



MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

TESIS

**LA ESTRUCTURACION DE UN REGIMEN NORMATIVO UNIFORME PARA LA
REGULACION DE LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS DE
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN LA REPÚBLICA ARGENTINA**

JORGE LUIS ARIZA

Febrero 2016

Dedicatoria

A Sandra, mi mujer, y en ella a todo lo bueno de esta vida.

A la familia, tan presente, siempre.

A mis colegas Osvaldo Ariza, Germán Lopez Jaramillo, Amós Grajales, Federico Moises Trujillo y Horacio Alberto Perez con quienes, con pasión y afecto, he compartido el ejercicio de la abogacía.

Al Director de esta Tesis, Dr. Eduardo Zapata, por compartir tan generosamente todos sus conocimientos.

ÍNDICE

I.- GLOSARIO

II.- INTRODUCCION AL TEMA DE TESIS

III.- DESARROLLO DE LA TESIS

A. CONCEPTUALIZACION TECNICA DE LOS DENOMINADOS HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

1. Características que definen los hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

2. Una revisión de las categorías en particular.

2.1. Gases de yacimientos no convencionales

2.1.1. Gas de Esquisto (*Shale gas*)

2.1.2. Gas de Arenas Compactas (*Tight gas*)

2.1.3. Gas de capas de carbón (*Coalbed Methane*)

2.1.4. Hidratos de metano

2.2. Petróleos de yacimientos no convencionales.

2.2.1. Arcillas bituminosas

2.2.2. Arenas bituminosas (*Oil Sands*)

2.2.3. Petróleos de Esquistos (*Shale Oil*)

2.2.4. Petróleos de arenas compactas (*Tight Oil*)

2.2.5. Reservorios de petróleo pesado (*Heavy Oil*)

B. IDENTIFICACION DE LAS CUESTIONES TÉCNICAS, AMBIENTALES Y SOCIALES INVOLUCRADAS.

1. Características técnicas de los proyectos de desarrollo de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

2. Cuestiones de entorno en la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

3. Riesgos relacionados con los impactos al medio ambiente

3.1. Riesgos relacionados al recurso "agua".

3.2. Riesgos derivados del uso de químicos.

3.3. Riesgos relacionados con el impacto ambiental social.

4. Consideración final.

C. LA REGULACION EN EL AMBITO INTERNACIONAL

1. La experiencia de los Estados Unidos de América (EUA)

1.1. Antecedentes.

1.2. El sistema regulatorio en EUA: federal y estadual.

1.3. Ley sobre Responsabilidad y Cuidado en el uso de Químicos en la Fracturación “*The fract Act*”.

1.4. La actuación de los estados

1.5. Estudios de la EPA

1.6. La primera regulación a nivel nacional.

1.7. Las enseñanzas de la experiencia de los EUA.

2. El desarrollo regulatorio en Europa

2.1. Los primeros pasos de la regulación a nivel de la UE

2.2. La regulación a nivel de la UE.

2.3. La regulación en los Estados Miembros

2.3.1. El caso francés.

2.3.2. El caso Polaco

2.3.3. Análisis de temas relevantes en la regulación de los países analizados.

2.4. Conclusiones sobre la experiencia europea.

D. ANALISIS DEL ORDENAMIENTO JURIDICO NACIONAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.

1. La Constitución Nacional. Dominio y jurisdicción sobre los hidrocarburos.

1.1. El dominio originario sobre los recursos naturales

1.2. La jurisdicción como competencia concurrente entre la nación y las provincias.

1.3. Corolario del análisis de la distribución de competencias establecidos por la Constitución Nacional.

2. La Legislación hidrocarburífera argentina. Su evolución.

2.1. Ley de Hidrocarburos 17.319

2.1.1. Principios generales

2.1.2. Base estructural del otorgamiento de los permisos de exploración y concesiones de explotación en la Ley 17.319

2.1.3. Régimen fiscal

2.1.4. Otros Derechos y Obligaciones de los permisionarios y concesionarios

2.1.5. Autoridad de aplicación.

2.2. Evolución del marco legal

2.2.1. Marco legal hasta 1989.

2.2.2. Marco legal de la desregulación hidrocarburífera. Periodo 1989 – 2003.

2.2.3. Etapa de consolidación de las provincias como titulares del dominio originario de los hidrocarburos.

2.2.4. Normativa de la nueva política energética para revertir la caída de la producción.

- a. Ley 26.741
 - b. Decreto 1.277/2.012 Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina
 - c. Análisis del régimen de la Ley 26.741 y el Decreto 1.277/2012.
 - d. Resolución 1/2013 la Comisión de Planificación y Coordinación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas de creación del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”.
 - e. Decreto 929/2013. Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.
 - f. Resolución 9/2013 Reglamento de Requisitos y Condiciones para el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.
 - g. Resolución 60/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas
- 2.2.5. Las reformas de la Ley 27.007
- a. Permisos de exploración
 - b. Concesión de Explotación
 - c. Plazos de las concesiones
 - d. Pliego Modelo
 - e. Canon
 - f. Regalías
 - g. Áreas de reserva
 - h. Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos
 - i. La temática ambiental
 - j. Régimen fiscal
 - k. Programas y planes de estímulo a la producción de Gas Natural
 - l. Prórrogas Provinciales
 - m. Consideraciones generales sobre la nueva ley.
- 2.2.6 El Decreto 272/15

E.- EL MARCO LEGAL APLICABLE A LOS ASPECTOS AMBIENTALES DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS.

1. Normativa a nivel nacional

- 1.1. Ley de hidrocarburos 17.319
- 1.2. Ley 24.051 Residuos Peligrosos
- 1.3. Ley General del Ambiente 25.675
- 1.4. Ley 25.688 sobre Gestión Ambiental del Agua
- 1.5. Ley 25.831 sobre el Régimen de Libre Acceso a la Información Pública Ambiental
- 1.6. Otras normas especiales a nivel nacional.

2. Normativa ambiental provincial. Estudio de caso: Provincia de Neuquén.

2.1. Principales normativas ambientales de la provincia de Neuquén de aplicación a la explotación hidrocarburífera.

- a. Ley Nro. 899 Código de Aguas.
- b. Decreto 790/99 reglamentario del Código de Aguas.
- c. Ley 1875 (T.O. ordenado 2267) Principios para la prevención, conservación, defensa y mejoramiento del medio ambiente de la provincia.

- d. Decreto Nro. 2656/99 reglamentario de la Ley 1875.
- e. Ley 2600. Certificado de aptitud ambiental.
- f. Ley 2666.
- g. Decreto 1483 del año 2012. Normas y Procedimientos para Exploración y Explotación de reservorios no Convencionales.
- h. Decreto 422/2013

2.2. Reflexiones sobre la normativa ambiental provincial y su integración con el sistema federal.

F. CONSIDERACIONES FINALES

1. Es conveniente incentivar las inversiones masivas para la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en la República Argentina.
2. Las inversiones para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales deben realizarse bajo una adecuada regulación del impacto ambiental y social.
3. La regulación debe ser uniforme y de aplicación en todo el territorio nacional.
4. Aspectos a considerar para la conformación de un régimen uniforme en la materia.
 - 4.1. Aspectos institucionales
 - 4.2. Aspectos a considerar de la legislación vigente.
 - 4.3. Aspectos de estabilidad de las inversiones y competitividad.
 - 4.4. Aspectos técnicos
 - 4.5. Aspectos ambientales y sociales.

G. REFLEXIONES FINALES - CONCLUSION

IV.-BIBLIOGRAFÍA

LA ESTRUCTURACION DE UN REGIMEN NORMATIVO UNIFORME PARA LA REGULACION DE LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

I.- GLOSARIO

API American Petroleum Institute

CEPAL Comisión Económica para América Latina y el Caribe

COFEMA Consejo Federal de Medio Ambiente

DOE Departamento de Energía de los Estados Unidos de América

EIA Agencia de Información Energética de los Estados Unidos de América

EIA Evaluación de Impacto Ambiental

ENARSA Energía Argentina Sociedad Anónima

EPA Environmental Protection Agency de los Estados Unidos de América

EUA Estados Unidos de Norteamérica

OFEPHI Organización Federal de los Estados Productores de Hidrocarburos

RCAAH Registro de Control ambiental de la Actividad Hidrocarburífera de Neuquén

RSE Responsabilidad Social Empresarial

SDWA Safe Drinking Water Act de los Estados Unidos de América

SEN Secretaría de Energía de la Nación

SLO Social Licence to Operate

UE Unión Europea

YPF Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.

II.- INTRODUCCION AL TEMA DE TESIS

Uno de los temas que más ha movilizado en años recientes los análisis de política energética a nivel global es, sin duda alguna, la irrupción de la masiva exploración y explotación de hidrocarburos existentes en los denominados yacimientos no convencionales.

El mejoramiento de métodos extractivos utilizados hace décadas, como la perforación dirigida, sumado a nuevas técnicas de fractura de rocas a mayores profundidades, ha permitido un renovado desarrollo en el *up stream* hidrocarburífero en geologías que verificaban hasta entonces un importante declino en sus principales campos.

En la experiencia internacional, esta modalidad ya ha tenido su impacto palpable y concreto en la matriz energética de algunos países y en sus estrategias de seguridad energética y se muestra como una realidad generadora de un nuevo paradigma extractivo y productivo que ha contribuido también a afectar la estabilidad de los precios de los hidrocarburos a nivel global.

El caso más emblemático es el de los Estados Unidos de Norteamérica (EUA) donde, contando con una geología propicia, sus empresas productoras fueron pioneras en la adaptación de diversas técnicas para la realización de las tareas fracturación de la roca – modalidad necesaria para la extracción de hidrocarburos en estas formaciones no convencionales, lo cual ha tenido como consecuencia para esa nación la posibilidad de estar cada vez más cerca del autoabastecimiento.

Estos beneficios productivos, sin embargo, dejaron en evidencia la materialización de significativos riesgos por el impacto de las técnicas utilizadas sobre el medio ambiente y las poblaciones, llamando así la atención de todas las partes interesadas; gobierno, empresas, especialistas y la opinión pública en general.

Conforme ello, en muchos otros países, se avanzó al mismo tiempo tanto en la consolidación de la información sobre yacimientos, como en el análisis de aquellas condiciones de borde institucionales, normativas, industriales a los fines de estructurar una regulación adecuada a los nuevos desafíos productivos impuestos por esta modalidad en donde se contemplara un estándar de mitigación de los impactos ambientales y sociales.

Tal es el caso del desarrollo de la regulación en la Unión Europea (UE) que ya desde el año 2011 se ocupó por efectuar a pedido de la Comisión Europea un relevamiento no solo de las reglas sobre hidrocarburos aplicables a los desarrollos de yacimientos no convencionales, sino también sobre las normas europeas y locales sobre medio ambiente, especialmente sobre uso del agua y químicos, y la participación de la ciudadanía,¹ entre otros esfuerzos por consolidar un marco normativo especial para la actividad.

A partir de allí y hasta la actualidad se han dado avances y retrocesos en la regulación tanto a nivel de la UE como de sus estados miembros, con distintas posiciones desde la promoción de la actividad hasta su interdicción, influenciados por numerosos intereses

¹ Final Report on Unconventional Gas in Europe. Preparado por Pilippe & Partners para la Comisión Europea. Bruselas 8 de Noviembre de 2011. European Commission Energy DG Library (DM28,0/36) b-1049 Brussels.

encontrados, lo que ha hecho que el tema haya mantenido presencia constante en el debate de la política energética en dicho ámbito.

Lo mismo puede decirse de la regulación de esta materia en la República Argentina donde, desde que se hizo público por parte de la *Energy Information Administration* (EIA) de los Estados Unidos de América² nuestro potencial en gas de esquistos (*shale gas*) técnicamente recuperables, el tema no ha cesado en atraer la atención no solo de los especialistas en la materia, de las empresas del sector y del Gobierno, sino también de la ciudadanía en general.

No es para menos, la potencialidad de los denominados hidrocarburos de yacimientos no convencionales, vino a traer una renovada de esperanza de recomponer nuestra producción de energéticos, en un escenario donde los hidrocarburos aún tienen una gran incidencia en la matriz energética, pero donde se verifica un decaimiento de los reservorios convencionales y una dependencia de energéticos de sustitución externos.

En este contexto es que me he propuesto en la presente Tesis analizar el estado de la regulación aplicable a esta trascendental temática desde el punto de vista jurídico y evaluar la factibilidad de la estructuración de un régimen normativo integral, uniforme y de aplicación a todo el territorio nacional para la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en la República Argentina, destacando avances y temas pendientes.

Como punto de partida en el análisis realizaré una descripción somera de las principales características técnicas de los productos energéticos comprendidos en esta categoría de recursos de yacimientos no convencionales, para a partir de allí identificar las cuestiones técnicas, ambientales y sociales involucradas que debe contemplar la regulación.

Sobre la base de la definición de los temas relevantes en esta temática, me ocuparé de analizar cómo ha sido su tratamiento en el desarrollo regulatorio de las experiencias internacionales seleccionadas, observando particularmente cuáles han sido las tendencias para coordinar los distintos ámbitos de competencias en miras a alcanzar una regulación que defina reglas estables y uniformes para la inversión en estos nuevos desarrollos.

Conforme ello, la tarea de estudio del caso Argentino partirá del análisis de las competencias del Estado Nacional y de los Estados Provinciales en el marco de nuestra Constitución Nacional, y de la normatividad aplicable a la exploración y explotación de hidrocarburos y su evolución reciente de cara a los desafíos tecnológicos, ambientales y sociales involucrados en estos desarrollos de yacimientos no convencionales.

² La Energy Information Administration (EIA) emitió en el año 2011 un primer informe de evaluación de recursos de shale gas en el mundo en el que identificó en la República Argentina recursos técnicamente recuperables de 774 trillones de pies cúbicos.

http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2011/pdf/fullreport_2011.pdf

Posteriormente, en un segundo informe del año 2013, la EIA ajustó las estimaciones señalando que en la República Argentina los recursos de gas son de 802 trillones de pies cúbicos y los de petróleo de 27.000 millones de barriles constituyendo la tercera y cuarta reservas mundiales respectivamente.

http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf

Este enfoque llevará a considerar en primer lugar la cuestión que existe en nuestro ordenamiento jurídico, relativa al dominio y la doble jurisdicción, federal y provincial, sobre los recursos naturales y que ha derivado en una carencia de armonización entre los distintos ámbitos de competencia en temas sensibles como son por un lado las modalidades contractuales para encarar el proceso de captación y contralor de las inversiones en el campo de los hidrocarburos no convencionales y por otro las normas relativas a los impactos ambientales y sociales.

Ello, en consideración a que conforme nuestro ordenamiento jurídico por un lado corresponde a las provincias la facultad de reglar el uso y aprovechamiento de los recursos naturales, ejerciendo todo el poder no delegado a la Nación, lo que les atribuye la potestad, en relación a sus yacimientos, de conceder permisos y concesiones para la exploración y explotación de hidrocarburos, de cobrar cánones y regalías y de ejercer el poder de policía en materia ambiental y de uso de las aguas entre otros temas relevantes; pero también por otro lado corresponde al Poder Ejecutivo Nacional la competencia para fijar la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos.

Bajo esta óptica, analizaré la evolución del régimen de los hidrocarburos a partir de la Ley 17.319 y la modificación de la Constitución nacional del año 1994. En esta evolución contemplaré como hitos relevantes al dictado de la Ley 26.197 denominada Ley Corta, que confirmó las facultades de las provincias como autoridades de aplicación y posteriormente la Ley 26.741, que declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y que reafirmó la competencia del Poder Ejecutivo Nacional para fijar la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos.

También en esta evolución habré de analizar el Decreto 1.277/2012 reglamentario de la Ley 26.741 por el cual se aprobó el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina” y se dio creación a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y bajo cuya impronta se inició un nuevo período de planificación y centralización de las decisiones en la materia hidrocarburífera con alto impacto en el tema bajo análisis y que ha sido motivo de modificación por medio del Decreto 272/15.

Del mismo modo abordaré el estudio de la normativa reciente constituida por el cuestionado Decreto 929/13 que dio creación al “Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y la Ley 27.007 que introdujo modificaciones a la Ley 17.319 dando especial tratamiento a algunas de las cuestiones principales en materia de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

En el análisis de la legislación también haré foco en la profusa normativa de protección al medio ambiente, destacando la que resulta de aplicación a la explotación hidrocarburífera. Particularmente, y como estudio de caso para recrear el desarrollo regulatorio de las provincias hidrocarburíferas argentinas relacionado con las reglas técnicas y ambientales de aplicación a los desarrollos de yacimientos no convencionales, analizaré la normativa de la Provincia de Neuquén, lo cual permitirá rescatar los aportes que pudieran ser válidos para una armonización legislativa a nivel nacional.

En vista a tales antecedentes, a las particularidades de esta modalidad de explotación y en consideración a la importancia estratégica que los hidrocarburos seguirán teniendo en

la matriz energética de la República Argentina, es que analizaré la conveniencia y factibilidad jurídica del establecimiento de un régimen normativo integral, uniforme y con alcance nacional que defina políticas diferenciadas para este tipo de producción no convencional de hidrocarburos y dé tratamiento particular a los riesgos involucrados en su desarrollo, especialmente los relacionados con el impacto ambiental y social.

La Tesis es jurídico – propositiva en el sentido que resultará un trabajo que culminará con una identificación de los lineamientos jurídicos y los aspectos institucionales, legislativos, de estabilidad de las inversiones, técnicos, ambientales y sociales que se propician para integrar dicho régimen normativo en la materia.

III.- DESARROLLO DE LA TESIS

A. CONCEPTUALIZACION TECNICA DE LOS DENOMINADOS HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

A los fines de comprender adecuadamente las particularidades sobresalientes del proceso industrial para la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, y a partir de ello analizar las adecuaciones técnicas y regulatorias que deben contemplarse, es que relevaré, a modo de síntesis, las características que identifican estos recursos en los trabajos científicos de la materia.

1. Características que definen los hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

La mayoría de los trabajos técnicos consultados definen en líneas generales a esta categoría de hidrocarburos, o bien por su localización en formaciones con poca permeabilidad, o por presentarse en condiciones de alta viscosidad lo que les impide en ambos casos migrar hacia otras rocas con mejores condiciones de accesibilidad.

El carácter que define el concepto de no convencional no es el hidrocarburo propiamente dicho, sino su ubicación en formaciones geológicas que requieren de técnicas especiales para su extracción.

Estos hidrocarburos se almacenan en grandes volúmenes en rocas que, en principio, no serían reservorios estrictamente, sino esquistos y otras rocas de grano muy fino en las que el volumen necesario para almacenamiento está constituido por pequeñas fracturas y espacios porosos sumamente pequeños.

Todos los depósitos no convencionales tienen en común además que el contenido de gas o petróleo por volumen de roca resulta reducido en comparación con los yacimientos convencionales, encontrándose dispersos en una gran superficie de decenas de miles de kilómetros cuadrados. De allí que la extracción de cada pozo es muy inferior a la de los yacimientos convencionales, lo que hace que su producción económica resulte más difícil.

Estos yacimientos no pueden ser explotados comercialmente sin que se lleve adelante una estrategia de perforación a medida con la aplicación de una combinación de complejos procesos de intervención en la formación y técnicas especiales de recuperación.

Este perfil productivo definirá, como lo analizaré a lo largo de este trabajo, de importantes cuestiones que requerirán especial regulación tales como el uso del agua, aditivos y componentes químicos en el proceso de fracturación, así como un importante soporte logístico y de gestión en grandes extensiones geográficas, lo cual implicará un especial relacionamiento con vastos sectores de las poblaciones circundantes.

2. Una revisión de las categorías en particular.

2.1. Gases de yacimientos no convencionales

2.1.1. Gas de Esquisto (*Shale gas*)

El gas de esquisto o "*shale gas*" es simplemente gas natural que se encuentra en grandes volúmenes en rocas denominados esquistos³ (o *shale*, en inglés).

Los esquistos son rocas sedimentarias de grano fino que se encuentran por todo el mundo en cuencas y que se forman a partir de la deposición de sedimentos orgánicos y posterior compactación con partículas muy pequeñas de componentes tales como limo y arcilla integrados por minerales como ilita, caolinita y esmectita, cuarzo y feldespato.

Su estructura se caracteriza por tener poros muy pequeños y permeabilidad muy baja, por lo que los fluidos (agua, gas y petróleo) no se mueven con facilidad dentro de la roca.⁴

Estas formaciones, también denominadas lutitas, son ricas en materia orgánica (0,5% a 25%) y por lo general son rocas madres maduras que se encuentran en determinadas condiciones de calor y presión alta que convierten el petróleo en gas natural. Las lutitas de color negro son las que contienen mayor porcentaje de materia orgánica y pueden contener tanto gas como petróleo.

El gas puede estar presente en diferentes maneras como gas libre en fracturas naturales que se desarrollan dentro del sistema microporoso, o adsorbido⁵ en la materia orgánica.

La producción de gas de estas rocas es posible gracias a la perforación horizontal, que permite navegar por la capa objetivo, a menudo con trayectorias que superan los 1000 m. Esta técnica permite la aplicación del método conocido como fracturación hidráulica (*fracking*) y que consiste en la inyección por etapas a alta presión una mezcla de agua, sólido granulado (tipo arena) y productos químicos en el pozo previamente perforado. La mezcla penetra por las paredes del pozo en la formación provocando una red de

³ Los esquistos son un conjunto de rocas metamórficas de bajo a medio grado de metamorfismo, pertenecientes al grupo de silicatos. Dentro de los esquistos más comunes podemos encontrar: esquisto de mica, hornablenda, clorita y talco. Su estructura foliada permite que sean fácilmente separados en delgadas láminas, manteniendo su composición. Fuente: Rudnick, H., Cortés, V., Salamunic, L., & Dattas, M. (s.f de Mayo de 2011). Universidad Católica de Chile. <http://www.ing.puc.cl>

⁴ Los reservorios no convencionales, un fenómeno global. Por Eduardo Barreiro y Guisela Masarik. Revista Petrotecnia Abril 2011. Página 10.

⁵ La adsorción es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapadas o retenidas en la superficie de un material. La adsorción de una sustancia es su acumulación en una determinada superficie interfacial entre dos fases. Lic. Diego Guichón. Presentación Gas de Esquistos Bituminosos CEARE. 2011.

microfracturas en la formación que permiten el flujo del gas atrapado hacia las instalaciones de captación.

2.1.2. Gas de Arenas Compactas (*Tight gas*)

Los gases de arenas compactas son los yacientes en areniscas de baja porosidad y permeabilidad, (inferior a 0,1 mDarcy) ⁶ producto de rocas que han sido sometidas a procesos de compactación, cementación, recristalización y cambios químicos a lo largo del tiempo. La porosidad ha sido afectada con rellenos de cementos precipitados del agua del reservorio.

Entre sus características están la de contar con un espesor importante con calidades y cualidades muy variables, con gradientes de presión anómalos que hacen difícil la determinación de su espesor útil y de la saturación con agua. Los reservorios son multicapas y presentan fracturas naturales.

Estas formaciones también se consideran reservorios no convencionales de gas porque dada sus características solo se pueden producir comercialmente a través la aplicación de tecnologías especiales como la estimulación de fracturas promedio de bombeo a alta presión (fracturación hidráulica) o perforaciones horizontales que intersectan las fracturas naturales. Ello, a los fines de generar los espacios para el flujo del gas a los pozos.

2.1.3. Gas de capas de carbón (*Coalbed Methane*)

El gas de las capas carboníferas (*Coalbed Methane* o CBM) es el gas, mayoritariamente metano⁷, extraído de capas o lechos de carbón, los cuales, debido a su alto contenido en materia orgánica, retienen gran cantidad de gas adsorbido. También se lo conoce como gas de veta de carbón (*Coal Seam Gas* (CSG) o gas natural de carbón (*Natural Gas from Coal* o NGC).

El metano se encuentra en un estado casi líquido, que reviste el interior de los poros en el carbón que tienen gran capacidad de almacenar gas en relación a su volumen. Tiempo atrás, atento su peligrosidad para las explotaciones de minería de carbón, se venteara a la atmósfera. Más recientemente, atento a que el metano es un poderoso gas de efecto invernadero, se han impulsado las tecnologías para su recuperación de las minas de carbón para su uso en la generación de energía, convirtiéndolo en CO₂.⁸

Generalmente se trata de yacimientos someros de 200 a 500 metros de profundidad y son explotados con técnicas de minería, aunque también se ha presentado en formaciones de hasta 1500 metros. En efecto, existe una gran cantidad de carbón que está enterrado en depósitos que no pueden ser explotados con técnicas mineras.

⁶ La permeabilidad es la propiedad de un medio poroso, consistente en la facilidad que un fluido pase a través de él, la cual depende no solo de las características del medio sino también del fluido. En la industria la permeabilidad se mide en Mili Darcy.

⁷ El denominado gas seco que surge del proceso de carbonización de la materia orgánica tiene generalmente entre un 92 % y un 95% de metano, parte de etano y de propano, un 2% de nitrógeno, un 1% de dióxido de carbono y vapor de agua.

⁸ "Resources to Reserves – Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future" Capítulo III y IV IEA 2005. Traducción Luis Guichón.

En definitiva, técnicamente el objeto de la explotación del metano de las capas carboníferas se da en yacimientos en los que la profundidad del depósito o la mala calidad del carbón llevan a descartar la extracción económica del mismo.

En todos los casos, dados que son también reservorios de baja permeabilidad, la tecnología utilizada para la extracción del metano adsorbido consiste en la perforación de pozos en las capas carboníferas provocando una disminución de la presión y logrando el desplazamiento del gas a través de los pozos y la estimulación a través de técnicas de fractura hidráulica.

Adicionalmente estas formaciones contienen generalmente grandes cantidades de agua lo que implica tener que manejar tales volúmenes de agua previo a que el gas llegue a la superficie lo que, junto con el tratamiento y disposición de la misma, dificulta la producción.

Debido a las particularidades de estas formaciones, con decisiones de explotación caso por caso, la experiencia internacional indica que para el desarrollo económico de estos campos resulta conveniente la perforación de un gran número de pozos de bajo costo, incluida la perforación horizontal.⁹

2.1.4. Hidratos de metano

Los hidratos de metano son compuestos sólidos como cristales similares al hielo que se forman cuando el metano queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua a baja temperatura y presión moderada. Estos compuestos pueden encontrarse en profundidades de agua entre los 500 a 1000 metros o en el denominado “permafrost” en las regiones árticas en sedimentos de entre los 200 a 1000 metros de profundidad.

Conforme la bibliografía consultada, se señala a los hidratos de metano como la fuente de hidrocarburos más abundante de la tierra aunque poco se sabe con precisión de las cantidades involucradas.¹⁰ Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de varios gobiernos financiando proyectos de investigación en este campo, todavía no se cuenta con la tecnología adecuada para producirlos en forma segura y económica.

2.2. Petróleos de yacimientos no convencionales.

2.2.1. Arcillas bituminosas

Las arcillas bituminosas hacen referencia a formaciones que no contienen hidrocarburos maduros, sino su precursor, denominado querógeno, que puede transformarse en petróleo crudo sintético en instalaciones químicas¹¹. En este caso, la roca debe ser

⁹ “Resources to Reserves – Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future” Capítulo III y IV IEA 2005. Traducción Luis Guichón.

¹⁰ Las estimaciones varían entre 1.000 trillones y 10.000 trillones de metros cúbicos, lo que representa entre el doble y 20.000 veces el tamaño de los recursos convencionales de gas. (Cfr. “Resources to Reserves – Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future” Capítulo III y IV IEA 2005. Traducción Luis Guichón)

¹¹ “La materia orgánica original sufre transformaciones diagenéticas complejas por degradación química y bioquímica. Como resultado se forma kerógeno y bitumen. El kerógeno es una sustancia insoluble precursora del petróleo, ya que constituye el 80 % al 90 % de la materia orgánica de las rocas pelíticas y

calentada o tratada con solventes para liberar hidrocarburos gaseosos o líquidos. El querógeno que contienen estas arcillas puede ser calentado a una temperatura de unos 500° C para producir el petróleo líquido.

Las arcillas bituminosas que aparecen como afloramientos en la superficie o que están a poca profundidad, pueden ser objeto de extracción con técnicas mineras. La roca mineralizada se calienta con el proceso llamado retorting, que produce pirólisis y que transforma el querógeno en petróleo.

El querógeno puede presentarse también mezclado con capas de petróleo maduro en estructuras situadas entre las rocas madre de baja permeabilidad. A este petróleo se le denomina petróleo estático, aunque muy a menudo la distinción no está clara y existe una transición fluida por cambios graduales de madurez. En estado puro, el petróleo estático es petróleo maduro atrapado en capas de rocas impermeables de baja porosidad. De este modo, la extracción de petróleo estático generalmente requiere también de técnicas de fracturación hidráulica.¹²

2.2.2. Arenas bituminosas (Oil Sands)

Las arenas bituminosas surgen de la mezcla natural de arenas de pizarra o arcillosas, agua y bitumen, lo que les dota de una composición muy pesada y viscosa. El bitumen es una sustancia soluble en solventes orgánicos derivada de la materia orgánica que se encuentra en los sedimentos.

En general dos toneladas de arenas bituminosas permiten producir un barril de petróleo. En cuanto a las técnicas aplicadas, se señala que en condiciones normales de presión y temperatura el bitumen no fluye por lo que es necesario calentar la roca. Su extracción se realiza añadiendo agua. El lodo que se forma es transportado mediante ductos a las plantas de extracción donde del destilado del bitumen se obtiene un petróleo extra pesado¹³.

2.2.3. Petróleos de Esquistos (Shale Oil)

El petróleo de esquisto es un hidrocarburo ubicado en rocas sedimentarias poco porosas de grano fino, con altos volúmenes de materia orgánica. Esta falta de permeabilidad suficiente para que el petróleo migre a otra formación más accesible hace que su explotación requiera de técnicas de extracción con perforaciones de pozos horizontales y

carbonáticas organógenas. Parte de la materia orgánica que se encuentra en los sedimentos es una sustancia soluble en solventes orgánicos a la que se denomina bitumen. El kerógeno es detrito orgánico macerado que se compone de restos de algas, esporas, polen, resinas y ceras". Fuente: Dr. Luis A. Spalletti. <http://www.fcnyu.unlp.edu.ar/catedras/sedimentologia/pdf/organogenas.pdf>

¹² Lechtenböhmer, S; M, Altmann; S, Capito y Matrar, Z.2011.Impacto de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana. <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201107/20110715ATT24183/20110715ATT24183EN.pdf>

¹³ Fuente: Andrés Arroyo, Andrea Perdrriel. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe – CEPAL. Publicación de las Naciones Unidas ISSN 1680-9017 LC/L.3948.

fracturación hidráulica de la formación, la cual se logra a través de la inyección de agua con arenas especiales a elevada presión.

Atento la industrialización más dificultosa y por ende más costosa que la producción de crudo convencional, su desarrollo productivo tiene mayores complejidades desde el punto de vista financiero.

2.2.4. Petróleos de arenas compactas (*Tight Oil*)

Al igual que el *tight gas*, hace referencia a hidrocarburos que se encuentran en areniscas de baja porosidad y permeabilidad y que requieren para su explotación la aplicación de la estimulación de fracturas o perforaciones horizontales.

2.2.5. Reservorios de petróleo pesado (*Heavy Oil*)

En esta categoría se encuentran los denominados petróleos pesados, el extra pesado y los bitúmenes que son los crudos caracterizados por una alta viscosidad y alta densidad que les impide fluir a las condiciones del subsuelo. Dentro de la categoría de petróleos pesados se incluyen a todos los que tienen una gravedad API¹⁴ menor a 20 grados. Los petróleos extra pesados tienen una gravedad menor a 10 grados API. En general poseen además altos contenidos de carbón, azufre y metales pesados.

Por lo general estos tipos de petróleo se encuentran en depósitos a profundidades relativamente someras, las que sin embargo son demasiado profundas para las labores mineras donde las temperaturas son bajas y la viscosidad se mantiene alta¹⁵.

En efecto, el problema en este caso no es la formación en sí misma, la cual puede ser porosa y permeable, sino la alta viscosidad. Así, para facilitar el flujo desde estos reservorios a la boca del pozo se han utilizado tecnologías especiales tales como la inyección de vapor caliente para reducir la viscosidad, su combinación con gravedad de drenaje (SAGD) o petróleo pesado frío con la incorporación de arena, lo que representa en todos los casos procesos adicionales de alta inversión para su producción.

B. IDENTIFICACION DE LAS CUESTIONES TÉCNICAS, AMBIENTALES Y SOCIALES INVOLUCRADAS.

1. Características técnicas de los proyectos de desarrollo de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

De la observación de las características técnicas de las distintas explotaciones en los yacimientos no convencionales pueden inferirse algunas cuestiones que resultarán relevantes en el análisis de la regulación de su régimen productivo.

En efecto, como lo señalamos supra, el perfil productivo se encuentra determinado por una ubicación y accesibilidad del reservorio que representa una mayor dificultad inherente

¹⁴ API American Petroleum Institute.

¹⁵ Capítulo III y IV __“Resources to Reserves – Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future” Capítulo III y IV IEA 2005. Traducción Luis Guichón.

a la extracción de los hidrocarburos y que lleva a aplicar distintas tecnologías de extracción (*fracking*, perforación horizontal, inyección de vapor, entre otras analizadas).

Por las particularidades geológicas analizadas de estos yacimientos – baja permeabilidad y porosidad -, o por la dificultad en su extracción – alta viscosidad o mezcla con otros componentes -, la explotación comercial depende de una adecuada definición de la estrategia de perforación a medida del reservorio con la aplicación de una combinación de complejos procesos de intervención en la formación, de técnicas especiales de recuperación y procesamientos de mejora del producto antes de su venta.

Conforme a ello, los proyectos sobre yacimientos no convencionales requieren de mucho más tiempo de realización que los yacimientos convencionales tanto en la etapa de pre-desarrollo como en la de desarrollo en sí, en tanto:

- la determinación del potencial y viabilidad del yacimiento requiere de numerosos proyectos pilotos de exploración.
- la ubicación de estos yacimientos en forma dispersa en una gran superficie¹⁶ determina para la etapa exploratoria una densidad mayor de muestreo para tratar con la incertidumbre de los volúmenes *in situ*, las variaciones en la calidad del reservorio y su distribución espacial. Esta característica ha llevado a revisar las reglas para liberación de áreas previstas en la legislación hidrocarburífera para la exploración en reservorios convencionales. Los nuevos conceptos técnicos en materia de liberación de áreas no se relacionan con la dimensión superficial sino más bien con lo estratigráfico.
- el riesgo de una falla tardía (*late fail*) significa que el desarrollo potencial no puede ser asegurado hasta años después de la primera producción,
- los desarrollos comerciales suceden solo después de uno o más proyectos pilotos,
- el plan de desarrollo requiere de inversiones de capital constantes para la explotación que continúan durante la mayor parte de la vida del proyecto con una curva relativamente extendida en el tiempo para que el *cash flow* se torne positivo.

Desde el punto de vista del plan de negocios para la etapa de explotación se observa además que estos yacimientos tienen una tasa de extracción muy inferior a la de los reservorios convencionales. Es importante señalar además que la extracción de los hidrocarburos en estos yacimientos no convencionales comúnmente experimenta una alta tasa de declinación durante su producción inicial aunque luego tiende a estabilizarse lo que determina generalmente también una estrategia productiva con una mayor cantidad de pozos.

En resumen, todas estas particularidades definen a la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales desde el punto de vista técnico como una actividad de bajo riesgo y costo en la exploración pero de alto costo de desarrollo, con un buen perfil en términos de innovación tecnológica, generación de puestos de trabajo, valor agregado para toda la cadena productiva, con impacto positivo en el nivel de actividad.

En función de que este perfil económico de los proyectos, y su impacto en el entorno industrial, difiere de los desarrollos de yacimientos convencionales, amerita en el contexto de una regulación especial, evaluar también un tratamiento fiscal particular para contemplar los apuntados requerimientos de mayores costos de desarrollo en el tiempo.

¹⁶ También se identifican a este tipo de reservorios como depósitos continuos (*continuous-type deposits*)

2. Cuestiones de entorno en la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

Asimismo, y más allá de los riesgos geológicos, resulta vital para la explotación comercialmente rentable de estos recursos dar adecuado tratamiento a los denominados riesgos de entorno (*above ground risks*¹⁷) que definen el clima de inversión necesario para consolidar esta industria en particular.

En dicho contexto cobra influencia la estabilidad del marco jurídico que aplica a estos desarrollos, así como el orden y la jerarquía de las normas que lo integran, en temas relevantes como los términos y condiciones del otorgamiento de los permisos y concesiones, la estabilidad fiscal, la apropiación de la renta por parte de los estados, entre otros.

También hacen a un adecuado entorno a la inversión la existencia de políticas y normas que fomenten el desarrollo de una adecuada oferta de los bienes y servicios, recursos humanos debidamente capacitados e infraestructura, que permitan tomar ventajas de las economías de escala y contar con costos competitivos de operación.

En tal sentido, cabe destacar que es ampliamente difundida la necesidad de contar con una regulación que promueva la integración de toda la cadena productiva con el ingreso de la mayor cantidad posible de actores de forma tal que atiendan en forma competitiva y oportuna el dinamismo de una producción generalizada a lo largo de las formaciones.

3. Riesgos relacionados con los impactos al medio ambiente

En el análisis de las condiciones para el desarrollo de esta industria no puede faltar la consideración de los factores de riesgo de la actividad relacionados con los impactos ambientales producidos por este tipo de explotación, sobre todo ante la gran carga logística que significa esta explotación en materia de ubicación de los pozos y el manejo y tratamiento de las aguas que hacen parte del proceso industrial.

Estas cuestiones, como se verá más adelante, han llevado a que se genere un amplio debate en la opinión pública con diferentes derivaciones a nivel regulatorio, hasta la propia interdicción de la actividad.

Entre estos riesgos al medio ambiente hay que considerar particularmente los siguientes:

3.1. Riesgos relacionados al recurso “agua”.

¹⁷ Este concepto se utiliza generalmente en la industria de la energía para hacer referencia a los riesgos no técnicos tales como las cuestiones ambientales y el clima regulatorio. En términos más generales, se refieren a una amplia gama de riesgos como el riesgo político, el riesgo corporativo, seguridad y gobierno corporativo cuyo impacto es difícil de cuantificar, pero podría ser significativo si una o más de estos riesgos convertido en una amenaza real. Fuente: <http://www.investopedia.com/terms/a/above-ground-risk.asp#ixzz3npcwuKJV>

El desarrollo de los yacimientos no convencionales, en tanto requiere de la aplicación del método de la fracturación hidráulica, supone un manejo dedicado del agua, lo cual involucra su captación, acopio, transporte y su ulterior uso en el proceso industrial. Posterior a ello, genera otras contingencias derivadas del manejo del agua residual o de retorno y su disposición.

Los riesgos identificados de impacto al medio ambiente relacionados con el uso del agua son:

- **Consumo de agua.**

El agua es el componente más importante del fluido utilizado en la fracturación, por lo cual introduce una problemática sobre los volúmenes de captación¹⁸ en su comparación con otros usos, y el impacto en los lugares donde sea un bien escaso toda vez que gran parte de esa agua proviene de fuentes superficiales, tales como lagos y ríos, las que a su vez suelen ser fuentes de suministro municipales.

En tal sentido, queda expuesta esta problemática sensible que requiere por el lado de las autoridades de regulaciones específicas y controles efectivos, pero por otro lado por parte de las empresas el compromiso de una utilización eficiente con la aplicación de nuevas técnicas de tratamiento y de reutilización.

- **Contaminación de las aguas subterráneas por fallas en los pozos.**

La contingencia en este caso está dada por la posibilidad de que durante las operaciones debajo de la superficie los acuíferos puedan ponerse en contacto con los fluidos de perforación o con el metano o con los contaminantes naturales del agua de la formación subterránea.

El riesgo puede materializarse en este caso por la falla en la cementación de los pozos en los sectores donde se está en contacto con bolsas de agua subterráneas y el vertimiento consiguiente de agentes contaminantes (sólidos disueltos y lodos de perforación).

La técnica que ha aplicado la industria para mitigar este riesgo ha sido la utilización de tuberías de revestimiento (*casing*) en la terminación de los pozos.

- **Transporte de agua.**

La conducción de las aguas desde su fuente de captación puede ser una importante contingencia ambiental a considerar sobre todo cuando es realizada mediante el uso de

¹⁸ Se estima que por cada terrajoule (Tj) de energía producida proveniente de gas natural convencional y no convencional como aquél de gas de esquisto, serían necesarios de entre 0,001 y 100 m³ de agua respectivamente, siendo que este requerimiento provendría en cerca un 10% del proceso de perforación y en 90% del proceso de terminación y fractura hidráulica en pozo. Fuente: Andrés Arroyo, Andrea Perdriel. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe – CEPAL. Publicación de las Naciones Unidas ISSN 1680-9017 LC/L.3948.

camiones por carreteras¹⁹. El impacto esta dado principalmente por el congestionamiento de las vías y accidentalidad, así como producción de polvo con el paso de los vehículos.

La mitigación de este riesgo supone un trabajo conjunto de optimización de la logística de uso de camiones cisterna y la evaluación de alternativas como el uso ferroviario o de construcción de ductos, que logre eficiencias en el suministro. En este esfuerzo debe sumarse la autoridad de aplicación a los fines de la realización de controles adecuados.

- **Manejo de los fluidos de retorno.**

En el proceso de fracturación hidráulica, parte del agua inyectada retorna a la superficie mezclada con el agua de la formación, la cual se denomina agua residual o agua de retorno (*flowback*).

En función de los contenidos del agua de retorno es que se definen las estrategias de tratamiento y su eventual reutilización, de conformidad con los requerimientos de la regulación aplicable y los estándares técnicos adoptados por las propias empresas, siendo algunas alternativas las siguientes:

- a. Reutilización sin tratamiento.
- b. Inyección en pozos profundos subterráneos.
- c. Tratamiento *in situ* mediante filtración/dilución de sólidos suspendidos. El agua tratada se mezcla con agua dulce para su reutilización en el pozo. No supone tratamiento con químicos.
- d. Reciclado para vertimiento en cuerpos de agua. El mismo se realiza en plantas de tratamiento con diferentes tecnologías.

- **Contaminación de aguas subterráneas por extensión de las fracturas.**

Esta es la contingencia que más ha acaparado la atención de la opinión pública en tanto supone la posibilidad de que por aplicación del flujo hidráulico para las fracturas, el cual contiene aditivos químicos en su composición, se genere contaminación de los acuíferos.

Las evaluaciones realizadas al respecto hacen una consideración especial con relación a las fracturas a grandes profundidades (entre 2.000 a 6.000 metros) donde se consideran que las posibilidades de contaminación son mínimas²⁰, respecto de acuíferos a 100 o 500 metros.

¹⁹ El proceso de fractura hidráulica por pozo en un periodo de entre 15 y 50 días requiere cerca de 15.000 m³ de agua o su equivalente a 500 cargas de camión cisterna, proceso el cual puede congestionar las vías carreteras con las consecuencias de tráfico derivadas. Fuente: Andrés Arroyo, Andrea Perdriel. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe – CEPAL. Publicación de las Naciones Unidas ISSN 1680-9017 LC/L.3948.

²⁰ El flujo entre ambas formaciones es poco probable debido a la menor permeabilidad vertical que presentan las formaciones de esquistos dadas por la Ley de Darcy²⁸, la cual define la capacidad de un líquido para fluir a través de un medio poroso como la roca. Esta ley determina que es difícil que el líquido fluya de forma vertical a través de una capa de lutitas, al contrario de que cuando lo hace de forma horizontal, siendo que en éste el fluido inyectado encontrará mayor facilidad en desplazarse a lo largo de los planos de estratificación horizontal donde existen vías naturales. Fuente: Andrés Arroyo, Andrea Perdriel. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe – CEPAL. Publicación de las Naciones Unidas ISSN 1680-9017 LC/L.3948.

3.2. Riesgos derivados del uso de químicos.

Este riesgo está dado por la posibilidad de que algunos de los químicos usados como parte de los flujos de la fracturación hidráulica entren en contacto con las fuentes de aprovisionamiento de agua para uso humano y por dicho medio se afecte la salud de la población.

Para evitar la materialización de este riesgo, las autoridades han aplicado tanto la normativa existente para residuos peligrosos como normativa específica al respecto con reglas de operación y de acceso a la información por parte de la población.

Como ejemplo, en EUA se promulgó la Ley de Planeación de Emergencia y Derecho a Saber de la Comunidad (EPCRA²¹, por sus siglas en inglés), que establece los requisitos para que los gobiernos federales, estatales, regionales y la industria adopten medidas respecto a la planificación de emergencias y el derecho de la comunidad a ser informada sobre los productos peligrosos y tóxicos que se utilizan.

3.3. Riesgos relacionados con el impacto ambiental social.

Esta actividad, por sus características de amplia extensión territorial, gran movimiento logístico y de movilización de múltiples actividades de provisión de bienes y servicios supone agravar las condiciones del ya de por sí alto impacto de esta industria en las poblaciones circundantes.

Sin dudas, el desarrollo masivo de los yacimientos no convencionales representará toda una nueva problemática en las poblaciones y actividades económicas de las áreas cercanas.

El primer y principal impacto se identifica con el movimiento relacionado con la propia operación y el significativo transporte del agua para la fracturación hidráulica mediante camiones. En los EUA, sucedió además que al superar la producción de hidrocarburos la capacidad de la infraestructura de transporte (oleoductos, gasoductos) empezaron a utilizarse medios alternativos como trenes cargueros especiales, lo cual trajo como consecuencia la ocurrencia de varios graves accidentes con descarrilamientos y derrames de petróleo y derivados. También se utilizaron camiones con hidrocarburos que invadieron las poblaciones y deterioraron sensiblemente las rutas.

Asimismo, desde el punto de vista social se ha analizado el impacto que genera la irrupción de nuevos habitantes en las poblaciones de las zonas de producción, que con un diferencial de salarios generan distorsión de los precios locales, especialmente los inmobiliarios. Ello, además de los problemas derivados del incremento de la cantidad de trabajadores solteros, con consecuentes problemas de alcoholismo y prostitución, y de los migrantes internos que no encuentran las oportunidades laborales que buscan en estas poblaciones.²²

²¹ Emergency Planning and Community Right-to-Know Act

²² Toda esta problemática se encuentra magistralmente descrita en la obra de Bianchi, Alejandro. "La Argentina Saudita". Ed. Suramericana. 2015.

La mitigación de estos riesgos ha traído a la consideración cuestiones tales como el otorgamiento de una amplia participación social para tratar todos estos temas ambientales y sociales, la difusión de información esencial de los proyectos y el compromiso por parte de las empresas de asumir altos estándares en sus políticas de responsabilidad social empresarial y otras acciones de compensación de los impactos negativos sobre las poblaciones.

4. Consideración final.

En función de ello considero que el desarrollo de la regulación debe estar orientado a atender a todas estas características especiales y dar tratamiento cuidadoso a estos riesgos particulares, sobre todo por el impacto que se genera en la percepción de la sociedad sobre esta actividad.

De esta forma, con reglas claras y estables para atender estas particulares contingencias, se crean las condiciones para hacer vigorosa la inversión en estos desarrollos en un entorno de convivencia, y no confrontación, con otras actividades económicas y sociales.

C. LA REGULACION EN EL AMBITO INTERNACIONAL

En este capítulo expondré una síntesis de algunas particularidades relevantes de los procesos regulatorios a nivel internacional, considerando la experiencia del país líder en el desarrollo de las principales cuencas de yacimientos no convencionales y el aporte de aquellos que se han ocupado por regular los aspectos más problemáticos de esta nueva actividad.

1. La experiencia de los Estados Unidos de América (EUA)

1.1. Antecedentes.

La mayoría de los estudios sobre la regulación de la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales ha centrado su mirada en la evolución – algunos autores se refieren a revolución - de la experiencia de los Estados Unidos de América (EUA) en la producción de petróleo y gas natural de esquistos (*shale oil & gas*), que ha rejuvenecido su industria de hidrocarburos y ha impulsado la economía brindando combustibles más baratos.²³²⁴

En la experiencia de este país han concurrido diversos factores que merecen ser analizados con detenimiento. En efecto, a la larga tradición de esta industria y la existencia de importantes cuencas sedimentarias suficientemente relevadas, se sumó un gran impulso de innovación tecnológica liderado por pequeñas empresas que asumieron enormes riesgos financieros, apoyadas por los dueños de los terrenos que poseían, bajo el sistema de propiedad de los recursos por parte del superficiario de varios estados, los derechos mineros.

²³ La revolución de la energía de esquisto no se globaliza. Por Russell Gold y Marynia Kruk. The Wall Street Journal Américas. Diciembre 2012.

²⁴ EEUU presiona los precios con más gas natural. Por Russell Gold. The Wall Street Journal Américas. Septiembre 2015.

Esta incipiente industria se vio beneficiada también por la existencia de una extensa red de oleoductos y gasoductos, de una amplia cantidad de plataformas de perforación y de una sólida oferta de bienes y servicios puestos al servicio de esta innovación.

Desde el punto de vista regulatorio, muchos atribuyen el significativo desarrollo inicial a que primó el beneficio económico de la explotación por sobre las implicancias de tipo ambiental o de impacto en las comunidades, lo cual surgió como una preocupación en una etapa posterior de la regulación.

Estas condiciones permitieron el uso extendido y mejoramiento de la técnica de la fracturación hidráulica,²⁵ la cual, si bien se utilizaba en EUA desde los años cuarenta, fue aplicada sistemáticamente desde fines de los años noventa en campos estadounidenses en los que previamente se consideraba que no valía la pena explorar.

El auge de la exploración del gas de esquisto se enfocó primero en el gas natural, hasta alcanzar los 724.000 millones de metros cúbicos en 2014, pero cuando su abundancia derribó los precios, las petroleras priorizaron la producción de crudo, la cual creció más en 2012 que en cualquier otro año desde los inicios de la industria en los EUA. La producción diaria de crudo promedió 6,4 millones de barriles al día en 2012, la más alta en quince años y registró un crecimiento récord de 779.000 barriles diarios en relación a 2011, según el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute - API).

Posteriormente, EUA consolidó esos niveles de producción generalizando la utilización de las técnicas de perforación horizontal y fracturación hidráulica. Como resultado, la producción de petróleo y gas natural de esquisto ha contribuido al impulso del sector hidrocarburoso y de otros sectores como la petroquímica.

Conforme los datos de la *Energy Information Administration* de EUA, la producción estadounidense de crudo aumentó durante 2014 en 1,2 millones barriles por día, el mayor aumento de volumen desde que los registros comenzaron en 1900, hasta alcanzar los 9 millones de barriles por día. La mayor parte del incremento durante 2014 provino de formaciones *tight* en Dakota del Norte, Texas y Nuevo México, donde se utilizaron fracturación hidráulica y perforación horizontal.

Aunque se espera que la producción de petróleo aumente en 2015, no se prevé que el crecimiento sea tan fuerte como en 2014, pero esto ya debido al freno a la producción en áreas marginales como consecuencia de la reciente caída en el precio del crudo.

1.2 El sistema regulatorio en EUA: federal y estadual.

²⁵ La tecnología de desarrollo de yacimientos no convencionales a través de la fractura de roca no porosa e impermeable, mediante inyección a alta presión de compuestos de agua, arena y químicos, fue desarrollada desde principios de los años ochenta por el ingeniero estadounidense George Mitchell, el cual durante más de una década desarrolló y perfeccionó esta tecnología sobre el reservorio Barnett en Texas, Estados Unidos. El emprendimiento contó con el apoyo del Departamento de Energía a través del Proyecto Eastern Gas Shales, el cual fomentó por catorce años esta investigación tecnológica con un presupuesto de cerca 137 millones de dólares. Fuente: Andrés Arroyo, Andrea Perdriel. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe – CEPAL. Publicación de las Naciones Unidas ISSN 1680-9017 LC/L.3948.

En EUA, como en nuestro sistema institucional, ha existido una constante tensión entre el rol del gobierno federal y de los estados en punto al reparto de competencias en materia de regulación energética y control ambiental. La regulación de la actividad hidrocarburífera en EUA ha estado mayoritariamente dada por los estados, coexistiendo con leyes federales con significativa incidencia en esta actividad. Tal es el caso de la regulación ambiental y de uso de aguas, íntimamente relacionada con esta modalidad de explotación hidrocarburífera.

Por ejemplo, en el caso de la legislación federal sobre agua potable (*Safe Drinking Water Act* o *SDWA*) del año 2005, siendo que la agencia federal de protección ambiental (*United States Environmental Protection Agency*, EPA) es la autoridad de aplicación responsable a través de programas específicos de los temas de contaminación en las fuentes de provisión de agua, la misma ha delegado parte de sus competencias en las autoridades locales. En el caso del programa de control de la inyección subterránea, la EPA ha liderado su implementación como autoridad de aplicación en diez estados, mientras que en el resto de los estados, la competencia ha sido compartida con las autoridades locales.

La industria en EUA ha sostenido que los estados están en mejor posición que el gobierno federal para regular la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y que la legislación existente a nivel local es adecuada para proteger las fuentes de agua durante el desarrollo de estos recursos. Sin embargo, sobrevino posteriormente una tendencia creciente de grupos constituidos por asociaciones de superficiarios, grupos ambientalistas y de ciudadanos de las comunidades afectadas que propugnaron por una mayor investigación y regulación federal relacionada con la fracturación hidráulica y el uso del agua asociado.²⁶

En cuanto a las normas de aplicación a la fracturación hidráulica a nivel federal se destacan:

- la legislación sobre uso de aguas (*Clean Water Act*) la cual regula la descarga de aguas contaminadas en la superficie,
- la normativa sobre contaminación del aire (*Clean Air Act*) y
- la normativa que regula la disposición de sustancias peligrosas (*CERCLA*).

Si bien hasta el año 1997 no estaba claro si la fracturación hidráulica estaba regulada bajo los programas de control de la inyección subterránea (*Underground Injection Control* – *UIC*), los cuales especifican lugares, construcción, operación, cierre y responsabilidad financiera y otros requerimientos para operadores de pozos de inyección; con la intervención de la justicia en el caso "*Leaf vs. EPA*"²⁷ ante la Corte de Apelación del Circuito 11, quedó determinado que esta técnica, en el caso de la fracturas en mantos de carbón, debía quedar bajo esta regulación. Sin embargo, siendo que esta decisión era aplicable a los estados del Circuito 11, el único estado que resultó finalmente requerido a modificar sus programas de inyección subterránea fue Alabama.

En respuesta a esta decisión y a las crecientes quejas de los ciudadanos sobre posible contaminación del agua, la EPA comenzó estudios para determinar si eran necesarias nuevas regulaciones en la materia. En el año 2004 la EPA emitió un informe en el que

²⁶ Susan L. Sakmar Overview of Environmental Issues and US Regulatory Framework pertaining to US Shale Gas Development. . University of San Francisco School of Laws. May, 2012.

²⁷ "Legal Environmental Assistance Found (Leaf) v. Environmental Protection Agency (EPA), 118 F. 3d 1467, 1477 (11th. Cr. 1997)

concluyó que la inyección hidráulica en mantos de carbón significaba una amenaza menor a las fuentes de agua. El informe fue criticado por miembros del Congreso y miembros del staff de la propia EPA sobre la base de que las conclusiones no tenían adecuado fundamento científico.²⁸

En el año 2005, el Congreso modificó mediante legislación federal sobre energía (*Energy Policy Act*), la normativa sobre agua potable (*Safe Drinking Water Act o SDWA*) especificando expresamente que la definición de “inyección subterránea” excluía la inyección de fluidos o *propping* agentes (distintos al diesel) usados en las operaciones de fracturación hidráulica en perforaciones de petróleo, gas o geotérmicas, dejando la fracturación hidráulica fuera del ámbito de la ley del agua. Esta excepción ha sido identificada por los opositores a la fracturación hidráulica como un vacío en la legislación, denominada “*Halliburton Loophole*” basado en un editorial del New York Times con el mismo título,²⁹ destacando la relación entre el Vicepresidente Cheney, mentor de esta legislación, con esa empresa de la cual fue su CEO.

Esta exclusión en la legislación limitaba la autoridad de la EPA bajo la SDWA para regular la inyección subterránea en las operaciones de fracturación hidráulica. En efecto, no se consideraba necesario el cumplimiento de varios requisitos federales para prevenir la contaminación de las aguas para la fracturación hidráulica con lo que los operadores quedaban exentos de responsabilidades relacionadas con la disposición de las aguas usadas y de deberes de información sobre el uso de químicos, tipo y cantidad usados en este proceso.

En los años siguientes, en la medida que las operaciones sobre yacimientos no convencionales se expandieron en el territorio de los EUA, aumentó la preocupación social de la seguridad e impacto ambiental involucrados en la fracturación hidráulica toda vez que se detectaron varios casos de operaciones inadecuadas.

En un informe de la EPA se reportó que la fracturación hidráulica había sido la causa de contaminación de fuentes de agua potable en Pavillion Wyoming.³⁰ Se destacó allí que el encamisado del pozo fue mal realizado y que el esquisto fracturado “*era tan superficial como 372m*”. Sin embargo, la investigación llegó a la conclusión que no se encontraban evidencias de relacionar fracturación con contaminación toda vez que las aguas subterráneas verificaban malas condiciones en forma pre-existente a la explotación hidrocarburífera.

1.3 Ley sobre Responsabilidad y Cuidado en el uso de Químicos en la Fracturación “*The fract Act*”.

Los intentos del Congreso de los EUA por aprobar una legislación específica para la fracturación hidráulica datan de hace ya varios años. En el año 2009 se presentaron proyectos de ley para modificar la normativa sobre agua potable (*Safe Drinking Water Act o SDWA*) a los fines de incluir específicamente la inyección subterránea de fluidos y

²⁸ Fuente: Susan L. Sakmar Overview of Environmental Issues and US Regulatory Framework pertaining to US Shale Gas Development. . University of San Francisco School of Laws. May, 2012.

²⁹ The Halliburton Loophole, Editorial NY TIMES, Nov. 3, 2009, at A28.

³⁰ Di Giulio (2011) Draft investigation of ground water contamination near Pavillion, US EPA, Oklahoma. EPA_ReportOnPavillion_Dec-8-2011.pdf.

agentes de soporte usados en la fracturación hidráulica en la definición de inyección subterránea (“*underground injection*”).

La representante Diana De Gette y el senador Robert Casey Jr. introdujeron el proyecto de “*Ley sobre Responsabilidad y Cuidado en el uso de Químicos en la Fracturación*” (“*Fracturing Responsibility and Awareness of Chemical Act*”), conocida como “*Frac Act*”. Esta propuesta normativa comprendía temas tales como:

- Información sobre los químicos a usarse en el proceso de fracturación, aunque no necesariamente su fórmula. La información sería presentada a la autoridad de aplicación y estaría disponible al público en general.
- Previsiones sobre emergencia para informar también las fórmulas en los casos en que esté afectada la salud y sea necesaria para un tratamiento médico.
- Modificación de la normativa del año 2005 a los fines de incluir específicamente la inyección subterránea de fluidos y agentes de soporte usados en la fracturación hidráulica en la definición de inyección subterránea de la normativa del agua potable.

Es importante señalar que la regulación de muchos estados tiene prevalencia en este tipo de perforaciones en yacimientos no convencionales, por lo que la finalidad de esta legislación federal sería la de permitir a los estados asegurar la existencia de estándares que permitan realizar un adecuado cuidado del agua potable. En tal sentido la EPA establecería el estándar que los estados podrían incorporar en los procesos de fracturación de cada pozo sin tener que recurrir a un nuevo proceso de permiso general.

Este proyecto de ley todavía no ha conseguido su aprobación parlamentaria y fue reintroducido en el Congreso de los EUA³¹ recientemente para su tratamiento, el cual todavía está pendiente.

1.4 La actuación de los estados

En atención a esta falta de una legislación federal, los estados continuaron con el dictado de regulaciones. En la actualidad son los estados quienes tienen a su cargo la responsabilidad por la protección ambiental de las operaciones en yacimientos no convencionales. En algunos de ellos, las excepciones que persisten en la legislación federal están cubiertas a través de la regulación local. Por otro lado, algunos estados están revisando sus regulaciones con particular foco en las áreas de preocupación tales como captación de agua y provisión de información sobre la composición del fluido de perforación, técnicas de construcción de pozos y disposición de aguas.

La problemática se presentó en la falta de criterio unificado al respecto y al hecho de que algunos estados han tenido mayor capacidad y experiencia que otros en la regulación de las operaciones en yacimientos no convencionales que otros.

Un estudio de la *University of Texas at Austin*³² revisó las regulaciones estatales y las capacidades de hacer cumplir las normas en 16 estados de los EUA donde se estaba

³¹ Introducido en el Senado el 18 de marzo de 2015 Sesión 114 del Congreso S 785 “To amend the Safe Drinking Water Act to repeal a certain exemption for hydraulic fracturing, and for other purposes”.

³² Groat and Grimshaw (2012). Fact-based regulation for environmental protection in shale gas development. Energy Institute, University of Texas: Austin.

realizando extracción de *shale gas* o se anticipa que se realizaría. El estudio concluyó que existía variación entre los estados en la regulación sobre los siguientes campos:

- a. Captación de aguas: En algunos estados las aguas superficiales estaban bajo el dominio privado y solo sujeta a determinados requisitos, mientras que en otros estados, donde las aguas superficiales son del dominio público, su uso estaba sujeto a la emisión de permisos de extracción.
- b. Información sobre composición de fluidos de fracturación: El estándar de divulgación de la información sobre la composición de los fluidos no era uniforme entre los reguladores de los distintos estados.
- c. Construcción de pozos: Algunos estados han avanzado en la adaptación de las normativas sobre construcción de pozos para yacimientos no convencionales, a fin de que tengan en consideración las características específicas de los sitios de operación y las condiciones geológicas.
- d. Disposición de aguas: La normativa contemplaba en algunos estados la presentación de planes de disposición de las aguas utilizadas por los operadores en el proceso industrial en yacimientos no convencionales. También en algunos estados la disposición primaria era la inyección subterránea. En otros estados con menores condiciones del subsuelo para esta forma de disposición, se exigía que la descarga sea realizada en sitios públicos de tratamiento. Este método ha sido prohibido en otros estados, mientras que otras normativas estatales prevén un pre-tratamiento antes de la descarga o la centralización de varias descargas en un mismo sitio de tratamiento.

Cabe señalar que en varios estados existieron distintas propuestas e iniciativas legislativas, desde medidas de fomento y apoyo a la industria hasta restricciones a la fracturación hidráulica mientras se realicen completos estudios de impacto ambiental relativos a esta actividad. Tal el caso de del estado de Nueva York que en el año 2010 aprobó una moratoria temporal a la actividad a la espera de nuevos estudios ambientales.

En el año 2011, el Consejo Asesor sobre Gas Natural de la Secretaría de Energía de EUA, emitió un comunicado con recomendaciones para mejorar la coordinación entre los ámbitos federal y estadual en punto a la seguridad y protección ambiental en las operaciones de extracción de gas de esquistos.³³ Por su relevancia en el presente trabajo destaco las siguientes:

- Mejorar la comunicación entre las agencias federales y estatales.
- Los fondos federales deben estar destinados a la revisión de las regulaciones ambientales y sobre uso de aguas locales y a expandir las bases de datos sobre manejos de riesgos y monitoreo.
- Los operadores deben informar todo uso de químicos usados en el proceso de fracturación hidráulica con identificación de pozo por pozo.
- Reguladores y operadores deben encarar un proceso de reducción de las emisiones al aire y recopilar toda la información para evaluar la huella de carbono de las emisiones durante las operaciones.
- Medir las aguas superficiales antes de cualquier operación de modo de establecer una línea de base para evaluar cualquier reclamo sobre contaminación de las aguas.
- Desarrollar sistemas de monitoreo micro-sísmico para verificar que la fractura se limita a la formación autorizada.

³³ DoE 2011a, DoE 201 1b)

- Aprobar manuales de buenas prácticas para la construcción de pozos, incluyendo provisiones sobre testeo de presión, cement bong logs.
- Contar con cuerpos de inspectores capacitados en condiciones de controlar que los operadores remedien cualquier defecto en la cementación de los pozos y su actuación durante las etapas críticas de la fracturación.
- La composición del agua debe ser monitoreada y los reportes debidamente publicados en cada etapa de la explotación, incluyendo su transporte y disposición.
- Establecer mecanismos para comprometer a reguladores, operadores y comunidades afectadas para discutir medidas de mitigación de los impactos de la operación, incluyendo la elaboración de estudios científicos para evaluar tales impactos en los recursos hídricos, el uso del suelo la vida silvestre y la ecología.

1.5 Estudios de la EPA

Como lo señaláramos, si bien se ha incrementado el esfuerzo a nivel federal a través de la EPA para regular la fracturación hidráulica y la perforación dirigida, el Congreso de los EUA no ha aprobado todavía legislación alguna al respecto. Sin embargo el Congreso solicitó a la EPA a llevar a cabo un estudio integral para interpretar lo mejor el posible impacto de la fracturación hidráulica en las fuentes de agua potable.

El estudio de la EPA hizo foco en los temas de captación de aguas, su mezcla con químicos para crear el fluido de fracturación, la inyección en los pozos, junto con las técnicas de tratamiento de las aguas utilizadas y su disposición final.

A fines del 2012 la EPA emitió un avance de su estudio³⁴ con los lineamientos de los trabajos que se estaban llevando a cabo, incluyendo el estado de los proyectos de investigación que lo integraban. En esa actualización resaltó el rol central que el gas natural tendría en el futuro energético de los EUA y se ocupó en dejar claro que el estudio pondría foco en asegurar que la administración continúe trabajando para expandir la producción de este importante recurso en forma segura y responsable.

En dicha labor, la EPA involucró a los protagonistas de la industria para asegurar que los estudios reflejen las prácticas que se estuvieran utilizando en la fracturación hidráulica. A tal fin, el consejo asesor de ciencia del EPA (*Science Advisory Board (SAB)*) formó un panel de expertos independientes para revisar y dar su opinión sobre el estudio.

Tras cinco años de estudios y recopilación de datos, la EPA emitió recientemente su informe de evaluación³⁵ sobre la utilización del agua potable en el proceso de fracturación hidráulica. Esta evaluación proporcionó una revisión y síntesis de la literatura y de los datos científicos disponibles para evaluar las potenciales afectaciones de esta actividad sobre la calidad o cantidad de los recursos de agua potable.

Este informe analizó el ciclo del agua para la fracturación hidráulica identificando cinco actividades principales:

³⁴ EPA Releases Update on Ongoing Hydraulic Fracturing Study. Release Date: 12/21/2012

³⁵ U.S. EPA. Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-15/047, 2015.

- la captación de las aguas subterráneas o superficiales necesarias para los fluidos de fracturación hidráulica;
- la mezcla de agua con productos químicos para crear el fluido de fracturación hidráulica;
- la inyección de los fluidos de fracturación hidráulica en el pozo para fracturar la formación geológica;
- el manejo del retorno del fluido inyectado y del agua producida por la formación y el posterior transporte para su reutilización, tratamiento o disposición; y
- el tratamiento de las aguas residuales, la eliminación de residuos y la reutilización.

Este estudio de evaluación ha arribado a las siguientes conclusiones que resultan relevantes para la presente Tesis:

- Se identificaron posibles mecanismos por los cuales la fracturación hidráulica podría afectar recursos de agua potable.
- A nivel de superficie, los mecanismos que pueden afectar los recursos hídricos superficiales y subterráneos son: la extracción de agua en lugares de baja disponibilidad de agua, derrames de fluidos de fracturación y productos químicos en el agua producida, así como el tratamiento inadecuado y la descarga de aguas residuales de fracturación hidráulica.
- Dentro de la formación, los mecanismos de afectación pueden incluir el movimiento de líquidos y gases hacia los acuíferos subterráneos.
- No se encontró evidencia de que estos mecanismos hayan dado lugar a impactos generalizados y sistemáticos sobre los recursos de agua potable.
- De los mecanismos potenciales identificados en el informe, hay casos específicos en los que uno o más de esos mecanismos produjo impactos sobre los recursos hídricos, incluyendo la contaminación de los pozos de agua potable.
- Los casos ocurrieron tanto durante actividades de rutina, como en accidentes y han dado lugar a impactos de aguas superficiales o subterráneas.
- Sin embargo, el número de casos identificados, donde se vieron afectados los recursos de agua potable son pocos en relación con el número de pozos fracturados hidráulicamente.

Esto podría reflejar, según las conclusiones del estudio, que los efectos sobre los recursos de agua potable ocurren con poca frecuencia, pero también reconoce que puede ser una subestimación como resultado de varios factores lo cual inhibe una determinación de tal frecuencia de impactos. Esos factores que se señalan como limitantes para las conclusiones sobre dicha frecuencia pueden estar dados por la presencia de otras causas de contaminación, la corta duración de los estudios existentes y la existencia de información relacionada con actividades de fracturación hidráulica inaccesibles.

La agencia señaló que en aquellos casos en los que se ha podido producir alguna contaminación ésta se ha debido más a defectos técnicos en la construcción de los pozos o en el proceso de tratamiento de las aguas residuales, es decir, malas prácticas que deben ser materia de regulación.

Finalmente es importante destacar lo que señala el estudio EPA en el sentido de que esta evaluación contribuye a la comprensión de los impactos potenciales de la facturación hidráulica en recursos de agua potable y los factores que pueden influir en esos impactos, los cuales pueden ser utilizados por las autoridades y grupos de interés (*stakeholders*)

para definir la mejor manera de proteger los recursos de agua potable, ahora y en el futuro.

El informe de la EPA, realizado en base a la larga experiencia en USA, constituye la recopilación más completa de datos científicos, incluyendo información, papers, numerosos informes técnicos así como información proveniente de actores sociales e informes científicos, todo lo cual lo constituye una fuente indispensable de consulta para la regulación argentina en la materia.

1.6 La primera regulación a nivel federal.

Atento la significancia industrial de la explotación de hidrocarburos no convencionales, mucho ha debido trascurrir para que el gobierno federal dicte finalmente una primera regulación específica para la fracturación hidráulica.

En marzo de 2015 el Departamento del Interior, a través del *Bureau of Land Management*, emitió una normativa mediante la cual se impusieron restricciones a las operaciones "fracking" en tierras públicas de propiedad del Estado federal y de comunidades indígenas, tratando de disminuir el riesgo de contaminación del agua. Esta regulación no es de aplicación a los pozos ya construidos y a los proyectados a ser realizados en terrenos de propiedad privada, los cuales son la gran mayoría.

Las nuevas regulaciones están relacionadas con estrictas normas de diseño para los pozos, así como para el emplazamiento de los tanques y piletas para el manejo y almacenar de los residuos líquidos.

Asimismo, se introdujeron nuevas reglas de transparencia con relación a la información de los aditivos químicos que utilizan que las empresas tienen que revelar públicamente.

Los críticos de esta normativa señalan que la regulación no ha ido a fondo en este tema por cuanto los químicos usados en la fracturación tienen que ser informados después de hecha la fractura por parte de las empresas, pudiendo resguardar la información que pueda afectar el secreto industrial.

Por otro lado, la regulación no trata los temas de uso y contaminación del agua. El Departamento del Interior señaló que no es un área de su jurisdicción, por lo que al respecto sigue vigente la normativa sobre agua potable (*Safe Drinking Water Act*) modificada por legislación federal sobre energía (*Energy Policy Act*) que, como se analizó anteriormente, excluyó la inyección subterránea en las operaciones de fracturación hidráulica de los alcances de dicha ley.

La nueva normativa también ha recibido críticas por parte de la industria alegando que los nuevos requisitos elevan los costos de producción en un momento crítico de bajos precios de los hidrocarburos.

1.7. Las enseñanzas de la experiencia de los EUA.

Como lo señaláramos anteriormente, en los EUA se han dado condiciones para un desarrollo significativo de esta industria, que difícilmente resulten replicables en otros países, incluida la República Argentina.

El dato relevante, como lo señalé antes, era que buena parte del petróleo y gas de esquisto se encontraba en terrenos de particulares que detentaban los derechos mineros con lo que en el inicio de esta industria se relegó la consideración de los posibles impactos ambientales ante el interés económico de la explotación. Por su parte, a nivel estatal, los gobiernos locales priorizaban el auge de la actividad gracias a la recaudación tributaria.

La apuntada falta de regulación de la fracturación hidráulica se hizo evidente a nivel federal ya desde el año 2005, cuando – como se señalara más arriba - el Congreso de los EUA excluyó expresamente al manejo de fluidos usados en las operaciones de fracturación hidráulica en perforaciones de petróleo, gas o geotérmicas de la normativa sobre inyección subterránea. Estos antecedentes demuestran que se priorizó el factor industrial.

Han debido pasar muchos años para que finalmente exista, aunque limitada, una regulación a nivel federal que atienda algunos aspectos, principalmente técnicos relacionados con la protección del medio ambiente.

Sin embargo, lo importante a destacar en el caso de los EUA, a falta de una regulación completa que pueda tomarse como fuente, son los estudios efectuados a nivel técnico que han permitido identificar los aspectos sensibles de la operación tales como la divulgación de la información sobre fluidos de fracturación, las reglas sobre integralidad de los pozos, los sistemas de monitoreo micro-sísmico, sobre todo ante el avance de la actividad en áreas más pobladas. Estudios como el de EPA, recientemente finalizado, tienen que ser una referencia indispensable para quienes tienen la responsabilidad de normar los procedimientos técnicos para un desarrollo equilibrado de esta industria.

Así, con miras al diseño de nuestra propia regulación, también resulta interesante analizar en esta experiencia en los EUA las recomendaciones para mejorar la coordinación entre los ámbitos federal y estadual en temas de seguridad de las instalaciones y protección ambiental durante las operaciones y los esfuerzos realizados para lograr algunos niveles de armonización normativa, en esos temas sensibles identificados.

Finalmente, destaco como positivos los acuerdos de cooperación técnica para capturar las enseñanzas del caso norteamericano, como el alcanzado por la Secretaría de Energía de la Nación con el Departamento de Energía de los Estados Unidos que han permitido la conformación de un grupo binacional de trabajo en energía (*Binational Energy Working Group - BEWG*) y el convenio de colaboración suscrito entre la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de Neuquén con el Instituto de Energía y Geociencias de la Universidad de Utah.

2. El desarrollo regulatorio en Europa

2.1 Los primeros pasos de la regulación a nivel de la UE

La extracción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en la Unión Europea (UE) ha tenido un desarrollo mucho más rezagado y muy diferente respecto de la experiencia de producción comercial de los EUA.

Son muchas las diferencias entre estos dos espacios geográficos, no solo en términos de su geología, sino principalmente por el hecho de que los estados son los dueños de los recursos. También han influido factores tales como la densidad de la población, las regulaciones existentes para la industria, y la aceptación de la opinión pública en temas relacionados con la protección ambiental.

Sin embargo, tanto la UE como sus estados miembros, preocupados por su seguridad energética, no se han mantenido al margen de este fenómeno y se han planteado, con alcance dispar, seriamente la explotación de las reservas de hidrocarburos no convencionales como forma de solventar sus problemas de abastecimiento³⁶.

Ya en el año 2011, en el ámbito de la UE, el Directorio General para la Energía de la Comisión Europea encomendó la realización de varios estudios sobre esta temática. Entre ellos me he permitido destacar por su relevancia para la presente Tesis, el estudio encargado por esa Dirección General al estudio jurídico belgo-luxemburgués Philippe & Partners, publicado en noviembre de 2011, en el cual se presentó un pormenorizado análisis sobre cómo los marcos regulatorios de los hidrocarburos, incluyendo la legislación ambiental, podrían ser aplicados al *shale gas* en cuatro países miembros, a saber, Polonia, Francia, Alemania y Suecia y cómo interactúa con la normativa a nivel de la UE.³⁷

Este estudio de Philippe & Partners concluyó que no se verificaban lagunas relevantes en la normativa europea y en los ordenamientos nacionales escrutados para dar tratamiento a los distintos aspectos de la actividad hidrocarburífera en general, aunque advirtió que, si la UE quería apostar seriamente por el *fracking*, debería llevar a cabo reformas legislativas para mejorar las normas vigentes.

La conclusión general a la que arribaron los expertos³⁸ tras la lectura de los primeros informes europeos es que el *fracking* era visto con buenos ojos a nivel de la UE, sin dejar de tener presentes los riesgos de esta técnica y de su impacto en la opinión pública de los países miembros.

La posición del Consejo Europeo, ya a inicios del 2011, anticipaba criterio sobre el futuro del *fracking* en la UE al afirmar:

“Con el fin de fomentar en mayor medida la seguridad de su abastecimiento, debería evaluarse la capacidad de Europa para extraer y utilizar de forma sostenible

³⁶ El 84% del gas que importa la UE procede de Rusia (42%), Noruega (24%) y Argelia (18%), y se da la circunstancia de que hay bastantes Estados –entre ellos, Suecia, Irlanda y Finlandia– que dependen enteramente de Gazprom, empresa controlada por el Gobierno ruso. Fuente: Juan Diego Sánchez Arana. La fracturación hidráulica en la Unión Europea: Estado de la cuestión. Documento Marco 18/2014. Instituto Español de Estudios Estratégicos IEEE. 3 de Noviembre 2014.

³⁷ PHILIPPE & PARTNERS. Final Report on Unconventional Gas in Europe, Bruselas, Comisión Europea, 2011, Disponible en: <http://ec.europa.eu/energy/studies/doc/2012_unconventional_gas_in_europe.pdf>.

³⁸ Juan Diego Sánchez Arana. La fracturación hidráulica en la Unión Europea: Estado de la cuestión. Documento Marco 18/2014. Instituto Español de Estudios Estratégicos IEEE. 3 de Noviembre 2014.

recursos de combustibles fósiles convencionales y no convencionales (gas de esquisto y esquisto bituminoso)".³⁹

En 2011, los servicios de la Comisión publicaron una guía en la que se resumían los principales actos legislativos de la UE en materia de medio ambiente aplicables y unas orientaciones específicas sobre la aplicación de la Directiva 2011/92/UE, de evaluación de impacto ambiental (Directiva EIA), a los proyectos de gas de esquisto.

En el mes de noviembre de 2012 el pleno del Parlamento Europeo aprobó dos resoluciones no legislativas referentes, respectivamente, a las repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto y a los aspectos industriales, energéticos y otros del gas y del petróleo de esquisto:

- 20 2011/2308(INI). Esta resolución trató los riesgos del *fracking*, recomendando su prohibición total en determinadas zonas sensibles y especialmente en peligro como, por ejemplo, en áreas de protección de agua potable declaradas y bajo de ellas y en zonas con minas de carbón. Propuso la realización de estudios científicos sobre el impacto a largo plazo de la contaminación del aire y del agua relacionada con la fracturación y su impacto en la salud humana.
- 21 2011/2309(INI). Esta resolución se refirió a la viabilidad económica de la extracción de hidrocarburos no convencionales atento la característica de estos recursos y a la necesidad de que la opinión pública tenga información transparente y objetiva sobre las operaciones de exploración y explotación.

2.2 La regulación a nivel de la UE.

Como surge de los trabajos analizados, no existe en el ordenamiento europeo, debido al reparto de competencias entre la Unión y los Estados miembros, una directiva marco sobre explotación que resulte de aplicación directa al *fracking* en los Estados miembros.

Sin embargo, ello no implica la ausencia de normas aplicables a nivel de la UE. Por el contrario, los estudios consultados demuestran que existe regulación para todas las fases de las operaciones de exploración y extracción de hidrocarburos, en general y que resultarían aplicables a las explotaciones no convencionales, tales como:

- Directiva 1992/43/CEE del Consejo, del 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.
- Directiva 1994/22/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 30 de mayo de 1994, sobre las condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos.
- Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas.
- Directiva 2006/21/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 15 de marzo de 2006, sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas.
- Directiva 2004/35/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 21 de abril de 2004, sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales.

³⁹ Vid. EUCO 2/1/11 REV 1, p. 3. Fuente: Juan Diego Sánchez Arana ob. cit. Supra.

- Reglamento 1907/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de diciembre de 2006, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH), por el que se crea la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

Sin embargo no había una sola norma europea hasta principios de 2014 que tratase de forma específica la fracturación hidráulica. Esta situación fue corregida con la Recomendación 2014/70/UE⁴⁰ de la Comisión, del 22 de enero de 2014, que estableció los principios mínimos para apoyar a los estados miembros que deseen realizar actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante la fracturación hidráulica de alto volumen⁴¹, garantizando al mismo tiempo la preservación de la salud pública, el clima y el medio ambiente, el uso eficiente de los recursos y la información del público.

Estos principios se relacionaban con los temas relevantes de esta problemática tales como la planificación, la evaluación de las instalaciones, las autorizaciones, el comportamiento operativo y ambiental y la clausura, así como a la participación del público y la difusión de información.

A continuación destaco las recomendaciones más importantes de este cuerpo legal direccionadas a los estados miembros:

- Antes de conceder una autorización para una exploración y/o producción de hidrocarburos que puedan dar lugar a la aplicación de la fracturación hidráulica de alto volumen, deben preparar una evaluación ambiental estratégica para prevenir, gestionar y reducir los impactos y los riesgos para la salud humana y el medio ambiente.
- Deben establecer normas claras sobre posibles restricciones de actividad, por ejemplo en zonas protegidas o expuestas a inundaciones o sismos, así como sobre las distancias mínimas entre las operaciones autorizadas y las zonas residenciales y las zonas de protección de las aguas. Asimismo, deben establecer limitaciones en relación con la profundidad mínima entre la superficie que va a fracturarse y las aguas subterráneas.
- Adoptar las medidas necesarias para garantizar que se realice una evaluación de impacto ambiental sobre la base de los requisitos de la Directiva 2011/92/UE.
- Brindar a la población afectada la oportunidad real de participar desde el principio en el desarrollo de la estrategia y de la evaluación de impacto.
- Velar por la plena coordinación en caso de que la responsabilidad de conceder la autorización o autorizaciones necesarias recaiga sobre varias autoridades competentes.
- Tomar las medidas necesarias para garantizar la idoneidad de la formación geológica de un emplazamiento.
- La evaluación de riesgos debe basarse en datos suficientes para evaluar el riesgo de fugas o migraciones de fluidos de perforación, fluidos de fracturación hidráulica,

⁴⁰ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1441398662535&uri=CELEX:32014H0070>

⁴¹ La fracturación hidráulica de alto volumen es la inyección en un pozo de 1 000 m³ o más de agua por fase de fracturación, o de 10 000 m³ o más de agua durante todo el proceso de fracturación.

material en estado natural, hidrocarburos y gases desde el pozo o la formación objetivo, así como el riesgo de sismicidad inducida.

- La evaluación de riesgos debe:
 - a) basarse en las mejores técnicas disponibles y tener en cuenta los resultados pertinentes del intercambio de información entre los Estados miembros, las industrias implicadas y las organizaciones no gubernamentales que promueven la protección del medio ambiente;
 - b) anticipar el comportamiento cambiante de la formación objetivo, las capas geológicas que separan el yacimiento de las aguas subterráneas y los pozos existentes u otras estructuras artificiales expuestas a las altas presiones de inyección utilizadas en la fracturación hidráulica de alto volumen y a los volúmenes de fluido inyectados;
 - c) respetar una distancia mínima de separación vertical entre la zona que va a fracturarse y las aguas subterráneas;
 - d) actualizarse durante las operaciones cuando se obtengan nuevos datos.
- Un emplazamiento solo debe seleccionarse si la evaluación de riesgos realizada demuestra que la fracturación hidráulica de alto volumen no va a provocar un vertido directo de contaminantes a las aguas subterráneas ni va a causar daños a otras actividades que se realicen en las proximidades de la instalación.
- Antes de dar comienzo a las operaciones de fracturación hidráulica de alto volumen, se asegurarán de:
 - a) que el operador determine el estado medioambiental (situación de referencia) del emplazamiento de la instalación y de la superficie circundante y el subsuelo afectados potencialmente por las actividades;
 - b) que la situación de referencia se describa y comunique adecuadamente a la autoridad competente antes del comienzo de las operaciones.
- Debe determinarse la situación de referencia en cuanto a la calidad y las características de flujo de las aguas superficiales y subterráneas; puntos de extracción de agua potable; la calidad del aire; la condición del suelo; la presencia de metano y otros compuestos orgánicos volátiles en el agua; la sismicidad; los usos del suelo; la biodiversidad; el estado de las infraestructuras y edificios; los pozos existentes y las estructuras abandonadas.
- Velar por que la instalación esté construida de una manera que impida las posibles fugas a la superficie y los derrames al suelo, al agua o al aire.
- Velar por que los operadores o grupos de operadores apliquen un planteamiento integrado al desarrollo de una zona de producción;
- Velar por que los operadores utilicen las mejores técnicas disponibles, teniendo en cuenta los resultados pertinentes del intercambio de información organizado por la Comisión entre los Estados miembros, las industrias implicadas y las organizaciones no gubernamentales que promueven la protección del medio ambiente, así como la buena práctica de la industria para prevenir, gestionar y reducir los impactos y riesgos asociados a los proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.
- Velar por que los operadores:
 - a) desarrollen planes de gestión de los recursos hídricos específicos para el proyecto;
 - b) desarrollen planes de gestión del transporte para minimizar las emisiones atmosféricas, en general, y los impactos sobre la biodiversidad y la población local, en particular;
 - c) capturen los gases para utilizarlos después, minimicen la combustión en antorcha y eviten el venteo;

- d) lleven a cabo el proceso de fracturación hidráulica de alto volumen de forma controlada y aplicando una gestión adecuada de la presión, con objeto de contener las fracturas dentro del yacimiento y de evitar la sismicidad inducida;
- e) garanticen la integridad del pozo mediante un diseño y una construcción correctos y pruebas de integridad. Los resultados de las pruebas de integridad debe revisarlos un tercero independiente y cualificado para garantizar el rendimiento operativo del pozo, así como su seguridad ambiental y sanitaria en todas las fases del proyecto y después de la clausura del pozo;
- f) desarrollen planes de gestión de riesgos y las medidas necesarias para prevenir y/o mitigar los impactos, así como las medidas de respuesta necesarias;
- g) paralicen las operaciones y tomen urgentemente todas las medidas correctoras necesarias en caso de problemas de integridad del pozo o si accidentalmente se vierten contaminantes a las aguas subterráneas;
- h) informen inmediatamente a la autoridad competente en caso de incidente o accidente que afecte a la salud pública o al medio ambiente;.
- Promover el uso responsable de los recursos hídricos en la fracturación hidráulica de alto volumen.
- Velar por que:
 - a) los fabricantes, importadores y los usuarios posteriores de las sustancias químicas utilizadas en la fracturación hidráulica indiquen «fracturación hidráulica» cuando cumplan las obligaciones que les impone el Reglamento 1907/2006 CE;
 - b) se minimice el uso de sustancias químicas en la fracturación hidráulica de alto volumen;
 - c) durante la selección de las sustancias químicas que van a utilizarse se considere la capacidad para tratar los fluidos que emergen a la superficie tras la fracturación hidráulica.
- Alentar a los operadores a que utilicen técnicas de fracturación que minimicen el consumo de agua y los flujos de residuos y a que no empleen sustancias químicas peligrosas, siempre que sea técnicamente viable y razonable desde los puntos de vista de la salud humana, el clima y el medio ambiente.
- Velar por que el operador realice un seguimiento periódico de la instalación y de la superficie circundante y el subsuelo que puedan verse afectados por las operaciones durante la fase de exploración y producción y, en particular, antes, durante y después de la fracturación hidráulica de alto volumen.
- Además de los parámetros ambientales determinados en el estudio de referencia, los Estados miembros deben velar por que el operador realice el seguimiento de los parámetros operativos siguientes:
 - a) composición exacta del fluido de fracturación utilizado en cada pozo;
 - b) volumen de agua utilizado para la fracturación de cada pozo;
 - c) presión aplicada durante la fracturación de alto volumen;
 - d) fluidos que emergen a la superficie tras la fracturación hidráulica de alto volumen: tasa de retorno, volúmenes, características, cantidades reutilizadas y/o tratadas respecto a cada pozo;
 - e) emisiones atmosféricas de metano, otros compuestos orgánicos volátiles y otros gases que puedan tener efectos nocivos para la salud humana y/o el medio ambiente.
- Velar por que los operadores realicen un seguimiento de los impactos de la fracturación hidráulica de alto volumen sobre la integridad de los pozos y otras estructuras artificiales situadas en la superficie circundante y el subsuelo que puedan verse afectados por las operaciones.

- Velar por que los resultados del seguimiento se comuniquen a las autoridades competentes.
- Aplicar las disposiciones sobre responsabilidad medioambiental a todas las actividades realizadas en el emplazamiento de una instalación, incluidas las que en la actualidad no entran en el ámbito de aplicación de la Directiva 2004/35/CE.
- Velar por que el operador proporcione una garantía financiera o equivalente que cubra las condiciones de la autorización y las responsabilidades potenciales por daños al medio ambiente, antes de dar comienzo a operaciones en las que se practique la fracturación hidráulica de alto volumen.
- Velar por que las autoridades competentes dispongan de los recursos humanos, técnicos y financieros adecuados para el desempeño de sus funciones.
- Prevenir cualquier conflicto de intereses entre la función reguladora de las autoridades competentes y su función en relación con el desarrollo económico de los recursos.
- Velar por que se realice un estudio tras la clausura de cada instalación para comparar el estado medioambiental del emplazamiento de la instalación y de la superficie circundante y el subsuelo que puedan verse afectados por las actividades con el estado previo al inicio de las operaciones descrito en el estudio de referencia.
- Velar por que:
 - a) el operador difunda información sobre las sustancias químicas y los volúmenes de agua que tiene la intención de utilizar y los que realmente utiliza en la fracturación hidráulica de alto volumen de cada pozo; en esa información deben figurar los nombres y números CAS de todas las sustancias, su ficha de datos de seguridad, si se dispone de ella, y la concentración máxima de cada sustancia en el fluido de fracturación;
 - b) las autoridades competentes publiquen, la información siguiente en un sitio de internet accesible al público:
 - i) número de pozos terminados y de proyectos previstos en los que intervenga la fracturación hidráulica de alto volumen,
 - ii) número de autorizaciones concedidas, nombre de los correspondientes operadores y condiciones de las autorizaciones,
 - iii) estudios de referencia y los resultados;
 - c) las autoridades competentes informen inmediatamente al público sobre incidentes e inspecciones sus resultados casos de no conformidad y sanciones.

La Recomendación invitó a los Estados miembros que hayan decidido explorar o explotar hidrocarburos utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen a aplicar estos principios mínimos y a informar a la Comisión cada año de las medidas adoptadas en respuesta a la presente Recomendación.

Esta Recomendación, que de conformidad con las normas de la UE no es vinculante para los estados miembros, ha sido la solución que, según los expertos respeta la configuración de competencias compartidas entre la Unión y los estados y el derecho de cada estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos y sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético.⁴²

⁴² Conforme Juan Diego Sánchez Arana ob. cit. Supra

De todos modos debe destacarse su importancia por ser la primer normativa ad hoc a nivel de la UE en materia de fracturación hidráulica, que comprende desde temas técnicos, de responsabilidad ambiental y manejo de información hasta de coordinación de autoridades competentes y ejercicio de funciones de contralor.

Contemporáneamente, en enero de 2014, la Comisión de la UE hizo pública una Comunicación⁴³ destinada al Consejo y al Parlamento Europeo sobre la exploración y producción de hidrocarburos utilizando la fracturación hidráulica, en la que se refuerza la relevancia de la Recomendación, y cuyas conclusiones son las siguientes.

“Corresponde a los Estados miembros decidir su combinación energética, teniendo, eso sí, debidamente en cuenta la necesidad de preservar y mejorar la calidad del medio ambiente. Son, pues, los Estados miembros los que deben decidir si quieren proceder a la exploración y producción de gas natural a partir de formaciones de esquisto u otros recursos de hidrocarburos no convencionales. No obstante, los que así lo decidan tendrán que asegurarse antes de que existan las condiciones adecuadas. Entre esas condiciones, y para contribuir a aplacar la inquietud pública, tendrán que adoptar medidas para prevenir, gestionar y reducir los riesgos asociados a tales actividades.

Basándose en la legislación en vigor de la UE y en las prácticas y tecnologías disponibles y en evolución, la Comisión insta a los Estados miembros que en la actualidad realizan o tienen previsto realizar actividades de exploración y producción de sus recursos de hidrocarburos no convencionales, como el gas de esquisto, a aplicar e implementar adecuadamente la legislación de la UE y, a que, al hacerlo o al adaptar su legislación de transposición a las necesidades y especificidades de los recursos de hidrocarburos no convencionales, se aseguren de que se hayan establecido las condiciones adecuadas para su desarrollo seguro y protegido, teniendo en cuenta también los posibles efectos en los países vecinos”.

Con esa Recomendación, la Comisión pretende apoyar a los Estados miembros a la hora de garantizar la protección del medio ambiente, el uso eficiente de los recursos y la información del público, y para que, al mismo tiempo, aquellos que así lo deseen puedan materializar los beneficios potenciales en términos de seguridad energética y competitividad”. (El subrayado me pertenece)

Como puede observarse, existió a nivel de la UE la pretensión de establecer una normativa específica que permitiera la complementariedad de las competencias entre la UE y sus estados miembros, lo cual, sin adentrarnos más profundamente en la compleja trama de funcionamiento normativo de esa unión, nos da una orientación de cómo evolucionó la regulación en esta materia.

2.3. La regulación en los Estados Miembros

A los fines de comprender cómo ha funcionado en la práctica el reparto de competencias entre la UE y sus estados miembros, en esta sección abordaré los casos de la regulación en Francia y Polonia. En el primer caso, Francia, por considerarlo como ejemplo de un estado donde, por su menor dependencia de los hidrocarburos y la incidencia de la

⁴³ COM(2014) 23 final

opinión pública, se ha legislado en contra de la utilización de la fracturación hidráulica para las explotaciones hidrocarburíferas. En el segundo caso, Polonia, por ser un país que, ante sus expectativas de recursos, ha sido abierto a este tipo de producciones.

He seleccionado dos países con posicionamiento diverso ante los desarrollos de yacimientos no convencionales a los fines de observar cómo tal circunstancia se ha reflejado en concreto en sus respectivas regulaciones.

2.3.1 El caso francés.

En el caso de Francia cabe considerar inicialmente que su posición ante la explotación hidrocarburífera se encontró condicionada por el hecho de que la energía nuclear es la dominante en su matriz energética, con lo que es menor su necesidad de las fuentes de aprovisionamiento de petróleo y gas de yacimientos no convencionales. Por otra parte también debe destacarse que la explotación de recursos naturales es percibida, atento su impacto, como competidora de otra poderosa industria como es el turismo.

Sin embargo corresponde también tener presente que en materia de hidrocarburos no convencionales, Francia es uno de los Estados miembros que cuenta importantes reservas recuperables en Europa.⁴⁴

En un principio, el Gobierno francés pretendió aprovechar estos recursos y se otorgaron tres permisos de exploración⁴⁵. Pero una gran oposición pública a estos proyectos – fundada en las posibles consecuencias negativas de la fracturación hidráulica para el medio ambiente y en el hecho de que las exploraciones se iban a llevar a cabo en zonas que viven del turismo– hizo que, en mayo de 2011, el Gobierno anunciara una moratoria al uso de la fracturación hidráulica a fin de que el Consejo General de la Industria de la Energía y de la Tecnología y el Consejo General del Ambiente investigaran el impacto económico, social y ambiental de las actividades de extracción de gas de esquistos.

La prohibición se aprobó mediante la Ley 2011-835 del 13 de julio de 2011, la cual se constituyó en la primera norma nacional en la UE que prohibió la exploración y explotación de las minas de hidrocarburos que utilicen fracturación hidráulica, así como la cancelación de los permisos de exploración otorgados que usen esta tecnología.

Esta normativa, adicionalmente:

- (i) Creó una Comisión Nacional de evaluación del impacto ambiental relacionado a la fracturación hidráulica y de técnicas alternativas.
- (ii) Requirió a todos los titulares de permisos de exploración especificar las técnicas a utilizar en la exploración, los cuales de requerir de la fracturación hidráulica se consideraron revocados.

⁴⁴ Reservas recuperables de gas de esquisto: 137 trillones de pies cúbicos (tpc). Reservas recuperables de petróleo de esquisto 4,7 billones de barriles conforme datos de la U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formation in 41 Countries Outside the United States, Washington, DC, U. S. Department of Energy, 2013, p. 1-7. Disponible en: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>>. Fuente Juan Diego Sánchez Arana ob. cit. Supra.

⁴⁵ Las empresas favorecidas fueron Energy LLC asociada con GDF Suez, Total Gas Sahel Europe y Total Exploración y Producción.

- (iii) Contempló la realización de trabajos experimentales de exploración y de explotación de hidrocarburos en que se emplee la fracturación hidráulica a los solos efectos de investigación científica bajo control público.

La Ley 2011-835 fue objeto de una cuestión prioritaria de constitucionalidad planteada por una de las compañías que había sufrido la revocación de sus permisos de exploración en octubre de 2011. El Consejo Constitucional francés se pronunció el 11 de octubre de 2013 y en su sentencia, desestimó todas las causas de inconstitucionalidad expuestas por esa compañía⁴⁶.

En la actualidad tanto a nivel del Gobierno como de la industria existe la intención de que la legislación se actualice contemplando la explotación de los depósitos de gas de esquisto de forma limpia sin la necesidad de recurrir al *fracking* o mediante la utilización de métodos alternativos más seguros tales como la fracturación con la tecnología del propano inflamable.

De todos modos el Gobierno francés no ha hecho oficial su posición al respecto y todo ha quedado a nivel de estudios internos, que de igual modo, no han dejado de recibir cuestionamientos por parte de los opositores al *fracking*.

Como puede observarse de esta evolución, no parece existir en Francia una necesidad de avanzar regulatoriamente en la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales que requiera de la utilización de la fracturación hidráulica, ni siquiera con el estándar de protección que surge de la Recomendación 2014/70/UE de la Comisión.

2.3.2. El caso Polaco

En el caso de Polonia la situación es bien diferente. La regulación polaca ha tenido una actitud favorable hacia las actividades de explotación de gas de esquistos debido a su necesidad política y geoestratégica de ser menos dependiente del suministro de gas de otros países.⁴⁷

Polonia representa, en el seno de la UE, el extremo opuesto a las posiciones negativas de Francia. Ello se ha debido también a que Polonia contaba con unas estimaciones iniciales de los recursos de hidrocarburos no convencionales de las más importantes de la UE⁴⁸, y a la influencia de otros factores tales como:

- la experiencia previa del país en la producción de gas y petróleo convencionales,
- la dependencia energética con respecto a Rusia,
- el alto precio que se pagan los consumidores por el gas, y
- la aceptación de la opinión pública polaca por el impacto en el empleo y en la económica que podrían derivarse de esta explotación.

⁴⁶ Fuente Juan Diego Sánchez Arana ob. cit. Supra

⁴⁷ Wojciech Bagiński Shale gas in Poland – The legal framework for granting concessions for prospecting and exploration of hydrocarbons. Energy Law Journal, Vol. 32, No. 1, 2011.SSRN: <http://ssrn.com/abstract=1898572>

⁴⁸ Polonia tenía recursos recuperables de gas no convencional que le aseguraban 300 años de provisión. Las estimaciones posteriores redujeron esa cifra en un 90 % debido a que el shale más rico estaba a más de 5000 metros de profundidad. Fuente: Bianchi, Alejandro. “La Argentina Saudita”. Ed. Suramericana. 2015.

Este cúmulo de hechos explica que el Gobierno de Polonia haya visto, principalmente en el gas de esquisto, una oportunidad de desarrollo económico y de incremento de la seguridad energética nacional. Esto se tradujo en una disposición del Gobierno para capacitar a sus funcionarios para un mejor entendimiento de los procesos de hidrocarburos de yacimientos no convencionales y para proveer de una adaptación en la regulación de la actividad que atrajera inversiones en este campo.

Para los investigadores europeos⁴⁹, un ejemplo de ello es la modificación, mediante un Reglamento de 25 de junio de 2013, del Reglamento del Consejo de Ministros de 9 de noviembre de 2010, a fin de dispensar de evaluación de impacto ambiental a las prospecciones o exploraciones de yacimientos minerales realizadas mediante perforaciones a profundidades de hasta cinco mil metros.

Bajo estos análisis se advierte que este tipo de normativa podría ser frenado por la Comisión Europea, ya que ésta observó que la adopción de tales normativas supondrían un incumplimiento del derecho europeo, cuyo estándar he reseñado con anterioridad.

2.3.3. Análisis de temas relevantes en la regulación de los países analizados.

A nivel de los estados miembros de la UE no existente en líneas generales legislación especial para los hidrocarburos no convencionales, lo cual no quiere decir que no existan normas que resulten de aplicación a este tipo de explotación.⁵⁰

Si bien la legislación minera e hidrocarburífera regula lo central de los procesos de otorgamiento de permisos y concesiones, existen otras normas que también son de aplicación, tales como las normas sobre evaluación del impacto ambiental, dominio y uso del suelo, uso de aguas, protección del aire, contaminación sonora, acceso público a la información, seguridad de los trabajadores, responsabilidad por daños, uso, manejo y transporte de sustancias peligrosas, las cuales hacen parte sustancial en los procesos de aprobaciones de las actividades en yacimientos no convencionales.

En esta sección abordaré, con apoyo en los informes europeos que he tomado como referencia, algunos de los temas relevantes de la regulación hidrocarburífera de los países seleccionados a los fines de analizar cómo se relaciona con la normativa a nivel de la UE y rescatar algunas enseñanzas válidas para el análisis de nuestra propia regulación.

- Análisis de los procedimientos para otorgamiento de permisos y autorizaciones.

A nivel de la UE, el marco legal para la exploración y explotación de hidrocarburos está dado por la ya citada Directiva 94/22/EC que define las condiciones para otorgar autorizaciones y establece los principios generales sobre los cuales deben basarse los regímenes nacionales. La Directiva hace foco en el procedimiento de otorgamiento y posterior ejercicio de las autorizaciones y sobre su base se han adoptado y/o modificado las legislaciones nacionales.

⁴⁹ Conforme Juan Diego Sánchez Arana ob. cit. Supra.

⁵⁰ PHILIPPE & PARTNERS. Final Report on Unconventional Gas in Europe, Bruselas, Comisión Europea, 2011.

El concepto de autorización está definido en la Directiva como toda ley, regulación, provisión administrativa o contractual, instrumento emitido por el cual la autoridad competente de un país miembro otorga título a una entidad para ejercer por su cuenta y riesgo el derecho exclusivo a la prospección o exploración o a producir hidrocarburos en un área geográfica.⁵¹

Resulta interesante señalar que bajo estos procedimientos en algunas legislaciones, como Francia, existe un doble paso: En primer lugar se requiere de la autoridad minera el otorgamiento del título legal y luego la misma se completa con el otorgamiento de un permiso especial de tipo operativo para el lanzamiento de la exploración o producción en sí misma.

La entidad que requiere llevar adelante actividades de exploración de hidrocarburos necesita obtener una autorización de exploración⁵² y si desea iniciar una etapa de explotación requiere de una concesión o autorización de producción, las cuales otorgan solo el título legal para el ejercicio de los derechos mineros. Estas autorizaciones no cubren la ejecución de operación alguna y para el inicio de las actividades de perforación se requiere de un permiso el cual comprende la aprobación del plan operativo. La realización de fracturación hidráulica en el reservorio requerirá en todos los casos de la emisión de este tipo de permisos especiales de operación.

En Francia, el lanzamiento de las actividades prospectivas / exploratorias requiere de una declaración de apertura de trabajos mineros⁵³ en la que se requiere la presentación de garantías financieras, una exposición sobre los métodos de exploración, un documento sobre el impacto en los cursos de agua, análisis de peligros y una evaluación del impacto ambiental. El inicio de las actividades productivas requiere de una autorización de trabajos mineros⁵⁴ en la que a todos los requisitos de la etapa exploratoria se agregan los procedimientos de cierre de los yacimientos y una estimación del costo de las actividades permitidas.

Normalmente los expedientes de permisos son girados a otras autoridades para que emitan su recomendación, por ejemplo a las autoridades municipales y a las comisiones sobre regulación de las aguas.

En Polonia, aún cuando no se prevé un doble paso, las autorizaciones para exploración y concesiones de explotación también incluyen la presentación de los planes operativos para el comienzo de los trabajos geológicos implementando las técnicas de perforación. Estas autorizaciones son requeridas para iniciar la perforación vertical y comprenden la presentación de información geológica sobre la formación y sobre las técnicas a utilizar. Del mismo modo comprenden la presentación e información sobre uso de rutas públicas, consideraciones sobre seguridad y la constancia de las aprobaciones ambientales pertinentes, lo cual es particularmente sensible en el desarrollo de yacimientos no convencionales.

- **Plazo de los permisos y las concesiones.**

⁵¹ Art. 1, 3 Directiva 94/22/EC

⁵² En Francia "*Permis exclusif de recherches*"

⁵³ "*Declaration d'Ouverture de travaux Miniers*"

⁵⁴ "*Autorisation d'Ouverture de Travaux Miniers*"

En Francia las autorizaciones de exploración son válidas por el plazo de cinco (5) años, renovables hasta un máximo de diez (10) años y para cada renovación se prevé una reducción del área geográfica inicial, a un cincuenta por ciento en la primera renovación y un 25 % en la segunda renovación. Conforme lo indican los investigadores⁵⁵ esta, regla que aplica a todas las exploraciones de gas, e incluiría las de gas de esquistos, podría ser problemática para las características de los yacimientos no convencionales, toda vez que la disponibilidad de estos depósitos se extiende en forma difusa a lo largo de vastas áreas territoriales por contraposición a los yacimientos convencionales que se presentan en forma más concentrada.

En Polonia las autorizaciones de exploración son concedidas por un plazo no menor a los tres (3) años y no mayor a los cincuenta (50) años. Los actuales permisos otorgados para explorar gas de esquistos en este país tienen una duración de entre tres y cinco años.

En cuanto a las concesiones de explotación, en Francia las mismas tienen un periodo de validez máximo de cincuenta (50) años y los permisos operativos de autorización de trabajos mineros no pueden exceder los plazos de las concesiones de explotación. En Polonia las concesiones de explotación son otorgadas – al igual que los permisos de exploración – por un período no menor a tres años y no mayor a los cincuenta (50) años.

- **Regalías**

Los países miembros de la UE han dado al instituto de las regalías tratamientos diversos, pero en ninguno de los casos se observa un tratamiento diferencial para la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

En líneas generales, los operadores deben pagar regalías de acuerdo con el valor del mercado de los hidrocarburos producidos, pero los distintos regímenes nacionales definen diferentes entidades públicas como beneficiarias de las mismas. En Polonia, las regalías son direccionadas a los presupuestos de las entidades de protección del ambiente.

Por el contrario en Francia, parte de las regalías es imputada al pago a los superficiarios en relación con el tamaño de los predios afectados por la explotación. Este sistema puede resultar una solución interesante a ser considerada particularmente en la explotación de yacimientos no convencionales por tratarse de uno de los impactos de relevancia en su desarrollo.

- **Requerimiento de evaluación del impacto ambiental.**

Los requerimientos relativos a la protección ambiental, incluyendo la necesidad de realizar una evaluación de impacto ambiental (EIA), son regulados como regla por normas de carácter general tales como códigos ambientales, leyes de responsabilidad ambiental o leyes de evaluación de impactos.

Sin embargo, algunas reglas sectoriales específicas, por ejemplo la legislación del sector del gas, pueden contener también requisitos ambientales a cumplir por las empresas, tales como previsiones para la realización de trabajos mineros o para la inyección subterránea o sobre divulgación de información.

⁵⁵ PHILIPPE & PARTNERS. Final Report on Unconventional Gas in Europe, Bruselas, Comisión Europea, 2011, pg. 41.

En Polonia el requerimiento del EIA estaba comprendido en los requerimientos de la ley sobre acceso a la información ambiental la cual sigue los lineamientos de la Directiva 85/337/EC. Los proyectos de exploración requerían la presentación de EIA si causaban un impacto significativo en el ambiente, lo cual fue flexibilizado con el mencionado Reglamento de 25 de junio de 2013 que pasó a dispensar la evaluación de impacto ambiental a las prospecciones o exploraciones realizadas mediante perforaciones a profundidades de hasta cinco mil metros. Por el contrario los proyectos de explotación se consideran en la mayoría de los casos como de los que siempre requieren de EIA.

En Francia las exigencias de un EIA también están comprendidas en la legislación sobre acceso a la información ambiental y su protección, la cual internaliza los conceptos de la Directiva 85/337/EC. En la fase de exploración se debe enviar a la autoridad de aplicación una notificación de impacto ambiental con información geográfica del área, sobre vida silvestre, sobre estado y fuentes de polución y medidas para evitar los efectos adversos causados por las actividades. Si la información es insuficiente en relación con las actividades declaradas (por ejemplo en un escenario de perforación extendida en un área protegida), la autoridad de aplicación puede requerir estudios adicionales o limitar algunas de las actividades propuestas. Ya en la fase de explotación, se requiere un EIA para obtener la concesión y para la obtención de los permisos operativos⁵⁶. En cuanto a la participación pública en el marco de la legislación ambiental, el procedimiento de autorización para obtener una concesión de explotación prevé la designación un comisionado investigador independiente para conducir los procedimientos que incluyen avisos en los medios de comunicación. Si los resultados de esa participación arrojan serias dudas de la legalidad de la aprobación, la misma puede llegar a ser suspendida. En el caso de las actividades de exploración la participación del público está limitada a recibir la información que se publica en el boletín oficial.

- **Uso y protección del agua.**

A nivel de la UE existe normativa específica sobre uso del agua, a saber:

- (i) Directiva 2000/60/EC del parlamento Europeo y el consejo del 23 de Octubre de 2000 estableciendo el marco para la actuación de las Comunidades en el campo de las políticas de agua⁵⁷, antes mencionada.
- (ii) Directiva 2006/118/EC del Parlamento Europeo y del Consejo del 12 de Diciembre de 2006 sobre protección de aguas superficiales contra la polución y su deterioro⁵⁸.
- (iii) Directiva del Consejo 91/271/EEC del 21 de mayo de 1991 sobre tratamiento de aguas servidas urbanas⁵⁹.

La normativa de protección de las aguas a nivel de los estados miembros seleccionados, que implementa las reglas de la UE, surge de leyes de alcance general tales como el código ambiental y un decreto general en Francia y las leyes de protección ambiental y ley de aguas de Polonia. En todas las legislaciones se desprenden algunos principios generales aplicables al uso y disposición del agua.

⁵⁶ "Autorisation d'Ouverture de Travaux Miniers"

⁵⁷ OJ L 327,22.12.2000 Water Framework Directive "WFD".

⁵⁸ OJ L 372,27.12.2000 Ground Water Directive "GWD".

⁵⁹ OJ L 135,30.5.1991 Urban Waste Water Treatment Directive "WFD".

Sin embargo, algunas previsiones también provienen de normativas específicas tales como el Decreto del 10 de julio de 1990 de Francia sobre prevención de contaminación de aguas superficiales. Cada entidad que hace uso de aguas para fines no domésticos que tengan un impacto en los cursos naturales, sus ecosistemas (fauna y flora) o algún grado de polución, deben hacer una declaración u obtener una autorización ante la autoridad competente. La disposición de aguas servidas y la inyección de agua para exploración y extracción de hidrocarburos también requieren de declaración o autorización.

En Polonia, cada entidad que haga uso de agua en forma de uso que exceda el regular, por ejemplo para su giro comercial, debe obtener un permiso, contar con evaluación en el marco de un EIA y un plan detallado de operaciones ante la autoridad minera. La disposición de aguas servidas y la inyección de agua para exploración y extracción de hidrocarburos requieren permisos similares.

En general, las licencias para la exploración y explotación de gas de esquistos en la UE no comprenden una autorización para el uso de agua limpia y/o la disposición de aguas de desecho como tales. Tampoco los permisos operativos analizados incluyen habilitación para el uso y disposición de las aguas a ser utilizadas. Tales permisos deben ser obtenidos en el marco de las normativas específicas de protección de las aguas.

Sin embargo, los procesos tienen puntos de confluencia. En casos, como en Polonia, la decisión sobre impacto ambiental debe contemplar también la cuestión de las aguas y será el resultado de la evaluación que se haga del impacto sobre los cursos de agua.

- **Uso de químicos**

A nivel de la UE existe una importante regulación en materia de uso de químicos que resulta de aplicación al fluido que hace parte del proceso de fracturación hidráulica. Se trata de la ya mencionada Regulación 2006/1907/EC concerniente a la registración, evaluación, autorización y restricción de químicos, conocida por su sigla “REACH”⁶⁰.

Mediante este mecanismo de registro y aprobación, la regulación tiene por objetivo impedir que sustancias químicas no deseadas entren en circulación en la industria. Así, y dado que las operaciones relacionadas con hidrocarburos de esquistos requiere del uso de estas mezclas de sustancias químicas en el proceso de fracturación hidráulica, los operadores se encuentran comprendidos en la categoría de usuarios bajo esta regulación REACH.

En consecuencia, los operadores –en su condición de usuarios - deben aplicar medidas de manejo del riesgo para sustancias identificadas y comunicadas por el proveedor a la autoridad de aplicación. También los usuarios tienen el derecho de hacer uso de sustancias conocidas para un uso específico en el marco de la evaluación de riesgos realizada por el proveedor. En este caso deben proveer de información suficiente para que los proveedores puedan prever escenarios de uso en su evaluación de riesgos. Sin embargo, si prefieren mantener en forma confidencial su uso por razones comerciales, podrán realizar su propia evaluación de riesgos ante la Agencia Europea de Químicos⁶¹. Esta agencia podrá revisar la información de registro suministrada por los operadores

⁶⁰ Regulación 2006/1907/EC del parlamento Europeo y el Consejo de fecha 18 de Diciembre de 2006 “European Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals “REACH”

⁶¹ European Chemicals Agency “ECHA”

para el uso de químicos en el proceso de fracturación hidráulica y verificar las recomendaciones sobre manejo de riesgos sugeridas por los presentantes para un determinado uso.

El cumplimiento de la regulación *REACH*, y el régimen sancionatorio se encuentra regulado por la normativa nacional. Por ejemplo, en Francia, las previsiones en la materia están contempladas en el Código Ambiental.

En Polonia las autoridades competentes pueden pedir la información de composición en el marco de la aplicación de la legislación ambiental. Lo mismo podría suceder en el marco de la aprobación de un EIA y pudiera ser incluida en los condicionamientos de las aprobaciones ambientales.

2.4. Conclusiones sobre la experiencia europea.

En primer lugar corresponde señalar que más allá de los esfuerzos a nivel de la UE para tratar la problemática de los desarrollos de hidrocarburos mediante la fracturación hidráulica en el marco de las estrategias de seguridad energética, lo cierto es que, atento el reparto de competencias con los Estados Miembros, no se puede hablar en el seno de UE de una experiencia regulatoria única en la materia.

Cada Estado Miembro ha tenido una aproximación diferente a esta nueva modalidad extractiva y ello ha sido por una multiplicidad de factores, tanto relacionados con la existencia de recursos como con cuestiones políticas y sociales, que han condicionado la conveniencia de explorarlos y explotarlos.

Por otro lado, el marco legal que resulta aplicable a la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en los estados miembros, si bien contiene frondosa normativa que le podría resultar de aplicación, no es especializado, está aún fragmentado y coexisten distintos niveles de autorizaciones y permisos que los operadores deben obtener simultáneamente. En tal sentido es que los especialistas advierten que por el potencial impacto de operaciones a gran escala, los estados miembros han empezado a cuestionar la pertinencia de las reglas existentes a estos nuevos proyectos más complejos.

Sin embargo rescato como positivo para una regulación sobre exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales la decisión de establecer a nivel de la UE, mediante la Recomendación 2014/70/UE, principios mínimos para apoyar a los estados miembros que deseen realizar desarrollos de hidrocarburos con la aplicación de fracturación hidráulica, lo cual permitirá que la normativa de los países miembros converja hacia estándares más uniformes en el seno de esa unión.

También destaco los esfuerzos que se observan por identificar los aspectos de la regulación que resultan sensibles en este tipo de explotaciones y que se relacionan con el manejo de aguas, uso de sustancias peligrosas, manejo técnico de las formaciones y relacionamiento con la población, entre otros.

Es evidente que en la experiencia de la UE también se está tratando de identificar y mitigar los riesgos relativos a los desarrollos de hidrocarburos no convencionales a fin de alcanzar, mediante la mejora constante de la regulación, un equilibrio entre las

oportunidades que en términos de seguridad energética representa esta actividad con los intereses de la población.

D. ANALISIS DEL ORDENAMIENTO JURIDICO NACIONAL PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.

A los fines de dar fundamento jurídico a esta Tesis analizaré en este capítulo las normas que conforman el orden jurídico argentino aplicable a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, en especial haciendo foco en lo que se relaciona con el reparto de competencias entre el Estado Nacional y las provincias.

1. La Constitución Nacional. Dominio y jurisdicción sobre los hidrocarburos.

El régimen jurídico argentino para los hidrocarburos encuentra su basamento en la Constitución Nacional, la cual es la norma fundamental en la organización de los distintos ámbitos de competencias.

Es importante señalar que en el sistema jurídico argentino la Constitución Nacional, reformada en el año 1994, mantiene la forma federal de estado con las provincias, dando lugar a una dualidad de poderes, el del propio estado federal y el de los poderes locales como unidades políticas lo componen⁶².

Conforme lo sostiene la doctrina constitucionalista argentina, ello importa establecer una determinada relación entre el poder y territorio, en cuanto el poder se descentraliza políticamente con base física, geográfica o territorial.⁶³

Así, el primer orden de estas competencias en la Constitución Nacional está dado por el denominado principio de subordinación establecido en el art. 31, el cual establece:

“Esta Constitución, las leyes de la Nación que en su consecuencia se dicten por el Congreso y los tratados con las potencias extranjeras son la ley suprema de la Nación, y las autoridades de cada provincia están obligadas a conformarse a ellas, no obstante cualquiera disposición en contrario que contengan las leyes o constituciones provinciales...”

Asimismo, nuestro ordenamiento jurídico ha establecido reglas para una relación de coordinación de las competencias del estado federal con el de las provincias en el art. 121 de la Constitución que señala:

“Las provincias conservan todo el poder no delegado por esta constitución al gobierno federal, y el que expresamente se hayan reservado por pactos especiales al tiempo de su incorporación”

⁶² Para el constitucionalista Bidart Campos esta dualidad de poderes se triplica cuando tomamos en cuenta que con la reforma de 1994 dentro de cada provincia los municipios invisten un tercer poder que es el poder municipal, también autónomo. Como analizaré más adelante, esta esfera de poder también amerita ser objeto de consideración en un régimen para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. German J. Bidart Campos. Manual de la Constitución Reformada. Cap. VIII pg. 437.

⁶³ German J. Bidart Campos. Manual de la Constitución Reformada. Cap. VIII pg. 437.

En doctrina se ha clasificado al reparto de competencias entre:

- Competencias exclusivas del estado federal. Entre ellas, con relevancia en el presente análisis, están las que surgen del art. 75 inc. 12 de la Constitución Nacional en tanto le atribuyen al congreso la facultad de dictar los códigos de fondo o de derecho común, las cuales tienen su correlato con el art. 126 el cual establece la prohibición a las provincias de dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal y de Minería.
- Competencias exclusivas de las provincias. Entre ellas, las de dictar la constitución provincial, establecer impuestos directos, dictar sus leyes procesales, asegurar su régimen municipal, y otras latentes en la mencionada reserva dispuesta en el art. 121 (conservan el poder no delegado) y en la autonomía consagrada en el art. 122 (se dan sus propias instituciones locales y se rigen por ellas).

Es precisamente en el ámbito de estas competencias exclusivas que el nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional ha consagrado en forma expresa que *“corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales”*, cuyo alcance y significación analizaré más adelante.

- Competencias concurrentes. Son aquellas que pertenecen en común al estado federal y a las provincias. Destaco entre ellas, las establecidas en el art. 125, en concordancia con el 75 inc. 18, en relación a las respectivas competencias en relación a la prosperidad, bienestar y el progreso. De igual modo resulta relevante, por la materia involucrada, el establecimiento de competencias concurrentes en la definición de normas ambientales de contenidos mínimos establecido en el art. 41 de la Constitución Nacional, correspondiendo a la Nación su dictado sin alterar las jurisdicciones locales y a las provincias la elaboración de las normas necesarias para complementarlas.

En relación a este reparto de las competencias que derivan del orden constitucional, corresponde analizar cómo tienen su aplicación concreta en la estructura del régimen normativo de los hidrocarburos.

1.1. El dominio originario sobre los recursos naturales

Al respecto cabe destacar que las provincias no han delegado al estado federal el dominio originario de sus bienes, sean estos públicos o privados. Como se señalara anteriormente, y en virtud de lo establecido art. 124 de la Constitución Nacional, los Estados Provinciales detentan el dominio originario de los recursos naturales como competencia exclusiva.

La figura *“dominio originario”*, que recoge el art. 124 de la Constitución Nacional, es entendida como un concepto autónomo que proviene del Derecho Minero que se asimila a la potestad que es propia del *“dominio eminente”*.^{64 65}

⁶⁴ Parte de la doctrina divide la propiedad en dominio eminente y dominio civil. Así, mientras que el Estado tiene el derecho de reglamentar las condiciones y las cargas públicas de la propiedad privada, el mismo no posee un verdadero derecho de propiedad respecto de los bienes que se encuentran en su territorio, sino que conserva un poder de legislación, jurisdicción y contribución. Cfr. MARIENHOFF, Miguel, Tratado de

El dominio eminente es un poder supremo vinculado a la noción de soberanía interna que se ejerce sobre los bienes situados dentro del estado, ya se trate del dominio privado o público del mismo, o de la propiedad de los particulares. Se trata, en suma, de una potestas y, en este sentido, es una facultad de legislación sobre las personas y los bienes, no reconociendo como expresión de soberanía interna otras limitaciones que las preceptuadas en el ordenamiento constitucional.

Conforme la doctrina, las potestades y derechos que emanan del dominio originario, y que el art. 124 de la Constitución Nacional reconoce a favor de las provincias sobre los recursos naturales existentes de su territorio, abarca las facultades de:

- a. Otorgar permisos, concesiones o licencias destinados a transformar el dominio abstracto de las sustancias minerales yacientes en el subsuelo en dominio efectivo⁶⁶, y dictar los actos de ejecución relativos al aprovechamiento de dichos recursos, así como, disponer su revocación o caducidad en caso de incumplimiento de sus condiciones;
- b. Percibir pagos de las prestaciones establecidas por ley tales como canon, regalías, etc.;
- c. Ejercer un poder de policía local, exclusivo o concurrente, según los casos.⁶⁷

Conforme ello, les corresponde el dictado de normas o actos destinados a resguardar la salubridad, la seguridad o el medio ambiente contra las amenazas que pudieran provenir de la explotación de los recursos naturales.

En síntesis, el dominio originario sobre los yacimientos de hidrocarburos conforma un núcleo de potestades y derechos que corresponde regirse conforme a los principios de las leyes especiales, las prescripciones del Código de Minería y los principios del derecho

Derecho Administrativo, Abeledo Perrot, 4º ed. actualizada, Buenos Aires, 1998, t. V p. 38. Citado en Cassagne ob cit supra.

⁶⁵ “El último párrafo del art. 124 C.N. no hace ni más ni menos que dar rango constitucional al dominio eminente que cada provincia posee respecto de sus recursos naturales, concepto que ya había sido sostenido por la mayoría de la doctrina, e imposibilita que el Estado Nacional a través de leyes como las 17.319 y 17.500 pueda arrogarse la titularidad de recursos ubicados en jurisdicción provincial. Coexisten así el concepto de dominio originario que consagra la Constitución y el régimen de dominio civil, sin colisionar entre sí. Este concepto de dominio eminente es citado en la nota al art. 2507 del Código Civil*, donde el codificador explica que “la Nación tiene el derecho de reglamentar las condiciones y las cargas públicas de la propiedad privada. El ser colectivo que se llama el Estado, tiene respecto de los bienes que están en su territorio, un poder, un derecho de legislación, de jurisdicción y de contribución, que aplicado a los inmuebles, no es otra cosa que una parte de la soberanía territorial interior. A este derecho del Estado, que no es verdadero derecho de propiedad o dominio, corresponde solo el deber de los propietarios de someter sus derechos a las restricciones necesarias al interés general...”. ACERCA DEL DOMINIO ORIGINARIO DE LOS RECURSOS NATURALES Por Federico J. Iribarren. <http://farn.org.ar/archives/libros/acerca-del-dominio-originario-de-los-recursos-naturales> *(Código Civil argentino: Hoy derogado)

⁶⁶ Dominio efectivo o útil es el derecho real que no reviste el carácter de perpetuo ni imprescriptible y que recae en cabeza del sujeto legitimado para explotar y explorar una porción del dominio originario y colocar hidrocarburos en la superficie al servicio del hombre, para su evacuación, industrialización o comercialización. Cfr. Eduardo Zapata “Hidrocarburos en Argentina Generalidades – Antecedentes. Régimen Actual”. Presentación Clase CEARE 2011.

⁶⁷ Juan Carlos Cassagne. La propiedad de los yacimientos de hidrocarburos su relación con las potestades nacionales y provinciales (Cuestiones que se suscitan tras la Reforma Constitucional de 1994)

administrativo, esto es, con arreglo a la legislación de fondo que dicta el Congreso sobre la materia, de conformidad al precepto contenido en el Art. 75 inc. 12 de la Constitución Nacional.

1.2. La jurisdicción como competencia concurrente entre la nación y las provincias.

En materia de recursos naturales, así como no hay discusión jurídica sobre el dominio originario como competencia exclusiva del Estado Nacional o de las provincias sobre los mismos, dependiendo del lugar donde se encuentren, en relación a la jurisdicción se ha debatido sobre sus alcances como una de las complejas cuestiones de competencias concurrentes entre ambas.⁶⁸

En doctrina se define a la jurisdicción como la potestad de dictar normas jurídicas, la posibilidad de aplicarlas a través de los organismos del poder administrador y la de resolver los conflictos de derecho a través del poder judicial. Así, esta potestad de dictar normas regulatorias de las actividades relacionadas con los hidrocarburos es un desprendimiento del deslinde de las facultades jurisdiccionales entre el Estado Nacional y los Estados Provinciales establecido en la Constitución Nacional.

En este reparto de competencias, cabe identificar cuáles son las normas constitucionales que refieren a cuestiones que pueden ser contempladas por leyes de alcance nacional en el marco del régimen de los hidrocarburos.

Como lo anticipara, en primer lugar corresponde al Congreso Nacional aquellas materias tratadas en el art. 75 de la Constitución Nacional, entre las que se incluyen el dictado de normas de fondo como los Códigos Civil y de Minería. En nuestro régimen federal, se ha entendido que la Constitución Nacional reserva al Congreso Nacional el dictado de códigos en estas materias sensibles al progreso nacional en tanto son "*cuerpos integrales, ordenados y sistematizados por normas jurídicas, de técnica depurada, para facilitar el conocimiento y aprobación de la sociedad en la que se debe aplicar*" y que permiten su cumplimiento igualitario en todo el territorio nacional.⁶⁹

La Constitución Nacional reconoce además, las facultades federales para reglar el uso y aprovechamiento de los recursos naturales y fijar en consecuencia la política nacional en la materia conforme los artículos 41 y 75 incisos 12, 18 y 19.

⁶⁸ La Corte Suprema sostuvo que "dominio y jurisdicción no son conceptos equivalentes ni correlativos, pues bien pueden existir uno sin la otra. Así la jurisdicción sobre las playas y riberas, que no importa el dominio nacional sobre ellas, así la que se ejerce sobre establecimientos nacionales ubicados en inmuebles no adquiridos y así el dominio privado del Estado general en bienes situados en las Provincias y sobre los cuales no ha fundado obras o establecimientos de utilidad nacional: en éstos hay dominio y no jurisdicción" Fallos 154:312

⁶⁹ "Los Constituyentes del 53 instituyeron como atribución del Congreso Nacional el de dictar los códigos Civil, Penal, de Minería. La idea era que estas materias, por su importancia para el progreso y la libertad estuvieran reguladas por Códigos. Estos Códigos debían ser cuerpos integrales, ordenados y sistematizados por normas jurídicas, de técnica depurada, para facilitar el conocimiento y aprobación de la sociedad en la que se debe aplicar. Los códigos permiten su cumplimiento igualitario y logra que los jueces puedan ejercer su función adecuadamente sin balancear la justicia hacia los sectores del privilegio y el poder, como venía sucediendo en la época de la Colonia, o los supuestos abusos de los caudillos provinciales entre 1820 y 1852." Cfr. Ambiente, Petróleo y gas. Calbot, Cavalli, Pigretti Ed. Lajouane.

Así, las facultades jurisdiccionales correspondientes a la órbita federal en relación con el régimen sobre los hidrocarburos han sido progresivamente receptadas por la legislación nacional y también han sido tratadas y reconocidas por la jurisprudencia de nuestra Corte Suprema.

En efecto, en la causa “Chevron San Jorge S.R.L. c/ Neuquén, Provincia del s/ acción declarativa de inconstitucionalidad (C. 2126. XLI. Originario)” la Corte Suprema sostuvo:

“es preciso señalar que el artículo 124, in fine, de la Constitución Nacional sólo reconoce a las provincias el dominio originario de los recursos naturales ubicados en su territorio mas no la jurisdicción sobre ellos. Dicha conclusión no se ve alterada por la sanción de la ley 26.197, desde que su artículo 2º, in fine, mantiene la responsabilidad sobre el diseño de la política energética en cabeza del Poder Ejecutivo Nacional (conf. causa P.1749.XL “Panamerican Energy LLC Sucursal Argentina s/ inhibitoria (en autos “Provincia del Neuquén c/ Panamerican Energy LLC s/ ordinario)””, sentencia del 10 agosto de 2010)”.

En el mencionado precedente “Panamerican Energy LLC Sucursal Argentina s/ Inhibitoria (en autos Provincia del Neuquén c/ Pan American Energy LLC s/ Ordinario - P. 1749. XL. ORIGINARIO.)” la Corte sostuvo, ante la facultad que la Provincia de Neuquén se irrogaba para cobrar el canon de una servidumbre constituida sobre tierras fiscales, frente a la gratuidad normada en las disposiciones de la Ley 17.319 y el Artículo 158 del Código de Minería, que:

“En tal sentido cabe poner de resalto que la materia federal predominante resulta de la reserva del diseño de la política hidrocarburífera a nivel federal, por ser la explotación del petróleo y sus derivados una cuestión de política industrial y económica de significación para todo el país.

1.3. Corolario del análisis de la distribución de competencias establecidos por la Constitución Nacional.

Conforme lo analizado corresponde concluir que se reconoce en cabeza del titular del dominio originario de los recursos naturales:

- la facultad de dar en concesión los bienes involucrados y, por ende, la de emitir los actos administrativos de ejecución ordenados al pleno aprovechamiento de los mismos y ejercer el poder de policía local.
- la potestad exclusiva de conocer en el otorgamiento, revocación o caducidad de los permisos de exploración y en las concesiones de explotación de los bienes de su dominio originario.
- el derecho a percibir las regalías debidas por quien se beneficia con la explotación.
- el dictado de normas o actos destinados a resguardar la salubridad, la seguridad o el medio ambiente contra las amenazas que pudieran provenir del ejercicio de la actividad hidrocarburífera.

Como lo señalara anteriormente, el ejercicio de estas competencias debe darse conforme a los principios de las leyes especiales, las prescripciones del Código de Minería y los principios del derecho administrativo, esto es, con arreglo a la legislación de fondo que

dicta el Congreso sobre la materia, de conformidad al precepto contenido en el Art. 75 inc. 12 de la Constitución Nacional.

Por otro lado se reconoce la competencia federal para:

- el dictado de normas de fondo como los Códigos Civil y de Minería.
- fijar la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos.
- reglar las relaciones jurídicas que nacen del uso y del aprovechamiento de los yacimientos de hidrocarburos. Esta potestad está reservada al Congreso de la Nación por la Constitución Nacional (art. 75, incs. 12, 18 y 32 compatible con el art. 124) y regulada – como se indicará seguidamente - por la Ley de Hidrocarburos 17.319.
- reglar el uso y aprovechamiento de los recursos naturales y fijar en consecuencia la política nacional en la materia mediante el dictado de normas de contenidos mínimos, conforme el artículo 41 de la Constitución Nacional.

Estas competencias permiten que el Estado Nacional ejerza las facultades jurisdiccionales correspondientes al diseño de la política hidrocarburífera a nivel federal, por ser la explotación de hidrocarburos una cuestión de política industrial y económica de significación para todo el país.

Finalmente, se reconoce como materias de competencia concurrentes a la tutela de los distintos aspectos del orden público dentro de sus respectivas órbitas, así como la carga de coordinación entre los distintos ámbitos.

Resulta claro de lo expuesto que, tratándose el uso y aprovechamiento de los recursos naturales de origen hidrocarburífero un tema sensible al progreso de toda la nación, que no atañe solamente a las provincias que detentan su dominio eminente, le corresponde al Estado Nacional ejercer sus facultades para reglar el uso y aprovechamiento de los mismos y fijar la política nacional mediante la sanción de leyes y el dictado de sus reglamentaciones para que sean de aplicación en todo el ámbito nacional.

Estas normas, así como las ambientales de contenidos mínimos, deben ser sancionadas sin alterar las jurisdicciones locales y complementadas por las que les corresponden a éstas conforme el dominio eminente que detentan. Todo ello de conformidad con los principios constitucionales de subordinación y coordinación antes mencionados.

Esta distribución de competencias, y el correlativo ejercicio de sus respectivas facultades jurisdiccionales, es la que tendremos con consideración cómo soporte jurídico del análisis del régimen especial aplicable a la exploración y explotación de los hidrocarburos en general y de los de yacimientos no convencionales en particular.

2. La Legislación hidrocarburífera de la República Argentina. Su evolución.

2.1. Ley de Hidrocarburos 17.319

El 23 de junio de 1967 se sancionó la Ley 17.319 que estableció un régimen orgánico para la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, excluyendo a los hidrocarburos sólidos.

Al momento en que fue dictada, esta ley reconocía a la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) como la única autoridad de aplicación y al Poder Ejecutivo Nacional como un único poder concedente. Asimismo, la ley tenía como objetivo establecer la política nacional en materia de hidrocarburos.

Cuando la ley fue sancionada era preponderante la presencia de las empresas Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y de Gas del Estado, bajo el control del Estado Nacional, como herramientas fundamentales en la ejecución de las políticas energéticas. La industria petrolera privada era vista como un gran conglomerado de empresas de servicios que proveían bienes y servicios de todo tipo a las grandes empresas estatales.⁷⁰

A los fines de esta Tesis resulta relevante el análisis pormenorizado de esta ley por cuanto, más allá de toda la normativa hidrocarburífera dictada desde la fecha de su sanción y su modificación por las Leyes 26.917 y 27.007, sigue siendo derecho positivo vigente y marco referencial de todo el plexo normativo aplicable en la materia.

Así, aún cuando la reforma de la Constitución Nacional en el año 1994 vino a reconocer el dominio de las provincias sobre todos los recursos naturales, hasta tanto no se sancione una nueva ley de hidrocarburos, la Ley 17.319 en su texto actual, continúa vigente en tanto no colisione con los alcances de esa reforma.

2.1.1. Principios generales

En los primeros artículos han sido establecidos los principios generales de la ley. Así, en cuanto al dominio sobre los hidrocarburos el artículo 1, en su redacción original,⁷¹ lo limitó al de la Nación estableciendo que tales recursos correspondían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional.

En cuanto a las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización, la Ley 17.319, si bien dispuso que estarían a cargo de las empresas estatales, también autorizaba a hacerlo a las empresas privadas o mixtas conforme a las disposiciones de la ley.⁷² Se estableció desde entonces que la vinculación con las empresas privadas o mixtas se daría a través del otorgamiento permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos.⁷³

Así, en dicho marco la Ley 17.319 prevé que los titulares de los permisos y de las concesiones, que asuman por su exclusiva cuenta los riesgos propios de la actividad minera, tengan el dominio (efectivo o útil) sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, pueden transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y

⁷⁰ Ing. Jorge Lapeña "El Artículo 124 de la CN y su Pésima Implementación".

⁷¹ "La Ley 26.197 modifica el artículo primero pero deja intocada la casi totalidad de la ley 17.319. En efecto, sancionada la ley, igualmente el diseño de las políticas energéticas a nivel federal continúa siendo responsabilidad del Poder Ejecutivo Nacional, mientras que la relación entre las provincias y los sujetos de derecho del sector hidrocarburífero se rige por la ley 13.719 y su reglamentación. Las modificaciones realizadas han sido imperfectas, se han considerado aspectos parciales del régimen jurídico del petróleo sin atender de manera sistemática toda la norma base que es la ley 17.319. Ambiente, Petróleo y gas". Calbot, Cavalli, Pigretti Ed. Lajouane. Pg. 55

⁷² Art. 2 Ley 17.319.

⁷³ Art. 4 Ley 17.319.

comercializar sus derivados, cumpliendo las reglamentaciones del Poder Ejecutivo sobre bases técnico-económicas razonables contemplando la conveniencia del mercado interno y el estímulo a la exploración y explotación de hidrocarburos.⁷⁴

La Ley dispone asimismo que la política nacional respecto de las actividades hidrocarburíferas queda a cargo del Poder Ejecutivo Nacional teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país, con el producido de sus yacimientos, manteniendo las reservas que aseguren esa finalidad.⁷⁵ Ello le permite a su vez establecer el régimen de importación y exportación de los hidrocarburos y sus derivados.

Asimismo se establece la regla bajo la cual durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcanzare a cubrir las necesidades internas, será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas no lo hicieran aconsejable.

En cuanto a las áreas en las que se otorgarían permisos de exploración y concesiones de explotación, la ley en su artículo noveno establece que el Poder Ejecutivo Nacional es quien las determina clasificándolas en:

- "probadas" las que correspondan con trampas estructurales, sedimentarias o estratigráficas donde se haya comprobado la existencia de hidrocarburos que puedan ser comercialmente explotables, y
- "posibles" las no comprendidas en la clase anterior.

2.1.2. Base estructural del otorgamiento de los permisos de exploración y concesiones de explotación en la Ley 17.319

a. Reconocimiento superficial⁷⁶

La Ley 17.319 autoriza a cualquier persona a efectuar estudios geológicos y geofísicos y a emplear otros métodos orientados a la exploración petrolera y a levantar planos y efectuar levantamientos topográficos y geodésicos.

Al vencimiento del plazo del respectivo permiso, se prevé que los datos primarios del reconocimiento superficial sean entregados a la autoridad de aplicación, la que podrá elaborarlos por sí o por terceros y usarlos de la manera que más convenga a sus necesidades. No obstante se prevé que durante los dos (2) años siguientes no puede divulgarlos, salvo que medie autorización expresa del interesado en tal sentido o adjudicación de permisos o concesiones en la zona reconocida.

b. Permisos de Exploración⁷⁷

El permiso de exploración confiere el derecho exclusivo de ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de hidrocarburos dentro del perímetro delimitado por el mismo.

⁷⁴ Art. 6 Ley 17.319.

⁷⁵ Art. 3 Ley 17.319.

⁷⁶ Arts. 14 y 15 Ley 17.319.

⁷⁷ Arts. 16 a 26 Ley 17.319.

El permiso autoriza la realización de los trabajos de reconocimiento superficial y de todos aquellos que las mejores técnicas aconsejen así como la perforación de pozos exploratorios, con las limitaciones establecidas por el Código de Minería en cuanto a los lugares en que tales labores se realicen.

El permiso autoriza asimismo a construir y emplear las vías de transporte y comunicación y los edificios o instalaciones, y obliga al permisionario a realizar los trabajos necesarios para localizar hidrocarburos con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes y a efectuar las inversiones mínimas.

En caso de que se produzca un descubrimiento de hidrocarburos, el permisionario debe efectuar dentro de los treinta (30) días la correspondiente denuncia ante la autoridad de aplicación y puede disponer de los productos que extraiga en el curso de los trabajos exploratorios los que estarán sometidos al pago de una regalía del quince por ciento (15%), salvo con relación a los usados por el concesionario o permisionario en las necesidades de las exploraciones.

A todo titular de un permiso de exploración le corresponde el derecho de obtener una concesión exclusiva de explotación de los hidrocarburos que descubra en el perímetro delimitado por el permiso.

Los plazos máximos de los permisos establecidos en la Ley 17.319, antes de la modificación por la Ley 27.007, eran los siguientes:

- Plazo básico⁷⁸: Primer período hasta cuatro (4) años. Segundo período hasta tres (3) años. Tercero período hasta dos (2) años.
- Período de prórroga: hasta cinco (5) años.

En relación a las superficies de exploración, la ley establece que podrán otorgarse permisos de exploración solamente en zonas posibles y que la unidad de exploración tendrá una superficie de cien (100) kilómetros cuadrados. Los permisos de exploración abarcarán áreas cuya superficie no exceda de cien (100) unidades.⁷⁹

La Ley establecía también que ninguna persona física o jurídica podría ser simultáneamente titular de más de cinco (5) permisos de exploración ya sea en forma directa o indirecta, lo cual fue derogado por la Ley 27.007. En su artículo 26 la Ley determinaba que al fenecer cada uno de los períodos primero y segundo del plazo básico de un permiso de exploración el permisionario debía reducir su área, como mínimo, al cincuenta por ciento (50%) de la superficie remanente del permiso al concluir el respectivo período. Esta regla, como se verá más adelante, fue modificada por la Ley 27.007.

El área remanente sería igual a la original menos las superficies restituidas con anterioridad o transformadas en lotes de una concesión de explotación y al término del plazo básico el permisionario restituiría el total del área remanente, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedaría

⁷⁸ Para las exploraciones en la plataforma continental cada uno de los períodos del plazo básico podrán incrementarse en un (1) año.

⁷⁹ En la plataforma continental los permisos de exploración no superarán las ciento cincuenta (150) unidades.

limitada al 50% del área remanente antes del fenecimiento del último período de dicho plazo básico.

c. Concesiones de explotación⁸⁰

La ley 17.319 adoptó al contrato de concesión como la modalidad de relacionamiento con el explotador de hidrocarburos (concesionario). Esta modalidad contractual confiere a los concesionarios el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo legal.

En comparación con otras modalidades contractuales utilizadas en la industria, como los contratos de “*joint venture*”, los de producción compartida o los de servicios, los contratos de concesión son los de uso más difundido internacionalmente⁸¹ y los preferidos por las empresas productoras atento que les otorgan a los concesionarios el dominio efectivo o útil⁸² de los hidrocarburos que extraigan y en los que el nivel de control y participación en la renta por parte del estado es menor.

Es importante señalar que las concesiones se pueden otorgar en zonas probadas si se cumplen los requisitos previstos en el art. 47 y siguientes, esto es previo concurso.

La Ley autoriza al concesionario a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos. Como contrapartida, el concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

La ley prevé que en forma periódica, el concesionario presente a la autoridad de aplicación los programas de desarrollo y compromisos de inversión correspondientes a cada uno de los lotes de explotación.

En cuanto a la superficie la ley establece que el área máxima de concesión de explotación, que no provenga de un permiso de exploración, sea de doscientos cincuenta (250) kilómetros cuadrados. Las que provengan de su adjudicación en un concurso, tendrán la superficie que se fije en el pliego de bases y condiciones de la licitación respectiva. La Ley 17.319 en su redacción original preveía que ninguna persona física o jurídica podría ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen.

En cuanto a los plazos, las concesiones de explotación tenían una vigencia de veinticinco (25) años a contar desde la fecha de la resolución de otorgamiento, con más los adicionales que resultaren de adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga, por la transformación

⁸⁰ Arts. 26 a 36 Ley 17.319.

⁸¹ En la actualidad sesenta países han adoptado la modalidad de permisos de concesión. Exploring the Unique Features of a Shale-Focussed Petroleum Regime *J. Jay Park QC*.

⁸² Ver nota 54.

parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del plazo básico del permiso.

La ley establecía además que el Poder Ejecutivo podría prorrogar las concesiones hasta por diez (10) años, en las condiciones que se establecieran al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario hubiere dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión. A tales fines, la respectiva solicitud debía presentarse con una antelación no menor de seis (6) meses al vencimiento de la concesión.

Lo sustancial de los plazos y las prórrogas de las concesiones han sido modificados por la Ley 27.007, lo cual será motivo de análisis más adelante en esta Tesis.

d. Adjudicaciones.⁸³

La Ley 17.319 establece como regla general que los permisos y concesiones son adjudicados mediante concursos en los que la autoridad de aplicación determina las áreas. Todos los concursos deben considerarse cerrados, en el sentido que los participantes deben reunir las exigencias de los artículos 5 (constituir domicilio en la República Argentina, solvencia financiera y la capacidad técnica) y 50 (inscripción en un registro especial) de la ley.

La ley también prevé las iniciativas privadas mediante las cuales los interesados pueden presentar propuestas a la autoridad de aplicación especificando los aspectos generales que comprendería su programa de realizaciones y los lugares y superficies requeridos para su desarrollo. Si la autoridad estima que la propuesta formulada resulta de interés, autoriza a someter a concurso el respectivo proyecto. En tales casos, el autor de la propuesta será preferido en paridad de condiciones de adjudicación.

Antes de la reforma de la ley por la Ley 27.007 se preveía que el pliego contendría las condiciones y garantías a las que deberían ajustarse las ofertas, así como las bases fundamentales que se tendrían en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y los plazos de las inversiones en obras y trabajos que se comprometieran y ventajas especiales ofrecidas, incluyendo bonificaciones, pagos iniciales diferidos o progresivos, obras de interés general, etc.

Como se señalara, los concursos para permisos de exploración deben estar referidos en todos los casos a las zonas del país que la ley declara como posibles. Las denominadas zonas probadas dan lugar a concursos de adjudicación de concesiones de explotación.

Conforme la redacción original de la ley, la adjudicación recaería en el oferente que haya presentado la oferta que, a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo, resultare en definitiva la más conveniente a los intereses de la Nación.

Cabe señalar que con la reforma introducida por la Ley 26.917, en los procesos licitatorios encarados por algunas provincias argentinas para la exploración y explotación de hidrocarburos, en relación con áreas bajo su dominio, los porcentajes de las regalías, fueron usados como factor de adjudicación. A través de su inclusión como un factor más de las fórmulas para evaluar las ofertas económicas, las provincias lograron porcentajes

⁸³ Arts. 45 a 55 Ley 17.319.

de regalías más a altos a los previstos por la Ley 17.319 por cuanto eran un factor de considerable peso en la ecuación final de la oferta económica.⁸⁴

2.1.3 Régimen fiscal

a. Tributos⁸⁵

La Ley de Hidrocarburos establece en materia de tributos, aspecto sobre el cual no se ha innovado con la Ley 27.007, que corresponde a los titulares de permisos y concesiones el pago de todos los tributos provinciales y municipales existentes a la fecha de la adjudicación. En el orden nacional quedó la obligatoriedad del pago de derechos aduaneros, impuestos u otros tributos que graven los bienes importados al país y de recargos cambiarios. La utilidad neta que obtengan en el ejercicio de su actividad como permisionarios o concesionarios, queda sujeta al impuesto especial a la renta establecido por la Ley.

Para el cálculo de los impuestos, la ley establece que el precio de venta de los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros. En caso de que exista vinculación económica entre el concesionario y el comprador, no se fijen precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización, el precio se fijará conforme al valor corriente del producto en el mercado interno al tiempo de enajenarse o industrializarse. En caso de exportación de hidrocarburos, su valor comercial se fijará en cada oportunidad sobre la base del precio real obtenido por el concesionario en la exportación, o, de no poder determinarse o no ser razonable, fundándose en precios de referencia que se establecerán periódicamente y para lo futuro sobre bases técnicamente aceptables.

A los fines de proveer con pautas de estabilidad fiscal para los inversores, se establece que las provincias y municipalidades no pueden gravar a los titulares de permisos y condiciones con nuevos tributos ni aumentar los existentes durante las vigencias de sus contratos, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras.

b. Canon⁸⁶

La Ley de Hidrocarburos establecía en su texto original que el titular de un permiso de exploración pagaría anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción:

- Plazo básico: Primer período: (m\$ 500.-). Segundo período: (m\$ 1.000.-). Tercer período: (m\$ 1.500.-).
- Prórroga: Durante el primer año de su vigencia abonaría por adelantado (m\$ 100.000.-) por kilómetro cuadrado o fracción, incrementándose dicho monto en el 50% anual acumulativo.

El importe de este tributo podría reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración de la fracción remanente, hasta la

⁸⁴ Marta B. Miguens. Argentina. La prórroga de las concesiones de explotación petroleras y la necesidad de inversiones en búsqueda de mayores reservas de hidrocarburos. Diciembre, 2011.

⁸⁵ Art. 56 Ley 17.319.

⁸⁶ Arts. 57 y 58 Ley 17.319.

conurrencia de un canon mínimo por kilómetro cuadrado que sería abonado en todos los casos.

El concesionario de explotación pagaría anualmente y por adelantado por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área un canon de (m\$ 20000.-). El pago del canon fue reglamentado mediante el Decreto 3.036/1968.

c. Regalías⁸⁷

La Ley de Hidrocarburos establecía, antes de la modificación por la Ley 27.007, que el concesionario de explotación pagaría mensualmente al Estado Nacional en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%). El Poder Ejecutivo podría reducir dicho porcentaje hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

La regalía sería percibida en efectivo, salvo que el Estado expresara su voluntad de percibirla en especie. El pago en efectivo de la regalía se efectuaría conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinaría mensualmente por la autoridad de aplicación restando el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. En caso de optarse por el pago en especie, el concesionario tendría la obligación de almacenar sin cargo alguno durante un plazo máximo de treinta (30) días los hidrocarburos líquidos a entregar en concepto de regalía.

2.1.4 Otros Derechos y Obligaciones de los permisionarios y concesionarios

a. Servidumbres⁸⁸

A los efectos del ejercicio de sus atribuciones como permisionarios y concesionarios esta ley establece que gozan de los derechos de servidumbre acordados por el Código de Minería⁸⁹ respecto tanto de los inmuebles de propiedad fiscal o de los particulares ubicados dentro o fuera de los límites del área afectada por sus trabajos. Las pertinentes tramitaciones las deben realizar por intermedio de la autoridad de aplicación. Asimismo se contempla que la oposición del propietario, a la ocupación misma o a las indemnizaciones fijadas, en ningún caso es causa suficiente para suspender o impedir los trabajos autorizados, siempre que el concesionario afiance satisfactoriamente los eventuales perjuicios.

El mismo derecho es acordado por la ley a los permisionarios y concesionarios cuyas áreas se encuentren cubiertas por las aguas de mares, ríos, lagos o lagunas, con respecto a los terrenos costeros colindantes con dichas áreas o de la costa más cercana a éstas, para el establecimiento de muelles, almacenes, oficinas, vías de comunicación y transporte y demás instalaciones necesarias para la buena ejecución de los trabajos.

La reglamentación en lo referente a las indemnizaciones exigibles a permisionarios y concesionarios por perjuicios ocasionados en los fundos superficiales fue dada mediante

⁸⁷ Arts. 59 y siguientes Ley 17.319.

⁸⁸ Art. 66 Ley 17319.

⁸⁹ Artículos 42, 48 y siguientes y concordantes del Código de Minería.

los sucesivos Decretos 6803/1968, 456/1971, 2078/1980 y 287/1988, modificados por el Decreto 2117/1990.

b. Obligaciones respecto de los trabajos.⁹⁰

La ley establece que los permisionarios y concesionarios deben realizar todos aquellos trabajos que por aplicación de esta norma les corresponda, observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes.

Asimismo deben adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos, dando cuenta inmediata a la autoridad de aplicación de cualquier novedad al respecto y evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos. Se establece que si la pérdida obedece a culpa o negligencia del permisionario o concesionario, este responderá por los daños causados al Estado o a terceros.

A los fines de mitigar el impacto de la actividad, se prevé que los permisionarios o concesionarios deberán tomar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar siniestros de todo tipo, y evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación.

c. Cumplimiento de leyes y deber de información.⁹¹

Los permisionarios y concesionarios están obligados a cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables y a suministrar a la autoridad de aplicación la información primaria referente a sus trabajos.

d. Empleo nacional.⁹²

La ley establece que quienes efectúen trabajos regulados por esta ley deben contemplar preferentemente el empleo de ciudadanos argentinos en todos los niveles de la actividad, incluso el directivo y en especial de los residentes en la región donde se desarrollen dichos trabajos.

La proporción de ciudadanos nacionales referida al total del personal empleado por cada permisionario o concesionario, no puede en ningún caso ser inferior al setenta y cinco por ciento (75%). Asimismo la ley les impone a permisionarios o concesionarios la obligación de capacitar al personal bajo su dependencia en las técnicas específicas de cada una de sus actividades.

2.1.5. Autoridad de aplicación.⁹³

Conforme la ley en su redacción original, la autoridad de aplicación era la Secretaría de Estado de Energía y Minería, en la actualidad Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

⁹⁰ Art. 69 Ley 17.319.

⁹¹ Art. 70 Ley 17.319.

⁹² Art. 71 Ley 17.319.

⁹³ Art. 97 Ley 17.319.

Como se analizará más adelante, con la modificación del art. 124 de la Constitución nacional y la modificación del art. 1 de la Ley 17.319 por la Ley 26.917, las provincias asumieron el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos de sus respectivos territorios y se constituyeron en consecuencia en la autoridad de aplicación de la ley de hidrocarburos.

Los fondos que recauden en su condición de autoridades de aplicación en concepto de regalías, cánones, sumas comprometidas y no invertidas, multas y otros pagos o contribuciones vinculados con la obtención de permisos y concesiones, deben ser destinados en forma directa a solventar los gastos derivados del ejercicio de las funciones que se le atribuyen y a la promoción de actividades mineras, incluidas las vinculadas con hidrocarburos.

2.2. Evolución del marco legal

A los fines meramente referenciales, en tanto la presente Tesis no tiene el alcance de realizar un estudio histórico del régimen legal de los hidrocarburos, realizaré una breve reseña de las normas más relevantes que fueron dando forma al mismo hasta lo que es el marco legal actualmente vigente de aplicación para los hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

2.2.1. Marco legal hasta 1989.

En este periodo se dictó en el año 1974 la Ley 21.778 sobre contratos de riesgo la cual estableció la facultad de las empresas estatales de convocar licitaciones y celebrar contratos destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos en los que las empresas contratistas asumirían todos los riesgos inherentes a la exploración y explotación comprometiéndose éstas a aportar a su exclusivo cargo la tecnología, capitales, equipos, maquinarias y demás inversiones que fueren necesarias para el desarrollo de las operaciones correspondientes al área objeto del contrato. La Ley 17.319 era de aplicación subsidiaria en este régimen.

Las empresas contratistas no adquirirían derecho minero alguno sobre los yacimientos que se descubrieran en el área del contrato, ni en consecuencia el dominio de los hidrocarburos extraídos. Los contratos preveían el pago a las empresas contratistas en dinero efectivo, en base a la unidad de medida que correspondía a la naturaleza del hidrocarburo extraído y entregado a la empresa contratante. Las áreas de interés secundario se adjudicarían a las empresas que ofrecieran mayor monto en concepto de derecho de explotación.

A partir del 1983, no se modificaron fundamentalmente los instrumentos legales anteriores. El Decreto 1445/1985 establecía el Contrato Tipo para las asociaciones de empresas privadas con YPF. También los Decretos 1443/1985 y 623/1987, ante el fracaso de los contratos de riesgo al amparo de la Ley 21.778, dieron base al Plan Houston y luego se aprobaron los Planes Huergo y Olivos 1 mediante el Decreto 1812/1987⁹⁴.

⁹⁴ Conforme Victor Bravo – Fundación Bariloche en ANALISIS DE LA LEY 27007, LLAMADA DE HIDROCARBUROS, Y DE LA POLITICA HIDROCARBURIFERA DEL PERIODO 2003 A 2014-
www.funpat3mil.com.ar/documentos/bravo_hidrocarburos

En esta etapa, el régimen se caracterizó por:

- Control gubernamental de los servicios públicos, incluyendo el *upstream & downstream* del petróleo y gas natural.
- La producción de hidrocarburos estuvo monopolizada por la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)
- La distribución y el transporte del gas natural quedó bajo el control exclusivo de la empresa estatal Gas del Estado.
- Aún cuando en la Ley 17.319 se contemplaba la modalidad del contrato de concesión, las empresas se relacionaron con YPF mediante contratos de servicios.

2.2.2. Marco legal de la desregulación hidrocarburífera. Periodo 1989 – 2003.

Hacia fines de la década de los años ochenta se verificó en la República Argentina un cambio significativo en la estructura jurídico – económica en general, que no fue ajena al ámbito de los hidrocarburos. El objetivo central de la política hidrocarburífera a partir de 1989 fue principalmente excluir al Estado Nacional de la actividad empresaria de exploración y explotación hidrocarburífera.

Conforme lo sostienen destacados especialistas, este proceso solo se explicó por la voluntad política privatista gubernamental. Por ello, los cambios profundos del régimen jurídico petrolero no se realizaron con leyes propias de la actividad, sino en el marco de la Ley de Reforma del Estado, la cual sirvió de base y fundamento para el dictado de numerosos decretos, resoluciones y disposiciones. Al ser la Ley de Reforma del Estado el pilar de la política del Gobierno Nacional, ubicada por este como una ley superior, los decretos que la reglamentaban modificaban otras leyes y en consecuencia todo el sistema jurídico argentino se vio afectado. En opinión de la doctrina, la legislación hidrocarburífera no fue una excepción y hubo una proliferación de reglas de menor rango jerárquico que entraban en colisión con normas superiores así como normas contradictorias entre sí.⁹⁵

- Ley 23.696 Ley de Reforma del Estado.

En el año 1989 se sancionó la Ley 23.696 mediante la cual se declaró en estado de emergencia la prestación de los servicios públicos, la ejecución de los contratos a cargo del sector público y la situación económica financiera de la administración pública nacional centralizada y descentralizada, incluyendo las empresas del estado.

Mediante sus disposiciones se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para transformar la tipicidad jurídica de todos los entes, empresas y sociedades dentro de las formas jurídicas previstas por la legislación vigente y se dispuso un procedimiento de privatización que iniciaba con la declaración de sujeta a este procedimiento a las empresas del estado por parte del Poder Ejecutivo Nacional.

Esta ley dio sustento al proceso de privatización y desregulación de la industria de los hidrocarburos que tendría lugar durante la década de los años noventa.

- Ley 23.697

⁹⁵ Ambiente, Petróleo y gas”. Calbot, Cavalli, Pigretti Ed. Lajouane. Pg. 41.

Este plexo normativo para la emergencia y reforma del estado se complementó con la sanción de la Ley 23.697 mediante la cual en sus Capítulos XI y XII introdujo disposiciones aplicables a los hidrocarburos.

El Poder Ejecutivo Nacional quedó facultado para fijar precios oficiales de venta de los combustibles y para establecer las formas de percepción del impuesto a los combustibles que mejor convinieran a las modalidades de comercialización del producto. Asimismo, se reglamentó la modalidad para la liquidación de las regalías conforme el valor el valor “Boca de Pozo”, el cual no podría exceder al del precio del petróleo internacional.

Por otro lado estableció que YPF u otros concesionarios liquidarían en concepto de regalías de petróleo y gas natural, el doce por ciento (12%) de los valores resultantes.

- **Decretos reglamentarios 1055/1989, 1212/1989, 1589/89 y 2411/1991.**

Mediante estos decretos se completó el diseño del proceso de desregulación en el sector de los hidrocarburos, reglamentando lo establecido en la Ley 23.696 y en la propia Ley 17.319.

• **Decreto 1055/1989**

Este Decreto era reglamentario de los artículos 8 al 11 de la Ley 23.696 y 2, 6, 11, 95 y 98 de la Ley 17.319, *“declarándose de prioritaria necesidad la promoción, desarrollo y ejecución de planes destinados a incrementar la producción nacional de hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluyendo sus derivados para asegurar el autoabastecimientos interno y un adecuado margen de reservas, alcanzar el desarrollo pleno de las industrias Petroquímicas y obtener saldos exportables, privilegiándose la industrialización de los recursos en su lugar de origen”*.

Por su intermedio se fijaron las reglas mediante las cuales YPF debería suministrar a la Secretaría de Energía los datos para determinar cuales serían las áreas de interés secundario a los fines de la convocatoria a concurso público internacional para su exploración, desarrollo y explotación. A tal efecto se fijaron también las normas que resultarían aplicables a tales concesiones.

Por otro lado se establecieron las bases del *“programa de progresiva desregulación integral de la industria basado en el cumplimiento del plan de crecimiento de la producción de hidrocarburos, incremento de las reservas del país y equitativa participación en la distribución de la renta petrolera que se genera de todos los sectores que contribuyen a su formación”*.

• **Decreto 1212/89**

Mediante este Decreto se innovó significativamente en relación con el sistema de apropiación de la renta del negocio hidrocarburiífero, disminuyendo la intervención del Estado en el sector y posibilitando a las empresas contar con la libre disponibilidad del petróleo y sus derivados, reconociendo además que los precios de los hidrocarburos y gas derivados de origen nacional reflejarían los precios internacionales.

Este decreto exceptuó a los contratos emergentes del Decreto 1443/1985 y su modificatorio 623/1987 del régimen por él aprobado y estableció que el Ministro de Obras

y Servicios Públicos fijaría las políticas para tales contratos, compatibles con los principios del Decreto 1055/1989.

Así se instruyó a YPF a negociar con los titulares de los contratos de explotación, producción y de obra de extracción de hidrocarburos preexistentes, en los que YPF estuviere obligada a recibir los hidrocarburos extraídos, la reconversión de dichos contratos al sistema de concesión o asociación de la Ley 17.319 y sus normas reglamentarias.

- **Decreto 1589/1989**

Mediante este decreto se materializaron las reglas del proceso de desregulación anticipado en los anteriores decretos.

En primer lugar se facultó a los titulares de los contratos emergentes del Decreto 1443/1985 modificado por Decreto 623/1987 a incluir en sus contratos la posibilidad de ejercer la opción, al momento de solicitar la declaración de comercialidad de cada lote de evaluación, de adherir al régimen de libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos de acuerdo a lo previsto en el Decreto 1055/1989.

En materia de exportación e importación de hidrocarburos y sus derivados, se estableció que tales operaciones estarían exentas de todo arancel, derecho o retención presentes o futuros. Tampoco gozarían de reintegros o reembolsos presentes o futuros, caducando los existentes.

Asimismo, se estableció que los productores con libre disponibilidad de petróleos crudos, gas natural y/o gases licuados en los términos de los Artículos 6 y 94 de la Ley 17.319, 14 y 15 del Decreto 1055/1989, Artículos 3 y 4 del Decreto 1212/1989 y los productores que así lo convinieran en el futuro, tendrían la libre disponibilidad del porcentaje de divisas establecido en los concursos y/o renegociaciones, o acordado en los contratos respectivos, ya sea que los hidrocarburos se exporten, en cuyo caso no estarían obligados a ingresar las divisas correspondientes a dicho porcentaje, o sean vendidos en el mercado interno, en cuyo caso tendrían acceso a las divisas correspondientes a dicho porcentaje. El porcentaje de libre disponibilidad de divisas regiría para toda exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o para la exportación de derivados provenientes del procesamiento de petróleos crudos de libre disponibilidad.

- **Decreto 2411/1991.**

Mediante este decreto se dispuso la conversión de los contratos con YPF en permisos de exploración y concesiones de explotación.

- **Ley Nº 24.145 de federalización de hidrocarburos, transformación y privatización de YPF.**

Mediante esta ley, sancionada el 24 de septiembre de 1992 se dispuso la transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias en cuyos territorios se encontraban, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de Doce (12) millas marinas.

Asimismo, se otorgó a YPF los permisos de exploración sobre la totalidad de las áreas identificadas en la normativa, las que se regirían por los artículos 16 y siguientes de la Ley 17.319, y se transformaron los derechos que esta empresa tenía sobre las áreas en concesiones de explotación regidas por los artículos 27 y siguientes de dicha ley.

En dicho contexto se dispuso la transformación empresarial y privatización del capital de YPF Sociedad Anónima⁹⁶.

- **Decreto 1955/94**

Mediante este Decreto se instituyó un régimen transitorio de exploración y posterior explotación de hidrocarburos en las denominadas "Áreas en Transferencia", el cual sería de aplicación hasta que se dictara una ley de federalización como se preveía en el artículo 22 de la Ley 24.145⁹⁷.

- **Corolario del proceso de desregulación.**

Como consecuencia de la normativa dictada en esta etapa, el régimen aplicable a los hidrocarburos estuvo caracterizado por:

- Derecho a disponer libremente de los hidrocarburos producidos.
- Derecho a comercializar libremente la producción de hidrocarburos.
- Libre negociación de precios de venta.
- Derecho a exportar e importar libremente sin impuestos ni aranceles ni retenciones presentes o futuros.
- Derecho a mantener el producto de las exportaciones en el exterior.
- Derecho a disponer libremente de las divisas hasta un setenta por ciento de las ventas.
- Derecho a la reconversión de los contratos.
- Paulatino traspaso del dominio de los yacimientos a las provincias.

2.2.3. Etapa de consolidación de las provincias como titulares del dominio originario de los hidrocarburos.

⁹⁶ **ARTICULO 6º.**- En todo lo que no sea modificado por la presente ley y su Anexo V, y sin perjuicio de las reformas estatutarias que, mediante los mecanismos y procedimientos societarios se dispongan, apruébase lo dispuesto por el Decreto Nº 2.778 del Poder Ejecutivo Nacional de fecha 31 de diciembre de 1990 que transformó a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado en YPF Sociedad Anónima, regida por la Ley Nº 19.550, Capítulo II, Sección V, Artículo 163 a 307 (texto ordenado en 1984), con la finalidad de que sea una empresa de hidrocarburos integrada, económica y financieramente equilibrada, rentable y con una estructura de capital abierto. **ARTICULO 9º.**- Apruébase la declaración de "sujeto a privatización" del Capital Social de YPF Sociedad Anónima.

⁹⁷ Ley 24.145 "ARTICULO 22.- La transferencia del dominio dispuesta por el Artículo 1º de esta ley, se perfeccionará después de sancionada y promulgada la ley cuya elaboración se encomienda a la Comisión de Provincialización de Hidrocarburos por el Artículo 5º. En las áreas cedidas a las Provincias en virtud de lo establecido en el Artículo 20 del Decreto Nº 1.055 del 10 de octubre de 1989, la transferencia establecida en el Artículo 1º de la presente, se perfeccionará al momento de promulgarse esta ley".

En esta etapa se ratificó normativamente y en los hechos el ejercicio del dominio originario de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones. La base para ello estaba dada, como se indicó, en el artículo 124 de la Constitución Nacional reformada en su Título II sobre Gobiernos de Provincia:

“Artículo 124.- Las provincias podrán crear regiones para el desarrollo económico y social y establecer órganos con facultades para el cumplimiento de sus fines y podrán también celebrar convenios internacionales en tanto no sean incompatibles con la política exterior de la Nación y no afecten las facultades delegadas al Gobierno federal o el crédito público de la Nación; con conocimiento del Congreso Nacional. La ciudad de Buenos Aires tendrá el régimen que se establezca a tal efecto. Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”.

A partir de allí se sucedió una elaboración normativa, que es el antecedente más inmediato del marco legal actualmente vigente, de la cual incorporaré a esta Tesis la más relevante.

- **Decreto 546/2003 sobre las “áreas en transferencia”**

Mediante este decreto se reconoció a los estados provinciales, a través de sus organismos concedentes o de aplicación, el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones sobre aquellas áreas denominadas "en transferencia" por el Decreto 1955/1994 y sobre aquellas áreas que se definieran en sus planes de exploración y/o explotación por la propia autoridad provincial competente, dando cumplimiento a la Ley 17.319 y en general el derecho de ejercer, dentro de sus jurisdicciones, todas las competencias que el artículo 98 de la Ley 17.319 otorga al Poder Ejecutivo Nacional, como autoridades de aplicación de esa ley.

Sin embargo se estableció que los permisos de exploración y concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos otorgados por el Poder Ejecutivo Nacional sobre áreas o yacimientos localizados en las Provincias, continuarían en jurisdicción nacional hasta el dictado de la ley modificatoria de la Ley 17.319.

- **Ley 26.197 (Ley Corta).**

Esta Ley, sancionada el 6 de Diciembre de 2006⁹⁸, también conocida como la “Ley Corta” en tanto que consta solo de seis artículos, tuvo por finalidad dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 124 de la Constitución Nacional y a lo establecido en la Ley 24.145 de “Federalización de Hidrocarburos”.

A tal efecto lo que estableció esta ley fue la transferencia de la órbita del Estado Nacional a las jurisdicciones provinciales del pleno ejercicio del dominio originario y la administración sobre los hidrocarburos del subsuelo.

Mediante su artículo se sustituyó el artículo 1º de la Ley Nº 17.319, por el siguiente texto:

⁹⁸ Fecha de promulgación: 3 de Enero 2007

“Artículo 1º.- Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968.”

Esta decisión, propiciada por los representantes de las provincias productoras de hidrocarburos, fue objeto de críticas de especialistas por cuanto se transfirieron a las provincias, totalmente inexpertas y débiles frente a las empresas petroleras, todas las atribuciones que antes ejercía históricamente la Nación. Algunas opiniones al respecto señalaron que con esta normativa *“se rompió la unidad de criterio y de coordinación para la acción generando una dispersión fenomenal en el accionar petrolero nacional. No se crearon mecanismos para garantizar la debida coordinación entre todas las provincias para la implementación de políticas de alcance nacional. Todo ello no lleva más que a la parálisis y al escepticismo sobre el futuro.”*⁹⁹

Entre las disposiciones más relevantes de este nuevo régimen se destacan las siguientes:

- Las provincias asumen en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares.
- Las regalías hidrocarburíferas correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en vigor al momento de entrada en vigencia de la ley, se calcularían conforme lo disponen los respectivos títulos (permisos, concesiones o derechos) y se abonarían a las jurisdicciones a las que pertenezcan los yacimientos.
- El ejercicio de las facultades como autoridad concedente, por parte del Estado Nacional y de los Estados Provinciales, se desarrollaría con arreglo a lo previsto por la Ley 17.319 y su reglamentación y de conformidad a lo previsto en el Acuerdo Federal de los Hidrocarburos¹⁰⁰.
- El diseño de las políticas energéticas a nivel federal seguiría siendo de responsabilidad del Poder Ejecutivo Nacional.
- Las provincias, como autoridad de aplicación, ejercerían las funciones de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos objeto de transferencia, estando facultadas, entre

⁹⁹ El Artículo 124 de la CN y su Pésima Implementación. Ing. Jorge Lapeña.

¹⁰⁰ Este Acuerdo fue suscrito el 26 de octubre de 2006 entre el Poder Ejecutivo Nacional y las provincias productoras de Tierra del Fuego, Santa Cruz, Chubut, Río Negro, La Pampa, Neuquén, Mendoza, Salta, Formosa y Jujuy con el objeto de hacer cumplir el dominio originario de sus recursos naturales.

otras materias, para: (I) ejercer las actividades de control y fiscalización de los referidos permisos y concesiones, y de cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional; (II) exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías; (III) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales; y (IV) aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley 17.319 y cualquier otra sanción prevista en los pliegos de bases y condiciones o en los contratos.

A partir de la sanción de esta Ley 26.197, las normas reglamentarias de la Ley 17.319 las hace el Poder Ejecutivo Nacional y son de aplicación uniforme en todo el territorio nacional por lo que se dictan en forma coordinada con las provincias a través de la Organización Federal de los Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI)¹⁰¹ creada en el año 1988.¹⁰²

Sin embargo como consecuencia del dictado de esta normativa se inició un proceso de dictado de leyes provinciales de hidrocarburos con alcances diversos que ha merecido las críticas de los expertos del sector, que comparto, quienes se han manifestado en contra de la conveniencia de esta dispersión legislativa. Tal es el caso del Ingeniero Jorge Lapeña quien ha señalado:

“Sobre este punto y por razones estrictamente organizativas del sector energético me pronuncio en el sentido de que es altamente inconveniente que cada provincia tenga su propio régimen legal. En el límite cada provincia tendría su propia ley; lo que implicaría 24 leyes de Hidrocarburos distintas (una para cada provincia más una para la Nación en la plataforma continental). Creo que esto es inconveniente por:

- a) Conspira contra la existencia de una política de hidrocarburos que debe ser única para toda la nación*
- b) Asimismo impide la unificación de procedimientos que es conveniente que sean de aplicación homogénea en todo el país (regalías uniformes; normas similares; tiempo de duración de los contrastos de concesión; régimen de tributación; etc.).*
- c) Conspira contra el ejercicio de actividades de alcance nacional que tienen que ser ejercidas en forma por lo menos coordinada por ejemplo la planificación nacional.*
- d) Impide la coordinación mediante instituciones interjurisdiccionales que faciliten la aplicación de metodologías unificadas de fiscalización y control*
- e) Dificulta el conocimiento exterior del funcionamiento del sistema petrolero argentino; lo cual es importante si se piensa que Argentina necesita inversiones de alto riesgo y gran parte de estas debe provenir del exterior”.*¹⁰³

¹⁰¹ ORGANIZACIÓN FEDERAL DE ESTADOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS. Participan de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) las diez Provincias argentinas donde se explota petróleo y gas. O sea que son sus adherentes plenos Jujuy, Salta, Formosa, Mendoza, Neuquén, Río Negro, La Pampa, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. La entidad acredita un cuarto de siglo de existencia, y se ha convertido en un sujeto insoslayable a la hora de plantear decisiones estratégicas y políticas públicas referidas al sector. Fuente: <http://www.ofephi.com.ar/>

¹⁰² Ambiente, Petróleo y gas”. Calbot, Cavalli, Pigretti Ed. Lajouane. Pg. 58.

¹⁰³ Reordenar y redefinir nuestro sector petrolero: la ley de hidrocarburos debe ser única. Por Jorge Lapeña 6 de julio de 2010. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"

- **Otra normativa del periodo**¹⁰⁴

Contemporáneamente al dictado de la Ley Corta y con posterioridad a la misma, en esta etapa se aprobaron varias normas con regímenes de promoción del sector con diverso alcance:

- Ley 26.154 del 27 de octubre de 2006 mediante la cual se creaba un Régimen Promocional para la exploración y explotación para quienes se asociaran con Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA).
- Ley 26.360 del 8 de abril de 2008 que establecía un régimen transitorio para el tratamiento de las fuentes de financiamiento de las compras de bienes de capital destinados a la actividad hidrocarburífera.
- Resolución 459 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios del 12 de julio de 2007 que creó el Programa de Energía Total, con el objetivo incentivar la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y la autogeneración eléctrica.
- Decreto 2067/2008 que creaba un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella otra necesaria para complementar la inyección de gas natural que sea requerida para satisfacer las necesidades nacionales.
- Decreto 2014/2008 de creación de los Programa Petróleo Plus y Refinación Plus destinados a incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo y la producción de combustibles, respectivamente mediante la aplicación de beneficios fiscales tales como los de la Ley N° 26.360.
- Resolución 24/2008 de la Secretaría de Energía mediante la cual se creó el programa Gas Plus.
- Decreto 1722/2011 que restablece la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación de petróleos crudos, sus derivados, gas y de empresas mineras

Sin embargo, conforme la opinión de los analistas, ni esta normativa con foco en un mayor protagonismo en las Provincias en el manejo de la política para los hidrocarburos, ni la relacionada con incentivos a la producción, logró detener la caída en la producción de petróleo y gas natural, que era el objetivo buscado. Así, como ejemplo de ello, la producción de petróleo descendió desde 43,95 millones de m³ a 36,6 entre el año 2002 y el año 2008, y la de Gas Natural desde 52,4 millones a 50,5 millones de m³ entre el año 2004 y el año 2008¹⁰⁵.

2.2.4. Normativa de la nueva política energética para revertir la caída de la producción.

¹⁰⁴ Otra normativa reglamentaria de este periodo ha sido: Res 645/2002 sobre Registro de operaciones de exportación de petróleo y combustibles; Res 265/2004 sobre Suspensión de las exportaciones de excedentes de gas natural; Res SE 85/2003 sobre fijación de precios internos del petróleo; Decreto 310/2002; Res ME 337/2.004; Res ME 532/2004 sobre Derechos de Exportación.

¹⁰⁵ Conforme Victor Bravo – Fundación Bariloche en ANALISIS DE LA LEY 27007, LLAMADA DE HIDROCARBUROS, Y DE LA POLITICA HIDROCARBURIFERA DEL PERIODO 2003 A 2014. www.funpat3mil.com.ar/documentos/bravo_hidrocarburos

Es esta etapa se observa que la elaboración normativa estuvo orientada a revertir el estado de situación derivado de la continua caída de la producción de hidrocarburos en un contexto donde empezó a hacerse notable la potencialidad argentina en relación a los hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

a. Ley 26.741

Esta ley fue sancionada el 3 de mayo de 2012 por el Congreso Nacional en el señalado contexto de caída de la producción y de las consecuentes severas restricciones en la balanza de pagos energética derivadas del incremento creciente en las importaciones de energéticos.

Mediante esta ley se declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, con la postulada finalidad de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

Asimismo, el texto de la ley se ocupó en reconocer que el Poder Ejecutivo Nacional, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitraría las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de la ley, con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

Los principios de la política hidrocarburífera de la República Argentina establecidos por esta ley son los siguientes:

- Promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones;
- Conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas;
- Integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales;
- Maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo;
- Incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto;
- Promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado;
- Protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos;
- Obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Asimismo se dispuso por esta ley la creación del Consejo Federal de Hidrocarburos, integrado por los titulares del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y el Ministerio de Industria, y los representantes de las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Las funciones del Consejo Federal de Hidrocarburos previstas son las siguientes:

- Promover la actuación coordinada del Estado nacional y los Estados provinciales;
- Expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la presente ley y a la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.

Lamentablemente, como se observará más adelante en esta Tesis, no ha sido este importante instrumento institucional el ámbito para la coordinación auspiciada por la ley de cara a la elaboración de la normativa aplicable a los hidrocarburos.

En lo que si resultó ser un impacto relevante de esta ley, fue la declaración de utilidad pública y sujeto a expropiación del cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de YPF representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A y de Repsol YPF GAS S.A..

Se dispuso que las acciones sujetas a expropiación quedarían distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pertenecería al Estado nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuiría entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI).

La designación de los Directores de YPF que correspondía nominar en representación de las acciones sujetas a expropiación se efectuaría en proporción a las tenencias del Estado Nacional, de los Estados Provinciales y uno en representación de los trabajadores de la empresa.

La gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado Nacional y las provincias, quedaba sometida a los siguientes principios:

- La contribución estratégica de YPF al cumplimiento de los objetivos de la ley;
- La administración de YPF conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos;
- El gerenciamiento de YPF a través de una gestión profesionalizada.

A fin de cumplir con su objeto, YPF quedó habilitada para acudir a fuentes de financiamiento externas e internas y a la concertación de asociaciones estratégicas, *joint ventures*, uniones transitorias de empresas y todo tipo de acuerdos de asociación y colaboración empresarial con otras empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras.

La toma del control estatal en YPF tendría un significativo impacto en el devenir de la regulación de los hidrocarburos en la República Argentina, en tanto esta empresa fue cobrando relevancia no solo en revertir la caída de la producción sino también en el armado de las reglas para la inversión en la materia, especialmente ante lo novedoso de los desarrollos no convencionales.

b. Decreto 1.277/2.012 Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina.

Mediante este decreto se aprobó la reglamentación de la Ley 26.741. En los fundamentos del decreto se reafirmaron las facultades federales reconocidas por la Constitución Nacional para fijar la política nacional en materia de recursos naturales e hidrocarburos, conforme sus artículos 41 y 75 incisos 12, 18 y 19.

Así esta normativa ratificó la competencia del PEN para la planificación a nivel nacional de las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos con influencia en los ámbitos provinciales. Ello, con fundamento en el artículo 3 de la Ley 17.319, el artículo 2 (*in fine*) de la Ley 26.197 y el artículo 2 de la Ley 26.741, en los cuales se reconocía tal competencia para fijar la política nacional en la materia, con el concurso de las provincias.

A continuación paso a realizar un análisis sumario de las disposiciones más relevantes de esta norma:

- El Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas

En el marco de los principios de la Ley 26.741, este Decreto estableció el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas con los criterios y las metas deseables en materia de inversiones en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos, a los fines de lograr el autoabastecimiento.

El Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas definió como ejes estratégicos:

- el incremento y la maximización de las inversiones y de los recursos empleados en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos para garantizar el autoabastecimiento y la sustentabilidad de la actividad en el corto, mediano y largo plazo;
- la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; la promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado;
- la protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos.

- La Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas

Asimismo este Decreto 1.277/2.012 dispuso la creación de la “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas” como la autoridad encargada de ejecutar dicho plan.

En esta norma reglamentaria se planteó como objetivos de la Comisión promover las inversiones necesarias para la recuperación de reservas garantizar el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos tanto convencionales como no convencionales.

Asimismo se definió su competencia para promover la competencia en el sector, la fiscalización y el control de las obligaciones tributarias y previsionales y el desarrollo sustentable del sector.

Se previó que esta comisión quedaría integrada solamente por representantes de las Secretarías Política Económica y Planificación del Desarrollo, de Energía y de Comercio Interior y no contempló la representación de las provincias en su conformación.

- Los sujetos de la industria

Conforme esta normativa, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas debe estar basado en una evaluación completa e integral del Sector Hidrocarburífero de la República Argentina.

A tal fin se dispuso la creación de un Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, donde deben inscribirse todas las personas físicas y jurídicas que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles, como requisito indispensable para el desarrollo de su actividad en todo el territorio nacional.

Asimismo se impuso a las empresas del sector la obligatoriedad de la presentación de un Plan Anual de Inversiones, incluyendo:

- un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos,
- planes en materia de mantenimiento,
- plan de inversiones en exploración;
- plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y
- plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas.

Con esa información se dispuso establecer los criterios y las metas deseables en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos, a los fines de garantizar la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento.

La mencionada comisión es quien evalúa el Plan Anual de Inversiones de cada sujeto, verificando su consistencia y adecuación con el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas pudiendo solicitar la presentación de un nuevo Plan Anual de Inversiones, que se ajuste a los requerimientos del mismo a los fines de garantizar la conveniente conservación de las reservas.

Para ello se estableció que esta comisión audite y fiscalice en forma trimestral el cumplimiento del Plan Anual de Inversiones, siendo la autoridad de aplicación del régimen sancionatorio.

También se previó que los Estados Provinciales ejercerán su competencia sancionatoria, de acuerdo a lo establecido en el artículo 6 de la Ley 26.197, para garantizar la efectividad del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

- Régimen de precios de los hidrocarburos.

En materia de comercialización de hidrocarburos, y los fines de asegurar “precios comerciales razonables”, el decreto determinó que la comisión es quien establece los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Al efecto, se estableció que esa comisión es la responsable de la publicación de precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos, así como precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable.

En dicho contexto además este decreto derogó las disposiciones relativas a la libre disponibilidad de los hidrocarburos por parte de las empresas y otras normas que daban el marco legal para la desregulación del sector tales como los artículos 5, inciso d), 13, 14 y 15 del Decreto 1.055/1989, los artículos 1, 6 y 9 del Decreto 1.212/1989; y los artículos 3 y 5 del Decreto 1.589/1989 y toda otra disposición legal opuesta a los lineamientos de este nuevo régimen.

c. Análisis del régimen de la Ley 26.741 y el Decreto 1.277/2012.

Con la sanción de esta normativa se introdujeron importantes reformas al régimen de los hidrocarburos con el objetivo puesto en recuperar el autoabastecimiento energético del país, en el contexto de una producción de hidrocarburos declinante y un aumento creciente de la importación productos energéticos con impacto significativo en la balanza comercial y de pagos del país.

Sin embargo, en su implementación se observaron aspectos tanto como positivos como negativos desde la perspectiva de la inversión considerando que es una industria que enfrenta un importante desafío tecnológico y que demandará cuantiosas inversiones que superan largamente la propia capacidad de los fondos públicos y de la YPF bajo control estatal.

- **Aspectos positivos para la inversión en la Ley 26.741 y el Decreto 1277/2012.**

Establecimiento de políticas a nivel nacional

Como se analizó anteriormente, a partir de la reforma de la Constitución Nacional en 1994 y de la sanción de la Ley 26167, las provincias hidrocarburíferas asumieron el ejercicio pleno de los derechos como autoridad de aplicación de la ley 17319 constituyéndose en poder concedente de permisos de exploración y concesiones de explotación, en muchos casos sin las capacidades necesarias para asumir tan complejas competencias.

Esta situación evidenció una dispersión en el establecimiento de criterios tanto para el manejo de los permisos y las concesiones y su contralor, como en cuanto a las posiciones sobre captura de renta y otorgamiento de beneficios a nuevas inversiones en el sector.

Como lo señalé con anterioridad, esta realidad de falta de criterio uniforme, sumando a otras restricciones regulatorias relacionadas con las señales para la inversión, fue el marco referencial en el que se produjo la caída en el nivel de reservas hidrocarburíferas que derivó en la pérdida del autoabastecimiento.

En dicho contexto, la sanción de la Ley 26.741 y su decreto reglamentario, reforzando el objetivo de contar con una planificación a nivel nacional con el concurso de las provincias,

se constituía en una herramienta positiva para intentar efectivamente a armonizar la toma de decisiones para revertir tal situación.

La creación del Consejo Federal de Hidrocarburos para promover la actuación coordinada del Estado Nacional con las provincias era también una medida relevante en tal sentido, habilitando un ámbito adecuado para dar contenido a estos direccionamientos de política energética.

De allí es que destaco como positivo, al menos a nivel teórico, el dictado de estas normas que reconocen la adecuada participación y coordinación de los distintos ámbitos de competencia como base para la planificación y el establecimiento de criterios uniformes para el tratamiento de las inversiones en el sector y para el contralor también bajo estándares armonizados de las actividades que ejercen las empresas responsables de los permisos de exploración y las concesiones de explotación.

Esta nueva perspectiva tenía el encomiable propósito capitalizar las experiencias de todas las jurisdicciones que podría reflejarse en un marco regulatorio de mayor previsibilidad acerca de los criterios y las reglas de juego que se aplicarían a esta actividad, mostrando a la República Argentina como un todo para las inversiones en este sector.

Información y planificación

Los requerimientos de presentación de información y planes de inversión, en forma sistematizada y centralizada, por parte de esta normativa, direccionada a todos los sujetos de la cadena de producción, transporte y comercialización de hidrocarburos, son plenamente consistentes con la decisión de retomar un sendero de planificación a mediano y largo plazo y con la elaboración de políticas a nivel nacional, lo cual resulta – a nivel teórico - positivo.

Contar con información actualizada, además de permitir un adecuado ejercicio de contralor del cumplimiento de los compromisos contractuales en toda la cadena, supone la posibilidad de evaluar el estado de la industria, en términos de recursos humanos y materiales, de cara los nuevos desafíos tecnológicos y de inversiones que requieren las nuevas formas de incorporación de reservas mediante la exploración y explotación de recursos hidrocarbúferos provenientes de yacimientos no convencionales.

La participación de YPF y su vinculación con las empresas del sector.

Otro aspecto positivo que surgió del dictado de esta nueva normativa fue la posibilidad de contar con YPF, bajo el control estatal pero manteniendo un alto perfil profesional, pudiera ser la empresa testigo en el conocimiento del mercado para el logro de la nueva política sobre inversiones, aumento de reservas y abastecimiento del mercado interno.

Por su relevancia en el mercado de los hidrocarburos en la República Argentina, YPF permitió contar con un instrumento de vinculación técnica y comercial con las empresas internacionales del sector para acometer el desafío productivo de los desarrollos no convencionales, lo cual requiere la aplicación de nuevos conocimientos, de significativos recursos para desarrollo y de nuevas tecnologías a través de alianzas estratégicas que ayuden a recrear el compromiso exploratorio y de incorporación de reservas.

En esta normativa, la participación de YPF se previó como una medida coadyuvante para revertir la tendencia de declinación de la producción y aumentar la oferta de derivados. Tal relevante medida podrá potenciarse en el tiempo en la medida que los efectos de las dudas que ha generado el nuevo marco normativo en cuanto a una mayor discrecionalidad estatal se despejen o al menos puedan mitigarse y en consecuencia, las empresas internacionales con capacidad técnica y financiera se sientan atraídas a tomar decisiones de inversión de largo plazo en nuestro país, canalizando tecnologías y financiamiento, compartiendo acciones con la empresa bajo control estatal.

- **Aspectos restrictivos para la inversión en la Ley 26.741 y el Decreto 1277/12.**

Establecimiento de precios de referencia en toda la cadena de producción y comercialización de hidrocarburos como señal de inversión.

El marco normativo que quedó configurado con el dictado del Decreto 1.277/2012 derogó formalmente el régimen de desregulación del sector y confirmó el sistema de establecimiento de precios de referencia y reconocimiento de ganancias de las empresas a través de un mecanismo de análisis y auditoría de su estructura de costos de producción.

Este nuevo esquema implicó consolidar el régimen de base discrecional por parte de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y con ello definió una modalidad de relacionamiento con las empresas del sector con base en un mecanismo de presentación de sus costos y fijación de precios para obtener una mejor rentabilidad.

Desde la consideración de la visión de los inversores, pareciera que este sistema de precios no sería consistente con la pretensión de mayores compromisos de inversiones para nuevos proyectos en un contexto que – como se señaló anteriormente – se requiere de un aumento considerable de los desarrollos exploratorios y de producción masivos para lograr el autoabastecimiento con foco en las explotaciones de yacimientos no convencionales.¹⁰⁶

La industria de los hidrocarburos es capital intensiva, de alto riesgo y de muy largo plazo por lo que el perfil adoptado en la nueva normativa, en un contexto general de restricciones en el mercado cambiario y de controles sobre la repatriación de utilidades, no luce consistente con el objetivo de hacer financierable las mayores inversiones a futuro como se pretendía. Por el contrario, esta mayor intervención puede ser valorada como un aumento del riesgo de los proyectos del sector afectando su calificación crediticia y con ello las posibilidades de financiarlas a tasas razonables.

Como derivación de estos aspectos restrictivos hacia las inversiones, las empresas del sector para decidir inversiones en nuestro país demandarían o bien condiciones especiales o bien una rentabilidad superior, sobre todo tratándose de desarrollos novedosos donde se requiere de la aplicación en nuevas tecnologías, como es el caso de

¹⁰⁶ “Algunos analistas estiman que para hacer realidad la ola monumental de inversiones necesarias para explotar la tercera reserva de gas shale del mundo, el Estado debería dejar de regular el precio de gas en boca de pozo y permitir que el mercado fije el precio, como sucede en casi todo el mundo y como sucedía en los años 90 en la Argentina”. Fuente: Bianchi, Alejandro. “La Argentina Saudita”. Ed. Suramericana. 2015. Pg. 172

la exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos de yacimientos no convencionales.

De no asegurarse de algún modo en este contexto una rentabilidad acorde a los riesgos que surgían de este nuevo marco regulatorio, era probable que las inversiones esperadas no se canalizaran al ritmo que se quería para revertir la pérdida del autoabastecimiento, que era el objetivo de esta normativa.

- **Corolario del análisis de la Ley 26.741 y el Decreto 1277/12.**

En visita a la temática objeto de la presente Tesis es importante rescatar que la unificación de criterios y planificación a nivel nacional, así como el manejo y control de la información sobre inversiones, representó un aspecto positivo en la consideración de la conformación de un régimen normativo armonizado a nivel nacional.

Sin embargo, las modificaciones introducidas en el Decreto 1.277/2012 en relación a las facultades dadas a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en la que las provincias no participan, al representar un sesgo restrictivo a las inversiones atentaban contra las decisiones de inversión mediante el esfuerzo público y privado que se pretendían impulsar y en definitiva contra los propios objetivos de la ley.

La realidad posterior demostró por un lado que con esta normativa no se produjo el vigoroso y generalizado impulso inversor esperado, y por otro que para la materialización de acuerdos puntuales de inversiones las empresas internacionales han requerido de nuevas condiciones especiales que derivaron en el contenido de la normativa que se dictó con posterioridad.

Como se analiza más adelante en esta Tesis, el Decreto 272/15 vino a corregir los aspectos del Decreto 1277/12 que causaban algunas de las restricciones aquí apuntadas al tiempo que mantuvo los positivos que se destacan de este nuevo régimen.

- d. Resolución 1/2013 la Comisión de Planificación y Coordinación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas de creación del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”.**

Esta normativa fue dictada el 18 de enero de 2013 a los fines de dar una nueva señal de precios en favor de la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos mediante la creación del “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”.

Entre los fundamentos normativos de su dictado se hizo referencia:

- a. al artículo 3 de la Ley 17.319 y al artículo 2 de la Ley 26.741 que establecen que el Poder Ejecutivo Nacional tiene a su cargo fijar la política nacional con respecto a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos
- b. a los principios de la política hidrocarburífera del artículo 3 de la Ley 26.741 que contempla la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo.
- c. al Decreto 1.277 en tanto estableció entre sus objetivos asegurar y promover las inversiones para la recuperación de reservas.

- d. a conformar un ordenamiento integral para la ejecución de una política pública tendiente a asegurar el autoabastecimiento energético.

Asimismo se resaltó la necesidad de asegurar la disponibilidad de estos recursos estratégicos en condiciones económicamente razonables en un contexto de incremento sostenido del consumo interno no acompañado de un aumento en la producción por falta de inversiones.

En dicho contexto el objetivo de esta normativa ha sido estimular la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos desarrollos que permitan recuperar el horizonte de reservas.

Alcances del Programa

El Programa consiste fundamentalmente en un incremento del precio de gas natural inyectado al mercado interno por encima de la Inyección Base de cada empresa a la suma de 7,5 Dólares Estadounidenses por millón de BTU (Precio de la Inyección Excedente).

Para poder aspirar a este precio las empresas deben presentar “*Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural*” por el cual se comprometan a incrementar la inyección total de gas natural¹⁰⁷.

Las empresas que presenten proyectos de aumento reciben mensualmente del Estado Nacional una compensación resultante de: (i) la diferencia que exista entre el precio de la inyección excedente y el precio efectivamente percibido por la venta de la inyección excedente, más (ii) la diferencia que exista entre el precio base y el precio efectivamente percibido por la venta de la inyección base ajustada.¹⁰⁸

Como contrapartida del esquema de precio mencionado, las empresas beneficiarias deben comprometerse a aumentar la inyección total de gas natural, asumiendo la obligación de compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de inyección

¹⁰⁷ Por art. 1° de la Resolución N° 32/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, se prorrogó hasta el 4 de octubre de 2013 el plazo para que los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas presenten sus proyectos.

¹⁰⁸ Los términos definidos por la Resolución son: Inyección Total: la suma de la Inyección Base más la Inyección Excedente, es decir la totalidad del gas natural inyectado por parte de una Empresa Beneficiaria, para consumos del mercado interno (Apartado 5 sustituido por art. 1° de la Resolución N° 208/2014 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas B.O. 3/10/2014.). Inyección Excedente: Gas Natural inyectado por la Empresa Beneficiaria en cada mes de vigencia del Programa, para su comercialización en el mercado interno, por encima de la Inyección Base Ajustada. Inyección Base: volúmenes de Gas Natural teóricos, propuestos en los Proyectos como punto de partida para el cálculo (con sus respectivos ajustes) de los deberes de inyección excedente asumidos por las Empresas Beneficiarias. Inyección Base Ajustada: la Inyección Base, ajustada de acuerdo a una tasa de declino, y que será calculada por cada Empresa Beneficiaria en MMm3/d para el período, propuesto en sus respectivos “Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural”, sujeta a verificación y aprobación de la Comisión.

total comprometidos en su proyecto, mediante la modalidad que propongan en sus respectivos proyectos de aumento.

La Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas es la autoridad competente para recibir, evaluar, y aprobar los proyectos que, a su criterio, contribuyan al autoabastecimiento nacional de hidrocarburos a través del incremento en la producción gasífera y su inyección en el mercado interno.

Cabe señalar que con esta normativa se proveyó al sector de una señal de precios relevante en tanto significaba triplicar el precio promedio del gas que recibían los productores al momento de su dictado.

a. Decreto 929/2013. Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.

Esta normativa fue sancionada el 11 de Julio de 2013 y resultó la primera norma de aplicación a nivel nacional con referencia específica a la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales. Mediante la misma se dispuso la creación de un régimen de promoción de las inversiones con destino a estas actividades en el marco de las Leyes 17.319, 26.197 y 26.741.

Este régimen de promoción resultó novedoso jurídicamente en tanto, sin insertarse normativamente en los postulados de las leyes mencionadas o sin haberse dado en el marco de una reforma de esa legislación vigente en la materia, resultó de aplicación no solo a los titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, sino también a los terceros asociados a tales titulares que presentasen proyectos de inversión directa por un monto no inferior a los mil millones de dólares estadounidenses (US\$ 1.000.0000.0000) a ser aplicados durante los primeros cinco años del proyecto.

Esta particular situación derivó en críticas y cuestionamientos legales a su dictado ante la evidencia de haberse efectuado a instancias, y a medida, de los requerimientos por parte de determinados inversores que no confiaban en el régimen vigente para definir su participación en los proyectos de desarrollo de yacimientos no convencionales.

En efecto, bajo este nuevo régimen de promoción de inversiones, los beneficiarios podrían:

- comercializar libremente en el mercado externo (exportar) el veinte por ciento (20%) de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos sin pagar derechos de exportación, y
- disponer libremente del cien por ciento (100%) de las divisas provenientes de dichas exportaciones; ello condicionado a que el proyecto de inversión aprobado hubiera implicado el ingreso al país de las divisas comprometidas.¹⁰⁹
- en los casos en que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzare a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6 de la Ley 17.319, recibir por el porcentaje exportable un precio no inferior al precio de

¹⁰⁹ Esta medida se constituyó en una excepción al Decreto 1722/2011 que restableció la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación de petróleos crudos, sus derivados, gas y de empresas mineras.

exportación de referencia, sin computar la incidencia de los derechos de exportación.

Se estableció asimismo en esta normativa, el derecho a los beneficiarios de solicitar una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”, como figura novedosa y especial para el ordenamiento jurídico de los hidrocarburos en nuestro país.

También se previó que las provincias, en el ámbito de sus respectivas competencias, podrían otorgar otros beneficios complementarios a los establecidos por el decreto.

La autoridad de aplicación de este nuevo régimen promocional sería la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, la cual tendría facultades para el dictado de normas complementarias.

- **Las Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos**

A los fines de establecer el concepto de esta nueva modalidad de concesiones este decreto introdujo una definición de que lo resultaba ser, en el marco de este régimen, una explotación no convencional de hidrocarburos.

Se define a la misma con el siguiente alcance:

“Explotación no convencional de hidrocarburos es la que consiste en la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad”.

A diferencia de otras definiciones¹¹⁰ de este tipo de recursos, no abunda en especificar en qué consisten las técnicas de estimulación no convencionales que los diferencian de la explotación convencional. En cuanto a los recursos comprendidos, no se incluye al

¹¹⁰ Subitem 1.3.46 da Cláusula Primeira da referida minuta - Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Combustível (ANP) publicou no Diário Oficial da União, de 26 de setembro de 2013, o Edital da 12ª Rodada de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão para Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Define a los recursos no convencionales con el siguiente alcance: “1.3.46 - Recurso Não Convencional: acumulação de Petróleo e Gás Natural que, diferentemente dos hidrocarbonetos convencionais, não é afetada significativamente por influências hidrodinâmicas e nem é condicionada à existência de uma estrutura geológica ou condição estratigráfica, requerendo, normalmente, tecnologias especiais de extração, tais como poços horizontais ou de alto ângulo e fraturamento hidráulico ou aquecimento em retorta. Incluem-se nessa definição o Petróleo extrapesado, o extraído das areias betuminosas (“sand oil” ou “tar sands”), dos folhelhos oleíferos (“shale oil”), dos folhelhos ricos em matéria orgânica (“oil shale” ou xisto betuminoso) e das formações com baixíssima porosidade (“tight oil”). Consideram-se, também, na definição, o gás metano oriundo de carvão mineral (“coal bed methane” ou “coal seam gas”) e de hidratos de metano, bem como o Gás Natural extraído de folhelhos gaseíferos (“shale gas”) e de formações com baixíssima porosidade (“tight gas”). NOVA RODADA DE LICITAÇÕES Exploração gás e petróleo devem ser reguladas por lei - Por Cid Tomanik Pompeu Filho <http://www.conjur.com.br/2013-out-05/cid-tomanik-exploracao-gas-natural-petroleo-reguladas-lei>

petróleo extrapesado o el proveniente de arenas bituminosas (“sand oil”), o al gas proveniente de hidratos de metano.

Se infiere de la definición que deben tratarse explotaciones con técnicas de estimulación que no sean las mismas que ya se aplicaban en formaciones tradicionales o en la recuperación secundaria, sino que básicamente impliquen tratamientos de fractura (*fracking*) de las rocas que las contienen, atento su baja permeabilidad.

Conforme este nuevo régimen, la denominada “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”, otorgó el derecho exclusivo de explotar tanto los yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante los plazos que correspondan conforme la Ley 17.319, sobre lo cual no innova.

A los fines de mejorar el posicionamiento de los beneficiarios de estas concesiones, el decreto previó que cuando a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente podrían solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demuestre fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.

Las respectivas autoridades de aplicación de la Ley 17.319, nación y provincias, conforme lo dispuesto en la Ley 26.197, y en su condición de concedentes, podrían, conforme lo prevé este decreto, subdividir un área existente de concesión en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y otorgar una nueva concesión que recaería sobre el titular de la concesión del área que así lo solicite. Ello significó que no se debían necesariamente activar mecanismos de licitación para tal otorgamiento.

El plazo de la nueva concesión era el establecido por la Ley 17.319, de veinticinco (25) años al que se podría adicionar en forma anticipada y simultánea con la nueva concesión la extensión del plazo de diez (10) años previsto en dicha ley, llevándola a treinta y cinco (35) años. Esta extensión podría realizarse bajo la condición de efectivo cumplimiento de todas las obligaciones establecidas en la legislación hidrocarburífera para los concesionarios de explotación.

Claramente las normas para la extensión de estos beneficios a terceros no concesionarios, así como para el otorgamiento de las nuevas concesiones sin recurrir al sistema de concurso previsto en la Ley 17.319, excedían las posibilidades de que fueran dadas por un decreto y no fuera por ley, lo que debió ser materia de corrección posterior con la aprobación de la Ley 27.007.

Lamentablemente, resultó evidente que este primer régimen de promoción para los desarrollos de hidrocarburos no convencionales no fue el resultado de un consenso para establecer un verdadero marco general a la actividad, sino que tuvo su razón de ser en la necesidad de ajustarse a los requerimientos de muy pocos y determinados inversores que tenían la posibilidad de acceder a sus beneficios.

b. Resolución 9/2013 Reglamento de Requisitos y Condiciones para el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.

Este reglamento fue aprobado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas el 15 de julio de 2013 y establece los requisitos y condiciones para la presentación de los “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, a los fines de la inclusión en el régimen de promoción.

Los requisitos para las empresas presentantes son los siguientes:

- (i) ser titular de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos o estar asociado con una empresa titular de un permiso de exploración y/o una concesión de explotación de hidrocarburos y actuar conjuntamente con ésta;
- (ii) encontrarse inscriptas en el “Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”, creado por el Decreto 1.277/2012; y,
- (iii) haber presentado un “Plan Anual de Inversiones” conforme lo establecido en el artículo 12 del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera aprobado por el Decreto 1.277/2012.

Entre las pautas orientativas para la presentación de los proyectos de inversión se destacan:

- a. Encuadre del proyecto como explotación convencional o no convencional.
- b. Identificación del área en la que se desarrollará el proyecto.
- c. Descripción de los aspectos de geología y geofísica relevantes que permitan dimensionar los recursos y los riesgos asociados, puntualizando cuando corresponda, las siguientes cuestiones:
 - Antecedentes petroleros
 - Geología regional
 - Marco estructural
 - Registros sísmicos
 - Análisis de la formación productiva
 - Análisis volumétrico
 -
- d. Descripción de los aspectos de ingeniería de reservorios relevantes que permitan dimensionar los pozos tipo aplicables y cuantificar las reservas asociadas, incluyendo:
 - Caracterización Integral del Reservorio
 - Metodología de Estimación de Reservas
 - Análisis de Fluidos
 - Análisis de Espaciamiento
 - Comportamiento de Producción
 - Cálculo de Reservas
- e. Descripción del plan de desarrollo propuesto, de modo que permitan cuantificar la actividad, la producción, las inversiones y los costos asociados al proyecto.
 - Introducción
 - Pozo tipo
 - Piloto desarrollo
 - Desarrollo integral
 - Escenario de producción
- f. Descripción de los aspectos económicos del proyecto y el compromiso de inversión conforme el requisito del artículo 3° del Decreto 929/13:

- Asunción de un compromiso de inversión por un monto que no podrá ser inferior a U\$S 1.000.000.000 durante los primeros cinco (5) años.
- Individualización de la fuente de financiamiento del proyecto para los primeros cinco (5) años.
- Curva de inversión proyectada para los primeros años de ejecución y las restantes etapas del proyecto.
- La fecha de inicio estimada de la ejecución del proyecto.
- toda otra información que los solicitantes entiendan pertinente a los fines de la importancia y alcance del proyecto.

Análisis del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos y de su reglamentación.

Como lo referí anteriormente, en un análisis retrospectivo de la normativa que implementó este régimen de promoción a la inversión puede observarse que la misma tuvo su razón de ser en la necesidad coyuntural de dar respuesta a determinados condicionamientos de potenciales inversores para este tipo de explotaciones no convencionales. El contexto en el que se produjo su dictado estaba dado por la necesidad de mejorar el posicionamiento de YPF y sus alianzas con inversores internacionales a fin de viabilizar de esta forma el ingreso en el corto plazo de los primeros flujos de inversión derivados de los acuerdos de inversión alcanzados al efecto.

Ello, reiterando además que incorporaron temas que necesariamente requerían del dictado de una ley, lo cual – como se señaló - fue enmendado posteriormente por el Honorable Congreso de la Nación al dar jerarquía legal a este régimen mediante su incorporación en la Ley 27.007.

En cuanto al alcance, al momento de su dictado, este nuevo régimen mereció reparos además en cuanto se lo advertía muy sesgado a beneficiar a los concesionarios actuales y sus eventuales empresas asociadas, en perjuicio de la entrada de nuevos inversores. Como se analizará más adelante, esta situación se ha mantenido con la reforma de la Ley 17.319 por la Ley 27.007.

Como aspecto positivo a rescatarse de la implementación de este régimen es que por la vía de la reglamentación se han incorporado el cumplimiento de recaudos técnicos en la presentación del denominado Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, tales como registros sísmicos, análisis de la formación, análisis volumétricos y aspectos de ingeniería de reservorios, estrategias de desarrollo con la descripción del pozo tipo y del piloto, lo cual debería permitir al regulador anticipar posibles impactos y ejercer el debido control *ex ante* durante el proceso de aprobación del mismo.

De todos modos no me extenderé en su análisis por cuanto este régimen, con miras a mitigar sus debilidades desde el punto de vista jurídico, ha sido incorporado con modificaciones a la Ley 27.007 y por lo tanto su análisis debe integrarse actualmente a los demás objetivos y alcance de dicha ley.

g. Resolución 60/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas

Por medio de esta resolución se estableció el denominado “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”.

El objeto de esta resolución es disponer de un mecanismo complementario a la Resolución 1/2013 que posibilite la participación de las empresas que, por sus escalas productivas y/o por las características geológicas de sus yacimientos, no optaron por solicitar su incorporación al anterior régimen.

Esta resolución promueve la adhesión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas cuya inyección fuera inferior en promedio a tres millones quinientos mil (3.500.000) metros cúbicos por día (MMm3/día) interesadas en obtener una mejora en el precio de la inyección de gas natural resultante de:

- (iv) la diferencia que exista entre el precio de la inyección de gas natural excedente y el precio efectivamente percibido por la venta de aquél,
- (v) más la diferencia que exista entre el precio base y el precio efectivamente percibido por la venta del gas natural comprendido en el segmento denominado inyección base ajustada¹¹¹.

La Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas es la autoridad de aplicación y en tal sentido evalúa y aprueba las peticiones de inscripción.

2.2.6. Las reformas de la Ley 27.007

Esta ley, sancionada por el Honorable Congreso de la Nación el 29 de Octubre de 2014,¹¹² introduce adaptaciones al régimen de exploración y explotación de hidrocarburos de la Ley 17.319 a las nuevas realidades y particularidades de los yacimientos no convencionales.

El proyecto de ley del Poder Ejecutivo Nacional que diera origen a esta normativa fue resultado del acuerdo entre el Poder Ejecutivo Nacional y las provincias de Mendoza, Santa Cruz, Chubut, Neuquén, Río Negro, Salta, Formosa, La Pampa, Jujuy y Tierra del Fuego, integrantes de la OFEPHI.

Como se advierte del análisis del texto de la ley, la misma tuvo como objetivo relevante dar rango de ley a algunas de las disposiciones del Decreto 929/2013, especialmente las relativas a las reglas sobre la denominada Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos. Asimismo, se ocupó de ajustar ciertas condiciones de acceso y beneficios al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.

Así, con las modificaciones introducidas a la Ley 17.319 y el resto de sus disposiciones, que analizaré en las secciones siguientes, el legislador pretendió dar señales para que el sector privado asuma el compromiso inversor que se requiere para el desarrollo de los proyectos *upstream* con foco en las explotaciones no convencionales, pero también para proyectos convencionales, costa afuera y de recuperación terciaria.

¹¹¹ Conforme definiciones en las BASES Y CONDICIONES DEL PROGRAMA DE ESTIMULO A LA INYECCION DE GAS NATURAL PARA EMPRESAS CON INYECCION REDUCIDA.

¹¹² Promulgada el 30 de Octubre de 2014 y publicada en el Boletín Oficial el 31 de Octubre de 2014.

a. Permisos de exploración

El artículo 1 de esta ley sustituye el artículo 23 de la Ley 17.319 fijando plazos para los permisos de exploración en forma diferencial según el tipo de yacimientos.

Así, para exploraciones en reservorios convencionales el plazo básico se establece en un primer período de hasta tres (3) años y un segundo período de hasta tres (3) años. De esta manera, asumiendo el legislador que ya existe la técnica y la información suficiente en este tipo de exploraciones, se reduce de catorce (14) a once (11) años, considerando las prórrogas, la extensión máxima posible de los permisos de exploración.

En el caso de exploración con objetivo no convencional, se prevé que ambos periodos básicos serán de hasta cuatro (4) años, lo que determina un plazo que está en el orden de lo que se prevé en legislaciones de otros países en la materia¹¹³.

El plazo se completa con la posibilidad de que el permisionario, que hubiere cumplido con las inversiones comprometidas y las obligaciones a su cargo, tenga derecho a optar por una prórroga de hasta cinco (5) años, pudiendo alcanzar entonces un máximo de trece (13) años.

Para las exploraciones en la plataforma continental y en el mar territorial se establece que cada uno de los períodos del plazo básico de exploración con objetivo convencional podrá incrementarse en un año.

Al igual que en el régimen anterior de la Ley 17.319, la transformación parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga.

Mediante el artículo 2 de la ley, por el cual se sustituye al artículo 25 de la ley 17.319, se suprime la limitación mediante la cual ninguna persona física o jurídica podía ser simultáneamente titular de más de cinco permisos de exploración, ya sea en forma directa o indirecta. Si bien esta modificación parece orientada a favorecer economías de escala, pudiera significar un beneficio para los operadores actuales y actuar como una barrera de entrada a terceros que deberán ser observados por la autoridad de aplicación.

En relación a la restitución de áreas, el nuevo artículo 26 de la ley habilita al permisionario a mantener la totalidad del área originalmente otorgada hasta el final del plazo básico. Ello, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso. Solo al finalizar el plazo básico, si bien el permisionario debe restituir el total del área, en caso de optar por la prórroga, se permite que la restitución quede limitada al cincuenta por ciento (50%) del área remanente mantenida hasta el final del plazo básico.

Estas modificaciones están orientadas a atender las particularidades y necesidades de las exploraciones en yacimientos no convencionales, que como se analizó anteriormente,

¹¹³ El periodo de exploración en Brasil es de 5-7 años y en Colombia de 9 años. Fuente: Andrés Arroyo, Andrea Perdriel. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe – CEPAL. Publicación de las Naciones Unidas ISSN 1680-9017 LC/L.3948.

requieren mayores plazos y la posibilidad de mantener las áreas por el mayor tiempo posible para verificar el comportamiento de la formación objeto de estudio.

b. Concesión de Explotación

El régimen para el otorgamiento de concesiones de explotación de la Ley 17.319 ha sido complementado con la incorporación de la denominada Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos mediante los artículos 27 y 27 bis, conforme el texto dado por la Ley 27.007.

Esta modalidad de concesión tiene antecedente inmediato en el Decreto 929/2013, con lo que esta ley vino a subsanar la debilidad jurídica que representaba el no estar contemplada en la ley de hidrocarburos.

Conforme el nuevo texto legal esta concesión para explotaciones no convencionales, puede ser solicitada ante la autoridad de aplicación:

- por los permisionarios de exploración, cuando determinen que el yacimiento descubierto es comercialmente explotable conforme al artículo 22 de la Ley 17.319; y
- por los titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos en los términos previstos en el artículo 27 bis de la Ley 17.319 conforme el nuevo texto.

En ambos casos la concesión confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo legal.

Esta concesión es definida en el artículo 27 bis, en idénticos términos al Decreto 929/2013, como:

“la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad”.

Como lo señalé anteriormente, el texto no especifica qué se entiende por “*técnicas de estimulación no convencionales*” que las diferencian de la explotación convencional. Los límites técnicos precisos deberán ser dados por la vía reglamentaria. En cuanto a los recursos, también quedan excluidos del alcance de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos las explotaciones de petróleo extrapesado o de arenas bituminosas, o el gas proveniente de hidratos de metano.

A partir de la introducción de esta modalidad contractual, justificada por las particularidades de este tipo de yacimientos, la Ley 17.319 modificada establece las reglas de vinculación con las concesiones de explotaciones convencionales. Así, se establece que el concesionario de explotación podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y solicitar el otorgamiento de una nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos.

Este pedido a la Autoridad de Aplicación nacional o provincial debe soportarse en el desarrollo de un plan piloto que tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento

descubierto. El nuevo texto legal señala que el plan piloto, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, debe tener por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto. La ley no establece cuales son esos criterios y la condición que deberán tener para ser aceptados, lo cual deberá determinarse por la vía de la reglamentación. De todos modos cabe esperar que contenga cuanto menos los requerimientos técnicos que contempla la Resolución 9/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas para los proyectos de inversión allí contemplados, así como la mayor especificación posible sobre cumplimiento de reglas técnicas sobre integridad de pozos, uso y tratamiento de aguas y cumplimiento de las normas ambientales aplicables.

La presentación de un plan piloto también es un recaudo a cumplir para solicitar la unificación de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, con una concesión de explotación adyacente y preexistente, y considerarlas así a ambas como una única concesión no convencional. Ello, siempre que se demuestre fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.

La norma aclara que la concesión correspondiente al área oportunamente concesionada y no afectada a la nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, seguirá vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes, debiendo la autoridad concedente readecuar el título respectivo a la extensión resultante de la subdivisión.

El titular de la nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos podrá desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, en el marco de lo dispuesto en el artículo 30¹¹⁴ de la ley.

Conforme lo establecido en el artículo 29 modificado, el Poder Ejecutivo Nacional o la respectiva autoridad provincial, según corresponda, otorgarán las Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos de acuerdo a los requisitos dispuestos por los artículos 27 y 27 bis.

En relación a las áreas máximas de una nueva concesión de explotación no se ha innovado, salvo por el hecho de que se ha eliminado la restricción de ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen.

c. Plazos de las concesiones

Entre los beneficios que ha introducido la Ley 27.007 para la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales se encuentra el de la ampliación de los plazos de la concesión a 35 años, esto es 10 años más que para la explotación convencional. Este

¹¹⁴ Artículo 30 — La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cuales quiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por ésta y otras leyes, decretos o reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso.

nuevo plazo puede considerarse más adecuado al perfil de las inversiones en este tipo de explotaciones y es consistente con la tendencia internacional en la materia¹¹⁵.

Adicionalmente, el nuevo régimen de esta ley habilita prórrogas sucesivas de las concesiones, tanto convencionales como no convencionales, por períodos de 10 años, lo cual podrá ser de aplicación a las concesiones actualmente en vigencia y que ya fueron prorrogadas. En el caso de las concesiones previamente prorrogadas, las mismas se regirán hasta el agotamiento de ese plazo por los términos y condiciones existentes. A su expiración podrán solicitar las nuevas prórrogas.

Para que se concedan las prórrogas bajo el nuevo régimen los concesionarios deberán:

- haber cumplido con sus obligaciones
- estar produciendo hidrocarburos
- presentar un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión
- presentar la solicitud con una antelación no menor a un año al vencimiento de la concesión.
- pagar un bono de prórroga por un monto equivalente a las reservas comprobadas multiplicadas por el 2 % del precio promedio de cuenca de los 2 años anteriores y una regalía adicional del 3% sobre la vigente al momento de otorgarse la extensión hasta un máximo del 18%.

De la coexistencia de las nuevas disposiciones sobre prórrogas ilimitadas para los actuales concesionarios y la eliminación de los topes máximos de cinco concesiones, se observa un sesgo en el texto de la ley en favor de los actuales titulares de concesiones en el mercado argentino en desmedro de la entrada de nuevos competidores, cuyo ingreso siempre es recomendable por cuestiones de competencia y transparencia en beneficio de un nivel mayor y más eficiente de inversiones.

d. Pliego Modelo

Con el objetivo puesto en la estandarización de procedimientos a nivel nacional, el nuevo texto de la ley de hidrocarburos, en su artículo 47 modificado, introduce la novedad de que en los llamados a licitación la autoridad de aplicación deberá confeccionar el respectivo pliego para la presentación de propuestas en base al denominado Pliego Modelo, el cual todavía tiene que ser elaborado mediante el concurso de las autoridades de aplicación de las provincias y de la Nación.

La ley contempla algunos lineamientos para el pliego. Así, más allá de condiciones y garantías, indica la ley que el pliego deberá enunciar las bases fundamentales que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y plazo de las inversiones en obras y trabajos.

Se establece además, que la adjudicación deberá recaer en el oferente que haya presentado la oferta más conveniente a criterio fundado del concedente, considerando en particular a quien proponga la mayor inversión o actividad exploratoria.

¹¹⁵ Brasil: 35 años. Colombia 39 años, 12 más que la explotación convencional. Fuente: Andrés Arroyo, Andrea Perdriel. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe – CEPAL. Publicación de las Naciones Unidas ISSN 1680-9017 LC/L.3948.

La elaboración del pliego modelo, y como parte del mismo las minutas de contratos de concesión tanto para explotaciones convencionales como no convencionales, es una tarea urgente y necesaria los fines de dar claridad en las reglas de juego a potenciales inversores.

En Brasil, la Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles (ANP) publica para cada una de las rondas de licitación los pliegos de modelos, con sus normas y procedimientos, y el modelo de contrato. La ANP señala que los mismos son el resultado de la experiencia adquirida en anteriores procesos y de las contribuciones recibidas en las consultas y audiencias públicas¹¹⁶.

e. Canon

La Ley 27.007 incorpora al Título II de la Ley 17.319 la Sección VII “Canon y Regalías” sustituyendo los textos de los artículos 57 y 58 de la misma.

En el artículo 57 modificado se actualizan los valores del canon aplicables a los permisos de exploración, como sigue:

“El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:

a) Plazo Básico:

1er. Período: doscientos cincuenta pesos (\$ 250).

2do. Período: mil pesos (\$ 1.000).

b) Prórroga: Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado la suma de diecisiete mil quinientos pesos (\$ 17.500) por Km2 o fracción, incrementándose dicho monto en el veinticinco por ciento (25%) anual acumulativo.”

En este mismo artículo se mantiene la posibilidad de compensar el canon en hasta un 90% con inversiones en exploración durante el segundo período del plazo básico y de la prórroga.

Conforme el artículo 58 modificado, en el caso de concesiones de explotación, el concesionario deberá pagar anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, de pesos cuatro mil quinientos (\$ 4.500).

f. Regalías

En materia de regalías, el nuevo texto del artículo 59 mantiene la obligación de todo concesionario de pagar mensualmente al concedente el valor equivalente a un porcentaje del doce por ciento (12%) sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo¹¹⁷. La ley modificada establece la misma alícuota de pago mensual sobre el valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados de gas natural.

¹¹⁶ <http://www.brasil-rounds.gov.br/index.asp>

¹¹⁷ El artículo 61 establece el procedimiento de pago en efectivo de la regalía indicando que el mismo:

“se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56 , el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial”.

Asimismo se establece que cuando la autoridad de aplicación considere que el precio de venta informado por el permisionario y/o concesionario no refleja el precio real de mercado, deberá formular las objeciones que considere pertinente.

El nuevo artículo 59, con la intención de establecer reglas uniformes para todo el país en esta materia sensible, determina que las alícuotas de regalías serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de concedentes.

El nuevo texto de la ley mantiene la posibilidad de que las autoridades concedentes puedan reducir la alícuota hasta el cinco por ciento (5%) en casos excepcionales teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Para el caso de prórroga se prevé el pago de una regalía adicional de un tres por ciento (3%) respecto de la regalía aplicable en la primera prórroga y se introduce un tope máximo aplicable a todas las siguientes prórrogas del dieciocho por ciento (18%), porcentaje éste también aplicable a las concesiones de explotación previamente prorrogadas antes de la vigencia de la Ley 27.007.

En el caso de la realización de las actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos dentro de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos (artículo 27 bis), a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada, la autoridad de aplicación puede fijar una regalía adicional de hasta tres por ciento (3%) hasta un máximo de dieciocho por ciento (18%).

Como medida para auspiciar una promoción a la explotación no convencional, la ley prevé la posibilidad de que la autoridad concedente reduzca hasta el veinticinco por ciento (25%) las regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los diez (10) años siguientes a la finalización del proyecto piloto, en favor de empresas que soliciten una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, dentro de los treinta y seis (36) meses a contar de la fecha de vigencia de esta ley.

Completando el esquema de regalías, y con la mira puesta en proyectos complejos que también permitan incorporar nuevas reservas, la Ley 27.007 incorporó en el artículo 27ter la posibilidad de una reducción de regalías de hasta el cincuenta por ciento (50%) para:

- proyectos de producción terciaria: proyectos de producción en que se apliquen técnicas de recuperación mejorada del petróleo (*Enhanced Oil Recovery -EOR-* o *Improved Oil Recovery -IOR-*)
- petróleos extra pesados: inferiores a 16 grados API y con viscosidad a temperatura de reservorio superior a los 1000 centipois, y
- proyectos costa afuera (*off shore*)

Los proyectos que podrán gozar de estos beneficios son aquellos que por su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables sean aprobados como elegibles por la autoridad de aplicación y por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

g. Áreas de reserva

La Ley No. 27.007 establece nuevas reglas con relación a las áreas de reserva por parte del Estado Nacional y las Provincias.

En efecto, antes de la modificación de la ley, las provincias promovían que, con relación a las áreas de reserva, los adjudicatarios de un contrato de concesión firmasen contratos de unión transitoria de empresas (UTE) caracterizados por la figura del acarreo (carry), mediante la cual la empresa provincial - dueña del recurso - participaba en la distribución de la producción en especie pero sin haber financiado la inversión en las actividades para su extracción.

La Ley 27.007 incorpora el artículo 91 bis en el texto de la Ley de Hidrocarburos que establece la regla por la cual, con relación a la exploración y explotación de hidrocarburos de los respectivos dominios provinciales, no se establecerán en el futuro nuevas reservas a favor de sus empresas públicas o con participación estatal mayoritaria, bajo cualquier forma jurídica.

Se establece además que para aquellas áreas que han sido reservadas con anterioridad a la reforma de la Ley de Hidrocarburos, a favor de las entidades o empresas públicas para la exploración y desarrollo de dichas áreas, pero que a la fecha de entrada en vigencia de la modificación de la ley, no cuenten con contratos de asociación con terceros, se podrán realizar igualmente esquemas asociativos pero en los cuales la regla sea que la participación durante la etapa de desarrollo sea proporcional a las inversiones comprometidas y que hayan sido efectivamente realizadas por las empresas con participación estatal.

De esta forma se elimina la posibilidad de condicionar la adjudicación de esos contratos de asociación a que sean los socios privados quienes afronten el porcentaje de las inversiones de desarrollo correspondiente a la empresa o entidad pública, teniendo que compartir posteriormente la producción.

h. Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos

Adicional a la modificación de la Ley 17.319, la Ley 27.007 tiene por objetivo incorporar un nuevo rango de proyectos al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos creado mediante el Decreto 929/13 e introducir modificaciones a las condiciones de acceso al mismo a partir de su entrada en vigencia.^{118 119}

La Ley 27.007 en su Título II, establece que el Estado Nacional incorporará al referido régimen promocional a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a doscientos cincuenta millones de dólares estadounidenses (U\$S 250.000.000) calculada al momento de la presentación del "Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos".

¹¹⁸ ARTICULO 20. — Las condiciones para el acceso al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos previstas en el artículo 19, regirán a partir de la entrada en vigencia de la presente ley, reconociéndose a los Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos aprobados con anterioridad, los compromisos de inversión y los beneficios promocionales comprometidos al momento de su aprobación.

¹¹⁹ El régimen del Decreto 929/2013 aplicaba a los proyectos con una inversión de US\$ 1.000.000.000 y los beneficios eran otorgados a partir del quinto año.

Cabe señalar que, si bien esta reducción en el monto de la inversión directa requerido para obtener los beneficios contribuye a que se aumente el universo de potenciales inversores, puede estar significando todavía una barrera de ingreso a otros que quieran sumarse a la consolidación de este mercado pero que no cuenten con la posibilidad de estos niveles de inversión.

A diferencia del Decreto citado, los beneficios establecidos se reconocerán a partir del tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos.

Tales beneficios son:

- el derecho a comercializar libremente en el mercado externo un porcentaje de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos con una alícuota del cero por ciento de derechos de exportación, en relación al cual tendrán la libre disponibilidad del cien por ciento (100%) de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos. (Conforme el Artículo 6 Decreto 929/2013)
- el derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos susceptibles de exportación, un precio no inferior al precio de exportación de referencia en períodos que se requieran para el abastecimiento interno, con derecho prioritario a obtener divisas de libre disponibilidad. (Conforme el Artículo 7 Decreto 929/2013)

Conforme la Ley 27.007, el porcentaje de hidrocarburos respecto del cual se aplicarán los beneficios citados, será:

- Para explotación convencional: veinte por ciento (20%).
- Para explotación no convencional: veinte por ciento (20%).
- Para explotación costa afuera en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre la alta y la baja marea supere los 90 metros: sesenta por ciento (60%)¹²⁰.

Finalmente, completa el cuadro de promociones a la inversión de la ley, lo normado en el artículo 22 que establece que los bienes de capital e insumos que resulten imprescindibles para la ejecución de los planes de inversión, ya sean importados por tales empresas o por quienes acrediten ser prestadoras de servicios de ellas, tributarán los derechos de importación con arancel preferencial indicado en el Decreto 927/13.

La ley 27.007 establece además, como contrapartida por los beneficios, la obligatoriedad de realizar los siguientes aportes a las jurisdicciones en los que se desarrolle el proyecto de inversión:

- Dos coma cinco por ciento (2,5%) del monto de inversión inicial del proyecto, en aporte en programas de Responsabilidad Social Empresaria (RSE).
- Un monto a ser determinado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras, a ser aportado por el Estado Nacional.

¹²⁰ Para el resto de los proyectos off shore aplicará un 20 %.

i. La temática ambiental

Teniendo en consideración la particular importancia que tiene el tema ambiental para las definiciones de inversión en la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, resulta decepcionante que la Ley 27.007 no haya comprendido un capítulo ambiental con normas de presupuestos mínimos específicos para la actividad hidrocarburífera tanto convencional como no convencional.

En efecto, el artículo 23 de dicho cuerpo legal se limita a introducir una norma de tipo programática que señala que el Estado Nacional y las provincias:

“propenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme cuyo objetivo prioritario será aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente”.

Hubiera sido conveniente que la Ley 27.007, además de referirse al dictado de una legislación ambiental uniforme, hubiera definido en forma específica aquellos principios y temas técnico – ambientales inherentes a la explotación de hidrocarburos en general y de yacimientos no convencionales en particular, tales como:

- Uso de aguas. Normas sobre captación y conducción de las aguas subterráneas o superficiales necesarias para los fluidos de fracturación hidráulica.
- Uso de químicos como parte de los fluidos de fracturación y otros usos.
- Las normas técnicas sobre inyección de los fluidos de fracturación hidráulica en el pozo para fracturar la formación geológica;
- El manejo del retorno del fluido inyectado y del agua producida por la formación y el posterior transporte para su reutilización, tratamiento o disposición;
- La conversión de compromisos ambientales por cambio de concesión convencional a no convencional; y
- El análisis de impactos al ambiente social y la participación de la comunidad.

Asimismo hubiera sido acertado haber definido algunos lineamientos sobre la relación entre la ley a dictarse con la normativa ya existente en la materia como la Ley General del Ambiente 25.675, la Ley 25.688 sobre Régimen Ambiental de Aguas, la Ley 24.051 sobre Residuos Peligrosos y las leyes provinciales sobre la materia, tema sobre el cual volveré más adelante en esta Tesis.

j. Régimen fiscal

Con la misma pretensión de estandarizar en un único cuerpo normativo el régimen de los tributos aplicables a los desarrollos en hidrocarburos, la Ley 27.007 propicia la adopción por parte del Estado Nacional y las provincias de *“un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas en sus respectivos territorios”.*

Cabe destacar como antecedente, que el mismo objetivo ha sido contemplado por el acuerdo celebrado el 16 de septiembre de 2014 entre el Estado Nacional y las provincias integrantes de la OFEPHI que sentó bases para la adopción de tratamientos homogéneos

y establece a nivel provincial y municipal para las actividades hidrocarburíferas. Los entendimientos de este acuerdo están relacionados con las siguientes temáticas:

- Alícuota del impuesto a los Ingresos Brutos aplicable a la extracción de hidrocarburos no superior al tres por ciento (3%).
- Restricción a que las Provincias y sus municipios graven a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos o aumentos en los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras y el incremento general de impuestos.
- No incremento por parte de las Provincias de las alícuotas efectivas del impuesto de sellos y no aplicación de este impuesto a los contratos financieros que se realicen para estructurar los proyectos de inversión, garantizar y/o avalar las inversiones.

Lamentablemente estos entendimientos no han tenido recepción legislativa a la fecha y tampoco la Ley 27.007 ha venido a dar lineamiento alguno para el “tratamiento fiscal uniforme” que promueva la inversión, como si lo ha hecho, por ejemplo, el régimen de inversiones mineras de la Ley 24.196.

k. Programas y planes de estímulo a la producción de Gas Natural

La Ley 27.007 en su artículo 25 confirma que el Poder Ejecutivo Nacional, a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto N° 1277/2012, administrará el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” creado por la Resolución 1/2013 de dicha comisión y el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” creado por la Resolución 60/2013, ambas de dicha Comisión. Lo mismo se establece con relación a los planes que se implementen para estimular el aumento de la producción excedente de gas natural.

l. Prórrogas Provinciales

El artículo 31 contiene una norma de tipo procedimental para la transición entre el régimen vigente antes de la modificación de la Ley 17.319 por la Ley 27.007 y el nuevo esquema que regula las concesiones. La misma estableció como límite temporal el plazo de noventa (90) días para que concluyera el proceso de prórroga que hubiere iniciado una provincia respecto de concesiones otorgadas por el Estado Nacional, y siempre que dicho proceso hubiera establecido ciertas condiciones precedentes en función de la voluntad de dicha provincia y del concesionario respectivo y de las leyes vigentes.

La ley previó que en relación a las prórrogas que así efectúen las provincias, las mismas tendrían posteriormente el tratamiento que prevé el artículo 35 en su nueva redacción, esto es, que una vez agotados los plazos de prórroga negociados, los titulares podrán solicitar nuevas prórrogas, debiendo dar cumplimiento a las condiciones de prórroga establecidas en la ley modificada.

m. Consideraciones generales sobre la nueva ley.

La Ley 27.007 representó el hito más destacado hasta la fecha en el proceso de estandarización a nivel nacional de las condiciones de adjudicación de los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, con particular énfasis en los yacimientos no convencionales.

El aspecto novedoso de esta ley es que vuelve a identificar al país como un todo en términos del establecimiento de reglas para el otorgamiento de los permisos y concesiones, superando la etapa bajo la cual coexistían diversas leyes provinciales regulando la misma materia. Lo mismo puede decirse del estableciendo con rango de ley de algunas reglas uniformes de estabilidad para las inversiones y participación en la renta de la actividad por parte de las provincias evitando así la competencia entre jurisdicciones o el diseño de licitaciones a medida¹²¹ que pudiera atentar con esta visión de conjunto conveniente para fomentar la inversión.

Ejemplo de ello son precisamente las reglas de los límites a las regalías y la definición de los bonos de prórroga y los adicionales por responsabilidad social empresarial. Lo mismo puede señalarse de las nuevas reglas de áreas de reserva y participación de las entidades estatales provinciales en reemplazo de las anteriores reglas de acarreo.

De igual modo, cabe destacarse las reformas que receptan las particularidades de la explotación y exploración de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en punto a los plazos de los permisos y liberación de áreas para la exploración y los aplicables a las concesiones, especialmente la introducción de la figura contractual de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos.

Asimismo resulta un avance el haber mejorado ciertas condiciones de acceso al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos creado mediante el Decreto 929/2013 para que pueda ser utilizado por un grupo mayor de inversiones y haber innovado en relación a sus beneficios.

Del mismo modo cabe considerar como positivos ciertos tratamientos diferenciales para las explotaciones costa afuera, de crudos extra pesados y para la recuperación terciaria abriendo el campo a estos importantes prospectos de inversión.

Sin embargo, dista esta ley de proponer un régimen integral para las nuevas realidades de la actividad hidrocarburífera en la República Argentina, especialmente en materia de desarrollos de yacimientos no convencionales, que permita consolidar a nuestro país como referente en la materia.

La ley, lejos de haber resultado de un consenso general, pareciera haberse quedado en lo coyuntural de mejorar el posicionamiento de quienes ya están consolidados en el mercado argentino, considerándolos como vectores de nuevos y determinados inversores. La eliminación de los límites al número de permisos y concesiones, las nuevas reglas de otorgamiento de concesiones, especialmente de no convencionales (por conversión de concesiones existentes o continuidad con las adyacentes) y las prórrogas ilimitadas tienen esa impronta.

De esta forma se ha sacrificado la generalización de procesos de selección competitivos como mejor forma de mejorar atraer inversiones y permitir además una eficiente participación en la renta de los hidrocarburos por parte de quienes detentan su dominio.

¹²¹ Fuente: Andrés Arroyo, Andrea Perdriel. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe – CEPAL. Publicación de las Naciones Unidas ISSN 1680-9017 LC/L.3948.

La ley también carece de los lineamientos básicos en temas fundamentales como los ambientales y de uso de aguas, los temas técnicos particulares de estas nuevas explotaciones y los de contralor de la actividad. Si bien la ley propone que muchos de aspectos deben ser materia de tratamiento uniforme, lo cual es positivo, no alcanza a constituirse una normativa señera que haya avanzado en establecer los principios y definir cómo alcanzar dichos contenidos. Del mismo modo, como he señalado anteriormente, otros temas como el tratamiento fiscal uniforme o la elaboración del pliego modelo han quedado solo en una mera proposición, con lo que tampoco se da previsibilidad en este aspecto.

Finalmente lo mismo puede decirse de la no inclusión otros temas relevantes como los mecanismos de apropiación de la renta mediante las retenciones y la administración de los precios, cuyo posicionamiento bien podrían quedar definido en esta normativa general para dar mayor certeza a las inversiones que se promueven.

Finalmente, si bien es importante, como señalé anteriormente, la diferenciación prevista en algunos temas con relación a los proyectos de producción terciaria, de extracción de petróleos extra pesados y costa afuera, hubiera sido mucho más adecuado darles mayor tratamiento, también conforme sus particularidades, atento sus importantes posibilidades a futuro.

Conforme lo hasta aquí analizado, resulta evidente que el legislador no ha querido ir más allá en la generación de consensos que permitieran estructurar un nuevo régimen normativo integral para los hidrocarburos.

2.2.6 Decreto 272/15

Como se señalara anteriormente, el régimen establecido por la Ley 26.741 y particularmente el Decreto 1277/12, por el que se aprobó su reglamentación, introdujeron tanto aspectos positivos como otros que podían calificarse como restrictivos al objetivo de promover inversiones en el sector de los hidrocarburos no convencionales.

El Decreto 272/15, dictado en el mes de diciembre de 2015 por el nuevo gobierno en la República Argentina, ha venido a realizar eliminar los aspectos restrictivos de dicho régimen al tiempo que ha anunciado una revisión y ordenamiento integral de las normas de la competencia del Ministerio de Energía y Minería referidas a la creación de registros y deberes de información en la industria de los hidrocarburos.

Este Decreto 272/15 verifica entre sus principales motivaciones el respeto por el reparto de las competencias entre el Estado Nacional y las provincias reglado por el artículo 124 de la Constitución Nacional y las Leyes 17.319, 26.197 y 26.741, toda vez que de tales normas se desprenden las claras facultades dadas a las jurisdicciones provinciales sobre el control y la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones derivadas de los permisos y concesiones, las cuales entraban en colisión con las otorgadas a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en la cual, como se indicó, no se encuentran representadas las provincias.

Así, con el objetivo de que las autoridades provinciales conserven las atribuciones que corresponden a sus jurisdicciones, este Decreto 272/15 dispuso la disolución de dicha

Comisión asignando las competencias de la misma que no son derogadas por esta norma al Ministerio de Energía y Minería.

El Decreto 272/15 no deroga *in totum* la reglamentación de la Ley 26.741 contenida en el Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina del Anexo I del Decreto 1277/12, sino que mantiene vigente sus lineamientos generales pero corrige, en línea con el apuntado reparto de competencias señalado, algunos de los aspectos restrictivos, a saber:

- Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas

Es importante destacar el mantenimiento de este plan y de sus ejes estratégicos en el marco de la necesidad que la actividad hidrocarburífera tiene en términos de planificación a nivel nacional y con visión de largo plazo.

A nivel instrumental, el nuevo decreto ha establecido la derogación de los artículos 2, 3 y 4 del Decreto 1277 relativos a la conformación y objetivos de la mencionada Comisión. El Decreto aclara que los actos emitidos por esa Comisión en el ejercicio de sus competencias conservan su vigencia. Las competencias relativas a la elaboración del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que se mantienen, han quedado transferidas al Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

- Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

Los aspectos relacionados con la inscripción de los sujetos de la cadena hidrocarburífera en el Registro de Inversiones, así como los deberes de información establecidos en los artículos 7, 8, 9 y 10 del Decreto 1277/12, se han mantenido vigentes.

- Autoabastecimiento y recuperación de reservas.

Se mantienen vigentes con el nuevo decreto las obligaciones de presentación de (i) la información técnica, cuantitativa y económica para el diseño del Plan Nacional de Inversiones y (ii) el propio Plan Anual de Inversiones de las empresas con el detalle de las metas cuantitativas en materia de exploración y explotación, sus planes de mantenimiento y aumento de reservas incluyendo planes exploratorios, de recuperación primaria y secundaria de reservas (artículos 11 y 12 del Decreto 1277/12).

Por el contrario, las normas relativas a la evaluación, modificación y establecimiento de criterios para los planes de cada sujeto de la industria por parte de la Comisión, así como las de auditoría, fiscalización y aplicación de sanciones, han sido derogadas por el nuevo decreto (Artículos 13, 14 y 15 del Decreto 1277/12).

- Regulación y promoción de la comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles

En relación a la comercialización y transporte, las normas relativas a la obligación de suministrar información técnica, cuantitativa y/o económica, que resulte necesaria para evaluar el desempeño del sector y para el diseño del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, también se han mantenido.

En cuanto a las facultades discrecionales existentes en favor de la Comisión de publicar precios de referencia para los componentes de costos de las empresas y precios de referencia de venta de los hidrocarburos, así como la definición del margen de ganancia razonable de las empresas, consignadas en los artículos 25, 26, 27 y 28 del Decreto 1277/12, el nuevo decreto ha dispuesto su derogación, por lo que no han sido materia de asignación al Ministerio de Energía y Minería por esta norma.

- Sanciones.

Con excepción de las sanciones de suspensión o baja de la inscripción en el Registro de Inversiones y su notificación a la Administración Federal de Ingresos Públicos y a las autoridades jurisdiccionales correspondientes, el nuevo decreto deroga la aplicación de las sanciones previstas en la Ley 17319 (Artículos 31 y 32 del Decreto 1277/12).

En líneas generales, este Decreto significa un avance positivo en la definición de la adecuada coordinación de competencias entre el Estado Nacional y las provincias, al tiempo que mantiene el objetivo de planificación a nivel nacional y las obligaciones a la información técnica y económica de los sujetos de la industria que se requiere para cumplir con dicho cometido.

E.- EL MARCO LEGAL APLICABLE A LOS ASPECTOS AMBIENTALES DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS.

La doctrina ambientalista argentina es conteste en considerar que el régimen de protección del ambiente en nuestro país es amplio y cuenta con un significativo desarrollo normativo de distinta jerarquía.

Por la organización federal del Estado según nuestra Constitución Nacional, la gestión pública ambiental es compartida por el Estado Nacional, las provincias y los municipios.¹²² Conforme el Art. 41 de la Constitución Nacional corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección del ambiente y a las provincias las necesarias para complementarlas, sin que aquellas alteren las jurisdicciones locales.

En esta sección analizaré sumariamente la normativa ambiental actualmente vigente de aplicación a los impactos generados por las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con miras a evaluar la necesidad de una normativa de presupuestos mínimos en esta materia con ocasión de la irrupción de los desarrollos de yacimientos no convencionales y su nueva problemática.

1. Normativa a nivel nacional

1.1. Ley de hidrocarburos 17.319

La propia Ley 17.319 en su Artículo 69 contiene normas específicas relativas a la temática ambiental, imponiéndole a permisionarios y concesionarios las siguientes obligaciones:

¹²² Nestor Cafferatta. Perspectivas del Derecho Ambiental en Argentina.
http://www.planetaverde.org/archivos/biblioteca/archivo_20131101100031_4499.pdf

- realizar todos los trabajos observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes, lo cual define un estándar de cuidado relevante en esta temática;
- adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos;
- evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos y responder por los daños por su culpa o negligencia;
- adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación; y
- en general, cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables.

Como puede observarse, son postulados de carácter general pero que sientan una base para orientar la actuación tanto de los sujetos de la industria como de la autoridad de aplicación.

1.2. Ley 24.051 Residuos Peligrosos¹²³

Esta es una ley de contenidos mínimos que regula la generación, manipulación, transporte, tratamiento y disposición final de residuos peligrosos generados o ubicados:

- en lugares sometidos a jurisdicción nacional
- en territorio de una provincia cuando estuvieren destinados al transporte fuera de ella, o cuando, a criterio de la autoridad de aplicación, dichos residuos pudieren afectar a las personas o el ambiente más allá de la frontera de la provincia en que se hubiesen generado,

También resulta de aplicación cuando las medidas higiénicas o de seguridad que a su respecto fuere conveniente disponer, tuvieran una repercusión económica sensible tal, que tornare aconsejable uniformarlas en todo el territorio de la Nación.

Conforme el artículo 2 se define como residuo peligroso al que pueda causar daño, directa o indirectamente, a seres vivos o contaminar el suelo, el agua, la atmósfera o el ambiente en general, por lo cual resulta de aplicación a varios de los elementos que se manejan en la operación de hidrocarburos de yacimientos con convencionales tales como los fluidos de fracturación y las aguas de retorno.

La definición de generador se encuentra en el artículo 14, el cual señala que es toda persona física o jurídica que, como resultado de sus actos o de cualquier proceso, operación o actividad, produzca residuos calificados como peligrosos. Los mismos deben solicitar su inscripción en el Registro Nacional de Generadores y Operadores de Residuos Peligrosos.

¹²³ Esta Ley se encuentra reglamentada por el Decreto 831 de fecha 23/4/93.

Asimismo se definen conceptos sobre las plantas de tratamiento y de disposición final. Las de tratamiento son aquellas en las que se modifican los residuos peligrosos, de modo tal que se eliminen sus propiedades nocivas, o se recupere energía y/o recursos materiales, o se obtenga un residuo menos peligroso, o se lo haga susceptible de recuperación, o más seguro para su transporte o disposición final. Las plantas de disposición final son los lugares especialmente acondicionados para el depósito permanente de residuos peligrosos en condiciones de seguridad ambiental.

La ley establece el principio de responsabilidad del generador por los daños ocasionados por los residuos peligrosos, lo que deriva en la obligación de reparar. Asimismo contiene normas para la aplicación de sanciones y penales.

Toda su normativa establece estándares de obligatorio cumplimiento para la mayoría de las actividades hidrocarburíferas y muy especialmente para las que se relacionan con las técnicas de fracturación hidráulica con uso de químicos de aplicación a los yacimientos no convencionales.

1.3. Ley General del Ambiente 25.675

Esta ley del año 2002 es la que establece presupuestos mínimos para una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable y define los objetivos de la política ambiental a nivel nacional.

En su artículo 6 define a la norma de presupuestos mínimos ambiental como aquella

“que concede una tutela ambiental uniforme o común para todo el territorio nacional, y tiene por objeto imponer condiciones necesarias para asegurar la protección ambiental. En su contenido, debe prever las condiciones necesarias para garantizar la dinámica de los sistemas ecológicos, mantener su capacidad de carga y, en general, asegurar la preservación ambiental y el desarrollo sustentable”. (el subrayado me pertenece)

A partir del año 2002, el Estado Nacional ejerció su facultad de dictar normas de presupuestos mínimos de protección ambiental mediante la sanción de leyes como:

- a. Ley 25.612 de Residuos Industriales
- b. Ley 25.670 de regulación del uso de PCBs en instalaciones eléctricas
- c. Ley 25.688 de Gestión Ambiental del Agua
- d. Ley 25.831 sobre Información Pública Ambiental
- e. Ley 25.916 de Residuos Domiciliarios y
- f. Ley de 26.331 de Bosques Nativos.

La propia Ley General del Ambiente 25.675, contiene principios de política ambiental (artículos 4 y 5), introduce la categoría del daño ambiental colectivo¹²⁴ (artículo 27) e

¹²⁴ “El daño ambiental colectivo es el que afecta el patrimonio de la comunidad o un sector de ella, de naturaleza supraindividual, indiferenciada o colectiva y que según una interpretación armónica de la Ley Argentina General del Ambiente es toda alteración o modificación negativa relevante o significativa del ambiente, el equilibrio del ecosistema, sus recursos, los bienes o los valores colectivos”. Nestor Cafferatta.

incorpora en la legislación argentina el proceso colectivo ambiental entre otras importantes disposiciones, estableciendo al respecto una tutela de aplicación a nivel nacional.

Entre los instrumentos de la política y la gestión ambiental que define la Ley 25.675 se encuentra el ordenamiento ambiental del territorio definido en el artículo 9 con el siguiente alcance:

“ARTICULO 9º — El ordenamiento ambiental desarrollará la estructura de funcionamiento global del territorio de la Nación y se generan mediante la coordinación interjurisdiccional entre los municipios y las provincias, y de éstas y la ciudad de Buenos Aires con la Nación, a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA); el mismo deberá considerar la concertación de intereses de los distintos sectores de la sociedad entre sí, y de éstos con la administración pública”

Este instrumento propende a una coordinación esencial entre distintos ámbitos de competencias en relación a actividades con impactos al medio ambiente que se extiende territorialmente en varias jurisdicciones, por lo que es de referencia indispensable para dar cumplimiento al mandato de la Ley 27.007 en su artículo 23 de establecer presupuestos mínimos para la actividad hidrocarburífera.

En dicho marco, en todas las jurisdicciones deben contemplarse los presupuestos en materia de gestión ambiental establecidos en esta ley, tales como:

a. Evaluación de impacto ambiental

Se establece que *“toda obra o actividad que, en el territorio de la Nación, sea susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la calidad de vida de la población, en forma significativa, estará sujeta a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, previo a su ejecución”*.

Conforme a ello, los requerimientos de las evaluaciones de impacto ambiental se detallan en las leyes particulares y las respectivas autoridades de aplicación determinan la aprobación o rechazo de los estudios presentados.

b. Información ambiental

Conforme este instrumento, quienes desarrollen este tipo de actividades que puedan degradar el ambiente deben proporcionar la información y todo habitante podrá obtener de las autoridades la información ambiental que administren y que no se encuentre contemplada legalmente como reservada. Por su parte, las autoridades tienen la responsabilidad de informar sobre el estado del ambiente y los posibles efectos que sobre el mismo puedan provocar las actividades antrópicas actuales y proyectadas.

c. Participación ciudadana

En esta materia, sensible en actividades que tienen potenciales impactos sobre las comunidades circundantes, se establece el derecho de toda persona a ser consultada y a opinar en procedimientos administrativos que se relacionen con la preservación y protección del ambiente.

A tal efecto, las autoridades tienen la carga legal de institucionalizar procedimientos de consultas o audiencias públicas como instancias obligatorias para la autorización de aquellas actividades que puedan generar efectos negativos y significativos sobre el ambiente. Si bien las opiniones u objeciones de los participantes no son vinculantes para las autoridades convocantes, su aporte es de todos modos importante en tanto que, en caso de no contemplarlas tienen la carga de indicar los motivos en forma fundada y pública.

1.4. Ley 25.688 sobre Gestión Ambiental del Agua¹²⁵

Esta normativa establece los presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y su uso racional.

Para esta ley, se entiende por agua la que forma parte del conjunto de los cursos y cuerpos de aguas naturales o artificiales, superficiales y subterráneas, así como a las contenidas en los acuíferos, ríos subterráneos y las atmosféricas.

La utilización de las aguas a los efectos de esta ley consiste en:

- La toma y desviación de aguas superficiales;
- El estancamiento, modificación en el flujo o la profundización de las aguas superficiales;
- La toma de sustancias sólidas o en disolución de aguas superficiales, siempre que tal acción afecte el estado o calidad de las aguas o su escurrimiento;
- La colocación, introducción o vertido de sustancias en aguas superficiales, siempre que tal acción afecte el estado o calidad de las aguas o su escurrimiento;
- La colocación e introducción de sustancias en aguas costeras;
- La colocación e introducción de sustancias en aguas subterráneas;
- La toma de aguas subterráneas, su elevación y conducción sobre tierra, así como su desviación;
- El estancamiento, la profundización y la desviación de aguas subterráneas, mediante instalaciones destinadas a tales acciones o que se presten para ellas;
- Las acciones aptas para provocar permanentemente o en una medida significativa, alteraciones de las propiedades físicas, químicas o biológicas del agua;
- La modificación artificial de la fase atmosférica del ciclo hidrológico.

Esta ley también se ocupa de definir la autoridad competente para otorgar permisos de utilización de las aguas, especialmente en el caso de las cuencas interjurisdiccionales. También establece que la autoridad nacional de aplicación debe determinar los límites

¹²⁵ Sancionada: Noviembre 28 de 2002. Promulgada: Diciembre 30 de 2002.

máximos de contaminación aceptables para las aguas de acuerdo a los distintos usos y elaborar un Plan Nacional para la preservación, aprovechamiento y uso racional de las aguas para ser aprobado por ley del Congreso de la Nación.

Esta ley, que no ha sido reglamentada, ha sido objeto de numerosas críticas de los especialistas por no considerarla estrictamente una norma que defina contenidos mínimos de protección ambiental y por asumir facultades para la Nación que no han sido materia de delegación por las provincias argentinas y que deberían ser materia de la coordinación de las competencias concurrentes que tienen las provincias y la Nación, tal el caso de la regulación de los usos no navegables de los ríos interprovinciales.¹²⁶

De todos modos cabe rescatar el hecho de que esta ley propende a que estos presupuestos mínimos ambientales relacionados con el uso de aguas se definan, lo cual puede hacer parte especial de la nueva normativa de presupuestos mínimos de protección ambiental para la actividad hidrocarburífera, hoy de tratamiento pendiente.

1.5. Ley 25.831 sobre el Régimen de Libre Acceso a la Información Pública Ambiental

Los principios sobre información ambiental y participación ciudadana contenidos en la Ley General del Ambiente son complementados por la Ley 25.831 aprobada en el año de 2003,¹²⁷ la cual establece los presupuestos mínimos para garantizar el derecho de acceso a la información ambiental¹²⁸ que se encontrare en poder del Estado, tanto en el ámbito nacional como provincial, municipal y de la Ciudad de Buenos Aires, como así también de entes autárquicos y empresas prestadoras de servicios públicos, sean públicas, privadas o mixtas.¹²⁹

El Consejo Federal de Medio Ambiente, COFEMA,¹³⁰ es el ámbito para la concertación interjurisdiccional de los criterios sobre los procedimientos de acceso a la información ambiental en cada jurisdicción, el cual debería jugar un rol de mayor relevancia con relación a definir los aspectos de acceso a la información en temas sensibles de la

¹²⁶ Ver al respecto “El agua, principal elemento del medio ambiente una polémica ley argentina la ley 25.688 de gestión ambiental del agua y su posible incidencia sobre el acuerdo del colorado y el COIRCO (Comité Interjurisdiccional del Río Colorado) Aldo GUARINO ARIAS http://www.acaderc.org.ar/doctrina/articulos/el-agua-principal-elemento-del-medio-ambiente.-una/at_download/file

¹²⁷ La Ley 25.831 fue promulgada de hecho el 6 de enero de 2004.

¹²⁸ Se entiende por información ambiental toda aquella información en cualquier forma de expresión o soporte relacionada con el ambiente, los recursos naturales o culturales y el desarrollo sustentable. (Art. 2 Ley 25.831.

¹²⁹ Resulta importante por su actualidad señalar que la Corte Suprema de la República Argentina en autos “Giustiniani, Rubén Hector c/ Y.P.F. S.A. s/ amparo por mora” con relación a la entrega de una copia del acuerdo de proyecto de inversión de YPF con Chevron Corporation, ha señalado que si bien el artículo 7 inciso c de la Ley 25.831 establece que la información solicitada podrá ser denegada cuando pudiera afectar el secreto comercial o industrial o la propiedad intelectual, esas restricciones “deben ser verdaderamente excepcionales” y que la reserva solo resulta admisible para asegurar el respeto a los derechos o la reputación de los demás o la protección de la seguridad nacional o el orden público o la salud o la moral públicas.

http://www.revistarap.com.ar/Derecho/administrativo/informacion_publica/1adm0107087180000.html

¹³⁰ <http://www.cofema.gob.ar/>

explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales como sería la divulgación de los químicos utilizados en la fracturación hidráulica.

1.6. Otras normas especiales a nivel nacional.

En nuestro ordenamiento jurídico ambiental a nivel nacional también existen normativas sectoriales que, junto con los códigos de fondo y las leyes, completan el estándar ambiental aplicable a la industria de los hidrocarburos en todo el territorio.

Este marco normativo especial para los temas ambientales del sector hidrocarburífero puede considerarse que cuenta con un grado de desarrollo importante. En efecto, desde la Secretaría de Energía de la Nación se aprobaron distintas normas y procedimientos para la protección del medio ambiente como consecuencia de esta actividad.

Es importante a los fines de la presente Tesis, el análisis sumario de las normas más relevantes que en varias cuestiones sensibles a la temática ambiental ya prevén un conjunto de reglas que deberán ser materia de complementación o adaptación a las particularidades de la nueva modalidad de exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

- Resolución 105/92. Reglas para la protección del medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos

Entre las normas ambientales aplicables en forma específica al sector hidrocarburífero merece destacarse la Resolución 105/92 por medio de la cual, conforme los lineamientos del art. 69 de la Ley de Hidrocarburos, se establecieron las reglas para la protección del medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos.

Esta norma es de aplicación obligatoria para toda empresa o grupo de empresas, concesionarios, permisionarios, operadores, sea cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentre sujeta a jurisdicción nacional.

Sin embargo, es importante analizar este antecedente normativo ya que ha sido internalizado por el orden jurídico de algunas provincias productoras de hidrocarburos. Tal es el caso de la provincia de Mendoza, que mediante el Decreto 437/1.993 adoptó el Anexo I de la Resolución N° 105/92, con carácter de reglamento específico para la protección ambiental en el ámbito de la producción de hidrocarburos en la Provincia de Mendoza.

La misma prevé como regla general que los sujetos alcanzados deben cumplir con la realización de estudios ambientales previos y el monitoreo de las obras y tareas. A continuación se reseñan las principales regulaciones introducidas por esta normativa:

• Reglas ambientales para la etapa de exploración

La norma establece que se deberán contemplar los impactos de las actividades realizadas durante las tareas topográficas, geológicas y geofísicas tales como la ubicación de campamentos provisorios, apertura de caminos de acceso, las picadas, el uso de explosivos (con cargas enterradas), la perforación de pozos someros (perforaciones

donde se ubican las cargas generadoras de energía que recogen los geófonos del equipo registrador) y las fuentes de energía no explosivas¹³¹.

En la etapa de perforación para la exploración se considera que los estudios en la cuenca sedimentaria, así como la experiencia que se haya registrado durante las tareas de prospección, deben servir de base para afrontar el cuidado del medio ambiente en la planificación de las perforaciones exploratorias.

En esta etapa el operador debe presentar a la autoridad de aplicación, un estudio abreviado sobre las condiciones naturales de la zona elegida para la o las perforaciones de exploración, contemplando temas tales como

- Operaciones a seguir
- Selección del lugar o locación
- Acceso - caminos
- Ubicación de equipos o materiales
- Provisión de agua dulce
- Campamentos del personal. Manejo de aguas servidas y desechos
- Programa de cañería de entubación y cabezal del control
- Manejo de los desechos, fluidos de perforación y terminación
- Manejo de los desechos de equipos y motores
- Almacenaje de combustible e hidrocarburos líquidos de ensayos. Manejo de gas de ensayo y agua salada
- Manejo de los fluidos especiales de terminación, soluciones salinas e hidrocarburos
- Manejo de hidrocarburos de ensayos
- Selección de locación

De tales previsiones se destacan las relativas a la provisión de agua dulce en la que se establecen reglas de coordinación con las autoridades correspondientes cuando las mismas sean provenientes de acumulaciones subterráneas, con relación a los volúmenes a extraer. Al respecto, se establece que la producción contemplada tiene que ser acorde con el potencial del pozo de agua determinado por ensayos, manteniendo una relación que asegure que no se producirá el aumento de la concentración salina del acuífero explotado. También se prevén reglas de aplicación en los casos en que la provisión de agua se realiza aprovechando fuentes naturales superficiales como lagos, lagunas, ríos o arroyos.

Para la programación del pozo se tiene que contemplar la cementación de la cañería de protección hasta la superficie para asegurar que no exista riesgo de contaminación con aguas salobres o de superficies.

Otro aspecto que merece destacarse es el relativo al manejo de los desechos y fluidos de perforación y terminación. La norma establece reglas con relación a las piletas de lodos y al manejo de los excedentes de las lechadas de cemento utilizadas en la fijación de las cañerías y el sellado de sus perforaciones. También prevé el tratamiento de los restos de cemento, bentonita y demás residuos sólidos y los desechos peligrosos, tales como los originados en la perforación con lodo a base de petróleo y lodos con aditivos a base de

¹³¹ Equipos móviles con un sistema de placa vibradora que envía señales al subsuelo al percusionar con el suelo.

romo, fluidos de terminación con sales de bromo o cualquier otro producto que, acorde con las recomendaciones de uso de sus fabricantes, sea considerado como tal.

- **Reglas ambientales para la etapa de explotación.**

Para esta etapa, la norma establece la obligación de preparar un estudio ambiental previo del área donde se verificó un hallazgo de hidrocarburos, para efectuar un diagnóstico ambiental y formular recomendaciones a seguir con la finalidad de evitar o minimizar el impacto que sobre el medio ambiente puedan provocar las obras correspondientes al desarrollo del yacimiento. En los casos en que los trabajos de exploración definan la existencia de un yacimiento, que debe ser evaluado por pozos de extensión, éstos deberán ajustarse a las mismas normas de exploración.

Se establece además que deberán presentar a la autoridad de aplicación un estudio de evaluación ambiental más detallado, incluyendo programas alternativos para el manejo, control y monitoreo del agua de producción. En caso de programas de recuperación secundaria inmediata, se prevé identificar las fuentes de agua a disponer para tales fines. También se establece dar tratamiento a la ubicación de pozos de desarrollo y su acceso, baterías colectoras, plantas de tratamiento y servicios auxiliares, oleoductos de interconexión, planta de almacenaje y despacho de crudo, plantas de recuperación asistida, campamentos.

De la información obtenida durante la perforación de exploración y de los pozos que delimiten el yacimiento descubierto, el operador debe estudiar y analizar los estratos atravesados para confinar en ellos, ya sea por inyección o piletas de infiltración, el agua de producción que se obtenga.

Junto a las plantas de tratamiento se deberán construir las instalaciones auxiliares¹³² requeridas, tanto en su operación como en la de la totalidad del yacimiento, manteniendo las distancias mínimas exigidas por las reglas de seguridad, de manera que permitan concentrar las instalaciones sanitarias y la recolección de residuos.

- **Reglas ambientales relativas al agua de producción**

En relación a este sensible tópico, esta resolución reconoce que el agua de producción, constituye en la etapa de producción y desarrollo el residuo contaminante de mayor incidencia.

Se señala en la norma que:

“Además de contener altos tenores de sales disueltas, retiene parte de los hidrocarburos solubles durante el tratamiento y separación del petróleo, así como también puede estar acompañada por gases peligrosos como SO₂ o SH₂. Por lo tanto, su confinamiento en reservorios que no contaminen el agua dulce, sea ésta superficial o subterránea, debe considerarse prioritaria”.

En tal sentido se indica que los antecedentes obtenidos de los estudios deben ser usados para seleccionar el método de confinamiento del agua de producción, sea ésta por

¹³² Las instalaciones auxiliares comprenden las oficinas, laboratorios, depósitos de materiales y repuestos, así como, para los casos en que se requieran, las plantas generadoras de energía eléctrica y vapor.

reinyección al estrato de proveniencia, inyección a estratos superiores o por filtración, en superficie, usando piletas de percolación.

Asimismo se prevé que el operador:

- deberá reinyectar el agua de producción al nivel de proveniencia siempre que no tenga otra alternativa de confinamiento.
- podrá inyectar el agua de producción en otros niveles estratigráficos, cuando verifique la existencia de agua subterránea dulce, ya sea en terrenos superficiales o por debajo de ellos, en la zona de producción y vecindades.
- podrá usar piletas de infiltración cuando verifique que no existe agua dulce subterránea en las inmediaciones de las mismas y que tampoco existan fuentes de agua superficial en las cercanías.
- deberá seleccionar la ubicación de las piletas de infiltración de tal forma que las mismas no queden expuestas a aluviones, alejadas de ríos secos y cuencas imbríferas locales.

Asimismo se establecen medidas de protección del medio ambiente en las operaciones de recuperación secundaria y asistida¹³³, cuando se utilice el agua de producción, que requiere tratamientos especiales de purificación, con plantas desoxigenadoras y de retención de sólidos. En estas operaciones se requieren también grandes volúmenes de agua para la inyección de agua a las formaciones productivas a fin de mantener la presión del yacimiento y lograr un empuje de agua artificial que arrastre la mayor cantidad de petróleo hacia los pozos productores.

La resolución establece que el operador debe usar preferentemente la misma agua de producción y una vez tratada, reinyectarla al estrato de proveniencia, siempre que el yacimiento no tenga un empuje natural de agua de formación. Sin embargo, la norma contempla casos en que el operador podrá usar agua dulce subterránea y se aclara que el agua superficial de ríos, lagunas o lagos no debe ser inyectada a las formaciones geológicas productivas de petróleo, en las prácticas de recuperación secundaria, por tratarse de un recurso de vital importancia.

- **Otras normativas ambientales de aplicación al *upstream* hidrocarburífero.**
- **Resolución SEN 252/1993.** Establece guías y recomendaciones para la ejecución de estudios ambientales estipulados en la Res. 605/1992.
- **Resolución SEN 341/1993.** Aprueba el cronograma y normas para el reacondicionamiento de piletas y de restauración de suelos.
- **Resolución SEN 342/1993.** Estructura de los planes de contingencia.
- **Resolución SEN 419/1993.** Auditorias de seguridad.
- **Resolución SEN 5/95.** Normas y procedimientos sobre abandono de pozos.

¹³³ Mantenimiento de presión por inyección de agua / barrido por inyección de agua (water flooding) / inyección de aguas combinadas con inyección frontal de gas, polímeros, dióxido de carbono, vapor, vapor desplazado con agua, agua con químicos reductores de tensión superficial, microemulsiones desplazadas con agua, etc.

- **Resolución SEN 24/04.** Establece los procedimientos para la presentación de denuncias de incidentes ambientales.
- **Resolución SEN 25/04.** Aprueba las *"Normas para la Presentación de los Estudios Ambientales Correspondientes a los Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación de Hidrocarburos"*.
- **Resolución SEN 785/05.** Programa nacional de control de pérdidas en tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados.

2. Normativa ambiental provincial. Estudio de caso: Provincia de Neuquén.

Como lo señalara con anterioridad, nuestro ordenamiento jurídico, con fundamento en nuestra Constitución Nacional, reconoce en cabeza de las provincias, como titulares del dominio originario de los recursos naturales, la facultad de dictar las normas protectoras del medio ambiente contra los impactos que pudieran derivarse del ejercicio de la actividad hidrocarburífera en sus jurisdicciones.

Específicamente, el orden jurídico ambiental argentino determina, conforme el artículo 41 de la Constitución Nacional, que la definición de contenidos mínimos en materia ambiental es de las competencias concurrentes entre la Nación y las provincias, correspondiéndole a éstas el dictado de las normas necesarias para complementar las leyes de presupuestos mínimos sancionadas por el Congreso de la Nación.

Conforme ello, las provincias han aprobado normas ambientales que también resultan aplicables a la explotación hidrocarburífera en general y a las actividades de exploración de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en particular.

Toda vez que esta Tesis no pretende hacer un estudio comparado de las normas provinciales aplicables en la materia, sino analizar metodológicamente una eventual integración de las mismas en una legislación ambiental uniforme - conforme lo prevé el artículo 23 de la Ley 27.007 - o de contenidos mínimos, es que circunscribiré el estudio a estos fines solamente de la legislación de la provincia de Neuquén en la materia, por ser ésta la provincia que claramente ha liderado la regulación aplicable a la exploración y explotación de reservorios no convencionales.

2.1. Principales normativas ambientales de la provincia de Neuquén de aplicación a la explotación hidrocarburífera.

a. Ley Nro. 899 Código de Aguas.

Esta normativa contiene reglas sobre:

- el uso y aprovechamiento del agua
- la inscripción de los permisionarios y concesionarios en el "Registro de Derechos de Aguas"
- la prohibición de contaminar -en forma directa o indirecta- aguas mediante el empleo o utilización de sustancias de cualquier índole o especie que fueren, si tales sustancias, sea por infiltración o por acarreo, pudieran contaminar las aguas y afectar la vida o salud de las personas o animales, o fueren nocivas para la vegetación o para la calidad del suelo.

- la expedición de permisos de perforación de pozos por parte de la autoridad de aplicación, con especial referencia a los casos donde existe actividad minera o hidrocarburífera.
- las condiciones para el otorgamiento de las concesiones.

Esta ley establece que la autoridad de aplicación del Código tendrá dentro de sus funciones realizar la evaluación de los recursos hídricos y el catastro de las concesiones y permisos para el uso y aprovechamiento de las aguas; y conceder las autorizaciones y permisos y tener intervención en todo lo relativo a obras de cualquier naturaleza que se ejecuten en cauces y riberas de los cursos de agua pública.

b. Decreto 790/99 reglamentario del Código de Aguas.

La reglamentación designó como autoridad de aplicación del Código de aguas a la Dirección Provincial de Recursos Hídricos.

En cuanto al uso industrial de las aguas se prevé que las concesiones otorgadas para su uso en las explotaciones hidrocarburíferas, activan la coordinación institucional con la participación de las autoridades en materia de energía y ambiente de la provincia.

Esta reglamentación establece que la concesión otorgada deberá - como mínimo - contemplar en forma precisa y detallada:

- El caudal asignado
- El lugar de la utilización del mismo
- El sistema de control de los acuíferos
- Las obligaciones y responsabilidades respecto de derrames o vertidos;
- El mecanismo de inspección y de emergencias
- El régimen sancionatorio

En su Anexo II establece los límites permisibles en el vertido a los cursos de agua.

c. Ley 1875 (T.O. ordenado 2267) Principios para la prevención, conservación, defensa y mejoramiento del medio ambiente de la provincia.

Esta ley tiene como finalidad, entre otras:

- La utilización racional del suelo, agua, flora, fauna, paisaje, fuentes energéticas y demás recursos naturales en función de los valores del ambiente.
- La prevención y control de factores, procesos, actividades o componentes del medio que ocasionan o puedan ocasionar degradación al ambiente, a la vida del hombre y a los demás seres vivos.

En cuanto al uso del agua la ley señala que:

- la autoridad de aplicación con los demás organismos competentes de la Provincia, establecerá criterios de uso y manejo de los cuerpos de agua que forman los recursos hídricos de la Provincia.
- no se podrán incorporar o volcar efluentes en los cuerpos de agua que constituyen los recursos hídricos de la Provincia, cuando ellos contengan agentes físicos, químicos o biológicos, o la combinación de todos en cantidades tales que afecten negativamente a la flora, la fauna, la salud humana y los bienes.

Asimismo establece que cuando los cuerpos de agua se hayan alterado en el uso fijado para ello, la autoridad de aplicación adoptará las medidas correctivas necesarias para poder retrotraer la situación a la aptitud para la cual se fijó su uso.

Es importante señalar asimismo que esta ley propende al establecimiento de sistemas de vigilancia ambiental de las condiciones de uso y manejo en los distintos cuerpos de agua. En caso de variaciones en la aptitud del cuerpo de agua, los responsables deberán realizar a su costo las acciones tendientes a asegurar que el medio alterado recupere su uso fijado. Lo mismo establece para los impactos sobre el suelo, la flora y la fauna.

En cuanto a los proyectos y obras que por su envergadura o características puedan alterar el medio ambiente, la ley establece que deberán contar como requisito previo y necesario para su ejecución con una Declaración de Impacto Ambiental y su correspondiente Plan de Gestión Ambiental, el cual debe ser aprobado por la autoridad de aplicación.

El procedimiento para la aprobación contempla un régimen de audiencias públicas y de licencias ambientales y en casos de proyectos que por sus características impliquen riesgo ambiental, la realización del respectivo análisis de riesgo. La realización de audiencias públicas contempla consultar a la comunidad con carácter previo acerca de los proyectos a efecto de lo cual se someten a análisis los antecedentes del mismo. El resultado de la audiencia pública no es vinculante para la autoridad de aplicación.

d. Decreto Nro. 2656/99 reglamentario de la Ley 1875.

Mediante este Decreto se definen y desarrollan los instrumentos de la gestión ambiental aplicables en la provincia de Neuquén.

En relación con los principios sobre contaminación del ambiente establecidos en los artículos 20 y siguientes de la Ley 1875, este decreto reglamentario introduce una serie de anexos que especifican las obligaciones de aplicación a los sujetos obligados en distintos temas, a saber:

Anexo II Procedimiento de Evaluación de los Impactos Ambientales

Anexo III Formularios – Guía para las presentaciones.

Anexo IV Listado no taxativo de actividades que requieren de la presentación de un informe ambiental (I.A.)

Anexo V Listado no taxativo de actividades que requieren la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA)

Anexo VI Normas de fiscalización y control ambiental

Anexo VII Normas y procedimientos que regulan la protección ambiental durante las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

Anexo VIII Normas para el manejo de los residuos especiales.

Anexo IX normas para el tratamiento de residuos patógenos.

Anexo X Normas para el manejo de los residuos sólidos.

Con relación a los mismos, la reglamentación faculta a la autoridad de aplicación a modificar estos anexos aprobados y a incorporar otros anexos reglamentarios necesarios para poner en práctica la Ley 1875 o el decreto reglamentario, puediendo incluir actividades no enumeradas mediante resolución fundada, como asimismo exigir el

encuadre en la ley y en la reglamentación de una actividad no enumerada cuando a su solo juicio existieran razones suficientes para su inclusión.

En el Anexo IV, dentro de las actividades que requieren la presentación de Informe Ambiental, se incluyeron algunas relacionadas con los hidrocarburos:

- Pozos de desarrollo.
- Pozos exploratorios que se encuentren dentro de un área de desarrollo.
- Instalaciones (baterías, oleoductos y gasoductos de interconexión, pozos de inyección, pozos de extracción, etc.).
- Sísmicas que se realicen dentro de áreas de desarrollo que cuenten con estudio de impacto ambiental aprobado por la autoridad de aplicación.
- Infraestructura caminera que no esté asociada directamente con los proyectos arriba mencionados.

En el anexo V se incluyeron otras actividades relacionadas con la explotación hidrocarburífera que requerían Estudio de Impacto Ambiental:

- Gasoductos y oleoductos troncales y todos aquellos que requieran concesión de transporte.
- Canalización, regulación y otros trasvasamientos de cuencas hídricas, acueductos, saneamiento hídrico.
- Exploración, extracción, tratamiento, transporte y refinación de sustancias minerales.
- Almacenamiento de gas tanto en instalaciones aéreas como subterráneas.
- Almacenamiento, comercialización y transporte de combustibles fósiles.
- Almacenamiento de petróleo, productos petroquímicos y químicos; comprende las
- Instalaciones complementarias de otras industrias.
- Depósitos y tratamiento de lodos provenientes de la actividad minera o hidrocarburífera.
- Pozos exploratorios fuera de las áreas de desarrollo.
- Prospección sísmica fuera de las áreas de desarrollo.
- Plantas compresoras de gas y toda infraestructura asociada a las mismas.
- Plantas de tratamiento de distintos tipos.
- Refinerías.
- Industrias asociadas a la actividad hidrocarburífera.

El Anexo VII, es el de principal relevancia en la materia, en tanto regula todo lo relacionado con la protección ambiental durante las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos para pozos convencionales. En tal sentido, establece los procedimientos y prácticas de protección del medio ambiente durante las operaciones de prospección, exploración, explotación, transporte y procesamiento de hidrocarburos que se deberán cumplir en la provincia con prescindencia de quien fuera la autoridad concedente de los permisos y concesiones, a saber:

- perforación de pozos exploratorios.
- campamentos.
- depósitos de materiales.
- accesos y picadas.
- uso de explosivos.
- pozos sísmicos someros y fuentes de energía no explosivas.
- técnica de perforación "locación seca".
- locaciones y accesos.

- ubicación de equipos.
- materiales y desechos.
- provisión de agua dulce.
- abandono de locación.
- programa de cañerías de entubación.
- manejo de los desechos, fluidos de perforación y terminación.
- desechos de equipos y motores durante la operación.
- almacenaje de combustible e hidrocarburos líquidos de ensayo y manejo de gases de ensayo.
- manejo de los fluidos especiales de terminación o hidrocarburos.
- ubicación de los pozos de desarrollo, sus accesos, explanaciones y campamentos.
- perforación de pozos de desarrollo.
- baterías colectoras y de medición.
- plantas de tratamiento y servicios auxiliares.
- agua de producción.
- oleoductos de interconexión.
- plantas de almacenaje y embarque.
- plantas para recuperación secundaria y asistida.
- para captación de agua para recuperación secundaria.
- piletas a cielo abierto.
- manejo de derrames.
- lavado de equipos especiales.
- abandono de pozos.
- tipificación, transporte.
- tratamiento y disposición final de residuos.
- aprovechamiento de minerales de canteras.

Es en el marco de estos anexos del decreto reglamentario que se dictó posteriormente el Decreto 1483 del año 2012, comprendiendo actividades propias de los desarrollos de yacimientos no convencionales, lo cual analizaré más adelante.

Asimismo, este decreto fue posteriormente modificado por el Decreto 422 del año 2013 en lo relacionado con la identificación de actividades que requerirían Estudios de Impacto Ambiental.

e. Ley 2600. Certificado de aptitud ambiental.

Esta ley del año 2008 establece los recaudos para la obtención del Certificado de Aptitud Ambiental por parte de quienes lleven a cabo operaciones de exploración, explotación, almacenamiento o transporte de hidrocarburos en la provincia, o actividades conexas. El mismo es de aplicación tanto a empresas radicadas en la provincia o fuera de ella pero que realicen actividades en su territorio.

Asimismo esta norma da creación al Registro de Control ambiental de la Actividad Hidrocarbuífera (RCAAH) de Neuquén donde se registrarán estos certificados y las licencias ambientales de conformidad con la Ley 1.875.

Es importante señalar que con relación a los municipios que se adhieran a este régimen se establece que los mismos tendrán a su cargo el control supervisión e inspección de las actividades comprendidas en el mismo.

Esta norma fue reglamentada por Decreto 1905 de año 2009, el cual especifica que entre las actividades sometidas a fiscalización están las todas las actividad que ocurran en instalaciones y equipos de perforación, *workover* y *pulling*, relacionadas con fugas, goteos de fluidos de hidrocarburos o productos que modifiquen la composición del suelo del lugar y el entorno, así como las actividades de los equipos de perforación y servicios de locación seca. También en su artículo 5 se detallan los recaudos a cumplir para obtener la inscripción en el referido registro RCAAH.

f. Ley 2666.

Esta Ley tiene como objetivo implementar la aplicación del sistema de locación seca, control de sólidos y el tratamiento de lodos y *cutting* por parte de las empresas que realicen, en áreas de su propiedad o consignadas, perforaciones vinculadas con la actividad hidrocarburífera y la actividad minera, en este último caso cuando emplee tecnologías de perforación que se utilizan para la actividad hidrocarburífera.

Para estas actividades se prevé la presentación de “Estudios de Sensibilidad Ambiental” en los cuales se deben detectar y definir zonas capaces de ser utilizadas para acopiar los residuos y desechos provenientes de las perforaciones vinculadas con la actividad hidrocarburíferas o minera que sean de carácter transitorio para su posterior tratamiento y disposición final. Para las zonas de tratamientos y disposición final de residuos y desechos se deben efectuar previamente estudios geofísicos de geoeléctrica.

En cuanto al manejo de los lodos de perforación, se dispone que los mismos deben ser tratados a los efectos de realizar la separación la fase líquida de la sólida, para su posterior muestreo por el ente de contralor y la ejecución, por éste, de los análisis que se requieran. De ser el caso deberán realizarse los tratamientos previstos en los anexos del Decreto Reglamentario 2656/99 de la Ley 1875.

En el marco de esta Ley, las empresas deben realizar, desde boca de pozo hasta fondo de pozo, controles geológicos e hidrogeológicos para el resguardo de los recursos naturales.

g. Decreto 1483 del año 2012. Normas y Procedimientos para Exploración y Explotación de reservorios no Convencionales.

Este decreto se insertó en el ordenamiento jurídico ambiental de la Provincia de Neuquén a los fines de adecuar la reglamentación de la Ley 1.875 a las nuevas técnicas que conllevan las actividades hidrocarburíferas de - según su texto - “*horizontes geológicos más profundos y más complejos*”.

En tal sentido, este Decreto aprueba como Anexo XVI del Decreto 2.656/99 de la Ley 1.875 las “Normas y Procedimientos para Exploración y Explotación de reservorios no Convencionales”, las cuales tienen por finalidad reglamentar las pautas ambientales para la perforación de pozos de reservorios no convencionales de *shale gas*, *tight gas* y *shale oil* y *tight oil* que requieren la aplicación de procesos tecnológicos diferentes no contemplados en la normativa anterior.

En los considerandos de este Decreto se contempla que el uso del agua para estos desarrollos debe ser conciliado “*con las exigencias concurrentes y afines de los recursos*”

hídricos locales y regionales de agua potable, hábitat de vida silvestre, recreación, agricultura, industria y otros usos". Ello, toda vez que considera este Decreto que las actividades que se desarrollan en una perforación no convencional son similares a las convencionales "*diferenciándose en las cantidades de uso de agua para la estimulación hidráulica de las formaciones de interés productivo*".

Asimismo este Decreto considera imprescindible dar tratamiento y acondicionamiento al agua de retorno para permitir su reutilización o disposición final, así como contemplar la intervención de la autoridad ambiental para aprobar la metodología de tratamiento de aguas de formaciones (*flowback*). El Decreto prevé que sólo se autorizará el uso del agua conforme a la Ley 899 y a su Decreto Reglamentario 790/99, sujeto a las restricciones de este nuevo Decreto.

Por su relevancia en el presente estudio destacaré algunos aspectos relevantes de este Anexo XVI.

- **Definición de reservorios no convencionales**

Se define a los reservorios no convencionales como las formaciones de baja a muy baja permeabilidad, tales como areniscas compactas, carbonatos, carbón, arcilla (mencionada con su denominación en inglés como *Shale*), u otras litologías que producen gas y/o petróleo a los cuales clasifica en *Tight Gas/Oil* (areniscas de baja porosidad), o *Shale Gas/Oil* (formaciones de arcilla de baja a muy baja permeabilidad).

Como concepto relacionado a esta definición se señala que los pozos no convencionales son las perforaciones que se realizan en los reservorios no convencionales, en los cuales ya sean verticales u horizontales, se requiere realizar "*estimulaciones hidráulicas*" a fin de mejorar la permeabilidad y transmisibilidad de los fluidos.

- **Licencia ambiental. Análisis de riesgo ambiental. Informe Ambiental.**

El artículo 3 del Anexo XVI establece que todos los proyectos de exploración y explotación no convencionales deberán contar con Licencia Ambiental en forma previa a su ejecución.

También prevé que si la autoridad ambiental lo cree pertinente podrá exigir adicionalmente un análisis de riesgo ambiental, el cual se encuentra previsto en la Ley 1.875 para casos de proyectos que por sus características impliquen riesgo ambiental.

Es importante señalar que los requisitos exigidos por este Anexo XVI para los Informes Ambientales de pozos no convencionales comprenden un estándar de estudios y proyectos técnicos relevantes tales como:

- Descripción y proceso del sistema de tratamiento del retorno del agua utilizada en la estimulación hidráulica del pozo.
- Declaración jurada de la composición de los fluidos utilizados en la estimulación hidráulica con la hoja de seguridad de cada producto o sustancias químicas, las cuales deben estar aprobados por la Ley 24.051 y el Decreto 821/93.
- Presentación de un proyecto para su visado por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos.
- Gestión de la autorización de uso del agua por la autoridad de aplicación de la Ley 899.

- Elaboración de un análisis de riesgo en los casos en que la autoridad ambiental lo requiera.

Para dar curso a la evaluación del informe se debe dar cumplimiento al procedimiento establecido en el artículo 6¹³⁴ del Anexo II, Procedimiento de Evaluación de los Impactos Ambientales.

Asimismo, esta reglamentación prevé la transformación de un pozo convencional en uno no convencional, en cuyo caso se deberá presentar una adenda al Informe Ambiental.

- **Manejo de aguas**

Con relación a las reglas para captación de agua, este anexo reglamentario establece que los permisionarios, concesionarios y/o operadores deberán presentar una declaración jurada con la información del volumen estimado y la fuente de provisión de agua a utilizar, durante las etapas de perforación y terminación del pozo. Asimismo deberán acreditar el pago del canon por uso industrial de aguas públicas que imponga la autoridad de aplicación en materia de aguas.

Es importante destacar que, en línea con el Código de Aguas de la Ley 899, esta reglamentación se define por una prohibición del uso de aguas subterráneas con aptitud de satisfacer los usos de abastecimiento a las poblaciones e irrigación, durante las etapas de perforación y terminación de pozos.

En cuanto al agua de retorno, esta reglamentación indica que la misma deberá ser sometida en su totalidad a un sistema de tratamiento que garantice su encuadre en los parámetros de vertido de la Ley 899, su decreto reglamentario y la Ley 24.051. Se prevén como alternativas de reutilización el re-uso en la propia industria o en riego asociado a un proyecto productivo o de recomposición ambiental, o también la disposición final en pozo sumidero. En todo caso, y cualquiera sea su estado, el agua de retorno no podrá ser vertida sobre cuerpos de aguas superficiales, ni podrá ser almacenada en receptáculos a cielo abierto.

Asimismo se establece la obligatoriedad de presentar en forma periódica los análisis físico-químicos de las aguas de retorno a la autoridad ambiental, quien podrá realizar análisis propios con cargo al permisionario, concesionario u operador.

En cuanto a las piletas de almacenamiento de agua para la estimulación hidráulica se establece que las mismas deben estar impermeabilizadas, debiendo detallarse en el Informe Ambiental la ubicación, tamaño, forma, profundidad, características de la impermeabilización, entre otros recaudos. Por otro lado se aclara que en ningún caso estas piletas podrán ser reutilizadas para residuos de perforación o agua de retorno¹³⁵.

¹³⁴ Artículo 6: EXAMEN FORMAL: La Autoridad de Aplicación previo a todo trámite y en un plazo no mayor de tres (3) días examinará el cumplimiento de los requisitos formales de las presentaciones y si existieren omisiones intimará al proponente a subsanarlas en un plazo no superior a los tres (3) días.

¹³⁵ Si bien al final del artículo 13 se refiere al no uso de las piletas para aguas de terminación de pozos, entiendo que se trata de una mala técnica de redacción por cuanto es claro de la primera parte del mismo artículo que se trata de piletas de almacenamiento de agua para "terminación de pozos mediante estimulación hidráulica."

- **Diseño de las locaciones**

En un tema sensible por el impacto de la actividad sobre las comunidades y otras actividades productivas, la reglamentación establece que los pozos no convencionales de desarrollo del yacimiento deben estar diseñados de forma tal de optimizar la utilización de una locación apta para contener múltiples pozos, minimizando los impactos producidos por el movimiento de suelos de las mismas y sus accesos.

También en el artículo 16 de esta reglamentación se establece que se deberá minimizar el desarrollo de la locación múltiple en cercanías de superficiarios. De no ser posible, determina que *“se deberán minimizar los ruidos generados por las operaciones de perforación, en aquellos caso que se superen los 85dB (Decibelios), fuera de la locación”*.

- **Uso de químicos.**

Como lo señalé anteriormente, esta reglamentación prevé en su artículo 4, como parte del proceso ante la autoridad ambiental, la presentación de una declaración jurada de la composición de los fluidos utilizados en la estimulación hidráulica con la hoja de seguridad de cada producto o sustancias químicas, las cuales deben estar aprobados por la Ley 24.051 y el Decreto 821/93.

h. Decreto 422/2013

En el mes de abril de 2013, y en el marco de la Ley 1875 y su Decreto Reglamentario 2656/1999, se dictó el Decreto 422/2013 reemplazando los Anexos IV (Listado No Taxativo de Actividades que Requieren de Presentación de Informe Ambiental) y V (Listado No Taxativo de Actividades que Requieren de Estudio de Impacto Ambiental) de esa reglamentación.

Con dicha modificación, importantes actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, dejaron de tener como recaudo previo la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental para pasar a exigirse solamente la presentación de un Informe Ambiental bajo el Anexo IV de la regulación.

Las actividades que pasaron a quedar entre las que requieren meramente Informe Ambiental están:

- Pozos de desarrollo convencionales y no convencionales.
- Pozos exploratorios convencionales y no convencionales que se encuentren dentro de un área de desarrollo.
- Todo tipo de instalaciones (baterías, oleoductos y gasoductos de interconexión, pozos de inyección, pozos de extracción, etc.).
- Sísmicas que se realicen dentro de áreas de desarrollo que cuenten con Estudio de Impacto Ambiental aprobado por la autoridad de aplicación.
- Infraestructura caminera que no esté asociada directamente con los proyectos arriba mencionados.
- Acueductos, piletas de almacenamiento de agua dulce y su infraestructura. Plantas de tratamiento, de agua de formación y su infraestructura
- Almacenamiento, comercialización y transporte de combustibles fósiles.

- Almacenamiento de petróleo, productos petroquímicos y químicos, comprende las instalaciones complementarias de otras industrias.
- Industrias asociadas a la actividad hidrocarburífera.

En relación a otras actividades la autoridad de aplicación podrá requerir un Análisis de Riesgo Ambiental, a saber:

- Depósitos y tratamientos de lodos provenientes de la actividad minera o hidrocarburífera.
- Pozos exploratorios fuera de las áreas de desarrollo.
- Prospección sísmica fuera de las áreas de desarrollo.
- Plantas compresoras de gas y toda infraestructura asociada a las mismas.
- Plantas de tratamiento de distintos tipos.
- Almacenamiento de gas tanto en instalaciones aéreas como subterráneas.
- Antenas de transmisión de todo tipo.

Finalmente las actividades del sector hidrocarburífero que continúan requiriendo Estudio de Impacto Ambiental bajo el Anexo V de la reglamentación son:

- Gasoductos y oleoductos troncales y todos aquellos que requieran concesión de Transporte y gasoductos para distribución de más de cinco (5) kilómetros.
- Canalización, regulación y otros trasvasamientos de cuencas hídricas, acueductos, saneamiento hídrico.
- Almacenamiento de gas tanto en instalaciones aéreas como subterráneas.
- Almacenamiento, comercialización y transporte de combustibles fósiles.
- Refinerías.
- Industrias asociadas a la actividad hidrocarburífera.

En comparación con los listados anteriores se observa que en efecto, varias actividades fueron objeto de cambio de categoría. La consecuencia más significativa de este cambio es que, con relación a las actividades que salieron del Anexo V, se eliminó el requerimiento de la celebración de una audiencia pública con carácter previo a la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, el cual no aplica en caso de la presentación de un Informe Ambiental.

En efecto, el artículo 31 del Decreto 2656/1999 (Texto según Ley 2267) señala:

“La autoridad de aplicación deberá convocar a audiencia pública a fin de consultar a la comunidad con carácter previo acerca de los proyectos referidos en el art. 24º de la presente Ley, que requieran la presentación de un estudio de impacto ambiental”.

Esta sensible modificación, ha sido objeto de cuestionamientos tanto políticos como jurídicos por su contradicción con las normas del orden jurídico ambiental nacional y local en lo referente a la exigencia del Estudio de Impacto Ambiental a la actividad hidrocarburífera, haciendo manifiestamente nulo e inconstitucional a este Decreto 422.

Nuevamente recaen, en criterio de los especialistas, fundadas sospechas de que este cambio en la regulación no ha obedecido a un criterio de conveniencia técnica de aplicación general, sino más bien a lo coyuntural de viabilizar alguna inversión puntual.¹³⁶

¹³⁶ Bianchi, Alejandro. “La Argentina Saudita”. Ed. Suramericana. 2015. Pg. 445 – 446.

2.2. Reflexiones sobre la normativa ambiental provincial y su integración con el sistema federal.

Varias conclusiones se desprenden del análisis de las principales normas en materia ambiental en la provincia de Neuquén.

Por un lado se observa que por ser una jurisdicción con actividad hidrocarburífera significativa, cuenta con una regulación que abarca una parte importante de las cuestiones técnicas de la protección medioambiental para los hidrocarburos, tales como reglas sobre el uso del agua, la aplicación de químicos, la integridad de los pozos; así como reglas de la gestión ambiental como la presentación de informes y estudios del impacto de las actividades sobre el medio ambiente.

Por otro lado, Neuquén es una jurisdicción donde se ha consagrado una norma, el Decreto 1483, con dedicación específica a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, la cual se integra tanto con la normativa antecedente local (Leyes 899, 1.875, 2.735, entre otras) como con las nacionales aplicables (Leyes 17.319, 24.051, 25.675, entre otras). Esta experiencia de la regulación de la Provincia de Neuquén, que ha acompañado los primeros desarrollos de la industria sobre el principal yacimiento, Vaca Muerta, constituye un buen antecedente para cualquier proyecto de armonización de normas a nivel nacional.

Sin embargo, con la modificación del Decreto 2656/1999 por parte del Decreto 4227/2013, ha quedado expuesta además la vulnerabilidad de los gobiernos provinciales ante los requerimientos de la coyuntura, lo que ha impedido mantener las reglas regulatorias en el tiempo tal como han sido definidas. Ello refuerza la necesidad de avanzar en la elaboración de una normativa ambiental mediante consensos y en base a las experiencias de todas las jurisdicciones, que permita contar con una normativa uniforme y de jerarquía aplicable a todo el territorio nacional.

F. Consideraciones finales

Habiendo analizado los antecedentes relevantes en la materia, la presente Tesis requiere de una toma de posición con relación a las principales cuestiones que han surgido a consecuencia de las particularidades de esta nueva modalidad de explotación de hidrocarburos.

1. Es conveniente incentivar las inversiones masivas para la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en la República Argentina.

Como resultado de los estudios realizados en el presente trabajo estimo altamente conveniente que se incentiven las inversiones para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en nuestro país.

El factor geológico juega a favor de esta postura. La producción de energía primaria por fuente según lo consigna el Balance Energético Nacional para el año 2014 publicado por la secretaría de Energía de la Nación destaca que los hidrocarburos superan el ochenta

por ciento (80%).¹³⁷ Nuestra matriz energética actual depende en un cincuenta y cuatro por ciento (54%) de la producción de gas y de un treinta por ciento (30%) de la producción de petróleo y los esfuerzos para revertir esta relevancia, especialmente del gas, se continuará por muchos años más. Sin embargo, la explotación de los pozos convencionales verifican un constante declino lo que implica que la República Argentina no podrá fácilmente revertir la pérdida de su autoabastecimiento energético, con las graves consecuencias del severo impacto en la balanza comercial energética.

En dicho contexto, la geología da a los hidrocarburos en nuestro país una nueva oportunidad poniendo a los cuantiosos recursos de yacimientos no convencionales como la punta de lanza, en términos de inversiones y aplicación de nuevas tecnología, para promover una nueva etapa de incorporación de reservas, que pueden ser además sinérgica con otros nuevos horizontes productivos como son la recuperación terciaria y la explotación *off shore*.

Los resultados en términos de potenciales aumentos de reservas, aún tomando las estimaciones más conservadoras, son a la vez impresionantes y esperanzadores.¹³⁸ Pero la concreción de este anhelo requiere de un desafío inversor de miles de millones de dólares en forma constante y por varios años.

El advenimiento de esta oportunidad se ha dado en un contexto de caída de las inversiones extranjeras directas, por lo que, atento las cantidades y características del recurso a explotar, puede ser un destino elegible para las mismas y uno de los puntales para revertir la situación actual.

La producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales implica un alto costo de desarrollo, con un buen perfil de requerimiento en términos de innovación tecnológica lo que puede traducirse en generación de puestos de trabajo, valor agregado para toda la cadena productiva suministradora de bienes y servicios, con impacto positivo en el nivel de actividad económica.

La captura de mayor renta por parte del Estado Nacional y de las provincias puede a su vez contribuir al fondeo de acciones concretas para la diversificación efectiva de la matriz energética nacional y para lograr un desarrollo más equilibrado y más sustentable de todo el territorio nacional.

2. Las inversiones para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales deben realizarse bajo una adecuada regulación del impacto ambiental y social.

Las experiencias internacionales nos enseñan que estos desarrollos no pueden hacerse a cualquier costo. Por el contrario, la necesidad de atraer inversiones en este sector debe estar equilibrada con una regulación adecuada de las importantes contingencias ambientales y sociales que conlleva esta actividad.

¹³⁷

http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/balances_2015/flujograma_energetico_2014_rev_c.pdf

¹³⁸ Bianchi, Alejandro. "La Argentina Saudita". Ed. Suramericana. 2015. Pgs. 153 y siguientes.

Como surge claramente del análisis realizado, básicamente de la experiencia en los EUA, no caben dudas que esta actividad ha generado impactos al medio ambiente mayores que la explotación de yacimientos convencionales, sobre todo en los casos de baja o casi nula regulación. En efecto, a los tradicionales riesgos de los desarrollos hidrocarburíferos, la regulación ha tenido que ocuparse en tratar los nuevos que resultan particulares e inherentes a la técnica de la fracturación hidráulica, tales como su impacto en el uso del agua con relación a otros consumos, la posible contaminación del agua subterránea y de superficie, la utilización de químicos, la gestión de residuos por mayor cantidad de lodos de perforación y de aguas para tratamiento.

Por otro lado han debido considerarse cada vez más los impactos en las comunidades, como la ocupación de territorio de los yacimientos y vías de acceso situados en las proximidades de núcleos poblados o en zonas donde afecta a otras actividades productivas o incluso al paisaje, especialmente en áreas turísticas o donde estén establecidas comunidades indígenas mayoritariamente dependientes de sus actividades agropecuarias.

Esto ha llevado también a poner bajo examen las normas sobre la información pública, la participación de la población en las audiencias públicas y las reglas sobre compensaciones a las comunidades afectadas y sobre responsabilidad social empresarial, entre otras.

En consecuencia, para se produzca un vigoroso movimiento positivo de inversión y actividad económica en este tipo de explotaciones debe haber necesariamente una regulación dedicada que contemple estos aspectos de impactos ambientales y sociales. Así lejos de las oposiciones, justificadas o no de la población en otros casos, se logrará un involucramiento positivo de la población en esta importante oportunidad de desarrollo.

3. La regulación debe ser uniforme y de aplicación en todo el territorio nacional.

Los antecedentes internacionales estudiados, y lo observado del régimen vigente en nuestro país, dan cuenta de la necesidad y la conveniencia de uniformar las normativas aplicables y coordinar las acciones entre los distintos ámbitos de competencias (nacional y provinciales).

En el caso de los EUA, aun en un contexto de escasa regulación, se han observado progresivos esfuerzos de coordinación entre las agencias federales y de los estados, así como la realización de estudios que focalizan en la problemática a nivel nacional. La reciente regulación del gobierno del Presidente Obama, si bien solo de aplicación a los terrenos fiscales, es prueba del esfuerzo por ajustar y unificar los estándares para la explotación con técnica de fractura hidráulica y con ello dar alguna tipo de respuesta a las preocupaciones de la población.

En la UE, aún tratándose de una realidad institucional distinta donde los estados miembros tienen competencia para decidir si propician la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales, ya desde el año 2011 se los instaba a aplicar e implementar adecuadamente la legislación de la UE en esta materia a fin de contar con condiciones adecuadas para el desarrollo seguro y protegido de esta actividad contemplando los intereses de los demás estados y de la población. Esta vocación por estudiar técnicamente el tema a nivel de la UE y darle tratamiento regulatorio uniforme

concluyó con el dictado de la Recomendación 2014/70/UE de la Comisión que estableció los principios mínimos para apoyar a los estados miembros que apliquen la fracturación hidráulica de alto volumen.

Pero más allá de los importantes antecedentes internacionales analizados, se impone un criterio de razonabilidad que da fundamento a la idea de contar con un régimen normativo uniforme para todo el territorio nacional en este caso: En un mundo que compite por las inversiones productivas es mejor que la República Argentina sea vista como un único ámbito de regulación estable y coherente que atienda en forma integral los riesgos del largo plazo para hacer frente a los desarrollos de yacimientos tan complejos como son los no convencionales.

Nuestro país con sus bondades geológicas ya ha despertado la atención de los inversores, pero esta condición necesaria no será suficiente si existe una “maraña” regulatoria a desentrañar, con normas de distintos ámbitos de competencia, jerárquicamente débiles y que permitan la discrecionalidad, que pueden ser percibidas como un alto riesgo de cambio en las reglas de juego.

La propuesta de un régimen uniforme no es un postulado teórico, sino práctico, porque desde el punto de vista de la inversión un régimen normativo carente de adecuada estructuración, se relaciona con la previsión de contingencias por riesgos de cambios regulatorios que terminan representando al final del día mayores costos de financiación de los proyectos y por ende mayores costos de producción.

No es lo mismo para un inversor tener la visión de que cuenta con un marco regulatorio de la actividad específico y a la vez completo, con rango normativo de jerarquía, lo que le garantiza cierta estabilidad en el tiempo, que tener que enfrentar una dispersión normativa entre las jurisdicciones nacionales y cada una de las provincias, y por otro lado múltiples ámbitos de competencias sin coordinación.

Pero si la uniformidad de la regulación y la coordinación de competencias es importante para la visión de la inversión, también es relevante como herramienta para las autoridades de aplicación que tienen la responsabilidad, no solo de promover la actividad, sino también de controlarla para que las externalidades negativas no terminen siendo un freno a su desarrollo. Y esto es especialmente válido en el caso de las provincias argentinas que tienen menos experiencia – y como vimos pueden ser más vulnerables ante las empresas - en la materia hidrocarburífera y que deberían beneficiarse de la existencia de un régimen normativo que capture la experiencia del conjunto en temas sensibles como son las reglas técnicas técnicas, la gestión de impactos ambientales y sociales, y que les permita ejercer en plenitud sus responsabilidades como autoridades de aplicación.

La regulación debe ir evolucionando sin rezago en este sentido, capturando en beneficio del país la evolución de las técnicas aplicadas por la industria y las cuestiones ambientales y sociales relevantes. Para ello es deseable que el Estado Nacional y las provincias incrementen el intercambio de experiencias e información técnica para alcanzar este estándar de regulación de la actividad a los fines de planificar el desarrollo de la actividad, fomentar las inversiones y fortalecer el poder de policía de las autoridades.

Como lo he señalado anteriormente, la regulación de la República Argentina en la materia, no parte de cero. Por el contrario, existen tanto a nivel nacional como en las principales provincias hidrocarburíferas normas que establecen reglas generales de

perfecta aplicación a los desarrollos en yacimientos no convencionales, tanto en lo que se refiere a las condiciones para el otorgamiento de permisos y concesiones como en cuestiones técnicas, ambientales y sociales. El dictado de normas específicas para las denominadas Concesiones de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales, como la Ley 27.007, así como normas técnicas específicas como el Decreto 1483 del año 2012 de la provincia de Neuquén, contribuyen a dar inicio a una regulación dedicada en esta temática.

Lamentablemente, como se ha analizado en esta Tesis, todavía la labor de uniformidad en la regulación es incipiente y ha estado más relacionada con dar soluciones a determinadas coyunturas políticas, manteniendo todavía espacios de discrecionalidad a través de normas de bajo rango jerárquico.

Es claro que muchas de las normas analizadas deben corregirse y mejorarse, pero si la pretensión de nuestro país es ser un referente en la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, no solo por los beneficios de la geología, debe apuntar también a contar con un régimen uniforme de aplicación nacional que establezca reglas claras y estables, integrando la normativa existente y alineándola al objetivo de incentivar el crecimiento de la actividad con pleno respeto a los intereses de todos los involucrados.

4. Aspectos a considerar para la conformación de un régimen uniforme en la materia.

Teniendo en consideración las características analizadas de las explotaciones en yacimientos no convencionales de hidrocarburos, los riesgos identificados, la experiencia internacional y lo que surge de la regulación nacional analizada, me permito identificar a modo de resumen aquellos aspectos institucionales, legislativos, técnicos, ambientales y sociales que deberían ser contemplados en una regulación uniforme y de aplicación nacional como la que auspicio mediante esta Tesis.

4.1. Aspectos institucionales

El análisis efectuado de la cuestión constitucional y jurisdiccional habilita la consideración, desde el punto de vista jurídico, de la conformación de un régimen uniforme para los hidrocarburos de yacimientos no convencionales a nivel nacional, que comprenda además el establecimiento de presupuestos mínimos para la temática ambiental involucrada. Ello, en línea con las respectivas competencias del Estado Nacional como responsable de la política nacional en materia de hidrocarburos y las de las provincias como dueñas de los recursos y con las denominadas competencias concurrentes definidas en nuestra Constitución Nacional.

Cabe recordar que con posterioridad a la reforma de la Constitución Nacional en el año 1994, y la sanción de la Ley 26.197 se reforzó el ejercicio de las competencias de las provincias en el manejo de los recursos naturales, pero no se crearon mecanismos para garantizar la debida coordinación entre la jurisdicción nacional y las provinciales en esa materia.

Con el dictado de la Ley 26.741, con la mira en el autoabastecimiento y reconociendo la trascendencia de la actividad hidrocarburífera en yacimientos no convencionales más allá del propio ámbito de las provincias productoras, se volvió a reconocer la relevancia

institucional de que se armonicen los distintos ámbitos de competencia. Así, esta ley dispuso la creación del Consejo Federal de Hidrocarburos, cuyas funciones son precisamente promover la actuación coordinada del Estado Nacional y los Estados Provinciales y fijar coordinadamente la política hidrocarburífera que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.

Desde el punto de vista institucional, la nueva regulación debería rescatar este ámbito para la coordinación de acciones entre el Estado Nacional y las provincias y hacerlo operativo a fin de que sea la herramienta para alcanzar las normas por consenso y para que se produzca un intercambio vigoroso de experiencias entre las distintas autoridades de aplicación.

Asimismo deberían analizarse otras propuestas que complementen la labor de este Consejo, como las de creación de una Agencia Federal de Hidrocarburos, como organismo autárquico de carácter técnico para la implementación de las políticas en la materia y para dar apoyatura a las autoridades de aplicación de las provincias, como lo contemplan algunos proyectos de ley presentados en el Honorable Congreso de la Nación¹³⁹.

Complementariamente, para alcanzar estos objetivos se deberían establecer mecanismos institucionales de aplicación de fondos tanto federales como provinciales, incluso los derivados de la renta capturada de la actividad, a la revisión y estudio de las regulaciones nacionales y provinciales, a expandir las bases de datos sobre las experiencias de la operación y manejos de riesgos y a la estandarización de los resultados de monitoreo, entre otras acciones. El resultado de los estudios debería aplicarse en la mejora de la regulación específica y uniforme de aplicación a todo el país.

Asimismo y ante la gran oportunidad que representan los desarrollos hidrocarburíferos no convencionales, esta experiencia de colaboración interjurisdiccional bien podría extenderse a la conformación de un fondo específico proveniente de la renta petrolera a ser aplicado a la diversificación de la matriz energética y al desarrollo sostenible de las generaciones futuras.

Cada vez son más las experiencias internacionales que reconocen la necesidad de capturar la renta generada por el agotamiento de los recursos naturales presentes en beneficio de un futuro sustentable. Tal el caso del reconocido Fondo de Pensiones del Noruega¹⁴⁰ y del más reciente Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo¹⁴¹ creado con posterioridad a la reforma del régimen de los hidrocarburos en ese país.

¹³⁹ Proyecto de Ley S-1876/12 Agencia Federal de Hidrocarburos Senador Sanz con los senadores Luis Naidenoff; Ernesto Sanz; Eugenio Artaza; José Cano; y Mario Cimadevilla.

¹⁴⁰ El fondo comprende dos fondos soberanos: The Government Pension Fund Global - The Government Pension Fund Norway. Fuente: <http://www.nbim.no/en/the-fund/>

¹⁴¹ El Fondo Mexicano del Petróleo recibirá, administrará y distribuirá los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. El Fondo tiene como objetivos: Afrontar imprevistos graves en la economía y mitigar los efectos negativos de las crisis económicas. Compartir los beneficios de la renta petrolera con las generaciones futuras de mexicanos.

Fuente: <http://www.fmped.org.mx/>

En nuestro medio, un compromiso institucional en este sentido, podría significar un aporte de recursos financieros concretos a las acciones para (i) propender a una mayor diversificación de la matriz energética, (ii) apoyar proyectos en tecnologías para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y (iii) promover un desarrollo más equilibrado de todas las regiones del país.

4.2. Aspectos a considerar de la legislación vigente.

Como se ha señalado anteriormente, la República Argentina cuenta con profusa normativa nacional y provincial de aplicación a la actividad hidrocarburífera por lo que la elaboración de un régimen integral para los hidrocarburos de yacimientos no convencionales a nivel país deber partir de su adecuado análisis y relacionamiento, sobre todo las de dictado reciente.

En efecto, con la sanción de la Ley 26.741 y el Decreto 1277/12 se inició un sendero de modificaciones al régimen de los hidrocarburos en los que se priorizó el dictado de normas a nivel nacional a fin de establecer algunos criterios uniformes para el tratamiento de las inversiones en el sector. Tal es el caso de la implementación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y las normas relativas a la centralización del manejo de la información de todos los sujetos de la cadena de producción como insumo para la planificación a mediano y largo plazo y la elaboración de políticas a nivel nacional.

También ha sido un signo de avance en la coordinación de los distintos ámbitos de competencia la eliminación por parte del Decreto 272/15 de parte de las competencias de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, así como su disolución como ámbito de decisión en la que las provincias no estaban representadas ni siquiera a nivel consultivo.

En cuanto a la jerarquía de las normas sancionadas, también se ha observado un avance. Cabe recordar que la aprobación del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos mediante un decreto, el Decreto 929/2013, y el establecimiento de los beneficios a la inyección adicional mediante las resoluciones, fue objeto de críticas en tanto evidenciaban una falta de rango adecuado en las normas utilizadas lo que atentaba contra la posibilidad de definir un marco normativo estable para los inversores en este tipo de explotaciones.

La sanción de la Ley 27.007 significó:

- el inicio del proceso de estandarización a nivel nacional de las condiciones de adjudicación de los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos tanto de yacimientos convencionales como no convencionales.
- la adaptación de los plazos de los permisos y las concesiones a las particularidades de las inversiones en los proyectos de yacimientos no convencionales, los cuales requieren mayor tiempo de realización tanto en la etapa de pre-desarrollo como en la de desarrollo.
- dar señales de previsibilidad en algunas reglas de la participación en la renta por parte de las provincias en temas sensibles como el de los límites a las regalías, la definición de los bonos de prórroga y los adicionales por responsabilidad social

- empresaria; y también nuevas reglas de participación de las entidades estatales provinciales en reemplazo de las anteriores reglas de acarreo.
- otorgar reconocimiento legislativo al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos creado mediante el Decreto 929/13 e innovar en relación a sus condiciones de acceso para que pueda ser utilizado por un grupo mayor de inversiones.

Sin embargo, como se expusiera anteriormente, deberá analizarse que en algunos aspectos esta ley pareciera haberse quedado en lo coyuntural de mejorar el posicionamiento de quienes ya estaban consolidados en el mercado argentino, en desmedro de la generalización de procesos de selección competitivos como mejor forma de mejorar atraer inversiones y permitir además una más eficiente captura en la renta de los hidrocarburos por parte de quienes detentan su dominio.

Esta ley, limitándose a modificar parcialmente la Ley 17.319, no propone un régimen integral para las nuevas realidades de la actividad hidrocarburífera en la República Argentina, especialmente en materia de no convencionales, que permita proyectar a nuestro país como referencia en la materia. Por el contrario se ha limitado a identificar, sin dar mayor sustancia al respecto, los importantes pendientes en materia de régimen fiscal y en el establecimiento de contenidos mínimos ambientales y en lo relacionado con la aprobación del Pliego Modelo.

En el caso del régimen fiscal bien podría haberse dado contenido, y es recomendable que así se contemple en el futuro, a lo avanzado en el seno de la OFEPHI para la adopción de tratamientos homogéneos y estables a nivel provincial y municipal para las actividades hidrocarburíferas, tales como los límites a las alícuotas de ingresos brutos y la restricción a la imposición de nuevos tributos.

Luce entonces como conveniente que, sin las premuras del corto plazo, nuestro país pueda encarar el estudio de esta legislación, involucrando a los mejores especialistas y sectores de interés implicados, a fin de generar consensos y dar luz a una nueva regulación uniforme y completa en la materia.

4.3. Aspectos de estabilidad de las inversiones y competitividad.

La instauración de un régimen integral para las inversiones en materia hidrocarburífera debería involucrar reglas para el tratamiento de los denominados *above ground risks*, como definiciones sobre precios de los hidrocarburos – para algunos analistas dejando de regular el precio en boca de pozo -, acceso al mercado de cambio, eliminación de barreras a la importación de equipos y otros aspectos que, junto con el régimen fiscal y el ambiental, completen lo más acabadamente posible el marco de estabilidad de las reglas de juego para la inversión.

Del mismo modo, sería deseable incluir la definición de un régimen unificado de compras y contrataciones que fomente una adecuada oferta de bienes y servicios locales, la capacitación de los recursos humanos y que promueva la integración de toda la cadena productiva con el ingreso de la mayor cantidad posible de prestadores, lo que redundará en una mejora de los costos de producción.

4.4. Aspectos técnicos

Conforme lo observado a lo largo de esta Tesis, resulta esencial la incorporación a una regulación uniforme de aplicación en todo el territorio nacional de los aspectos técnicos que hacen a la adecuada ejecución de proyectos en hidrocarburos no convencionales.

Como se ha visto en los antecedentes internacionales, se ha procurado contar con definiciones básicas de uso común y buenas prácticas para los programas en los que se utilice la fracturación hidráulica¹⁴². En EUA, entre las recomendaciones del Consejo Asesor sobre Gas Natural de la Secretaría de Energía se encuentran las de aprobar manuales de buenas prácticas para la construcción de pozos, incluyendo provisiones sobre testeo de presión, monitoreo micro-sísmico y registro de adherencia del cemento (*Cement Bong Logs CBL*), así como establecer reglas de inspecciones sobre los defectos en la cementación de los pozos y su actuación durante las etapas críticas de la fracturación.

En el caso de la UE, como parte de los principios mínimos para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante la fracturación hidráulica de alto volumen, se contempla una evaluación de los riesgos técnicos teniendo en cuenta los resultados pertinentes del intercambio de información entre los estados. En dicha normativa se recomienda asimismo que antes de dar comienzo a las operaciones de fracturación hidráulica se utilicen las mejores técnicas disponibles a fin de que se garantice la integridad de los pozos mediante un diseño y una construcción correcta y la realización de pruebas de integridad con supervisión de las autoridades de control.

Así, debieran contemplarse en una regulación uniforme, entre otros, aquellos aspectos técnicos relevados hasta aquí, tales como:

- la gestión de permisos técnicos que impliquen la presentación, con anticipación al inicio de las actividades en la locación, de planes de perforación, incluyendo el diseño de las locaciones y de los pozos, el plan de construcción y operación y su respectivo análisis de impacto sísmico.
- la presentación de las estrategias técnicas para la explotación.
- las medidas necesarias para garantizar la idoneidad de la formación geológica.
- la estandarización de las obligaciones para el abandono de las locaciones.
- identificación de las reglas sobre salud y seguridad industrial (HS).
- la definición de medidas específicas para garantizar la integridad del pozo, la realización de pruebas de integridad para garantizar el rendimiento operativo del pozo, así como su seguridad ambiental y sanitaria en todas las fases del proyecto y después de la clausura del pozo;

Como antecedente importante nuestra regulación cuenta con el aporte de las reglas técnicas contenidas en la Resolución SE 105/92, adoptada por varias provincias, y por el estándar técnico requerido por la Resolución 9/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas para la aprobación de los “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”.

¹⁴² En el Reino Unido existen las Guías para la explotación costa adentro para la descripción del programa de fracturación hidráulica (“ Onshore Shale Gas Well Guidelines for a description of the Hydraulic Fracturing Programme (HFP) [PDF, 674KB, 37 pages] .

A nivel provincial, se destaca el específico contenido técnico del Decreto 1483 del año 2012 de la provincia de Neuquén, mediante el cual se aprueba como Anexo XVI del Decreto 2.656/99 reglamentario de la Ley 1.875 las “Normas y Procedimientos para Exploración y Explotación de reservorios no Convencionales”, las cuales regulan la perforación de pozos de reservorios no convencionales.

Atento esta multiplicidad de reglas, resta un esfuerzo de armonización para que nuestra regulación cuente con una sola norma que establezca las buenas prácticas técnicas, como se propone, y establezca al respecto las pertinentes reglas de contralor. Pero no será ésta una tarea menor y exenta de posiciones encontradas, toda vez que se ha observado que los opositores a la práctica de la fracturación hidráulica siempre las encontrarán deficientes y por su parte la industria las interpretará como una intromisión del regulador en su actividad y un incremento de costos. La búsqueda de consensos y de equilibrio será de la esencia en este desafío de estructurar las reglas técnicas de la actividad.

4.5. Aspectos ambientales y sociales.

Estos aspectos son los que revisten mayor relevancia en tanto, como se ha señalado, la particularidad que tienen los desarrollos en yacimientos no convencionales con respecto a los convencionales, es que representan una mayor contingencia de daño ambiental.

A lo largo de esta Tesis se han expuesto todos y cada uno de los posibles impactos involucrados y se ha afirmado, con apoyo en la experiencia internacional, que se requiere avanzar en el establecimiento de las normas de presupuestos mínimos para la regulación de los temas ambientales y sociales involucrados.

A modo de síntesis, paso a reseñar algunos de los aspectos ambientales que deberían ser materia de tratamiento en la regulación unificada:

- Reglas sobre captación y uso de aguas: Especialmente en lo relacionado con las siguientes actividades principales:
 - la captación de las aguas subterráneas o superficiales necesarias para los fluidos de fracturación hidráulica, incluyendo un régimen de medición de las aguas antes de cualquier operación de modo de establecer una línea de base para evaluar cualquier reclamo sobre contaminación.
 - la mezcla de agua con productos químicos para crear el fluido de fracturación hidráulica;
 - la inyección de los fluidos de fracturación hidráulica en el pozo para fracturar la formación geológica;
 - el manejo del retorno del fluido inyectado y del agua producida por la formación y el posterior transporte para su reutilización, tratamiento o disposición;
 - el tratamiento de las aguas residuales, la eliminación de residuos y la reutilización.
- Reglas sobre uso de químicos, especialmente en lo relacionado con la publicidad de la información de los componentes utilizados y las técnicas para su manejo.
- Reglas sobre gestión de residuos de perforación.
- Reglas sobre diseño de locaciones y ocupación espacial en las etapas de perforación, fracturación y explotación considerando el impacto en las comunidades circundantes a los proyectos o en las zonas con otras actividades productivas (agricultura, turismo, etc.).

Finalmente quiero hacer referencia a aquellos aspectos que se relacionan con el impacto ambiental social que no pueden dejar de ser tenidos en cuenta en la regulación.

Esta temática ha sido objeto de tratamiento diverso, desde el establecimiento a nivel regulatorio de determinados compromisos para las empresas con el medio social en el que operan, hasta la auto-imposición por parte de las empresas operadoras de la obtención de una licencia de tipo social identificada en la industria de los proyectos minero-energéticos con el término de *Social Licence to Operate* (SLO) identificada con el respaldo de las partes afectadas (*stakeholders*) por el proyecto.^{143 144}

Así, toda esta evolución en el reconocimiento de esta problemática impone que el régimen uniforme a nivel nacional que se auspicia en esta Tesis no deje de comprender los aspectos de manejo del impacto ambiental social de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales analizados tales como:

- Reglas sobre responsabilidad social empresaria (RSE).
- Reglas sobre contratación de mano de obra y de compra local.
- Reglas sobre acceso a la información y participación de la comunidad en audiencias públicas.
- Reglas sobre participación comunitaria e información en temas sensibles del impacto durante la operación tales como el control ambiental conjunto y los procesos de cierre de las operaciones.
- Reglas sobre promoción de proyectos productivos locales alternativos a la explotación hidrocarburífera y que perduren más allá de los proyectos.
- Reglas sobre compromisos concretos en mejoras de la infraestructura local, por ejemplo en fuentes de suministro de agua o caminos.
- Reglas para intervenir anticipadamente en forma conjunta con la comunidad en los impactos sociales negativos, como el aumento de los precios inmobiliarios en las poblaciones del área de influencia de los proyectos o dramas sociales como el alcoholismo, la prostitución y el abandono de los proyectos.

Estos aspectos ambientales y sociales son de beneficio indudable para el buen desarrollo de la actividad en yacimientos no convencionales en tanto su tratamiento regulatorio generará, sin dudar, un adecuado clima de convivencia entre la industria y la población que redundará en minimizar los prejuicios que hoy todavía existen.

¹⁴³ La ONG "Business for Social Responsibility (BSR)", en su informes considera que el "alcanzar las expectativas sociales es referido a la obtención de una Licencia Social para Operar. Esto significa que la empresa ha logrado el respaldo de las partes interesadas (stakeholders) para la ejecución del proyecto, por sobre los requisitos legales para su explotación. "The Social License to Operate". "Minera El Desquite Report Esquel, Argentina" Anexo 4. www.bsr.org

¹⁴⁴ Este tema de la SLO ha sido crítico en la evaluación de los proyectos con alto impacto social y ha generado debates en la industria sobre el verdadero alcance de un compromiso en este sentido más allá de la regulación vigente. Ello, en tanto el término licenciamiento hace suponer un permiso cuando es lo cierto que los proyectos pueden alcanzar en el mejor de los casos cierto nivel de tolerancia, aun cuando se cumplan con los estándares regulatorios y las empresas realicen esfuerzos para ganar la aceptación social. Al respecto ver el artículo "Rethinking Social Licence to Operate – A Concept in Search of Definition and Boundaries" Business Council of British Columbia – Environmental and energy Bulletin Volume 7, Issue 2 May 2015. <http://www.bcbc.com/content/1708/EEBv7n2.pdf>

F. REFLEXIONES FINALES - CONCLUSION

El abordaje de esta Tesis ha sido desafiante desde el primer día. La aproximación al análisis de los aspectos jurídicos de la regulación de la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, derivó en la necesidad de observar y comprender más profundamente un fenómeno político y económico de alcance mundial y de particular trascendencia para el futuro energético de la República Argentina.

Desde el comienzo de este estudio se hizo evidente que la irrupción de este nuevo paradigma productivo para los hidrocarburos, atento su "*lado B*" de impactos ambientales y sociales, debía en consecuencia ser analizado con una visión holística y que, conforme a ello, su regulación debía tener un tratamiento especial.

A más se analizaban los antecedentes, más se identificaban intereses contrapuestos que definían posicionamientos extremos. El mismo tema, los desarrollos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales mediante la utilización de la técnica de la fractura hidráulica, involucraba desde cuestiones de seguridad energética de los países, de recuperación de horizontes de reservas, de solución de problemas de las balanzas comerciales y de pagos, de crecimiento del producto bruto de los países y al mismo tiempo cuestiones de contaminación de recursos naturales, de daños a la salud de la población y de competencia con otras actividades económicas.

Pero la problemática no terminaba allí, cada posicionamiento analizado mostraba que jugaban todavía más factores tales como las urgencias políticas y económicas de la coyuntura de los países y por el lado de las organizaciones sociales cuestiones de principios y valores más o menos radicalizados. Ha sido interesante observar como en las distintas experiencias regulatorias se ha tenido que buscar algún equilibrio y "mediar" entre los distintos intereses en juego.

En dicho contexto, el planteamiento del tema de Tesis, no dejó de reconocer a la regulación como un instrumento jurídico de una determinada postura con respecto al objeto regulado. Entonces, además de integral quedó en evidencia que el régimen normativo en esta particular temática debería responder a las necesidades e intereses, lo más ampliamente posible representados, de nuestro país en varios aspectos, partiendo de la base de una determinada toma de posición.

Así, la postura expresada en esta Tesis ha sido la de considerar que es conveniente incentivar las inversiones masivas para la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en la República Argentina, pero que las mismas deben realizarse bajo una adecuada regulación y contralor del impacto ambiental y social. También ha sido la posición de esta Tesis que, a los fines planteados, la regulación deba ser uniforme a través de un régimen normativo de aplicación a todo el territorio nacional.

Desde el punto de vista jurídico la Tesis se ha abocado a la confirmación de que nuestro ordenamiento jurídico contiene los fundamentos para la elaboración de una regulación en el sentido planteado y que, en el marco de las competencias concurrentes entre el Estado Nacional y los Estados Provinciales, es factible estructurar un régimen normativo uniforme de alcance nacional para que el mismo sea consistente con los desarrollos que se pretenden.

Conforme todo lo hasta aquí analizado, se ha arribado a la conclusión de que la regulación relativa a la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, solo ha dado un pocos primeros pasos. Los avances en la normativa reciente, que se pueden identificar sumariamente en la sanción de la Ley 27.007, han atacado algunos de los temas que son necesarios para este tipo de desarrollos según sus características. Sin embargo, como lo reconoce el propio texto de esa ley, el régimen establecido adolece del tratamiento de varios temas relevantes como el régimen fiscal, el establecimiento de presupuestos mínimos ambientales, la estructuración de un pliego modelo.

Estos temas, sumados a otros importantes faltantes como el establecimiento de reglas de buenas prácticas técnicas y contenidos mínimos sobre el impacto social sobre las comunidades de las áreas circundantes a las explotaciones, evidencian que todavía hay mucho por hacer.

El debate sobre la captura de la renta extraordinaria de estos desarrollos de hidrocarburos no convencionales y su aplicación en beneficio de la diversificación de la matriz energética, el combate al cambio climático y el desarrollo equilibrado y sustentable de todas las regiones del país, todavía no ha visto siquiera los primeros pasos.

En tal sentido, es propuesta de esta Tesis que los que tienen la alta responsabilidad de abordar los desafíos de la política energética de los próximos años, generen los espacios de cooperación e intercambio de experiencias para el mejoramiento constante de la regulación en el sentido que aquí se propicia.

A tal fin, será de suma importancia la convocatoria, a través de los ámbitos institucionales más adecuados, a las respectivas autoridades de aplicación, y a los grupos de interés involucrados, a saber, la industria hidrocarburífera (operadores y sectores de servicios), trabajadores, comunidades, superficiarios, así como universidades e institutos de investigación especializados en la materia, para consensuar y consolidar un régimen normativo que este a la altura de esta compleja actividad.

La República Argentina tiene todas las condiciones para ser un referente internacional en la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales. No hay dudas que desde el punto de vista técnico, gracias a la calidad de nuestros recursos humanos y los esfuerzos de investigación y desarrollo, ya se ha avanzado muchísimo en demostrar el conocimiento de la geología y en encarar las cuestiones de logística y de manejo técnico de las formaciones relevantes, lo cual ha llamado la atención de los especialistas internacionales.

Sin embargo, el desafío productivo y las inversiones requeridas para acometerlo es de una importancia tal que nuestro país no puede darse el lujo de carecer de un régimen normativo integral, uniforme y de aplicación en todo el territorio nacional, que sea una verdadera referencia para la toma de decisiones de inversión de la mayor cantidad posible de actores involucrados.

En tal sentido esta Tesis pretende ser un aporte para que, sin demoras, se encare la identificación de los aspectos de la regulación pendientes, se generen consensos para la coordinación de competencias y se diseñen las normas de rango superior que la trascendencia de esta materia requiere.

IV.-BIBLIOGRAFÍA

- Andrés Arroyo y Andrea Perdriel. “Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe” – CEPAL ISSN 1680-9017 LC/L.3948. 2014.
- Arana, Juan Diego Sánchez. La fracturación hidráulica en la Unión Europea: Estado de la cuestión. Documento Marco 18/2014. Instituto Español de Estudios Estratégicos IEEE. 2014.
- Bianchi, Alejandro. “La Argentina Saudita”. Ed. Suramericana. 2015.
- Bidart Campos, German J. “Manual de la Constitución Reformada”. Ed. Ediar. 1998.
- Cassagne, Juan Carlos. “La propiedad de los yacimientos de hidrocarburos su relación con las potestades nacionales y provinciales (Cuestiones que se suscitan tras la Reforma Constitucional de 1994)” <http://www.cassagne.com.ar/publicaciones>
- Gadano, Nicolas. “Historia del petróleo en la Argentina”. Ed. Edhasa. 2012.
- Pilippe & Partners. Final Report on Unconventional Gas in Europe. Preparado para la Comisión Europea. European Commission Energy DG Library (DM28,0/36) b-1049 Brussels. 2011.
- Pigretti Eduardo, Cavalli Luis y Bellorio Calvot Dino. Ambiente Petróleo y Gas. Ed. Lajouane. 2011.
- Ramirez, Mariano. Petróleo. Política. Legislación. Doctrina Ed. Jurídicas Cuyo. 2003.
- Sakmar, Susan L. “Overview of Environmental Issues and US Regulatory Framework pertaining to US Shale Gas Development”. University of San Francisco School of Laws. 2012. <http://www.shale-gas-information-platform.org/areas/expert-articles.html>