



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado

MAESTRÍA EN FINANZAS

TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA

Título:

**“VALUACIÓN DE YPF S.A. CUATRO AÑOS
DESPUÉS DE LA EXPROPIACIÓN”**

AUTOR: CHRISTIAN JAVIER ARRAYAGO

DIRECTOR: MG. MARIO LUIS PEROSSA

2017



1. RESUMEN

Argentina disminuyó paulatinamente la producción de petróleo y gas desde 1999 y 2004, respectivamente. A esto se sumó la caída sistemática del nivel de reservas, en un país caracterizado por la alta dependencia a estos hidrocarburos.

Ello provocó un incremento significativo en las importaciones de estos commodities, con un impacto negativo en las cuentas públicas. Ante este escenario, el Estado argentino expropió (04/05/2012) el 51% del patrimonio de YPF S.A, propiedad de Repsol. La indemnización pagada representó una importante erogación que, finalmente, afrontó el contribuyente argentino.

Lo indicado exhibe la relevancia del tema elegido para este trabajo, cuyo objetivo general fue valorar YPF S.A. cuatro años después de la expropiación. Su elaboración requirió transitar las diversas disciplinas de conocimiento abordadas durante el cursado de la maestría.

Asimismo, entre los objetivos específicos se estableció: a) describir el comportamiento de la industria del oil & gas y las actividades de la compañía; b) determinar el valor de YPF al 30/12/2016, según los métodos de descuento de flujos de fondos APV y FCF descontados al WACC. El marco temporal del estudio se restringió al período 2012-2016, habiéndose realizado con arreglo a la metodología del estudio de caso.

Como resultado de la valoración se asignó al *equity* de YPF S.A. un valor de 7.009/7.004 MUSD (USD 17,82/17,81 por acción), según los métodos de descuento de flujos de fondos APV y FCF descontados al WACC, respectivamente. La similitud entre ambas cifras refleja la consistencia del procedimiento empleado. Esta valuación incluyó al activo Vaca Muerta, conforme la teoría del mercado eficiente (Fama, 1970). Asimismo, en la fecha fijada para la valuación -en el NYSE- el ADR de YPF cotizaba a USD 16,50/acción.

Por otra parte, se comparó el valor resultante de las acciones (7.009/7.004 MUSD) con las valoraciones de Fernandez (2013), cuyo promedio fue de 20.137 MUSD; con la valuación del TFN de 9.788 MUSD (17/02/2014); y con el pago recibido por Repsol de 5.000 MUSD (25/02/2014), por el 51% de las acciones (de lo cual se deduce un valor total de 9.803 MUSD).



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado



En todos los casos se verificó que el valor asignado en este trabajo fue inferior. Resta concluir que, dentro del marco temporal estudiado, la empresa no ha creado valor sino que éste ha sido destruido. Acerca de las causales de ello, resulta necesario introducirse en un análisis que excede el propósito de este estudio.

Palabras clave: Valoración de empresas (*value of firm*), flujos de fondos (*cash flow*), industria del Oil & Gas (*Oil & Gas industry*), creación de valor (*value creation*).



2. ÍNDICE GENERAL

1.	RESUMEN.....	2
2.	ÍNDICE GENERAL.....	4
3.	INTRODUCCIÓN.....	6
4.	FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA	8
5.	MARCO TEÓRICO	9
5.1.	LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS.	9
5.2.	MÉTODOS DE VALUACIÓN DE UNA EMPRESA.	14
5.3.	ANTECEDENTES RELACIONADOS CON LA TEMÁTICA PLANTEADA.	18
6.	METODOLOGÍA UTILIZADA	21
7.	EL MERCADO DEL PETRÓLEO Y LA EMPRESA YPF S.A.	23
7.1.	COMPORTAMIENTO ECONÓMICO DEL MERCADO DEL PETRÓLEO Y EL GAS.....	23
7.2.	LA INDUSTRIA DEL OIL & GAS EN ARGENTINA Y EL MARCO REGULATORIO.	34
7.3.	RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA YPF S.A.	47
8.	VALUACIÓN DE YPF S.A. SEGÚN LOS MÉTODOS DE DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS APV Y FCF DESCONTADOS AL WACC.	52
8.1.	DESEMPEÑO OPERATIVO Y FINANCIERO DE YPF S.A.	52
8.1.1.	PERÍODO 2012-2015.....	52
8.1.2.	RESULTADOS AL TERCER TRIMESTRE DE 2016.....	60
8.2.	VALORACIÓN DE EMPRESAS EN MERCADOS EMERGENTES.	63
8.3.	MÉTODO DE VALUACIÓN DE EMPRESAS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS.	65
8.3.1.	MÉTODO DE VALUACIÓN DE EMPRESAS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS FCF (FREE CASH FLOW) DESCONTADO AL WACC.	68
8.3.2.	MÉTODO DE VALUACIÓN DE EMPRESAS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS APV (ADJUSTED PRESENT VALUE) O VALOR PRESENTE AJUSTADO.....	80
8.3.3.	RELACIÓN ENTRE K_E Y K_U	80
8.3.4.	RELACIÓN ENTRE WACC Y K_U	81
8.3.5.	TEORÍAS SOBRE EL VALOR DEL AHORRO DE IMPUESTOS DEBIDO A LOS INTERESES (VTS, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS).....	82



8.4.	VALORACIÓN DE YPF S.A.....	85
8.4.1.	PERSPECTIVAS SOBRE LA EMPRESA Y EL MERCADO DEL OIL & GAS.....	85
8.4.2.	VALORACIÓN SEGÚN EL MÉTODO DE DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS APV.....	92
8.4.3.	VALORACIÓN SEGÚN EL MÉTODO DEL FCF DESCONTADOS AL WACC.	106
9.	CONCLUSIONES.....	108
10.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	110
11.	ANEXOS.....	116
12.	GLOSARIO.....	126



3. INTRODUCCIÓN

En Argentina se ha observado una disminución gradual de la producción de petróleo y gas desde 1999 y 2004, respectivamente. A su vez, en ese mismo período cayó sistemáticamente el nivel de reservas en un país caracterizado por la alta dependencia a estos hidrocarburos.

Como consecuencia de ello hubo un incremento significativo en las importaciones de estos commodities, lo que impactó negativamente en el erario público. Ante este escenario, el Estado argentino expropió (04/05/2012) el 51% del patrimonio de YPF S.A, propiedad de Repsol. La indemnización pagada representó una importante erogación que, finalmente, debió afrontar el contribuyente argentino.

Teniendo en cuenta ello, se ha planteado la realización –en forma individual- de este Trabajo Final de Maestría, cuyo objetivo general ha sido realizar una valuación de YPF S.A. cuatro años después de la expropiación. Entre los objetivos específicos se ha establecido: a) describir el comportamiento de la industria del oil & gas y las actividades de la compañía; y b) determinar el valor de YPF al 30/12//2016, según los métodos de descuento de flujos de fondos APV y FCF descontados al WACC. El marco temporal del estudio se restringe al período 2012-2016, habiéndose realizado con arreglo a la metodología del estudio de caso.

Es importante señalar que el interés por el tema planteado encuentra fundamento en el hecho que fue la población -en general– la que soportó, a través del pago de impuestos, la indemnización dada a Repsol con motivo de la expropiación decidida por el gobierno de turno. Asimismo, resulta relevante porque el tópico seleccionado ha exigido transitar las diversas disciplinas de conocimiento abordadas durante el cursado de la maestría.

En cuanto a la estructura, en la sección 4 se fundamenta el tema planteado. En la sección 5 se desarrolla un marco teórico que aborda sucintamente temas relacionados a la industria del petróleo, a la valuación de empresas, y a los antecedentes sobre valuaciones anteriores que tuvieron a la empresa como target. En la sección 6 se indica todo lo referido a la metodología aplicada.



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado



Posteriormente, en el capítulo 7 se describe el comportamiento de la industria del oil & gas en el mercado mundial y en la Argentina, y se reseña la historia de YPF. Acto seguido, en el capítulo 8 se muestra el desempeño operativo de la empresa y se practica la valuación, según los métodos de descuento de flujos de fondos APV y FCF descontado al WACC. Como cierre, en el capítulo 9 se exponen las conclusiones.



4. FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA

En 2012, el Gobierno argentino expropió¹ el 51% del patrimonio de YPF S.A, propiedad de Repsol. Dicho acto administrativo del gobierno de turno derivó en el pago de una indemnización, la cual representó una significativa erogación que, indirectamente, debió costear el contribuyente argentino a través del cumplimiento de sus obligaciones tributarias.

Lo señalado precedentemente ha generado el interés por determinar el valor de la empresa, luego de cuatro años de gestión a cargo del Estado nacional. De acuerdo a lo expresado, en el trabajo se ha pretendido responder la siguiente pregunta problematizante: ¿cuál es el valor de la compañía al 30/12/2016?

Consecuentemente, el objetivo general ha sido realizar una valuación de YPF S.A. a dicha fecha. Asimismo, entre los objetivos específicos se ha establecido: a) describir el comportamiento de la industria del oil & gas y las actividades de la compañía; b) determinar el valor de YPF al 30/12//2016, según los métodos de descuento de flujos de fondos APV y FCF descontados al WACC.

Acerca de la enunciación de la hipótesis que requiere –según algunos autores- todo trabajo de investigación, es menester aclarar que según Hernández Sampieri et al. (2010), no todas las investigaciones deben plantear hipótesis. El hecho de que se formule o no una hipótesis depende del alcance inicial del estudio.

Al tratarse este trabajo de un estudio de caso con alcance descriptivo y con pronosticación de valoraciones, se ubica dentro del supuesto citado por el autor. Por ende, no se ha contemplado el desarrollo de una hipótesis.

¹ Fecha: 04/05/2012



5. MARCO TEÓRICO

Ante la variedad de términos y conceptos que se citan en el presente trabajo, vinculados con la industria del oil & gas y la valoración de activos, resulta necesario establecer un marco teórico de referencia como herramienta, que contribuya a la comprensión de su contenido. Asimismo, se da cuenta de los antecedentes hallados que guardan relación con la temática planteada.

5.1. LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS.

La producción mundial de petróleo y de gas natural es realizada por empresas llamadas “petroleras”. Estas compañías se agrupan en diferentes categorías: las empresas estatales, las integradas, las grandes independientes, las independientes de menor tamaño, las transportistas de gas y de petróleo, y las de distribución. Las petroleras producen tanto petróleo como gas, en razón de que los yacimientos pueden ser productores de uno u otro hidrocarburo, aunque - en general - ambos surgen conjuntamente.

La actividad industrial petrolera se caracteriza por tener tres tramos bien marcados, a saber:

- *Upstream* (aguas arriba): exploración y producción (E&P), dedicada a la búsqueda de nuevos yacimientos y, una vez encontrados, a desarrollar los proyectos que permitan ponerlos en producción, así como la propia producción.
- *Midstream* (transporte): se refiere al punto intermedio, el que permite llevar el crudo hasta las refinerías (busques tanque y oleoductos).
- *Downstream* (aguas abajo): refinó y comercialización, transforma el crudo en productos útiles y los hace llegar al consumidor.

La exploración es el término utilizado en la industria petrolera para denominar la búsqueda o prospección de petróleo y/o gas. Se trata de una etapa que, si resulta exitosa, concluye con el descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos. Los métodos y tecnologías utilizadas son variadas y dependen del lugar donde se encuentren.



Se entiende por reservas de petróleo y gas al volumen de hidrocarburos, localizados en un yacimiento descubierto, que será posible producir en condiciones rentables. Para determinarlas, primero se debe establecer cuánto petróleo y/o gas contiene éste, lo que se conoce como “petróleo original in situ” (OOIP, por sus siglas en inglés) o “gas original in situ” (OGIP, por sus siglas en inglés).

La “reserva” de un yacimiento es una fracción del “petróleo original in situ”, debido a que no es posible recuperar la totalidad del petróleo existente. Por lo tanto, para determinar la reserva resulta necesario estimar cuál será el factor de recuperación del yacimiento. Conocidos los límites y características del yacimiento y las reservas que contiene, se abre paso a la etapa de planificación para su desarrollo. A partir de aquí se podrá evaluar económicamente el desarrollo y determinar su rentabilidad.

La producción se discontinúa cuando los ingresos por ventas comienzan a ser inferiores a los costos operativos (límite económico). Este petróleo extra que se podría recuperar cuando cambie la ecuación económica no constituye parte de las reservas. Se lo denomina recurso contingente. Tampoco forma parte de las reservas el petróleo que se podría obtener si un prospecto exploratorio resultase productivo. En este supuesto el nombre es recurso prospectivo.

En términos de Kaindl (2009), toda reserva debe ser comercialmente recuperable, futura y de un yacimiento conocido, pero de acuerdo con el grado de certeza que se tenga sobre el valor informado, se la clasificará en alguna de estas categorías: comprobada (probada), probable o posible. Las reservas comprobadas son aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperadas de acumulaciones conocidas con razonable certeza (al menos 90%) en forma económica y con las técnicas existentes.

A su vez, éstas se dividen en reservas comprobadas desarrolladas, que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes; y en reservas comprobadas no desarrolladas, que se esperan recuperar mediante pozos a perforar y/o instalaciones de producción futuras. En ambos casos el grado de certidumbre sobre la recuperación del volumen informado no podrá ser inferior al 90%.



Las reservas probables son aquellas donde, de acuerdo con los datos geológicos y de ingeniería, existe una razonable probabilidad de recuperación de al menos un 50%, aunque no en grado tal como para considerarlas comprobadas. Las reservas posibles son aquellas que poseen una posibilidad de recuperación de al menos el 10% e inferior al 50%; por ende, no están incluidas en las categorías anteriores.

La producción por pozo en el mundo tiene una amplia gama de variación. Algunos aportan unos pocos metros cúbicos y otros más de un millar por día. Comportamientos tan diferentes encuentran su explicación en la tipología de diseño de los pozos y, fundamentalmente, en la calidad de los reservorios (v.g.: permeabilidad, espesor, viscosidad y presión). En su totalidad, los pozos producen gas. A veces asociado con petróleo (pozos petrolíferos) y otras de forma libre (pozos gasíferos).

Acerca del transporte de petróleo (*Midstream*) se puede señalar que tiene dos momentos claramente definidos. El primero es el traslado de la materia prima desde los yacimientos hasta la refinería, donde será procesada para obtener los productos derivados. El siguiente es la distribución propiamente dicha, donde los subproductos manufacturados llegan al consumidor final.

Los oleoductos son tuberías de acero que transportan el petróleo desde los yacimientos hasta las refinerías o los puertos de embarque. Los gasoductos conducen el gas natural que se produce desde un yacimiento hacia plantas separadoras y fraccionadoras, con el objetivo de extraer hidrocarburos contenidos en el gas natural, tales como el etanol, el propano y butano (gas licuado) y los pentanos y superiores (gasolina natural). Las tuberías que trasladan varios productos líquidos en forma alternativa, se denominan poliductos.

Cuando el petróleo crudo ha sido transportado a través de un oleoducto hacia una terminal portuaria, puede ser transferido a un buque tanque para ser llevado a una refinería, donde será procesado o exportado como materia prima. El gas natural es transformado criogénicamente (bajas temperaturas) a su estado líquido (GNL), pues así se reduce unas 600 veces su volumen.



De esta forma puede ser transportado por los buques (gasíferos) desde los países productores a los grandes puntos de consumo.

Las características de los distintos sistemas de transporte y distribución difieren según la infraestructura y/o la naturaleza del producto a trasladar y comercializar. Por ello, también se debe incluir el transporte por ferrocarril o camión tanque, los cuales apoyan una extensa red de transporte y distribución del petróleo o del gas y sus derivados.

El petróleo crudo, cualquiera sea su origen, no aporta en forma directa todos los productos terminados requeridos por el mercado consumidor. Tanto la calidad como la cantidad de combustibles, lubricantes y otros derivados deben ser obtenidos en complejas y costosas instalaciones industriales llamadas refinerías.

Con la llegada del crudo a la refinería comienza el último tramo (Downstream). Aquí, fundamentalmente, se obtienen motonaftas, gases licuados, kerosene, aerocombustibles, gas oil, lubricantes, fuel oil, parafinas, asfaltos y demás derivados de la industria petroquímica. La refinería moderna está diseñada de forma tal que su flujo, desde el bombeo inicial del petróleo crudo hasta la salida final de los productos terminados, constituye un proceso continuo. Con la comercialización y distribución de los derivados del petróleo y del gas, o la llegada al consumidor final, finaliza el proceso industrial iniciado con la exploración y ubicación de las reservas de los hidrocarburos.

Acerca de los hidrocarburos de reservorios “no convencionales”, son los mismos que se vienen explotando a partir de los denominados yacimientos “convencionales”. En términos de López Anadón (2015), sólo cambia el tipo de roca en la que se encuentran, lo cual implica algunas diferencias respecto de las técnicas tradicionales de extracción. Se utiliza una técnica llamada fractura hidráulica, que ha permitido mejorar la permeabilidad de los reservorios convencionales,



pero adaptada para la extracción de hidrocarburos de las formaciones *shale*² (*shale gas* y *shale oil*).

Dentro de la roca generadora existe petróleo y gas que se encuentran “encerrados” en millones de poros microscópicos, sin contacto entre ellos. Por este motivo, estos hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escapar de ella, a diferencia de aquellos que han podido “migrar”, para formar parte luego de un reservorio convencional. La nueva tecnología permitió extraer estos hidrocarburos “atrapados” en forma económica y sustentable.

La diferencia entre convencionales y no convencionales radica también en el comportamiento de la producción que proviene del pozo, en la cantidad de pozos necesarios y en las magnitudes de la inyección de fluidos necesaria. Todo esto determina que las operaciones no convencionales requieran mayores escalas e inversiones iniciales que las convencionales.

En el funcionamiento del mercado internacional del petróleo, Seba (2008) sostiene que los crudos de diferentes fuentes son categorizados de acuerdo a su gravedad API y al porcentaje de azufre incorporado en el petróleo. Por ejemplo, África Occidental produce un crudo medio con una densidad muy próxima al Golfo Pérsico (34,00°API).

Los crudos del norte África, ligeros y dulces, son – según Figueroa Sanchez (2006) - probablemente los de mayor calidad del mercado y el más representativo por su alta producción (llamado Saharan Blend). El crudo medio europeo es ligero y dulce, aunque no tanto como el del norte de África. El crudo referente en el mercado –físico y papel- sigue siendo el Brent³, aunque es más ligero y dulce que el medio europeo y su producción está lejos de ser la más alta. En los

² Término en inglés con el que habitualmente se denominada esta clase de roca, incluso en textos escritos en idioma español. También es conocida como “lutita” o “esquisto”. Términos como “gas de esquisto” o “shale gas”, se refieren al gas contenido en este tipo de rocas.

³ El Brent es un tipo de petróleo que se extrae principalmente del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos. También es referencia para el 65% de los distintos tipos de crudo mundial, y cuyos precios se expresan como una prima o un descuento contra el Brent.



últimos años los crudos rusos fueron creciendo en volumen en el mercado mundial, y como referente se puede mencionar el crudo Ural (medio y agrio).

El petróleo marcador del continente americano y referencia del mercado de futuros de Nueva York es el *West Texas Intermediate (WTI)*, que es aún más ligero y dulce que el *Brent* británico. El crudo medio del resto de los países latinoamericanos es el más pesado del mercado. Sin embargo, no es el más agrio y da lugar a calidades de crudos pesados pero dulces. Esto rompe la regla general aplicable al resto del mundo, según la cual un crudo más pesado suele ser más agrio.

Los países asiáticos del Extremo Oriente producen un crudo medio (32,1°API) y dulce, muy similar al *Dqing* chino. Los crudos del pacífico, con escasa representación extractiva a nivel mundial, son ligeros y dulces.

Resta señalar que el crudo Arabia Ligero⁴ representa el tipo de crudo que, dadas sus especificaciones técnicas, cualquier refinería estaría dispuesta a aceptar. No cotiza en el mercado *spot* porque su empresa comercializadora, Saudi Aramco, sólo vende bajo contrato.

5.2. MÉTODOS DE VALUACIÓN DE UNA EMPRESA.

El valor de una empresa comúnmente difiere si se tienen en cuenta las perspectivas de diferentes compradores y el vendedor. En virtud de ello, se debe realizar una distinción entre el precio y el valor. El precio es la cantidad a la que el vendedor y comprador acuerdan realizar una transacción de compra-venta de una empresa. Según Fernández (2013), esta diferencia con el valor se puede explicar mediante múltiples razones.

Por ejemplo, una empresa multinacional muy avanzada tecnológicamente desea comprar otra empresa local, con cierta reputación, con el fin de ingresar al mercado argentino. Es decir que busca aprovechar el conocimiento que el mercado local tiene respecto de esa marca. En este supuesto, el comprador valorará la marca y no valorará los activos fijos (instalaciones,

⁴ 34°API.



maquinaria, etc.), en razón de que él mismo posee activos más avanzados. Contrariamente, el vendedor valorará con énfasis sus recursos materiales ya que están en condiciones de seguir produciendo. Desde el punto de vista del primero, se tratará de determinar el valor máximo que debería estar dispuesto a pagar, por lo que le aportará la empresa *target*.

En cambio, el vendedor tratará de determinar cuál será el valor mínimo al que debería aceptar la operación. Estas dos cifras son las que se confrontan en una negociación en la cual, finalmente, se acuerda un precio que está generalmente en algún punto intermedio entre ambas. Una empresa también puede tener diferente valor para distintos compradores por motivos diversos, tales como: percepciones sobre el futuro del sector y de la empresa, estrategias, etc.

Perossa (2010) afirma: “El concepto de valor hace referencia a los beneficios que una persona o empresa espera recibir de ciertos activos, considerando que todos esos beneficios – oportunidades de inversión, aseguramiento de la cadena de valor, intensificación de la producción – no pueden ser expresados en dinero” (p. 362). En cuanto al precio, agrega: “el precio es la cantidad de dinero objetiva en la cual oferentes y demandantes se ponen de acuerdo para establecer el intercambio de bienes y servicios, al cual se llega luego de una negociación entre las partes interesadas” (p. 362).

Fernández (2013) sostiene que la valoración de una empresa es un ejercicio de sensatez que requiere unos pocos conocimientos técnicos y mejora con la experiencia. Estos factores son necesarios para evitar errores, por no responder adecuadamente preguntas tales como: ¿qué se está haciendo?, ¿por qué se está haciendo la valoración de determinada manera? y ¿para qué y para quién se está haciendo la valoración?

Desde la perspectiva de Perossa (2010), los métodos de valoración son una serie de procedimientos estandarizados para realizar aproximaciones de precios – denominadas valoraciones –, dado que buscan arribar a una cifra justa (valor justo) para ambas partes. Debido a los intereses diversos que hay entre los actores involucrados en una negociación, es necesario encontrar una metodología confiable y objetiva que permita hallar un precio – valor común entre dos partes – para que dicha transacción pueda concretarse. Alcanzar ese acuerdo implica ponerse



de acuerdo en la metodología o metodologías a emplear, a fin de encontrar el precio justo que satisfaga a las partes.

Los métodos para valorar empresas con expectativas de continuidad, considerados “correctos” según Fernández (2013), son aquellos basados en el descuento de flujos de fondos. Éstos asumen que la empresa es un ente generador de flujos de dinero. Por lo tanto, las acciones y la deuda son valorables como otros activos financieros.

Cuando se prevé liquidar una empresa, otro método disponible es el valor de liquidación. Aquí, el valor de las acciones será el mayor entre el valor de liquidación y el valor por descuento de flujos.

Siguiendo a Fernández (2013), a continuación se mencionan otros métodos existentes, conceptualmente “incorrectos” que carecen de sentido en la mayoría de los casos, pero que son utilizados con frecuencia por los profesionales de las finanzas. Entre ellos se pueden citar:

- a) Método de los múltiplos. Se puede emplear como una aproximación, en caso de requerirse una valoración rápida o si los flujos futuros tienen un alto grado de incertidumbre, o para contrastarlo con el valor obtenido por descuento de flujos.
- b) Métodos basados en el balance (valor patrimonial). Entre estos métodos se enumeran los siguientes: valor contable, valor contable ajustado, valor de liquidación y valor sustancial.
- c) Métodos basados en la cuenta de resultados. Tratan de determinar el valor de la empresa a través de la magnitud de los beneficios, de las ventas o de otro indicador.
- d) Método del múltiplo de las ventas. Consiste en calcular el valor de una empresa multiplicando sus ventas por un número. Se puede mencionar el ejemplo de una oficina de farmacia, en la que se valora con frecuencia multiplicando sus ventas anuales (en euros) por 2 o por otro número, según la coyuntura del mercado. Además del PER y el ratio precio/ventas, algunos de los múltiplos que se utilizan con frecuencia son: valor de la empresa / beneficio antes de intereses e impuestos (BAIT), valor de la empresa/beneficio antes de amortización, intereses e impuestos (EBITDA), valor de la



empresa/cash flow operativo y valor de las acciones/valor contable. También se pueden enunciar los múltiplos utilizados para valorar empresas de Internet. Entre los más utilizados están: precio/ventas, precio/subscriptor, precio/páginas visitadas y precio/habitante.

- e) Métodos mixtos (basados en el fondo de comercio o Goodwill). Según este mecanismo, el valor de la empresa es igual al valor de su activo neto más el valor del fondo de comercio, que según el método que se utilice se calcula de distinta manera. El fondo de comercio es la diferencia entre el precio que se paga por una empresa y el valor contable con el que se refleja la compra. Se trata sólo de un apunte para que cuadre el balance de la empresa compradora. Sin embargo, algunos autores sostienen que el fondo de comercio representa el valor de los elementos inmateriales de la empresa, que muchas veces no aparece reflejado en el balance pero aporta una ventaja respecto a otras empresas del sector. Es un valor a añadir al activo neto si se quiere efectuar una valoración correcta.

Como se adelantó, los métodos basados en el descuento de flujos buscan determinar el valor de la empresa, a través de la estimación de los flujos de dinero (cash flows) que generará en el futuro, para luego descontarlos a una tasa de descuento apropiada, según el riesgo de dichos flujos. Es decir que el valor de las acciones de una empresa - asumiendo su continuidad - proviene de la capacidad de la misma para generar dinero (flujos), para los propietarios de las acciones.

En términos de Dumrauf (2010), en el método del descuento de flujo de efectivo se realiza una proyección explícita durante un cierto número de años, llamado período “T”, donde se asumen ciertas hipótesis en torno a la evolución de las ventas, resultados y cambios en los requerimientos del capital de trabajo y de los activos fijos que son necesarios para producir esas ventas. Una vez que la empresa deja de crecer, las ventas, los resultados y los flujos de efectivo se estabilizan y cesan los requerimientos de inversión. En ese momento, la empresa alcanza un estado estacionario.



De esta forma, el valor de la firma, más allá del período T , es el mismo que resulta de calcular la perpetuidad del FCF (*free cash flow*) en el período $T + 1$ (el año siguiente al período T) y luego descontarlo hasta el presente. El valor continuo o terminal (V_c) es luego el valor presente de los flujos de efectivo perpetuos, que comienzan un año después de la fecha definida como fin del período de proyección implícito.

Cabe resaltar que en el presente trabajo se practicó la valoración de YPF sólo a través de los métodos de descuento de flujos de fondos Adjusted Present Value y *Free Cash Flow* descontado al WACC. Por tal motivo, en el capítulo de valuación de la empresa YPF S.A. se tratarán estas metodologías con mayor profundidad.

5.3. ANTECEDENTES RELACIONADOS CON LA TEMÁTICA PLANTEADA.

En Fernández (2013) se hallaron dos trabajos que dicho autor preparó sobre la expropiación de YPF, ocurrida en 2012. En el primero (Capítulo 17), llamado “Valoración de una expropiación: YPF y Repsol en Argentina”⁵ (diciembre de 2012), se invitó a los lectores a “ayudar” al tribunal que debiera fallar sobre la compensación que el Estado argentino debería pagar a Repsol, por la expropiación del 51% de YPF. Se proporcionó información y datos para responder la siguiente pregunta: ¿cuántos dólares debería pagar el gobierno argentino a Repsol por la expropiación? Para obtener las respuestas al caso planteado, se envió un email a unas 22.000 direcciones de profesores de finanzas y economía, analistas, gestores de fondos y directivos de empresas.

En el segundo (Capítulo 18), denominado “1.959 valoraciones de la expropiación del 51% de YPF”⁶, se analizaron 2.043 respuestas a dicha pregunta, las cuales fueron enviadas al autor por profesores y directivos de empresas de 42 países. De las 2.043 respuestas, 1.972 proporcionaban un valor. Se consideraron como *outliers* a 13 respuestas, dado que asignaron un valor muy

⁵ Una versión en inglés de este caso puede descargarse en: <http://ssrn.com/abstract=2176728>.

⁶ El caso se puede descargar en <http://ssrn.com/abstract=2183603>.



pequeño o muy grande. El promedio de las 1.959 valoraciones consideradas fue de \$51,2/acción. Esto totalizaba USD 10.270 millones por el 51% de las acciones de YPF.

Casi el 70% de las valoraciones proporcionaron dos resultados: UDS 47,3/acción (USD 9.488 millones por el 51% de las acciones) y USD 56,7/acción (USD 11.373 millones por el 51% de las acciones). El trabajo mencionado fue elaborado para su utilización académica en cursos relacionados con la valoración de empresas. No contenía ninguna crítica a las respuestas recibidas ni tampoco reflejaba la posición de ninguna de las partes protagonistas o afectadas por el caso.

El autor afirmó que esta valoración se basaba en lo indicado en los Estatutos de la empresa (arts. 7 y 28). Consideró que en una expropiación se debe dar un precio objetivo, dado que recurrir a una valoración por descuentos de flujos de caja, no sería objetiva. Como ejemplo puso el caso del activo Vaca Muerta, donde probablemente cada uno daría una valoración. También agregó que sería difícil llegar a un acuerdo acerca de lo que vale la Ke. Por lo expresado, sostuvo que resultaba justo darle a Repsol lo mismo que debería quedarle al resto de los accionistas por sus acciones, en el supuesto de una OPA obligatoria, conforme a lo que establecen los Estatutos.

Atento a lo citado precedentemente, se calculó el 51% de las acciones de YPF (que es lo que se expropiaba), esto es 0.51 por las 393.312.793 acciones, y se lo multiplicó por 56,7\$/acción, por aplicación del mecanismo previsto en los artículos 7 y 28 del estatuto (el mayor entre las opciones B y D, en este caso es D). Se tomó como día de referencia el 28 de Enero de 2012, fecha en la que se anunció la expropiación, porque a partir de esa fecha la cotización estaba sesgada.

Otro antecedente que debe ser mencionado es el dictamen emitido por la Sala *Ad Hoc* YPF del Tribunal de Tasación de la Nación⁷, del 17 de febrero de 2014, en el expediente N° E-45.517/00. El tribunal actuó con motivo de una solicitud del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de

⁷ SALA AD HOC, Resolución TTN N° 9/2013.



la Nación (según Ley N° 26.741). En dicho trabajo se llevó a cabo la tasación del 51% del patrimonio de YPF Sociedad Anónima, representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa. Éstas pertenecían a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. El dictamen resolvió fijar el valor de la empresa, a la fecha de la toma de posesión (16/04/2012), en la suma total de USD 4.925.085.000, resultando un valor unitario para cada acción de USD 24,553⁸.

Como último antecedente, resta agregar el convenio alcanzado – con fecha 25/02/2014 - entre el gobierno de la República Argentina y Repsol, respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase “D” de YPF S.A., de conformidad con la Ley 26.741. Ambas partes acordaron desistir de acciones judiciales recíprocas y respecto de terceros, así como una serie de renunciaciones e indemnidades mutuas. Repsol aceptó, por todo concepto, un pago de USD 5.000 millones en bonos soberanos como compensación por la expropiación.

La deuda que emitió la República Argentina para el pago por la expropiación estuvo compuesta por distintos títulos, según la siguiente composición: USD 3.250 millones en un nuevo bono denominado BONAR 24, con vencimiento a 10 años y una tasa de interés de 8,75%; USD 500 millones de Bonar X, con vencimiento en 2017 y tasa del 7%; y USD 1.250 millones del título Discount 33, con vencimiento en 2033 e intereses del 8,28%. Se previó la emisión de bonos complementarios con un tope de USD 1.000 millones -en valor nominal- si la cartera original no alcanzaba un valor de mercado equivalente a USD 4670 millones.

Dicha deuda fue saldada a medida que se producía su cobro regular a su respectivo vencimiento o por la enajenación de los bonos, es decir, bajo la modalidad jurídica “*pro solvendo*”. Repsol debía devolver a la República Argentina cualquier importe obtenido por la enajenación de los títulos públicos o su cobro regular, que hubiese superado los USD 5.000 millones, deducidos gastos e intereses.

⁸ Tipo de cambio de ARS 4,40 = 1 US\$.



6. METODOLOGÍA UTILIZADA

Para la elaboración del presente estudio se aplicó un proceso de carácter exploratorio, descriptivo, y de alcance longitudinal. Primeramente, se efectuó un análisis del mercado del petróleo, para luego avanzar sobre la situación financiera de la empresa YPF S.A.

A partir de dicha información, se correlacionaron los valores para estimar los flujos de fondos futuros de la compañía, con el fin de obtener una valoración a través de dos métodos de descuento de flujos de fondos. Posteriormente, las valoraciones emergentes fueron comparadas con aquellas practicadas por otros profesionales. Con este resultado se analizó la evolución del valor de la empresa desde 2012 a 2016.

La información utilizada comprendía datos cuantitativos y cualitativos (por ejemplo ingresos, costos, indicadores, ratios, precios, informes de gestión, etc.). Éstos provienen de fuentes secundarias y de acceso público (documentos de la propia empresa, Banco Central de la República Argentina, CNV, analistas financieros, SEC, mercados bursátiles, industria del petróleo, etc.). Los datos generados permitieron hacer las proyecciones de flujos de fondos, necesarios para valorar la compañía y describir la evolución de su valor. Es importante aclarar que no se ha utilizado información confidencial de la empresa.

En cuanto a la unidad de análisis, el estudio comprendió el desempeño de YPF S.A dentro del mercado del petróleo local e internacional. El alcance temporal de este estudio longitudinal se restringió al período 2012 - 2016.

Por todo lo mencionado, el presente trabajo se ajusta a las características de los denominados estudios de casos. En palabras de Hernández Sampieri, R.; Fernández Collado, C.; Baptista Lucio, P. (2010), éstos se podrían definir como aquellos estudios que al utilizar los procesos de investigación cuantitativa, cualitativa o mixta; analizan con profundidad una unidad con el fin de responder al planteamiento de un problema, probar una hipótesis y desarrollar alguna teoría.

En esta ocasión, se combinan al menos un elemento cuantitativo y uno cualitativo en un mismo estudio o proyecto de investigación. Por otra parte, al tratarse de un diseño no experimental no se



pretendió controlar ni manipular variables. Tampoco se persiguió medir la relación causa-efecto entre una variable independiente y otra dependiente.

Estos diseños dejan un gran margen para la interpretación. Por ende, con sus resultados no es posible efectuar generalizaciones, pero resultan de utilidad para la toma de decisiones. Desde la perspectiva de Fassio, L. et al. (2002), en este tipo de investigación se estudian en profundidad las características de un fenómeno determinado para facilitar su comprensión. Todas las definiciones sobre estos estudios coinciden en que se basa en una indagación detallada, sistemática y en profundidad del caso objeto de interés.

En términos generales, se persiguió registrar los hechos tal y como han sucedido, describir situaciones, brindar conocimiento acerca del fenómeno estudiado y/o comprobar o contrastar ciertos efectos o relaciones dentro de contextos diversos. A las características mencionadas en párrafos anteriores, se puede acotar que el estudio de casos es esencialmente: particularista, descriptivo, heurístico e inductivo.

Este trabajo también encaja dentro de lo que se denomina diseño de triangulación concurrente (DITRIAC). Según sostiene Hernández Sampieri et al (2010), este modelo es probablemente el más popular y se utiliza cuando el investigador pretende confirmar o corroborar resultados y efectuar validación cruzada entre datos cuantitativos y cualitativos. También pretende aprovechar las ventajas de cada método y minimizar sus debilidades. Se debe tener en cuenta que puede ocurrir que no se presente la confirmación o corroboración. Los datos cuantitativos y cualitativos se recolectan y analizan de forma simultánea (concurrente).



7. EL MERCADO DEL PETRÓLEO Y LA EMPRESA YPF S.A.

7.1. COMPORTAMIENTO ECONÓMICO DEL MERCADO DEL PETRÓLEO Y EL GAS.

El petróleo es el *commodity* de mayor comercio en los mercados internacionales. Según estadísticas de la Organización Mundial de Comercio, el valor de las exportaciones mundiales de combustibles, entre 1995 y 2014, crecieron a una tasa media anual del 12%. Este aumento fue superior al de los restantes grupos de productos. Medidas en dólares corrientes, las exportaciones de combustibles fueron más de ocho veces superiores a las registradas en 1995.

La participación de los combustibles en las exportaciones mundiales aumentó del 7% en 1995, al 17% en 2014.⁹ Este crecimiento se explica, en parte, por el incremento de los precios de la energía, que en 2014 quintuplicaron su nivel respecto de 1995. Asimismo, el petróleo mantiene el dominio mundial en el mercado de combustibles y aumentó su participación en el market share global por primera vez desde 1999.

En términos de Parra (2003), cuantitativamente, el uso fundamental que se le da al petróleo es para producir energía¹⁰. El uso energético puede ser para: transporte (automóviles, barcos, aviones, trenes, etc.), calefacción de espacios (GLP, gasóleos, consumo hogareño), producción de calor industrial (altos hornos, etc.), generación de electricidad (fuelóleos), materia prima para lubricantes y asfalto, y materia prima de la petroquímica.

Por tal motivo, para entender la industria del petróleo y su economía es esencial tener presente los usos a los que se destina. Estos usos determinan, por agregación ponderada, la demanda del petróleo. Por otra parte, la variada ubicación geográfica de oferta y demanda deriva en un intenso comercio internacional, donde se observan los siguientes protagonistas: productores (poseen los derechos de explotación sobre el crudo), refinadores (adquieren el crudo para obtener un producto derivado), intermediarios (trading), agentes (broker), informadores y mercados.

⁹ Fuente: OMC (2015).

¹⁰ Fuente: Agencia Internacional de Energía (EIA, por sus siglas en inglés), año 2001.



La historia refleja que la industria del Oil & Gas, como también se la denomina, es una actividad con complejidades políticas y económicas que se caracteriza por ser la mayor industria extractiva del mundo. Esto último implica la remoción de elementos no renovables a gran escala.

Al ser una industria de capital intensivo y de alto riesgo, se requieren importantes y continuas inversiones de capital. Asimismo, una de las razones por la que esta industria es muy observada y regulada, es porque la comercialización de combustibles es una de las mayores fuentes de ingresos para los estados (vía tributos).

Entre las características fundamentales de la industria, Parra (2003) enumera las siguientes: homogeneidad (es líquido y permite obtener, en proporciones variables, diversos productos), sobrecapacidad, integración horizontal y vertical, importantes capitalizaciones bursátiles, stocks estratégicos, estructura del mercado, capital de trabajo intensivo, y empresas integradas y especializadas.

Se entiende por oferta de crudo a la producción de ese hidrocarburo, incluidos los hidrocarburos líquidos (propano y butano) y pequeñas cantidades de productos intermedios del refino de especificación indeterminada. En términos de Figueroa Sánchez (2006), esta acepción es la utilizada por la Agencia Internacional de Energía, estadísticas de British Petroleum (BP), etc. Cabe aclarar que no es pacífica esta interpretación sobre la oferta, razón por la cual no resulta sencillo obtener la cantidad.

Asimismo, este autor sostiene que, actualmente, la oferta o producción mundial de petróleo proviene de dos sectores. El primero, está conformado por aquellos países sometidos a una cuota de producción, que normalmente trabajan por debajo de su máxima capacidad productiva (integrado por los países de la OPEC¹¹, salvo escasas excepciones). Por tal motivo, para una

¹¹ *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP). La OPEP (OPEC, por sus siglas en inglés), según sus estatutos, tiene como objetivo coordinar y unificar las políticas petroleras entre los países miembros, con el fin de garantizar unos precios justos y estables para los productores de petróleo, el abastecimiento eficiente, económico y regular de petróleo a los países consumidores y un rendimiento justo del capital de los inversores.



demanda dada, la manipulación de la producción les permite influir en los precios (*pricemarkers*). En cambio, el segundo sector agrupa a los restantes países productores que trabajan al máximo de su capacidad de producción y no tienen el poder para influir significativamente en el precio.

Según Figueroa Sánchez (2006), mientras que los países no OPEP publican periódicamente la producción de sus yacimientos, algunos integrantes de esta alianza no lo hacen. Por lo tanto, ello constituye una dificultad estadística básica para estimar la producción de los países OPEC.

Desde la perspectiva de Parra (2003), el comportamiento actual y de buena parte del pasado parece apoyar la idea de que la OPEP es un cártel. Al tener una cuota importante del mercado del petróleo (superior al 40%), adoptan niveles de producción y asignan cuotas con un objetivo de precio. Arabia Saudí tiene un papel preponderante en este grupo.

Por lo expresado, la existencia de este cártel aleja la influencia de los costos sobre los precios. Esto puede ocasionar que el precio de mercado pueda estar por encima del que tendría en competencia perfecta. Sin embargo, el sostenido crecimiento en la producción que desarrolló EE.UU. en los últimos años, a partir de la explotación de los yacimientos no convencionales, está condicionando el papel que tradicionalmente ha tenido la OPEP en la fijación de precios.¹²

En términos de Parra (2003), la demanda de petróleo está compuesta – esencialmente - por el consumo mundial de productos petrolíferos. Si se contrasta este valor con la estimación de la oferta de crudo, mediante la valoración de las variaciones en los niveles de stock de crudo y productos petrolíferos, se observa que no hay identidad.

Agrega que la variación mundial de los stocks de crudo, en un cierto período de tiempo, es igual a la diferencia entre la cantidad de crudo producido y refinado en el mundo en dicho período. Dado que tanto la producción como el refino son flujos, su diferencia también lo es y representa

¹² Según la Agencia Internacional de Energía (EIA, por sus siglas en inglés), Estados Unidos de América fue el mayor productor de petróleo y gas natural del mundo en 2014.



la tasa de cambio del stock de crudo por unidad de tiempo. El equilibrio de flujo implica que la tasa de variación de la producción de petróleo crudo coincide con la tasa de variación de refino del mismo.

En el ámbito del análisis energético y económico, con frecuencia se suele escuchar que la demanda es inelástica con relación al precio. En perspectiva de Figueroa Sánchez (2006) es una expresión imprecisa que induce a una interpretación errónea. Agrega que - en base a ejercicios empíricos - conforme se avanza del corto al largo plazo, la relación demanda de crudo-precio crece en magnitud.

Actualmente, los crudos marcadores más importantes son el WTI para EE.UU y el resto de América, el Brent para Europa, y el crudo Dubai Fateh¹³ para Extremo Oriente. El WTI (West Texas Intermediate), pasó a ser definitivamente una cotización forward. El Brent, actualmente es *dated*, dado que fue sustituido por una media de sus valores futuros a un mes. El Dubai Fateh, es empleado también para los contratos en el mercado asiático. Cabe añadir que cuando la OPEP habla de precios se refiere a una cesta de crudos¹⁴, no necesariamente integrada por crudos de todos los países miembros.

De acuerdo con Parra (2003) el precio juega un papel fundamental en los contratos. Antes de la crisis de 1973-1974, los precios los fijaban las multinacionales del petróleo. Luego de la nacionalización que llevaron a cabo muchos gobiernos, fueron éstos los que fijaron el precio. Después, durante tiempo se utilizó el precio que fijaba Arabia Saudí (Arabian light).

Posteriormente, los productores ligaron el precio al valor de los productos que se obtenían de él (*netback*). En una etapa subsiguiente, los precios de los contratos pasaron a ser establecidos por los productores mediante una prima o descuento sobre la cotización en el mercado de un crudo

¹³ Crudo Dubai: es un crudo ligero originario de Dubai (31° API). Es utilizado como “*price benchmark or oil marker*” porque es uno de los pocos del Golfo Pérsico que se disponible inmediatamente.

¹⁴ Una media aritmética de una banda de precios de crudos.



de referencia tal. Si la compra es puntual (*spot*), los precios se registrarán por la oferta y demanda, sirviendo de guía los precios publicados.

Tanto en la venta *spot* como en el contrato futuro, el precio suele tener cuatro elementos: 1) punto de venta; 2) referencia de mercado a emplear; 3) factor de ajuste por diferencias referidas a la calidad del crudo o punto de venta; y 4) un mecanismo que diga cuáles son las fechas de las cotizaciones con las que se calcula la fórmula.

Además de los contratos de suministro estables y de comercio *spot* (entrega inmediata), existen los contratos forward, que inmediatamente se deben deslindar de los contratos de futuros.¹⁵ Los mercados de futuros y de opciones sobre futuros constituyen una buena herramienta para solucionar buena parte de los problemas de los mercados a plazo, en virtud de que permiten realizar una cobertura ante el riesgo de variación en el nivel de precios (*hedging*). En cuanto a los precios de los productos derivados, si bien el volumen mundial de transacciones es menor al del crudo, la variedad es enorme y más compleja, dada la multitud de productos que se pueden comerciar.

El costo total de la oferta de crudo, en un año determinado, se obtiene a partir de la producción mundial de crudo y de su precio medio ponderado. En términos de Figueroa Sánchez (2006), si al crudo total mundial transportado anualmente en buque-tanque se le asigna un flete medio ponderado, se obtiene el costo total del transporte de crudo. Agrega que de manera similar se calculan los costos de refino y los de distribución y marketing. Los impuestos se calculan partiendo de la fiscalidad de diecinueve países que representan más del 70% de la demanda mundial.

¹⁵ Las principales diferencias entre los contratos *forward* y los futuros son que las transacciones y negociaciones de estos últimos se realizan en un mercado secundario, están regulados, respaldados por la cámara de compensación, y requieren liquidación diaria de pérdidas y ganancias (*mark-to-market*). Todas las transacciones de futuros están reguladas por la *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC). Los forwards se contratan en operaciones *over the counter*, es decir fuera de mercados organizados.



El citado autor sostiene que el Upstream representa – impuestos incluidos - la mitad del valor del barril medio consumido en el mundo. Sin considerar tributos, la producción abarcaba un 70% de la cadena de valor en 1999, y un 73% en 2003. Se estima que el resto de las actividades (transporte, refino, distribución y marketing), impuestos incluidos, no supera el 20 o 21% del valor total del barril consumido.

El ritmo de producción - desde el punto de vista económico - está ligado a la propiedad del petróleo y el gas. Según Parra (2003), si el propietario de una compañía privada no tiene influencia en el precio, y siempre que éste compense el costo de extracción, optará por una explotación lo más rápida posible ya que su rentabilidad, medida en términos convencionales de TIR o el VAN¹⁶ de los flujos de caja, favorecerá las rentas próximas frente a las lejanas. De esta manera se aleja el riesgo. Si por el contrario la compañía ejerce algún tipo de control de precio, optará por otras estrategias de producción. De igual forma obrará el gobierno del país donde se encuentren estos recursos.

La cadena de valor de la industria consiste en la distribución de los costes generados desde la producción del crudo, pasando sucesivamente por el transporte, refino y distribución, hasta la venta final de un barril de petróleo. En dicha cadena se pueden incluir (o no) los impuestos resultantes de la venta de los productos petrolíferos finales.

Siguiendo al mismo autor, un proyecto de exploración y producción es un proceso largo, de entre diez y veinte años, y en el que la clave fundamental es el riesgo. Además, el grueso de los recursos financieros de las compañías petroleras tiene como destino el “Upstream”. Por lo tanto, el proceso de evaluación previo a tomar la decisión de desarrollar un yacimiento pretende, básicamente, reducir la incertidumbre del proyecto. Los datos económicos surgidos del estudio de ingeniería del yacimiento habrá que colocarlos junto a la legislación - especialmente la fiscal -

¹⁶ TIR es la Tasa Interna de Retorno y VAN es el Valor Actual Neto.



y a los objetivos del país en el que se encuentra el yacimiento, para poder llevar a cabo un análisis económico.

El número de variables que intervienen en la rentabilidad de un proyecto es muy alto: número de pozos, permeabilidad de la roca, viscosidad, continuidad del yacimiento, uso o no de distintas técnicas de recuperación (EOR), etc. Por lo tanto, se deben generar distintos escenarios, cada uno de ellos con un perfil de producción y unas reservas recuperables distintas. No se debe soslayar que la tendencia natural de todo yacimiento es a disminuir su ritmo de producción. Una vez alcanzado el máximo de crudo recuperable, la producción decaerá.

El autor agrega que la consideración adicional de diferentes escenarios de precios de petróleo da tal variedad de posibilidades que, cada vez más, impone el uso de técnicas de simulación de Montecarlo¹⁷ para evaluar el riesgo que se está asumiendo. A partir del modelo básico, se puede calcular fácilmente el punto de equilibrio. Por ejemplo, si la tasa de retorno utilizada es del 6%, se necesita un precio del barril de 16USD/b para que el proyecto arroje un VAN nulo.

Cuando se trata de un proyecto completo de desarrollo de un yacimiento, se consideran más parámetros. Son cálculos más complejos que requieren la estimación de la distribución de probabilidad del VAN y el TIR del proyecto. También hay dos cuestiones fundamentales que hay que decidir en un proyecto. Ellas son: cuánto invertir en capacidad de producción (Nº de pozos, oleoductos, etc.) y cuándo parar la producción.

Asimismo, existe una relación entre el ritmo de producción y la rapidez de la fase de descenso de la producción. Aumentar la producción inicial se consigue con más pozos y esto hace bajar la presión más rápidamente. Por ello, la tasa de caída de la fase final será mayor (Haneson, 1998, p. 65, citado en Parra 2003).

¹⁷ La simulación de Montecarlo es una técnica que permite llevar a cabo la valoración de los proyectos de inversión considerando que una, o varias de las variables que se utilizan para la determinación de los flujos netos de caja, no son variables ciertas, sino que pueden tomar diferentes valores. Por lo tanto, permite introducir el riesgo en la evaluación de los proyectos de inversión.



Por otra parte, el análisis económico de la producción de petróleo debe hacer frente a otros problemas, tales como:

- Costos de desmantelamiento de las instalaciones al finalizar la producción. Especialmente en el caso de las offshore.
- Suspensión temporal de la producción. Habitualmente cuando los ingresos de la venta de petróleo producido igualan al costo de operación.
- Problema de la propiedad común. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento con diferentes pozos, se está compitiendo por el mismo petróleo.
- Ligada íntimamente a la explotación de un yacimiento está la fiscalidad del país donde éste se encuentra. La cuestión está en cómo se reparten las rentas. La fiscalidad afecta a la industria del petróleo en todas sus fases, pero es especialmente importante en los dos extremos: por un lado, la producción de petróleo y gas y, por otro, la fiscalidad aplicada, particularmente en países desarrollados, a los productos petrolíferos en su consumo final (manufacturados).

En cuanto al análisis económico del “*Downstream*”, Parra (2003) señala que el objetivo económico de una refinería es obtener el mayor diferencial entre la combinación de productos que vende en la puerta de la refinería y los costos de obtener tal producción. El margen de refino (MR) es igual al valor de la producción menos el costo del crudo y el costo de producción (variables). Éste es el margen a costos variables. Si se detraen los costos fijos, se tendrá el Resultado Bruto de Explotación. Hasta el resultado después de impuestos (RDI), habrá que restar las amortizaciones, las provisiones, los gastos financieros y los propios impuestos.

No todas las refinerías son iguales y no todas obtienen la misma rentabilidad. Un crudo pesado necesitará que la refinería sea más compleja para poder ser convertido en un producto ligero. El tipo de maquinaria instalada en las refinerías no sólo tiene impacto en la rentabilidad, sino que también fijan, en gran parte, los márgenes entre el crudo y los productos y las diferencias entre los propios crudos. Una refinería compleja requiere unidades de proceso adicionales.



El precio obtenido por la refinería por la venta de productos extraídos de cada crudo, descontando los costos operacionales, se denomina *netback*. Esta cifra da un indicador de cómo valora una refinería a cada crudo en particular. Por ende, las refinerías tienen que seguir atentamente la estructura de la demanda y de sus productos, la oferta de crudo disponible en el mercado y la evolución de los precios de crudos y productos.

En cuanto a los instrumentos contractuales que vinculan a las empresas que realizan exploración y producción (E&P), y por tanto participan en el reparto de las rentas con los Estados soberanos (a través o no de una industria petrolera nacional), usualmente se encuentran los siguientes: concesiones, contratos de producción compartida (PSA, *Production Sharing Agreement* o PSC, *Production Sharing Contract*, y contratos de servicios.

Con respecto a la economía del gas natural, si bien comparte el origen con la del petróleo, es necesario señalar que existen grandes diferencias entre ambas. Extraer gas o petróleo es muy parecido en costo. Sin embargo, no es igual ni la forma en que los países productores recaudan renta del gas, ni el costo de llevarlo al consumidor, ni tampoco cómo son gravados en el tramo final por los gobiernos de los países consumidores (Parra, 2003, p. 117). Además, con el tiempo ha cobrado gran relevancia porque su consumo ha crecido en forma sostenible, acercándose al consumo de carbón.¹⁸

Una diferencia importante entre la industria petrolera y la gasífera radica en las referencias geográficas que, normalmente, toman en el comercio internacional. En el petróleo, el punto relevante es el puerto origen de carga, por ello el precio de un crudo es casi siempre FOB. En cambio, en el gas la importancia se orienta hacia el destino final y el posible uso del producto; por ende, el precio se suele publicar en su valor CIF.

El gas natural es una energía conveniente para consumirla donde se produce. Pero a medida que crece la demanda desde otros lugares, ésta debe ser satisfecha mediante el gas natural licuado

¹⁸ Fuente: *BP Statistical Review of World Energy June 2016*.



(GNL). Ello genera que el costo de suministro sea mayor al del petróleo por el transporte. Esto influye para que se comercialice, fundamentalmente, en mercados regionales.

Desde 1990, el NYMEX¹⁹ publica los contratos de futuros del mercado de gas en EE.UU., denominados *Henry Hub*. En la actualidad, éste se ha convertido en la referencia de precios para el suministro de gas natural en EEUU. Se incluyen los contratos de GNL importado. Según Figueroa Sánchez (2006), los precios del gas natural en los mercados europeo y asiático se mueven, contractualmente, con el precio del petróleo. Esta característica los aleja de los precios vigentes en el mercado norteamericano.

La OPEP y su sistema de fijación de cuotas de producción, comprenden sólo el crudo sin incluir el GNL. Por ende, no existe – de manera directa - un oligopolio de oferta, con capacidad para manipular directamente el precio, como ha ocurrido con el petróleo. Sin embargo, indirectamente, a través de contratos europeos y asiáticos la OPEP – en ocasiones - ha logrado influir en los precios.

Acerca de la situación actual del mercado internacional del Oil & Gas, el informe *BP Statistical Review 2016* revela una mayor oferta de petróleo en 2015. Ésta deriva de la resiliencia de los recursos no convencionales en EEUU y del incremento de la producción de la OPEP. Agrega que este cártel ha dejado atrás su papel de estabilizador de los precios para mantener su cuota de mercado. También se evidenció una desaceleración del crecimiento del consumo global energético, un cambio en el mix hacia combustibles con menor contenido en carbono, y un incremento de las energías renovables como consecuencia de la reducción de sus costos.

Por el lado del suministro, los avances tecnológicos han aumentado las alternativas y disponibilidad de los diferentes combustibles. La revolución de los recursos no convencionales en EEUU abrió enormes posibilidades, mientras que el avance de la tecnología impulsa el crecimiento de las energías renovables a menores costos.

¹⁹ *New York Mercantile Exchange*: es el mercado de futuros de *commodities* más grande del mundo, con sede en la ciudad de Nueva York (Estados Unidos). Pertenece a CME Group de Chicago desde 2008.



La producción mundial de petróleo creció aún más rápidamente que su consumo por segundo año consecutivo, aumentando en 2,8 millones de barriles por día (su mayor crecimiento desde 2004). Este crecimiento del 3,2% se debió, principalmente, al comportamiento registrado por algunos productores de petróleo en Oriente Medio, que decidieron mantener al máximo su producción para evitar una pérdida de cuota de mercado, a pesar de la caída de precios del petróleo. La producción, fuera de la OPEP, redujo el crecimiento sin precedentes alcanzado el pasado año, pero aun así creció en 1,3 millones de barriles.

En EE.UU. el efecto de la caída de precios del petróleo impactó en el número de pozos en operación, el cual se redujo en torno a dos tercios a finales del año 2015, respecto de los 1.600 existentes en octubre de 2014. Pero un gran aumento en la productividad de los que se mantuvieron operativos, provocó que EEUU registrara el mayor incremento de crecimiento anual del mundo (+1 millón de barriles de petróleo) y siguiera siendo el mayor productor mundial de petróleo.²⁰

A pesar del aumento de los precios del crudo a principios del año 2015, como consecuencia de una reanimación del consumo mundial y de un inicio de caída en la producción de EEUU, el elevado crecimiento de la producción de la OPEP (en Irak y Arabia Saudí, principalmente) generó un exceso de suministro que conllevó fuertes caídas de los precios a lo largo del ejercicio. En definitiva, el precio del crudo continuó descendiendo el año pasado y registró el mayor porcentaje de caída desde 1986, lo que provocó un crecimiento en el consumo mundial.

En concreto, la demanda de petróleo creció en 1,9 millones de barriles por día (1,9% más), casi el doble del promedio histórico reciente y significativamente por encima de la de 2014. De esta forma, el petróleo ganó cuota de mercado por primera vez desde 1999, y representó el 32,9% del consumo mundial. Junto al petróleo, se destaca también el aumento de la demanda de gas natural

²⁰ Según la Agencia Internacional de Energía (EIA, por sus siglas en inglés), Estados Unidos de América se transformó en el mayor productor de petróleo y gas natural del mundo en 2014.



(1,7% más), lo que supuso una importante aceleración con respecto al débil crecimiento (+0,6%) experimentado en 2014, pero aún por debajo del promedio de la última década (del 2,3%).

En 2015 se produjo un cambio en los flujos comerciales del GNL, desplazándose desde los mercados asiáticos hacia Oriente Medio, el Norte de África y Europa. Este cambio provocó una convergencia en precios que anuncia un escenario de mayor integración del mercado del gas natural a nivel mundial.

7.2. LA INDUSTRIA DEL OIL & GAS EN ARGENTINA Y EL MARCO REGULATORIO.

Argentina adoptó luego de algunos vaivenes un régimen dominial - regalista, por el cual el recurso pertenece al Estado soberano, pero puede ser explotado por concesión legal otorgada a empresas públicas o a inversores privados. Según Zapata (2013, p. 238), para esta categoría de minerales el régimen jurídico dominial establece que – originariamente - los yacimientos pertenecen exclusivamente al Estado nacional o provincial, según el territorio donde se encuentren y respecto de los cuales el terreno superficial es un accesorio.

En el ejercicio de ese poder, el Estado (titular del dominio) dispone el régimen de usufructo de su explotación por empresas privadas o públicas a través de contratos que poseen diferentes formas jurídicas, como ser: acuerdos de producción compartida, contratos de riesgo compartido, sociedades u otras formas asociativas, contratos de locación de obras y servicios, contratos de exploración y explotación y contratos de concesión y contratos de licencia.

Según este régimen, las reservas de hidrocarburos no pueden ser incorporadas por las empresas productoras a su patrimonio y, por lo tanto, no deben ser contabilizadas como un activo. Ello significa que no es posible crear derechos reales de garantía sobre éstas. La empresa que las explote sólo tiene un derecho a extraerlas bajo ciertas condiciones.

Siguiendo un concepto internacionalmente aceptado, la propiedad del hidrocarburo se adquiere en la cabeza del pozo, al traspasar la válvula de salida, donde puede físicamente ejercerse la



posesión efectiva y no antes. Para el concesionario de explotación de hidrocarburos, la adquisición de esa propiedad en la boca del pozo es automática.

La ley prevé la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos, que habilita al concesionario de explotación a transportar los hidrocarburos producidos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo con las reglamentaciones respectivas.

En virtud de ello, los privados aportan las inversiones y la tecnología para la exploración y explotación de los hidrocarburos descubiertos, soportando las consecuencias del riesgo comercial. Como contraprestación, el Estado concedente recibe el pago de una regalía que, ordinariamente, es del 12% de la producción bruta de hidrocarburos, admitiéndose algunas deducciones. El régimen fiscal es el general para las actividades económicas del país.

El acceso de los inversores privados quedó cristalizado en 1967 (Ley 17.319), mediante la consagración del régimen de permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos. No obstante ello, esta norma declaraba que los hidrocarburos existentes en el subsuelo constituían patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional.

A pesar de la apertura iniciada por la Ley 17.319, durante varios años los hidrocarburos fueron explotados por la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales. A este ente se le habían reservado áreas de explotación exclusivas, haciéndolo por sí o con la colaboración de contratistas que la misma norma autorizaba a utilizar.

Las etapas de exploración y explotación del gas natural también se rigen por la mencionada Ley N° 17.319. En cambio, las siguientes etapas de su cadena de valor se regulan por la Ley N° 24.076. Es menester señalar que el transporte y la distribución de gas natural son actividades sometidas al régimen de servicio público, y la actuación y voluntad de las licenciatarias, bajo dicha regulación, se encuentran condicionadas por los entes gubernamentales de control y por la administración tarifaria. Esta regulación impacta, necesariamente, en el productor aún cuando



éste, teóricamente, tiene la libre disponibilidad del recurso y opera en un mercado libre que, sin embargo, debe abastecer prioritariamente al mercado regulado.

Primero la Ley 21.778 de contratos de riesgo y luego el llamado Plan Houston, lanzado en el año 1985, fueron intentos de aliento a la inversión exploratoria que se mantuvieron en la esfera de control de la actividad por parte de YPF (propiedad estatal). Sin embargo, la desregulación general de la economía, que tuvo lugar en el país a partir de la década del 90, influyó significativamente en el sector con la privatización de la empresa estatal YPF (mayor productor del país).

Bajo este nuevo marco regulatorio, se decidió la continuidad de la explotación de sus recursos hidrocarburíferos mediante el régimen de concesiones, en lugar de los tradicionales esquemas de *risk service contract* o el de *production sharing agreement*. Los antiguos contratos de servicios se transformaron en permisos de exploraciones y concesiones de la Ley 17.319. Éstos confirieron a sus titulares el derecho a explorar a su riesgo y a explotar los hidrocarburos descubiertos.

A través de un régimen jurídico diseñado especialmente para alentar y proteger las inversiones necesarias para un desarrollo agresivo de la explotación hidrocarburífera, el Poder Ejecutivo Nacional (1989) otorgó la propiedad y libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos. Esto implicaba el derecho a transportarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados libremente en el mercado interno o externo.

Así, la industria conducía sus actividades en un ámbito esencialmente desregulado, sujeto a los estándares usuales de cuidado del recurso que administraba, bajo el parámetro de un operador prudente y capacitado y sometido a normas de contenido técnico-operativo y ambiental.

Complementariamente, y a fin de perfeccionar el sistema jurídico y económico que sustentó la nueva organización del sector y el impulso de las inversiones en exploración, se puso en vigencia un proceso de libertad cambiaria respecto de ingresos y egresos de divisas y remesas de fondos al exterior. La aplicación de este conjunto normativo posibilitó un notable desarrollo de las



inversiones en el sector, el crecimiento de la producción y de las exportaciones de petróleo y de gas natural.²¹

Con la Ley 24.145, promulgada en octubre de 1992, se transfirió el dominio de las áreas no exploradas a las provincias con hidrocarburos en sus territorios. Posteriormente, en la reforma de la Constitución Nacional de 1994 (artículo 124) se reconoció a los estados provinciales el dominio originario de esos recursos.

Este proceso, que había generado un crecimiento significativo en inversiones y producción, sufrió un severo impacto económico a raíz de las condiciones macroeconómicas adversas que debió enfrentar el país al iniciarse el siglo XXI. En tal sentido, así como la emergencia económica al comienzo de la década del noventa había producido un cambio sustancial en la política hidrocarburífera, y en el modo de asegurar el autoabastecimiento, la crisis económica de diciembre de 2001 modificó drásticamente el marco regulatorio de la industria y reorientó la estrategia de abastecimiento doméstico, en función del modelo económico adoptado por las autoridades políticas de la época.

En ese nuevo escenario, una política de retenciones a las exportaciones de petróleo crudo fue implementada por el gobierno federal (Decreto 310 del 13/02/2002), en el contexto de la emergencia económica declarada con la sanción de la ley 25.561. Dicha norma delegó, en el Poder Ejecutivo Nacional, la facultad de establecer la alícuota correspondiente.

Fijada inicialmente en el 20%, la alícuota fue posteriormente modificada por las Resoluciones del Ministerio de Economía y Producción 337/04, 532/04 y 394/07, que llevaron – respectivamente- las alícuotas nominales al 25%, al 45% para valores de WTI superiores a los 45 USD/bbl y, finalmente, a un régimen móvil con una relación creciente respecto del valor del WTI.

²¹ Véase Anexo I. Fuente: Secretaría de Energía y Minería de la Nación (2016).



Esta política, que buscaba generar ingresos fiscales para acrecentar el superávit fiscal y controlar el nivel de precios internos, indirectamente impactó en términos de producción, desarrollo de reservas petroleras e inversión. Se generaron numerosas distorsiones en el mercado a raíz de la sanción de la Resolución 394/2007. Ésta incrementó las retenciones a las exportaciones bajo un régimen móvil que anuló el efecto de los incrementos en el precio internacional del barril, fijando la paridad tope de exportación y, consecuentemente, el “valor de corte” del mercado interno en USD/bbl 42. Este precio era significativamente inferior a los aproximadamente USD/bbl 100 en que cotizaba el WTI en 2013.²²

A valores incrementales de WTI, la aplicación de dicha medida implicaba una renta decreciente en la exportación para las empresas productoras, ya que las regalías petroleras se pagaban en base a un porcentaje fijo del 12% sobre el valor FOB de la exportación, antes de retenciones (art. 6° de la Ley 25.561). La norma establecía que “en ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor en boca de pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”.

Lo narrado generó conflictos entre las empresas productoras que reclamaban una modificación al esquema, que permitiera eliminar las costosas imperfecciones técnicas de la legislación. En 2013, la alícuota nominal de retenciones rondaba el 200% en los niveles de WTI. Sin embargo, es importante remarcar que la alícuota efectiva que se aplicaba al exportar surgía de considerar el siguiente artilugio matemático: $d = [1 - (1 / (1 + D))]$.

Siendo “d” la alícuota efectiva y “D” la alícuota nominal fijada por la legislación vigente. Así, una tasa nominal del 20% se traducía en una efectiva del 16,7%, y una tasa nominal del 25% en una efectiva del 20%, y una tasa nominal del 200% en una efectiva del 66,7%.

Es decir que, en 2013, por cada barril de petróleo exportado el Estado Nacional retenía el 66,7%. Si a esto se adicionaba el pago de regalías a los gobiernos provinciales, la distribución de la renta

²² Véase Anexo II. Fuente: Bloomberg.



petrolera quedaba conformada de la siguiente manera: retenciones (66%), net back exportador (22%) y regalías (12%).

En virtud de lo indicado, para un WTI de 125 USD/bbl²³ y un precio FOB de 117 USD/bbl - descontando aproximadamente 8 USD/bbl en concepto de calidad y flete -, por cada barril de crudo exportado el Estado Nacional se apropiaba -vía retenciones- de 77,7 USD/bbl y las provincias de 14 USD/bbl. Por ende, las empresas productoras recibían 25,3 USD/bbl, sin incluir los impuestos a los Ingresos Brutos y a las Ganancias.

Adicionalmente, mediante la Resolución del Ministerio de Economía y Producción 127/2008, el mismo sistema fue aplicado a las exportaciones de Gas licuado de petróleo, incrementándose el derecho de exportación de un 25% nominal a un 90% en 2015. Dejando de lado el componente recaudatorio, esta política tiene su correlato en los precios de venta locales. Esto es así debido al impacto de las retenciones al petróleo, que se traslada en forma directa al precio de venta a las refinerías locales por la caída en la alternativa de exportación de las compañías productoras.

El 31 de octubre de 2014 entró en vigencia la Ley N° 27.007, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319. Además de modificar algunos aspectos vinculados principalmente con la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, la prórroga de las concesiones de explotación y las alícuotas de regalías, la nueva ley modificó el régimen de promoción para la industria establecido bajo el Decreto N° 929/13, entre otros aspectos centrales para la industria.

La norma otorga rango legal a la figura de la concesión de explotación no convencional (“CENC”) que había sido creada por el Decreto N° 929/13. Estas concesiones pueden ser solicitadas por los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación convencionales que estén actualmente en vigencia o que se otorguen en el futuro.

El plazo previsto es de 35 años con la posibilidad de prórrogas por plazos de 10 años. Dentro de estas explotaciones no convencionales se permiten como actividades complementarias la

²³ El término barril de petróleo se expresa con los símbolos «bl» o «bbl». El equivalente de un barril de petróleo se expresa, ante todo, en galones americanos y corresponde a 42 galones, aproximadamente 159 litros.



explotación y exploración convencionales, sujeto al pago de un bono de explotación y de una regalía adicional del 3%.

Para la exploración convencional se divide el plazo básico en 2 períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años. De esta manera se reduce de 14 a 11 años la extensión máxima posible de los permisos de exploración. La exploración no convencional se divide el plazo básico en 2 períodos de 4 años más una prórroga facultativa por hasta 5 años, es decir hasta un máximo de 13 años. En el caso de la exploración offshore, los períodos del plazo básico son de hasta 4 años y también se prevé una prórroga por hasta 5 años.

En todos los casos, al final del primer período del plazo básico el titular del permiso podrá optar revertir el 100% del área o conservarla, e ingresar al segundo período del plazo básico. Al final del plazo básico, la posibilidad de acceder a un plazo de prórroga estará sujeta a la reversión del 50% del área y al buen cumplimiento de las obligaciones bajo el permiso.

El plazo de las concesiones para explotación convencional se mantiene en 25 años. Para las CENC se establece una vigencia de 35 años que incluye un plan piloto inicial de hasta 5 años. En la explotación offshore las concesiones son de 30 años. En todos los casos se admiten prórrogas por plazos de 10 años.

Las concesiones de transporte son otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina, más la posibilidad de prórroga por 10 años. De esta forma, las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación convencional tendrán un plazo básico de 25 años, y las que se originen en una CENC de 35 años. Estos casos también prevén prórrogas por plazos de 10 años.

Bajo el régimen de la Ley de Hidrocarburos, las concesiones de explotación podían ser prorrogadas por una única vez por un plazo de 10 años. En cambio, la Ley N° 27.007 habilita prórrogas sucesivas de las concesiones, tanto convencionales como no convencionales, por períodos de 10 años. Incluso las concesiones actualmente en vigencia y que ya fueron prorrogadas podrán ser prorrogadas nuevamente. Para las nuevas prórrogas se mantiene el



requisito actual de que el concesionario haya dado buen cumplimiento a sus obligaciones bajo la concesión.

En cuanto a los límites a la cantidad de permisos y concesiones, la norma elimina los topes máximos de 5 concesiones y 5 permisos por titular, establecidos por la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, mantiene la exigencia de que los permisos y concesiones de explotación se otorguen mediante licitación pública y reitera el principio según el cual esta atribución se mantiene en cabeza de las provincias o del Estado Nacional, según la ubicación de los yacimientos. Se precisa, además, que el criterio de adjudicación deberá ser, necesariamente, la mayor inversión o actividad exploratoria en reemplazo del criterio más vago que estaba vigente, que aludía a la oferta que resultara más conveniente a los intereses de la Nación.

Por otra parte, se eliminó, con efectos hacia el futuro, la posibilidad de que el Estado Nacional y las Provincias reserven áreas para su explotación por entidades o empresas públicas o con participación estatal. De esta manera quedan a resguardo los contratos celebrados antes de esta ley por las empresas provinciales para la exploración y desarrollo de áreas reservadas. En el caso de las áreas que ya habían sido reservadas a estos fines pero que aún no están sujetas a contratos para su exploración y desarrollo, se admite que las contrataciones se realicen bajo el esquema asociativo que defina el respectivo concedente.

La nueva ley actualizó los valores del canon aplicable bajo permisos y concesiones de explotación. En el caso de los permisos de exploración se prevé la posibilidad de compensarlo en hasta un 90% con inversiones en exploración durante el segundo período del plazo básico y de la prórroga.

Asimismo, las regalías son definidas como el único mecanismo de percepción de renta petrolera para el concedente y se mantiene la alícuota general del 12%, prevista en la Ley de Hidrocarburos. También se mantiene la posibilidad de reducir la alícuota en ciertos casos excepcionales.



Del conjunto normativo enumerado resulta claro que la legislación de hidrocarburos es de carácter federal y, como consecuencia de ello, el poder de legislar sobre la materia es una atribución del Congreso Nacional. Sin embargo, el diseño y la ejecución de la política energética es responsabilidad exclusiva del Poder Ejecutivo de la Nación. Las provincias pueden establecer políticas a nivel local, en la medida en que esas políticas no contradigan o generen conflictos con las políticas nacionales.

En cuanto al comportamiento del mercado interno nuestro país es, por volumen de operaciones petroleras, un tomador de precios en el mercado internacional de hidrocarburos. Por ende, las medidas que se adoptan localmente no generan efectos sobre las variables mundiales, pero sí a nivel nacional. Por tal motivo, tanto el precio internacional del petróleo y sus derivados, como las medidas que implementen los Gobiernos Nacional y/o Provinciales, son variables relevantes para la industria local.

En perspectiva de Guadagni (2009), en las últimas dos décadas se distinguen claramente dos etapas en la producción de petróleo. La primera cubre el periodo 1990-1998 en la cual la producción aumentó en un 75,3 por ciento. El nivel de producción del año 1998 (49,1 millones de m³) fue el mayor de toda nuestra historia. A partir de ese año comenzó un periodo de declinación productiva en el cual en cada año se produjo menos que en el año anterior.

Así, por ejemplo, la producción del 2008 (36,6 millones de m³) es un 2 por ciento inferior a la producción del 2007. Incidió significativamente en este cuadro de caídas en la producción el desempeño de YPF, que redujo su producción a un ritmo más acelerado que el resto. Como ejemplo, se puede mencionar que la producción de esta empresa, en 2009, se ubicó un 15 por ciento por debajo del nivel del 2007. Por este motivo, YPF ha reducido su participación en la producción de petróleo a un 35 por ciento del total, cuando en la década del '90 representaba el 43 por ciento.

En el caso del gas, la producción de gas creció todos los años desde 1990 hasta el año 2004, pasando en ese periodo de 23 miles de millones de m³. a 52,4. Esto implicó un aumento del 127,8 por ciento. A partir de este nivel máximo alcanzado la producción comenzó a caer



ligeramente todos los años ubicándose así, en el año 2008, en 50,4 miles de millones de m³. Es decir una caída acumulada del 3,8 por ciento.

Incidieron en este cuadro de caída global de la producción de gas las reducciones que registró YPF que, durante el 2008, profundizó su caída productiva (casi 7 por ciento). En 2009, la producción de YPF representaba el 27 por ciento de la producción total de gas en Argentina, mientras que en los noventa su participación se ubicó en el 35 por ciento.

Según Guadagni (2009), el principal problema que enfrenta el sector energético en Argentina es la merma sistemática del nivel de reservas, hecho que ocurrió a un ritmo más acelerado en el gas que en el petróleo. Esto representa una situación desfavorable dado que es mucho más grave perder el autoabastecimiento en gas que en petróleo, por la distinta naturaleza de los mercados y de los suministros internacionales de los productos. Para tener en cuenta la magnitud de la caída en la producción, entre 2003 y 2011 las importaciones de Argentina, para cubrir el déficit entre la producción y el consumo, se multiplicó por más de 17 veces, al pasar de USD 549 a USD 9.413 millones.

El citado autor agrega que a lo largo de la década del noventa el ritmo de incremento de la producción de gas fue mayor al de la expansión de las reservas, por lo tanto se fue reduciendo año a año la duración de las reservas en términos de la producción anual. En 1990 las reservas comprobadas cubrían 25 años de producción, pero en el año 2000 esta relación había caído a 17 años.

Este coeficiente de reservas-producción anual se deterioró mucho más a partir del año 2000, pero esta vez no porque las reservas hayan trepado menos que la producción, sino porque las reservas disminuyeron incluso en volumen. Es así como hacia el año 2007 las reservas comprobadas eran un 43 por ciento inferiores a las correspondientes al año 2000. Esta merma de reservas de gas equivale a la producción acumulada por casi 7 años, lo cual indica una significativa pérdida de capital acumulado en este recurso.



En términos de Apud (2016), en los últimos 20 años se identifican dos etapas bien marcadas para el sector energético. Una que llega hasta 2003, en la cual funcionaba un marco regulatorio surgido de la ley de privatizaciones para el sector energético. A este se debe agregar la ley de emergencia económica, de 2002, que atendiendo a las circunstancias extraordinarias de la crisis de 2001, se propuso renegociar los contratos con impacto directo en los actores de la cadena energética.

El autor citado sostiene que, a partir de 2003, se avanzó sin cumplir esta ley, lo que derivó en una alteración del funcionamiento del sistema. Ello por cuanto se intervinieron los entes reguladores, no se renegociaron los contratos ni se actualizaron las tarifas. El gobierno fijó precios arbitrarios para los insumos energéticos (petróleo y gas), desacoplados de la oferta y demanda del mercado internacional.

Esta intervención estatal desalentó las inversiones en el sector, produjo una descapitalización y se pasó de tener saldos exportables a ser importadores netos, con una producción y reservas de gas y petróleo en caída constante. Asimismo, acota que otros desafíos relevantes son la mejora de la competitividad y la productividad, dado que la política de subsidios aplicada colocó a la industria con costos superiores a los existentes en el resto del mundo.

Según la Comisión de Estudios Económicos del IAPG (2012), el precio bajo de la energía durante los tres primeros años de la salida de la convertibilidad fue consecuencia y encontró su fundamento en la gran recesión y en la significativa depreciación de la moneda, que esa misma salida traumática del patrón dólar provocó a nivel macroeconómico.

Inicialmente, el tipo de cambio real alto, los altos precios internacionales de las manufacturas de origen agropecuario, el crecimiento sostenido de los socios comerciales de la región y de Brasil - en particular-, una política monetaria expansiva -con tasas de interés negativas en pesos- y el alto crecimiento del consumo doméstico -acompañados por la expansión del crédito, el empleo y el salario real- fueron factores que llevaron al sector industrial a aumentar en forma considerable su tasa de rentabilidad.



El aumento de la productividad medida tanto sobre el empleo, como sobre el capital empleado a lo largo del período 2003-2010, permitió –según el IAPG (2012)- que el salario medio industrial creciera en dólares y en términos reales, y aun así el sector siguiera aumentando sus utilidades. Así, en este nuevo período de recuperación del crecimiento, el precio doméstico del gas y la electricidad se atrasó significativamente respecto de los precios que esos mismos energéticos tomaban dentro de la región.

Esta circunstancia constituyó una transferencia de ingresos desde el sector energético al sector industrial que alcanzó, en el año 2011, los USD 4.500 millones, o USD 25.700 millones si se considera el período 2005-2011 (es decir, USD 3.700 millones por año). Por otra parte, el peso del costo de la energía sobre los costos totales del sector industrial era mínimo en su participación y mucho menor si se medía en términos de los ingresos que este sector generaba.

Sobre la situación actual de la industria petrolera, es importante mencionar que el Jefe de Gabinete de Ministros del Gobierno Nacional (Peña, noviembre de 2016, p. 16-20), sostuvo que el Gobierno tiene intenciones de converger gradualmente los precios internos con los internacionales. En 2016 se observó que el gobierno impulsó la creación de un marco de reglas previsibles para relanzar la industria petrolera.

En esa dirección puede mencionarse el acuerdo, para un nuevo convenio laboral, que se estaba elaborando entre el Sindicato de Petroleros Privados de Río Negro, La Pampa y Neuquén, empresarios y representantes del Gobierno. Este nuevo convenio de trabajo, aplicable –a partir de 2017- para los yacimientos no convencionales, permitirá mejorar la productividad laboral, y por ende, es instrumental para una reducción de los costos de producción.

En cuanto a la industria del gas, el Plan Gas con vigencia hasta el 31-12-2017, estableció mejores precios de venta para la nueva producción de gas (tight y shale gas), por encima de la curva de declinación convenida entre cada empresa y el PEN. Este subsidio, instrumentado en 2013, no distingue entre tipo de yacimiento y fijó el pago de USD 7,50 por millón de BTU. Tiene en cuenta la producción total del fluido de cada petrolera, para determinar el volumen de subsidios que le corresponde.



Según noticias que circulan en el sector, el gobierno estaría preparando la continuidad de este plan, entre 2018 y 2020, enfocado en los yacimientos no convencionales. Se fijaría un esquema de precios decrecientes que arrancaría en USD 7,50 en 2018, y finalizaría en USD 6,50 en 2020.

En cuanto a las oportunidades futuras del mercado, Montamat (2016) sostiene que con las redes que ya nos unen y otras interconexiones que están evaluadas, con los intercambios existentes y los que vendrán, además del lanzamiento de nuevas obras, la Argentina tiene la oportunidad de liderar el proceso político de erigir la energía como eje integrador de la región. En la actualidad, importando y favoreciéndose de las opciones de suministro que le ofrecen sus vecinos; en el futuro, con el desarrollo de su potencial geológico y de las energías renovables, exportando moléculas y electrones en mercados regionales de gas y electricidad.

Cabe agregar que el Presidente de la Nación, Mauricio Macri, suscribió el documento de “Consensos energéticos 2015”, promovido por el Grupo de Ex Secretarios. Entre otras cuestiones, dicho documento propone el lanzamiento de una nueva política exploratoria en materia de hidrocarburos. Por tal motivo, podría esperarse que en los próximos años Argentina adopte un régimen adecuado para una política agresiva en materia de inversiones en el sector energético.

Resta añadir que las estimaciones sobre el potencial de shale gas y shale oil en la Argentina abren un nuevo panorama energético. Según un informe publicado por la Administración de Información Energética (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos²⁴, la Argentina ocupa el segundo lugar en el mundo en recursos no convencionales (shale) de gas y el cuarto en petróleo.

Este potencial productivo permitiría garantizar el autoabastecimiento energético por, al menos, los próximos 50 años. Sin embargo, un desafío clave para la región será la capacidad de reinvertir eficientemente y cumplir con los crecientes requerimientos de capital y necesidades de

²⁴ Véase *The 2013 World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*, producido por EIA y Advanced Resources International (ARI).



energía. Particularmente porque tendrá que competir globalmente, para obtener capital, contra otras oportunidades posiblemente más atractivas (con la salvedad de que esas áreas también están sujetas a un creciente riesgo político).

7.3. RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA YPF S.A.

El 14 de diciembre de 1907, un día después de conocido el descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia, el ingeniero Enrique Hermitte elevó para la firma del entonces presidente de la Nación, José Figueroa Alcorta, un decreto que dispuso bloquear el otorgamiento de permisos y concesiones mineras a empresas privadas, reservando exclusivamente para el Estado la explotación de un área de doscientas cincuenta mil hectáreas alrededor del pozo descubridor. Con esta decisión, el Gobierno argentino puso en marcha la primera explotación estatal de petróleo, conocida a partir de 1922 por las siglas YPF (en sus orígenes, Yacimientos Petrolíferos Fiscales).

En ese tiempo, la organización petrolera estatal era casi experimental, contaba con fondos muy escasos, pero con la visión y el esfuerzo de sus primeros dirigentes, el ingeniero Luis Huergo y el coronel Enrique Mosconi, entre los más destacados. Se iniciaba así un emprendimiento público que no solamente buscaba extraer petróleo de nuestro subsuelo, sino también refinarlo y venderlo a los consumidores argentinos. De esta manera, se pretendía competir con Shell, Standard Oil y otras grandes petroleras internacionales que dominaban el mercado mundial.

Como muchas empresas estatales, YPF padeció las dificultades de gestionar una empresa productiva y comercial bajo las reglas y la cultura de la administración pública, en contextos de inestabilidad política y económica. Primero fue situada dentro de la estructura del Ministerio de Agricultura –única dependencia productiva en los primeros años del Estado argentino–. Luego pasó a depender de la Dirección Nacional de la Energía de la Secretaría de Industria y Comercio. En los años cincuenta, se subordinó a una organización llamada Empresas Nacionales de Energía y fue rebautizada YPF-ENDE.



Posteriormente, volvió a llamarse YPF y a contar con ciertos grados de autarquía bajo la supervisión de distintos ministerios. En los años setenta se convirtió en YPF Sociedad del Estado. En todos los casos mencionados, en mayor o menor medida, la sujeción a procedimientos relativamente rígidos de la esfera pública en materia de empleo, compras y contrataciones, sumado a una limitada autonomía para decidir la aplicación de su flujo de fondos, afectaron la necesaria flexibilidad que requería YPF para desarrollar sus planes de inversión y sus estrategias comerciales.

En diciembre de 1990, a través del decreto N° 2.778, se transformó Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado en YPF S.A., produciéndose las principales reformas en busca de competitividad y crecimiento. A este cambio lo siguió la sanción de la Ley 24.145 (sancionada el 24 de septiembre de 1992 y promulgada el 13 de octubre de 1992), por medio de la cual se resolvió su privatización. Aquí se permitió el ingreso de inversores privados a su capital social.

En 1993 el Estado mantenía el 20% de las acciones y la acción de oro, y un 12% quedaba en manos de los estados provinciales. El sector privado era propietario del 46% del capital accionario (en manos de bancos y fondos de inversión de diversos países). En 1998 el sector privado ya poseía casi el 75% de las acciones, aunque el Estado mantenía la acción de oro.

Finalmente, la privatización culminó en 1999 cuando el Estado argentino vendió a Repsol un 14,99% de las acciones de YPF. La petrolera española pagó 13.437 millones de euros y le permitió convertirse en la octava productora de petróleo y la decimoquinta compañía energética del mundo.

En diciembre de 2007, el Grupo Petersen (conglomerado de empresas de capital argentino) compró el 14,9% de YPF S.A., pasando al año siguiente a tener un 15,46 %. En mayo del 2011 aumentó su participación accionaria en la compañía en un 10%, y en diciembre de ese mismo año el Grupo poseía el 25,46% de YPF, la compañía Repsol el 57,43%, el 17,09% restante estaba en manos de inversores privados (mercado secundario), y un 0,02 % en poder del Estado argentino, que conservaba la acción de oro.



El 07 de noviembre de 2011 YPF comunicó el descubrimiento del yacimiento Vaca Muerta, una formación de shale (shale oil y shale gas), situado en la Cuenca Neuquina. Fue el mayor hallazgo de recursos exploratorios de la historia de la compañía, según se dijo.²⁵

El 16 de abril de 2012 el Gobierno Argentino decretó la intervención de YPF. El precio de la acción de YPF cayó un 29% al día siguiente. Dos semanas después (3 de mayo), el Congreso Federal aprobó la expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A., propiedad de Repsol.

La Ley 26.741, que declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación al 51% de YPF, incorporó además como objetivo prioritario de la política energética alcanzar el autoabastecimiento de hidrocarburos. Dos años después, el Congreso de la Nación aprobó un pago a Repsol de 5.000 millones de dólares, en concepto de indemnización por la expropiación de las acciones, poniendo fin a todos los litigios entre el Estado argentino y la empresa española.

La expropiación marcó el inicio de una nueva etapa para YPF, con un formato que nunca había experimentado: una sociedad anónima de derecho privado, cuyas acciones cotizan en las Bolsas de Buenos Aires y Nueva York, y en la que el Estado argentino mantiene la mayoría con el 51% del capital. Este esquema guarda cierta similitud con el vigente entre 1993 y 1999, antes de Repsol. Sin embargo, en aquellos años el Estado sólo tenía el 20% de las acciones y ejercía una influencia menor sobre la marcha de la compañía.

En cuanto a sus operaciones, inicialmente YPF estuvo más concentrada en el petróleo y sus derivados, pero a partir del descubrimiento del gran yacimiento de Loma La Lata²⁶, se volcó también al gas natural. Ha sido, desde el inicio, una compañía que mantuvo un perfil integrado verticalmente, que participa en todos los segmentos de la cadena de valor de los hidrocarburos. Es decir que llega al final de la cadena comercial mediante la producción de gasoil, naftas,

²⁵ Nota dirigida a la CNV, Ref.: Programa de desarrollo exploratorio y productivo 2010/2014, avance de actividad sobre recursos de petróleo no convencionales procedente de arcillas (shale oil) en la cuenca neuquina. Disponible en <http://www.cnv.gob.ar/>

²⁶ El yacimiento se encuentra ubicado en el centro de la cuenca Neuquina, a unos 100 kilómetros de Plaza Huincul, donde en 1918 se produjo el descubrimiento oficial de petróleo. El pozo descubridor del mayor yacimiento de la cuenca fue perforado a principios de 1977.



fueloil, insumos para plásticos, combustibles de alta gama, agroquímicos, fertilizantes, lubricantes automotores, aceites, asfaltos para la construcción de caminos y gas.

A través de la exploración y producción de hidrocarburos tiene operaciones corrientes arriba (Upstream). El petróleo crudo producido en los yacimientos de YPF es mayoritariamente procesado en las refinerías de la compañía. Los productos allí obtenidos son en gran medida vendidos al público local, a través de los canales de comercialización de la empresa. También hay productos destinados a mercados de exportación, o que son insumos para otras empresas, particularmente en la industria química y petroquímica. En el caso del gas natural, YPF explora, extrae y participa en las plantas de procesamiento y separación. En cuanto al potencial de la empresa en el “Upstream”, es importante señalar que la formación Vaca Muerta de la Cuenca Neuquina cubre una superficie de 30.000 km², de los cuales YPF posee la concesión de más de 12.000 km².

En el segmento Downstream posee diferentes activos, tales como refinerías²⁷, empresas petroquímicas²⁸ productoras de gas licuado de petróleo y fertilizantes, red propia de estaciones de servicio (OPESSA), participaciones en compañías que gestionan la red de logística de los hidrocarburos (terminales marítimas, ductos, tanques), y otros negocios que agregan valor al hidrocarburo extraído en los yacimientos. También participa en otros segmentos del sector energético, como la distribución de gas natural (Metrogas) y la generación eléctrica (Central Dock Sud).

En el mercado de hidrocarburos local YPF es líder en la producción de petróleo y gas. En los siguientes gráficos puede observarse que la compañía es el mayor productor de crudo (44%) y de gas (35%) en Argentina (datos de 2015):

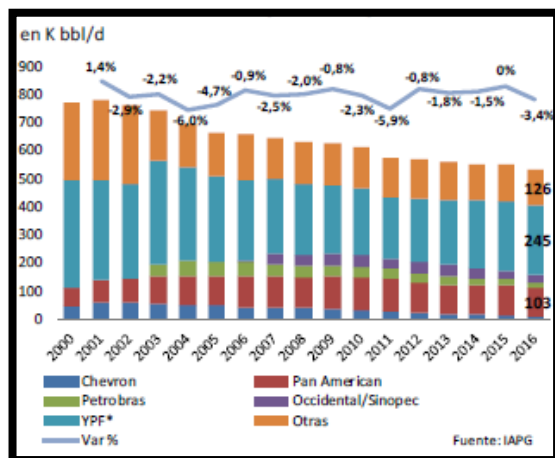
²⁷ Complejo Industrial La Plata, Complejo Industrial Luján de Cuyo, Complejo Industrial Plaza Huincul y Refinor (propietaria del 50% del capital accionario).

²⁸ Mega y Profertil.

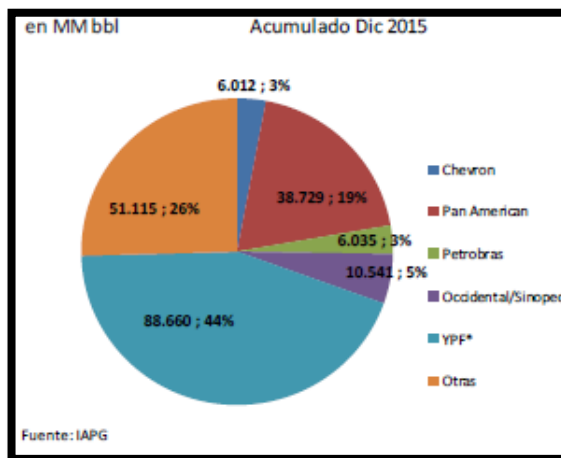


PRODUCCIÓN DE CRUDO

POR PROPIETARIO

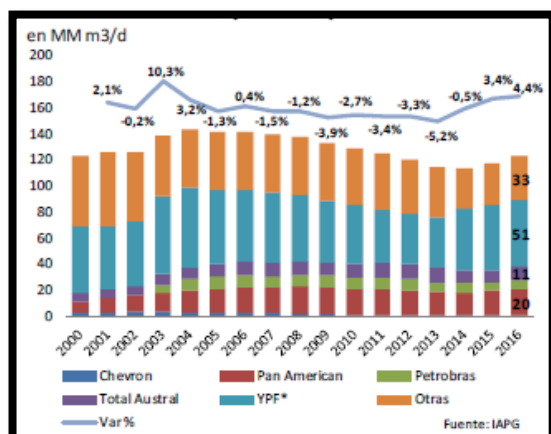


POR OPERADOR

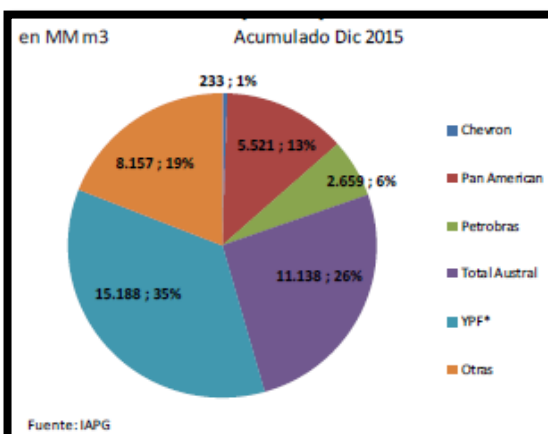


PRODUCCIÓN DE GAS

POR PROPIETARIO



POR OPERADOR





8. VALUACIÓN DE YPF S.A. SEGÚN LOS MÉTODOS DE DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS APV Y FCF DESCONTADOS AL WACC.

8.1. DESEMPEÑO OPERATIVO Y FINANCIERO DE YPF S.A.

8.1.1. PERÍODO 2012-2015.

YPF S.A. desarrolla sus principales actividades en el mercado argentino, cuyas características se acercan a los existentes en economías emergentes. Por tal motivo, las operaciones de la compañía están expuestas a diversos riesgos financieros, entre ellos se deben mencionar: riesgos de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo crediticio, riesgo de liquidez y riesgo de capital.

El riesgo de mercado implica la posibilidad de que la valuación de los activos o pasivos financieros, como así también ciertos flujos de fondos esperados, podrían verse negativamente afectados ante cambios en la tasa de interés, en el tipo de cambio o en otras variables de precios. En cuanto al riesgo de tipo de cambio, el valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de la empresa, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio.

Dado que la moneda funcional mencionada es el dólar estadounidense, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso argentino (moneda de curso legal en la Argentina). En consecuencia, los ingresos y flujos de caja son sensibles a las fluctuaciones cíclicas en los precios del petróleo a nivel mundial y del gas a nivel regional. También debe considerarse la deuda nominada en dólares, dado que los ingresos de YPF provienen –mayoritariamente- del mercado local y están nominados en pesos argentinos.

Al 31 de diciembre de 2015, YPF contaba con 1.226 millones de barriles equivalentes de petróleo de reservas probadas.²⁹ Ordenados por el nivel de reservas, los diez principales campos

²⁹ Según Memoria y Estados de Resultados Consolidados de YPF S.A. al 31 de diciembre de 2015.



de YPF explican el 47% de las reservas probadas de petróleo y gas de la compañía. La adquisición de la empresa Apache (hoy YSUR) en marzo de 2014, provocó un importante aumento en la plataforma de proyectos de gas natural de la compañía.

YPF cuenta con 13.071 pozos en producción a diciembre de 2015, de los cuales el 60% se encuentra en la cuenca Golfo San Jorge y el 34% en la cuenca Neuquina. En la cuenca Neuquina se produce el crudo Medanita³⁰, mientras que en Golfo San Jorge predomina el crudo Escalante (de menor grado API), complementario para el procesamiento en las instalaciones locales de refinación.

Si se considera la producción total de YPF (gas y petróleo), la productividad media por pozo se ubica en aproximadamente 40 barriles equivalentes de petróleo diarios. Este promedio nacional incluye valores más elevados en los yacimientos de mayor productividad y más reducidos en los campos maduros y poco productivos.

La empresa posee 31 plantas de tratamiento de crudo y siete plantas de bombeo. Junto con la infraestructura de terceros que es contratada por YPF y otras empresas, estas plantas permiten procesar y almacenar el petróleo producido en los campos de la compañía, para luego ser destinado a las refinerías propias o a terceros. Como empresa verticalmente integrada en la cadena del petróleo, YPF procesa prácticamente la totalidad del crudo que produce.

En el caso del gas natural, YPF vende su producción a terceros y cuenta con acuerdos contractuales con grandes clientes. El gas es inyectado a la red y llega a los consumidores a través de los gasoductos troncales (operados por las compañías transportadoras TGN y TGS) y la red de distribuidoras que cubre gran parte del territorio argentino. Alrededor del 41% del gas natural de YPF se dirige al consumo residencial (a través de las distribuidoras); 43% a industrias y usinas; 9% al uso en vehículos (GNC), y el resto es utilizado por la propia YPF.

³⁰ Más liviano, arriba de los 30° API.



A partir de la nueva gestión³¹, se produjo un marcado incremento de la inversión en *upstream* que, en 2015, alcanzó aproximadamente los 5.400 millones de dólares. Esto representó un 146% más que lo invertido en el año 2011. Aproximadamente, dos tercios de la inversión se dirigió hacia recursos convencionales y el tercio restante hacia no convencionales.

La mayor inversión permitió el aumento de la cantidad de equipos perforadores en actividad. A fines de 2014 YPF contaba con un total de 74 equipos de perforación activos, lo que representó un aumento del 196% respecto de 2011. En virtud de la nueva coyuntura de precios bajos del crudo, la cantidad de equipos activos -a fines de 2015- era de 58, lo que igual representa un aumento del 132% respecto de 2011.

Durante 2015 el total de pozos exploratorios ascendió a 44 (de los cuales 31 resultaron productivos), cifra que duplica los pozos exploratorios perforados cuatro años antes. Es para destacar la actividad exploratoria en gas, que creció de apenas un pozo perforado en 2011 a 16 pozos en 2015.

El significativo aumento de la inversión en *upstream*, provocó una reversión en la tendencia negativa de las reservas de hidrocarburos que venía exhibiendo la compañía. Las reservas probadas totales³² crecieron un 25%, entre diciembre de 2012 y el mismo mes de 2015, con incrementos del 15% en el caso de las reservas de petróleo, y 40% en gas natural. El índice de reposición alcanzó el 107% en 2015 (111% en gas y 104% en líquidos), lo cual permite aseverar que -en términos de reservas- la compañía ha dejado de descapitalizarse.³³ En el gráfico subsiguiente puede observarse la evolución del nivel de reservas:

La producción de petróleo de propiedad de YPF aumentó un 2,5% en 2012, un 2% en 2013, 2,13% en 2014, y un 1,4% en 2015 (alcanzando los 238.740 barriles de petróleo diarios). Si se considera la producción propietaria de YPF, incluyendo los activos pertenecientes a YSUR, la

³¹ En referencia a la designada por el P.E.N. a partir de la expropiación (mayo de 2012).

³² Expresadas en barriles equivalentes de petróleo.

³³ Véase Anexo IV Tabla con datos estadísticos.



producción de 2015 tuvo un crecimiento interanual del 1,8%, alcanzando 247.500 barriles diarios.

En gas natural, el crecimiento de la producción registró una tasa de variación anual promedio acumulada del 5,2%, entre 2011 y 2015. La producción operada de gas se redujo un 2,9% en 2012, aumentó un 2,3% en 2013, y se aceleró con un crecimiento del 12,6% en 2014 y 10,1% en 2015. En este último año alcanzó los 12.994 millones de m³ anuales de gas en boca de pozo, equivalentes a una producción de 35,6 millones de m³ diarios.

Si se consolida en 2015 la producción de gas de las áreas operadas por YSUR, el crecimiento interanual de 2015 fue del 11,86%, alcanzando una producción anual de 15.184 millones de m³ de gas en boca de pozo. Esto equivale a una producción de 41,6 millones de m³ de gas por día. Frente a un promedio de declinación anual del 13% en los años previos a la nueva gestión, estas cifras representan una progresiva reducción de la caída en Loma La Lata³⁴, hasta alcanzar una tasa de declino del 3% en 2015.

En 2015 la producción total de hidrocarburos fue un 3,0% superior a la del 2014, alcanzando los 576,7 Kbbpd. La producción de crudo de 249,7 Kbbld, fue un 2,1% superior a la del año anterior. La producción de gas de 44,2 Mm³d, tuvo un incremento del 4,1%; mientras que la producción de NGL registró un aumento de 0,9%, totalizando 49,2 Kbbld.

Los ingresos ordinarios fueron de ARS 156,1 MM, un 10% más que en 2014. La utilidad operativa alcanzó los ARS 16,6 MM³⁵, un 16% inferior respecto del 2014, mientras que el EBITDA fue de ARS 47,6 MM, siendo un 14,8% mayor que del 2014. La utilidad neta alcanzó los ARS 4,6 MM, siendo un 49,1% inferior al año 2014.³⁶ En el gráfico subsiguiente puede verse la evolución de los resultados de los últimos cinco años:

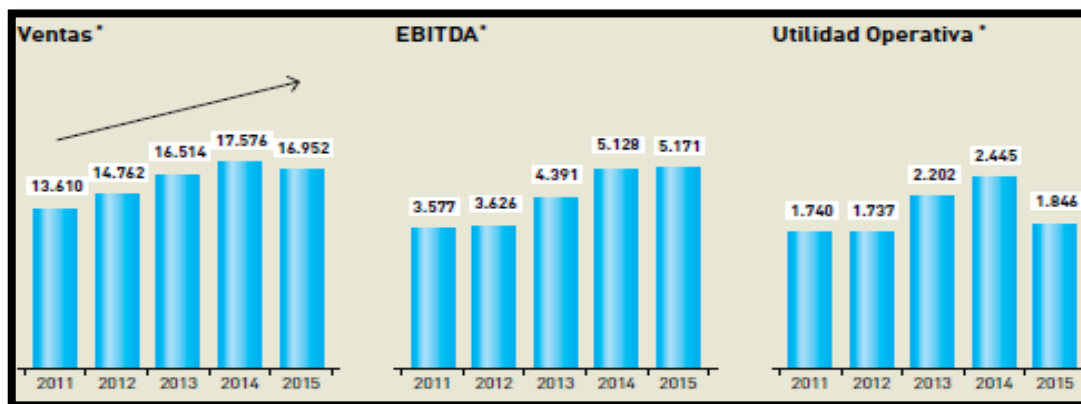
³⁴ Principal yacimiento de la empresa.

³⁵ 1.846 millones de dólares.

³⁶ Véanse Anexos V, VI y VII con los EECC consolidados del año 2015 y comparativas con los años 2014, 2013 y 2012.



EVOLUCIÓN DE LOS RESULTADOS - ÚLTIMOS CINCO AÑOS



*Cifras expresadas en millones de dólares EEUU, obtenidas de los estados contables de YPF, convertidas a dólares al tipo de cambio promedio de cada período. EBITDA= Utilidad operativa + Depreciación de bienes de uso + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas.

En 2015 el flujo de caja operativo ascendió a los ARS 41,4 MM, siendo un 10,3% inferior a los ARS 46,2 MM reportados para el 2014. En cuanto a las inversiones totales en bienes de uso, se incrementaron en un 3,9%, alcanzando los ARS 61,2 MM. Las mayores inversiones, neta de adquisiciones, refieren a la mayor actividad de explotación en Upstream y al avance de proyectos referentes al segmento Downstream. El índice deuda neta sobre EBITDA, medido en dólares, al cierre de 2015 fue de 1,35x. Las ventas netas crecieron un 5,0% en relación al 2014.

El *Upstream* ha explicado casi dos tercios de la utilidad operativa de la compañía y fue el responsable principal de la mejora en el resultado, entre 2012 y 2014. La producción total de hidrocarburos creció de 488,1 a 576,7 mil barriles equivalentes de petróleo diarios entre 2011 y 2015, incremento que junto a los mejores precios de venta, tanto en petróleo como en gas natural, sustentaron el aumento de los ingresos y el resultado en este segmento del negocio.

La utilidad operativa del Upstream de 2015 totalizó ARS 7,5 MM, un 39,0% inferior a la del 2014. Las ventas del segmento crecieron un 13,6% en relación al ejercicio 2014. Un fenómeno similar se observó en el Downstream, donde el resultado operativo creció para llegar a 947 millones de dólares en 2015. Las ventas de productos refinados aumentaron de 15.577 a 17.029 miles de m3 anuales entre 2011 y 2015, con el incremento focalizado en los despachos al



mercado interno, que crecieron un 7% en el período. En pesos, la utilidad operativa del Downstream ascendió a ARS 8,4 MM en 2015, un 23,1% inferior a la del 2014.

La mejora en el precio promedio del precio en dólares de los productos (28% en las naftas y 22% en gasoil para el período mencionado) apalancó el mayor volumen refinado, impactando positivamente en los ingresos y la utilidad de la compañía. Las inversiones acumuladas del Downstream ascendieron a ARS 9,3 MM, siendo un 11,3% superior a las del 2014.

El promedio de crudo procesado alcanzó los 299 Kbbld, un 2,9% superior al 2014. El promedio de utilización de las refinerías fue del 94%. Cabe reseñar que el canal de las estaciones de servicio explica cerca del 70% de las ventas del sector comercialización.

En promedio, los costos se incrementaron un 7,6% (+ARS 9,3 MM) en relación al año anterior. El costo de ventas fue de ARS 119,5 MM, un 14,4% superior al del 2014. El costo unitario de refinación aumentó aproximadamente un 17,7% en 2015, en comparación con 2014.

Los gastos de comercialización ascendieron a ARS 11,1 MM, lo cual representa un incremento del 9,7%. Esto fue motivado, fundamentalmente, por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al aumento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y a los mayores volúmenes transportados y comercializados.

Los gastos de administración ascendieron a ARS 5,6 MM, presentando un aumento del 23,3% frente a los registrados durante el año anterior. Principalmente se debió a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los costos totales de producción aumentaron un 21,9%, alcanzando los ARS 68,4 MM; principalmente por: 1) el incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost), por aproximadamente ARS 6,0 MM (mayor actividad del periodo y aumento del costo unitario); 2) las mayores amortizaciones de ARS 5,9 MM (como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos); y 3) las mayores regalías por ARS



1,5 MM, de los cuales ARS 0,7 MM corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y ARS 0,8 MM a mayores regalías sobre la producción de gas natural.

Los gastos de exploración ascendieron a ARS 2,5 MM. La principal variación respecto a los gastos de exploración de 2014, los cuales ascendieron a ARS 2,0 MM, tuvo origen en la mayor actividad exploratoria desarrollada. Se destaca que la inversión exploratoria total fue superior en un 22%, a la de la gestión 2014.

En comparación con 2014, durante 2015 los costos operativos erogables unitarios en dólares se incrementaron un 3,6%. De 23,5 USD/bpe en 2014 a 24,3 USD/bpe en 2015 (incluyendo tributos por 7.2 USD/bpe y 6.8 USD/bpe respectivamente). Por su parte, el lifting cost promedio consolidado de 15,0 USD/bpe, un 7,9% superior a los 13,9 USD/bpe del 2014. Sin embargo, el precio de realización promedio del crudo -expresado en dólares- en el mercado local disminuyó en 2015 un 8,3%, hasta los 67,6 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,6 USD/Mmbtu, un 6,6% superior al del 2014. El cargo por impuesto a las ganancias alcanzó los ARS 24,6 MM, en comparación con el cargo de ARS 13,2 MM correspondiente al 2014.

Durante el ejercicio 2015, al momento de la realización de la evaluación del deterioro del valor de los bienes de uso y activos intangibles, se reconoció una pérdida de valor en los activos por ARS 2,5 MM. Ello motivado, principalmente, por una reducción en los precios de petróleo en el mercado interno para el corto plazo, y una reducción en la expectativa de los precios internacionales a mediano y largo plazo.

A partir de estos resultados, la nítida mejora en los flujos de fondos de la compañía, junto con la revisión drástica de la política de dividendos aplicada en los años previos, resultaron fundamentales para financiar uno de los objetivos centrales de la estrategia planteada en el inicio de la nueva gestión: el incremento de las inversiones. La inversión agregada anual de YPF creció un 109% en cuatro años, de 3.191 millones de dólares en 2011 a 6.668 millones de dólares en 2015.



En línea con la decisión estratégica de revertir la caída de la producción de hidrocarburos en el horizonte temporal inmediato, y construir una base de reservas para el largo plazo, el fuerte aumento de la inversión se concentró en el segmento de exploración y producción, que pasó de 2.197 millones de dólares en 2011, a 5.398 millones de dólares en 2015. Estos montos incluyen los desembolsos aportados para financiar los proyectos en no convencional, los programas de exploración en cuencas activas e inactivas, y también la adquisición de reservas y participaciones en otras empresas.

Los resultados financieros fueron positivos en ARS 12,2 MM, en comparación con los ARS 1,8 MM de 2014. El flujo de fondos libre para la inversión, generado por las operaciones, creció un 75% en el cuatrienio, de 3.086 millones de dólares en 2011, a 4.492 millones de dólares en 2015.

La agresiva estrategia de inversión requirió, además, de un programa de financiamiento. Para ello, YPF recurrió a emisiones de deuda a través de distintos instrumentos financieros, colocados tanto en el mercado local como internacional. También se incorporaron socios estratégicos para el desarrollo de algunos de sus activos, principalmente de shale y tight.

Esta mayor generación de caja de financiación fue destinada al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de ARS 63,9 MM, siendo un 19,6% superior al del año anterior. La generación de recursos, previamente explicada, devino en una situación de liquidez al cierre del año 2015, con un total de ARS 15,4 MM de pesos en efectivo. La deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 8,1 MM, y la deuda neta los USD 7,0 MM, con una ratio Deuda neta/EBITDA de 1,35x. El costo promedio de la deuda nominada en pesos fue de 24,59%, mientras que en la nominada en dólares fue de 7,55%.

Al 31 de diciembre de 2015 el componente de deuda denominado en pesos fue de un 27%, siendo el remanente denominado en dólares. Asimismo, la compañía mantiene niveles de morosidad, plazos y riesgo de cobro muy acotados, acordes con los mercados en los que opera.

En el mercado internacional se efectuaron 5 emisiones (ON y bonos) en dólares por US\$ 4.836 millones, con una vida promedio mínima individualmente de 5 años. Por ejemplo, en 2013 la



emisión de un bono a 5 años pagó un interés del 8,875%. En abril de 2014, el bono a diez años tuvo una tasa del 8,75% anual. En abril de 2015, se realizó una nueva colocación de ON a diez años con una tasa de interés del 8,5% anual. Finalmente, en marzo de 2016 se realizó otra emisión de una ON y un bono a cinco años, por un total de 1.000 millones de dólares, con un interés del 8,50% anual. Con todas estas colocaciones, YPF ha logrado financiar un porcentaje relevante de su plan anual de inversiones procurando, a la vez, extender los plazos de vencimiento y abaratar los costos del capital.

El principal motor de la transformación de la empresa es la masificación de la producción de los actuales recursos no convencionales, comenzando por el gas natural. Ello se debe a que aporta el 51% de la matriz energética actual de Argentina, y podría ser más del 60% en el futuro. El gas natural ya cuenta con precios competitivos frente a sus combustibles sustitutos, aún en un escenario de precios bajos del petróleo. Si bien ello es favorable para atraer las inversiones, resulta menester remarcar que no es condición suficiente.

Para que los precios de la energía sean cada vez más competitivos, YPF necesita trabajar en la reducción de costos mediante operaciones cada vez más eficientes y explotando los yacimientos de forma cada vez más productiva. La ecuación de costos resulta crítica para lograr economías de escala, que permitan contar con una industria petrolera dinámica, eficiente y competitiva. Asimismo, la estrategia exploratoria de la compañía prevé trabajar en: a) la búsqueda de nuevos plays en cuencas hoy productivas (estrategia que en estos años se probó efectiva para aportar reservas y producción); b) exploración de recursos no convencionales (tanto en Vaca Muerta como en otras formaciones con potencial); y c) exploración de frontera (incluyendo el offshore).

8.1.2. RESULTADOS AL TERCER TRIMESTRE DE 2016.

Con la finalidad de incorporar mayor cantidad de información al análisis del desempeño financiero de la empresa, resulta conveniente exponer los resultados informados al tercer trimestre de 2016. Éstos fueron tenidos en cuenta para las proyecciones de ese año.



El precio promedio de realización del crudo expresado en dólares -en el mercado local- en el tercer trimestre de 2016 disminuyó un 12,9%, hasta los 59,9 USD/bbl. Se acordó una reducción del precio local de comercialización del barril de petróleo de un 6% escalonado en tres meses. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,78 USD/Mmbtu, un 6,9% superior al del mismo trimestre de 2015.

Los ingresos ordinarios alcanzaron los ARS 155.542 M (variación período anterior +35%). Sin embargo, se ha reconocido un cargo negativo por deterioro de activos (propiedades, plantas y equipos) por ARS 34,9 MM. Esto fue motivado principalmente por una reducción esperada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno, dentro de un contexto internacional de precios deprimidos y menores expectativas en el mediano y largo plazo. Debe incluirse la evolución del comportamiento estimado de los costos, tanto en función de variables macroeconómicas como del comportamiento operativo de los activos.

En virtud de lo expresado, el proceso de *impairment* aplicado ocasionó un resultado operativo negativo. Cabe agregar que este significativo deterioro de los activos no se reflejó en los estados contables de la empresa en 2015, pese a que el precio del crudo se derrumbó a partir de noviembre de 2014 y posteriormente se mantuvo estable.

Por estas razones, la utilidad operativa fue de ARS -27.642 M (variación -276%). Antes del deterioro de activos ésta fue de ARS 8.546 M (-45,5%). La utilidad neta alcanzó los ARS -30.154 M (-579,3%); y antes de las depreciaciones llegó a los ARS -6.632 M (205,4%). El EBITDA fue de ARS 44.283 M (+23,1%). La utilidad neta por acción (ARS/acción) fue de ARS -76,49 (-578%). Las inversiones sumaron los ARS 44.236 M (+3,3%). El costo de ventas, medido en pesos argentinos, fue un 48,3% superior al del año 2015.

Al 30 de septiembre de 2016, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,9 MM y la deuda neta los USD 7,8 MM. El ratio Deuda neta/EBITDA fue de 1,86x. El costo promedio de la deuda nominada en pesos, al cierre del segundo trimestre de 2016, fue de 30,38%. Mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares y francos suizos fue de 7,76% y 3,75%, respectivamente. En materia de inversiones, y con el objetivo de ganar eficiencia en sus



operaciones para concentrarse en la producción de gas convencional y no convencional, se redujo la cantidad de equipos que operaban en la explotación de petróleo, dada la falta de certeza sobre las políticas internas que se aplicarán.

En un 2016 con baja actividad económica, las naftas mostraron un indicador positivo, en detrimento del gasoil y los lubricantes. Las ventas de naftas -en todo el país- crecieron 3,6% en noviembre pasado con lo que acumularon, hasta el anteuúltimo mes de 2016, un incremento interanual de 1,3%.

Estos datos surgen de un informe de mercado de la Asociación de Operadores de YPF, que agrupa a las 1.200 estaciones de servicio manejadas por pequeñas y medianas empresas y 100 centros de distribución de la compañía estatal. También se indica que YPF comercializó un 1% menos de naftas en noviembre, contra igual mes del año anterior. La merma para la petrolera estatal acumuló 2% entre enero y noviembre.

Así, YPF perdió participación en el mercado en favor –principalmente- de Shell y Axion. Los números del *market share* revelaron que YPF pasó de representar el 56,9% en naftas en los primeros once meses de 2015, al 55% en el mismo período del año pasado.

La producción total de hidrocarburos alcanzó los 577,4 Kbbpd. La producción de crudo fue de 244,7 Kbbld, un 2,0% inferior a la del año anterior, mientras que la producción de gas natural fue de 44,6 Mm3d, con un incremento del 0,9%. El promedio de crudo procesado del 2016 alcanzó los 294 Kbbld, un 1,8% inferior al año 2015. El promedio de utilización de las refinerías fue del 92%.

En lo que va de 2016 las reservas probadas (P1) han disminuido un 9,2%, de 1.226 Mbpe a 1.113 Mbpe, con una tasa de reemplazo de reservas total del 46%. Por su parte, la incorporación de reservas de hidrocarburos alcanzó los 98 Mbpe, de los cuales 22 Mbbl corresponden a líquidos y 76 Mbpe a gas natural.

El precio de realización promedio del crudo, expresado en dólares en el mercado local en 2016, disminuyó un 12,8% hasta los 58,9 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio de realización



promedio fue de 4,76 USD/Mmbtu, un 5,8% superior al del 2015. Con respecto al endeudamiento, la última Obligación Negociable emitida –en dólares- en el cuarto trimestre de 2016 pagó una tasa de interés del 8,75%.

8.2. VALORACIÓN DE EMPRESAS EN MERCADOS EMERGENTES.

YPF S.A. desarrolla sus principales negocios en la República Argentina. Siguiendo la clasificación de Morgan Stanley Capital International (MSCI)³⁷, las actividades de esta empresa tienen lugar en un mercado clasificado como de “frontera”.³⁸ Sin embargo, MSCI informó que incluyó al país en la lista de una "potencial reclasificación para el status de Mercado Emergente como parte de la revisión de la clasificación de mercados de 2017".³⁹ Se cree que el actual gobierno resolvió las restricciones a los capitales y que la posibilidad de un *upgrade* del status para el país es cada vez más factible.⁴⁰

Esta categorización reviste importancia dado que genera cambios en los flujos de capitales, en razón de que muchos inversionistas siguen de cerca a los integrantes de estos índices para medir su desempeño y estructurar sus portafolios de inversión. La recategorización como “emergente” motivaría el ingreso de los grandes inversores institucionales, lo cual genera oportunidades para aquellos que buscan activos con potencial de rentabilidad. Además, contribuiría

³⁷ Morgan Stanley diferencia tres clases de mercados: mercados desarrollados (formado por acciones de 24 países miembros de la OCDE), mercados emergentes y mercados de frontera. Tres factores claves determinan la clasificación: desarrollo económico, tamaño y liquidez del mercado de capitales, y nivel de acceso para el inversor extranjero. Los criterios son cualitativos, pero también los hay cuantitativos.

³⁸ Esto se produjo en febrero de 2009 cuando Argentina fue recategorizada de mercado “emergente” a mercado de “frontera”, debido a las trabas y controles recurrentes impuestos a la entrada y salida de capitales que afectaban a los inversores extranjeros. Fuente: MSCI. Disponible en www.msci.com

³⁹ Reporte de junio de 2016. Fuente: MSCI. Disponible en www.msci.com

⁴⁰ En diciembre de 2015, el BCRA eliminó las restricciones en el mercado cambiario y el control de capitales. Entre otras medidas, se estableció un tipo de cambio flotante, se eliminaron las reservas en efectivo y los límites mensuales en la repatriación en el mercado accionario, y hubo una significativa reducción en los encajes para inversiones. Fuente: BCRA.



significativamente para la financiación de proyectos de inversión de envergadura, necesarios para la industria y el desarrollo económico del país.

En virtud de lo expresado, resulta menester mencionar las particularidades que reviste la valuación de empresas en mercados emergentes. Desde la perspectiva de Dumrauf (2010), la falta de valores de mercado es el caso general, y no el particular, en la valuación de empresas en mercados emergentes⁴¹. Mayoritariamente, las transacciones involucran empresas sin cotización pública de sus acciones y superan largamente en número a las transacciones con compañías públicas. La imposibilidad de observar directamente un coeficiente Beta, ha llevado a los analistas a utilizar un coeficiente Beta “comparable”, buscando compañías listadas en mercados desarrollados. Sin embargo, se plantean dudas en la aplicación de esta metodología.

Para este autor también existe otro aspecto diferencial que es la tasa de variación del PBI, más volátil en las economías emergentes. Éstas suelen transitar períodos de recesión-recuperación-crecimiento con cambios más pronunciados que las economías desarrolladas. A su vez, destaca que a este proceso se encuentra asociado un indicador polémico: la prima por el riesgo país. Fundamenta su inclusión en que todos los riesgos no son captados en los modelos de valuación como el CAPM.

En algunos países como Argentina, este indicador ha superado los 1.000 puntos básicos. Resulta evidente que su inclusión en estos supuestos, alcanza para tornar inviable muchos proyectos de inversión. Por tal motivo, el citado autor plantea sus dudas sobre la conveniencia de incluir directamente el valor “contado” o spot del riesgo país en estas circunstancias.

Asimismo, la tasa de interés, la tasa de inflación y el tipo de cambio interactúan asociando las variaciones entre ellas. El tipo de cambio cobra relevancia porque para la estimación del costo de capital se utilizan, mayoritariamente, insumos nominados en dólares (tasa libre de riesgo, índice

⁴¹ A menudo, los términos “mercado emergente” y “economías o países emergentes” se utilizan indistintamente. Los mercados que no entran en la definición de “emergente” son considerados mercados de frontera. debido a las trabas recurrentes impuestas a las entradas y salidas de capitales.



accionario para determinar la prima por riesgo de mercado, riesgo país, etc.), debido a la inexistencia o a la menor representatividad que tienen esos mismos conceptos en las economías emergentes.

Dumrauf (2010) agrega que si bien las monedas de los países latinoamericanos que han atravesado períodos de apreciación/depreciación real, se encuentran sesgadas a la devaluación nominal con respecto al dólar. Por tal motivo, se debe considerar la consistencia entre la moneda en que es proyectado el flujo de fondos y la moneda en que es expresado el costo de capital. Todas estas cuestiones son controvertidas y no existe una posición pacífica entre los profesionales.

8.3. MÉTODO DE VALUACIÓN DE EMPRESAS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS.

Según Perossa (2010), estos métodos consideran a la empresa como generadora de fondos, razón por la cual se tiene una visión financiera del negocio y no considera las actividades que el ente desarrolla. Ello significa que se evaluará en detalle el desempeño de la organización en el período de horizonte fijado previamente, para llegar al resultado final de cada año.

De la misma manera, se evaluarán los riesgos a los cuales se enfrenta la empresa –según la composición de sus activos y las actividades que desarrolla– a efectos de aplicar una tasa de descuento correspondiente al riesgo asumido. Se debe incluir una variable denominada “valor residual o terminal” de la empresa, la cual comprende a los años esperados y no evaluados individualmente. Este valor residual o terminal es considerado, generalmente, como una perpetuidad. Entonces, se tienen en cuenta las siguientes variables: el flujo de fondos, la tasa de descuento a aplicar, el horizonte de planeamiento (o temporal de análisis), y el valor residual (remanente no considerado individualmente).

El autor citado señala que la tasa de descuento es utilizada para homogeneizar los distintos flujos de fondos a una misma unidad de tiempo; pero por sobre todo, para descontar estos fondos aún no obtenidos por el riesgo que las operaciones significan para la empresa. Para el FCF (free cash



flow), la tasa adecuada es el WACC; para el CCF (capital cash flow), la tasa adecuada es el WACC antes de impuestos; y para el ECF (equity cash flow), la tasa adecuada es el K_e .

Si bien existen otras medidas para analizar la tasa de descuento apropiada, cualquiera sea la metodología elegida, dicha tasa debe incluir las primas por determinados riesgos. Esto comprende el riesgo económico (que se dé el resultado esperado), el financiero (que los flujos de fondos alcancen para pagar hasta a los accionistas), y de iliquidez (la iliquidez de los activos generan incertidumbre y, por lo tanto, exigen mayores tasas de retorno).

El horizonte de planeamiento se refiere hasta qué momento se van a tener en cuenta los resultados producidos por las actividades de la empresa, siendo este dato relevante para la valuación. Según el autor, se debe tener en cuenta que:

- Las empresas que desarrollen tecnología de punta deberán tener un menor horizonte de planeamiento.
- Si la empresa se desarrolla en un mercado estable, el período debe ser mayor.
- Si las dimensiones de la empresa son importantes, se deberá contar con un horizonte mayor.
- Si la economía en la que se desarrolla tiene condiciones de inestabilidad, es preferible reducir el horizonte.
- Si se considera un período de crecimiento, este debe ser limitado y encontrarse dentro del horizonte temporal bajo análisis, además, deberían existir aumento del activo fijo que garantice los aumentos de producción y las tasas de crecimiento estimadas deben ser reales: mayores volúmenes de capacidad instalada no significan incrementos proporcionales de producción, ni mayor producción significan mayores ingresos.

Otra consideración que hace este autor es que, para mantener la capacidad operativa y estar en condiciones de reponer los activos, la amortización debería ser igual –o menor– que el CAPEX (*Capital Expenditure*). En cuanto a la estimación del valor residual o terminal, agrega que si se toma un período de cinco años para analizar, será necesario tomar cuenta a aquellos períodos



posteriores a los cinco años. Entonces, a partir del año seis *ad infinitum* se consideran a todos ellos como una perpetuidad.

Estos métodos de descuento de flujos se basan en el pronóstico detallado y cuidadoso, para cada periodo, de cada una de las partidas financieras vinculadas a la generación de los cash flows correspondientes a las operaciones de la empresa. Por ejemplo: el cobro de ventas, los pagos de mano de obra y/o de materias primas, etc.

En términos de Dumrauf (2010), para que el uso de la perpetuidad resulte procedente es necesario enunciar una serie de condiciones que deben cumplirse para que la firma muestre un flujo de efectivo constante. Dichas condiciones son las siguientes:

- La utilidad neta es distribuida en forma de dividendos (no hay reinversión de utilidades).
- Debido al punto anterior la firma no crece, por lo tanto, el capital de trabajo no varía.
- La depreciación/amortización del período se gasta en la reposición de activos fijos, con impacto neutro en el flujo de efectivo.
- El riesgo de los activos permanece inalterado, dado que no modifica el resultado operativo.

Asimismo, una característica de la técnica del descuento de flujos es que combina información financiera de la firma (balances, estados de resultados, flujo de efectivo) con los datos observados en el mercado de capitales (coeficiente Beta, la prima de mercado y el rendimiento libre de riesgo). En efecto, la combinación de la información financiera con la información del mercado de capitales permite apreciar los ajustes por riesgo que se deben realizar en las tasas de interés. Los valores obtenidos son valores “intrínsecos”, en el sentido de que son valores normativos (el valor de mercado que “debería” tener la compañía si el mercado la valúa correctamente).

En perspectiva de Fernández (2013), entre los métodos de valoración de empresas más utilizados, basados en el cash flow, se pueden enumerar:



- 1) Flujos para las acciones descontados a la rentabilidad exigida a las acciones;
- 2) Free cash flow descontado al WACC;
- 3) Capital cash flow descontado al WACC antes de impuestos;
- 4) APV (adjusted present value);
- 5) Free cash flow ajustado al riesgo del negocio descontados a la rentabilidad exigida a los activos;
- 6) Cash flow para las acciones ajustado al riesgo del negocio descontado a la rentabilidad exigida a los activos;
- 7) Beneficio económico descontado a la rentabilidad exigida a las acciones;
- 8) EVA descontado al WACC;
- 9) Free cash flow ajustado descontado a la tasa libre de riesgo,
- 10) Cash flow para las acciones ajustado descontado a la tasa libre de riesgo.

Para el autor, los diez métodos enumerados proporcionan siempre el mismo valor. Esto es así porque todos los métodos analizan la misma realidad bajo las mismas hipótesis. Sólo difieren en los flujos que toman como punto de partida para la valoración. En virtud de que la valuación de YPF S.A. se realizará sólo a través de los métodos de descuento de flujos de fondos FCF descontado al WACC y APV, a continuación se explicará sucintamente cada uno de ellos.

8.3.1. MÉTODO DE VALUACIÓN DE EMPRESAS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS FCF (FREE CASH FLOW) DESCONTADO AL WACC.

Para Fernández (2013), la determinación de la tasa de descuento (adecuada para cada tipo de flujo) es uno de los aspectos más importantes. Se realiza teniendo en cuenta el riesgo, las volatilidades históricas y, en la práctica, muchas veces el tipo de descuento mínimo lo marcan los interesados (v.g. compradores o vendedores no dispuestos a invertir o a vender por menos de una determinada rentabilidad, etc.).

Los distintos métodos basados en el descuento de flujos parten de la expresión:



$$V = \frac{CF_1}{1+K} + \frac{CF_2}{(1+K)^2} + \frac{CF_3}{(1+K)^3} + \dots + \frac{CF_n + VR_n}{(1+K)^n}$$

siendo:

CF_i = flujo generado por la empresa en el periodo i

VR_n = valor residual (valor esperado de la empresa en el año n)

K = tasa de descuento apropiada para el riesgo de los flujos

Acota que a simple vista puede parecer que la fórmula anterior considera una duración temporal de los flujos. Esto no es necesariamente así, dado que el valor residual de la empresa en el año “ n ” (VR_n) se puede calcular descontando los flujos futuros a partir de ese periodo.

Un procedimiento simplificado para considerar una duración indefinida de los flujos futuros a partir del año “ n ”, es suponer una tasa de crecimiento constante (g) de los flujos a partir de ese periodo. Así, se obtiene el valor residual en el año “ n ” aplicando la fórmula simplificada de descuento de flujos indefinidos con crecimiento constante:

$$VR_n = CF_n (1+g) / (K-g)$$

Pese a que los flujos puedan tener una duración indefinida, se admite desprestigiar su valor a partir de un determinado periodo, dado que su valor actual es menor cuanto más lejano es el horizonte temporal. Por otro lado, la ventaja competitiva de muchos negocios tiende a decrecer con el transcurso del tiempo.

Cuando se habla del activo de la empresa (financiero) no se refiere al activo en su totalidad, sino al activo total menos la financiación espontánea (en general, proveedores, acreedores, etc.). Es decir que el activo (financiero) de la empresa se compone de los activos fijos netos, más las necesidades operativas de fondos. El pasivo (financiero) de la empresa está formado por los recursos propios (las acciones) y la deuda (generalmente la deuda financiera a corto y largo plazo).



El término “valor de la empresa” designa, habitualmente, a la suma del valor de la deuda financiera más el valor de las acciones. Los *cash flows* básicos que se pueden considerar en una valoración (y más utilizados) son: el flujo de fondos libre, el flujo para los accionistas y el flujo para los proveedores de deuda.

El flujo para la deuda es la suma de los intereses que corresponde pagar por la deuda más las devoluciones del principal. Con el objeto de determinar el valor de mercado actual de la deuda existente, este flujo debe descontarse a la tasa de rentabilidad exigida a la deuda (coste de la deuda). En muchos casos, el valor de mercado de la deuda será equivalente a su valor contable, de ahí que muchas veces se tome su valor contable (o valor en libros) como una aproximación suficientemente buena y rápida al valor de mercado.

El flujo de fondos libre (FCF) permite obtener directamente el valor total de la empresa (deuda y acciones: $D + E$). El flujo para los accionistas (CFac) permite obtener el valor de las acciones, que sumado al valor de la deuda, permitirá también establecer el valor total de la empresa.

El valor de las acciones depende de los flujos futuros esperados y de la rentabilidad exigida a las acciones. A su vez, el crecimiento de los flujos futuros depende de la rentabilidad de las inversiones y del crecimiento de la empresa. Por otro lado, la rentabilidad exigida de las acciones depende, por un lado de una variable sobre la que la empresa no tiene control, el tipo de interés sin riesgo; y por el otro del riesgo de las acciones que, a su vez, podemos dividir en riesgo operativo y riesgo financiero.

Fernández (2013) sostiene que los tres factores mencionados pueden a su vez subdividirse en: rentabilidad de la inversión, crecimiento de la empresa, interés sin riesgo, prima de riesgo del mercado, riesgo operativo y riesgo financiero. Sin embargo, estos factores son todavía muy generales.

Es muy importante que una empresa identifique cuáles son los parámetros fundamentales que más inciden en el valor de sus acciones y en la creación de valor. Consecuentemente, la importancia de cada factor no será la misma para las distintas unidades de negocio.



Para el autor citado, la valoración de empresas por descuento de flujos es una aplicación directa de la valoración de los bonos del Estado, donde el valor de las acciones se obtiene descontando los flujos (cash flows) esperados para su poseedor en el futuro, con una tasa de descuento que depende del riesgo que éste percibe en dichos flujos. El valor del bono del Estado (VBE) es el valor actual de los flujos que promete el bono (FBE) utilizando la denominada “tasa sin riesgo” (rentabilidad exigida a los bonos del Estado), que se suele representar RF:

$$\text{Valor del bono del Estado} = \text{VBE} = \text{VA}(\text{FBE}; \text{RF}) \quad (\text{f. 1})$$

La valoración de empresas se restringe habitualmente a la valoración de la deuda y de las acciones. La fórmula citada, se aplica directamente a la valoración de la deuda y de las acciones.

Los instrumentos que documentan la deuda de la empresa prevén las fechas y los importes que recibirá su poseedor. A los flujos que promete la deuda se les denomina flujos para la deuda (CFd) y se componen de intereses y de devoluciones de deuda:

$$\text{CFd} = \text{Intereses} + \nabla N \quad (\text{f. 2})$$

Si la empresa no devuelve deuda la fórmula sería:

$$\text{CFd} = \text{Intereses} - \Delta N$$

Como los flujos que promete la deuda de una empresa (CFd) tienen habitualmente más riesgo⁴² que los flujos que prometen los bonos del Estado (FBE), la rentabilidad exigida a la deuda (Kd) suele ser superior a la tasa sin riesgo (RF). Lo dicho, se representa de la siguiente manera:

$$\text{Rentabilidad exigida a la deuda} = \text{Kd} = \text{RF} + \text{PRd} \text{ (prima de riesgo de la deuda)} \quad (\text{f. 3})$$

⁴² El riesgo de la deuda es la probabilidad de que la empresa no pague algunos de los flujos que promete. Deuda sin riesgo es aquella que se supone que pagará todos los flujos que promete con total seguridad.



La prima de riesgo de la deuda (PRd) depende del riesgo que aprecia en la deuda (expectativas de cobrar menos de lo que promete el bono) cada inversor. Aplicando la fórmula (1) a la deuda de la empresa, se obtiene:

$$\text{Valor de la deuda} = D = VA (CF_d; K_d) \quad (\text{f. 4})$$

A diferencia de la deuda, las acciones de la empresa son instrumentos que no contienen ni las fechas ni los importes que recibirá su poseedor (el accionista). Por ende, primero se necesita estimar cuáles serán los flujos para las acciones en los próximos años. Una manera simple de hacerlo es partir de las previsiones del balance y la cuenta de resultados.

La fórmula (5) es la identidad contable básica, el activo es igual al pasivo:

$$\text{Caja} + \text{NOF} + \text{AFN} = \text{N} + \text{FP} \quad (\text{f. 5})$$

La expresión del aumento anual de la fórmula (5) es la fórmula (6). El aumento de la caja, antes de dar a los accionistas, se repartirá entre el flujo para los accionistas (CFac) y el aumento de caja que la empresa decida:

$$\text{CFac} + \Delta \text{Caja} + \Delta \text{NOF} + \Delta \text{AFN} = \Delta \text{N} + \Delta \text{FP} \quad (\text{f. 6})$$

Si el aumento de los fondos propios (FP) se debe sólo al beneficio del año, entonces:

$$\text{CFac} = \text{Beneficio} - \Delta \text{NOF} - \Delta \text{AFN} + \Delta \text{N} - \Delta \text{Caja} \quad (\text{f. 7})$$

Como $\text{AFN} = \text{AFB} (\text{activo fijo bruto}) - \text{amortización}$, la ecuación (7) puede expresar como:

$$\text{CFac} = \text{Beneficio} + \text{amortización} - \Delta \text{NOF} - \Delta \text{AFB} + \Delta \text{N} - \Delta \text{Caja}$$

El flujo para los accionistas (CFac) es dinero que sale de la caja de la empresa y va al patrimonio de los accionistas. En cambio, el flujo para la deuda (CFd) es dinero que sale de la caja y termina en el patrimonio de los bonistas y bancos. Como los flujos esperados para las acciones (CFac) tienen más riesgo que los flujos que prometen los bonos del Estado (FBE) y que los flujos que promete la deuda de la empresa (CFd), la rentabilidad exigida a las acciones (K_e) es superior a la tasa sin riesgo (R_F) y a la rentabilidad exigida a la deuda (K_d). De ello se entiende:



$$K_e = R_F + PRE \text{ (prima de riesgo de la empresa)} \quad (f. 8)$$

La denominada prima de riesgo de la empresa (PRE) dependerá del riesgo que se aprecie en los flujos esperados para los accionistas (CFac). Este parámetro depende de las expectativas de cada inversor. Aplicando la fórmula (1) a las acciones de la empresa, se obtiene:

$$\text{Valor de las acciones} = E = VA \text{ (CFac; } K_e) \quad (f. 9)$$

La PRM (prima de riesgo del mercado) es la prima de riesgo de la empresa aplicada al mercado (o a una cartera compuesta por acciones de las principales empresas del mercado). Teniendo en cuenta que el dinero invertido en bonos del estado a largo plazo proporcionará casi absoluta seguridad ($R_F\%$), la prima de riesgo del mercado aparece para determinar qué rentabilidad adicional se exigiría a una inversión en una cartera compuesta por acciones de las principales empresas del mercado. De esta forma, se busca compensar el mayor riesgo asumido.

La β (beta) es un parámetro específico para cada empresa. $\beta=0$ corresponde a los bonos del Estado sin riesgo y $\beta=1$ a una inversión con un riesgo similar al del mercado. Alrededor del 80% de las betas que se utilizan están comprendidas entre 0,7 y 1,5. Una beta de 0,7 (o menor) sería aplicable a empresas con flujos para los accionistas muy predecibles (v.g. empresas eléctricas en países estables, empresas concesionarias de aguas, etc.). Una beta de 1,5 (o mayor) sería aplicable a empresas sobre las que existe gran incertidumbre acerca de sus flujos (originada por la aceptación de sus productos, del margen de los mismos, etc.).

Con la creación de la beta, la fórmula (8) se transforma en:

$$K_e = R_F + \beta \text{ PRM} \quad (f. 11)$$

Consiste en “inventar” un flujo nuevo, denominado FCF (Free Cash Flow), que es el hipotético flujo para los accionistas si la empresa no tuviera deuda:

$$\text{Free Cash Flow (FCF)} = \text{CFac si Deuda (N)} = 0 \quad (f. 12)$$



Por consiguiente, el FCF será igual al CFac con tres ajustes: 1) sin aumento ni disminución de deuda; 2) sin pago de intereses; y 3) con impuestos superiores (debido a que no hay intereses). La relación entre el FCF y el CFac será:

$$FCF = CFac - \Delta N + Int (1-T) \quad (f. 13)$$

También se puede calcular a partir de la fórmula (7) teniendo en cuenta (12):

$$FCF = Beneficio_u - \Delta NOF - \Delta AFN - \Delta Caja \quad (f. 14)$$

El beneficio_u, es el beneficio de la empresa sin deuda. El subíndice “u” significa *unlevered*, esto es, desapalancado o sin deuda.

Si se quiere valorar la empresa utilizando el FCF, de manera que (E + D) sea el valor actual del FCF descontado a una tasa K (?), la misma debe cumplir que:

$$E + D = VA (FCF; K?) = VA (CFac; Ke) + VA (CFd; Kd) \quad (f. 15)$$

A “K” se la denomina *weighted average cost of capital* (WACC, por sus siglas en inglés) y resulta⁴³ ser:

$$WACC = \frac{EKe + DKd(1 - T)}{E + D} \quad (f. 16)$$

Como en el caso del FCF, consiste en “inventar” un flujo nuevo llamado CCF (capital cash flow), que es la suma del flujo para los accionistas (CFac) y del flujo para la deuda (CFd):

$$CCF = CFac + CFd \quad (f. 17)$$

La relación entre el CCF y el FCFes:

$$CCF = FCF + Int T \quad (f. 18)$$

⁴³ En el caso de que $N = D$, esto es, en el caso de que el valor contable de la deuda coincida con su valor. Los intereses que paga la deuda son Nr . “r” es el tipo de interés que se aplica al nominal N . Si la rentabilidad exigida a la deuda (Kd) es igual al tipo de interés (r), entonces $N = D$. La expresión del WACC cuando (r) es distinto de Kd (y, por consiguiente, D es distinto de N) resulta ser: $WACC = (EKe + DKd - NrT) / (E + D)$



Para valorar la empresa utilizando el CCF, $(E + D)$ será el valor actual del CCF descontado a una tasa $K(?)$. Pero esa tasa debe cumplir que

$$E + D = VA(CCF; K?) = VA(CFac; Ke) + VA(CFd; Kd) = VA(FCF; WACC) \quad (f. 19)$$

A $K(?)$ se le denomina $WACC_{BT}$ ($WACC$ antes de impuestos o *weighted average cost of capital before taxes*) y resulta ser:

$$WACC_{BT} = \frac{EKe + DKd}{E + D} \quad (f. 20)$$

Y así, $E + D = VA(CCF; WACC_{BT}) \quad (f. 21)$

Se puede calcular el valor actual de los impuestos que se ahorra la empresa debido al pago de intereses. A esa cantidad se la suele llamar *Value of Tax Shields* (VTS, por sus siglas en inglés). En el supuesto que todos los intereses sean deducibles, los impuestos que se ahorra la empresa son los intereses $(N r)$ multiplicados por la tasa de impuestos (T) . Una forma de calcular el VTS es actualizar el ahorro de impuestos a la rentabilidad exigida a la deuda (Kd) :

$$VTS = VA(N r T; Kd) \quad (f. 22)$$

Como se dijo anteriormente, la empresa desapalancada (*unlevered*) significa empresa sin deuda. Habitualmente, se denomina “Valor de la empresa” a la suma del valor de las acciones (E) y el valor de la deuda (D) . Así como se ha indicado el supuesto de la empresa sin deuda para calcular el flujo que tendrían sus accionistas (el FCF), se puede calcular el valor que tendrían las acciones de la empresa sin deuda (Vu) . Sería el valor actual de los FCF esperados descontados a la rentabilidad exigida a las acciones de la empresa sin deuda (Ku) :

$$Vu = VA(FCF; Ku) \quad (f. 23)$$

Si se considera que la probabilidad de quiebra de una empresa no varía (como supuesto, obviamente), la única diferencia entre una empresa con deuda de otra sin ella, es que la empresa



con deuda paga menos impuestos. La siguiente ecuación es una identidad que se cumple siempre:

$$E + D = V_u + VTS \quad (f. 24)$$

La ecuación (24) permite calcular la relación entre K_e y K_u porque,

$$E + D = VA (FCF; K_u) + VTS \quad (f. 25)$$

En el caso de una perpetuidad con crecimiento constante “g”, y si $r = K_d$, (25) se transforma en:

$$(E + D - VTS) = FCF / (K_u - g). \text{ Por (13), } FCF = CF_{\text{Fac}} - gD + DK_d(1-T). CF_d = D(K_d - g).$$

Por consiguiente:

$$(E + D - VTS)(K_u - g) = CF_{\text{Fac}} + CF_d - DK_dT. \text{ Como } CF_{\text{Fac}} = E(K_e - g):$$

$$(E + D - VTS)(K_u - g) = E(K_e - g) + D(K_d - g) - DK_dT. (E + D)K_u - VTS(K_u - g) = E K_e + DK_d(1-T).$$

$$(E + D - VTS)K_u = E K_e + DK_d(1-T) - VTS g.$$

Por lo tanto, la fórmula que relaciona K_u con K_e es:

$$K_u = \frac{E K_e + D K_d(1-T) - gVTS}{E + D - VTS} \quad (f. 26)$$

Además de la fórmula (22) mencionada, existen otras fórmulas. Según Fernández (2013), los autores de finanzas no están de acuerdo en cómo se debe calcular el VTS. Por ende, a continuación se detallan dos fórmulas alternativas a la (23):

$$VTS = VA (N r T; K_d \text{ en año 1 y } K_u \text{ los siguientes}) \quad (f. 27)$$

$$VTS = VA (D K_u T; K_u) \quad (f. 28)$$

La fórmula (27) resulta de considerar que la empresa tendrá todos los años una deuda que será proporcional al valor de las acciones. La fórmula (28) surge de considerar que la empresa tendrá



todos los años una deuda que será proporcional al valor contable de las acciones y que los aumentos de deuda tienen un riesgo similar al FCF.

Para una perpetuidad creciente a la tasa “g”, las fórmulas (27) y (28) se transforman respectivamente en:

$$VTS = \frac{(1 + K_u)DTK_d}{(1 + K_d)(K_u - g)} \quad (f. 29)$$

$$VTS = \frac{DTK_u}{(K_u - g)} \quad (f. 30)$$

Sustituyendo (29) en (26) se obtiene:

$$K_u = \frac{E K_e + D K_d (1 - T K_d) / [1 + K_d]}{E + D (1 - T K_d) / [1 + K_d]} \quad (f. 31)$$

$$K_u = \frac{E K_e + D K_d (1 - T)}{E + D (1 - T)} \quad (f. 32)$$

En la ecuación (11) se utilizó la beta para calcular la rentabilidad exigida a las acciones (K_e). Como K_e se utiliza para valorar las acciones de la empresa con deuda (apalancada o *levered*), a la beta se le denomina beta apalancada y se representa β_L . Así se diferencia de la beta sin apalancar (o *unlevered*), que es la que se utiliza para calcular K_u y se representa como β_U :

$$K_e = RF + \beta_L PRM \quad (f. 11)$$

$$K_u = RF + \beta_U PRM \quad (f. 33)$$

También se puede considerar la beta de la deuda (β_d) que es la que cumple la relación:

$$K_d = RF + \beta_d PRM \quad (f. 34)$$

Sustituyendo las fórmulas (11), (33) y (34) en (26), (31) y (32) se obtienen las siguientes tres relaciones distintas entre β_U y β_L :



Myers (1974)	Miles-Ezzell (1980)	Fernández (2004)
(36) $\beta_v = \frac{E\beta_L + D\beta_d(1 - TKd/[Kd - g])}{E + D(1 - TKd/[Kd - g])}$	(37) $\beta_v = \frac{E\beta_L + D\beta_d(1 - TKd/[1 + Kd])}{E + D(1 - TKd/[1 + Kd])}$	(38) $\beta_v = \frac{E\beta_L + D\beta_d(1 - T)}{E + D(1 - T)}$
(23) $VTS = \frac{DTKd}{(Kd - g)}$	(30) $VTS = \frac{(1 + Ku)DTKd}{(1 + Kd)(Ku - g)}$	(31) $VTS = \frac{DTKu}{(Ku - g)}$
(27) $Ku = \frac{EKe + D Kd(1 - TKd/[Kd - g])}{E + D(1 - TKd/[Kd - g])}$	(32) $Ku = \frac{EKe + D Kd(1 - TKd/[1 + Kd])}{E + D(1 - TKd/[1 + Kd])}$	(33) $Ku = \frac{EKe + D Kd(1 - T)}{E + D(1 - T)}$

Las fórmulas de Myers (1974) y las de Fernández (2004) proporcionan el mismo valor cuando $g = 0$.

La siguiente fórmula indica que el valor de la deuda (D) más el de las acciones (E)⁴⁴ es el valor actual de los free cash flows (FCF) esperados que generará la empresa, descontados a la rentabilidad exigida ponderada después de impuestos (WACC)⁴⁵:

$$E_o + D_o = VA_o [E_o\{FCF_t\}; WACC_t] \quad (f. 35)$$

La expresión que relaciona el FCF con el CFac es⁴⁶:

$$CFact = FCF_t + \Delta Nt - Nt-1 \cdot rt (1 - Tt) \quad (f. 36)$$

ΔNt es el aumento de deuda. $Nt-1 \cdot rt$ son los intereses pagados por la empresa en t .

Por otra parte, la siguiente fórmula indica que el valor de las acciones (E) es el valor actual del cash flow esperado para las acciones⁴⁷ descontado a la rentabilidad exigida a las acciones (Ke). $E_o\{CFact\}$ es el valor esperado en $t=0$ del cash flow para las acciones en t .

$$E_o = VA_o [E_o\{CFact\}; Ke_t] \quad (f. 37)$$

⁴⁴ A la suma de D y E se denomina con frecuencia “valor de la empresa”.

⁴⁵ Según Fernández (2013), el WACC (weighted average cost of capital), es un promedio ponderado de rentabilidades exigidas.

⁴⁶ El free cash flow es el hipotético CFac si la empresa no tuviera deuda.

⁴⁷ El cash flow para las acciones (CFac) coincide con la suma de todos los pagos de la empresa a los accionistas, principalmente dividendos y recompra de acciones.



La fórmula subsiguiente indica que el valor de la deuda (D) es el valor actual del cash flow esperado para la deuda (CFd), descontado a la rentabilidad exigida a la deuda (Kd). $E_o\{CFdt\}$ es el valor esperado en $t=0$ del cash flow para la deuda en t , que es la diferencia entre los intereses pagados ($N_{t-1} rt$) y el aumento de deuda ($N_t - N_{t-1}$).

$$D_o = VA_o [E_o\{CFdt\}; Kdt] \quad (f. 38)$$

$$CFdt = N_{t-1} rt - (N_t - N_{t-1}) \quad (f. 39)$$

Como se dijo, el WACC es la tasa a la que se debe descontar el FCF para que la ecuación (35) proporcione el mismo resultado que proporciona la suma de (37) y (38). A partir de las fórmulas (37) y (40) se sabe que $E_o\{FCFt - CFact - CFdt\} = E_o\{-N_{t-1} rt Tt\}$. Por consiguiente, el WACC es:

$$WACCt = [E_{t-1} Ket + D_{t-1} Kdt - N_{t-1} rt Tt] / (E_{t-1} + D_{t-1}) \quad (f. 40)$$

El Ke es la rentabilidad exigida a las acciones, Kd es el coste de la deuda y T es la tasa efectiva del impuesto sobre los beneficios. $E_{t-1} + D_{t-1}$ son los valores de la valoración que se obtienen de (37) y (38), o de (35)⁴⁸. En el caso de que $rt = Kdt$, entonces $N_{t-1} = D_{t-1}$, y la expresión del WACC será:

$$WACCt = [E_{t-1} Ket + D_{t-1} Kdt (1-T)] / [E_{t-1} + D_{t-1}] \quad (f. 41)$$

Según Fernández (2013), algunos autores sostienen que la ecuación (35) no proporciona el mismo resultado que la suma de las fórmulas (37) y (38). Esto puede suceder por calcular erróneamente el WACC, dado que la ecuación (40) requiere utilizar los valores de las acciones y de la deuda (E_{t-1} y D_{t-1}) obtenidos en la valoración. Agrega que el error más frecuente es utilizar los valores contables de la deuda y de las acciones. Otros errores comunes que menciona al calcular el WACC son:

- Utilizar Et y Dt en lugar de E_{t-1} y D_{t-1} .

⁴⁸ La valoración es un proceso iterativo donde se descuentan los free cash flows al WACC para calcular el valor de la empresa (D+E), pero para obtener el WACC se necesita el valor de la empresa (D+E).



- Utilizar los valores de mercado de la deuda y de las acciones, en lugar de los obtenidos en la valoración.

- Suponer D/E constante cuando no lo es.

También indica que es frecuente calcular erróneamente el valor residual, muchas veces calculado como el valor de una perpetuidad creciente a partir de un determinado año.

8.3.2. MÉTODO DE VALUACIÓN DE EMPRESAS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS

APV (*ADJUSTED PRESENT VALUE*) O VALOR PRESENTE AJUSTADO.

La fórmula del valor actual ajustado (*adjusted present value*) señala que el valor de la deuda (D) más el de las acciones (E) de la empresa apalancada, es igual al valor de las acciones de la empresa sin apalancar (V_u), más el valor actual del ahorro de impuestos debido al pago de intereses (VTS):

$$E_0 + D_0 = V_{u0} + VTS_0 \quad (\text{f. 42})$$

Si K_u es la rentabilidad exigida a las acciones de la empresa sin deuda (también llamada rentabilidad exigida a los activos), V_u estará dado por:

$$V_{u0} = VA_0 [E_0\{FCF_t\}; K_{ut}] \quad (\text{f. 43})$$

Por consiguiente,

$$VTS_0 = E_0 + D_0 - V_{u0} = VA_0 [E_0\{FCF_t\}; WACC_t] - VA_0 [E_0\{FCF_t\}; K_{ut}] \quad (\text{f. 44})$$

8.3.3. RELACIÓN ENTRE K_E Y K_U .

Restando la ecuación (42) en $t-1$ de la ecuación (42) en t (restando $E_{t-1} + D_{t-1} = V_{u,t-1} + VTS_{t-1}$ de $E_t + D_t = V_{ut} + VTS_t$) se obtiene:

$$(E_t + D_t) - (E_{t-1} + D_{t-1}) = (V_{ut} - V_{ut-1}) + (VTS_t - VTS_{t-1}) \quad (\text{f. 45})$$



Teniendo en cuenta que $(E_t + D_t) - (E_{t-1} + D_{t-1}) = (E_{t-1} + D_{t-1}) WACC_t - FCF_t$; y que la expresión intertemporal de (11) es: $V_{ut} = V_{ut-1} (1 + K_{ut}) - FCF_t$. Se entiende que $(V_{ut} - V_{ut-1}) = V_{ut-1} K_{ut} - FCF_t$.

Por lo tanto, la ecuación (45) se transforma en: $(E_{t-1} + D_{t-1}) WACC_t = V_{ut-1} K_{ut} + (VTS_t - VTS_{t-1})$.

Por (40) se sabe que $(E_{t-1} + D_{t-1}) WACC_t = E_{t-1} K_{et} + D_{t-1} K_{dt} - N_{t-1} r_t T_t$.

En virtud de ello: $[E_{t-1} K_{et} + D_{t-1} K_{dt} - N_{t-1} r_t T_t] = V_{ut-1} K_{ut} + (VTS_t - VTS_{t-1})$

Como $V_{ut-1} = E_{t-1} + D_{t-1} - VTS_{t-1}$, la relación entre K_e y K_u es:

$$K_{et} = K_{ut} + [1/ E_{t-1}] [(D_{t-1} - VTS_{t-1}) K_{ut} - D_{t-1} K_{dt} + N_{t-1} r_t T_t + (VTS_t - VTS_{t-1})] \quad (f. 46)$$

Como puede observarse, la relación entre K_e y K_u depende del VTS (Value Tax Shield).

8.3.4. RELACIÓN ENTRE WACC Y K_u .

Siguiendo a Fernández (2013), reemplazando la fórmula (46) en la (40), resulta:

$WACC_t = [E_{t-1} K_{ut} + (D_{t-1} - VTS_{t-1}) K_{ut} + (VTS_t - VTS_{t-1})] / (E_{t-1} + D_{t-1})$. Y teniendo en cuenta la ecuación 43, se obtendrá:

$$WACC_t = [V_{ut-1} K_{ut} + (VTS_t - VTS_{t-1})] / (E_{t-1} + D_{t-1}) \quad (f. 47)$$

Es necesario resaltar que en los métodos de valoración que son aplicación directa de la valoración de los bonos del Estado, el valor de las acciones se obtiene descontando los flujos (cash flows) esperados para su poseedor en el futuro, con una tasa de descuento que depende del riesgo que éste percibe en dichos flujos. R_F es la tasa sin riesgo y PM la prima de riesgo del mercado.

Para efectuar la valoración, frecuentemente se empieza con β_d y β_L , no con β_u . Esta última debe ser calculada a partir de β_d y β_L . Una fórmula que nos permite calcular β_u en función de β_d y β_L es:

$$\beta_u = [E \beta_L + \beta_d D (1 - T)] / [E + D (1 - T)] \quad (f. 48)$$



Si la valoración se empieza por K_u (o por β_u), todos los métodos requieren un proceso iterativo, excepto el APV. Por eso, desde el punto de vista operativo el APV es el método más sencillo de utilizar.

8.3.5. TEORÍAS SOBRE EL VALOR DEL AHORRO DE IMPUESTOS DEBIDO A LOS INTERESES (VTS, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS).

En términos de Fernández (2013), las discrepancias de las diversas teorías sobre la valoración de las acciones de una empresa por descuento de flujos provienen, en su mayoría, del cálculo del ahorro de impuestos debido al pago de los intereses de la deuda (VTS). Seguidamente se enumeran las siete teorías sobre el cálculo del VTS: Modigliani y Miller (1963), Myers (1974), Miles y Ezzell (1980), Harris y Pringle (1985), Ruback (1995), Damodaran (1994), el método de los prácticos y Fernández (2007).

Al respecto, Fernández (2013) sostiene que las únicas expresiones del VTS que tienen algún sentido son Myers (1974), Miles-Ezzell (1980) y Fernández (2007). En Myers (1974) se debe utilizar cuando la deuda es previsible (ej. la empresa sólo prevé devolver su deuda existente), en Miles-Ezzell (1980) cuando la empresa prevé que la deuda será un múltiplo del valor de las acciones, y en Fernández (2007) cuando la empresa prevé que la deuda será proporcional al valor contable de las acciones. Myers (1974) y Fernández (2007) proporcionan el mismo resultado cuando se prevé que la deuda será constante.

Modigliani y Miller (1963) suponen que $VTS = VA[D RF T ; RF]$. Myers (1974) supone que $VTS = VA [D K_d T ; K_d]$. Damodaran (1994) supone que la relación entre la beta apalancada y sin apalancar es $\beta_L = \beta_u + D (1-T) \beta_u / E$, mientras que el método de los prácticos supone que es: $\beta_L = \beta_u + D \beta_u / E$.

Harris y Pringle (1985) y Ruback (1995) afirman que la tasa correcta para descontar el ahorro de impuestos debido a la deuda ($D T K_d$) es K_u todos los años, mientras que Miles y Ezzell (1980) utilizan K_d para el primer año y K_u para los años siguientes. Fernández (2007) demuestra que si el endeudamiento se fija en valor contable, entonces $VTS = VA [D K_u T ; K_u]$



Modigliani y Miller (1958 y 1963) y Miller y Modigliani (1961) expusieron sus proposiciones, que siguen siendo punto de referencia en cualquier trabajo sobre efecto del apalancamiento en el valor de la empresa. La primera proposición (1958, fórmula 3) supone que, en ausencia de impuestos, el valor de la empresa es independiente del endeudamiento. Esto es: $E_0 + D_0 = V_u$ si $T = 0$. En presencia de impuestos esta proposición, en el supuesto de una perpetuidad, se transforma en (1963, fórmula 3): $E_0 + D_0 = V_u + DT$. DT es el aumento de valor debido al apalancamiento (VTS) para una empresa sin crecimiento, que ellos formulan para un caso general como:

$$VTS = VA [D RF T; RF].$$

La segunda proposición de los autores citados precedentemente (1958, fórmula 8) es que, en ausencia de impuestos, la rentabilidad exigida por los accionistas (K_e) aumenta en proporción directa con el endeudamiento a valor de mercado. Esto es: $K_e = K_u + (D/E) (K_u - RF)$. En presencia de impuestos, la segunda proposición (1963) es: $K_e = K_u + D (1-T) (K_u - RF)/E$.

Myers (1974) propone calcular el VTS del siguiente modo: $VA [K_d; D \cdot T \cdot K_d]$. El argumento es que el riesgo de los ahorros de deuda es el mismo que el de la deuda. La expresión que relaciona la beta apalancada y desapalancada es: $\beta_L = \beta_u + (D - VTS) (\beta_u - \beta_d) / E$. Para el caso de una perpetuidad creciente a una tasa “g” se entiende:

$$\beta_L = \beta_u + D [K_d (1-T) - g] (\beta_u - \beta_d) / [E (K_d - g)]$$

Fernández (2013) sostiene que Luehrman (1997) recomienda la utilización del *Adjusted Present Value* y calcula el VTS como Myers. Arditti y Levy (1977) sugieren calcular el valor de la empresa descontando los capital cash flows al $WACC_{BT}$, pero calculan las ponderaciones de deuda ($D / [E+D]$) y de recursos propios ($E / [E+D]$) a valor contable. Debido a este error, afirman que el valor de la empresa, que se obtiene descontando los FCF, es distinto del que se obtiene descontando los CCF.

Miles y Ezzell (1980) valoran una empresa que quiere mantener un ratio D/E constante. Su fórmula muestra que el free cash flow (FCF) se debe descontar a la tasa: $WACC = K_u - [D /$



$(E+D)] [K_d T (1+K_u)]$. También muestran que la tasa correcta para descontar el ahorro de impuestos debido a la deuda ($K_d T D_{t-1}$) es K_d para el primer año, y K_u para los siguientes. Por consiguiente, $VTS = VA [K_u; D \cdot T \cdot K_d] (1+K_u) / (1+K_d)$.

Miles y Ezzell (1985) muestran que la relación entre la beta apalancada y la beta de los activos (suponiendo que la beta de la deuda es cero) es:

$$\beta_L = \beta_u + D \beta_u [1 - T R_F / (1 + R_F)] / E$$

Fernández (2007) muestra que si el objetivo de endeudamiento de la empresa se fija en valor contable, en lugar del valor de mercado, $VTS = VA [D K_u T; K_u]$. También presenta evidencia empírica de empresas cotizadas que muestran que la deuda está más ligada al valor contable que a la capitalización. Asimismo, sostiene que esta hipótesis es más razonable que las de Miles-Ezzell y Modigliani-Miller, especialmente para calcular el valor residual de las empresas. Por otro lado, las agencias de rating habitualmente vigilan el endeudamiento en valor contable.

Fernández (2004) muestra que el VTS es también la diferencia de dos valores actuales: el valor actual de los impuestos que paga la empresa sin deuda menos el valor actual de los impuestos que paga la empresa con deuda. El riesgo de los impuestos que paga la empresa sin deuda es inferior al riesgo de los impuestos que paga la empresa con deuda.

Damodaran (1994, p.31) argumenta que si todo el riesgo del negocio es soportado por las acciones, la fórmula que relaciona la beta apalancada (β_L) con la beta de los activos (β_u) es: $\beta_L = \beta_u + (D/E) \beta_u (1 - T)$. Esta expresión procede de la relación entre la beta apalancada, la beta de los activos y la beta de la deuda de Modigliani-Miller para empresas sin crecimiento, eliminando la beta de la deuda.

Es relevante señalar que no es lo mismo eliminar la beta de la deuda que suponer que es cero. Si la beta de la deuda fuera cero, la rentabilidad exigida a la deuda debería ser la tasa sin riesgo.

Otra forma de relacionar la beta apalancada con la beta de los activos es: $\beta_L = \beta_u (1+D/E)$. A esta ecuación se la denomina fórmula de los prácticos, porque es utilizada frecuentemente por consultores y bancos de inversión.



Ross, Westerfield y Jaffe (1999, p. 447) calculan el valor añadido por la utilización de deuda de la siguiente manera:

Valor añadido por la deuda = préstamo actual – valor actual de los pagos de intereses después de impuestos – valor actual de las devoluciones de principal.

Aunque parece una fórmula distinta, ésta formulación es idéntica a Myers (1974). Según Ross, Westerfield y Jaffe:

Valor añadido por la deuda = $N - VA[N \cdot r(1-T); K_d] + VA[\Delta N; K_d]$.

Como $D = VA[N \cdot r - \Delta N; K_d]$, resulta que valor añadido por la deuda = $N - D + VA[N \cdot r \cdot T; K_d]$. Nótese que $N-D$ es positivo si el interés de la deuda es inferior a la rentabilidad exigida ($r < K_d$). El resto de la fórmula coincide con Myers (1974).

Cabe añadir que cuando la empresa tiene pérdidas en algún año, se debe calcular la tasa impositiva que pagará la empresa apalancada y esa es la tasa con la que se deben realizar todos los cálculos. También el cálculo del free cash flow se debe realizar utilizando dicha tasa. La tasa impositiva relevante es la de la empresa apalancada.

8.4. VALORACIÓN DE YPF S.A.

8.4.1. PERSPECTIVAS SOBRE LA EMPRESA Y EL MERCADO DEL OIL & GAS.

A fin de llevar a cabo la valoración, previamente resulta de interés mencionar las perspectivas sobre la compañía y el mercado de hidrocarburos, a efectos de integrar al análisis elementos de juicio que incidirán en las proyecciones de los flujos. En los últimos tiempos YPF se ha enfrentado a un fuerte desafío en su gestión operativa, refocalizando la misma no sólo en el corto plazo, sino fundamentalmente en el mediano y el largo plazo.

En esa dirección, el logro de los objetivos declarados por la ley de expropiación, dentro de los que se encuentran el incremento de la producción y el autoabastecimiento de hidrocarburos, orientaría a la empresa a adoptar un perfil de inversión y crecimiento sostenido pero gradual. Las



negociaciones entre productores y refinadores son una indicación del esfuerzo para sostener la actividad y tender a la escala competitiva de la industria de petróleo y gas deseada en el largo plazo.

En ese sentido, en un marco de continuidad de estas negociaciones para el año 2016, en lo que se refiere a los precios de comercialización de los combustibles y del petróleo en el mercado interno, se acordó para este último una reducción estimada de un 10% en los precios a partir del primer trimestre del año, y en agosto se volvió a acordar una reducción adicional del 6%, escalonada en tres meses. Adicionalmente, en enero de 2017 las empresas productoras y refinadoras llegaron a un acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina, en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno. El objetivo es alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017.

Lo expresado es conforme a los escenarios de precios futuros vigentes a dicha fecha en los mercados mundiales, y relacionando los precios internos de naftas, gas oil y fuel oil a dicho sendero de precios. El acuerdo tiene un plazo de vigencia de 12 meses contados a partir del 1° de enero de 2017. Esto refleja que la compañía está adecuando sus operaciones a las prácticas que rigen el mercado internacional del oil y el gas, luego de una etapa en la que el mercado local resultó distorsionado por la intervención estatal.⁴⁹

La estrategia declarada por la empresa en busca del incremento de su valor se centra en: (i) mejorar la eficiencia y productividad para adaptarse a un escenario de precios internacionales bajos por un período prolongado; (ii) continuar el incremento de producción, especialmente de gas natural; (iii) el desarrollo de recursos no convencionales y la mayor explotación de áreas maduras; (iv) aumentar la capacidad de refinación y/o conversión para acompañar el crecimiento de la demanda de productos refinados; (v) la exploración convencional y no convencional,

⁴⁹ En referencia a las distorsiones generadas durante la gestión del gobierno que finalizó su mandato el 10 de diciembre de 2015.



extendiendo los límites de yacimientos actuales e incursionando en nuevas fronteras exploratorias, incluyendo el offshore; (vi) la evaluación permanente del portafolio de activos para identificar oportunidades de inversión y desinversión, (vii) potenciar el valor de la marca y la plataforma comercial, y (viii) mantener una sólida estructura de capital.

En línea con lo mencionado, se observan asociaciones con Chevron Corporation, con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor S.A., con Petrolera Pampa, y con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bh, alcanzando en total una producción conjunta de 47,5 miles de barriles diarios de líquidos y 6,4 millones de m3 diarios de gas natural en el año 2016, correspondiendo a YPF una porción neta del 50% de los volúmenes mencionados. También firmó un acuerdo (2016) con Statoil, para profundizar el conocimiento que YPF posee sobre el offshore argentino.

En el ámbito internacional, en julio de 2016 YPF suscribió un acuerdo con YPFB (Bolivia) para la exploración del Área Charagua. Este bloque se encuentra ubicado en el departamento de Santa Cruz de la Sierra y cuenta con una superficie de 99.250 hectáreas, donde se estiman recursos de aproximadamente 2,7 TCF de gas natural. Esto implica el regreso de YPF a una región exploratoria de alto potencial para la producción de gas natural, alineado con la decisión de potenciar el gas como un pilar de crecimiento de YPF,

Por otra parte, las acciones desarrolladas durante gran parte de 2016 muestran la intención de la empresa en mejorar la eficiencia de la producción, mediante la optimización permanente de los activos de refino. Con ello, pretende aumentar la capacidad y flexibilidad respecto a la obtención de los productos que son resultado del proceso de refinación. Asimismo, continúa adaptando las refinerías a las nuevas normas de bajo contenido de azufre, y se desarrollan los activos y redes logísticas para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda.

La empresa está diversificando su operación a través del desarrollo de nuevos proyectos relacionados con energías renovables, y optimizando tanto las instalaciones existentes como la de los nuevos desarrollos, en busca de una mejora en la eficiencia energética. En este sentido, se formó la sociedad controlada YPF Energía Eléctrica (YPFEE), a través de la cual se firmó un



acuerdo con General Electric (GE) para la construcción de dos plantas de generación eléctrica, con una inversión total estimada en US\$ 230 millones.⁵⁰

El comienzo de la construcción de las centrales tuvo lugar durante el tercer trimestre de 2016 en Tucumán y en el cuarto trimestre de 2016 en Añelo, estimándose que el comienzo de las operaciones y generación de electricidad será en enero de 2018 y noviembre de 2017, respectivamente. Las centrales estarán conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

La recesión actual en el mundo reitera el poder y el valor de la diversificación, ya sea por tipo de combustible, tipo de recurso, geografía, mercado o negocio. Por un lado, ofrece opcionalidad de inversión y la oportunidad de maximizar el portafolio, pero por el otro, ofrece estabilidad a los flujos de efectivo y beneficios de mercado de capital interno. Lo enunciado en los párrafos precedentes refleja la estrategia de YPF en esa dirección.

En materia de financiamiento, se verifica una estrategia de diversificación de fuentes de financiamiento y de extensión de plazo de su deuda. Con ello, se pretende sostener los niveles del plan de inversión para el desarrollo de hidrocarburos y producción de combustibles, en línea con la estrategia de largo plazo.

Luego de un período donde la compañía implementó un agresivo plan de inversiones, para incrementar sus reservas y su capacidad de producción en todos sus segmentos de negocios (2012-2015), se observa ahora el ingreso a un estadio donde las inversiones estarán más alineadas con la generación operativa de fondos. Esto resulta coherente con la crisis de liquidez que afectó a la industria luego de la fuerte caída del precio del petróleo. A partir de este escenario las compañías de exploración y producción (E&P) redujeron sus gastos de capital (CAPEX) significativamente.

⁵⁰ Cabe mencionar también el proyecto eólico de Manantiales Behr (Chubut). Se trata de uno de los proyectos eólicos más importantes del país por su tamaño y por la calidad del recurso que permitirá generar energía eléctrica en la zona de Comodoro Rivadavia, reforzando el abastecimiento de la región y de las operaciones de YPF. Este proyecto, que contempla una inversión total estimada en US\$ 190 millones, iniciará su operación sobre finales de 2017.



En 2016, YPF registro un índice de reposición de reservas (RRR por sus siglas en inglés) del 46%.⁵¹ Cabe añadir que un índice menor a 100% significa crecimiento negativo o cero crecimiento de las reservas para las compañías, y la caída en las reservas desarrolladas probadas significa un menor colchón para hacer posible el incremento en la producción a corto plazo.

En cuanto a las perspectivas del mercado internacional del oil & gas, probablemente, la falta de inversión será una realidad durante los próximos años. El sostener la producción durante los próximos años será un desafío para la industria (YPF incluida), pero más preocupante aún es la cantidad y la calidad de las reservas con las que entra a la siguiente década. Explotar más recursos convencionales y baratos fuera de la OPEP, para ahorrar el efectivo en el corto plazo, podría conducir a recursos de alto costo y de mayor riesgo para el futuro. Aunque la tecnología y la innovación podría llegar al rescate, será clave cómo las compañías de E&P manejen su capital y adapten sus modelos de negocio.

Durante 2016, ha continuado el entorno de bajos precios del petróleo y el subsecuente estrés en la industria de E&P. A pesar de que existe cierta razón de optimismo porque los precios del petróleo se recuperaron de sus bajos \$26/bbl en Febrero de 2016 a \$50/bbl a principios de junio, el resultado final de la degradación de los balances financieros de las compañías del sector y la futura dirección de los precios del petróleo continúan siendo inciertos.

Los productores de petróleo de los Estados Unidos esperarían tiempos mejores en 2017, dado que la industria ha superado el punto más bajo del ciclo y se ha embarcado en el camino hacia una nueva expansión. Por este motivo, los inversores siguen temiendo que la creciente producción estadounidense pueda contrarrestar los esfuerzos del cártel por reducir la sobreoferta global y, por consiguiente, contribuya a mantener los precios bajos.

Esta aseveración encuentra fundamento en que la producción nacional de petróleo y gas, para los Estados Unidos, llegó a su punto más bajo en la primera mitad de 2016 y mostró signos de

⁵¹ Para tener una referencia del nivel de reposición con respecto a otras compañías de envergadura, en 2016 Repsol y Pemex registraron una tasa del 103% y 65%, respectivamente.



aumento en la segunda mitad, debido a que la perforación aumentó en respuesta a los mayores precios. La tendencia a la baja en la producción de petróleo y gas se ha detenido debido a un repunte significativo en el número de plataformas de perforación en tierra, especialmente en el oeste de Texas.

La velocidad de perforación en Permian ha aumentado en un 20% desde 2014. La enorme mejora en la eficiencia y la reducción de los costos de perforación en todas estas obras es una contraofensiva directa a la caída de los precios del petróleo y el gas durante 2014/15. Las empresas norteamericanas han demostrado que no sólo pudieron mantenerse en el negocio, sino que también subieron la producción con precios del crudo en torno a los USD 47 el barril.

La gran debilidad de la industria del shale siempre fue que sus compañías normalmente no generaban suficiente efectivo para pagar su gasto de capital; y para financiar su crecimiento se endeudaban o vendían capital. Pero los productores norteamericanos, en términos generales, han recortado aproximadamente un 40% sus costos en los últimos tres años. Muchos han logrado llegar al punto donde están cubriendo su gasto con el flujo de caja operativo. Jamie Webster del BCG Center for Energy Impact sostiene que -en promedio- en toda la industria del shale, de cada torre de perforación adicional que vuelve a operar puede esperarse 2,5 veces más petróleo que cuando la actividad comenzó a caer en el otoño boreal de 2014.

A raíz de ello, muchas empresas proyectan crecimiento para los próximos años. Por ejemplo Pioneer Natural Resources, ha pronosticado un crecimiento de entre 15 y 18% para 2017, y un promedio anual de al menos 15% hasta 2026. En el caso de Marathon Oil, se prevé que entre 2017 y 2021 se pueda alcanzar un crecimiento anual de entre 10% y 12%. Hay quienes sostienen que por ahora la mayor amenaza para la industria del *shale* estadounidense es su propio éxito, porque podría inundarse el mercado de producto sin una correlación en un aumento de la demanda.



Según las estimaciones de la EIA, en el período 2015-2040 los precios crecerían –en promedio por año- un 3,9% para el Brent, 4,0% para el WTI y 2,5% para el gas natural⁵². Estas proyecciones fueron tenidas en cuenta para el cálculo del valor terminal en la valuación practicada. Asimismo, para 2027 el organismo estimó los precios del petróleo (barril) en USD 90 (Brent) y 84,07 (WTI), y en USD 4,75/MMBtu para el gas natural.⁵³

Dentro del contexto macroeconómico, para la valuación se tuvieron en cuenta los resultados emitidos por el Banco Central de la República Argentina (BCRA) en el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM), difundido en enero 2017.⁵⁴ En dicho documento, la inflación esperada para 2017 fue pronosticada con una variación interanual de los precios -a dic/17- de 20,8%, por encima (3,8 p.p.) del límite superior de la meta de inflación fijada por el BCRA para el año (12% - 17%). En tanto para fines de 2018 se redujo a 14,6%. Para diciembre de 2019, la inflación anual estimada disminuyó 0,1 p.p. hasta 9,6%. (i.a.). Esta evolución prevista para los próximos años confirma la expectativa de una trayectoria desinflacionaria.

Los pronósticos del nivel de tipo de cambio nominal (\$/US\$) sugieren una senda creciente pero estable a lo largo del período relevado. El tipo de cambio nominal promedio esperado para 2017 se ubica entre \$/US\$ 16,2 y \$/US\$ 17,1, con modificaciones generalmente a la baja respecto del anterior relevamiento. A fines de 2017, el tipo de cambio nominal se ubicaría en torno a \$/US\$ 18,4 (16% i.a.), algo por debajo del pronóstico previo. En tanto, la proyección para diciembre de 2018 se mantuvo en \$/US\$ 21,0 (14,1% i.a.).

⁵² Véase Anexo IX.

⁵³ Véase Anexo X.

⁵⁴ El Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM), que lleva adelante el Banco Central de la República Argentina (BCRA), consiste en un seguimiento sistemático de los principales pronósticos macroeconómicos de corto y mediano plazo que habitualmente realizan analistas especializados (locales y extranjeros), sobre la evolución de variables seleccionadas de la economía argentina. Se relevan las expectativas sobre los precios minoristas, la tasa de política monetaria del BCRA, el tipo de cambio nominal, la actividad económica y el resultado primario del sector público nacional no financiero. Véase Anexo XI.



8.4.2. VALORACIÓN SEGÚN EL MÉTODO DE DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDOS APV.

Acerca de los FCF (free cash flow) calculados.

El FCF considerado en la presente valuación está formado por los flujos generados por las operaciones de la empresa, después de impuestos, sin tomar en cuenta su deuda. Representa los fondos disponibles luego de haber satisfecho los requerimientos de activos fijos y de capital de trabajo, sin incluir los pagos de deuda (capital e interés) de la empresa.

La fórmula para el cálculo del FCFF es:

$$\text{EBIT} (1-\text{Tax}) + \text{depreciaciones} - \text{CAPEX} - \Delta \text{Capital de trabajo}$$

En cuanto al horizonte temporal, se proyectaron los flujos a diez años ($n=10$), dado que se ajusta apropiadamente a este tipo de industria que emplea capital intensivo y planifica inversiones – generalmente- a mediano/largo plazo. Dentro de esta proyección se introdujeron dos períodos, uno de 5 años con los datos estimados y otro de convergencia de similar extensión. A estos se agregó el valor terminal.

Los flujos fueron proyectados en función de la información financiera histórica, como así también de los drivers que afectan a la industria del petróleo, en el orden local e internacional. Entre la información utilizada se incluyen aquellos factores macroeconómicos que tienen estrecha relación con la operación del negocio.

En términos de Dumrauf (2010), en esta clase de negocios las tasas de crecimiento son menores y atraviesan los vaivenes del nivel de actividad económica. Las proyecciones muestran crecimientos apenas superiores a la tasa de crecimiento del PBI. Para estas compañías es más difícil crear valor para los accionistas, ya que no cuentan con la ventaja de ser los primeros en el negocio. Asimismo, agrega que en la práctica de la consultoría se utiliza muy a menudo un período de diez años. Dado que las ventas y las exigencias de inversión neta varían, el autor recomienda extender el horizonte de la proyección hasta que la tasa de crecimiento se acerque a la tasa de crecimiento del PBI.



Un supuesto teórico que se adopta a menudo es que en el largo plazo, con la entrada de competidores y productos sustitutos, el rendimiento de los recursos irá convergiendo al costo de capital. En ese caso, la inversión nueva de la compañía debería converger a la depreciación de los activos fijos.

El citado autor propone, en general, realizar proyecciones a diez años por:

- 1) *Duration*: En las valuaciones, generalmente, se utiliza como rendimiento libre de riesgo la TIR del treasury bond de Estados Unidos con vencimiento a diez años. Naturalmente, se logra un mejor emparejamiento con la vida media ponderada del flujo de caja del negocio cuando éste es proyectado a diez años.
- 2) Incidencia del Valor Terminal en el valor de la compañía: cuando las valuaciones se realizan utilizando un flujo de fondos de cinco años, el valor terminal suele representar alrededor de 60% del valor de la compañía. En cambio, al utilizar el período de diez años, este porcentaje se reduce a 35/40%. Aunque este efecto se debe exclusivamente a la incidencia del interés compuesto, desde el punto de vista de una negociación, luce mejor que el valor de la compañía esté amparado en su mayor parte por una proyección explícita y no por una fórmula. El período de diez años permite una normalización gradual del flujo de caja en el crecimiento y los errores de pronóstico se compensan con lapsos mayores de tiempo (es natural que se sobreestime o subestime el desempeño proyectado). Cuando se tiene en cuenta este hecho se cree que la metodología DCF tiene como beneficio que el valor de los errores es mayor cuanto antes se produzcan, pero afortunadamente la capacidad de predicción es mayor al principio. La capacidad de predicción disminuye en el futuro, pero el valor presente de los errores también disminuye.

Teniendo en cuenta lo señalado, para el cálculo del crecimiento a perpetuidad (g) se hizo una proyección conservadora. Para ello, se utilizó la tasa de crecimiento promedio del PBI de Argentina, durante el período 1913-2013, que fue del 2,70%. La baja tasa de crecimiento también se explica porque se trata de una compañía que se desempeña en un negocio maduro.



Cabe añadir que (g) puede ser estimado con la fórmula de la perpetuidad o con un múltiplo de EBITDA.

Tipos de flujos.

En cuanto al tipo de flujos a emplear, Dumrauf (2010) sostiene que la utilización de flujos nominales obliga a establecer pronósticos de cantidades y evolución de precios que, a su turno, obligarán a un chequeo de consistencia. Como debe haber coherencia con la inflación, si se proyectan flujos nominales, el costo de capital debe ser nominal; si se proyectan los flujos en moneda constante, el costo de capital debe ser despojado del componente de inflación, es decir, se debe utilizar un costo de capital real. En virtud de lo expresado, para las estimaciones se emplearon flujos nominales.

Moneda para la valuación.

Acerca de la moneda para valuar, los países latinoamericanos han exhibido mayor inflación que Estados Unidos de América y una tendencia a la devaluación nominal de sus monedas frente al dólar. Por tal motivo, Dumrauf (2010) señala que es un problema y plantea dos formas de calcular el valor de un proyecto o empresa que actúa en un mercado emergente: 1) estimar el flujo de fondos y el costo de capital en moneda doméstica, agregando a este último una prima por la inflación diferencial con respecto a la inflación internacional (generalmente, la inflación de EE.UU.); o 2) estimar el flujo de fondos y el costo de capital en moneda extranjera (generalmente, en dólares).

La alternativa 1) permite trabajar con las premisas de cantidades y precios que se elaboran cotidianamente, y tiene como ventaja que se evita realizar pronósticos sobre el tipo de cambio para cada año. En la opción 2), primero se estiman los flujos de fondos en la moneda doméstica y luego se convierten al tipo de cambio esperado para cada año, normalmente utilizando la teoría de la paridad de la tasa de interés. Luego, el flujo de fondos en dólares es descontado con un costo del capital en dólares para obtener su valor presente. Este último procedimiento se justifica por los siguientes motivos:



- 1) Tanto los inversores extranjeros como los inversores domésticos desean medir los rendimientos en una moneda dura, debido a la mayor inflación y al sesgo a la devaluación que tienen las monedas de los países emergentes frente al dólar o el euro.
- 2) Los insumos del modelo CAPM, que es el más utilizado para estimar el costo de capital, se encuentran todos nominados en dólares. Por lo tanto, si se usa un costo de capital en dólares, debería utilizarse un flujo de fondos en la misma moneda.
- 3) La estimación del tipo de cambio futuro es muy importante cuando la inversión y su flujo de fondos futuro se planifican en una moneda extranjera. Si bien las ventas se cobran en moneda doméstica, y posiblemente también la mayoría de las erogaciones, el flujo de fondos en dólares para cobrar en el futuro depende de la evolución del tipo de cambio nominal.

Este método obliga a realizar pronósticos para el tipo de cambio esperado para cada año e indirectamente sobre el tipo de cambio real, ya que si se cumple la PTI⁵⁵, inmediatamente surge una tasa de inflación implícita para que se cumpla la teoría de la paridad del poder adquisitivo. Desde el punto de vista de la consistencia entre las tasas de inflación, las tasas de interés y el tipo de cambio esperado, establecer un chequeo sobre el tipo de cambio real que resulta de la proyección es más importante que la propia estimación del tipo de cambio nominal, debido a la interacción inflación-tipo de cambio.

Como se adelantó, la moneda del país emergente se encuentra sesgada a la devaluación frente al dólar. Por ende, Dumrauf (2010) entiende que se debe convertir el flujo original en pesos a dólares, utilizando un procedimiento objetivo. Para ello, sostiene que se cuenta con los rendimientos de los bonos emitidos por “Latam” en pesos y en dólares.

Comparando los rendimientos entre ambos bonos del mismo emisor, y asumiendo que se cumple la teoría de la paridad de la tasa de interés, se puede despejar el tipo de cambio esperado por el

⁵⁵ Paridad de las tasas de interés.



mercado. En función de lo expresado, el tipo de cambio esperado en el país emergente dentro de un año será:

$$F_t = TC_0 \frac{(1 + i_s)}{(1 + i_{us\$})}$$

Con los datos del tipo de cambio esperado y la tasa de inflación esperada en Estados Unidos, se puede despejar la tasa de inflación en el país emergente, que sería congruente con la teoría de la paridad del poder adquisitivo:

$$\frac{TCN_1}{TCN_0} = \frac{(1 + \pi_{EMERGENTE})}{(1 + \pi_{EE, UU})}$$

A partir de la tasa de inflación obtenida, y suponiendo que la tasa de devaluación de la moneda del país emergente se mantenga, se puede convertir el flujo de fondos expresado en pesos a dólares con el tipo de cambio esperado para cada año. Por todo lo expresado, en este trabajo se optó por realizar las proyecciones en pesos y, posteriormente, convertir los flujos -en cada período- a dólares estadounidenses, según el tipo de cambio estimado y de acuerdo a la fórmula enunciada en Dumrauf (2010).

Para ello, se utilizaron los rendimientos promedios de las ON emitidas –en 2016- por YPF en ARS (27,74%) y USD (7,79%), y las inflaciones esperadas en los EEUU⁵⁶ y Argentina⁵⁷. En función de lo indicado, en el siguiente cuadro se detallan los resultados obtenidos para el tipo de cambio esperado (ARS/USD):

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026+...
Inflación esperada USA	1,30%	2,34%	2,65%	2,52%	2,39%	2,34%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%
Inflación esperada ARG	40,30%	21,30%	15,80%	8,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Tipo de cambio \$/USD	14,73	17,47	19,70	20,76	21,29	21,84	22,41	23,01	23,61	24,24	24,88

⁵⁶ Pronósticos realizados en base a las estimaciones del Departamento del Tesoro, del FMI y opiniones de analistas.

⁵⁷ Pronósticos según estimaciones del REM (noviembre de 2016).



Riesgo país (country risk premium).

En cuanto a la suma del riesgo país para la estimación del costo del capital, Dumrauf (2010) sostiene que es un procedimiento que se encuentra lejos de ser científico pero que se utiliza mucho, aunque genera controversias. Quienes lo aplican, suponen que la empresa debe incorporar el riesgo país y, por lo tanto, el premio que se le requiere a una inversión en acciones debe contener lo que se le requiere a un bono del gobierno.

El autor agrega que los riesgos económicos, políticos e institucionales siempre operan, aun cuando el riesgo de crédito sea bajo, y por ello se exigen rendimientos mayores a los bonos de los países emergentes. En Argentina se han dado situaciones donde no todas las compañías han sufrido el riesgo país de la misma forma.

En Dumrauf (2010) se indica que la incorporación de los riesgos en el flujo de efectivo es una aproximación aparentemente más consistente desde un punto de vista científico. Los argumentos son los siguientes: diversificación, idiosincrasia, diferente desarrollo temporal de flujo de fondos e ingresos en otros países. Analizar los riesgos específicos y su impacto en el valor, permite incorporar los riesgos en el flujo de efectivo, pudiéndose diseñar escenarios macroeconómicos que incluyen las siguientes variables que pueden afectar el desempeño de la compañía bajo análisis: inflación, déficit fiscal, evolución del PBI, tipo de cambio y tasa de interés.

Estas variables, a su vez, se deben conjugar de manera consistente para ver cómo pueden afectar a la compañía. Por ejemplo, el crecimiento y la inflación son variables que normalmente influyen en el tipo de cambio (el crecimiento del PBI genera crecimiento en las importaciones que normalmente hace aumentar el tipo de cambio, del mismo modo que la inflación suele estar influida por éste).

Según González Isolio (2013), la prima de mercado emergente (o riesgo país) es parte del costo de capital que enfrentan las empresas para poder financiar sus operaciones. El grado en que éstas deben asumir dicho costo adicional, por operar en un mercado emergente, no es homogéneo dado que no afecta a todas las actividades por igual. Además añade que debe tener un límite



respecto de la cantidad de puntos básicos a incluir (producto de la presencia de default en el mercado de bonos).

En virtud de todo lo expresado, se considera a YPF dentro del grupo de empresas que no necesariamente puede verse afectada por el riesgo país, cuando sí lo son los bonos soberanos de Argentina. Por ende, en esta valoración el riesgo país será incorporado directamente a los flujos. El procedimiento contrario (suma del riesgo país) implicaría una sobreestimación del riesgo para dicho activo. Como ejemplo, se puede citar el BONAR 2024 (bono soberano argentino) emitido en 2014, a 10 años, con una tasa en dólares del 8,75%. Ese mismo año, YPF se endeudó en el mercado a una tasa del 8,75%.

Prima de riesgo de mercado (market risk premium).

Con respecto a la prima de riesgo de mercado (*market risk premium*), los académicos financieros son cautelosos a la hora de recomendar un “estándar” apropiado para la prima. La razón principal es el hecho de que los analistas no saben cuál es la prima correcta, de la misma forma que no hay consenso sobre cómo se la debe estimar. Por ello, existe gran variabilidad en la prima de mercado y no existe una tendencia clara entre los operadores.

De acuerdo a Fernandez (2013), la PRM (prima de riesgo del mercado) es la prima de riesgo de la empresa aplicada al mercado (o a una cartera compuesta por acciones de las principales empresas del mercado). Es decir la rentabilidad adicional que se exigiría a una inversión en una cartera compuesta por acciones de las principales empresas del mercado, como compensación respecto de los bonos del estado (risk free). En 2012, un 75% de las PRM utilizadas tanto para España como para USA estaban comprendidas entre 4% y 6,5%.

Este autor sostiene que existe cierta confusión sobre la magnitud razonable de la prima de riesgo del mercado. Parte de la confusión se debe a no distinguir entre las cuatro acepciones de la prima de riesgo del mercado: histórica, esperada, exigida e implícita. Distingue las primas según las siguientes definiciones:



- PRM Histórica (PRMH): diferencia entre la rentabilidad histórica de la bolsa (de un índice bursátil) y la de la renta fija.
- PRM Esperada (PRME): valor esperado de la rentabilidad futura de la bolsa por encima de la de la renta fija.
- PRM Exigida (PRMX): rentabilidad incremental que un inversor exige al mercado bursátil (a una cartera diversificada) por encima de la renta fija sin riesgo (*required equity premium*). Es la que se debe utilizar para calcular la rentabilidad exigida a las acciones.
- PRM Implícita (PRMI): la prima de riesgo del mercado exigida que surge de suponer que los precios de mercado son correctos.

Aunque algunos libros mencionan que “la verdadera prima de riesgo del mercado es una expectativa” y también que “el objetivo es averiguar la verdadera prima de riesgo del mercado”, Fernández (2013) afirma que no se puede hablar de “la verdadera” prima de riesgo del mercado. Distintos inversores pueden tener distintas PRMXs y distintas PRMEs. Una única PRMI requiere expectativas homogéneas para el crecimiento esperado de los dividendos (g), pero existen muchos pares de valores de ($PRMI, g$) que justifican los precios de las acciones actuales. Podríamos hablar de “la” $PRME = PRMX = PRMI$ sólo si todos los inversores tuvieran las mismas expectativas.

El autor expresa que en la mayoría de las valoraciones que realizó en el siglo XXI utilizó PRMXs entre 3,8 y 4,3%, para Europa y Estados Unidos. Dada la rentabilidad de los bonos del Estado a largo plazo, cree que un 4% adicional compensa sobradamente el riesgo de una cartera diversificada.

Teniendo en consideración lo expuesto por los diferentes autores, se decidió utilizar una prima de mercado del 4,72%. Este resultado corresponde a la diferencia entre el promedio del índice



S&P 500⁵⁸ del período 2006-2016 (7,06%) y el rendimiento de los US G10Y (2,44%)⁵⁹. Si bien este valor excede sensiblemente lo sugerido por Fernández (2013), se considera coherente con una empresa que tiene sus principales operaciones en un mercado de frontera.

Tasa libre de riesgo (risk free rate).

Luego de la crisis *subprime* (2008) se observó una fuerte caída en las tasas de interés en el mercado internacional, lo que complicó aún más el cálculo de la tasa libre de riesgo. El promedio del retorno real de los títulos norteamericanos e ingleses hasta la crisis fue de ~1,8% - 2,0%, girando en torno de esa base durante la mayor parte del período analizado (1988-2016).

Luego de dicha crisis, el rendimiento real de los títulos cayó llegando a ser negativo en determinado momento. Es decir que los rendimientos corrientes estuvieron excepcionalmente deprimidos por diversos motivos. Entre ellos se puede mencionar:

- Cuestiones relacionadas con la política de estímulo a la economía implementada por la FED en los EEUU.
- Estrategia “*flight to safety*“, que ocurre en momentos de crisis y donde los inversores muestran aversión al riesgo.

Por tales razones, resulta conveniente utilizar valores históricos para la estimación de la prima libre de riesgo (*risk free premium*). De esta forma se busca disminuir la posibilidad de sesgar este *driver* con eventos que afectaron excepcionalmente el índice. Para la presente valuación el *risk free* utilizado fue de 4,58%, correspondiente al rendimiento histórico promedio del US G10Y, entre 1992 y 2016. La elección del bono a diez años se apoya en el tipo de negocio en el

⁵⁸ El índice S&P 500 (o Standard and Poor's 500) es el índice de mercado de acciones que recoge las 500 empresas cotizadas estadounidenses con mayor valor de mercado (casi el 70% del mercado de acciones estadounidense se encuentra en este índice), por tanto su valor y su evolución son indicadores de la marcha de la economía de los Estados Unidos y, por extensión, de la del mundo entero.

⁵⁹ Fuente: Bloomberg del 30 de diciembre de 2016.



que se desempeña YPF, con inversiones a mediano y largo plazo; y en el horizonte temporal de proyecciones elegido (10 años).

Beta

El Beta es una medida del riesgo no diversificable (sistémico), que afecta al mercado como un todo y que no puede ser eliminado por medio de una cartera de acciones. En términos matemáticos, el beta es calculado a partir de la volatilidad de los retornos del activo con relación a la volatilidad de los retornos del mercado y a la correlación entre ambos. Esta métrica busca evaluar la sensibilidad de una acción a los movimientos del mercado de referencia.

En términos de Dumrauf (2010), la Beta es un parámetro específico para cada empresa. Se sabe que $\text{Beta}=0$ corresponde a los bonos del Estado sin riesgo y $\text{Beta}=1$ a una inversión con un riesgo similar al del mercado. Alrededor del 80% de las betas que se utilizan están comprendidas entre 0,7 y 1,5. Una beta de 0,7 (o menor) sería aplicable a empresas con flujos para los accionistas muy predecibles (eléctricas en países con pocas sorpresas, empresas concesionarias de aguas, etc.). Una beta de 1,5 (o mayor) sería aplicable a empresas sobre las que existe gran incertidumbre acerca de sus flujos (que proviene de la aceptación de sus productos, del margen de los mismos, leyes posibles, etc.).

Para desapalancar y apalancar nuevamente la Beta, fue utilizado el procedimiento explicado en la sección 8.3. La beta (*levered*) empleada, para luego ser desapalancada y nuevamente apalancada, fue la publicada de la empresa en Google finance (2,07), ya que al existir oferta pública es un dato conocido y calculado por especialistas. Cabe recordar que este procedimiento de desapalancado y reapalancado de la beta es necesario para el cálculo del K_u y el K_e . Las betas resultantes fueron 0,95 (desapalancada) y 1,49 (re-apalancada).

Costo de la deuda (K_d)

Dado que YPF ha emitido instrumentos de deuda (obligaciones negociables) durante 2016, se ha decidido utilizar como tasa de interés, para la deuda financiera, un K_d de 7,79%. Este costo



financiero corresponde a la tasa de interés –promedio- pagada por la empresa para endeudarse en dólares americanos, en ese período.

Resumen de los drivers.

En resumen, los *drivers* utilizados para el cálculo de las tasas de descuento fueron los siguientes:

- Tasa libre de riesgo (RF): 4,58%
- Prima de riesgo de mercado (MRP): 4,62%
- US GY10 (interés del 30/12/2016): 2,44%
- Beta desapalancada de YPF: 0,95
- Beta re-apalancada de YPF: 1,49
- Estructura D/V (según balance 2015): 0,47
- Estructura D/E (según balance 2015): 0,88



Inputs

Para estimación del FCF se establecieron los siguientes *inputs* (datos históricos extraídos de los balances de YPF):

	DATOS HISTÓRICOS			PERÍODO PROYECCIONES					PERÍODO CONVERGENCIA					V. TERMINAL
	-2	-1	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11 +
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026+...
INPUTS														
Crecimiento ventas		58 %	10 %	20 %	24 %	20 %	15 %	11 %	9,6%	8,2%	6,9%	5,5%	4,1%	2,7 %
EBITDA/Ventas	27 %	29 %	30 %	30 %	29 %	30 %	30 %	30 %	28,6%	27,6%	26,7%	25,7%	24,8%	24 %
CTN/Ventas	16 %	8 %	11 %	7 %	7 %	7 %	9 %	10 %	8,9%	7,7%	6,6%	5,5%	4,3%	3 %
AFB/Ventas	1,04	1,11	1,74	1,70	1,70	1,75	1,85	1,95	1,78	1,60	1,43	1,25	1,08	0,90
Tasa depreciación		9,60 %	4,21 %	13 %	9 %	9 %	9 %	9 %	9,1%	9,2%	9,3%	9,3%	9,4%	10 %
Tasa impositiva	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %
Cobertura de intereses (EBIT/i)	4,6	4,9	2,3	2,0	2,2	2,7	3,5	3,9	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10
Tasa de interés	8,50 %	8,75 %	8,50 %	7,79 %	7,79 %	7,79 %	7,50 %	7,50 %	7,33 %	7,17 %	7,00 %	6,83 %	6,67 %	6,50 %

Flujos

Flujos auxiliares utilizados (históricos) y los resultantes (proyecciones y valor terminal):

AUXILIAR FLUJOS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026+...
*cifras en millones de ARS														
EBIT	12.529	21.007	20.548	20.991	38.709	46.698	50.671	51.603	48.340	53.061	57.742	62.281	66.565	70.473
Depreciaciones	-3.107	-8.972	-6.603	-35.218	-28.667	-35.547	-43.910	-53.383	-63.036	-63.474	-62.490	-60.003	-56.007	-50.576
Activo fijo bruto	93.496	156.930	270.905	318.517	394.962	487.894	593.139	693.973	692.441	675.563	642.888	594.765	532.384	582.961
Depreciación acumulada	-11.433	-20.405	-27.008	-62.226	-90.892	-126.439	-170.349	-223.732	-286.768	-350.241	-412.731	-472.734	-528.741	-579.317
Activo fijo neto	82.063	136.525	243.897	256.292	304.069	361.455	422.790	470.241	405.674	325.321	230.157	122.031	3.643	3.643
CHECK - Capex + depreciaciones		-54.462	-107.372	-12.395	-47.778	-57.386	-61.335	-47.451	61.504	46.595	29.814	11.880	-6.374	-
Capital trabajo neto	14.201	11.691	17.572	13.115	16.263	19.516	27.252	35.588	34.590	32.652	29.776	26.011	21.460	16.276
Deuda financiera (para APV)	31.891	49.304	105.749	134.732	231.121	218.783	190.852	174.630	133.168	124.225	118.347	114.214	111.065	108.420



Aclaraciones sobre las proyecciones

- El resultado negativo que se observó en 2016, se explica porque la compañía reconoció un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo de ARS 34,9 MM (procedimiento contable denominado *impairment*). Esto fue motivado, principalmente, por una reducción estimada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno conjuntamente con la evolución del comportamiento estimado de los costos, en función tanto de variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de los activos. La significativa depreciación en 2016 también responde al procedimiento mencionado.
- Para la estimación de la tasa de crecimiento (g) durante el período de proyecciones y el valor terminal (o residual), se han integrado las estimaciones del tipo de cambio esperado, en base a las tasas de inflación esperadas en Argentina y en EE.UU. Cabe añadir que se proyectó un descenso gradual de la inflación en Argentina que se alinearía -en el mediano plazo- con la de los países de la región, cuyas economías se encuentran estables según mediciones de 2016 (v.g. Perú 3,2%, Chile 2,7%, Paraguay 3,9%, Ecuador 1,1%, México 3,4%, Bolivia 4,0%, Colombia 5,7% y Brasil 6,9%)⁶⁰.
- Podrá observarse también que, para el análisis del desempeño histórico de la empresa, se tuvieron en cuenta los últimos tres años previos la fecha de valuación. El período de proyecciones (10 años), se halla dividido a su vez en dos etapas, una estrictamente de proyecciones y otra de convergencia. En esta última, las proyecciones convergen gradualmente hacia los supuestos utilizados para el cálculo del valor terminal (VT).

⁶⁰ Fuente: CEPAL.



Valores terminales (VT) del FCF y del tax shield (EFI) obtenidos, según el método APV (con conversión de ARS a USD)

	DATOS HISTÓRICOS			PERÍODO PROYECCIONES						PERÍODO CONVERGENCIA					V. TERMINAL
*cifras en millones de ARS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026+...	
Ventas	90.113	141.942	156.136	187.363	232.330	278.796	320.616	355.884	390.108	422.227	451.149	475.812	495.241	508.613	
EBITDA	23.962	41.412	47.556	56.209	67.376	82.245	94.582	104.986	111.376	116.535	120.231	122.284	122.572	121.050	
Impuesto operativo		-7.352	-7.192	-7.347	-13.548	-16.344	-17.735	-18.061	-16.919	-18.571	-20.210	-21.798	-23.298	-24.666	
Inversión capital de trabajo		2.510	-5.881	-4.457	-3.148	-3.253	-7.737	-8.336	-999	-1.937	-2.876	-3.765	-4.551	5.185	
Capex		-63.434	-113.975	-47.612	-76.444	-92.932	-105.246	-100.834	-1.532	-16.879	-32.675	-48.123	-62.381	-50.576	
FCFC		-26.864	-79.492	-3.144	-24.702	-28.330	-33.000	-20.041	80.637	68.230	54.636	40.164	26.295	50.992	
FCFC convertidos a millones de USD (MUSD)				-213	-1.414	-1.438	-1.590	-942	3.692	3.044	2.375	1.701	1.085	2.050	
VALOR TERMINAL=														32.698	
*cifras en millones de ARS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026+...	
Intereses	-2.711	-4.314	-8.989	-10.496	-18.004	-17.043	-14.314	-13.097	-9.766	-8.903	-8.284	-7.805	-7.404	-7.047	
EFI	949	1.510	3.146	3.601	6.042	5.580	4.575	4.130	2.998	2.686	2.457	2.258	2.107	1.973	
EFI convertidos a MUSD				244	346	283	220	194	137	120	107	96	87	79	
VALOR TERMINAL=														1.558	

Ku y Kd aplicadas a los flujos obtenidos (V_U y V_{TS}) y cálculo del enterprise value (V_L)

Ku			8,97 %
Kd			7,79 %
VP Flujos proyectados			2.075
VP Valor terminal			13.851
Valor de las operaciones			15.926
VP Flujos proyectados			1.354
VP Valor terminal			736
Valor del financiamiento			2.090
VALOR DEL NEGOCIO (MUSD)			18.016



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado



Valor de la firma y valor de las acciones (equity)

VALOR DEL NEGOCIO (MUSD)			18.016
Activos no operativos (MUSD)			475
VALOR DE LA FIRMA (MUSD)			18.491
Deuda financiera (MUSD)			-11.482
VALOR ACCIONES - EQUITY (MUSD)			7.009
Cantidad de acciones			393.312.793
VALOR DE LA ACCIÓN (USD)			17,82

8.4.3. VALORACIÓN SEGÚN EL MÉTODO DEL FCF DESCONTADOS AL WACC.

FCF proyectados y descontados al WACC, a partir de los flujos resultantes de la valuación a través de APV

	DATOS HISTÓRICOS			PERÍODO PROYECCIONES					PERÍODO CONVERGENCIA					V. TERMINAL
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026+...
FCFC (millones de pesos ARS)	-	-26.864	-79.492	-3.144	-24.702	-28.330	-33.000	-20.041	80.637	68.230	54.636	40.164	26.295	50.992
FCFC convertidos a millones de USD (MUSD)				-213	-1.414	-1.438	-1.590	-942	3.692	3.044	2.375	1.701	1.085	2.050
VALOR TERMINAL=													35.563	



Ke y Kwacc aplicadas a los flujos obtenidos (V_U y V_{TS}) y cálculo del enterprise value (V_L)

Ke			11,48 %
Kd * (1-t)			5,06 %
Kwacc			8,46 %

VP Flujos proyectados			2.230
VP Valor terminal			15.781
VALOR DEL NEGOCIO (MUSD)			18.011

Cálculo del valor de la firma y el valor de las acciones (equity)

VALOR DEL NEGOCIO (MUSD)			18.011
Activos no operativos			475
VALOR DE LA FIRMA (MUSD)			18.486
Deuda financiera (MUSD)			-11.482
VALOR ACCIONES - EQUITY (MUSD)			7.004
Cantidad de acciones			393.312.793
VALOR DE LA ACCIÓN (USD)			17,81



9. CONCLUSIONES

De acuerdo con la valuación efectuada precedentemente, el valor asignado al 100% de las acciones (*equity*) de YPF S.A. - al 30 de diciembre de 2016 - ha sido de USD 7.009 millones, según el método APV, y de USD 7.004 millones, según el método FCF descontado al WACC. Asimismo, ha correspondido un valor unitario por acción de USD 17,82 y USD 17,81, respectivamente. La cotización de la acción (ADR) de YPF en el NYSE, en la fecha mencionada, fue de USD 16,50.

Estos resultados reflejan la consistencia del procedimiento empleado, dada la similitud de las cifras obtenidas en ambos métodos. Fernandez (2013) señala que los métodos de descuento de flujos de fondos proporcionan siempre el mismo valor, porque todos analizan la misma realidad bajo las mismas hipótesis; sólo difieren en los flujos que toman como punto de partida para la valoración.

Este valor asignado al *equity* de la empresa (7.009/7.004 MUSD) es inferior a las valoraciones –del año 2012- expuestas en Fernandez (2013). El promedio de las 1.959 valoraciones incluidas en ese texto ha sido de USD 51,2/acción; esto es, USD 20.137 millones por el 100% de las acciones de YPF.

Si la comparación se realiza con la valuación efectuada por el Tribunal Fiscal de la Nación (febrero de 2014), se observa que también es menor. Este tribunal fijó el valor de la expropiación del 51% del patrimonio de la empresa, a la fecha de la toma de posesión (16/04/2012), en la suma de USD 4.992 millones. Esto es un valor unitario de USD 24,553/acción y de USD 9.788 millones por el 100% del *equity*.

Si este mismo ejercicio se realiza con el convenio alcanzado – con fecha 25/02/2014 - entre el gobierno de la República Argentina y Repsol, la reclamante aceptó un pago de USD 5.000 millones como compensación por la expropiación del 51% del capital accionario. Es decir que el 100% de las acciones se valorizó en USD 9.803 millones. Aquí también el valor resultante en la valoración practicada es inferior.



Es menester aclarar que el activo Vaca Muerta está incluido en la valoración de este trabajo, debido a que algunos analistas señalan que, por su potencial, debería ser valuado por separado y sumado al valor de la empresa. En tal sentido, se considera que el valor de este yacimiento ya encontraba reflejado en la cotización de la acción, luego de haberse anunciado públicamente su descubrimiento (mayo de 2011).

Lo indicado precedentemente se apoya en Malkiel (2013), para quien cualquier información fundamental de la que pueda disponerse públicamente, queda asimilada rápidamente a los precios del mercado. Esta afirmación sigue la teoría de la eficiencia del mercado de capitales, la cual sostiene que los precios de las acciones se ajustan con rapidez y en forma correcta para reflejar toda la información disponible (Fama, 1970).

En virtud del valor atribuido a YPF S.A. en este trabajo, resta concluir que -entre mayo de 2012 y diciembre de 2016- la empresa bajo gestión del Estado Nacional no ha creado valor, sino que éste ha sido destruido. Acerca de las causales de ello, resulta necesario realizar un análisis que excede el propósito de este estudio.



10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Apud, E. (diciembre, 2016), “Trabajamos en acuerdos a largo plazo para dar al sector energético la previsibilidad que necesita”. *Revista Contacto SPE*, 50, pp. 8-9.
- Apud, E., Aráoz, J., Devoto, A., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., Montamat, D., Olocco, R. (2015). *Consensos energéticos 2015. La política para salir de la crisis energética*. Buenos Aires: Editorial Instituto Argentino de la Energía «General Mosconi».
- Argentina. Ministerio de Energía y Minería de la Nación. *Estadísticas producción de Petróleo y Gas 1999-2008*. Buenos Aires. Recuperado de <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3299>
- Argentina. Banco Central de la República Argentina. *Relevamiento de Expectativas de Mercado* (diciembre 2016). Buenos Aires. Recuperado de <http://www.bcra.gov.ar/Pdfs/PublicacionesEstadisticas/>
- Argentina. Constitución Nacional de 1994.
- Brealey, R.; Myers, S.; Marcus, A. (2007). *Fundamentos de Finanzas Corporativas*. México: McGraw Hill.
- Damodaran, A. (1994), *Damodaran on Valuation*. New York: John Wiley and Sons. 2ª edición: 2006.



Dumrauf, G. (2010), *Finanzas Corporativas: un enfoque latinoamericano*. 2ª ed. Buenos Aires: Alfaomega Grupo Editor Argentino.

Estados Unidos de América. U.S. Department of Energy. Energy Information Administration y Advanced Resources International (Washington D.C.). *2013 World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Recuperado de <https://www.eia.gov/conference/2013/pdf/presentations/kuuskraa.pdf>

Estados Unidos de América. Energy Information Administration (EIA), *World Shale Oil and Gas Report* (2013). Recuperado de <http://www.eia.gov/>

Fama, E. (1970). Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work. The Journal of Finance, 25(2), *Papers and Proceedings of the Twenty-Eighth Annual Meeting of the American Finance Association*, pp. 383-417

Fassio, A; Pascual, L.; Suárez, F. (2002). *Introducción a la Metodología de la Investigación aplicada al Saber Administrativo*. Buenos Aires: Ediciones Cooperativas.

Fernández, P. (2004), “The value of Tax Shields is not the Present Value of Tax Shields”, *Journal of Financial Economics*, (July), Vol. 73/1 pp. 145-165.

Fernández, P. (2007), “A more Realistic Valuation: APV and WACC with constant book leverage ratio”, *Journal of Applied Finance*, Fall/Winter, Vol.17 N° 2, pp. 13-20.



- Fernández, P. (2009). La prima de riesgo del mercado según 100 libros. *Documento de Investigación DI-823*, IESE Business School- Universidad de Navarra.
- Fernández, P. (2013). *Valoración de empresas y sensatez*. Madrid: IESE Business School- Universidad de Navarra, 5ª. Ed. Recuperado de <http://ssrn.com/abstract=2202141>.
- Figuerola Sanchez, E. (2006). *El comportamiento económico del mercado del petróleo*. Madrid: Ediciones Diaz de Santos.
- González Isolio, D. (2014). La prima de riesgo país en Argentina. Buenos Aires. Recuperado de <http://www.bluelevers.com/artículo>
- Guadagni, A. (febrero, 2009). “Hacia una energía ¿escasa, importada y cara?”. *Informe Económico Especial N° 402 Econométrica S.A economic research and forecasts*, pp. 2-16.
- Hechem, J. (abril, 2010). “Breve historia sobre el descubrimiento de Loma La Lata”. *Revista del IAPG*. Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/abril10/>
- Hernández Sampieri, R.; Fernández Collado, C.; Baptista Lucio, P. (2010). *Metodología de la investigación*. México: McGraw-Hill.
- Instituto Argentino del Petróleo y Gas. Comisión de Estudios Económicos. *Incidencia de los costos energéticos en el sector manufacturero argentino. Competitividad, Subsidios y Escenarios Energéticos a Mediano Plazo para el Sector Industrial. Informe Final Mayo de 2012*. Recuperado de <http://www.iapg.org.ar/download/incidencia.pdf>



Kaindl, M. (ed.) (2009). *El abecé del petróleo y del gas: en el mundo y en la Argentina*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

López Anadón, E. (2015). *El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Ley de *Hidrocarburos* N° 17.319 (1967 y modificatorias).

Ley *General de Sociedades Comerciales* N° 19.550 (1984 y modificatorias).

Ley de *Soberanía Hidrocarburífica* N° 26.741 (2012).

Ley N° 26.932. *Ratificación del Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación* (2014), celebrado por la República Argentina y Repsol.

Malkiel, B. (2012). *A Random Walk Down Wall Street*. New York: WW Norton & Co.

Miles, J. y J.R. Ezzell (1985), “Reformulating Tax Shield Valuation: A Note”, *Journal of Finance* (December), pp. 1485-1492.

Miller, M.H., y F. Modigliani (1961), “Dividend Policy, Growth and the Valuation of Shares”, *Journal of Business* 34, pp. 411-433.

Mochón, F. y Becker, A. (2008). *Economía: principios y aplicaciones*. México: McGraw-Hill.

Modigliani, F., y M. Miller (1958), “The Cost of Capital Corporation Finance and the Theory of Investment”, *American Economic Review* 48, pp. 261-297.



- Modigliani, F y M. Miller (1963), “Corporate Income Taxes and the Cost of Capital: A Correction”, *American Economic Review* (June), pp. 433-443.
- Montamat, Daniel (2016): “La energía, clave para integrar la región”, *Diario Clarín*, 10 de marzo de 2016. Recuperado de <http://www.clarin.com/opinion/energia-clave-integrarregion>
- Myers, S.C (1974), “Interactions of Corporate Financing and Investment Decisions - Implications for Capital Budgeting”, *Journal of Finance* (March), pp. 1-25.
- Parra Iglesias, Enrique (2003). *Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios*. Madrid: Ediciones Akal.
- Peña, M. (noviembre de 2016). Antes de fin de año crearemos un marco de reglas previsibles para relanzar la industria petrolera. *Revista Petroquímica, Petróleo, Gas, Química & Energía*, 34(326), pp. 16-20. Recuperado de <http://www.petroquímica.com.ar>
- Perossa, M. (2010). *Introducción a las finanzas corporativas*. Buenos Aires: Aplicación Tributaria S.A.
- Seba, Richard D. (2008). *Economics of Worldwide Petroleum Production*. Oklahoma: OGCI, Inc. And PetroSkills, LLC.
- Stinco, L.; et.al. (2013). *Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos*. Buenos Aires: IAPG.



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado



World Trade Organization. *Estadísticas del comercio internacional 2015*. Recuperado de
https://www.wto.org/spanish/res_s/statis_s/its2015_s/its15_toc_s.htm

Zapata, E. (2013). Aspectos legales de la exploración y producción de hidrocarburos en la República Argentina. En V. Casalotti (ed.), *Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos* (pp. 235-259). Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

YPF S.A., *Informes Anuales 20 F de 2012, 2013, 2014 y 2015*. Recuperados de
<http://www.ypf.com/inversoresaccionistas/>

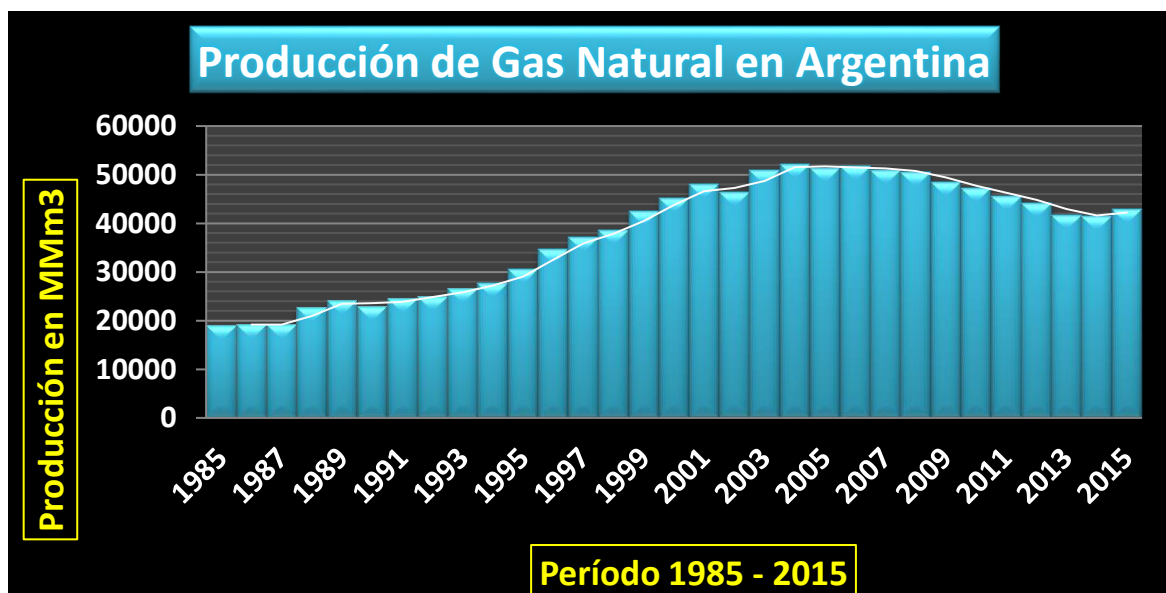
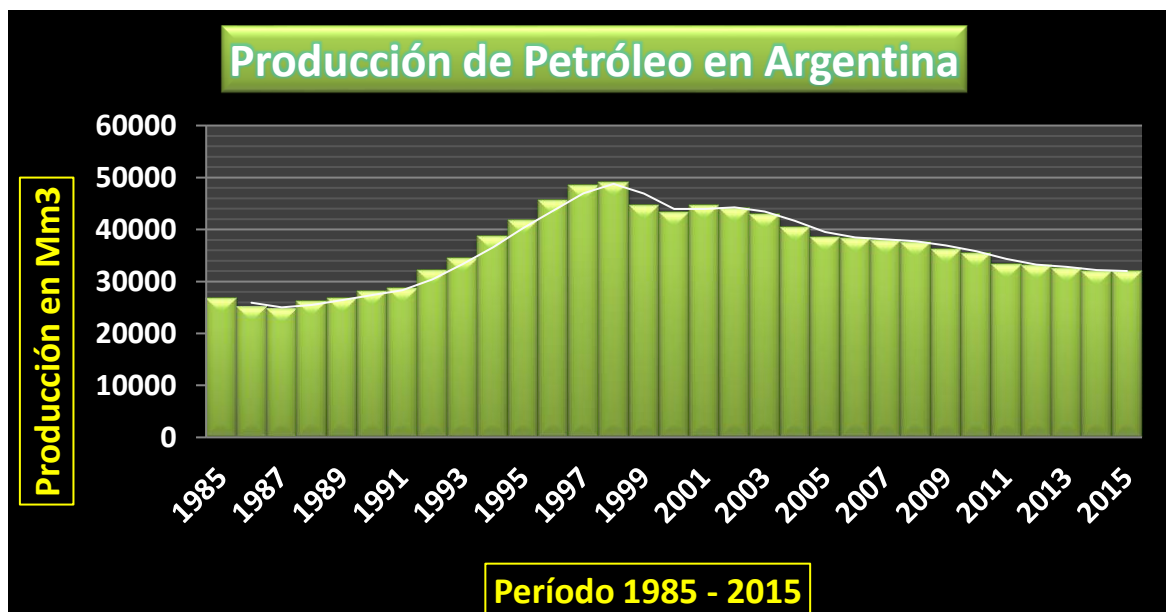
YPF S.A., *Notas de resultados de 2012, 2013, 2014, 2015 y tercer trimestre de 2016*.
Recuperados de <http://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Paginas/informacion-financiera.aspx>

YPF S.A., *Balance de gestión 2012-2015* (abril de 2016). Recuperado de <http://www.ypf.com.ar>



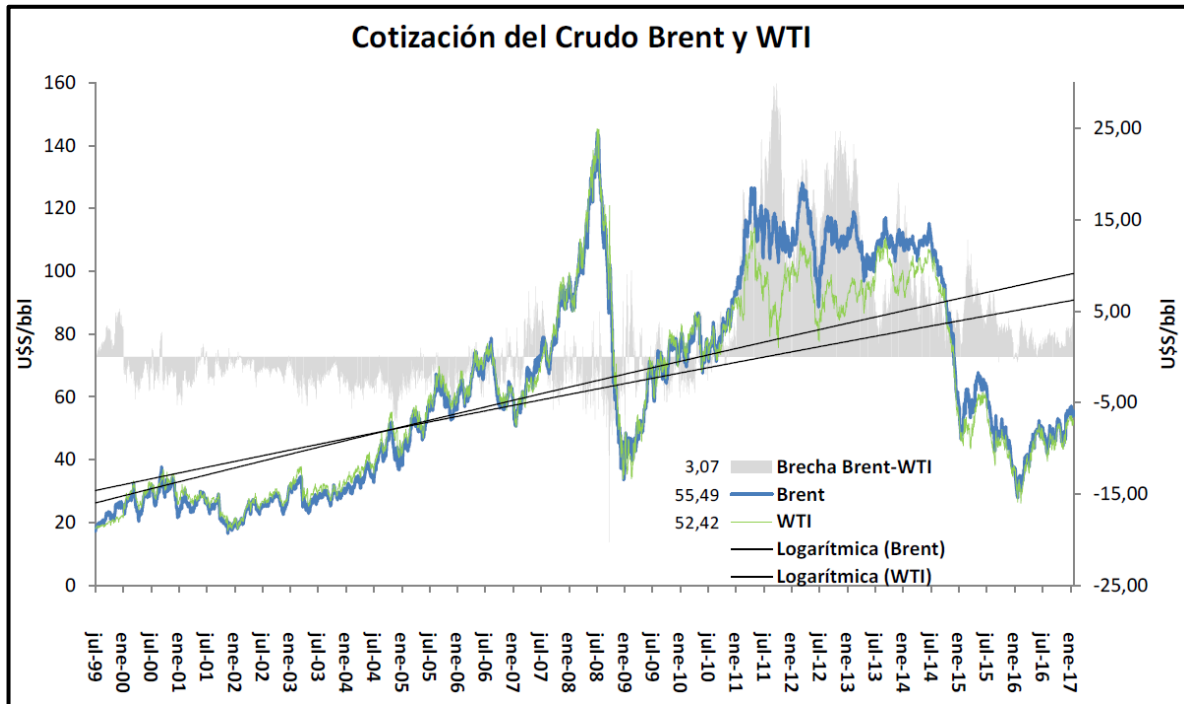
11. ANEXOS

Anexo I. Gráfico: Producción de petróleo y gas Argentina (1985 – 2015). Fuente: Secretaría de Energía y Minería de la Nación (2016).





Anexo II. Gráfico: cotización del crudo Brent y WTI.



Fuente: Bloomberg.



Anexo III. Tabla con datos estadísticos de YPF, período 2011-2015.

5. Datos Estadísticos

		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
	Unidad					
Producciones						
Crudo (incluye GNL) (1)	mbd	299	294	280	275	273
Gas natural (1)	Mpod	1.580	1.496	1.196	1.179	1.208
Refinación						
Crudo procesado	bd	298.856	290.449	277.707	288.189	284.459
Ventas a terceros						
Crudo	mbd	8	11	15	6	7
Gas natural	Mpod	1.358	1.313	1.078	1.182	1.189
Subproductos Vendidos						
Motonaftas	bd	84.326	81.385	78.318	70.938	66.918
Gas Oil	bd	141.013	141.940	140.807	139.211	148.682
JP1 y Kerosén	bd	17.321	16.735	16.451	16.662	16.580
Fuel Oil	bd	33.036	31.018	23.271	22.831	15.077
GLP	bd	19.375	19.763	18.771	17.906	20.168
Otros (2)	bd	75.566	73.633	68.740	74.432	78.835
TOTAL	bd	370.637	364.474	346.358	341.980	346.260
Crudo Vendido						
En el mercado local	mbd	6	8	7	5	6
En el exterior	mbd	2	3	8	1	1
Subproductos Vendidos						
En el mercado local	mbd	319	317	301	306	304
En el exterior	mbd	52	47	45	36	42
TOTAL CRUDO Y SUBPRODUCTOS VENDIDOS						
	mbd	379	375	361	348	353
Generación de electricidad (YPF Energía Eléctrica)						
Complejo Tucumán (3)	m Mw/h	5.276	5.203	1.626	-	-

(1) En 2015 incluye aproximadamente 11 mbd de crudo y GNL y 179 Mpod de gas natural producidos por YSUR. Para 2014, estos valores fueron aproximadamente 9 mbd de crudo y GNL y 169 Mpod de gas natural producidos desde la fecha de adquisición de YSUR hasta el 31 de diciembre de 2014.

(2) Incluye principalmente: carbón de petróleo, petroquímicos, nafta virgen, propileno, lubricantes y derivados.

(3) YPF Energía Eléctrica S.A. comenzó sus actividades el 1º de agosto de 2013.



Anexo IV. Estados de situación patrimonial de YPF 2013-2015.

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS				
ESTADOS DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADOS				
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 y 2013				
(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario – Nota 1.b.1)				
	Notas	2015	2014	2013
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles	6.a	7.279	4.393	2.446
Bienes de uso	6.b	270.905	156.930	93.496
Inversiones en sociedades	6.c	4.372	3.177	2.124
Activos por impuesto diferido, netos	6.i	954	244	34
Otros créditos	6.e	2.501	1.691	2.927
Créditos por ventas	6.f	469	19	54
Total del activo no corriente		286.480	166.454	101.081
Activo corriente				
Bienes de cambio	6.d	19.258	13.001	9.881
Otros créditos	6.e	19.413	7.170	6.506
Créditos por ventas	6.f	22.111	12.171	7.414
Inversiones en activos financieros	5	804	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.g	15.387	9.758	10.713
Total del activo corriente		76.973	42.100	34.514
TOTAL DEL ACTIVO		363.453	208.554	135.595
PATRIMONIO NETO				
Aportes de los propietarios		10.349	10.400	10.600
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		110.064	62.230	37.416
PATRIMONIO NETO ATRIBUIBLE A LOS ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD CONTROLANTE		120.413	72.630	48.016
Interés no controlante		48	151	224
TOTAL DEL PATRIMONIO NETO		120.461	72.781	48.240
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones	6.h	39.623	26.564	19.172
Pasivos por impuesto diferido, netos	6.i	44.812	18.948	11.459
Cargas fiscales		207	299	362
Remuneraciones y cargas sociales		-	-	8
Préstamos	6.j	77.934	36.030	23.076
Cuentas por pagar	6.k	625	566	470
Total del pasivo no corriente		163.201	82.407	54.547
Pasivo corriente				
Provisiones	6.h	2.009	2.399	1.396
Impuesto a las ganancias a pagar		1.487	3.972	122
Cargas fiscales		6.047	1.411	1.045
Remuneraciones y cargas sociales		2.452	1.903	1.119
Préstamos	6.j	27.817	13.275	8.814
Cuentas por pagar	6.k	39.979	30.406	20.312
Total del pasivo corriente		79.791	53.366	32.808
TOTAL DEL PASIVO		242.992	135.773	87.355
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		363.453	208.554	135.595



Anexo V. Estados de resultados de YPF 2013-2015.

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS				
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS				
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 y 2013				
(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario – Nota 1.b.1)				
	Notas	2015	2014	2013
Ingresos ordinarios.....	6.l	156.136	141.942	90.113
Costo de ventas.....	6.m	(119.537)	(104.462)	(68.094)
Utilidad bruta.....		36.599	37.450	22.019
Gastos de comercialización.....	6.n	(11.099)	(10.114)	(7.571)
Gastos de administración.....	6.n	(5.586)	(4.530)	(2.686)
Gastos de exploración.....	6.n	(2.473)	(2.034)	(829)
Otros resultados operativos, netos.....	6.o	(853)	(1.030)	227
Utilidad operativa.....		16.588	19.742	11.160
Resultado de las inversiones en sociedades.....	7	318	558	353
Ingresos financieros.....	6.p	27.263	11.301	8.740
Costos financieros.....	6.p	(16.016)	(9.826)	(6.008)
Otros resultados financieros.....	6.p	910	297	103
Resultados financieros, netos.....	6.p	12.157	1.772	2.835
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias.....		29.063	22.072	14.348
Impuesto a las ganancias.....	6.i	(24.637)	(13.223)	(9.269)
Utilidad neta del ejercicio.....		4.426	8.849	5.079
Utilidad neta del ejercicio atribuible a:				
- Accionistas de la controlante.....		4.579	9.002	5.125
- Interés no controlante.....		(153)	(153)	(46)
Utilidad neta por acción atribuible a los accionistas de la controlante básica y diluida.....	9	11,68	22,95	13,05
Otros resultados integrales:				
Resultados actuariales - Planes de pensión ⁽¹⁾		6	25	6
Diferencia de cambio de inversiones en sociedades ⁽²⁾		(189)	-	-
Diferencia de conversión de inversiones en sociedades ⁽³⁾		(1.466)	(677)	(416)
Diferencia de conversión de YPF S.A. ⁽⁴⁾		45.407	16.928	12.441
Total otros resultados integrales del ejercicio⁽⁵⁾.....		43.758	16.276	12.031
Resultado integral total del ejercicio.....		48.184	25.125	17.110

(1) Se reclasifica inmediatamente a resultados acumulados.
(2) Corresponde a diferencia de cambio reconocida por la sociedad controlada indirectamente Gas Argentino S.A. en su resultado del ejercicio, que fue reclasificada a otros resultados integrales en YPF, producto de la adquisición de las obligaciones negociables de la mencionada sociedad controlada (ver Nota 5.j).
(3) Se revertirán a resultados en el momento en que se produzca la venta de la inversión o el reembolso total o parcial del capital.
(4) No se revertirán a resultados.
(5) Integralmente atribuible a los accionistas de la controlante.



Anexo VI. Estados de flujos de efectivo de YPF 2013-2015.

YPF SOCIEDAD ANONIMA Y SOCIEDADES CONTROLADAS			
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS			
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 y 2013			
(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos, y a menos que se indique lo contrario – Nota 1.b.1)			
	2015	2014	2013
Actividades operativas:			
Utilidad neta	4.426	8.849	5.079
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Resultados de las inversiones en sociedades	(318)	(558)	(353)
Depreciación de bienes de uso	26.685	19.936	11.236
Amortización de activos intangibles	323	469	197
Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	3.773	4.041	2.336
Cargo por impuesto a las ganancias	24.637	13.223	9.269
Aumento neto de provisiones	6.133	5.561	3.390
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros ⁽¹⁾	(13.449)	(2.116)	(3.669)
Plan de beneficios en acciones	124	80	81
Seguros devengados	(1.688)	(2.041)	(1.956)
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(8.031)	(3.824)	(2.627)
Otros créditos	(6.143)	248	(1.332)
Bienes de cambio	101	(244)	(732)
Cuentas por pagar	6.211	5.067	3.243
Cargas fiscales	4.544	218	272
Remuneraciones y cargas sociales	549	727	253
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.758)	(1.974)	(713)
Dividendos cobrados	180	299	280
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	2.036	1.689	-
Pagos de impuesto a las ganancias	(6.931)	(3.496)	(3.290)
Flujos de efectivo de las actividades operativas	41.404	46.164	29.984
Actividades de inversión: ⁽²⁾			
Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(63.774)	(50.213)	(27.639)
Aportes y adquisiciones en inversiones en sociedades y Uniones Transitorias	(163)	(967)	(20)
Ingresos por venta de bienes de uso y activos intangibles	-	2.060	5.351
Adquisición de subsidiaria neta de fondos adquiridos	-	(6.103)	107
Inversiones en activos financieros	(324)	-	-
Cobro de seguros por daño material	212	1.818	-
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(64.049)	(63.406)	(22.201)
Actividades de financiación: ⁽²⁾			
Pago de préstamos	(24.090)	(13.320)	(6.804)
Pago de intereses	(6.780)	(5.059)	(2.696)
Préstamos obtenidos	55.158	23.949	16.829
Recompra de acciones propias en cartera	(120)	(200)	(120)
Aportes del interés no controlante	-	80	96
Dividendos pagados	(503)	(464)	(326)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	23.865	4.888	8.879
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	4.809	1.310	224
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes	6.829	(956)	5.988
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	9.758	10.713	4.747
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	15.387	9.758	10.713
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes	6.829	(956)	5.988
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO			
- Caja y bancos	13.920	6.731	4.533
- Equivalentes de efectivo	1.467	3.027	6.180
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL EJERCICIO	16.387	9.768	10.713
(1) No incluye la diferencia de cambio generada por el efectivo y sus equivalentes, la que se expone de manera separada en el presente cuadro.			
(2) Las principales transacciones de inversión y financiación que no requirieron el uso de efectivo o equivalentes de efectivo consistieron en:			
	2015	2014	2013
Adquisiciones de bienes de uso y otros por exención de concesiones pendientes de cancelación	6.799	7.967	5.904
Alta (Baja) por cobro de abandono de pozos de hidrocarburos	(1.281)	(269)	4.357
Dividendos a cobrar	100	-	-
Baja de préstamos por acuerdo "El Oregano"	2.373	-	-
Aportes del interés no controlante	50	-	-
Aportes de capital en especie en inversiones en sociedades	-	342	133



Anexo VII. Principales magnitudes financieras de YPF durante 2016 (expresadas en dólares estadounidenses).

Millones de USD	2015 4T	2016 3T	2016 4T	Var 4T 16 / 4T 15	2015 Ene - Dic	2016 Ene - Dic	Var 2016 / 2015
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4,044	3,748	3,542	-12.4%	16,957	14,262	-15.9%
Costos de Ventas	-3,238	-3,224	-3,008	-7.1%	-12,965	-12,030	-7.2%
Utilidad bruta	807	525	534	-33.7%	3,992	2,232	-44.1%
Otros resultados operativos	-717	-2,846	-314	-56.2%	-2,147	-3,845	79.1%
Utilidad operativa	90	-2,321	220	145.3%	1,846	-1,613	-187.4%
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	1,013	3,278	591	-41.7%	3,137	5,390	71.6%
Amortización de activos intangibles	10	13	13	38.2%	35	49	39.0%
Perforaciones exploratorias improductivas	32	11	80	152.1%	153	137	-10.7%
EBITDA	1,145	981	905	-21.0%	5,171	3,962	-23.4%
UPSTREAM							
Ventas netas	2,140	1,886	1,875	-12.4%	8,713	7,755	-11.0%
Utilidad operativa	56	-2,358	139	146.2%	838	-1,791	-313.6%
Amortizaciones	655	736	541	-17.4%	2,496	2,593	3.9%
Inversiones	1,430	783	897	-37.2%	5,398	3,334	-38.2%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	3,212	2,886	2,796	-13.0%	13,670	11,091	-18.9%
Utilidad operativa	-67	22	34	-150.4%	788	213	-73.0%
Amortizaciones	84	88	111	32.1%	315	373	18.2%
Inversiones	287	167	216	-24.9%	953	664	-30.3%
GAS Y ENERGÍA							
Ventas netas	449	561	591	31.8%	1,756	2,009	14.4%
Utilidad operativa	24	53	54	123.2%	163	134	-17.7%
Amortizaciones	7	5	5	-27.3%	28	20	-28.9%
Inversiones	17	28	57	227.5%	50	144	186.2%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-125	-47	-65	-48.3%	-292	-105	-63.9%
Inversiones	75	29	35	-52.8%	206	113	-44.9%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	196	9	59	-69.7%	346	-66	-119.1%
<i>Tipo de cambio promedio del periodo</i>	<i>10.12</i>	<i>14.90</i>	<i>15.40</i>		<i>9.22</i>	<i>14.73</i>	

NOTA: El cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses surge del cálculo de los resultados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de cada periodo. Para los periodos acumulados los resultados en dólares derivan de la suma de los resultados trimestrales.



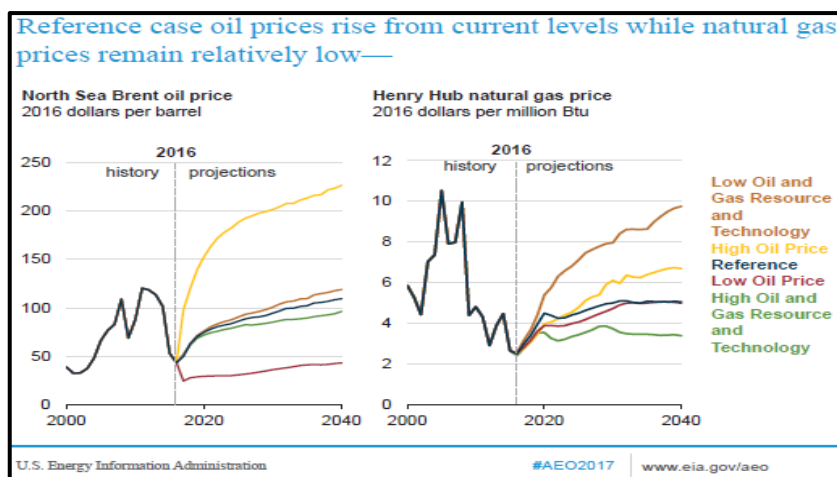
Anexo VIII. Proyecciones precio del petróleo. Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA Annual Energy Outlook 2017).

OIL

API		2020	2025	2030	2035	2040	Growth (2015-2040)
Crude Oil Spot Prices							
(2015 dollars per barrel)							
Brent							
	Reference case (2015 \$/b)	76.57	91.59	104.00	119.64	136.21	3.9%
	Reference case without Clean Power Plan (2015 \$)	76.57	91.55	103.92	119.47	135.84	3.9%
West Texas Intermediate							
	Reference case (2015 \$/b)	71.12	85.41	97.06	112.45	129.11	4.0%
	Reference case without Clean Power Plan (2015 \$)	71.13	85.34	97.02	112.25	128.71	4.0%
(nominal dollars per barrel)							
Brent							
	Reference case (nom \$/b)	84.59	112.10	140.69	180.68	229.22	6.1%
	Reference case without Clean Power Plan (nom \$/b)	84.58	111.73	140.23	180.55	228.69	6.1%
West Texas Intermediate							
	Reference case (nom \$/b)	78.57	104.54	131.30	169.81	217.26	6.2%
	Reference case without Clean Power Plan (nom \$/b)	78.57	104.15	130.91	169.64	216.70	6.2%

GAS NATURAL

API		2020	2025	2030	2035	2040	Growth (2015-2040)
Reference case without Clean Power Plan (Tcf)							
	Total	0.00	0.25	0.48	0.64	0.68	--
Reference case (Tcf)							
	Total	27.46	29.35	31.59	32.59	34.42	0.9%
Reference case without Clean Power Plan (Tcf)							
	Total	27.39	28.99	30.44	31.79	33.80	0.8%
Discrepancy ¹¹							
	Reference case (Tcf)	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	--
	Reference case without Clean Power Plan (Tcf)	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	--
Natural Gas Prices							
Natural Gas Spot Price at Henry Hub							
(2015 dollars per million Btu)							
	Reference case (2015 \$/MMBtu)	4.43	5.12	5.06	4.91	4.86	2.5%
	Reference case without Clean Power Plan (2015 \$/MMBtu)	4.37	5.00	4.68	4.80	4.65	2.3%





Anexo IX. Proyecciones precio del petróleo 2017-2030. Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA Annual Energy Outlook 2017).

N API		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Prices (2016 dollars per unit)								
Brent Spot Price (dollars per barrel)								
Reference case (2016 \$/b)		49.91	63.04	70.37	74.82	78.15	80.71	82.28
Reference case without Clean Power Plan (2016 \$/b)		49.92	63.02	70.37	74.83	78.13	80.69	82.28
West Texas Intermediate Spot Price (dollars per barrel)								
Reference case (2016 \$/b)		48.94	57.43	64.38	68.85	71.85	74.60	76.01
Reference case without Clean Power Plan (2016 \$/b)		48.94	57.43	64.37	68.85	71.85	74.59	76.00
Natural Gas at Henry Hub (dollars per mmBtu)								
Reference case (2016 \$/MMBtu)		3.00	3.40	3.96	4.51	4.39	4.26	4.28
Reference case without Clean Power Plan (2016 \$/MMBtu)		2.99	3.41	3.92	4.48	4.43	4.37	4.40

N API		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prices (2016 dollars per unit)								
Brent Spot Price (dollars per barrel)								
Reference case (2016 \$/b)		83.72	86.23	88.55	90.00	90.68	92.07	94.52
Reference case without Clean Power Plan (2016 \$/b)		83.77	86.26	88.55	90.00	90.69	91.94	94.32
West Texas Intermediate Spot Price (dollars per barrel)								
Reference case (2016 \$/b)		77.54	80.08	82.36	83.57	84.07	85.05	87.59
Reference case without Clean Power Plan (2016 \$/b)		77.60	80.08	82.35	83.68	84.14	85.09	87.45
Natural Gas at Henry Hub (dollars per mmBtu)								
Reference case (2016 \$/MMBtu)		4.41	4.51	4.64	4.75	4.86	4.96	5.00
Reference case without Clean Power Plan (2016 \$/MMBtu)		4.48	4.51	4.58	4.61	4.72	4.81	4.86



Anexo X. Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del BCRA. Proyecciones Macro Argentina.

Expectativas de inflación – Nacional.

Precios minoristas (Nacional)											
Período	Referencia	Mediana	Promedio	Desvío	Máximo	Mínimo	Percentil 90	Percentil 75	Percentil 25	Percentil 10	Cantidad de participantes
feb-17	var. % mensual	1,7	1,7	0,2	2,1	1,3	2,0	1,9	1,6	1,5	29
mar-17	var. % mensual	1,6	1,7	0,2	2,3	1,3	2,0	1,8	1,5	1,3	29
abr-17	var. % mensual	1,6	1,8	0,4	3,0	1,3	2,5	2,1	1,5	1,4	29
may-17	var. % mensual	1,5	1,4	0,2	1,8	0,9	1,7	1,6	1,3	1,1	29
jun-17	var. % mensual	1,5	1,4	0,1	1,6	1,2	1,6	1,5	1,3	1,2	29
jul-17	var. % mensual	1,5	1,4	0,2	2,0	0,9	1,7	1,6	1,3	1,0	29
Próx. 12 meses	var. % i.a.; ene-18	19,7	19,4	2,0	22,6	15,0	22,0	20,8	17,8	16,2	26
Próx. 24 meses	var. % i.a.; ene-19	14,0	14,1	1,5	17,2	11,8	16,4	15,0	13,1	12,0	24
2017	var. % i.a.; dic-17	20,0	19,5	1,9	22,2	15,7	22,1	21,0	18,1	16,7	28
2018	var. % i.a.; dic-18	14,0	14,2	1,8	17,5	10,0	16,8	15,4	13,0	12,2	27
2019	var. % i.a.; dic-19	9,5	10,1	2,6	16,0	6,2	14,8	11,6	8,1	7,2	25

Expectativas de crecimiento anual.

PIB a precios constantes							
	Referencia	Mediana (Ene-17)	Mediana (Dic-16)	Variación*	Promedio (Ene-17)	Promedio (Dic-16)	Variación*
2017	var. % i.a.	3,0	3,0	➡ (2)	3,0	2,9	⬆ (1)
2018	var. % i.a.	3,1	3,3	⬇ (1)	3,2	3,2	➡ (2)
2019	var. % i.a.	3,5	3,5	➡ (3)	3,5	3,4	⬆ (1)

*Comparación en relación al relevamiento anterior. Revisión al alza ⬆; revisión a la baja ⬇; sin cambios respecto al último pronóstico ➡. El número entre paréntesis significa por cuántos periodos consecutivos la variación tiene el mismo signo.

Expectativas de tipo de cambio nominal.

Tipo de cambio nominal											
Período	Referencia	Mediana	Promedio	Desvío	Máximo	Mínimo	Percentil 90	Percentil 75	Percentil 25	Percentil 10	Cantidad de participantes
feb-17	\$/US\$	16,2	16,2	0,2	16,8	15,9	16,6	16,4	16,1	16,0	52
mar-17	\$/US\$	16,3	16,4	0,2	17,1	16,0	16,8	16,5	16,3	16,1	55
abr-17	\$/US\$	16,5	16,5	0,3	17,3	16,0	16,9	16,7	16,4	16,2	52
may-17	\$/US\$	16,7	16,7	0,4	18,0	16,1	17,2	16,9	16,5	16,2	52
jun-17	\$/US\$	16,9	16,9	0,4	18,0	16,1	17,3	17,2	16,7	16,3	55
jul-17	\$/US\$	17,1	17,1	0,4	18,2	16,3	17,6	17,4	16,8	16,5	52
Próx. 12 meses	\$/US\$; ene-18	18,6	18,6	0,6	20,0	16,9	19,3	19,0	18,4	17,9	53
2017	\$/US\$; dic-17	18,4	18,3	0,5	19,4	16,8	19,0	18,7	18,0	17,6	56
2018	\$/US\$; dic-18	21,0	20,9	1,2	24,9	17,9	22,5	21,5	20,0	19,6	55



12. GLOSARIO

ARS: pesos argentinos.

bbl: barriles (para pasar a galones multiplicar por 42, a litros por 159 y a m³ por 0,159).

boe: barril de petróleo equivalente.

btu: British Thermal Unit.

CIF: Cost, Insurance and Freight.

f.: fórmula.

FCFF: free cash flow to firm.

FOB: free on board.

GNL: gas natural licuado.

LGN: líquidos de gas natural.

M: millón.

MM: miles de millones.

Mbpe: millones de barriles de petróleo equivalente.

Mmbtu: miles de millones de btu.

MUSD: millones de dólares USA.

NYSE: New York Stock Exchange.

PER: precio/beneficio por acción o capitalización/beneficio.

USD: dólares estadounidenses.