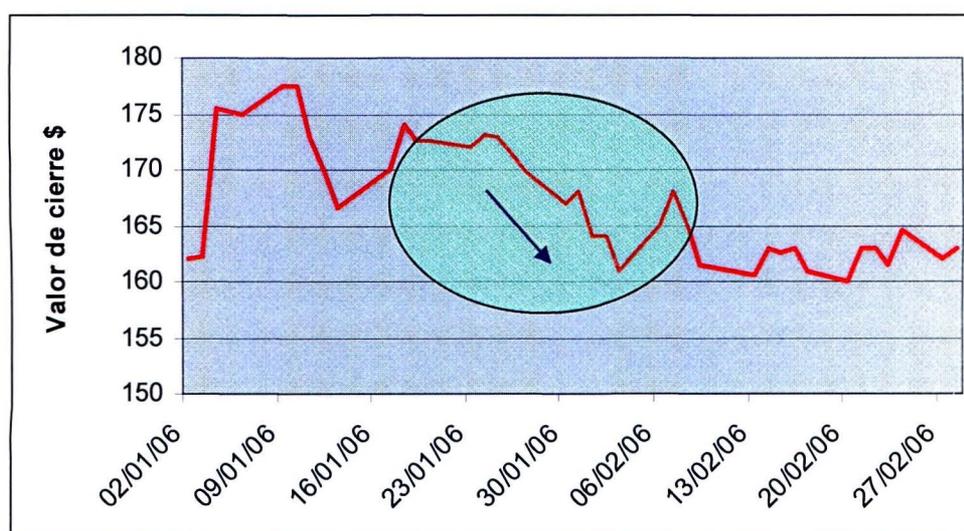


Fuente: Elaboración propia en base a datos de PuenteNet.com



Las acciones de YPF S.A. siguieron la misma tendencia decreciente:

Gráfico 8 – Evolución de la cotización de YPF en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires
Meses enero y febrero de 2006



Fuente: Elaboración propia en base a datos de PuenteNet.com

De acuerdo con la revisión independiente solicitada por la auditoría y el Comité de Control de Repsol YPF S.A., el proceso de determinación de las reservas respecto de los yacimientos en Argentina y Bolivia fue imperfecto desde 1999 hasta el 2004, y en ocasiones sus empleados no aplicaron correctamente los criterios de la Securities and Exchange Comision (SEC) relativos a la información pública sobre las reservas⁷⁴.

Más recientemente, el 15 de abril de 2008, Repsol YPF informó en un comunicado a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, que sus reservas probadas de hidrocarburos cayeron un 8,1% el año anterior en relación con 2006, pese a que la compañía extrajo menos

⁷⁴ En el formulario 20-F de presentación de los estados contables consolidados de Repsol YPF S.A. a la SEC al 31 de diciembre de 2006, se indican los resultados de la auditoría realizada por la consultora King & Spalding. En él se indican que la revisión de sus reservas se debió principalmente a: (1) La ausencia de conocimiento correcto e información adecuada con respecto a las normas del organismo estadounidense en relación con la contabilidad de los recursos; (2) un optimismo inadecuado en relación al comportamiento de los yacimientos (en el caso de Bolivia a la comercialización de gas), así como a la atención prestada al ratio de reemplazo de reservas de la compañía; (3) la ausencia de un coherente proceso deliberativo para la determinación de las reservas probadas y para la resolución de discrepancias, (4) cierta falta de disposición a aceptar responsabilidades personales en la comunicación de hechos adversos en relación con las reservas, así como una consecuente tendencia a considerar que esas responsabilidades correspondían a otras personas o departamentos. La conclusión final incluye que no hay evidencia de que ninguna persona involucrada en el proceso de información pública sobre las reservas probadas pudiera estar motivada por razones de lucro personal. El Form 20-F al 31/12/2006 se obtuvo de <http://www.Repsolypf.com>

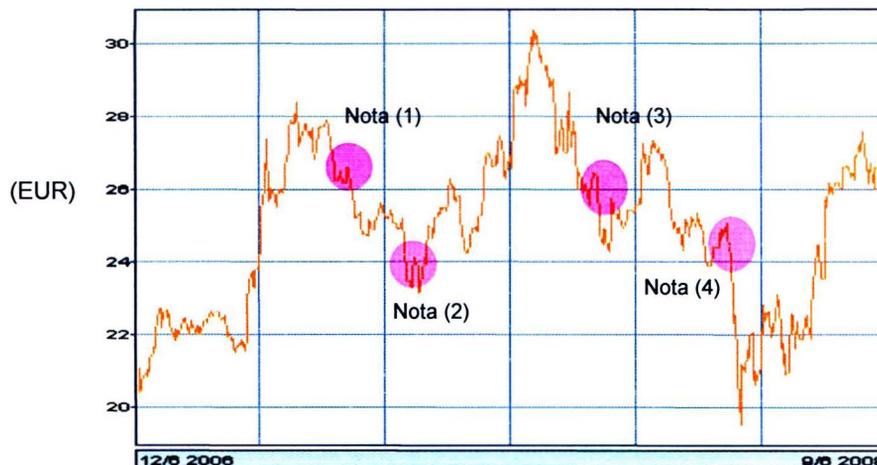


petróleo y gas de los yacimientos que posee en la Argentina. La caída de reservas se amplía hasta el 20,3% en relación con las que la compañía tenía en diciembre de 2005⁷⁵.

Las explicaciones se podrían centrar en que las extensiones de los yacimientos existentes, los descubrimientos de nuevos reservorios y las tareas de recuperación secundaria -que permiten mejorar la producción en los yacimientos maduros, lo que equivale, en definitiva, a un aumento en las reservas- fueron insuficientes para evitar, aún con una producción menor, un retroceso en las reservas.

El comportamiento de la Bolsa de Comercio de Madrid se muestra en el siguiente gráfico. En él se destacan los hechos relacionados con sus reservas y que impactaron en el valor de sus acciones.

Gráfico 9 – Hechos relevantes relativos a reservas e impacto en la cotización de Repsol en la Bolsa de Madrid



Fuente: Datos publicados por Repsol YPF en <http://www.repsolypf.com>

Referencias⁷⁶:

- Nota 1): 02 de enero de 2007 – Nuevo descubrimiento de Gas de Repsol YPF en Libia.
- Nota 2): 28 de febrero de 2007 – Repsol descubre el mayor campo petrolífero de su historia.
- Nota 3): 10 de septiembre de 2007 – Anuncio del descubrimiento de petróleo en aguas profundas en la Cuenca de Santos en Brasil.
- Nota 4): 14 de enero de 2008 – Descubrimiento de un nuevo gran yacimiento de gas en Perú.

⁷⁵ Comunicado de YPF S.A. a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires del 15 de abril de 2008, en donde detalla la evolución de las reservas de petróleo y gas de los años 2007, 2006 y 2005, informadas a la Bolsa de Comercio de Nueva York a través del reporte anual del año 2007 bajo el formato 20F.

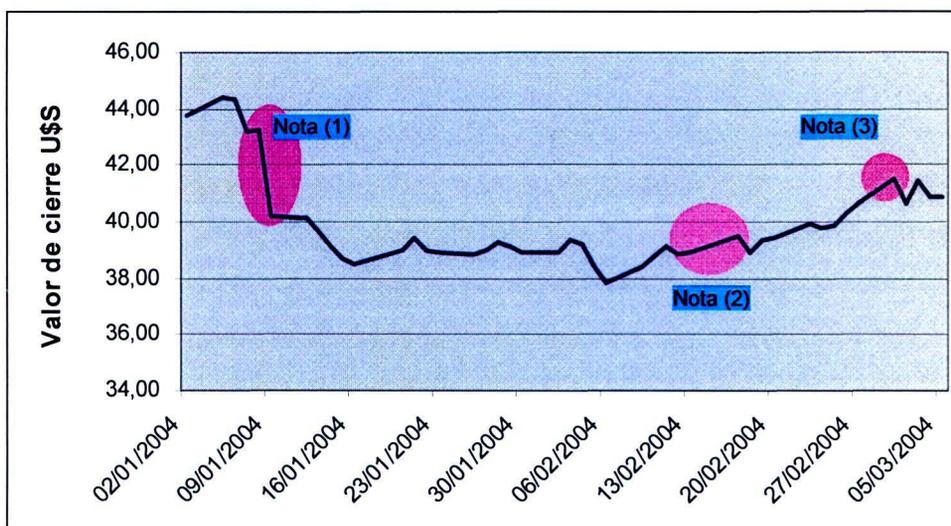
⁷⁶ Comunicados publicados por Repsol YPF en <http://www.repsolypf.com>

4.3 Otras compañías petroleras internacionales

A principios del año 2004, Royal Dutch/Shell anunció un traspaso de 4.000 millones de barriles equivalentes de petrolero (MBOE) de reservas probadas a probables⁷⁷. Esta sobreestimación de sus reservas en un 20% no sólo impactó en el valor de sus títulos en Holanda y Londres sino que provocó el despido del entonces presidente del grupo Philip Watts y el inicio de una investigación por parte de las autoridades holandesas y estadounidenses (SEC) por la presunta intencionalidad en el manipuleo de la información sobre sus reservas de hidrocarburos. A la fecha dicha investigación se encuentra cerrada por parte de la justicia norteamericana.



Gráfico 10 – Evolución de la cotización de Shell en la NYSE por la recategorización de sus reservas en el 2004



Fuente: Datos obtenidos de <http://finance.yahoo.com>

Referencias⁷⁸:

- Nota 1): 09 de enero de 2004 – Shell recorta el 20% de sus reservas de petróleo y gas natural.
Nota 2): 19 de febrero de 2004 – Shell informa que la SEC ha iniciado una investigación formal.
Nota 3): 03 de marzo de 2004 – Renuncia el presidente del Grupo Sir. Philip Watts.

Por su parte CAPEX S.A., la compañía controlada por CAPSA solicitó en febrero de 2006 un informe a la consultora Netherland, Sewell & Associates sobre el impacto de ciertos decretos que emitió el gobierno de Neuquén en relación a la devolución de las áreas concesionarias. Esto llevó a que la sociedad considerase prudente calcular sus reservas

⁷⁷ The Wall Street Journal, "Shell vuelve a revisar sus reservas a la baja", El Nacional, 19 de marzo de 2004.

⁷⁸ Thomson Financial Datastream; Wall Street Journal Europe Research - El Nacional – 11 de abril de 2004.



hasta el 2016, fecha del fin de la concesión, sin tener en cuenta la posible prórroga por 10 años que permite la Ley de Hidrocarburos. De acuerdo con un comunicado enviado a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, "la sociedad considera prudente asumir que la provincia pretenderá explotar dichas áreas a partir del 2016, existiendo un alto grado de incertidumbre sobre el otorgamiento del plazo de prórroga por parte del Poder Ejecutivo Nacional"⁷⁹.

Esto trae como consecuencia una disminución en el perfil de reservas y producciones y por lo tanto al momento de analizar la recuperabilidad de sus activos y la viabilidad de una inversión, deberá considerar un horizonte de ingresos reducido a la cantidad de años reales de concesión.

5. Aspectos claves en la valuación de una empresa petrolera

Considerar el sector donde opera la compañía resulta de importancia al momento de pretender valuarla ya que los sectores van teniendo distintos valores, según el grado de atracción que los mismos ejercen en el mercado. No es lo mismo valorar una compañía petrolera, que una empresa de consumo masivo. Esto se demuestra en la performance de las distintas compañías en los diversos sectores.

Tabla 8 – Performance de los distintos sectores según el Broad Global Market Americas Index - 2008

Sector	Cantidad de compañías representadas	Performance (YTD) al 30 de junio de 2008
Energy	337	+11.88%
Materials	367	+7.96%
Utilities	154	-5.03%
Consumer Staples	188	-8.30%
Information Technology	606	-11.67%
Industrials	541	-12.34%
Telecommunication Services	85	-13.59%
Health Care	470	-13.73%

⁷⁹ Instituto Argentino de Petróleo y Gas, Petroleras comienzan a revisar a la baja su nivel de reservas, Revista Petroquímica, Petróleo, Gas & química, Edición 214, agosto 2006, Pág. 90.



Consumer Discretionary	606	-14.98%
Financials	808	-23.86%

Fuente: Datos obtenidos de la revista Business Week en <http://investing.businessweek.com>.

El Wall Street Journal determinó un crecimiento de la industria petrolera en un 6% en el año 2008, en términos de resultados reportados por las 239 empresas del sector más representativas, de acuerdo con el siguiente detalle:

Tabla 9 – Composición de empresas petroleras por sector y variación de resultados en el primer trimestre de 2008

Cantidad	Sector	1Q08 (en MUSD)	Variación
124	Compañías no integradas: E&P ⁸⁰	5.469.543	-22%
6	Compañías integradas ⁸¹	21.337.751	14%
74	Equivalentes de petróleo y servicios	7.397.751	20%
21	Gasoductos	1.152.062	-9%
4	Equipamientos	-299	
10	Fuentes alternativas	-88.589	
239	Total	35.268.219	6%

Fuente: Datos obtenidos del Wall Street Journal

Esto demuestra incluso que dentro de la propia industria, no todos los sectores presentan una misma performance, incluso algunas con tendencias contrarias.

De acuerdo a lo comentado por el Dr. Carlos Olivieri, director y ex CFO de Repsol YPF para Argentina, Brasil y Bolivia, la manera de entender estos comportamientos y valorar una empresa del sector, es a través de cuatro aspectos clave, en sentido decreciente de importancia; a saber:

⁸⁰ Las compañías no integradas son las dedicadas a una de las siguientes etapas: upstream (E&P por sus siglas en inglés Exploration and Production), midstream (transporte) y downstream (refinería y comercialización). En Argentina podría ser Total Austral para el upstream y Shell para el downstream.

⁸¹ Las compañías integradas son aquellas que se dedican tanto al upstream como al downstream. Ejemplo de ellas son Repsol YPF, Exxon y Petrobras.



1. Análisis de las reservas de hidrocarburos,
2. Análisis de los resultados,
3. Valuación del mercado a través de los exchange-traded funds (ETF),
4. Análisis de los Fundamentals.

5.1 Análisis de las reservas y sus factores relacionados

De acuerdo con el entrevistado, las reservas de hidrocarburos es el aspecto clave a considerar al momento de valorar una compañía petrolera.

La performance de estas compañías está atada a factores de oferta, a través de nuevos descubrimientos y de demanda que afectan en el precio del crudo y del gas, pero de diferente manera de acuerdo con el sector de la industria de que se trate. Esto depende si la empresa sólo se dedica a la exploración y producción, en donde precios altos la podría favorecer, mientras que para las refinadoras, este mismo hecho la podría dañar, a través de un aumento del costo de las materias primas. Para las compañías integradas (que abarcan ambas etapas), los efectos de las fluctuaciones en los precios podrían mitigarse.

Analizar el mercado es el primer paso. Para ello observamos en el siguiente cuadro la evolución de las reservas probadas en las empresas del mercado americano desde el año 2003 hasta el 2007.

Tabla 10 – Evolución de las reservas probadas de crudo y gas de 40 empresas con presencia en el mercado americano desde 2003 al 2007

Billón de barriles de crudo. Trillón de pies cúbicos de gas.	2003		2004		2005		2006		2007	
	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas
Saldos al inicio del año	16.2	92.0	15.9	94.3	15.3	100.0	15.8	115.3	16.1	129.5
Incrementos:										
-Extensiones y descubrimientos	0.6	8.3	0.5	9.6	0.5	11.3	0.5	13.3	0.6	14.4
-Recuperación de reservas	0.3	2.2	0.3	1.1	0.5	1.9	0.3	1.9	0.3	0.8
Revisiones	(0.1)	(0.7)	(0.1)	(0.6)	0.2	4.9	(0.3)	(3.6)	0.5	5.9
Producción	(1.3)	(9.0)	(1.2)	(8.8)	(1.2)	(8.7)	(1.2)	(9.5)	(1.2)	(10.2)
Compras	0.6	4.6	0.6	6.3	0.8	7.0	1.1	13.5	0.4	6.3
Ventas	(0.5)	(3.1)	(0.5)	(1.9)	(0.2)	(1.2)	(0.2)	(1.4)	(0.6)	(7.9)
Saldos al final del año	15.9	94.3	15.3	100.0	15.8	115.3	16.1	129.5	16.1	138.6

Fuente: Datos obtenidos del Global E&P benchmark study, US preview report, Ernst & Young, Junio 2008.

Una vez observado el mercado en general, la revisión de los factores operativos constituye el segundo paso. Un inversor debe analizar la información que éstos brindan para



entender el potencial de la compañía en el mercado y sus perspectivas en el futuro, como ser la vida útil por reservas, el porcentaje de su reemplazo, sus costos de exploración y desarrollo, entre otros para una empresa netamente productora, mientras que para las comercializadoras, los factores a considerar se centralizarían en los márgenes comerciales y de refinería.

Las principales empresas con presencia en el mercado americano que lideran la lista de mayor cantidad de reservas de crudo y gas en el año 2007 fueron BP (British Petroleum) y Exxon Mobil⁸². Ejemplificamos el análisis de los factores operativos a través de estas empresas. Incluimos a Repsol YPF y Shell por sus antecedentes en la revisión de reservas y a Petrobras, por resultar interesante observar el impacto de sus recientes descubrimientos en los ratios de referencia.

Dentro de estos ratios particulares de la industria extractiva (*upstream*), los costos de exploración, desarrollo y producción de reservas son los que distinguen al commodity por su precio, más que por su marca o su calidad, aunque esta última se deba contemplar en cualquier análisis comparativo.

El analista y/o inversor puede encontrar esta información en los formularios (Form 10-K o 20-F) que las empresas presentan ante la SEC (organismo regulador de las empresas cotizantes en Estados Unidos). Las mismas incorporan en sus estados contables una nota que trata específicamente el tratamiento de sus reservas probadas de hidrocarburos.

Tabla 11 – Evolución de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de crudo y gas de Exxon Mobil, BP, Petrobras, Repsol YPF y Shell al 31 de diciembre de 2007

Millones de barriles de crudo ⁸³ . Billón de pies cúbicos de gas.	Exxon Mobil		BP		Shell		Petrobras ⁸⁴		Repsol YPF	
	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas
Saldos al inicio del año	8.194	32.480	5.893	42.168	3.270	30.058	9.418,1	11.765,9	1.059,3	8.718,3
Incrementos:										
-Extensiones y descubrimientos	178	310	187	742	158	1.053	102,3	852,9	26,7	9,9
-Recuperación de reservas	25	1	131	499	33	-	25,3	11,5	7,5	-
Revisiones	583	2.813	(204)	497	4	(864)	666,8	586,1	28,8	566,7
Producción	(801)	(2.683)	(454)	(2.801)	(510)	(2.177)	(659,7)	(736,6)	(176,1)	(1.140)
Compras	-	9	33	132	-	1	1,2	-	5,2	1,7
Ventas	(435)	(320)	(94)	(107)	(204)	(5.246)	(1,2)	-	-	-
Saldos al final del año	7.744	32.610	5.492	41.130	2.751	22.825	9.552,8	12.479,8	951,5	8.156,1

⁸² Global E&P benchmark study; US preview report, Junio 2008, Ernst & Young.

⁸³ Incluye crudo, condensado y gas licuado.

⁸⁴ Corresponde a Petróleo Brasileiro SA. En las cifras barriles equivalentes se incluyen 482,7 MBOE totales (267,4 MBOE probadas y 215,3 MBOE no desarrolladas) correspondiente a Petrobrás participaciones S.A.).



Probadas totales en MBOE ⁸⁵	21.757	12.583	10.826	11.799 ⁸⁶	2.404
- Desarrolladas	13.222	6.361	5.538	7.107	1.400
- No desarrolladas	8.535	6.222	5.288	4.692	1.004

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de los Form 10-K / 20-F de las respectivas empresas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2007 publicados en <http://www.sec.gov>

Exxon Mobil, la empresa integrada petrolera representativa del mercado americano, indicó en sus estados contables al 31 de diciembre de 2007 que la estimación de sus reservas probadas se encontraba en progreso basado en evaluaciones técnicas rigurosas, estimaciones comerciales y de mercado y análisis de resultados de pozos. Aún más, la Compañía consideró como reservas probadas a aquéllas involucradas a proyectos que ya han recibido el apoyo financiero necesario para su desarrollo.

Las otras compañías también aclaran la subjetividad en sus cálculos, más allá que la falta de certidumbre es propia de la definición de reservas probadas.

Teniendo en cuenta estos datos, es posible analizar factores propios de la industria, como los siguientes:

- **Volumen de producción:** La producción de hidrocarburos tiende a fluctuar, año tras año, dependiendo del precio del crudo y del gas como de los proyectos particulares de cada compañía. Algunos estudios, como el de Standard&Poor's⁸⁷, consideran que la producción en Norteamérica tiende a ser más sensible a las variaciones del precio comparada con la producción internacional. Lo explican a través de la existencia de empresas de exploración y producción independientes focalizadas en proyectos más pequeños, mientras que las empresas internacionales tienden a trabajar en mega proyectos de largo plazo. Por otro lado, es de destacar que la producción depende no sólo del precio, sino también de la política de producción de la empresa, e incluso de la región, en donde la capacidad de transporte existente, la situación fiscal y política del momento, los vencimientos de las concesiones, etc. fijan las pautas para establecer el nivel de producción. Esto le sucede, por ejemplo, a las empresas productoras de gas del sur argentino, en donde la capacidad de transporte hacia los polos industriales es limitada y la exportación a Chile se encuentra altamente regulada e incluso interrumpida, como por ejemplo ha sucedido con Methanex en Chile, para la elaboración de metanol.

⁸⁵ Expresado en millones de barriles equivalentes de petróleo (MBOE).

⁸⁶ La conversión de pies cúbicos de gas natural a barriles equivalentes de petróleo es el siguiente: 1 billón de pies cúbicos = 0,18 MBOE.

⁸⁷ Op. Cit. nota 68.



- **Reemplazo de reservas:** El ratio también conocido como el ratio de reemplazo de producción indica hasta qué punto la misma es reemplazada por la adición de reservas probadas.

Como se observa en el cuadro precedente, las empresas tienen una mayor producción que las reservas que generan en ese mismo año, lo que demuestra la tendencia decreciente mundial, en contraposición con la creciente demanda. Se evidencia que Petrobras es la empresa actual con mejores perspectivas en este sentido.

Shell indica en sus estados contables al 31 de diciembre de 2007 que el reemplazo de reservas afectará la habilidad de la compañía en continuar o incrementar los niveles de producción y que cambiará el cash flow operativo. Aclara además que requiere tomar medidas para poder mantener o incrementar la producción y el cash flow futuro, entre ellas el desarrollo de nuevos yacimientos, la aplicación de nuevas tecnologías, procesos de recuperación de los campos existentes y realizar adquisiciones. Concluye enumerando los riesgos involucrados para poder cumplir con este objetivo: incertidumbre en las actividades exploratorias, demoras o interrupciones operativas, geología, disponibilidad de nuevas tecnologías y recursos entrenados, capacidad ingenieril, potenciales mayores costos y cambios fiscales, regulatorios y políticos.

Por su parte, Repsol YPF agrega en sus respectivos estados contables del año 2007 que la compañía enfrenta una gran competencia en la licitación de nuevas áreas potencialmente productoras de crudo y gas. Esto podría llevar a YPF a no obtener los bloques deseados o bien a adquirirlos a un mayor precio y por lo tanto la producción posterior la tornaría no económicamente viable.

- **Ratios de performance de exploración y producción:** Se refieren a los costos de exploración, desarrollo y explotación de reservas. Aquí las empresas hacen mención a la cantidad de pozos productores existentes, el costo por barril, el total de costos de exploración y producción insumidos en el año, etc.



Tabla 12 –Indicadores de performance del upstream de Exxon Mobil, BP, Petrobras, Repsol YPF y Shell al 31 de diciembre de 2007

	Costo por barril (USD/BOE)	Número de pozos de explotación	Ratio de reemplazo de reservas (Pdev)	Ventas upstream (MUSD)	Costo ⁸⁸ total invertido (MUSD)
Exxon Mobil	7,14	26.253	101%	65.055	10.033
BP	9,47	26.775	99%	47.636	7.286
Shell	7,78	12.522	68%	53.308	13.170
Petrobras	s/d	6.185	s/d	37.026	13.645
Repsol YPF	9,75	13.551	s/d	11.347	4.515

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de los Form 10-K / 20-F de las respectivas empresas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2007 publicados en <http://www.sec.gov>.

- **Ratios de refinería y comercialización:** estos indicadores son propios de aquellas empresas que se dedican, aunque no exclusivamente, a la etapa del downstream. BP utiliza un indicador global del margen de refinería (en inglés Global Indicator Refining Margin – GIM), que es un promedio de la capacidad de refinería de crudo de cada región. Este margen se expresa en barriles y se relaciona con el concepto de “*crack spread*”. Esto es, la diferencia entre el precio del petróleo crudo y los productos derivados del mismo (ya refinados). Es decir, el margen de ganancias que una refinería espera obtener al refinar (realizar “*cracking*”) las moléculas de los hidrocarburos.
- **Otros factores:** los estados contables de las empresas analizadas, incorporan datos relacionados con sus precios promedios de venta (distinguido por tipo de producto), el precio promedio de cotización del commodity, ventas de productos refinados, etc.

5.2 Análisis de los resultados

El análisis de los resultados de una compañía petrolera opera desde diversos ángulos, dependiendo el aspecto a resaltar en dicho análisis: ventas, margen operativo, capitalización, ratios de performance, cash flows y ganancia por acción; todas ellas en relación con las actividades de exploración y producción (E&P).

De acuerdo con el estudio realizado por Standard&Poor's sobre empresas petroleras⁸⁹, los resultados de las operaciones, expresado en acciones (EPS - *earnings per share*) es el indicador más utilizado por los analistas. Sin embargo, existen ciertas partidas

⁸⁸ Incluye costo de exploración y explotación de crudo y gas natural. No incluye depreciación ni impuestos.

⁸⁹ Op. Cit. nota 68.



que no involucran fondos, como las depreciaciones y amortizaciones, que distorsionan ese EPS. Es por ello que el cash flow brinda una mayor información para conocer de dónde proviene el dinero y hacia dónde va. Lo importante aquí es indicar cuánto de ese flujo de fondos proviene de resultados recurrentes y cuánto de ajustes contables u operaciones extraordinarios. Esto demuestra que es su flujo de fondos, y no sus resultados, lo que determina de qué forma una compañía podrá afrontar sus operaciones futuras.

Las compañías petroleras internacionales, presentan en sus estados contables anuales, información complementaria, relacionada con el flujo de fondos futuros de sus actividades de E&P. Por la norma contable internacional (SFAS 69), existen ciertos supuestos a considerar para permitir que dicha información sea comparable, como ser: tasa de descuento establecida en un 10% anual, precio y costos de cierre, tipos de cambio de cierre, alícuotas impositivas actuales y en especial que los ingresos y costos involucrados en ese cash flow sean solamente los relacionados con reservas probadas.

Tabla 13 –Cash flow relacionado con las actividades del upstream de Exxon Mobil, BP, Petrobras, Repsol YPF y Shell al 31 de diciembre de 2007

(En millones de U\$S)	Exxon	BP	Shell	Petrobras	Repsol ⁹⁰
Cash inflow futuro	789.014	679.700	346.311	833.674	89.918
Costos de producción futuros	177.288	193.900	96.321	281.693	27.658
Costos de desarrollo futuros	63.749	51.600	49.898	38.962	5.561
Efecto fiscal futuro	296.667	162.000	103.746	177.548	22.429
Cash flow neto futuro	251.310	272.200	96.346	335.471	34.270
Descuento 10%	128.698	126.000	41.987	156.479	12.087
Cash flow descontado	122.612	146.200	54.359	178.992	22.183

Fuente: Datos obtenidos de los Form 10-K / 20-F de las respectivas empresas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2007 publicados en <http://www.sec.gov>

La explicación de la variación anual del cash flow es la siguiente:

⁹⁰ El Form 20-F de Repsol YPF S.A. expresado en millones de euros. A fines comparativos, se convirtió a dólares utilizando el tipo de cambio de cierre EUR 1,4603/U\$S.



Tabla 14 – Variación del cash flow relacionado con las actividades del upstream de Exxon Mobil, BP, Petrobras, Repsol YPF y Shell del ejercicio 2007

(En millones de U\$S)	Exxon	BP	Shell	Petrobras	Repsol ⁹¹
Al 31 de diciembre de 2006	86.852	90.600	19.774	99.556	13.541
* Cambios netos en los costos de producción y precios	108.967	102.100	10.863	116.061	7.439
* Extensiones, descubrimientos y recuperación de reservas	-1.680	12.300	1.441	5.897	987
* Compras y ventas de reservas existentes	-	-700	-	-1	-
* Revisiones de estimaciones de reservas	15.855	-12.200	1.692	16.033	1.159
* Costos de desarrollo relacionados con producción futura	-	-7.800	-2.157	-7.390	-1.477
* Ventas y transferencias de crudo y gas, neto de costo de producción	-51.093	-28.300	-5.790	-28.422	-3.965
* Costos de desarrollo incurridos en el ejercicio	9.668	9.400	1.206	9.060	826
* Efecto descuento	15.267	9.100	-602	10.256	-412
* Efecto fiscal neto	-61.224	-28.300	-4.245	-42.058	-2.907
Al 31 de diciembre de 2007	122.612	146.200	22.183	178.992	15.191

Fuente: Datos obtenidos de los Form 10-K / 20-F de las respectivas empresas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2007 publicados en <http://www.sec.gov>

5.3 Valuación del mercado a través de los Exchange-Traded Funds

Los ETF (Exchange Traded Funds) son fondos de inversión que tienen la particularidad de que cotizan en bolsa, igual que una acción, pudiéndose comprar y vender a lo largo de una sesión al precio existente en cada momento sin necesidad de esperar al cierre del mercado para conocer el valor liquidativo al que se hace la suscripción o reembolso del mismo⁹².

Este instrumento de inversión permite reproducir con un grado de aproximación el rendimiento de diversos índices que representan mercados (NASDAQ, NYSE), sectores específicos de la economía (energía, tecnología, etc.) y principales empresas de los países.

Estos fondos cotizantes permiten diversificar un portafolio de inversión internacionalmente. En este sentido, una cartera diversificada globalmente puede

⁹¹ Idem 78.

⁹² Exchange Traded Funds (ETF), Temas de actualidad, N°93, Noviembre de 2000.



proporcionar las posibilidades de apreciación de capital ofrecidas por mercados en rápido crecimiento y por algunas de las compañías más prósperas del mundo.

De acuerdo con el entrevistado Dr. Carlos Olivieri, estos fondos son los que más han crecido en el mercado bursátil americano en estos últimos años. Por ello, conocer su valor constituye un elemento a la hora de saber cuanto vale una empresa en el mercado.

Particularmente en la industria petrolera, podemos nombrar a los siguientes fondos:

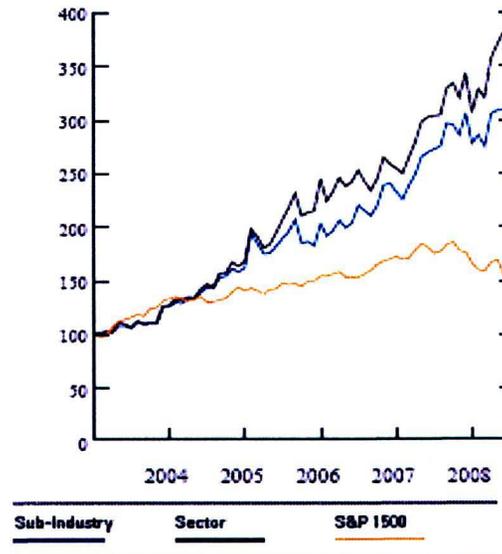
- El **Dow Jones US Energy** (símbolo: IYE) es un ETF que invierte en acciones petroleras integradas y de servicios relacionados, siendo las mayores tenencias Exxon Mobil (25%), ChevronTexaco (11.5%) y empresas como Schlumberger (7.57%). En los primeros siete meses del año 2008 IYE ganó 11,12%.⁹³
- Otro ETF a considerar es el **Standard & Poor's Global Energy Sector Index Fund** (símbolo: IXC). Este fondo agrupa acciones de empresas petroleras integradas, con la mayor tenencia en Exxon (14.37%), y participaciones en British Petroleum (6.55%), Total (6.23%), RoyalDutch Shell (7.51%), Chevron Texaco (5.91%) y Eni SpA (2.85%). Este fondo invierte el 90% de sus activos en títulos con características propias del sector. De enero a julio de 2008, el IXC ganó 8,42 por ciento.
- La valuación de los **Oil Service Holders** (símbolo: OIH) deriva del valor del WTI (precio del commodity en el mercado americano) de los futuros de crudo comercializados en el mercado de Nueva York. El rendimiento al 31 de julio de 2008 fue del 17,54%.
- El **Energy Select SPDR** (símbolo: XLE) agrupa acciones de empresas petroleras como Exxon (15.7%), ConocoPhillips (8%), Occidental Petroleum (4.4%), entre otras. Este fondo invierte el 95% de sus activos en acciones bajo índices del sector. De enero a julio de 2008, el XLE ganó 12,10%.

Los ETF que presentan un mayor retorno a agosto 2008 corresponden al sector dedicado a recursos naturales, en particular al gas natural.

⁹³ Yahoo Finance, ETF Center, agosto 2008 en <http://finance.yahoo.com/etf>.



Gráfico 11 – Performance del sector energético de S&P 1500
y la subindustria: empresas integradas de petróleo y gas al 30 de junio de 2008



Fuente: Datos obtenidos del Stock Report del 5 de Julio de 2008 de Standard&Poor's.

5.4 Análisis de los Fundamentales

Como mencionamos en el capítulo anterior, este análisis se basa en la estimación por diferentes métodos del valor intrínseco de la acción. Estos índices permiten comparar a las distintas empresas del sector entre ellas y con la media de mercado para comprender su salud financiera y construir las bases para su valuación.

Exxon Mobil es la empresa privada petrolera de mayor envergadura del mercado por sus resultados y ventas, de acuerdo con los datos de la tabla 15.

El **valor de la acción** depende de los mercados y por ende no tiene una solidez teórica que explique su valor, más que las expectativas de los inversores o ciertos acontecimientos que pueden hacer variar su valor, como lo hemos analizado a comienzos de este capítulo. Aquí se involucra el análisis por technicals. El **valor de mercado** surge de multiplicar ese valor unitario por la cantidad de acciones de la compañía.

En términos de crecimiento en ventas y resultados (expresando en 5 años), Petrobras es una de las mejores posicionadas. En el mismo sentido se encuentra el **margen de resultado neto** (ventas/resultado neto), el cual indica un 16,20%, superando en más de 6 puntos a Exxon Mobil.



El denominado **“short interest”** es un índice que indica si el valor de la acción tenderá a subir o no en el corto plazo. Se calcula dividiendo el total de acciones vendidas “shorted shares” por el promedio diario de trading en la bolsa. Este tipo de acciones son aquellas vendidas por los inversores con la intención de recomprarlas luego a un precio menor. Un índice mayor a 2 puntos, como ocurre con Shell y ConocoPhillips indicaría una tendencia futura alcista de su valor en el corto plazo.

El **earning per share (EPS) growth** corresponde a estimaciones realizadas por analistas de Wall Street⁹⁴ sobre el crecimiento de este índice. El **forward EPS**, por su parte, se calcula dividiendo el más reciente valor de la acción por su último EPS estimado.

El **PEG** es el price/earnings-to-growth ratio (Precio/beneficio a crecimiento) y se calcula dividiendo el P/E por su **projected long-term earnings growth rate**. Este índice muestra la relación existente entre el precio de la acción, el EPS y el ratio al cual los resultados esperan que crezcan. A diferencia del P/E, el PEG es utilizado para comparar compañías disímiles al ajustarse al ratio de crecimiento de cada una de ellas. Un ratio bajo nos indica que la acción está infravalorada en bolsa. Un ratio elevado nos indica que la acción está sobrevalorada.

El **Precio/ventas** indica lo que vale una firma por cuánto vende, mientras que el **precio/cash flow** relaciona la capitalización bursátil con el cash flow (beneficio neto más amortizaciones) el cual intenta aislar el efecto discrepante de diversas políticas posibles de amortización.

El valor de mercado de las acciones de las compañías citadas superan sus respectivos valor de libros, en especial en Exxon, lo que refleja que cada vez más el mercado para valorizar una empresa se aleja de sus valores de libros. El porcentaje mayor a 1 está indicando la llave que el mercado está pagando para ingresar como inversor de la empresa, y este valor crecerá en la medida que la utilidad neta/patrimonio neto supere el rendimiento mínimo de una inversión de similar riesgo.

En cuanto al **retorno sobre el patrimonio neto (ROE) y sus activos (ROA)**, Exxon muestra una mayor eficiencia en el empleo de su patrimonio neto y activos comparado con el resto de las compañías.

⁹⁴ Información provista por Zacks Investment Research.



El **dividendo por acción** que paga una compañía dependerá de sus ganancias y de las posibilidades de reinversión de las mismas así como de su situación financiera. Cuando se trata de una inversión que apuesta al futuro, los inversores retiran un porcentaje bajo de utilidades. La relación entre el dividendo distribuido y la ganancia se denomina **pay out ratio**.

La **Beta** mide el riesgo incremental que aporta una acción a una cartera de valores diversificada. Esto es equivalente a medir la sensibilidad de la rentabilidad de una acción a los movimientos del mercado.

Tabla 15 – Ratios de siete empresas integradas multinacionales del sector petrolero al 31 de marzo de 2008

\$ = dólar estadounidense	REPSOL YPF SA	BP PLC	Exxon Mobil Corp.	CONOCO PHILLIPS	Chevron Corp.	Royal Dutch Shell'A'ADS	PETROLEO BRASILEIRO SA
Valor de la acción	33.80	61.57	81.70	81.98	82.56	72.50	53.10
Valor de mercado	\$41,265 mil	\$193,715 mil	\$431,678 mil	\$126,450 mil	\$170,766 mil	\$126,376 mil	\$134,697 mil
Ventas	\$75,727 mil	\$314,149 mil	\$452,570 mil	\$190,574 mil	\$238,623 mil	\$396,604 mil	\$95,677 mil
Resultado neto	\$4,513 mil	\$23,800 mil	\$42,220 mil	\$12,484 mil	\$19,141 mil	\$33,133 mil	\$15,480 mil
5 años - Growth ventas	13.86%	5.26%	14.57%	17.78%	15.85%	NA	29.30%
5 años - Growth resultado	18.27%	23.56%	24.85%	32.00%	36.17%	NA	28.85%
Margen de resultado neto	6.10%	7.70%	9.90%	8.40%	8.50%	8.40%	16.20%
Short Interest	1.8	2.2	1.7	2.7	2.4	2.7	1.9
Proj. Long-Term EPS Growth (%)	6.0%	3.5%	NA	7.5%	2.0%	7.8%	7.0%
Forward P/E	7.6	7.3	8.3	6.2	6.5	6.8	11.0
PEG	1.26	2.09	NA	0.83	3.25	0.86	1.57
Precio/ventas	0.50	0.60	1.00	0.70	0.70	0.60	2.40
Precio/cash flow	4.70	5.50	8.20	NA	6.30	4.70	10.50
Price/Valor de libros	1.50	2.00	3.50	1.40	2.20	1.00	1.90
ROE	17.50%	25.60%	35.20%	14.30%	25.10%	27.30%	24.80%
ROA	6.90%	10.20%	17.50%	7.10%	13.20%	12.50%	12.50%



Dividendo	\$1.21	\$3.25	\$1.60	\$1.88	\$2.60	\$2.72	\$0.07
Dividend Yield	3.58%	5.28%	1.96%	2.29%	3.15%	3.75%	0.13%
Payout Ratio	20.5%	36.7%	18.2%	16.0%	25.6%	23.1%	19.1%
Total Return (12-mos)	-6.9%	-7.1%	-2.3%	3.6%	-0.4%	-3.3%	66.2%
Total Return (3-yr)	31.0%	4.9%	45.8%	38.4%	53.4%	29.8%	317.9%
Beta	1.2	0.9	0.9	0.8	0.9	1.3	1.3
Recomendación analistas	Compra moderada	Compra fuerte					

Fuente: Datos obtenidos de <http://www.smartmoney.com>

Al pie del cuadro se observa la recomendación brindada por los analistas bursátiles de StartMoney.com, el cual sugiere comprar acciones de Petrobras frente a las otras compañías del sector comparadas, debido principalmente a su buena perspectiva de futuro evidenciada por los siguientes motivos:

- Mayor cantidad de extensiones, descubrimientos y reestimaciones de reservas durante el año 2007 (U\$S 21.9 millones como se observa en la tabla 14);
- Mayor cash flow descontado, en particular en cuanto al costo de producción futura y sus ingresos futuros derivados de la actividad de exploración y producción (E&P) de reservas probadas (U\$S 178.9 millones en la tabla 13). Es decir, la compañía, a pesar de no ser una de las de mayor magnitud en ventas del sector (relacionado con la actividad E&P), su cash flow indica su estrategia de inversión a futuro;
- La compañía que más invirtió durante el año 2007 en la actividad E&P (U\$S 13.645 millones, como surge de la tabla 12);
- Una de las empresas con mayor retorno y crecimiento de sus ventas en el primer trimestre del año 2008.

Sin embargo, cabe aclarar que en términos de reservas actuales declaradas, Exxon Mobil sigue siendo la favorita, lo que se ve reflejado en su valor de mercado.



A raíz de la crisis internacional ocurrida hacia fines del año 2008, los principales indicadores han variado pero el posicionamiento de liderazgo de Exxon Mobil frente al resto de las petroleras privadas integradas no se ha modificado. A título ilustrativo incluimos a continuación el valor de mercado de las compañías analizadas a abril de 2009.

Tabla 16 – Valor de mercado, ROE y ROA de siete empresas integradas multinacionales del sector petrolero al 17 de abril de 2009

\$ = dólar estadounidense	REPSOL YPF SA	BP PLC	Exxon Mobil Corp.	CONOCO PHILLIPS	Chevron Corp.	Royal Dutch Shell'A'ADS	PETROLEO BRASILEIRO SA
Valor de mercado	\$22,964 mil	\$125,275 mil	\$329,854 mil	\$59,461 mil	\$132,321 mil	\$76,190 mil	\$63,134 mil
ROE	16.90%	21.50%	37.20%	-20.60%	28.60%	28.20%	27.70%
ROA	6.80%	8.40%	17.90%	-9.70%	14.90%	12.40%	14.10%

Fuente: Datos obtenidos de <http://www.smartmoney.com>

5.5 Los riesgos involucrados en la valuación

Los riesgos están incorporados a la decisión de negocios, por lo tanto conocerlos es el primer paso para lograr un exitoso manejo de los mismos y construir un modelo de negocios que permita responder rápidamente a ellos mismos, minimizando los errores que pudieran existir al no considerarlos o al subestimar sus efectos.

Más allá de los riesgos propios a toda valuación, como podría ser el WACC a utilizar en el descuento de los flujos de fondos, focalizamos aquí los riesgos que consideramos propios de la industria petrolera.

De la encuesta exploratoria realizada a empresas del sector, organizaciones dedicadas a la valuación de empresas y consultoras, se obtuvo que el 53% de ellos considera que la incertidumbre en el cálculo de las reservas es el principal riesgo a la hora de evaluar un proyecto de inversión en esta industria, seguido por el aspecto económico-político y social del país con un 29%. Este último adquiere mayor importancia si nos focalizamos en empresas ubicadas en la República Argentina.



Incertidumbre en el cálculo de las reservas: la posibilidad que poseen estas compañías para alcanzar sus objetivos depende fuertemente de su habilidad para obtener nuevas concesiones exploratorias y del descubrimiento de reservas adicionales, tanto como del desarrollo exitoso de las reservas existentes. El costo de perforación de pozos (*drilling costs*) son inciertos al momento de la exploración del área debido a factores fuera de su control (condiciones de perforación inesperadas, fallas en equipamientos y accidentes, retrasos en obtener equipos, como los rigs). Estos costos son aún mayores en el caso de perforación en aguas profundas.

Por otro lado, el cálculo propio de las reservas es muy subjetivo, aunque cada vez más regulado por distintas normativas, aunque no se asegura su cuantía en etapas preliminares de exploración. Las reservas probadas de crudo y gas expuestas en los estados contables anuales son cantidades estimadas con razonable certeza en base a reservorios conocidos bajo condiciones económicas y operativas existentes. Estas reservas se esperan puedan ser recuperadas a través de pozos y métodos existentes. Sin embargo cabe la posibilidad de que haya reestimaciones a la baja de estas reservas, lo que repercutiría en la producción futura con resultados adversos en las condiciones económicas y operativas para la compañía en cuestión.

Uno de los puntos principales que forma parte del cálculo de reservas es el precio estimado de venta. La mayoría de las ventas de estas empresas provienen precisamente de las ventas de crudo, gas y sus derivados, cuyos precios no son controladas por ellas. El precio promedio del crudo (Brent) para el año 2007 y 2006 fue de U\$S 72.52 y U\$S 54.38 por barril, respectivamente. En lo que respecta al año 2008, el precio (WTI) superó los U\$S 100 por barril y disminuyó a los U\$S 40 a principios del año 2009.

Los factores que pueden hacer fluctuar al precio internacional del crudo son:

- el desarrollo geopolítico y económico de ciertas regiones del mundo;
- la habilidad de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) por mantener los niveles de crudo y sus precios;
- demanda de productos derivados del petróleo;
- competitividad de otras energías alternativas;
- regulaciones gubernamentales; y
- condiciones climáticas.

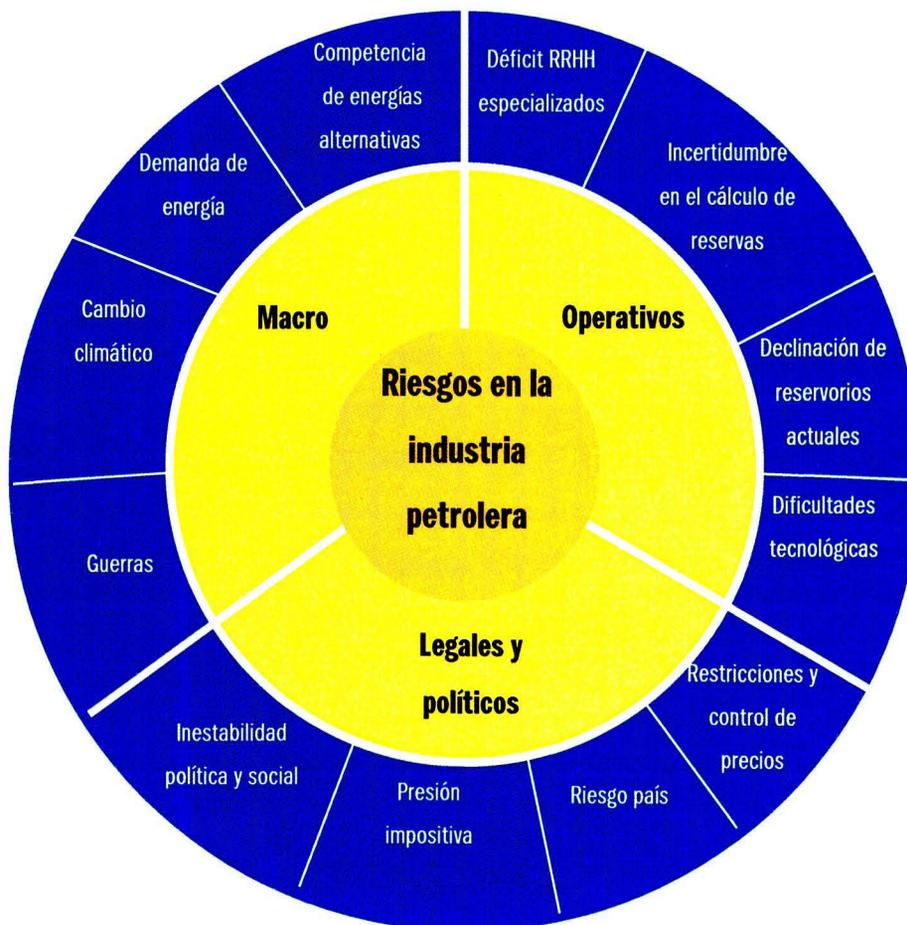
La declinación en el precio del crudo puede ocasionar efectos adversos al negocio de estas compañías, no sólo desde el punto de vista de sus ventas puramente sino también en

la valuación de sus reservas probadas y en las estimaciones de sus producciones futuras con repercusión en la recuperabilidad de sus activos fijos e inversiones realizadas.

Inestabilidad política y social del país: las operaciones de estas compañías, en particular, las de exploración y producción, pueden verse afectadas por cambios en las condiciones económicas, regulatorias, y políticas en varios países en las que operan. Esto ocurre a través de la nacionalización de las compañías, el incremento de la participación del estado como socias, imposición de nuevos impuestos y regalías, fijación de precios, etc.

También debe destacarse los actos de violencia que ocurren en ciertos países que ponen en peligro a los empleados y la continuidad de las operaciones.

Gráfico 12 – Riesgos en la industria petrolera



Fuente: Elaboración propia en base a encuestas exploratorias



Otros riesgos: además de los riesgos mencionados, en el gráfico 12 se incluyen otros que son considerados de importancia dentro del sector, destacándose el déficit en recursos humanos especializados (ingenieros en petróleo, en reservorio, geólogos, geofísicos, etc.). Se podrían agregar riesgos relacionados con el hecho de actuar con otros socios en Uniones Transitorias de Empresas o Consorcios que limitan la habilidad de la compañía en controlar sus operaciones; la competencia en el mercado para obtener las materias primas y productos innovadores; las fluctuaciones en el tipo de cambio; los litigios y contingencias, la calidad de los productos, etc.

Riesgos de tener operaciones en Argentina: los principales riesgos económicos argentinos con impacto en el mercado petrolero que menciona Repsol YPF en sus estados contables al 31 de diciembre de 2007 son los siguientes:

- limitaciones en incrementar los precios de crudo domésticos para equiparlos a los internacionales, considerando el tipo de cambio vigente;
- mayores retenciones a las exportaciones de hidrocarburos;
- política del gobierno nacional de priorizar el abastecimiento interno más allá de los montos acordados;
- restricciones a las exportaciones para satisfacer el mercado interno;
- la importación de ciertos hidrocarburos a precios internacionales de mercado para satisfacer al mercado interno a precios domésticos mucho menores;
- regulaciones impuestas por el gobierno sobre restricciones de ventas en estaciones de servicio;
- mayores impuestos sobre las ventas de nafta en el mercado interno no compensado por el aumento de precios;
- no renovación de las concesiones, muchas de las cuales vencen en el 2017;
- medidas sindicales que paralizan la producción;
- posibles conflictos por regulaciones y otros impuestos (incluyendo regalías) administradas por las provincias y por el gobierno nacional;
- la imposición de estrictas normas de calidad para los productos derivados de petróleo;
- falta de transporte desde las plantas productoras a los centros industriales; y
- depreciación del Peso Argentino frente a otras monedas puede afectar las obligaciones en moneda extranjera que posee la empresa con ingresos en nuestro país.



De acuerdo con lo comentado por el Cdor. Gabriel Ábalos, Responsable de Relaciones con Inversores de YPF S.A., el marco regulatorio argentino es la principal preocupación de los inversores en empresas petroleras de nuestro país, incluso antes que las reservas de hidrocarburos. Agrega además que el precio fijado por el gobierno para las exportaciones de crudo a través de las retenciones móviles –el Estado se queda con todo lo que excede los U\$S 42 por barril- distan bastante de los precios internacionales y por ende condiciona el flujo de fondos y la evaluación de proyectos.

Por otro lado, el alza del precio del petróleo benefició a las compañías de este sector, y también a las que están vinculadas a esa industria, como las siderúrgicas, que ganan contratos con los descubrimientos de oro negro. Esto explica por qué los papeles de Tenaris y Acindar sortearon la crisis del campo y tuvieron subas. Además el proceso de ventas de áreas marginales por parte de las grandes petroleras genera entusiasmo en el sector.

5.5.1 Reestimaciones de reservas

Las reestimaciones de reservas de hidrocarburos están íntimamente relacionadas con la incertidumbre en su cálculo. De las encuestas realizadas a personas de diversas empresas petroleras con presencia en nuestro país y consultoras internacionales surgieron distintas visiones en cuanto a las causas de estos hechos, las cuales se exponen a continuación:

Contexto político: según una fuente de YPF, *“el cálculo de las reservas depende de muchas variables y además está influenciado por presiones políticas”*. En este sentido, los encuestados de Apache y de Hidroeléctrica Piedra del Águila coinciden en que dichas variables son los cambiantes precios de los commodities y la falta de una política de estado para el sector. Por lo tanto concluyen que es posible que vuelvan a ocurrir sorpresivas reestimaciones. En este mismo sentido, una fuente de OLADE (Organización Latinoamericana de Energía con sede en Ecuador) agrega que la volatilidad en los precios, principalmente, no evitará que ocurran futuras reestimaciones de reservas.

Nuevas tecnologías: Las reservas se encuentran cada vez en lugares más remotos y de difícil acceso, como en aguas profundas, lo que dificulta su estimación. Sin embargo, una fuente de Exxon Mobil destaca que *“la ingeniería avanza todos los días, y donde antes la producción era inviable ahora es solo cuestión de aplicar las más avanzadas técnicas (por ejemplo: Sakhalin Project, Alberta Sands, etc.)”*. En este orden de ideas, fuentes de Petrolera



Entre Lomas (perteneciente al grupo Petrobras) y Shell CAPSA agregan que los mayores requisitos de información y el monitoreo de los organismos de control deberían prever las reestimaciones a la baja.

Por su parte, una fuente de BASF (grupo inversor de Wintershall Energía) indica que no habrá grandes reestimaciones ya que no cree que surjan nuevos métodos de estimación que hagan variar los números informados. *“La falta de inversiones fuertes en exploración o bien nuevas maquinarias que aprovechen de manera más efectiva lo extraído en los pozos existentes impedirían que las reservas se vean incrementadas”.*

Mala fe: de acuerdo con lo comentado por una fuente de la consultora Ernst & Young *“las compañías y sus directivos no fueron penalizados con la severidad que merecían”.* Agrega además que *“el mercado se olvida rápidamente de dichas situaciones y la especulación finalmente prevalece en post de la búsqueda de mayores rendimientos”.* Por su parte, una fuente de Total Austral (filial del grupo francés Total) agrega que *“las reestimaciones que puedan ocurrir no dependen de los reservorios, sino de las posiciones que quieran tomar las empresas frente a los accionistas. Justamente porque las empresas se valúan por sus reservas”.*

Al tratar específicamente el tema de las reestimaciones a la baja que anunciara Repsol YPF en años anteriores y cuya repercusión en el mercado hemos analizado al comienzo de este capítulo, el Cdor. Gabriel Ábalos, Responsable de Relación con Inversores de YPF S.A., enumera las causas principales que según él explicaron esta situación.

1. *Madurez de los yacimientos:* el rendimiento de las áreas de explotación no son los esperados y por lo tanto se redujeron las reservas probadas, pasando a ser probables. Este hecho tiene impacto contable ya que sólo las probadas son aceptadas por la SEC (organismo de contralor de las empresas cotizantes en la bolsa de comercio de Estados Unidos) para informar en sus estados contables y constituir la alícuota de agotamiento de sus activos fijos.⁹⁵
2. *Plazo de duración de las concesiones:* en un primer momento se consideraban para el cálculo de las reservas probadas, el plazo adicional de 10 años luego del vencimiento de la concesión que por ley el Poder Ejecutivo

⁹⁵ Cabe aclarar que la Bolsa de Comercio de Buenos Aires no realiza un control de esta información. La información relativa a reservas es solicitada por la Secretaría de Energía para fines estadísticos.



podría otorgar. Teniendo en cuenta la situación del país, esta prórroga no se la considera probable.

3. *Estatización de los reservorios*: este hecho en Venezuela produjo una disminución de las reservas probadas informadas.

Agrega además que para recuperar la confianza de los inversores, se creó en YPF una comisión de revisión de reservas, además de las periódicas auditorías internas y externas de reservas para monitorear sus cálculos y perfiles.

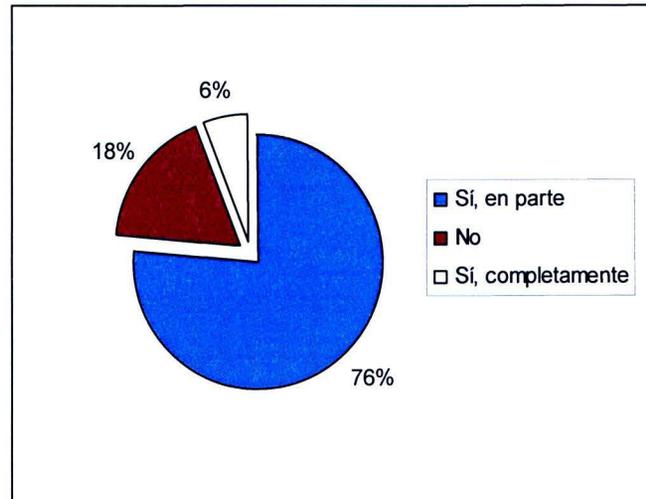
5.5.2 Cuantificación del riesgo en el método de valuación

Como hemos observado en los puntos anteriores, un poseedor de una cartera de valores se enfrenta con un riesgo, esto es, la posibilidad de que en el futuro se den situaciones distintas a las que espera para su cartera. La volatilidad y la beta son dos parámetros que miden el riesgo. La beta mide el riesgo de mercado de la cartera, mientras que la volatilidad mide el riesgo total de la cartera, es decir, el riesgo diversificable y el riesgo de mercado.

La metodología para estimar el riesgo sistemático de una compañía depende si la empresa tiene acciones con cotización pública o no. En el caso de empresas petroleras, la gran mayoría son públicas y por lo tanto su Beta puede encontrarse en servicios privados de información tales como Wilshire Associates, BARRA o Bloomberg. Para las empresas consideradas en nuestro ejemplo, se incluye la beta en la tabla 15.

En esta sección del trabajo focalizamos el análisis en cómo cuantificar los riesgos mencionados en el punto anterior.

Gráfico 13 – Posibilidad de cuantificar el riesgo



Fuente: Elaboración propia en base a encuestas exploratorias

Las posibilidades de cuantificarlo según los encuestados varían de acuerdo al riesgo, a saber:

- El **marco regulatorio** se divide en 2 partes: a) Marco Regulatorio Actual. Como en este caso se conoce, lo que restaría practicar es un supuesto de la duración del mismo. b) Marco Regulatorio Futuro. La mayoría de las veces se descarta y queda implícito en la tasa del riesgo país. Sin embargo, por el método de MonteCarlo se podría tener una estimación.
- En cuanto a **estimación de reservas**: Análisis precisos de resultados de exploración, es decir haciendo la cantidad de estudios geológicos y geofísicos necesarios y tomando la experiencia de situaciones similares en otros yacimientos. Además cuantificando el efecto del riesgo de no obtener extensiones en los plazos de las concesiones petroleras.

La mayoría de los encuestados indicó que los riesgos son considerados al determinar la tasa de interés (WACC) a utilizar en el método de valuación.

Si bien la utilización del WACC es la tasa de descuento generalizada (el 65% de los encuestados lo utiliza para descontar el flujo de fondos), la premisa de mantenimiento de la estructura de financiamiento puede no representar la realidad de un proyecto concreto. Existen otras alternativas como el método "Firm Value" en el que se consideran solamente los flujos que generan los activos de la firma, sin considerar retribuciones ni devoluciones de capital o deuda. El CAPM brinda la posibilidad de usar una tasa de descuento equivalente a



la suma del costo del dinero libre de riesgo más la rentabilidad diferencial (Risk Premium) que el mercado le pide a una inversión en acciones, multiplicado por el factor Beta unlevered (aquel Beta que sólo tiene en consideración el riesgo sistemático que genera el endeudamiento para el accionista). Tal como menciona el Dr. Carlos Olivieri, de esta forma se obtiene el valor descontado del activo al que, deduciendo el valor de mercado de la deuda financiera, nos da como diferencia el valor de mercado del patrimonio neto, el que a su vez dividido por el número de acciones, nos permite llegar el precio unitario de las mismas.

El Cdor. Gabriel Taira, gerente senior del sector de valuaciones de KPMG, indica que al calcular la WACC se tienen en cuenta, al menos, los siguientes conceptos:

- **La tasa libre de riesgo:** históricamente se utilizaba la tasa del bono americano a 30 años, aunque en la actualidad es el de 10 años el más utilizado.
- **El riesgo país:** se utiliza el que brindan instituciones como J. P. Morgan y EcoLatina. Destaca que el riesgo país que se considera no depende solamente del país en donde se realice el proyecto sino también del país en donde se compran los insumos, por ejemplo.
- **Beta:** aquí no hay un consentimiento en cuanto a considerar el historial de 5 o 10 años, semanas o meses. Dependerá de cada consultor.
- **Debt to equity:** el endeudamiento que se considera no es el que presenta la compañía en particular sino el de la industria en donde ésta se encuentre.

Asimismo agrega que existen ajustes que se le hacen a la WACC referentes a ciertas situaciones particulares, como ser: determinados riesgos por ejemplo de expropiaciones, nacionalizaciones como también al adquirir paquetes accionarios importantes o minoritarios. Estos se denominan Sales Premium y Specific Premium.

5.6 La preferencia en los métodos de valuación

El método de flujo de fondos descontados es la técnica de uso primordial entre las corporaciones; la totalidad de los asesores financieros encuestados, por su parte, lo utiliza pero complemento de otros enfoques, como la teoría de opciones.



Tabla 17 – Frecuencia en el uso del flujo de fondos descontados (FFD)

	Corporaciones	Asesores
Usa FFD como herramienta primaria	50%	57%
Usa FFD como herramienta secundaria	10%	14%
Primaria y secundaria según el caso	30%	29%
No lo utiliza	10%	-

Fuente: Elaboración propia en base a encuestas exploratorias

Los encuestados indicaron además los métodos que descartarían al valuar las empresas petroleras.

Tabla 18 – Métodos de valuación no viables

Método	Razones
Valor de libros	(a) El valor de libros no refleja el valor de los intangibles de la compañía. (b) La industria de la energía es tan dinámica que posiblemente las técnicas y regulaciones más avanzadas no pueden estar al día con la realidad de los negocios.
Valor de la acción	Está influenciado por el juego de la bolsa.
Múltiplo de ventas / Valor de la acción / EBITDA	<i>Según las corporaciones encuestadas:</i> (a) Las empresas petroleras del <i>upstream</i> quizás no tienen ventas hasta tanto no se produzca el éxito en la exploración, con lo que se estaría subvaluando. Para empresas de <i>downstream</i> podría ser aceptable. (b) El valor de la compañía está en sus reservas de hidrocarburos, en su ratio de reemplazos, ratios de costos, y potenciales incrementos de reservas. No en un múltiplo estático. <i>Según los asesores encuestados:</i> (a) Raramente se utiliza el múltiplo de ventas para compañías de energía.



	(b) No se utiliza el método de creación de valor ni el de opciones. Normalmente se utiliza el flujo de fondos descontados y el EBITDA (considerando los gastos de exploración).
Goodwill	Las compañías de energía no tienen llaves de negocio (o muy poca). El verdadero valor se encuentra en sus reservas que son su value drivers.

Fuente: Elaboración propia en base a encuestas exploratorias

El costo de oportunidad del capital invertido se introduce en el modelo actualizando los flujos al momento presente, mediante una tasa de descuento. La mayoría de los analistas calculan un WACC como tasa de descuento a usarse en el flujo de fondos.

La segunda manera de aplicar un flujo de fondos descontados es obtener el valor económico de la empresa como suma de dos flujos actualizados separados, uno para el capital propio y otro para la deuda; descontándose cada uno de estos flujos a su correspondiente tasa: este es el método del valor presente ajustado (APV, adjusted present value).

5.7 La incorporación de la incertidumbre en los métodos de valuación

De la encuesta exploratoria realizada surge que los métodos tradicionales de valuación, como el flujo de fondos descontados, no son suficientes para valorar a una empresa petrolera ya que se requiere información relacionada con las reservas probadas, ponderadas por el riesgo de poder extraerlas y explotarlas y el ratio de reposición de las mismas y la curva de producción.

Esto se traduce en que los métodos de evaluación económica, como el VAN, consideran un único escenario esperado de flujos de caja, sin poder capturar la flexibilidad futura que proporciona un proyecto o empresa, en términos de poder adaptar la estrategia estática actual a otra al momento de conocerse la resolución de alguna incertidumbre, como puede ser el valor de las reservas de hidrocarburos. Si bien sabemos que el valor de estos activos *off-balance* es estimado, a medida que avanza la tecnología y con los resultados de diversos análisis y pruebas geológicas y geofísicas, es posible estimar con mayor grado de



certeza su valor y en función de ello reconfirmar o cambiar la estrategia definida en un primer momento.

La valoración de las empresas a través de la teoría de opciones reales no trata de desplazar a estos métodos, sino que emplea el flujo de fondos descontados. Pretende incluir el valor de las opciones en su cálculo.

Si bien las opciones financieras aplican mayormente a las "comodities", existe similitud entre este tipo de transacciones y la valorización de proyectos. El valor al momento de suscribir la transacción (el precio de una acción) es el valor del proyecto hoy (su valor presente). El precio de ejercicio de la opción equivale al costo de la inversión; y el período de expiración que media entre la suscripción y el ejercicio de una opción equivale al período en que se demora la toma de decisión de inversión. Así como la transacción, en el caso de la Bolsa, está sometida a una tasa libre de riesgo a condición de que se considere la incertidumbre que afecta los retornos de los activos subyacentes, como podría ser la volatilidad de precios, en el caso de los proyectos la toma de decisiones está sometida también a una tasa similar a condición de que se incorpore el riesgo que afecta el proyecto bajo estudio (como pueden ser el precio del petróleo, las condiciones jurídicas, el tránsito exitoso de una fase a otra de un proyecto, entre otros).

Tabla 19 – Comparación entre opciones financieras y opciones reales de desarrollo de reservas petroleras

Opción de compra financiera	Opción real de desarrollo de reservas de hidrocarburos
Precio de las acciones	Valor presente neto de las reservas de hidrocarburos desarrolladas
Precio de ejercicio de la opción	Valor presente de las erogaciones para el desarrollo de reservas
Plazo hasta el vencimiento	Ejemplo: tiempo remanente de la concesión, tiempo transcurrido hasta el primer hallazgo de petróleo o gas
Tasa de interés libre de riesgo	Tasa de interés libre de riesgo
Volatilidad del precio de las acciones	Volatilidad de los flujos de fondos provenientes de las reservas de hidrocarburos
Dividendos no cobrados	Ingresos o ganancias no percibidas

Fuente: Bailey, W., Bhandari A., Faiz, Soussan, et. al., Valoración de las opciones reales, Oilfield Review, 2004.



Este paralelismo entre las opciones financieras y las reales se hace más tangible en los desarrollos petroleros y operaciones mineras por la incertidumbre propia de las distintas etapas que involucran los proyectos. Sin embargo, sólo un 6% de los encuestados lo utilizan en la práctica como herramienta primaria de valuación, aunque este número aumenta a más de un 40% si se lo considera como complemento de otras.

Estos resultados resultan razonables ya que el VAN (valor actual neto) es el punto de partida para la valuación de las opciones reales, pues se precisa del valor presente del proyecto sin opciones para calcular el valor de la opción mediante la diferencia entre éste y el valor del proyecto con flexibilidad. Por lo tanto no es un método que deba evaluarse sólo.

Gabriel Taira, gerente senior de KPMG, explica que a pesar que el flujo de fondos descontados (DCF) es el método más utilizado, ellos utilizan las opciones reales para valuar determinadas alternativas. Aún más, no le encuentra limitaciones ni falencias técnicas al método pero al no ser un método generalizado en el mercado, a la hora de explicarlo a un directivo de empresa o bien al fisco en el caso que así lo requiera, podría tornarse más dificultosa su justificación. Por ello se decide generalmente utilizar el DCF con ajustes al WACC, como son las *Sales* o *Specific Premium*.

Por su parte, el Lic. Gastón Francese, director ejecutivo de Tandem, una empresa dedicada exclusivamente a la consultoría en toma de decisiones a organizaciones que operan en ambientes complejos, dinámicos y de alta incertidumbre, con experiencia en empresas de la industria petrolera agregó el concepto del método estocástico, como un paso adelante en cuanto a los métodos determinísticos y la teoría de opciones. Si un experimento no puede diseñarse de modo que al repetirse produzca resultados idénticos, entonces los datos que producen se consideran de naturaleza estocástica. Aquí se ponderan las distintas situaciones para concluir sobre el plan de acción a seguir.

En el marco de un proyecto petrolero de Exploración y Producción se pueden distinguir tres etapas que resultan críticos en un contexto con alta incertidumbre: exploración, desarrollo y producción.

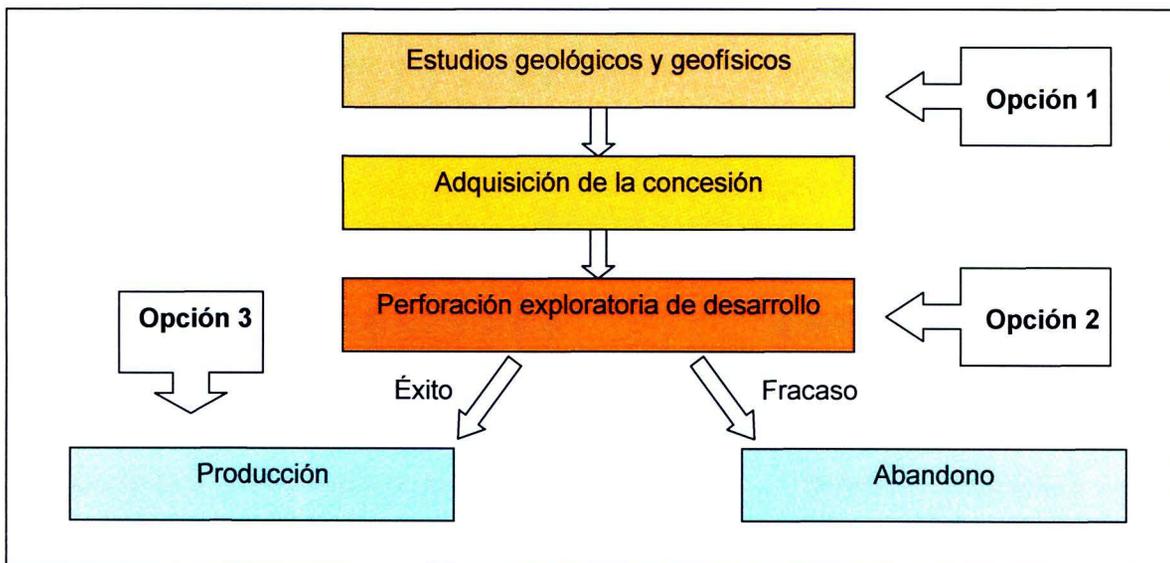
En la etapa de exploración, se realizan investigaciones geológicas y geofísicas, se perforan pozos con la finalidad de obtener datos reales de un yacimiento. Esto se asemeja a una opción de acciones en donde se le confiere al tomador el derecho, no la obligación, de pagar el precio del ejercicio de ese derecho y recibir las acciones. El dinero que se invierte

en este tipo de trabajos es análogo al precio del ejercicio de la opción; las reservas descubiertas son las acciones y el vencimiento es el fin del período de concesión.

Una vez ejercida la primera opción (de exploración), aparece una segunda opción: el desarrollo del área petrolera. En este caso la empresa tiene el derecho (no la obligación) de decidir invertir dinero en el desarrollo de los recursos descubiertos para que puedan estar en condiciones de ser explotados.

Por último se encuentra la opción de producir, de decidir si la compañía invertirá recursos para la extracción de las reservas descubiertas en las etapas anteriores. La decisión dependerá de la resolución de ciertas incertidumbres que incluyen, entre otros, el precio del petróleo o del gas y los costos que permitan hacer rentable su producción.

Gráfico 14 – Etapas de un proyecto upstream y las opciones relacionadas



Fuente: Elaboración propia

Este tipo de opciones se los denomina secuenciales porque cada opción depende del previo ejercicio de otra.⁹⁶

A pesar de estas similitudes, existen ciertas diferencias entre las opciones financieras y las reales de desarrollo de reservas que debemos aclarar:

- El precio de ejercicio de una opción real está asociado a los costos de desarrollo y puede ser volátil, ya sea por los precios del petróleo y gas, la

⁹⁶ Bailey, W., Bhandari A., Faiz, Soussan, Srinivasan S. y Weeds H., Valoración de las opciones reales, Oilfield Review, 2004.

disponibilidad de equipos de perforación, etc., mientras que el de las opciones financieras es normalmente fijo; y

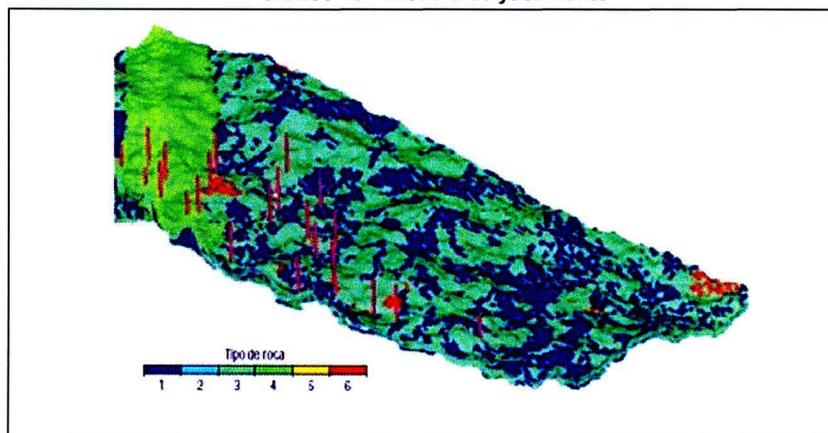
- la compañía puede incidir en el activo subyacente que rodea la opción a través del desarrollo de nuevas tecnologías o áreas adyacentes al campo a desarrollar; en cambio la incertidumbre es externa en el caso de las opciones financieras.

5.7.1 Las decisiones estratégicas explicadas a través de las opciones reales

Como observamos en el punto anterior, el primer paso de un proyecto petrolero es la realización de estudios geológicos y geofísicos que permitan determinar con un grado razonable de certeza y bajo las características actuales de tecnología, que existen reservas en el área bajo estudio. Es aquí donde la empresa evaluará la posibilidad de obtener la concesión de esa área.

Una vez obtenido tal permiso del Estado Nacional, empieza la etapa de exploración para poder delimitar el terrero y evaluar su potencial. El operador elabora un plan de desarrollo para obtener la primera gota de petróleo y gas en los siguientes años. Durante este período habrá costos de exploración, perforación de pozos, construcción de la planta y otras construcciones civiles.

Gráfico 15 – Modelo de yacimiento

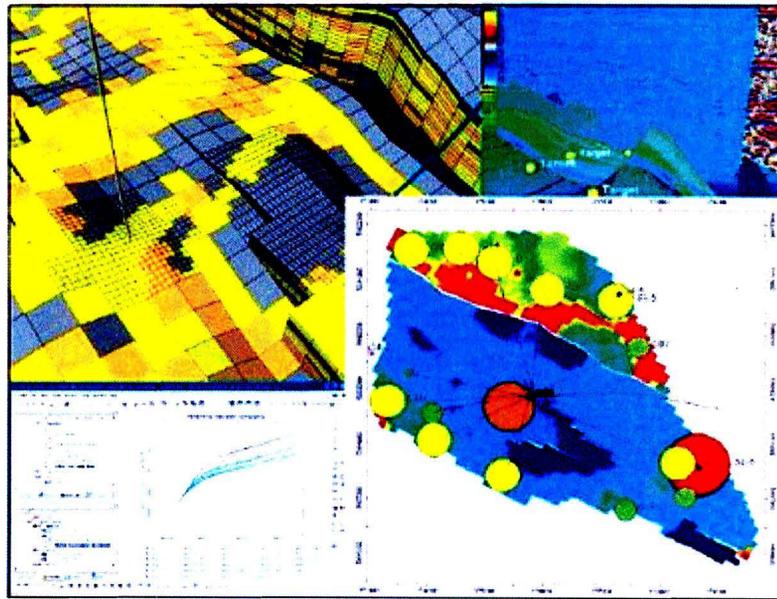


Fuente: Yahoo images

Los ingenieros estudian la posibilidad de simular la respuesta del yacimiento a los pozos nuevos durante su perforación, además de la integración de los datos en tiempo real

dentro de los modelos y la actualización rápida de los mismos con la utilización de simuladores más veloces. Estos modelos geológicos poseen información de espesores, profundidad y el alcance de las capas geológicas, incluyen fallas, fuente de discontinuidad y compartimentalización de los yacimientos. El objetivo es predecir el desempeño del yacimiento y los problemas de producción.

Gráfico 16 – Datos sísmicos y simulación



Fuente: Yahoo images

Existen diversas decisiones que deben ser tomadas por la compañía durante este proceso, a saber:

- Continuar o posponer la inversión
- Expandir o contraer el proyecto
- Interrumpir el proyecto en forma temporaria
- Abandonar el proyecto

Utilizaremos un ejemplo⁹⁷ en cada uno de los casos para una mejor ilustración de las opciones reales involucradas en cada escenario.

El detalle de los cálculos se encuentra expuesto en el Capítulo XI Anexo.

⁹⁷ Basado en Mascareñas J., La decisión de inversión como opciones reales: un enfoque conceptual, Ejecutivos de Finanzas, Buenos Aires, Agosto 2002.



ESCENARIO A: Continuar o posponer la inversión

La opción de atrasar la inversión brinda la posibilidad al inversionista de esperar hasta que las condiciones desfavorables del mercado sean más propicias para obtener una rentabilidad mayor o bien porque considera que con la tecnología futura podrá obtener los mismos resultados pero a un menor costo. El precio del petróleo y el gas, las regulaciones del mercado actuales y las estimaciones de reservas probadas son factores condicionantes a la hora de tomar la decisión de invertir en forma inmediata o no. Esto se relaciona con la recuperabilidad de la inversión.

Supongamos la posibilidad de inversión inmediata de 120 millones de dólares (A_0) en un proyecto E&P (de exploración y producción) de crudo y gas. El valor actual del flujo de fondos futuros (VAN) dentro de un período asciende a 150 millones de dólares (VA_{+1}) si las reservas de hidrocarburos probadas resulta ser mayor que el obtenido en los estudios exploratorios preliminares, o bien pueden ser 90 millones (VA_{-1}) si las reservas son menores a las estimadas. Esto es así al tener un efecto directo en el perfil de producción planeado. Esta misma situación se podría plantear en el caso de que los precios del crudo aumenten o disminuyan. Se les asigna la misma probabilidad de ocurrencia a cada una de estas situaciones. Los proyectos similares proporcionan un rendimiento de $k = 15\%$ y un tipo de interés libre de riesgo del 5% (r_f).

El VAN calculado es el siguiente:⁹⁸

$$VAN = -A_0 + VA_0 = -15,65 \quad [A.1]$$

Con este resultado, la compañía rechazaría el proyecto de inversión al no considerar el valor de las opciones involucradas y aún no identificadas.

Las opciones reales pueden ser calculadas de diferentes maneras, entre las que sobresalen las simulaciones, las ecuaciones de formas cerradas, las ecuaciones diferenciales parciales, los modelos binomiales y multinomiales, el método de las diferencias finitas, entre otros. Varias aplicaciones prácticas pueden desarrollarse en base a estos últimos. Los modelos binomiales permiten su desarrollo bajo dos criterios: 1) replicando un portafolio del mercado y, 2) estableciendo la probabilidad de riesgo neutral.

⁹⁸ El desarrollo de los cálculos se encuentra incluido en el punto 1 del Anexo a este trabajo.



Si contamos la posibilidad de diferirlo un período, podremos ejercer ese derecho cuando obtengamos un beneficio y lo descartaremos cuando eso no ocurra. Por lo tanto no hay riesgo involucrado. Es por ello que utilizamos la tasa de interés libre de riesgo para recalcular las probabilidades neutrales (p).

$$VA_0 = \frac{VA_{+1} + VA_{-1}(1-p)}{1 + r_f} \Rightarrow p = \frac{(1 + r_f) VA_0 - VA_{-1}}{VA_{+1} - VA_{-1}} = 0,33 \quad [A.2]$$

$1 - p = 0,67$

Por lo tanto, las probabilidades de que las reservas de crudo y gas sean mayores o menores que las estimadas, bajo condiciones neutrales de riesgo son del 33% y 67% respectivamente con una tasa de interés libre de riesgo del 5%.

Supongamos ahora el mismo proyecto pero con la característica que la empresa puede aplazar el comienzo del proyecto hasta dentro de un año. Resulta evidente que la compañía aplazará el proyecto en el caso que existan nuevas tecnologías que permitan medir con mayor precisión las reservas involucradas y el precio del crudo y gas sea tal que permita que su extracción y producción posterior sea rentable.

En este caso el precio del ejercicio será 126 (a la tasa libre de riesgo del 5%) y los valores actuales del proyecto serán:

Valor actual del proyecto dentro de un año si:	{	Las reservas y precios	↑	=	Max [VA ₊₁ - A ₁ ; 0]	=	Max [150 - 126; 0]	=	24
		Las reservas y precios	↓	=	Max [VA ₋₁ - A ₁ ; 0]	=	Max [90 - 126; 0]	=	0

El valor del proyecto, incluyendo la opción del diferimiento, y bajo el supuesto de neutralidad del riesgo, es el siguiente:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1 - p)E_{-1}}{(1 + r_f)} = 7,54 \quad [A.3]$$

La opción de posponer la inversión es $\Rightarrow E_0 - VAN = 7,54 - (-15,65) = 23,19$ lo que representa un 23% del valor de los flujos de fondos esperados.



ESCENARIO B: Expandir o contraer el proyecto

Una vez iniciado el proyecto, se podrá optar por expandir o contraer el proyecto original. En un yacimiento petrolero, es posible modificar el perfil de producción invirtiendo en planes de recuperación secundaria, perforando nuevos pozos o disminuyendo los estudios de exploración. La expansión se considera como una opción de compra sobre una oportunidad futura.

Supongamos el mismo proyecto pero con una característica adicional: dentro de un año, la empresa podrá optar por incrementar su escala de producción en un 45% (w) invirtiendo 20 millones de dólares adicionales (E_a). Esta decisión resulta viable siempre que las condiciones de mercado indiquen un panorama favorable.

El proyecto se representa de la siguiente manera en el caso de expansión:

$$\text{Ampliar: } E_{+1} = VA_{+1} + \text{Max} [w VA_{+1} - E_a; 0] = 150 + \text{Max} [1,45 \times 150 - 20; 0] = 197,50$$

$$\text{No ampliar: } E_{-1} = VA_{-1} + \text{Max} [w VA_{-1} - E_a; 0] = 90 + \text{Max} [1,45 \times 90 - 20; 0] = 110,50$$

Siguiendo el mismo razonamiento que en el escenario A, el valor total del proyecto, incluyendo la opción de expansión, es la siguiente:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1 - p)E_{-1}}{(1 + r_f)} - A_0 = 12,58 \quad [\text{B.1}]$$

La opción de ampliar el proyecto es $\Rightarrow E_0 - VAN = 12,58 - (-15,65) = 28,23$ lo que representa un 28% del valor de los flujos de fondos esperados.

Si los resultados de los estudios exploratorios resultan ser peores que los esperados, como en el caso en que las reservas probadas sean menores a las estimadas o el precio del barril menor al considerado en el plan de negocios, la compañía tendría la posibilidad de operar a una menor producción. Aquí caben además dos posibilidades, que esta flexibilidad permita ahorrar parte de la inversión inicial o por el contrario soportarla completamente y tener que afrontar los costos de la capacidad ociosa de la planta.



Supongamos el mismo proyecto petrolero que venimos estudiando pero con la característica adicional que el desembolso inicial corresponde a dos pagos: el primero de 70 millones y el otro dentro de un año (A_1) de 52,5 millones⁹⁹ (32,5 costos fijos y el resto variable). Es en el siguiente año en donde existe la opción de recudir el nivel de producción en un 45% (w) ahorrando 15 millones correspondientes a costos variables¹⁰⁰. (A_r)

El proyecto se representa de la siguiente manera en este caso:

$$\text{Reducción: } E_{-1} = (VA_{-1} - A_1) + \text{Max} [A_r - w VA_{-1}; 0] = 37,50 \quad [\text{B.2}]$$

$$\text{No reducción: } E_{+1} = (VA_{+1} - A_1) + \text{Max} [A_r - w VA_{+1}; 0] = 97,50 \quad [\text{B.3}]$$

Siguiendo el mismo razonamiento que en la situación anterior, el valor total del proyecto, incluyendo la opción de reducción, es la siguiente:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1 - p)E_{-1}}{(1 + r_f)} - A_0 = -15,43 \quad [\text{B.4}]$$

La opción de reducir el proyecto es $\Rightarrow E_0 - \text{VAN} = -15,43 - (-15,65) = 0,22$ millones lo que representa un 0,22% del valor de los flujos de fondos esperados.

ESCENARIO C: Interrumpir el proyecto en forma temporaria

Con el objeto de reducir por completo los costos variables, es necesario detener el proyecto. Siguiendo con el mismo caso, 32,5 millones de dólares corresponden a costos fijos y 20 millones a costos variables. En este caso el tratamiento deberá ser el siguiente:

$$\text{Continuar: } E_{+1} = (VA_{+1} - A_f) - \text{Min} [A_v; C_{+1}]$$

$$\text{Interrumpir: } E_{-1} = (VA_{-1} - A_f) - \text{Min} [A_v; C_{-1}]$$

En donde A_f corresponden a los costos fijos y A_v a los variables. Los ingresos esperados dentro del año siguiente se representan con la C . En este caso se suponen que serán igual al 15% al valor actual de proyecto en ese momento.

⁹⁹ Surge de calcular el valor futuro de los 50 millones por el 5% de la tasa libre de riesgo.

¹⁰⁰ Hay ciertos costos variables que no se pueden ahorrar un 100%, como podrían ser los costos de mantenimiento.



Continuar: $E_{+1} = (150 - 32,5) - \text{Min}[20; 0,15 * 150] = 97,50$

Interrumpir: $E_{-1} = (90 - 32,5) - \text{Min}[20; 0,15 * 90] = 44$

El valor total del proyecto, incluyendo la opción de interrupción temporal, es la siguiente:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1 - p)E_{-1}}{(1 + r_f)} - A_0 = -11,28 \quad [C.1]$$

La opción de reducir el proyecto es $\Rightarrow E_0 - \text{VAN} = -11,28 - (-15,65) = 4,37$ millones lo que representa un 4% del valor de los flujos de fondos esperados.

Aquí el tema radica en que no necesariamente el operador de un área petrolera dejará de explotarla cuando el precio del barril de crudo o del gas sea más bajo que el costo de extracción sino cuando la pérdida por cerrar temporariamente el yacimiento sea menor.

ESCENARIO D: Abandonar definitivamente el proyecto

Es en este caso cuando la gerencia de la compañía decide abandonar el proyecto porque no vislumbra mejoras en las condiciones del mercado (como pueden ser los precios de los commodities) o bien existen otras causas que aconsejen tomar esa decisión (las reservas probadas no resultaron ser las originariamente evaluadas). Aquí se obtendrá a cambio de este abandono, el valor residual del proyecto, en el caso de la venta o liquidación. El valor residual (VR) del proyecto en estudio es 88,70 dividido en $VR_{+1} = 120$ y $VR_{-1} = 95$

El valor del proyecto se calcula de la siguiente manera:

Continuar: $E_{+1} = \text{Max}(VA_{+1}; VR_{+1}) = \text{Max}(150; 120) = 150$

Abandonar: $E_{-1} = \text{Max}(VA_{-1}; VR_{-1}) = \text{Max}(90; 95) = 95$

El valor del proyecto es:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1 - p)E_{-1}}{(1 + r_f)} - A_0 = -12,23 \quad [D.1]$$

La opción de abandonar el proyecto es $\Rightarrow E_0 - \text{VAN} = -12,23 - (-15,65) = 3,41$ millones de dólares.



Juan Mascareñas¹⁰¹ concluye que el valor de la opción de abandono aumenta: a) cuanto mayor sea la incertidumbre sobre el valor futuro del negocio; b) cuanto mayor sea la cantidad de tiempo de que se dispone para ejercer dicha opción y; c) cuanto mayor sea la relación entre el valor de abandono del proyecto (su valor de liquidación) respecto de su valor continuado (valor actual de los flujos de caja libres restantes menos la inversión adicional a realizar).

OTROS ESCENARIOS: Proyectos prolongados

Si consideramos el mismo proyecto, pero al segundo año de vida, el valor actual sería:

⇒ Condición optimista $VA_{++2} = VA_{+1} * 1,44 = 150 * 1,44 = 216$

⇒ Condición intermedia $VA_{+-2} = VA_{+1} * 0,86 = 150 * 0,86 = 129$

⇒ Condición pesimista $VA_{--2} = VA_{-1} * 0,86 = 90 * 0,86 = 77,40$

Se considera un factor de crecimiento de 1,44 (relación entre los 104,35 millones de VA_0 a 150 millones de VA_{+1}) y un factor de decrecimiento del 0,86 (relación entre 104,35 millones de VA_0 a 90 millones de VA_{-1}).

Tomando en cuenta la opción de abandono definitivo del proyecto, los valores posibles del mismo son los siguientes¹⁰²:

$$E_{++2} = \text{Max}(VA_{++2}; VR_{++2}) = \text{Max}(216; 138) = 216$$

$$E_{+-2} = \text{Max}(VA_{+-2}; VR_{+-2}) = \text{Max}(129; 129) = 129$$

$$E_{--2} = \text{Max}(VA_{--2}; VR_{--2}) = \text{Max}(77,40; 98) = 98$$

El valor total del proyecto en condiciones optimistas y pesimistas es el siguiente:

$$E_{+1} = \frac{pE_{++2} + (1 - p)E_{+-2}}{(1 + r_f)} = 150,20 \quad [E.1]$$

¹⁰¹ Op. cit. nota 97.

¹⁰² Los VR en cada caso se consideraron de manera arbitraria y sólo a los efectos de ejemplificar la situación planteada.



$$E_{-1} = \frac{pE_{+2} + (1 - p)E_{-2}}{(1 + r_f)} = 103,08 \quad [E.2]$$

El valor del proyecto, incluyendo la opción, es:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1 - p)E_{-1}}{(1 + r_f)} - A_0 = -7,02 \quad [E.3]$$

La opción de abandonar el proyecto es $\Rightarrow E_0 - VAN = -7,02 - (-15,65) = 8,63$ millones de dólares. Como se observa, el valor de la opción con un año adicional es mayor que el mismo valor de la opción pero considerando sólo un año.

A través de este ejemplo pudimos observar que el proceso de toma de decisiones frente a varios escenarios posibles incluye una serie de factores a considerar al momento de la elección que incluso pueden poner en peligro la continuidad del proyecto o de la compañía si no es evaluado de la manera correcta.

5.7.2 Oportunidad de inversión en gasoducto analizado por el método Black - Scholes

Utilizar las fórmulas de valoración de opciones financieras para valorar opciones reales sólo es posible si éstas se pueden replicar, ya que las fórmulas de valoración de opciones financieras se basan en la existencia de una cartera réplica.

Una vez puesta en producción el yacimiento mencionado en el punto anterior, le surge a la gerencia de la compañía un nuevo proyecto relacionado con el transporte del producido: la posibilidad de participar en la construcción del primer tramo de un gasoducto y expandirse en el negocio del transporte del gas natural.

El costo inicial de la inversión de los flujos de fondos futuros y el análisis de la viabilidad económica es la siguiente¹⁰³:

¹⁰³ Adaptación del ejemplo mencionado por Gómez Vila, C. A., Un caso de estudio para evaluar alternativas de inversión usando opciones reales, Universidad de Puerto Rico, diciembre de 2004.



Tabla 20 – Flujo de caja esperado del proyecto de transporte “primer tramo”

Año	Cash flow (en U\$S)	Descontado	Suma cash flow descontado
0	-1.100.000	-1.100.000	-1.100.000
1	600.000	480.000	-620.000
2	680.000	435.200	-184.800

Tabla 21 – Viabilidad económica del proyecto de transporte “primer tramo”

Número de años	2
Tasa de descuento	25%
Valor actual del flujo de fondos descontados	915.200
VPN (valor presente neto)	-184.800
Índice de Rentabilidad	-16,80%
PER (período de recupero de la inversión)	Más de 2 años
TIR (tasa interna de retorno)	10,49%

Observamos que el VPN del proyecto es negativo, y la TIR no supera la rentabilidad exigida del 25% durante los dos años de duración del proyecto¹⁰⁴. En base a ello, se podría descartar el proyecto sin mayor análisis. Sin embargo, la gerencia de la compañía puede decidir ingresar al proyecto por razones estratégicas, ya que permitirá dentro de los dos años construir el segundo tramo del gasoducto posibilitando de esta manera un aumento de su producción de gas natural. Por lo tanto, esta posibilidad es una opción que tiene sólo por participar en la construcción del primer tramo.

Por lo tanto, la primera inversión trae consigo la opción de compra del segundo proyecto. Esta opción es la fuente del valor estratégico y puedo contrarrestar el VPN negativo del primer proyecto. El valor total del proyecto de transporte “primer tramo” será su propio VPN más el de la opción anexo a él.

Para la valoración de esta opción de compra utilizaremos el método de Black – Scholes bajo los siguientes supuestos:

El precio actual del subyacente del proyecto “segundo tramo” se descuenta a la misma tasa de descuento del proyecto antecesor pero los flujos de fondos previstos para los

¹⁰⁴ El desarrollo de los cálculos se encuentra incluido en el punto 2 del Anexo a este trabajo.



dos años presentan un 60% de incremento. La inversión inicial, en cambio, es un 60% de la correspondiente al proyecto anterior.

Tabla 22 – Flujo de caja esperado del proyecto de transporte “segundo tramo”

Año	Cash flow (en U\$S)	Descontado	Suma cash flow descontado
0	-660.000	-660.000	-660.000
1	960.000	768.000	108.000
2	1.088.000	696.320	804.320

Tabla 23 – Viabilidad económica del proyecto de transporte “segundo tramo”

Número de años	2
Tasa de descuento	25%
Valor actual del flujo de fondos descontados	1.464.320
VPN (valor presente neto)	804.320
Índice de Rentabilidad	121,87%
PER (período de recupero de la inversión)	Más de 2 años
TIR (tasa interna de retorno)	120.29%

Tabla 24 – Valoración de opciones del proyecto de transporte “segundo tramo”
por el método de Black-Scholes

Precio del activo subyacente	804.320
Precio del ejercicio	660.000
Tiempo de expiración (en años)	2
Tasa de interés sin riesgo a corto plazo (*)	5%
Volatilidad anualizada (*)	35%
Valor de la opción de compra	262.978,24

(*) Datos estimados arbitrariamente.

El valor de la opción de compra, aplicando el método de Black-Scholes asciende a U\$S262.978,24 para llevar a cabo el segundo proyecto que compensa el VPN negativo de U\$S184.800 correspondiente al primer proyecto. Por lo tanto, el valor total del proyecto incluido el valor de la opción anexa es de U\$S78.178.



La opción real es equivalente a la compra de una opción “call” europea con valor intrínseco correspondiente a los dos años para realizar el segundo proyecto. Si se decide no realizar el proyecto del segundo tramo, la opción expirará sin valor.

En el cuadro siguiente, se observa el efecto del valor de la opción al modificarse alguno de sus parámetros: interés y/o volatilidad.

Tabla 25 – Valoración de opciones del proyecto de transporte “segundo tramo” por el método de Black-Scholes bajo distintos escenarios

	Original	Mayor volatilidad	Menor volatilidad	Mayor tasa de interés	Menor tasa de interés
Precio del activo subyacente	804.320	804.320	804.320	804.320	804.320
Precio del ejercicio	660.000	660.000	660.000	660.000	660.000
Tiempo de expiración (en años)	2	2	2	2	2
Tasa de interés sin riesgo a corto plazo	5%	5%	5%	6%	3%
Volatilidad anualizada	35%	50%	20%	35%	35%
Valor de la opción de compra	262.978	312.516	220.606	270.214	248.384

La variable determinante en el cálculo del valor de una opción es la volatilidad. Cuanto mayor es la volatilidad esperada, mayor es el valor de la opción.

5.7.3 La valoración de las opciones reales por las empresas petroleras

William Bailey y Ashish Bhandari, entre otros¹⁰⁵, destacan la situación de Texaco (en la actualidad ChevronTexaco) cuando el 1990 debió decidir sobre si mantenía o vendía una importante concesión en un país en desarrollo. El cuerpo ejecutivo de la Compañía pretendía vender ese activo para utilizar el producido de su venta en proyectos más eficaces respecto

¹⁰⁵ En un artículo publicado por William Bailey y Ashish Bhandari, entre otros titulado *Cómo las compañías petroleras utilizan la valoración de las opciones reales* explica a través de distintos ejemplos de la realidad, los efectos de haber utilizado este método de valuación, en la toma de decisiones, aunque no en forma exclusiva. Este artículo es nombrado por Bailey, W., Bhandari A., Soussan, Srinivasan S. y Weeds H. Op. Cit. nota 96.



del capital invertido. Esta técnica de valuación posibilitó una importante reestructuración del plan base.

Por su parte, una transacción entre BP (anteriormente Amoco) y Apache Corporation posibilitó demostrar los valores que muestra la valoración de opciones reales. La primera había decidido deshacerse de ciertas propiedades, y por lo tanto creó MW Petroleum Corporation. Ésta sería la encargada de vender estas propiedades a Apache pero el inconveniente que suscitaba esta negociación era que no había acuerdo en cuanto al precio del petróleo a considerar en la valuación. Al analizar posteriormente esta transacción se evidenció que el precio de venta fue superior al precio obtenido mediante ambos métodos (opciones reales vs. flujo de fondos descontados), sin embargo fue el primero de éstos el que se acercó mucho más al número real.

En su informe anual del año 2001¹⁰⁶, Anadarko manifestó que buscaba “maximizar el valor de la empresa manteniendo un balance sólido y aplicando la teoría de opciones como ayuda en la toma de decisiones de inversión”.

Rutherford¹⁰⁷ por su parte explica cómo impactó la postergación de un proyecto en aguas profundas. El análisis convencional demostraba que desarrollar el área bajo las condiciones tecnológicas existentes arrojaría un valor del proyecto de U\$S 4 millones, mientras que al considerar y valorar las flexibilidad que significaba esperar hasta poder disponer de nueva tecnología, aumentó su valor en U\$S 50 millones.

De nuestra encuesta realizada en cuanto a la aplicabilidad de los métodos tradicionales de valuación, como el VAN, a la industria petrolera, el 64% considera que son aplicables pero no suficientes. Se requieren de datos adicionales para complementar el análisis, como la estimación de las reservas potenciales de la compañía ponderadas por sus respectivos riesgos. Esto es, considerar los distintos proyectos futuros de la compañía con los distintos tipos de reservas ponderadas por sus respectivos riesgos. No va a ser lo mismo considerar proyectos en donde existan reservas probadas como aquellos en donde haya solamente reservas probables o posibles, ya que la incertidumbre en explotarlas en estos últimos casos es mucho mayor.

¹⁰⁶ Informe 10-K al 31 de diciembre de 2001 publicado en la SEC.

¹⁰⁷ Rutherford SR, Deep water real options valuation: waiting for Technology, artículo de la SPE 77584, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002, nombrado por Faiz en su artículo Valoración de opciones reales. Op. Cit. nota 96.



Una fuente de Ernst & Young nos recuerda que las empresas listadas están obligadas a presentar sus cash flows asociados a la industria del *upstream* considerando solamente las reservas probadas, que son precisamente las económicamente explotables según la definición de la SEC. La inclusión de esta nota tiene como finalidad que el lector de los estados contables compare y evalúe el potencial de cada compañía, que de otra forma no podría realizar, ya que las reservas son activos *off-balance*.

5.7.4 Limitaciones a la aplicación del método

De acuerdo con Santiago Fidalgo¹⁰⁸, una importante limitación para el estudio empírico de las opciones reales es el hecho de que muy pocas de ellas poseen un mercado fluido y observable, con lo cual puede estimarse su valor, pero luego no es posible constatar si ese valor coincide con el reconocido por los agentes económicos. Nombra como excepción a esta "iliquidez" al mercado de primas de control empresarial, esto es, en el precio pagado por paquetes accionarios que otorgan el control de empresas, por encima del valor de esa misma empresa en la bolsa para los accionistas minoritarios.

Las fusiones y adquisiciones empresarias que han existido en la Argentina durante la década del 90 mostraron pagos de primas por encima del valor de la cotización de las empresas adquiridas en el mercado. Esta diferencia de valor entre mayoritarios y minoritarios también puede interpretarse como una opción real.

Pablo Fernández¹⁰⁹, por su parte, agrega como otras de las limitaciones a este método al tratar de sumar el valor de opciones reales sin ningún significado económico, o aún más, considerar opciones reales en contratos que no lo son.

Cabe agregar que la volatilidad considerada en sus cálculos debe ser lo suficientemente fundada, ya que cuantas más fuentes de incertidumbre, mayor será la volatilidad¹¹⁰, y por lo tanto se le asignará un mayor valor a la opción.

¹⁰⁸ Fidalgo, S., Aplicaciones de la Teoría de las Opciones Reales a la toma de decisiones en la industria del petróleo y del gas, Repsol YPF.

¹⁰⁹ Op. Cit. nota 49.

¹¹⁰ Damodaran (1999) propone calcular la volatilidad (σ) del siguiente modo: $\sigma^2 = \sigma_p^2 + \sigma_q^2 + \sigma_{pq}$, donde σ_p es la volatilidad del precio del petróleo, σ_q la volatilidad de la cantidad de barriles de petróleo, y σ_{pq} la covarianza entre precio y cantidad.



5.8 La gestión del Management y los métodos de valuación

Las personas encuestadas concluyeron que la gestión interna de una compañía no se evalúa de la misma forma que un negocio o proyecto de inversión ya que hace falta considerar otros parámetros subjetivos como la experiencia del personal, la motivación, iniciativa y la rapidez con que se toman las decisiones para hacer un mejor aprovechamiento de los oportunidades. También agregaron como factores a considerar la gestión de compras, de recursos humanos, ambiental, la política de inversiones y la sustentabilidad y la responsabilidad social empresaria.

Sustentabilidad es proteger el medioambiente natural, observando las responsabilidades éticas y sociales mientras se obtienen (y mantienen) los beneficios económicos. En este criterio interviene de manera sustancial un nuevo concepto que prevee y atiende no solo las necesidades propias de un producto / servicio con mas ética, el nivel de compromiso de la Empresa con la sociedad es fundamental, siendo ponderado cada vez con mayor incidencia en las expectativas de los consumidores. El comportamiento, la conducta de una organización, es el componente sustancial de la imagen y reputación de la compañía y constituye por lo tanto parte importante de los activos intangibles de la empresa.

Una fuente de Petrolera Entre Lomas aclara que mas allá de fijarse un perfil de producción y reservas a cumplir, se requiere de personal idóneo para explotar al máximo las mismas y lograr que sean comercializables a los precios internacionales aplicables. En este mismo sentido, una fuente de Shell indica que una empresa de similares recursos físicos pero diferente en humanos puede valer distinto.

Por otro lado, fuentes de Rosch y de YPF coinciden en que el criterio de valuación debería ser abarcativo de la gestión. Esto es, al momento de valuar un proyecto de inversión o una línea de negocios o la compañía en su conjunto, se debe tener en cuenta la calidad del Management. Por lo tanto, no son conceptos ajenos a considerar ya que la buena dirección es fundamental para impulsar el rendimiento de una empresa, cualquiera esta sea.



VIII. CONCLUSIONES

Como resultado de la exposición y análisis efectuados en los capítulos precedentes, se expone a continuación una síntesis de conclusiones, a efectos de obtener un panorama integral de la problemática estudiada. Asimismo, el objetivo de esta instancia consiste en profundizar las consideraciones detalladas en los contenidos del presente trabajo de investigación, a efectos de responder a los objetivos planteados en el capítulo IV.

La industria del petróleo y del gas, tanto en Argentina como a nivel mundial, está atravesando un momento particular, caracterizada por las variaciones en el precio del commodity y un nuevo escenario regulatorio que genera mayor incertidumbre y condiciona las inversiones del sector.

Por otro lado y atento a la tendencia decreciente de los hidrocarburos a nivel mundial y con un aumento estimado en la demanda de un 1,3% cada año hasta el 2030¹¹¹, las empresas han empezado a realizar proyectos en áreas poco exploradas con un riesgo mucho mayor y que tiñen de una mayor subjetividad al cálculo de sus reservas de hidrocarburos, su principal activo off-balance. Esta necesidad de continuar con los proyectos exploratorios es más latente en nuestro país, que se encuentra en el puesto 31° del mundo en cuanto al volumen de reservas y cuyo horizonte de reservas probadas de petróleo y gas se encuentra alrededor de los 8 años¹¹².

Esto implica que la estimación de las reservas de hidrocarburos es una parte integral del proceso de toma de decisiones de una compañía petrolera. Este proceso de estimación para estas compañías resulta de vital importancia, ya que éstas dependen fuertemente de su habilidad para obtener nuevas concesiones y descubrimientos, además de los costos de exploración y explotación y los precios de ventas.

Asimismo, el volumen de sus reservas se utiliza para el cálculo de la depreciación de sus activos fijos utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción.

Resulta entonces que estos cálculos tienen un efecto directo en el valor de la propia empresa y su perspectiva de futuro. Y es precisamente esto lo que ha llevado a la "Securities and Exchange Commission" –SEC– americana a exigir a las empresas que cotizan sus

¹¹¹ Punto 2, capítulo VII.

¹¹² Punto 1.1.2, capítulo VII.



acciones en el mercado americano la presentación de información complementaria a sus estados contables relacionada específicamente con estos datos. Sin embargo, esto no ocurre en empresas no públicas como también en aquellas con presencia en otros mercados, como el argentino. En este último caso, parte de la información es exigida por los organismos públicos aunque solamente a efectos estadísticos.

Sin embargo, esta exposición de información no ha evitado en el pasado y de acuerdo con opiniones de empresarios y especialistas del sector vertidas en el capítulo VII tampoco lo hará a futuro, que cambios bruscos en las estimaciones tengan como consecuencia un impacto directo en el valor de las acciones cotizantes en los mercados.

Esto es así porque las reservas de hidrocarburos son cantidades estimadas de los cuales no existe información precisa de datos geológicos y de ingeniería que demuestre con certeza que podrán recuperarse en los años futuros de los yacimientos. La incertidumbre en la reserva está siendo manejada a través de la clasificación, esto es, la reserva con mayor certidumbre es la probada mientras la de mayor incertidumbre es la posible.

Efectuando un análisis a nivel mundial, las empresas han variado sus reservas probadas por motivos técnicos, económicos, legales e incluso por errores abiertamente declarados, como sucedió en países con alta inseguridad jurídica y un mercado regulatorio como Venezuela y Argentina, aunque este escenario no está limitado a estos países, ya que Gran Bretaña también evidenció tal situación con la petrolera multinacional BP.

La evidencia la encontramos en las variaciones en el valor de cotización de las acciones de las compañías multinacionales que ven disminuir sus papeles ante anuncios referidos a sus proyectos y recursos de hidrocarburos¹¹³.

Los casos más resonantes en los últimos tiempos han sido el de Repsol YPF, quien en enero de 2006 anunció un ajuste negativo del 25% a sus reservas probadas, alegando cambios legislativos producidos en ciertos países en donde la compañía está presente y al comportamiento de ciertos campos. Esto produjo una disminución del 8% en el valor de las acciones en un día.

Por su parte Royal Dutch/Shell en el año 2004 anunció una sobreestimación de un 20% en sus reservas probadas, lo que produjo efectos en las bolsas de comercio donde se comercializan sus acciones y hasta el despido de su presidente.

¹¹³ Punto 4, capítulo VII.



Esta situación demostró las falencias y escasos controles existentes en el proceso de determinación de reservas y que el valor de las compañías se encuentran afectadas por estas estimaciones.

Por ello al pretender valuar una compañía de la industria, además de analizar sus resultados y sus *fundamentals*, se considera como primer paso el análisis de sus reservas, a través del comportamiento de los mercados y sus factores operativos, tales como el volumen de producción, reemplazo de reservas, ratios de performance de producción, exploración, refinería, entre otros.

Además observamos que los empresarios consideran como punto clave en la valuación macro del mercado petrolero al comportamiento que presentan los Exchange-Traded Funds (ETF) ya que son instrumentos de inversión que permiten reproducir con aproximación el rendimiento de ciertos índices que representan mercados, sectores específicos de la industria y principales compañías.

Esta intención de obtener de una compañía el valor más cercano a la realidad no mitiga completamente la incertidumbre existente. Resulta entonces que ésta tiene un impacto clave en las decisiones planteada a través de los riesgos propios del sector, que de acuerdo a nuestro relevamiento incluye la estimación de sus reservorios, la inestabilidad política y social del país, las presiones impositivas, las dificultades tecnológicas y el déficit de recursos humanos especializados, entre los más importantes. El primero de ello se destaca frente al resto por los efectos que presentan en la vida de este tipo de compañías.

En Argentina se le adicionan otras como ser las restricciones a las exportaciones, la importación a precios internacionales para satisfacer al mercado interno a precios domésticos, medidas sindicales que paralizan la producción, falta de transporte desde plantas productoras a los centros industriales, entre otros.

Desde ya, esta situación contribuye a la búsqueda de herramientas de valuación que permitan considerar a estas incertidumbres aunque obviamente no se las pretende mitigar por completo, sino reducir la exposición al riesgo.

Podemos observar que el 50% de los empresarios encuestados del sector¹¹⁴ continua utilizando el flujo de fondos descontados como herramienta primaria de valuación,

¹¹⁴ Punto 5.6, capítulo VII.



mientras que esta tendencia es aún mayor en el caso de las empresas que brindan servicios de asesoramiento en la valuación de empresas.

Esta elección no resulta excluyente de otras, ya que el 64% de los empresarios y evaluadores considera que el método del VAN (valor actual neto) –principal representante de la metodología del descuento de flujos de caja– no es suficiente para obtener valores reales en esta industria, sino que debe ser complementado por otros análisis¹¹⁵.

Los gerentes de las empresas comprenden que tratar de responder a las incertidumbres planteadas es un desafío y por ello descartan ciertos métodos de valuación que por sí solos no resultan útiles, como el valor contable, el valor de la acción y el método del *goodwill*. En cuanto a los múltiplos, utilizan el EBITDA, considerando los gastos de exploración. Incluso sugieren el complemento de varios métodos.

Cuando los directivos realizan correcciones a la mitad de un proyecto, en realidad están tomando decisiones contingentes, ya que dependen del desarrollo de ciertos eventos inciertos. Hoy en día, los mercados requieren que importantes decisiones de inversiones estratégicas sean hechas en ambientes muy inciertos, cuando el tamaño y el tiempo del mercado, la cantidad y el valor de sus reservas, los precios de venta de los productos al momento de su explotación, los costos de desarrollo y el movimiento de los competidores simplemente son desconocidos. Las circunstancias evocan la frustración con las herramientas de decisión disponibles, sólo aumentan el sentido de la operación en la incertidumbre.

En la visión tradicional un alto nivel de incertidumbre conduce a reducir el valor de los activos. El enfoque de las opciones reales, por medio de su analogía con las opciones financieras, muestra que un incremento de la incertidumbre puede conducir a un alto valor de los activos si los directivos identifican y usan sus opciones para responder flexiblemente a los eventos que se desarrollan.

La incorporación de los métodos de valuación con opciones reales, el cual es utilizado como principal técnica sólo por un 6% de los empresarios encuestados¹¹⁶, permite contemplar el valor que las opciones tiene para el Management al momento de la toma de decisiones y de esta forma calcular el impacto de su capacidad de maniobra al elegir la estrategia a seguir.

¹¹⁵ Punto 5.7.3, capítulo VII.

¹¹⁶ Punto 5.7, capítulo VII.



Podemos observar entonces una inconsistencia entre los que los empresarios pretenden considerar al momento de valorar una inversión y las técnicas de valuación que mayormente utilizan.

Autores que han dedicado sus trabajos a la investigación de opciones reales, como Siegel, Smith y Paddock¹¹⁷ entre otros, alertan de alguna manera a los gerentes, quienes permanentemente deben tomar decisiones involucrando inversiones de capital, sobre la conveniencia de prestar atención a una característica importante en los proyectos de inversión: la capacidad que tienen de variarlo, abandonarlo o posponerlo. De otra manera probablemente subvaloran el valor del proyecto y toman decisiones equivocadas.

Con este trabajo se pretende traspasar los límites de un proyecto de inversión, y considerar a la empresa en su conjunto. Una empresa que tiene opciones, es más flexible y vale más que una que no las tiene. Y en una compañía petrolera, esto se materializa a través de tres ámbitos que resultan críticos en contextos de alta incertidumbre.

En primer lugar corresponden a las inversiones en exploración cuya velocidad y magnitud ponen de manifiesto la actitud de la compañía frente al riesgo. Las decisiones se deben tomar en un ambiente en donde las variables geológicas, financieras, regulatorias y políticas pueden variar a lo largo del proyecto. Es por eso que resulta importante la inclusión de flexibilidades en las metodologías utilizadas para determinar el valor del proyecto. Esto se torna aún más preponderante al momento de analizar el potencial de un bloque para definir el compromiso de inversiones a realizar.

Luego de determinar el potencial del reservorio, se llega a la etapa de desarrollo en donde se trata de modelizar distintas estrategias y planificar el ritmo de inversiones ya que de esto dependerá la próxima etapa de explotación de las reservas encontradas en donde el ritmo planificado de inversiones condicionará el ingreso de fondos a la empresa. Conocer los perfiles de riesgos de cada estrategia permitirá detectar las que generan valor y las que por el contrario ponen aún más en riesgo el negocio.

La curva de crecimiento del negocio no va a la par de las innovaciones tecnológicas, capacidad instalada e incorporación de talentos. Por ello, la teoría de opciones trae consigo la facultad de tomar en cuenta distintas alternativas desde el inicio y permitir al management una mejor gestión en la asignación de recursos.

¹¹⁷ Punto 2.7, capítulo VI



Cabe resaltar aquí que las opciones reales no son una herramienta separada, sino un complemento a las herramientas actuales de valoración, que ayuda a tener una mejor visión estratégica.

Como observamos, todavía no se ha generalizado la cultura de opciones reales en el ámbito de valuación de empresas del sector petrolero, aunque técnicamente sea el ámbito más propicio para su utilización por su alto grado de incertidumbre. Esto es en parte por la falta de conocimiento de las diversas técnicas para su cálculo (Black & Scholes, método binomial, entre otros) y además porque los evaluadores la consideran una técnica poco entendible para el empresario quien está focalizado en los resultados y muy poco en la técnica o por el contrario toma decisiones sin depender de análisis cuantitativos. Si bien es cierto, los parámetros utilizados en los cálculos de las opciones reales pueden ser difíciles de determinar, como el enfoque correcto para hallar el valor de la volatilidad a computar.

Surge entonces el desafío de poder comprender que es posible adaptar las herramientas tradicionales de valuación de las empresas petroleras a través de las opciones reales para contemplar la incertidumbre existente en el cálculo de las reservas de hidrocarburos y demás riesgos propios del sector y obtener como resultado el verdadero valor del proyecto o empresa.

Si bien es cierto, el aporte que brinda la teoría de opciones no va a impedir que sucedan condiciones impensadas al momento de la valuación; incluso los empresarios y asesores sujetos a nuestra investigación consideran que es posible que las reestimaciones a la baja de las reservas de hidrocarburos vuelvan a ocurrir. Sin embargo en esos casos, será la flexibilidad del sistema quien permitirá modificar las decisiones anteriores cuando las condiciones cambien.

Nuestro rol como profesionales de postgrado en administración es lograr que el empresariado del petróleo y del gas evalúe el impacto de los cambios en un ambiente dinámico para permitir mitigar los riesgos y maximizar sus oportunidades.



IX. CONSIDERACIONES FINALES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo del trabajo final de tesis, se desarrollan las consideraciones finales y recomendaciones, las cuales podrán servir a los efectos de continuar con el estudio de los métodos de valuación adaptados a la industria en particular tendiente a la consideración de la incertidumbre propia del proceso de estimación de las reservas hidrocarburíferas entre sus parámetros principales:

Existe una falta de correlación entre lo que los empresarios de la industria petrolera pretenden hacer y para lo que las herramientas fueron diseñadas, y es precisamente ello lo que insta a los directores y administradores a tratar de adaptar diversas técnicas y modelos a la realidad cambiante y muchas veces impredecible. Es poco probable que los proyectos de inversión queden estáticos a partir de su iniciación. Entonces contemplar la flexibilidad desde las primeras instancias de planificación resulta indispensable.

Las decisiones en un entorno de incertidumbre que afecta al principal activo de la compañía se tornan claves y más aún en un escenario en donde se adicionan otros riesgos como las regulaciones económico-políticas y legales que de alguna u otra forma las condicionan. Esto se agrava en los escenarios actuales en donde los bajos precios y continuadas demandas pretenden retrasar las actividades de exploración y producción con su consecuente menor capacidad de producción cuando el sendero de crecimiento se restablezca.

Para afrontar estos riesgos dentro de un contexto de incertidumbre se le deberá dar reconocimiento a las opciones incluidas en los proyectos de inversión que le dan vida a la empresa y justifique su recuperabilidad a futuro. Entrenar en el hábito de valorar las opciones reales mantendrá a los directivos en un rol activo, posibilitando cambios a medida que se obtiene nueva información (como en el caso del reservorio) y se conoce de nuevas oportunidades. La reacción a tiempo es la estrategia a seguir en estos momentos y para ello considerar a la flexibilidad en sus proyectos incrementará el valor a los accionistas. Incluso conocer el valor más preciso de las empresas permitirá al empresario ser más fuerte a la hora de buscar socios estratégicos o aún en el momento de vender.

A fin de alentar el uso de herramientas de valuación que contemplen la incertidumbre planteada, debería proponerse:



- *Consideración del método de opciones reales como complemento de análisis de valuación de una empresa petrolera.*

En la actualidad son pocos los empresarios y asesores que toman entre sus herramientas de valuación a las opciones reales para este tipo de compañías, aunque sepan que están en un entorno de alta incertidumbre. Las situaciones de la vida real habitualmente tienen muchas opciones incluidas, complicando el análisis y desalentando cualquier intención de considerar este modelo en la planificación estratégica de los negocios. Incluso su analogía con las opciones financieras no es absoluta y por lo tanto presenta limitaciones que se deben contemplar y las dudas que surgen alimentan aún más el desconocimiento generalizado del empresariado y la falta de confianza de los resultados obtenidos bajo este método. Esto se agrava si se requiere el uso de métodos de simulación más complejos (en comparación con los modelos de Black & Scholes y el Binomial expuestos en este trabajo).

Por lo tanto, como trabajo futuro se deberían desarrollar casos de estudio con varias fuentes de incertidumbre con el objeto de generar aplicaciones prácticas para el sector petrolero.

- *Comprensión de los riesgos involucrados en la toma de decisiones para formar un plan de contingencias*

La industria del E&P (exploración y producción) ha tenido riesgos desde siempre, ya sea relacionados con las actividades propias involucradas (como son las tareas de exploración) como por el contexto en el cual una compañía petrolera está inmersa (como restricciones a la oferta o su inseguridad jurídica). Estas reglas de juego varían y por lo tanto se requieren planes de contingencia para poder mitigar estos riesgos.

El encargado de tomar decisiones deber contar con la información adecuada para poder introducir un plan de contingencias ante un nuevo escenario. Y esto es posible con la comprensión de los posibles comportamientos de las variables inciertas. Aún más, este plan deberá ser viable para permitirse su utilización ante un cambio de eventos. Para ello, se debería tratar de cuantificar los riesgos a través de métodos cuantitativos o probabilísticos en los resultados en exploración o por medio de modelos estocásticos, evaluando la coparticipación de riesgos a través de *joint ventures* u oportunidades de *farm out*.

Un análisis financiero global de la compañía también contribuiría a la reducción del riesgo.



El análisis de los riesgos permitirá al ejecutivo de petróleo definir la estrategia que mejor se adapte al nivel de riesgo que él está dispuesto a asumir.

- *Inclusión de información sobre reservorios y actividades de exploración y producción en los reportes financieros.*

Todas las empresas petroleras deberían presentar información complementaria referida a ratios de actividad y datos sobre sus reservas de hidrocarburos y no limitarse sólo a aquellas que cotizan sus acciones, principalmente en el mercado americano. Esto permitirá contar con la información necesaria para realizar análisis comparativos y determinar el aporte que el segmento de producción de hidrocarburos genera en el negocio de la compañía. Asimismo permitirá evaluar los resultados de sus campañas de exploración.

- *Monitoreo más estricto del cálculo de las reservas de hidrocarburos por parte del Estado Nacional y organismos financieros.*

La inclusión de información relativa a las reservas por parte de las compañías debería surgir de requerimientos claros del Estado Nacional y/u otros organismos financieros posibilitando un análisis más completo y real de estas compañías y su perfil de producción futura.

Atento a que la información auditada sobre reservas exigida actualmente por la Secretaría de Energía difiere de la utilizada por las compañías petroleras en sus reportes financieros, la misma carece de utilidad al momento de considerar tal información oficial en las valuaciones, ya que en la práctica se utiliza el criterio de la SEC (Securities and Exchange Commission) americana. Por ello, homogeneizar la información presentada por las compañías contribuiría a un mayor entendimiento y comparabilidad.

Se pretende un mayor control del proceso de estimación de reservas de hidrocarburos para evitar acciones dolosas en cuanto al manipuleo del valor de sus acciones. Estas reservas reflejan escenarios de producción, estructura de costos, niveles de incertidumbre, precios de hidrocarburos, prácticas operativas, comportamiento de los yacimientos, entre otros. Por eso, la clara exposición de las hipótesis consideradas permitirá obtener valores más cercanos a la realidad.



- *Evaluar el método de opciones reales para proyectos del sector público.*

Este método de valuación de opciones reales funciona en proyectos donde existe una relación de costo-beneficio y se aceptan sólo proyectos que arrojarán utilidades. En el caso del sector público, además el beneficio de la comunidad toda debería justificar la inversión. Esto sucede principalmente en aquellas empresas petroleras estatales, como en el caso de ciertos países de Latinoamérica y el Medio Oriente.

Estudiar el comportamiento de este método en proyectos de interés público es recomendado cuando es el Estado quien se compromete a través de su compañía controlada a realizar obras de exploración y producción y éstas no podrían deliberadamente ser postergadas o canceladas.

Las consideraciones precedentemente expuestas pretenden contribuir a generar un espacio de análisis y debate acerca de la problemática de estudio, con aportes en beneficio de tratar de cuantificar la incertidumbre existente en la industria del petróleo y del gas, en particular generada por la estimación de sus reservas de hidrocarburos, con el fin que las compañías puedan tomar mejores decisiones e inclinen la balanza de riesgo-beneficio hacia la posición de mayor beneficio con menor riesgo.

El método de opciones reales es el modelo de valuación que toma en cuenta el modo de pensar que los empresarios tienen de los negocios. Lograr entenderlo será comprender parte de la realidad.



X. BIBLIGRAFIA

1. Bibliografía

- Bernando, J., **Ética de los negocios**, Buenos Aires, Macchi, 1993.
- Brealey, R. y Myers, S., **Principios de Finanzas corporativas**, Madrid, McGraw-Hill, 2003.
- Brock, H., Jennings D., Feiten J. y Klingstedt J., **Petroleum Accounting, Principles, Procedures & Issues**, Denton, Texas, Professional Development Institute, 1996.
- Brown, M., **La ética en la empresa: estrategias para la toma de decisiones**, Buenos Aires, Paidós, 1992.
- Copeland, T.; Koller, T.; Murrin, J., **Valuation: measuring and managing the value of companies**, Estados Unidos, McKinsey & Company Inc., 1995.
- Damoradan A., **Corporate Finance**, Estados Unidos, John Wilwy & Sons. Inc., 2001.
- Dapena, J., **A note on valuation of companies with growth opportunities**, Universidad del CEMA, Buenos Aires, 2000.
- De Bono, E., **Más allá de la competencia: la creación de nuevos valores y objetivos en la empresa**, Barcelona, Paidós, 1993.
- Dornbusch, R. y Fischer, S., **Macroeconomía**, Madrid, McGraw-Hill, 1994.
- Drucker, P., **What makes an effective executive**, Harvard Business Review, Junio 2004.
- Eccles, R., Herz R., Keegan E. y Phillips D., **The value reporting revolution**, PricewaterhouseCoopers, Nueva York, 2001.
- Etkin, J., **Gestión de la complejidad de las organizaciones**, Buenos Aires, Oxford, 2003.
- Fassio A., Pascual, L. y Suárez F., **Introducción a la metodología de la investigación aplicada al saber administrativo y al análisis organizacional**, Ediciones Macchi, 2006.
- Fernández, P., **Valoración de empresas**, Barcelona, Gestión 2000, 1999.
- Fornero, R y Pellegrino A., **Crecimiento y rendimiento en la valuación de empresas**, Sociedad Argentina de Docentes en Administración Financiera, Mendoza, 1995.
- Grosso, F., **Hablemos de management: temas de negocios para la Argentina actual**, Buenos Aires, Su libro, 1994.
- Kotler, P., **Dirección de marketing**, México, Pearson Educación, 2001.
- Lambin, J.J., **Marketing estratégico**, Madrid, Mc Graw-Hill, 1995.



- Lopez Dumrauf G., **Finanzas corporativas**, Buenos Aires, Ediciones Guía, 2003.
- Mascareñas, J. **El coste de capital**, Universidad Complutense de Madrid, Madrid, Abril 2001.
- Mayoral, L., **Metodología del trabajo de tesis**, Buenos Aires, Macchi, 2000.
- Mochón Morcillo, F. y Aparicio R. I., **Diccionario de términos financieros y de inversión**, 2ª Ed., Madrid, Mc Graw-Hill, 1998.
- Murphy, J., **Análisis técnico de los mercados financieros**, New York Institute of Finance, Ediciones Gestión 2000, Barcelona, 2000.
- Olivieri, C., **Cuánto vale una empresa: una completa guía para analizar la información financiera y el valor de las acciones de una empresa**, Buenos Aires, La Ley, 2005.
- Onitcanschi, G., **Valuación de empresas; criterios, procedimientos, ejemplos**, Buenos Aires, Errepar, 2000.
- Petracca, E., **La creación de valor para el accionista y el consumidor. Finanzas y marketing en una perspectiva integrada**, Buenos Aires, Errepar, 2003.
- Rappaport, A., **La creación de valor para el accionista**, Buenos Aires, Deusto, 2006.
- Sanjurjo y Reinoso, **Guía de valoración de empresas**, España, PWC, Printice Hall – serie Financial times, 2003.
- Santandreu E., Santandreu P., **Valoración, venta y adquisición de empresas: técnicas y modelos de valoración; financiación (LBO y MBO); recomendaciones para vender empresas; ventas y adquisiciones públicas (OPA y OPV)**, Barcelona, Gestión 2000, 1998.
- Sapetnitzky, C., Alonso J.C., Carvajal C., López Dumrauf, G., Vulovic, P. y colaboradores, **Administración Financiera de las Organizaciones**, Buenos Aires, Macchi, 2003.
- Spina, C.; Gimenez, E.; Scaletta, R., **Cuánto vale realmente una empresa: métodos, los flujos de fondos, estimación de ventas, los costos, valor llave**, Buenos Aires, Buyatti, 2003.
- Suárez Suárez A., **Decisiones óptimas de inversión y financiamiento de empresas**, Madrid, Pirámide, 2003.
- Van Horne, J. y Wachowicz, J.M., **Fundamentos de Administración Financiera**, México, Pearson Prentice Hall, 2002.
- Vazquez, J.C., **Costos**, Buenos Aires, Aguilar, 1999.
- Villegas, H., **Curso de finanzas, derecho financiero y tributario**, Buenos Aires, Depalma, 1999.



2. Publicaciones

- Agencia Internacional de la Energía (IEA), **World Energy Outlook 2007**, Resumen Ejecutivo, China and India Insights, 2007.
- Asociación Internacional de Ingenieros en Petróleo (SPE), **Oil & Gas Reserves Committee**, Final Report, Diciembre de 2005.
- Asociación Internacional de Ingenieros en Petróleo (SPE), Consejo Mundial de Petróleo (WPC) y Asociación Americana de Geólogos en Petróleo (AAPG), **Petroleum resources classification system and definitions**, febrero 2000.
- Bailey, W., Bhandari A., Faiz, Soussan, Srinivasan S. y Weeds H., **Valoración de las opciones reales**, Oilfield Review, 2004.
- Bryant, I., Malinverno, A., Prange, M., (et. al.), **Comprensión de la incertidumbre**, Oilfield Review, 2002/2003.
- Coopersmith, E., Dean G., McVean J. y Storaune, E., **La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas**, Oilfield Review, 2001.
- Díaz Sanhueza, R., **Globalización, turbulencia y la gestión del riesgo en las empresas**, Conferencia Interamericana de Contabilidad, 21; Cancún; 10-14 de septiembre 1995.
- Fernández, P., **120 errores en valoraciones de empresas**, Universidad de Navarra, Documento de Investigación N° 681, Marzo 2007.
- Francese, G., **Cómo capear la tormenta, Decisiones en entornos de incertidumbre en la industria del petróleo**, Revista Petrotecnia, Instituto Argentino de Petróleo y gas, octubre 2008.
- Gaffney, P., **Las reservas de gas de la Argentina**, Revista Petrotecnia, Instituto Argentino de Petróleo y Gas, junio 2003.
- Garrido C., I. y Andalaft Chacur, A., **Evaluación económica de proyectos de inversión basada en la teoría de opciones reales**, Revista Ingeniería Industrial, Año 2, N°1, Chile, segundo semestre de 2003.
- Gremone, L. y Lutereau, P., **Riesgo político para productores de petróleo y gas**, Revista Energía & Negocios Internacional, Balance 2008, perspectivas 2009, Año XIV N° 12, 2009.
- Guevara, R., **La incertidumbre es el principal problema para la inversión**, Revista Petróleo y Gas, enero, febrero y marzo de 2005.
- Instituto Argentino de Petróleo y Gas, **La auditoría de reservas de Repsol YPF concluyó con críticas a la administración anterior**, Revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química, Edición 214, agosto 2006.
- Instituto Argentino de Petróleo y Gas, **Preocupa a petroleros del mundo el escaso recambio generacional en sus filas**, Revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química, Edición 235, julio 2008.



- Instituto Argentino de Petróleo y Gas, **EEUU propone una nueva forma de medir las reservas petroleras**, Revista Petroquímica, Petroleo, Gas y Química, Edición 235, julio 2008.
- Instituto Argentino de Petróleo y Gas, **Petroleras comienzan a revisar a la baja su nivel de reservas**, Revista Petroquímica, Petroleo, Gas y Química, Edición 214, agosto 2006.
- Kokogian, D.; **Las reservas de petróleo y gas en Argentina ¿Dónde estamos?**; Revista Petrotecnia, diciembre 2004.
- López Dumrauf, G., **Métodos de valuación de empresas basados en comparables (“múltiplos”)**, UCEMA, agosto de 2004.
- López Dumrauf, G., **Métodos de valuación por descuento de flujos; Valuación bajo riesgo**; Ejecutivos de Finanzas; Diciembre 2001.
- Mascareñas, J.; **El coste del capital; Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas**; Universidad Complutense de Madrid; Febrero 2008.
- Mascareñas, J.; **La decisión de inversión como opciones reales: un enfoque conceptual**, Ejecutivos de finanzas, Buenos Aires, agosto 2002.
- Mercado, A., **Medidas alternativas para medir la utilidad en la empresa**, Acus Consultores, S. C., México, mayo 1999.
- Mercado de Valores de Buenos Aires S.A., **Anuario Bursatil '07**, Instituto Argentino de Mercado de Capitales, año 2007.
- Mileti, M., Berri, A.M, Fanucci, G., **El valor empresa y la contabilidad**, Novenas jornadas “Investigaciones en la facultad” de Ciencias Económicas y Estadística, Universidad Nacional de Rosario, noviembre 2004.
- Molina, H. y Burgos, A., **EBITDA – uso y abuso**, Dossier Profesional, Año 1 N° 2.
- Patricelli, J. y McMichael C., **Un enfoque integrado para la estimación de reservas**, Comunicación YPF, abril 1995.
- Pereiro, L. y Galli, M.; **La determinación del costo de capital en la valuación de empresas de capital cerrado: una guía práctica**; Universidad Torcuato Di Tella – Instituto Argentino de Ejecutivos de Finanzas, 2000.
- Poblet, E., **La inseguridad jurídica en Argentina**, Revista Petrotecnia, Instituto Argentino de Petroleo y Gas, agosto 2004.
- Secretaría de Energía de la Nación, **Balance Energético Nacional**, serie 1960-2007 año 2007 (preliminar), octubre 2008.
- Siegel, D., Smith J. y Paddock J., **Valuing Offshore Oil Properties with Option Pricing Models**, Midland Corporate Finance Journal 5, 1987.
- Taira, G., **Valuación de empresas, Aspectos particulares de nuevas empresas**, Tercer Congreso Nacional e Internacional de Finanzas de la Empresa y Mercado de



Capitales, 5 y 6 de noviembre de 2008, Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

- Tarifa, E., **Teoría de Modelos y Simulación**, Introducción a la simulación. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Jujuy, 2002.
- Vélez-Pareja, I., **Una nota sobre el costo promedio de capital**, Working paper N° 10, Bogotá, Colombia, 2002.
- Vicente, O.; **El futuro de los hidrocarburos en la República Argentina**, Revista Petrotecnia, Instituto Argentino de Petróleo y Gas, octubre 2003.
- Vital, T.; **Industry Surveys – Oil and Gas: Production and Marketing**; Standard & Poor's; 20 de marzo 2008.
- Zapata, E.; **Regulación y Seguridad Jurídica**; Revista Petrotecnia; agosto 2004.

3. Páginas Web

- <http://www.spe.org>
- <http://www.wpc.org>
- <http://energía3.mecon.gov.ar>
- <http://www.eia.doe.gov>
- <http://www.bp.com>
- <http://www.exxonmobil.com>
- <http://www.bolsar.com>
- <http://www.clarin.com>
- <http://www.repsolypf.com>
- <http://www.sec.gov>
- <http://finance.yahoo.com>
- <http://www.smartmoney.com>
- <http://www.iea.org>
- <http://www.petrobras.com>



XI. ANEXOS

1. Cálculos de las decisiones estratégicas explicadas a través de las opciones reales

En este apartado se encuentra el desarrollo de los cálculos correspondientes al punto 5.7.1 Las decisiones estratégicas explicadas a través de las opciones reales del presente trabajo.

ESCENARIO A: Continuar o posponer la inversión

El VAN calculado es el siguiente:

$$VAN = -A_0 + \frac{VA_0}{1 + 0,15} = -120 + \frac{(0,5 \times 150) + (0,5 \times 90)}{1 + 0,15} = -120 + 104,35 = -15,65 \quad [A.1]$$

Utilizando la tasa de interés libre de riesgo para recalculer las probabilidades neutrales (p), el valor actual es el siguiente: [A.2]

$$VA_0 = \frac{VA_{+1} + VA_{-1}(1-p)}{1 + r_f} \Rightarrow p = \frac{(1 + r_f) VA_0 - VA_{-1}}{VA_{+1} - VA_{-1}} = \frac{(1 + 0,05) \times 104,35 - 90}{150 - 90} = 0,33$$

$1 - p = 0,67$

El valor del proyecto, incluyendo la opción del diferimiento, y bajo el supuesto de neutralidad del riesgo, es el siguiente:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1-p)E_{-1}}{(1 + r_f)} = \frac{0,33 \times 24 + 0,67 \times 0}{1,05} = 7,54 \quad [A.3]$$

ESCENARIO B: Expandir o contraer el proyecto

El valor total del proyecto, incluyendo la opción de expansión, es la siguiente:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1-p)E_{-1}}{(1 + r_f)} - A_0 = \frac{0,33 \times 197,5 + 0,67 \times 110,5}{1,05} - 120 = 12,58 \quad [B.1]$$

El proyecto se representa de la siguiente manera en este caso:



$$\begin{aligned} \text{Reducción: } E_{-1} &= (VA_{-1} - A_1) + \text{Max} [A_r - w VA_{-1}; 0] & [B.2] \\ &= (90 - 52,50) + \text{Max} [15 - 0,45 \times 90; 0] \\ &= 37,50 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{No reducción: } E_{+1} &= (VA_{+1} - A_1) + \text{Max} [A_r - w VA_{+1}; 0] & [B.3] \\ &= (150 - 52,50) + \text{Max} [15 - 0,45 \times 150; 0] \\ &= 97,50 \end{aligned}$$

El valor total del proyecto, incluyendo la opción de reducción, es la siguiente:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1-p)E_{-1}}{(1+r_f)} - A_0 = \frac{0,33 \times 97,5 + 0,67 \times 37,5}{1,05} - 70 = -15,43 \quad [B.4]$$

ESCENARIO C: Interrumpir el proyecto en forma temporaria

El valor total del proyecto, incluyendo la opción de interrupción temporal, es la siguiente:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1-p)E_{-1}}{(1+r_f)} - A_0 = \frac{0,33 \times 97,5 + 0,67 \times 44}{1,05} - 70 = -11,28 \quad [C.1]$$

ESCENARIO D: Abandonar definitivamente el proyecto

El valor del proyecto es:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1-p)E_{-1}}{(1+r_f)} - A_0 = \frac{0,33 \times 150 + 0,67 \times 95}{1,05} - 120 = -12,23 \quad [D.1]$$

OTROS ESCENARIOS: Proyectos prolongados

El valor total del proyecto en condiciones optimistas y pesimistas es el siguiente:

$$E_{+1} = \frac{pE_{++2} + (1-p)E_{+-2}}{(1+r_f)} = \frac{0,33 \times 216 + 0,67 \times 129}{1,05} = 150,20 \quad [E.1]$$



$$E_{-1} = \frac{pE_{+2} + (1-p)E_{-2}}{(1+r_f)} = \frac{0,33 \times 129 + 0,67 \times 98}{1,05} = 103,08 \quad [E.2]$$

El valor del proyecto, incluyendo la opción, es:

$$E_0 = \frac{pE_{+1} + (1-p)E_{-1}}{(1+r_f)} - A_0 = \frac{0,33 \times 150,20 + 0,67 \times 103,08}{1,05} - 120 = -7,02 \quad [E.3]$$



2. Cálculos de la oportunidad de inversión en gasoducto analizado por el método de Black & Scholes

En este apartado se encuentra el desarrollo de los cálculos correspondientes al punto 5.7.2 Oportunidad de inversión en gasoducto analizado por el método Black – Scholes.

La viabilidad económica del proyecto de transporte "primer tramo" es la siguiente:

$$\begin{aligned}\text{Valor actual del flujo de fondos descontados} &= 480.000 + 435.200 \\ &= 915.200\end{aligned}$$

$$\text{VPN (valor presente neto)} = -1.100.000 + 915.200 = -184.800$$

$$\text{Índice de Rentabilidad} = (-184.800 / 1.100.000) * 100 = -16,80\%$$

$$\text{TIR (tasa interna de retorno)} \Rightarrow -1.100.000 + \frac{600.000}{(1+r)} + \frac{680.000}{(1+r)^2}$$

$$r = 10,49\%$$

La viabilidad económica del proyecto de transporte "segundo tramo" es la siguiente:

$$\begin{aligned}\text{Valor actual del flujo de fondos descontados} &= 768.000 + 696.320 \\ &= 1.464.320\end{aligned}$$

$$\text{VPN (valor presente neto)} = -660.000 + 1.464.320 = 804.320$$

$$\text{Índice de Rentabilidad} = (-804.320 / 660.000) * 100 = 121,87\%$$

$$\text{TIR (tasa interna de retorno)} \Rightarrow -660.000 + \frac{960.000}{(1+r)} + \frac{1.088.000}{(1+r)^2}$$

$$r = 120,29\%$$

Valor de las opciones de compra – fórmula de Black y Scholes

Para opciones europeas sobre acciones que no pagan dividendos.



DATOS			
Precio de la acción (U\$S)	S		804.320
Tiempo hasta el ejercicio (años)	t		2
Precio de ejercicio (U\$S)	K		660.000
Volatilidad (ANUAL)	Sigma		35%
1 + interés sin riesgo (ANUAL)	r		1,05

804.320	804.320	804.320	804.320
2	2	2	2
660.000	660.000	660.000	660.000
50%	20%	35%	35%
1,05	1,05	1,06	1,03

Precio de la CALL (U\$S)	C	262.978,24
--------------------------	---	------------

312.516,82	220.606,06	270.214,09	248.384,06
------------	------------	------------	------------

FORMULA de BLACK y SCHOLES
OPERACIONES

a =	1,34358	1,34358	1,34358	1,369293867	1,292883467
b = Vol*SQRT(t)	0,494974747	0,707106781	0,282842712	0,494974747	0,494974747
a1 =	0,844159618	0,771223962	1,185597784	0,882459527	0,766453181
a2 =	0,349184871	0,064117181	0,902755072	0,387484781	0,271478435
N(a1) =	0,800709945	0,779712974	0,882109352	0,811235862	0,778296721
N(a2) =	0,636524678	0,52556161	0,816672082	0,650801275	0,606988399
c =	0,43929319	0,522045147	0,3685124	0,460019014	0,399258564
C =	262.978,2363	312.516,8227	220.606,0629	270.214,0883	248.384,0628

N(a1) =	0,800709945	0,779712974	0,882109352	0,811235862	0,778296721
N(-a1) =	0,801137838	0,779999882	0,884275776	0,811759106	0,778575998
N(a2) =	0,636524678	0,52556161	0,816672082	0,650801275	0,606988399
N(-a2) =	0,636539694	0,52556186	0,817252875	0,650822235	0,60699551

"-a1" =	-0,844159618	-0,771223962	-1,185597784	-0,882459527	-0,766453181
"-a2" =	-0,349184871	-0,064117181	-0,902755072	-0,387484781	-0,271478435
k1 =	0,836440194	0,848429882	0,784538858	0,830278875	0,849226125
k2 =	0,925167077	0,985365135	0,827050575	0,917635168	0,940834865
"-k1" =	1,243074116	1,217504477	1,378614617	1,25693609	1,21586855
"-k2" =	1,088004136	1,01507614	1,264407769	1,098608592	1,06710578



3. Entrevistas y encuestas

Tal como se menciona en el capítulo V a esta tesis, las entrevistas y encuestas han permitido obtener datos acerca de la temática de estudio.

A continuación se transcriben parte de las entrevistas que consideramos contribuyeron en mayor medida a la elaboración de este trabajo.

3.1 Persona entrevistada: Dr. Carlos Olivieri

- ex Director Económico Financiero de Repsol YPF para Argentina, Brasil y Bolivia.
- Asesor de empresas nacionales e internacionales
- Docente universitario en la Universidad Austral y UCEMA.
- Expositor en congresos de finanzas de empresas y autor de libros.

Fecha: 25 de junio de 2008

A las compañías petroleras yo las sigo muy de cerca. Este año 2008 por ejemplo el sector petrolero es uno de los más rentables de Estados Unidos. Hay un sitio en internet que es el Wall Street Journal, donde uno entra y ve qué compañías han evolucionado más en el mercado norteamericano. Es donde está el valor de todas las compañías.

Para analizar el valor de las compañías, siempre uno tiene que analizar dos cosas: a dónde va el dinero y cómo van los resultados. Eso es clave cuando uno quiere entender por qué determinadas compañías se comportan mejor o peor.

Uno se encuentra con los resultados de todas las compañías norteamericanas, que son nada menos que 4000 analizadas, y ve que el valor ha bajado un 29%. Esto es dramático desde el punto de vista de valuación de empresas.

El sector petrolero integrado por 239 compañías, incrementó los resultados, no mucho, en un 6%.

Uno debe seguir el monitoreo de los resultados y el instrumento representativo de las compañías petroleras que es el ETF. Los principales compradores de la bolsa de Nueva York son los que llevan fondos pasivos, que son ETF. Está integrado por un montón de compañías de distintos sectores. De acá el 35% aproximadamente de la bolsa de Nueva York diariamente los mueven los sectores de este fondo pasivo, que es un fondo que maneja cifras siderales, que tienen aproximadamente el 30% del sector petrolero norteamericano.



Otro punto a considerar es cómo andan las reservas, que están vinculadas a la oferta que viene de nuevos descubrimientos y mayor o menor demanda.

Las compañías que más crecieron en el sector petrolero son las compañías integradas que son un 14% (la más grande es Exxon), las compañías de servicios (la más grande es Schumblenger). Las que son solamente de exploración y producción algunas no le han ido muy bien.

Una vez que uno ya sabe que el resultado general del mercado subió un 6%, uno se debe focalizar en los ETF.

- ***¿Ud. también tiene en cuenta el precio del WTI?***

Al analizar los resultados, tenés en cuenta el precio y los costos. Hay que ver el press-release de las compañías. Como primera está Exxon, luego está BP, junto con Petrobras y Shell con valores muy parecidos y después se agrega el grupo Petrochina.

Estos fondos (ETF) son los que más impactan hoy en el mercado. Los dos instrumentos que han crecido en el mercado son los hedge funds y los ETF en los últimos 10 años.

El tema pasa por analizar los ETF de la industria petrolera. Hay un centro de ETF que te analiza todo lo que está pasando diariamente. Tienes que ver qué pasó con el ETF en el último año. Esto tiene participación en casi todas las empresas petroleras.

- ***¿Y estos cuales son?***

El primer ETF abarca las 500 compañías más grandes del mercado norteamericano (SP500)

Segundo, el QQQ que abarca las compañías que están en el NASDAQ. Este ya movió en el día de hoy 6000 millones de dólares.

El sector energético tuvo un comportamiento positivo en el año, no siguió el comportamiento de petróleo que no ha podido reemplazar reservas, pero éste no comprende Petrobras que es la que más subió de todas.

En un año creció un 24%. Hoy vale 85,37 y a principios de enero valía 70. La acción número 1 tiene un 18% y es Exxon. La número 2 es Chevrón, que es empresa integrada. La



otras importantes son Conoco Philips, y Apache. Las diez compañías más grandes representan un 63% del mercado americano.

El mercado americano promedio presenta los siguientes valores: Price book 3, Price sales 50, Price cash flow 12. Este sector está sustancialmente debajo de lo que es el promedio total del mercado norteamericano.

- **¿Esto a qué se debe?**

Exxon tuvo un problema muy serio en el último trimestre. Al mercado lo peor que le puedes hacer que el resultado se te quiebre. Esto destroza el valor de la compañía. Esto es lo que le pasó a Exxon. En una petrolera no te perdonan el quiebre.

- **¿Qué produjo este quiebre?**

Lo que pasó fue que la producción tuvo problemas en Rusia, en especial de costos más allá de lo pensado; la energía alternativa que ahora abandonaron le fue mal. Hubo una docena de problemas que está reflejado en el último trimestre.

Este es el gran temor, que el precio del petróleo se venga abajo. Hay un porcentaje muy elevado de analistas que dicen que el precio puede bajar o subir. Es un pecado mortal para la compañía quebrar la tendencia.

Otro tema serio es que el impuesto a las ganancias en muchos países está subiendo y temen que les saquen gran parte de las ganancias. La tasa de impuestos actual del sector mundial asciende a 46%. Ningún otro sector tiene unos impuestos tan elevados. Los costos están subiendo y el estado se está llevando la mayor parte. Si analiza lo que pasaba hace unos años (2005), la tasa era del 39,2%. Esto es terrible para una compañía.

Uno de los problemas que está incidiendo negativamente en la valuación de las petroleras es el comportamiento que están teniendo los distintos estados sobre la ganancia petrolera.

Lo que está pasando acá con las retenciones al campo, está pasando con el petróleo en otros países. Esto es muy grave.

Exxon es la compañía que representa aproximadamente el 35-40% del mercado norteamericano de petróleo. Tiene un 11% de P/E, es muy bajo, y va a ser menor.



Igualmente para mí Exxon es una de las compañías que tiene que aumentar. El mercado en el último año bajó el 12%.

El dividendo que está dando no es tan elevado, es el 1,8% y el mercado petrolero está en 3% mas o menos. Está repartiendo el 18% de la ganancia porque la política de Exxon es comprar sus propias acciones, por razones fiscales en Estados Unidos.

El valor aumenta porque hay menos acciones en la torta pero el beneficio lo reciben los accionistas porque cada vez son menos.

Para mí, es el sector que más me gusta invertir de todos. Es una opinión personal.

- ***¿Qué sucede con el descubrimiento de reservas y el horizonte de vida para estas empresas?***

La línea de descubrimiento no fue tan buena. El horizonte de Exxon es de 10-11 años.

Shell fue la que en unos años se equivocó en la estimación de reservas. Lo peor que puede hacer un analista es tener un dato equivocado. Además había intereses del Management de mostrar más reservas que la que tenía. Es una zona muy sensible.

- ***Ya vimos que es importante analizar los ETFs, los resultados y las reservas, ¿hay algo más que debemos contemplar a la hora de analizar a estas compañías?***

Los Fundamentals. Hay que analizar E/P EBITDAX como primer paso en una empresa petrolera. Esto no es sólo el EBITDA con gastos de exploración, acá hay que reducir los CAPEX porque tiene una gran cantidad de inversión de capital (tomado del cash flow). Después el P/E en menor medida.

El P/E de Petrobras está muy por encima que el de Exxon por el tema de las reservas. Eso le permitió sacar mucha ventaja a las demás. Acá te das cuenta que en una petrolera el tema de reservas es muy importante. Yo creo que tal vez éste podría ser el punto más importante hoy.

El retorno para el accionista fue de un 120% en el último año. En tres años 420%, porque descubrió reservas. Esto te da la pauta que esto es muy relevante. Ninguna otra petrolera llegó a dar este retorno.



Hoy valoran más la perspectiva de futuro de esta compañía. El consenso dice comprar "Strong" que no tiene Exxon.

Lo que subió esta compañía es impresionante, gracias a los descubrimientos.

Exxon subió 136% en 5 años y Petrobras 1200%, la diferencia es que este último descubrió nuevas reservas y el primero sólo descubrió lo que iba produciendo.

YPF está muy por debajo porque encontró menos todavía. Subió aproximadamente 77%. Esto te da la pauta de la importancia de las reservas.

En resumen, al analizar una empresa petrolera y por orden de importancia, se deben contemplar lo siguiente:

- Análisis de las reservas
- Análisis de los resultados
- Valuación del mercado a través de los exchange-traded funds (ETF)
- Análisis de los Fundamentals

3.2 Persona entrevistada: Dr. Gabriel Ábalos Ripoli

- Responsable de relación con los Inversores de YPF S.A.

Fecha: 4 de septiembre de 2008.

- ***¿Cuál es la principal preocupación que Ud. ve en los inversores de empresas petroleras argentinas?***

El marco regulatorio, incluso antes que las reservas de hidrocarburos. Por ejemplo, el precio fijado por el gobierno para las exportaciones de crudo a través de las retenciones móviles dista bastante de los precios internacionales y por ende condiciona el flujo de fondos y la evaluación de proyectos.

La incertidumbre existente en la Argentina en cuanto a las condiciones legales y fiscales del mercado son claras en cualquier inversor. Otro reflejo es haber grabado con retenciones a las exportaciones al área aduanera especial en Tierra del Fuego.



Las condiciones del mercado internacional también afectan. El alza del precio del petróleo benefició a las compañías de este sector y a las siderúrgicas, que ganan contratos con los descubrimientos de oro negro. Esto explica por qué los papeles de Tenaris y Acindar sortearon la crisis del campo y tuvieron subas. Además el proceso de ventas de áreas marginales por parte de las grandes petroleras genera entusiasmo en el sector.

- ***Con respecto a las reservas hidrocarburíferas en particular ¿Cuál cree Ud. fue la causa de las sorpresivas reestimaciones de reservas a la baja y por ende en el valor de las acciones de las compañías involucradas?***

Creo que entre sus causas podemos nombrar a la madurez de los yacimientos: el rendimiento de las áreas de explotación no son los esperados y por lo tanto se redujeron las reservas probadas, pasando a ser probables. Este hecho tiene impacto contable ya que sólo las probadas son aceptadas por la SEC. Por ejemplo en Loma La Lata.

Otra causa no menos importante es el plazo de duración de las concesiones que en un primer término se consideraba el plazo adicional de 10 años que el Poder Ejecutivo puede otorgar, luego del vencimiento de la concesión. Teniendo en cuenta la situación del país, esta prórroga no se la considera probable.

También podemos nombrar a la estatización de los reservorios, como se produjo en Venezuela y que obviamente produce una disminución de las reservas probadas informadas.

- ***¿Y que hizo YPF al respecto?***

Con el fin de recuperar la confianza de los inversores, se creó en YPF una comisión de revisión de reservas, además de las periódicas auditorías internas y externas de reservas para monitorear sus cálculos y perfiles.

3.3 Persona entrevistada: Dr. Gabriel Taira

- Gerente Senior del sector de Valuation Services de KPMG.
- Expositor en congresos de finanzas de empresas.

Fecha: 2 de febrero de 2009

En el tema de valuación de empresas para la industria petrolera, el valor de las reservas las da un ingeniero, por lo tanto para el evaluador es un tema dado que no requiere



mayor análisis. Obviamente, este valor brindado por una tercera parte (distinta a la compañía) tendrá mayor peso que si el dato lo brinda un interno de la propia compañía.

El método de mayor uso en cuanto a la valuación es el DCF (flujo de fondos descontados), el cual está universalmente reconocido y aceptado para determinar el valor de una compañía. En cuanto a la tasa de descuento, se utiliza la WACC y entre sus componentes podemos resaltar los siguientes:

- ◇ *La tasa libre de riesgo*: históricamente se utilizaba la tasa del bono americano a 30 años. Esta tiene una *duration* de 14 años aproximadamente. Aunque dependerá del plazo del proyecto a valorar o bien la perpetuidad de la compañía, si se la pretende valorar a toda, el bono americano a 10 años es el actualmente utilizado.
- ◇ *El riesgo país*: se utiliza el que brindan instituciones como J.P. Morgan pero EcoLatina creo que tiene un rigor técnico más alto. Sin embargo, para inversores externos, tiene mayor peso decir que se consideró el riesgo país del primero aunque sepamos que se encuentra mejor calculado el correspondiente al último.

Con respecto a esto, es importante destacar que el riesgo país que se considera no depende solamente del país en donde se realice el proyecto sino también del país en donde se compran los insumos, por ejemplo. Y este riesgo país será ajustado dependiendo de las circunstancias jurídico-políticas de la región.

- ◇ *Beta*: aquí no hay un consentimiento en cuanto a considerar el historial de 5 o 10 años, semanas o meses. Dependerá de cada consultor.
- ◇ *Debt to equity*: el endeudamiento que se considera no es el que presenta la compañía en particular sino el de la industria en donde ésta se encuentre. Ya que al análisis varias empresas del mismo sector, se puede observar una misma tendencia de endeudamiento y es ésta la que se debe considerar. Por lo tanto, no importa si el proyecto o la compañía se financia con préstamos de casa matriz o bien con préstamos de terceros con intereses diferenciales.
- ◇ *Sales Premium y Specific Premium*: estos son ajustes que se le hacen a la WACC referentes a ciertas situaciones particulares, como ser: determinados riesgos por ejemplo de expropiaciones, nacionalizaciones como también al adquirir paquetes



accionarios importantes o minoritarios. Estos son considerados por casi todas las consultoras de mayor prestigio en el mercado.

- ***¿Uds. utilizan otros métodos de valuación?***

A pesar que el DCF es el método más utilizado, nosotros también usamos las opciones reales para valuar determinadas alternativas. No le encuentro ninguna limitación ni falencia técnica al método pero no es un método conocido y por lo tanto, a la hora de explicárselo a un directivo de empresa o bien al fisco en el caso que así lo requiera, puede tornarse más dificultosa su justificación, es decir para personas que no están familiarizadas con el mismo.

Por otro lado también nosotros consideramos el valor de mercado (*technicals* y *fundamentals*) ya que si existe un valor de mercado porque cotiza en la bolsa, ése sin duda hay que considerar. De mi experiencia, si existe mucha diferencia entre el cash flow y el valor de mercado, generalmente sucede que el cash flow está mal considerado o su tasa de descuento no es la correcta.

El valor contable también no es descartado por completo, porque es posible determinar el valor del patrimonio neto haciendo ciertos ajustes, en el caso que sus rubros no estén valuados a valor de mercado, como pueden ser los bienes de uso y el descuento de ciertos créditos.

- ***¿Cómo manejan los valores de las reservas hidrocarburíferas?***

En el caso de valuación de reservas, lo que hacemos es tomar todas al 100% y luego ponderarlas por un riesgo, dependiendo del tipo de reservas de que se trate.

- ***¿El método de valuación varía si lo que deben valuar esa una empresa, unidad de negocio o sector?***

En el caso que se deba valuar un unidad de negocio (para fines internos a la compañía), el método no difiere, pero sí lo que cabría considerar es quien te brinda la información. Es probable que los propios directivos de las áreas que están siendo evaluadas quieran distribuir costos de estructura hacia otras líneas de negocios y beneficiarse de ese modo.



3.4 Persona entrevistada: Lic. Gastón Francese

- Director Ejecutivo de Tandem, empresa dedicada a la consultoría en la toma de decisiones en organizaciones que operan en ambientes complejos, dinámicos y de alta incertidumbre (incluyendo empresas petroleras).
- Profesor Adjunto de Teoría de la Decisión en carreras de grado y de posgrado en diversas universidades de la Argentina (UBA, CEMA, UB).
- Autor de libros relacionados con esta temática.

Fecha: 12 de marzo de 2009.

- ***¿Cómo ve a la industria del petróleo y gas?***

La industria del petróleo y gas está atravesando un momento en donde la constante modificación del WTI genera un escenario incierto que condiciona las inversiones de las empresas del sector. Otra incertidumbre a la cual se enfrenta la industria está dada por los cambios en el marco regulatorio, los cambios en las reglas de juego que obliga a prestarle mayor atención a la planificación.

- ***¿Cómo impacta esta situación en los métodos de valuación existentes?***

El método utilizado por el 99% de las empresas es el determinístico, como es el flujo de fondos descontados. En estos casos no hay flexibilidad, sino que se valora una foto al momento cero sin posibilidad de cambio futuro.

Luego, en la línea de tiempo de los métodos de valuación, apareció la teoría de opciones, que introdujo la flexibilidad al modelo. Pero esto no quedó aquí, sino que luego aparece el método estocástico. Una característica fundamental que permite clasificar los modelos de simulación en deterministas o estocásticos es el uso o no de variables aleatorias para formalizar la evolución del sistema que se representa.

El resultado de una simulación es una versión ruidosa de un proceso de estimación, el cual reproduce la estadística de los datos conocidos, dando un aspecto realístico del modelo, pero proporcionando un bajo comportamiento de predicción, sin embargo, si se diseñan múltiples secuencias de simulación, es posible dibujar mapas probabilísticos más confiables.



Información adicional sobre simulación

Los elementos de una simulación son los siguientes:

Salidas: objetivos del estudio expresadas mediante valores numéricos.

Entradas: valores numéricos que permiten iniciar la simulación y obtener las salidas:

- Condiciones iniciales: valores que expresan el estado del sistema al principio de la simulación,
- Datos determinísticos: valores conocidos necesarios para realizar los cálculos que producen las salidas.
- Datos probabilísticos: cantidades cuyos valores son inciertos pero necesarios para obtener las salidas de la simulación. Los valores específicos de estos datos deben conocerse a través de una distribución de probabilidad.

La simulación es conveniente cuando¹¹⁸:

- No existe una formulación matemática analíticamente resoluble. Muchos sistemas reales no pueden ser modelados matemáticamente con las herramientas actualmente disponibles.
- Los modelos matemáticos utilizados para modelar una planta petrolera son imposibles de resolver en forma analítica sin realizar serias simplificaciones.
- No existe el sistema real. Es problema del ingeniero que tiene que diseñar un sistema nuevo. El diseño del sistema mejorará notablemente si se cuenta con un modelo adecuado para realizar experimentos.
- Los experimentos son imposibles debido a impedimentos económicos, de seguridad, de calidad o éticos.

Entre las posibles desventajas de la simulación se pueden citar:

- El desarrollo de un modelo puede ser costoso, laborioso y lento.
- Existe la posibilidad de cometer errores. No se debe olvidar que la experimentación se lleva a cabo con un modelo y no con el sistema real; entonces, si el modelo está mal o se cometen errores en su manejo, los resultados también serán incorrectos.
- No se puede conocer el grado de imprecisión de los resultados. Por lo general el modelo se utiliza para experimentar situaciones nunca planteadas en el sistema real, por lo tanto no existe información previa para estimar el grado de correspondencia entre la respuesta del modelo y la del sistema real.

¹¹⁸ Tarifa, E., Teoría de Modelos y Simulación, Introducción a la simulación. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Jujuy, 2002.



La simulación de Monte Carlo es un método que emplea números aleatorios uniformemente distribuidos en el intervalo $[0,1]$ que es utilizado para resolver problemas donde la evolución con el tiempo no es de importancia.

3.5 Empresas sujetas a investigación del presente trabajo

A continuación se enumeran las empresas que participaron de esta investigación.

Petroleras:

- Repsol YPF S.A.
- Total Austral S.A.
- Petrolera Entre Lomas S.A.
- Petrobras Energía S.A.
- Roch S.A.
- BASF Group por Wintershall Energía S.A.
- Exxon Mobil – Esso Petrolera Argentina S.R.L. – Mobil Argentina S.A.
- Shell CAPSA
- Apache Energía Argentina S.A. y Apache Petrolera Argentina S.A.
- Pan American Energy

Consultoras:

- Pistrelli, Hery Martin y Asociados (Ernst & Young Argentina)
- Ernst & Young Francia
- Ernst & Young Malta
- Deloitte Estados Unidos
- KPMG Argentina
- Tandem, Soluciones de Decisión

Otras empresas u organismos que colaboraron con la investigación:

- Instituto Argentino de Petroleo y Gas
- Bolsa de Comercio de Buenos Aires
- Hidroeléctrica Piedra del Águila
- Organización Latinoamericana de Energía, Ecuador.

Los datos completos de las personas involucradas en la investigación se encuentran incluidos en una carta anexa a esta tesis bajo cláusula de confidencialidad.



3.5.1 Alcance de investigación

El alcance obtenido de las encuestas, en lo referente a la producción diaria de petróleo y gas natural es del 65% y 77% respectivamente del total del mercado petrolero argentino para el mes de diciembre de 2008.

Producción diaria por operador				
Operadores encuestados	Petróleo		Gas Natural	
	Dic-08		Dic-08	
	m3/día	%	Mm3/día	%
YPF S.A.	34.976	35,05	36.111	27,42
PAN AMERICAN ENERGY	15.910	15,94	17.277	13,12
PETROBRAS ENERGIA S.A.	7.247	7,26	12.160	9,23
TOTAL AUSTRAL S.A.	3.220	3,23	31.064	23,59
PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	2.252	2,26	962	0,73
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L	1.280	1,28	3.757	2,85
ROCH S.A.	271	0,27	588	0,45
APACHE PETROLERA ARGENTINA S.A.	135	0,13	26	0,02
Total alcance	65.291	65%	101.945	77%
Total mensual	99.796	100%	131.677	100%

Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas

En lo que se refiere a las reservas, el alcance obtenido es el siguiente:

	Probadas	Probables	Posibles
Reservas de petróleo (Mm3) investigados	279.529	88.768	73.149
Reservas de petróleo (Mm3) resto	136.385	61.372	67.719
Total País	415.913	150.140	140.868
Total alcance de investigación	67%	59%	52%
	Probadas	Probables	Posibles
Reservas de gas (MMm3) investigados	338.590	177.210	167.882
Reservas de gas (MMm3) resto	103.384	25.463	33.689
Total País	441.974	202.673	201.571
Total alcance de investigación	77%	87%	83%

Fuente: Reservas hasta el fin de la vida útil de los yacimientos al 31.12.07
obtenido de la Secretaría de Energía de la Nación.



3.5.2 Modelo de encuesta

Nombre:
Puesto:
Compañía:

Nota: Para tildar doble click en el cuadro, luego "checked".

1. ¿Cuál es el principal factor que Ud. consideraría a la hora de estimar el valor de una compañía petrolera?

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Gobierno Corporativo (management) | <input type="checkbox"/> Marco regulatorio aplicable |
| <input type="checkbox"/> Posicionamiento en el mercado | <input type="checkbox"/> Pertenencia a un grupo económico |
| <input type="checkbox"/> Perfil de reservas y producciones | <input type="checkbox"/> Valor de libros |
| <input type="checkbox"/> Valor de cotización de sus acciones | <input type="checkbox"/> Otro (<i>especificar</i>) |

2. ¿Cuál es el principal riesgo que Ud. considera debería contemplar a la hora de evaluar un proyecto de inversión en esta industria?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Riesgo país | <input type="checkbox"/> Presión impositiva |
| <input type="checkbox"/> Inestabilidad política y social del país | <input type="checkbox"/> Déficit de recursos humanos especializados |
| <input type="checkbox"/> Incertidumbre en el cálculo de reservas involucradas | <input type="checkbox"/> Otro (<i>especificar</i>) |

3. ¿Cree que es posible cuantificar ese riesgo?

- | | |
|--|-----------------------------|
| <input type="checkbox"/> Si, completamente | <input type="checkbox"/> No |
| <input type="checkbox"/> Si, en parte | |

¿Cómo?

4. ¿Qué método de valuación le parece más apropiado para valuar este tipo de empresas?

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Valor contable | <input type="checkbox"/> Teoría de opciones |
| <input type="checkbox"/> Valor de la acción (ratios bursátiles como el PER) | <input type="checkbox"/> Flujo de fondos descontados |
| <input type="checkbox"/> Múltiplo de ventas (precio/ventas) | <input type="checkbox"/> Método de creación de valor |
| <input type="checkbox"/> EBITDA | <input type="checkbox"/> Considerar sólo el goodwill |
| | <input type="checkbox"/> Otro (<i>especificar</i>) |



5. ¿Cuál de los anteriores descartaría por completo para valuar estas empresas?

¿Por qué?

6. Frecuencia de uso del flujo de fondos descontados para valuar la inversión.

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Lo usa como herramienta primaria | <input type="checkbox"/> Primaria y secundaria según el caso |
| <input type="checkbox"/> Lo usa como complemento de otras (especificar) | <input type="checkbox"/> No lo utiliza (pase a la pregunta 8) |

7. ¿Que tasa considera Ud. que debería utiliza para descontar el flujo de fondos?

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Tasa que contemple capital propio | <input type="checkbox"/> Tasa estimada como costo de oportunidad |
| <input type="checkbox"/> Tasa que contemple el endeudamiento con terceros | <input type="checkbox"/> Ninguna de las anteriores (Especificar) |
| <input type="checkbox"/> Tasa ponderada de ambas anteriores. | |

8. ¿Considera que las sorpresivas variaciones en las estimaciones de reservas que ocurrieron años anteriores podría volver a ocurrir? ¿Por qué?

9. ¿Cree Ud. que los métodos de valuación tradicionales son aplicables para valuar una compañía petrolera? ¿qué información adicional a la necesaria para valuar cualquier inversión necesitaría?

10. ¿Considera que los criterios utilizados para valuar una compañía petrolera son totalmente aplicables para evaluar la gestión de la misma? ¿Por qué?



3.5.3 Perfil de las empresas petroleras que participaron de la investigación

YPF S.A.



Inicio de actividades: 1922

Composición accionaria: Repsol YPF (84,4%)

Facturación 2007: 29.104 millones de pesos

Empleados: 30.000 en forma directa e indirecta.

TOTAL AUSTRAL S.A.



Inicio de actividades: 1978

Composición accionaria: Grupo Total (Francia)

Empleados: 947

PETROBRAS ENERGÍA S.A.



Inicio de actividades: está presente en Argentina desde 1993.

Composición accionaria: el accionista mayoritario es Petróleo Brasileiro S.A.

Facturación 2008: 11.682 millones de pesos (30/09/08).

Empleados: 4.775

(incluye Argentina, Bolivia, Brasil -Innova-, Ecuador, Perú, México y Venezuela).

Petrolera Entre Lomas S.A. pertenece al mismo grupo.

ROCH S.A.



Inicio de actividades: 1990

Facturación total 2006: 40 millones de dólares.

GRUPO BASF por WINTERSHALL ENERGÍA S.A.



Inicio de actividades: 1978

Empleados: 50



ExxonMobil



EXXON MOBIL – ESSO PETROLERA

Inicio de actividades del grupo: 1889

En el último informe sobre las 500 empresas con mayor capitalización bursátil del mundo, Exxon Mobil ocupa el puesto número 2. Fue movilizada a esta puesto a causa de la compañía Wall Mart.



Shell

SHELL CAPSA

Inicio de actividades en Argentina: 1914

Las ventas globales del grupo ascendieron a 396.000 millones de dólares en el año 2007.



APACHE ENERGIA

Inicio de actividades del grupo: 1954

Origen americana.

Las ventas globales al 31 de diciembre de 2008 ascendieron a 12.327 millones de dólares.



**Pan American
ENERGY**

BP – PAN AMERICAN ENERGY

Tiene su sede en Londres, Reino Unido. Es una de las mayores compañías del mundo (puesto octavo según la revista americana Forbes) y la tercera empresa más importante dedicada al petróleo y gas después de ExxonMobil y Royal Dutch Shell. BP es el resultado de la fusión de varias compañías del sector entre las que destacan Arco, Amoco, Castrol y Aral.

Pan American Energy pertenece al grupo BP y posee 1187 empleados en Argentina.