

EL USO DE UNA CUOTA VARIABLE DE ROYALTY PARA PRESERVAR LAS RESERVAS DE PETRÓLEO

JOÃO MANOEL LOSADA MOREIRA / LUCÉLIA IVONETE JULIANI / SINCLAIR MALLET GUY GUERRA
Universidad Federal del ABC (UFABC)

RECIBIDO: 10 de abril de 2012 / ACEPTADO: 27 de septiembre de 2012

Resumen: En este trabajo se analiza la posibilidad de utilizar una cuota variable de royalty para inducir a las empresas en un entorno competitivo a preservar las reservas de petróleo. Inicialmente, se desarrolló un modelo de la evolución de las reservas de petróleo, disponible para la extracción por un empresario en régimen de competencia, incluyéndose en la expresión del beneficio económico la cuota variable de royalty. El modelo se formula como una función logística que describe el comportamiento de los recursos naturales renovables. Los resultados obtenidos muestran que la situación que maximiza el beneficio económico del empresario y reduce la tasa de extracción del petróleo se produce cuando la rentabilidad neta del empresario se aproxima a su tasa de interés relevante. Esto es debido a la propensión del empresario a aumentar la tasa de extracción de los recursos naturales para dar cabida a las variaciones en la rentabilidad causadas por el mercado. La introducción de una cuota variable de royalty proporciona una variable que puede compensar estas fluctuaciones y ofrecer al empresario una rentabilidad próxima a su tasa de interés relevante. Los resultados muestran que es posible regular, dentro de unos límites, el nivel de reservas de recursos naturales y obtener recursos financieros para llevar a cabo políticas sociales.

Palabras clave: Recursos naturales no renovables / Petróleo / Royalty / Sostenibilidad.

Use of Variable Rate of Royalty to Preserve Oil Stocks

Abstract: This paper discusses the possibility of using a variable royalty rate to induce firms to preserve oil reserves in a competitive market. We start developing for a competitive firm a model that describes the time evolution of oil reserves available for extraction. The royalty rate was explicitly included in the profit expression, and the model has the same logistic function formalism that describes the time behavior of renewable natural resources. The results show that the oil extraction rate is reduced when the firm profit variation in time is close to the firm relevant interest rate. This occurs because the firms tend to increase the extraction rate of natural resources to accommodate profit variations caused by the market. The introduction of a variable royalty rate provides a means that can compensate for these variations and keep the firm profitability close to its relevant interest rate. The results showed that is possible, within limits, to preserve oil reserves and provide the state with financial resources to carry out social policies.

Keywords: Nonrenewable resources / Oil / Royalty / Sustainability.

1. INTRODUCCIÓN

El agotamiento de las reservas es una condición que debe evitarse en el proceso de explotación de los recursos naturales. Desde el punto de vista de la sostenibilidad, se desea mantener una reserva de recursos naturales para las generaciones futuras y evitar externalidades que degraden el medio ambiente. La explotación petrolera debe realizarse con el fin de promover una tasa de extracción que

satisfaga las necesidades de la sociedad actual y que mantenga reservas disponibles para las generaciones futuras.

El Estado ejerce el control sobre los recursos naturales (RN) existentes en la superficie y en el subsuelo del país y tiene el poder de regular su explotación de acuerdo con los intereses de la sociedad y establecer una compensación para la explotación económica de los RN de su propiedad. Se aplican una serie de tasas sobre su explotación en forma de impuestos y *royalties*. El *royalty* es la fracción del beneficio económico que el empresario paga al Estado por el derecho a explotar los recursos naturales (Cawood, 2010; Carvalho, 2008; Power y Jewkes, 1991). El *royalty*, normalmente regulado por el Estado, se puede variar con el tiempo para permitir políticas de gestión de los recursos naturales u otros objetivos sociales (Carvalho, 2008; Postali, 2009).

En Brasil, la práctica de cobro de *royalties* se inició de forma sistemática a partir de la introducción de las agencias reguladoras y de la apertura de la explotación de RN importantes al sector privado. Cuando la explotación la realizaban predominantemente empresas estatales, el Estado no establecía *royalties*. Actualmente, en Brasil el *royalty* sobre el petróleo se fija a partir de un precio de referencia de este y el valor de la cuota varía entre un 5% y un 10% (ANP, 2012).

La agencia reguladora evalúa la explotación de los recursos naturales a partir de una perspectiva que va más allá de la explotación económica; considera también el interés nacional en mantener reservas para las generaciones futuras, la preservación del medio ambiente y la generación de recursos para llevar a cabo políticas sociales. Hay varios aspectos que deben ser considerados para configurar una política de *royalties*, que se hacen más complejos a medida que deben tener en cuenta las expectativas de la sociedad sobre la importancia de los ingresos, las alternativas sobre qué hacer con estos ingresos, cuestiones del mercado de los RN y el interés económico y comercial de los empresarios que participan en el negocio de extracción de los recursos naturales.

Estudios recientes sobre la tributación de los RN muestran que se busca alcanzar objetivos tales como garantizar unos ingresos adecuados para la sociedad asegurando una rentabilidad adecuada a los empresarios, estimular el aumento de la tasa de extracción de los RN para garantizar la atención adecuada de la demanda y distribuir los ingresos de forma transparente y justa por la sociedad (Cawood, 2010; Aydin, 2012; Strand, 2010; Postali, 2009). Además de los mencionados objetivos, el *royalty* puede ser utilizado como un instrumento para evitar la excesiva extracción de recursos naturales y para tratar de mantener las reservas de estos para las generaciones futuras. Variaciones del *royalty* para compensar los cambios en la rentabilidad de los empresarios se aplicaron en Sudáfrica con el objeto de garantizar las inversiones en la industria minera y aumentar la tasa de extracción de los RN (Cawood, 2010).

La motivación de esta investigación es la situación de Brasil en relación con el petróleo en un futuro próximo. Actualmente, el país lucha para atender la demanda interna con petróleo nacional, mientras se espera que con las grandes inversiones realizadas en los yacimientos "presal" se pueda atender la demanda interna

y exportar el excedente. A medida que la demanda interna sea atendida, en principio hay espacio para iniciar un proceso de conservación de reservas para las generaciones futuras. Este trabajo estudia esta cuestión y trata de verificar la posibilidad de utilizar el *royalty* para reducir el consumo de petróleo. Dos preguntas buscan respuesta: cuál es la condición en la que se preservan los recursos naturales y si es posible utilizar el *royalty* para alcanzar este objetivo.

El artículo, tras esta introducción, presenta la metodología de análisis en la sección 2 y el modelo desarrollado para simular la extracción y el desarrollo de nuevas reservas de petróleo desde el punto de vista de la empresa o del empresario en la sección 3. Los resultados y análisis ocupan, respectivamente, las secciones 4 y 5, y finalmente en la sección 6 se presentan las conclusiones.

2. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS Y BASE TEÓRICA

La premisa básica de este trabajo es que el *royalty* puede ser utilizado como una herramienta para inducir al empresario a conservar sus reservas de RN. En líneas generales, el empresario busca maximizar el beneficio económico a lo largo del tiempo que viene dado por la diferencia entre el precio de venta y los costes totales de la extracción, desarrollo de pozos y descubrimiento de nuevas reservas, tasas, impuestos y *royalties*. En general, formula sus estrategias considerando la disponibilidad de RN en la naturaleza como infinita. No considera que exista riesgo de agotamiento de los RN, sino solo una degradación de los recursos que dificultan su extracción y, en consecuencia, el aumento de los costes. La preocupación del empresario en relación con su negocio es el mantenimiento de su rentabilidad (Pindyck, 1981; Pearce y Turner, 1990; Mueller, 1994).

El comportamiento del empresario varía considerablemente y puede ser considerado como un maximizador del beneficio económico a corto o largo plazo dependiendo de las condiciones del mercado (Hotelling, 1931; Pindyck, 1981; Pearce y Turner, 1990; Mueller, 1994). El empresario toma sus decisiones comparando la rentabilidad de la empresa con su coste de oportunidad, que viene dado por su tasa de interés relevante. Puede conservar sus reservas si la expectativa del beneficio económico en el futuro es mayor que su tasa de interés relevante (Hotelling, 1931), pero por lo general busca aumentar la tasa de extracción para aprovechar el buen momento del mercado e invierte en el desarrollo de nuevas reservas (Mueller, 1994; Pindyck, 1981). En caso de baja rentabilidad, tiende a aumentar la tasa de extracción de los RN para compensar las pérdidas (Hotelling, 1931; Pearce y Turner, 1990). En caso de incertidumbre en relación con la seguridad de la propiedad de sus reservas, de la posibilidad de que le confisquen las inversiones realizadas o con que se produzcan modificaciones en el régimen de impuestos que puedan disminuir su rentabilidad, su comportamiento puede ser el de aumentar o disminuir la tasa de extracción de recursos naturales (Strand, 2010).

La agencia reguladora, que posee la facultad de variar el *royalty*, puede influir en las expectativas del empresario en relación con su beneficio económico en el

tiempo. Si el beneficio económico aumenta o disminuye, la cuota variable del *royalty* puede modificarse en la dirección contraria con el objeto de compensar esta variación e inducir al empresario a preservar recursos naturales a lo largo del tiempo.

Para estudiar este problema para el petróleo es necesario construir un modelo que contemple explícitamente el *royalty* en el beneficio económico del empresario, la tasa de desarrollo de nuevas reservas de petróleo y la tasa de interés relevante para el empresario. En la siguiente sección se desarrolla este modelo comenzando, en primer lugar, con la inclusión del *royalty* como una variable externa explícitamente en la ecuación del beneficio económico del empresario en su negocio de explotación de los RN. A continuación, se diseña un modelo para el comportamiento del empresario en la gestión de su negocio de explotación, desarrollo, extracción y venta de petróleo. Seguidamente, se trata de maximizar el beneficio económico del empresario utilizando el modelo desarrollado y de determinar en qué condiciones conservará el empresario sus recursos naturales. Finalmente, se comprueba la capacidad del *royalty* para dar cabida a las variaciones de la rentabilidad a lo largo del tiempo.

2.1. INCLUSIÓN DEL ROYALTY EN LA ECUACIÓN DE BENEFICIO ECONÓMICO DEL EMPRESARIO

La explotación de recursos naturales no renovables como el petróleo es generalmente un problema de largo plazo, que debe tener en cuenta el tiempo y el empresario debe tomar decisiones intertemporales, pues hay la opción de explotar los recursos hoy o guardarlos para el futuro (Hotelling, 1931; Pindyck, 1981; Pearce y Turner, 1990; Mueller, 1994). Los empresarios buscan maximizar el beneficio económico durante todo el tiempo de existencia de los RN que debe ser superior a la remuneración del capital invertido y a los costes de explotación.

Si el empresario es una empresa privada, invierte para adquirir RN, para hacer posible la explotación o para mantener su nivel de reservas. En términos económicos dispone de varias alternativas de inversión, eligiendo aquella que considera mejor y cuya rentabilidad se denomina aquí tasa de interés relevante para el empresario. Si la rentabilidad de su inversión en la explotación de RN es menor que esa tasa de interés relevante, buscará deshacerse de la empresa, vendiéndola o explotándola lo más rápido posible para buscar otro negocio. Para los empresarios, los RN se comportan como un tipo específico de capital que no proporciona dividendos, esto es, que no ofrece remuneración a su titular, pero que puede revalorizarse con el tiempo (Hotelling, 1931). Por lo tanto, los empresarios individualmente también tienen como objetivo que la rentabilidad de su empresa sea igual o mayor que su tasa de interés relevante.

Si el empresario es una empresa estatal, sus acciones son dictadas por otros intereses como el mantenimiento de la oferta en la actualidad o en el futuro, el mantenimiento de precios bajos o, incluso, el mantenimiento de las reservas en el tiempo.

En este trabajo consideramos que los empresarios son privados y que los intereses estatales, como, por ejemplo, evitar la rápida explotación de las reservas, son realizados mediante las acciones de una agencia reguladora que actúa en el mercado de los RN alterando los *royalties*.

Los recursos naturales deben ser extraídos a lo largo de los años y el empresario desea maximizar su beneficio económico en el tiempo. El beneficio económico en el tiempo t viene dado por:

$$\pi(t) = (1 - f(t)) (p(t) - c(t)) H(t) \quad (1)$$

donde $p(t)$ es el precio unitario de venta del RN; $c(t)$ es el coste unitario total de extracción del RN, incluyendo costes de prospección, de desarrollo de pozos, e impuestos y tasas; $H(t)$ es la tasa de extracción del RN en el tiempo t ; y $f(t)$ es la cuota variable del *royalty* que puede variar en el tiempo, de acuerdo con la política llevada a cabo por la agencia reguladora. Aquí, el componente fijo del *royalty* está incorporado al coste unitario de extracción dentro de la clase tasas. La cuota variable $f(t)$ define solo la parte variable del *royalty*.

Vamos a suponer que el empresario es un optimizador y que desea maximizar el beneficio económico durante todo el tiempo de existencia de las reservas de RN y no solo en un determinado año o tiempo t . Esto puede hacerse evaluando todos los beneficios económicos futuros, $\pi(t)$, trayéndolos al presente y maximizando su valor en la actualidad (Hotelling, 1931; Pindyck, 1981; Pearce y Turner, 1990; Mueller, 1994). Si s es la tasa de interés relevante para el empresario, el valor actual del beneficio económico en todos los tiempos, $VP(\pi)$, viene dado por:

$$VP(\pi) = \int_0^{\infty} \pi(t) e^{-st} dt \quad (2)$$

Para maximizar la ecuación (2) es necesario conocer a lo largo del tiempo la tasa de extracción de las reservas, el coste de extracción y el precio de los RN en el mercado. Estas informaciones no se conocen, pero los empresarios hacen estimaciones de estas magnitudes y de sus comportamientos temporales y toman decisiones a partir de esas estimaciones. Para realizar nuestro análisis, necesitamos un modelo que proporcione estas magnitudes. El coste de extracción y la tasa de extracción dependen del nivel de reservas disponibles para la extracción y de la tasa de desarrollo de nuevas reservas. El modelo debe establecer estas relaciones y representar el comportamiento del empresario frente a los cambios en su beneficio económico (Mueller, 1994; Livernois, 2009).

2.2. COMPORTAMIENTO TEMPORAL DE LAS RESERVAS DE RECURSOS NATURALES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL EMPRESARIO

El comportamiento temporal de la cantidad de reservas de RN desde el punto de vista del empresario viene dado por (Pearce y Turner, 1990):

$$\frac{dX(t)}{dt} = F(t) - H(t) \quad (3)$$

donde $X(t)$ es la cantidad de reservas en condiciones de ser extraídas en el tiempo t por el empresario; $F(t)$ es la tasa de desarrollo de nuevas reservas de RN por parte del empresario; y $H(t)$ es la tasa de extracción de los RN que realiza el empresario.

Para poder extraer y vender el RN petróleo, el empresario debe contar con pozos equipados y operativos y con infraestructura para la preparación final de los productos que va a comercializar y distribuir. Las reservas $X(t)$ en la ecuación (3) solo representan la cantidad de RN de que dispone el empresario en estas condiciones en el tiempo t . A lo largo del texto, cuando se mencione la palabra “reservas”, deben interpretarse solo como aquellas en estas condiciones.

La tasa de desarrollo de nuevas reservas de RN no renovables depende generalmente de factores como, entre otros, una geología favorable, la tecnología disponible, el volumen de las inversiones en prospección, un coste atractivo para la explotación o las presiones sociales. Los inversores exploran nuevos yacimientos en función del aumento de su coste y de la dificultad tecnológica. Los depósitos de RN se transforman en reservas y, por lo tanto, factibles de ser extraídos cuando el coste de la extracción haga viable la comercialización. El desarrollo de la tecnología tiene como objetivo hacer operativos los yacimientos inicialmente inviables para ser explotados comercialmente, y también reduce los costes más altos de estos nuevos yacimientos (Livernois, 2009). Desde el punto de vista del empresario, la tasa de desarrollo de nuevas reservas de recursos naturales, F , puede ser considerada como dependiente, entre otros factores, de la cantidad de RN disponibles, de la tasa de ejecución de nuevos pozos, de la demanda, del precio del recurso natural, de la tecnología, de la tasa de extracción o de la tasa de interés.

El otro término del lado derecho de la ecuación (3) es la tasa de extracción de recursos naturales, que puede adoptar cualquier forma dependiendo del interés del empresario. La tasa de extracción puede ser ascendente o descendente en el tiempo y está influenciada por el nivel de reservas $X(t)$ en condiciones de ser extraídas (Pearce y Turner, 1990; Mueller, 1994). No obstante, la situación que busca el empresario en la explotación económica de los RN es aquella en la que la tasa de extracción del recurso natural es igual (o está próxima) a la tasa de desarrollo de nuevas reservas de RN, con el fin de mantener el nivel de las reservas de RN más o menos constante y en un nivel adecuado para la extracción. De esta manera, el empresario tiene una visión temporal sobre su negocio y puede estimar la duración de sus reservas en el tiempo.

La situación de régimen permanente se consigue igualando la derivada temporal de X en la ecuación (3) a cero. En este caso, la tasa de descubrimiento de nuevas reservas de recursos naturales, F , es igual a la tasa de extracción de recursos naturales, H , es decir, $H = F$. Esta condición muestra que es posible conseguir un régimen permanente en distintas situaciones, pues depende básicamente de la tasa de desarrollo de nuevas reservas, F .

La solución de la ecuación (3) para una tasa de extracción conociendo $H(t)$ requiere que se conozca el comportamiento de la función F que proporciona la tasa de desarrollo de nuevas reservas por parte del empresario. El modelo desarrollado en este trabajo para F y la maximización del beneficio económico se presentan en la siguiente sección.

3. MODELADO DE LAS RESERVAS DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL EMPRESARIO Y MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO ECONÓMICO

3.1. TASA DE DESARROLLO DE NUEVAS RESERVAS

La tasa de desarrollo de nuevas reservas, F , a lo largo del tiempo y desde el punto de vista del empresario, depende de varios factores. Frente a la dificultad de modelar F , algunos autores reducen el universo de variables y buscan representar el efecto de estos factores a través de una dependencia relacionada con el esfuerzo económico de la extracción y con el nivel de reservas (Pearce y Turner, 1990; Mueller, 1994; Pindyck, 1981).

La posibilidad de extraer petróleo proviene principalmente de dos actividades relacionadas con el esfuerzo económico del empresario: a) la mejora de la eficiencia de los pozos existentes actuando sobre procesos, equipos, estructura de la organización y logística comprometida de forma que permita un aumento de la extracción y venta de petróleo; y b) la prospección de nuevos lugares para realizar nuevas reservas. El ítem "a" permite un aumento limitado en la extracción, afecta a las actividades operacionales y permite al empresario dar cabida a las variaciones de la demanda dentro del número de pozos existentes. El ítem "b" posibilita al operador aumentar su número de pozos de extracción. En general, los nuevos pozos desarrollados no presentan condiciones óptimas de extracción, que se consiguen a lo largo del tiempo mediante actividades del ítem "a" (Mueller, 1994). Así, la tasa de desarrollo de nuevas reservas se realiza aumentando tanto la capacidad de los pozos existentes como el número de pozos.

La decisión del empresario de aumentar o disminuir su tasa de desarrollo de nuevas reservas depende de varios factores, pero sobre todo de si tiene capacidad para atender una expectativa de demanda presente o futura. Y esta está fuertemente relacionada con el nivel de reservas en condiciones de ser extraídas, X , de que dispone el empresario.

En principio, se considera que existe una demanda del recurso natural petróleo. Si los niveles de reservas son bajos e insuficientes para satisfacer la demanda, el empresario invierte en el desarrollo de nuevas reservas y F tiende a aumentar; por el contrario, si los niveles de reservas son altos y suficientes para satisfacer la demanda, el empresario no tiene ningún incentivo para aumentarlas y la tasa de desarrollo de nuevas reservas tiende a disminuir. Por lo tanto, hay un nivel de reservas en el que F alcanza un máximo. No obstante, si el empresario no consigue acomodar el aumento en la tasa de extracción de petróleo con el número actual de

pozos, deberá invertir realizando un esfuerzo económico con el objeto de buscar nuevas reservas en condiciones de extracción.

Factores como, entre otros, la demanda o el coste acaban repercutiendo sobre el nivel de las reservas, y por ello esta es una variable importante para que el empresario tome decisiones. De lo anteriormente expuesto, se obtiene que $dF/dX > 0$ para niveles bajos de reservas, $dF/dX < 0$ para niveles elevados de reservas, y que en algún valor de X tiene lugar un máximo, esto es, $dF/dX = 0$. Una forma sencilla de representar este comportamiento en relación con X es mediante un polinomio:

$$F(X, a_1, a_2 \dots) = a_1X - a_2X^2 + \dots \quad (4)$$

donde coeficientes positivos como a_1 representan factores que favorecen el aumento de la tasa de desarrollo de nuevas reservas y coeficientes negativos como a_2 son factores que inhiben la tasa de desarrollo de nuevas reservas.

El modelo más sencillo consiste en considerar solo los dos primeros términos del modelo polinómico. Los coeficientes a_1 y a_2 se llaman coeficientes de retroalimentación o realimentación del problema, pues la cantidad X de recurso "realimenta" la evolución de X , y en este caso de forma positiva y negativa, respectivamente.

La representación más conocida de la ecuación (4) se obtiene factorizando a_1X :

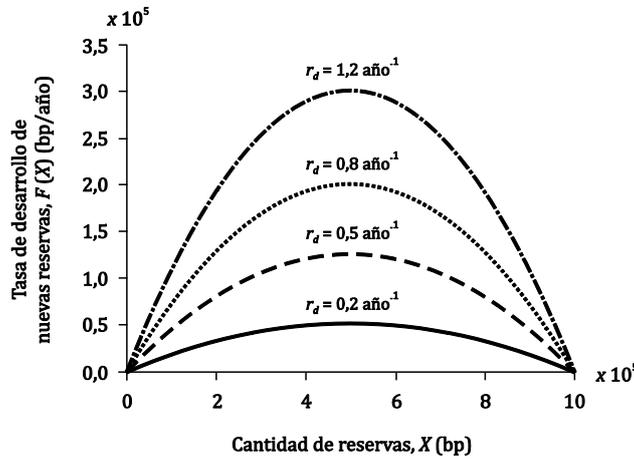
$$F(X, r_d, X_s) = r_dX \left(1 - \frac{X}{X_s}\right) \quad (5)$$

donde $r_d = a_1$ es el coeficiente de desarrollo de nuevas reservas y $X_s = a_1/a_2$ es la cantidad máxima de reservas que el empresario puede acumular de forma que aún le resulte atractivo desde el punto de vista económico.

La ecuación (5) está relacionada con la función logística que se utiliza para describir la evolución temporal de los recursos renovables. Los parámetros r_d y X_s son similares al coeficiente de reproducción natural de recursos renovables y a la capacidad de soporte del medio, respectivamente (Pierce y Turner, 1990). Sin embargo, la interpretación de los parámetros es diferente: r_d refleja el esfuerzo del empresario por aumentar el nivel de reservas en condiciones de ser extraídas, y X_s refleja el máximo de reservas en condiciones de extracción que el empresario puede mantener de forma viable. Por encima de este nivel de reservas existen factores que limitan o impiden su aumento. Los factores que los limitan son sin duda económicos, pero también se pueden incluir restricciones ambientales y sociales. Un punto fundamental en el negocio de explotación de los RN no renovables es que el empresario puede modificar los parámetros r_d y X_s mediante inversiones o esfuerzo económico (Strand, 2012; Aydin, 2012; Cawood, 2010; Mueller, 1994; Pindyck, 1981).

$F(X, r_d, X_s)$ presenta un valor máximo $F_{max}(r_d, X_s)$ para valores fijos de r_d y X_s . Como ejemplo, el gráfico 1 muestra el comportamiento de $F(X, r_d, X_s)$ para distintos valores de r_d y $X_s = 10^6$ bp (barriles de petróleo). La tasa de desarrollo de nuevas reservas se incrementa a medida que el nivel de reservas X aumenta y eventualmente alcanza un máximo. Después de este máximo, la tasa de desarrollo va reduciéndose gradualmente hasta llegar a un valor nulo. El valor máximo $F_{max}(r_d, X_s)$ tiene lugar en $X = X_s/2$, y depende fuertemente de r_d . Para una determinada condición de la empresa, la máxima tasa de extracción de RN viene dada por $F_{max}(r_d, X_s)$.

Gráfico 1.- Tasa de desarrollo de nuevas reservas de petróleo en función de la cantidad de reservas



NOTA: bp significa barriles de petróleo. $X_s = 10^6$ bp.

FUENTE: Elaboración propia.

Supongamos que el empresario está trabajando con $r_d = 0,2 \text{ año}^{-1}$. Si necesitase aumentar la tasa de extracción de petróleo por encima del valor máximo de F , en el caso $0,5 \times 10^5 \text{ bp/año}$, en este modelo el empresario invertiría en el desarrollo de nuevas reservas y trabajaría con un r_d superior, por ejemplo, $r_d = 0,5 \text{ año}^{-1}$.

En este trabajo vamos a suponer que el empresario extrae petróleo dentro de las condiciones señaladas para r_d y X_s , esto es, esos parámetros son considerados fijos para poder realizar los análisis y describen las condiciones de explotación de los RN por parte de la empresa.

3.2. COSTES DE EXTRACCIÓN Y DESARROLLO DE NUEVAS RESERVAS

En este modelo se supone que el empresario está sometido a un régimen competitivo y que no tiene control sobre el precio de venta del petróleo. Así, el precio de venta es una función exógena.

Los costes implicados en el proceso de extracción del petróleo incluyen la prospección, el desarrollo de pozos y la actividad operativa de extracción. En términos generales, se puede considerar que una parte del coste unitario, c , es fija, y está compuesta básicamente por costes de prospección, desarrollo, inversiones, ejecución, impuestos y tasas fijas. Otra parte se puede considerar variable en función de la cantidad de reservas ($dc / dX < 0$), es decir, cuanto mayor es el valor de las reservas disponibles, más fácil se hace la extracción del RN (Pindyck, 1981; Pearce y Turner, 1990; Mueller, 1994; Livernois, 2009). Este componente está generalmente ligado a la actividad operativa del petróleo. Suponiendo un comportamiento lineal entre el coste unitario y la cantidad disponible de RN, se obtiene:

$$c(X) = c_0 - c_1 X \quad (6)$$

donde c_0 y c_1 son los componentes fijos y variables del coste total unitario de extracción de los RN. Estos componentes se consideran constantes en el tiempo y la variación temporal del coste unitario surge de la variación de la cantidad de reservas, X , que depende del tiempo.

3.3. MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO ECONÓMICO DEL EMPRESARIO

Maximizar la ecuación (2) significa encontrar aquel recorrido temporal de la extracción que proporcione el mayor valor para VP (π), pues existen diferentes caminos para obtener el beneficio económico $\pi(t)$ a lo largo del tiempo. Para encontrar cuál de esos trayectos conduce a la maximización de VP (π) se utiliza el cálculo variacional (Hotelling, 1931; Mueller, 1994; Pearce y Turner, 1990). Se considera que el precio de venta del recurso natural, $p(t)$, y la cuota variable del *royalty*, $f(t)$, son variables libres, que quedan fuera del control del empresario, y que ya vienen dadas. Los distintos recorridos de $\pi(t)$ dependen de la tasa de extracción $H(t)$ que, por medio de la ecuación (3), depende de X y f . En el anexo 1 se presentan los detalles del proceso de maximización. Haciendo las operaciones algebraicas allí indicadas se obtiene:

$$\left. \frac{dF}{dX} \right|_{x_0} = - \frac{F(X_0)}{(1-f)(p-c(X))} \left. \frac{dF}{dX} \right|_{x_0} + s(t) - \alpha_{pc}(t) + \alpha_f(t) \quad (7)$$

donde $\alpha_{pc}(t) = \frac{1}{p-c} \frac{d(p-c)}{dt}$ es la rentabilidad de la explotación que depende de la variación temporal de la diferencia entre el precio de venta y el coste total; y $\alpha_f(t) = \frac{1}{1-f} \frac{df}{dt}$ es la tasa de variación porcentual de la cuota variable del *royalty*.

Como la tasa de interés relevante para el empresario, $s(t)$, tiene como unidad el año⁻¹, cada parte de la ecuación (7) tiene también la misma unidad y representa tasas porcentuales de la variación temporal de distintas magnitudes. X_0 es el valor de la cantidad de reservas que maximiza VP (π).

La ecuación (7) tiene en cuenta la tasa de variación del hallazgo (primer término), los costes totales y el precio de venta (segundo término), la tasa de interés relevante para el empresario (tercer término), la expectativa de la variación del coste y del precio de venta de los RN a lo largo del tiempo (cuarto término) y la variación del *royalty* en el tiempo (quinto término). Por lo tanto, es una relación que proporciona el nivel de reservas que el empresario debe lograr para maximizar $VP(\pi)$, teniendo en cuenta consideraciones técnicas y económicas de su negocio, definidas por $F(X, r_d, X_s)$, costes, precio de venta, tasa de interés relevante y *royalty* variable. El recurso natural, considerado como una inversión, pasa a tener como puntos de referencia la tasa de interés relevante para el empresario y la tasa de variación del *royalty*.

El proceso de maximización puede realizarlo el empresario en cualquier momento del tiempo t . Calculando las derivadas en la ecuación (7) y tomando un valor para $p(t)$ y $f(t)$ en un determinado momento del tiempo t se obtiene:

$$r_d f(X_0) = s(t) - \alpha_{pc}(t) + \alpha_f(t) \quad (8)$$

donde

$$f(X_0) = 1 - 2 \frac{X_0}{X_s} + \frac{\left(1 - \frac{X_0}{X_s}\right) X_0 c_1}{(1-f)(p - c_0 + c_1 X_0)} \quad (9)$$

Las ecuaciones (8) y (9) muestran que cuando el empresario realice su estudio de maximización del beneficio económico, $\pi(t)$, siempre obtendrá un nivel de reservas X_0 y, por lo tanto, la tasa de extracción $H = F(X_0)$ que maximiza $VP(\pi)$. Cuando, con el objeto de satisfacer la demanda, la tasa de extracción se aproxima a $F_{max}(r_d, X_s)$, debe aumentar la tasa de desarrollo de nuevas reservas modificando r_d o X_s . No obstante, la agencia reguladora puede variar el valor de $\alpha_f(t)$ para inducir al empresario a no aumentar su tasa de extracción.

Los parámetros de referencia que describen el modelo en un determinado momento del tiempo t se presentan en la tabla 1. Estos valores se tomaron solo para mostrar el comportamiento del modelo y la influencia de las distintas variables, y representan a un hipotético empresario.

4. RESULTADOS

Los primeros resultados que se presentan están relacionados con el modelo que se desarrolló para hacer el análisis. A continuación, se muestra el comportamiento del empresario maximizador en relación con el beneficio económico al responder a las variaciones de rentabilidad del negocio de extracción de petróleo y, finalmente, la variación de la cuota variable del *royalty* necesaria para hacer frente a las variaciones del precio del petróleo y para evitar el consumo de recursos naturales.

Tabla 1.- Datos que describen el modelo de evolución de las reservas de petróleo en un momento dado por un hipotético empresario

Parámetros	Valores
Tasa de hallazgo de reservas de RN sin impedimentos, r_d	1,2 año ⁻¹
Valor máximo de reservas que el empresario puede acumular, X_s	10 ⁶ barriles de petróleo
Coste unitario fijo del RN (petróleo), c_0	\$ 45
Coste unitario variable del RN (petróleo), c_1	\$ 2,95/barriles de petróleo
Precio unitario de venta del RN (petróleo), p	\$ 90
Valor del <i>royalty</i> , f	0,15
Tasa de interés relevante para el empresario, s	0,07 año ⁻¹

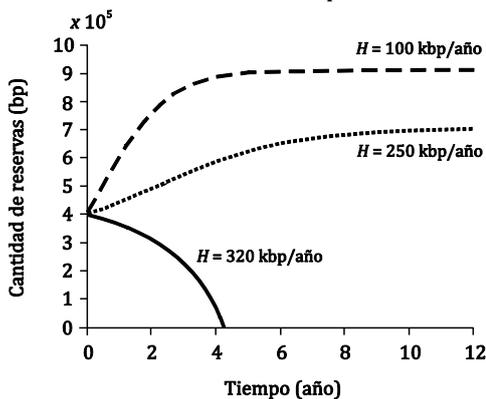
FUENTE: Elaboración propia.

4.1. COMPORTAMIENTO TEMPORAL DE LAS RESERVAS SEGÚN EL MODELO

Para mostrar el comportamiento del modelo desarrollado consideremos el caso en que el empresario realice una tasa de extracción constante a partir de una condición inicial de reservas de petróleo de 4×10^5 bp. La ecuación (3), que proporciona $X(t)$ considerando $F(X, r_d, X_s)$ dado por la ecuación (5), se resolvió numéricamente utilizando el método de Runge-Kuta de cuarto orden (Isaacson y Keller, 1966). Los valores de los parámetros utilizados para r_d y X_s son los que se presentaron en la tabla 1.

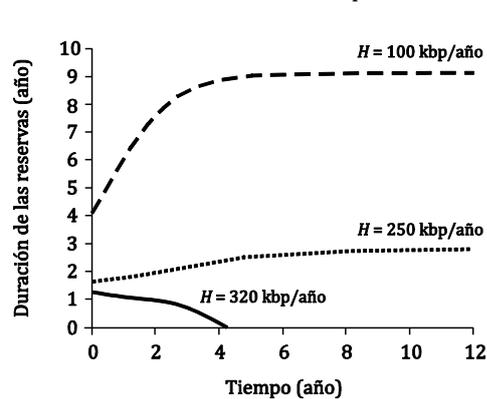
El gráfico 2 muestra la solución para tres condiciones de las tasas de extracción y el gráfico 3 muestra la duración de las reservas obtenidas a partir de la relación entre la cantidad de reservas disponibles y la tasa de extracción de petróleo en el tiempo t . Hay que destacar que para tasas de extracción de 100 mil bp/año y de 250 mil bp/año se alcanza una condición de reserva constante en el tiempo. Una tasa de extracción de 320 mil bp/año ocasiona el consumo total de las reservas del empresario.

Gráfico 2.- Cantidad de reservas del empresario en función del tiempo para diferentes tasas de extracción de petróleo



FUENTE: Elaboración propia.

Gráfico 3.- Duración de las reservas del empresario en función del tiempo para diferentes tasas de extracción de petróleo

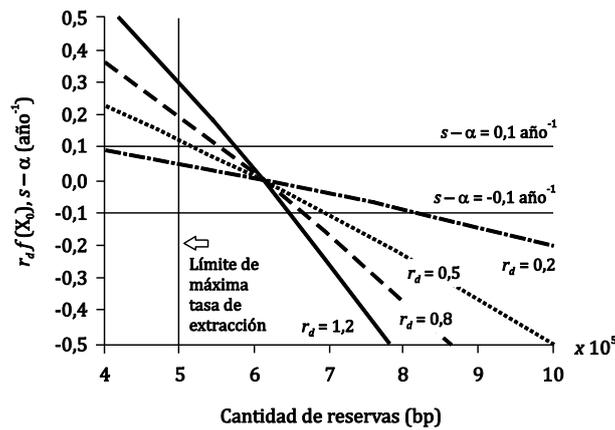


FUENTE: Elaboración propia.

4.2. RESPUESTA DEL EMPRESARIO MAXIMIZADOR DE BENEFICIO ECONÓMICO

Las ecuaciones (8) y (9) muestran la situación en la que el empresario debe trabajar para maximizar $\pi(t)$ a lo largo del tiempo. Considerando los datos de la tabla 1, el gráfico 4 presenta $r_d f(X_0)$ en función de X_0 para distintos valores de r_d y X_s establecidos en 10^6 bp. En este gráfico, $\alpha = \alpha_{pc} - \alpha_f$, o rentabilidad neta del empresario, también se tiene en cuenta la variación de la cuota variable del *royalty*. Las líneas horizontales representan condiciones de valores de la diferencia $s - \alpha$. Los valores de $s - \alpha$ positivos indican una rentabilidad neta del empresario inferior a su tasa de interés relevante. La intersección de $r_d f(X_0)$ y $s - \alpha$ proporciona el valor de la cantidad de reservas, X_0 , que debe mantenerse para maximizar $VP(\pi)$. La tasa de extracción es, entonces, $H = F(X_0, r_d, X_s)$, donde F viene dada por el gráfico 1.

Gráfico 4.- Condición de maximización del beneficio económico para el empresario



NOTA: $X_s = 106$ bp. Los valores de $s - \alpha$ positivos significan que la rentabilidad neta es inferior a la tasa de interés relevante para el empresario.

FUENTE: Elaboración propia.

En el gráfico 4 se presentan dos condiciones de rentabilidad para el empresario proporcionadas, por ejemplo, por la variación del precio del barril de petróleo:

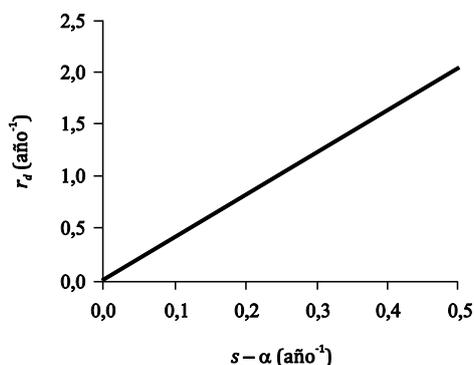
- a) $s - \alpha = 0,1 \text{ año}^{-1}$, que representa una reducción en la rentabilidad neta de $\alpha = 0,07 - 0,1 = -0,03 \text{ año}^{-1}$ o un -3% anual.
- b) $s - \alpha = - 0,1 \text{ año}^{-1}$, que representa un aumento en la rentabilidad neta de $\alpha = 0,07 + 0,1 = 0,17 \text{ año}^{-1}$ o un 17% anual.

El límite máximo de extracción de reservas viene dado por $F_{max}(r_d, X_s)$, de acuerdo con el gráfico 1. El gráfico 4 también muestra el límite mínimo de reduc-

ción de las reservas que se permite para conseguir un aumento en la tasa de extracción de petróleo, $X_s/2$. La intersección de las distintas curvas con la línea vertical de máxima extracción proporciona las rentabilidades que es posible alcanzar en régimen permanente para las condiciones operativas del negocio del empresario definidas por X_s y r_d .

Cuando la tasa de extracción que maximiza el beneficio económico es igual a $F_{max}(r_d, X_s)$, el empresario debe desarrollar nuevos pozos de petróleo para continuar aumentándola. Suponiendo que el empresario solo tenga como condiciones económicas acumular reservas hasta $X_s = 10^6$ bp, el gráfico 5 muestra la tasa de desarrollo de nuevos pozos de petróleo en función de $s - \alpha$.

Gráfico 5.- Necesidad de aumentar la tasa de desarrollo de nuevos pozos de petróleo en función de $s - \alpha$



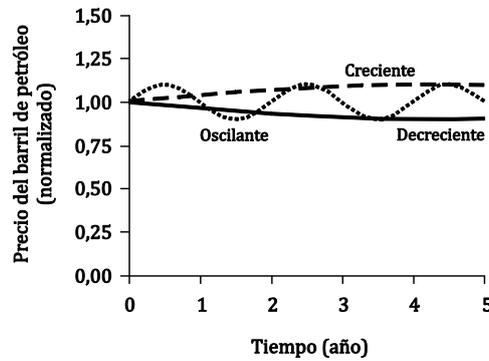
NOTA: Los valores de $s - \alpha$ positivos significan que la rentabilidad neta es inferior a la tasa de interés relevante para el empresario.

FUENTE: Elaboración propia.

4.3. COMPORTAMIENTO DE LA CUOTA VARIABLE DEL ROYALTY

La cuota variable del *royalty* puede modificarse para compensar variaciones de la rentabilidad del empresario y evitar que este aumente la extracción de RN. Vamos a considerar distintas condiciones en las que la variación de la rentabilidad induzca al empresario a aumentar la tasa de extracción de RN. El gráfico 6 muestra tres condiciones de variación en el precio del barril de petróleo. En el primer caso se presenta un aumento del precio del petróleo en una tasa decreciente, lo que indica que la rentabilidad disminuye; en el segundo caso se produce una caída continua en el precio del barril de petróleo pero en una tasa decreciente, lo que significa que la rentabilidad también disminuye; y en el tercer caso se presenta una oscilación en el precio del petróleo de un 10%. El valor inicial del componente variable del *royalty* es de un 30%.

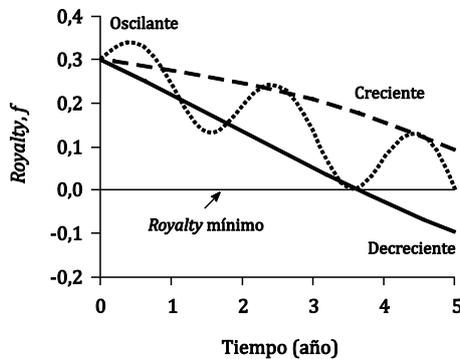
Gráfico 6.- Precio del barril de petróleo considerado en la simulación



FUENTE: Elaboración propia.

El gráfico 7 recoge la variación del *royalty* para garantizar al empresario una rentabilidad neta igual a su tasa de beneficio relevante, en este caso tomado como un 7% anual.

Gráfico 7.- Cuota variable del *royalty* en función del tiempo que se mantiene el beneficio económico del empresario igual a su tasa de interés relevante (7% anual)



FUENTE: Elaboración propia.

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En esta sección se analizan los resultados obtenidos. Inicialmente, se discute el modelo desarrollado para tratar el comportamiento de las reservas de petróleo desde el punto de vista del empresario de manera similar al tratamiento tradicional que se da a los recursos naturales renovables. En las dos últimas subsecciones,

se discuten las dos cuestiones formuladas en la introducción: la condición en que los recursos naturales no renovables pueden ser preservados por el emprendedor, y si es posible utilizar una cuota variable de *royalty* para lograr este objetivo.

5.1. COMPORTAMIENTO TEMPORAL DE LAS RESERVAS DE ACUERDO CON EL MODELO

Los parámetros considerados para la tasa de desarrollo de nuevas reservas en las simulaciones del epígrafe 4.1 son $r_d = 1,2 \text{ año}^{-1}$ y $X_s = 10^6 \text{ bp}$. Para estos valores, la mayor tasa de extracción que permite un estado de régimen estable, de acuerdo con el gráfico 1, es $H = F_{max}(r_d, X_s) = 300 \text{ kbp/año}$. En los dos casos en los que H es inferior a $F_{max}(r_d, X_s)$ se alcanzó una situación de régimen estable, mientras que en el caso en que $H = 320 \text{ kbp/año}$, superior a $F_{max}(r_d, X_s)$, no se ha podido conseguir el estado de régimen estable de extracción. Las reservas se consumieron en poco más de cuatro años. Los gráficos 2 y 3 muestran que el límite de extracción en condiciones de régimen estable es $F_{max}(r_d, X_s)$ y que el nivel de reservas en que este tiene lugar es $X = X_s/2$. Este comportamiento coincide con el descrito en la literatura (Pierce y Turner, 1990; Mueller, 1994; Pindyck, 1981).

El parámetro r_d es el responsable de la rapidez con la que el empresario es capaz de responder a los cambios en las variaciones de las tasas de extracción. Puede considerarse que $1/r_d$ es una constante temporal característica de este sistema de extracción de recursos naturales. Este valor de la tasa de desarrollo de nuevas reservas indica que se requieren entre cinco y siete años para que la cantidad de reservas alcance el valor constante final. Si r_d fuese menor, sería necesario un período de tiempo mayor. Una estimación de la duración de las reservas en cualquier momento del tiempo puede realizarse como muestra el gráfico 3. El modelo permite al empresario evaluar el comportamiento de sus reservas a lo largo del tiempo teniendo en cuenta los parámetros que caracterizan sus condiciones operativas, r_d y X_s .

5.2. COMPORTAMIENTO PARA DIFERENTES CONDICIONES DE EXTRACCIÓN DE RN

Para maximizar $VP(\pi)$, dado por la ecuación (2), el empresario debe extraer recursos naturales de acuerdo con las ecuaciones (8) y (9). Los comportamientos de $s - \alpha$ y de $r_d f(X)$ se muestran en el gráfico 4. Veamos cómo afectan al resultado los distintos parámetros. En principio, si no existieran preocupaciones relacionadas con los costes implicados, tasas de interés y expectativas relacionadas con el comportamiento futuro del precio del petróleo, la condición de mayor beneficio económico sería aquella en la que la tasa de extracción se iguala a la máxima tasa de desarrollo de reservas, esto es, $F_{max}(r_d, X_s)$. El nivel de reservas correspondiente sería $X_0 = X_s/2$.

No obstante, estos parámetros modifican esta condición: el coste disminuye con la cantidad de reservas, X , de acuerdo con la ecuación (6), y el empresario siempre compara su rentabilidad neta actual y futura con la tasa de interés relevante. Suponiendo que $c(X)$ no dependa de la cantidad X , esto es, $dc/dX = 0$, se

obtiene mediante la ecuación (6) que $c_1 = 0$. Sustituyendo este valor de c_1 en la ecuación (11) se obtiene:

$$r_d \left(1 - 2 \frac{X_0}{X_s}\right) = s - \alpha \quad (10)$$

donde α es la tasa de beneficio unitario neto del empresario. Si $s = \alpha$, el lado derecho de la ecuación (10) se anula y el máximo beneficio económico tiene lugar cuando $X_0 = X_s/2$, resultado similar al anterior.

La condición de maximización de VP (π) se obtiene manteniendo un nivel de reservas igual a la mitad de la cantidad de reservas a la que el empresario puede hacer frente económicamente. Este comportamiento se observa en el análisis de los recursos renovables que dan el mismo tratamiento de función logística a F (Pierce y Turner, 1990).

Considerar que $\alpha = s$ significa que la tasa neta de beneficio del empresario es igual a su tasa de interés relevante. Para él, este valor es la menor rentabilidad admisible para continuar invirtiendo en el negocio de extracción de RN. Este resultado se denomina regla de Hotelling en homenaje al economista que estableció este concepto de explotación de los RN (Hotelling, 1931). En estos casos, la evolución de los precios de los RN, considerando costes constantes en el tiempo, varía exponencialmente de acuerdo con la tasa de interés relevante, s . Este resultado clásico es previsto por el modelo desarrollado en este trabajo, pero es preciso señalar que no es fácil de observar en el mercado de los recursos naturales no renovables (Livernois, 2009; Mueller, 1994).

Consideremos ahora la situación en la que disminuyen los costes en función de la cantidad de reservas. Suponiendo que c_1 es distinto de cero, la situación es diferente y deben considerarse las ecuaciones (8) y (9). Teniendo en cuenta nuevamente el caso en que $s = \alpha$, el punto donde $r_d F(X_0) = 0$ proporciona la cantidad X_0 de reservas que maximiza el beneficio económico. En el gráfico 4 ese punto está a la derecha de $X_s/2$. Nótese que, como c_1 es negativo, una mayor cantidad disponible de reservas favorece el beneficio económico, pues abarata la extracción. La cantidad óptima de extracción tiene lugar para un nivel de reservas mayor que $X_s/2$.

5.3. CONDICIÓN EN QUE SE PRESERVAN LOS RECURSOS NATURALES

El gráfico 4 también muestra dos situaciones diferentes de rentabilidad para el empresario. Para la situación (a), cuando la tasa de interés relevante es mayor que la rentabilidad neta, el nivel de reservas que maximiza VP (π) se desplaza hacia la izquierda para menores valores de reservas, con el objeto de aumentar la tasa de extracción. Para la situación inversa (b), cuando la tasa de interés relevante es menor que la rentabilidad neta, el nivel de reservas que maximiza VP (π) se desplaza hacia la derecha para mayores valores y menores tasas de extracción de reservas.

Los comportamientos que acabamos de mencionar son similares a los relacionados con la explotación óptima de RN renovables, mostrándose en el anexo 2 este paralelismo (Pearce y Turner, 1990). Adicionalmente, el empresario siempre cuenta con una alternativa básica de su negocio para el caso de que se dispare el rendimiento neto: invertir más en el desarrollo de nuevas reservas, aumentar la tasa r_d de su empresa y hacer viables tasas de extracción de petróleo mayores y más baratas.

En el caso de que se reduzca la rentabilidad, en el gráfico 4 se puede ver que el nivel de reservas que maximiza el beneficio económico es menor, lo que indica que hay un mayor consumo de petróleo. La tasa de extracción de petróleo puede aumentarse hasta alcanzar el valor máximo, $F_{max}(r_d, X_s)$, que tiene lugar en $X_0 = X_s/2$.

En el caso de que aumentase la rentabilidad, se ve que el nivel de reservas debe ser mayor, lo que indica un menor consumo de reservas. Si α fuese mayor que s , el empresario, en principio, guardaría el RN para poder extraerlo en el futuro cuando el precio fuera más alto.

No obstante, por lo general el empresario cree que siempre se pueden encontrar nuevos yacimientos a un coste mayor y transformarlos en reservas en condiciones de extracción. Este hecho hace difícil que el empresario reduzca la extracción de RN. El empresario podría pensar de otra manera si la rentabilidad fuese mucho mayor que su tasa de interés relevante: aprovechando que los precios actuales son elevados, es posible obtener un mayor beneficio económico e invertir más en el desarrollo de nuevas reservas de RN, porque es un negocio rentable. Este razonamiento, en principio, no es maximizador de $VP(\pi)$; sin embargo, si tenemos en cuenta que la nueva situación de la rentabilidad aumenta su tasa de interés relevante, desde su punto de vista la nueva condición es que $\alpha < s$. Y en esta condición el empresario debe aumentar su tasa de extracción a través del desarrollo de nuevos pozos de petróleo.

Cuando la tasa de extracción que maximiza el rendimiento económico se iguala con $F_{max}(r_d, X_s)$, el empresario se ve obligado a aumentar su tasa de desarrollo de nuevos pozos de petróleo. El resultado del gráfico 5 muestra que, a medida que la rentabilidad disminuye ($s - \alpha$ aumenta), es necesario incrementar la tasa de desarrollo de nuevas reservas, r_d , y, en consecuencia, también el consumo de recursos naturales. Hay que señalar que al trabajar con un nivel de reservas menor, los costes de extracción aumentan. Así, el empresario tiende a desarrollar nuevas reservas para reducir los costes de extracción.

El modelo representado en el gráfico 4 permite extraer las conclusiones clásicas sobre el comportamiento del empresario en distintas situaciones de rentabilidad en la extracción de RN no renovables cuando se trata de maximizar $VP(\pi)$ (Pierce y Turner, 1990; Mueller, 1994; Livernois, 2009). También permite determinar en qué condiciones se produce la preservación de los recursos naturales:

- Si α es menor que s , el empresario compensa la caída en la rentabilidad aumentando la tasa de extracción. Inicialmente, el empresario maximiza $VP(\pi)$ dismi-

- nuyendo las reservas existentes. Cuando la tasa de extracción se aproxima a $F_{max}(r_d, X_s)$, invierte eventualmente en nuevos pozos para aumentar r_d .
- Si α es un poco mayor que s , en principio el empresario reduce la tasa de extracción y aumenta el nivel de sus reservas.
 - Si α es mucho mayor que s , el empresario puede concluir que se encuentra ante una nueva condición de intereses relevantes más altos, por lo que aumenta la tasa de extracción de petróleo e invierte en el desarrollo de nuevos pozos para aumentar r_d .
 - Si α es igual a s , el empresario extrae el recurso natural maximizando $VP(\pi)$ y no se siente estimulado para aumentar la tasa de desarrollo de nuevas reservas, r_d .

Desde el punto de vista de la conservación de los recursos naturales, se concluye que es interesante mantener la rentabilidad neta del empresario próxima a su tasa de interés relevante, esto es, $\alpha = s$. Para conseguir esto es necesario que exista una actuación dinámica sobre el *royalty*, de forma que el empresario actúe para poder mantener su rentabilidad neta próxima a su tasa de interés relevante. Este resultado es similar a los descritos para los recursos renovables y no renovables que pueden agotarse (Livernois, 2009).

La observación histórica de la conducta de las empresas parece indicar que este objetivo es difícil de conseguir de forma natural debido a que el comportamiento del empresario va encaminado a conseguir una mayor rentabilidad neta (Livernois, 2009; Mueller, 1994). Así, es interesante una acción proactiva de la agencia reguladora para la conservación de los recursos naturales. A continuación se analizará cómo utilizar el *royalty* para garantizar condiciones de sostenibilidad de las reservas y beneficio económico.

5.4. VIABILIDAD DEL USO DEL ROYALTY PARA CONSERVAR RESERVAS DE RN

El *royalty* se puede utilizar para obtener recursos financieros para realizar políticas sociales y para regular el nivel de las reservas de los RN. En el segundo caso, la agencia reguladora actuaría sobre la cuota variable del *royalty* para inducirlo a restringir la tasa de extracción de RN a lo largo del tiempo. La introducción de una cuota variable proporciona una variable temporal que puede ser utilizada para hacer viable una política de mantenimiento del nivel de reservas, esto es, evitar que el empresario aumente la tasa de extracción del recurso natural. Esto puede lograrse manteniendo la rentabilidad del beneficio económico del empresario, α , próxima a su tasa de interés relevante a largo plazo a través de variaciones positivas y negativas en la cuota variable del *royalty*.

Para efectuar la compensación son importantes el valor del *royalty* y también su tasa de variación. Para realizar una compensación eficaz es necesario que la acción del regulador sobre la cuota variable sea capaz de absorber las variaciones temporales en la rentabilidad causadas por otras variables como los costes o el

precio del petróleo. La capacidad del regulador es finita y está limitada por la amplitud de variación admisible en el *royalty*.

Los resultados presentados en el gráfico 7 indican que es posible modificar la cuota variable para distintas situaciones con el objetivo de que la rentabilidad del empresario se iguale a su tasa de interés relevante, en este caso un 7% anual. Los tests realizados pretenden comprobar la capacidad dinámica de la variación de la cuota variable del *royalty* de acomodar modificaciones temporales del precio del recurso natural. Uno de los tests fue oscilatorio para verificar esta capacidad dinámica.

Las amplitudes de variaciones en el precio de un 10% en forma de oscilación y curvas que disminuyen y aumentan con la segunda derivada negativa tuvieron lugar durante un período de entre 3,5 y 5 años sin ningún tipo de ajuste o metodología de control óptimo para realizar la compensación. La cuota varió, pasando de un 30% a un 0% en estos períodos. El gráfico 7 muestra que compensar un beneficio económico decreciente durante un largo período de tiempo es difícil; oscilaciones positivas y negativas pueden ser compensadas si se utiliza una metodología adecuada para modificar la cuota de variación con anterioridad, mientras que las variaciones positivas se compensan fácilmente.

Los resultados indican que es posible acomodar fluctuaciones de la rentabilidad en torno a un 10% en períodos de entre tres y cinco años. Durante este período, desde el punto de vista del empresario, este experimentó un ambiente de negocio bastante predecible y la rentabilidad se situó próxima a su tasa de interés relevante. Si conoce la acción proactiva del regulador, el empresario puede hacer previsiones futuras con mayor precisión y extraer RN para atender la demanda. Y cuenta con menos oportunidades para aprovechar las variaciones del mercado y aumentar su beneficio económico. De esta forma, hay una conservación mayor de los recursos naturales.

El modelo también señala, de acuerdo con la literatura (Cawood, 2010; Aydin, 2012), que la variación de la cuota variable puede utilizarse para promover el objetivo opuesto, esto es, aumentar la tasa de extracción de petróleo. Para ello hay dos alternativas: 1) promover modificaciones temporales en la cuota variable del *royalty* que mantengan durante ese período una rentabilidad inferior a la tasa de interés relevante del empresario; y 2) mantener la rentabilidad bastante alta para favorecer la inversión en el desarrollo de nuevas reservas para la extracción de RN (Cawood, 2010). La primera alternativa debe utilizarse cuidadosamente para no promover el desinterés de los inversores.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha discutido la posibilidad de utilizar una cuota variable del *royalty* para preservar las reservas de petróleo. Para realizar el estudio se desarrolló, desde el punto de vista de un empresario en régimen de competencia, un modelo para la evolución de las reservas de petróleo disponibles para la

extracción. El modelo tiene en cuenta la tasa de desarrollo de nuevas reservas y de extracción de petróleo, la tasa de interés relevante para el empresario y los costes dependientes del nivel de reservas disponibles para la extracción. La tasa de desarrollo de nuevas reservas, desde el punto de vista del empresario, tiene la misma función logística que describe los recursos naturales renovables.

Los resultados obtenidos muestran que la situación que maximiza el beneficio económico del empresario y reduce la tasa de extracción de petróleo se produce cuando la rentabilidad neta del empresario se aproxima a su tasa de interés relevante. Esto se debe al comportamiento típico del empresario en el área de los recursos naturales no renovables. Para compensar las pérdidas el empresario tiende a aumentar la tasa de extracción. Para aprovechar los períodos de incremento en el valor de los recursos naturales, procura invertir más en el desarrollo de nuevas reservas y aumentar la extracción. Dejar al empresario directamente expuesto a los cambios en la rentabilidad del mercado favorece que se produzcan tasas de extracción superiores a las que serían necesarias para satisfacer la demanda.

La introducción de una cuota variable del *royalty* proporciona una variable que puede compensar las variaciones de la rentabilidad causadas por el mercado y ofrecer al empresario una rentabilidad próxima a su tasa de interés relevante. Se realizaron algunos tests simulando variaciones de rentabilidad positiva, negativa y oscilatoria con una amplitud de un 10%. Los resultados indican que es difícil compensar variaciones negativas de la rentabilidad durante un período de tiempo superior a 3,5 años. Las oscilaciones en la rentabilidad son más fáciles de compensar y las variaciones positivas no ofrecen dificultad alguna. Los resultados señalan que, dentro de unos límites, es posible regular el nivel de reservas de los recursos naturales y obtener medios financieros para llevar a cabo las políticas sociales.

Como continuación de este trabajo se pretende modelar la tasa de desarrollo de nuevas reservas de petróleo en los yacimientos "presal" brasileños y analizar cómo debería utilizarse el *royalty* para garantizar condiciones económicas para el empresario, recursos financieros para llevar a cabo políticas sociales y para mantener las reservas de petróleo para las generaciones futuras.

ANEXO 1. DETALLES DEL DESARROLLO DEL PROCESO DE MAXIMIZACIÓN

$H(t)$ se puede escribir como:

$$H(X(t)) = F(X(t)) - \frac{dX(t)}{dt} \quad (A1)$$

El integrando de la ecuación (2) se puede escribir, entonces, como:

$$f(X, \dot{X}, t) = r(X, t) (F(X) - \dot{X}) e^{-st} \quad (A2)$$

donde $\dot{X} = \frac{dX}{dt}$. La ecuación (2) se puede escribir como:

$$VP(\pi) = \int_0^{\infty} f(X, \dot{X}, t) dt \quad (A3)$$

La integral $VP(\pi)$ será extrema si la función f satisface la siguiente ecuación (Pearce y Turner, 1990):

$$\frac{\delta F}{\delta X} - \frac{d}{dt} \left(\frac{\delta f}{\delta \dot{X}} \right) = 0 \quad (A4)$$

Calculando las derivadas parciales y la derivada total de la ecuación (A4) y haciendo algunos cambios algebraicos, se obtiene:

$$\left. \frac{dF}{dX} \right|_{x_0} = - \frac{F(X_0)}{(1-f)(p-c(X))} \left. \frac{dc}{dX} \right|_{x_0} + s(t) - \alpha_{pc}(t) + \alpha_f(t) \quad (A5)$$

donde $\alpha_{pc}(t) = \frac{1}{p-c} \frac{d(p-c)}{dt}$ es la unidad de la tasa de rendimiento porcentual que depende de la variación temporal del coste de extracción, del descubrimiento de recursos y de su precio de venta; $\alpha_f(t) = -\frac{1}{1-f} \frac{df}{dt}$ es la tasa de variación porcentual de la cuota variable del *royalty*; y $r(X_0, t) = (1-f)(p(t) - c(X))$. Cada parte de la ecuación (A5) tiene como unidad el año⁻¹ y representa tasas porcentuales de la variación temporal de varias magnitudes. X_0 es el valor de la cantidad de reservas que maximiza $VP(\pi)$.

ANEXO 2. MAXIMIZACIÓN CON COSTES DECRECIENTES EN FUNCIÓN DE LAS RESERVAS

Consideremos el problema de maximización con costes decrecientes teniendo en cuenta la tasa de interés, variación del rendimiento económico. Este análisis es muy similar al tratamiento de RN renovables con costes decrecientes en función de las reservas disponibles de recursos naturales (Pearce y Turner, 1990).

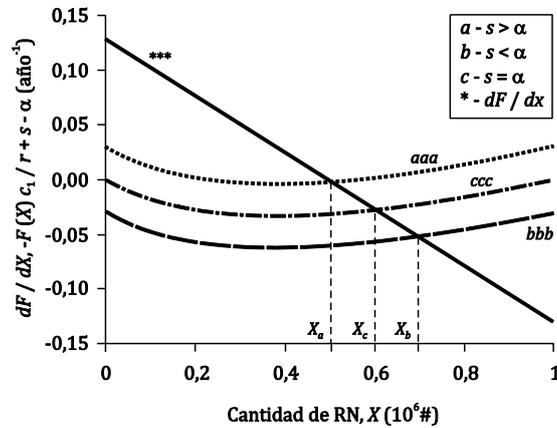
Por lo que respecta a los parámetros tasa de interés relevante para el empresario, s , y tasa de beneficio neto $\alpha = \alpha_{pc} - \alpha_f$, consideramos tres situaciones: a) la tasa de interés es superior a la tasa de beneficio económico en un 3% anual, esto es, $s - \alpha = 0,03 \text{ año}^{-1}$; b) la tasa de interés es inferior a la tasa de beneficio económico neto en un 3% anual, es decir, $s - \alpha = -0,03 \text{ año}^{-1}$; y c) la tasa de interés es igual a la tasa de variación del beneficio económico, esto es, $s - \alpha = 0 \text{ año}^{-1}$. En el gráfico A.1 se presentan los resultados del nivel de reservas que maximiza el beneficio económico: X_a , X_b y X_c para las tres situaciones, respectivamente. En este gráfico las funciones dF/dX y $g(X_0)$ se obtienen a partir de otras ecuaciones, y son las siguientes:

$$\frac{dF}{dX} = r_d \left(1 - 2 \frac{X_0}{X_s} \right) \quad (A6)$$

$$g(X_0) = \frac{\left(1 - 2 \frac{X_0}{X_s}\right) X_0 c_1}{(1-f)(p - c_0 + c_1 X_0)} \tag{A7}$$

Como el coste de la extracción cae con el nivel de reservas, X_0 , el empresario trabaja con niveles de reservas superiores a $X_s/2$. En este rango $dF / dX < 0$ y para aumentar F es necesario disminuir el nivel de las reservas disponibles para el empresario.

Gráfico A.1.- Nivel de reservas que maximiza el beneficio económico, $VP (\pi)$, teniendo en cuenta la tasa de interés, el aumento de la rentabilidad neta y los costes decrecientes de extracción en relación con el nivel de reservas



FUENTE: Elaboración propia.

BIBLIOGRAFÍA

- AYDIN, L. (2012): "The Economic Impact of Petroleum Royalty Reform on Turkey's Upstream Oil and Gas Industry", *Energy Policy*, 43, pp. 166-172.
- BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (2012). Rio de Janeiro: ANP. (20 de mayo de 2012). <<http://www.anp.gov.br/?pg=22343&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1271936959515>>.
- CARVALHO, F.C.L. (2008): *Aspectos éticos da exploração do petróleo: os royalties e a gestão intergeracional*. (Dissertação de mestrado). Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Planejamento Energético.
- CAWOOD, F.T. (2010): "The South African Mineral and Petroleum Resources Royalty Act - Background and Fundamental Principles", *Resources Policy*, 35, pp. 199-209.
- HOTELLING, H. (1931): "The Economics of Exhaustible Resources", *The Journal of Political Economy*, 39 (2) pp. 137-175.
- LIVERNOIS, J. (2009): "On the Empirical Significance of the Hotelling Rule", *Review of Environmental Economics and Policy*, 3, pp. 22-41.

- MUELLER, M.J. (1994): "Behaviour of Non-Renewable Natural Resource Firms Under Uncertainty – Optimizing or ad hoc", *Energy Economics*, 16, pp. 9-21.
- PEARCE, D.; TURNER, R.K. (1990): *Economics of Natural Resources and the Environment*. Harlow: Pearson Education.
- PINDYCK, R.S. (1981): "Models of Resource Markets and the Explanation of Resource Price Behavior", *Energy Economics*, 3, pp. 130-139.
- POSTALI, F.A.S. (2009): "Petroleum Royalties and Regional Development in Brazil: The Economic Growth of Recipient Towns", *Resources Policy*, 34, pp. 205-213.
- POWER, M.; JEWKES, E. (1991): "The Impact of Royalties on the Development of Marginally Economic Discoveries: The Case of Nova Scotia", *Energy*, 16, pp. 989-1000.
- STRAND, J. (2010): "Optimal Fossil-Fuel Taxation with Backstop Technologies and Tenure Risk", *Energy Economics*, 32, pp. 418-422.