

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍA

DOCUMENTO NÚMERO 4

**ASPECTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCIÓN
DE HIDROCARBUROS DE
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**El caso particular de “Vaca Muerta” en la
Provincia de Neuquén**



OCTUBRE DE 2013

**BUENOS AIRES
REPÚBLICA ARGENTINA**

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍA

DOCUMENTO NÚMERO 4

**ASPECTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCIÓN
DE HIDROCARBUROS DE
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**El caso particular de “Vaca Muerta” en la
Provincia de Neuquén**



OCTUBRE 2013

**BUENOS AIRES
REPÚBLICA ARGENTINA**

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

PRESIDENTE HONORARIO

Ing. Arturo J. Bignoli

MESA DIRECTIVA (2012-2014)

Presidente

Ing. Oscar A. Vardé

Vicepresidente 1°

Ing. Luis U. Jáuregui

Vicepresidente 2°

Ing. Isidoro Marín

Secretario

Ing. Ricardo A. Schwarz

Prosecretario

Ing. Eduardo R. Baglietto

Tesorero

Ing. Manuel A. Solanet

Protesorero

Ing. Antonio A. Quijano

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

ACADÉMICOS TITULARES

Dr. José Pablo Abriata
Ing. Patricia L. Arnera
Ing. Mario E. Aubert
Ing. Eduardo R. Baglietto
Ing. Conrado E. Bauer
Dr. Ing. Raúl D. Bertero
Ing. Rodolfo E. Biasca
Ing. Arturo J. Bignoli
Ing. Juan S. Carmona
Dr. Ing. Rodolfo F. Danesi
Dr. Ing. Raimundo O. D'Aquila
Ing. Tomás A. del Carril
Ing. Gustavo A. Devoto
Ing. Aristides B. Domínguez
Ing. René A. Dubois
Ing. Máximo Fioravanti
Ing. Alberto Giovambattista
Ing. Luis U. Jáuregui
Dr. Ing. Raúl A. Lopardo
Ing. Isidoro Marín
Ing. Eduardo A. Pedace
Ing. Alberto H. Puppo
Ing. Antonio A. Quijano
Ing. Ricardo A. Schwarz
Ing. Francisco J. Sierra
Ing. Manuel A. Solanet
Ing. Carlos D. Tramutola
Ing. Oscar A. Vardé
Ing. Guido M. Vassallo
Dra. Ing. Noemí E. Zaritzky

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍA

Director: Académico Ing. Eduardo R. Baglietto

Secretario: Académico Ing. Gustavo A. Devoto

Integrantes:

Académico Dr. José P. Abriata

Dr. Eduardo A. Aime

Académica Ing. Patricia L. Arnera

Ing. Ernesto P. Badaraco

Académico Ing. Raúl A. Bertero

Ing. Miguel A. Beruto

Lic. Roberto D. Brandt

Ing. Roberto Carnicer

Ing. Carlos A. Grimaldi

Académico Ing. Luis U. Jáuregui

Dr. Jaime B. A. Moragues

Ing. Daniel A. Ridelener

Ing. Armando J. Sánchez Guzmán

Lic. Jorge I. Sidelnik

Lic. Gustavo Yrazu

ÍNDICE

I. Introducción: Contexto internacional en el cual se inicia el desarrollo6 de esta nueva Tecnología en Argentina.

Breve historia del Shale Gas.	6
Descripción de la tecnología de extracción del Shale Gas.	6
Importancia del Shale Gas para el mundo y la Argentina, y la evaluación de su impacto económico local.	7

II. Preocupaciones ambientales.14

III. Respuestas con fundamento técnico y académico a estos temas,16 tomando como base los trabajos de investigación y las recomendaciones emitidas por la EPA y el DOE de Estados Unidos y la RAE del Reino Unido.

T1. ¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua16 potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atravesados por las perforaciones?

T2. ¿Es cierto que la estimulación hidráulica mediante el fracking requiere18 de “grandes cantidades de agua”? ¿Qué se entiende por grandes cantidades?

T3. ¿Es cierto que los fluidos utilizados en estimulación hidráulica, contienen20 cientos de productos químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?

T4. ¿Puede la estimulación hidráulica activar fallas geológicas preexis-23 tentes y producir sismos o terremotos perceptibles por los seres humanos y/o que puedan dañar propiedades y activos de terceros?

T5. ¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que26 se generan en la explotación de hidrocarburos no convencionales? ¿Pueden ser mitigados o remediados estos problemas?

T6. ¿Existe riesgo de que se produzcan emisiones de gas metano por las28 fracturas que pudieran abrirse hasta el nivel de superficie del suelo y salir a la atmósfera terrestre, causando hasta 24 veces más daño a igualdad de volumen que las emisiones de CO₂? ¿Es significativa la emisión de CO₂ en la explotación de Shale Gas?

T7. ¿Está el uso del fracking permitido en todos los países? Si en algún30 caso ello no fuera así, ¿por qué razón no está permitido?

T8. “La explotación de petróleo y gas de esquisto ocupa una extensión de32 tierra más grande que la producción de energía convencional”.

T9. ¿Es el ruido en Vaca Muerta, un motivo de preocupación semejante33 al de las ciudades de EEUU cercanas a yacimientos en explotación?

IV. Primeras Conclusiones y Recomendaciones.34

I. Introducción: Contexto internacional en el cual se inicia el desarrollo de esta nueva Tecnología en Argentina.

Breve historia del Shale Gas

- La tecnología de explotación del shale gas (gas retenido en formaciones geológicas no libres) fue desarrollada en el período entre 1943 y 1947 por Standard Oil of Indiana. Llegó a Argentina a través de Amoco, luego Pan American Energy.
- Comenzó a ser utilizada comercialmente en 1954.
- El primer pozo con multifracturas horizontales data de 1975.
- Los pozos horizontales de Shale gas con multifracturas hidráulicas comienzan a realizarse masivamente en 1988.
- Entre 2005 y 2010, la producción de Shale pasó, solo en EEUU, de un valor casi nulo a 500 Mill.m3/día.
- En 2013 habían sido ya completados una enorme cantidad de fracturas hidráulicas, con una producción de casi 700 Mill. m3/día, aproximadamente el 25% de la producción total de gas de EEUU.
- El precio del gas se redujo sensiblemente en Estados Unidos, fomentó la instalación de nuevas industrias, se redujeron las emisiones de CO2 y se limitó la importación del fluido.
- Además en EEUU se produjo una fuerte creación de empleo directo e indirecto y de las nuevas industrias instaladas como consecuencia de los valores más competitivos de la energía.

Descripción de la tecnología de extracción del Shale Gas.

Todos los hidrocarburos se formaron a partir de células de microorganismos que se fueron acumulando a lo largo de cientos de miles e incluso millones de años, a medida que la tierra se enfriaba y cambiaba la composición química de su atmósfera, en el lecho de depresiones, mares y lagos, mezclados con otros materiales. Las condiciones de elevada presión y temperatura desarrolladas en esa corteza terrestre en formación, a medida que se sumergía aprisionada por nuevas formaciones, condujo a la transformación de las moléculas de estos microorganismos, muchas de ellas no complejas, con sólo carbono e hidrógeno como átomos principales.

Los geólogos identifican a este tipo de rocas en las cuales se formaron inicialmente los hidrocarburos como “rocas generadoras”. Cubren una parte significativa de la superficie de la tierra, a profundidades y con espesores muy diferentes. También son diferentes entre sí el nivel de porosidad y per-

meabilidad de distintos tipos de “rocas generadoras”, las que contienen aquello que hoy denominamos hidrocarburos, -cadenas de carbono de distinta longitud y algunas moléculas con configuraciones cerradas-.

Simplificando, es posible afirmar que estos hidrocarburos, cuando en algunos casos pudieron migrar desde las rocas en las cuales tuvieron origen, se ubicaron, de acuerdo con su respectiva densidad en capas sucesivas, donde los más livianos ocupaban la parte superior de “cavernas”, o recintos en los cuales estas moléculas orgánicas estaban a distintas profundidades y siempre retenidas por un fondo de arcillas o rocas impermeables. Otras porciones, -que últimamente se ha descubierto que tenían volúmenes tan significativos o más que los hidrocarburos encontrados en cavernas-, quedaron retenidos en la roca generadora, cuando la misma era de baja porosidad y baja permeabilidad.

Habiéndose comprobado la reducción relativa de recursos fósiles de muy fácil extracción, los técnicos comenzaron a analizar el potencial de otros tipos de yacimientos, denominados “no convencionales”, entre los cuales cabe mencionar los esquistos bituminosos, las arenas impregnadas de hidrocarburos (Oil sands, Canadá) y las acumulaciones “no libres” que se están analizando en este documento, donde el gas y el petróleo habían permanecido dentro mismo de la roca generadora, sin haber podido migrar nunca hacia formaciones independientes y homogéneas de hidrocarburos líquidos y gaseosos: éstas son las que se denominan formaciones de Shale Gas y Shale Oil, la fuente de hidrocarburos fósiles que será más rápidamente desarrollada durante los próximos años.

Este próximo período, probablemente no superior a 50 años, será sin duda de transición, hasta el surgimiento y mayor participación paulatina de tecnologías renovables que al ser convertidas en rentables e instaladas en gran escala, evitarán la emisión de grandes cantidades de gases (principalmente CO₂, pero también metano y otros).

Importancia del Shale Gas para el mundo y la Argentina, y la evaluación de su impacto económico local.

El Shale Gas se ha convertido en el más probable vehículo para proveer de energía a las naciones durante la transición que, reiteramos, se estima de no más de 50 años, etapa durante la cual la energía se estará consumiendo con mayor eficiencia y produciendo con un cada vez mayor porcentaje de otras fuentes primarias, las que ya no serán solo hidrocarburos de origen fósil, como ha ocurrido durante los últimos 150 años.

En particular, en EEUU, nación en la cual ya se ha adquirido suficiente experiencia por haberse realizado las grandes cantidades de fracturas hidráulicas mencionadas en distintos yacimientos “No Convencionales” y se ha alcanzado una producción de 700 Millones de m³ diarios de gas, aproximadamente el 25% del consumo total de ese país, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) ha destacado el nuevo rol de esa fuente de energía al expresar que, **“El gas natural tiene un papel clave en el futuro de la energía limpia en nuestra nación”**. Esto ya se ha comenzado a comprobar en los hechos.

Teniendo en cuenta que Argentina es en este momento, de acuerdo con la información disponible, el país que dispondría de la mayor cantidad conocida de recursos de hidrocarburos fósiles no convencionales por habitante, y la importancia que tiene para Argentina la posibilidad de recuperar en el menor plazo posible el autoabastecimiento de energía, e incluso, de obtener una nueva fuente de divisas provenientes de las exportaciones, **parece recomendable avanzar rápidamente en la determinación de que porcentaje de esos recursos puede ser convertido en reservas**, estableciendo la rentabilidad económica de extraer esos recursos, y también las normas y prácticas de protección ambiental necesarias para asegurar que el volumen de capitales necesario, el know how, los permisos gubernamentales y los conocimientos tecnológicos estén disponibles para iniciar esa tarea.

Es sabido que una de las principales condiciones que atraen a las compañías con el capital, la tecnología y el know how necesarios, es la existencia de una normativa específica estable y predecible, que asegure a cada inversor que todos los participantes cumplan con normas semejantes, políticamente aceptadas por la Sociedad Civil y utilizando las “Mejores Prácticas” conocidas a la fecha, por Empresas reconocidas en esta industria, que acepten además el establecimiento de controles y un monitoreo permanente de aquellos aspectos que más preocupan a la población, a los Reguladores y a las Organizaciones de defensa del medio ambiente.

Los aspectos que más preocupan a la población, están habitualmente relacionados con la seguridad física y la salud de las personas y la no afectación a la naturaleza. En este trabajo se ha procurado identificar aquellos temas que más preocupación han despertado en la naciones donde ya existe una larga experiencia en la extracción de estos hidrocarburos de yacimientos no convencionales y dar una respuesta basada, no solamente en la opinión con fuerte aval técnico de especialistas argentinos, sino fundamentalmente a partir de las normas y recomendaciones emitidas por aquellas organizaciones internacionalmente consideradas más confiables e imparciales en dar respuesta a estas inquietudes.

Solamente algunas instituciones líderes a nivel internacional han llevado adelante procesos de investigación sistemáticos. El Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería (ANI), por medio de un equipo técnico¹ "ad hoc" ha analizado la documentación técnica producida por algunos de los centros de investigación e instituciones científicas y regulatorias más prestigiosos conocidos, -el Department of Energy (DOE, USA); la Environmental Protection Agency (EPA, USA); The Royal Society y la Royal Academy of Engineering (RAE² UK)-, para tomar, de los antecedentes publicados por los mismos, opiniones y recomendaciones sobre el tema que da origen a este documento. También se ha utilizado alguna información estadística proveniente de otras fuentes, tales como el Instituto Nacional del Agua y el Ambiente (INAA), la International Energy Agency (IEA), o información estadística de Asociaciones internacionales como el IGU (International Gas Union) y también de las Empresas que han tenido participación relevante en la gran cantidad de fracturas hidráulicas realizadas hasta la fecha, especialmente en Estados Unidos, analizando esta información para eliminar cualquier inexactitud o parcialidad apreciable. Este Informe Final fue revisado y ampliado por los integrantes del Instituto y la Academia.

Este mismo procedimiento adoptado por la ANI ha sido previamente utilizado por la Real Academia de Ingeniería de España, que ha procedido a responder a las principales inquietudes e incertidumbres que se presentan en los ámbitos relacionados con la defensa del medio ambiente, la seguridad en el abastecimiento y la calidad del agua, con los datos cuantitativos y los conceptos surgidos de las investigaciones realizadas por las tres instituciones citadas.

Adicionalmente, los expertos y partes integrantes del grupo de trabajo sobre la fracturación hidráulica del "Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas" de España ha concluido también que, con la tecnología y los controles adecuados, la industria de la extracción del gas no convencional tiene un riesgo similar a cualquier otra industria extractiva o transformadora.

Se han analizado las respuestas dadas por estas Instituciones de máximo prestigio a los principales cuestionamientos realizados por Organizaciones de la Sociedad Civil y ambientalistas, en relación con aquellas potencia-

¹ Liderado por los Ing. Ernesto Pablo Badaraco e Ing. Jose Luis Inglese

² En este trabajo, en todas las oportunidades que se menciona la RAE, se estará haciendo mención simultáneamente a The Royal Society, debido a que sus dictámenes fueron elaborados en conjunto.

les consecuencias de la producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales, las que han despertado preocupaciones, tanto en las personas que desconocen los aspectos técnicos de este tema, como en los Reguladores Estatales y también, en aquellas Organizaciones de Investigación y en las ONG especializadas en el medio ambiente, que usualmente también desconocen los aspectos científicos y técnicos relacionados con la producción de Shale Gas y Shale Oil.

Dado que la mayor concentración de esos recursos se ha detectado en el Reservorio Vaca Muerta de la Provincia de Neuquén, se han elaborado, en una primera revisión del medio local, un grupo de 9 motivos listados en el Ítem II de este documento, respecto de los cuales han expresado diferentes niveles de preocupación dichas organizaciones y también personas a nivel individual, con diferente número de menciones y también con distinto tratamiento por parte de los medios y en las campañas de difusión de las ONG concentradas en el estudio de temas ambientales. Se ha buscado dar respuesta a esas preocupaciones particularizando ese análisis para las condiciones ambientales y sociales específicas de dicho Reservorio.

En el ítem III se ha procurado dar respuesta a cada uno de ellos, casi exclusivamente en base a las opiniones recogidas de las fuentes calificadas que han sido mencionadas previamente en este punto, fuentes acordes con la rigurosidad e imparcialidad puestas como condición por la ANI.

Por último, se ha creído conveniente -luego de expresar las preocupaciones y evaluarlas para el caso de Vaca Muerta- indicar las consiguientes recomendaciones y normativas que las Instituciones seleccionadas han emitido con relación a cada una de estas preocupaciones, de igual forma que la ANI y otras Instituciones académicas de igual prestigio lo han hecho en el pasado y lo continúan haciendo con temas de interés público, como los Organismos Genéticamente Modificados, la Energía Nuclear, la Minería, etc. Cabe destacar que este proceso en particular está en sus etapas iniciales, por lo que en muchos casos haremos referencia a estudios que aun no han sido concluidos en forma definitiva.

Finalmente, se expresan también aquellas recomendaciones adicionales que, basadas en la evaluación para Vaca Muerta de las recomendaciones de la RAE y EPA y con el agregado del conocimiento y experiencia ingenieril de los miembros de la Academia Nacional de Ingeniería de Argentina surgirían como más adecuadas para dicho Reservorio.

Como se ha mencionado previamente, la EPA de EEUU, sintetiza todo lo relacionado con el Shale Gas expresando que **“El gas natural** -proveniente

de yacimientos no Convencionales- **tiene un papel clave en el futuro de la energía limpia en nuestra nación**". Continúa afirmando que, "Los Estados Unidos tienen grandes reservas de gas natural que son comercialmente viables, como resultado de los avances en las tecnologías de perforación horizontal y fractura hidráulica, que permiten un mayor acceso al gas existente en este tipo de formaciones rocosas bajo tierra (Shale Gas). Estos avances tecnológicos han conducido a un aumento significativo en la producción tanto de gas natural como de petróleo en todo el país".

Es necesario destacar que, el concepto de "**Energía Limpia**" permite apreciar también el rol que en la transición hacia otras fuentes de energía tendrá este hidrocarburo de yacimientos no convencionales para asegurar la disponibilidad de energía limpia durante esa transición.

Al respecto, cabe mencionar que el Dr. Fatih Birol, economista jefe de la International Energy Agency (IEA) destacaba al Financial Times en Mayo 2012, que "*...la sustitución parcial de centrales eléctricas de carbón por gas junto con las mejoras de eficiencia energética han permitido a los Estados Unidos reducir en hasta 450 millones de Tns. las emisiones de CO2 anuales en los últimos cinco años (llegando a alcanzar nuevamente los niveles de emisión de 1995)*".

Los estudios de EPA han establecido que el Shale Gas es clave para la economía de EEUU y por ello, es necesario establecer cuáles son las tecnologías y las regulaciones necesarias para evitar o mitigar los potenciales impactos medioambientales que pudieran ser detectados en cada etapa del ciclo de fractura hidráulica con agua y en cada localidad geográfica específica.

EPA también considera que el desarrollo responsable de los recursos de petróleo y gas de Estados Unidos ofrece importantes beneficios ambientales, económicos y en seguridad de abastecimiento. Sin embargo, "*...como el uso de la fractura hidráulica se ha incrementado, existen preocupaciones acerca del potencial impacto sobre la salud humana y el medio ambiente, especialmente en todo lo relacionado con el agua potable. En respuesta a la preocupación pública, la Cámara de Representantes de Estados Unidos requirió en el año 2009, a la Agencia de Protección Ambiental (EPA), conducir investigaciones científicas para examinar la relación entre el fracking y los recursos de agua potable*". Los resultados y las recomendaciones derivadas de los mismos dependerán de la considerable cantidad de investigaciones que aún están en curso.

Para la RAE, pese a considerar que no existen riesgos no mitigables o que los mismos no son significativos, los Organismos designados deben **implemen-**

tar y monitorear en forma permanente la aplicación de las “Mejores Prácticas” en todas las operaciones. Además la RAE considera que **toda esta información debe ser divulgada en forma transparente.**

La RAE recomienda también que *“todas las operaciones relacionadas con el Shale Gas deberían tener en forma obligatoria una previa Evaluación de Riesgos Ambientales (ERA). Los riesgos sísmicos, la disposición de las aguas de reflujos de las fracturas y el desmontaje y abandono de un pozo, deberían ser también parte de la ERA respectiva”.*

Otras recomendaciones están relacionadas con la necesaria “Coordinación” de las numerosas áreas y Agencias del Estado con responsabilidades regulatorias y de control. La RAE cree necesario disponer de:

- *Claridad en los roles y responsabilidades.*
- *Mecanismos que permitan formas de trabajar integradas entre distintas agencias.*
- *Mecanismos más formales para compartir información.*
- *Lograr el involucramiento de las comunidades locales.*
- *Mecanismos que permitan aprender a partir de las Mejores Prácticas Operativas y Regulaciones internacionales.*

Otros aspectos que se recomienda considerar son el impacto sobre el desarrollo del país a largo plazo, e identificar la falta de habilidades necesarias y el entrenamiento requerido por el personal que será involucrado en la explotación de este recurso.

Por último, la RAE aconseja que *“todas las áreas de investigación de su país consideren incluir en sus programas de investigación el tema Shale Gas, incluso con trabajos conjuntos y compartidos e investigando la aceptación por parte de la opinión pública de este combustible en el marco de las políticas de esa Nación con respecto al cambio climático, la disponibilidad de Energía y la economía, considerada en su forma más amplia”.*

Sin embargo ese desarrollo de investigaciones particularizadas no ha detenido la explotación de dicho recurso por tener precisamente en cuenta importantes beneficios ambientales, económicos y en seguridad de abastecimiento, actitud que la ANI considera totalmente trasladable a nuestro país.

Para finalizar estos comentarios introductorios, corresponde mencionar que los accidentes o fallas registrados históricamente, antes en Yacimientos Convencionales y ahora en “No Convencionales”, han estado siempre relacionados

con el hecho de no respetar las “Mejores Prácticas” en la perforación y explotación de los pozos, los cuales son aún más complejos cuando se requiere perforación horizontal. Por esa razón, dos aspectos adicionales para asegurar la “Integridad” de cada pozo, que han sido recomendados por la RAE, son:

1) *“solicitar que el “Diseño” de cada pozo sea examinado por un inspector independiente del Operador. La inspección debe ser realizada desde los puntos de vista de la salud pública, la seguridad (Integridad) de cada pozo y también en el marco de una perspectiva ambiental. Este Inspector independiente, debe asegurar además -mediante sus visitas al lugar durante la construcción- que cada pozo ha sido completado de acuerdo con el diseño acordado”.*

2) Por último, la RAE recomienda que *“deben establecerse mecanismos destinados a asegurar que serán presentados informes de todas las fallas que pudieran haber ocurrido en un pozo, así como otros accidentes e incidentes, asegurando también que estos informes serán compartidos entre los diferentes Operadores. Se considera que si la información recogida es compartida entre los Operadores, ello hará posible desarrollar progresivamente Evaluaciones de Riesgos de mejor calidad y promover las Mejores Prácticas en el ámbito de toda esta Industria”.*

Todas estas recomendaciones de la RAE y EPA tienen en general sustento jurídico preexistente en la República Argentina, en base a la **Ley General del Medio Ambiente Nro. 25.675**, regulatoria del Artículo 41 de la Constitución Nacional, y las normativas provinciales pertinentes.

II. Preocupaciones ambientales:

Se ha considerado conveniente para el objetivo de este análisis, detallar cuáles son los **Ítems** respecto de los cuales se han mencionado preocupaciones por “riesgos potenciales” en distintos trabajos de Organizaciones Académicas u ONGs ambientalistas.

Para dar fundamento al mencionado análisis se han condensado en 9 Ítems las preguntas o inquietudes habitualmente formuladas en relación con esta tecnología y sus consecuencias técnicas, económicas y ambientales, **dando prioridad a estas últimas**. Las cuestiones planteadas han sido respondidas muy sintéticamente, tomando textualmente en la mayor parte de los casos, distintos tramos de los conceptos publicados por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), The Royal Society y la Real Academia de Ingeniería de Inglaterra, (RAE) y la International Gas Union (IGU), entre otros y particularizando el análisis para la situación ambiental específica del yacimiento de Vaca Muerta.

Se considera, en una primera síntesis, que las diferentes preocupaciones enunciadas hasta ahora, pueden resolverse con las Regulaciones, los sólidos Sistemas de Monitoreo y las tareas de Investigación y Evaluación Ambiental, previas a la explotación de cada “Yacimiento No convencional”, que ya han sido recomendadas en los informes mencionados.

Considerando la gran cantidad de documentos emitidos por Organizaciones de Defensa del Medio Ambiente, que exhiben legítimas preocupaciones en temas de interés general, se ha procedido a listarlas, agruparlas y contestarlas con la mayor consistencia posible. Obviamente, para rebatir las afirmaciones de la Academia Nacional de Ingeniería (ANI) basadas en los fundamentos expresados, particularizados para el Reservorio de Vaca Muerta, se debe contar con la cantidad necesaria de fundamentación académica, estadística y experimental, que demuestre lo contrario.

Las preocupaciones de estas Organizaciones de cuidado y Defensa del Medio Ambiente, son expresadas principalmente en relación con los siguientes temas, todos ellos vinculados con esta nueva Tecnología:

T1. ¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atraídos por las perforaciones?

T2. ¿Es cierto que la estimulación hidráulica mediante el fracking requiere de “grandes cantidades de agua”? ¿Qué se entiende por grandes cantidades?

T3. ¿Es cierto que los fluidos utilizados en estimulación hidráulica, contienen cientos de productos químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?

T4. ¿Puede la estimulación hidráulica activar fallas geológicas preexistentes y producir sismos o terremotos perceptibles por los seres humanos y/o que puedan dañar propiedades y activos de terceros?

T5. ¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que se generan en la explotación de hidrocarburos no convencionales? ¿Pueden ser mitigados o remediados estos problemas?

T6. ¿Existe riesgo de que se produzcan emisiones de gas metano por las fracturas que pudieran abrirse hasta el nivel de superficie del suelo y salir a la atmósfera terrestre, causando hasta 24 veces más daño a igualdad de volumen que las emisiones de CO₂? ¿Es significativa la emisión de CO₂ en la explotación de Shale Gas?

T7. ¿Está el uso del fracking permitido en todos los países? Si en algún caso ello no fuera así, ¿por qué razón no está permitido?

T8. ¿Es cierto que la explotación de petróleo y gas de esquisto ocupa una extensión de tierra más grande que la requerida por la producción en yacimientos convencionales y es esa preocupación importante en Vaca Muerta?

T9. ¿Es el ruido que podría producirse en la explotación de Vaca Muerta, un motivo de preocupación semejante al de las ciudades de EEUU cercanas a yacimientos en explotación?

III. Respuestas con fundamento técnico y académico a los 9 temas propuestos, tomando como base los trabajos de investigación y las recomendaciones emitidas por la EPA y el DOE de Estados Unidos y la RAE del Reino Unido.

T1. ¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atravesados por las perforaciones?

¿Qué se está afirmando al enunciar esta preocupación?

Los pozos que se perforan para las nuevas explotaciones denominadas “no convencionales”, o para aquellas que desde hace 150 años se realizan en yacimientos “convencionales”, atraviesan en muchos casos acuíferos cercanos a la superficie, utilizados en áreas pobladas por los residentes en las zonas de menor densidad, donde la extracción de agua es individual y también por los sistemas de Distribución de Agua por Red para obtener el agua potable que se distribuye por esa red a familias y empresas. La preocupación expresada respecto de este tema es que, al realizar la perforación se ponga en comunicación el acuífero de agua potable con los fluidos que se inserten o los que se extraigan de los yacimientos de gas y petróleo de esquisto.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

Es necesario destacar que para el caso particular del yacimiento de Vaca Muerta -es decir en *la Cuenca Neuquina*- salvo en las proximidades de Zapala, no hay agua subterránea aprovechable para uso humano. Esta afirmación está basada en el relevamiento realizado por la firma consultora británica Halcrow en la década de 1990 de los servicios de agua potable de la Provincia del Neuquén para la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación, y que no ha variado sustancialmente al presente.

Pero además, la diferencia central respecto de las cuencas de EEUU es la profundidad a que se encuentran los yacimientos no convencionales en dicha área.

En los escasos sitios que los que hay acuíferos de posible uso humano o animal en el área de Vaca Muerta, estos están como máximo a 250 mts. de profundidad, separados de los depósitos de shale (esquisto) por grandes y

pesadas capas **de rocas de varios miles de metros de espesor**. Si bien la información de pozos es obtenida por muestreo estadístico, se verifica que las posibilidades de extracción de agua se circunscriben a los pequeños valles y cuencas cerradas, en los primeros metros de profundidad, con la extracción de agua de baja calidad con altos tenores de sulfatos (hasta 850 ppm).

Por otra parte los riesgos relacionados con la perforación de pozos de Shale Gas o Shale Oil, cuando se atraviesa una napa acuífera, no difieren de los existentes con los pozos convencionales, que son controlables con la aplicación de las Mejores Prácticas Operativas desarrolladas en los últimos 150 años.

Por lo tanto no hay fundamentos para esta preocupación en dicha área, en relación con una tarea y tecnología que no difiere de la conocida y dominada, luego de haber realizado una significativa cantidad de perforaciones similares, desde el inicio de la explotación de yacimientos convencionales.

*Una publicación del Instituto del Petróleo y Gas de Argentina, destaca que solo en nuestro país se llevan perforados más de 65,000 pozos para extracción de petróleo y gas en un siglo, sin que se haya registrado contaminación de acuíferos. A nivel mundial, se reitera que la gran cantidad de pozos ya realizados en el último siglo no ha registrado problemas significativos de este tipo. Los escasos casos registrados responden a actividades realizadas en el pasado, o en naciones donde no rigen las normas de seguridad, el monitoreo de la Autoridad Regulatoria y el control y respeto de la sociedad al medio ambiente que hoy existe. Todas las recomendaciones de esta publicación están orientadas a **reducir estos riesgos al mínimo aceptado internacionalmente.***

Recomendaciones en relación con T1: (RAE)

Por su parte la RAE comenta que, *“Se ha expresado preocupación por el riesgo de que las fracturas se propaguen desde formaciones de esquisto para llegar hasta los acuíferos”*. La evidencia disponible, según lo establecido por la RAE, indica que: *“el riesgo de que esas fracturas se propaguen desde formaciones de esquisto (Shale Gas) para llegar hasta acuíferos yacentes algunos kilómetros más arriba es muy reducido. Mecanismos geológicos limitan las distancias en las que las fracturas pueden propagarse verticalmente”*. Al igual que en cualquier actividad industrial, *“la probabilidad de una falla en un pozo es muy baja si el mismo es diseñado, construido y finalmente desactivado al final de su vida útil, de acuerdo a las mejores prácticas”*. (RAE UK). A pesar de ello, considera que *“los Reguladores del medio ambiente, deben trabajar en equipo con el British Geological Survey (BGS) para obtener mediciones exhaustivas de metano y otros contaminantes en el agua subterránea de cada yacimiento”*.

Las causas más probables de posible contaminación ambiental corresponden a pozos defectuosos, y fugas y derrames asociados con las operaciones de superficie. Ninguna de estas causas es exclusiva de la explotación de gas de esquisto. Todas ellas son comunes a todas las tecnologías utilizadas para la perforación y operación posterior de los pozos de petróleo y gas convencionales.

*Por último, consideran que **los mismos Operadores deben asegurarse de la integridad de sus pozos mediante tests**, tales como pruebas de presión y de adherencia del cemento de sellado a las paredes del pozo.*

Recomendaciones en relación con T1: (EPA)

EPA menciona que, “*Un elemento central de la Ley de Agua Potable Segura (Clean Water Act) y del Control de Inyección Subterránea (UIC), es establecer los requisitos para la ubicación correcta y la construcción y operación de cada pozo, para reducir al mínimo los riesgos para las fuentes subterráneas de agua potable*”, al igual que ha sido progresivamente regulado en los 150 años de explotación de pozos convencionales.

Adicionalmente, está en marcha un Estudio de la EPA sobre fractura hidráulica y su impacto potencial en recursos de agua potable: “*La EPA está llevando a cabo ese estudio nacional para entender los impactos potenciales de la fractura hidráulica en los recursos de agua potable. El estudio incluirá una revisión de la literatura publicada, el análisis de los datos existentes, la evaluación de escenarios y modelos, estudios de laboratorio y estudios de casos*”. EPA espera dar a conocer el proyecto de informe final para su revisión y comentarios en 2014.

T2. ¿Es cierto que la estimulación hidráulica mediante el fracking requiere de “grandes cantidades de agua”.? ¿Qué se entiende por grandes cantidades?

¿Qué se está afirmando al enunciar esta preocupación?

Con este cuestionamiento se expresa de formas diversas, la preocupación por el hecho que la cantidad de agua utilizada para la tecnología denominada “Fracking”, es decir, para la fractura hidráulica de las rocas de esquisto que retienen el gas que se desea extraer, conduzca a una situación en la cual el agua superficial o subterránea dejaría de estar disponible

o bien sería necesario limitar su consumo para los restantes usos habituales de la población, los agricultores y la industria residente en la zona.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

Para los caudales de agua superficial de la zona en análisis, los 25,000 a 35,000 m³ que requiere cada perforación, no son significativos.

Según el organismo estatal provincial Corporación Minera del Neuquén, basados en información hidrográfica estadísticamente consistente y de conocimiento público, producida por las autoridades de cuenca zonales, los requerimientos de agua de la actividad hidrocarburífera no convencional equivaldrían a menos de 0,2% de los recursos hídricos superficiales disponibles (y muy poco aprovechados), considerando los caudales mínimos de los mismos. Son recursos superficiales renovables, ya que son alimentados por escurrimientos de deshielos anuales. Esta cantidad de agua corresponde a 500 pozos de Shale perforados por año, actividad de perforación que puede considerarse elevada.

Además, por Decreto 1483/12 de la Provincia del Neuquén, se prohibió durante las etapas de perforación y terminación de pozos, utilizar agua subterránea con aptitud para abastecimiento de poblaciones e irrigación y sólo podrán usarse aguas subterráneas de alto tenor salino, no aptas para consumo humano.

Por lo tanto, no se plantea ninguna competencia entre el agua para uso humano y el agua para la explotación de gas y petróleo para el caso específico del Yacimiento de Vaca Muerta.

Recomendaciones en relación con T2: (RAE)

*Para el caso específico de UK, la RAE solicita que se apliquen las Mejores Prácticas para minimizar el uso de agua y evitar la substracción de agua **en ciertas zonas** donde -teniendo en cuenta la densidad poblacional e industrial del UK- el abastecimiento se encuentre muy exigido.*

En el informe Tyndall, encargado a la Universidad de Manchester (UK), se expresa que, "... los datos disponibles, sugerirían... que en el caso específico de la utilización de agua,... si el 10% de todo el gas consumido actualmente en el Reino Unido fuera obtenido de yacimientos no convencionales

(Shale Gas) sería necesario utilizar aproximadamente el 0.6% del total de agua que utiliza toda la industria en Inglaterra, sin considerar la Generación Eléctrica (Con esta, sería un porcentaje aún inferior). Extrapolando, sería posible afirmar que, en caso que todo el gas utilizado en Inglaterra, (más de 200 millones m³/día) fuera obtenido de yacimientos no convencionales, la cantidad de agua a utilizar representaría entre el 3%/4% y el 6% del consumo total de agua de la industria del Reino Unido, de acuerdo a si se incluye o no, el consumo de agua de la Generación Eléctrica.

Agrega la RAE "... que el uso de aguas salinas o agua de mar, está siendo considerado en algunos yacimientos de Estados Unidos por la existencia de tecnologías desarrolladas para resolver los problemas en operaciones off-shore. Estas tecnologías no se habían utilizado inicialmente por qué cuando el agua era salina, inhibía la acción de los productos químicos destinados a reducir la fricción".

Otras opciones que se están considerando donde hay escasez de agua, -como es el caso de China-, incluyen la fractura hidráulica sin utilizar agua. Estas alternativas conducen a utilizar gels, gas CO₂, y espumas de gas nitrógeno. También es posible utilizar LPG Gelificado, como fluido para impulsar la producción inicial y permitir luego la casi completa recuperación de estos fluidos de fracturación. Por último, es factible la utilización de emisiones de microondas que no introducen ningún fluido en el subsuelo. Todas estas opciones están aún en etapa de estudio.

Recomendaciones en relación con T2: (EPA)

EPA recomienda la aplicación de las Mejores Prácticas Operativas, las cuales de por sí inducen a la minimización del uso de agua, tanto por su impacto ambiental directo como por la reducción de los desechos a tratar.

Otras Recomendaciones

En el caso de España, el **"Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas"** ha concluido que en comparación, la energía generada con gas no convencional precisa de una décima parte del agua necesaria para producir la misma cantidad de energía partiendo del carbón.

T3. ¿Es cierto que los fluidos utilizados en estimulación hidráulica, contienen cientos de productos químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?

¿Qué se está expresando en el enunciado de esta preocupación?

El agua utilizada para la fractura hidráulica contiene alrededor de 10 grupos de componentes, destinados a mejorar el proceso y evitar determinados daños por corrosión y por oxidación a la estructura del pozo -evitando así riesgos posteriores de fugas- e incrementar la eficiencia de cada fractura, al reducir la pérdida de carga por fricción.

Según expresa la RAE, los aditivos representan el 0,17% del fluido total utilizado, siendo el resto agua. Sus componentes genéricos son: inhibidores para evitar la acumulación de incrustaciones en las paredes del pozo; ácidos que contribuyen a iniciar fracturas; fungicida para eliminar las bacterias que pueden producir sulfuro de hidrógeno, el que a su vez conduce hacia la corrosión; reductores de fricción que reducen el rozamiento entre las paredes del pozo y el fluido inyectado y un agente tensioactivo destinado a reducir la viscosidad del fluido utilizado para la fractura. Como puede observarse son todos recursos técnicos para prolongar la vida útil de miles de metros de cañerías que estarán en servicio 10 y más años y aumentar la eficiencia energética de la operación de fractura hidráulica inicial.

Muchos de los productos químicos usados en el fracking se utilizan comúnmente en actividades cotidianas. Algunos, que se utilizan en concentraciones bajas en la fractura hidráulica, pueden ser tóxicos en altas concentraciones. Esto es también válido para los productos químicos que se añaden habitualmente para el agua potable y los alimentos, así como las explotaciones convencionales de hidrocarburos. Por ejemplo, el cloro utilizado comúnmente para la desinfección del agua potable, si se utiliza en concentraciones altas o, si se produce un accidente, puede tener efectos graves sobre la salud humana y el medio ambiente. Sin embargo, en general la Organización Mundial de la Salud ha evaluado que los beneficios para el ser humano de su uso sobrepasan ampliamente los peligros potenciales, cuando se utiliza bajo las Mejores Prácticas Operativas.

Existe preocupación que alguno de estos componentes se filtren hacia acuíferos utilizados por la población o la industria y sean perjudiciales para la salud humana y el medio ambiente.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

La zona de Vaca Muerta ya es objeto de explotación convencional de hidrocarburos, para la cual se utilizan muchos de los elementos previstos en la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, tal como lo

pone de manifiesto los artículos 29 a 31 del Anexo VII del Decreto N° 2656/99 reglamentario de la Ley del Medio Ambiente de la Provincia del Neuquén. Para ambas situaciones existe la obligación de informar en la Evaluación de Impacto Ambiental según la ley Nro. 1875 de la Provincia del Neuquén los productos y cantidades que se inyectan, y su impacto al medio ambiente natural y humano, siendo facultad de las autoridades regulatorias permitir su uso o no.

Por consiguiente la técnica de fractura hidráulica no aporta una preocupación adicional a la explotación convencional de los hidrocarburos, estando los riesgos acotados por una adecuada regulación y control.

Por otra parte la información mencionada una vez suministrada a la autoridad pública regulatoria, está a disposición de quien quiera consultarla, en base a lo establecido en la Ley Nacional N° 25831 de “Régimen de libre acceso a la información pública ambiental”, que por ser una Ley de Presupuestos Mínimos regulatoria del Art. Nro. 41 de la Constitución Nacional, establece obligaciones mínimas para toda la República Argentina.

Recomendaciones en relación con T3: (RAE)

Según lo establece la Royal Academy of Engineering del Reino Unido, RAE, en Inglaterra y Escocia es obligatoria la información pública y certificada de los elementos usados en la fractura hidráulica de pozos de gas y petróleo. Bajo la ley Inglesa, en base a lo indicado en la “Water Resources Act de 1991”, el Regulador Ambiental puede requerir a las empresas que revelen la composición química de todos los fluidos utilizados para la fractura Hidráulica.

Recomendaciones en relación con T3: (EPA)

EPA está trabajando con las Autoridades Estatales y otros actores clave para garantizar que la extracción de gas natural no será realizada a expensas de la salud pública y el medio ambiente. El enfoque y las obligaciones de la Agencia, -EPA-, en virtud de la ley que rige su accionar, “*son... proporcionar la supervisión, orientación y, en su caso, como primera prioridad, proceder a la elaboración de Regulaciones destinadas a lograr la mejor protección posible para el aire, el agua y la tierra en la que los estadounidenses viven, trabajan y juegan. La Agencia está invirtiendo en la mejora de nuestra comprensión científica de la fractura hidráulica, proporcionando claridad en la*

reglamentación de las leyes vigentes y trabajando con las autoridades existentes en cada ámbito para mejorar las garantías de salud y ambientales”.

Por esa razón la EPA ha recomendado a todos los Estados a invitar a los operadores de Yacimientos No Convencionales a **revelar íntegramente la composición de cada uno de los aditivos fluidos**, hasta que exista una regulación obligatoria al respecto.

T4. ¿Puede la estimulación hidráulica activar fallas geológicas preexistentes y producir sismos o terremotos perceptibles por los seres humanos y/o que puedan dañar propiedades y activos de terceros?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

Al inyectarse agua o un fluido destinado a la fractura hidráulica a muy elevada presión, se produce la fractura de la roca de esquisto, pulverizando gran parte de la misma y permitiendo la salida del gas retenido en los poros. Esta ruptura de la roca localizada a centenas de metros de profundidad origina vibraciones (al igual que muchas otras actividades humanas y actividades de construcción), en general no perceptibles por los seres humanos. Debido a la gran sensibilidad de los instrumentos de medición, estos movimientos son detectados y utilizados (al igual que la llamada sísmica 3D) para tomar decisiones en cuanto a la efectividad de la fractura y las propiedades de la formación.

La preocupación de las personas y las organizaciones que han cuestionado este aspecto, reside en que en determinadas circunstancias pudieran afectarse estructuras públicas o privadas con un daño material y/o riesgos para las personas que habitan o circunstancialmente están en la zona. Esta preocupación es más acentuada en las zonas donde existe un historial de movimientos sísmicos de intensidad significativa debidos a la forma en la cual la estructura de placas existentes bajo la corteza terrestre se está reacomodando desde hace cientos o miles de años en esa zona.

Se teme además que estos movimientos produzcan a su vez otros movimientos sísmicos inducidos en fallas geológicas preexistentes.

Estos temores no tienen fundamento comprobado porque cada año se efectúan varias decenas de miles de fracturas hidráulicas en el mundo sin que se haya verificado ninguna vinculación con eventos sísmicos potencialmente peligrosos y proyectos de Shale Gas o Shale Oil. En Estados Unidos,

aún en Estados de gran sismicidad como California, las preocupaciones por la fractura hidráulica no están centradas en la posibilidad de generación de terremotos inducidos.

Por otra parte, durante décadas se han reportado pequeños sismos casi no perceptibles por los seres humanos, en relación con la explotación de pozos verticales convencionales, y también con la estimulación de pozos agotados mediante el uso de fluidos para recuperación secundaria o terciaria y con la inyección de fluidos residuales en cavernas de hidrocarburos agotados.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

El Instituto Nacional De Prevención Sísmica (Inpres), dependiente de la Secretaría de Obras Públicas del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública Y Servicios de la Nación, establece que “El sur argentino, por debajo de los 35° de latitud ha sufrido, en muchos casos, las consecuencias de los grandes terremotos chilenos que alcanzaron a producir daños de menor cuantía en las poblaciones limítrofes, **siendo reducida la cantidad de sismos con epicentro en territorio argentino**” y **que no se ha registrado ningún sismo por debajo de los 2 km de profundidad** en la región.

Por lo tanto, no es una zona de preocupación sísmica, ya que las vibraciones originadas por la fractura hidráulica no están en condiciones de alcanzar las zonas de fallas geológicas, y las propias vibraciones originadas en la estimulación de pozos o recuperación secundaria o terciaria no ha manifestado ninguna consecuencia apreciable para el ser humano o los bienes.

Recomendaciones en relación con T4: (RAE)

Debido al movimiento relativo constante entre las placas tectónicas en que está fragmentada la corteza terrestre, los terremotos se producen cuando el estado tensional originado por el impedimento a dicho movimiento en la interfase entre placas (fallas geológicas), supera la resistencia mecánica de las rocas. Cuando esta rotura en correspondencia con una falla geológica se produce, se origina una liberación de energía, medida habitualmente en la “escala de Richter”, que se transmite por el terreno y provoca movimientos eventualmente capaces de producir daños a las estructuras. Pero la magnitud de los movimientos originados en el fracking no alcanza valores que puedan ser percibidos por los seres humanos.

Por ello, en el caso de UK, la RAE establece que el BGS (*British Geological Survey*) u otros órganos competentes, deberán llevar a cabo mediciones nacionales para determinar el carácter de las tensiones preexistentes e identificar las fallas en las rocas madres de las áreas a perforar. Asimismo, establece que los Operadores deben realizar mediciones *adicionales* específicas en cada yacimiento para identificar potenciales tensiones y fallas locales.

Por otra parte, en caso que exista una falla local en correspondencia con una estructura geológica de rocas blandas, -como aquellas donde se encuentra el Shale-, en caso de romperse, ello ocurre a menores niveles de tensión, originando una menor liberación de energía y por lo tanto difícilmente podrían originar sismos de gran intensidad, al contrario de lo que ocurre con las rocas duras como el granito, también existentes en el subsuelo. Por último, cuando se registran vibraciones con elevados niveles de “frecuencia”, también se reduce la probabilidad de daño, ya que estas ondas se amortiguan a pocos metros de distancia. (RAE)

Una metodología que se recomienda en menos oportunidades, es la instalación de “semáforos” que permiten a las personas a cargo de la operación de cada pozo conocer en tiempo real, cuándo la perforación que está realizando comienza a producir movimientos en la corteza terrestre que las personas aún no pueden detectar.

Además de remitir los datos a las Agencias Nacionales respectivas, la RAE recomienda compartir los datos entre operadores, pues con ambos conjuntos de información se puede establecer una base de datos Nacional de las zonas donde la sismicidad inducida tiene mayor probabilidad de producirse.

Recomendaciones en relación con T4: (EPA)

La División de Protección del Agua Potable de la EPA que regula la inyección de fluidos en pozos para producción de hidrocarburos y disposición de fluidos, le solicitó a un Grupo de Trabajo Técnico (UIC National Technical Group) estudiar el tema y dar las recomendaciones destinadas al manejo de los riesgos posibles.

El borrador de reporte final de dicho grupo -de fecha 27 de noviembre de 2012- indica en su página 1 que la probabilidad de ocurrencia de sismos de magnitud apreciable inducidos por la fractura hidráulica es muy baja, y en sus páginas 30 y 31 recomienda una serie de evaluaciones a realizar en forma previa, basadas en el conocimiento geosísmico de la zona y los antecedentes de resultados de inyección de fluidos en el área, para decidir si son

necesarios posteriores estudios más detallados para evaluar el riesgo de sismicidad inducida por fracturas hidráulicas.

T5. ¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que se generan en la explotación de hidrocarburos no convencionales? ¿Pueden ser mitigados o remediados estos problemas?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

En el proceso de fractura hidráulica de las perforaciones horizontales de un pozo en un Yacimiento no convencional se utilizan 25.000 a 35.000 m³ de agua. Parte de este volumen de agua, con un pequeño porcentaje de aditivos queda en espacios vacíos residuales del Yacimiento, pero hasta el 70% puede salir nuevamente a la superficie, conteniendo otras substancias y la suciedad propia de los compuestos inorgánicos de la roca madre.

Es entendible que las personas que habitan en las cercanías de esos pozos rechacen la posibilidad de aceptar que esos fluidos residuales (el reflujo de agua del fracking), sean volcados en la superficie, en la zona adyacente al pozo.

Los productos que vuelven a la superficie incluidos en el reflujo de agua de fracking, pueden ser perjudiciales, como cualquier otro efluente residual de la explotación de petróleo y gas en particular, y de toda actividad minera o industrial en general. Tanto el Río Támesis en Inglaterra, como el Riachuelo en Argentina han sido y son prueba de ello. Pero también existen métodos y equipamiento adecuado para recuperar esa agua en un porcentaje muy elevado y utilizarla en la siguiente operación y/o mitigar o eliminar los efectos y hacer que los vertidos cumplan con la normativa ambiental vigente. Las autoridades deben verificar que ello se cumpla y cuando la contaminación perdura, ello no es consecuencia de la actividad industrial, sino del incumplimiento de normas y de no ajustar la operación a las Mejores Prácticas. Por ello, en esos casos hay que investigar cual es el origen del incumplimiento de las Regulaciones existentes y de la ausencia de “enforcement”, o disponibilidad de la fuerza de orden público necesaria para obligar a que se apliquen las mismas.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

La Provincia del Neuquén tiene la normativa legal adecuada para el control de ese tema, tal como lo hace con la explotación convencional

de hidrocarburos. En particular cabe citar el Anexo VII del Decreto 2656-99, regulatorio de la ley ambiental Nro.1875, que establece específicamente las Normas y Procedimientos que Regulan las Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, incluyendo las operaciones de abandono de las áreas explotadas.

Por consiguiente, siendo que existe la normativa adecuada y las técnicas disponibles para el manejo ambientalmente adecuado de dichos residuos, solo corresponde la aplicación rigurosa de dicha normativa por parte de las autoridades para eliminar la preocupación mencionada.

Cabe mencionar que para el caso de Vaca Muerta las precipitaciones son escasas y es muy reducido el porcentaje de humedad. Esto favorece la rápida evaporación del agua de las piletas protegidas, con lo que los residuos sólidos son más fáciles de ser tratados y neutralizados una vez evaporada el agua residual.

Recomendaciones en relación con T5: (RAE)

En primer término la RAE establece: “... *que es necesario desarrollar regulaciones para la supervisión de pozos abandonados. La financiación de ese monitoreo y de otros trabajos relacionados con la “remediación” de esos pozos y las áreas adyacentes requeriría mayores consideraciones con respecto a la Regulación necesaria para encuadrar esta actividad que las aquí expuestas....*”.

La recomendación principal es para la RAE, que “...***toda el agua residual debería ser (obligatoriamente) reciclada y reutilizada en todos los casos en que ello sea posible***”. Las opciones posibles para el tratamiento y la disposición final de los residuos no utilizados del agua de Fracking, “...*deberían estar planificados desde el inicio de la explotación de cada Yacimiento, (en la Evaluación de Impacto Ambiental previa y obligatoria, ya mencionada). Por otra parte, la construcción, regulación de la operación y ubicación física de cualquier planta de disposición final de los residuos de explotación de un pozo, requeriría en cada caso inversión adicional*”.

Recomendaciones en relación con T5: (EPA)

EPA explica también en uno de sus informes que, “*Como el número de pozos de gas esquisto (Shale Gas) en los EE.UU. aumenta, también lo hace el volumen de las aguas residuales de gas de esquisto que requieren su eliminación.*

*Las aguas residuales asociadas con la extracción de gas de esquisto pueden contener altos niveles de sólidos disueltos totales (TDS), aditivos de fluidos de fracturación, metales, y materiales radiactivos naturales”. En asociación con los Estados, la EPA está examinando “los diferentes métodos de eliminación utilizados por la industria para asegurar que existen los Marcos Regulatorios y de Permisos que **permitan facilitar opciones seguras con respaldo legal** para la eliminación del flujo de retorno y el agua producida. Estas opciones incluyen sistemas de circuito cerrado con reutilización de aproximadamente 80% del agua, los que son instalados en los yacimientos para reducir al mínimo el impacto ambiental”*

Según informa EPA, la disposición del flujo de retorno y del agua producida por la inyección subterránea, está regulada en el marco del Programa de Control del reciclaje seguro de las Inyecciones de Agua Subterránea, establecido por la Ley de Agua Potable (UIC).

También de acuerdo con EPA, su programa Clean Water Act (CWA) para el tratamiento de efluentes establece “**...estándares nacionales para los vertidos de aguas residuales industriales basados en las mejores tecnologías disponibles que sean económicamente viables**”. Las Regulaciones sobre efluentes para la extracción de petróleo y gas prohíben la descarga directa en el lugar de las aguas residuales de la extracción de Shale Gas en los cursos de agua de los EE.UU. “*...Si bien parte de las aguas residuales de la extracción de gas de esquisto se reutiliza o es reinyectada, una cantidad importante aún requiere disposición final fuera del Yacimiento*”.

“Algunos operadores de perforación eligen volver a utilizar una parte de las aguas residuales para reemplazar y/o complementar el agua fresca en la formulación del fluido de fracturación para un futuro pozo o bien para re-fracturar el mismo pozo. La reutilización de las aguas residuales en el gas de esquisto, está en parte relacionada con los niveles de contaminantes en las aguas residuales y la proximidad de otros sitios donde se realizarán fracturas en las cuales se podrían reutilizar las aguas residuales. Esta práctica tiene el potencial de reducir los vertidos en las instalaciones de tratamiento o en aguas superficiales, reducir al mínimo la inyección subterránea de aguas residuales y conservar los recursos hídricos”.

T6. ¿Existe riesgo de que se produzcan emisiones de gas meta-no por las fracturas que pudieran abrirse hasta el nivel de superficie del suelo y salir a la atmósfera terrestre, causando hasta 24 veces más daño a igualdad de volumen que las emisiones de CO2? ¿Es significativa la emisión de CO2 en la explotación de Shale Gas?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

El objetivo de la fractura hidráulica es poder liberar, extraer y comercializar el gas retenido en los poros de una estructura rocosa impermeable, de la cual de otra forma sería imposible obtener este hidrocarburo. La preocupación implícita en esta pregunta, es si al producirse la fractura hidráulica a 3000 m de profundidad o más, las presiones y fuerzas derivadas de estas fracturas en la roca, podrían generar vías de escape al metano, alcanzar la superficie y facilitar la migración a la atmósfera de millones de m³ de gas metano, el cual tiene un efecto invernadero hasta 24 veces superior al CO₂.

Las recomendaciones que veremos al respecto están relacionadas con tomar los recaudos necesarios para detectar potenciales fugas de gas, ya sea por fracturas en el terreno o por pérdidas en toda la instalación construida para extraer gas del yacimiento en explotación.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

Las fuentes locales conocedoras de la geología de Vaca Muerta que han sido consultadas, manifiestan que, **desde el punto de vista geológico es imposible** que, en los profundos yacimientos de Argentina, una fractura se expanda hasta la superficie desde los 3000 mts en promedio de profundidad donde se está realizando la fractura hidráulica. Según gráficos incluidos en informes de EPA, la fractura no llega más allá de los 400 mts. de la línea de fractura. (O sea a más de 2.500 mts de la superficie).

Recomendaciones en relación con T6: (RAE)

La primera recomendación de la RAE, es que *“...los operadores deberían monitorear permanentemente potenciales fugas de metano u otras emisiones a la atmósfera antes durante y después de las operaciones para la extracción de Shale Gas en un determinado yacimiento”*.

Afirma también la Academia de Ingeniería del Reino Unido que, *“... la información recogida por los operadores debería ser presentada al regulador. Esta información podría permitir una amplia evaluación que permitiría determinar la huella de carbono relacionada con la extracción del Shale Gas”*.

El venteo al aire libre y la quema de Metano (CH₄) y otras emisiones están controladas en el Reino Unido mediante las Licencias de Exploración

y Desarrollo de Petróleo. Otras regulaciones emitidas en 1996 controlan la seguridad y los temas de salud. Por una Regulación de 1990, las autoridades locales son las responsables de inspeccionar los yacimientos en relación con los olores y ruidos asociados con el venteo o quema de Gas.

Existen también Regulaciones emitidas en 2007 en relación con la Calidad del Aire. (RAE).

Recomendaciones en relación con T6: (EPA)

En base a las recomendaciones del Programa de Natural Gas STAR, “...*la EPA y las empresas asociadas han identificado tecnologías y prácticas que reducen de forma rentable las emisiones de Metano procedentes del sector del gas natural, tanto en los yacimientos ubicados en EE.UU. como en yacimientos en el exterior*”.

Cabe destacar que estas recomendaciones y regulaciones provienen y **estaban vigentes para el Gas de Yacimientos Convencionales**, es decir que estaban en vigencia antes de ponerse en marcha las tecnologías que permitieron la perforación horizontal y la explotación del Gas de esquisto.

T7. ¿Está el uso del fracking permitido en todos los países? Si en algún caso ello no fuera así, ¿por qué razón no está permitido?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

La tecnología requerida para la extracción de gas de esquisto, es relativamente nueva. Incluye la metodología de perforación horizontal que penetra las rocas que contienen gas natural formado hace millones de años durante el proceso de enfriamiento de esas capas acumuladas de piedra, relativamente porosa al principio. Cabe recordar que la población de muchas naciones ha efectuado reclamos y se siente incómoda con la explotación tradicional del petróleo, pensando que las cercanías del yacimiento deben ser luego remediadas como consecuencia de los residuos y materiales como cemento, caños inservibles, agua utilizada, compuestos químicos, etc. que podrían permanecer cerca de esos yacimientos abandonados si la autoridad regulatoria no es estricta. En el caso del gas de esquisto, las preocupaciones son mayores, pues se conoce que la perforación horizontal se extiende miles de metros en todas direcciones a partir del pozo principal.

Por esta razón han existido muchos movimientos de la Sociedad Civil que, impulsados también por organizaciones sin fines de lucro opuestas a la

utilización de estos recursos, por sus convicciones y entendibles preocupaciones, surgidas del desconocimiento más que por los resultados de investigaciones científicas, han cuestionado a las autoridades, en todas las naciones del mundo, la concesión de yacimientos de petróleo y gas, desde que el petróleo fue descubierto en el siglo XIX y ahora lo hacen respecto de esta nueva Tecnología de extracción.

Pero en este momento, existe también en esa misma Sociedad Civil, una convicción cívica que atraviesa transversalmente todos los estamentos políticos y socioeconómicos de cada nación y que, más allá de toda consideración económica, muestra como conveniente la autosuficiencia energética por los riesgos que implica para toda nación la dependencia del exterior en cuanto a la disponibilidad de energía.

Por esa razón, si bien en un principio varias naciones se habían opuesto incluso a través de leyes a la explotación de este tipo de combustible, el temor al desabastecimiento, a la extorsión por parte de poseedores de yacimientos que no tienen principios de regulación republicana en sus propios países, y al convencimiento de la no existencia de riesgos inmanejables es que en la actualidad, prácticamente sólo Francia mantiene la prohibición de explotar este recurso. Otras naciones, como Holanda, el Reino Unido, Alemania, Polonia, etc., ya han dado vuelta sus anteriores prohibiciones y por ejemplo, Polonia, a pesar de su densidad poblacional, ya está produciendo Shale Gas.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

En el caso argentino, existe una ventaja difícilmente evaluable desde el punto de vista económico: los mejores yacimientos de Argentina, los más prometedores, los que por sí solos podrían cubrir las necesidades de la Nación por más de 100 años, se encuentran en una región desértica a muchos kilómetros de toda población. Esta situación es muy diferente a la que viven las naciones europeas y también a la que se ha presentado en las regiones donde se ha descubierto grandes yacimientos en Estados Unidos, los cuales están en muchos casos en zonas con densidad mediana o alta de población.

No existen recomendaciones de la RAE o EPA al respecto, porque en sus respectivos países la explotación del Shale gas y Shale oil debidamente regulada y controlada, está permitida e incluso fomentada.

Se reitera que, Holanda, el Reino Unido, Alemania y Polonia, han revertido, luego de extensos análisis técnicos las prohibiciones anteriores.

En el caso específico de Inglaterra, se acaba de aprobar en el tercer trimestre de 2013, la regulación que permitirá la explotación de estos recursos, con los cuales esta Nación piensa substituir los yacimientos agotados del Mar del Norte y continuar con su independencia energética, reduciendo además el Uso del Carbón, una fuente de contaminación sin duda más riesgosa para el medio ambiente. Como ha señalado la EPA, este recurso permitirá retrotraer todos los indicadores de emisiones, al expandirse el uso del Gas en generación eléctrica, en transporte y en diferentes usos industriales, y no solo por emitir menos Toneladas de CO2 por caloría utilizada y por unidad de energía producida, si no también porque las máquinas que generan energía alimentadas con gas natural tienen mayor eficiencia térmica, por lo que el paso de Carbón a Gas implica en algunos casos hasta 4 veces menor volumen de emisiones que bajo la anterior tecnología.

T8. “La explotación de petróleo y gas de esquisto ocupa una extensión de tierra más grande que la producción de energía convencional”.

¿Qué se está afirmando al enunciar esta preocupación?

Esta afirmación estaría indicando que la superficie de tierra necesaria para explotar un volumen determinado de gas proveniente de un yacimiento no convencional, es claramente superior a la superficie necesaria en las explotaciones habituales de gas convencional. Este aspecto restaría espacio vital para otras actividades necesarias para la vida de las personas y los demás seres vivos.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

La extensión de tierras en áreas desérticas no es un bien escaso en la Cuenca Neuquina.

Comentarios basados en estudios del DOE (US)

Estudios y conclusiones surgidas de un documento publicado por la IGU -(2009-2012 Triennium Work Report June 2012 Shale Gas The Facts about the environmental Concerns (International Gas Union)- citando a su vez un estudio del DOE -Departamento de Energía de USA- demuestra que 16 pozos verticales convencionales perturban aproximadamente 0,3 kilómetros cuadrados de terreno superficial, en tanto que una plataforma de pozos horizontales de cuatro pozos requerida para la producción equivalente de

gas de esquisto, perturbaría 0,03 kilómetros cuadrados, 10 veces menos que los pozos verticales necesarios para el mismo volumen de producción de gas.

T9. ¿Es el ruido en Vaca Muerta, un motivo de preocupación semejante al que han expresado algunas ciudades de EEUU, cercanas a yacimientos en explotación?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

El equipamiento necesario para la perforación y en especial para la fractura hidráulica de un pozo de Gas de Esquisto, es muy superior en cantidad de unidades y en potencia involucrada que en un yacimiento tradicional. Cuando el Yacimiento es cercano a una población o incluso a habitantes más dispersos de zonas rurales, éstos pueden percibir durante varios días en los cuales se lleva adelante la perforación inicial, las perforaciones radiales posteriores y la fractura hidráulica de cada perforación radial, ruidos persistentes y muy fuertes, relacionados con el trabajo de decenas de camiones de bombeo de agua a presión requerida para la fractura o las sucesivas fracturas.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

Se reitera también en este caso, la conveniencia asociada a que los yacimientos más importantes de este recurso se encuentren en Argentina muy alejados de las poblaciones más cercanas.

Recomendaciones en relación con T9: (RAE)

La normativa de UK prevé explícitamente los niveles máximos de contaminación sonora que están permitidos para cualquier actividad.

Recomendaciones en relación con T9: (USA)

Las normas de EEUU relativas al impacto sonoro son locales, al igual que en UK, pero todas están referidas a leyes nacionales que ponen el marco y los límites inferiores al marco regulatorio local.

IV. Primeras Conclusiones y Recomendaciones

Con la información disponible -y en tanto se respeten las Mejores Prácticas definidas en los últimos 40 años por los Reguladores de las Naciones productoras de Hidrocarburos más adelantadas- no se ha encontrado ninguna prueba concluyente de la existencia de riesgos inmanejables de alguna naturaleza asociados a la utilización de la técnica de fractura hidráulica para la producción de Shale Oil y Shale Gas.

Pese a ello, consideramos necesario como Política General, establecer una normativa específica cuando no la hubiere o fuera obsoleta, y verificar su estricto cumplimiento, por parte de las autoridades pertinentes, al igual que lo están realizando las naciones centrales involucradas en el desarrollo de esta tecnología.

En particular se enfatiza la necesidad de:

- Exigir en todos los casos las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIAs) detalladas y específicas, que incluyan la planificación detallada de las tareas a realizar, **Evaluaciones que deberán ser preparadas solo por equipos de trabajo adecuadamente calificados según las normas internacionalmente más exigentes y dotados de equipamiento y experiencia específica**, los cuales como mínimo deberán evaluar los temas de preocupación detallados en este Informe y explicitar si existen riesgos relacionados con los mismos, y deberán definir y detallar las tecnologías para su mitigación necesaria si los hubiere. Estas EIAs permitirán un monitoreo posterior de mayor precisión y eficiencia.

- La actualización de las Regulaciones referidas a la presentación de dichas EIAs, su análisis por las autoridades, incluyendo la necesaria participación ciudadana según los principios de la Ley General del Medio Ambiente Nro. 25.675, y la aprobación previa de un Plan de Gestión Ambiental específico para cada explotación.

- Enfatizar la necesidad de transparencia en la información y dar a conocer públicamente la totalidad de los componentes químicos que se mezclan con el agua para fractura hidráulica.

- Concretar el Monitoreo permanente de las actuaciones de los Operadores, la medición objetiva de los indicadores de Impacto Ambiental identificados en las EIAs y su certificación adecuada e independiente, según el Plan de Gestión Ambiental aprobado.

- La participación de organismos específicos tales como el Centro Regional de Aguas Subterráneas del Instituto Nacional del Agua y el Ambiente o el Instituto Nacional de Prevención Sísmica en el estudio y evaluación estadística de los resultados de los monitoreos, a fin de producir las recomendaciones pertinentes, ***que minimicen potenciales riesgos que pudieran surgir por la utilización de Agua y por otros hechos relacionados con la Seguridad Ambiental que han sido analizados en este Documento sobre la “Explotación de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales”.***

EN SÍNTESIS:

Es probable que la comparación sistematizada, tanto en lo relacionado con las actividades de las empresas petroleras, como en la elaboración de Regulaciones y en los mecanismos de control y monitoreo que llevarán adelante los Reguladores (Benchmarking), constituya el mejor camino a seguir para asegurar que ninguno de los 9 grupos de preocupaciones mencionados tenga alguna justificación en el futuro de la internacionalmente competitiva industria de Energía que surgirá en Argentina a partir de la transformación en Reservas de estos Recursos, recientemente descubiertos. La RAE considera que EEUU es hoy el principal referente en este sentido y recomienda tener en cuenta en el desarrollo de esta tecnología, las experiencias y regulaciones ya desarrolladas por EEUU, para preparar la propia regulación que rija esta actividad en UK.

El desarrollo de este Recurso conducirá, al igual que lo previsto para EEUU por la EPA, a la disponibilidad de una **Energía más limpia**.

El Gas de Yacimientos no convencionales representa para nuestro país un cambio sustancial, teniendo posiblemente reservas para más de 100 años, habilitando el desarrollo de tecnología e industria nacional, pudiendo llegar en pocos años a alcanzar al autoabastecimiento y la posibilidad de exportar gas y petróleo, con la consiguiente creación de un marco donde regirá la “paridad de exportación”, con la llegada de las compañías más importantes del ámbito petrolero internacional y los precios de energía más bajos de la región.

En síntesis, un impacto importantísimo en la economía argentina, y por todo lo expuesto en este trabajo, sin riesgos ambientales significativos o no manejables.

Academia Nacional de Ingeniería
Av. Presidente Quintana 585 3° A - C1129ABB
Buenos Aires - República Argentina
Tel.: (54-11) 4807-1137
Fax.: (54-11) 4807-0671
E-mail: acading@fibertel.com.ar - acading2@fibertel.com.ar
acading.arg@gmail.com
Sitio Web: www.acadning.org.ar