

EL AMBIENTE FRACTURADO: LA NECESIDAD DE UNA EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA EN VACA MUERTA

Comentarios generales sobre el documento
de la Academia Nacional de Ingeniería

ENERO 2022

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	03
1. INTRODUCCIÓN	04
2. COMENTARIOS GENERALES	05
3. RESPUESTAS A LOS TEMAS ANALIZADOS POR LA ANI	13
4. RESPECTO AL APARTADO “EN SÍNTESIS”	24
5. PALABRAS FINALES	25
6. BIBLIOGRAFÍA CITADA	27

RESUMEN EJECUTIVO

En la Argentina, el descubrimiento de Vaca Muerta como uno de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales con “mayores reservas” a nivel mundial tuvo como consecuencia un fuerte impacto socioambiental. Para llegar a las profundidades donde se encuentran los hidrocarburos no convencionales y luego subirlos a la superficie es necesario realizar perforaciones verticales y horizontales y fracturar las rocas con inyecciones de una mezcla de agua, arena y productos químicos, liberando así los hidrocarburos (esta técnica se denomina *fracking*). En un país con debilidades en su abastecimiento energético y en la balanza de pagos, Vaca Muerta fue vista por el sector político como una salvación, ignorando o desatendiendo tanto las especificidades técnicas que requiere la actividad como su consecuente necesidad de inversión y omitiendo también los fuertes impactos ambientales y sociales que genera.

En este marco, la Academia Nacional de Ingeniería (ANI) elaboró el documento **“El caso particular de ‘Vaca Muerta’ en la Provincia de Neuquén”** (2013) para responder a las preocupaciones que había comenzado a manifestar la ciudadanía. En ese trabajo, la ANI desarrolla respuestas a interrogantes de índole ambiental planteados por parte de la sociedad civil en general y organizaciones ambientalistas en particular, basándose en la opinión de expertos argentinos y en trabajos técnicos realizados por instituciones técnicas y regulatorias internacionales. Las opiniones presentadas por la ANI suelen ser utilizadas como fuente por funcionarios públicos que regulan y controlan la actividad de explotación de hidrocarburos, por el sector de la academia que la apoya y por las empresas al momento de realizar sus evaluaciones de impacto ambiental (EIA). En la mayoría de los casos se utiliza el mencionado documento en favor de la actividad y para validarla.

Esta publicación busca discutir, con argumentos fundados, las afirmaciones que realiza la ANI en ese documento y desmitificar ciertos aspectos y creencias desde el sector hidrocarburífero. Entre las explicaciones que aquí se detallan sobresale que el *fracking* y la eliminación de aguas residuales pueden provocar la contaminación de fuentes de agua, algunas de ellas potables, ya sea por derrames o por el mal tratamiento de los desechos. También, que se utilizan aditivos que están compuestos por decenas de productos químicos, algunos de los cuales no se informan por secreto comercial y pueden ser cancerígenos. Asimismo, el agua de retorno contiene fluidos usados en el *fracking* y transporta otros componentes, como metales pesados o elementos radiactivos contenidos en la roca generadora. Por otro lado, además de la emisión de dióxido de carbono (CO₂), la emisión de metano es preocupante, ya que puede ser hasta 82 veces más potente como gas de efecto invernadero que el CO₂. En la actividad no convencional las pérdidas de metano pueden duplicar las de la extracción convencional.

Cabe mencionar que el *fracking* no está permitido en varios países, entre ellos Francia, Alemania y Gran Bretaña, por razones socioambientales, y que la extracción de combustible no convencional en Vaca Muerta se realiza en tierras pobladas que son reclamadas como ancestrales por comunidades originarias, las cuales no han sido consultadas antes del inicio de estas actividades comerciales. Asimismo, existe una correlación entre el *fracking* y la actividad sísmica, razón por la cual es necesario tomar medidas para prevenir a la población y disminuir los riesgos ambientales que provocan estos eventos.

A diez años de haber comenzado la actividad, los impactos generados confirman las preocupaciones que la ANI desestimaba en su respuesta a los reparos y cuestionamientos de la sociedad civil, por lo que se hace necesario revisar el supuesto conocimiento científico que informa las regulaciones.

1. INTRODUCCIÓN

El descubrimiento de Vaca Muerta —ubicado en Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa— en la década de 2010 como uno de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales con “mayores reservas” a nivel mundial tuvo un fuerte impacto socioambiental en la Argentina. En otros países, especialmente del hemisferio norte, y con los Estados Unidos (EE. UU.) como actor principal, la técnica del *fracking* o fractura hidráulica para la extracción de este tipo de hidrocarburos ya estaba siendo utilizada gracias a la promoción de instituciones del sector público y privado (García Ríos, 2019).

Para alcanzar las profundidades donde se encuentran los hidrocarburos no convencionales y subirlos a la superficie, la actividad se vale de métodos extremos: perforar la roca hasta alcanzar la ubicación de los hidrocarburos y luego inyectar una mezcla de agua, arena y productos químicos hasta lograr una presión tal que fracture la roca en millones de pedazos, liberando así los hidrocarburos contenidos en ella. Luego, por diferencia de presiones, suben los hidrocarburos y las aguas residuales utilizadas (Álvarez Mullally *et al.*, 2017).

En un país con debilidades en su abastecimiento energético y en la balanza de pagos, Vaca Muerta fue vista por el sector político como una salvación, obviando los requerimientos técnicos que serían necesarios para la actividad, con su consecuente necesidad de inversión, y omitiendo también sus fuertes impactos ambientales y sociales. A pesar de que a una parte de la sociedad no le eran ajenos estos impactos, autoridades de la provincia de Neuquén (donde está principalmente ubicada Vaca Muerta) dictaron normas sin ningún tipo de participación ciudadana o consulta.

Por otro lado, la Academia Nacional de Ingeniería (ANI) elaboró el documento, **“El caso particular de ‘Vaca Muerta’ en la Provincia de Neuquén”** para responder a las preocupaciones de la ciudadanía. Publicado en octubre de 2013, el documento se dirigía a personas sin conocimiento (Cané, 2021) y se organizaba en cuatro capítulos. A lo largo sus cuarenta páginas trata brevemente la historia del *shale gas*, describe su tecnología y comenta la importancia, según el criterio de la ANI, de este gas para la Argentina y el mundo. A su vez, desarrolla respuestas a interrogantes de índole ambiental planteados por parte de la sociedad civil en general y de organizaciones ambientalistas en particular.

Si bien al momento de la publicación del documento en la Argentina estaba comenzando a desarrollarse la actividad, en otras partes del mundo ya contaba con una historia más larga. Por ello, para realizar su informe, la ANI se fundamentó no solo en la opinión de expertos argentinos sino también en trabajos técnicos realizados por instituciones técnicas y regulatorias internacionales: **United States Environmental Protection Agency (EPA)**, **Royal Academy of Engineering (RAE)**, **United States Department of Energy (DOE)**, e **International Energy Agency (IEA)**, entre otras. A pesar de estar basado en instituciones de renombre a nivel mundial para sus argumentaciones, el documento de la ANI no cita las fuentes exactas de donde proviene cada argumento. También usa información estadística de las empresas que realizan fractura hidráulica en EE. UU. —para quitar parcialidad, explica el documento—, pero al no citar las fuentes no se puede evaluar si en realidad no ocurre lo contrario.

La información presentada en el documento de la ANI suele ser utilizada aún hoy como fuente por funcionarios públicos, la academia, el sector que apoya la actividad de explotación de hidrocarburos, y por las empresas privadas al momento de realizar sus EIA (FARN, 2021). En la mayoría de los casos se utiliza el documento en favor de la actividad y para validarla.

La intención de esta publicación es discutir las afirmaciones que realiza la ANI, con argumentos fundados, y desmitificar ciertos aspectos y creencias desde el sector hidrocarburífero. A diez años de inicio de la actividad de *fracking*, los impactos generados confirman las preocupaciones que decían responder desde la ANI y se hace necesario revisar el supuesto conocimiento científico sobre el que se sustentan las regulaciones.

Para ello, primero se hará referencia a afirmaciones introductorias del documento de la ANI (Capítulo I. Introducción: Contexto internacional en el cual se inicia el desarrollo de esta nueva Tecnología en Argentina) y a las preocupaciones ambientales mencionadas (Capítulo II. Preocupaciones ambientales) y luego a las respuestas esgrimidas por la institución (Capítulo III. Respuestas con fundamento técnico y académico a estos temas, 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). En todos los casos, **se transcribirán textualmente (sin hacer correcciones en el texto original)** las afirmaciones y respuestas del documento de la ANI para luego discutir las o rebatirlas.

2. COMENTARIOS GENERALES

El documento de la ANI refleja la postura de la institución a favor de la explotación de yacimientos no convencionales. En sus páginas acepta sin cuestionamientos los predicamentos de la industria, asumiendo que los análisis correspondientes ya se hicieron en los países de origen de esta actividad: EE. UU., Canadá y Reino Unido. Vale aclarar, sin embargo, que luego de varios años (el documento data de 2013) la experiencia en esos países demostró la falacia de dichos argumentos.

Si bien el documento menciona algunas acciones con impacto ambiental, no hace referencia a sus impactos globales, que están vinculados a los métodos, logística, transporte y a todas las actividades e insumos usados para la obtención de este tipo de hidrocarburos, y que también están relacionados a la implicancia intrínseca del consumo de productos hidrocarbúricos (combustible para transporte o generación de energía, principalmente). No aborda tampoco cómo la actividad afecta a los ecosistemas, la biodiversidad y las comunidades.

Es de lamentar la falta de estudios contundentes previos al inicio de la actividad que reflejen el estado de situación de la zona, que podrían ser tomados como referencia o permitirían realizar comparaciones, ya que nunca se realizó una línea de base ambiental. El *fracking* comenzó con mayor fuerza en la Argentina después de 2010 y la ANI publicó su informe en 2013, sin datos certeros sobre el estado de la región afectada. De todas formas, el documento no refleja un análisis en base a estudios científicos, sino que son opiniones sostenidas por documentos de otros organismos, que a su vez fueron elaborados para otras situaciones y lugares.

Los errores en los pronósticos de EPA, RAE, DOE e IEA, sumados a la experiencia acumulada sobre estas actividades, fuerzan a cuestionar la seriedad de las decisiones basadas en sus recomendaciones, debiendo poner énfasis en el análisis de estudios independientes de universidades y organismos no vinculados a la industria del petróleo. La regulación de la actividad en Vaca Muerta y el control ejercido por las autoridades se definieron en base a las opiniones y al conocimiento que se exponen en el documento de la ANI. Sin embargo, a diez años de inicio del *fracking*, el estado ambiental del territorio expone la necesidad de evaluaciones integrales y planificación adecuada con participación ciudadana.

Sobre “Breve historia del shale gas”

El “Capítulo I Introducción: Contexto internacional en el cual se inicia el desarrollo de esta nueva Tecnología en Argentina”, del documento de la ANI, comienza con el siguiente apartado que aborda la historia del shale gas y que se transcribe a continuación.

Breve historia del Shale Gas

- La tecnología de explotación del shale gas (gas retenido en formaciones geológicas no libres) fue desarrollada en el periodo 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 EE. UU, 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 EE. UU.
- 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 EE. UU 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 (ANI, 2013:6).

Si bien la tecnología convencional de *fracking* se desarrolló en la década de 1940, la ANI no menciona las diferencias abismales entre la fractura convencional y la fracturación moderna, específicamente en lo relacionado a los volúmenes de productos químicos, agua, arena, agua de desecho, invasión territorial, contaminación del aire y del agua subterránea, generación de enfermedades desconocidas por efecto sinérgico de productos químicos y emisión de partículas radiactivas. Es decir, se pone énfasis en los aspectos comerciales del shale gas (productividad, generación de empleos) y no se mencionan los efectos colaterales.

Por otro lado, más adelante en el documento sí se mencionan algunas similitudes entre ambos tipos de fracturas, lo que hace sospechar que coteja las actividades cuando las evidencias resultan favorables. A modo de ejemplo, al identificar los riesgos relacionados con la perforación de pozos cuando se atraviesa una napa acuífera, comenta que no difieren de los existentes con los pozos convencionales, como si ello fuera una garantía. Según el documento, estos riesgos son controlables aplicando las mejores prácticas operativas (ANI, 2013).

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

En el segundo párrafo del apartado “Importancia del Shale Gas...” se destaca la siguiente frase:

El gas natural tiene un papel clave en el futuro de la energía limpia en nuestra nación (ANI, 2013:8).

A pesar de que el gas es promocionado como una herramienta para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), al punto de ser mencionado en la Contribución Determinada a nivel Nacional argentina (NDC, por su sigla en inglés) (2020), la experiencia de los EE. UU. demuestra que lejos de ser un combustible de transición, el gas natural es responsable de mayores emisiones de GEI que el carbón. A su vez, datos del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por su sigla en inglés) analizados por Oil Change International (2019) muestran que únicamente con las emisiones de CO₂ del carbón, petróleo y gas, operando a los niveles de 2019, sería suficiente para exceder los objetivos climáticos de no superar el aumento de 1,5 °C respecto de valores preindustriales. A esto deben sumarse las emisiones producidas por las nuevas extracciones y las pérdidas de las fracturas hacia la superficie (se desarrolla más adelante en la respuesta al tema 6).

El documento de la ANI continúa con la siguiente afirmación:

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 (ANI, 2013:8).

Al respecto, sobresale que no es posible establecer de antemano la rentabilidad económica de la explotación de un yacimiento no convencional.

En un yacimiento convencional la roca es porosa y permeable, por lo tanto, se puede acceder a casi todo su contenido de petróleo o gas. En consecuencia, se puede cubicar (determinar su volumen) y estimar el potencial de acuerdo a ciertos parámetros geológicos.

En cambio, en un yacimiento no convencional la formación geológica es totalmente diferente: los hidrocarburos se encuentran contenidos en bolsones —o *sweet spots*— donde hay una gran concentración. Un yacimiento consiste en varios *sweet spots*, cubriendo alrededor del 20% del territorio, separados por zonas de muy bajo contenido. Como ejemplo pueden mencionarse las distintas áreas de Vaca Muerta (Loma Campana, El Orejano, Bajada del Añelo —en la provincia de Neuquén—, etc.), cada una ubicada precisamente arriba de un *sweet spot*.

Además, la configuración de la roca madre varía entre las distintas áreas, entre pozos de un mismo yacimiento, y aun entre zonas de un mismo pozo. La composición de las arcillas puede incluir cantidades variables de areniscas o de calizas, contener intercalaciones de rocas impermeables, estar interrumpida por una o más fallas geológicas (tales son los casos de California, en EE. UU., y China), y tener variaciones de permeabilidad de varios órdenes de magnitud.

Todo esto indica que es casi imposible ubicar el yacimiento para establecer su rentabilidad económica. En referencia a esto, el ex presidente de Chevron dijo que “a diferencia del manufacturero típico, que construye una planta y la capacidad de la línea de producción no desaparece, esta actividad (extracción de hidrocarburos no convencionales) tiene descensos de las curvas de declive¹ muy rápidos, por lo que se necesita de la reinversión constante. En algunos casos, el costo del *break even*² para la mayoría de los suministros puede alcanzar los USD 100 (Belz, 2014)”. Por lo tanto, al contrario de lo expresado por la ANI, no se puede predecir el potencial de un yacimiento no convencional, como tampoco se puede justificar su explotación económica. Y, a su vez, la necesidad de reinversión constante de la actividad debería probar lo costosa que resulta este tipo de explotación. Hay muchos ejemplos de yacimientos en franca declinación: Barnett Shale, después de diez años de producción; Eagle Ford, después de cinco años de producción; Bakken Field, que llegó a su pico máximo en diez años y ahora solo le queda declinar. En todos estos casos de EE. UU. se agotaron rápidamente los *sweet spots* pese a que se esperaban 100 años de producciones cuantiosas (Hughes, 2019).

A su vez, vale mencionar que la recomendación de la ANI de determinar las reservas existentes en base a la necesidad del país de autoabastecimiento energético y divisas muestra una postura a favor de la actividad carente de objetividad. Razón por la cual se puede considerar que sus respuestas y recomendaciones no son imparciales.

Luego, el documento sostiene:

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 (ANI, 2013:8).

La debilidad en relación con las “mejores prácticas” y la responsabilidad social empresaria (RSE) en Vaca Muerta queda expuesta en los basureros petroleros de Neuquén y Río Negro. Los basureros son las plantas tratadoras de residuos peligrosos y es donde se acumulan los lodos de perforación (conocidos como *cutting*), el agua de retorno del *fracking* (*flowback*) y los denominados fondos de tanques, entre otros desechos. Estos residuos contienen los químicos utilizados en las actividades de perforación y fractura y sustancias alojadas en el subsuelo, como materiales radiactivos naturales (uranio, torio, radio y radón) o metales pesados (mercurio, cromo, plomo, cadmio, arsénico, etc.) (Álvarez Mullally, 2017). Una vez en la superficie, los residuos son altamente manipulados, lo que implica un riesgo adicional, ya que, por ejemplo, pueden ocurrir accidentes en los traslados. La utilización de los basureros es una de las actividades que califica como “mejores prácticas”, aunque por el momento no han sido una herramienta de manejo sostenible. Además, por las características de la actividad, es complejo que eso se logre alcanzar.

A lo largo del documento citado se puede apreciar la importancia que le da la ANI a la estrategia de “mejores prácticas”, también llamadas buenas prácticas: se le otorga la responsabilidad de que la actividad de extracción por el método de fractura hidráulica sea amigable con el ambiente y con las comunidades locales. Se argumenta que mediante estas la actividad minimiza riesgos, disminuye las probabilidades de fallas o reduce la utilización de agua, lo que implica que entonces los riesgos existen. Las mejores prácticas suelen ser recomendaciones de cómo llevar a cabo la actividad para que se

1. La “curva de declive” es un medio para estipular el tiempo de “producción” de un pozo.

2. Es el punto desde el cual la actividad comenzaría a ser rentable.

dé en un marco de sostenibilidad y minimización de impactos. Esto significa que si no se respetan estas buenas prácticas, la actividad es perjudicial para con el ambiente, la comunidad y el ámbito laboral, entre otros.

Mediante las políticas de mejores prácticas las empresas buscan disminuir su impacto negativo, en este caso, las actividades vinculadas a la extracción de hidrocarburos. Pero, lamentablemente, las mejores prácticas no han evitado los accidentes fatales ocurridos en la actividad hidrocarburífera.

Por otro lado, la RSE es una actividad que les permite a las empresas vincularse con la comunidad en la que se insertan de una forma tal que luego las y los pobladores los consideran sus protectores, sus aliados. Sin embargo, que la plaza del barrio sea mantenida o haya sido acondicionada por la empresa que, mediante su actividad, provoca los problemas de salud, por ejemplo, no la exime de esa responsabilidad. Así se torna dificultosa la consideración de la empresa como responsable de perjudicar a la población en algún sentido.

La estrategia de las empresas consiste en obtener legitimidad para operar, mejorar su imagen y reputación, además de integrarse a la comunidad local y devolverle parte de lo que ella le ha dado. A su vez, las erogaciones del tipo de RSE son deducibles del impuesto a las ganancias (Cabrera Christiansen, 2017). De esa manera, lo que busca la RSE es generar una buena impresión de las empresas y mostrar una señal opuesta a lo que en realidad provocan sus prácticas.

A continuación, la ANI anuncia:

En este trabajo se ha procurado identificar a aquellos temas que más preocupación han despertado en las 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 respuestas 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 técnico "ad hoc" ha analizado la documentación técnica producida por algunos centros de investigación e instituciones científicas y regulatorias más prestigiosos conocidos el Department of Energy (USA DOA); la Environmental Protection Agency (EPA, USA); The Royal Society y la Royal Academy of Engineering (RAE 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 de del Agua y el Ambiente (INAA), la International Energy Agency (IEA), o información estadística de Asociaciones internacionalmente como el IGU (International Gas Union) y también 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 (ANI, 2013:8-9).

Al respecto, se considera que el uso de argumentos éticos referidos a la autoridad de otras instituciones para justificar una actividad eminentemente técnica es poco profesional, lo que evidencia la falta de conocimientos propios. La población espera y se merece argumentos lógicos y técnicos que demuestren sin lugar a duda la conveniencia de estas explotaciones y su nulo impacto ambiental.

Luego, el documento de la ANI dice:

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 (ANI, 2013:9)

El párrafo detalla, con claridad, “con la tecnología y los controles adecuados”. Esto es lo que separa a la teoría de la práctica, pues esta última demuestra, una y otra vez, que no hay control posible sobre la actividad petrolera. Falta de presupuesto, falta de conocimiento, falta de transparencia, corrupción generalizada, limitaciones técnicas sobre los eventos en el fondo del pozo, urgencias económicas, todo esto implica la imposibilidad de efectuar “controles adecuados”.

El caso de la empresa Servicios Ambientales del Neuquén (SAN) conjuga varias de las situaciones antes mencionadas. El armado de SAN estuvo en manos del presidente de una empresa estatal (Hidrocarburos de Neuquén S. A., HIDENESA), que luego se convirtió en accionista indirecto cuando su esposa compró acciones. Además, le cedieron tierras fiscales mediante maniobras poco transparentes (Lara, 2020).

Por otro lado, en una denuncia penal realizada en diciembre de 2020, la Asociación de Abogados y Abogadas Ambientalistas descubrió la trama de usurpación y contaminación de tierras públicas, zonas liberadas en relación al manejo de los residuos petroleros y simulación de tratamientos de residuos petroleros que nunca existieron y que, en algunos casos, tampoco tienen la infraestructura para realizarlos.

El documento de la ANI continúa así:

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 potenciales 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 (ANI, 2013:10).

Resulta un poco presuntuoso hablar sobre la falta de conocimiento de la sociedad civil, o asumir que las preocupaciones se deben a ausencia de conocimiento. En general, la sociedad habla a partir de experiencias propias, desde lo aprendido en casos en que el Estado y las empresas hidrocarburíferas avanzan con proyectos extractivos provocando daños, con o sin licencia social.

La falta es peor cuando la propia ANI se basa en conocimientos foráneos para justificar estas explotaciones, sin poder aportar una sola pieza de conocimiento propio. Esto no es criticable dado que esta actividad es relativamente nueva en el país, pero tanto como la ANI, el gobierno y las empresas aprenden de experiencias foráneas, también lo hacen las organizaciones que representan a la sociedad civil. A diez años de desarrollo de la actividad es imperioso reconocer de manera urgente el conocimiento propio, aprender de las lecciones a nivel local, generar información nacional basada en hechos ocurridos en este territorio y tomar decisiones adecuadas.

El documento de la ANI enfatiza el uso de fuentes calificadas:

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 (ANI, 2013:10).

Sin embargo, las “fuentes calificadas” usadas como referencia en este párrafo han demostrado su fiabilidad en repetidas ocasiones al: minimizar los riesgos de la actividad, sobreestimar los recursos y reservas con números increíblemente altos usados para justificar las inversiones, negar evidencias sobre contaminación del aire y el agua potable, negar la relación entre esta extracción y los sismos y rehusarse a investigar los impactos en la salud de las poblaciones afectadas. Asimismo, para dar respuestas a preocupaciones que son vitales, es necesaria información científica más que opiniones.

A su vez, la ANI cita a la EPA:

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”. Los resultados y las recomendaciones derivadas de los mismos dependerán de la considerable cantidad de investigaciones que aún están en curso (ANI, 2013:11).

En relación a ello, el documento de la ANI insiste con las “mejores prácticas” al decir que:

Pese a considerar que no existen riesgos no mitigables o que los mismos no son significativos, los organismos deben implementar y monitorear en forma permanente la aplicación de las ‘Mejores Prácticas’ en todas las operaciones (ANI, 2013:11-12).

En apartados posteriores de este documento, donde se contesta el tema 1 (T1) “¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atravesados por las perforaciones?”, se explica la evidencia sobre contaminación de agua, entre otras menciones.

Luego la ANI menciona “importantes beneficios ambientales”, pero no detalla cuáles:

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 (ANI, 2013:12).

Sería interesante si la ANI pudiera mencionar por lo menos un beneficio ambiental. Pero el documento se enfoca en los potenciales beneficios económicos y la seguridad del abastecimiento energético.

La ANI se apoya nuevamente en la experiencia extranjera:

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 por 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 (ANI, 2013:13).

El mecanismo sugerido por la RAE funciona en el Reino Unido. Las inspecciones determinaron que los sismos registrados coincidían con las operaciones simultáneas de *fracking* y que eran responsables por los mismos. Como consecuencia, se suspendieron las operaciones de forma indefinida (Ambrose, 2019).

No sucede lo mismo en la Argentina, donde las operaciones continúan a pesar de los sismos en Sauzal Bonito (Rodríguez, 2020), y donde las inspecciones no existen por falta de presupuesto y falta de voluntad de los organismos a cargo de la supervisión. Las inspecciones se efectúan bajo las condiciones dictadas por las empresas operadoras y son siempre “*a posteriori*”, una vez finalizadas las operaciones.

No existe un cuerpo de inspectores independientes especializados en este tipo de operaciones. Como resultado, los informes que existen son preparados por las empresas operadoras y nunca informan sobre fallas o problemas durante la operación. Los problemas que se conocen suelen ser informados de manera irregular. A modo de ejemplo, en 2014 se perdieron dos pastillas radiactivas, con diferencia de un mes aproximadamente, una en un pozo de Rincón de los Sauces y otra en Aguada Pichana, Neuquén. Sobre el caso de Rincón de los Sauces, el secretario de Ambiente de Neuquén señaló: “No hay peligro de contaminación porque el elemento está encapsulado y no hay posibilidad de radiaciones” (Bertinat et al., 2014). Por otro lado, en su exposición ante la comisión de Medio Ambiente de la Legislatura de Neuquén, en agosto de 2014, la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) explicó que el “acuífero se encuentra a 300 metros de profundidad y la fuente a 800 metros —con hormigón y roca de por medio—, se supuso el contacto de la fuente radiactiva con el agua, su esparcimiento y su uso por parte de las personas para consumo. Aun así, la radiactividad sería 1000 veces menor al fondo natural ya existente... Al mismo tiempo, se estableció que un pozo realizado a 5 metros del que tiene dicho material no implicaría riesgo radiológico” (Prensa Legislatura, 2014). Se observa cómo tanto la Subsecretaría de Ambiente de Neuquén como la ARN minimizaron el incidente, y la responsabilidad de las empresas involucradas no es mencionada. Es decir, las autoridades fallaron en su obligación de controlar e implementar las mejores prácticas promocionadas por la ANI.

En otras palabras, las medidas de control que funcionan en otros países no se aplican en la Argentina.

El documento de la ANI cierra su Capítulo I de la siguiente manera:

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 (ANI, 2013:13).

La Ley 25.675, llamada **Ley General del Ambiente**, también establece la participación de la población, no vinculante, mediante audiencias públicas en los procesos de EIA para la autorización de actividades que generen efectos negativos y significativos al ambiente, como proyectos extractivistas. Esta herramienta empezó a implementarse en 2020 con presentaciones escritas para hacer consultas. A su vez, se requiere el consentimiento previo, libre e informado de los pueblos originarios, según **el Convenio 169 de la OIT aprobado por la Ley 24.071**.

El caso de la explotación de Vaca Muerta por parte de la alianza YPF-Chevron es un ejemplo del incumplimiento de estas normas: se aprobó por parte de la Legislatura neuquina, mientras a fuerza de balas se reprimía a la población de la provincia que se manifestaba en su contra (Río Negro, 2020).

En el Capítulo II. Preocupaciones ambientales, la ANI dice en referencia a los documentos elaborados por organizaciones defensoras del medio ambiente:

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 (ANI, 2013:14).

Es decir que la ANI, sin conocimiento previo de Vaca Muerta (pues en 2013 aún no se había desarrollado), descalifica *a priori* cualquier argumento que no use fuentes de la misma jerarquía a las utilizadas por esa entidad. No hay problemas en demandar críticas con fundamentos, siempre y cuando la ANI y los organismos del Estado estén dispuestos a escuchar argumentos contrarios igualmente fundados. Por ejemplo, la ANI no menciona el documento del General Accounting Office del Congreso de los EE. UU. "**Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks - GAO-12-732**", publicado en septiembre de 2012, en el cual se detallan los riesgos e incertidumbres de las operaciones de *fracking* en los EE. UU.

Pero el esfuerzo de la población tiene sus frutos en publicaciones como el **Compendio de hallazgos sobre el fracking (Compendium of Scientific, Medical, and Media Findings Demonstrating Risks and Harms of Fracking [Unconventional Gas and Oil Extraction]**, CHPNY y PSR, 2020) que incluye 1915 referencias a estudios independientes sobre los impactos del *fracking*. Nuevamente, este debe ser motivo de estudio por parte de la ANI.

3. RESPUESTAS A LOS TEMAS ANALIZADOS POR LA ANI

En el documento elaborado por la ANI, las inquietudes planteadas por las organizaciones ambientalistas son condensadas en nueve ítems o preguntas, que son respondidas a lo largo del Capítulo III.

Por ello, aquí se transcriben esas nueve preguntas sistematizadas por la ANI y luego se expresan las aclaraciones pertinentes con sus citas.

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

El documento de la ANI responde por la negativa:

No hay fundamentos para esta preocupación en dicha área (ANI, 2013:17).

Evidencia sobre contaminación de agua en yacimientos existentes

La explotación de petróleo y gas convencional se desarrolló en la Argentina, especialmente en Neuquén, sin ninguna precaución para la conservación de esos recursos. Esto se puede constatar a simple vista ya que no existen pozos de monitoreo de agua en la zona. Se trata de pozos que se deberían hacer para verificar que las perforaciones no produzcan derrames que contaminen los acuíferos, teniendo

en cuenta los factores pertinentes de la hidrología subterránea. Sin embargo, esto no se ha hecho en ninguno de los yacimientos de petróleo de la Argentina. Como consecuencia, en la actualidad los acuíferos están comprometidos por los derrames de toda la explotación anterior.

Un ejemplo clásico es el de Loma La Lata, donde la explotación de Pluspetrol contaminó los acuíferos subterráneos (OPSur, 2013) con bencina —un tóxico poderoso—, lo que impulsó un largo juicio por parte de comunidades afectadas. Otros ejemplos, aunque no se correspondan a Vaca Muerta, son los de Medanitos (Río Negro) y Las Heras (Santa Cruz) (La Vaca, 2011), donde el agua subterránea está altamente contaminada, obligando a los habitantes a usar agua embotellada. Como puede verse, las “mejores prácticas operativas” no se han aplicado en ninguno de los yacimientos convencionales de la Argentina porque las empresas priorizan el análisis costo/beneficio en desmedro de las consideraciones ambientales.

Aunque el agua subterránea en la zona de Vaca Muerta no es de primera calidad, es primordial para la crianza de animales y la supervivencia de sus habitantes, ya que no hay otra fuente de agua. La explotación de yacimientos no convencionales requiere la perforación de miles de pozos, y en áreas donde no existe ningún tipo de control por parte de las autoridades provinciales se agravarían considerablemente los riesgos de contaminación.

A su vez, el ya citado “Compendio de hallazgos sobre el *fracking*” (2020) menciona la contaminación de pozos privados de agua potable como resultado de años de *fracking* y explica que las actividades de perforación, *fracking* y eliminación de aguas residuales son una amenaza para las aguas subterráneas y que han contaminado las fuentes de agua potable.

La EPA (2016) publicó los resultados de su evaluación sobre el impacto del *fracking* en las fuentes de agua. El resumen de su informe indica que **encontró evidencia científica de que las actividades de fractura hidráulica pueden afectar las fuentes de agua potable en ciertas circunstancias.**

El informe de EPA identifica algunas condiciones bajo las cuales el impacto de las actividades de fractura hidráulica puede ser más frecuente o más severo:

- Extracción de agua para fractura hidráulica en momentos o en áreas de baja disponibilidad de agua, particularmente en áreas con recursos declinantes o limitados.
- Derrames durante la manipulación de fluidos y productos químicos para *fracking* o agua de desecho, lo cual resulta en grandes volúmenes o concentraciones de productos químicos que alcanzan el agua subterránea.
- Inyección de fluidos de fractura hidráulica en pozos con integridad estructural inadecuada, lo cual permite que gases y líquidos se muevan hacia recursos de agua.
- Inyección de fluidos de fractura hidráulica directamente en los recursos de agua subterráneos.
- Descarga de aguas de desecho tratada inadecuadamente, directamente en cursos de agua superficial.
- Almacenamiento o abandono de aguas de desecho del *fracking* en piletas sin protección plástica, lo cual resulta en contaminación del agua subterránea.

Además de lo mencionado por la EPA, vale destacar que al no existir controles efectivos de parte del Estado, cada uno de estos puntos son aplicables en el contexto de Vaca Muerta.

Un detalle adicional que habla sobre la desidia ambiental de empresas y organismos encargados de implementar proyectos de explotación de gas y petróleo no convencional es que en ningún caso se procedió a establecer una línea de base que permita efectuar un seguimiento del estado de salud de la población y de la integridad de los acuíferos.

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

El documento de la ANI responde:

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 (ANI, 2013:19).

Respecto a esta respuesta se observan dos cuestiones: por un lado, el consumo de agua, ya sea para consumo humano o para animales o cultivos, y, por otro lado, la posibilidad de usar agua salobre para el *fracking*.

En referencia al uso de agua, existen muchas opciones que están en estudio. Sin embargo, las empresas continúan utilizándola mientras no haya una oposición firme a sus proyectos, ya que es más barato usar agua potable que almacenar, transportar y desalinizar aguas contaminadas. Para mencionar un ejemplo internacional, **en Nueva México, EE. UU., se prohibió la venta de agua potable para el *fracking* dado el agotamiento del agua superficial, que pone en riesgo el mantenimiento de la agricultura en medio de una sequía generalizada** (Associated Press, 2020).

La evaluación del consumo de agua usada para el *fracking* muestra que la aplicación de esta técnica está basada en un uso intensivo y creciente de agua, a la vez que la generación de aguas de desecho resultante de estas operaciones también va en aumento. En el yacimiento Eagle Ford de Texas, EE. UU., el consumo de agua aumentó un 770% en los últimos cinco años, usando en la actualidad unos 42.500 m³ por pozo en promedio, mientras que los fluidos de retorno aumentaron un 1440%, llegando a 20.700 m³ en pozos gasíferos de esa zona (Kondash et al., 2018). Se verifica la misma tendencia de consumo creciente en todos los yacimientos importantes de los EE. UU.: Marcellus Shale, Bakken Field, Barnett Shale, Eagle Ford, Permian Basin, Haynesville y Niobrara, tanto para pozos de petróleo como de gas.

Por otro lado, la afirmación de la ANI no es más que una suposición, dado que no pueden predecir los fenómenos que afectan a las cuencas hídricas, menos en un contexto de crisis climática. Esa suposición se basa en una lectura sesgada de la realidad, que se niega a ver y reconocer los impactos antrópicos. Tanto es así que en julio de 2021 la autoridad de las cuencas hídricas que atraviesan Vaca Muerta declaró la emergencia hídrica en la zona “debido a las condiciones generadas de una profunda y prolongada sequía que se manifiesta desde hace más de una década y con el objetivo de garantizar la disponibilidad de agua” (Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas [AIC], 2021). Semanas después, la provincia de Neuquén decretó la emergencia hídrica debido a una sequía que comprometió el acceso al agua de la población. Al anunciarlo, el gobernador decía “ya no son tiempos de usar el agua como lo hacíamos” (Infocampo, 2021) mientras que la provincia batía el récord de fracturas (El Economista, 2021).

Respecto a la comparación que menciona la ANI (2013:9), que explica que 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, la afirmación resulta ilógica: ambas fuentes de energía utilizan más de lo adecuado considerando la crisis hídrica mundial. Incluso, que sea menos perjudicial que el carbón no implica que el *fracking* sea inocuo. Por otro lado, el estudio de Kondash y otros muestra que si bien el carbón usaba más agua por unidad de energía que el *fracking* (43 litros/GJ contra 30 litros/GJ) durante las etapas iniciales del *fracking*, esta relación cambió y en la actualidad **el *fracking* requiere unos 46 litros/GJ, es decir que consume más que el carbón por unidad de energía producida.**

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

El documento responde de manera evasiva:

La técnica de fractura hidráulica no aporta una preocupación adicional a la explotación convencional de los hidrocarburos (ANI, 2013:22).

Efectivamente, **se usan entre 12 y 15 aditivos diferentes, cada uno de ellos compuesto por decenas de productos químicos individuales**. El informe de la EPA (2016) ya mencionado indica que se identificaron 1084 productos químicos diferentes usados en los fluidos del *fracking* entre 2005 y 2013, muchos de ellos comunes a todas las operaciones de fractura hidráulica.

Por su parte, la agencia FracFocus (2021), que se encarga de registrar y publicar los informes voluntarios de las compañías operadoras, ha identificado hasta 900 productos químicos individuales inyectados en los pozos de los EE. UU, dependiendo de la complejidad de la operación y las características del yacimiento. Sin embargo, debido a que las declaraciones son voluntarias **no existe un registro completo de los químicos utilizados, lo cual dificulta la identificación de los daños derivados de la exposición a los fluidos del *fracking***.

Por otro lado, en Neuquén las empresas no cumplen con su obligación de informar. **De los 12 a 15 aditivos usados**, solo se reportan los más comunes (por ejemplo, cloruro de potasio) y **la mayoría no se informa porque están protegidos por derechos comerciales**, es decir que no se detalla la información química por considerarse datos de valor comercial único, con la idea de esconder los datos a los posibles competidores. En febrero de 2020, la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) realizó pedidos de acceso a la información a la provincia de Neuquén³ para conocer qué sustancias se mezclan con el agua para realizar fracturas. La Subsecretaría de Medio Ambiente de Neuquén (SSMAN) remitió⁴ la descripción solo de ocho productos químicos. Ante la consulta sobre los tratamientos de las sustancias que contiene el agua de retorno, la SSMAN respondió que se relacionan con procesos fisicoquímicos, principalmente, que dependen de las características del residuo asociadas al área a perforar y al uso que se le dará.

Por otro lado, la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén no dio respuesta a los pedidos de acceso a la información, por lo que se le inició un juicio⁵ en el que contestó que no le corresponde a esa área responder este tipo de consultas. Finalmente se condenó a la provincia a que brinde la información, aunque a la fecha de edición de este documento continúa la gestión para que hagan entrega de la totalidad de lo requerido.

3. Ver: <https://drive.google.com/file/d/1CbmGA9ToztbsrZXyUAUGthYdCK5-qBfr/view>

4. Ver: https://drive.google.com/drive/folders/1N_cDQRIdVFep0SuO2SXpirCiyzAYFdiH

5. La **Ley 27.275 de Acceso a la Información Pública** prevé el reclamo por acción judicial por incumplimiento.

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?

El documento de la ANI responde:

Estos temores no tienen fundamento comprobado (ANI, 2013;23).

La reciente publicación “Antecedentes bibliográficos y aportes para el caso de Vaca Muerta” sobre sismicidad inducida, elaborada por Guillermo Tamburini Beliveau y Javier Grosso en 2021, explica que, **entre las actividades antrópicas, las del sector hidrocarburífero representan la principal causa de movimientos del suelo.**

Allí se menciona cómo se puede vincular la distribución de pozos hidrocarburíferos con el cambio de tendencia en la ocurrencia de sismos en los últimos diez años para la región centro y este de EE. UU. A su vez, destaca la correlación directa encontrada, con un 95% de fiabilidad, entre la inyección de pozos sumideros y los sismos de mayor magnitud en Oklahoma (EE. UU.). También se ha comprobado que hasta uno de cada dos pozos de *fracking* puede relacionarse con eventos sísmicos. Estos sismos pueden suceder a grandes distancias (30 km) de su fuente originaria y luego de finalizada la actividad (diez años). Asimismo, el informe menciona que el 48% de los eventos sísmicos son provocados por la industria hidrocarburífera, y que el 33% del total de sismos inducidos corresponde al *fracking*. Esto se puede consultar en la base de datos *online* HiQuake: The human-induced earthquake database (La base de datos de terremotos inducidos por humanos) (Tamburini Beliveau y Grosso, 2021a).

Al mismo tiempo, investigadores de la Universidad Nacional de San Juan y de la Universidad Nacional de San Luis afirman que **los principales sismos inducidos en el mundo son provocados por el fracturamiento hidráulico. La extracción de hidrocarburos, la exploración de shale gas, los cambios por los grandes volúmenes de inyección, entre otros, pueden provocar la activación de una falla preexistente y producir un sismo** de 2.5 de magnitud ML o más. También aclaran que una vez ocurrida una falla local, esta puede disparar otros sismos, que podrían provocar deslizamientos u otras fallas importantes (OPSur, 2021).

Por otro lado, toda la región **al este de las Montañas Rocosas de los EE. UU.** es considerada como geológicamente estable, es decir que la actividad sísmica es insignificante. Sin embargo, **desde el comienzo de la extracción de gas y petróleo no convencional hubo un aumento tanto en la frecuencia como en la magnitud de la actividad sísmica, especialmente en zonas con gran cantidad de pozos inyectoros de aguas contaminadas**—Oklahoma, Texas, Arkansas, Ohio—, demostrándose una correlación directa entre la inyección de aguas contaminadas y la ocurrencia de sismos.

En el caso de Oklahoma, científicos vincularon la ocurrencia de terremotos con pozos de agua residuales usados por la industria del *fracking*, atribuyendo un quinto de los terremotos de esta ciudad (que la convirtieron en capital sísmica de EE. UU.) solamente a cuatro pozos. El Estado de Oklahoma tuvo al menos 240 terremotos en 2014, mientras que antes de 2008, año en que empezó el auge de la extracción de gas y petróleo, tenía un terremoto anual en promedio. Los investigadores declararon que esa cantidad y frecuencia de terremotos no fue vista en ningún sistema natural. Por su parte, Youngstown, en Ohio, fue el primer lugar donde se registraron terremotos causados por un pozo de eliminación de desechos de *fracking*. Se contabilizaron 109 eventos luego de que entrara en operación el pozo de inyección en 2010, hasta su cierre, un año más tarde. Por otro lado, también se encontró que **el 40% de los pozos fracturados en Pennsylvania, en 2014, estaba en riesgo de filtrar metano al agua subterránea y al aire, y que las carcacas defectuosas de cemento podrían ser las responsables** (Goldenberg, 2014).

Por otro lado, como se mencionó antes, **Inglaterra frenó el fracking luego de que un estudio científico revelara que no se pueden descartar consecuencias “inaceptables” para aquellas personas que viven cerca de donde se realicen fracturas hidráulicas**, ni tampoco se puede predecir la magnitud de los sismos que pudiera desencadenar la actividad (Ambrose, 2019).

Respecto a Vaca Muerta⁶, al momento de evaluar la situación mediante un cuestionario cualitativo⁷ que, al contestar las preguntas, permite distinguir si un sismo puede considerarse inducido, todas las respuestas apuntan a afirmar el vínculo de los sismos con la actividad hidrocarburífera de la región. Cabe aclarar que las respuestas afirmativas surgen de la información disponible de localización y profundidad de epicentros e hipocentros en la zona de Vaca Muerta, del Instituto Nacional de Prevención Sísmica (INPRES) de Argentina. Otro estudio particular del caso concluye que esta nueva dinámica sísmica está estrechamente relacionada con este tipo de extracción (Tamburini Beliveau y Grosso, 2021a).

A su vez, en el documento de la ANI se cita una declaración del INPRES que sostiene que debajo de los 35° de latitud el sur tiene una reducida cantidad de sismos con epicentro en territorio argentino (ANI, 2013:24). Respecto a esta cita, la preocupación surge de los sismos que pueda provocar la actividad de *fracking* y no los sismos que se dan de manera natural. La aparición de la actividad sísmica tras el inicio del *fracking* (actividad sísmica inexistente previamente) descalifica por sí misma las afirmaciones de los ingenieros de la ANI. También suele argumentarse el déficit en la calidad del registro sísmico en la zona, pero esa insuficiencia de información abarca tanto el periodo histórico como el actual.

Efectivamente, en la Argentina, **la experiencia reciente en Sauzal Bonito y Añelo, en Neuquén, confirma también la misma correlación entre sismos y fracking, pues estas zonas pasaron de ser geológicamente estables a tener incidentes sísmicos de magnitud**. Hasta 2015, según el INPRES, no había sismicidad registrada en la región de Vaca Muerta, pero luego de esa fecha se observa el aumento de la sismicidad, con el registro de **más de 200 sismos**. A su vez, los sismos se detuvieron con la baja de la actividad a causa de la pandemia de COVID-19 (Tamburini Beliveau y Grosso, 2021a; OPSur, 2021 y Rodríguez, 2020).

Vale mencionar que en 2020 la empresa Shell detuvo sus actividades luego de una seguidilla de al menos 20 temblores. El sismo que habría llevado a tomar tal decisión fue de 3,8 de magnitud y alcanzó a las localidades de Añelo y Sauzal Bonito (Rodríguez, 2020). Un año más tarde, en julio de 2021, en un fin de semana se registraron 31 sismos, al mismo tiempo que Vaca Muerta batía records de fractura. Los temblores de mayor magnitud fueron percibidos por la población de Sauzal Bonito con movimientos de muebles, vibración de las ventanas y ruidos inusuales (Martine, 2021).

Si bien la gran mayoría de los sismos son imperceptibles para los seres humanos, no pasa lo mismo con el aislamiento de cemento de los pozos. El cemento es frágil y cualquier movimiento, por pequeño que sea, lo quiebra o lo despega de la cañería de entubación, dando lugar a fugas de gases hacia la superficie.

La magnitud de los sismos en la zona es suficiente para reclamar que las empresas operadoras efectúen ensayos de hermeticidad en todos los pozos, viejos y nuevos, convencionales y no convencionales, programando las reparaciones necesarias para los pozos afectados. No hacerlo implica exponer a la población y al ambiente a pérdidas de metano a perpetuidad, sea por el caso de fugas en pozos activos, y peor aun en pozos ya abandonados.

6. Neuquén suele ser presentada como una provincia con actividad sísmica natural debido a la actividad tectónica de su sector andino, vinculado a los procesos activos de las interacciones entre las placas de Nazca y Sudamericana o a los sistemas volcánicos. Sin embargo, donde se concentra la actividad hidrocarburífera no tenía casi actividad sísmica. Así, la sismicidad propia de Neuquén nada tiene que ver con la observada en Vaca Muerta.

7. El cuestionario es parte del documento de Tamburini Beliveau y Grosso.

Por su parte, en general la administración pública no se ocupa con el esmero requerido de estos hechos de incuestionable gravedad. La escasez de información y la imposibilidad de obtener resultados sobre los sismos en Vaca Muerta se debe a la falta de voluntad. La Subsecretaría de Ambiente de Neuquén ha mostrado cierta preocupación al respecto, pero sus esfuerzos resultan limitados. Por su parte, el Ministerio de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia no transmite correctamente la información. La actividad implica movimientos de miles de millones de dólares, bajo control y responsabilidad de ministerios y otras instituciones públicas argentinas, a pesar de lo cual todavía no se ha decidido estudiar la sismicidad de la región (Tamburini Beliveau y Grosso, 2021b).

Finalmente, cuantos más sismos se registran, más probabilidad hay de que ocurra uno de cierta importancia, con la gravedad que implica que muchos son lugares con infraestructuras que no están preparadas para sobrellevar la situación ni las poblaciones están preparadas para reaccionar debidamente (Tamburini Beliveau y Grosso, 2021a). Varios investigadores resaltan la necesidad de medidas para poder prevenir a las poblaciones sobre los riesgos ambientales que estos eventos provocan (Tamburini Beliveau y Grosso, 2021a; OPSur, 2021).

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?

El documento de la ANI (2013:27) responde:

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.(ANI, 2013:27).

Con anterioridad en este documento se demostró que los volúmenes de agua y productos químicos utilizados en las operaciones modernas de fractura hidráulica aumentaron dramáticamente. Dado que esto también ocurre con los fluidos de retorno, la imposibilidad de tratar estos fluidos de manera segura y económica está creando un problema mayor para la actividad.

En mayo de 2019, la Academia Nacional de Ciencias de los EE. UU. (National Academy of Sciences -NAS, 2019) organizó una mesa redonda⁸ para discutir problemas relacionados al volumen y composición de aguas residuales, con participación de representantes del sector, gobierno y academia.

Entre las principales conclusiones de la reunión se destaca el reconocimiento de la ignorancia respecto a la composición del agua de retorno. Cada yacimiento tiene características únicas que afectan la composición del agua producida: el volumen aumenta con el tiempo, pero no siempre de la misma manera, y la salinidad varía también entre yacimientos y entre distintos pozos. Es decir, **la composición química de los fluidos de retorno es variable. Esto indica que no existe un tratamiento único para el agua producida. De la misma manera, no se puede utilizar agua de una formación para reinyectarla en otras formaciones** dado que se corre el riesgo de afectar las arcillas, lo cual puede reducir seriamente la permeabilidad de las formaciones. Teniendo esto en cuenta, el discurso común del sector que afirma que reutiliza agua producida para hacer nuevas fracturas es, por lo menos, cuestionable. Solo en casos limitados se puede reusar el agua de formación para nuevas fracturas debido a los mencionados problemas de compatibilidad.

8. Mesa redonda organizada por la National Academy of Sciences para discutir impactos de la fractura hidráulica, específicamente el legado ambiental y consideraciones respecto al uso de agua recuperada de los pozos. Participaron compañías petroleras como Chesapeake y Apache, compañías dedicadas al tratamiento e inyección de aguas contaminadas, funcionarios del gobierno (Texas Railroad Commission [TxRRC], USGS), profesores universitarios, representantes de organizaciones no gubernamentales (Environmental Defense Fund) y público interesado.

En la mesa organizada por la misma entidad en 2018 se destacó que la mayor parte del agua utilizada es gestionada mediante inyección subterránea para ser eliminada de forma permanente en las formaciones rocosas que se encuentran debajo de los acuíferos de agua potable. Sin embargo, debe recolectarse y transportarse antes de su eliminación, lo que también comprende un potencial riesgo de derrame accidental en la superficie (NAS, 2018).

El agua de retorno está compuesta primero por los fluidos usados en el fracking y luego, en cantidades crecientes, **por agua de formación de composición variable, en la cual la salinidad aumenta con el paso del tiempo. El agua transporta no solo sales sino también otros componentes, como metales pesados o elementos radiactivos en distintas proporciones. A su vez, puede contener productos químicos cancerígenos o sospechosos, como ocurrió en California, EE. UU.** Allí se realizó un estudio sobre los peligros de los químicos usados en la perforación petrolera en California, posiblemente presentes en las aguas residuales reusadas en cultivos y para el ganado, que reveló que más de un tercio de las sustancias químicas utilizadas están clasificadas como secretos comerciales. Esta situación es altamente riesgosa porque hasta la propia industria desconoce los datos sobre toxicidad e impacto ambiental, como ya se mencionó con anterioridad (CHPNY y PSR, 2020). El agua de retorno, además de cargar con los químicos que se le incorporan para realizar la fractura, puede sumar metales pesados y sustancias radiactivas contenidas en la roca generadora (Álvarez Mullally et al., 2017:19). Cabe recordar que en lutitas de alto contenido orgánico, tal el caso de Vaca Muerta, aumenta notablemente el arrastre de material radiactivo junto con el agua de retorno, incluyendo principalmente radio-226 y radio-228 (Rich y Crosby, 2013; Nobel, 2020).

La opción sugerida por la ANI de usar piletas de evaporación dejaría un residuo cargado de partículas radiactivas de muy difícil tratamiento. Es importante mencionar que el radio emite radón-222, un gas inerte y por lo tanto incombustible, por lo que la incineración de residuos practicada actualmente en zonas de Mendoza no elimina las partículas radiactivas sino que las transfiere directamente al aire a través de sus chimeneas.

Este escenario impide determinar un proceso fijo para el tratamiento del agua residual. Dependiendo del propósito o uso final del agua recuperada se deberían realizar tratamientos diferentes, lo cual implicaría costos para las empresas, que constituyen las mayores preocupaciones de las compañías (Water Technology, 2021). Al mismo tiempo, los costos de limpieza del agua se confrontan con los costos de la alternativa: transportar, almacenar y bombear el agua dentro de pozos sumidero. La gestión ambiental adecuada resulta económicamente prohibitiva y al mismo tiempo en algunos yacimientos se llegó a la capacidad máxima de bombeo subterráneo, siendo esta práctica vinculada a la sismicidad (CHPNY y PSR, 2020).

Si esta es la situación en los EE. UU., cabe preguntar ¿qué sucede en Vaca Muerta? ¿Dónde y a qué costo se inyectan los fluidos de desecho?

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?

El documento de la ANI responde:

Es imposible que, en los profundos yacimientos de Argentina, una fractura se expanda hasta la superficie (ANI, 2013:29).

Además, realiza recomendaciones sobre cómo detectar potenciales fugas de gas y aconseja monitorearlas. De estas sugerencias podemos deducir que existe el riesgo. Sin embargo, falta la recomendación de qué se debe hacer si se detectara alguna fuga.

Luego, respecto a la emisión de CO₂, el documento de la ANI no menciona si es significativa ni aporta datos sobre cantidades, aunque sí dice que en otros lugares las emisiones están reguladas y controladas.

Hasta ahora no hay indicios de que las fugas de hidrocarburos que suben a través de las fracturas desde el fondo del pozo puedan ser responsables por la contaminación de acuíferos subterráneos o de superficie. El único caso conocido es el del yacimiento Pavillion, en Wyoming, EE. UU., donde la empresa operadora hizo una fractura hidráulica a 372 metros de profundidad, las fracturas llegaron a los acuíferos y los contaminaron de manera irremediable (Martins, 2013).

Sin embargo, la experiencia de campo en los EE. UU. indica que los mayores problemas están relacionados a la calidad de la cementación y de las cañerías de entubación. **Las cementaciones se despegan, se degradan, o simplemente no fueron bien realizadas⁹, dando lugar a canales de comunicación hacia la superficie por donde fugan los fluidos del fondo del pozo. Por su parte, las cañerías se corroen, se rajan, se desenroscan, o se colapsan, sobre todo en la curva que lleva desde la parte vertical a la parte horizontal. Todo esto da lugar a fallas en la integridad estructural de los pozos.** Estadísticamente, en los EE. UU. el 6% de los pozos nuevos tienen problemas de integridad estructural que resulta en pérdidas hacia la superficie. Con el paso del tiempo todos los pozos desarrollan esos problemas (Ingraffea, 2012).

La Argentina tiene una larga historia de fallas estructurales: las cementaciones a presión, que sirven para remediar las zonas que quedaron mal cementadas, son comunes en casi todos los pozos.

Las compañías son conscientes de que la vida media de un pozo es de alrededor de 40 años, pasados los cuales deben forzosamente reparar las cañerías subterráneas. La negligencia por parte de las empresas resulta en daños graves, tal como fue el caso de la pérdida masiva de gas en Porter Ranch, California, EE. UU.¹⁰.

La emisión de CO₂ en la explotación de shale gas está relacionada a la actividad intensiva de equipos de perforación, bombas y camiones. El Informe del Centro Tyndall (2011) mencionado por la ANI publica los siguientes resultados: el consumo de gasoil en un pozo vertical es típicamente de unos 18,7 litros por metro perforado, lo cual implica la emisión de unos 49 kg CO₂/m; en un pozo horizontal de 1500 metros esto se traduce en la emisión de unas 75 toneladas adicionales de CO₂.

Sin embargo, más preocupante es la emisión de metano, un gas que puede ser hasta 82 veces más potente como gas de efecto invernadero que el CO₂ en un plazo de 20 años.

De todas formas, las pérdidas de gas ocurren en todas las etapas de esta explotación, tal como ha sido demostrado por Robert Howarth y Anthony Ingraffea, de la Universidad Cornell de los EE. UU. (2011). En un estudio muestran que **las pérdidas de metano, a lo largo de toda la cadena de producción, transporte y distribución, pueden representar entre el 3,6% y 7,9% de la producción total de un pozo.**

9. Al respecto, se destaca que ninguna de estas instalaciones tiene prevista la actividad sísmica que se está produciendo en la zona, dado que las EIA simplemente informan que para INPRES la zona es de baja o nula sísmicidad.

10. Alrededor de 97.000 toneladas de metano fueron liberadas a la atmósfera entre el 23 de octubre de 2015 y el 18 de febrero de 2016 debido a una fuga registrada en el almacén de gas de Aliso Canyon. El incidente obligó al traslado de miles de personas de Porter Ranch, una comunidad del condado de Los Ángeles situada al norte del valle de San Fernando y en la que viven unos 30.000 habitantes (20 minutos, 2016).

Pero no solo se emite metano. La explotación del *shale* gas **también emite compuestos volátiles orgánicos (VOC, por su sigla en inglés) durante las distintas fases de esta operación:**

- Hidrocarburos tóxicos venteados durante *flowback*.
- Equipos móviles y estacionarios que liberan VOC, óxidos nitrosos (NOx), monóxido de carbono (CO), y residuos sólidos a través de caños de escape y emisiones evaporativas.
- Fluido en piletones, incluyendo la descomposición y combinación impredecibles de productos químicos.
- Productos químicos volátiles usados durante la limpieza y mantenimiento de las plataformas de los pozos y los equipos.
- Compuestos orgánicos inyectados durante la perforación y la fractura hidráulica que pueden, eventualmente, regresar a la superficie.

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?

El documento de la ANI responde:

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 (...) han cuestionado a las autoridades (...) prácticamente solo Francia mantiene la prohibición de explotar este recurso (ANI, 2013:30-31).

El *fracking* no está permitido en todos los países y en aquellos donde está prohibido, como en Francia, Escocia y Alemania, se aducen razones ambientales. Gran Bretaña es citado como ejemplo por ANI, afirmando que ese país revirtió la prohibición. Sin embargo, unos años después de la publicación del documento, **Gran Bretaña volvió a prohibir el uso del *fracking* debido a sus graves e inevitables impactos ambientales** (Ambrose, 2019).

Al respecto, la organización AIDA publicó en 2019 un informe que analiza 15 casos de prohibiciones y moratorias al *fracking* en Europa, América y Oceanía. La investigación señala que entre “los argumentos más frecuentes invocados para la declaración de dichas prohibiciones o moratorias están: i) el riesgo grave de contaminación de aguas superficiales y subterráneas, del aire y del suelo; ii) la incertidumbre sobre la ciencia de dicha técnica y respecto a la magnitud y el alcance de sus impactos en la salud pública y el ambiente; y iii) la incertidumbre sobre la eficacia de las medidas de la industria de hidrocarburos para prevenir los impactos que la práctica podría generar” (AIDA, 2019:3).

En muchos países se introdujo el *fracking* por medios violentos, tal el caso de Vaca Muerta en la Argentina, donde la Cámara de Diputados de Neuquén aprobó el convenio YPF-Chevron a sobre cerrado apoyándose en la fuerza pública para contener a los miles de manifestantes que se oponían a esta actividad (Río Negro, 2020). En otros países como Colombia y México se produjeron asesinatos de personas que se opusieron al avance del *fracking* (Valenzuela, 2018).

Asimismo, el documento de la ANI menciona como ventaja, tanto en esta respuesta, T7, como en la próxima, T8, que los yacimientos explotables de la Argentina se encuentran en una región desértica,

cuando en algunos casos están en las proximidades de ciudades o regiones frutícolas, como en Allen, Río Negro, y sobre todo en territorios habitados por comunidades originarias, que en muchos casos son desalojadas por la fuerza (Cané, 2021).



Instalación de pozos de fractura hidráulica en las proximidades de Allen. Crédito: OPSur (2018).

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

El documento de la ANI responde:

La extensión de tierras en áreas desérticas no es un bien escaso en la Cuenca Neuquina (ANI (2013:32).

Este tema no admite mayor análisis. No por esto se justifica la utilización indiscriminada, sin control, ni registro del territorio.

Un pozo convencional requiere un espacio de un cuarto de hectárea, es decir unos 2500m². Una plataforma para pozos no convencionales requiere entre una y una hectárea y media, entre 10.000 y 15.000 m², es decir entre cuatro y seis veces más superficie.

Pero como los pozos no convencionales tienen una corta vida productiva, es necesario perforar continuamente para poder mantener las cuotas de producción. Como consecuencia, se aumenta exponencialmente el espacio requerido para las plataformas, caminos de acceso, acueductos, gasoductos, oleoductos, plantas de separación, plantas compresoras, tendido de líneas eléctricas, plantas de almacenamiento y tratamiento de aguas contaminadas y residuos. Es decir que **la explotación de petróleo y gas de esquisto se traduce en una mayor destrucción territorial. Una hectárea y media puede no ser**

relevante, pero al sumar los más de 2000 pozos la situación cambia, máxime teniendo en cuenta que muchas plataformas se ubican en mallines¹¹ (ecosistemas fundamentales para la biodiversidad y la regulación hídrica de la zona).

Por otro lado, el documento de la ANI afirma, como se mencionó con anterioridad, que la cuenca neuquina es un desierto. Sin embargo, **la extracción de shale en Vaca Muerta se produce en tierras pobladas que, incluso, son reclamadas como ancestrales por comunidades originarias, las cuales no han sido consultadas.** Incluso se realiza en ciudades, como el caso de Añelo o Allen, en medio de chacras frutícolas y a metros del río Negro, en la provincia homónima.

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

Este es un tema bastante simple y hasta podría considerarse ridículo comparado con la magnitud de todos los otros impactos del *fracking*. A pesar de ello, cabe mencionar algunas situaciones al respecto. En esta oportunidad, la ANI (2013:33) también reitera que las poblaciones están alejadas de los yacimientos.

En la ciudad de Allen, en el área de la Estación Fernández Oro, la extracción de gas de hidrocarburos avanzó sobre una zona característicamente frutícola. Esta región era dominada inicialmente por chacras de producción de peras y manzanas, pero también por barrios populares instalados entre ellas. Mientras las empresas y el gobierno repiten que la producción frutícola puede convivir con las actividades de extracción hidrocarburífera, las comunidades afectadas denuncian ruidos molestos, y también ocurren accidentes con derrames, explosiones y venteos, entre otras situaciones (Álvarez Mullally et al., 2017:19).

A su vez, tanto **el ruido de las actividades de perforación como el del fracking interfieren con la capacidad de las aves para responder a señales acústicas**, y puede estar afectando la salud de la vida silvestre. **También se lo identifica como riesgo clave para la salud pública** (CHPNY y PSR, 2019).

4. RESPECTO AL APARTADO “EN SÍNTESIS”

La ANI sintetiza su trabajo argumentando:

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 para asegurar que ninguno de los 9 grupos de preocupaciones mencionadas 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.

El desarrollo de este Recurso conducirá, al igual que lo previsto para EE. UU por la EPA, a la disponibilidad de una Energía más limpia (ANI, 2013:36).

En estos párrafos se puede observar que el cuidado del ambiente y la población no está en la agenda de la ANI, y tampoco se lo considera necesario para realizar una actividad en un marco de respeto y sostenibilidad.

11. En Santa Cruz, luego de evaluar el impacto ambiental producido por más de treinta años de explotación petrolera en el mallín El Zorro, se observaron áreas con petróleo seco de derrames antiguos, con petróleo líquido de derrames recientes, con erosión hídrica y/o eólica, entre otras situaciones (Oliva et al., 2014).

El documento de la ANI también menciona que este recurso habilita una energía más limpia. Sin embargo, no se puede clasificar al gas natural como un combustible limpio ni de transición, ya que según las explicaciones previas la actividad de extracción de gas y su utilización como energía son grandes emisoras de distintos tipos de GEI, altamente potentes. Por ello, puede ser irresponsable considerarlo como un recurso para la transición energética (Oil Change International, 2019).

Luego destaca que con las reservas a cien años es posible el desarrollo de la tecnología y la industria nacional, con la posibilidad de llegar al autoabastecimiento y a la exportación de energía, lo que generaría un importante impacto en la economía sin riesgos ambientales significativos o no manejables. Sin embargo, luego de varios años de actividad no se observa que se haya concretado ninguna de las predicciones de la ANI por la extracción y explotación de hidrocarburos no convencionales. Sí se registra el impacto en la economía nacional, ya que el Estado argentino realiza aportes mediante subsidios sistemáticos a empresas extractoras y distribuidoras¹², beneficiando particularmente a unas pocas y grandes compañías, muchas de ellas transnacionales, y de esta manera sostiene la actividad.

Tampoco se ha visto un desarrollo de las localidades de la zona, aunque sí se registraron impactos negativos, como se mencionó en los casos de Allen y Añelo. Esta ciudad, que pasó de 2689 habitantes en 2010 a 41.000 en 2019, es un ejemplo del crecimiento desproporcionado que sufren varias urbes petroleras en las que el *fracking* trae problemas sociales como el desequilibrio de género, la falta de viviendas y el aumento del costo de vida debido a los abultados sueldos de la actividad petrolera (a diferencia de los sectores agropecuario, público y de servicios). También se observa un aumento del consumo de alcohol, drogas y prostitución (Álvarez Mullally et al., 2017).

La justificación de la actividad debido a ser una “energía limpia” es grave y señala la nula imparcialidad del documento de la ANI. Lo único que consideran “limpio” sería la reducción de emisiones de CO₂ respecto a la explotación de carbón. Existen otras variadas fuentes de energías renovables que son más limpias que el carbón y que la energía proveniente de fósiles, a la vez que no agotan bienes naturales ni generan los fuertes impactos ambientales negativos, para las cuales la Argentina tiene gran potencial.

En el mediano y largo plazo, estas fuentes de energía renovable aportarían al autoabastecimiento energético, mencionado como otro argumento para la validación de la fractura hidráulica, a la vez que ayudarían a alcanzar el equilibrio de la balanza comercial.

5. PALABRAS FINALES

La explotación de Vaca Muerta comenzó hace casi una década por impulso de los gobiernos y empresas que desoyeron los reclamos de habitantes de ese territorio y de organizaciones ambientales. La rentabilidad fue la única condición atendida para la extracción intensiva de los hidrocarburos no convencionales, mientras que el cuidado del ambiente quedó relegado. Asimismo, se ocultaron los graves e irreversibles impactos que provoca el *fracking*. Se dictaron normas a nivel nacional y provincial con el objetivo de calmar las preocupaciones sociales, sin rigor científico y con el único aval e intervención de las organizaciones que nuclean a profesionales que trabajan en las empresas operadoras (ANI, IAPG).

La información que surge del territorio a diez años de iniciada la actividad, recopilada por estudios científicos e investigaciones periodísticas, demuestra que el *fracking* es una amenaza para el aire, el agua, la comunidad, la estabilidad sísmica y la viabilidad económica. Asimismo, evidencia el desconocimiento, la falta de rigurosidad y la omisión respecto a las implicancias de llevar a cabo esta actividad por parte de las empresas y las instituciones estatales de control. Los datos muestran los problemas

12. Por mayor información se pueden consultar los documentos de FARN: **Los subsidios a los combustibles fósiles 2019-2020: ¿todo sigue igual de “bien”?** (2020), **Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2018-2019** (2019) y **Los subsidios a los combustibles fósiles en Argentina 2017-2018** (2018), entre otros.

recurrentes y los daños que no pudieron ser evitados con las gestiones sugeridas por la ANI ni a través de los marcos regulatorios existentes.

En esta publicación se contrastó con hechos y datos provenientes de estudios científicos las afirmaciones y presunciones de la ANI que dieron forma a la regulación, quedando acreditado que esas presunciones no tenían otro objetivo que reducir la conflictividad social sin cuidado del ambiente.

En esta instancia, a casi nueve años de la publicación del documento “El caso particular de ‘Vaca Muerta’ en la provincia de Neuquén” y con todo el conocimiento producido por la experiencia local, deviene imprescindible volver a evaluar los impactos sociales y ambientales de la actividad, y definir estratégicamente las políticas públicas que se implementan, con adecuada participación ciudadana, para minimizar los impactos e insertar la explotación en un plan de transición energética.

Por ello, resulta necesario realizar una evaluación ambiental estratégica (EAE), instrumento de gestión ambiental que incorpora los aspectos ambientales en políticas, planes y programas gubernamentales. La **Ley 27.007 de Hidrocarburos** expresa la obligación para el Estado Nacional y las provincias de establecer una normativa ambiental uniforme para la explotación no convencional con el “objetivo prioritario de aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental (...) a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente”¹³. La EAE es la herramienta que permitiría suplir el incumplimiento de la norma citada en armonía con el Acuerdo de Escazú, ya que introduce estándares de calidad ambiental para orientar el alcance y las decisiones sobre los proyectos y también tiene un enfoque preventivo. La EAE garantiza la participación pública durante la evaluación estratégica, lo que aseguraría la aplicabilidad del proyecto y reduciría o evitaría potenciales conflictos (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MAyDS], 2021).

La implementación temprana de la EAE, en vez de tomar decisiones a medida de las empresas, podría haber evitado varios de los accidentes ocurridos en el sector hidrocarburífero en la Argentina. Entre estos se puede mencionar las piletas de residuos peligrosos sin tratamiento y abandonadas; el desprendimiento de herramientas de trabajo en el subsuelo, incluidas pastillas radiactivas; los derrames de petróleo y de químicos; la ausencia de controles varios; los derrames provenientes de camiones que transportan residuos y la contaminación del río y los cultivos, entre otros (Álvarez Mullally *et al.*, 2017). Estos incidentes se dieron en el marco regulatorio propuesto en el informe de la ANI, que sumados a los argumentos previos prueban contundentemente que los impactos, minimizados por el informe y planteados por las organizaciones ambientalistas y la sociedad civil en general, en efecto son graves y tienen importantes consecuencias. Luego de años de explotación, varios hechos minimizados por la ANI fueron causantes de graves problemas a la región donde se desarrolla la actividad. Cabe mencionar que en el Estado de Nueva York, de EE. UU., se prohibió el *fracking* debido al alto grado de incertidumbre sobre los efectos adversos que podía provocar en la salud y los impactos ambientales de la actividad, sin considerar como atenuante que los riesgos puedan ser manejables (CHPNY, 2015).

La autorregulación de las compañías, la aplicación de las mejores prácticas y la regulación oficial, y el control hasta ahora implementados, no han evitado que ocurran graves incidentes y, sobre todo, no mitigaron los impactos que produce el *fracking*, que no son accidentales. Por ello, es imperativo replantearse si vale la pena continuar con una actividad que trae más problemas que soluciones. También es necesario empezar a escuchar las otras voces, que desde los inicios de la actividad no convencional en la Argentina vienen reclamando y exigiendo no solo respuestas, sino otros métodos para la obtención de energía.

13. Artículo 23, Ley 27.007.

6. BIBLIOGRAFÍA CITADA

20 minutos (2016). Porter Ranch, un año después de la mayor fuga de gas de la historia de Estados Unidos. *20 minutos*. Disponible en: <https://www.20minutos.es/noticia/2870133/0/porter-ranch-ano-mayor-fuga-gas-historia-estados-unidos/>. Última visita: 21/05/2021.

Academia Nacional de Ingeniería (2013). Documento N° 4. Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales el caso particular de “Vaca Muerta” en la Provincia de Neuquén. Instituto de Ingeniería, Academia Nacional de Ingeniería de la República Argentina. Disponible en: <http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE%20ANI%20-%20Documento%20N4.pdf> Última visita: 26/04/2021.

AIC (2021). Caudales erogados desde los embalses compensadores arroyito y el chañar. Disponible en: <http://www.aic.gov.ar/Sitio/novedades-ver?a=730&z=2090819242>. Última visita: 21/09/2021.

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente - AIDA (2019). Prohibiciones y moratorias al fracking: legislación comparada. Disponible en: <https://aida-americas.org/es/prohibiciones-y-moratorias-al-fracking-legislacion-comparada>. Última visita: 23/07/2021.

Álvarez Mullally, M. (2017). Basureros petroleros, qué son y dónde se encuentran. OPSur. Disponible en: <https://opsur.org.ar/2017/05/23/basureros-petroleros-que-son-y-donde-se-encuentran/>. Última visita: 08/05/2021.

Álvarez Mullally, M.; Arelovich, L.; Cabrera, F. y di Risio, D. (2017). Informe de externalidades. Megaproyecto Vaca Muerta. Disponible en: <https://ejes.org.ar/InformeExternalidades.pdf>. Última visita: 14/05/2021.

Ambrose, J. (2019). Fracking halted in England in major government U-turn. *The Guardian*. Disponible en: <https://www.theguardian.com/environment/2019/nov/02/fracking-banned-in-uk-as-government-makes-major-u-turn>. Última visita: 10/05/2021.

Asociación de Abogados y Abogadas Ambientalista (2020). Hacia un gran Pacto Ecosocial y Económico en Argentina. Disponible en: <https://pactoecosocialeconomico.blogspot.com/2020/12/denuncia-penal-por-basureros-petroleros.html?m=1>. Última visita: 12/05/2021.

Associated Press (2020). New Mexico Land Boss Ends Fresh Water Sales for Oil and Gas. *Associated Press*. Disponible en: <https://www.usnews.com/news/best-states/new-mexico/articles/2020-12-15/new-mexico-land-boss-ends-fresh-water-sales-for-oil-and-gas>. Última visita: 12/05/2021.

Belz, A. (2014). Q&A: Chevron’s CEO on oil, carbon, exports. *Star Tribune*. Disponible en: <https://www.startribune.com/q-a-chevron-s-ceo-on-oil-carbon-exports/275844541>. Última visita: 12/05/2021.

Bertinat, P.; D’Elia, E. OPSur; Ochandio, R.; Svampa, M. y Viale, E. (2014). 20 MITOS Y REALIDADES DEL FRACKING. Disponible en: <https://opsur.org.ar/wp-content/uploads/2015/06/2014-20-Mitos-Final.pdf>. Última visita: 23/05/2021.

Cabrera Christiansen, F. (2017). La gestión privada de lo público en Vaca Muerta. Disponible en: <https://opsur.org.ar/2017/10/03/la-gestion-privada-de-lo-publico-en-vaca-muerta-2/>. Última visita: 17/05/2021.

Cané, S. (2021). Fracturando derechos. En Pandemia y crisis ambiental: dos caras de una misma moneda - *Informe Ambiental FARN 2021*. Disponible en: <https://farn.org.ar/iafonline2021/articulos/2-2-fracturando-derechos/>. Última visita: 20/05/2021.

CHPNY y PSR (2015). Compendio de hallazgos científicos, médicos y de medios de comunicación que demuestran los riesgos y daños del *fracking* (extracción no convencional de gas y petróleo). Tercera edición - Octubre 2015. Disponible en: https://opsur.org.ar/wp-content/uploads/2016/05/compendium_final_version_1.pdf. Última visita: 17/05/2021.

CHPNY y PSR (2019). Compendio de hallazgos científicos, médicos y de medios de comunicación que demuestran los riesgos y daños del *fracking* (extracción no convencional de gas y petróleo). Sexta edición. Disponible en: https://agenciaterraviva.com.ar/wp-content/uploads/2021/04/fracking_libro_2019. Última visita: 15/05/2021.

CHPNY y PSR (2020). Compendium of Scientific, Medical, and Media Findings Demonstrating Risks and Harms of *Fracking* (Unconventional Gas and Oil Extraction). Concerned Health Professionals of New York and Physicians for Social Responsibility. 12/14/2020, 7th Ed. Disponible en: <https://www.psr.org/blog/resource/fracking-compendium/>. Última visita: 12/05/2020.

El Economista (2021). Vaca Muerta: la actividad por fracturas alcanzó su tercer registro más alto en julio. *El Economista*. Disponible: <https://eleconomista.com.ar/2021-08-vaca-muerta-actividad-fracturas-en-julio/>. Última visita: 20/09/2021.

EPA (2016). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F, 2016. Disponible en: <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>. Última visita: 12/05/2021.

FARN (2021). Efectos, impactos y riesgos socioambientales del megaproyecto Vaca Muerta. Disponible en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/DOC_IMPACTOS-VACA-MUERTA_links.pdf. Última visita: 19/05/2021.

FracFocus, 2021. Chemical Names & CAS Registry Numbers. <https://www.fracfocus.org/index.php?p=explore/chemical-names-cas-registry-numbers>. Última visita: 12/05/2021.

García Ríos, F. (2019). La Vaca Muerta no dejó ver el bosque: tres tendencias del desarrollo del *fracking* en Argentina en el periodo 2012-2019. Disponible en: <http://www.revistas.unam.mx/index.php/rel/article/view/77204>. Última visita: 20/05/2021.

Goldenberg, S. (2014). Oklahoma earthquakes linked to *fracking* wastewater wells, study says. Disponible en: <https://www.theguardian.com/environment/2014/jul/03/oklahoma-earthquakes-fracking-waste-water-wells>. Última visita: 13/05/2021.

Howarth, R.W.; Santoro, R.; Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. Disponible en: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10584-011-0061-5#page-1>. Última visita: 15/05/2021.

Hughes, D. (2019). How Long Will the Shale Revolution Last?: Technology versus Geology and the Life-cycle of Shale Plays. Disponible en: <https://www.postcarbon.org/publications/how-long-will-the-shale-revolution-last/>. Última visita: 13/05/2021.

Infocampo (2021). Neuquén declaró la emergencia por sequía: "Ya no son tiempos de usar el agua como lo hacíamos". *Infocampo*. Disponible en: <https://www.infocampo.com.ar/neuquen-declaro-la-emergencia-por-sequia-ya-no-son-tiempos-de-usar-el-agua-como-lo-haciamos/>. Última visita: 21/09/2021.

La vaca (2011). Las Heras: agua con gusto a petróleo. *La vaca*. Disponible en: <http://lavaca.org/notas/las-heras-agua-con-gusto-a-petroleo/>. Última visita: 23/05/2021.

Ingraffea, A. (2012). Fluid migration mechanisms due to faulty well design and/or construction: an overview and recent experiences in the Pennsylvania Marcellus play. Disponible en: https://cpb-us-w2.wpmucdn.com/voices.uchicago.edu/dist/a/1299/files/2019/07/sti2014_pse_cement-failure-causes-and-rate-analysis_jan_2013_ingraffea.pdf. Última visita: 08/05/2021.

Kondash, A. J.; Lauer, N. E. y Vengosh, A. (2018). The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. Disponible en: <http://advances.sciencemag.org/content/4/8/eaar5982>. Última visita: 08/05/2021.

La Izquierda Diario (2021). Precarización laboral. Otro petrolero muerto en Chubut. *La Izquierda Diario*. Disponible en: <https://www.laizquierdadiario.com/Otro-petrolero-muerto-en-Chubut>. Última visita: 12/05/2020.

Lara, S. (2020). Puerta Giratoria. Disponible en: <https://www.elcohetelaluna.com/puerta-giratoria/>. Última visita: 19/05/2021.

Martine, E. (2021). *Fracking*. 31 sismos en 55 horas en la zona caliente de Vaca Muerta. *La Izquierda Diario*. Disponible en: <https://www.laizquierdadiario.com/31-sismos-en-55-horas-en-la-zona-caliente-de-Vaca-Muerta>. Última visita: 29/08/2021.

Martins, A. (2013). 7 temores sobre el *fracking*: ¿ciencia o ficción? *BBC*. Disponible en: https://www.bbc.com/mundo/noticias/2013/10/130905_ciencia_especial_fracking_dudas_am. Última visita: 23/05/2020.

National Academy of Sciences (2018). Onshore Unconventional Hydrocarbon Development: Legacy Issues and Innovations in Managing Risk. Our Work. Disponible en: https://www.nap.edu/resource/25067/Environmental%20Legacy%20Wkshp%20Highlights_Final.pdf. Última Visita: 19/05/2021.

National Academy of Sciences (2019). Environmental legacies and water considerations. Mesa redonda. Midland, Texas, 14 Mayo 2019. <https://www.nationalacademies.org/event/05-14-2019/workshop-on-environmental-legacies-and-water-considerations-related-to-oil-and-gas-production>. Última visita: 08/05/2021.

No a la mina (2014). Una pastilla radiactiva quedó sumergida en un pozo petrolero neuquino. Disponible en: <https://noalamina.org/temas-afines/energia/item/12862-una-pastilla-radiactiva-queda-sumergida-en-pozo-petrolero-neuquino>. Última visita: 12/05/2020.

Nobel, J. (2020). America's Radioactive Secret. *Rolling Stone*. Disponible en: <https://www.rollingstone.com/politics/politics-features/oil-gas-fracking-radioactive-investigation-937389/>. Última visita: 18/05/2020.

Oil Change International (2019). Burning The Gas 'Bridge Fuel' Myth: Why Gas Is Not Clean, Cheap, Or Necessary. Disponible en: <http://priceofoil.org/2019/05/30/gas-is-not-a-bridge-fuel/#:-:text=The%20myth%20of%20gas%20as, enough%20to%20overshoot%20climate%20goals>. Última visita: 08/05/2021.

Oliva, G. E.; Nakamatsu, V. B.; Mansilla, A.; Lisoni, C.; Quinteros, J. M.; Mackeprang, O. (2014). Evaluación del impacto ambiental en el mallín "El Zorro" (Cañadón Seco, Pcia. de Santa Cruz). Disponible en: <https://inta.gob.ar/documentos/evaluacion-del-impacto-ambiental-en-el-mallin-el-zorro-canadon-seco-pcia-de-santa-cruz>. Última visita: 29/08/2021.

OPSur (2013). Contaminación y remediaciones sin terminar: los antecedentes de Pluspetrol en Neuquén. Disponible en: <https://opsur.org.ar/2013/08/01/contaminacion-y-remediaciones-sin-terminar-los-antecedentes-de-pluspetrol-en-neuquen/> Última visita: 25/05/2021.

OPSur (2021). Sismos inducidos en Neuquén: Correa-Otto analizó los riesgos junto a Silvia Spagnotto. Disponible en: <https://opsur.org.ar/2021/08/03/sismos-en-neuquen-la-asociacion-geologica-argentina-convoco-a-correa-otto-para-analizar-los-riesgos/>. Última visita: 29/08/2021.

Prensa Legislatura (2014). La ARN expuso sobre pastilla radiactiva en Cerro Hamaca. Disponible en: <https://www.legislaturaneuquen.gob.ar/VerNoticiaNueva.aspx?notiID=2891>. Última visita: 21/05/2021.

Rich, A. y Crosby, E. (2013). Analysis of reserve pit sludge from unconventional natural gas hydraulic fracturing and drilling operations for the presence of technologically enhanced naturally occurring radioactive material (TENORM). Disponible en: <https://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.2190/NS.23.1.h>. Última visita: 18/05/2020.

Río Negro (2020). El día que Pino Solanas fue testigo del acuerdo entre YPF y Chevron en Neuquén. Río Negro. Disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/el-dia-que-pino-solanas-fue-testigo-del-acuerdo-en-tre-ypf-y-chevron-en-neuquen-1563764/>. Última visita: 13/05/2021.

Rodríguez, G. (2020). Vaca Muerta: sin fracking, sin sismos. *Tiempo Argentino Beta*. Disponible en: <https://www.tiempoar.com.ar/nota/vaca-muerta-sin-fracking-sin-sismos>. Última visita: 24/05/2021.

Tamburini Beliveau, G. y Grosso, J. (2021). La administración pública y la gestión del riesgo sísmico en la cuenca de Vaca Muerta. Disponible en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/08/DOC_SISMICIDAD_CAP2_links-1.pdf. Última visita: 29/08/2021.

Tamburini Beliveau, G. y Grosso, J. (2021a). Antecedentes bibliográficos y aportes para el caso de Vaca Muerta. Disponible en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/08/DOC_SISMICIDAD_CAP1_links.pdf. Última visita: 28/08/2021.

Water Technology (2021). Companies partner to provide solutions for produced water disposal, reuse. Disponible en: <https://www.watertechnology.com/industry/oil-gas/article/14199967/heartland-water-technology-companies-partner-to-provide-solutions-for-produced-water-disposal-reuse>. Última visita: 24/05/2021.

Wood, R.; Gilbert, P.; Sharmina, M.; Anderson, K.; Anthony Footitt, A.; Steven Glynn, S.; & Fiona Nicholls, F. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. (Tyndall Centre Technical Reports). Cooperative Group. Disponible en: https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/36728313/FULL_TEXT.PDF. Última visita: 13/05/2021.