¿Cusiana, un hecho aislado? Determinantes de la exploración y producción petroleras en Colombia.

*Guillermo Perry**
Felipe Barrera

I. INTRODUCCION

La creciente importancia de la producción y exportaciones de hidrocarburos en la economía colombiana hace necesario examinar los determinantes de la actividad exploradora y de la producción petrolera en el país.

Las perspectivas de crecimiento económico de mediano y largo plazo dependen críticamente de cuán probable sea que nuevos hallazgos sustituyan la producción de Cusiana cuando este yacimiento entre en declinación. El manejo óptimo de los excedentes generados por Cusiana depende de la respuesta a esta pregunta. Será conveniente ahorrar una mayor proporción de estos recursos en la medida en que sea poco probable que se pueda compensar la declinación futura de la producción de Cusiana. Además, en tal caso será tanto más riesgoso que se permita una revaluación considerable del peso durante la máxima afluencia de ingresos petroleros.

El presente trabajo intenta dar respuesta a algunos interrogantes que se desprenden de las anteriores consideraciones, basado en un modelo econométrico de producción petrolera. La segunda sección presenta una discusión de los posibles determinantes de la actividad exploradora privada y de las relaciones entre exploración, reservas y producción. La tercera presenta y discute los estimativos econométricos. En la cuarta se utiliza el modelo estimado para efectuar proyecciones alternativas del nivel de actividad exploradora y de sus hallazgos probables, utilizando varias proyecciones de la evolución de los precios internacionales. Se presentan además cálculos del efecto probable del descubrimiento del yacimiento de Cusiana sobre los niveles futuros de exploración y hallazgos. Finalmente, la quinta sección contiene las principales conclusiones obtenidas.

* Guillermo Perry Investigador Asociado a Fedesarrollo y Felipe Barrera Investigador de la misma institución. Este artículo hace parte de un trabajo auspiciado por el Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo, como parte del programa "Liberación del comercio y Reestructuración en Colombia".

II. ASPECTOS CONCEPTUALES Y ESTRUCTURA DEL MODELO

A. Determinantes de la actividad exploradora.

1. Aspectos conceptuales.

En principio, el nivel de actividad exploradora por parte de las compañías privadas depende de tres factores principales: el precio internacional del petróleo, los hallazgos y expectativas geológicas y la política petrolera.

a. Evolución y perspectivas del precio internacional

Como en toda actividad económica, la evolución prevista de los precios internacionales determina las expectativas de rentabilidad de nuevas inversiones y, en consecuencia, su monto. La formación de expectativas sobre la evolución futura de los precios es, en éste caso, aún más compleja que en otros, en razón de la peculiar estructura del mercado. La alta concentración de la producción en una región de alta inestabilidad política, como ha probado ser el Medio Oriente, y la existencia de un cartel que agrupa a la mayor parte de los grandes productores (la OPEP), cuya eficacia ha sido muy variable, introduce factores inusuales de incertidumbre.

En términos generales, la evidencia indica que la formación de expectativas ha sido sumamente miope. Es así que ningún analista predijo el alza espectacular de 1973/74. Inclusive estaban en boga predicciones de descenso de los precios (Adelman, 1972). Posteriormente se pensó en incrementos sostenidos en los precios debido a la solidez del nuevo cartel de la OPEP y a proyecciones sobre el «agotamiento» de las fuentes baratas de petróleo en el mediano plazo. Sin embargo, los precios declinaron en términos reales entre 1974-1978. Entre 1979 y 1980 se presentó una nueva alza presionada por el cartel, ante la cual algunos analistas proyectaron que el precio caería debido a las políticas de sustitución y conservación llevadas a cabo por los varios países ante las alzas de los años setentas. Otra vez, nadie predijo que la caída fuera de la magnitud en la que efectivamente se dió.

Hacia 1986 comenzaron a aparecer proyecciones de precios bajos y constantes. Hoy los analistas son más prudentes y preveen, en general, precios alrededor de 18 dólares el barril por una década e incrementos modestos de allí en adelante.

Esta evidencia y la dificultad de proceder de otra manera, sugiere la conveniencia de suponer y estimar modelos de formación de expectativas basados en la historia reciente de los precios, como, por demás, es práctica común en los ejercicios econométricos.

En el caso de la exploración petrolera, sin embargo, hay otra razón por la cual los precios actuales, o recientes, pueden explicar el comportamiento de la actividad exploradora. Los precios actuales determinan la situación de liquidez de corto plazo de las compañías petroleras, y, comoquiera que la exploración es una actividad de alto riesgo, su financiamiento se lleva a cabo fundamentalmente con recursos propios de las compañías. En consecuencia, una disminución de precios, al reducir la disponibilidad de liquidez de las compañías, obliga a disminuir los niveles globales de exploración, así no haya una variación sustancial en las expectativas de rentabilidad. Esta hipótesis fue verificada con estimaciones econométricas (Perry et. al., 1982).

b. Los hallazgos y expectativas geológicas

La inversión en exploración en un país específico dependerá, además, de las perspectivas de hallazgos en dicho país. Desde el punto de vista de la proyección de la actividad en Colombia, lo que más importa al respecto son eventos que pueden variar de manera significativa la apreciación de las compañías sobre las perspectivas geológicas del país.

Los resultados de la exploración pasada van afectando la apreciación de las perspectivas futuras y, en consecuencia, los niveles de inversión en exploración. Se supone, entonces, que resultados positivos favorecen las expectativas futuras y los niveles de inversión, y lo contrario sucede con resultados negativos, hecho que resalta la importancia a este respecto que revisten los descubrimientos ocasionales de gran tamaño como Caño Limón o Cusiana, los cuales pueden tener un efecto significativo sobre los niveles de exploración, y, en consecuencia, sobre el nivel de reservas y producción futura.

c. Aspectos institucionales y de política petrolera y económica

Como es apenas natural, la distribución de las inversiones en exploración entre países dependerá, además de sus perspectivas geológicas, de las normas sobre distribución de los excedentes petroleros, el sistema impositivo y otras consideraciones de carácter económico e institucional.

La variable más significativa a este respecto es la forma como se distribuyen los beneficios netos de la producción de petróleo entre la compañía privada y el Estado. Igualmente, la distribución de riesgos y beneficios de la actividad exploradora poseen una importancia significativa. Así, por ejemplo, un país que reconozca las diferenciales de rentabilidad que existen entre yacimientos grandes y pequeños, crudos pesados y livianos, crudos situados cerca de los sistemas de transporte, refinación y puertos, y aquellos que exigen la construcción de una infraestructura costosa, la exploración en áreas con abundante información geológica e historia exploradora en comparación con áreas «nuevas», etc, estará en mejores condiciones de atraer inversión privada que un país que no hace estas diferenciaciones o no las hace de manera apropiada.

Algunos aspectos tributarios tienen también importancia especial. Tal es el caso de las normas sobre deducción de gastos exploratorios: v.gr. si se permite deducir los gastos exploratorios de cualquier contrato contra las utilidades de cualquier otro, si se permite una deducción inmediata de estos gastos y amortizada en el tiempo, etc.

El proceso de negociación de los contratos también influye en el comportamiento de las compañías. Estas prefieren contratos como el colombiano donde rápidamente se negocian unas pocas condiciones con una Empresa Industrial del Estado, que procesos abiertos de negociación, más demorados e inciertos, sobretodo si están sujetos a intervención política (aprobación del Congreso) o de otras entidades (autoridades militares, etc.)

También puede tener importancia la libre convertibilidad de sus utilidades y el tipo de restricciones cambiarias a que están sometidas. En adición, la forma en que se resuelven los conflictos (normas de arbitramento nacional o internacional) y el grado de desarrollo e independencia del sistema judicial pueden influir en las decisiones de las compañías.

Finalmente, el récord histórico de «estabilidad de las reglas del juego» y de cumplimiento de las obligaciones pactadas, hace una gran diferencia en la apreciación de los denominados «riesgos políticos».

Es evidente la dificultad de introducir todas estas consideraciones en un modelo que se pretenda estimar con métodos econométricos. Para propósitos de proyección, los más relevantes son aquellos cambios de importancia que han ocurrido o que puedan ocurrir en el país respectivo, o en sus principales competidores, en cuanto a dichos términos. En el caso colombiano, el cambio más significativo en estas condiciones ocurrió entre 1974 y 1976, cuando se prohibió el sistema de concesiones, se «descongelaron» las enormes áreas afectadas por solicitudes de concesión, se estandarizó el contrato de asociación y se optó por reconocer a los asociados el precio internacional en las compras de petróleo para refinación, elimi-

nando la fijación arbitraria de este precio y el denominado «dólar petrolero» (ver Perry et. al. 1982 y Perry 1991). En el Estudio Nacional de Energía (ENE) se estimó un modelo simple de comportamiento de la actividad exploradora y se observó como sus proyecciones estaban sistemáticamente por debajo de los resultados obtenidos a partir de 1976. Estos resultados sugieren que los cambios de política establecidos en esos años tuvieron una influencia importante sobre los niveles de exploración.

2. El Modelo

Como consecuencia de la discusión anterior, la estructura del modelo a estimar es la siguiente:

$$PA3A = f_1 (CVM, PRECIO, PAM, RESDESC, D) \quad (1)$$

$$CVM = f_2 (PRECIO, RESDESC, D) \quad (2)$$

donde:
PA3A = Número de pozos exploratorios A3 perforados en t bajo contratos de asociación (y participación de riesgo);

PAM = Número de pozos exploratorios en los EEUU;

CVM = Contratos vigentes menos contratos suscritos en t y t-1;

RESDESC = Reservas totales descubiertas en t (incluye tanto las descubiertas bajo contratos de asociación, como bajo contratos de concesión o directamente por Ecopetrol); y

D = Dummy que intenta captar el efecto de los cambios en política petrolera ocurridos entre 1974 y 1976. La estructura de rezagos se determinó empíricamente, como se indica en la próxima sección.

Las razones para seleccionar las variables PA3 y CVM son las siguientes: en primer lugar, era necesario escoger la variable que mediría «el nivel de actividad exploradora». La exploración incluye estudios geológicos, actividades sísmicas y perforación de pozos. El descubrimiento y verificación de nuevas reservas se lleva a cabo, finalmente, mediante la perforación de pozos exploratorios. De éstos, los denominados «wildcats» (pozos A3, según la clasificación de Ecopetrol) son propiamente pozos «descubridores». Otros buscan ubicar trampas estratigráficas e indicios de presencia de hidrocarburos (v.gr, los estratigráficos), o confirmar la extensión o profundidad de los yacimientos (los «step-out» o «step-in» –A1 y A2, en la clasificación de Ecopetrol–).

Ahora bien, por lo general las actividades exploradoras en los primeros dos años de vigencia de los contratos se concentran en la realización e interpretación de registros sísmicos y otros estudios geológicos. Por esa razón se sustraen de CV(t) (contratos vigentes al final del año t) los suscritos en t y t-1, para obtener CVM, que es la variable utilizada en la ecuación (1).

Comoquiera que $CV_t = CV_{t-1} + CS_t - CR_t$;

donde:
CS_t = contratos suscritos en t;
CR_t = contratos renunciados en t;

se tiene que:
$CVM_t = CV_t - CS_t - CS_{t-1} = CV_{t-2} - CR_{t-1} - CR_t$

o sea, CVM se puede expresar también como los contratos vigentes a principios de t-1, que podrían estar ya en etapa de perforación, menos los renunciados en t y t-1, que obviamente no pueden ya generar perforaciones.

Como consecuencia de esta definición de CV, es de esperar que sus cambios estén influidos por los precios de los tres últimos años.

B. Exploración, reservas y producción

1. Aspectos conceptuales

Una vez que se proyecte el nivel de exploración

esperado de las compañías (y se simulen alternativas de niveles de exploración por parte de Ecopetrol, como una variable de política), es necesario establecer modelos que vinculen esos niveles de exploración con los hallazgos probables y éstos, a su vez, con la producción esperada.

En una cuenca sedimentaria existe, antes de comenzar la búsqueda de hidrocarburos, un número definido de yacimientos con determinados tamaños de reservas in situ. Con base en el estudio de cuencas ya conocidas, se ha determinado que la distribución de tamaños sigue aproximadamente una función lognormal. La deposición original de hidrocarburos en una cuenca puede representarse mediante tres parámetros: el número de yacimientos, el valor esperado o tamaño promedio de los yacimientos y una medida de la variabilidad de los tamaños. Ni el valor de esos parámetros, ni la distribución estadística precisa se conocen a priori.

Asímismo, se ha encontrado que la probabilidad de encontrar uno cualquiera de los yacimientos en una cuenca es mayor entre mayor sea su tamaño. Esta hipótesis tiene una lógica a priori, habida consideración de que los indicios geológicos y las manifestaciones externas de los grandes yacimientos son más notorias que las de los pequeños y comoquiera que las compañías buscan primero los más grandes.

La combinación de una distribución lognormal de los tamaños de los yacimientos en una cuenca y la mayor probabilidad de hallazgo proporcional al tamaño de cada yacimiento, conducen a que el tamaño esperado de los nuevos hallazgos sea cada vez menor.

A su vez, el nivel de producción depende del nivel de reservas remanentes (reservas totales descubiertas menos producción acumulada) y de su grado de desarrollo y madurez. Las reservas recién descubiertas requieren un período de inversión para el «desarrollo» de los yacimientos y las facilidades de almacenamiento y transporte, antes de entrar en producción. La curva de producción asciende luego hasta un tope y, después de un determinado período, entra en declinación.

2. El modelo

Con base en las consideraciones anteriores se establecieron las siguientes variantes de ecuaciones a estimar:

Nuevas reservas:

$$RESDESC = f_3 (PA3A + PA3E, RESTDESC) \quad (3A)$$
$$RDESCPA3 = f4 (PTA3) \quad (3B)$$

donde:
RESTDESC = reservas totales descubiertas desde 0 hasta t;

PA3E = número de pozos A3 perforados por Ecopetrol en un año;

RDESCPA3 = es el valor medio de las reservas descubiertas por pozo A3 perforado desde el año 0 hasta t; y

PTA3 = es el número total de pozos A3 perforados desde el año 0 hasta t.

Estas dos últimas variables consideran la totalidad de pozos A3 perforados en el país, ya sea bajo contratos de concesión, de asociación o directamente por Ecopetrol.

Cuando se utiliza la ecuación 3B, se calcula el monto de las reservas descubiertas en t con la siguiente ecuación:

$$RESDESC_t = ((RDESCPA3_{t-1} + RDESCPA3_t)/2) \bullet (PA3A_t + PA3E_t) \quad (3B^*)$$

Como ya se dijo, el tamaño esperado de las reservas descubiertas en nuevos hallazgos en una cuenca va disminuyendo a medida que avanza el proceso de descubrimientos. Por esa razón la ecuación 3A incluye el término RESTDESC. De resultar sig-

nificativo el coeficiente respectivo, se espera que tenga signo negativo. Ahora bien, esta relación puede no darse cuando la estimación no se hace a nivel de cuenca, sino en forma agregada, ya que la exploración se desplaza a cuencas nuevas y se pueden encontrar de nuevo yacimientos de tamaño muy grande (como sucedió en los casos de Caño Limón y Cusiana). Esta es una cuestión que debe despejarse empíricamente.

Por su parte, la ecuación 3B indica que las reservas medias por pozo perforado van disminuyendo con el número acumulado de pozos. Esta ecuación refleja mejor las consideraciones anteriores, pero puede presentar mayores problemas de estimación.

III. ESTIMACIONES E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Las ecuaciones, con excepción de la 3B, se estimaron con datos para el período 1970-1992, por dos razones:

i) Comoquiera que el contrato de asociación se introdujo en 1967, no se puede estimar el modelo de exploración en dos etapas (contratos vigentes de asociación y pozos perforados) sino a partir de esa fecha. Los contratos de concesión anteriores contenían obligaciones menos precisas sobre los programas exploratorios y, además, las estadísticas existentes sobre ellos son mucho más pobres.

ii) La estimación de un modelo sencillo de pozos perforados en Estados Unidos contra precios internacionales para el período 1950-1991 mostró un «quiebre» en 1970 (ver Anexo 1). Este resultado sugiere que hubo un cambio estructural en el mercado internacional (con la aparición de la OPEP y la pérdida del control por parte de las «siete» hermanas).

Además, comoquiera que este cambio estructural coincide aproximadamente con el introducido en las condiciones de exploración en Colombia, no resulta posible separar los efectos de uno y otro sobre los niveles de exploración en Colombia.

Después de ensayar distintas formas funcionales y estructuras de rezagos, las mejores estimaciones obtenidas fueron las siguientes (véase el Anexo 1):

$$LPA3_t = -0.17 + 0.55\ LCVM_t + 0.44\ LPRECIO_{t-1} + 0.09\ LRDESC_{t-1} \quad (1)$$

$$LCVM_t = 0.45 + 0.08\ LRDESC_{t-2} + 0.76\ LCVM_{t-1} + 0.035\ LPRECIO_{t-3} \quad (2)$$

$$LRDESC_t = 0.80 + 0.90\ LPTA3_{t-2} \quad (3A)$$

$$LRDESCPA3(t) = 5.2 - 0.58\ LPTA3_t \quad (3B)$$

(donde L denota Logaritmo).

A continuación se presentan algunas observaciones sobre estos resultados:

A. Determinantes del número de pozos exploratorios

El número de pozos exploratorios A3 depende básicamente de los contratos vigentes, descontados los suscritos en los dos últimos años, y de los precios internacionales del año anterior. Las elasticidades de las dos variables son significativas y altas (55% y 45%, respectivamente). Las reservas descubiertas en el año anterior contribuyen, adicionalmente, a explicar el número de pozos exploratorios, pero su elasticidad es mucho menor (9%). En otras palabras, solamente hallazgos grandes, como Caño Limón o Cusiana, tienen un efecto inmediato apreciable sobre el número de pozos perforados. Sin embargo, como se observa en la ecuación 2 los descubrimientos, y los precios, tienen un efecto indirecto adicional de importancia a través de su impacto sobre el número de contratos vigentes.

El efecto de otras variables independientes no resultó significativo. Tal fue el caso del nivel de la actividad exploradora a nivel mundial (medida por el número de pozos exploratorios en los Estado Unidos), el cual tiene una relación estrecha con los cambios en precios internacionales (véase el Anexo 1).

Tampoco resultó significativo el coeficiente de la «dummy» que buscaba captar el impacto de los cambios en política de 1974/76. Se encontró una colinealidad apreciable entre esta variable y los precios internacionales. La simultaneidad de los cambios en política y el mayor nivel de los precios a partir de 1974 no permite separar bien estos dos efectos, aparte de que se dispone de muy pocas observaciones previas a 1974 que permitan estimar un modelo de dos etapas.

B. Determinantes de los contratos vigentes

La ecuación 2 estima una inercia importante en el número de contratos vigentes (elasticidad de 76-77%), como es de esperar, aunque en este caso la influencia de los precios resulta muy baja (elasticidad de 3% y rezago de 3 años) y no es significativa estadísticamente (el mismo problema se había presentado en estimaciones realizadas en 1991 (Perry 1991)). Sin embargo, se utilizó esta ecuación para las proyecciones, comoquiera que desde un punto de vista teórico debe incluir los precios internacionales. Igualmente, la elasticidad de los contratos vigentes a cambios en las reservas descubiertas es baja, pero significativa estadísticamente.

Esta ecuación otorga estabilidad al número de contratos vigentes y hace duradero el efecto de cambio de expectativas causadas por los descubrimientos recientes, si bien su impacto inicial es poco importante (elasticidad de 8%).

C. Determinantes de las reservas descubiertas

La ecuación 3A muestra una elasticidad alta de las reservas descubiertas al número de pozos exploratorios (90%), pero de todas formas menor que la unidad, lo cual es consistente con el menor tamaño esperado de descubrimientos adicionales. Sin embargo, la variable RESTDESC (reservas descubiertas desde 0 hasta t) no resultó con poder explicatorio estadísticamente significativo, de modo que la ecuación no capta la tendencia declinante que cabría esperar en el tamaño de nuevos descubrimientos. Como se indicó atrás, este hecho podría deberse a que esta relación no se da a nivel agregado por lo que la exploración se desplaza de una cuenca a otra.

A su vez, el rezago encontrado de dos años podría deberse al hecho de que las reservas se contabilizan una vez que se miden y se declara la comercialidad del yacimiento, procesos que toman un tiempo, si bien dos años parece excesivo.

La ecuación 3A, sin embargo, puede tener un problema más serio: la dificultad de «captar» los grandes descubrimientos puntuales, como Caño Limón o Cusiana, como se verá en los resultados de la sección IV.

Por todas estas razones, se optó por estimar, alternativamente, la ecuación 3B. Esta ecuación, a diferencia de la anterior, capta bien la tendencia declinante de las reservas esperadas por pozo perforado y no presenta una estructura de rezagos difícil de interpretar. En adición, permite captar los grandes descubrimientos puntuales, por cuanto éstos ya no aparecen como una observación única, sino que afectan el valor de la variable dependiente por muchos años. La debilidad de esta ecuación es, sin embargo, que la variable dependiente se define como el cociente entre las reservas descubiertas totales y el número total acumulado de pozos A3 perforados por Ecopetrol, siendo esta última costruida a partir de la variable dependiente (ver Anexo 1).

IV. PROYECCIONES Y CALCULO DEL «EFECTO CUSIANA»

A. Los casos estudiados

Las proyecciones se efectuaron para los siguientes casos:

1. Modelos alternativos

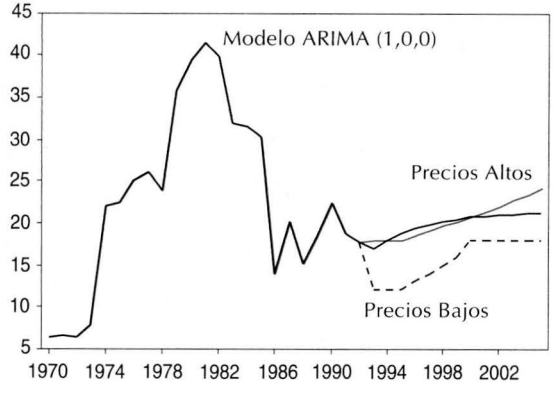
Se utilizan dos modelos: i. el denominado Modelo

I utiliza las ecuaciones 1 y 2 con la ecuación 3A. Como ya se indicó, la ecuación 3A no «capta» bien los «picos» correspondientes a los grandes hallazgos y ii. el Modelo II utiliza las ecuaciones 1 y 2 con las ecuaciones 3B y 3B*.

2. Precios internacionales

Se utilizan tres escenarios de precios, los cuales se ilustran en el Gráfico 1: i. Precios bajos, donde se supone que Irak recupera rápidamente su capacidad de producción y que la OPEP no logra «acomodar» inicialmente esta mayor producción. Los precios se desplomarían a 12 dólares de 1992 por barril hasta 1995 y luego se recuperarían hasta 18 dólares de 1992 por barril en el año 2000 -que equivale al promedio observado entre 1987 y 1992-, para mantenerse en ese nivel durante el resto del período de proyección; ii. Precios altos, donde los precios se mantienen en 18 dólares de 1992 por barril hasta 1995 y luego crecen en términos reales a razón de 3% anual; y iii. Precios «ARIMA», que corresponde a una proyección efectuada con un modelo ARIMA(1,0,0) (veáse el Anexo 1). La estimación indica que dicha serie corresponde a un proceso estacionario que tiende a converger alrededor de 23 dólares de 1992 por barril, resultado similar al del trabajo de Herrera-Cárdenas (1993), el cual utiliza una serie de precios de los Estados Unidos para el período 1920-1990.

Gráfico 1. PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETROLEO (US$ de 1992 por barril)



Fuente: Ecopetrol y cálculos de los autores.

3. El Efecto Cusiana

Se llevó a cabo un conjunto de proyecciones teóricas, suponiendo que no se hubiera descubierto Cusiana, como se acostumbra en la mayor parte de los trabajos. Las diferencias con las proyecciones que incluyen este descubrimiento, permiten determinar su impacto sobre el nivel de exploración y de hallazgos futuros. En todos los casos se supuso un nivel bajo de exploración directa por parte de Ecopetrol: 8 pozos hasta 1995 y 10 de ahí en adelante.

B. Resultados e interpretación

1. La sensibilidad al modelo utilizado

El Modelo I, basado en la ecuación 3A, predice un nivel de actividad menor y, sobretodo, un nivel de hallazgos considerablemente inferior a los obtenidos con el Modelo II, basado en la ecuación 3B. En efecto, habría, en promedio, 9 contratos vigentes menos, 7 pozos A3 menos por año y menos de la mitad de las reservas descubiertas. Estas, apenas del orden de 70 millones de barriles por año, son similares a las proyectadas por Ecopetrol y del orden del promedio de las dos décadas pasadas (sin Cusiana) (Cuadro 1).

Este resultado se debe, como ya se indicó, a que una ecuación como la 3A capta la tendencia de descubrimientos, pero desconociendo los picos (Caño Limón, Cusiana). Esta es una debilidad intrínseca de las estimaciones econométricas comunes para problemas como el que acá nos ocupa, limitación que también acusan las proyecciones de Ecopetrol. La ecuación 3B arroja un resultado más razonable, aun cuando, como ya se indicó, presenta problemas econométricos.

La mejor alternativa sería la de utilizar, en lugar de estas ecuaciones, un modelo probabilístico com-

Cuadro 1. PROYECCIONES PETROLERAS-PROMEDIOS ANUALES 1993-2005

	Precios Arima		Precios bajos		Precios altos		Promedio Histórico	
	I	II	I	II	I	II	80-91	70-91
PA3A								
Con Cusiana	40	47	35	40	40	47		
Sin Cusiana	37	42	32	36	37	42	34	22
Diferencia	3	5	3	4	3	5		
CVI								
Con Cusiana	48	57	46	54	48	57		
Sin Cusiana	44	50	42	48	44	50	32	21
Diferencia	4	7	4	6	4	7		
RDESC								
Con Cusiana	71	159	65	141	71	160		
Sin Cusiana	67	132	61	119	67	133	154	90
Diferencia	4	27	4	22	4	27		

PA3A: Pozos A3 asociación
CVI: Contratos vigentes en t menos suscritos en t y t-1
RDESC: Reservas Descubiertas
I y II: Modelo I incorpora la ecuación 3A. Modelo II incorpora la ecuación 3B.
Fuente: Cálculos FEDESARROLLO.

plejo, por cuencas, parecido al utilizado por el ENE en 1980, y que se actualice periódicamente. Estos métodos, desagregados por cuenca, resultan más precisos, pero son muy dispendiosos. Exigen, además, proyectar el nivel de exploración por cuenca, lo cual traspasa la meta de este trabajo. Por tal motivo se escogió como base el Modelo II.

2. *Caso base y sensibilidad a los precios internacionales*

Los Gráficos 2.A a 2.C muestran los resultados del Modelo II para las tres proyecciones de precios utilizadas. Como se observa, el número de contratos vigentes *modificados* (menos los suscritos en los dos últimos años) se eleva a 60 en 1994 y luego desciende hasta el año 2000 en forma más pronunciada en el caso de precios bajos, para estabilizarse finalmente alrededor de 57 en el caso de precios ARIMA y altos, y de 54 en el de precios bajos.

Por su parte, el número de pozos A3 perforados en asociación se recupera de los bajos niveles observados en 1992 (22) a un promedio de 40 en el caso de precios bajos y 47 en el de precios altos, similares a los observados entre 1982 y 1990.

Las reservas descubiertas se situarían en un promedio de 141 millones de barriles en el caso de precios bajos, 159 en el de precios ARIMA y 160 en el de precios altos, similares a los niveles medios observados en la década pasada. De acuerdo con el modelo ARIMA, éste sería el nivel esperado de la producción en el largo plazo.

Ahora bien, la producción actual equivale a 174 millones de barriles año, de modo que, con los precios ARIMA, el nivel proyectado de descubrimientos permitiría mantener aproximadamente el nivel actual de reservas remanentes -sin Cusiana- y, por tanto, el nivel de producción actual a largo

Gráfico 2.A. CONTRATOS VIGENTES (Número de contratos)

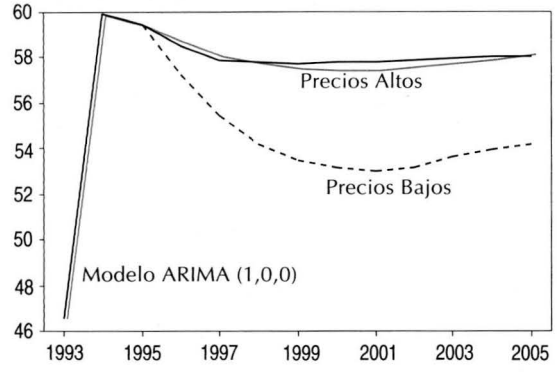


Gráfico 2.B. POZOS A3 (Número de pozos)

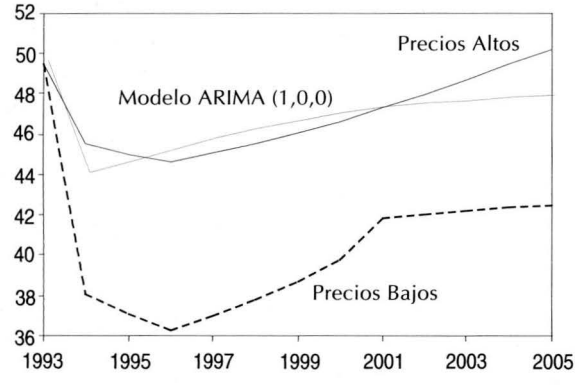
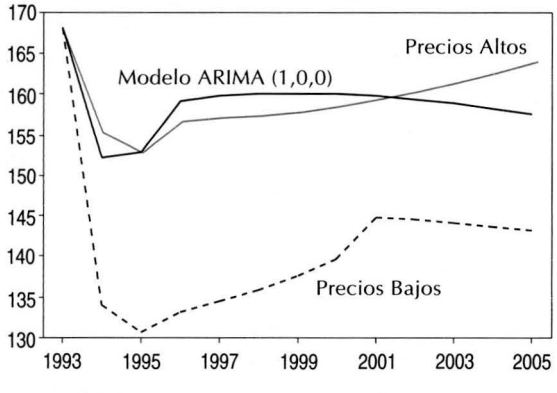


Gráfico 2.C. DESCUBRIMIENTO DE RESERVAS (Millones de barriles)



Fuente: Cálculos de los autores.

plazo. Sin embargo, en los años de máxima producción de Cusiana-Cupiagua (con Caño Limón declinando rápidamente) la producción podría alcanzar niveles del orden de 330 millones de barriles por año -equivalentes a 600 mil barriles por día de Cusiana-Cupiagua, 130 mil de Caño Limón y 150 mil de otros yacimientos-. Este nivel de producción no se podría mantener en el largo plazo, de acuerdo con los resultados señalados.

En otras palabras, de acuerdo con estos resultados, lo más probable es que la producción anual de crudo llegue a un nivel promedio máximo cercano a los 330 millones de barriles entre 1997 y 2002, para luego declinar y converger hacia 160 millones de barriles, un nivel similar al actual, sin Cusiana y sin la declinación de Caño Limón.

No obstante, un nivel de exploración directa de Ecopetrol superior al acá previsto, o nuevos estímulos a la exploración asociada, o el efecto de un nuevo gran descubrimiento, podrían superar estas proyecciones.

3. El Efecto Cusiana

Los Gráficos 3.A a 3.C comparan los resultados obtenidos con el Modelo II y los precios ARIMA, con una predicción que no toma en cuenta el descubrimiento de Cusiana.

Como se observa, el «efecto» Cusiana sería muy apreciable en el primer año y luego se iría reduciendo gradualmente. En el primer año el número de contratos vigentes aumenta en 14, los pozos perforados en 15 y las reservas descubiertas en cerca de 45 millones de barriles, en comparación con el caso «sin Cusiana». El «efecto Cusiana» para el promedio anual del período 1994/2005 sería de 5 contratos vigentes adicionales, 7 pozos A3 adicionales por año y 27 millones de barriles de reservas descubiertas adicionales por año (Cuadro 1).

En otras palabras, de no haber aparecido Cusiana, a más de no disponer de sus reservas, el número de

Gráfico 3.A. CONTRATOS VIGENTES
Escenario precios ARIMA (1,0,0)

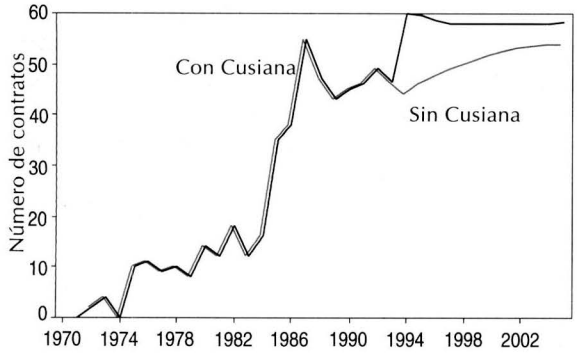


Gráfico 3.B. POZOS A3
Escenario precios ARIMA (1,0,0)

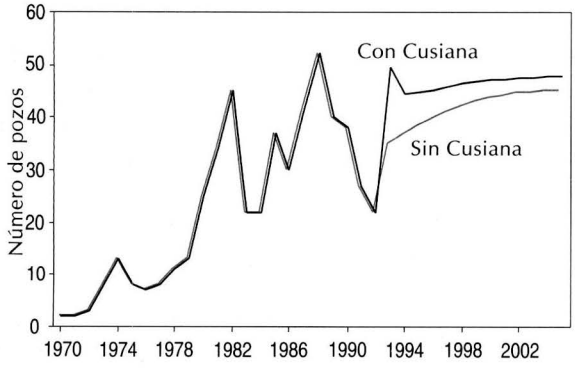
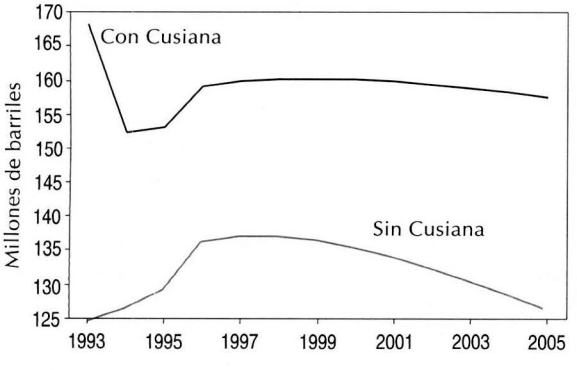


Gráfico 3.C. RESERVAS DESCUBIERTAS
Escenario precios ARIMA (1,0,0)



Fuente: Cálculos de los autores.

pozos anuales perforados en asociación en los próximos doce años sería de 50 y no de 57 y el nivel de reservas descubiertas -en promedio anual- sería de 132 y no de 159 millones. En esas condiciones no sería siquiera posible mantener el nivel de producción actual. Nótese que ésta era precisamente la previsión generalizada que existía antes del descubrimiento de Cusiana.

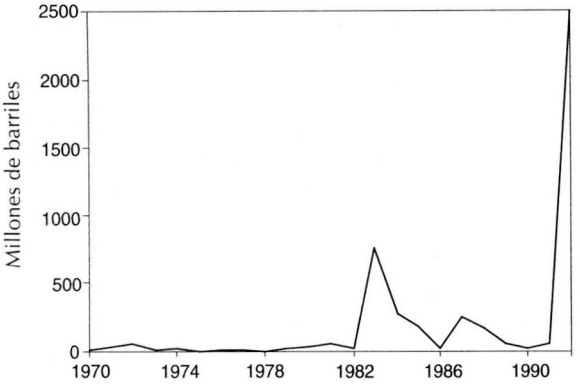
Naturalmente que el «efecto Cusiana» estimado sería menor si se utilizan las proyecciones de precios bajos: 4 pozos adicionales por año, en vez de 5; nuevas reservas adicionales de 22 millones de barriles por año, en lugar de 27 (Cuadro 1).

La diferencia es más dramática, sin embargo, si se utiliza el Modelo I: 3 pozos adicionales por año, en vez de 5 y nuevas reservas adicionales de apenas 4 millones de barriles por año, en lugar de 27. Vale decir, el Modelo I hace prácticamente despreciable el efecto Cusiana sobre nuevas reservas descubiertas, en razón, precisamente, de que la estimación econométrica de la ecuación 3A no puede captar el efecto de los hallazgos «pico» sobre las expectativas de nuevas reservas.

Tomando en cuenta la experiencia con Caño Limón, la proyección del Modelo II sugeriría que el efecto Cusiana puede estar subestimado en los primeros años, pero, en cambio, aparece demasiado prolongado en el tiempo. En efecto, el Gráfico 4 indica que Caño Limón tuvo un efecto notable sobre el nivel observado de contratos, pozos perforados y reservas descubiertas en los años siguientes -1985/1989- (en comparación con el período anterior -1976/1982-), a pesar de que los precios internacionales fueron considerablemente más bajos. Sin embargo, ese efecto parecía estar muriendo a partir de 1990.

Estas pueden ser consecuencias de las características de la ecuación 3B, que «aplana» demasiado los efectos de los nuevos descubrimientos, al no desagregar por cuenca. Esta consideración refuerza la conveniencia de utilizar modelos más

Gráfico 4. RESERVAS DESCUBIERTAS



Fuente: Ecopetrol.

complejos, de tipo probabilístico y desagregados por cuenca, como se discutió en la sección anterior.

V. CONCLUSIONES

Los ejercicios econométricos efectuados en este trabajo confirman varias hipótesis teóricas sobre los determinantes de la actividad exploratoria, a saber: que ésta depende críticamente del nivel actual y reciente de los precios internacionales del crudo, de los hallazgos recientes y de las características específicas del sistema de asociación en Colombia. En efecto, el número de pozos A3 (aquellos susceptibles de encontrar nuevos yacimientos) perforados por los asociados se explica bien en función del número contratos vigentes con más de un año de antigüedad (ya que en el primer año se llevan a cabo actividades previas a la perforación), de los precios internacionales, con rezago medio de un año y de los descubrimientos del año anterior. A su vez, el número de contratos vigentes presenta una considerable inercia y sus variaciones se explican bien en función de las reservas descubiertas, con un rezago medio de dos años, y del nivel de precios internacionales, con un rezago medio de tres años.

A su turno, las nuevas reservas esperadas por pozo A3 adicional están asociadas, en forma decreciente, con el nivel de pozos acumulados (incluidos los perforados bajo contratos de asociación, concesión o en forma directa por Ecopetrol). Dos hallazgos empíricos sustentan esta hipótesis a nivel de cuenca: la deposición original de los yacimientos sigue una distribución lognormal de tamaños y la probabilidad de hallazgo es proporcional al tamaño.

A partir de un modelo estimado que reúne estos elementos se establecieron varias conclusiones importantes. En primer lugar, de acuerdo a los resultados obtenidos con un escenario de precios construido con un modelo ARIMA, lo mas probable es que el nivel de pozos perforados en asociación se recupere desde los niveles bajos de 1992 a los niveles promedio observado durante 1982 y 1989 (47 por año). El nivel de contratos vigentes se situaría por encima de los promedios de las décadas pasadas. El nivel de reservas descubiertas estaría cerca de 160 millones de barriles por año, ligeramente superior al promedio de 1980/1991, si Ecopetrol mantiene un ritmo bajo de exploración directa.

De acuerdo con estos resultados, lo más probable es que la producción de crudo llegue a un nivel promedio máximo de 330 millones de barriles por año entre 1997-2002, en los años de producción máxima de Cusiana, y luego decline gradualmente y converja a un nivel similar al actual.

En segundo lugar, de no haber aparecido Cusiana el modelo habría proyectado un número de pozos anuales perforados en asociación de 42 y no de 47 y el nivel de reservas descubiertas -en promedio anual- sería de 132 y no de 159 millones. En esas condiciones no habría sido siquiera posible mantener el nivel de producción actual a mediano plazo. Esta era precisamente la previsión generalizada que existía antes del descubrimiento de Cusiana.

ANEXO 1: RESULTADOS ECONOMETRICOS

I. IDENTIFICACIÓN DEL PERIODO DE ESTIMACION

Para identificar el período más apropiado de estimación se realizaron ejercicios de quiebres estructurales en una ecuación simple del número de pozos exploratorios en los Estados Unidos, para el período 1950-1990. La hipótesis básica es que al principio de los setentas ocurre en quiebre estructural en la serie de pozos exploratorios. Se supone que dicho resultado se puede extrapolar para el caso colombiano, con lo cual indica que un período adecuado de estimación es 1970-1992.

Se regresó el cambio en los pozos exploratorios en Estados Unidos (CPAM) contra el cambio en los precios del petroleo (CP). Dicha ecuación se corrió para tres períodos: 1950-1990, 1950-1969 y 1970-1990. Los resultados se resumen en el Cuadro A1. La simple inspección de éstos corrobora la hipótesis. Igualmente, al realizar una prueba de quiebre en los coeficientes de la regresión (prueba de Chow) se obtuvo que no se puede aceptar la hipótesis de estabilidad en los coeficientes. (F(2,36)=1.17; n.s.=0.32). Este resultado indica que un período «adecuado» de estimación es 1970-1990.

Cuadro A1. RESULTADOS ECONOMETRICOS

	Variable dependiente CPAM Período			Variables dependientes			
V. Independientes	**1950-1990**	**1950-1970**	**1970-1990**	**LPA3**	**LCVM**	**LRDESC**	**LRESDESCPA3**
Constante	-90.44	58.67	-215.03	-0.17	0.45	0.8	5.2
	(-1.01)	(0.41)	(-1.9) ***	(-0.34)	(1.13)	(0.73)	(80.4) *
LCVM				0.55	0.76		
				(2.67) **	(8.45) *		
LPRECIO				0.44	0.035		
				(5.38) *	(0.26)		
LRDESC				0.09	0.08		
				(2.10) **	(2.33) **		
LPA3						0.9	
						(2.3) **	
LPTA3							-0.58
							(-49.68) *
CP	149.18	331.69	151.78				
	(5.84) *	(0.75)	(6.5) *				
R2			0.83	0.91	0.24	0.97	
R2 ajustado	0.45	0.03	0.69	0.80	0.89	0.19	0.97
D.W.	1.82	1.48	1.95	1.70	2.47	1.64	0.42
Grados de libertad	40	19	21	21.00	16.00	19.00	71.00
Q (Nivel sign.)	0.43	0.3	0.3	0.14	0.73	0.56	0.00

Todas las variables están especificadas en el texto.
T estadísticos entre paréntesis.
*, **, *** significativa al 99%, 95% y 90% respectivamente.
Fuente: Cálculos FEDESARROLLO.

II. ESTIMACIONES PARA COLOMBIA

En términos generales todas las estimaciones arrojan resultados robustos. Algunas presentan problemas de autocorrelación serial (principalmente la estimación de los contratos vigentes y la de reservas descubiertas acumuladas). Esta última es la que presenta mayores problemas de estimación por cuanto la misma variable se define como el cociente entre las reservas descubiertas totales y el número total acumulado de pozos A3 perforados por Ecopetrol, siendo A3 variable dependiente. Esta ecuación fue estimada para 1920-1992.

Para modelar la evolución de los precios internacionales se trabajó un modelo ARIMA. Para obtener la estacionalidad de la serie se utilizó la serie de precios del petróleo, en dólares constantes, en Estados Unidos, para un período mucho más largo (1950-1990) que el de la serie disponible para Colombia (1970-1992), bajo el argumento de que dicha serie y la serie de precios del petróleo *colombiano* están altamente correlacionadas. En efecto, el coeficiente de correlación de ambas series es de 0.90. El resultado de la prueba de Dickey-Fuller ampliada es que la serie de precios es una serie estacionaria (el T estadístico de la variable rezagada es -2.70 rechazando la hipótesis de raíz unitaria. El estadístico Q de Ljung-Box es 8.75, significativo al 96%. El mejor modelo ARIMA obtenido luego de probar rezagos de 0 a 3, fue uno (1,0,0) el cual blanquea los errores (Q estadístico significativo) y minimiza el criterio de Schwarz.

REFERENCIAS

Adelman, M.A. (1972), *The World Petroleum Market*, Baltimore: The Johns Hopkins University Press.

Herrera, A.M. y Cárdenas M. (1993), «Una Nota sobre las Propiedades Estadísticas de los Precios del Petróleo y el Carbón», mimeo, Fedesarrollo.

Hotelling, H. (1931), «The Economics of Exhaustible Resources» *Journal of Political Economy*, 39.

Perry, G. (1982), *Estudio Nacional de Energía*, Departamento Nacional de Planeación y Ministerio de Minas y Energía.

Perry, G. (1991), Política Petrolera, *Economía y Medio Ambiente*, FESCOL-CEREC.