

SOBRE LA PRÓRROGA DE LAS CONCESIONES PETROLERAS EN LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO

VÍCTOR BRAVO / DICIEMBRE 2009

INDICE

	PÁG.
1. Breve reseña acerca de la propiedad nacional o provincial de los recursos de hidrocarburos en Argentina.....	02
2. Crítica a la provincialización.....	04
3. Las licitaciones de áreas en la Provincia de Río Negro.....	05
4. Algunos elementos referentes a la actividad petrolera de la provincia de Río Negro.....	08
5. La Prórroga de los Concesiones Petroleras en la provincia de Río Negro.....	12
ANEXO I. RESERVAS COMPROBADAS Y PROBABLES POR OPERADOR Y YACIMIENTO PROVINCIA DE RÍO NEGRO.....	15
ANEXO II. Producción de Petróleo por OPERADOR y AREA - 2008-2004.....	20

SOBRE LA PRORROGA DE LAS CONCESIONES PETROLERAS EN LA PROVINCIA DE RIO NEGRO

Declaraciones recientes formuladas por el gobernador de la Provincia Miguel Sainz y por la titular del área de Hidrocarburos, Tamara Pérez Balda alertan y preocupan pues manifiestan la intención del gobierno de la Provincia de Prorrogar las Concesiones vigentes que vencerán entre los años 2015 y 2020.

A este tema queremos referirnos para lo cual es necesario precisar algunos aspectos.

Primero los que hacen a la política de hidrocarburos existente en el país, sin dudas la responsable, (especialmente a partir de la privatización de YPF y Gas de Estado y de la desnacionalización de la propiedad de recursos, que deben ser de todos los argentinos con una fuerte participación de las provincias en la gestión), de buena parte de los males que sufrimos en materia de hidrocarburos.

Segundo a las licitaciones recientes en la provincia de áreas para ser exploradas con el afán de incrementar las reservas de Petróleo y Gas Natural que se encuentran en niveles preocupantes.

Tercero la descripción de la situación de la actividad petrolera provincial actual y del pasado reciente como introducción al análisis, (muy global pues no se dispone toda la información necesaria, por ejemplo de los pozos de exploración perforados y de las inversiones realizadas), del comportamiento de las empresas concesionarias.

Cuarto y último al análisis del problema de la prórroga de las actuales concesiones petroleras provinciales que recién vencen en el 2015 o 2020 señalando los recaudos indispensables que deberían implementarse para asegurar la transparencia del procedimiento, entre ellos la previa intervención de la Legislatura en la aprobación de la normativa y la difusión a la ciudadanía del comportamiento de las empresas concesionarias a lo largo de su accionar en las áreas que operan mediante una auditoria.

Es que sin estos recaudos no aceptaremos el proceso de prórroga habida cuenta de los 5 o 10 años que aún faltan para el vencimiento de las concesiones a prorrogar.

1. Breve reseña acerca de la propiedad nacional o provincial de los recursos de hidrocarburos en Argentina

Desde 1907, año del descubrimiento oficial del Petróleo, pasando por 1922, año de la creación de YPF y hasta el año 1935, existió un vacío legal respecto de este tema, pese a que el Código de Minería atribuía la propiedad de estos recursos a las Provincias en cuyo territorio se hallaren los recursos.

En 1935 se promulgaba la ley 12161 que modificaba el Código de Minería estableciendo un régimen ecléctico que permitía la concurrencia del Estado, a través de su empresa fiscal YPF, la participación privada mediante concesiones y la constitución de asociaciones mixtas. Además ratificaba la propiedad provincial o nacional de los hidrocarburos, según el territorio en el que se encontraren.

Este principio regiría hasta 1949, cuando el artículo 40 de la Constitución reformada afirmaba la propiedad nacional declarando que los yacimientos de hidrocarburos eran bienes imprescriptibles e inalienables solamente de la Nación

Pero es recién en 1958 cuando este principio de la propiedad nacional tiene jerarquía específica a través de la ley 14773, llamada precisamente de Nacionalización de los Hidrocarburos que delegaba la responsabilidad de las actividades del Petróleo y del Gas en las dos empresas estatales, YPF y Gas del Estado.

En 1967 el gobierno de facto de Onganía promulgaba la ley 17319, parcialmente vigente hasta la actualidad, dando un giro de 180 grados en la política petrolera. En ella se propiciaba una activa y preponderante participación de las empresas privadas en todos los eslabones de la cadena petrolera y se confirmaba el principio de la propiedad nacional de los hidrocarburos.

En 1992, con motivo del inicio del proceso de privatización de la YPF residual, se sancionaba la denominada ley N° 24145, llamada de Federalización de los Hidrocarburos,

que transfería los yacimientos a las provincias en cuyo territorio se encontraran, pero reservando a la Nación las concesiones de explotación existentes a la fecha. De esta manera, en los hechos, pasaban a manos provinciales menos el 0,2% de las reservas comprobadas pero indicando que, a medida que las concesiones fueran caducando, las áreas se transferirían a las provincias.

De todas maneras la efectivización de las disposiciones de la ley estaba supeditada a la promulgación de una nueva ley de hidrocarburos.

El Decreto N° 546 del año 2003 traspasaba parcialmente las áreas petroleras a las Provincias, autorizándolas a licitarlas con sus propios pliegos de bases y fijando sus propias condiciones. El traspaso fue parcial porque sólo regía para las áreas no explotadas, revertidas de nación a provincia. En base a ese decreto algunas provincias como Mendoza y Río Negro comenzaban a concursar las áreas revertidas por la ley 24145 de Federalización. Pero como se comentó el número de estas áreas era muy pequeño.

Pero en 1994 la nueva reforma de la Constitución Nacional, en su artículo 124, volvía a reafirmar la tesis de la ley 12161 de 1935 otorgando la propiedad de los recursos hidrocarburíferos a la Nación o a las provincias según el territorio en que se encontraran y derogando así el artículo primero de la ley 17319 de 1967.

En octubre de 2006 se aprobaba la Ley 26154 que otorgaba beneficios e incentivos a las empresas privadas que realizaren tareas de exploración y explotación, y designaban como autoridad de aplicación al Ministerio de Planificación, es decir a la Nación.

Esta ley que pretendía conseguir una reactivación de las tareas exploratorias, muy disminuidas desde hace casi 7 años, no lograba su objetivo, pues las concesionarias pretendían que se les prorrogaran sus contratos prácticamente hasta el fin de la vida útil de los yacimientos, como en los hechos ha conseguido Pan American en Chubut y Santa Cruz.

Recién en diciembre del 2006 la ley 26197, denominada "ley corta de hidrocarburos", ponía en vigencia el principio de propiedad provincial o nacional de los recursos de hidrocarburos, según el territorio en que se encuentren e incluso extendía el dominio provincial a las áreas marítimas aledañas a las costas provinciales, hasta las 12 millas y reservaba al Estado Nacional la Plataforma Continental más allá de los límites ribereños.

En consecuencia desde entonces las provincias pasaban a tener potestad en cuanto al otorgamiento y prorroga de permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte.

Transcurridos tres años de la promulgación de la ley numerosas provincias han efectuado licitaciones de permisos de exploración en áreas no ocupadas por anteriores permisos o concesiones

2. Crítica a la provincialización

Por supuesto hay una tercera alternativa, extrema, que es propiciada por algunos dueños de la tierra, que defiende la adopción del sistema que rige en USA y que es otorgar la propiedad del subsuelo a los superficiarios, o sea privatizar los recursos del subsuelo. **Esta tesis es rechazada por casi todos los países del mundo.**

La propiedad de los recursos naturales del subsuelo por parte de la Nación, independientemente del lugar donde estos recursos se hallen localizados, proviene del Derecho de Indias, es decir de la época de la Colonia, donde el rey era el titular de esos derechos y por eso percibía una regalía. Esta concepción rigió también durante la República y hasta la promulgación del Código de Minería a fines del siglo XIX.

Las ventajas de la propiedad nacional tienen que ver esencialmente con dos cosas.

La primera es que frente a las apetencias de empresas extranjeras, algunas casi tan poderosas que el propio país, la nación, con sus tres poderes, está en mejores condiciones de preservar los recursos del subsuelo que los estados provinciales.

La segunda es que el subsuelo debe ser usufructuado y/o conservado para beneficio de todos los habitantes del país y no para los de las provincias en cuyo territorio se encuentren esos recursos. Esto se basa en una concepción donde el consumo de energía es un derecho para todos los habitantes y la industria energética se convierte en un servicio público y no en una actividad donde prima el lucro antes que el abastecimiento. Si es un servicio público debería ser nacionalizada y controlada por los tres poderes del Estado y por el pueblo.

Desde el punto de vista operativo si la propiedad y el otorgamiento exclusivo de los derechos de explotar el subsuelo a terceros, en un sistema donde no existe la empresa pública y rigen las concesiones, es de cada estado provincial, se corre el riesgo cierto de que se establezca una competencia entre estos estados para ver quien otorga mayores facilidades a los potenciales concesionarios, en detrimento de la conservación y provecho social de los energéticos.

O sea que podría darse el absurdo de que hubiera una sola o muy pocas provincias productoras de hidrocarburos a las cuales les conviniera más exportarlos que destinarlos al consumo de la provincias restantes que se verían obligadas a importarlos.

Pero por otra parte es razonable y necesaria la participación de los estados provinciales en el usufructo y control de los recursos existentes en su subsuelo.

Esta participación no puede quedar reducida al otorgamiento de las regalías para compensar el agotamiento de recursos no renovables.

Es decir que las provincias debería participar orgánicamente en el manejo de estos recursos cuya propiedad pertenece a la nación o sea a todos los argentinos, haya o no energéticos en su subsuelo.

Como la aprobación de la ley de "provincialización" en ambas cámaras del congreso se dio por una amplísima mayoría parece muy poco probable la modificación de la misma.

En consecuencia debería elaborarse y aprobarse un Código Energético que establezca las normas y condiciones para el manejo de los recursos energéticos que deba ser aplicado por todas las provincias procurando evitar el despilfarro de esos recursos y el otorgamiento de beneficios y facilidades a las empresas privadas similares a las que establece la nefasta legislación minera desde los 90 hasta la actualidad.

Además recrear una empresa Hidrocarburífera Estatal y Federal, como sería PETROAR.

3. Las licitaciones de áreas en la Provincia de Río Negro

Desde la promulgación del Decreto 546 del 2003 se han efectuado licitaciones de permisos de exploración en áreas de numerosas provincias argentinas: Chubut; Santa Cruz; Tierra del Fuego; Río Negro; Neuquén; La Pampa; Mendoza; San Juan; San Luis; Salta; Formosa; Entre Ríos y adjudicaciones directas en la Plataforma Continental.

Aquí se hará referencia al caso de la Provincia de Río Negro.

En el mes de mayo del 2005, el Gobernador de la provincia lanzó, en la ciudad homónima de USA el denominado Plan Houston Provincial.

Desde entonces se han efectuado cuatro rondas licitatorias, con lo cual finaliza esta etapa del ofrecimiento de áreas.

En la provincia se manifiestan 4 cuencas sedimentarias: la Neuquina, (compartida con Neuquén, Mendoza y La Pampa); la del Colorado; La del Ñirihuau y la Somuncura- Cañadón Asfalto.

La Neuquina es la más explorada y cuenta con numerosos yacimientos en producción de Petróleo y Gas Natural.

En la del Ñirihuau la YPF estatal realizó hace muchos años tareas exploratorias.

Sería de desear que no se tocara la de Somuncura pues es un área de reserva ecológica con una enorme biodiversidad.

En el Cuadro Siguiente se muestran los resultados de las cuatro rondas

AREA	COMPANÍA	MONTO COMPROMETIDO (millones dólares)
Agua Amarga	Petrolera Entre Lomas	23,2
Lago Pellegrini	Interenergía y Argentina S:A:	38,0
Vaca Mahuida	Petrolífera Petroleum	36,5
Villa Regina	Inter. Energy Argentina	8,7
Cinco Saltos	Pluspetrol	30,1
Laguna el Loro	Cliveden	17,6
Laguna de Piedra	Golden Oil	7,6
Loma de Kauffman	CAPEX	18,8
Angostura	CGC	45,9
Puesto Guevara	Petrolífera Petroleum	10,5
Tres Nidos Sur	Roch-Antrim	5,1
BlancoOlivos Oriental	Geodyene Energy Unitec Bio	5,4
Catriel Viejo Sur	Geodyene Energy Unitec Bio	3,9
General Conesa	AustroCan Petroleum Argentina y Ehrencap	214,3
Meseta Baya	AustroCan Petroleum Argentina y Ehrencap	37,3
Aguada de Córdoba	AustroCan Petroleum Argentina y Ehrencap	36,6
Ñirihuau	YPF- Pluspetrol	17,7
Cerro Bayo	Capex	14,4
El Cuy	AustroCan Petroleum Argentina y Ehrencap	37,3
Pto Zuñiga		Desierta

El monto total comprometido para explorar las 19 áreas licitadas en las cuatro rondas asciende a 608 millones de dólares, que debería concretarse en un lapso de cinco años.

Además mediante el decreto 904/09 se ha otorgado a la empresa estatal DE DESARROLLO HIDROCARBURIFERO PROVINCIAL SOCIEDAD ANONIMA (EDHIPSA) el área Cerro Manrique y se ha asociado en tareas de exploración y explotación en los yacimientos ya concesionados: General Roca; Blanco de los Olivos, mediante el decreto 650/09 y de Puesto Morales Este, que han motivado un pedido de informes por parte de 5 legisladores de Río Negro.

Debe recordarse que según los artículos 14 y 15 de la ley 17319 cualquier persona civil capacidad puede hacer reconocimientos superficiales que no general derecho alguno y que deben contar con la autorización previa del superficiario y de la Autoridad de Aplicación, en este caso Hidrocarburos de la Provincia, sobre superficies no concesionadas y sin permisos de exploración otorgados.

Las condiciones generales de los contratos son las siguientes:

- Para adjudicar el área se elabora un factor denominado **G**, que tiene en cuenta las llamadas Unidades de Trabajo (UT) ofrecidas por el concursante para las distintas tareas de prospección y perforación de pozos exploratorios, más un monto en concepto de Capacitación del personal de la Provincia, más el porcentaje de aporte en especie, en dinero o en asociación con la empresa provincial EDHIP. Cada UT se valoriza en 5000 U\$. Se da preferencia a las ofertas que realicen las tareas comprometidas en menor tiempo. El concursante que obtiene el mayor G se adjudica el área licitada. Parece poco adecuado que las tareas de capacitación del personal de la provincia se otorguen a las propias empresas que deben ser controladas por el Estado, en especial existiendo en la Universidad del Comahue la carrera de Ingeniería en Petróleo.
- Se establecen dos modalidades excluyentes de aportes: una en especie o dinero que debe ser mayor o igual al 8% de la producción mensual, si el titular del área descubre petróleo ; y otra que implica una asociación con la empresa provincial EDHIPSA, también en la etapa de producción, equivalente a una participación societaria no menor al 8% de la producción.
- Los períodos de exploración son tres de hasta 3 años, dos años y un año respectivamente, prorrogables un año cada período. Si la formación es de Gas Libre se da hasta 5 años de prórroga adicional, bajo el supuesto del no desarrollo del mercado de Gas Natural.
- Compromiso, si se accede al segundo o tercer período, de perforar al menos un pozo exploratorio.
- Los hidrocarburos extraídos son de libre disponibilidad por parte de la adjudicataria en un todo de acuerdo con los tres decretos de 1989: el 1055; el 1212 y el 1589.
- Las regalías se rigen por lo dispuesto por la ley 17319, o sea oscilando entre el 5 y 12%
- Aportes en especie (las ofertas deben incluir regalías por un 12% y un piso de aportes especiales del 5% como mínimo. Es decir que la participación mínima será entonces del 17%)

Pagan impuesto a los sellos e Ingresos Brutos

Deben presentar Estudios de Impacto Ambiental antes de emprender cualquier etapa de actividad. La Secretaría de Minería e Hidrocarburos de Río Negro es la Autoridad de Aplicación encargada de controlar y fiscalizar a las empresas adjudicatarias, tanto en la concreción de las tareas comprometidas, como en los volúmenes de producción que aportaran las áreas, como en la efectivización de los pagos correspondientes. Creemos que actualmente esta Secretaría no dispone de todo el personal y del equipamiento que permitan un adecuado control y fiscalización de las empresas, que pueden llegar a autocontrolarse. Incluso las bases de los contratos estipulan aportes de las empresas ganadoras de los concursos para el equipamiento para la Secretaría.

Esta es una experiencia muy reciente y lo único que puede observarse es la posible falta de recursos humanos y por ello de capacidad de control del accionar de las empresas adjudicatarias por parte de la Provincia.

Por otra parte deberían cumplirse las cláusulas de la ley de hidrocarburos 17319 en cuanto a la extensión de cada área otorgada (10000 km^2) y del número de áreas que puede adjudicarse cada empresa (5), según el artículo 25 de la ley 17319-

Como elemento a tener en cuenta para los que defienden la tesis provincialista, es que ya han conseguido compromisos de inversión en una sola provincia, y para los próximos 3 años, de 608 millones de dólares en momentos en que las grandes petroleras han dejado prácticamente de explorar en una Argentina con vigencia de la tesis nacional.

4. Algunos elementos referentes a la actividad petrolera de la provincia de Río Negro

Se compararán las Reservas Comprobadas de Petróleo entre los años 2004 y 2008.

Para el caso de la Producción, la comparación es entre los años 2004 y una estimación para el 2009 sobre la base de los 9 primeros meses de 2009.

No se analizan las Reservas, ni la Producción de Gas Natural por ser relativamente menor su importancia en la provincia

La idea es observar, con estos pocos datos, como se han comportado las operadoras de los yacimientos, como una forma de analizar si han incorporado Reservas y si han incrementado la producción entre esos años extremos.

Es que se supone que ambos conceptos pueden evidenciar si han invertido lo suficiente en las áreas que operan y en consecuencia si son "merecedores" de una prórroga de sus concesiones.

Si se dispusiera de información relacionada con las inversiones realizadas efectivamente en los yacimientos y en especial de los pozos exploratorios perforados, las conclusiones tendrían más base estadística, pero este tipo de datos no está disponible en la Secretaría de Energía de la Nación o al menos no tiene estado público.

En general los yacimientos incluidos vienen de antes de la efectiva "provincialización" de los recursos hidrocarbúrriferos.

Las Reservas de Petróleo

Se analizarán las **Reservas Comprobadas** definidas como **las cantidades de hidrocarburos in situ que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.**

Las **Reservas Probables** se definen como las cantidades de hidrocarburos que basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de

regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas. Las reservas Probables pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevalecientes en el momento de la estimación.

En el Anexo N° 1 se incluye la información por Yacimiento.

En el Cuadro N° 1 se observa la evolución de las Reservas Comprobadas de Petróleo, por empresa Operadora, entre el año 2008, último para el que se dispone de información completa, y el año 2004

Cuadro N ° 1

Provincia de Río Negro

Reservas Comprobadas de Petróleo por Operador

2008-2004

OPERADOR	2008	2004
	PET (Mm3)	PET (Mm3)
PET.ENTRE LOMAS S.A.	3.327	6829,00
TECPETROL S.A.	292	231,00
C.G.C. S.A.	0	
YPF S.A.	7.390	4063,00
PETROLERA DEL COMAHUE S.A.	7	
CENTRAL INT.CORP.	906	2027,00
PET.SUDAM-NECON SA	433	252,59
APACHE PET.ARG.	609	147,08
PETROBRAS ENERGIA S.A.	2.561	3187,00
CHEVRON ARGENTINA SRL	2.201	3373,45
PLUSPETROL S.A.	10	0,00
ROCH S.A.	47	
PETROLIFERA PETROLEUM LTD	1.752	
Pioneer		292,00
Ing. ALPA		91,00
SILSY S.A.		0,00
TOTAL RIO NEGRO	19.535	20493,12
TOTAL PAIS	400.697	396004,00
% RIO NEGRO	4,9	5,2

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Entre el año 2004 y el año 2008 operaron en la provincia de Río Negro 16 Empresas, 4 desaparecieron y 3 se incorporaron.

Puede apreciarse que 8 aumentaron sus Reservas disponibles y 4 las disminuyeron, pero las que las disminuyeron o desaparecieron representaban el 77% de las Reservas en 2004.

A nivel de los 89 yacimientos en el 2008 sólo 36 aumentaron sus Reservas.

En definitiva las Reservas Comprobadas de la provincia en el año 2008 eran 5% menores que en el año 2004.

Es decir se había producido más petróleo que el que se había incorporado e incluso las Reservas de Río Negro que en el 2004 eran el 5,2 % de las del país bajaron en el año 2008 al 4,9%.

¿Qué puede significar esto para los operadores de las concesiones provenientes de nación?

- Que no se hicieron las inversiones en exploración necesarias para incorporar más reservas y sólo se dedicaron a producir.
- Que los yacimientos concesionados no posibilitaban la incorporación de reservas por haber sido fuertemente explotados y no quedar áreas para explorar.
- Que no se incrementó el porcentaje de recuperación del petróleo in situ, mediante la incorporación de tecnología,(es decir más inversiones) que es una forma de incorporar reservas sin perforar pozos exploratorios
- El panorama se agrava si se observa que las Reservas Probables han bajado de 9608 miles de metros cúbicos en el año 2004 a 4813 en el año 2008. Es decir que parte de las Reservas adicionales en el período han sido de estructuras de muy bajo riesgo exploratorio.

La Producción de Petróleo

En el Anexo II se incluye la producción de petróleo por yacimiento y operador entre el año 2008 y el año 2004. En el Cuadro Nº 2 se observa la Producción por Operador.

Cuadro Nº 2

Producción de Petróleo: Provincia Río Negro

Año 2009 provisional y 2004

OPERADOR	PRODUCCIÓN	
	(m ³)	(m ³)
	2009	2004
PETROBRAS	298041	328807
Entre Lomas	0	1648

TECPETROL	108225	56498
ROCH	376	0
YPF	475208	531831
Centro Internacional	70643	75396
Petrolera Sudamericana	87004	79304
Chevron	134536	290157
APACHE Energía Argentina	69244	52660
APACHE Petrolera Argentina	42699	
Petrolera Entre Lomas	502729	395441
Pioneer	0	937
PLUSPETROL	4673	0
Petrolera San miguel-Silsy	0	2012
Petrolera Petroleum	256929	0
Ing ALPA	0	5573
CGC	5601	
Capex	72	
ARPETROL	0	
TOTAL OPERADOR	2055981	1820264
T0tal País	36394164	38020334
Participación Río Negro(%)	5,6	4,8

Fuente Secretaría de Energía

La observación del Cuadro N° 2 permite sacar algunas conclusiones.

- De las 19 Empresas que produjeron petróleo entre el 2004 y el 2009 quedan 14, de las cuales 10 han aumentado su producción
- La provincia de Río Negro incrementó su producción de petróleo en un casi 13% entre el año 2004 y el 2009, pero la duración de las Reservas Comprobadas de Petróleo disminuyó de los 11, 3 años de 2004 a 8,9 años en el año 2008, lo cual es preocupante.
- La producción de petróleo está altamente concentrada pues 4 operadoras absorben el 75% de misma
- Estos datos ponen en evidencia que las empresas se han preocupado más por producir que por reponer reservas, ya que lo que les interesa es aumentar sus ingresos al mayor ritmo más que asegurar la continuidad de este recurso para las generaciones futuras y esta política es lógica para una empresa privada, pero no para la provincia y la Nación.
- Al no existir un control y supervisión permanente por parte de la Autoridad de Aplicación no se puede asegurar que las empresas hayan producido de manera conservativa de las

estructuras, ya que si esa hubiera sido la actitud el incremento de la producción llevará a que se afecte el desarrollo normal de los yacimientos, por la disminución de la presión de del Gas Natural, por ejemplo, impidiendo una mayor recuperación del volumen in situ de los yacimientos. Esto puede explicar los incrementos en la producción.

- Por otra parte la disminución de la producción en algunos yacimientos, 14, puede deberse al nivel de maduración de los mismos, ya que naturalmente la producción de petróleo de un pozo más allá de un incremento inicial, tiende a disminuir con el tiempo y esta caída puede morigerarse aplicando, por ejemplo recuperación secundaria, donde resulta posible, (es decir invirtiendo)pero esencialmente conservando al máximo la presión del Gas Natural

La Regalías provenientes de la producción de hidrocarburos

Río Negro, a diferencia de Neuquén, no es una provincia donde las regalías (compensaciones que por ley el concesionario debe entregar al propietario del recurso, en este caso la provincia, y que la ley 17 319 fija en valores que oscilan entre el 5% y el 12% del precio del hidrocarburo) representen una parte esencial de su presupuesto.

En el año 2004, las correspondientes al Petróleo, Gas Natural, GLP, y Gasolina, sumaron unos 48 millones de dólares y en el año 2008 unos 91 millones de dólares (el 82% por Petróleo), que representaron el 9% del Presupuesto Total Provincial del 2008. En Neuquén han llegado a representar casi el 50%

Como puede apreciarse estos casi 292 millones de pesos del año 2008, si bien no son una cifra despreciable, no se constituyen en una solución para los problemas económicos de la provincia.

Esto es importante para dimensionar la real importancia de los hidrocarburos para el presupuesto de ingresos de la Provincia.

5. La Prórroga de los Concesiones Petroleras en la provincia de Río Negro

Según el artículo 35 de la ley 17319:” La concesiones de explotación tendrán una vigencia de 25 años. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por 10 años, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y **siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión**. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis meses al vencimiento de la concesión”

Como en el año 2007 las provincias se constituyeron en co-titulares de las concesiones que había adjudicado el Estado Nacional, Río Negro está legalmente facultada para otorgar esta prórroga.

Pero hay una condición, para otorgar las prórrogas, y que hemos subrayado en el artículo 35 de la ley 17319, y esta es que el concesionario haya dado buen cumplimiento a sus obligaciones en la explotación de las áreas.

En consecuencia es ineludible, antes de proceder a otorgar las prórrogas, auditar detenida y detalladamente las acciones de las concesionarias desde el momento del otorgamiento de las concesiones hasta la actualidad.

Adicionalmente las prórrogas deben salir por ley de la Legislatura de Río Negro y para ello los legisladores deben contar con toda la información pertinente, que les permita asegurar a la ciudadanía que las concesionarias son "merecedoras" por su buen comportamiento de las mencionadas prórrogas, pues adicionalmente estas decisiones superan el mandato del actual gobernador.

En consecuencia no debe prevalecer la urgencia sino la prudencia en esta decisión, especialmente cuando los 6 meses de anticipación a la fecha de vencimiento de los pedidos de prórroga están aún muy lejanos del año 2015 o 2020.

Pero ¿cual es la razón para tener apuro?

Hasta ahora los casos de la Pan American en Chubut y de REPSOL en Neuquén prueban que la razón esencial de los gobiernos de esas provincias fue el hacer caja con el aporte inicial que generalmente se exige para otorgar las prórrogas. Incluso en el caso de Loma de La Lata en Neuquén una auditoria independiente mostró que a pocos años de la prórroga, REPSOL no había cumplido sus compromisos de inversión. En estos casos la ley 17319 en su artículo 80 puede facultar a declarar la nulidad de la concesión.

Tampoco puede desconocerse, con la lamentable legislación vigente, que dada la caída del nivel de Reservas de Petróleo de la Provincia, el gobierno quiera reponerlas y por ello acuda a estas prórrogas, como lo ha hecho ya con las 4 Rondas licitatorias de Permisos de Exploración.

Se suele aducir para apurar el otorgamiento de las prórrogas, que estas deben hacerse bastante antes del vencimiento de las concesiones pues de otra manera, las empresas dejarán de invertir, al menos en exploración, pues el período de maduración de estas inversiones no baja de los 4 años, pero resulta que las concesiones son de explotación y en estos casos las inversiones maduran en 1 o 2 años.

Por otra parte con ese tipo de razonamiento, el de la prórroga inmediata, se estaría transformando la concesión, que es un usufructo, en una transferencia del derecho de propiedad del recurso, que por la ley vigente pertenece a la provincia ya que en los hechos se propiciaría la extensión de las concesiones hasta el final de la vida útil de los yacimientos.

Adicionalmente efectuar un nuevo llamado a licitación de las áreas, en lugar de la prórroga, podría posibilitar la presentación de oferentes que mejoraran las condiciones de explotación ya que el actual titular está obligado por la ley 17 319 a seguir invirtiendo hasta el final de su contrato, si es que este se confeccionó adecuadamente.

En los hechos serían 20 las concesiones de explotación petrolera a ser prorrogadas por el actual gobierno provincial.

En Río Negro 28 concesiones corresponderían al otorgamiento del Estado Nacional, de las cuales 22 vencerán antes del 2020 y algunas en el 2015.

De aprobarse las prórrogas los derechos de las concesionarias se extenderían hasta el 2025 y 2030

Por todos los argumentos aquí detallados y en el contexto de la lamentable legislación petrolera vigente nos oponemos a la prórroga de las concesiones y proponemos que si las empresas no han cumplido con sus compromisos de inversión, no se las premie sino que las áreas reviertan al estado, quien o las licitaría en nuevo concurso o las explotaría con su empresa estatal.