

Incentivos para la exploración

Por Santiago Martinucci Yriart

La exploración de hidrocarburos en áreas de alto riesgo minero necesita de capitales que vengan atraídos por las ventajas competitivas que debe ofrecer el país. Entonces, ¿cuáles serían las herramientas jurídico-económicas susceptibles de ser utilizadas para ofrecer esas ventajas? El presente trabajo desarrolla las consideraciones sobre la necesidad de una normativa jurídica especial y ofrece un análisis comparativo con la nueva legislación minera con el fin de aprovechar la exitosa experiencia de la minería argentina en los últimos años. Se trata de buscar caminos que nos ayuden a preparar el porvenir de la exploración de hidrocarburos en áreas de frontera en un plazo mediano.

Santiago Martinucci Yriart, es Abogado y Economista de larga experiencia en la industria petrolera. Fue asesor legal del Grupo Shell en Argentina. Luego Tesorero y Asesor Jurídico Adjunto del Banco Interamericano de Desarrollo en Washington, Estados Unidos, y posteriormente, representante del grupo de compañías del Instituto Francés del Petróleo en Argentina. Ha sido y es Consultor en organizaciones estatales y privadas y además, autor de numerosos trabajos y artículos sobre Derecho y Economía de Hidrocarburos.

En el reciente III Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos celebrado conjuntamente con el XIII Congreso Nacional de Geología en octubre pasado en Buenos Aires, se analizó la situación actual y futura de la exploración de petróleo y gas.

Una de las más interesantes exposiciones sobre el tema fue la disertación de un distinguido geólogo y científico argentino, el Dr. Pedro Lesta, de muy destacada y larga actuación en la actividad exploratoria en la Argentina y en el exterior.

Sostuvo este especialista la necesidad de impulsar la búsqueda de petróleo en cuencas nuevas, ya que la producción actual de petróleo proviene en un 100% de solamente cinco de las más de veinte cuencas sedimentarias existentes. De estas cinco cuencas productivas, cuatro vienen produciendo desde principios de siglo, y la restante, desde los años 50. Esto significa que alcanzaron un grado de madurez avanzado para el petróleo. Es sabido que a medida que

una cuenca se torna muy madura, el tamaño de los yacimientos que se siguen descubriendo va disminuyendo paulatinamente, lo que a mediano/largo plazo puede ser crítico.

La exploración de cuencas nuevas que, debido a la falta de información geológica, es una exploración de muy alto riesgo, se denomina en Estados Unidos exploración en "frontier areas" en contraposición con la exploración de medio a bajo riesgo que se lleva a cabo en cuencas en las que ya se descubrieron hidrocarburos.

Se llega pues a la conclusión irrefutable, compartida por otros especialistas¹ que, a pesar del magnífico resultado de la desregulación petrolera que ha permitido un incremento de la producción superior al 50% entre 1990 y 1995, será necesario agregar nuevas áreas de producción para ir reemplazando gradualmente en el mediano plazo las actuales cuencas productivas, dado el inevitable estancamiento y probable declinación por tratarse de recursos no renovables. Aunque esto no se produciría en un futuro próximo, es probable que en un horizonte de doce a quince años pueda ocurrir una especie de amesetamiento en la curva de producción.

Conviene pues examinar cuáles serían las herramientas jurídico-económicas susceptibles de ser utilizadas para revertir esta situación en el mediano plazo. Veamos primero la situación institucional. La ley básica es la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 de 1967. Esta ley, que reafirmaba el dominio eminente de los yacimientos hidrocarburíferos en cabeza del Estado Nacional (art. 1), fue modificada por la ley 24.145, llamada de Federalización de hidrocarburos y privatización de YPF. Esta ley, promulgada en 1992 antes de la reforma constitucional, transfirió los yacimientos de hidrocarburos a las provincias en cuyo territorio se encontraran, incluyendo en su caso a los costeros hasta 12 millas, reservando al Estado Nacional el *offshore* a partir de esa distancia. Posteriormente la reforma constitucional consolidó esa transferencia en su art. 124, segundo párrafo.

El retorno del dominio eminente de los yacimientos de hidrocarburos a las provincias quebró el sistema de nacionalización iniciado en la ley 14.773 de 1958, mantenido por la ley 17.319, am-

bas separadas del Código de Minería.

La ley 24.145 establece, principalmente para las concesiones en vigor, el principio de la gradualidad en la transferencia del dominio a medida del vencimiento de los plazos legales y/o contractuales. En general, para el resto, la transferencia tendrá lugar una vez sancionada y promulgada una ley de reforma y adecuación de la ley 17.319 a la nueva estructura institucional creada por la ley 24.145. Se encomendó la redacción de un anteproyecto a una Comisión de Provincialización de Hidrocarburos (arts. 5 y 22 de la ley 24.145).

Esta Comisión redactó el proyecto de reformas que fue consensuado con las provincias petroleras en un Pacto Federal suscripto entre el Gobierno Nacional y las provincias productoras de hidrocarburos el 15 de noviembre de 1994, manteniendo en lo substancial el régimen vigente, pero incorporando a las provincias en el ejercicio del poder de policía y estableciendo un nuevo esquema institucional que incluiría la creación de un ente interjurisdiccional que coordinaría la normatividad técnica, ambiental, etc. a fin de evitar una dispersión inconveniente. El pacto suscripto por los gobernadores fue ratificado por la mayoría de las legislaturas provinciales. El anteproyecto de ley ingresó al Senado a fines de 1994 y sólo muy recientemente la Comisión de Combustibles emitió un primer dictamen que introduce modificaciones temporáneas que han sido fundamentalmente objetadas por voces muy autorizadas de la industria petrolera, como la del presidente de YPF S.A., Ing. N. León en *La Nación* (21-11-96, pág. 4, Sección 2) por entender que introduce la posibilidad de un retroceso en una política francamente exitosa. Un análisis de este punto escapa al objeto de la presente nota y además se trata de una materia aún *sub examen*. Además, el anteproyecto fue conocido y aceptado por las cámaras empresarias de la industria petrolera que obtuvieron un compromiso de estabilidad tributaria mediante acuerdo del 14-11-1994 entre el Gobierno Nacional, las provincias productoras y las empresas petroleras. Esto implica que cualquier modificación o flexibilización para áreas especiales requeriría nuevos acuerdos, atento a la multiplicidad de jurisdicciones intervi-

nientes. Y va de suyo que sería absolutamente contraproducente demorar aún más la consideración del proyecto de reforma introduciendo modificaciones adicionales pues lo mejor es enemigo de lo bueno.

Las herramientas de promoción son las que se refieren al quehacer minero de los hidrocarburos y pueden ser utilizadas por los poderes concedentes, idealmente con algún tipo de enfoque común.

Veamos. En primer término conviene motorizar la implementación de sistemas de regalías diferenciales, directamente vinculadas al volumen de producción.

Ya desde 1935 la ley 12.161 tenía una escala decreciente desde el 12 al 8% dependiendo de la clase y características del yacimiento, la distancia y el transporte. (Art. 401, C. Minería). El decreto reglamentario N° 112.705/42 estableció un porcentaje gradual decreciente en que los distintos factores de ponderación correspondían a centésimas de puntos no pudiendo exceder de 400, o sea un tope mínimo del 8% (1200 menos 400). Era un sistema sencillo, prácticamente automático y transparente. Fue el único sistema de reducción de regalías de aplicación efectiva y ha sido respetado por la legislación posterior, leyes 14.773 y 17.319, estando en vigor aún para las antiguas concesiones.

La ley 17.319, aunque más generosa, pues contiene una escala que va del 12 al 5% "teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos", no ha tenido aplicación práctica, quizás debido a los largos años de congelamiento hasta 1986 de la colaboración del capital privado en la industria extractiva petrolera, aunque teóricamente YPF como titular de concesiones, pudo haber ejercitado el derecho de pedir rebajas de porcentajes en yacimientos de baja productividad. Sobre todo teniendo en cuenta que por dificultades financieras notorias en los años previos a la privatización, adeudó sumas muy cuantiosas a las provincias por regalías atrasadas, pues la L.H. (art. 12) disponía que el Estado Nacional les transfiriera el total de las regalías.

Con la nueva situación de jurisdicciones múltiples la cuestión puede complicarse más aún por el hecho de que el anteproyecto de reformas en su artículo 59 establece que el porcentaje básico puede ser fijado por las futuras

autoridades concedentes en forma libre. Se dependerá entonces del criterio de sensatez de las autoridades de aplicación futuras, ya que no hay ningún estándar básico, lo que puede ser un factor de complicación. Igual heterogeneidad existirá para la determinación de la base imponible. Este problema se complicará aún más por la forma en que está redactado el nuevo artículo 61 en el anteproyecto ya mencionado que abandona el criterio de fijación del valor en boca de pozo de la redacción anterior del art. 61 de la Ley de Hidrocarburos (LH). Aunque en apariencia, por la deducción del flete al precio de venta del crudo puesto en condición comercial parecería llegarse al mismo resultado, la parte final del art. 61 del anteproyecto dice **"del precio de venta se deducirá exclusivamente el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado para fijar su valor comercial, salvo especificación en contrario"**.

Esto implica introducir un factor de absoluta inseguridad y puede desincentivar la explotación de los yacimientos apartados, lo cual no es un objetivo racional y redundaría a la larga en perjuicio de las propias autoridades concedentes si se aplica con un criterio fiscalista. No se entiende la utilidad de dicha frase. Precisamente castigará más a las áreas difíciles, las *"frontier areas"*, donde no habrá por definición infraestructura alguna, si es que por una "especificación en contrario" no se permite deducir el flete o costo de transporte, que puede estar representado por inversiones cuantiosas en oleoductos. Además, al omitirse toda referencia a "boca de pozo", no está explicitado desde dónde se computa el flete, aunque obviamente debe ser a partir de dicho punto.

Una interpretación benévola podría ser que la "especificación en contrario" fuera referida al adverbio "exclusivamente" con respecto al carácter de única deducibilidad del flete, pero parece una interpretación muy forzada. Creemos que todo lo que posibilite una homogeneización jurisdiccional de los costos extractivos ha de permitir a las áreas de frontera, por definición de costos técnicos altos, poder competir con áreas maduras en el mercado comercializador que obviamente no ha de estar restringido a la jurisdicción provincial en cuyo territorio se extraen los hidrocarburos.

Análisis comparativo con la ley minera

Es interesante comparar este anteproyecto con la nueva legislación minera que ha desatado un verdadero boom exploratorio en nuestro país, calculándose que las inversiones en los próximos cuatro años serán de 2000 millones de dólares. Según un informe del Ministerio de Economía, las inversiones en el sector pasaron de 26 millones de dólares en 1993 a 500 millones de dólares en 1995.

La clave fundamental fue el nuevo marco legal basado en el Código de Minería que fue actualizado con la aprobación de varias leyes desde 1993 (*La Nación*, 28-7-1996, pág. 12).

La primera ley minera, la ley 24.196 de Inversiones Mineras en su artículo 22 - Regalías, dispone que las regalías se calcularán sobre el valor boca mina del mineral extraído. O sea que es un criterio similar al del actual artículo 61 de la L.H. que dispone "el pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo en boca de pozo..."

La reglamentación de la ley minera, art. 22 del decreto 2686/93 establece la deducción "...de los costos agregados desde su extracción hasta la puesta en condiciones de venta en dicha etapa".² Se estima que este sistema es justo y equitativo. Conviene destacar que un eminente especialista minero británico, Sir Ronald Prain, ex presidente del Grupo RST de Sudáfrica y Rhodesia (Zambia) cita el caso de las regalías sobre mineral de cobre en Zambia a fines de los años 70, que por no basarse en valores de boca de mina actuaron como un desincentivo para la explotación de minas en zonas marginales (v. Cooper, *The Anatomy of an Industry*, Londres 1978, ed. Mining Journal Books).

Además el mismo artículo 22 de la Ley 24.196 establece para las provincias adheridas al sistema "...y que perciban regalías o decidan percibir las, no podrán percibir un porcentaje superior al 3%..."

Cabe notar que el Código de Minería de 1887 no contenía disposiciones sobre regalías, sin duda por existir diversos titulares del dominio eminente (artículo 7 del Código de Minería [C.M.]). De todas maneras estamos dentro de un sistema regalista para las minas de primera categoría y la mayoría de las de segunda categoría.³ Por ello muchas provincias es-

tablecieron regalías, tanto fijas por tonelada de mineral, como de porcentajes variables, p.e. Jujuy 10% (Catalano, E.F. - *Historia de la Minería Argentina*, pág. 201, Buenos Aires, 1984).

Esto indica la visión amplia y generosa del nuevo sistema minero que tan buena respuesta ha obtenido.

En cambio, como se ha dicho anteriormente, en el derecho petrolero argentino las escasas variables de regalías sólo se aplicaron a las antiguas concesiones mineras de petróleo. He analizado el tema de las regalías, su naturaleza jurídica, las escalas diferenciales de la L.H. y los antecedentes de legislación comparada y el caso de los yacimientos de baja productividad en un artículo anterior publicado en *El Derecho* el 22-5-1995 y con algunas modificaciones en *Petrotecnia* de agosto de 1995.

Quizás por lo engorroso del procedimiento para solicitar la rebaja de la tasa básica en la L.H. (Decreto 1671/69, art. 3) no hay antecedentes de su aplicación en escala diferencial, problema que he analizado en el precitado artículo. Se trata de un sistema que habrá que corregir.

De todos modos la regalía supone, como es obvio, una producción comercial ya iniciada. Para las áreas de frontera de alto riesgo habría que tener una escala preestablecida progresiva, escalonada en función de la producción lo que será un sistema más simple y transparente y de aplicación automática. Tal es en la legislación comparada el caso del Decreto Real Noruego de 1982 y el Decreto N° 81/372 de 1981 de Francia. Se tiene así un sistema de tasas flotantes (*sliding scale*) que aumenta al aumentar la producción y viceversa (K.W. Blinn et al, *International Petroleum Agreements*, New York, 1987, pág. 231 y sigs.). Por supuesto la fijación de las tasas de regalías deberá hacerse *ex ante* al momento de llamado a concurso.

El problema de la dificultad en aunar criterios por la diversidad de jurisdicciones puede obviarse mediante la adopción de un sistema similar al del Acuerdo Federal Minero suscripto por el Gobierno Nacional y 22 gobiernos de provincias (mineras o no) y ratificado por ley 24.228 de 1993 que establece un sistema de coordinación de políticas fiscales, promoción en el exterior, unificación de procedimientos administrativos, etc. Un interesantísimo ejemplo para tener en cuenta.⁴

Otra herramienta susceptible de ser utilizada con fin de promoción exploratoria es el canon. El canon superficiario en materia de exploración de hidrocarburos, que es el que nos interesa, es el dispuesto por el art. 57 de la L.H. El artículo siguiente, el 58, establece el canon de explotación. El de exploración reconoce su antecedente en la ley 12.161 de 1935, art. 399 del Código de Minería. No es aplicable en la actualidad para las concesiones aún vigentes que son concesiones de explotación y no subsisten hoy concesiones de exploración bajo ese régimen. Era entonces y lo es en la L.H. actual, condición de amparo, o sea una expresión de las atribuciones dominiales del Estado,⁵ cuyo incumplimiento lleva aparejada la sanción de caducidad de la concesión de exploración. Tanto como su lejano antecesor, el canon minero de la ley 10.273 (art. 269 C.M.) que regía sólo por unidad de pertenencia minera, el canon de la L.H. es de naturaleza uniforme nacional, y fijado por el Congreso Nacional aunque se delegue su actualización. Esto implica que no hay —como sucederá en el futuro con la regalía petrolera— una multiplicidad de potestades jurisdiccionales. Sería así posible una atenuación unificada de su monto, sobre todo en el caso de prórroga, que puede ser considerable. Esto puede ser importante para las áreas de alto riesgo que requerirán plazos de exploración más largos que las áreas altamente exploradas, las llamadas "áreas maduras".

Si bien dentro de un contexto contractual, el Plan Houston preveía el pago de una tasa superficiaria a fijarse en el momento de efectuarse los concursos considerando las características de las áreas (decreto 623/87, art. 12), no se trataba del canon minero, pues lo solventaba el contratista privado al margen de la obligación del pago del canon de exploración de la L.H. por Y.P.F. como titular del área.

Es evidentemente un precedente interesante para tener en cuenta. Lógicamente si bien el monto del canon es fijado en forma uniforme por ley nacional, se pagará a la jurisdicción concedente del permiso de exploración. El proyecto de reformas no aclara este punto pero creemos que no cabe otra interpretación.

Tal es el caso del canon de exploración de C.M. que se paga por adelantado en proporción a las unidades de medidas solicitadas, pues se trata de un régimen dis-

tinto al de la L.H. con un período de cateo muy corto. El máximo es de 1100 días.

Pero por supuesto el uso de un tipo de canon diferencial de exploración, como también de regalías predeterminadas en función de la producción, requerirán también una legislación diferencial.

Otra muy interesante innovación en derecho minero que se podría introducir en la legislación de hidrocarburos es el reconocimiento aéreo que permite que la exploración se realice por aeronaves en áreas más extensas que las anteriormente autorizadas para los permisos de cateo, y con derecho de exclusividad respetándose, eso sí, otros derechos mineros solicitados o concedidos anteriormente en el área. Son por períodos cortos a partir del permiso de la autoridad minera o de la autorización por la Aeronáutica del vuelo, lo que ocurra último. En efecto, la Ley de Actualización Minera 24.498, art. 5, ha modificado el art. 29 de C.M. que establecía la institución del trabajo formal, equivalente a los arts. 19 y 20 de la ley 17.319 sobre trabajos de exploración.

Creemos que deberá estudiarse la posibilidad de aplicación de este antecedente minero a la exploración de hidrocarburos, al margen de que subsista o no el régimen del llamado reconocimiento superficial de la ley 17.319; Título II, sección I, arts. 14 y 15 que no ha dado prácticamente resultado alguno, por implicar inversiones que no dan ningún derecho posterior.

Si bien la Ley 17.319 establece para las adjudicaciones el sistema de concursos (Sección V), que no rige para el C.M. (ni para la ley 12.161 que formó parte del mismo, ni para el reconocimiento superficial) creemos que el sistema de reconocimiento aéreo que sigue un principio registral (*prior in tempore potior in jure*) podría adaptarse a la legislación petrolera dando prioridad a la primera presentación.

El C.M. establece, en caso de presentaciones prácticamente simultáneas sobre descubrimiento, el principio de la prioridad horaria determinada por el cargo en el Registro del Escribano de Minas. Presume la ley que el primero que se presenta es el primero en descubrir (art. 125 C.M. - ver además *Inversión Minera en Argentina*, publicación de la Secretaría de Minería e Industria, Buenos Aires, 1996).

Este sistema adaptado permitiría realizar estudios aéreos tales como gravime-

tría y magnetometría de costo no prohibitivo que no se lleva a cabo por el sistema de reconocimiento superficial, ya que no genera ningún derecho.

La Ley de Inversiones Mineras contiene además una serie de importantes incentivos fiscales, entre ellos estabilidad fiscal por treinta años a partir del estudio de factibilidad (art. 8, ley 24.196). Además, con respecto al impuesto a las ganancias, autoriza deducciones especiales sobre el monto de gastos de prospección, estudios de factibilidad, amortizaciones aceleradas sobre determinados activos fijos productivos, lo que guarda cierta analogía con algunas disposiciones de la L.H., art. 56, inc. c), II y III, el impuesto especial a la renta petrolera que, como se sabe, no es aplicable en la actualidad por haber cambiado la estructura fiscal general, por ejemplo a raíz de la eliminación del impuesto a las ganancias eventuales. Hay que recordar además que la propiedad minera tiene sobre las concesiones petroleras la ventaja de ser ilimitada en el tiempo.

En general podemos decir que si bien la legislación actual petrolera es perfectamente adecuada para las áreas maduras, y el anteproyecto del PEN introduce modificaciones razonables, salvo en los aspectos ya señalados, se necesitará un esfuerzo de apoyo especial para las áreas de frontera.

El Plan Argentina, que ha dado resultados muy positivos en exploración, decreto 2178/91, permite la incorporación de nuevas áreas, pero lógicamente dentro del marco de la L.H. (art. 1 decreto citado), y a instancia de las pro-

vincias interesadas (art. 3, *ibíd.*). La proporción de pozos perforados dentro del Plan en zonas de muy alto riesgo es sumamente baja, no llegando al cinco por ciento anual acumulado.

Habría además que estudiar si no conviene flexibilizar para las áreas de alto riesgo el esquema de plazos y reversiones de los arts. 23/26 de la L.H. que podría ser demasiado corto en el período básico para áreas totalmente inexploradas.

Por supuesto creemos que debe impulsarse la sanción del anteproyecto del PEN sin mayores dilaciones ya que las áreas de frontera necesitarán de una legislación especial que demandará un tiempo indeterminable a priori de estudios multidisciplinarios, y sería perjudicial pretender demorar la legislación ya en trámite tan postergado.

Sin contar además que habrá que determinar los límites geográficos de las áreas de frontera que justamente por ser totalmente inexploradas no se conocen con exactitud. La Secretaría de Energía cuenta con un plantel técnico profesional de alto nivel que seguramente podrá, con la colaboración de sus colegas provinciales, realizar esta tarea.

Pero hemos querido con esta nota, entre otros aspectos, destacar la posibilidad de aprovechar la experiencia exitosa de la minería nacional para ir preparando el porvenir de la exploración de hidrocarburos en áreas de frontera en un plazo mediano, ya que se trata de recursos no renovables que deberán ser reemplazados paulatinamente en un horizonte de diez a quince años para no disminuir el exitoso ritmo actual.

Referencias

1. C. Bertello, *Una gran inmadurez exploratoria*, Mesa Redonda en el Segundo Simposio de Producción de Hidrocarburos, Mendoza, 1995, en Revista *Petrotecnia*, Instituto Argentino del Petróleo, agosto 1995, pág. 6 y sigs.
2. Se refiere a la primera etapa de comercialización, cuando hay un primer tratamiento del mineral (lixiviación, etc.).
3. Ver E. A. Pigretti, *Código de Minería Comentado*, Buenos Aires, 1981; E.F. Catalano, *Código de Minería Comentado*, 1975, pág. 28.
4. Creemos innecesario aclarar que las consideraciones citadas no implican en absoluto prejuzgar sobre las facultades provinciales soberanas en materia de regalías en las áreas maduras o clásicas, sino que las regalías diferenciales que estamos propugnando son básicamente las relacionadas con las áreas inexploradas de frontera. Seguramente las autoridades provinciales podrán utilizar igualmente esta herramienta jurídica en áreas de productividad declinante.
5. Exposición de Motivos de la Ley 17.319 (E.F. Catalano, *op. cit.*, pág. 533). El amparo en derecho minero es el derecho de explotación de una mina que exige como contraprestación para mantener su vigencia el pago por el concesionario al poder concedente de un canon y/o regalía, además de inversiones mínimas. Es una institución de derecho hispanoamericano. Por ejemplo Código de Minería chileno de 1993, art. 142. En el derecho de hidrocarburos se sigue un sistema similar. Ley 17.319, art. 80, incs. a) y b) que se corresponde con el art. 269 del Código de Minería. Es otro ejemplo de la conexión entre el derecho minero y el derecho de hidrocarburos.