

TECNOLOGÍA: FACTOR DE EQUILIBRIO DEL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

GUILLERMO DOMÍNGUEZ VARGAS
VÍCTOR RODRÍGUEZ-PADILLA

LA GEOPOLÍTICA DEL PETRÓLEO HA CAMBIADO. Basada durante algunas décadas en las reservas baratas y abundantes del Medio Oriente, ahora reposa en una producción más diversificada pero costosa, que sin embargo resta vigor a las presiones sobre los precios del petróleo y por consiguiente sobre los precios de otros energéticos, y disuade todo intento de recartelización por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que adquirió gran influencia en el mercado entre 1973 y 1985. Adicionalmente, esta nueva geopolítica alienta a la humanidad a continuar utilizando masivamente esa forma de energía, la cual seguirá siendo por varias décadas más el principal componente del equilibrio energético mundial.¹

La tecnología ha desempeñado un papel de primera importancia en este cambio trascendental. Y lo más importante, en los próximos años seguirá siendo el factor clave para preservar el nuevo equilibrio alcanzado por el mercado, porque, hay que insistir, aún existen sustanciales oportunidades en materia de reducción de costos de producción e incremento de la productividad. El progreso técnico corriente arriba aún está lejos de las asíntotas.

La discusión se desarrolla en cuatro partes. En la primera expon-dremos en qué consiste el actual equilibrio del mercado y por qué la curva de oferta de petróleo observa un comportamiento diferente del de las otras materias primas. En la segunda y tercera partes haremos un recuento de cómo el progreso técnico ha sido la respuesta más

¹ Partiendo desde diversas perspectivas, la mayoría de los especialistas coinciden en cuanto a la ausencia de una escasez física de petróleo antes de la primera mitad del siglo XXI. Véase, entre otros, EIA (1998), Pauwels (1997), Colitti y Simeoni (1996), Masters, Attanasi y Root (1994), Alazard y Montadert (1993) y Boy de la Tour (1992). Para un punto de vista contrario, véase Campbell y Laherrère (1998).

contundente de la industria petrolera a los desequilibrios que precedieron a la situación actual. Finalmente, expondremos por qué el progreso técnico tiene amplias posibilidades de lograr que el equilibrio alcanzado perdure a largo plazo.

LA OFERTA DE PETRÓLEO: UNA CURVA ATÍPICA POR RAZONES ESTRATÉGICAS

La historia de la industria petrolera se caracteriza por periodos de intensa innovación tecnológica, los cuales surgen por regla general, como una respuesta a los retos que plantea la aparición de nuevos mercados o la desaparición de algunas fuentes de abastecimiento. Durante el último cuarto de siglo hemos asistido a uno de esos periodos de vigoroso cambio tecnológico, como nunca antes se había visto. Mientras que los precios se elevaban entre 1973 y 1985, el esfuerzo se orientó a producir en regiones difíciles, geológicamente inciertas o en etapa de madurez avanzada, de lo cual se derivó un incremento sustancial de los costos técnicos de producción. Pero cuando los vientos cambiaron y los precios se desplomaron en 1986, aunque luego se recuperaron parcialmente, situación que continúa en la actualidad, el esfuerzo se encaminó a la disminución sustancial de los costos técnicos para preservar la sustentabilidad de la producción de petróleo frontera, elemento indispensable para el equilibrio del mercado (Boy de la Tour, 1994).

En efecto, desde que las grandes compañías petroleras internacionales (CPI) perdieron el control de los segmentos corriente arriba de la industria en la década de los setenta, la curva de oferta del petróleo está invertida respecto a las curvas clásicas de las materias primas. El oro negro no se produce en función de sus cualidades propias, como serían riqueza de los campos, facilidad de extracción, posibilidad de procesamiento en el lugar de producción, proximidad de las zonas consumidoras o cercanía de medios de transporte. Sucede precisamente lo contrario: el petróleo caro de los países importadores, que ronda entre 12 y 10 dólares por barril (\$/b), es producido "en base"; viene enseguida el de los países exportadores fuera del Medio Oriente y, finalmente, el petróleo barato de esa conflictiva región, cuyos costos se sitúan entre uno y tres dólares por barril.

Appert y Boy de la Tour (1996) ofrecen dos argumentos para explicar esa situación atípica. En primer lugar, el petróleo tiene un peso en la balanza comercial de los países importadores considerablemente más elevado que el de otras materias primas. Todos los países, industrializados o no, procurarán valorizar sus propios recursos, aun si

observan costos de producción elevados, ya que se evita la salida de divisas y la presión sobre la balanza comercial. En segundo lugar, el petróleo es el motor de las economías modernas. Ningún gobierno responsable se apoya únicamente en las leyes del mercado para garantizar la seguridad en el abastecimiento.

Personalmente, vemos dos factores adicionales: en primer lugar, la renta derivada de la exploración y producción de petróleo es mucho más importante que la generada por cualquier otra materia prima. El negocio petrolero siempre ha sido más lucrativo corriente arriba que corriente abajo. Las nacionalizaciones de la década de los setenta privaron a las CPI de sus concesiones en los países de la OPEP, pero no las desaparecieron o las hicieron salir del mercado; al contrario, se han multiplicado y han continuado con sus actividades en otras zonas, cierto, de menor rentabilidad, pero siempre dentro del mercado. En segundo lugar, porque los países importadores, especialmente los grandes, no quieren volver a caer en una situación de vulnerabilidad ni que se repita la amarga experiencia de los choques petroleros. Por razones estratégicas promueven con mayor o menor intensidad, y con varios métodos, la diversificación de la oferta petrolera y su abundancia. La producción de petróleo costoso aparece entonces como fundamental para limitar a un mínimo la dependencia del de la OPEP, especialmente de los grandes productores del Medio Oriente, convulsionada región que ninguna potencia ha podido dominar plenamente y que amenaza con regresar al primer plano de la escena petrolera, por la importancia de sus reservas probadas, que alcanzan 63.7% del total mundial.

PRIORIDAD A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO FRONTERA (1973-1985)

El detonador del cambio tecnológico fue la crisis iniciada en 1973, conocida como primer choque petrolero, que reveló con inusitada violencia la extrema vulnerabilidad a que se había expuesto la sociedad industrial contemporánea al depender en exceso del oro negro. El apocalipsis anunciado un año antes por el Club de Roma, en su estudio *Los límites del crecimiento*, parecía precipitarse ante los ojos de un mundo poco preparado para ello.

El embargo temporal a ciertos países, la incertidumbre sobre la importancia de las reservas mundiales y la cuadruplicación de los precios del crudo, infundieron, no sólo en la opinión pública sino también en los expertos, la convicción de que el fin del petróleo estaba

próximo. El segundo aumento drástico de precios, en 1979, que en algunos momentos elevó el precio del Arabia Ligth a más de 40 \$/b, así como las decisiones tomadas por la OPEP durante casi diez años, reforzaron esa convicción.

Los retos derivados de esa situación de emergencia eran considerables. Se pusieron en marcha programas de cooperación internacional, almacenamiento estratégico, diversificación de fuentes de abastecimiento, sustitución del petróleo, ahorro y uso eficiente de la energía. No pocos cifraron sus esperanzas en las fuentes renovables.

Sin embargo, desde diversos puntos de vista el mayor reto era para la misma industria petrolera. Por un lado las compañías internacionales habían perdido sus concesiones en los países de la OPEP, en virtud de la nacionalización total o parcial de sus activos. En adelante se encontraron frente a la enorme necesidad de reconstituir su patrimonio minero fuera de esos países, en regiones políticamente seguras, pero donde el potencial petrolero era, con algunas excepciones, sustancialmente menos importante. Por otra parte, el parque de refinación debía adaptarse a los cambios en la demanda, con un mercado de productos ligeros en rápida expansión y un declinante consumo de combustibles pesados.

La respuesta de la industria fue un esfuerzo tecnológico sin precedentes. Los presupuestos de investigación y desarrollo de las grandes empresas observaron una expansión extraordinaria. Florecieron las ideas. Se desarrollaron conceptos originales. Nació un nuevo universo petrolero compuesto por innovaciones espectaculares (Balaceanu, 1989).

Sin restar valor a los trascendentales avances en los segmentos corriente abajo, como por ejemplo el transporte en regiones árticas y la conversión profunda de los residuos de la destilación, los avances más impresionantes ocurrieron en las actividades corriente arriba, con el desarrollo de técnicas de producción en mar abierto, recuperación mejorada de hidrocarburos y exploración de alto desempeño.

El desarrollo de las técnicas "costas afuera" era necesario para poner a producir los hallazgos efectuados en los países industrializados durante la década de los sesenta y principios de la siguiente. Esos descubrimientos habían sido el resultado del esfuerzo estratégico de exploración desarrollado por las grandes corporaciones, que habían vislumbrado el arribo de la ola nacionalizadora en los países de la OPEP. Los avances más espectaculares ocurrieron en el Mar del Norte, donde la violencia de los vientos, la amplitud de las olas, los tirantes de agua y la localización de los yacimientos más ricos obligaron a la tecnología a evolucionar en varias direcciones (Gadón, 1987): producir a

profundidades cada vez mayores; reforzar pero aligerar las instalaciones, pasando de las plataformas rígidas a las flotantes y de los conductos rígidos a los flexibles; o evacuar los hidrocarburos sin pérdidas, mediante novedosos sistemas de ductos, instalados con barcos especiales colocados dinámicamente, cuyo mantenimiento requiere de nuevos medios de intervención bajo el agua.

Con las técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos, se buscaba incrementar la oferta de petróleo y gas en campos ya productores, sobre todo en regiones petroleras maduras (Simandoux *et al.*, 1989). Esas técnicas novedosas, también llamadas de recuperación terciaria, pueden agruparse en tres categorías: i) procesos térmicos, que reducen la viscosidad del aceite mediante la inyección de vapor o la combustión *in situ*; ii) inyección de gases inertes, como el CO₂ o el nitrógeno, que permite incrementar los intercambios termodinámicos y fluidificar el aceite; y, finalmente, iii) procesos químicos, como la inyección de polímeros o tenso-activos, que modifican las propiedades del agua inyectada y cambian la manera en que fluye agua y aceite en el yacimiento.

Por otra parte, la exploración de alto desempeño tenía por objetivo descubrir petróleo en regiones ya muy exploradas o de riqueza geológica modesta, lo cual exigía una eficacia mayor que la que hasta entonces se había impuesto la propia industria petrolera. Un importante esfuerzo tecnológico fue orientado hacia el perfeccionamiento de los estudios geológicos y geofísicos, así como a las técnicas de perforación. La incorporación de los últimos avances en informática, satélites y comunicaciones, revolucionó la obtención, tratamiento e interpretación de datos y permitió una mejor localización de estructuras geológicas, el análisis de su composición y la simulación de su comportamiento durante la fase de desarrollo y producción.

A final de cuentas, el esfuerzo tecnológico se reveló como una inversión estratégica de asombrosa eficacia. Para Bourgeois y Martín (1991) el petróleo caro desplazó al petróleo barato. Después de 12 años de avances en múltiples direcciones los resultados fueron considerables. Por una parte, la producción de "petróleo difícil" y de "nuevos petróleos" se multiplicó casi diez veces entre 1973 y 1985, pasando de 680 mil barriles diarios a casi ocho millones de barriles diarios (MMbd) (véase el cuadro 1). Había quedado demostrado que la crisis energética no era de escasez física y que existían importantes cantidades de petróleo y gas, con lo que se podía abastecer el mercado si los precios del petróleo se mantenían elevados por mucho tiempo. Por otra parte, aparecieron excedentes de capacidad de producción y disminuyó la participación de la OPEP en la oferta mundial de 54 a 30%, y ésta vio diluirse su poder de mercado.

Sin embargo, la proeza tecnológica del periodo 1973-1985 se acompañó frecuentemente de un importante incremento en los costos, del cual pocos se preocuparon, deslumbrados como estaban por las elevadas cotizaciones en los mercados internacionales y las expectativas de nuevos aumentos. Así, cuando el mercado pasó a ser dominado por los compradores y ya no por los vendedores, y los precios finalmente se desplomaron en 1986, algunos meses hasta menos de 10 \$/b, la producción petrolera de alta complejidad tecnológica quedó en entredicho. La tecnología parecía ser víctima de su propio éxito.

PRIORIDAD A LA REDUCCIÓN DE COSTOS: 1986-1998

El nuevo contexto, caracterizado por precios deprimidos y concentración creciente de los recursos petroleros de bajo costo en el Golfo Pérsico, colocó a la industria frente al enorme reto de racionalizar operaciones y reducir costos radicalmente. Porque sólo de esa manera se conseguiría preservar: i) la rentabilidad de las operaciones, ii) la oferta alternativa a la de los países de la OPEP en Medio Oriente (OPEP-MO) y, a final de cuentas, iii) la estabilidad del mercado. Así, la prioridad cambió. En adelante y hasta la fecha, el objetivo ha sido continuar la producción petrolera de alta complejidad tecnológica (Jacquard, 1989) a precios compatibles con las cotizaciones en el mercado internacional, lo que significa reducir los costos técnicos de producción hasta entre 12 y 10 \$/b, que es el límite superior del costo de los petróleos convencionales.

CUADRO 1
Producción de petróleos difíciles y de nuevos petróleos
(millones de barriles equivalentes de petróleo por día)

	1973	1980	1985	1992
Mar del Norte (1) (2)	0.08	2.96	4.54	5.64
Alaska (1)	0.26	1.72	1.98	1.94
Recuperación asistida	0.30	0.60	1.00	1.50
Mar profundo	0.00	0.00	0.10	0.82
Arenas asfálticas	0.04	0.10	0.18	0.24
Biomasa y otros	0.00	0.04	0.14	0.16
Total	0.68	5.42	7.94	10.30

Notas: (1) Petróleo y gas. (2) Excluyendo los yacimientos de la zona sur del sector británico.
Fuente: P. Jacquard (1993).

El reto ha sido enorme, sobre todo teniendo en cuenta que nuevas prioridades se han sumado al proceso, a la cabeza de las cuales se sitúa la protección ambiental, importante demanda social de nuestro tiempo que sin embargo requiere inversiones que gravitan en sentido opuesto a la reducción de los costos técnicos de los hidrocarburos. Ante la expansión de la conciencia ambiental, se ha reforzado el papel de la tecnología como medio fundamental para que la industria petrolera extienda y renueve su legitimidad social por muchas décadas más. Porque la cuestión ambiental no es una moda pasajera.

El proceso de racionalización ha afectado todos los aspectos de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural. Sostenido por una vigorosa campaña para aplicar los principios de calidad total, dicho proceso ha incitado a los especialistas de las diversas ramas de la ingeniería a utilizar las tecnologías más recientes, a mejorarlas y a crear otras nuevas.

El nuevo esfuerzo de investigación y desarrollo se ha orientado en varias direcciones, pero sobre todo hacia donde se localiza el potencial más importante (Masseron y Cueille, 1996):

– *Incremento en la tasa de éxito exploratorio.* En 20 años ese indicador se ha duplicado, ya que en 1975 uno de cada diez pozos exploratorios conducía a un pozo productor comercial; en cambio, para 1995 esa cifra había pasado a uno sobre cinco. Se estima que en el año 2005 habrá descendido a uno sobre tres. Ése será el resultado directo de un mejor conocimiento del subsuelo gracias a la sismología en tercera dimensión (3D), la integración de geociencias y avances en la teoría de la génesis del petróleo. Los estudios sismológicos simultáneos a la perforación permitirán reducir aún más el riesgo en un futuro no lejano.

– *Optimización de la explotación de los yacimientos.* A principios de los setenta la tasa media de recuperación mundial no superaba 15 o 20%; en cambio en la actualidad se sitúa mundialmente entre 30 y 35%, con diferencias notables según yacimientos y zonas productoras. En el caso de formaciones de crudo muy pesado, es de sólo un dígito; en cambio puede alcanzar hasta 55-60% cuando se trata de aceite ligero y se aplican modernas técnicas de perforación, como en el Mar del Norte. El IFP estima que el indicador se situará entre 40 y 50%, promedio mundial, en los próximos 20 años. Por su parte Schlumberger calcula que se podrá lograr 50% en diez años.

– *Reducción de los costos de perforación.* La perforación sigue siendo el componente más dispendioso de las actividades corriente arriba. El costo global de un pozo de 3 500 metros en el Mar del Norte se ha reducido en 70% entre 1983 y 1993; en particular los costos operativos han

disminuido hasta la tercera parte y el tiempo de perforación, a la mitad. Gracias a la perforación horizontal ahora se requieren menos pozos para desarrollar los yacimientos y, por lo tanto, menores inversiones. Los pozos desviados con grandes desplazamientos horizontales han logrado alejarse de la vertical más de ocho mil metros (Wytch Farms, Estados Unidos, 1995). Los pozos "aligerados", es decir, perforaciones con diámetros pequeños, han permitido reducir inversiones y costos operativos en cerca de 40%. El tiempo entre el descubrimiento y la puesta en producción ha pasado de 7-8 años a 2-3 años.

– *Perfeccionamiento de los sistemas costas afuera.* La meta ha sido descubrir yacimientos marginales cerca de campos conocidos, así como grandes estructuras bajo importantes tirantes de agua. Ya es posible perforar pozos exploratorios en tirantes de 2 390 metros (Mississippi Canyon 657, Shell, 1988), y se está produciendo crudo bajo 1 600 metros de agua desde una plataforma fija a 110 km., mediante una cabeza de pozo submarina (Mensa, Golfo de México, Shell, 1997).

Entre las tecnologías que maduraron y comenzaron a difundirse en forma comercial en los últimos años, destacan tres por su importancia. Se trata de la sismología 3D, la perforación horizontal y la producción con sistemas flotantes.

Actualmente es posible recolectar datos geológicos mediante técnicas de registro numérico en tres dimensiones, lo que permite esbozar una idea más precisa de la estructura del subsuelo e incrementar las posibilidades de localizar yacimientos "ocultos" en las zonas muy exploradas. Ésta ha sido una de las más importantes contribuciones del progreso tecnológico a una exploración más eficiente.

Asimismo, ahora se sabe perforar pozos desviando su trayectoria hasta permitir un drenado horizontal del yacimiento; también perforar pozos con ramas laterales múltiples, o con trayectorias complejas y muy desviadas. La gran ventaja de esas nuevas técnicas es que permiten multiplicar la productividad del pozo productor por un factor de entre 2 y 5, en tanto que los costos no aumentan más allá de 20 o 40% respecto de una perforación clásica. Con esta técnica la tasa de recuperación puede elevarse de 30 a 40%, y expandirse las reservas probadas en esa misma magnitud. La asociación de perforación horizontal con otras técnicas como la fracturación y recuperación asistida ofrece interesantes perspectivas.

De igual modo, ahora se puede producir sin necesidad de una plataforma encima del yacimiento, gracias a la combinación de sistemas flotantes, bombas difásicas y ductos flexibles, que permiten evacuar los hidrocarburos directamente hacia la costa, sin tener que separar el gas del aceite antes de su transporte.

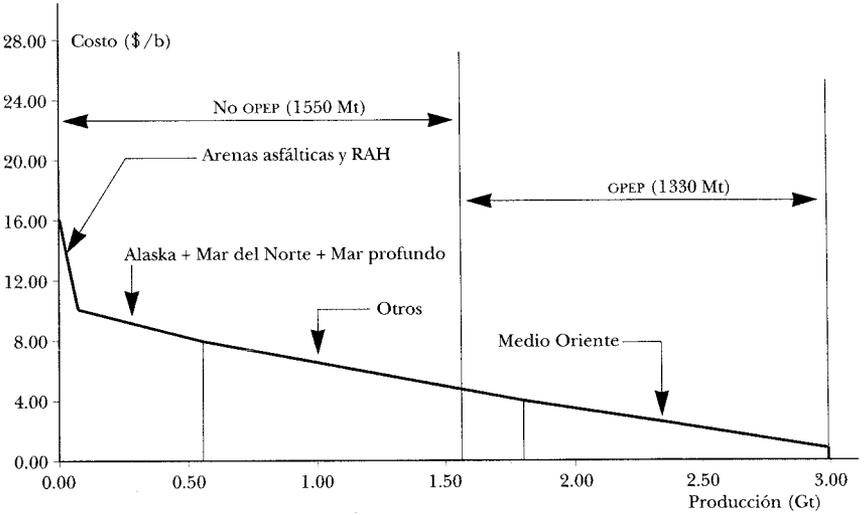
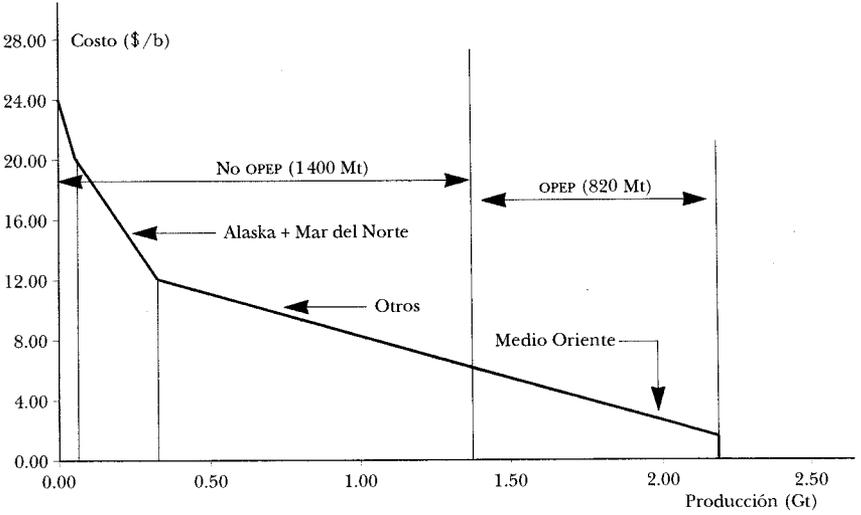
Los resultados de esa nueva fase de progreso tecnológico han sido impresionantes. Concentrando el esfuerzo en las áreas de potencial de ahorro más importantes, automatizando y optimizando las técnicas, combinando enfoques, modificando estructuras organizativas, adquiriendo una nueva filosofía de trabajo y contratación de servicios, la industria ha logrado reducir sustancialmente los costos técnicos.

De acuerdo con Terzian (1998), los ejemplos abundan. En el Mar del Norte los costos de desarrollo y producción disminuyeron entre 30 y 40% de 1985 a 1993. Para el periodo 1993-1998 se proyecta una reducción adicional de entre 30 y 50%. En particular, los costos unitarios de inversión de Statoil, la empresa pública de Noruega, pasaron de 19940 \$/b/d en 1988 a 7370 \$/b/d en 1995. Otro ejemplo: en Nigeria, ELF logró entre 1993 y 1998 disminuir ese costo de 7500 a 5455 \$/b/d, de lo que resultó un costo técnico total (costo de inversión y operación) igual a 3.40 \$/b, cifra no muy alejada de los 2 \$/b de un campo gigante en Arabia Saudita. Y ahí no para. En las zonas profundas de la parte estadounidense del Golfo de México, las compañías están razonando con un costo último de desarrollo de 2.6 dólares por barril equivalente de petróleo (\$/bep); la rentabilidad está siendo más atractiva que lo que se pensaba. Appert y Boy de la Tour concluyen que, globalmente, progreso técnico y aumento de productividad y competencia entre operadores se han conjugado para permitir a las CPI reducir sus costos técnicos totales (costos de exploración, desarrollo y operación) un dólar por barril equivalente de petróleo año tras año, desde el principio de los noventa.

Así, el costo de la producción de petróleo frontera localizada fuera de la OPEP pasó de entre 12 y 20 \$/b, en 1985, a menos de 12 \$/b en 1995 (véase la gráfica 1). Además, el volumen de dicha producción no sólo no disminuyó sino que aumentó 4 MMBd, al pasar de 6.6 a 10.6 MMBd. Entonces, la brecha entre los costos de producción de los yacimientos no-OPEP más caros y los correspondientes a los grandes yacimientos de Medio Oriente se ha contraído, ha pasado de uno a diez en 1985 a uno a tres o cuatro en 1995.

Gracias a la reducción de los costos lo esencial de la producción de los petróleos frontera se ha consolidado y expandido. El Mar del Norte alcanza año tras año mayores marcas. La producción en mar profundo avanza sensiblemente y se desarrollan yacimientos en tirantes de agua cada vez más importantes. Las zonas de producción fuera de la OPEP continúan multiplicándose o aumentan su rango, como Yemen, Colombia, Congo, Vietnam y Nueva Guinea.

GRÁFICA 1
Producción mundial de petróleo en 1985 y 1995



Fuente: Appert y Boy de la Tour (1996).

¿LOGRARÁ EL PROGRESO TÉCNICO PRESERVAR LA ACTUAL GEOPOLÍTICA DEL PETRÓLEO?

Una importante corriente de opinión considera que el actual equilibrio del mercado es frágil. Las cifras relativas a las reservas y la dinámica de la producción llevan a muchos analistas a creer que será difícil evitar a la larga el retorno del Golfo Pérsico como zona de producción dominante. Para algunos ese temido retorno es simplemente inevitable, y ocurrirá entre 2010 y 2020, incluso antes. Pruebas en apoyo: lo sucedido entre 1985 y 1997. Por un lado, las reservas mundiales crecieron 328 700 Mmb, al pasar de 708.9 a 1037.6 Gb, pero ese incremento se debió en su mayor parte (82.8%) al aumento de las reservas en la OPEP-MO.² Por otro lado, la demanda mundial aumentó 13.2 Mmbd, de 58.5 a 71.7 Mmbd, y esas nuevas necesidades son satisfechas en 71.2% con crudo de OPEP-MO, cuya producción casi se duplicó, al pasar de 9.7 a 19.1 Mmbd, con lo cual se elevó su participación en la producción mundial de 16.9% a 26.4% (véase el cuadro 2). El petróleo de otras regiones sólo pudo dar respuesta parcial a ese aumento de la demanda.

Se teme que una mayor importancia del Golfo Pérsico pueda dar lugar, en el mercado petrolero internacional, a tentaciones de cartelización comparables con las que se vivieron en la década de los setenta, y que esa evolución desemboque en nuevos choques petroleros (Salameh, 1996).

CUADRO 2
Estructura de la producción mundial de petróleo de 1973 a 1997
(en millones de barriles diarios y en porcentajes)

	Total	No- OPEP	%	OPEP	%	OPEP-MO	%
1973	58.5	27.2	46.5	31.3	53.5	20.1	34.4
1979	65.8	34.3	52.0	31.5	47.9	20.9	31.8
1985	57.6	40.6	70.5	17.0	29.5	9.7	16.8
1990	65.7	40.9	62.2	24.9	37.9	16.1	24.5
1995	67.9	40.4	59.5	27.5	40.5	17.7	26.1
1996	69.8	41.5	59.5	28.3	40.5	18.1	25.9
1997	72.2	42.3	58.6	29.9	41.4	19.1	26.5

Notas: OPEP-MO: Arabia Saudita, Estados Unidos, Irak, Irán y Kuwait.

Fuente: *BP Statistical Review*, varios números.

² *BP Statistical Review of World Energy*, 1996 y 1998.

Desde nuestra perspectiva, el progreso técnico corriente arriba no sólo permitirá retardar una o dos décadas el regreso del Golfo Pérsico al primer plano de la escena petrolera (es decir más allá del año 2020), sino que, bajo ciertas condiciones, lo aplazará indefinidamente. En otras palabras, evitará un nuevo cambio en la geopolítica del petróleo y que la curva de oferta se modifique hasta parecerse a la de cualquier recurso minero. Los últimos 25 años han probado que, bajo presión, la eficiencia, la productividad y la tecnología progresan a pasos agigantados, sobre todo cuando la rentabilidad está en peligro debido a precios deprimidos.

Para apoyar nuestra afirmación avanzaremos tres argumentos:

– Como fue señalado en la sección precedente, la tasa de éxito exploratorio y la de recuperación de petróleo convencional van a seguir aumentando en los próximos años, con un impacto favorable en la expansión de reservas. De acuerdo con el Instituto Francés del Petróleo una tasa de recuperación promedio entre 40 y 50%, como la que se espera en los próximos 20 años, permitirá obtener entre 510 000 y 730 000 MMB, de reservas adicionales, cifra que representa más de la mitad de las reservas mundiales informadas a principios de este año.

– La explotación del mar profundo apenas comienza. Nadie sabe a ciencia cierta cuál es el potencial petrolero de esas regiones, dado que se trata de 55 mil millones de km² de cuencas sedimentarias, casi cuatro veces más que el *offshore* tradicional, vírgenes de toda exploración. En 1995 su producción alcanzó 1 MMBd de petróleo y 50 MMM3d (1 765 MMpcd) de gas natural; se estima que esas cifras podrían ser tres veces más importantes en el año 2000. El interés de las CPI por esas regiones es patente, pues ahí cifran sus esperanzas de encontrar yacimientos supergigantes. Un botón de muestra. En la parte estadounidense del Golfo de México una licitación de bloques para exploración logró reunir la colosal suma de 929 posturas. Las grandes compañías se quedaron prácticamente con todo, incluyendo bloques en tirantes de agua superiores a tres mil metros. En esa parte del mundo, la expansión de la producción a gran profundidad se ha visto limitada por la escasez de equipos de perforación y la consiguiente inflación de los precios de renta. En África Occidental se han estado concediendo bloques en profundidades de hasta 3 650 metros.

– No se puede excluir en las próximas dos décadas un avance tecnológico que permita valorar a gran escala las importantes reservas de petróleo no convencional, ya de suyo inmensas. De hecho la combinación de pozos horizontales y coquefacción permiten hoy día extraer y valorar los petróleos extrapesados de Venezuela (8-9°API) en un precio de alrededor de 12 \$/b, incluyendo impuestos. Ello constituye una verdadera

revolución en la industria petrolera, porque abre la puerta a reservas de crudo que, por su amplitud, rebasan las de Arabia Saudita.³ Únicamente el Cinturón del Orinoco contiene 1.2×10^{12} barriles de petróleo *in situ*, de los cuales actualmente 300 Gb pueden considerarse reservas probadas, de acuerdo con PDVSA. Por otra parte, las arenas asfálticas de Canadá ascienden a 2.2×10^{12} barriles de petróleo *in situ*, de los cuales 10% se considera recuperable y sólo 1% económicamente explotable con tecnologías mineras convencionales (costos técnicos totales de alrededor de 18\$/b). Con las técnicas modernas de perforación horizontal y drenado óptimo con inyección de vapor, y con la combinación de técnicas, los costos técnicos podrían disminuir considerablemente y aumentar los volúmenes económicamente recuperables.

En un informe reciente de la Agencia Internacional de Energía (1998), se estima que en un escenario conservador de reservas de petróleo convencional (2300 Gb), este tipo de petróleo participará con 65.6% de la oferta mundial en el año 2020, en tanto que el petróleo no convencional (incluyendo líquidos del gas natural) cubrirá 34.4% (véase el cuadro 3); asimismo, la participación de OPEP-MO en la oferta mundial será de 41.5%. En un escenario optimista de reservas (3000 Gb), el pico de producción del petróleo convencional se prolonga más tiempo. El reto del progreso técnico corriente arriba será que los 700 Gb que hacen la diferencia entre uno u otro escenario se vuelvan una realidad.

Retardar el regreso de Medio Oriente una o dos décadas puede tener consecuencias extremadamente importantes. Entre más pasa el tiempo la otra vertiente de progreso técnico, la que actúa en el ámbito del consumo, incrementa las posibilidades de sustitución del petróleo por otras energías. En los últimos años hemos visto que el sector cautivo del petróleo, el transporte, ha sido seriamente amenazado por vehículos eléctricos de alto desempeño, autotransporte que usa gas natural comprimido o licuado, automóviles provistos de celdas de combustible. Sin embargo en el horizonte se vislumbra un rival más temible: la competencia de los combustibles líquidos (gasolina y diesel) obtenidos de la conversión de gas natural, cuyos costos de producción se sitúan actualmente en menos de 20 \$/b, incluso 15 \$/b, y siguen bajando. En el se-

³ Con el desarrollo a gran escala de crudos extrapesados del Orinoco y el crecimiento de la capacidad de producción clásica. Venezuela sueña con igualar a Arabia Saudita, cuyas reservas de crudo convencional son de 259 mil MMB. El objetivo de Venezuela es alcanzar una capacidad de producción de 6 MMBd de crudo convencional en 2006. Sumando los volúmenes de oriemulsión y de crudo sintético, la capacidad total de producción será de 7 MMBd ese año.

CUADRO 3
Oferta de petróleo entre 1996 y 2020
Escenario conservador: reservas de petróleo convencional igual a 2 300 Gb
(millones de barriles diarios)

	1996	2000	2010	2020
Demanda de combustibles líquidos	72.0	78.3	94.5	110.1
Petróleo crudo convencional	62.7	66.7	78.9	72.2
OPEP Medio Oriente	17.2	20.1	40.9	45.2
Otros países	45.9	46.6	38.0	27.0
Petróleo no convencional y líquidos de gas	9.3	11.6	15.5	37.9
Identificado	9.3	11.6	15.5	20.6
No identificado	0	0	0	17.3

Fuente: AIE, *World Energy Prospects to 2020*, París, 1998.

gundo cuarto del próximo siglo el carbón será fuente de gas natural, el gas natural fuente de carburantes líquidos y los petróleos no convencionales la principal reserva de crudo. Si avanza suficientemente rápido, lo cual depende en gran medida de las decisiones que se tomen, el progreso técnico logrará evitar el regreso del péndulo y modificar definitivamente la geopolítica del petróleo.

CONCLUSIÓN

El progreso continuo en cuanto a eficiencia, productividad e innovación tecnológica ha logrado desarrollar petróleos frontera y garantizar su competitividad a corto y largo plazos. De igual modo ha permitido el incremento simultáneo del desempeño desde el punto de vista de la salud, la seguridad y el cuidado ambiental. La ola de innovaciones puestas en marcha ha cambiado la geopolítica del petróleo basada en las reservas baratas y abundantes de Medio Oriente. En el futuro el progreso técnico seguirá siendo la piedra de toque para que la curva de oferta permanezca invertida, posiblemente hasta que el oro negro sea sustituido sin sobresaltos y ordenadamente por otras fuentes de energía.

BIBLIOGRAFÍA

Alazard, N. y L. Montadert, "Oil Resources for the Next Century: what's Ahead?", *Nonrenewable Resources*, vol. 2, núm. 3, otoño, 1993, pp. 69-82.

- Appert, O. y X. Boy de la Tour, "Les enjeux technologiques pour l'Europe dans l'approvisionnement futur eu hydrocarbures", 5th European Oil & Gas Symposium; The strategic importance of oil & gas technology, Edimburgo, 26 a 28 de noviembre, 1996.
- Balaceanu, J. C., "Impact des développements techniques sur l'exploration et la production pétrolières", *Pétrole et Techniques*, núm. 348, abril-mayo, 1989, pp. 1-3.
- Bourgeois, B. y J. M. Martin, "Le pétrole se substitue au pétrole: Les effets du progres technologique sur la production pétrolière", *Revue de l'Energie*, núm. 432, julio-agosto, 1991, pp. 519-527.
- Boy de la Tour, X., "Pétrole: les nouveaux défis; pression des marchés et levier technologique", *Analyse Financière*, núm. 87, 4^o. trimestre, 1992.
- Boy de la Tour, X., "Technologies pétrolières: les nouvelles frontières", *Revue de l'Energie*, núm. 456, febrero, 1994, pp. 105-112.
- Campbell C. y J. Laherrère, "The end of Cheap Oil", *Scientific American*, marzo, 1998.
- Colitti, M. y C. Simeoni, *Petroestrategies*, 4 de noviembre, 1996.
- EIA, Department of Energy, "International Energy Outlook 1998", 1998.
- Gadon, J. L., "Offshore Oil Prospects for the Year 2000", *Natural Resources Forum*, vol. 11, núm. 4, 1987, pp. 301-323.
- International Energy Agency, "World Energy Prospects", Paris, 1998.
- Jacquard, P., "Crises pétrolière: les réponses technologiques", Colloque 1973-1993-Energie: signaux pour le futur, París, 9 a 10 de diciembre, 1993.
- Jacquard, P., "High Technology Oil Production: a Major Challenge", 14th Congress of the World Energy Conference, Montreal, 17 a 22 septiembre, 1989.
- Masseron J. y Ph. Cueille, "Evolution and Outlook for Fossil Fuel Production Cost", 19th IAEE International Conference, Budapest, 27 a 30 de mayo, 1996.
- Masters, Ch., D. Attanasi y D. Root, "World Petroleum Assessment and Analysis", 14th World Petroleum Congress, Stavanger, Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd, 1994.
- Pauwels, J. P., *Geopolitique de l'approvisionnement énergétique de l'Union Européenne au XXI siècle*, Bruselas, Bruylant, 1997.
- Simandoux, P., D. Champlon y E. Valentin, "Status and Outlook of Improved oil Recovery", International Congress on Geoengineering, Turin, Italia, 27 a 30 septiembre, 1989.
- Terzian, Pierre, *Le gaz naturel; perspectives pour 2010-2020, disponibilités, contraintes et dépendances*, Paris, Economica, 1998, 183 pp.