



Desarrollo y Sociedad

ISSN: 0120-3584

revistadesarrolloysociedad@uniandes.edu.co

Universidad de Los Andes

Colombia

Aguirre, Paulo César
Exploración de petróleo en Colombia: una aproximación empírica
Desarrollo y Sociedad, núm. 51, marzo, 2003, pp. 1-35
Universidad de Los Andes
Bogotá, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=169118045001>

- ▶ Cómo citar el artículo
- ▶ Número completo
- ▶ Más información del artículo
- ▶ Página de la revista en redalyc.org

 redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Exploración de petróleo en Colombia: una aproximación empírica

Paulo César Aguirre *

Resumen

Este artículo utiliza la teoría de los recursos naturales no renovables, con exploración en busca de nuevas reservas, para establecer la influencia que las variables geológicas, económicas y políticas tienen sobre la actividad exploratoria de petróleo en Colombia. Utilizando el concepto de que esta actividad se realiza bajo gran incertidumbre, se hace uso de hipótesis de expectativas adaptables, ajuste parcial y combinación de expectativas, para obtener así una función de exploración que se estima econométricamente con técnicas de datos panel. Los resultados muestran que los ataques contra los oleoductos ejecutados por la guerrilla, influencian negativamente la actividad de exploración, que los esquemas concesión-asociación y operación directa de Ecopetrol tienen una influencia positiva en dichas actividades. La evidencia empírica también muestra que el país parece no haber sido muy atractivo para la inversión en exploración cuando hubo crisis en los países de la OPEP y que tampoco se puede confirmar el fenómeno de declinación de los descubrimientos.

Clasificación JEL: C23, N56, Q38.

Palabras clave: economía de los recursos naturales, exploración de petróleo, atentados contra los oleoductos, datos panel, modelo de expectativas.

* Este trabajo fue presentado para optar por el título de Magíster en Economía del Medio Ambiente y Recursos Naturales. Quiero expresar sinceros agradecimientos a los profesores Jorge Vallejo, Fabio Sánchez y Jorge Maldonado por sus valiosos aportes y comentarios, e igualmente, a los profesores y compañeros del PEMAR por su apoyo.

Introducción

Existe gran preocupación sobre el futuro petrolero del país. Si no encontramos yacimientos con volúmenes significativos de crudo perderemos la condición de país exportador y, con ello, los aportes significativos que este sector hace a la economía nacional. Para 1999, la participación de la industria petrolera en el producto interno bruto alcanzó el 2,7% y contribuyó con más de US\$ 1.400 millones a las cuentas fiscales de la nación. En el 2000 representó el 45% de las exportaciones totales (Suescún, Montenegro y Pardo, 2001).

Entre 1974 y 1984, el país tuvo que importar petróleo, porque no hubo aportes significativos a las reservas. Esta condición estuvo precedida de una baja actividad exploratoria de los años sesenta y setenta, contrario a lo sucedido en la década de los ochenta, donde la exploración perforatoria presentó la mayor actividad y los mejores resultados en materia de reservas descubiertas con los campos Caño-Limón y Cusiana, recuperando con esto la condición de país exportador.

En la década de los noventa, la exploración cayó a niveles ligeramente mayores a los exhibidos en las décadas anteriores a los años ochenta, al igual que las reservas remanentes muestran un rápido agotamiento. Lo anterior indica que en ausencia del descubrimiento de un campo con reservas significativas de petróleo, el país tendrá que importar nuevamente este recurso.

Este artículo tiene como objetivo determinar qué factores geológicos, económicos y políticos explican la perforación exploratoria. Por consiguiente y basados en el trabajo realizado por Pesaran (1990), se obtiene una función de exploración empleando hipótesis de expectativas adaptables, ajuste parcial y combinación de expectativas que se estima econométricamente, empleando datos para las seis cuencas sedimentarias más activas en Colombia, entre 1946 y 2001.

I. Identificación del problema

Encontrar petróleo es una actividad bastante incierta. Las actividades exploratorias de geología, gravimetría y sísmica, son empleadas para identificar y caracterizar las potenciales formaciones y reservorios que poseen hidrocarburos. La única forma de saber si realmente existe este recurso en

el subsuelo, es mediante la perforación de pozos exploratorios, los cuales son clasificados como A-3¹. Sin embargo, una vez perforado el yacimiento, dependiendo de muchos factores geológicos, económicos y políticos, puede clasificarse como seco o como productor. De aquí en adelante, siempre que se mencione “exploración”, se hace en términos de perforación de pozos A-3.

Como se mencionó ya, Colombia podría convertirse en importador de petróleo en muy poco tiempo, si no se encuentran nuevas reservas de tamaño similar a los pozos de Caño-Limón o de Cusiana. Para que esto no suceda, el comportamiento de la exploración debe mejorar o simplemente, en los niveles actuales, tener un golpe de suerte.

La exploración en Colombia mostró un período de alta actividad en la década de los ochenta, cuando se encontraron las principales reservas de petróleo del país. Desde ese momento la actividad exploratoria ha caído a niveles tan bajos, como los presentados durante las décadas de los cincuenta y setenta. Es así, como en 1997 se presentó la exploración más baja desde 1952 (6 pozos A-3); del mismo modo, las reservas remanentes de crudo en el 2001 cayeron a los niveles que se tenían en 1991, antes de que se adicionaran las reservas de Cusiana y Cupiagua (*véase* anexo H).

La relación exhibida entre la exploración y las reservas remanentes, ha sido descrita por Pindyck (1978) y recreada por Conrad y Clark (1987), cuando se tienen diferentes niveles de reservas iniciales. Si las reservas remanentes son inicialmente altas y siguen una senda decreciente, la exploración será inicialmente baja y seguirá una senda en forma de U invertida. Por otro lado, si las reservas remanentes son inicialmente bajas y presentan una senda en forma de U invertida, la exploración será inicialmente alta y continuará una senda decreciente.

Además, el precio del petróleo, en este caso el del West Texas Intermediate (WTI) de referencia para Colombia, aumentó en forma considerable cuando se presentó el embargo al petróleo árabe en 1973, pasando de 15,43 dólares de 2001 por barril de petróleo a 37,31 dóla-

¹ Clasificación LAHEE para pozos que buscan explorar un nuevo campo en un sector nunca antes productor ni explotado.

res de 2001 en 1974. A partir de 1974, el precio continuó su ascenso hasta 1980, cuando alcanzó el valor máximo de U\$ 80,38 por barril en dólares de 2001 después de la revolución Iraní y el inicio de la guerra entre Irán e Irak (véase anexo H). Paradójicamente, la actividad de exploración en este intervalo de tiempo conservó los bajos niveles anteriores. Cuando el precio del crudo empezó su descenso en 1981, la perforación de pozos A-3 empezó su crecimiento.

Sin embargo, Bohn y Deacon (1997) encontraron que la restricción en la producción de petróleo por parte de la OPEP durante 1974 a 1985, tuvo un efecto negativo en la actividad exploratoria de los países tanto exportadores como importadores de crudo e, igualmente, encontraron una relación positiva entre el precio del petróleo y los pozos exploratorios perforados.

El panorama de encontrar nuevas reservas no es muy alentador a la luz de la teoría planteada acerca del proceso de descubrimiento de nuevas reservas, donde los yacimientos más grandes son encontrados en las etapas tempranas de la exploración. Esta teoría tiene la restricción de que los descubrimientos no pueden ser grandes no anticipados. Hubbert (1967)² planteó que los descubrimientos declinan exponencialmente con la perforación exploratoria acumulada, donde las firmas encuentran las reservas en orden descendente a su tamaño. Drew y Schuenemeyer (1980) y Root y Schuenemeyer (1980), citados por Rao (2000), también emplean esta teoría, pero ya no en función de la perforación exploratoria acumulada, sino en función del área acumulada agotada por los pozos.

A pesar de lo anterior, el potencial geológico es bastante bueno puesto que está disponible el 62%³ del área total, de las seis cuencas más maduras, para la exploración. Aquí también es importante considerar que las cuencas con muy poca o ninguna actividad tienen disponible más del 86% del área para la exploración. Bohn y Deacon (1997), encuentran que la

² Referenciado en Modeling Discovery. Consultado en junio 2, 2003, en <http://www.oilanalytics.org/disco/disco.html>.

³ Calculado a partir del informe del estado de tierras de 2001 de Ecopetrol. El área total de las 6 cuencas más activas es de 33.305.000 ha y el área del resto de la región sedimentaria es de 70.340.000 ha.

abundancia geológica de una región, para una tasa de éxito dada, es mayor entre más grande sea y tiene un efecto positivo sobre la exploración. Por otro lado, Garavito (1991) argumenta que no se debe concentrar esfuerzo exploratorio en aquellas cuencas sin una buena información histórica. Hendricks y Porter (1993) también concluyen que la información y el comportamiento observado de la perforación exploratoria en un área determinada influyen en las decisiones de exploración.

Analizando la actividad exploratoria y los ataques contra la infraestructura petrolera de los grupos al margen de la ley, concretamente la voladura de oleoductos, encontramos que se observa una relación inversa entre éstas (véase anexo H). Sin embargo, existen opiniones encontradas acerca de este hecho. Martínez (2002) se refiere al conflicto armado como uno de los determinantes que afectan negativamente la actividad exploratoria del país, mientras que Calderón⁴ afirma que esto es manejable por parte de las empresas.

Por otro lado, y sin que se establezca una relación directa con la exploración, Offstein (2002) menciona una relación inversa entre el precio del petróleo y los ataques contra los oleoductos, lo que evidencia un comportamiento de la guerrilla más delincuencial que político. Par esto hay una explicación: cuando el precio del petróleo es alto, las compañías prefieren evitar derrames de crudo que pagar el valor de la extorsión y si los precios son bajos se abstienen de pagar la extorsión, lo que genera los ataques.

También se establece una relación entre la exploración y la política petrolera, especialmente para las dos últimas décadas. Esta última ha estado caracterizada por constantes modificaciones que, según Suescún, Montenegro y Pardo (2001), evidencian la inestabilidad en las reglas del juego y, por tanto, se aumenta el riesgo de los inversionistas y se desestimula el desarrollo de la industria. Se observa cómo en 1986 se modifica el esquema contractual de asociación vigente por más de 15 años para estimular la exploración, el cual es nuevamente modificado en 1989 para mejorar las condiciones en materia de participación en la producción de Ecopetrol, teniendo como precedente el auge que se estaba

⁴ Entrevista dada por Alberto Calderón Zuleta, entonces presidente de Ecopetrol, a la revista *Dinero* (2000, 25 de febrero).

presentando. Otra modificación fue incorporada en 1994, donde se mejora la repartición de la producción para el Estado, especialmente para campos de más de 60 millones de barriles (Mbl), muy posiblemente debido a los hallazgos de Cusiana y de Cupiagua. La actividad exploratoria continúa siendo crítica, a pesar de los anteriores cambios y fue necesaria una nueva modificación en 1999, cuando se mejoraron las condiciones de las empresas asociadas.

II. Modelo

La principal preocupación acerca de los recursos naturales no renovables, es cual debe ser su tasa de extracción óptima. El modelo básico empleado para resolver este interrogante está basado en el problema de maximización de beneficios del productor. La solución a este modelo depende de la función de costos de producción que se emplee. De tal forma que si todos los costos de extracción son despreciables, entonces encontramos la regla de Hotelling en su forma más pura; ésta significa que el precio de mercado del recurso que se extraerá, debe aumentar a la tasa de descuento (Neher, 1990, p. 273).

A. Modelo teórico

Pindyck (1978) hace una distinción muy interesante entre un recurso natural no renovable y uno agotable: el primero se define como aquel que ni crece ni se regenera, y el segundo, como aquel donde las reservas se regeneran por efecto de los nuevos descubrimientos. Así, haciendo uso de esta distinción, el petróleo puede ser considerado como un recurso agotable, que puede ser regenerado por las actividades de exploración. De esta forma, al problema del productor básico mencionado anteriormente, debemos tener en cuenta que la exploración encuentra nuevas reservas y genera costos adicionales a los de producción. Ahora, si el productor decide conjuntamente cuánto extraer y cuánto explorar, el problema queda planteado de la siguiente forma:

Suponiendo que es un mercado competitivo, donde existen muchas firmas y el precio del recurso es exógeno, el problema del productor para una firma representativa, que puede decidir cuánto producir y cuánto explorar, puede plantearse así:

$$\pi_t = P_t q_t - C_t(q_t, R_{t-1}) - G_t(w_t) \quad (1)$$

Donde π son los beneficios de la firma, P es el precio del recurso dado en dólares por barril, q es la cantidad extraída en Mbl, R son las reservas remanentes de crudo en Mbl, w es el nivel de exploración expresado en número de pozos exploratorios perforados por año, C son los costos de producción, G son los costos de exploración y el subíndice t representa el año para el cual está definida cada una de las variables.

La función de costos de extracción se asume doblemente derivable y convexa, la cual varía positivamente con la cantidad extraída y negativamente con el nivel de reservas remanentes. En el caso del petróleo, se supone que en un comienzo se produce por flujo natural gracias a la diferencia de presión que hay entre el yacimiento y la superficie. Esta diferencia se reduce a medida que se produce el recurso hasta el punto donde se requiere la utilización de métodos secundarios para la extracción del mismo, los cuales incrementan considerablemente los costos de extracción.

También se supone que a medida que las reservas remanentes aumentan, disminuyen los costos de extracción por efecto de la economía de escala que esta actividad exhibe y por el efecto de la presión del yacimiento descrito anteriormente. Debido a esto, la actividad de exploración disminuye los costos futuros de producción cuando se adicionan nuevas reservas. Swierzbinski y Mendelsohn (1989) presentan un estudio donde sostienen la inclusión del componente exploratorio dentro de una función de costos de extracción.

La función de costos de exploración depende del esfuerzo exploratorio; ésta se supone doblemente derivable y convexa. A mayor número de pozos perforados, mayores costos de exploración se tiene. Como esfuerzo exploratorio puede ser utilizado el número de pozos o la cantidad de pies perforados.

Asumiendo que no hay reevaluación de las reservas, el cambio en el *stock* está dado por la cantidad de recurso extraído y las reservas adicionadas por los nuevos descubrimientos (d_t). Esto puede expresarse como:

$$R_t - R_{t-1} = d_t - q_t \quad (2)$$

Pesaran (1990), basándose en el modelo de Kaufman (1975)⁵, especifica que d_t depende del esfuerzo exploratorio y del esfuerzo exploratorio acumulado (X_{t-1}), de tal forma que:

$$d_t = F(w_t, X_{t-1}) \quad (3)$$

Además, X_{t-1} esta definido como:

$$X_t = X_{t-1} + w_t \quad (4)$$

Ahora plantearemos el problema del productor bajo incertidumbre, como la maximización del valor presente esperado de los beneficios de las decisiones conjuntas de extracción y exploración, el cual puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\text{Max } E_t \left\{ \sum_{t=1}^{\infty} [\pi_t + \lambda_t (F(w_t, X_{t-1}) - q_t - R_t + R_{t-1}) + \mu_t (X_t - X_{t-1} - w_t)] \rho^t \right\} \quad (5)$$

Donde ρ^t es el factor de descuento, definido como $1/(1+i)^t$, con i como la tasa de descuento. λ_t es el costo de oportunidad de no extraer el recurso y dejarlo en el subsuelo, y μ_t es el costo de oportunidad de dejar de explorar y no encontrar nuevas reservas.

Obteniendo las ecuaciones de primer orden (véase anexo A) y reordenando, tenemos que:

$$E_t(\lambda_t) = E_t \left(P_t - \frac{\partial C_t}{\partial q_t} \right) \quad (6.1)$$

$$E_t(\lambda_t) = \rho E_t \left(\lambda_{t+1} - \frac{\partial C_{t+1}}{\partial R_t} \right) \quad (6.2)$$

⁵ Citado por Pesaran (1990).

$$E_t(\mu_t) = E_t \left(\lambda_t \frac{\partial F(w_t, X_{t-1})}{\partial w_t} - \frac{\partial G_t}{\partial w_t} \right) \quad (6.3)$$

$$E_t(\mu_t) = \rho E_t \left(\mu_{t+1} - \lambda_{t+1} \frac{\partial F(w_{t+1}, X_t)}{\partial X_t} \right) \quad (6.4)$$

La ecuación (6.1) nos dice que el costo de oportunidad esperado de no extraer el recurso y dejarlo en el subsuelo, es igual a la diferencia entre el precio esperado del recurso y los costos marginales esperados de producirlo.

La ecuación (6.2) nos da la interpretación intertemporal del costo de oportunidad esperado de no extraer el recurso, el cual nos dice que es igual a la diferencia esperada en valor presente entre el costo de oportunidad de no extraer el recurso en el futuro y los costos marginales de producción en el futuro debido a las reservas.

La ecuación (6.3) nos dice que el costo de oportunidad esperado de dejar de explorar, debe ser igual a la diferencia esperada entre el valor del producto marginal de las reservas que se dejan de adicionar por no explorar y el costo marginal de explorar.

La ecuación (6.4) indica que el costo de oportunidad esperado de dejar de explorar, debe ser igual a la diferencia esperada en valor presente del costo de oportunidad de dejar de explorar en el futuro y el valor del producto marginal que tendría en el futuro no adicionar nuevas reservas.

Para eliminar la variable no observable μ_t en (6.3), podemos modificar esta ecuación de la siguiente forma:

$$E_t(E_{t+1}(\mu_{t+1})) = E_t \left(E_{t+1} \left(\lambda_{t+1} \frac{\partial d_{t+1}}{\partial w_{t+1}} \right) \right) - E_t \left(E_{t+1} \left(\frac{\partial G_{t+1}}{\partial w_{t+1}} \right) \right) \quad (7.1)$$

y asumiendo que $\mu_t = E_{t+1}(\mu_{t+1})$, tenemos que:

$$E_t(\mu_{t+1}) = E_t\left(\lambda_{t+1} \frac{\partial d_{t+1}}{\partial w_{t+1}}\right) - E_t\left(\frac{\partial G_{t+1}}{\partial w_{t+1}}\right) \quad (7.2)$$

Reemplazando (7.2) en (6.4), tenemos:

$$E_t\left(\lambda_t \frac{\partial d_t}{\partial w_t}\right) = E_t\left(\frac{\partial G_t}{\partial w_t}\right) - \rho E_t\left[\frac{\partial G_{t+1}}{\partial w_{t+1}} - \lambda_{t+1} \left(\frac{\partial d_{t+1}}{\partial w_{t+1}} - \frac{\partial d_{t+1}}{\partial X_t}\right)\right] \quad (8)$$

Asumiendo un valor para el factor de descuento de cero, implica un valor de la tasa de descuento infinito, que puede interpretarse como que la firma prefiere extraer de inmediato todo lo que pueda; la ecuación (8) se simplifica a:

$$E_t\left(\lambda_t \frac{\partial d_t}{\partial w_t}\right) = E_t\left(\frac{\partial G_t}{\partial w_t}\right) \quad (9)$$

La ecuación (9) nos dice que el valor esperado del producto marginal de no adicionar nuevas reservas, debe ser igual al valor esperado del costo marginal de explorar, que es igual a suponer que el costo de oportunidad de dejar de explorar es igual a cero, como se desprende de (6.3). Para encontrar la función del esfuerzo exploratorio a partir de la ecuación (9), se debe definir primero la función de descubrimientos.

B. Función de exploración

Aquí, d_t está definida como la cantidad de reservas de petróleo adicionadas a las reservas remanentes. Uhler (1976) supone que el descubrimiento de yacimientos de petróleo es un proceso de muestreo sin reemplazo de un número de reservorios finito pero no conocido (agotamiento de las reservas no descubiertas) y que el incremento del conocimiento geológico de una región sedimentaria es mayor en las etapas tempranas de la exploración. Pesaran (1990), apoyándose en Uhler, emplea la siguiente expresión:

$$F(w_t, X_{t-1}) = Aw_t^\alpha e^{(b_1 X_{t-1} - b_2 X_{t-1}^2)} \quad (10)$$

Para valores positivos de A , b_1 , b_2 y para $0 < \alpha < 1$, tenemos que (10) cumple las siguientes condiciones:

$$\frac{\partial F(w_t, X_{t-1})}{\partial w_t} > 0 \quad (11.1)$$

$$\frac{\partial^2 F(w_t, X_{t-1})}{\partial w_t^2} < 0 \quad (11.2)$$

$$\frac{\partial F(w_t, X_{t-1})}{\partial X_{t-1}} < 0, \quad \text{para } X_t \geq X_m \quad (11.3)$$

$$\lim_{X_{t-1} \rightarrow \infty} F(w_t, X_{t-1}) = 0 \quad (11.4)$$

Las expresiones (11.1) y (11.2) nos dicen que el descubrimiento marginal de la perforación exploratoria es positivo, o sea, que hay más descubrimientos cuando la perforación exploratoria es mayor; pero este descubrimiento marginal es decreciente, es decir, que cada vez se encuentran menos.

Las expresiones (11.3) y (11.4) capturan el efecto de declinación de los descubrimientos. Éste nos dice que existe un punto en el cual los descubrimientos que inicialmente eran crecientes a medida que el conocimiento geológico aumentaba, comienzan a decrecer y que, además, tienden a cero. Este punto es calculado de la ecuación (10) y está dado como:

$$X_m = \frac{b_1}{2b_2} \quad (12)$$

Las propiedades de $F(w_t, X_{t-1})$ pueden ser explicadas si consideramos que para un recurso de *stock* finito como el petróleo, los yacimientos más fáciles de encontrar son descubiertos más rápidamente, por lo que a medida que se acumula w_t es más difícil tener un hallazgo.

Reemplazando (10) en (9) y resolviendo para w_t , tenemos la siguiente expresión:

$$\log(w_t^e) = a_0 + a_1 X_{t-1} + a_2 X_{t-1}^2 + a_3 \log(\lambda_t^e) + a_4 \log(G_t^e) + \xi_t \quad (13)$$

Donde: $G_t^e = E_t \left(\frac{\partial G_t}{\partial w_t} \right)$, y

$$a_0 = \frac{\log(\alpha A)}{1-\alpha}, \quad a_1 = \frac{b_1}{1-\alpha}, \quad a_2 = \frac{-b_2}{1-\alpha}, \quad a_3 = \frac{1}{1-\alpha}, \quad a_4 = \frac{-1}{1-\alpha}.$$

C. Modelo de expectativas

La ecuación (13) tiene como variables no observables al número esperado de pozos exploratorios que se van a perforar, el costo de oportunidad esperado de no producir y el costo marginal esperado de perforar. Para estimar económicamente esta ecuación, se hace necesario considerar diferentes hipótesis de cómo se forman las expectativas del productor.

1. Expectativas adaptables (EA)⁶

Asumiendo la hipótesis de formación de expectativas adaptables para el costo de oportunidad de no producir petróleo donde las firmas revisan sus expectativas con base en el error más reciente, podemos formular la hipótesis de la siguiente manera⁷:

$$\frac{\lambda_t^e}{\lambda_{t-1}^e} = \left(\frac{\lambda_{t-1}}{\lambda_{t-1}^e} \right)^{\gamma} \quad (14)$$

La ecuación (14) nos dice que la firma ajusta el costo de oportunidad esperado hoy con base en los valores reales y esperados del período an-

⁶ Gujarati (1997).

⁷ Esta hipótesis es una modificación de la planteada por Gujarati, 1997, p. 595.

terior. El factor γ ($0 < \gamma < 1$) es conocido como el coeficiente de expectativas. En forma logarítmica se puede expresar como:

$$\log(\lambda_t^e) - \log(\lambda_{t-1}^e) = \gamma [\log(\lambda_{t-1}) - \log(\lambda_{t-1}^e)] \quad (15)$$

Reemplazando (15) en (13), y suponiendo que el valor esperado de la exploración y los costos marginales de exploración son igual a los reales, obtenemos la siguiente forma funcional que depende de variables observables (véase anexo B):

$$\begin{aligned} \log(w_t) = & \beta_0 + \beta_1 X_{t-1} + \beta_2 X_{t-2} + \beta_3 X_{t-1}^2 + \beta_4 X_{t-2}^2 + \beta_5 \log(\lambda_{t-1}) + \\ & \beta_6 \log(G'_t) + \beta_7 \log(G'_{t-1}) + \beta_8 \log(w_{t-1}) + v_t^{EA} \end{aligned} \quad (16)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \beta_0 &= a_0\gamma, & \beta_1 &= a_1, & \beta_2 &= a_1(\gamma-1), & \beta_3 &= a_2, & \beta_4 &= a_2(\gamma-1), \\ \beta_5 &= a_3\gamma, & \beta_6 &= a_4, & \beta_7 &= a_4(\gamma-1), & \beta_8 &= (1-\gamma). \end{aligned}$$

$$\text{y } v_t^{EA} = \xi_t - (1-\gamma)\xi_{t-1}$$

2. Ajuste parcial (AP)⁸

Asumiendo que la formación de expectativas sobre la variable dependiente se hace bajo la hipótesis de ajuste parcial, donde se supone que la relación observada entre la exploración de hoy y de ayer está dada exponencialmente por la relación deseada del valor esperado de hoy y el valor real de ayer. El exponencial θ es conocido como el coeficiente de ajuste. Esto puede ser expresado como⁹:

$$\frac{w_t}{w_{t-1}} = \left(\frac{w_t^e}{w_{t-1}} \right)^\theta \quad (17)$$

⁸ Gujarati (1997).

⁹ *Ibidem*, p. 595.

Que en forma logarítmica se puede escribir como:

$$\log(w_t) - \log(w_{t-1}) = \theta [\log(w_t^e) - \log(w_{t-1})] \quad (18)$$

Se espera que $0 \leq \theta \leq 1$, debido a que la rigidez de las firmas u obligaciones contractuales hace que el cambio en el esfuerzo exploratorio real sea menor al deseado.

Reemplazando (18) en (13), y suponiendo que el valor esperado del costo de oportunidad y de exploración son iguales a los observados, encontramos la siguiente expresión (véase anexo C).

$$\log(w_t) = \beta_0 + \beta_1 X_{t-1} + \beta_2 X_{t-1}^2 + \beta_3 \log(\lambda_t) + \beta_4 \log(G'_{t-1}) + \beta_5 \log(w_{t-1}) + \nu_t^{AP} \quad (19)$$

Donde:

$$\beta_0 = a_0 \theta, \quad \beta_1 = a_1 \theta, \quad \beta_2 = a_2 \theta, \quad \beta_3 = a_3 \theta, \quad \beta_4 = a_4 \theta, \quad \beta_5 = (1 - \theta)$$

$$\text{y } \nu_t^{AP} = \theta \xi_t$$

3. Combinación de expectativas adaptables con ajuste parcial (C)¹⁰

En este modelo se supone que las expectativas de la firma se forman con base en el valor esperado de la diferencia entre el precio del recurso y el costo marginal de extracción (costo de oportunidad), y el valor deseado de esfuerzo exploratorio. Reemplazando (15) y (18) en (13), y suponiendo que el valor esperado de los costos marginales de exploración son igual a los reales, obtenemos la siguiente función para estimar w_t (véase anexo D):

$$\begin{aligned} \log(w_t) = & \beta_0 + \beta_1 X_{t-1} + \beta_2 X_{t-2} + \beta_3 X_{t-1}^2 + \beta_4 X_{t-2}^2 + \beta_5 \log(\lambda_{t-1}) + \\ & \beta_6 \log(G'_{t-1}) + \beta_7 \log(G'_{t-2}) + \beta_8 \log(w_{t-1}) + \beta_9 \log(w_{t-2}) + \nu_t^C \end{aligned} \quad (20)$$

¹⁰ Gujarati (1997)

Donde:

$$\begin{aligned}\beta_0 &= \theta\gamma a_0, & \beta_1 &= \theta a_1, & \beta_2 &= a_1\theta(\gamma-1), & \beta_3 &= \theta a_2, & \beta_4 &= a_2\theta(\gamma-1), \\ \beta_5 &= \theta\gamma a_3, & \beta_6 &= \theta a_4, & \beta_7 &= a_4\theta(\gamma-1), & \beta_8 &= 2-\theta-\gamma, & \beta_9 &= (1-\theta)(\gamma-1).\end{aligned}$$

$$\text{y } v_t^C = \theta\xi_t - (1-\gamma)\theta\xi_{t-1}$$

III. Datos

El estudio se realiza empleando información para las seis cuencas que tienen más historia en materia de producción y exploración. Estas son las cuencas del Valle Inferior del Magdalena (VIM), Valle Medio del Magdalena (VMM), Valle Superior del Magdalena (VSM), Catatumbo (CAT), Putumayo (PUT) y Llanos Orientales (LLA). Se utiliza información del número de pozos exploratorios perforados y de la relación éxito-fracaso como variables geológicas; precio del crudo WTI de referencia para Colombia; atentados contra los oleoductos y la variable *dummy* período de crisis del petróleo como variables económicas; y como variables de política, se consideran las variables *dummy* esquemas de concesión y asociación y operación directa de Ecopetrol. La información es anual y comprende el período 1946–2001. Ésta fue suministrada y consultada de fuentes del Ministerio de Minas y Energía (Minminas)¹¹, la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol)¹² y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)¹³.

Los pozos exploratorios A-3 entre el período 1946 y 1981, fueron obtenidos de datos suministrados por Minminas; estos datos fueron filtrados para obtener el primer pozo perforado. La información de los años entre 1982 y 2001 fue consultada del *Boletín Anual de Estadísticas de la*

¹¹ www.minminas.gov.co.

¹² www.ecopetrol.gov.co.

¹³ www.upme.gov.co.

*Industria Petrolera*¹⁴ y de la página *web* de Ecopetrol. Cuando los pozos fueron perforados entre dos o más años, se tomó como año de perforación el inicio de la misma.

El esfuerzo exploratorio acumulado (X) al inicio de nuestro período de análisis, tiene en cuenta la historia de los años anteriores. Los pozos A-3 perforados entre dos o más años fueron incluidos en el año de inicio de la perforación. El precio del petróleo WTI¹⁵ es el valor promedio anual calculado a partir de valores mensuales y llevados a valores de 2001 corrigiendo por inflación del dólar¹⁶. El precio del petróleo WTI varía en el tiempo, pero no entre cuencas. No fue posible obtener información histórica de los costos anuales de producción y de exploración. Los valores anuales de las reservas remanentes y de producción de petróleo, no se tienen en forma desagregada por cuencas para todo el período de análisis.

Para la estimación de las ecuaciones obtenidas a partir de las diferentes hipótesis de formación de expectativas, se incluyen las variables geológicas, económicas y políticas anteriormente mencionadas, para encontrar el efecto que tienen sobre la exploración. Para capturar el efecto de la incertidumbre de la perforación se incluye la relación éxito fracaso (REF), calculada como la fracción anual del número de pozos A-3 que resultaron ser productores. El aumento de esta variable está ligada al conocimiento de las estructuras geológicas que se van a perforar y al cambio tecnológico. Esta variable no tiene en cuenta la cantidad de reservas adicionadas por cada pozo que ha tenido éxito.

Para establecer cómo los ataques contra los oleoductos (AO) han afectado la exploración, se tiene en cuenta la influencia de los oleoductos sobre cada cuenca individual. Las cuencas del VIM, VMM y LLA están influenciadas por los oleoductos Caño Limón – Coveñas, Ocensa y Colombia. Por la cuenca del VSM pasan los oleoductos Ocensa y Colombia. Por CAT pasa Caño Limón – Coveñas y por PUT el oleoducto trasandino.

¹⁴ Boletín Anual de Estadísticas de la Industria Petrolera para los años 1982 – 1994.

¹⁵ Consultado en febrero 10, 2003 en <http://www.economagic.com/em-cgi/data.exe/var/west-texas-crude-long>

¹⁶ Consultado en febrero 10, 2003 en http://oregonstate.edu/Dept/pol_sci/fac/sahr/cf166503.xls

En la tabla del anexo F, se puede apreciar el número de ataques que han presentado los oleoductos desde 1986.

Para observar el efecto que el comportamiento del mercado internacional del petróleo tuvo sobre la actividad exploratoria, se incluye la variable *dummy* período de crisis del petróleo (PCP), la cual toma el valor de uno entre los años 1974 – 1985 y cero para los demás años. Este período se establece con base en el aumento que presentó el precio internacional WTI, debido a las crisis presentadas por los países árabes.

En la tabla No. 1 se encuentran las estadísticas descriptivas por cuenca de las variables cuantitativas, que cambian tanto en el tiempo como entre secciones cruzadas. Aquí también se puede observar la descripción de cada una de las variables, sus unidades y el período de tiempo para el cual se dan las estadísticas. Al final de esta tabla se presenta esta misma información para el precio, que cambia en el tiempo pero no entre cuencas.

En la tabla No. 1 se observan algunos aspectos importantes. Las cuencas que han presentado el mayor y menor número de pozos exploratorios perforados en un año, son los Llanos y Catatumbo respectivamente. La cuenca con mayor número acumulado de pozos exploratorios perforados, es la del Valle Medio del Magdalena, y la menos explorada, es la del Catatumbo. La cuenca del Valle Medio del Magdalena es donde la probabilidad de perforar un pozo A-3 y encontrar petróleo en cantidades comerciales es mayor y la del Catatumbo es donde esta probabilidad es menor. También es importante mencionar cómo la variable atentados contra los oleoductos tiene un máximo de 177 atentados en un año, y no ha bajado de 11 atentados por año en aquellas cuencas donde tiene influencia el oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Adicionalmente, se incluyen dos variables que tienen en cuenta el modelo de contratación con el cual se han adelantado las actividades de exploración. De esta forma, la variable esquemas de concesión y asociación (ECA)¹⁷ es una *dummy*, que toma el valor de uno en aquellos años donde la exploración se ha hecho con estos bajo esquemas y cero para los años

¹⁷ Los esquemas de concesión se utilizaron hasta 1974 y los de asociación se han utilizado desde 1969.

Tabla 1. Estadísticas descriptivas de las variables cuantitativas.

Cuena	Variable	Descripción	Unidades	Período	Media	Máximo	Mínimo
VIM	w	Pozos exploratorios	pozos por año	1946 - 2001	2,98	12,00	0,00
	X	Pozos exploratorios acumulados	pozos	1946 - 2001	124,11	191,00	2,60
	REF	Relación éxito fracaso		1946 - 2001	0,11	1,00	0,00
	AO	Atentados contra los oleoductos	ataques por año	1986 - 2001	63,81	177,00	11,00
VMM	w	Pozos exploratorios	pozos por año	1946 - 2001	4,79	17,00	0,00
	X	Pozos exploratorios acumulados	pozos	1946 - 2001	181,75	313,90	50,00
	REF	Relación éxito fracaso		1946 - 2001	0,22	1,00	0,00
	AO	Atentados contra los oleoductos	ataques por año	1986 - 2001	63,81	177,00	11,00
VSM	w	Pozos exploratorios	pozos por año	1946 - 2001	3,86	26,00	0,00
	X	Pozos exploratorios acumulados	pozos	1946 - 2001	72,21	219,00	3,00
	REF	Relación éxito fracaso		1946 - 2001	0,17	1,00	0,00
	AO	Atentados contra los oleoductos	ataques por año	1986 - 2001	6,50	24,00	0,00
PUT	w	Pozos exploratorios	pozos por año	1946 - 2001	1,61	10,00	0,00
	X	Pozos exploratorios acumulados	pozos	1946 - 2001	37,88	90,00	0,00
	REF	Relación éxito fracaso		1946 - 2001	0,16	1,00	0,00
	AO	Atentados contra los oleoductos	ataques por año	1986 - 2001	24,38	101,00	0,00
CAT	w	Pozos exploratorios	pozos por año	1946 - 2001	0,66	3,00	0,00
	X	Pozos exploratorios acumulados	pozos	1946 - 2001	28,11	45,00	9,00
	REF	Relación éxito fracaso		1986 - 2001	0,05	1,00	0,00
	AO	Atentados contra los oleoductos	ataques por año	1986 - 2001	57,31	167,00	11,00
LLA	w	Pozos exploratorios	pozos por año	1946 - 2001	5,04	27,00	0,00
	X	Pozos exploratorios acumulados	pozos	1946 - 2001	84,98	283,00	2,00
	REF	Relación éxito fracaso		1946 - 2001	0,20	1,00	0,00
	AO	Atentados contra los oleoductos	ataques por año	1986 - 2001	63,81	177,00	11,00
P		Precio del petróleo WTI	dólares de 2001	1946 - 2001	26,58	80,38	12,34

donde no se realizó exploración. La variable operación directa de Ecopetrol (ODE)¹⁸ es también *dummy* y toma el valor de uno en los años donde se realizó perforación de pozos A-3, bajo riesgo único de Ecopetrol y cero para los demás años.

Tabla 2. Frecuencia de las variables *dummy*.

Número de años donde la variable toma el valor de 1			
Cuenca	Esquemas de concesión y asociación (ECA)	Operación directa de Ecopetrol (ODE)	Período de crisis del petróleo (PCP)
VIM	42	12	12
VMM	53	26	12
VSM	47	8	12
PUT	25	8	12
CAT	23	3	12
LLA	37	14	12

En la tabla No. 2 se presenta la frecuencia de las variables *dummy*. Se puede apreciar para cada cuenca el número de años donde las variables ECA y ODE toman el valor de uno. Estas dos variables cambian tanto en el tiempo como entre cuencas. Adicionalmente se encuentra la misma información anterior para la variable PCP, que varía en el tiempo pero no entre cuencas. En esta tabla se aprecia cómo la cuenca del Valle Medio del Magdalena es la que mayor número de años ha presentado de perforación exploratoria, tanto con los esquemas de concesión y asociación, como con la operación directa de Ecopetrol.

IV. Estimación

Como se tienen series de tiempo y datos de corte transversal, resulta conveniente hacer las estimaciones con datos panel. Esta técnica nos permite estudiar tanto los cambios de la exploración en las cuencas individuales a lo largo del tiempo, como la variación de la exploración de todas las cuencas en un punto dado en el tiempo. Además, esta técnica tiene otras ventajas sobre las estimaciones individuales de corte transversal y series de tiempo como las siguientes: proporcionan un número mayor de observa-

¹⁸ La operación directa de Ecopetrol para adelantar tareas de exploración con riesgo único, se ha hecho desde 1955, a pesar de que sólo fue facultada para realizar dichas tareas en 1974.

ciones que aumentan los grados de libertad y disminuyen la colinealidad entre las variables explicativas; puede disminuir los problemas de sesgo en los estimadores cuando se presentan variables omitidas.

La estimación de las ecuaciones (16), (19) y (20) puede presentar el problema de correlación serial debido a la variable dependiente rezagada al lado derecho de las ecuaciones. Si existe presencia de autocorrelación en las estimaciones individuales de cada cuenca, también estará presente en la estimación de datos panel (Sayrs, 1989, pp. 13-14). La prueba de Breusch-Godfrey para correlación serial, muestra la presencia de este problema en algunas de las estimaciones individuales de las secciones cruzadas bajo los tres modelos de expectativas.

Si ignoramos la presencia de correlación serial en la estimación de datos panel, los estimadores obtenidos serán consistentes pero no eficientes (Baltagi, 1995, p. 81). Lo anterior significa que los estimadores encontrados no son de mínima varianza y, por tanto, podemos estar aceptando la hipótesis nula siendo falsa (error tipo II), esto es, un estimador que no es significativo puede serlo, pero el estimador que es significativo no deja de serlo.

Para los tres modelos de expectativas se hacen las estimaciones de datos panel por el método de mínimos cuadrados agrupados (*pooled least squares*), ignorando la presencia de correlación serial, para las seis cuencas de estudio. La estimación se hace por efectos fijos, puesto que por efectos aleatorios se requiere que el número de secciones cruzadas sea mayor que el número de variables independientes.

Los resultados de las estimaciones desde el supuesto de costos marginales de producción y exploración cero se presentan en la tabla No. 3. Aquí se puede apreciar cómo todos los interceptos son significativos y de signo negativo. Del *test* de Wald, se concluye que éstos son estadísticamente iguales entre sí en los modelos de expectativas adaptables y de combinación de expectativas, y son estadísticamente diferentes entre sí en el modelo de ajuste parcial.

Los estimadores de la perforación exploratoria acumulada rezagada uno y dos períodos son significativos y de signo esperado, al menos en su primer rezago. De estos resultados se puede establecer que la per-

foración exploratoria es creciente en los períodos iniciales de la actividad y decreciente cuando se alcanza un cierto grado de madurez. Modificando la ecuación (12), donde b_1 es el estimador de pozos exploratorios acumulados rezagados un período ($X(-1)$), y b_2 , el estimador de pozos exploratorios acumulados al cuadrado rezagados un período ($X^2(-1)$), calculamos el punto a partir del cual la exploración empieza a decrecer con la exploración acumulada. Se encuentra que para el modelo de expectativa adaptable, el punto máximo se da cuando $X(-1)$ es igual a 303 pozos exploratorios acumulados, valor que fue alcanzado en 1969. Para el modelo de ajuste parcial, este punto es igual a 160 pozos exploratorios acumulados, el cual fue alcanzado desde 1956 e, igualmente, para el modelo de combinación de expectativas este punto toma el valor de 280 pozos exploratorios acumulados, suma ya sobrepasada en 1963.

Estos resultados contrastan con la realidad de la exploración en Colombia, que en la década de los ochenta tuvo su mayor crecimiento. Este auge, en materia de perforación exploratoria se debe al crecimiento de la actividad en las cuencas del Valle Superior del Magdalena y de los Llanos Orientales, que al inicio de la década en mención, aún eran bastante jóvenes en comparación con las cuencas del Valle Inferior y Medio del Magdalena.

Por otro lado, los parámetros, calculados a partir de las estimaciones, no cumplen con las restricciones de la función de descubrimientos dada por (10) y, por tanto, tampoco cumple las propiedades dadas en (11.1) a (11.4). Debido a esto, no es posible establecer una senda temporal para la función de descubrimientos y, por consiguiente, qué va a suceder en materia de descubrimientos a medida que la exploración continúe.

En los tres modelos el precio es significativo y de signo esperado. En los modelos de expectativas adaptables y de combinación de expectativas, la perforación de pozos exploratorios depende del valor que tomó el precio del petróleo en el año anterior; mientras que en el modelo de ajuste parcial esta actividad depende del precio que el petróleo tiene en el año mismo de la perforación. Este resultado está de acuerdo con lo encontrado en el estudio de Perry y Barrera (1993), donde la actividad exploratoria en Colombia depende positivamente del precio internacional del petróleo rezagado un período.

Tabla 3. Resultados de la estimación para costos marginales de producción y exploración cero.

Variable dependiente: logaritmo de w_t	Expectativas adaptables	Ajuste parcial	Combinación de expectativas
	Coeficiente	Coeficiente	Coeficiente
Pozos exploratorios acumulados (-1)	0,07278 (4,32592)***	0,00268 (2,03894)**	0,07017 (4,20975)***
Pozos exploratorios acumulados (-2)	-0,07055 (-4,18601)***		-0,06904 (-4,13902)***
Pozos exploratorios acumulados al cuadrado (-1)	-0,00012 (-2,61222)***	-0,00001 (-1,87081)*	-0,00013 (-2,74630)***
Pozos exploratorios acumulados al cuadrado (-2)	0,00012 (2,47954)**		0,00012 (2,67028)***
Logaritmo del precio		0,27910 (2,34408)**	
Logaritmo del precio (-1)	0,20951 (2,50999)**		0,21130 (2,55902)**
Logaritmo de los pozos exploratorios (-1)	0,04214 (0,69580)	0,24873 (6,78868)***	0,01028 (0,16846)
Logaritmo de los pozos exploratorios (-2)			0,10682 (2,78287)***
Relación éxito-fracaso (-1)	0,16548 (1,83550)*	0,13205 (1,42240)	0,16609 (1,86241)*
Atentados contra los oleoductos (-1)	-0,00225 (-1,68014)*	-0,00227 (-1,62773)	-0,00185 (-1,38342)
Período de crisis del petróleo (dummy)	-0,19451 (-2,19072)**	-0,30277 (-2,40947)**	-0,19132 (-2,17817)**
Esquema de concesión y asociación (dummy)	0,98784 (17,87924)***	0,98113 (17,34771)***	0,96428 (17,43537)***
Operación directa de Ecopetrol (dummy)	0,52449 (8,24161)***	0,51625 (7,90441)***	0,54299 (8,57776)***
EFFECTOS FIJOS			
Intercepto VIM	-0,71918 (-2,86236)***	-0,96061 (-2,84952)***	-0,71608 (-2,88114)***
Intercepto VMM	-0,67861 (-2,77105)***	-0,94845 (-2,87681)***	-0,69444 (-2,86588)***
Intercepto VSM	-0,66582 (-2,64276)***	-0,91711 (-2,65101)***	-0,68404 (-2,74378)***
Intercepto PUT	-0,69978 (-2,76571)***	-0,93135 (-2,67078)***	-0,71310 (-2,84864)***
Intercepto CAT	-0,74283 (-2,92976)***	-0,98628 (-2,82772)***	-0,74872 (-2,98517)***
Intercepto LLA	-0,56201 (-2,29783)**	-0,76058 (-2,23889)**	-0,59024 (-2,43748)**
R-cuadrado	0,81296	0,79777	0,81757
R-cuadrado ajustado	0,80321	0,78879	0,80744
Log likelihood	-126,18679	-140,83170	-122,34109

* Significancia del 10%. ** Significancia del 5%. *** Significancia del 1%.
Valores t entre paréntesis.

La variable período de crisis del petróleo, que captura el efecto del incremento del precio del petróleo debido a la crisis de los países árabes, resultó ser significativa y de signo negativo. Este resultado pone de manifiesto de que en ese momento el país no era suficientemente atractivo para buscar petróleo y que por esta razón las empresas decidieron invertir en otros países.

En el modelo de expectativas adaptables y en el de combinación de expectativas, la variable dependiente rezagada un período, aunque de signo correcto, no resultó ser significativa. Este resultado muestra que en estos modelos es más importante el comportamiento presentado por el precio del recurso, que el comportamiento de la empresa misma. Si el precio del petróleo en el año anterior cayó, la exploración disminuye, sin importar si el nivel de exploración presentado en el año anterior aumentó. Por otro lado, la variable dependiente rezagada resultó ser significativa y de signo positivo en el modelo de ajuste parcial, que contrario a lo anterior, esto muestra que la exploración aumenta si la perforación del año anterior aumentó.

La relación éxito-fracaso en el modelo de ajuste parcial, mostró ser no significativa, mientras que en los otros dos modelos sí lo fue. Cuando las expectativas se forman con base en el ajuste del nivel exploratorio, parece no ser tan influyente si los pozos perforados resultaron ser productores. En los modelos de expectativas adaptables y combinación de expectativas, si la relación éxito-fracaso del año anterior creció, la exploración aumenta. Este último resultado es más intuitivo y está de acuerdo con el estudio hecho por Salazar (1996), quien encuentra que si la probabilidad de hallazgo aumenta, los beneficios del proyecto integrado de exploración y explotación aumentan.

Los resultados también nos muestran que los atentados contra los oleoductos tienen una influencia significativa y negativa sobre la exploración de petróleo como lo podemos apreciar en el coeficiente de las regresiones del modelo de expectativas adaptables y de ajuste parcial. Si los atentados contra los oleoductos aumentan en 10, la exploración disminuirá en 2,2%, aproximadamente. En el modelo de combinación de expectativas, este coeficiente a pesar de que es negativo, no es significativo.

Las últimas dos variables para analizar, son los esquemas de concesión y asociación y la operación directa de Ecopetrol. Las dos variables

resultaron ser positivas y significativas en los tres modelos estimados. La exploración crece más si se hace con los esquemas de concesión y asociación, que si se hace con la operación directa de Ecopetrol. El aporte que estos esquemas de contratación hacen a la exploración es casi dos veces más que el de la operación directa. Sin embargo, si la exploración se hace combinando las dos variables, el aporte a dicha actividad es mucho mayor.

Se hace, igualmente, la regresión por mínimos cuadrados ordinarios, para los tres modelos de expectativas, utilizando los datos agregados para las seis cuencas. En estas estimaciones no se incluye la variable esquemas de concesión y asociación, porque siempre toma el valor de uno. Los resultados que se pueden observar en el anexo G muestran que el coeficiente de los atentados contra los oleoductos toma signo positivo y no significativo; resultado contrario a lo que se encontró en las regresiones de datos panel. Esta diferencia posiblemente se debe a que en el modelo agregado, no tienen en cuenta la variación de los atentados entre cuencas. Otra diferencia importante en los resultados de las dos técnicas de estimación, está en la variable operación directa de Ecopetrol, que en el modelo agregado, a pesar de tener signo positivo, es no significativa.

En general, en la estimación de datos panel, el modelo de expectativas adaptables tiene un buen ajuste y es el que presenta mejor significancia de las variables (ignorando la presencia de correlación serial).

Bajo el supuesto de costos marginales de producción y de exploración diferentes de cero y utilizando la función de costos de producción que da Pesaran (1990) y la función de costos de exploración que dan a conocer Kunce, Gerking, Morgan y Maddux (2002), véase anexo E, se hace la regresión por mínimos cuadrados no lineales para las seis cuencas agregadas, ya que no se tiene la información de producción y reservas de manera desagregada. La variable esquemas de concesión y asociación se omite por la misma razón que en el caso anterior. Los resultados se pueden ver en el anexo G, donde se observa que a pesar de que se conservan los signos de los estimadores, respecto a los de datos panel, la significativa de las variables es muy pobre. Estos resultados plantean la necesidad de conseguir la información histórica de producción y reservas remanentes para cada cuenca individual.

V. Conclusiones y recomendaciones

Se encontró que no existe evidencia empírica que confirme la existencia del fenómeno de declinación de los descubrimientos descritos por Uhler (1976) y Pesaran (1990). Esto hace que no sea posible establecer que futuro tendrá el país en materia de nuevos hallazgos de petróleo, a medida que se vayan adelantando actividades de exploración.

Sin embargo, se encontró evidencia que sugiere que la exploración es creciente en las etapas tempranas del conocimiento geológico y decreciente después de haber alcanzado cierto grado de conocimiento acumulado. De los resultados también se puede concluir, contrario a lo sugerido por Garavito (1991), que se debe incentivar la exploración en las cuencas donde se tiene muy poco conocimiento o en las zonas, dentro de las cuencas estudiadas, que hayan sido poco exploradas.

Por otro lado, una forma de incentivar la exploración es mejorando la relación éxito fracaso. Esta relación nos da la probabilidad de perforar y encontrar un yacimiento. Para mejorar esta probabilidad, se debe contar con información de muy buena calidad, previa a la decisión de explorar, que permita identificar los prospectos de forma confiable. Pero, este valor sólo se tiene en aquellas cuencas con actividad de exploración y producción, lo que muestra que también es importante continuar explorando en las cuencas estudiadas.

La crisis política y económica de los países de la OPEP, influye en la exploración de petróleo en Colombia. Por un lado, hay un efecto negativo sobre la exploración; y esto se debe, probablemente, porque la restricción en la oferta de petróleo provoca que las empresas prefieran incrementar su producción y adelantar actividades de búsqueda de nuevas reservas en aquellos países que ofrecen mejores atractivos en materia geológica y de inversión, aunque Perry y Barrera (1993) no encontraron relación entre la actividad exploratoria mundial y la actividad exploratoria en Colombia. El efecto es positivo y se debe al aumento del precio internacional del petróleo; además de provocar una disminución de los atentados contra los oleoductos (Offstein, 2002), genera un incremento en la exploración.

En materia de orden público, los atentados contra los oleoductos tienen un efecto negativo sobre la exploración de petróleo. De acuerdo con esto, las

políticas del gobierno, encaminadas a disminuir los ataques contra los oleoductos, estimulan la actividad exploratoria y disminuyen el riesgo de los inversionistas.

La evidencia empírica muestra que la política de contratación petrolera que ha manejado el Estado tiene un aporte positivo en la exploración. Los contratos de concesión y asociación del país, han sido los más ampliamente manejados; han aportado más a la actividad de perforación exploratoria que la misma operación directa de Ecopetrol. Para lograr un mejor dinamismo de la exploración de petróleo, es necesario que los esquemas de asociación sean lo suficientemente atractivos para las empresas inversionistas y que la empresa del Estado tenga la capacidad económica e institucional para explorar.

Bibliografía

Baltagi, B.H. (1995). *Econometric Analysis of Panel Data*. Chichester: John Wiley and Sons.

Bohn, H., and Deacon, R. (1997). *Ownership Risk, Investment, and Use of Natural Resources*. Department of Economics, University of California at Santa Barbara.

Conrad, J.M., and Clark, C.W. (1987). *Natural Resource Economics*. Cambridge, Cambridge University Press.

Dinero (2000, 25 de febrero). “Explorar es el Norte”. (102). 96-98.

Garavito, J.P. (1991). *Modelo para definir el portafolio de exploración de Ecopetrol*. Bogotá, Universidad de los Andes.

Gujarati, D.N. (1997). *Econometría*. Bogotá, McGraw Hill.

Hendricks, K., and Porter, R. (1993). *Determinants of the Timing and Incidence of Exploratory Drilling on Offshore Wildcat Tracts*. National Bureau of Economic Research. Working paper no. 4605.

Kunce, M., Gerking, S., Morgan, W., and Maddux, R. (2002). “State Taxation, Exploration, and Production in the U.S. Oil Industry”. Consultado en junio 15, 2003, en <http://www.bus.ucf.edu/wp/content/archives/JRSFinal.pdf>.

Martínez, J.F (2002). “El Debate Postergado”. Consultado en noviembre 13, 2002, en <http://semana.terra.com.co/opencms/Semana/articulo.html?id=66433>.

Neher, P.A. (1990). *Natural Resources Economics: Conservation and Exploration*. New York, Cambridge University Press.

Offstein, N. (2002). *An Extraordinary Guerrilla Movement*. Documentos CEDE. Universidad de los Andes.

Perry, G., and Barrera, F. (1993). “¿Cusiana, un hecho aislado? Determinantes de la exploración y producción petroleras en Colombia”, en *Coyuntura Económica*, 23 (4), 91-104.

Pesaran, M.H. (1990). “An Econometric Analysis of Exploration and Extraction of Oil in the U.K. Continental Shelf”, in *The Economic Journal*, 100, 367-390.

Pindyck, R.S. (1978). “The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources”, in *Journal of Political Economy*, 86 (5), 841-861.

Rao, R.D. (2000). “An Integrated Modelling Framework for Exploration and Extraction of Petroleum Resources”, in *Resources Policy*, 26, 133-143.

Salazar, S.R. (1996). *Modelo integrado de exploración y explotación de reservas petrolíferas*. Bogotá, Universidad de los Andes.

Sayrs, L.W. (1989). “Pooled Time Series Analysis”. Series: Quantitative Applications in the Social Sciences. Newbury Park, California, SAGE Publications.

Suescún, R., Montenegro, S., y Pardo, R. (2001). *Petróleo, vulnerabilidad de la economía colombiana y políticas de estabilización*. Documento CEDE. Universidad de los Andes.

Swierzbinski, J. and Mendelsohn, R. (1989). “Exploration and Exhaustible Resources: The Microfoundations of Aggregate Models”, in *International Economics Review*, 30, 175-186.

Uhler, R.S. (1976). “Cost and Supply in Petroleum Exploration: The Case of Alberta”. *Canadian Journal of Economics*, 9, 72-99.

www.ecopetrol.gov.co.

www.minminas.gov.co.

www.upme.gov.co.

ANEXOS

Anexo A. Condiciones de primer orden

A partir de la ecuación (6) podemos encontrar las siguientes ecuaciones de primer orden:

$$\frac{\partial L}{\partial q_t} = E_t \left(\rho^t P_t - \rho^t \frac{\partial C_t}{\partial q_t} - \rho^t \lambda_t \right) = 0 \quad (A.1)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_t} = E_t \left(-\rho^{t+1} \frac{\partial C_{t+1}}{\partial R_t} - \rho^t \lambda_t + \rho^{t+1} \lambda_{t+1} \right) = 0 \quad (A.2)$$

$$\frac{\partial L}{\partial w} = E_t \left(-\rho^t \frac{\partial G_t}{\partial w_t} + \rho^t \lambda_t \frac{\partial F(w_t, X_{t-1})}{\partial w_t} - \rho^t \mu_t \right) = 0 \quad (A.3)$$

$$\frac{\partial L}{\partial X_t} = E_t \left(\rho^{t+1} \lambda_{t+1} \frac{\partial F(w_{t+1}, X_t)}{\partial X_t} + \rho^t \mu_t - \rho^{t+1} \mu_{t+1} \right) = 0 \quad (A.4)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_t} = E_t \left[\rho^t (F(w_t, X_{t-1}) - q_t - R_t + R_{t-1}) \right] = 0 \quad (A.5)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_t} = E_t \left[\rho^t (X_t - X_{t-1} - w_t) \right] = 0 \quad (A.6)$$

Anexo B. Expectativas adaptables

Suponiendo que el valor esperado de la exploración y el costo marginal de exploración, son iguales a los observados, obtenemos de (13) la siguiente expresión:

$$\log(w_t) = a_o + a_1 X_{t-1} + a_2 X_{t-1}^2 + a_3 \log(\lambda_t^e) + a_4 \log(G_t') + \xi_t \quad (B.1)$$

Rezagando (B.1) un período, tenemos:

$$\log(w_{t-1}) = a_o + a_1 X_{t-2} + a_2 X_{t-2}^2 + a_3 \log(\lambda_{t-1}^e) + a_4 \log(G'_{t-1}) + \xi_{t-1} \quad (\text{B.2})$$

Reordenando (15), vemos que:

$$\log(\lambda_t^e) = (1-\gamma) \log(\lambda_{t-1}^e) + \gamma \log(\lambda_{t-1}) \quad (\text{B.3})$$

Reemplazando (B.3) en (B.1), tenemos:

$$\log(w_t) = a_o + a_1 X_{t-1} + a_2 X_{t-1}^2 + a_3 (1-\gamma) \log(\lambda_{t-1}^e) + a_3 \gamma \log(\lambda_{t-1}) + a_4 \log(G'_t) + \xi_t \quad (\text{B.4})$$

Multiplicamos (B.2) por $(1-\gamma)$ obtenemos:

$$(1-\gamma) \log(w_{t-1}) = a_o (1-\gamma) + a_1 (1-\gamma) X_{t-2} + a_2 (1-\gamma) X_{t-2}^2 + a_3 (1-\gamma) \log(\lambda_{t-1}^e) + a_4 (1-\gamma) \log(G'_{t-1}) + (1-\gamma) \xi_{t-1} \quad (\text{B.5})$$

Restando (B.5) de (B.4) obtenemos finalmente:

$$\log(w_t) = a_0 \gamma + a_1 X_{t-1} + a_1 (\gamma-1) X_{t-2} + a_2 X_{t-1}^2 + a_2 (\gamma-1) X_{t-2}^2 + a_3 \gamma \log(\lambda_{t-1}) + a_4 \log(G'_t) + a_4 (\gamma-1) \log(G'_{t-1}) + (1-\gamma) \log(w_{t-1}) + \xi_t - (1-\gamma) \xi_{t-1} \quad (\text{B.6})$$

Anexo C. Ajuste parcial

Asumiendo que el valor esperado de los costos de oportunidad de dejar el recurso en el subsuelo y del costo marginal de exploración son observables, obtenemos de (13) la siguiente expresión:

$$\log(w_t^e) = a_o + a_1 X_{t-1} + a_2 X_{t-1}^2 + a_3 \log(\lambda_t) + a_4 \log(G'_t) + \xi_t \quad (\text{C.1})$$

Reordenando (18), tenemos que:

$$\theta \log(w_t^e) = (\theta - 1) \log(w_{t-1}) + \log(w_t) \quad (\text{C.2})$$

Multiplicando (C.1) por θ , vemos que:

$$\theta \log(w_t^e) = a_o \theta + a_1 \theta X_{t-1} + a_2 \theta X_{t-1}^2 + a_3 \theta \log(\lambda_t) + a_4 \theta \log(G'_t) + \theta \xi_t \quad (\text{C.3})$$

Reemplazando (C.2) en (C.3) y resolviendo para $\log(w_t)$, hallamos la siguiente expresión:

$$\log(w_t) = a_0\theta + a_1\theta X_{t-1} + a_2\theta X_{t-1}^2 + a_3\theta \log(\lambda_t) + a_4\theta \log(G'_{t-1}) + (1-\theta)\log(w_{t-1}) + \theta\xi_t \quad (\text{C.4})$$

Anexo D. Combinación de expectativas adaptables y ajuste parcial

Asumiendo que se crean expectativas conjuntas basadas en la exploración y el costo de oportunidad de no producir y bajo el supuesto de que el valor esperado del costo marginal de exploración es igual al real, tenemos que (C.4) puede expresarse como:

$$\log(w_t) = a_0\theta + a_1\theta X_{t-1} + a_2\theta X_{t-1}^2 + a_3\theta \log(\lambda^e) + a_4\theta \log(G'_{t-1}) + (1-\theta)\log(w_{t-1}) + \theta\xi_t \quad (\text{D.1})$$

Por analogía al procedimiento realizado en el anexo B y empleando (15) tenemos que (C.1) queda reorganizada como:

$$\begin{aligned} \log(w_t) = & a_0\theta\gamma + a_1\theta X_{t-1} + a_1\theta(\gamma-1)X_{t-2} + a_2\theta X_{t-2}^2 + a_2\theta(\gamma-1)X_{t-2}^2 + a_3\theta\gamma \log(\lambda_{t-1}) \\ & + a_4\theta \log(G'_{t-1}) + a_4\theta(\lambda-1) \log(G'_{t-2}) + (2-\theta-\gamma) \log(w_{t-1}) + \\ & (1-\theta)(1-\lambda) \log(w_{t-2}) + \theta\xi_t - (1-\gamma)\theta\xi_{t-1} \end{aligned} \quad (\text{D.2})$$

Anexo E. Función de costos de producción y de exploración

La función de costos de extracción empleada por Pesaran (1990) está dada como:

$$C(q_t, R_{t-1}) = \delta_0 + \delta_1 q_t + \frac{1}{2} \left(\delta_2 + \frac{\delta_3}{R_{t-1}} \right) q_t^2 \quad (\text{E.1})$$

Esta ecuación es convexa y con costos marginales de extracción positivos si se cumplen las siguientes condiciones:

$$\frac{\partial C_t(q_t, R_{t-1})}{\partial q_t} = \delta_1 + \left(\delta_2 + \frac{\delta_3}{R_{t-1}} \right) q_t > 0 \quad (\text{E.2})$$

$$\frac{\partial^2 C_t(q_t, R_{t-1})}{\partial^2 q_t} = \delta_2 + \frac{\delta_3}{R_{t-1}} > 0 \quad (\text{E.3})$$

Como función de costos de exploración se emplea la descrita por Kunee *et al.* (2002), donde se asumen proporcionales al esfuerzo exploratorio, está dada como:

$$G_t = \phi w_t \quad (\text{E.4})$$

En este caso, los costos marginales de exploración son constantes.

Anexo F. Atentados contra los oleoductos

En la siguiente tabla se observa el número de atentados por año contra los oleoductos Caño Limón – Coveñas (CLC), Trasandino (T), Ocensa (O) y Colombia (C).

Tabla F.1. Atentados contra los oleoductos.

AÑO	CLC	T	O	C
1986	23	0	0	0
1987	11	0	0	0
1988	50	0	0	0
1989	29	0	0	0
1990	23	0	0	0
1991	60	11	0	8
1992	62	22	0	24
1993	38	5	0	10
1994	45	7	0	9
1995	46	2	0	8
1996	47	27	0	13
1997	64	4	2	3
1998	77	79	2	2
1999	79	49	0	0
2000	96	101	9	4
2001	167	83	8	2
Total	917	390	21	83

Fuente: Ecopetrol.

Anexo G. Resultados de las estimaciones para el modelo agregado

En la tabla G.1 se puede observar el resultado de las estimaciones, por mínimos cuadrados ordinarios, de los modelos de expectativas adaptables, ajuste parcial y combinación de expectativas con los datos agregados de las seis cuencas de estudio, bajo costos marginales de producción y exploración cero.

Tabla G.1. Resultados de la estimación para costos marginales de producción y exploración cero.

Variable dependiente: logaritmo de w_t	Expectativas adaptables	Ajuste parcial	Combinación de expectativas
Variable	Coeficiente	Coeficiente	Coeficiente
Intercepto	-0,6160932 (-0,7370352)	-1,0544956 (-1,1751176)	-0,5733110 (-0,6793479)
Pozos exploratorios acumulados (-1)	0,0082729 (0,2899945)	0,0031860 (2,1124324)**	0,0049430 (0,1695439)
Pozos exploratorios acumulados (-2)	-0,0050391 (-0,1766193)		-0,0015002 (-0,0513540)
Pozos exploratorios acumulados al cuadrado (-1)	-0,0000043 (-0,3273145)	-0,0000026 (-1,9802654)*	-0,0000025 (-0,1844668)
Pozos exploratorios acumulados al cuadrado (-2)	0,0000017 (0,1253136)		-0,0000003 (-0,0197956)
Logaritmo del precio		0,5613072 (1,7252426)*	
Logaritmo del precio (-1)	0,4161957 (1,7397411)*		0,4218025 (1,7505201)*
Logaritmo de los pozos exploratorios (-1)	0,4235272 (1,5184792)	0,4768576 (3,6570749)***	0,4941436 (1,6450693)
Logaritmo de los pozos exploratorios (-2)			-0,0972275 (-0,6613227)
Relación éxito-fracaso (-1)	0,6848072 (1,7375482)*	0,7323942 (1,9085415)*	0,6805530 (1,7151943)*
Atentados contra los oleoductos (-1)	0,0005011 (0,1759092)	-0,0000650 (-0,0237305)	0,0001540 (0,0528230)
Período de crisis del petróleo (<i>dummy</i>)	-0,5146233 (-1,8241692)*	-0,7135493 (-1,8601985)*	-0,5384591 (-1,8810408)*
Operación directa de Ecopetrol (<i>dummy</i>)	0,1169568 (0,6882491)	0,0718820 (0,4767280)	0,1109036 (0,6474179)
R-squared	0,7288951	0,7169316	0,7316891
Adjusted R-squared	0,6658475	0,6677023	0,6614171
Log likelihood	-18,9610185	-20,1339742	-18,6813202

* Significancia del 10%. ** Significancia del 5%. *** Significancia del 1%.

Valores t entre paréntesis.

En la tabla G.2 se puede apreciar los resultados de las estimaciones, por mínimos cuadrados no lineales, de los modelos de expectativas adaptables,

ajuste parcial y combinación de expectativas con los datos agregados de las seis cuencas de estudio, con costos marginales de producción y exploración diferentes de cero, empleando las funciones dadas en el anexo E.

Tabla G.2. Resultados de la estimación para costos marginales de producción y exploración diferentes de cero.

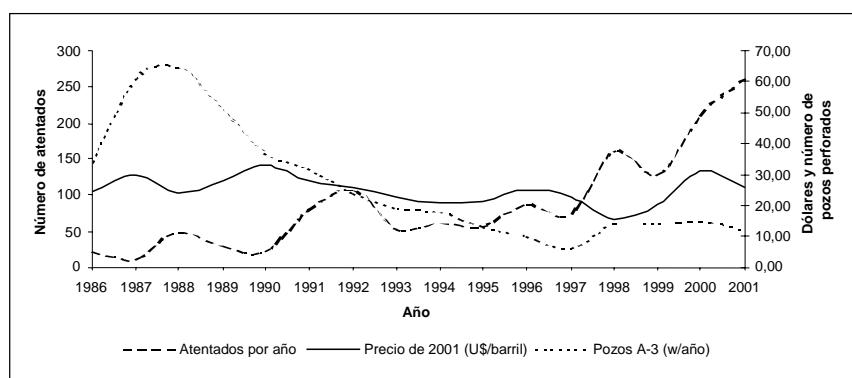
Variable	Expectativas adaptables	Ajuste parcial	Combinación de expectativas
	Coeficiente	Coeficiente	Coeficiente
Intercepto	-1,225013 (-0,246736)	-0,957210 (-0,167652)	-6,150879 (-1,161185)
Pozos exploratorios acumulados (-1)	0,006441 (0,194159)	0,001207 (0,444714)	-0,021174 (-0,595624)
Pozos exploratorios acumulados (-2)	-0,005033 (-0,153911)		0,018684 (0,532786)
Pozos exploratorios acumulados al cuadrado (-1)	0,000002 (0,093816)	-0,000001 (-0,552470)	0,000018 (1,015670)
Pozos exploratorios acumulados al cuadrado (-2)	-0,000003 (-0,194036)		-0,000018 (-1,041498)
Logaritmo del precio		0,435971 (0,409364)	1,631150 (1,795961)*
Logaritmo del precio (-1)	0,459144 (0,548557)		
δ_1	-0,025655 (-0,000112)	-0,001745 (-0,000013)	-1,588512 (-0,024410)
δ_2	1,768343 (0,397780)	0,338922 (0,315357)	1,730756 (1,341162)
δ_3	2,196521 (0,000885)	-0,014006 (-0,000020)	0,749797 (0,001033)
Logaritmo de los pozos exploratorios (-1)	0,415994 (1,352660)	0,611710 (4,120681)***	0,561358 (1,640151)
Logaritmo de los pozos exploratorios (-2)			0,096223 (0,563262)
Relación éxito-fracaso (-1)	0,654982 (1,536283)	0,568184 (1,310221)	0,562891 (1,230841)
Atentados contra los oleoductos (-1)	-0,001538 (-0,424714)	-0,000987 (-0,301545)	-0,004700 (-1,211052)
Período de crisis del petróleo (dummy)	-0,013948 (-0,038732)	-0,144506 (-0,280933)	0,294677 (0,761283)
Operación directa de Ecopetrol (dummy)	0,135713 (0,752941)	0,115884 (0,727702)	0,114222 (0,591245)
R-squared	0,723283	0,710425	0,690552
Adjusted R-squared	0,633349	0,636348	0,579468
Log likelihood	-19,514285	-20,758893	-22,532712

* Significancia del 10%. ** Significancia del 5%. *** Significancia del 1%.
Valores t entre paréntesis.

Anexo H. Gráficas

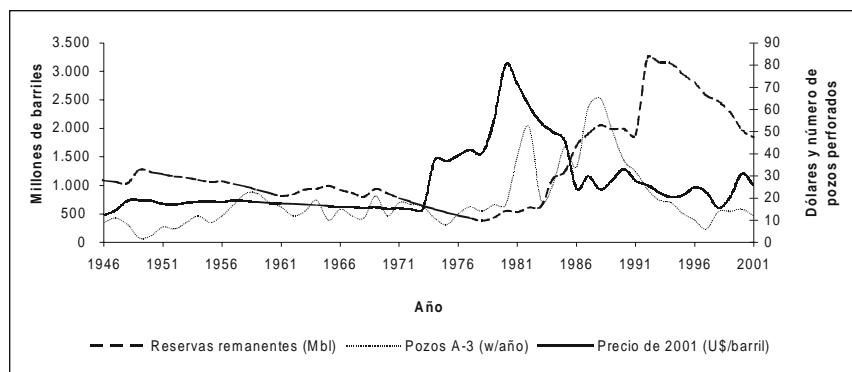
En las gráficas que se muestran a continuación, se puede establecer intuitivamente la relación existente entre la exploración y el precio internacional del petróleo, los atentados contra los oleoductos y las reservas remanentes.

Gráfica H.1. Exploración, precio y atentados contra oleoductos.



Fuente: Minminas, Ecopetrol, www.economagic.com y www.oregonstate.edu

Gráfica H. 2. Exploración, precio y reservas remanentes.



Fuente: Minminas, Ecopetrol, Upme*, www.economagic.com y www.oregonstate.edu

* Aquí las reservas no son adicionadas en el año de perforación del pozo.