

Evolución de los costos de producción mundiales en la fase de *upstream* y sus efectos en la renta petrolera, 1990 a 2008

Ángel Toledo Tolentino*

La energía constituye uno de los sectores clave en la historia y desarrollo de la humanidad. Se trata de un factor que atraviesa todos los ámbitos de la vida social y que resulta crucial para comprender las luchas por el poder que han caracterizado al capitalismo contemporáneo. Dentro de los energéticos, el petróleo es el que más destaca, pues no es una mercancía cualquiera, al ser un recurso natural no renovable, finito y altamente apreciado porque no tiene un sustituto para el gran número de productos derivados de él y necesarios para el desarrollo de la humanidad. La industria petrolera internacional, por su naturaleza, exhibe rasgos marcadamente oligopólicos y se caracteriza por enfrentar desequilibrios permanentes entre oferta y demanda. Por un lado, la oferta petrolera es controlada por pocos agentes y, por el otro, su demanda tiende a ser bastante inelástica en el corto plazo ante cambios en el precio. En la actualidad, el petróleo aporta 40%, el gas 24%, el carbón 26% y el restante 10% proviene de otras fuentes energéticas (Roberts, 2004, p. 16). Esta situación no presentará cambios sustanciales en las próximas décadas, pues de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE) los hidrocarburos continuarán dominando la escena energética global. A nivel económico, en palabras de Stevens (2005), el petróleo crudo y los productos refinados constituyen la mayor mercancía en el comercio internacional, medido por volumen y valor. Festor, Grossin, Barreau y Sigonney (2007) afirman que el petróleo tiene un mercado mundial mayor a 1.5 trillones¹ de dólares por año. Con un valor global entre infraestructura y reservas probadas de petróleo rondando los 100 trillones de dólares, de los cuales 10 son instalaciones y los restantes 90 trillones representan el valor de las reservas probadas a 70 dólares por barril (dpb) (Labban, 2008).

Durante la mayor parte de la década de los años noventa el precio se mantuvo volátil, rondando entre los 25 a 35 dólares por barril (dpb), sin embargo, en los últimos años el precio del petróleo ha tenido una tendencia alcista, al pasar de 20 dpb en 1999 a más de 140 dpb a mediados de 2008, el nivel más alto de la historia a precios constantes. En cambio, los costos

* Maestro en Estudios Urbanos por el Colegio de México; Estudiante del Doctorado en Estudios del Desarrollo, Universidad Autónoma de Zacatecas.

¹ Billones de dólares en español

totales de reproducción, con base en la información del Departamento de Energía de Estados Unidos (2007) para las principales empresas privadas para el período de 2005-2007, costa afuera (*offshore*) de Estados Unidos (EU) fueron de 59.45 dólares por barril (dpb). En consecuencia, se puede inferir que los países y empresas que se encuentran en la posesión o manejo de los recursos petroleros obtienen ganancias extraordinarias. En este trabajo nos concentraremos en la parte de los costos de reproducción, centrándonos en la fase del *upstream*, pues es en ella donde se generan estas ganancias. Esta etapa de acuerdo a Figueroa (2006, p. 27) es constituida por las fases de exploración, desarrollo y producción. Por tal motivo surgen las siguientes preguntas ¿Cómo han evolucionado los costos de reproducción en la industria de 1990-2008? ¿Qué factores han incidido en su evolución? y ¿Qué efectos han tenido en el comportamiento de la renta petrolera?

Con el fin de dar respuestas a estas interrogantes el trabajo se organiza de la siguiente manera: en primer lugar, se ponen las bases teórico-prácticas de la renta petrolera y el análisis de la estructura de costos de la industria; en segundo lugar, se presenta la evolución de la renta petrolera, además de los efectos que tiene en ella la propiedad de los recursos petroleros y la tecnología; en tercer lugar, los efectos que ha tenido la presente crisis económica en el sector; y por último, las conclusiones del trabajo.

Elementos teóricos de la renta petrolera

Líneas arriba se mostraba el gran diferencial existente entre el precio de venta del petróleo y los costos de producción. Esta diferencia puede ser entendida, en una primera mirada, como la renta petrolera. La renta es originada en el proceso de producción llevado a cabo por las empresas petroleras. Tal renta es muy importante, pues la disputa que hay por su generación y apropiación es central en la industria petrolera global. Las condiciones que se encuentren presentes en la producción contribuirán en gran parte en el nivel alcanzado de renta y en su repartición entre los diferentes actores que pueden tener acceso a ella, pues esta permite analizar el modo bajo el cual se vinculan los diferentes participantes en la industria petrolera. Al ser el petróleo el energético más utilizado en el mundo, posibilita la apropiación de elevadas ganancias extraordinarias bajo la forma de renta del suelo. El petróleo incluye una ganancia por arriba de la media que cubre los costos totales de producción y el margen de ganancia normales de la mayoría de las mercancías. Esta ganancia extraordinaria es la renta. Se identifican tres

tipos de renta: la renta absoluta, la renta diferencial y la de monopolio. La renta absoluta tiene dos condiciones para que se presente: i) la Composición Orgánica del Capital (COC)² en el área de los recursos naturales debe ser menor al resto de los sectores productivos de la economía; y ii) la existencia, en los recursos naturales, de algún tipo de propiedad –dependiente de las relaciones de producción vigentes– que funcione como freno a la inversión de capital. En el caso del petróleo no se cumple la primera condición. Por el contrario, la renta diferencial depende de las disímiles calidades del suelo, y es resultado de la diferencia entre el costo individual de los productores en las peores condiciones y aquellos ubicados en mejor situación. A su vez, la renta de monopolio se sustenta en un precio monopólico, que no está determinado por el precio de producción ni por el valor de las mercancías, sino por las necesidades y la capacidad de compra de los consumidores. Bajo este argumento Angelier (1980) sostiene que la renta es plus-valor producido en esferas de la producción distintas a la petrolera y realizada por la venta de productos petroleros y que es extraída por el capital.

La renta en el sector petrolero se estima a partir de la diferencia entre el precio de venta del crudo y su precio de reproducción (costos de reproducción + ganancia media). El costo de reproducción es igual a sus costos de producción más los costos de exploración y desarrollo de los yacimientos recién descubiertos (Angelier, 1980).³ Cabe precisar que el costo de reproducción en la concepción de Angelier corresponde a una adecuación de la noción del precio de reproducción para el caso de los recursos no renovables.

Una dificultad siempre presente para poder pasar los elementos teóricos a la realidad empírica son los datos estadísticos, pues éstos han sido contruidos para la economía convencional, lo que complica su análisis. Otro obstáculo que se presenta en esta clase de estudios es el de conocer los costos de producción de las empresas petroleras, en especial las públicas. Con el fin de salvar estas dificultades, se recurrirá a los *Performance Profiles of Major*

² Cada rama tiene una distinta relación entre capital constante y capital variable (CC/CV) conocida como composición orgánica de capital (COC).

³ Angelier (1980, p. 40) se basa en las ideas de P. G. Bradley que realiza el cálculo del “costo de reconstitución” de una reserva de aceite:

Costo de reconstitución:= (costos de producción/número de barriles producidos)+(costos en desarrollo y de exploración/ número de barriles agregados a las reservas comprobadas por la exploración).

*Energy Producers (PPMP)*⁴ informes que van desde 1993 a 2007, elaborados por la Energy Information Administration (EIA) perteneciente al Departamento de Energía de Estados Unidos, los cuales incluyen los costos de producción (*lifting*)⁵ y de extracción (*finding*).⁶ En este sentido, estos costos son una estimación muy cercana a la noción de precio de reproducción planteada por Angelier. Además, estos informes presentan una excelente información estadística y homogénea de los costos de producción que enfrentan las principales petroleras privadas por sus operaciones en varios lugares del mundo, además de hacer posible el poder comparar los datos en el período de estudio y tener un seguimiento en el tiempo.

⁴ Estos informes suministran análisis y revisión financiera de las actividades domésticas y mundiales de las compañías energéticas más importantes de EU. Los informes examinan las operaciones de las compañías a un nivel consolidado, sobre las líneas de negocios, por las principales funciones en cada línea de negocio, en varias regiones geográficas. El reporte se centra en los cambios agregados anuales sobre las ganancias, flujos de efectivo, inversiones en la industria energética internacional y de EU; además, explora los cambios en los principales gastos en exploración y desarrollo, reservas adicionadas y en los costos y márgenes de refinación.

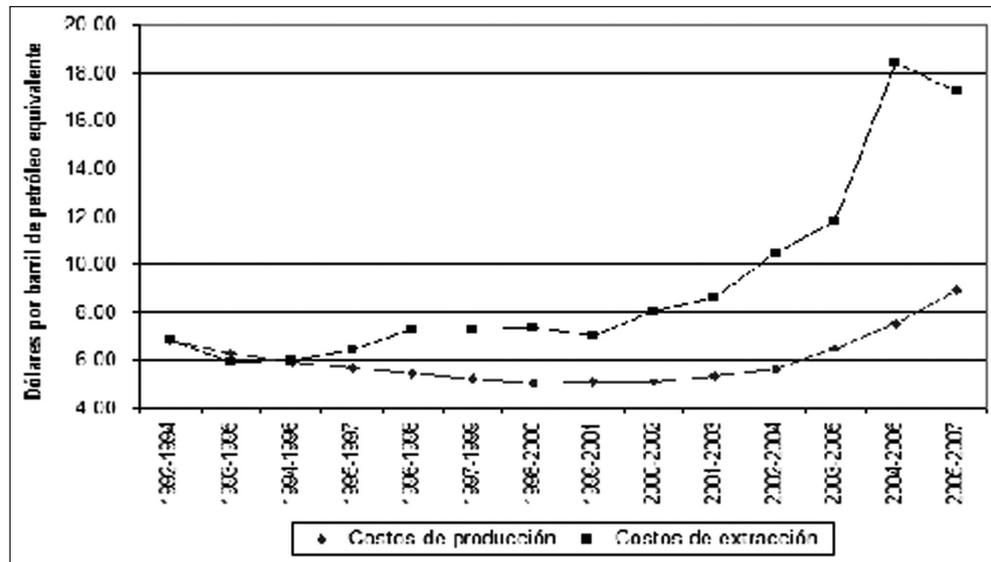
⁵ Los costos de producción (*lifting costs*) son los costos (*out of the pocket*) de extraer petróleo y gas, incluyen costos de operación (*direct lifting costs*), impuestos a la producción y pagos relacionados. Los costos directos por barril miden los costos de extraer cada barril de petróleo o barril equivalente de gas de los depósitos de hidrocarburos. Se incurre en ellos por operar y mantener los pozos, equipos relacionados e instalaciones, incluyendo la depreciación, costos de operación aplicables a las instalaciones y equipo de apoyo, otros costos de mantenimiento y operación. Algunos ejemplos son: costos de mano de obra para operar los pozos, los equipos relacionados y las instalaciones; costos de mantenimiento y reparación; los costos de los materiales, suministros, combustible consumidos y los servicios usados en la operación de los pozos, equipos e instalaciones relacionados; y los impuestos por despido o separación.

⁶ Los costos de extracción (*finding costs*) son definidos como los gastos hechos en exploración y desarrollo, excluyendo los gastos sobre las reservas probadas, divididos por las adiciones en las reservas, excluyendo las adquisiciones netas. Esta proporción a menudo es usada como un indicador del costo de adicionar otro barril de reserva mediante las actividades de exploración y desarrollo. Pueden ser definidos también como los gastos (para hallar reservas adicionales) por pozo completado dividido por la tasa de extracción (adiciones de reservas probadas por pozo completado). Son expresados por el promedio de tres años seguidos, con el fin de suavizar la volatilidad de los descubrimientos y para disminuir las diferencias entre el tiempo en el cual los gastos son hechos y el tiempo cuando las reservas adicionadas asociadas son registradas. Los mercados de capital ponen especial atención en estos costos como un indicador de la capacidad de las empresas para permanecer en el negocio petrolero. Las empresas a menudo enfatizan sus reducciones en sus estados financieros.

Análisis de los costos de reproducción

En la gráfica siguiente se muestra la evolución a lo largo del tiempo de los costos de reproducción, es decir, los costos de producción y de extracción.⁷

Gráfica 1
Costos de reproducción promedio a nivel mundial, 1992-1994 a 2005-2007
 (Dólares, 2008)



Fuente: elaboración propia con base en información de los Performance Profiles of Major Energy Producers elaborados por Energy Information Agency (EIA).

a) Costos de producción (lifting costs)

En relación a los costos de producción vemos que durante la década de los años noventa se tuvo una tendencia descendente, presentando su valor mínimo en 1998-2000 de 5.04 dls por barril y promediando los 6 dls en el período de estudio. Estados Unidos fue la región que presentó tanto la zona con

⁷ Los datos representan un promedio de tres años, lo cual responde al hecho de que en los informes los costos de extracción se ofrecen en promedio de tres años. Son expresados de esta forma con el fin de suavizar la volatilidad de los descubrimientos y para disminuir las diferencias entre el tiempo en el cual los gastos son hechos y el tiempo cuando las reservas adicionales son registradas. A raíz de lo anterior, los costos de producción se equipararon de igual forma.

los mayores costos de producción (*onshore*) y la de menor costo (*offshore*). Tal tendencia se empezó a revertirse con claridad a partir del período 2002-2004 hasta alcanzar los 8.04 dls por barril en 2005-07, su valor máximo. Estos costos se dividen entre costos directos y los impuestos a la producción. La caída que se presentó en los costos de producción en los noventa respondió al mejoramiento de las prácticas de operación y a la aplicación de nuevas tecnologías (uso de materiales nuevos y procesos computarizados).⁸ En este sentido, los costos directos convergieron a la baja desde 1991, resultado de la mayor integración en sus operaciones a nivel internacional y el mejor desempeño de los pozos. Las compañías tuvieron una caída en estos costos entre 1991 a 1997 de 40%. En relación a los impuestos a la producción, éstos presentaron un camino descendente durante los años noventa, ayudando a la caída en los costos de producción. A partir de los primeros años de la presente década los costos de producción presentan una tendencia ascendente. Hasta antes del 2003 aumentan ligeramente por el lanzamiento de nuevos proyectos como lo son el inicio de los programas de recuperación y de nueva producción en línea, tales proyectos presentan fuertes costos iniciales. En estos años África fue la región de más altos costos como consecuencia del aumento en sus gastos de producción, seguido de Medio Oriente (MO), que aumentó sus costos fijos a causa de los cortes en la producción por parte de la OPEP. A partir de 2003 la tendencia alcista se consolidó gracias al incremento en los costos directos por la caída en la producción y por el aumento en los precios del petróleo que han impulsado los gastos en la producción. Desde 2006 el mayor contribuyente de los costos de producción globales han sido los gastos de producción en EU, que obedecen a su parte costa adentro (*Onshore*) que presenta tanto altos costos directos como impuestos a la producción. Canadá y África son las otras regiones que presentan altos costos directos.⁹ Con la llegada del nuevo siglo la situación se invirtió, pues los impuestos a la producción en relación a los costos de producción pasaron de 15% en 1997-1999 a 27% en 2005-2007, tal tendencia se vio fuertemente impulsada por el alza de precios del petróleo. MO, EU y África registraron los mayores aumentos en materia impositiva en este lapso.

⁸ Avances técnicos como la perforación horizontal permitieron un drenado más rápido de ciertas estructuras geológicas, reduciendo los costos de producción. Aunque un pozo horizontal cueste de 1.5 a 2.5 veces más que un pozo vertical, este puede producir de 2 a 5 veces más por día.

⁹ Muchas regiones típicamente presentan altos costos de operación por barril, por el tamaño pequeño de los campos (Canadá y costa adentro en EU), o porque el equipo de producción es muy caro de operar (Mar del Norte).

b) Costos de extracción (finding costs)

Estos costos mostraron un promedio de 9.18 dls por barril, con un valor mínimo presentado en 1994-1996 con 5.90 dpb y un valor máximo en 2004-2006 con 18.40 dpb, 211% superior al mínimo. La parte *offshore* de EU presentó en promedio los costos más altos en el tiempo con 20.86 dpb; mientras MO registró el menor costo de extracción con 5.62 dpb. Cabe destacar que en los primeros años el costo de extracción se encontraba por debajo del costo de producción. Los costos de extracción hasta 1994-96 presentaron un aumento que se revirtió en 1995-97 y que perduró hasta el final de la década. Los movimientos en los costos son explicados por los cambios en la perforación, en los gastos de exploración y desarrollo por pozo y por cambios en la tasa de extracción.¹⁰ Asimismo, la caída de los precios del petróleo de 1993 a 1994 impulsaron los esfuerzos de las empresas a reducir costos. En torno a la perforación, varios avances tecnológicos¹¹ contribuyeron al descenso en los costos de extracción, pues ha permitido la convergencia de costos a nivel global; mientras los gastos en la exploración y desarrollo¹² por pozo declinaron de 4.2 millones de dls en 1990-1992 a 3.7 millones de dls en 1994-96 (EIA, 1996). Por tanto, 80% de la caída mundial entre 1990-92 y 1994-96 es explicada por el aumento de la tasa de extracción. Desde 1995, los costos aumentaron, eliminando el descenso que se dio desde principios de los años noventa. En el período 1995-97, los costos subieron en 13% a nivel mundial, respecto al período anterior. En EU el aumento se produjo por la caída en la tasa de extracción (rendimientos decrecientes en perforación) y por el aumento en los gastos por pozos (aumentos en la perforación, adquisición de superficie para explorar, contratos de los equipos, equipo de apoyo y costos generales). Los costos costa fuera (*offshore*) fueron los mayores en el mundo, reflejando el movimiento al alza de las actividades de exploración y desarrollo, espe-

¹⁰ La tasa de extracción es la productividad promedio de la perforación en exploración y en desarrollo; es la relación de las reservas añadidas, excluyendo las adquisiciones netas, con el número total de pozos perforados en fase exploratoria y en desarrollo, excluyendo los pozos secos dry holes.

¹¹ Las técnicas 3D permitieron a los geólogos acceder a los hidrocarburos que se encuentran por debajo de las capas de sal en el Golfo de México y las mejoras en el diseño de las plataformas han reducido el costo de desarrollo en aguas profundas. Permiten reducir el número de los pozos exploratorios necesarios para descubrir depósitos viables económicamente.

¹² Los gastos en desarrollo son los costos incurridos por desarrollar pozos, instalaciones y equipo de apoyo utilizados para acceder y preparar la producción de los depósitos de petróleo y gas. Los gastos en exploración son los costos de localizar los depósitos de petróleo y gas, incluyendo los costos de retener y llevar las zonas no desarrolladas (unproved property), costos geológicos y geofísicos, y los costos de perforación y equipamiento de los pozos exploratorios (EIA, 1996).

cialmente en el Golfo de México (G de M). Canadá y OECD Europa (Mar del Norte) también sufrieron incrementos por los altos costos en las áreas maduras¹³ y por las revisiones hacia la baja de las reservas, consecuencia de los bajos precios en 1998 que hicieron algunas reservas económicamente inviables para su explotación. Esta tendencia declinó ligeramente en 1999-2001 por la caída en los costos de EU (*offshore*), ocasionado por el aumento en reservas y por el descenso en la adquisición de la superficie para explorar.

Sin embargo, a partir de 2001-2003 los costos de extracción presentaron una tendencia al alza más marcada. En principio, aumentaron en la mayoría de las regiones con Canadá a la cabeza, seguida de OECD Europa y un aumento (*onshore*) en EU, producto de una tasa de extracción decreciente en comparación de los gastos por pozo. Pero después del 2003 tal tendencia fue dirigida por los altos costos en EU (*offshore*) y en menor medida por OECD Europa (Mar del Norte).¹⁴ Tales aumentos respondieron al hecho de que los gastos en perforación decrecieron con la consecuente caída en reservas, por la disminución de descubrimientos y por una revisión a la baja en las reservas. La International Energy Agency (IEA) (2008), muestra que las inversiones en exploración pasaron de poco más de 15 billones de dólares en 2000 a más de 40 billones en 2007;¹⁵ pero representa una pequeña y decreciente parte de las inversiones totales en el *upstream*, las cuales se están concentrando en el desarrollo de los campos existentes y nuevos. La misma IEA dice que lo anterior es resultado del énfasis puesto en el desarrollo de las reservas probadas dados los altos precios del petróleo, las restricciones que tienen las grandes petroleras en la exploración en regiones con altas potencialidades y la escasez de maquinaria disponible. Tanto los costos de producción como los de extracción se ven influidos por los altos precios del petróleo.

En los informes se aprecia que los costos son afectados sustancialmente por lo que pasa en EU, la zona del mundo con la mayor actividad petrolera, pues concentra el mayor número de plataformas petroleras, seguido de

¹³ Las zonas maduras registraron una caída en la tasa de extracción, resultado de que yacimientos más pequeños fueron encontrados y más pozos fueron perforados; a su vez el aumento en los gastos por pozo pueden resultar de incrementos en el monto o costo de los componentes necesarios para las operaciones en desarrollo y exploración (EIA, 2008).

¹⁴ Entre 2001-03 a 2004-06 EU *offshore* presentó un crecimiento de 370% y el Mar del Norte de 270% de 2001-2003 a 2005-2007 en su costo de extracción.

¹⁵ Tales cifras las obtuvieron de una encuesta que hicieron a las 50 compañías más grandes del mundo en materia del *upstream*. Tales empresas representan 80% tanto de la producción como de las reservas a nivel global.

Canadá. Empero, a pesar que es la zona con el mayor número de plataformas en el mundo, presenta una declinación en su producción entre 1990-2007 de 22%. La tendencia en el número de plataformas en operación va muy de la mano con el precio del petróleo, situación que se hizo más evidente en los últimos años, pues con el mayor precio del petróleo se dio un fuerte incentivo a la actividad productiva. A nivel mundial la mayor parte de las plataformas se encuentran *onshore*; aunque la actividad *offshore* se encuentra en crecimiento porque muchos lugares en donde se encuentra petróleo por explotar se localizan en aguas profundas como el Golfo de México, costa occidental de África y el Mar Caspio,¹⁶ lo que demuestra que la actividad petrolera se está desplazando cada vez más a zonas de difícil acceso.

La parte del *upstream* de petróleo y gas es un sector muy intensivo de capital, pues se necesita muchos recursos materiales para poder extraer el petróleo del subsuelo. Se mostró que los costos de extracción en los últimos años se incrementaron fuertemente. Los costos *offshore* han repercutido seriamente en la estructura de costos, ya que como estima Parra (2003) su producción alcanza un tercio del total mundial. La inversión en la exploración de petróleo y gas requiere recursos anuales por casi 200 billones de dólares. En el rubro de la perforación un pozo en esta zona ronda entre los 10 a 50 millones de dólares (mdd) e incluso llegar a los 100 mdd si las condiciones son muy difíciles, con una duración entre los 30 a 100 días. La contratación de una plataforma de representa entre 20 a 35% de los costos de perforación. A principios del año 2000, el costo de contratar una plataforma oscilaba entre 15 mil a 25 mil dólares diarios (dls/d) por equipo costa adentro y de 25 mil a 150 mil dls/d para operaciones costa fuera y desde 2004 alrededor de 200 mil dls/d¹⁷ (Festor, Grossin, Barreau y Sigonney, 2007). Este incremento en-

16 En EU pocas plataformas se hallan costa afuera (*offshore*), alrededor de 12% promedio en el período de estudio, en especial en el Golfo de México, viendo su mayor actividad entre 1992 al 2000, años en los que presentó un crecimiento exponencial que finalizó a principios del presente siglo (de 45 a 171 plataformas). Sin embargo, desde el 2000 se da una caída sostenida en el número de plataformas localizadas *offshore* que se ha agudizado con la presente crisis económica (66 operaban en diciembre de 2008). En cambio, fuera de EU las plataformas de este tipo pasaron de 154 a 298 del 2000 al 2008 demostrando lo importante que se esta volviendo la actividad en aguas profundas.

17 Contratar una plataforma semisumergibles en el Mar del Norte en 1997 estaba en menos de 100 mil dls diarios pero hacia finales de 2006 superaba los 350 mil dls/d y en el G de M era de 200 mil dls/d (Festor, Grossin, Barreau y Sigonney, 2007).

cuenta su explicación en el ciclo económico, pues los equipos e instalaciones que son necesarios para su elaboración como el acero (el sector petrolero es el mayor consumidor de acero, necesarios para los ductos) y otras materias primas registraron precios muy altos; aunado a la escasez en el mercado de equipos de exploración; capacidades técnicas y mano de obra calificada. Hasta antes de la actual crisis económica se esperaba que en los próximos años la oferta se adecuara a los niveles de demanda.¹⁸ La estructura de costos aquí presentada muestra que los altos costos de reproducción, a pesar de la actual crisis, permanecerán por un largo tiempo, pues las condiciones estructurales del sector *upstream* así lo demuestran, ya que las nuevas zonas de posible producción petrolera (Golfo de México, África, Brasil, entre otras) son de difícil acceso y que necesitarán fuertes gastos en tecnología de punta para acceder a ellos, lo que repercute en los costos.

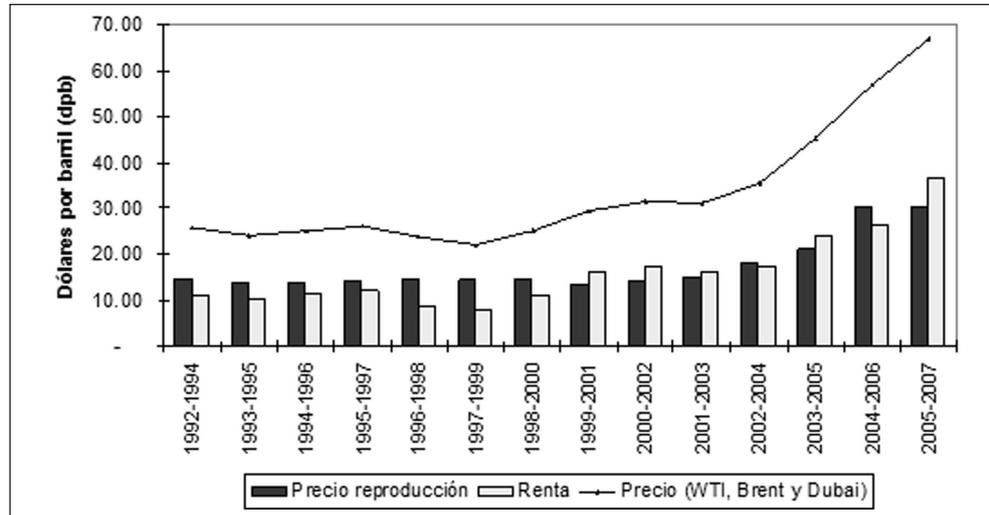
Evolución de la renta petrolera

Mencionamos que la renta del suelo es una de las herramientas más útiles para entender la industria petrolera a nivel internacional. La estimación de la renta petrolera resulta de la diferencia entre el precio de venta del petróleo y el precio de reproducción (costos de reproducción más una ganancia media¹⁹). En los párrafos anteriores analizamos los costos de producción y de extracción, elementos muy importantes en la determinación de la renta petrolera. Líneas atrás se mencionó que son comunes tres tipos de renta: absoluta, diferencial y de monopolio. En el caso del petróleo se presentan las rentas de monopolio y la diferencial, pues los requerimientos necesarios para que se presente una renta absoluta no se dan (COC en el área de los recursos naturales debe ser menor al resto de los sectores productivos de la economía, lo que no sucede en el petróleo). Este tipo de renta responde a un precio de monopolio que es determinado por la demanda y la capacidad de compra de los consumidores, tal caso se puede apreciar con mayor claridad con la evolución del precio del petróleo en los últimos años, alcanzando casi los 70 dpb promedio. La renta diferencial, en cambio, depende de las características naturales de los yacimientos.

¹⁸ Ahn y Morse (2008) espera que de 2008 a 2012 se entreguen 97 nuevas plataformas semisumergibles y buques perforadores (drill-ships); situación contraria a la presentada entre 1998-2008, donde la demanda por equipos excedía la oferta.

¹⁹ Los datos ilustran Historical Rates of Returns For Corporations in NAICS Manufacturing Sector, elaborados por US Census Bureau, Quarterly Financial Report, 2008 Quarter 4.

Gráfica 2
Precio de reproducción, precio del petróleo y renta promedio a nivel internacional, 1992-1994 a 2005-2007
(Dólares de 2008)



Fuente: elaboración propia con base en información de los Performance Profiles of Major Energy Producers elaborados por Energy Information Agency (EIA). El precio del petróleo se calculó con base a la información de BP (2008).

Para homologar la renta petrolera y el precio de reproducción, los dos primeros se calcularon en períodos de tres años promedio. La renta que se tiene por un precio monopolístico en el período que tiene en promedio 16 dpb, consecuencia de un precio del petróleo del orden de los 33.5 dpb y unos precios de reproducción de 17.3 dpb, promedio. Su valor mínimo fue de casi 9 dpb y su máximo de 36.5 dpb, una diferencia de cuatro veces. El precio de reproducción como se vio en la sección anterior fue impulsado en gran parte por los costos de extracción. La gráfica muestra que de 1992-1994 a 1995-1997 la renta creció ligeramente, resultado del leve aumento en los precios del hidrocarburo y la estabilidad del precio de reproducción. La renta presentó la mayor caída entre 1997-1999, gracias al severo desplome en los precios del petróleo hacia fines de los noventa (1998) por la crisis asiática, la mayor hasta esos años. La caída en la renta produjo un cisma en el sector petrolero que puso en aprietos la viabilidad de las empresas petroleras. Muchas de estas empresas cerraron, obligando a las sobrevivientes a unirse mediante fusiones y adquisiciones y de esta forma sortear la tormenta. Estos movimientos resultaron en una mayor concentración, en los años siguientes, de la

actividad petrolera en un menor número de participantes, tanto en las petroleras como en las que proveen servicios petroleros. Labban (2008) menciona que las 15 mayores petroleras del mundo, en términos de reservas, controlan 68.5% de las reservas petroleras globales hacia finales del 2006; mientras que en términos de producción, las 14 más importantes controlan 52% de la producción mundial. Lo que demuestra que en el renglón *upstream* la mayor parte del mercado se concentra en pocas manos.

Si se toma como punto de partida el 1999-2001 la renta petrolera siguió un camino creciente, salvo por la caída en los precios del petróleo en 2001-2003, hasta el último período expuesto en la gráfica. Tales niveles de renta son resultado del sorprendentemente aumento en el precio del petróleo que excedió sustantivamente el precio de reproducción. Este último también presentó un alza sin precedentes en la historia reciente del sector, motivada por los fuertes costos en extracción de los últimos años. En concordancia con las fuertes ganancias expuestas en estas líneas y partiendo del mismo sustento teórico, Rojas (2007) estima que para el año 2006 el nivel mundial de la renta petrolera alcanzó alrededor de los 900 mil mdd, que en su mayoría es riqueza transferida a los productores. Esto pone de manifiesto las ganancias extraordinarias que se hacen presentes en él y el porqué es una de las ramas privilegiadas del capitalismo contemporáneo. Con estos niveles de renta las grandes petroleras y los principales países productores han obtenido ganancias extraordinarias. Muchas empresas han canalizado una parte significativa de estas ganancias a los mercados financieros o repartido entre sus accionistas, dejando de lado la innovación tecnológica como estrategia para mantener su posición. Myers y Soligo (2007) muestran que las grandes corporaciones petroleras (ExxonMobil, BP, Shell, ConocoPhillips y Chevron) no están reinvertiendo sus ganancias al ritmo necesario que se necesita en el proceso productivo (exploración), sino que las están canalizando a los accionistas o colocándolas en los mercados financieros en busca de ganancias a corto plazo, pues 56% de su flujo de efectivo en 2006 se encauzó en recompras y entrega de dividendos a los accionistas.²⁰ Como consecuencia de lo anterior, los investigadores exhiben que las cinco grandes petroleras dismi-

²⁰ Pero a pesar de esto y como exhibe la IEA (2008), entre 2000-07, las compañías privadas aportaron 60% de las inversiones en el upstream. Las cinco super majors (BP, ExxonMobil, Chevron, Shell y Total) representaron 29% de las inversiones, otras compañías privadas representan 17% y las empresas que se dedican sólo a la exploración y producción 14%; mientras las compañías petroleras nacionales registraron 40% de tales inversiones en el mundo.

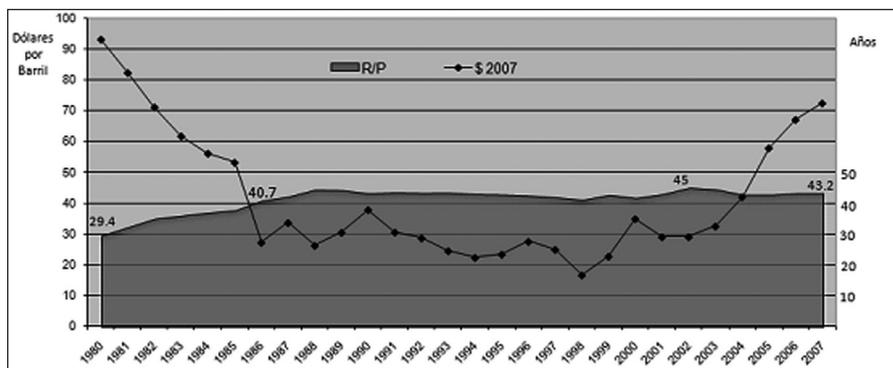
nuyeron su producción de 10.25 a 9.7 millones de barriles diarios entre 1996 a 2006 y se dio una declinación de las reservas.

El papel de la renta diferencial en el negocio petrolero

Esta renta se encuentra basada en las diferencias de productividad presentes entre distintas parcelas de desigual fertilidad, suponiendo que las tierras con mejor calidad son escasas, con igual cantidad de capital y trabajo. Es decir, este tipo de renta captura tanto las variaciones de la calidad del suelo como del capital invertido. Para Marx dicha renta es la más compatible con el desarrollo del modo capitalista de producción en la medida que se asocia con el desarrollo tecnológico y la innovación, y no por la propiedad territorial. En este tipo de renta, el precio regulador (valor de mercado) debe establecerse con base en los productores que enfrentan las condiciones más adversas, pues de no ser así éstos dejarían de producir. La renta, en este caso, es definida por la diferencia entre el costo individual de los productores en las peores condiciones y aquellos ubicados en mejor situación. Esta ganancia excedente es plus-valor generado en las ramas industriales o en otros sectores y transferidas a la rama de los recursos naturales.

En la gráfica que a continuación se presenta se ve la renta diferencial, resultado de la diferencia entre las regiones con los mayores y menores costos de producción.

Gráfica 3
Renta diferencial 1992-1994 a 2005-2007
(dólares a 2008)



Fuente: elaboración propia con base en información de los *Performance Profiles of Major Energy Producers* elaborados por la Energy Information Agency (EIA).

Estos montos de renta diferencial (RD) demuestran que la discrepancia de productividades entre regiones explica en mucho el negocio petrolero, haciendo que las grandes petroleras privadas se mantengan en el juego, dependiendo del lugar geográfico donde ellas operen. La gráfica muestra un crecimiento exponencial en el período, con una renta diferencial promedio de 18 dpb, un valor mínimo de 5.63 dpb y un máximo de 60 dpb. Esto es una aproximación, pues es difícil de conocer si toda la renta es apropiada por las empresas de EU. Es claro que durante los años noventa la renta diferencial fluctuó entre los cinco a diez dólares, nivel considerable de renta, pero sin punto de comparación con lo que sucede en la presente década, años en donde la renta entre la zona más productiva y la menor es sorprendente, especialmente entre 2002-2004 a 2005-2007, pues pasa de 25 a 60 dpb. En términos generales la zona con el mayor costo de reproducción promedio mundial es la región *offshore* de los EU (25 dpb) y seguida de OCDE Europa (Mar del Norte); zonas que se enfrentan a difíciles condiciones climatológicas y profundidades que hacen difícil acceder a los recursos. Con lo anterior, queda de manifiesto que EU mantiene su posición como la región que contiene el precio regulador del mercado, ya que no de no ser así, su producción saldría del mismo. Este costo de reproducción afecta, hasta cierto punto, el nivel de precios del petróleo, pues tiene que cubrir la producción en la zona más cara. A su vez, la zona con el menor costo promedio es Medio Oriente (11.3 dpb), que tradicionalmente ha contado con los menores costos de producción por sus condiciones naturales, manteniéndola como el nudo gravitacional en la captación de ganancias extraordinarias en el sector. Con estos bajos costos y volúmenes de reservas se entiende el por qué esta zona del mundo es altamente disputada por las principales empresas privadas y potencias del orbe. Por otra parte, no hay que dejar de lado el hecho de que el precio del crudo, en los años anteriores a la crisis, se encontraba a un nivel muy por encima de su precio de reproducción. Tal precio respondía más al efecto de los mercados financieros que a la estructura de costos de la industria. En la medida en que la producción más costosa –producción costa fuera de EU– sea indispensable para satisfacer la demanda global, y exista un precio de venta que lo haga posible, es claro que el mecanismo de la RD seguirá siendo un elemento clave en los niveles de ganancias extraordinarias y por ende en la marcha de la industria a futuro.

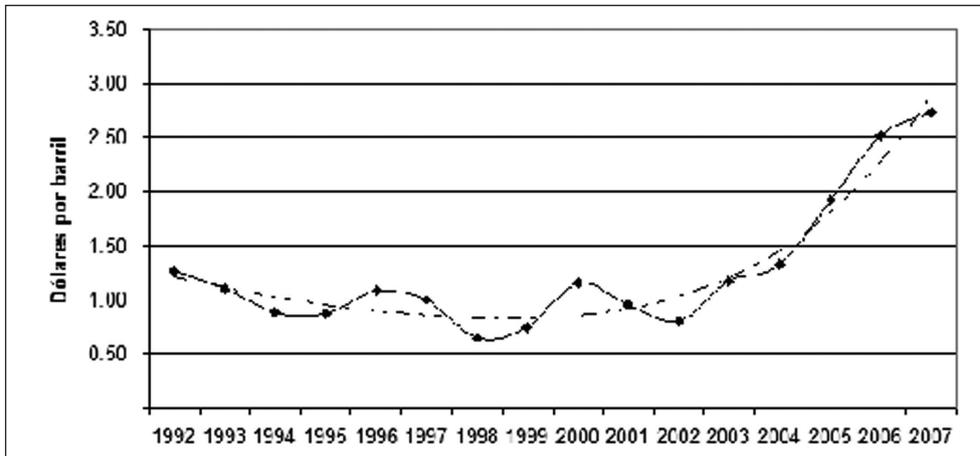
La importancia de la propiedad y la tecnología en el sector petrolero

La propiedad de los recursos

La renta en su concepción inicial es el pago que el capitalista hace al dueño del suelo por la utilización del mismo. Actualmente, reconociendo la propiedad pública como el tipo más común en materia petrolera, los arreglos para acceder a los yacimientos petroleros ya no se dan entre terratenientes o propietarios privados y los capitalistas, sino entre un Estado (dueño del recurso) y los capitalistas. Bajo esta idea, Mommer (2003) centra su argumento en el papel de la propiedad sobre los recursos naturales (petróleo); las restricciones o dificultades que ésta puede imponer sobre los flujos de inversión; y en última instancia, sus efectos sobre los precios. Identifica dos tipos de propiedad: la privada y la pública. Sólo en EU convive la propiedad privada con la pública. Los países dueños del petróleo cobran a las empresas petroleras encargadas de extraer el petróleo una serie de impuestos o pagos relacionados por el acceso directo al recurso. Los países buscan maximizar el pago de impuestos, mientras las empresas buscan disminuir al máximo estos pagos, pues tanto las empresas como los gobiernos buscan obtener la mayor parte de la renta petrolera generada en el sector, que como hemos visto ha aumentado considerablemente en los últimos años. Esta disputa refleja cómo las petroleras privadas y los gobiernos ejercen su poder para inclinar la balanza a su favor. Una idea del comportamiento de estos grupos para tener una mayor retribución por el acceso al petróleo se puede estimar analizando el comportamiento de los impuestos sobre la producción a nivel mundial.

Hasta el 2002 la gráfica mostró una trayectoria descendente, con altibajos, pero después de éste año hasta el 2007 la tendencia es hacia el aumento. Sus valores mínimos se dan en 1998 y 2002, años en los cuales se presentó un desplome en los precios del petróleo. Tal descenso en precios produjo la baja del valor de la producción de petróleo y gas, por consiguiente menores impuestos recaudados, movimiento opuesto a lo que se presentó en los años del presente siglo, donde los precios presentaron un alza importante. La zona con el mayor impuesto a la producción promedio es MO, región que en los últimos años registró un fuerte aumento en los impuestos que incluso son superiores a los costos directos de producción (*lifting costs*). Las otras regiones con los mayores impuestos en el período son África y EU. La década de los noventa fue testigo de la consolidación en la apertura del *upstream* a favor de las inversiones privadas externas, en especial en varios

Gráfica 4
Impuestos a la producción promedio a nivel mundial, 1992-2007
(Dólares a 2008)



Fuente: elaboración propia con base en información de los Performance Profiles of Major Energy Producers elaborados por Energy Information Agency (EIA).

países productores y con recursos de importancia, ubicados básicamente en el tercer mundo. Estos movimientos fueron motivados por los severos problemas económicos que atravesaban muchos países con recursos petroleros a causa de la crisis de la deuda en los años ochenta y que imponía, entre otras cosas, severas limitantes para el desarrollo de su sector petrolero. El neoliberalismo, la solución propuesta por el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional, en su variante energética, impuso la desregulación y la privatización como respuesta para el avance del sector. Esto permitió la apertura de la inversión privada extranjera en las fases de exploración y producción, donde los grandes ganadores fueron las principales empresas petroleras que dispusieron nuevamente de zonas de fácil acceso al recurso. Al respecto Noël (2000) afirma que el Estado, en este papel, se ocupa de crear el ambiente -legal- favorable para la inversión, su papel puede ser considerado como el de un Estado en competencia (competition state). Sin embargo, Hoyos (2007) expone que con los precios altos de los últimos años se gestó una ola nacionalista sobre el control de los recursos dirigida por los principales países productores del mundo, cuyo resultado ha sido el surgimiento de un grupo de empresas públicas conocidas como las nuevas siete hermanas. Estas empresas, de propiedad abrumadoramente estatal, controlan casi un tercio de la producción mundial de gas y petróleo y más de un tercio de

las reservas de ambos hidrocarburos. En muchos de los países con mayores reservas de petróleo las grandes petroleras privadas no están autorizadas a tener y explotar el recurso, o se encuentran sujetas a severas restricciones. Con información del National Petroleum Council (NPC) (2007), 12% del total de las reservas mundiales de petróleo y gas eran de libre acceso para 1980, para 2005, la cifra había descendido a 7%. Labban (2008) encontró que dentro de las 20 principales empresas petroleras del orbe, en términos de reservas y producción, 14 empresas son 100% propiedad de sus estados. En este sentido destacan las empresas de Medio Oriente, Rusia y Venezuela. A su vez, como se ha visto, las grandes petroleras privadas se encuentran enfrentando disminución de reservas, aumentos en costos e impuestos, pero que hasta el año pasado eran compensados por los altos precios del crudo. Pero a pesar de estas dificultades, ellas cuentan con ventajas en el manejo de los procesos administrativos y financieros, así como en la tecnología que disponen. La gran mayoría de las empresas nacionales carecen de la tecnología necesaria para realizar las actividades de exploración y desarrollo de manera individual, por lo que se ven en la necesidad de hacer alianzas con las grandes petroleras o empresas de servicios para sacar el petróleo del subsuelo, razón por la cual continúan siendo dependientes de la tecnología desarrollada por las transnacionales estadounidenses y europeas.

El papel de la tecnología

Los beneficios de los avances tecnológicos se han visto en la reducción de los costos de reproducción, especialmente en los años noventa. Esta mejora tecnológica ha permitido el avance de la renta diferencial (RD), pues ha hecho posible que yacimientos ubicados en lugares de difícil acceso o de mucha profundidad entren en la producción. Dentro de la mejora tecnológica es particularmente relevante el escaneo sísmico, la predicción meteorológica y la simulación de reacciones nucleares, elementos apoyados en la electrónica y computación. El desarrollo de supercomputadoras hizo posible el desarrollo de la sísmica petrolera, que se ha sustentado en la visualización del subsuelo en dos o tres dimensiones (2D o 3D), instrumentos que se complementan con el uso de satélites que permiten generar mapas y la distribución de los tipos de rocas. En relación a las plataformas, éstas han permitido trabajar en climas adversos y a mayor profundidad y cuyos nuevos diseños han reducido el costo de desarrollo en aguas profundas. Con información de la EIA, en EU la profundidad promedio de los pozos perforados en exploración

y desarrollo pasaron de los 4400 pies en 1990 a 5640 pies en 2005. Parra (2003) menciona que dentro de los más importantes avances en las plataformas se encuentran las TLP (*Tension Leg Platforms*, plataformas de patas tensionadas) plataformas ancladas con grandes cadenas al fondo marino, en lugar de estructuras de soportes clavados; y las plataformas flotantes que mediante conexión al sistema GPS, mantienen su posición de encima del pozo del que reciben el crudo que es transferido a petroleros que llevarán el crudo a las instalaciones costeras. Son las últimas que se han desarrollado y son las que se usan en grandes profundidades. Asimismo, se han dado mejoras en el equipo de producción (generación de poder, instrumentación y ductos) y perforación, que han reducido costos: pozos desviados, perforación horizontal y múltiple, han permitido poder alcanzar varios objetivos desde un solo punto, también como acceder a varias zonas desde un solo pozo. En los últimos esta tecnología desarrollada se ha encarecido por la escasez de ella en el mercado y por el aumento en los precios en las materias primas necesarias para su elaboración. Tales factores han incidido en los costos de reproducción.

El efecto de la crisis económica

La presente crisis económica tuvo como uno de sus efectos más representativos la erosión de riqueza en los mercados financieros. Este contexto tuvo efectos sobre el sector petrolero, pues el dinero existente para poder ser prestado en forma de crédito se contrajo, ante tal situación se redujo el dinero necesario para poder realizar inversiones en el *upstream*. Pero esta situación no tomó a todas las petroleras por igual, pues las *super majors* y las principales petroleras nacionales del mundo, que obtuvieron grandes ganancias en los años anteriores, tienen la capacidad para poder resistir de mejor forma los embates de la crisis y no recortar de forma tan severa sus inversiones. Las *super majors* consideran que la demanda se recuperará en los próximos años y “habrá que estar presente cuando esto suceda”, además, sus programas de inversión pueden tomar en promedio 10 años para completarse, por lo que su horizonte de planeación es de muy largo plazo; mientras que las principales petroleras estatales al tomar sus recursos de sus gobiernos y no de los mercados financieros no resienten la escasez de crédito global, por lo que tampoco verán comprometidos sus programas de inversión para el año en curso. A diferencia de estas petroleras, las compañías privadas menos importantes han cortado sus presupuestos para este año y temen que si

la situación económica internacional no mejora se verán en la necesidad de fusionarse o ser adquiridas por otras empresas (Davidson, Steinhubl, Click & Nodahl, 2009). Lo anterior tiene bases, pues la Agencia Internacional de Energía (AIE) afirma que muchos proyectos a nivel internacional han sido cancelados o diferidos entre octubre del año anterior y abril del presente año por valor de 170 billones de dólares (*oilspot*, 2009). La misma OPEP a principios del año en curso había cancelado o retrasado 35 proyectos de inversión; además espera un escenario pésimo para los próximos tres años, por lo que estima una fuerte caída en sus gastos de inversión al pasar de 165 a 120 billones de dólares entre 2009 al 2013 (Oilgaseurasia, 2009). Como se observa la situación en el sector para los próximos años se encuentra lleno de incertidumbre.

Conclusiones

A lo largo de los párrafos anteriores analizamos la estructura de costos de las principales empresas privadas del sector petrolero a nivel internacional. Se observó que de 1991 a 2001 los precios de reproducción se mantuvieron bajos, en comparación con los alcanzados en los últimos años, gracias al desarrollo tecnológico en plataformas, nuevas formas de perforación, uso de imágenes 3D y de sofisticadas herramientas de computación. Esta reducción en los precios de reproducción se vio acompañado por una tendencia similar en los niveles de precio del hidrocarburo, lo que significó la disminución de la renta petrolera a nivel global, obligando a las grandes compañías petroleras a fusionarse o a ser adquiridas por otras. Por otra parte, en la misma década muchos de los países productores consolidaron su apertura al exterior al verse obligados a abrir y desregular su sector de *upstream* a la inversión privada extranjera. A partir del 2002 al 2008 se produjo un cambio en el sector: los precios de reproducción aumentaron como consecuencia de la incorporación de yacimientos de difícil acceso; aumento en los gastos incurridos por la contratación del equipo necesario para hacer producir los yacimientos, resultado de su limitada oferta y del encarecimiento de las materias primas necesarias para la construcción de estos equipos (resultado del *boom* de *commodities*); y por el incremento de los impuestos a la producción a nivel global por el aumento en los precios y el sentimiento nacionalista de los países con recursos petroleros. En estos años la renta petrolera creció fuertemente, pues el alza en los precios de reproducción fue compensada con creces por el nivel alcanzado del precio de venta el petróleo crudo, el cual fue

impulsado fuertemente por los mercados financieros. La creciente demanda y el control de la producción, principalmente, por parte de la OPEP, forzaron la entrada de las zonas con los costos de reproducción más altos, estas zonas colocaron el precio regulador del mercado. La diferencia entre el precio regulador y el menor precio de reproducción mundial (Medio Oriente) en 2004-2006 produjo una renta diferencial de 60 dpb. Lo anterior evidencia la importancia de la renta diferencial en el negocio petrolero basado en las condiciones naturales de los yacimientos. Tal RD se vio muy beneficiada del nivel de precios alcanzado en los últimos años. En comparación con el precio de reproducción promedio mundial que se vio en los años noventa sobre los 15 dpb, con la entrada del nuevo siglo el mismo se ubicó en alrededor de los 25 dpb, aunque en determinadas zonas alcanzó los 60 dpb. Estos costos altos se mantendrán en los próximos años, pues las condiciones estructurales del *upstream* así lo demuestran (escasez de mano de obra, limitada oferta de plataformas y equipos para la exploración y desarrollo; y la producción en zonas con mayores dificultades para extraer el recurso como Golfo de México, África, Brasil, entre otros), aunque quizá no en los niveles de los últimos dos años. Se tiene mucha incertidumbre sobre los efectos que la presente crisis económica tendrá sobre la industria petrolera, pues con ella se dio un desplome en los precios del petróleo que ha impactado la industria en sus inversiones y la viabilidad de varias empresas, ya que a nivel global se han caído los gastos en inversión. Aunque tal efecto ha sido diferenciado para las empresas del sector, siendo las grandes petroleras las que se encuentran en mejor posición para soportar la tormenta. Si como se espera, la recuperación se empieza a dar en los próximos dos años siguientes, la demanda por petróleo se recuperará, obligando a incrementar la producción. Sin embargo, hay que tener cuidado con estos escenarios, pues la magnitud y profundidad de la crisis ha sido tal que aún queda mucho por ver acerca de sus efectos sobre el sistema capitalista.

Bibliografía

- Ahn, D. & Morse, E., 2008, *At what cost?*, Lehman Brothers.
- Angelier, J.P., 1980, *La renta petrolera, México, DF: Terranova.*
- BP, 2008, *BP Statistical Review of World Energy June 2008*, BP. Available at: <http://www.bp.com/statisticalreview>, [Accedido Junio 29, 2008].
- Davidson, Steinhubl, Click & Nodahl 2009, *Navigating Turbulence in the Upstream Oil Sector: The Impact of the Global Credit Crunch and Plunging Oil Prices*, Booz & Company. Inc. Available at: http://www.booz.com/media/uploads/Navigating_Turbulence_Upstream_Oil_Sector.pdf [Accedido Abril 15, 2009].
- Energy Information Administration, 1993, *Performance Profiles of Major Energy*

- Producers 1993*, U.S Department of Energy. Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 1994, *Performance Profiles of Major Energy Producers 1994*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 1995, *Performance Profiles of Major Energy Producers 1995*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 1996, *Performance Profiles of Major Energy Producers 1996*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 1997, *Performance Profiles of Major Energy Producers 1997*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 1998, *Performance Profiles of Major Energy Producers 1998*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 1999, *Performance Profiles of Major Energy Producers 1999*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 2000, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2000*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 2001, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2001*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 2002, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2002*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 2003, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2003*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 2004, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2004*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 2005, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2005*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 2006, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2006*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Information Administration, 2007, *Performance Profiles of Major Energy Producers 2007*, U.S Department of Energy, Available at: <http://tonto.eia.doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial> [Accedido Abril 20, 2009].

- doe.gov/reports/reportsD.asp?type=Financial [Accedido Abril 20, 2009].
- Energy Watch Group, 2007. *Crude Oil: The Supply Outlook*, Energy Watch Group. Available at: <http://www.energywatchgroup.org> [Accedido Abril 2, 2008].
- Festor, R., Grossin, M., Barreau, S., & Segonney, P. 2007. Investments and Costs. En N. Bret-Rouzaut & J. P. Favennec, eds, *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts*. Paris, Francia: Editions Technip, págs. 125-177.
- Figueroa, E., 2007, *El comportamiento económico del mercado petrolero, España: Ediciones Díaz de Santos*.
- Hoyos, C., 2007, The new Seven Sisters: Oil and Gas Giants Dwarf Western Rivals. Available at: <http://www.ft.com/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html> [Accedido Mayo 15, 2008].
- International Energy Agency, 2008, *World Energy Outlook 2008*, OECD/IEA.
- Labban, M., 2008, *Space, Oil and Capital*, New York, NY: Routledge.
- Mommer, B., 2003, *Global Oil and the Nation State*, Oxford University Press.
- Myers, A. & Soligo, R., 2007, *The International Oil Companies*, Houston, TX.: James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University. Available at: http://www.rice.edu/energy/publications/docs/NOCs/Papers/NOC_IOCs-Jaffe_Soglio.pdf. [Accedido Julio 23, 2008].
- National Petroleum Council, 2007, Global Access to Oil and Gas. Available at: http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/7-STG-GlobalAccess.pdf [Accedido Junio 3, 2009].
- Noel, P., 2000, Transnational anew, competitive at last: The oil market in the globalisation era. Available at: <http://web.upmf-grenoble.fr/lepii-epe/textes/CahieA10.PDF> [Accedido Marzo 20, 2008].
- Oil & Gas Eurasia, 2009, OPEC to Invest Less in Upstream Development 2009-2013. Available at: <http://www.oilandgaseurasia.com/news/p/0/news/5225> [Accedido Julio 22, 2009].
- Parra, E., 2003, *Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios, Madrid, España: Ediciones Akal, S.A.*
- Roberts, P., 2004, *El fin del petróleo, Barcelona: Ediciones B, S.A.*
- Rojas, J.A., 2007, Renta petrolera y mercado mundial de dinero. *La Jornada*. Available at: <http://www.jornada.unam.mx/2007/10/14/index.php?section=opinion&article=024a1eco> [Accedido Mayo 15, 2008].
- Rojas, J.A., 2009, *La marcha del mercado petrolero. La Jornada*. Available at <http://www.jornada.unam.mx/2009/05/24/index.php?section=opinion&article=029a1eco> [Accedido Mayo 25, 2009].
- Stevens, P., 2005, Oil Markets, *Oxford Review of Economics Policy*, 21, 10-42.
- The OilSpot News, 2009, IEA: Oil, Gas Producers Cut 2009 Upstream Investment by \$170 Billion. Available at: http://oilspot2.dtnenergy.com/e_article001448542.cfm?x=b11,0,w [Accedido Julio 22, 2009].
- U.S Census Bureau, 2008, *Quarterly Financial Report for Manufacturing, Mining and Trade Corporations: 2008*, Washington, D.C: U.S Department of Commerce.