

“UNA MIRADA SOBRE EL MARCO NORMATIVO NECESARIO PARA LA PROTECCIÓN AMBIENTAL EN EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA”

Dra. Verónica Tito.
Secretaría de Energía e Hidrocarburos de la Provincia de Tierra del Fuego,
Antártida e Islas del Atlántico Sur.
Email: veronicatito@hotmail.com

SINOPSIS

Las nuevas tecnologías aplicadas a nivel mundial para la extracción de hidrocarburos, denominadas “no convencionales”, constituyen modalidades que presentan particularidades en cuanto a las formas de exploración y producción utilizadas hasta el presente en nuestro país.

Es por ello que resulta necesario potenciar los recaudos legales tendientes a proteger los recursos ambientales y socioeconómicos asociados a la actividad, de manera tal que la actividad de exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos no convencionales tenga legitimidad y consenso social; evitando así disputas sociales y políticas que en nada favorecen la evolución de la industria.

De la revisión del marco normativo e institucional efectuada por la suscripta, se aprecia que los impactos asociados con la actividad no convencional que requieren agudizar su control y normalización, son mayormente los relacionados con el recurso AGUA, a saber:

- a) Consumo y uso de agua superficial y/o subterránea.
- b) Tratamiento del “Flow Back” o agua de retorno y contaminación de recursos acuíferos subterráneos

Para viabilizar el desarrollo de recursos hidrocarburíferos no convencionales, protegiendo a la par los recursos naturales para generaciones futuras como dicta la Constitución Nacional, es menester trabajar sobre dos ejes: Institucional y regulatorio, que serán desarrollados en el trabajo.

Como conclusión considero que a fin de evitar la superposición normativa derivada de la multiplicidad de autoridades de aplicación ya referida, y al mismo tiempo aunar consenso y legitimidad pública, lo más prudente sería dictar una Ley de Presupuestos Mínimos para la Protección Ambiental en la exploración y explotación de hidrocarburos, que obviamente contemple la modalidad de explotación “no convencional”; y que sea debatida en el ámbito legislativo con la participación de todos los actores sociales involucrados.

Asimismo, propiciar la reglamentación de la Ley de Presupuestos Mínimos de Gestión de Aguas que permanece sin reglamentar desde su entrada en vigencia (3/1/03), y contemplar en ella este tema.

Ambas herramientas constituirían una regulación de mínima para las provincias y demás entre de contralor, pudiendo ser complementada en función de las realidades geográficas, sociales, económicas, etc; de cada lugar.

INTRODUCCION:

La posibilidad de desarrollo de hidrocarburos no convencionales en Argentina ha generado expectativas de tipo económico y político, particularmente relacionadas con la posibilidad de cubrir la demanda de energía interna ante la evidente y creciente merma de los recursos energéticos que se viene apreciando en los últimos años.

No obstante ello, se advierte *prima facie* en Argentina, un desconocimiento generalizado respecto a esta nueva modalidad extractiva y una resistencia social sectorial; por lo que se considera imprescindible, previo a todo, conocer en detalle sus particularidades y

características que la distinguen de las prácticas que se han desarrollado en nuestro país hasta el presente.

Lo que caracteriza a la exploración y desarrollo de este tipo de hidrocarburos denominados “no convencionales” es más que nada la envergadura de las operaciones y servicios asociados. De hecho el hoy famoso y divulgado “*fracking*” consiste en la fractura de la roca donde se halla atrapado el hidrocarburo a través de la inyección de agua junto con fluidos de perforación; técnica que se ha utilizado y se utiliza en el país y en el mundo en muchas perforaciones donde la realidad geológica impide que el hidrocarburo sea extraído de manera tradicional.

Sin embargo no hubo antes oposición social o política a estas técnicas, y se entiende que ello se debe ahora al hecho de que para extraer el hidrocarburo de la roca madre estas operaciones se vuelven intensivas y generan en consecuencia, incertidumbre y preocupación en relación a los eventuales impactos asociados (uso de acuíferos y su eventual contaminación, consumo de agua potable, potencialidad sísmica, afectación del suelo, etc.)

Es por ello que resulta necesario potenciar los recaudos legales tendientes a proteger los recursos ambientales y socioeconómicos asociados a la actividad, de manera tal que la actividad de exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos no convencionales tenga legitimidad y consenso social; evitando así disputas sociales y políticas que en nada favorecen la evolución de la industria en pos del fin último, que es el autoabastecimiento nacional con la consiguiente soberanía económica y política que esta circunstancia conlleva.

Una dificultad que al respecto se advierte a primera vista, es la multiplicidad de organismos que ejercen el poder de policía en distintas áreas (Autoridades del Agua, Autoridades Ambientales, Autoridades Energéticas), con competencias en algunos casos superpuestas a nivel nacional, provincial y municipal.

Por ello es imprescindible investigar si el marco normativo e institucional vigente en nuestro país es suficiente para regular y controlar este nuevo tipo de actividad que afecta recursos naturales estratégicos; y eventualmente detectar falencias y proponer alternativas de adecuación.

El presente trabajo pretende entonces plasmar el estado actual de la normativa vigente en Argentina en relación específica con la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos conocidos actualmente como “no convencionales”; y esbozar aquellos aspectos que -a criterio de la suscripta- es menester armonizar en la legislación vigente; e incluso eventualmente diseñar una nueva herramienta legal que resguarde adecuadamente el ambiente donde se desarrollan las actividades, sin desincentivar las inversiones en el rubro.

DESARROLLO

Sabido es que cualquiera sea la actividad que se desarrolle, ésta inevitablemente habrá de impactar en el ambiente circundante, lo cual no quiere decir que el impacto siempre sea negativo, pues el mismo puede ser también nulo o incluso positivo.

Por ejemplo, el desarrollo no convencional de un área cercana a una población ya establecida, puede resultar un impacto positivo desde el punto de vista económico pero negativo dado la afectación desde lo social, la alteración de los usos y costumbres o el cambio de rubro de las actividades tradicionales. Si ese impacto se identifica y se contempla como parte del proyecto, es posible tomar ex ante decisiones que lo minimicen o incluso neutralicen.

Las actividades de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales traen consigo -al igual que todas las actividades relacionadas con la explotación de recursos naturales- una serie de riesgos asociados a las personas, las estructuras y el ambiente.

Sin embargo, cuanto mayor es la biodiversidad del ambiente donde se desarrolla la actividad, aumenta la potencialidad de afectar en forma negativa los recursos naturales.

Las nuevas tecnologías aplicadas a nivel mundial para la extracción de hidrocarburos, denominadas “no convencionales”, constituyen modalidades que presentan sustanciales diferencias en cuanto a las formas de exploración y producción utilizadas hasta el presente en nuestro país.

Particularmente, requiere el uso de mayores cantidades de agua dulce y la utilización de fluidos de perforación con altos contenidos de sustancias que –de no disponerse adecuadamente– pueden provocar contaminaciones y dañar el ambiente en el cual se desarrolla la actividad.

La extracción del hidrocarburo requiere imprescindiblemente de la realización de fracturas en la roca madre, más numerosas y extensas que las que eventualmente se efectúan en la actividad convencional; lo cual conlleva posibles movimientos de placas tectónicas y peligros asociados de contaminación ante una falla en la maniobra en cuestión. Asimismo, las instalaciones en superficie abarcan grandes extensiones e implica constantes movimientos de camiones e infraestructura asociada.

El enfoque de este trabajo apunta a aquellos impactos diferenciales, es decir que presentan características distintas de los impactos ya contemplados en las actividades de extracción convencional, y específicamente los relacionados con el recurso AGUA.

Los probables impactos diferenciales derivados de la operación de fractura hidráulica en la explotación de hidrocarburos no convencionales, son:

a) ACCIDENTES POR FALTA DE INTEGRIDAD DEL POZO:

Las operaciones de fractura requieren de un “fluido de fracking” para ser bombeado a una presión muy alta y a un ritmo muy elevado. Por lo tanto, la cadena de revestimiento de producción y el proceso de cementación deben ser capaces de soportar la presión a la que será sometido el pozo durante el fracking.

El objetivo principal debe ser garantizar la producción segura de petróleo y gas de manera tal de proteger las aguas subterráneas manteniendo los hidrocarburos en el pozo y el aislamiento de las formaciones productivas de los acuíferos y otras formaciones. El diseño de la perforación debe garantizar que ninguna fuga significativa ocurrirá entre las juntas de tubería de revestimiento y que los fluidos introducidos a la sarta de revestimiento en la superficie o producidos a partir de la zona de producción deben viajar directamente desde la zona de producción a la superficie interior del pozo.⁽¹⁾

De lo contrario, se puede generar contaminación por la canalización del fluido de fracturación a lo largo de fracturas, preexistentes o creadas en el propio proceso, que pongan en contacto el reservorio con un acuífero.

La potencial pérdida del lodo de perforación en la formación es una preocupación de la industria que genera desafíos a nivel tecnológico. Al respecto, el IAPG postula como práctica recomendada contar con un procedimiento para monitorear los parámetros críticos en busca de condiciones anormales o desviaciones significativas.

No obstante ello, un programa integral de protección ambiental debe agudizar los mecanismos de prevención de los problemas de pérdidas de circulación. Las mejores prácticas de perforación pueden incluir la implementación de modelos geomecánicos precisos para calcular el riesgo de colapso del pozo o de pérdida de circulación. La selección del fluido de perforación puede incluir la implementación de un fluido de perforación con las propiedades reológicas adecuadas para minimizar o reparar las pérdidas de circulación. Los materiales de fortalecimiento del pozo deben estar específicamente formulados y dimensionados para prevenir la propagación, mediante el aislamiento del pozo. En última instancia, deben contemplarse

técnicas de remediación de pérdidas a través de la utilización de materiales para pérdidas de circulación, tales como las píldoras de reparación o de detección de pérdidas.(2)

b) COMPOSICION QUIMICA DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA

Uno de los principales riesgos que conlleva la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica es el uso de sustancias químicas tóxicas y peligrosas.

La Agencia de Protección ambiental de Estados Unidos estima que entre el 15 y el 80% del volumen de agua inyectada, mezclada con los aditivos químicos, se recuperará en forma “flujo de retorno”. Si consideramos una perforación estándar de seis pozos individuales, se estima el uso de entre 1.000 y 3.500 m3 de aditivos químicos solo en la primera perforación.

Debido a que en las explotaciones se utilizan varias fracturaciones consecutivas, se podría esperar entre 1.300 y 23.000 m3 de desechos líquidos, incluyendo los fluidos utilizados en la perforación y los que migren desde las profundidades, que deberemos almacenar y gestionar adecuadamente. (3)

Obtener información sobre las sustancias químicas utilizadas es muy complicado. Las compañías petroleras suelen contratar a contratistas especializados para llevar a cabo operaciones de fracturación. Estos contratistas resguardan el contenido de la receta exacta de sus fluidos de fracturación, teniendo en cuenta los ingredientes y la proporción con la que los ingredientes se mezclan con el agua para hacer que el fluido de fracturación, los que son considerados “secretos comerciales”. (4)

En Estados Unidos, el país con más experiencia en esta técnica, la información sobre las sustancias está protegida debido a intereses comerciales. Se sabe que hay al menos 600 sustancias químicas presentes y que algunas de ellas son reconocidas como cancerígenas, mutágenas, y disruptoras endocrinas (alteradoras del sistema hormonal). Por ejemplo se utiliza, benceno, tolueno, etilbenceno o xileno, sustancias identificadas como muy peligrosas para la salud y el medio ambiente con los efectos anteriormente enumerados.

A pesar de la poca información suministrada por las empresas operadoras, numerosas sustancias utilizadas como aditivos, han sido clasificadas por organismos de control europeos como de “atención inmediata” debido a sus efectos potenciales sobre la salud y el medioambiente. En particular, 17 han sido clasificadas como tóxicas para organismos acuáticos, 38 son tóxicos agudos, 8 son cancerígenos probados y otras 6 son sospechosas de serlo, 7 son elementos mutagénicos y 5 producen efectos sobre la reproducción.

Durante años diferentes organizaciones en EEUU han exigido la divulgación completa de las mezclas y sustancias químicas que se emplean en la perforación y fracturación hidráulica, ya que su no identificación es uno de los principales problemas para realizar la evaluación de riesgos de esta técnica e incluso para aplicar tratamientos médicos en caso de accidentes.

La organización TEDX (Diálogos sobre la Disrupción Endocrina) de Estados Unidos lleva varios años recogiendo información sobre los productos tóxicos utilizados, y ha realizado un análisis de los datos detallando los posibles efectos sobre la salud humana y el medio ambiente. (5)

Dicho informe señala que más del 25% de las sustancias pueden causar cáncer y mutaciones, el 37% pueden afectar al sistema endocrino, más del 50% causan daños en el sistema nervioso y casi el 40% provocan alergias (sensibilizantes). Estas sustancias tóxicas se liberan al aire o al agua (tanto de acuíferos como de superficie) y además de los efectos sobre la salud tienen efectos sobre el medio ambiente. Más del 40% de las sustancias tienen efectos ecológicos, que dañan a la vida acuática y otra fauna.

Los efectos sobre la salud son causados principalmente por el impacto de las emisiones al aire y al agua. Muchos de ellos son efectos a largo plazo de compuestos orgánicos volátiles.

En EEUU cada vez es más habitual la inyección subterránea de los residuos generados, por lo que el riesgo tóxico se ve multiplicado.

Por otro lado, las asociaciones y ONG que trabajan en el área de riesgo químico en Europa, denuncian que sólo 10 de las 600 sustancias químicas que se utilizan en el proceso de la fractura hidráulica están registradas en el Reglamento Europeo de REACH para este uso, por lo que el resto de sustancias se estarían empleando de forma ilegal. (6)

Este nuevo auge en la exploración y explotación de gas bajo la modalidad “shale” podría dar lugar a grandes cantidades de contaminación del agua con sustancias químicas tóxicas. Es de especial preocupación el riesgo para los acuíferos subterráneos de los que dependen el agua potable y el uso agrícola; por lo que su regulación y control debe ser de primordial atención.

c) “FLOW BACK” O AGUA DE RETORNO

En la actualidad, hay tres maneras de lidiar con el fluido de fracking dejado por las operaciones: (7)

- a) **Reinyección subterránea a través de un pozo sumidero**, similar a los utilizados para desechar el exceso de sal de las operaciones más tradicionales. Los costos dependen del número y la proximidad de los pozos de eliminación en cercanías de las operaciones de fracturación. Los sólidos en el fluido de fracturamiento utilizados son una preocupación, ya que podría bloquear los pozos sumideros o contener materiales radiactivos naturales ("NORM"). Esta opción debería contar con una regulación específica.
- b) **Tratamiento de líquidos en superficie**, a través de pozos de sedimentación y el transporte del fluido a un tratamiento de cristalización / evaporación de la planta. Si bien están disponibles son potencialmente costosos. Sin embargo, puede ser necesario dicho tratamiento costoso si las regulaciones ambientales requieren una reducción completa de aditivos y sin posibilidades de reutilización o de inyección.
- c) **Reutilización**: recoger el líquido fracking utilizado, diluirlo con agua dulce, conectarla con otro proyecto y volver a utilizarla. Este método es el menos costoso y se ve favorecido por sus aparentes beneficios ambientales. Sin embargo, el fluido de fracturación típicamente utilizado debe ser tratado a su regreso a la superficie. Los sólidos deben ser eliminados para obtener resultados óptimos en la re-inyección y para evitar que el sulfuro de hidrógeno (H₂S) o sulfuro de hierro (FeS) regresen con el flujo hacia atrás.

Respecto a la contaminación en superficie, las principales amenazas en estos procesos implican:

- Derrames, desbordes o filtraciones debidas a: capacidad de almacenaje limitada / errores humanos / ingreso de agua de lluvia o inundaciones / construcción defectuosa de los pozos.
- Derrame de los fluidos de fractura concentrados durante su transporte y mezcla con agua, debido a: fallas en las tuberías / errores humanos.
- Derrame de fluidos de fractura una vez concluida la misma, durante el transporte para su almacenamiento, debido a: falla en las cañerías / capacidad de almacenaje insuficiente / errores humanos.
- Pérdida de fluido ya almacenado, debido a: ruptura de los tanques / sobrecarga debido a errores humanos o a una limitada capacidad de almacenamiento / ingreso de agua por tormentas o inundaciones / construcción inapropiada de los recubrimientos.
- Derrame de fluidos que regresan a la superficie durante el transporte desde su lugar de almacenamiento hasta camiones cisterna para su transporte, debido a: fallas en la cañería / errores humanos.

La forma en que se gestione y dispongan estos fluidos debe ser objeto de evaluación especial previo al inicio de las actividades, debido a que una correcta determinación de la línea de base ambiental permitirá elegir la alternativa que conlleve menos riesgos y daños al entorno.

A ello debe sumarse, obviamente un adecuado Plan de Contingencia que será objeto de mejora continua; y un adecuado control de los parámetros ambientales del yacimiento.

d) AFECTACION DEL USO DE AGUA POR CONSUMO INTENSIVO

La fractura hidráulica requiere grandes cantidades de agua, primero para enfriar, lubricar y extraer la tierra durante la perforación y después sobre todo en la inyección de agua presurizada, junto con los productos químicos, para la creación de las fracturas.

En promedio, en un único pozo se consumen entre 9.000 y 29.000 m³ de agua, así en un campo típico en el que, por ejemplo, se perforan seis pozos para extraer todo el gas del yacimiento, se utilizan entre 54.000 y 174.000 m³.

Si bien la disponibilidad de agua y su eventual afectación en cuanto a otros usos zonales deberá ser evaluada en cada caso particular, puede eventualmente resultar de alto impacto desde el punto de vista social y económico.

En Argentina, a diferencia de EE.UU, rige un régimen dominial-regalista donde el dominio de los hidrocarburos es del Estado (nacional o provincial según sea el caso), otorgándose a las empresas productoras el derecho de explorar y/o explotar los recursos durante un tiempo determinado y bajo ciertas condiciones técnicas y económicas que son controladas y auditadas.

Hasta el año 1989, la actividad hidrocarburífera en Argentina estuvo mayormente reservada para una empresa pública (Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E.) y la legislación en la Argentina giraba en torno a la Ley Nacional de Hidrocarburos y sus normas complementarias; delegando a las competencias provinciales exclusivamente un escaso poder de policía.

Con la reforma de la Constitución Nacional de 1994, se modificaron sustancialmente la distribución de competencias entre el Gobierno Nacional y las Provincias. En materia de exploración y explotación de hidrocarburos, se inició un lento proceso de transición en el cual gradualmente las Provincias fueron teniendo un mayor control efectivo de las Concesiones de Explotación y Permisos de Exploración ubicados en sus territorios, proceso que recién se comenzó a materializar en el año 2007.

En efecto, como se señalara precedentemente, en virtud de la Reforma Constitucional del año 1994, y de las disposiciones emanadas del artículo 124 de la Constitución Nacional, las Provincias pasaron a detentar el dominio originario de los recursos naturales existentes en sus territorios, asumiendo en forma plena -a partir del dictado de la Ley Nacional N° 26.197- el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus respectivos territorios, 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.

Al asumir las provincias el dominio de sus recursos naturales, adoptaron diferentes criterios regulatorios: algunas optaron por convalidar normativa vigente a nivel nacional y otras sancionaron incluso sus propias Leyes de Hidrocarburos (Neuquén, Mendoza, entre otras); sin perjuicio de la tacha de inconstitucionalidad que parte de la Doctrina sostiene al respecto.

Paralelamente, se sancionaron varias leyes de presupuestos mínimos, y las distintas Autoridades de Aplicación locales y nacionales dictaron sus propias normas.

En este marco, resultan aplicables a la actividad normas de distinto rango que abarcan desde Convenios y Tratados Internacionales sobre la preservación de recursos y distintos tipos de fauna, Leyes Nacionales sobre hidrocarburos y protección ambiental; Leyes Provinciales en la materia; Decretos Nacionales y Provinciales, Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación y de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, así como Resoluciones Provinciales, etc... Inclusive Ordenanzas de la Prefectura Naval Argentina en lo que respecta a operaciones costa afuera.

Tenemos entonces que en la actualidad La Ley de Hidrocarburos (Ley 17.319), con las reformas introducidas por las Leyes Nacionales N° 26.197 Y 27.007, establece el marco jurídico federal para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; no obstante lo cual las normas que actualmente rigen las actividades sobre los hidrocarburos se encuentran dispersas en diferentes cuerpos normativos; dispersión que ha dificultado su aplicación, por existir colisión entre algunas y por la derogación, expresa o tácita, de varias de dichas normas.(8)

A nivel nacional es recién en el año 1992 cuando la Secretaría de Energía, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos, dicta la Resolución N° 105, que constituye el primer cuerpo normativo orgánico y específico en materia de protección ambiental para las actividades de exploración, explotación y transporte inicial de hidrocarburos, y de cumplimiento obligatorio para todos los permisionarios y concesionarios de dicha ley (Arts. 1° y 2° de la citada Resolución).

A partir de dicha norma, distintas resoluciones y disposiciones de la misma Autoridad arriba referenciadas han completado y desarrollado el esquema jurídico nacional vigente en materia de hidrocarburos, además de las leyes, decretos y reglamentaciones emergentes de otras esferas del gobierno federal y de los gobiernos provinciales.

Particularmente, es dable citar la Resolución SE N° 25/04 que exige en materia de hidrología, hidrogeología y oceanografía física, la “Caracterización de recursos hídricos superficiales y subterráneos, con definición sobre régimen de cursos, caudales, profundidad de acuíferos someros y confinados, permeabilidad de rocas aflorantes y subyacentes con interés hidrogeológico. Caracterización físico-química mediante análisis actualizados; los parámetros evaluados deben incluir todos aquéllos requeridos por la legislación y aquéllos que permitan describir adecuadamente el estado del recurso a evaluar teniendo en cuenta la naturaleza del área y las actividades industriales que se realizan en su entorno. Se deberá incluir la interpretación de los datos hallados y las conclusiones como así también información espacial que refleje la distribución de los recursos evaluados (mapas, planos, columnas”.

Asimismo, la Resolución referida exige la determinación de efectos causados y/o a producirse por el proyecto sobre los recursos hídricos subterráneos y superficiales, especialmente las cuestiones relacionadas con la disposición del agua de producción (justificación de la metodología utilizada), piletas de todo tipo, disposición de residuos (basurales), almacenamiento de productos y aprovisionamiento de agua tanto para consumo humano como para uso en procesos o recuperación secundaria. En cuanto al monitoreo de recursos naturales, dispone que los informes de monitoreo deberán incluir los resultados de los muestreos periódicos realizados para evaluar el estado de los recursos, suelo, aguas subterráneas, aguas superficiales, aire y ecosistemas. Deberán incluir el diseño del plan de muestreo, la frecuencia, los sitios de muestreo, las técnicas analíticas, los estándares de confrontación, los desvíos encontrados respecto de los límites permisibles, el tratamiento estadístico de los datos y los protocolos de laboratorio (estos deberán indicar la calibración de equipos y las certificaciones específicas cubiertas por el laboratorio tipo ISO 17025)

Sin embargo, se advierte que a nivel nacional no se ha generado nueva normativa ambiental desde el año 2004.

Específicamente en relación a las actividades hidrocarburíferas no convencionales, la Provincia de Neuquén dictó el Decreto N° 1483/12 que en sus anexos I y II regula las “Normas y Procedimientos para la exploración y explotación de reservorios no convencionales”.

La norma exige que todos los proyectos cuenten con una licencia ambiental, pudiendo la autoridad de aplicación exigir eventualmente un análisis de riesgo ambiental previo.

Prevé una serie de exigencias informativas en relación a los pozos, en particular la declaración respecto de la composición de los fluidos utilizados para la estimulación hidráulica; y el sistema de tratamiento del agua de retorno en relación al cual se permiten únicamente las siguientes alternativas de disposición:

- Reuso en la industria hidrocarburífera;
- Reuso en riego asociado a un proyecto productivo o de recomposición ambiental.
- Disposición final en un pozo sumidero (conforme reglamentación)

Respecto de la preservación del recurso agua, se prohíbe el uso de agua subterránea cuando la misma sea apta para el uso de poblaciones y/o para irrigación; como así también el vuelco del agua de retorno a cuerpos superficiales o su almacenamiento a cielo abierto. Asimismo, el operador debe presentar una declaración jurada del volumen estimado y la fuente de provisión a utilizar para obtener la licencia ambiental; y análisis periódicos físico-químicos del agua de retorno.

Complementa esta normativa la Disposición SMeH N° 29/12 que aprobó las Normas de Procedimientos para las Prácticas de Recuperación Asistida para la extracción de hidrocarburos, todo tipo de inyectores y pozos sumideros en el territorio de la Provincia del Neuquén y que como Anexo I, II Y III, forma parte integrante de dicha norma.

La misma establece que las empresas operadoras y/o concesionarias, deberán presentar con carácter de declaración jurada un listado georeferenciado de los pozos inyectores y sumideros que se encuentran en cada yacimiento, acompañado por el siguiente detalle: 1) Diagrama de entubación del pozo, 2) Antigüedad del pozo, 3) Si fue transformado de productor a inyector indicar, además, la fecha de transformación, 4) Niveles de inyección 0 de sumidero, 5) Formación a la que se está inyectando, 6) Presión a la que se está inyectando, 7) Informar si es inyección libre o regulada (con válvulas reguladoras), 8) Existencia certificada de acuíferos de agua potable en horizontes superiores, 9) Material del casing y tubing, 10) Descripción de las instalaciones de superficie y sub-superficie, 11) Cualquier otro dato que consideren relevante para evaluar la integridad de la instalación.

Estas son las únicas normas específicas vigentes a la fecha, aunque aplicables únicamente a la Provincia de Neuquén.

Ahora bien, además de la dispersión normativa anteriormente referenciada, encontramos también dificultades relacionadas con la competencia para entender en este tipo de actividades, ya que cada jurisdicción se encuentra organizada de manera disímil y resultando que la autoridad de aplicación en materia ambiental es en algunos casos la misma autoridad energética y en muchos otros, el organismo ambiental propiamente dicho.

Asimismo, dadas las características particulares del caso bajo análisis, se torna necesaria la actuación de la autoridad del agua local, e inclusive nacional; si lo que se pretende es una adecuada protección de los recursos naturales.

No debe perderse de vista que las decisiones que eventualmente se adopten en una jurisdicción pueden traer consecuencias en otra. Por ejemplo: la autorización para el consumo de determinado volumen de agua para un proyecto en particular puede afectar el caudal de ese acuífero y mermar la cantidad de recursos aguas abajo, para actividades agrícolas.

A ello se suma la escasa información que en materia de recursos acuíferos subterráneos se posee en nuestro país; a diferencia de EEUU que cuenta con una base de datos que permite contar con información del comportamiento de determinado acuífero durante una cantidad considerable de años. Esta información, brinda además seguridad jurídica a las empresas ante eventuales reclamos por daños ambientales de terceros, ya que permite comparar los parámetros pre y post perforación.

Al respecto, no debe perderse de vista que la preocupación para las empresas no es solo el control de las distintas autoridades de aplicación y la posible aplicación de sanciones por incumplimiento, sino la amenaza de demandas judiciales por daño ambiental (directo o colectivo) que aunque a veces constituyen una aventura jurídica, las perjudican financiera y económicamente pues constituyen pasivos financieros que impactan a la hora de tomar créditos o cotizar en Bolsas de Comercio.

Respecto a la actuación que incumbe a la autoridad de aplicación ambiental que corresponda en cada jurisdicción, se advierte *prima facie* necesario un mayor control de los potenciales impactos ambientales de la actividad y una actuación más severa a la hora de sancionar. Un relevamiento efectuado durante los últimos cinco años a nivel nacional refleja escasas sanciones impuestas a las empresas por venteos fuera de norma, incidentes ambientales de alcance moderado e incumplimientos varios a la hora de presentar los Estudios Ambientales e Informes de Monitoreo exigidos por la normativa vigente.

A esta tibia actuación se suma la limitación que presenta la aplicación de multas en base al artículo 87 de la Ley Nº 17.319, ya que la última modificación del mismo se llevó a cabo mediante el Decreto Nº 2.271 de fecha 22 de diciembre de 1994 que fijó el valor de dichas multas en un mínimo de PESOS DOS MIL NOVENTA Y SIETE (\$ 2.097.-) y un máximo de PESOS DOSCIENTOS NUEVE MIL SETECIENTOS CINCUENTA (\$ 209.750.-).

Hacia fines del año 2012 la OFEPHI (Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos) propició el dictado de un nuevo Decreto que actualice el valor de las multas de acuerdo con la gravedad e incidencia del incumplimiento, graduándolas en valores equivalentes a metros cúbicos de petróleo crudo nacional en el mercado interno, a los efectos de evitar la desvalorización de los montos en cuestión.

Sin embargo a la fecha los valores máximos no se han actualizado, tampoco a partir del dictado de la Ley Nacional Nº 27.007, que si bien dictó medidas de incentivo económico a las actividades hidrocarburíferas no convencionales, respecto de los recaudos ambientales sólo menciona la voluntad de que las autoridades de aplicación regulen en forma armónica y consensuada.

Al respecto, el artículo 23 reza: *“El Estado Nacional y los Estados provinciales, de conformidad con lo previsto por el artículo 41 de la Constitución Nacional, propenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme, la que tendrá como objetivo prioritario 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.”*

Teniendo en cuenta que como vimos, las aguas subterráneas están expuestas al riesgo de ser contaminadas durante el proceso de extracción de los hidrocarburos no convencionales, juega un rol importante la determinación previa de la calidad de dicho acuífero subterráneo (base de datos/mapa de dichas corrientes subterráneas)

Una práctica que se recomienda en otros países para poder determinar el impacto en materia de contaminación es la medición de calidad previa de los pozos de agua potable, dentro de un radio determinado de perforaciones, para tener una “Línea de base” que permita hacer eventualmente comparaciones del grado de contaminación mediante mediciones posteriores.

Argentina está atrasada en el relevamiento de aguas subterráneas, por ello, resulta vital exigir datos de base a las empresas y un permanente monitoreo de la calidad de las aguas subterráneas por parte de laboratorios acreditados. Y paralelamente, dar intervención real a los organismos interjurisdiccionales, tomando como ejemplo el antecedente de EE.UU.

En la Argentina existen también organismos que nuclea a Gobiernos Provinciales tales como la Organización Federal de Provincias Hidrocarburíferas (Ofephi), y el Consejo Hídrico Federal, creado en el año 2001.

Hay también organismos interjurisdiccionales con competencias específicas, tales como el Consejo Federal del Medio Ambiente (COFEMA), y diversas Organizaciones y Comités de Cuencas Hídricas.

En cuanto a la gestión de aguas específicamente, no han sido muchas las acciones encaradas con posterioridad a la firma del Acuerdo Federal del Agua en el año 2003 y tampoco se ha avanzado en la conformación de una única autoridad de agua en cada jurisdicción para llevar a cabo la gestión integrada de los recursos hídricos.

Las autoridades de cuenca tienen injerencia sobre la calidad de aguas y funcionan con los aportes de las provincias ribereñas. Por ejemplo al COIRCO aportan las provincias de Mendoza, Neuquén, La Pampa, Rio Negro, Buenos Aires y Nación.

En el caso del Acuífero Guaraní, en cambio, tiene presupuesto propio emanado del aporte de los concesionarios de los embalses; y existe un acuerdo a efectos de llevar a cabo una gestión conjunta de los recursos subterráneos.

Como anteproyectos normativos en nuestro país, pueden citarse:

a) La Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental para la actividad hidrocarburífera no convencional, que en su artículo 15 prevé:

“Los pozos no convencionales deberán ser aislados respecto de los acuíferos subterráneos con la tecnología disponible más adecuada, aprobada por la autoridad competente y remediada a la brevedad posible.

Cualquier falla en el aislamiento deberá ser inmediatamente notificada en forma fehaciente a la autoridad competente y remediada a la brevedad posible.

La autoridad de aplicación establecerá los requisitos específicos de composición, características físicas y profundidad relativa a las napas de agua potable para la cementación y el encamisado de pozos no convencionales.”

b) Las Prácticas Recomendadas para operación de Yacimientos no Convencionales elaboradas por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) en el año 2012, en cuyo capítulo dedicado a la perforación expresa que las empresas operadoras tendrán en consideración las mejores prácticas para estas operaciones, a saber:

- Previo a la perforación de los someros. Dado que en general los acuíferos de agua dulce se encuentran a menos de 300 metros y los pozos, contar con la información de la profundidad a la que se encuentran los potenciales acuíferos reservorios no convencionales se hallan a mayor profundidad, éstos serán aislados por medio del encamisado protector y la cementación.
- Utilizar aire, agua, lodos base agua o cualquier fluido no contaminante, durante la perforación ante la potencial presencia de acuíferos someros y hasta superar la profundidad de los mismos, conforme la evaluación técnica respectiva.
- Considerar el entrenamiento en control de pozos (IADC well control) para sus ingenieros de pozos, supervisores de equipos y contratistas.
- Brindar capacitación continua relativa a Salud, Seguridad y Medio Ambiente al equipo de trabajo, de acuerdo a la posición que ocupe el personal.
- Para minimizar impactos ambientales considerar el uso de sistemas de locación seca en la gestión de los fluidos de perforación. Así como también evaluar la utilización de técnicas alternativas que minimicen el uso del agua.
- Cementar la cañería de superficie hasta la cabeza de pozo para proteger la existencia de potenciales acuíferos.
- Cementar y aislar adecuadamente los intervalos potencialmente productivos de manera de asegurar la integridad de las futuras operaciones.
- Realizar las operaciones necesarias (registros, cementación auxiliar, etc.) para confirmar la correcta aislación de los intervalos cementados.
- Contar con las correspondientes Hojas de Seguridad (MSDS) de cada aditivo que se utilice en la preparación de los fluidos para la perforación. Comunicar los riesgos y las medidas de control correspondientes al personal que esté expuesto.

- Poner en conocimiento de la autoridad pertinente, si le fuera solicitado, información sobre los aditivos utilizados en los fluidos de perforación. Su difusión deberá respetar los correspondientes derechos de propiedad intelectual y confidencialidad de los datos, que pudieran existir a favor del fabricante y/o proveedor de dichos aditivos o en su caso respecto de la modalidad particular de su utilización.
- El diseño de los equipos deberá priorizar el control de los riesgos de derrames accidentales durante las operaciones de carga y descarga de combustible. Para ello las empresas operadoras deberán:
 - Contar con medidas adecuadas para contener potenciales derrames en la locación del pozo.
 - Desarrollar procedimientos para verificar las mangueras de carga y descarga de combustible, usar cobertores para las mangueras / boquillas, y monitorear la carga y descarga de combustible.

Luego en el año 2013 el IAPG elaboró las Prácticas recomendadas para la “Gestión del Agua en la Exploración y Explotación de Reservorios No Convencionales en el área de influencia de la Cuenca Neuquina”

Las mismas contemplan y recogen varias de las técnicas y recaudos previstos en normativas internacionales y resultan de mucha utilidad ante el estado de actual de falta de normativa específica en la materia.

Si bien excede el marco del presente trabajo efectuar un análisis de legislación comparada, se destaca que el recurso agua ha sido especialmente protegido en las regulaciones de EEUU y Canadá, países que cuentan con vasta experiencia en la explotación de hidrocarburos no convencionales. Tanto en relación a su uso como a la protección de los acuíferos durante las perforaciones y etapas de abandono.

A modo ilustrativo, en la Bibliografía se hace referencia a algunas de dichas normativas para su consulta.

CONCLUSIONES

En función de lo descripto a lo largo del presente trabajo se reconoce la necesidad de contar con una estructura regulatoria y de control, para minimizar los impactos ambientales que puedan originarse en la explotación de reservorios no convencionales.

Para viabilizar el desarrollo de recursos hidrocarburíferos no convencionales, protegiendo a la par los recursos naturales para generaciones futuras como dicta la Constitución Nacional, es menester trabajar sobre distintos ejes, a saber:

1) Desde el punto de vista institucional:

- Armonización de políticas nacionales con las provinciales a fin de contemplar las necesidades sociales a nivel local.
- Capacitación de los recursos humanos encargados de controlar las actividades, específicamente en relación a las nuevas tecnologías.
- Inclusión de las autoridades nacionales, de cuenca y locales en materia de Aguas.
- Fomentar la participación ciudadana a través de campañas de información y educativas, para que la actividad se pueda llevar a cabo de la mano de un permanente control en la afectación de los recursos naturales y sociales.

2) Desde el punto de vista regulatorio: (9)

Es necesario complementar la normativa de protección ambiental vigente, adecuándola a las necesidades diferenciadas de esta nueva actividad. Es recomendable en este sentido, que sin perjuicio de aprender de la experiencia de otras regiones en materia normativa, la regulación local parta de estudios de campo que den cuenta de las prácticas locales, y de las tecnologías disponibles en nuestro país, todo esto sin perjuicio de la necesidad de revisar los procedimientos y recursos aplicados para el control.

Los requerimientos ambientales que se consideran indispensables para promover una adecuada protección de los recursos afectados por la actividad, particularmente el agua, son a mi criterio:

- Exigir datos de base reales que contemplen la variabilidad estacional y reconocimiento del área:
 - Calidad físico química de los acuíferos superficiales y subterráneos
 - Ecosistemas naturales
 - Áreas Protegidas
 - Áreas Sensibles No Protegidas de interés biológico.

Evaluar la sensibilidad ambiental y social (vulnerabilidad de recursos tales como turismo, uso recreativo, zonas y especies protegidas)

- Implementar un intenso sistema de mediciones
- Residuos. Indicar volumen generado, transporte formas de tratamiento y disposición final, para cada uno. Balance de masa.
- Respecto del recurso agua:
 - Realizar previamente un muestreo de base, de las aguas superficiales perennes utilizadas para fines domésticos o de agricultura existentes dentro del área. Determinar la presencia o no de acuíferos en el área.
 - Realizar un muestreo de base de aguas subterráneas que pudieran hallarse en los pozos de agua privados y/o públicos, según se permita, en puntos representativos dentro del área.
 - Todo el muestreo y los análisis del agua deberán ser realizados por un laboratorio externo calificado, usando métodos técnicamente reconocidos.
 - Antes de comenzar con las actividades de perforación, evaluar las alternativas correspondientes al manejo del agua en el ciclo operativo completo, a saber:
 - ✓ Identificar las potenciales fuentes de agua disponibles para el proyecto.
 - ✓ Obtener de la autoridad competente nacional y/o provincial, según corresponda, los permisos exigidos para el uso de agua necesario en el proyecto.
 - ✓ Considerar el uso de agua de fuentes alternativas en la medida que fuera técnicamente viable y razonable (aguas subterráneas salinas, de efluentes industriales o de desagües de servicios cercanos).
 - ✓ En base a la calidad y cantidad del agua de retorno, prever los métodos de tratamiento para cumplir y que sean sustentables.
 - ✓ Planificar adecuadamente el destino que tendrá el retorno de los fluidos y de los sólidos de estimulación, para asegurar la correcta reutilización y / o disposición de los mismos.

✓ Tomar muestras de agua y ejecutar las pruebas de laboratorio de diferentes fuentes y de agua producida, a diferente profundidad.

- o Maximizar los esfuerzos por reciclar / reutilizar el agua recuperada, conforme a la evaluación técnica respectiva.
 - o Desarrollar procedimientos orientados a tratar o disponer el agua no reciclada y los residuos.
 - o Evaluar los sistemas de transporte de agua con el fin de optimizarlo y contar preferentemente con instalaciones centralizadas para su almacenamiento, distribución y tratamiento.
 - o Prohibir las fracturas hidráulicas por encima de una profundidad mínima (ej. 300 metros)
 - o Regular específicamente los pozos sumideros para reinyección de agua de retorno.
- Vigilar la contaminación radiactiva potencial
 - Establecer requerimientos mínimos para la cementación y consolidación de las cañerías en las distintas etapas.
 - Mantener registros actualizados del estado de los pozos.
 - Controlar las actividades de abandono y monitorear el pos abandono.
 - Contar con la información correspondiente a cada aditivo que se utilice en la preparación de los fluidos para la perforación. Comunicar los riesgos y las medidas de control correspondientes a las personas expuestas. Fiscalizar su almacenamiento y manipulación.
 - Revisar periódicamente los planes de contingencias y evaluar su efectividad.
 - Complementar la normativa vigente en materia de integridad de equipos de superficie sometidos a alta presión: boca de pozo, cañerías, colectores (manifolds), tuberías, y equipo de bombeo.

Una buena oportunidad para exigir recaudos mínimos de protección ambiental en las actividades de exploración y explotación de recursos no convencionales sería al momento de diseñar el Pliego Modelo previsto en el artículo 47 de la Ley Nacional N° 17.319, que conforme al artículo 29 de la Ley Nacional N° 27.007 debía consensuarse entre el Estado Nacional y las Provincias dentro de los 180 días de la entrada en vigencia de la norma; y que a la fecha no ha sido confeccionado. (10)

A través de este instrumento se uniformarían recaudos básicos exigibles a todas las empresas, mientras que las provincias podrían añadir a sus Pliegos, requisitos de protección ambiental inherentes específicamente al ambiente donde se llevarán a cabo las operaciones, su fauna, recursos acuíferos, monumentos arqueológicos, actividades turísticas y de recreación, existencia de comunidades originarias, etc.

Sin embargo, personalmente considero que a fin de evitar la superposición normativa derivada de la multiplicidad de autoridades de aplicación ya referida, y al mismo tiempo aunar consenso y legitimidad pública, lo más prudente sería dictar una Ley de Presupuestos Mínimos para la Protección Ambiental en la exploración y explotación de

reservorios de hidrocarburos no convencionales, que sea debatida en el ámbito legislativo con la participación de todos los actores sociales involucrados.

Se entiende por presupuesto mínimo al umbral básico de protección ambiental que corresponde dictar a la Nación y que rige en forma uniforme en todo el territorio nacional como piso inderogable que garantiza a todo habitante una protección ambiental mínima más allá del sitio en que se encuentre. Incluye aquellos conceptos y principios rectores de protección ambiental y las normas técnicas que fijen valores que aseguren niveles mínimos de calidad. La regulación del aprovechamiento y uso de los recursos naturales, constituyen potestades reservadas por las Provincias y por ello no delegadas a la Nación. En consecuencia el objeto de las leyes de presupuestos mínimos debe ser el de protección mínima ambiental del recurso y no el de su gestión, potestad privativa de las provincias. (11)

Asimismo, propiciar la reglamentación de la Ley de Presupuestos Mínimos de Gestión de Aguas que permanece sin reglamentar desde su entrada en vigencia (3/1/03), y contemplar en ella este tema.

Ambas herramientas constituirían una regulación de mínima para las provincias y demás entre de contralor, pudiendo ser complementada en función de las realidades geográficas, sociales, económicas, etc; de cada lugar.

El desafío consiste, en conclusión, en diseñar un instrumento legal que facilite la exploración y explotación por parte de las empresas, con miras al desarrollo del recurso y al aumento de las reservas nacionales, contando con las herramientas adecuadas para minimizar un impacto negativo de envergadura tal, que altere sustancialmente las condiciones naturales del ambiente en el cual se desarrolla la actividad.

REFERENCIAS

- (1) *Hydraulic Fracturing Operations—Well Construction and Integrity Guidelines 4*, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API Guidance Document HF1, First Edition), October, 2009, at 3.
- (2) “Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación”, *Oilfield Review* invierno 2011/2012, 23 nro.4 (traducción)
- (3) “Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts.” Tyndall Centre for Climate Change Research
- (4) Groundwater Protection Council, *Modern Gas Shale Development in the United States*, April 2009, p. 78, graphic representation available at <http://www.energyindepth.org/frac-fluid.pdf>
- (5) Theo Colborn, Carol Kwiatkowski, Kim Schultz, Mary Bachran “Natural Gas Operations from a Public Health Perspective” TEDX, Septiembre 2010. <http://www.endocrinedisruption.org/chemicals.multistate.php>
- (6) Impacto Ambiental del Sistema de Fracturación Hidráulica para la extracción de gas no convencional”. Confederación Sindical de Comisiones Obreras. Secretaría de Medio Ambiente de España; Enero 2012. Pag.15
- (7) Colter Cookson, *Technologies Enable Frac Water Reuse*, AMERICAN OIL & GAS REPORTER, March 2010, at 106
- (8) “Estado de la Normativa Ambiental en materia de actividades hidrocarburíferas costa afuera en Argentina”, Verónica Tito, 2014. No publicado.
- (9) Es recomendable tomar en consideración las Prácticas Recomendadas para operación de Yacimientos no Convencionales, y las Practicas Recomendadas para la Gestión del Agua en la Exploración y Explotación de Reservorios No Convencionales en el área de influencia de la Cuenca Neuquina elaboradas por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) en el año 2012 y 2013 respectivamente, referenciadas en 5.5. Algunas han sido replicadas en estas conclusiones.
- (10) La Ley fue publicada en el Boletín Oficial de la Nación el 31 de octubre de 2014.

(11) Art. 1 Resolución N° 92/04 Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA).

BIBLIOGRAFIA

AGA/API/AXPC “*The Facts About Hydraulic Fracturing and Seismic Activity*”
<http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/facts-about-hydraulic-fracturing-and-seismic-activity.aspx> (consultado el 11-09-2012)

Alberta (2003) “*Ground Water Evaluation Guideline*”
<http://environment.gov.ab.ca/info/library/7508.pdf>

Alberta (2004) “*Alberta Environment Guidelines for Groundwater Diversion For Coalbed Methane/Natural Gas in Coal Development*”
<http://www.assembly.ab.ca/lao/library/egovdocs/alenv/2004/144806.pdf>

Alberta (2006) “*Standard for Baseline Water-Well Testing for Coalbed Methane/Natural Gas in Coal Operations*” <http://environment.alberta.ca/01207.html>

Alberta (2011) “*Alberta Environment Guide to Groundwater Authorization*”
<http://environment.gov.ab.ca/info/library/8361.pdf>

Alberta Advisory Committee on Water Use Practice and Policy (2004) “*Final Report (2004)*” http://www.waterforlife.gov.ab.ca/docs/Final_Recommend_Online.pdf

Alberta Energy Regulator (1994) “*Directive 051: Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements*”
<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive051.pdf>

Alberta Energy Regulator (2006) “*Directive 058: “Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry”*”

ALL Consulting “*Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2002) “*Handbook on Best Management Practices and Mitigation Strategies for Coal Bed Methane in the Montana Portion of the Powder River Basin.*”
<http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2003 a) “*Coal Bed Methane Primer - New Source of Natural Gas - Environmental Implications*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2003 b) “*CBM Produced Water-Management and Beneficial Use Alternatives*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2005) “*Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2006) “*A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States*” <http://www.allllc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2009) “*Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 a) “*Summary of Environmental Issues, Mitigation Strategies,*

and Regulatory Challenges Associated with Shale Gas Development in the United States and Applicability to Development and Operations in Canada <http://www.allllc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 b) *“Water and Shale Gas Development”* <http://www.allllc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 c) *“A Comparative Analysis of Hydraulic Fracturing and Underground Injection”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 d) *“Considerations for Treating Water Associated with Shale Gas Development”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 e) *“Mixing and Scale Affinity Model for Hydraulic Fracturing Fluids”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 f) *“Technologies Reduce Pad Size, Waste”* <http://www.allllc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 g) *“The Marcellus Shale: Environmental Issues for Landowners”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 h) *“An Environmental Discussion of Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 i) *“Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 j) *“Completion/Stimulation Technology-Considerations for Development of Marcellus Shale Gas”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 k) *“Produced Water Issues with Shale Gas Production”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 l) *“Prudent and Sustainable Water Management and Disposal Alternatives Applicable to Shale Gas Development”* <http://www.allllc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 m) *“Projecting the Economic Impact of Marcellus Shale Gas Development in West Virginia”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2011) *“Water Management Planning in the Eagle Ford Shale Play”* <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2012 a) *“An Approach to Well Integrity Assessment: Best Management Practices in the Marcellus Shale Region”* <http://www.allllc.com/page.php?92>

Arnold R, Burnett D, Elphick J, Feeley T, Galbrun M, Hightower M, Jiang Z, Khan M, Lavery M, Luffey F, Werbeek P (2004) *“Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso”* Oil Field Review (otoño 2004, páginas 30 a 45)

API (1997) *“Environmental Guidance Document Waste Management in Exploration and Production Operations”* <http://www.oilandgasbmps.org/docs/API%20E5%20Document.pdf>

API (2010 a) *“Water Management Associated with Hydraulic Fracturing”* http://www.shalegas.energy.gov/resources/HF2_e1.pdf

API 65-2 (2010 b), "Isolating Potential Flow Zones During Well Construction," Second Edition/December http://www.api.org/policy-and-issues/policyitems/exploration/65-2_isolating_potential_flow_zones.aspx

API (2010 c) "Hydraulic Fracturing:Unlocking America's Natural Gas Resources" http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/HYDRAULIC_FRACTURING_P RIMER.pdf

API HF3, (2011) "Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing", First Edition/January http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/HF3_e7.pdf

API (2011) "Injection Wells & Induced Seismicity" http://www.api.org/~media/Files/Policy/Hydraulic_Fracturing/UIC-and-Seismicity.pdf

API (2012 a) "Putting Earnings into Perspective Facts for Addressing Energy Policy" <http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/industryeconomics/~media/3DAB8509890449889BA9A0AD8ABBDBC0.ashx>

API RP 51R, "Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production Operations and Leases", First Edition http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/API_RP_51R.pdf

Arnold R, Burnett D, Elphik J, Feeley T, Galbrun M, Higtower M, Jiang Z, Khan M, Lavery M, Luffey F, Verbeek P. (2004) "Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso" Autumm - Oil Fiel Review http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

Academias Nacionales de Ingeniería, Ciencias Económicas y Ciencias Exactas, Físicas y Naturales(2010) "La cuestión del agua. Algunas consideraciones sobre el estado de situación de los Recursos Hídricos de la Argentina" exactas.uba.ar/download.php?id=2096

Argentina Academia Nacional de Ingeniería (2011) "Relexiones sobre una Matriz Energética Sostenible". http://www.acadning.org.ar/Institutos/Energia_matriz.pdf

Argonne National Laboratory (2010) "Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region" http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/water_management_in_the_marcellus.pdf

Argonne National Laboratory (2010) "Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region"

CAPP Hydraulic Fracturing Operating Practice: <http://www.capp.ca/canadaIndustry/naturalGas/ShaleGas/Pages/default.aspx#operating> "Guiding Principles for Hydraulic Fracturing Industry Collaboration

- 1) Fracturing fluid additive disclosure.
- 2) Fracturing fluid additive risk assessment and management.
- 2) Baseline groundwater testing.
- 3) Wellbore construction and quality assurance.
- 5) Water sourcing, measurement and reuse
- 6) Fluid Transport, handling, storage and disposal"

Chebli G, Mendiberri H., Giusano A., Ibáñez G., Alonso J. (2011) “El “shale gas” en la provincia del Neuquén ” VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos <http://www.energianeuenquén.gov.ar/reservnoconvencionales.aspx>

CRS USA (2012) ·*Marcellus Shale Gas: Development Potential and Water Management Issues and Laws*·

CRS USA (2013) “Hydraulic Fracturing and Safe Drinking Water Act Regulatory Issues” <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41760.pdf>
<http://www.arcticgas.gov/sites/default/files/documents/12-1-27-crs-marcellus-shale-gasdevelopment-potential-issues-laws.pdf>

DOE - EIA (1979) “**Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets 1999: Primary Energy**”
<http://www.eia.gov/oiaf/servicerpt/subsidy/pdf/sroiaf%2899%2903.pdf>

DOE (1999) “Environmental benefits of advanced oil and gas exploration and production technology” <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/Disk25/oilandgas.pdf>

DOE (2006) “Energy Demands on Water. Resources Report to Congress on the Interdependency of Energy and Water” <http://www.sandia.gov/energy-water/docs/121-RptToCongress-EWwEIAcomments-FINAL.pdf>

DOE (2007) “DOE’s Unconventional Gas Research Programs of 1976-1995 An Archive of Important Results ”
<http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk7/disk2/Final%20Report.pdf>

DOE – NETL - GWPC (2009) “State oil and natural gas regulations designed to protect water resources”
http://www.gwpc.org/sites/default/files/state_oil_and_gas_regulations_designed_to_protect_water_resources_0.pdf

DOE (2011 a) “Second Ninety Day Report – November 18, 2011” US DOE (2011) The SEAB Shale Gas Production Subcommittee”
http://www.shalegas.energy.gov/resources/111011_90_day_report.pdf

DOE (2011 b) “World Shale Gas Resources:An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States”
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

DOE (2011 c) “Review of Emerging U.S. Gas Shale and Shale Oil Plays”
<http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>

DOE (2013) “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Dozier G, Elbel J, Fielder E, Hoover R, Lemp S, Reeves S, Siebrits E, Wisler D, Wolhart S (2003/2004): “Operaciones de refracturamiento hidráulico” Oil Field Review Invierno

Douglas, C.C., Qin, G., Collier, N. y Gong, B. (2011) “Intelligent fracture creation for shale gas development”. International Conference on Computational Science, ICCS,2011.

Earth Works (2005) *"Oil and Gas Accountability Project Our drinking water at Risk What EPA and the Oil And Gas Industry Don't Want Us to Know About Hydraulic Fracturing"* <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2008) *"Oil and Gas Accountability Project Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale"*. <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 a) *"Gas Patch Roulette. How Shale Gas Development Risks Public Health in Pennsylvania "* <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 b) *"Breaking All the Rules The Crisis in Oil and Gas Regulatory Enforcement States are betraying the public by failing to enforce oil and gas development rules (Full report)"* <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 c) *"Enforcement Report – PADEP Inadequate enforcement guarantees irresponsible oil and gas development in Pennsylvania Enforcement Report – PADEP Ohio Division of Oil and Gas Resources Management:"* <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 d) *"Inadequate enforcement means current Ohio oil and gas development is irresponsible"* <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 e) *"Enforcement Report – PADEP Texas Railroad Commission - Inadequate enforcement means irresponsible oil and gas development"*. <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 f) *"Enforcement Report – NYS DEC Current enforcement of New York's oil and gas rules is inadequate, and means the state is not prepared for a shale gas boom."* <http://www.earthworksaction.org/about>

EPA (1987) *"Report to Congress Management of Waste from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy"* 3 Volúmenes

EPA (2002) *"Exemption of Oil and Gas Exploration and Production Wastes from Federal Hazardous Waste Regulations"* <http://www.epa.gov/osw/nonhaz/industrial/special/oil/oil-gas.pdf>

EPA (1993 – 2014) *"Gas STAR Gold Program"* <http://www.epa.gov/gasstar/index.html>

EPA (2011 – 2013) *"Oil and Natural Gas Air Pollution Standards"* <http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/actions.html>

EPA (2004) *"Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study"* http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm

EPA(2011a) *"Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources."* http://www.epa.gov/hfstudy/HF_Study__Plan_110211_FINAL_508.pdf.

EPA(2011b) *"Proceedings of the Technical Workshops for the Hydraulic Fracturing Study: Water Resources Management"*

[“http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/HF_Workshop_4_Proceedings_FINAL_508.pdf](http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/HF_Workshop_4_Proceedings_FINAL_508.pdf)

EPA (2012 a) “*Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources PROGRESS REPORT*”
<http://www2.epa.gov/hfstudy/study-potential-impacts-hydraulic-fracturing-drinkingwater-resources-progress-report-0>

EPA (2012 b) “*Draft Guidance: Permitting Guidance for Oil and Gas Hydraulic Fracturing Activities Using Diesel Fuels Draft - Underground Injection Program Guidance#84*”
<http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/hydraulicfracturing.Cfm>

EPA (2013 a) “*Summary of the Technical Workshop on Analytical Chemical Methods*”
<http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/analytical-chemical-methodstechnical-workshop-summary.pdf>

EPA (2013 b) “*Summary of the Technical Workshop on Case Studies to Assess Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*”
<http://www2.epa.gov/sites/production/files/2013-11/documents/summary-case-studiestechnical-workshop-20130730.pdf>

EPA (2013 c) “*Summary of the Technical Workshop on Water Acquisition Modeling: Assessing Impacts Through Modeling and Other Means*”
<http://www2.epa.gov/sites/production/files/2013-09/documents/technical-workshopwater-acquisition-modeling.pdf>

EPA (2013 d) “*Summary of the Technical Workshop on Well Construction/Operation and Subsurface Modeling and Subsurface Modeling Technical Follow-up Discussion*”
<http://www2.epa.gov/sites/production/files/2013-10/documents/summary-technicalworkshop-well-construction-operation-subsurface-modeling.pdf>

EPA (2013 e) “*Summary of the Technical Workshop on Wastewater Treatment and Related Modeling*”
http://www2.epa.gov/sites/production/files/2013-08/documents/summary_of_the_technical_workshop_on_wastewater_treatment_and_related_modeling_0.pdf

EPA (2014) “*Permitting Guidance for Oil and Gas Hydraulic Fracturing Activities Using Diesel Fuels: Underground Injection Control Program Guidance #84*”
<http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hfdieselfuelguidance.pdf>

EP Fórum (1993) “*Exploration and Production (EYP) Waste Management Guidelines*”
<http://info.ogp.org.uk/Geophysical/reports/E5.pdf>

ERCB (1990) “*Directive 009: Casing Cementing Minimum Requirements*”
<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive009.pdf>

ERCB (1994) “*Directive 51 “ Injection and Disposal Wells - Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements*”
<https://ercb.andornot.com/Record/ERCB30768>

ERCB (1994) “*Directive 051 Injection and Disposal Wells - Well Classifications,*

Completions, Logging, and Testing Requirements”
http://www.ercb.ca/directives/Draft_Directive051.pdf

ERCB (2006) “Directive 058: Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry”
<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive058.pdf>

ERCB (2009) “Directive 027 : Shallow Fracturing Operations—Restricted Operations (August 14, 2009)”
http://groundwork.iogcc.org/sites/default/files/AB_ERCBDirective027.pdf

ERCB (2010) *Directive 008: Surface Casing Depth Requirements*

ERCB (2011) “Unconventional Gas Regulatory Framework—Jurisdictional Review”
<http://www.ercb.ca/reports/r2011-A.pdf>

ERCB (2012) “Regulating Unconventional Oil and Gas in Alberta: A Discussion Paper”
http://www.ercb.ca/projects/URF/URF_DiscussionPaper_20121217.pdf
Goodwin S, Carlson K, Douglas C, Knox K “Life cycle analysis of water use and intensity of oil and gas recovery in Wattenberg field, Colo.” Oil & Gas Journal | May 7, 2012
<http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-5/exploration-development/lifecycle-analysis-of-water.html>

Groar C, y Grimshaw T (2012) “Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development “
http://heartland.org/sites/default/files/texas_fracking_study_feb_2012.pdf

Gullion J, Meier N . Love R, (2011) “A Perspective on Health and Natural Gas Operations: A Report for Denton City Council”
<http://es.scribd.com/doc/76392377/APerspective-on-Health-and-Natural-Gas-Operations-A-Report-for-Denton-City-Council>

GWPC USA “Injection Wells An Introduction to Their Use, Operation, and Regulation” http://www.gwpc.org/sites/default/files/injection_wellsan_introduction_to_their_use_operation_and_regulation.pdf

GWPC USA (2007) “Ground Water Report to the Nation: A Call to Action”
<http://www.gwpc.org/sites/default/files/GroundWaterReport-2007-.pdf>

GWPC-USA (2009) “State Oil and Natural Gas Regulation Designed to Protect Water Resources”
http://www.gwpc.org/sites/default/files/state_oil_and_gas_regulations_designed_to_protect_water_resources_0.pdf

GWPC USA (2011) “State Oil and Gas Agency Groundwater Investigations And Their Role in Advancing Regulatory Reforms A Two-State Review: Ohio and Texas”
<http://www.gwpc.org/sites/default/files/State%20Oil%20%26%20Gas%20Agency%20Groundwater%20Investigations.pdf>

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2009) “Práctica Recomendada Consideraciones ambientales para la construcción de locaciones y la gestión de lodos y recortes durante la Perforación de Pozo”
http://www.iapg.org.ar/sectores/practicasy/VF_PR_01.pdf

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2010) “Aseguramiento y control de barreras de aislación en pozos inyectoros”
http://www.iapg.org.ar/sectores/practicasy/VF_PR_02.pdf “”

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2012) “Operación Reservorios No Convencionales” http://www.iapg.org.ar/sectores/practicas/VF_PR_07.pdf

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2013 a) “Gestión del Agua en la Exploración y Explotación de Reservorios No Convencionales en el área de influencia de la Cuenca Neuquina” http://www.iapg.org.ar/sectores/practicas/VF_PR_09.pdf

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2013 b) “El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales Shale Gas, Shale Oil, Tight gas” <http://www.energianeuen.gov.ar/files/ESTUDIOS/IAPG%20NO%20CONVENCIONALES.pdf>

Internacional Association of Oil and Gas Producers (2003) “Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore oil & gas operations.” Report N° 342 <http://www.ogp.org.uk/pubs/342.pdf>

International Association of Oil & Gas producers (OGP) (2009) “Guidelines for waste management with special focus on areas with limited infrastructure” <http://www.ogp.org.uk/pubs/413.pdf>

“Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry” <http://www.ogp.org.uk/pubs/412.pdf>

International Association of Oil & Gas producers (OGP) (2010) “Regulators’ use of standards” <http://www.ogp.org.uk/pubs/426.pdf>

International Association of Oil & Gas producers (OGP) “Shale Gas and Hydraulic Fracturing : Ensuring a Safe, Clean, Secure and Competitive Energy Source for Europe” http://www.ogp.org.uk/files/3013/6395/5703/OGP_Shale_Gas_FAQs.pdf
Keister T (2010) Marcellus Hydrofracture Flowback and Production Wastewater Treatment, Recycle, and Disposal Technologies
<http://www.bucknell.edu/script/environmentalcenter/marcellus/default.aspx?articleid=8XTBGJZMAZGLLIS431QANOEKS>

Milieu (2013) “Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in selected Member States” <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Final%20Report%2024072013.Pdf>
Petroleum Technology Alliance Canada. (PTAC) (2011) “The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources” <http://www.ptac.org/projects/42>

Petroleum Technology Alliance Canada. (PTAC) (2012) “Reuse of Flowback & Produced Water for Hydraulic Fracturing in Tight Oil” <http://www.ptac.org/projects/current>

Philippe & Partners (2011) “Final Report on Unconventional Gas in Europe” http://ec.europa.eu/energy/studies/doc/2012_unconventional_gas_in_europe.pdf

Pochat V (2005) “Entidades de gestión del agua a nivel de cuencas: experiencia de Argentina” “CEPAL Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 96” <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/5/22905/lcl2375s.pdf>

Puder M.G, Bryson B, Veil J (2003) “Compendium of Regulatory Requirements Governing Underground Injection of Drilling Wastes” <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk23/DWater%20Management%20Projects/Produced%20Water%5CW-31-109-ENG-38%5CW-31-109-ENG-38-11ArgonneCompendium%20of%20Regulatory.pdf>

Rahm, D. (2011). “*Regulating hydraulic fracture in shale gas plays: the case of Texas*” Energy Policy 39, 2974-2981

Skone P.E. (2014) “*Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States*”
<http://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f16/Life%20Cycle%20GHG%20Perspective%20Report.pdf>

STRONGER (2005) “*State Review Guidelines*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Revised%20guidelines.pdf>

STRONGER (2010 a) “*Hydraulic Fracturing Guidelines* ”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/HF%20Guideline%20Web%20posting.pdf>

STRONGER (2010 b) “*Pennsylvania Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/PA%20HF%20Review%20Print%20Version.pdf>

STRONGER (2011a) “*Ohio Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Final%20Report%20of%202011%20OH%20HF%20Review.pdf>

STRONGER (2011b) “*Ohio Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Colorado%20HF%20Review%202011.pdf>

STRONGER (2011c) “*Luisiana Hydraulic Fracturing State Review* ”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Final%20Louisiana%20HF%20Review%203-2011.pdf>

STRONGER (2011d) “*Oklahoma Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Final%20Report%20of%20OK%20HF%20Review%201-19-2011.pdf>

STRONGER (2012) “*Arkansas Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Arkansas%20HF%20Review%202-2012.pdf>

TITO VERONICA “*Exploración y Producción Costa Afuera en la Argentina: un desafío económico y ambiental.*” Revista Petrotecnia (IAPG) N° 6/08

TITO VERONICA “*Preservación del Medio Ambiente Oceánico*”. Boletín del Centro Naval N° 825 (sep./ dic. 2009)

TITO VERONICA, “*Offshore Exploration and Production in Argentina: an Economic and Environmental Challenge*”, Enerlac Magazine Year 2 N° 2, Octubre 2010.

TITO VERONICA, “*Estado de la Normativa Ambiental en materia de actividades hidrocarburíferas costa afuera en Argentina*” Artículo no publicado.

UNIVERSIDAD DE LANUS. “*Los gases no convencionales en la oferta de gas natural en la Argentina*”; 2013.

Wood R, Gilbert P, Sharmina M, Anderson K, Footitt A (2011), *“Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts”*
http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf

Wood Mackenzie (2010) *“US/Overseas Tax Analysis”*
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Taxes/US_Overseas_Tax_Analysis_Dec_2010.pdf

Wood Mackenzie (2011) *“Energy Policy at a Crossroads: An Assessment of the Impacts of Increased Access versus Higher Taxes on U.S. Oil and Natural Gas Production, Government Revenue, and Employment*

BREVE CV

Formación Académica

Universitaria:

Universidad de Buenos Aires, Facultad de Derecho –Año: 1987 – 1992

Universidad Argentina de la Empresa – Licenciada en Relaciones Públicas - Año: 1987 - 1990

Estudios de Posgrado

Universidad de Buenos Aires, Facultad de Derecho: Posgrado en Elaboración de Normas Jurídicas. Inicio Año: 2016

Universidad de Lanús – Comisión de Energía Atómica: Maestría en Gestión de la Energía
Tesis en elaboración “Marco Normativo necesario para la protección ambiental en el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas No Convencionales en Argentina.” – Año: 2012 - 2014

Universidad Católica Argentina: Posgrado en Derecho Ambiental

Tesis “Estado de la Normativa Ambiental en materia de actividades hidrocarburíferas Costa Afuera en Argentina.” – Año: 2008 - 2009

Universidad de Buenos Aires, Facultad de Derecho; Programa de Actualización en Derecho del Petróleo y Gas

Tesina: “Exploración y Producción de Hidrocarburos Costa Afuera en la República Argentina.” – Año 2007

Experiencia Laboral y Desarrollo Profesional

- Desde el año 1992 ejerzo la profesión de Abogada en forma independiente, con especialización en las Áreas de Asesoramiento Societario, Contratos Empresariales, Concursos y Quiebras, Derecho Ambiental y Derecho Energético.
- Desde el año 2007 a noviembre 2010 me desempeñé como **Asesora Legal de la Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos de la Subsecretaría de Combustibles dependiente de la Secretaría de Energía de la Nación**, en las Áreas de Medio Ambiente, Servidumbres y Transporte de Hidrocarburos Líquidos.

- A partir del año 2011 detento el cargo de **Directora Provincial de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Energía e Hidrocarburos de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.**
- Consultora de la firma **AKRIBOS S.A. (Consultora internacional en desarrollo de proyectos energéticos y regulatorios)**