

En un reciente trabajo del Instituto de Economía Energética (Figueroa de la Vega et. ad., 1990) se analiza la posible evolución de la producción y las reservas del país. Se trata de una medulosa discusión sobre distintas alternativas económicas, con recomendaciones y advertencias para los responsables de la toma de decisión en materia energética.

Esos temas son de una importancia tan significativa que obligan, a su vez, a comentarlos y analizarlos para que logren mayor eficacia en sus propósitos finales. La presente colaboración tiende a ese fin. Por ello es que se harán repetidas referencias a la citada publicación del Instituto de Economía Energética (IDEE).

Aquellos análisis y conclusiones, sin embargo, pierden significación ya que parten de una base invalidada, como lo son las estimaciones utilizadas por el IDEE sobre petróleo potencial en el país. Ellas son las de Givogri et ad. (1987), Lesta (1986), Masters (1987) y Pocovi (1988).

Esas estimaciones son, como lo indican implícitamente sus propios autores, nada más que opiniones, más precisamente conjeturas, no alcanzan la jerarquía de evaluaciones de recursos en el sentido que los especialistas en el tema le asignan a dicha disciplina. Tanto es así que el IDEE (op. cit.) encuentra grandes diferencias entre esas estimaciones producto, esencialmente, de haber sido gestadas sobre una base conjetural, sin una metodología expresa. Lo anterior

alidez de las evaluaciones de recursos potenciales de hidrocarburos en la planificación energética

Eduardo Freytes 

no implica desmerecer las citadas estimaciones, que de hecho tienen un gran valor por haber sido efectuadas por destacados especialistas.

Cuando se dispone de información es posible caer en la tentación de hacer extrapolaciones para predecir volúmenes no descubiertos (Freytes, 1985). En esas condiciones las opiniones corren el riesgo de ser pesimistas, o exageradas, o complacientes, pudiendo confundir acerca de la disponibilidad futura. Todos los expertos en el país tienen su propia opinión formada al respecto. No puede entonces considerarse válido el resultado de una muestra tan pequeña como la utilizada por el IDEE.

NATURALEZA DE LAS EVALUACIONES DE PETRÓLEO POTENCIAL. Una evaluación de recursos de hidrocarburos, especialmente si está referida al potencial de todo el país, y más aún si se utiliza como base para la toma de decisiones energéticas a largo plazo, es el producto final de una tarea prolongada y costosa, que demanda esfuerzos y capacidad técnica y utilizada toda la información existente mediante un mecanismo de retroalimentación. Esta tarea no ha sido realizada en el país hasta la fecha, por omisión de los que, en instituciones públicas y pri-

vadas, han tenido y tienen la responsabilidad de la planificación energética⁽¹⁾.

El que suscribe este artículo, por su parte, propuso a los equipos que se sucedieron en el área energética desde 1980 a la fecha, la implementación de sistemas nacionales de evaluación de recursos no renovables, sin que esos proyectos hayan sido ni siquiera considerados, al no aportar réditos políticos en el corto plazo (Freytes, 1983 y 1987).

Efectuar hoy en nuestro país una evaluación de esa naturaleza implica analizar y reprocesar en parte la información de unos 5.000 pozos exploratorios con 10.000.000 de metros perforados, 500.000 km de líneas sísmicas terrestres, la historia y evolución a lo largo de un siglo de casi 400 yacimientos en más de 10 cuencas productivas y la información geológica, geofísica y geoquímica de más de una docena de cuencas de frontera, en el continente y en el mar. Demanda por otra parte movilizar a no menos de 50 especialistas y requerir la opinión subjetiva de un número mucho mayor de expertos. Por último requiere la preparación de por lo menos una base de datos especializada y la creación de un grupo de trabajo ad hoc.

Si hasta 1990 la empresa estatal petrolera manejaba casi el cien por ciento de la información, lo que hubiese facilitado la tarea de evaluación, a partir de 1991 ésta se hace mucho más difícil y costosa, ya que en el proceso estarán involucrados el gobierno y compañías privadas. La empresa privada por motivos razonables, suele no estar dispuesta a asumir la inversión que demanda una evaluación nacional, es decir, a cuantificar y minimizar el riesgo público.

La importancia de las evaluaciones de hidrocarburos potenciales en el contexto energético surge, en primer lugar, por ser el objetivo número uno de la exploración. Sin ellas la exploración no puede planificar las operaciones ni optimizar el uso de los re-

cursos. El IDEE subraya precisamente la necesidad de disponer anticipadamente de un catálogo de áreas y yacimientos potenciales. En segundo lugar porque el conocimiento de las "reservas últimas" es un elemento estratégico en los planes energéticos nacionales y en la toma de decisiones exploratorias de la industria privada. En la página 13 del trabajo del IDEE (op. cit.) se subraya la necesidad de que geólogos y economistas unifiquen los criterios respecto a diversos aspectos de las evaluaciones de recursos. Efectivamente es prioritario unificar metodologías, procedimientos, alcances, definiciones y clasificaciones. Se ha intentado promover aquella gestión en diferentes oportunidades (Freytes 1979, 1980, 1982, 1984 y 1989). Uno de los requisitos esenciales es el de una clasificación nacional única de recursos y reservas de hidrocarburos, cuya carencia origina múltiples confusiones⁽²⁾.

A título de ejemplo se señala el uso del término "resevas remanentes" por parte del IDEE, aparentemente para referirse solo a las reservas comprobadas, excluyendo a probables y posibles. Por su parte el vocablo "remanente" es redundante, pues esta es la cualidad definicional de las reservas, sin lo cual no serían tales. Por otra parte la misma publicación (op. cit., pág. 4) considera que fue necesario introducir una variante en la matriz de Mac Kelvey de clasificación de hidrocarburos para incluir a las reservas terciarias y cuartarias. Sin embargo en dicha matriz (modificada por Freytes, 1984), existe un casillero específico para esos volúmenes: son los recursos marginales descubiertos, que se definen como aquellos que en el momento de la evaluación no son recuperables pero que están próximos a ser producibles ante cambios postulados en los factores económicos o tecnológicos.

Algo relevante dado que es un volumen esencial en sus análisis, es conocer cuál es el sentido que el IDEE otorga a los denominados "descubri-

mientos". De acuerdo al anexo a dicho trabajo la "reserva recuperable inicial" no estaría considerada entre los volúmenes descubiertos. A su vez los "descubrimientos" parecen corresponder a la parte menos significativa de las reservas de crecimiento (Freytes, 1985). Si los volúmenes tomados como descubiertos no reflejasen el esfuerzo exploratorio, habría que reevaluar las conclusiones del IDEE. Entre ellas, lo referente a la medición del grado de riesgo con el coeficiente de variación de los descubrimientos (Figueroa de la Vega et al., 1990, 21). El riesgo exploratorio es un indicador mucho más complejo en el que intervienen numerosos componentes que deben ser considerados simultáneamente; entre ellos, parámetros geológicos (estructura, reservorio, carga, nivel de conocimiento), exploratorios (coeficiente de éxito, proceso de descubrimiento, disponibilidad de prospectos), técnicos (producción, reservas, áreas disponibles), operativos (características del terreno, requerimientos logísticos, restricciones operativas, información), económicos, legales, comerciales y políticos (Freytes, 1988).

ESFUERZOS Y RESULTADOS EXPLORATORIOS: EL PROCESO DE DESCUBRIMIENTO.

En las metodologías de evaluación de recursos un resultado primario es el del pronóstico de volúmenes poten-

ciales. Una meta final, más elaborada y costosa, es predecir cómo, cuándo, dónde y en qué magnitud dichos volúmenes serán descubiertos. Para lo último es necesario conocer el proceso de descubrimiento y contar con pautas políticas y económicas. Es natural entonces que el IDEE (op. cit., pág. 11) se sorprenda al no encontrar menciones sobre el esfuerzo exploratorio en las estimaciones que utiliza (Givogri, Lesta, Masters y Pocovi).

En todo emprendimiento exploratorio se desencadena un determinado "proceso de descubrimiento" al que, para hacer cualquier consideración exploratoria o energética válida, hay que "entenderlo" anticipadamente y conocer la etapa que alcanzó. Posteriormente se establece la proyección futura de ese proceso (en función de esfuerzo y resultados), pero no de un modo arbitrario sino ajustado al modelo histórico, a pautas políticas decisionales trazadas por los responsables de la planificación y a las estrategias eventualmente establecidas por los ejecutores de la exploración.

No se puede entonces predecir número de pozos, líneas sísmicas, etc. sin aquel conocimiento. La magnitud de los recursos potenciales incide secundariamente en las proyecciones del esfuerzo exploratorio; es común introducirla en las simulaciones mediante un análisis de sensibilidad. La cifra de pozos manejada en el trabajo que se analiza y la de los distintos planes energéticos nacionales deben ser consideradas aproximaciones especulativas.

Aunque por otros motivos el IDEE (op. cit., pág. 7) cita una publicación de Cozzolino et al. (1977). Precisamente este autor es uno de los especialistas que han recurrido al análisis del proceso de descubrimiento, en este caso a través de uno de sus rasgos más importantes: el factor de eficiencia exploratoria. Este concepto fue aplicado en algunas regiones del país con interesantes resultados (Freytes, 1983 B).

El número de pozos tomado aislada-

***"Este mundo se
salva, porque en
materia de
energía la
innovación se
origina en la
necesidad o en la
avaricia y no en
la opinión de los
expertos"***

Carl Savit

mente como lo hace el IDEE (op. cit., pág. 21) no es indicador del esfuerzo exploratorio en una región dada. Debe contrastarse esa magnitud con alguna otra variable, por ejemplo la superficie útil de área. De allí surge el concepto de madurez, de gran importancia en economía de la exploración.

A diferencia de lo surgido en el estudio que se analiza (op. cit., pág. 21) resulta más eficaz utilizar número de pozos antes que cantidad de metros perforados. Ello se debe, en primer término, a que un pozo exploratorio es una unidad económica y operativa sobre la que se planifica, presupuesta y evalúa. En segundo lugar exime de calcular volúmenes sedimentarios. Por otra parte la entidad pozo permite el análisis separado de coeficiente de éxito y tamaño del yacimiento. Por último en nuestras cuencas hay espesores de cubierta entre 1.000 y 3.900 m con una incidencia económica diferente a la del espesor útil. En algunas aplicaciones se utilizó un índice para introducir una ponderación por profundidad.

El proceso de descubrimiento argentino fue atípico (Freytes, 1985). Ello tiene relación con el ritmo anual de incorporación de reservas. Al respecto el IDEE (op. cit., p. 23) establece que la incorporación de reservas hasta 1969, medida según su coeficiente de variabilidad, era de gran fluctuación anual; ésta se reduce pero no se amortigua después de ese año. De las causas enunciadas por el IDEE para explicar esa irregularidad, cobran relevancia las debidas a la ausencia de una economía de gestión exploratoria y a retrasos, por parte de la Secretaría de Energía, en la adopción de tecnologías prospectivas (Freytes, 1985). En algunos casos esas técnicas fueron aplicadas "post mortem" o en sectores no pertinentes. Muchos de esos intentos fueron frustrados por imposición de los múltiples decisores, cultores del cortoplacismo⁽³⁾.

Ante la evidente falta de una política exploratoria, resulta llamativo que el

Notas

1. En este sentido se deben destacar los esfuerzos del Instituto Argentino del Petróleo a través de la Subcomisión de Exploración (ver Freytes, 1984 C).
2. Nuevamente el Instituto Argentino del Petróleo, a través de su Comisión de Producción, tomó la iniciativa en ese sentido (ver Freytes, 1989).
3. Un factor muchas veces ignorado por los economistas es el de la riqueza natural en hidrocarburos en una región dada. Ivanhoe (1979) señala que pocas cuencas tienen un alto "factor A" (por Alá), "que es el que coloca el petróleo dentro de las trampas".
4. Dado el incremento de costos que significa manejar variables aleatorias, algunos evaluadores prefieren tratar al mundo como si fuera determinístico y dejar que los intérpretes compensen la incertidumbre.

IDEE suponga que haya habido una política deliberada que promovió una mayor producción en cuencas con menor incorporación de reservas.

Citando una publicación de Baker et al. (1989) en el trabajo que se comenta (Figuroa de la Vega et al., 1990) se sugiere que las evaluaciones de recurso deben elaborarse luego de practicar un análisis de tamaño y número de yacimientos y sus parámetros geopetroleros. Dicha aplicación constituye en realidad una de las tantas metodologías específicas para las evaluaciones y sólo es posible practicarla a nivel de "play", no a nivel regional o nacional. Su aplicación sistemática requiere mayor inversión y otro concepto nacional de planificación.

PROBABILIDAD DE DESCUBRIMIENTO. Este concepto surge de la combinación de dos factores diferentes: la probabilidad geológica o adecuación y la probabilidad exploratoria o coeficiente de éxito. Sus complementos son respectivamente el riesgo geológico y el riesgo exploratorio. Las estimaciones de recursos sobre las que se base el IDEE (Givogri, Lesta, Masters y Poci) no aclaran si sus cifras están o no ajustadas por riesgo geológico, infor-

mación crucial para poder utilizar los resultados de las estimaciones.

En cuanto a los coeficientes de éxito el IDEE (op. cit., pág. 21) no aclara cuál de los tipos (global, total, técnico, bruto, neto, etc.) es el utilizado en el análisis de los descubrimientos. Algunas de esas categorías no son apropiadas para esos fines (Freytes, 1985). Además, el coeficiente de éxito histórico en nuestro país está distorsionado por efecto de los incrementos y disminuciones anómalas de la exploración a raíz de situaciones políticas y ausencia de planificación.

Para previsiones tan delicadas como el análisis y la asignación de objetivos a la actividad exploratoria, la fijación de coeficientes de éxito (únicamente posible, por otra parte, a nivel de programa exploratorio), exige definiciones previas tan específicas como acordar a qué se llamará "descubrimiento", establecer "tamaños" económicos máximos y mínimos, definir tipo de prospectos, etc.

La aseveración de que la correspondencia entre coeficiente de éxito y coeficiente de variabilidad indica que las mayores probabilidades de hallazgo están en cuencas con descubrimientos más estables (op. cit., pág. 21) no se cumple sistemáticamente. Por el contrario, las regiones con altos coeficientes de éxito históricos son las que cuentan con menor probabilidad de tener recursos no descubiertos. En un proceso de descubrimiento atípico como el argentino ello depende además, antes que de factores geopetroleros, de factores externos de naturaleza política, presupuestaria y legal. Adicionalmente se ha señalado que en un 63% de los casos los descubrimientos en nuestro país se relacionan a condiciones geológicas diferentes a las previstas (Freytes, 1985).

Uno de los principios fundamentales en las técnicas de evaluación de recursos es el de la "explicitación de la incertidumbre". Sin ella, una evaluación es incompleta, ello significa que, antes que con un número único, se

debe expresar el resultado con un rango de valores vinculados a una distribución de probabilidades. Las evaluaciones de petróleo potencial en la Argentina han sido expresadas hasta ahora con una cifra única. Con este inconveniente se enfrenta el IDEE (op. cit., pág. 7 y 8) al no encontrar en las evaluaciones que utiliza ninguna posibilidad de determinar el valor esperado de las mismas⁽⁴⁾.

Al respecto se considera que es difícil encontrarle un significado al gráfico integrado que construye el IDEE asignando probabilidades a cada una de las estimaciones que utiliza (op. cit., gráfico 1). Se desconoce si cada uno de esos valores es el más probable para cada evaluador y, si así fuese, cuáles son los respectivos máximos y mínimos. La falta de estudios de estas características que "permitan cuantificar el grado de certidumbre" (Figueroa de la Vega et al., 1990), es sólo el reflejo del atraso que tiene el sector energético argentino en este tipo de previsiones.

POLÍTICA EXPLORATORIA. En el informe del IDEE (op. cit., pág. 20) se concluye que el criterio seguido por exploración en YPF fue "el que recomienda la práctica exploratoria aplicada en general por las empresas privadas", esto es, enfrentar situaciones de alto riesgo/alto beneficio. Por lo común las empresas privadas tienen una estrategia expresa en cuanto a la relación beneficio/riesgo pero, al contrario de lo que señala aquel informe, en su mayoría apuestan a prospectos chicos de alto coeficiente de éxito (bajo riesgo/bajo beneficio). Tal es así que esta situación de aversión al riesgo condujo a los especialistas (ver Rowlands y Sampey, 1977) a establecer que, en condiciones competitivas (caso de la industria privada), se siguió históricamente una distribución areal de prospectos de tipo binomial negativa, en virtud de la cual las acumulaciones tienden a estar agrupadas. De allí nace el concepto operativo, rígidamente seguido por la industria privada, de aceptar la declina-

ción exponencial del coeficiente de éxito con la distancia al descubrimiento.

Por otra parte el IDEE estima que dicho criterio, seguido por YPF, fue erróneo frente a "recursos limitados" y a precios oficiales que no reconocían el riesgo involucrado, considerando que lo correcto hubiese sido que

YPF explore solamente áreas aledañas a las productivas, de menor riesgo. No se coincide con tal concepto, ya que el estado tiene una real expectativa de ubicar nuevos depósitos y la necesidad de desarrollar los recursos con una visión que permita la utilización racional del presupuesto exploratorio.

Bibliografía

- Baker, R. A., et al. (1984), Geologic Field Number and Size Assessment of Oil and Gas Plays, in AAPGB, 68, 4, 426-437.
- Cozzolino, J. M., et al. (1977), Williston Basin Search Area Analyzed, in OGJ.
- Figueroa de la Vega, F., et al. (1990), Acumulación y agotamiento de reservas de petróleo en Argentina, en Publicación del Instituto de Economía Energética / Fundación Bariloche.
- Freytes, E. (1979), Posible evolución de las reservas petrolíferas para el decenio 1979-1989, en Inf. YPF.
- Freytes, E. (1980), Evaluación de reservas a incorporar por exploración, en Inf. YPF.
- Freytes, E. (1982), Expectativas de descubrimientos petroleros en el período 1980-2010, en Inf. YPF.
- Freytes, E. (1982 A), Bibliografía sobre métodos de evaluación de recursos de hidrocarburos, en Inf. YPF.
- Freytes, E. (1982 B), Terminología utilizada en los métodos de evaluación de recursos de hidrocarburos, en Inf. YPF.
- Freytes, E. (1983), Evaluación, estudio e inventario nacional de los recursos energéticos no renovables, en Informe a la Secretaría de Energía.
- Freytes, E. (1983 A), Selección de una clasificación de cuencas sedimentarias para aplicar la evaluación por analogía, en Inf. YPF.
- Freytes, E. (1983 B), Plan de evaluación expeditiva de recursos de petróleo y gas de las cuencas argentinas, en Inf. YPF.
- Freytes, E. (1984 A), Criterios para la delimitación de unidades geopetroleras de evaluación, en Revista Comunicaciones, YPF.
- Freytes, E. (1984 B), Evaluación provisoria de recursos de hidrocarburos con el método de análisis de opinión, en Inf. YPF.
- Freytes, E. (1984 C), Metodología propuesta para la evaluación de recursos de hidrocarburos en el territorio nacional, en Informe a la Comisión de Exploración del Instituto Argentino del Petróleo.
- Freytes, E. (1985), El proceso exploratorio en la Argentina, in Boletín de Informaciones Petroleras, 4, 2-24.
- Freytes, E. (1987), Proyecto INAREN: Inventario nacional de recursos energéticos; términos de referencia, en Informe a la Secretaría de Energía.
- Freytes, E. (1988), Sistemas de planeamiento estratégico en exploración de hidrocarburos, in RAPE 1988, Com. Rivadavia.
- Freytes, E. (1989), Clasificación y definiciones de recursos de hidrocarburos, en Informe a la Comisión de Producción, Instituto Argentino del Petróleo.
- Givogri, C., et al. (1987), Exploración y explotación del petróleo en Argentina: aspectos principales y propuesta de reordenamiento, en Informe Fundación Mediterránea.
- Ivanhoe, L. F. (1979), Petroleum Prospects of Non-Opec LDCs, OGJ, 77, 35, 144-151.
- Lesta, P. (1986), La Argentina como país petrolero, en Petróleo y Gas en la Argentina, I. CIIE, Buenos Aires.
- Masters, Ch. D. (1987), World Resources of Crude Oil, Natural Gas, Natural Bitumen, and Shale Oil, in Actas WPG, Houston.
- Pocovi, A. (1988), El petróleo existente en la Argentina, en Boletín de Informaciones Petroleras, 14, 46-56.
- Rowland, N. L. y Sampey, D. (1977), An Aid to Resource Inventory Prediction in Partially Explored Areas, in Math. Geology, 9, 383-391.