

Competitividad petrolera argentina

por Daniel Gustavo Montamat



Foto: Teapetrol

Daniel Gustavo Montamat es Doctor en Economía de la Universidad Católica de Córdoba y Doctor en Derecho y Ciencias Sociales de la Universidad Nacional de Córdoba. Además es Master en Economía de la Universidad de Michigan de los Estados Unidos. Egresó con medalla de oro y fue elegido entre los Diez Jóvenes Sobresalientes. El Banco Mundial lo ha contratado como consultor de distintos proyectos en el área petrolera y gasífera en Argentina y en distintos países latinoamericanos. Fue presidente de YPF entre 1987 y 1989. Actualmente, preside Montamat y Asociados, estudio aplicado a evaluación de proyectos de inversión con especialización en el sector energético.

La característica económica básica del negocio petrolero es calcular el valor de reservas que razonablemente se espera encontrar, contra el riesgo y costo de explorarlas, desarrollarlas, producirlas y comercializarlas. En un contexto de mercado de precios altos y perspectiva alcista (como el predominante en la década del 70), el posicionamiento de las empresas en reservas para el largo plazo, motorizó el desarrollo de tecnologías orientadas a la maximización productiva, sin debida atención a los costos. Transcurrían los años de los "petrodólares", en los que se ironizaba que la empresa más rentable del mundo era una petrolera **bien administrada**, y la segunda empresa más rentable del mundo era una petrolera **mal administrada**. Durante la década del ochenta la situación del mercado petrolero mundial cambió. Soportó precios bajos, mientras vislumbraba con alguna nostalgia el retorno de un ciclo alcista para comienzos de la década del noventa. Lo de la Guerra del Golfo fue un espejismo. Por unos días el petróleo recuperó el rol de recurso estratégico. Pasado el susto, el negocio volvió a regirse por las reglas de juego del mercado (con todas las imperfecciones y factores institucionales que afectan el mismo), y las cotizaciones se desplomaron. A la fecha, muchos pronósticos se han revisado. Sucede que el ciclo petrolero analizado en función de los *fundamentals* del mercado (producción/oferta-demanda/consumo-reservas-stocks), está influido por dos impactos estructurales en el desarrollo de la industria del petróleo. Por un lado la globalización del daño ambiental, por el otro la incorporación de tecnología orientada a minimizar costos.

La identificación del consumo de com-

bustibles fósiles con el efecto invernadero, sustituyó en el tema petrolero la psicosis de la escasez por la de la contaminación. Así como la escasez motorizaba expectativas alcistas de precio en el largo plazo, la contaminación opera en sentido contrario.

El rigor de los precios bajos, en un contexto donde predominó la operación de mercado, determinó un salto tecnológico en la industria petrolera. La sismica tridimensional aumentó el éxito exploratorio. La gestión de reservorios y las nuevas técnicas de recuperación asistida influyeron en los porcentajes de recuperación de reservas. El *management* del negocio acortó el período de maduración de la inversión. Resultado: una industria más competitiva, cuyos índices de productividad y eficiencia permiten convivir en un escenario de precios bajos. También una industria más consciente de la escasez de los recursos financieros y de la necesidad de aplicarlos con prudencia a las oportunidades más rentables. Advuértase que la consideración de los márgenes (precios menos costos) ha suplantado en el análisis de oportunidad de negocios de la industria, la consideración sobre expectativas de precios.

La industria petrolera argentina hoy compete con el mundo. La internacionalización del mercado petrolero argentino, diferida por algunas restricciones logísticas y por la barrera natural que impone la distancia, se viene inexorablemente. Como en los otros mercados, también en el petrolero somos *price takers*. Sin posibilidad de influir en los precios internacionales del crudo y derivados, y asumiendo un mercado doméstico competitivo cuyos precios reflejen el negocio de oportunidad del mercado externo, el tema de los costos se torna crucial. Más si se tiene en

cuenta la productividad de nuestros yacimientos comparada con la de otras regiones productoras del mundo. (**Cuadro de productividades comparadas**).

Precios esperados

En el largo plazo el precio del crudo mantendrá la histórica tendencia bajista que ha registrado la evolución de precios de los *commodities* en general. Sin embargo, hacia fines de la década, en el escenario base que guía nuestro análisis, es de esperar una tendencia alcista. Sucede que la oferta mundial está volviendo a ser crecientemente dependiente de la producción de la OPEP, y puede llegar a presentarse cierta saturación de la capacidad productiva de los miembros de esta organización hacia fines de siglo.

Las proyecciones de precios que muestra el **cuadro de precios petróleo y gas natural**, presuponen la evolución del petróleo mundial regida por los *fundamentals* del mercado (oferta-demanda-reservas-stocks) y ciertas premisas de evolución de la economía mundial.

Se asume una inflación en dólares para el futuro de 3.25% anual acumulado. La demanda mundial de crudo que en 1995 se calcula en 67.8 millones de barriles por día, en el 2000 será de 82.3 MMb/d y en el 2015 será de 92.2 MMb/d. Hasta el 2000 la demanda crece a una tasa de 2.2% por año, y luego a una tasa de 1-2% por año.

La oferta NO-OPEP pasará de 41.7 MMb/d en 1994 a 43.7 MMb/d en el 2000. La oferta OPEP pasará de 25.8 MMb/d (excluye Irak) en 1995 a 32.17 MMb/d en el 2000 (Irak ya estará incorporado al merca-



do). Adviértase que la mayor dependencia de la oferta productiva de la OPEP determina que entre el 2000 y el 2005 su capacidad potencial de producción quede totalmente utilizada con el consiguiente impacto en los precios. Obviamente, la mayor inversión presupuestada termina resolviendo esa restricción que se asume transitoria. A los niveles productivos de 1994, las reservas probadas de la OPEP alcanzan para 77 años. Si la OPEP decidiera reducir su stock de reservas probadas a un promedio de 50 años, nuestros pronósticos de oferta implican requerimientos adicionales de reservas de 130 mil millones de barriles hasta el 2015. Si se deseara mantener un stock promedio de 60 años, la necesidad de reservas adicionales sería de 310 mil millones de barriles. El patrón histórico de incorporación de reservas de la OPEP hace perfectamente alcanzables estas metas.

Si se dieran estos supuestos, en el 2015 los precios del crudo serían -en valores constantes- ligeramente superiores a los actuales. Sin embargo, en un escenario de 20

años, y teniendo en cuenta lo sucedido en la última década, es muy probable que la combinación del impacto de las nuevas tecnologías y la creciente conciencia ambiental sumen presiones bajistas a los precios de este escenario base. Un impuesto generalizado sobre las emisiones de carbono retraería la demanda aquí asumida. La tecnología de minimización de costos permitiría a la industria absorber este impacto sin resentir demasiado el panorama de reservas. Los precios serían más bajos.

Precios mayores a los del caso base sólo serían imaginables en un ciclo de turbulencia política internacional que afecte la operatividad del mercado durante algún tiempo. Se desarticula el proceso de inversiones y la escasez temporal devuelve al petróleo su connotación de recurso estratégico.

Costos decrecientes

El costo promedio total de un barril de petróleo argentino era 13.57 dólares en 1993. Bajó a 12.64 dólares en 1994. Dentro de la estructura de costos petroleros, hay

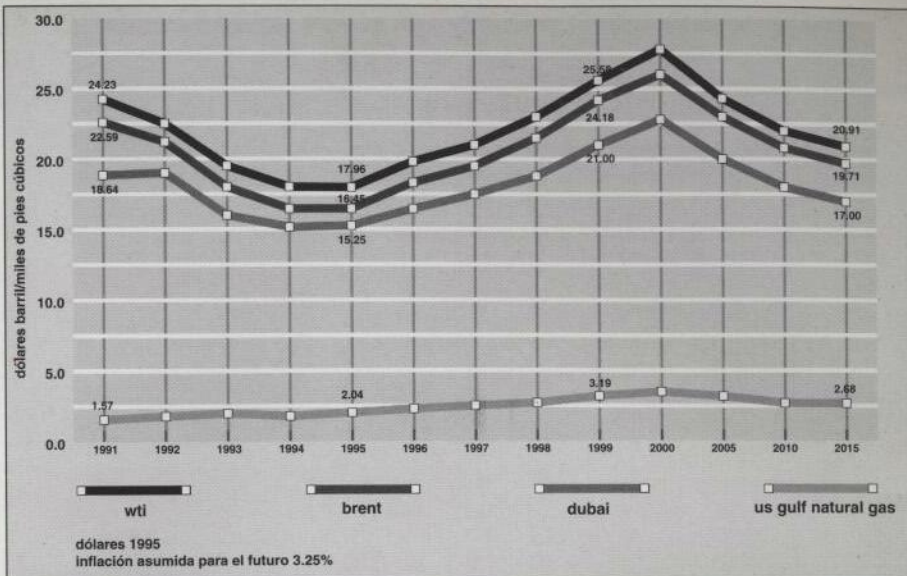


UN NUEVO CONCEPTO EN PLANTAS
DE TRATAMIENTO DE AGUA, GAS Y PETROLEO

Suipacha 924 1º Piso - (1008) Buenos Aires - Argentina
Tel. y Fax: (0541) 328-7822 / 328-0675

PRODUCTIVIDAD MEDIA POR POZO
BARRILES/DIA

Estados Unidos	40
Argentina	59
Venezuela	200
Indonesia	210
Gabón	700
Algeria	700
Ecuador	1.000
Libia	1.700
Nigeria	1.750
Qatar	2.000
Kuwait	4.000
Irak	7.500
Irán	9.500
Arabia Saudita	11.500


 dólares 1995
Inflación asumida para el futuro 3.25%

PRECIOS DEL PETROLEO Y DEL GAS NATURAL

año	dubai	wti	brent	us gulf natural gas
1991	18.64	24.23	22.59	1.57
1992	18.89	22.56	21.26	1.81
1993	15.81	19.55	18.13	2.18
1994	15.22	17.75	16.49	1.87
1995	15.25	17.96	16.45	2.04
1996	16.50	19.79	18.04	2.32
1997	17.50	21.13	19.58	2.52
1998	19.00	23.11	21.54	2.79
1999	21.00	25.58	24.18	3.19
2000	23.00	27.78	26.48	3.51
2005	20.00	24.07	22.99	3.04
2010	18.00	21.81	20.73	2.77
2015	17.00	20.91	19.71	2.68

que diferenciar los dos principales rubros: los costos de producción y los costos de reposición de reservas. Para explotar un barril de petróleo, además de las inversiones involucradas en el pozo productivo, hay que incurrir en costos operativos y contribuir al mantenimiento de los costos de estructura (indirectos). El barril producido en la Argentina paga regalías e impuesto a los ingresos brutos. El barril producido a su vez obliga a reponer reservas. La reposición de reservas tiene costos de exploración y de desarrollo que resultan del desempeño de la empresa para sumar reservas e incluyen ampliación de áreas en explotación, descubrimientos, revisiones de reservas ya comprobadas y mejoras en los sistemas de recuperación. Con criterio amplio, pueden incluirse en este concepto las adquisiciones de reservas. (Ver gráficos de estructuras relativas de ambos costos cuadro).

El costo de producción promedio de petróleo bajó en Argentina de 9.55 dólares por

barril en 1993 a 7.37 dólares por barril en 1994. Si se excluye la regalía y el impuesto a los ingresos brutos, el costo de producción promedio de petróleo en la Argentina es de 5.77 dólares por barril. El **cuadro de costos comparados** nos permite cotejar nuestros costos de producción con el de distintas regiones productoras.

El costo promedio de reposición de reservas en la Argentina era de alrededor de 3.98 dólares por barril de crudo en 1993. En 1994 subió a 5.27 dólares por barril. Transcurrida la transición que marcó el paso de la regulación a la desregulación petrolera, se acabó el espacio para las reclasificaciones técnicas de las reservas. Ahora, para reponer reservas hay que invertir. Estamos en la media mundial de estos costos. Los costos de reposición de reservas para la industria petrolera a nivel mundial fueron de US\$ 5.27 por barril de petróleo equivalente para el período 1988-91.

El precio promedio de crudo que obtienen los productores argentinos, debido a las correcciones de calidad y a la condición de sobreoferta del mercado local, se referencia a la cotización del WTI menos 2.5 US\$ por barril en promedio. Con un precio de barril cercano a los 18 US\$, la recuperación total de los costos promedios está asegurada. En promedio pues, el sector petrolero argentino está recuperando totalmente los costos.

 COSTOS DE PRODUCCION
PROMEDIO ESTIMADOS
Distintas regiones del mundo

Región	u\$s por barril
Estados Unidos (*)	3.00 - 7.00
Mar del Norte	3.00 - 6.00
América del Sur	2.00 - 6.00
África	2.00 - 5.00
Medio Oriente	1.00 - 5.00
Argentina	3.00 - 6.00

(*) excluye altos costos de *stripper wells*

Cuando el WTI cotiza por debajo de 15 dólares queda comprometida la recuperación total de costos. Obviamente, como hablamos de promedios, habrá yacimientos que exhiben una alta rentabilidad (renta petrolera) y otros, incapaces de recuperar los costos totales. El sector *upstream* mantiene, sin embargo, el ritmo productivo a pleno, porque el costo marginal de producir un barril adicional de petróleo varía entre 3 y 6 dólares, según los yacimientos. Dejar de producirlo, privaría de un ingreso adicional de 15.5 US\$ (18-2.5) por barril.

En la operatividad del mercado, la baja sostenida de precios no resiente en el corto plazo el ritmo productivo. Por el contrario, la necesidad de *cash flow* de muchas empresas puede acelerarlo. La víctima de un escenario de precios bajos empieza siendo la reposición de reservas y luego la recuperación de la inversión. El petrolero que no repona sus reservas, dejará de ser petrolero en el mediano-largo plazo. El petrolero que no recupera su inversión, hizo un mal negocio.

En el horizonte argentino, la actual relación precios/costos compromete la reposición de reservas de muchas empresas. Las empresas más importantes, con mayor fuerza financiera y grandes yacimientos, donde están en condiciones de aplicar a escala metodologías de recuperación asistida, todavía pueden sostener el objetivo estratégico de reemplazar el 100% de las reservas explotadas. A nivel país, en 1994 repusimos algo más de las reservas explotadas. Es decir, en promedio, la performance de la industria petrolera argentina fue buena si se tienen en cuenta los parámetros económicos del negocio. La competitividad de la industria petrolera argentina, desregulada e internacionalizada, es objetivo prioritario de política energética.