

TERREMOTOS SUBSIDIADOS EN EL FORTÍN DE TECPETROL: EL FRACKING Y LA IRRUPCIÓN DE LA SISMICIDAD EN FORTÍN DE PIEDRA, ÁREA OPERADA POR TECPETROL

Informe técnico a cargo del Observatorio de Sismicidad Inducida
(*Javier Grosso Heredia y Guillermo Tamburini Beliveau*)

Agosto 2023

Patagonia Argentina
Río Negro - Neuquén - Santa Cruz
sismicidadinducida.ar



Las opiniones expresadas en este informe son de exclusiva responsabilidad de quienes escriben y no necesariamente coinciden con la de FARN.

FARN adopta la perspectiva de género en todos los aspectos de su trabajo. En ese sentido, en todas sus publicaciones se respetan la utilización del lenguaje inclusivo y las diversas formas de expresión que cada persona ha elegido para su colaboración.

Publicado en agosto de 2023, Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN).

Para citar este trabajo: Grosso Heredia, J. y Tamburini Beliveau, G. (2023). Terremotos subsidiados en el fortín de Tecpetrol: fracking financiado y la irrupción de la sismicidad en Fortín de Piedra, área operada por Tecpetrol. FARN.



SOBRE LOS AUTORES Y EL OBSERVATORIO DE SISMICIDAD INDUCIDA

JAVIER GROSSO HEREDIA

Es Profesor de Geografía por la Universidad Nacional del Comahue. Docente en nivel secundario entre 2004 y 2012. Investigador de la Universidad del Comahue 2009-2010. Docente de Institutos Terciarios de Formación Docente de la provincia de Río Negro desde 2011. Docente de la Universidad Nacional del Comahue desde 2013. Investigador especializado en temas territoriales de la Norpatagonia. Investigador de temáticas ambientales vinculadas a la extracción de hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta desde 2019.

GUILLERMO TAMBURINI BELIVEAU

<https://www.researchgate.net/profile/Guillermo-Tamburini-Beliveau>

Es doctor en ingeniería por la Universidad Nacional de Rosario. Ingeniero en Cartografía y Geodesia por la Universidad Politécnica de Valencia. Licenciado en Geografía por la Universidad Autónoma de Barcelona. Iniciando la carrera de investigador asistente en el CONICET tras diez años becado.

EL OBSERVATORIO DE SISMICIDAD INDUCIDA (sismicidadinducida.ar)

Es un incipiente proyecto independiente de investigación científica que materializa tres años de investigación y monitoreo de la actividad sísmica en Patagonia y centra su atención en el fenómeno de la sismicidad inducida o disparada por la actividad humana especialmente, aunque no exclusivamente, en el área de Vaca Muerta como consecuencia del fracking.

Actualmente constituyen el proyecto los autores de este texto, aún cuando asiduamente se vinculan con otros investigadores y profesionales del sector, como en el caso del estudio que resultó en la publicación del trabajo:

Assessment of ground deformation and seismicity in two areas of intense hydrocarbon production in the Argentinian Patagonia

Fue publicado en noviembre de 2022 en la revista Scientific Reports de la plataforma Nature, del más alto reconocimiento científico a nivel mundial.

ÍNDICE

PREÁMBULO	5
1. INTRODUCCIÓN	6
2. METODOLOGÍA	7
3. CONCESIÓN DEL ÁREA DE EXPLOTACIÓN DE FORTÍN DE PIEDRA	7
4. EVOLUCIÓN DE LAS OPERACIONES EN FORTÍN DE PIEDRA	11
4.1 Gráfico de extracción e inyección mensuales y sismicidad en Fortín de Piedra	12
4.2 Gráfico de extracción e inyección acumulada en Fortín de Piedra. La paradoja.	15
4.3 Gráfico de tendencia de extracción de los pozos de fracking en Fortín de Piedra	16
5. SISMICIDAD EN FORTÍN DE PIEDRA. MAPA.	18
6. CONCLUSIÓN, DISCUSIÓN Y REFLEXIONES	20
6.1 Fortín de Piedra y Tecpetrol. Un sismo económico, social y ambiental	20
6.2 Acceso a la información	21

PREÁMBULO

El 2023 es un año de aniversarios. Se cumplen 40 años de democracia y 10 años de un acontecimiento lamentable en términos democráticos: el 28 de agosto de 2013 la legislatura de la Provincia de Neuquén aprobaba el acuerdo entre YPF y Chevron que daba inicio a la explotación del área de Loma Campana y la formación de Vaca Muerta en general. No podemos dejar de mencionar que este hecho se producía sin que los propios legisladores conocieran la letra completa de lo que convalidaban y con una feroz represión en las calles.

Vaca Muerta aparecía en la narrativa oficial con un discurso prometedor en relación al autoabastecimiento energético, favorable en lo económico y a la reducción de pobreza tanto a escala nacional como provincial. Hoy, 10 años después, la narrativa sigue siendo la misma: la promesa de un futuro de prosperidad y soberanía gracias a la explotación de esta formación.

Sostener esta promesa es la base de la justificación de que año tras año el Estado nacional (y los estados provinciales también) le otorgue una importante masa de beneficios a las corporaciones hidrocarburíferas, que van desde acceso diferencial a la compra de moneda extranjera y exenciones impositivas, hasta subsidios para la extracción de hidrocarburos. Lo curioso es que a 40 años del retorno de la democracia existe una gran opacidad sobre esta información. Año tras año, la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) publica informes analizando los subsidios energéticos, y en particular los que reciben los fósiles. Una de las empresas que más ha sido beneficiada por estos subsidios en el 2021 fue Tecpetrol, del grupo Techint, recibiendo el 46% de los fondos entregados a empresas. De hecho, la empresa operadora en el área de Fortín de Piedra recibió subsidios por parte del Estado nacional, mayores a lo que se había comprometido previamente a invertir.

El trabajo de FARN, vinculado a la defensa de las condiciones de vida de diferentes comunidades y el derecho a un ambiente sano, hace que estemos en contacto con la realidad de Sauzal Bonito, un pueblo que, desde que diferentes empresas comenzaron a perforar y fracturar Vaca Muerta, experimenta sismos -que antes no tenía- y las casas se rompen continuamente, y la calidad de vida del pueblo se ve seriamente alterada. Este cúmulo de motivos nos llevó a solicitar a Javier Grosso Heredia y Guillermo Tamburini Beliveau un estudio técnico sobre los efectos de la operatoria de esta empresa sobre el pueblo de Sauzal Bonito.

Área de Investigación de la Fundación Ambiente y Recursos Naturales.
Agosto de 2023.

1. INTRODUCCIÓN

En este trabajo presentamos un análisis del proyecto hidrocarburífero del área de concesión Fortín de Piedra, en la Cuenca Hidrocarburífera Neuquina¹, desde la perspectiva del riesgo sísmico y otros riesgos ambientales. Préstamos además atención a los *inesperados* vínculos entre esos riesgos ambientales y algunos procesos sociopolíticos.

Los autores de este trabajo hemos presentado con anterioridad contenidos relacionados a estas temáticas tanto dentro de las colaboraciones con Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) como a través de publicaciones científicas en revistas especializadas. Es por ello que en esta ocasión nos serviremos exclusivamente de la cita a dichos contenidos para contextualizar e introducir el trabajo, sin extendernos innecesariamente en materias que ya han sido tratadas con suficiente profundidad.

El lector que quiera informarse sobre el significado de las palabras Cuenca Hidrocarburífera Neuquina puede recurrir, de entre tantos otros, al siguiente documento:

Geología de la cuenca neuquina y sus sistemas petroleros Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo. *Fundación YPF.*

O de modo más sencillo a la entrada de Wikipedia:

Cuenca Neuquina
https://es.wikipedia.org/wiki/Cuenca_neuquina

Si se requiere información sobre los procesos de sismicidad inducida es posible consultar los siguientes documentos, que por un parte cuentan con vocabulario exento de tecnicismos y, por la otra, representan ya una aproximación al caso particular de la Cuenca Neuquina.

- [Sismicidad inducida. Antecedentes bibliográficos y aportes para el caso de Vaca Muerta.](#) G. Tamburini y J. Grosso. FARN.
- Sismicidad a simple VISTA: el fracking en Bajada del Palo Oeste y otras zonas de operación de Vista Oil & Gas (Vaca Muerta). G. Tamburini y J. Grosso. FARN

Para mayor detalle y complejidad se pueden consultar también los siguientes documentos:

- [Assessment of ground deformation and seismicity in two areas of intense hydrocarbon production in the Argentinian Patagonia.](#) Tamburini et al. *Scientific Reports.*
- [Aumento notorio de la sismicidad de la provincia del Neuquén.](#) Vázquez et al. RAGA
- [Experimento sismológico en la Cuenca Neuquina, la región de mayor explotación de hidrocarburos por métodos no convencionales de la Argentina.](#) Correa-Otto. UNSJ

En base a estos antecedentes bibliográficos, y también a otros aspectos particulares que presentaremos en este documento, es posible asegurar sin temor a equivocaciones que la sismicidad inducida por la actividad industrial hidrocarburífera en la Cuenca Neuquina es un hecho, y en este documento analizaremos el caso particular del área de Fortín de Piedra, explotada por Tecpetrol.

1. Hoy se conoce popularmente a la cuenca como Vaca Muerta, lo que genera cierta confusión terminológica entre nombre de la región, formaciones geológicas, tipo de recursos explotados, etc.

2. METODOLOGÍA

Nos servimos de 1) los registros sísmicos (listado de terremotos en la zona y sus características) proporcionados principalmente por el Instituto de Prevención Sísmica de Argentina (INPRES), 2) de las bases de datos de producción de hidrocarburos y pozos de petróleo que publica online la Secretaría de Energía de la Nación, 3) de la experiencia en campo que realizamos desde el Observatorio de Sismicidad Inducida en la localidad de Sauzal Bonito y dentro del área Fortín de Piedra y 4) de un conjunto de textos relacionados con la temática que se irán detallando en la medida en que resulte oportuno.

Del mismo modo que para el caso previo de la Introducción, nos referimos a los textos ya presentados por estos autores, y particularmente al informe 1° publicado junto a este texto², para mayor detalle al respecto de la metodología aplicada y el conjunto de documentos que la describen.

Realizamos en este apartado unas breves aclaraciones complementarias.

En lo referido a los datos de volumen que serán analizados, se trabaja siempre en m³. Las toneladas de arena son convertidas a m³, y en el caso del gas –para el que el volumen (V) es variable en función de las condiciones de presión (P) y temperatura (T), PVT– que en las tablas oficiales es reportado como miles de m³ de gas estándar, lo hemos transformado a su equivalente aproximado en volumen en condiciones de reservorio en el subsuelo aplicando conversiones PVT. Este procedimiento está explicado en el artículo de Tamburini *et al.* 2022. La motivación de estas conversiones radica en el hecho de trasladar una imagen del volumen de materiales manipulado en el subsuelo –es decir, en la formación geológica Vaca Muerta, de la que se extraen los hidrocarburos– y mantener escalas semejantes entre los volúmenes de los distintos materiales: hidrocarburos, agua, arenas.

En cualquier caso, no es un aspecto crucial, dado que el foco de análisis se centra en las tendencias y cambios relativos de la producción y no en sus valores absolutos. Es decir, lo interesante es la observación de en qué proporción creció, disminuyó o se mantuvo entre períodos o contextos, y no particularmente en qué cantidades lo hizo.

Algunas reflexiones respecto de la metodología se presentan en el apartado de Discusiones al final del texto, ya que implican una lectura amplia de los procedimientos realizados y conllevan aspectos de matiz más político que académico.

3. CONCESIÓN DEL ÁREA DE EXPLOTACIÓN DE FORTÍN DE PIEDRA

El área Fortín de Piedra se localiza en la provincia de Neuquén en la República Argentina. Es un área hidrocarburífera de aproximadamente 25.000 ha dividida en dos bloques, bloque I y bloque II. Se encuentra emplazada en ambas márgenes del río Neuquén, aunque solo está desarrollada y puesta en producción el sector localizado en la margen izquierda (oeste), Fortín de Piedra Bloque I.

Desde una mirada basada en aspectos físicos, se trata de una región emplazada en la Patagonia extraandina, con presencia de planicies o mesetas que le dan su morfología característica. Profundos cañadones, cárcavas y frentes de barda característicos de los paisajes semiáridos. Los sectores linderos al curso del río Neuquén muestran rasgos típicos de la geomorfología fluvial: planicies de inundación, terrazas fluviales, diferentes disposiciones sedimentarias según las márgenes, meandros y sectores del río. La ubicación más elevada del área de estudio está a 750 m. s. n. m., con una suave pendiente hacia el sudeste.

2. Sismicidad a simple Vista: el fracking en Bajada del Palo Oeste y otras zonas de operación de Vista Oil & Gas (Vaca Muerta). FARN.

La propiedad de la tierra es mayoritariamente fiscal, con la provincia de Neuquén como principal titular dominial. Con presencia de productores primarios de ganadería extensiva y algunas explotaciones agropecuarias y forestales localizadas sobre las terrazas fluviales del río Neuquén. El asentamiento poblacional más cercano es Sauzal Bonito, localizado en la margen derecha del río y emplazado en el centro del área.

El río Neuquén, según los documentos técnicos de la AIC (Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas), es un río de régimen hidrológico natural, de rasgo pluvionival, que se caracteriza por tener una doble onda de crecida. La primera de ellas ocurre en época invernal, cuando se produce del 80 al 90% del total de las precipitaciones que anualmente se contabilizan en la cuenca. Una parte importante de ellas, en forma de nieve, se acumula en la parte alta de la cuenca. La porción que precipita en forma de lluvia en la parte media y baja es la que produce la onda invernal, caracterizada por poseer un pico de gran magnitud con relación al volumen que transporta. La segunda onda de crecida, más moderada que la invernal, es habitual hacia fines de la primavera y tiene relación directa con la fusión de la nieve acumulada. Los estiajes son habituales en el comienzo del otoño.³

Es de este río del que se obtiene el 95% del agua utilizada por los no convencionales.

Fortín de Piedra es explotado por Tecpetrol, una empresa que se constituye formalmente en el año 1981, momentos en que se da un proceso denominado de privatización periférica de YPF.

Dicho proceso es parte de un entramado de reconfiguración histórica sobre las empresas y los bienes del estado cuyo eje se delineó fuera de Argentina y que en nuestro territorio fue planeado y materializado por la última dictadura cívico-militar.

El proceso de privatización periférica se materializó en la transferencia de capitales privados de áreas que ya eran explotadas por la empresa estatal, con grandes inversiones estatales y alta productividad⁴. Es decir, eran contratadas empresas privadas para extraer el recurso en áreas que pertenecían legalmente a YPF y cuyas inversiones había realizado la empresa estatal. Tecpetrol accede por este mecanismo a tres áreas en el país: Al Norte de la Dorsal (Neuquén), Ramos (Salta) y Cinturón Costero (Chubut).

El inicio de estos negocios corporativos encontrará escenarios cada vez más favorables, pero el despegue comercial de la compañía ocurriría a partir de la reforma estructural del sector hidrocarbúfero impulsada por el presidente Carlos Menem en respuesta a una estrategia internacional basada en los acuerdos neoliberales del Consenso de Washington.

En 1990, la empresa adquiere la concesión de cuatro áreas más: El Tordillo (Chubut) Atamisque y Atuel (Mendoza) y Agua Salada (Río Negro), ampliando su inserción territorial en las cuencas Neuquina y Golfo San Jorge.

El primer vínculo de la compañía con el área Fortín de Piedra se dio en 1992, cuando mediante la Resolución 284/92 obtiene la concesión del área.

Fortín de Piedra fue un área completamente periférica hasta el 2015, año en que comienzan a realizarse las primeras perforaciones no convencionales. Prueba de ello son los datos proporcionados por la Subsecretaría de Hidrocarburos de la provincia de Neuquén, que señalan que entre el año 1976 y el año 2013 sólo se perforaron 10 pozos, de los cuales 8 están catalogados como abandonados o inactivos⁵.

3. <http://www.aic.gov.ar/sitio/lacuena>

4. Sabbatella Ignacio, Nunes Chas Breno. ¿Ámbitos privilegiados de acumulación en Vaca Muerta? El caso de Tecpetrol. Revista Realidad Económica 335. Noviembre 2020.

5. Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén. Datos disponibles en <http://hidrocarburos.energianeuen.gov.ar/gis>

En el año 2004 se realizan tres pozos en el área que tienen como destino formaciones convencionales como Mullichinco, pero será a partir de 2013 que se da inicio a las perforaciones no convencionales, dirigiendo desde ese momento todos los trépanos perforadores⁶ a la formación no convencional (shale) Vaca Muerta.

En el año 2010, la provincia de Neuquén renegoció con Tecpetrol las concesiones de Los Bastos y Fortín de Piedra que vencían en 2016 y 2017, respectivamente. Estas renegociaciones fueron revocadas en 2012 como consecuencia del anuncio de la reestatización de la empresa YPF SA a través del control de la mayoría accionaria de la misma por el Estado.

El nuevo escenario necesitaba de la ampliación de la base legal que legitimara las nuevas formas de producir y que diera marco legal a la exploración y extracción de recursos hidrocarburíferos no convencionales. Ese marco queda regulado con la ley 27.007 del año 2014, que incorpora el concepto de “no convencional”, y que tendrá como medidas novedosas e inéditas la extensión de los contratos de concesión de 25 a 35 años, y un régimen de promoción de inversiones que ya tenía sus orígenes en el decreto 929/13.

Finalmente, en el año 2016, basado en el nuevo marco regulatorio, Neuquén le otorga a Tecpetrol la concesión de las áreas Los Bastos, Punta Senillosa y Fortín de Piedra hasta el año 2051.

Dicho esto, resta mencionar que estarán dadas las condiciones para que Tecpetrol anuncie el despegue definitivo de Fortín de Piedra. Eso ocurrirá el 23 de marzo de 2017 con el lanzamiento oficial y el anuncio de las perforaciones e inversiones necesarias para industrializar y transportar los hidrocarburos de Fortín de Piedra desde el subsuelo al sistema logístico nacional.

Unas pocas semanas antes, más precisamente el 2 de marzo de 2017, el gobierno nacional daba inicio al marco regulatorio que subsidiaría fuertemente a la extracción de gas no convencional en Vaca Muerta: la Resolución 46/2017 del Ministerio de Energía de la Nación, a través de la cual se subsidió la producción de gas estableciendo valores de referencia en dólares por millón de BTU. Dicho subsidio generó un gran impulso a la actividad dentro del área Fortín de Piedra, llegando a contabilizar, según datos de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén, 73 pozos perforados en 2018. La Resolución 46 fue una normativa nacional que tenía efectos sobre varias empresas, pero la más beneficiada fue Tecpetrol, dada su condición de empresa con poca producción inicial de referencia.

En menos de un año, entre 2017 y 2018, Fortín de Piedra pasó a ser el yacimiento de gas más importante del país, un elemento clave para comprender un mercado local concentrado en pocas empresas, y en la que una altísima proporción de la producción local de gas pasó a depender súbitamente de una sola área operada por esta corporación privada. Tecpetrol basó su inversión productiva en un programa de transferencia de elevados recursos públicos. En 2018, Tecpetrol recibió en forma de subsidios Tecpetrol recibió en forma de subsidios usd 103.760.000, mientras que la estatal YPF, ese mismo año, solo recibió USD9.080.000^{7,8}.

Los incentivos de este subsidio encontrarán un límite luego de que el gobierno de Mauricio Macri accediera a un crédito externo del Fondo Monetario Internacional (FMI). Este crédito vino de la mano de una serie de condicionamientos en materia macroeconómica, explicitados en la necesidad de recortar los subsidios estatales, y obligó al estado a pensar en una alternativa para recortar el monto de subsidios de unos u\$s 1250 millones previstos originalmente a u\$s 700 millones.

6. El trépano es la herramienta utilizada para perforar las distintas capas de la estructura geológica. Es el símbolo del inicio del proceso extractivo de los hidrocarburos.

7. Informe FARN Junio 2019 “Subsidio a los combustibles fósiles en Argentina 2018-2019”.

8. Informe FARN. Septiembre 2021. “Subsidio a los combustibles fósiles 2020-2021. ¿Seguir viviendo sin tu amor?”

AÑO	POZOS PERFORADOS	CANTIDAD DE FRACTURAS (*hasta 05/2022)	RESERVORIO
2013	1	0	Convencional
2014	0	0	Convencional
2015	1	0	Convencional
2016	1	0	Convencional
2017	18	396	No convencional
2018	73	1561	No convencional
2019	11	479	No convencional
2020	4	240	No convencional
2021	26	907	No convencional
2022	26	*594	No convencional
2023 (prov.)	7	*?	No convencional

Tabla 1: Pozos perforados y etapas de fractura por año en el área de Fortín de Piedra.

En el año 2019 la empresa descenderá sus inversiones y equipos de perforación y fractura, para esperar condiciones más favorables frente al nuevo escenario. También inicia una acción legal contra el Estado nacional frente al CIADI, organismo dependiente del Banco Mundial dedicado a la gestión y arbitraje de diferencias entre gobiernos y corporaciones que realizan inversiones internacionales, motivada por los cambios en las perspectivas económicas de la empresa derivados del fuerte descenso de los subsidios previamente acordados.

El año 2020 comienza de la peor manera para el mundo de los hidrocarburos. Una fuerte crisis internacional llevaría el valor del petróleo a precios negativos en abril. Esta situación, consecuencia de la pandemia de COVID-19 y sumada a otras dificultades asociadas a este periodo de emergencia, creó un cóctel regresivo que culminó en el freno total de las actividades de perforación. En el año 2020 sólo serán perforados 4 pozos en el área.

Un hecho llamativo, que desarrollaremos en los apartados siguientes, estuvo dado por la fuerte disminución de la actividad sísmica en Vaca Muerta durante la pandemia, transformándose en un indicador clave del vínculo entre el fracking y este fenómeno: entre el 6 de julio de 2020 y el 23 de septiembre de 2020 no se registraron eventos sísmicos de magnitudes comunicables por el Instituto Nacional de Prevención Sísmica (INPRES). **Sin fracturas, no hay sismos.**⁹

Pero ese mismo año dos incentivos estatales permitirán proyectar un 2021 con mayores acciones.

Por un lado, el Barril Criollo, homologado con el decreto 488/2020 del 18 de Mayo de 2020, mediante el cual se estableció un subsidio a la producción de petróleo garantizado por un precio sostén subsidiado de U\$S 45 (En ese momento, el precio internacional de referencia era de U\$S 35). El barril criollo impactaría en el escenario extractivo, pero para el caso de Fortín de Piedra, era insuficiente porque no afectaba a la producción de gas.

9. Afirmar que sin fracturas no hay sismos, representa una confirmación basada en el trabajo del Observatorio de Sismicidad Inducida desde el año 2019. Nadie aun desde los espacios académicos ni técnicos se ha arriesgado a exponer tales conclusiones públicamente, aunque las afirman en secreto.

Por otro lado, y ahora sí con beneficios directos para Tecpetrol, a finales de ese año, y mediante el decreto 892/20, se oficializó el Plan Gas 4. Con dicho “Plan de Promoción de la Producción del Gas Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020 - 2024”, se reactivan las proyecciones productivas de la compañía mostrando una vez más que las empresas activan sus operaciones solo cuando el estado actúa garantizando subsidios millonarios y libre acceso a dólares.¹⁰

El plan Gas Plus 4 supuso consecuencias inmediatas en el área Fortín de Piedra ya que, por un lado, implicó que la empresa reduzca sus pretensiones judiciales frente al CIADI, y por otro, generó un escenario favorable haciendo que los equipos perforadores retomaran sus tareas con 26 pozos perforados en 2021, y otros 26 pozos en 2022.

En estos primeros días de agosto, en el invierno de 2023, una obra clave de infraestructura se está poniendo en funcionamiento. El Gasoducto Presidente Nestor Kirchner. Para la construcción de este gasoducto se utilizó el 25% de lo recaudado a través del Impuesto a las grandes fortunas, oficialmente denominado “Aporte solidario y extraordinario para ayudar a morigerar los efectos de la pandemia”. Dicho aporte, materializado a partir de la sanción de la Ley N° 27.605, garantizó a empresarios petroleros como Marcos Mindlin (Pampa Energía), Alejandro Bulgueroni (Pan American Energy) y Paolo Rocca (Tecpetrol) que los altos montos que tuvieron que pagar les sean resarcidos a través de una obra que les garantizará la evacuación del gas de Vaca Muerta. De este modo, una medida impositiva que buscaba hacer frente a la excepcionalidad de la pandemia y sus consecuencias sociales, terminó siendo fagocitada por el sector energético, principalmente por los productores privados en Vaca Muerta. Así estos vieron incrementados aún más los beneficios que ya reciben por la ingeniería de subsidios estatales.

4. EVOLUCIÓN DE LAS OPERACIONES EN FORTÍN DE PIEDRA

En las páginas siguientes presentamos los datos que reflejan el modelo productivo del área Fortín de Piedra explotada por Tecpetrol y algunas de sus consecuencias industriales y ambientales.

Las operaciones en Fortín de Piedra iniciaron en marzo de 2017, siendo la extracción previa en esa área nula¹¹. En 18 meses, a partir de entonces, el área pasó a aportar el 15% del gas consumido a nivel nacional. Eso significa que para septiembre de 2018 Fortín de Piedra había alcanzado ya su pico de producción.

Esto es exactamente lo que muestran los gráficos que presentamos, a lo que podemos añadir que para agosto de 2018 ya contamos con el primer registro sísmico de la zona, con una magnitud no despreciable de 3.1 ML. En noviembre de 2018, para cuando se considera plenamente operativo el nuevo emprendimiento, ocurre un sismo de magnitud 4.3 en la zona, el segundo registrado.

Todas las informaciones disponibles, los antecedentes bibliográficos científicos y los datos de producción y sismológicos (ya citados) indican que estos sismos son inducidos. No existe duda al respecto hasta que se demuestre lo contrario, algo que no ha sucedido por el momento. Por otra parte, hablar de sismicidad inducida con magnitudes >4 sitúa a Vaca Muerta en las posiciones más elevadas en el mapa de la sismicidad inducida a escala global. Ya se computan 10 sismos de estas magnitudes y características en la cuenca, algo no igualado por ninguna otra cuenca del mundo¹².

10. Informe EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental) - Lopez Crespo, F; Kofman, Ma; Cabrera Christiansen, F. ¿Qué hay detrás de los subsidios energéticos? El caso argentino. 2022.

11. <https://www.tecpetrol.com/es>

12. <http://inducedearthquakes.org/>

En este apartado presentaremos a continuación un conjunto de gráficos descriptivos de la realidad en el área de estudio, y que por extensión o analogía, pueden ser aplicados al sistema productivo de los no convencionales en Vaca Muerta.

4.1 Gráfico de extracción e inyección mensuales y sismicidad en Fortín de Piedra

La Figura 1 es una representación mensual de la actividad extractiva en el área de estudio junto con la ocurrencia de eventos sísmicos.

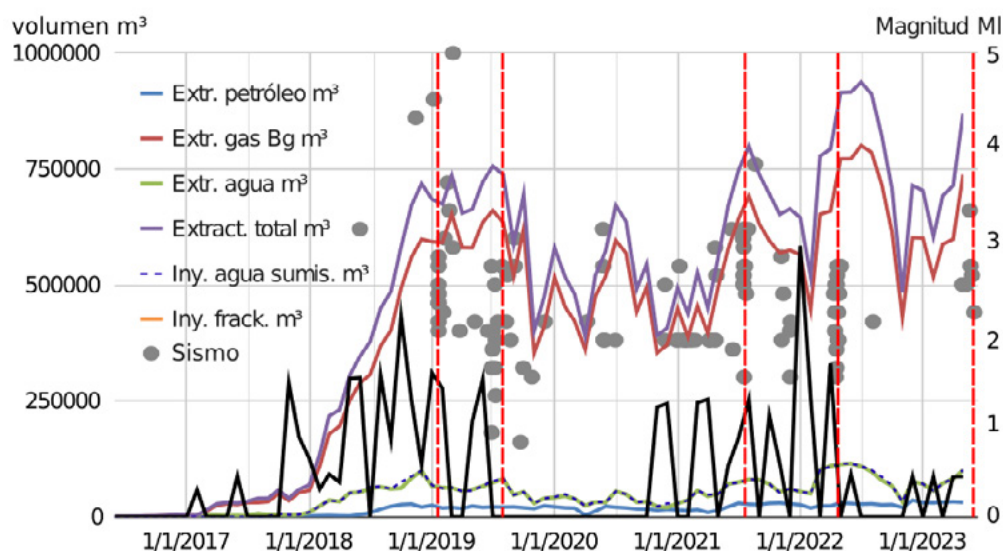


Figura 1. Producción mensual en Fortín de Piedra y sismicidad. Eje X, eje cronológico, eje Y izquierdo volumen de operación, eje Y derecho magnitud local de los sismos.

A continuación se describen en detalle los elementos representados en la figura:

- **Extracción/inyección (producción¹³) - líneas de tendencia:**

Extracción de: petróleo, gas y agua de formación de las formaciones no convencionales (aprox. 3000 m de profundidad).

Inyección de: slickwater (*sopa* de fractura) en las formaciones shale (aprox. 3000 m de profundidad) en los pozos de fracking y, aguas de formación, salmuera o agua salada (formaciones a unos 1200 m de profundidad) en los pozos sumideros. Esta agua viene mezclada con los hidrocarburos de extracción.

- **Sismicidad. Círculos y líneas verticales discontinuas:**

Los círculos representan eventos sísmicos dentro de Fortín con un margen de 5 km por fecha y magnitud. Un total de 116 sismos.

Las líneas verticales indican acumulación de eventos sísmicos en un breve periodo. Enjambres sísmicos. Identificamos cinco: enero 2019, julio/agosto 2019, julio 2021, abril 2022, mayo/junio 2023.

13. La industria habla de “producción” de petróleo y gas. Pero un enfoque riguroso del modelo permite observar que la industria extrae, no produce. El uso de un vocabulario riguroso permite comprender más profundamente los procesos desarrollados en el territorio, como en este caso, los procesos extractivistas.

La interpretación de este gráfico es reveladora en algunos aspectos. Como dato principal, refleja el nacimiento del fracking y su rápido crecimiento. De niveles productivos nulos a principios de 2017 se pasa a valores cercanos a los máximos a finales de 2018 (donde el quiebre se produce a lo largo del año 2018).

También es posible observar que la extracción (tomando como indicador el valor del gas en m^3 Bg) se mantiene alrededor de los $625000 m^3$ /mes de manera relativamente estable. Es decir, a pesar de cambios externos, incluyendo la pandemia, la producción no desciende mucho menos de los $500000 m^3$, ni incrementa mucho más de los $750000 m^3$. No hay un cambio de orden de magnitud, no desciende a las decenas de miles ni incrementa a los millones. Al mencionar la pandemia es también necesario observar cómo en el periodo más estricto de la misma no hay fracturación hidráulica, pero la producción continúa, si bien, disminuyendo la actividad a los niveles más bajos de la serie desde su inicio (unos escasos 5 años).

Aún observando la producción hay otro elemento importante. Las líneas de extracción de agua de formación y la de inyección en pozos sumideros son virtualmente idénticas. Esto nos da noción de que en los pozos sumideros se inyecta toda y exclusivamente el agua de formación. La lectura de este hecho lleva a las siguientes interpretaciones:

1. No existe recuperación independiente de la sopa del fracking. Si se recupera una porción mínima (en torno un 5% según comunicación oral de trabajadores)¹⁴ es, o bien en el mismo proceso de fracturación para su reutilización inmediata en dicho proceso, o bien durante el proceso productivo junto con el agua de formación¹⁵. En cualquier caso, esto significa que toda el agua usada en la fracturación es contaminada y trasladada a las formaciones geológicas, apartándola definitivamente del ciclo hidrológico¹⁶. Además, dado que los volúmenes de inyección de fracking y los de inyección en pozos sumideros son radicalmente distintos, siendo los primeros decenas de miles de veces superiores, la interpretación más evidente es que la sopa del fracking queda depositada definitivamente en la formación shale. Otra interpretación posible es que queda enmascarada dentro del proceso productivo, siendo separada en una segunda etapa, pero a priori no es la hipótesis principal. Sería necesaria mayor claridad al respecto, pero desgraciadamente la industria no la proporciona.
2. Retomando el punto anterior, no cabe duda de que la sismicidad inducida se asocia a la fracturación hidráulica y no a la inyección en pozos sumideros. La fracturación es un fenómeno de extremada intensidad en un periodo muy corto de tiempo contra la inyección en sumideros que es un fenómeno de una intensidad mucho menor y sostenida en el tiempo. Los requisitos físicos para desencadenar una sismicidad tan elevada como la observada en Fortín de Piedra requieren de la acción del fracking agresivo que allí se practica.

A continuación vamos a desarrollar el análisis sobre el segundo punto. La sismicidad inducida en la zona es por el fracking y no por los pozos sumideros. Esto lo corrobora la bibliografía. Si existe alguna duda razonable al respecto es porque una parte importante de la bibliografía científica relativa a la sismicidad inducida del sector hidrocarburífero (particularmente algunos textos pioneros y clásicos) se refiere a los pozos sumideros como disparadores de sismicidad. La respuesta a esta duda es sencilla. En el momento que dichos textos se publicaron, la técnica del fracking moderno –como el que se practica en Vaca Muerta– era incipiente. Se practicaba en menor cantidad

14. Informantes en territorio dan cuenta de un porcentaje de recuperación muy bajo.

15. Tesis de grado de la Facultad de Ingeniería en Petróleo (UNC) como la de Candelero y Delgado señalan que se puede mezclar hasta un 10% de agua de retorno con un 90% de agua pura sin alterar la productividad del proceso. Candelero, M.; Delgado, M. (2018) "Reutilización de Agua de Flowback en Fracturas No Convencionales".

16. Los niveles de contaminación de las aguas de retorno imposibilitan todo tratamiento de recuperación: no podrá ser usada para riego de calles, ni de vegetación, tampoco podrá volcarse a cursos de agua o reservorios subterráneos. Su único destino legal son los pozos sumideros que la alojarán definitivamente.

e intensidad, y además, por ser novedosa, contaba con muchos menos estudios complementarios (como los de sismicidad inducida). Los estudios se centraban en una práctica con mucha más trayectoria histórica y que en aquél momento se practicaba en términos relativos con mayor intensidad que la del fracking, es decir, la de inyección en pozos sumideros. Por citar ejemplos, los trabajos clásicos pero contemporáneos de Ellsworth (Ellsworth, 2013) o Weingarten (Weingarten et al. 2015), cortan sus series de estudio antes de 2013. Mencionan como cantidades con alto grado de fiabilidad estadística de disparar sismos la inyección de 50 mil m³/mes de fluido por pozo. En aquellas fechas, sólo los grandes pozos sumideros alcanzaban tales cantidades, de los que en sus zonas de estudio (EE. UU.) había cientos. Los pozos de fracking se encontraban en aquél entonces lejos de igualar esas cifras debido a limitaciones técnicas. O al menos de modo generalizado. Sin embargo, la técnica de los no convencionales avanza a pasos agigantados (como se preocupa de repetirnos constantemente la industria), y para fines de 2018 los pozos de Fortín de Piedra ya inyectaban un promedio de más de 62000 m³/mes de fluido en el proceso de fracturación. Hoy, a finales de 2022 y en la primera mitad de 2023, el promedio es de 92000 m³/mes. Además, la concentración geográfica de pozos de fracking es mucho mayor que la de los sumideros, y la fracturación en los primeros se realiza a veces de modo simultánea en varios pozos, o con pequeñas diferencias de tiempo, lo que multiplica su potencial disparador de sismos. Frente a un solo pozo sumidero inyectando cantidades de pocas decenas de miles de m³/mes de fluido, encontramos varios pozos inyectando cantidades mucho mayores y al mismo tiempo. No cabe duda de cuál de las dos situaciones es la más favorable para inducir sismicidad.

Enlazando con el debate anterior cabe cuestionarse sobre la importancia de la producción, es decir, de la extracción de hidrocarburos, como potencial desencadenante sísmico. Las razones en contra de este argumento son múltiples.

1. Escasas referencias bibliográficas que apunten a esta hipótesis. Una de ellas sería la del caso de Groningen presentado por Thienen-Visser y J. N. Breunese (2015).
2. Como veremos a continuación la extracción es un proceso más sostenido en el tiempo, lo que genera desequilibrios físicos del subsuelo menos bruscos, y en consecuencia no genera un escenario tan favorable a la inducción de sismicidad ni a la ocurrencia de fenómenos sísmicos de tipo enjambre como los que se observan en la zona. Dicho de otro modo: ¿por qué debería darse un enjambre sísmico asociado a un proceso constante y progresivo como el de la extracción?
3. Quizás el más importante, la experiencia de campo tras varios años nos muestra que la sismicidad se asocia cronológica y espacialmente a la actividad intensa del fracking. Estudios de mayor detalle (como la compilación de las entregas de la cartografía que desarrollamos desde 2018), que no se presentan en este trabajo, podrían dar aval de esta experiencia.

Por último, y tomando un elemento que se ha mencionado con anterioridad, es interesante observar en este gráfico el efecto de la pandemia. Se detuvo el fracking y la producción decayó, sin por ello reducirse a valores mínimos o nulos. Lógicamente las actividades se redujeron tanto por el descenso del consumo como por las restricciones a todo tipo de actividad. Fracturar pozos requiere de grupos de trabajo de múltiples personas. En cambio, los pozos producen “solos” una vez se encuentran operativos.

4.2 Gráfico de extracción e inyección acumulada en Fortín de Piedra. La paradoja.

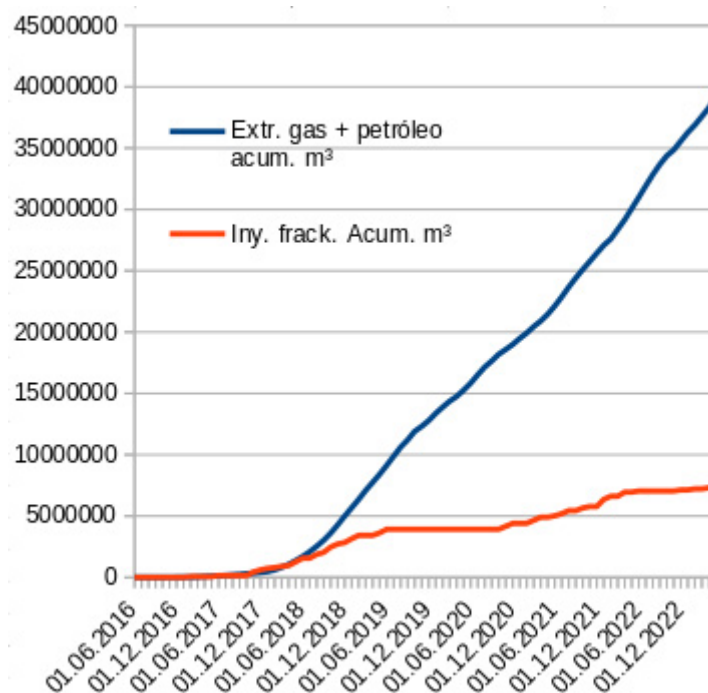


Figura 2. Gráfico de extracción e inyección acumulada mensual en pozos no convencionales de Fortín de Piedra.

Es también elocuente el gráfico de la producción mensual acumulada. Se trata del mismo gráfico del apartado anterior, pero para el que las cantidades mensuales se presentan agregadas a las del mes anterior.

La evolución acumulada (por simplicidad se presentan gas y petróleo juntos) alcanza los 40 millones de m³ Bg (o los 28.5 mil millones de m³ de gas estándar en boca de pozo, siendo este el valor presente en las declaraciones juradas de las compañías petroleras en las tablas de Secretaría de la Nación), muestra una dinámica muy estable de crecimiento lineal.

Desde enero de 2019, con Fortín de Piedra totalmente operativo, se ha producido un promedio de 644763 m³/mes Bg de hidrocarburos. Con tres mínimos de aproximadamente 400000 m³/mes y un máximo en julio de 2022 de algo más de 900000 m³/mes y otro en la actualidad en torno a los 800000 m³/mes. Pero como hemos dicho con anterioridad (Figura 1), no hay picos ni valles de producción mensual en distintos órdenes de magnitud (es decir, extremos), y cuando ocurren, se equilibran nuevamente con un extremo inverso. Por ejemplo, al pico de mediados de 2019 le sigue el valle del tercer trimestre del mismo año, y así sucesivamente. Esto se traduce en una tendencia creciente en la *producción* mensual acumulada en forma lineal –por oposición a la exponencial, por ejemplo– como muestra la traza azul de la Figura 2. Se observa una tendencia de producción con una pendiente casi constante.

La traza azul apenas muestra pequeñas irregularidades. Son el reflejo de esos picos y valles “moderados”, que guardan relación con la incorporación de pozos nuevos en el área de explotación o quizás con políticas productivas (pandemia, etc.) que pueden motivar incremento o disminución de la actividad.

Pero de lo expuesto anteriormente surge un interrogante mayúsculo. Si en Fortín de Piedra se incorporan progresivamente más pozos, ¿cómo es que mensualmente se produce una cantidad

similar? El interrogante se puede expresar con un ejemplo. En marzo de 2019 en Fortín se produjeron 736464 m³/mes, con 68 pozos fracturados. Y en febrero de 2022, 518064 m³/mes con 102 pozos fracturados. Con un 50% más de pozos que en 2019 se produjo un 30% menos. Si miramos la fecha de marzo de 2022, exactamente tres años más tarde que la referencia de 2019, la producción fue de 778658 m³/año. Con 34 pozos más, pero apenas superior.

Aunque esto podría ser sólo fruto de los objetivos de producción, es decir, aplicar el supuesto de que aunque existan más pozos no existe un objetivo claro de producir más, parece claro que las cifras no salen. Más pozos y menos (o igual) producción. ¿Cuál sería el sentido de invertir en más pozos si la producción se mantiene estable? El incremento lineal de la extracción como el de la Figura 2 es esperable para un número de pozos constante, pero no es previsible ante el escenario real de la constante incorporación de nuevos¹⁷.

El subapartado siguiente nos permite comprender esta paradoja.

4.3 Gráfico de tendencia de extracción de los pozos de fracking en Fortín de Piedra

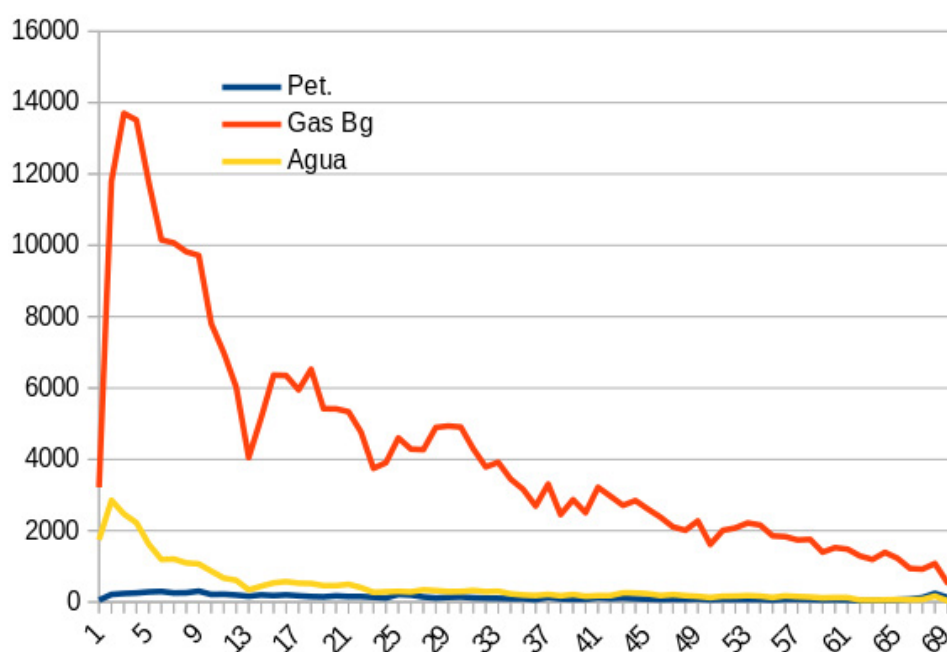


Gráfico 3. Extracción mensual de un pozo promedio de Fortín de Piedra en sus primeros 6 años de vida.

La Figura 3 muestra la tasa de producción mensual de un pozo no convencional promedio de Fortín de Piedra desde su nacimiento en el mes cero hasta el mes 70, 5.8 años después. Dado que los pozos de shale más antiguos son de enero de 2017, la serie no podría tener más de 6.5 años. Hemos realizado este gráfico con una muestra de 27 pozos (para los que la producción mensual ha sido promediada) pudiendo elaborar esta serie. Lo que muestra el gráfico es un pozo hipotético (calculado como promedio de varios) y la evolución de sus tasas de producción mes a mes desde su nacimiento.

17. Si aún no es clara la situación, veámoslo con una analogía sencilla. Si un pozo produce 10 litros por mes, y calculamos la producción acumulada, el segundo mes producirá 20, el tercero 30, etc., mostrando un crecimiento lineal como el de la Figura 2. Pero si en algún momento agregamos un nuevo pozo que produzca la misma cantidad, ese mes el crecimiento acumulado no será de 10 litros, sino de 20 (supongamos, el cuarto mes marcaría 50 y no 40), haciendo variar la pendiente de la curva. Y con cada pozo nuevo que incorporamos, la pendiente de la curva debería incrementar y no mantenerse constante, marcando una tendencia exponencial en la línea de producción.

Se observa cómo la producción promedio de hidrocarburos por pozo se sitúa cerca de los 14000 m³ Bg/mes en el tercer mes de vida de los pozos no convencionales, para descender progresivamente a los 1000 m³ Bg/mes tras 5.8 años de vida (la producción se reduce por 14 en apenas 6 años aproximadamente). Dado que la serie no es más larga, no podemos saber qué sucedería tras algunos años más. De mantenerse la tendencia, **en pocos años los pozos no convencionales serían directamente improductivos.**

Por contraste, en la zona, los pozos convencionales producen unos 1700 m³ Bg/mes, de modo sostenido. Esto significa que a medio o largo plazo los pozos convencionales y no convencionales producen cantidades semejantes a pesar de la publicidad y promesa productora que se ha generado en torno a Vaca Muerta. Es más, como se ha dicho, es posible que debido a las fuertes tasas de declive de los no convencionales, en pocos años dejen de ser operativos, lo que observando su ciclo de vida completo, convierte a los pozos no convencionales en mucho menos productivos que los convencionales.

Esta situación plantea dos realidades:

Por una parte, explica la paradoja del subapartado anterior. La producción no crece exponencialmente porque aunque se incorporan nuevos pozos, los anteriores van muriendo. Es decir, que los nuevos son solo sustitutos de los antiguos para así y a duras penas, mantener las tasas de producción constantes. Estos nuevos pozos no son nuevas instalaciones que suman de modo neto su producción a las anteriores.

Y retomando lo anterior, si para mantener tasas de producción constantes la inversión también tiene que ser constante, el costo de Fortín de Piedra (y el de Vaca Muerta por extensión) se vuelve elevadísimo. Y lo que es peor, augura una crisis ambiental inaudita. Ya no solo en lo que a sismicidad se refiere, sino en todo sentido. Con el único objetivo de mantener la producción alcanzada hasta la fecha (no de incrementarla), es necesario seguir ocupando territorio a tasas constantes mediante este agresivo modelo industrial para paliar la fuerte tasa de declive del no convencional: deforestando la frágil vegetación de la estepa, consumiendo cantidades ingentes de agua, generando sismos, emitiendo gases a la atmósfera, desplazando población local, etc.. y sobre todo, manteniendo constante la extrema intensidad de trabajo de los procesos de fractura que se asocia a un elevado riesgo intrínseco de siniestros de esta industria (en otras palabras, trabajando siempre en condiciones extremas que aún en las mejores condiciones no pueden evitar un considerable grado de siniestralidad). No digamos ya si además de mantener los objetivos de producción, se pretende incrementarlos (a fecha de hoy Vaca Muerta está explotada en tan solo un 7% u 8%, ¿qué supondría el 100%?). Y todo ello para cumplir con objetivos cortoplacistas. **Considerando la vertiginosidad de las tasas de declive (la muerte prematura) de los pozos de fracking, el desarrollo de esta industria se convierte en un “vive deprisa y muere joven” que tras su paso sólo deja tierra quemada.**

La industria oculta esta realidad mostrando datos y gráficos de elevadas tasas de producción por pozo. Especialmente, contraponiendo las tasas de los campos no convencionales frente a los convencionales. Pero igual que el vendedor de coches que tras una capa de pintura nueva vende un coche inservible, los datos de la industria solo muestran los resultados a corto plazo del no convencional, ocultando que la rentabilidad económica y el pasivo ambiental a medio y largo plazo son inasumibles.

El verdadero boom de Vaca Muerta es el estallido socioambiental que está fraguando y del que atemoriza pensar en las consecuencias.

5. SISMICIDAD EN FORTÍN DE PIEDRA. MAPA.

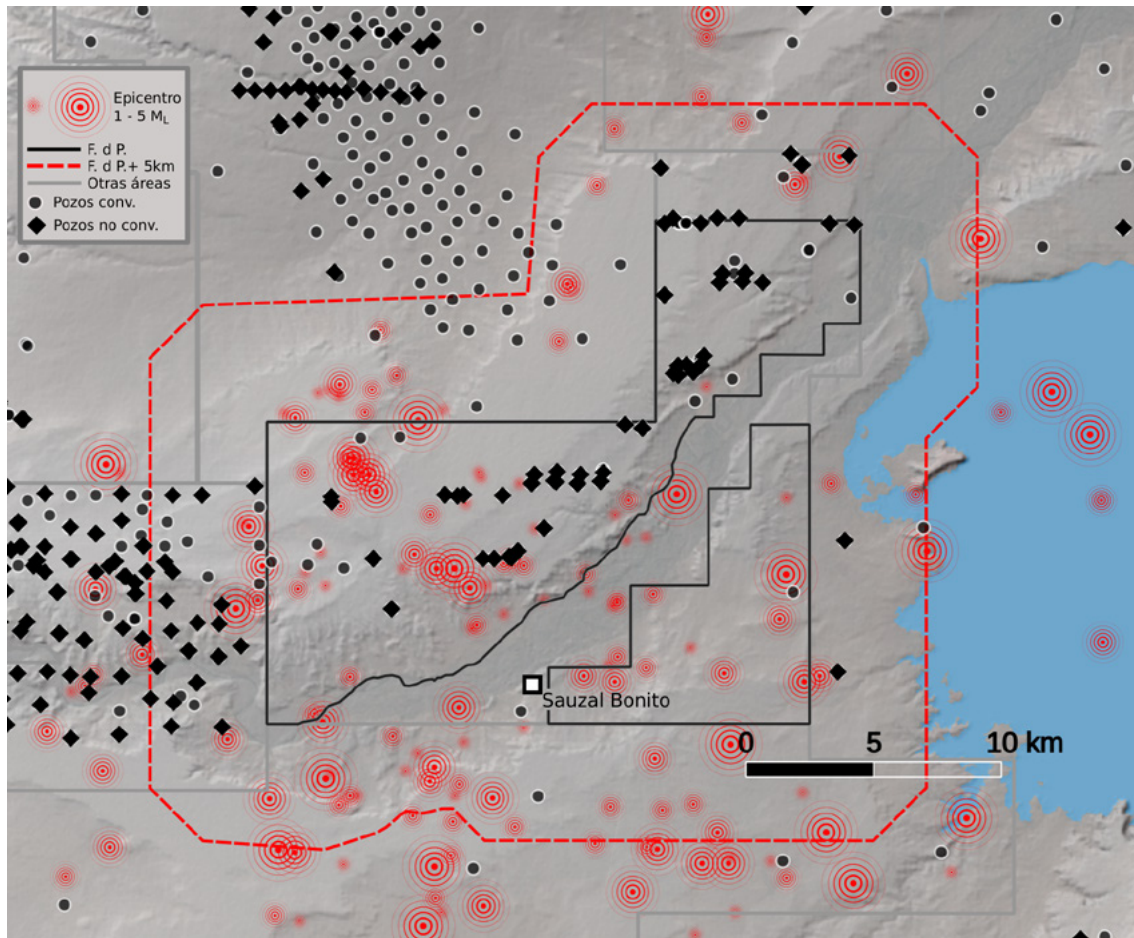


Figura 4. Mapa de Fortín de Piedra y cercanías. Pozos convencionales, no convencionales y epicentros sísmicos.

El mapa anterior muestra el área de estudio. En Fortín de Piedra (*línea oscura*) se han registrado 60 sismos (*símbolos rojos de círculos concéntricos de tamaño según magnitud*) desde el inicio de operaciones. Son 116 si se amplía el sector 5 km más allá del perímetro del área, considerando con criterio conservador la imprecisión en la determinación de la ubicación de los epicentros sísmicos y que los sismos desencadenados por la fractura en pozos de fracking (*rombos negros*) pueden ocurrir a varios kilómetros del pozo que los origina. Es decir, un sismo provocado por un pozo ubicado en el sector de Tecpetrol puede tener lugar fuera del área de esta empresa. No es menor destacar que **antes de 2018 sólo existe registro de un sismo en la zona**, en 2015. Este evento ha sido **atribuido** sin margen de duda **a la actividad de la fractura hidráulica** en un estudio presentado en una tesis doctoral de la Universidad de San Juan (Correa Otto, 2021). Se muestra también en el mapa la ubicación de los pozos convencionales (*círculos oscuros*) y el perímetro del área de Fortín de Piedra con 5 km de margen (*línea discontinua roja*).

Mediante los gráficos del apartado 4, en particular la Figura 1, más el mapa de este apartado, se ha presentado un compilado de informaciones que, junto con la bibliografía ya citada, permiten extraer contundentes conclusiones. Los argumentos se enumeran a continuación:

1. En Fortín de Piedra no hay registro de sismicidad hasta la irrupción del fracking.
2. El primer sismo registrado en el área cercana a Fortín de Piedra (dentro de los 5 km), en 2015, es vinculado al fracking (primeros pozos experimentales) por un completo estudio científico presentado en la tesis doctoral de Correa-Otto.
3. El siguiente sismo registrado en el área cercana fue en 2018 y desde entonces un mínimo de 116 sismos ocurrieron en este sector.
4. El primer sismo registrado dentro del área exclusiva de Fortín de Piedra ocurrió en marzo de 2019, asociado al enjambre de enero de 2019 (36 sismos sacudieron en 48 horas al pueblo de Sauzal Bonito). Desde entonces al menos 60 sismos han sido registrados en el área de Fortín de Piedra.
5. El sismo de mayor magnitud ocurrido en Vaca Muerta, el 3 de marzo de 2019, de magnitud Mw 5, ocurrió en el área de explotación de Fortín de Piedra. El trabajo de Tamburini et. al. presentado en la revista Scientific Reports (referente científico internacional) lo vincula sin margen de duda a la actividad extractiva de Fortín de Piedra.
6. El mismo estudio citado en líneas anteriores muestra los efectos en superficie, la deformación (hundimiento) de grandes áreas donde se ubican los pozos, producidos por la intensa actividad de operación.
7. Los volúmenes manipulados en la extracción e inyección superan con creces aquellos considerados necesarios para la activación de sismos disparados o inducidos.
8. En Fortín de Piedra, los periodos de intensa actividad de fractura coinciden en el tiempo (margen de escasos meses) con periodos de intensa actividad sísmica y enjambres de decenas de sismos en pocos días u horas (franjas verticales rojas discontinuas de la Figura 1). Enjambres de: enero de 2019, junio/julio 2019, julio 2021, abril 2022, mayo/junio 2023.
9. La interrupción de la práctica de la fractura hidráulica en el periodo de pandemia supone un brusco descenso de la actividad sísmica en el área de estudio. Algo similar, aunque ajeno a la pandemia, ocurre en con los bajos índices de fractura de la segunda mitad de 2022 e inicios de 2023, hasta que en meses recientes se reactivan los intensos trabajos de fracking.

Es decir, **la intensa sismicidad en Fortín de Piedra es consecuencia de la intensa actividad no convencional.**

Al menos 4 sismos de magnitudes >4 han ocurrido en el área de estudio $+5 \text{ km}^{18}$. Se trata de sismos superficiales, a menos de 5 km de profundidad (por comparación, los sismos naturales tectónicos cordilleranos de Neuquén ocurren a unos 100 km de profundidad), lo que les confiere un considerable potencial dañino aunque restringido en el espacio. Es decir, su magnitud limitada (por ahora con máximos de Mw 5) no los hace inocuos, porque son sismos de importante intensidad que afectan con fuerza a zonas de un radio de pocos kilómetros (no muy extensas). Un sismo es equiparable a una explosión, y un sismo de magnitud 4 libera la energía equivalente a la de una pequeña bomba nuclear. No es lo mismo que la explosión ocurra a 100 km de distancia bajo tierra, o que lo haga a 1 km de distancia como sucedió con el sismo del 3 de marzo de 2019 de Mw 5.

Esto significa que en las cercanías de las zonas donde se ubican los pozos pueden verse dañadas todo tipo de instalaciones: industriales, el gran embalse de Los Barreales, canalizaciones y

18. El viernes 8 de septiembre de 2023, un nuevo sismo de magnitud >4 Ml tuvo lugar en la zona, causando un temblor fuertemente sentido por la población.

estructuras de poblaciones cercanas. Más aún cuando al tratarse de una zona considerada no sísmica, las construcciones no han sido diseñadas para responder a este tipo de incidencias.

6. CONCLUSIÓN, DISCUSIÓN Y REFLEXIONES

6.1 Fortín de Piedra y Tecpetrol. Un sismo económico, social y ambiental

Como indica (Sabatella & Nunes), y ya mencionamos en apartados anteriores, Tecpetrol accedió a la posibilidad de un fuerte desempeño económico asumiendo mínimos riesgos gracias al amparo Estatal. Pero como contrapartida a este *crédito*, no se ha realizado el debido seguimiento sobre el costo ambiental que el *desarrollo* privado ha ocasionado. Dentro de estos pasivos ambientales, la sismicidad inducida es uno de los no estimados¹⁹. Se trata además de un aspecto para el que la sociedad no se encontraba preparada con antelación y que no era considerado a priori como una externalidad negativa previsible de la explotación hidrocarburífera.

Como hemos presentado, **existe un marco legal que propicia el modelo extractivo**. Una de las más destacadas políticas estatales hacia la industria de los hidrocarburos no convencionales consiste en la asignación creciente de subsidios, dónde el estado refuerza y garantiza el control privado de los bienes comunes hidrocarburíferos, subsidiando fuertemente la actividad en las distintas instancias jurisdiccionales, desde los organismos federales a los provinciales. Fortín de Piedra es quizás el mayor exponente de este modelo.

A escala provincial, un elemento crucial es la laxitud en los controles ambientales, que cumple la función de subsidio indirecto, donde no se rinden cuentas de los desmanes ambientales. La Subsecretaría de Ambiente solo actúa a partir de las denuncias de las empresas sobre los episodios de contaminación, derrames, fugas. A pesar de las ingentes cantidades de capital que manipula el sector, el bajo presupuesto de la cartera de ambiente no permite realizar monitoreos periódicos ni tener presencia de agentes ambientales en los territorios. En Vaca Muerta se registra, oficialmente (comunicados por las empresas), una media de entre 3 y 3.5 incidentes ambientales por día (más de 1150 al año) desde 2015²⁰. Sin embargo, cabe suponer que varios incidentes ambientales, algunos de gran magnitud, como el incendio de un pozo durante tres semanas²¹, no son reportados, y cuando lo son, no son correctamente monitoreados o subsanados. De hecho, dejar el control sobre el ente que debe ser controlado (las empresas), no parece una medida muy oportuna.

Otro ejemplo de lo mismo es el bajísimo costo que tienen para las empresas obtener agua para las fracturas hidráulicas. El agua cristalina de la cordillera, que fluye en una región árida con estrés hídrico, se garantiza a un muy buen precio para las operadoras. **El fracking se nutre del mayor bien común del que disponemos, y a precio de ganga y en ingentes cantidades, lo elimina del ciclo hídrico y lo convierte en un veneno irrecuperable que inyecta a miles de metros de profundidad en el suelo.** El canon que pagan las empresas por la extracción fue actualizado el pasado 28 de abril mediante la disposición N° 0218/2023 de la Subsecretaría de Recursos Hídricos. En dicha disposición, su Art 1° establece: "Fíjase el Valor del Canon Básico para el Uso y Aprovechamiento de Aguas Públicas con Fines Industriales, a partir del 1° de mayo de 2023, en la suma de pesos veinticuatro con cuarenta y cuatro centavos (\$24,44) por metro cúbico (m³) extraído o concesionado".²²

19. De hecho, aún no está contemplado como un pasivo ambiental en la legislación vigente, y las empresas se encargan de recordarlo en sus respuestas a la Subsecretaría de Ambiente.

20. Fuentes: Secretaría de la Nación y <https://opsur.org.ar/2022/05/26/el-otro-record-de-vaca-muerta-56-incidentes-ambientales-por-dia/>

21. Una investigación en curso verá próximamente la luz al respecto: <https://www.pagina12.com.ar/218426-impresionante-incendio-en-un-pozo-en-vaca-muerta-ypf-intenta>

22. Boletín oficial 4157 del 28 de abril de 2023.

Y los millones de trayectos de camiones cargados de arenas y otros materiales, que sobrecargan las precarias rutas públicas regionales que se financian con dinero público, pero que son los ejes fundamentales de circulación de esta industria que no invierte en ellas, y que bajo las ruedas de los camiones se destruyen. Los futuros trenes, en el país de los trenes desmantelados, que servirán para el transporte de arenas. No hay transporte ferroviario interprovincial de pasajeros, pero sí de trenes para el extractivismo. Los gasoductos. Las tasas de cambio en las transacciones económicas. Etc.

El estado Neuquino silenciosamente y eximiendo de responsabilidad a las empresas se ha hecho cargo de la construcción de las viviendas seriamente afectadas por los sismos. Algunas de ellas tuvieron que ser demolidas y luego construidas nuevamente. El 26 de mayo de 2022, mientras un grupo de vecinos de Sauzal Bonito reclamaba en la legislatura neuquina y exponía la situación que estaban viviendo, el gobernador Omar Gutierrez viajó al pueblo sin anunciarlo previamente, y ante un grupo de vecinos prometió la construcción de 60 viviendas antisísmicas, sin dar explicaciones de por qué era necesaria ese tipo de tecnología en una zona sin antecedentes sísmicos. Al momento de elaborar este informe son solo 6 las viviendas terminadas y entregadas a sus dueños. La construcción antisísmica se realiza a través de la empresa estatal Corfone, con fondos 100% del estado.

Tampoco se ha tomado seriamente el riesgo geomorfológico de la zona, donde los desprendimientos de rocas de distintos tamaños se ha vuelto frecuente y riesgoso para la población.

La industria de los hidrocarburos recibe sin freno ni control dinero público de forma directa e indirecta, de modo que el negocio es redondo, porque la inversión privada queda rápidamente compensada con las contraprestaciones recibidas. Y así se perpetúa un modelo industrial y económico donde los elementos de control están en manos de mercados y agentes extranjeros (el precio del petróleo, las grandes multinacionales), donde el Estado nacional no tiene capacidad de definir políticas por encontrarse entregado a los designios del mercado internacional, y donde las facturas las paga década tras década el pueblo argentino. No hay central nuclear, represa hidroeléctrica ni megaproyecto petrolero que resuelva la realidad económica ni energética bajo este modelo, sino que, al contrario, por este camino sólo se profundiza la crisis estructural.

6.2 Acceso a la información

Esta investigación se ha desarrollado con información de base de acceso público. Este elemento dota de transparencia y de un mayor grado de objetividad al trabajo realizado. Sin embargo, es necesario a su vez denunciar las importantes limitaciones en cuanto al acceso a algunos de los conjuntos de datos.

Respecto de la información sísmica. Para poder contar con registro de la actividad sísmica es necesario tener una red de aparatos de medición, sismógrafos. Estas redes comúnmente son desplegadas por los estados o grandes instituciones públicas o privadas, por lo que obviamente los autores del trabajo no disponemos de la misma. Nos hemos servido de los datos del INPRES, que sin embargo presentan importantes limitaciones. El INPRES declara tener una red muy deficitaria en la región, lo que limita la calidad de los datos. Además, no proporciona datos para sismos de escasa entidad (magnitud <2.5), lo que enriquecería mucho el análisis. Y aún cuando dispone de ellos, no proporciona dichos datos ni bajo pedido específico. **En este trabajo se presentan algunos sismos de magnitud <2.5 que han sido proporcionados excepcionalmente por solicitud de acceso a la información pública a las subsecretarías de Ambiente y Energía de Neuquén. Es necesario que el INPRES actualice su sistema online de comunicación: una base de datos interactiva, acceso libre a las fuentes de datos y a los registros sismográficos, etc.** Son innovaciones que no resultan tan costosas y que definitivamente contrastan con la realidad en la que se ha tardado 40 años en publicar un nuevo mapa de riesgo sísmico nacional, actualizado en mayo de 2023, pero que

sin embargo no contempla el nuevo escenario de la Cuenca Neuquina. **El riesgo sísmico para la zona de estudio ha descendido de 0.10 g en la anterior versión a -0.04 g de aceleración máxima del suelo en el nuevo mapa.** Esto es debido a que, a pesar de una mejora en el grado de detalle del mapa, la, por así llamarla, “nueva microregión sísmica de Vaca Muerta”, no aparece reflejada. Muy posiblemente esto sea debido al hecho de que se trata de un cambio acontecido en los últimos cuatro años, una décima parte de la serie histórica utilizada para confeccionar el mapa actualizado. Más allá de las razones, constatamos nuevamente la infravaloración de la actividad sísmica en Vaca Muerta por parte de las instituciones.

Otro importante instituto público, el Instituto Geofísico Sismológico Volponi dependiente de la Universidad Nacional de San Juan cuenta con una densa red sísmológica en la zona. Dicha red fue financiada e instalada por las empresas petroleras específicamente para estudiar la sismicidad inducida por actividad del fracturamiento hidráulico. Aún tratándose de una institución pública, **el Volponi no comparte ningún tipo de información relativa a esta red con la ciudadanía ya que un acuerdo privado entre dicho instituto y las empresas aglomeradas en el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) le impide hacerlo.** En palabras de un alto responsable del instituto: “**los datos pertenecen a las empresas**”. Se trata de datos de excepcional calidad y de trascendente interés público desarrollados por una institución pública financiada con dinero público pero actuando al servicio de intereses privados bajo convenios que desconocemos en su totalidad. No existe un argumento de seguridad pública en la confidencialidad de estos datos, ya que precisamente sería su divulgación lo que fortalecería la seguridad pública permitiendo prevenir los terremotos y sus consecuencias con afectación directa a la población y a la economía. Es una lamentable situación no poder disponer de los mismos.

En la industria del fracking existe un protocolo de seguridad llamado semáforo sísmico. Se trata de un conjunto de pautas de actuación en función de la seriedad de la actividad sísmica desencadenada por el fracking, que se categoriza como un semáforo, entre verde, ámbar y rojo. Este protocolo ha sido desarrollado para Vaca Muerta como mínimo desde 2020, pero la ciudadanía ha sido excluida del conocimiento del mismo. El protocolo se ha generado entre las empresas y el Instituto Volponi, con conocimiento de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén. El protocolo y sus datos son confidenciales, lo que a fin de cuentas lo convierte con suerte en un instrumento de utilidad para las empresas.

El semáforo sísmico es un mecanismo de protección de la sociedad y el ambiente, que debe ser monitoreado por la ciudadanía de modo accesible y transparente. **Las empresas, pero lo que es más grave, la Subsecretaría y el Instituto Volponi han actuado contra los intereses comunes y la seguridad ciudadana ocultando información de graves implicaciones en la seguridad pública.** Han constituido un método de gestión empresarial del riesgo sísmico de toda la región, excluyendo a las comunidades a las que afecta. Desde el 2020 ha habido enjambres sísmicos importantes y sismos de magnitudes de hasta 4.5. ¿Cuál ha sido entonces la función del supuesto semáforo sísmico puesto en funcionamiento?

Nuestra investigación nos ha permitido conocer que desde 2019 e incluso antes **las operadoras y otros entes responsables eran concedores de la existencia del fenómeno de la sismicidad inducida.** El IAPG, organización que aglutina a múltiples agentes del sector y que ejerce de lobby de la industria, que se presenta como referente técnico, decía en octubre de 2020:

En el caso de la Cuenca Neuquina, los eventos sísmicos que, potencialmente, podrían atribuirse a sismicidad inducida [...] son en general sismos apenas perceptibles [...], normalmente por debajo de 0 en la escala de Richter, y muy excepcionalmente cercanos a magnitudes de 3 [...].

Sin embargo, para la fecha de esa declaración ya habían ocurrido en Vaca Muerta: 1 sismo de magnitud 5, 5 sismos de magnitud mayor a 4, 54 mayor a 3 y 173 en total registrados por el

INPRES. Se trata de hechos incuestionables que tanto el IAPG como la industria en general omiten activamente a pesar de tener conocimiento. Porque además de los hechos, existe el conjunto de documentación técnica y científica que demuestra, describe y explica la existencia de este fenómeno en las zonas de explotación por fracking. Del hecho de omitir con conocimiento de causa una situación de riesgo, se desprende una responsabilidad de la que cabe discutir en profundidad.

Otra trascendental fuente de datos es la relativa a las características de los pozos de petróleo y su producción. Esta información es de acceso libre brindada por la Secretaría de Energía de la Nación. En cuanto a datos de actividad y producción, esta fuente se nutre de las declaraciones juradas que proporcionan las empresas. Este elemento introduce un grado de ambigüedad en el análisis, ya que no hay un claro control independiente de la calidad de la información. Pero dicho esto, podemos precisar con la experiencia de varios años de trabajo, la información relativa a los pozos de petróleo en la base de datos de la Secretaría de Energía ha mostrado ser siempre muy coherente, lo que permite presuponer la calidad y veracidad de los datos. Aún así, y dada la magnitud de la industria, sería crucial que hubiera un control más riguroso al respecto. Si existe un contador de gas en cada portal, ¿por qué no es posible desplegar los recursos necesarios para fiscalizar la extracción en instalaciones que cuestan varios millones de dólares cada una, como son los pozos de fracking?

Una parte importante de las informaciones reflejadas en este trabajo provienen de múltiples pedidos de información pública realizados a las diversas instituciones: INPRES, Subsecretarías de Ambiente o Energía, empresas privadas, etc. Sin embargo, hay que mencionar que más que las informaciones obtenidas, han sido las dificultades para obtenerlas o sencillamente la ausencia de las mismas. Con excepción de la Subsecretaría de Ambiente de Neuquén y de la Secretaría de Energía de la Nación, que disponen de informaciones limitadas porque no son los entes con jurisdicción última en la mayoría de aspectos de interés, todas las otras instituciones han mostrado una actitud recelosa y opaca en la transferencia de información. A pesar de la existencia de marcos legales como el Acuerdo de Escazú, entre otros, ha sido necesario a menudo recurrir a recursos de amparo para poder disponer de información esencial. Lo cierto es que la dificultad de acceso a la información y el elevado grado de compromiso que implica el intentar obtenerla, ha supuesto en muchas ocasiones el tener que aceptar la renuncia a disponer de la misma. Tal es el caso, por ejemplo, de una base de datos sísmica completa y de calidad, que se encuentra en posesión tanto del INPRES, como del Volponi, como de la Secretaría de Energía o de las empresas privadas.

De todo ello se desprenden estas preguntas cruciales: las dificultades en el acceso a la información pública o la existencia de convenios de confidencialidad entre empresas privadas e institutos públicos que ponen en riesgo la seguridad ciudadana, ¿son legales? ¿son legítimos?