

Evaluación de la deformación del suelo y la sismicidad en dos áreas de intensa producción de hidrocarburos en la Patagonia argentina

(Traducción al castellano del texto original. Versión no oficial de la revista Scientific Reports. Para mayores detalles consultar la versión original on-line o contactar con los autores.)

Guillermo Tamburini-Beliveau [✉](#), Javier A. Grosso-Heredia, Marta Béjar Pizarro, Raúl Pérez-López, Juan Portela, Martín Cismondi-Duarte & Oriol Monserrat

Scientific Reports 12, Número de artículo: 19198 (2022)

Resumen

La explotación de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, puede tener consecuencias ambientales aún poco conocidas, como la deformación del suelo y la sismicidad inducida/desencadenada-gatillada. Identificar y caracterizar estos efectos es fundamental para fines de prevención o mitigación de riesgos, especialmente cuando impactan en áreas pobladas. En este trabajo se presentan dos casos de estudio de dichos efectos en cuencas productoras de hidrocarburos en Argentina, las cuencas Neuquina y la del Golfo de San Jorge. Se evalúa la intensa actividad de producción de hidrocarburos en los últimos años y su potencial vínculo con la ocurrencia de dos sismos de magnitud 4.9 y 5 cerca de los campos de pozos en operación. Un análisis conjunto de interferometría de radar satelital y registros de inyección y extracción de fluidos de la industria en el subsuelo, demuestra que entre 2017 y 2020 se produjeron desplazamientos verticales del suelo en ambas áreas de estudio sobre campos de pozos activos, pudiendo indicar esto una correlación con las actividades de producción de hidrocarburos. Los modelos de deformación cosísmica de los dos terremotos restringen las profundidades de la fuente a menos de 2 km. La ausencia de sismicidad antes del inicio de las actividades hidrocarburíferas en ambas áreas, y la ocurrencia de dos importantes y poco profundos sismos en las cercanías de los campos de pozos activos justo después de los períodos de intensa producción, apunta hacia la posible asociación entre ambos fenómenos.

Introducción

Los hidrocarburos son una materia prima muy demandada y la explotación de yacimientos subterráneos para la producción de hidrocarburos es una actividad industrial fundamental. Sin embargo, los beneficios económicos y sociales de su extracción suelen ir acompañados de consecuencias indeseables, como impactos ambientales y malestar o conflicto social. La anticipación a estos efectos colaterales es clave para asegurar el buen desempeño de las actividades de producción de hidrocarburos.

La literatura ilustra varios ejemplos de riesgos geológicos desencadenados por la industria de hidrocarburos en todo el mundo, como los desplazamientos del suelo asociados con la inyección y extracción de fluidos; la sismicidad inducida por la extracción de fluidos y la deformación superficial asociada (p. ej., el campo gasífero de Lacq en Francia⁴ o Groningen en los Países Bajos⁵); sismicidad correlacionada con la inyección de aguas residuales y de retorno (flowback) de la industria y la recuperación asistida de petróleo⁶, con la fracturación hidráulica de gas de baja *tight*^{7, 8, 9}, y con la estimulación hidráulica para sistemas geotérmicos mejorados, que opera de manera similar a la producción de hidrocarburos¹⁰. Las magnitudes máximas de los sismos desencadenados por estas actividades pueden alcanzar magnitudes significativas, como ocurrió en Oklahoma en noviembre de 2011, con un sismo de 5,7 Mw relacionado con la inyección de aguas residuales¹¹ o en México en 2011, con un sismo de 7,2 Mw relacionado con la extracción de fluidos en un campo geotérmico.

Tres de las cinco cuencas productoras de hidrocarburos de Argentina están ubicadas en Patagonia. La cuenca Neuquina en la Patagonia Norte fue una de las primeras explotaciones en Argentina. Las operaciones comenzaron a principios del siglo XX continuando hasta la fecha actual. Las explotaciones no convencionales^{13,20} de formaciones geológicas de *tight* y shale en la cuenca comenzaron en 2011. Las reservas no convencionales estimadas de la cuenca Neuquina son 9000 billones de m³ de gas natural y 2.5 billones de m³^{1, 2, 3} de petróleo. Según la Administración de Energía de EE. UU., estas formaciones de baja permeabilidad son las segundas más grandes de gas y la cuarta de petróleo de lutita a escala mundial¹⁴. El inicio de la fracturación hidráulica en la formación Vaca Muerta, una formación de lutitas bien conocida en la cuenca Neuquina, ha sido seguido por un aumento significativo de la actividad sísmica, ver Fig. 1a.

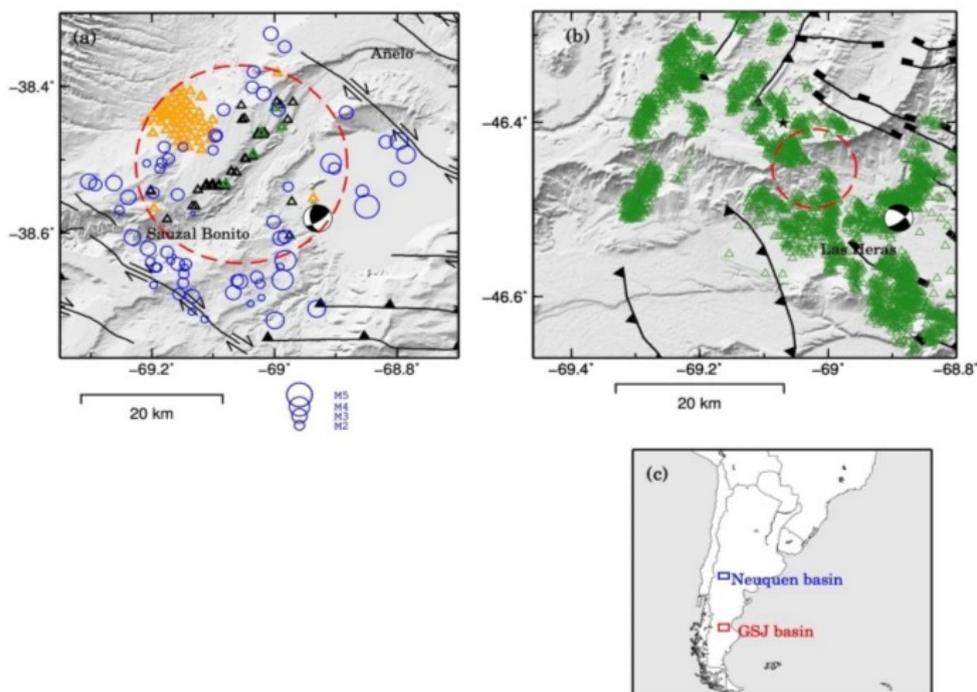


Figura 1 Áreas de estudio en la Patagonia argentina. Los datos se trazan en la topografía SRTM ¹⁸ que se muestra en relieve sombreado. **(a)** Área de la cuenca Neuquina. Los círculos azules representan epicentros de eventos sísmicos escalados por magnitud local (ML) ocurridos en el período noviembre 2015 a noviembre 2020, del catálogo del Instituto Nacional de Prevención Sísmica (INPRES). El círculo rojo discontinuo indica el área de 15 km de radio analizada en la Fig. 3a. Los triángulos negros indican la ubicación de los pozos de fracking (donde se extraen hidrocarburos no convencionales después de la inyección de agua tratada con aditivos), los triángulos naranjas indican la ubicación de los pozos convencionales y los triángulos verdes indican la ubicación de los pozos sumideros de inyección de aguas residuales (ubicaciones de la Secretaría de Energía de Argentina). Las líneas negras indican las principales fallas¹⁹. Se muestra el mecanismo focal del tensor de momento centroide global (GCMT, www.globalcmt.org/) del terremoto del 03/07/2019 (ML 4.9, Mw 5). **(b)** Área del Golfo de San Jorge. Los triángulos verdes representan pozos de producción. Las líneas negras indican las principales fallas²⁰. El círculo rojo discontinuo indica el área de 5 km de radio analizada en la Fig. 7a. Se muestra el mecanismo focal del tensor de momento centroide global (GCMT) del terremoto del 17/10/2019 (ML 5, Mw 4.9). **(c)** Mapa que muestra la región de América del Sur con las dos áreas de estudio delineadas en azul (cuenca Neuquina) y rojo (cuenca GSJ).

En la Patagonia Sur, la cuenca del Golfo de San Jorge (GSJ) es también una cuenca histórica productora de hidrocarburos donde se han perforado más de cuarenta mil pozos desde que comenzaron las primeras perforaciones en busca de agua en esta árida región. A diferencia de la cuenca Neuquina, aquí solo se explotan recursos convencionales ¹³ (Fig. 1 b).

A pesar de la intensa actividad hidrocarburífera que se lleva a cabo en estas cuencas, es evidente la falta de un análisis integral sobre los posibles riesgos geológicos asociados a esta, tales como la deformación del suelo y la sismicidad inducida. Solo dos publicaciones abordaron el tema en la cuenca Neuquina y ninguna en la cuenca GSJ. La reciente ocurrencia de dos sismos significativos dentro de los campos de producción de hidrocarburos en estas dos cuencas, el sismo M_L 5 2019 del 17 de octubre, cerca del la población de Las Heras en la cuenca GSJ, y el evento M_L 4.9 2019 del 7 de marzo, cerca del pueblo de Sauzal Bonito en la cuenca Neuquina (Fig. 1), han provocado malestar social entre la población. Cabe señalar que estas áreas están ubicadas en la región extraandina de baja sismicidad¹⁷, y que no se habían reportado sismos previos al inicio de las actividades de producción de hidrocarburos.

Este estudio tiene como objetivo analizar la relación entre las actividades hidrocarburíferas y los desplazamientos del suelo y el inicio de eventos sísmicos en dos zonas de la Patagonia argentina. Para ello se analizan conjuntamente los registros de inyección y extracción de fluidos, el número de etapas de fractura hidráulica y la sismicidad y movimientos del suelo medidos con datos de Interferometría de Radar de Apertura Sintética Satelital (DInSAR) para el período enero 2017 a diciembre 2020.

Resultados

La cuenca neuquina

El conjunto de datos disponibles analizados en la cuenca de Neuquén incluye mediciones de desplazamiento (deformación de la superficie terrestre) obtenidas con interferometría de radar de apertura sintética diferencial (DInSAR) y bajo el enfoque analítico conocido por sus siglas en inglés como (SBAS), datos sísmicos y volumen de producción mensual de pozos convencionales y no convencionales, incluidos también los volúmenes de inyección. Enfocamos el análisis en una región alrededor del epicentro del terremoto principal (7 de marzo de 2019), que en el período

analizado ha experimentado una intensa producción de hidrocarburos, una alta concentración de eventos sísmicos y desplazamientos de suelo en diferentes áreas.

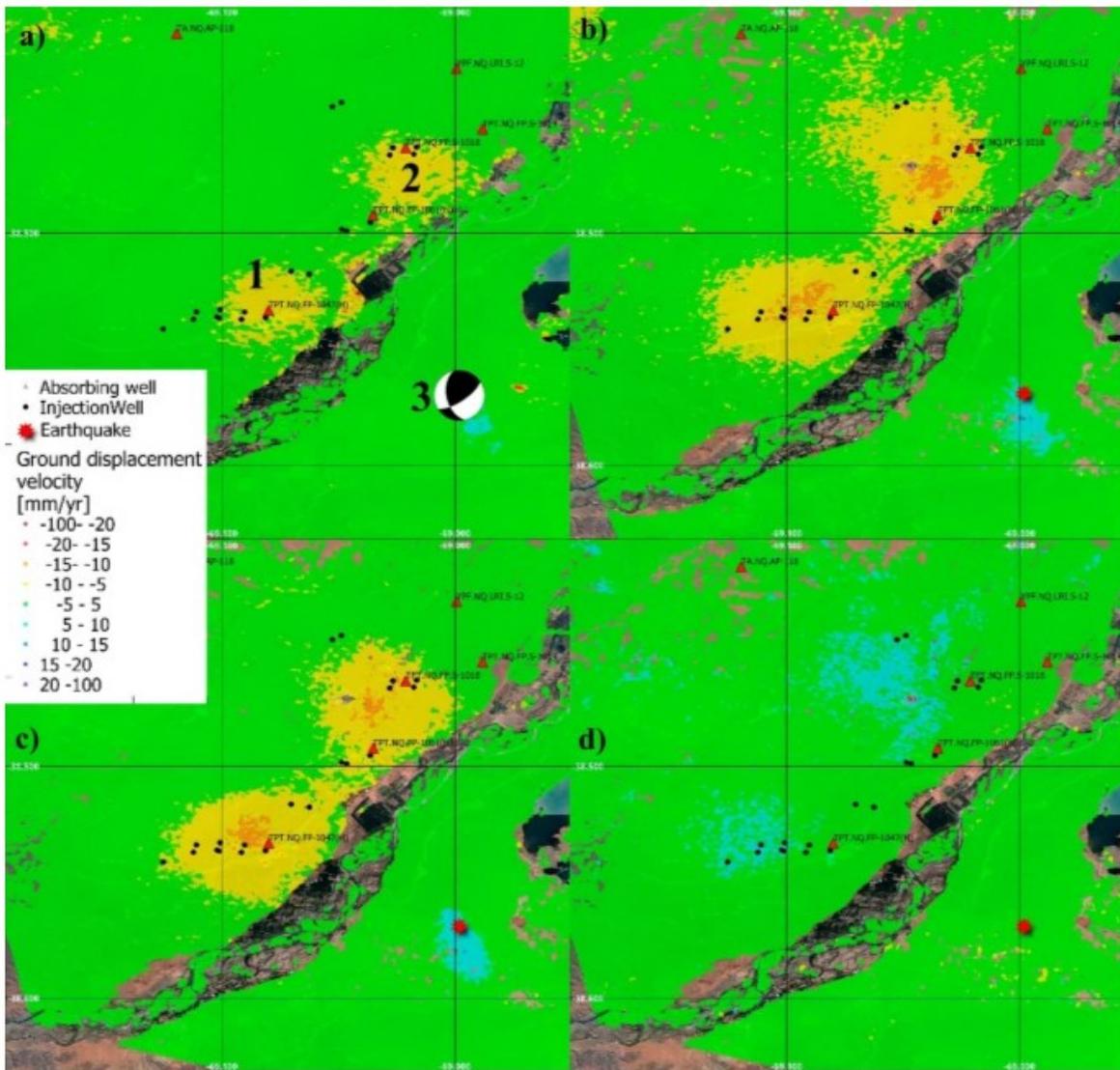


Figura 2 Mapas de velocidad de desplazamiento del suelo obtenidos de la trayectoria ascendente (a) y descendente (b) superpuestos a una imagen de satélite de Google. (c) y (d) Muestran el desplazamiento vertical del suelo y el componente Oeste-Este respectivamente. El período analizado abarca desde enero de 2017 hasta diciembre de 2020. Las principales zonas de deformación marcadas con 1 y 2 corresponden a áreas con alta concentración de pozos, 33 y 25 respectivamente. Los pozos sumideros (triángulos rojos) indican la ubicación de los pozos de eliminación de aguas residuales. La estrella roja indica el área principal afectada por el terremoto ML 4.9 del 7 de marzo de 2019 y la etiqueta 3 muestra su mecanismo focal del tensor de momento centroide global (GCMT).

La Figura 2 muestra los mapas de velocidad de desplazamiento obtenidos mediante el análisis SBAS, realizado con el software PSIG, explotando las trayectorias ascendentes y descendentes de los datos de Sentinel-1. La escala de colores representa las velocidades de desplazamiento de cada punto en mm/año. Las Figuras 2 a y b muestran los desplazamientos a lo largo de la línea de visión (LOS por sus siglas en inglés) del satélite, lo que significa que las medidas representan la proyección de los desplazamientos reales a lo largo de la línea de observación del satélite. Los tonos azules representan puntos que se mueven hacia el satélite, mientras que los rojos muestran puntos que se alejan del satélite. Las Figuras 2c y d muestran los componentes vertical y oeste-este del desplazamiento. Estos componentes se derivan de los resultados de LOS siguiendo el enfoque descrito en Notti et al.²³ Los tonos rojos representan movimientos hacia abajo y hacia el este en los componentes vertical y horizontal respectivamente. Vale la pena señalar que la calidad del cálculo de estos componentes depende de la calidad de los resultados de LOS. El conjunto de datos

descendente tiene un período (febrero de 2018 a octubre de 2018) sin imágenes. Esto creó algunas incertidumbres en el desarrollado de la fase que resultó en términos residuales (errores o incertidumbres) en los componentes verticales y horizontales.

Los resultados presentados en la Fig. 2 permitieron identificar dos regiones de desplazamiento del suelo con forma elipsoidal, con un radio aproximado de 2,3 km. En estas áreas, identificadas con los números 1 y 2 en la Fig. 2, se han perforado un gran número de nuevos pozos de fracking. El análisis de estas regiones de deformación se proporciona en la sección “Producción de hidrocarburos y desplazamientos del suelo en la cuenca Neuquina”. El análisis SBAS permitió la identificación de una tercera zona de afectación, etiquetada con el número 3 en la Fig. 2, que está relacionada con la deformación cosísmica causada por el terremoto del 7 de marzo de 2019, que se analiza más adelante en este documento. Los resultados se refieren al período de enero de 2017 a diciembre de 2020 en ambas trayectorias. La precisión de las velocidades estimadas es de $\pm 1,7$ mm/año en la trayectoria ascendente y $\pm 2,3$ mm/año en la descendente.

La Figura 3a muestra los datos armonizados de producción de hidrocarburos en el área de estudio de la cuenca Neuquina durante el período 2015-2020: extracción mensual (convencional y no convencional), inyección de aguas residuales e inyección por fracking. El procedimiento de armonización se describe en la sección “Métodos”. Los principales eventos sísmicos también se han representado como líneas verticales. En la Figura 3b y c se muestran las series temporales de deformación del suelo obtenidas a partir de las trayectorias ascendentes y descendentes en las zonas 1 y 2, respectivamente, junto con la curva de balance total de fluidos no convencionales acumulados para cada zona. Este último parámetro ha sido estandarizado (normalizado y escalado) para mostrar mejor la correlación entre ambos procesos. La normalización se describe en el sección “Métodos”.

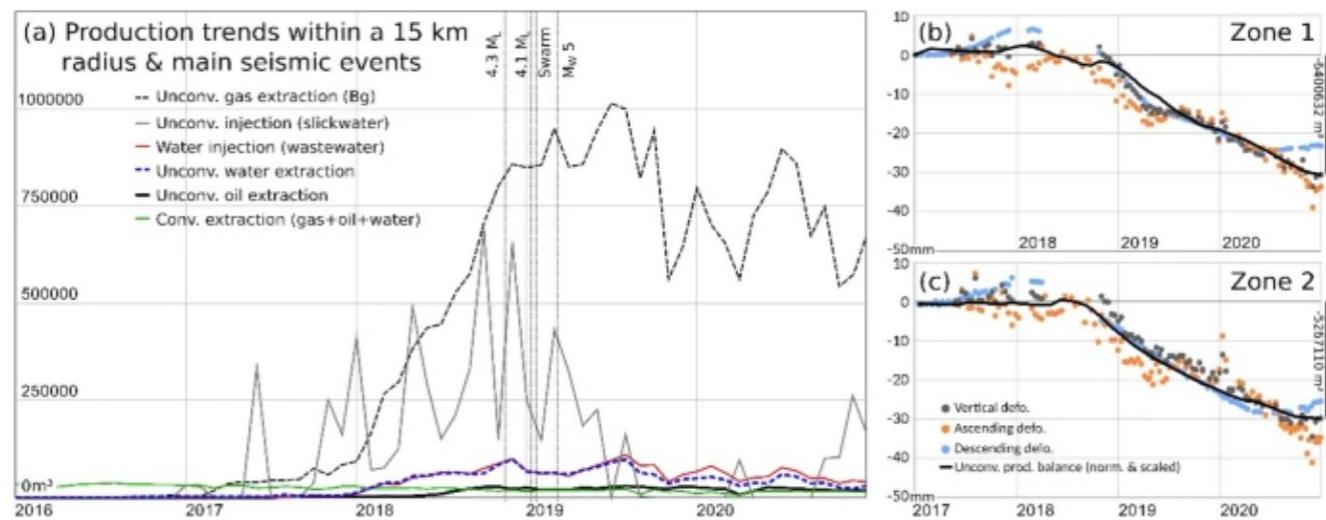


Figura 3(a) Evolución de la producción de hidrocarburos (en m³) entre 2016 y 2020 en el área delimitada por el círculo rojo discontinuo en la Fig. 1 a. Las líneas discontinuas verticales muestran los principales eventos sísmicos. Los paneles (b) y (c) muestran la serie temporal de deformación del suelo para las zonas 1 y 2, respectivamente, durante el período 2017-2020 y el balance de producción no convencional acumulado mensual (línea negra) normalizado y escalado inversamente. La barra de escala vertical en el eje derecho de las Figuras (b) y (c) proporciona información sobre la cantidad volumétrica total acumulada (m³) del balance de fluidos no convencionales.

Producción de hidrocarburos y desplazamientos de suelo en la cuenca Neuquina

Las velocidades de deformación revelaron desplazamiento del suelo en las zonas 1 y 2 (Fig. 2). Las series de tiempo de deformación (TS por las siglas en inglés) de estas áreas se pueden observar en la Fig. 3 b y c, respectivamente. Estos TS muestran que el comportamiento temporal refleja cambios a lo largo del período monitoreado. Los TS ascendentes y descendentes muestran una buena concordancia tanto en el comportamiento temporal como en la magnitud.

Para estas series temporales, la precisión estimada es de 2,8 mm y 2,0 mm para trayectorias ascendentes y descendentes respectivamente. La Figura 3b y c también muestra la componente vertical estimada para la misma área. La buena concordancia entre las trayectorias ascendente y descendente puede explicarse por un movimiento casi vertical y por un hundimiento. Esto se refleja en la serie temporal de componente vertical.

La serie temporal analizada se puede descomponer en cuatro periodos. Casi quiescencia, de enero de 2017 a septiembre de 2018, período de movimiento lineal, de septiembre de 2018 a mayo de 2019 correspondiente al aumento de las actividades de extracción, una suave disminución de las tasas de movimiento hasta octubre de 2019 y nuevamente, un período de movimiento lineal que dura hasta a diciembre de 2020. Los periodos de aceleración y desaceleración están en buen acuerdo con la reducción y aumento de las actividades de extracción, ver Fig. 3 b,c.

Las figuras 2c y d confirman que la componente de deformación en sentido vertical es dominante en ambas áreas. Es posible observar un componente horizontal suave. Sin embargo, este componente puede explicarse por errores residuales provocados por el vacío de imágenes del conjunto de datos descendente durante el año 2018. Los desplazamientos verticales promedio acumulados para las áreas 1 y 2 son 33,0 mm y 28,2 mm respectivamente. La velocidad media en la zona 1 es de -9,6 mm/año en la trayectoria ascendente y de -8,4 mm/año en la descendente. Las velocidades máximas de deformación alcanzan los 13 mm/año en LOS en el centro de las áreas elipsoidales. Las diferencias de velocidad entre ambas trayectorias están relacionadas con la precisión estimada. Cifras similares se obtienen para la zona 2.

La Figura 3a muestra el inicio de la actividad no convencional en enero de 2017. Un claro cambio en la tendencia ocurrió en julio de 2017 con el inicio de la intensa actividad del fracking visible en el primer pico alto de inyección y reflejado en el aumento posterior en la extracción de gas (alrededor del comienzo de 2018). Las zonas 1 y 2 están afectadas por la acción acumulada de múltiples pozos trabajando simultáneamente pero en diferentes etapas de la cadena productiva (fracturación o extracción). Considerando el período enmarcado en la Fig. 3a, la actividad predominante en términos de cambios de volumen del subsuelo es la extracción de gas. Por lo tanto, los desplazamientos superficiales esperados desencadenados en este período son hundimientos ^{4, 5, 12, 24}, lo que concuerda con los desplazamientos observados.

Para comprender la relación entre la deformación del suelo y las actividades de producción de hidrocarburos, modelamos los desplazamientos del suelo en las zonas 1 y 2 utilizando un enfoque simple de Mogi (consulte "Métodos" y las Figuras complementarias S4, S5, S6 y la Tabla S1 para obtener detalles sobre el procedimiento de inversión). Invertimos la deformación del suelo acumulada en el área durante el período completo (enero 2017-diciembre 2021). El patrón de deformación observado en las zonas 1 y 2 se puede explicar con dos fuentes Mogi ubicadas a 4,5 km de profundidad (fuente sur) y 3,4 km de profundidad (fuente norte). Estas profundidades son consistentes con la profundidad promedio de los pozos que operan en ambas áreas (3,3 km de profundidad y 3,4 km de profundidad en la zona sur y norte respectivamente, según las bases de datos de la Secretaría de Energía de Argentina). El cambio de volumen del modelo óptimo es $-2,7E + 06 \text{ m}^3$ para la fuente del sur de Mogi y $-1,54E + 06 \text{ m}^3$ para la fuente del norte de Mogi. Los cambios de volumen total de fluidos extraídos e inyectados (gas, petróleo, agua, aguas residuales, agua de mar) en los pozos que operan en ambas áreas durante el mismo período son mayores: $-6.4E + 06 \text{ m}^3$ en el sur y $-5.3E + 06 \text{ m}^3$ en el norte (bases de datos de la Secretaría de Energía Argentina). Estos valores son del mismo orden de magnitud que los resultados de Mogi y también son cambios de volumen negativos, lo que es coherente con el proceso dominante de extracción de fluidos durante el período de estudio.

Producción de hidrocarburos y sismicidad en la cuenca Neuquina

El análisis de los catálogos sísmicos de fuentes múltiples revela que no se registraron terremotos en el área de estudio antes de 2015. Esta quietud cambió repentinamente con la intensificación de las actividades de fracturación hidráulica en el área, como se muestra en la Fig. 1. Por lo tanto, investigamos la relación entre las actividades de hidrocarburos y la sismicidad observada.

Las secuencias sísmicas potencialmente clasificadas como sismicidad inducida normalmente muestran una relación temporal y espacial con la inyección subterránea y las operaciones industriales. Para investigar la posible relación entre la sismicidad y las actividades de hidrocarburos en el área de estudio, se analizan los eventos sísmicos registrados por el Instituto Nacional de Prevención Sísmica de Argentina (INPRES²⁹) durante el período noviembre 2015 a noviembre 2020 (figuras complementarias S1, S2). En este período se registraron un total de 63 sismos, con un sismo máximo de magnitud local (M_L) 4,9 (a 7 km de profundidad), y una magnitud de completitud (M_c) 2,4 (material complementario S3). Los análisis de los parámetros básicos estadísticos sísmicos (el valor b de la ley de Gutenberg-Richter, el sismo máximo, la magnitud de las operaciones de completitud y profundidad hidráulica y la longitud horizontal) se incluyen en la Figura S3 de la información complementaria de este artículo. El valor b obtenido es 0,66 (coeficiente de correlación de 0,94). Sin embargo, el número de sismos no es suficiente para determinar la importancia de este valor en relación con otros valores bibliográficos.

La relación temporal entre las operaciones subterráneas de fracking y la ocurrencia de terremotos, para el período de enero de 2015 a diciembre de 2020, se muestra en la Fig. 4.

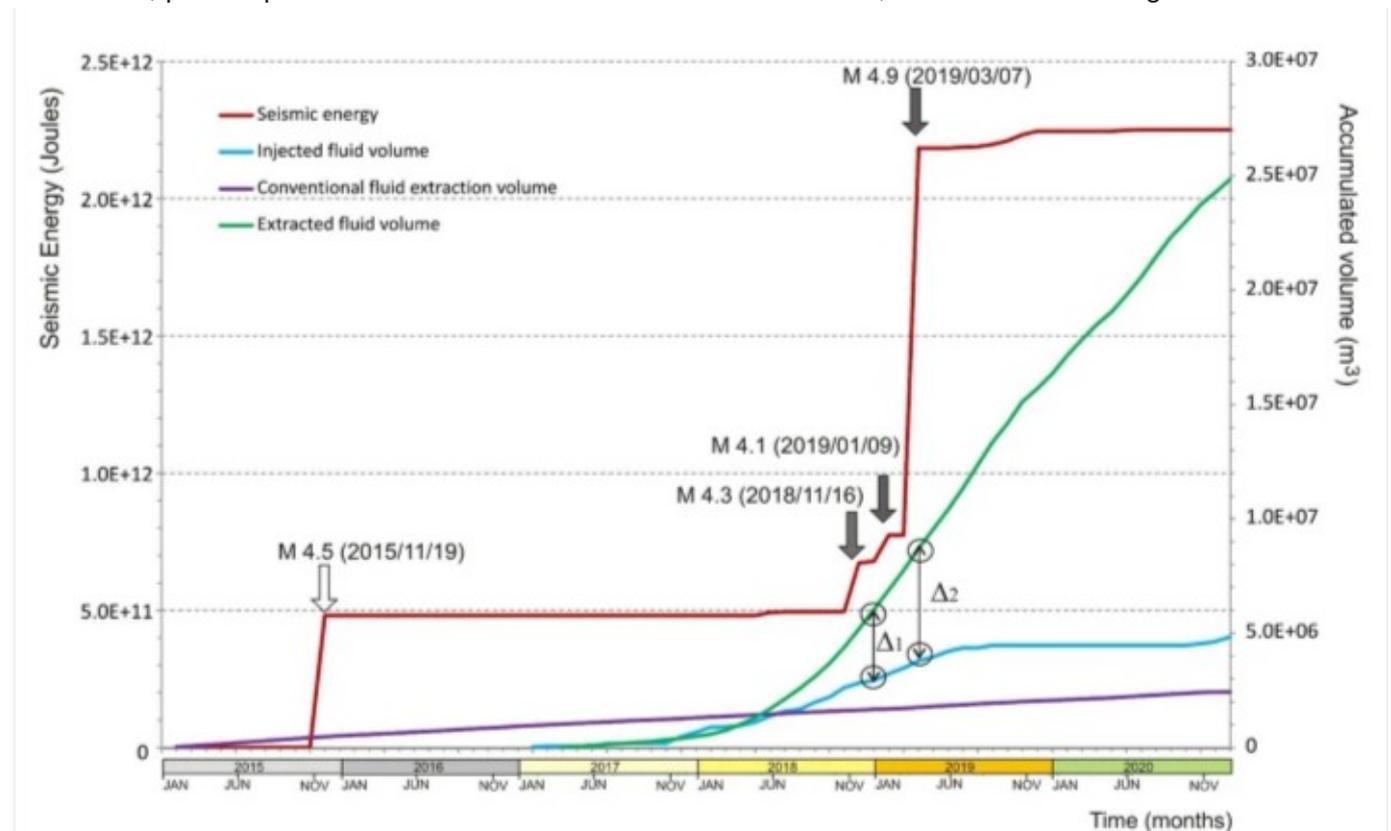


Figura 4. Energía sísmica liberada acumulada (en Joules) registrada por el INPRES entre 2015 y 2020, versus diferentes operaciones subterráneas dentro del área de estudio de la cuenca Neuquina (en m^3). Las líneas azul y verde muestran el volumen de fluido inyectado y extraído respectivamente, utilizando métodos no convencionales. La línea morada muestra el volumen de líquido extraído utilizando métodos convencionales. Los datos de producción usados para esta Figura son los mismos usados en la Fig. 3.

La energía sísmica acumulada se compara con los volúmenes acumulados de inyección/extracción de fluidos durante las actividades de producción de hidrocarburos tanto convencionales como no convencionales.

Los terremotos de 2019 (M_L 4.1 y M_L 4.9) aparecieron en las etapas finales de inyección de fluidos y en las primeras etapas de extracción de fluidos. Asimismo, y relacionado con el estancamiento de la inyección de fracking (línea azul), la energía sísmica disminuyó a un umbral bajo sin sismos relevantes de $M_L > 3.6$. El evento sísmico más grande registrado en el área de estudio ocurrió el 7 de marzo de 2019 a las 05:10:37 UTC, con magnitud local M_L 4.9, según INPRES y magnitud de momento M_w de 5 según (USGS)²⁶. La ubicación del epicentro y la profundidad del terremoto varía entre las diferentes agencias (USGS: latitud 38,523° S, longitud 68,857° W, 13,8 km de profundidad; INPRES: latitud 38,563° S, longitud 68,833° W, 7 km de profundidad; Vásquez et al.¹⁶: latitud 38,529° S, longitud 68,891° W, 10,3 km de profundidad).

Este evento sísmico produjo una deformación del suelo medible con datos InSAR. Usamos los interferogramas cosísmicos para restringir los parámetros de la fuente del terremoto. La Figura 5 muestra la deformación del suelo asociada con el terremoto tanto en geometría ascendente como descendente. Este patrón de deformación corresponde a un lóbulo principal con un desplazamiento máximo del suelo de ~ 22 mm hacia el satélite.

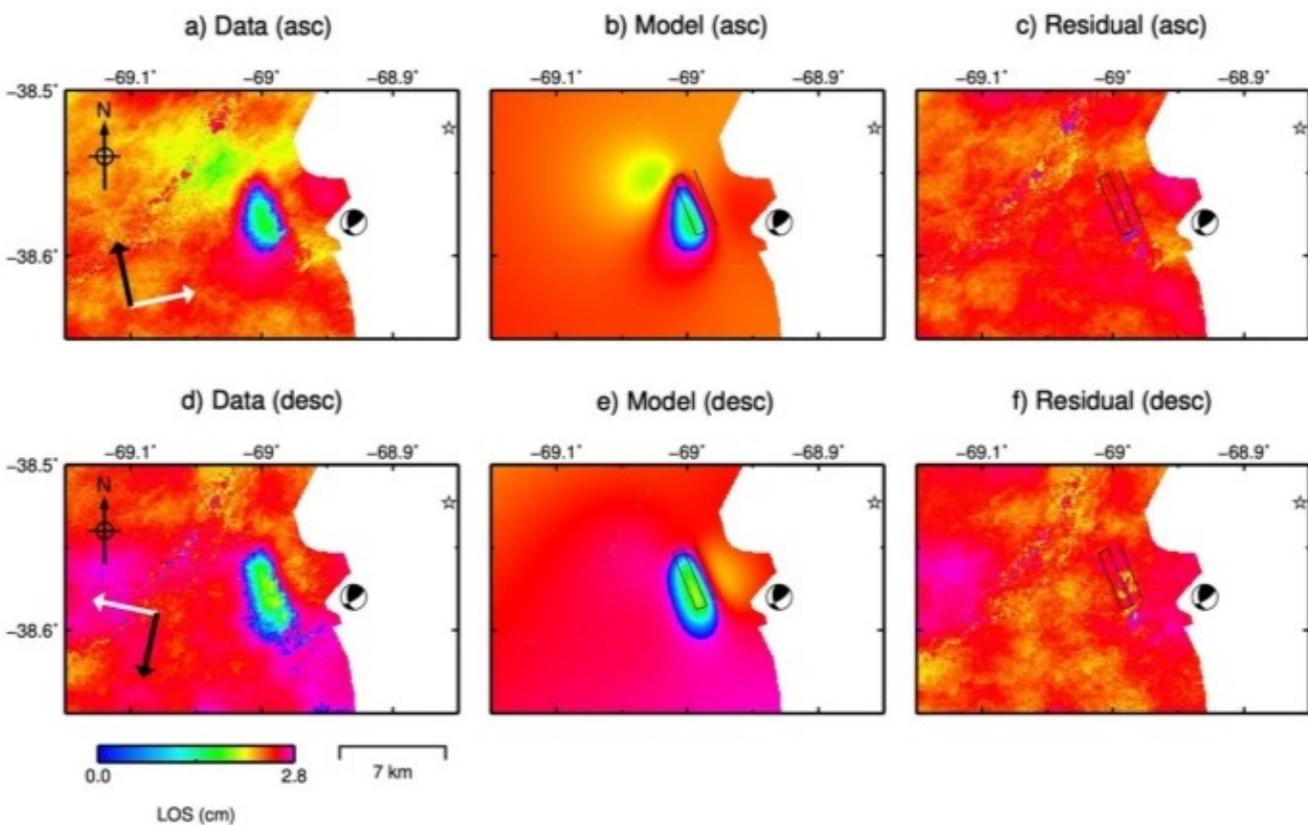


Figura 5 (a) y (d) Muestran la deformación cosísmica de la línea de visión (LOS) del terremoto de M_w 5, 2019 del 7 de marzo de la cuenca de Neuquén obtenida como el promedio de 11 interferogramas cosísmicos ascendentes (a) y como el promedio de 10 interferogramas cosísmicos descendentes (d). Las flechas blancas indican la dirección de la línea de visión (LOS) del satélite y las flechas negras indican el acimut del satélite (Az). (b) y (e) Muestran la deformación LOS predicha por el modelo directo utilizando la solución de máxima probabilidad a posteriori. (c) y (f) Muestran los residuos (la diferencia del dato menos el modelo). El rectángulo negro representa el contorno del plano de falla óptimo. El Tensor de Momento Centroide Global (GCMT, www.globalcmt.org/) está representado por el gráfico de pelota de playa.

Este patrón de deformación se puede explicar utilizando una dislocación rectangular de deslizamiento uniforme centrada en la latitud 38,5691° S, longitud 68,9982° W (Fig. 5) y a 1,2 km de profundidad. El plano de falla es consistente con el plano de buzamiento SW de la solución del tensor de momento centroide global. El momento geodésico correspondiente a nuestra solución óptima es $2,38e + 16$ N·m, que es coherente con el momento sísmico GCMT ($2,19e + 16$ N·m). Consulte "Métodos" y material complementario (Figuras S7 , S8 y Tabla S2) para obtener más detalles sobre el procedimiento de inversión.

Los epicentros estimados por otras agencias están ubicados entre 11 y 17 km al norte/noreste de la ubicación de nuestro modelo preferido (debajo del embalse Los Barreales, véanse las Figuras complementarias S9 y S10) y los hipocentros están entre 5,8 y 12,6 km más profundos. Estas ubicaciones no son compatibles con la deformación del suelo medida. Esta diferencia se puede explicar porque la región de Vaca Muerta está deficientemente cubierta por una red sísmica, con pocos sismógrafos ubicados a cientos de kilómetros de distancia (ver Fig. S1 complementaria).

El plano de falla obtenido en la inversión (dirección N158° E, buzamiento 56°, inclinación 37, corrimiento de cabalgamiento 0.08 m, corrimiento lateral izquierdo 0.11 m) es consistente con el régimen de esfuerzos prevaleciente en el área de estudio, el cual puede ser representado por el Tensión horizontal de primer orden (S_{Hmax}) obtenida del análisis de soluciones de mecanismos focales (consulte las Figuras complementarias S10 , S11 , S12). S_{Hmax} tiene una orientación con tendencia N 112°, que concuerda con la orientación del estrés local obtenida por ³¹ y el estrés local / regional obtenido por Guzmán et al. ³² (ver Tabla complementaria S3).

La cuenca del Golfo de San Jorge (GSJ)

Este apartado sigue una estructura análoga al anterior. Los datos disponibles para el estudio de la cuenca GSJ incluyen mediciones de desplazamiento obtenidas con métodos InSAR, volúmenes mensuales de producción de pozos convencionales y datos sísmicos (un solo evento). En esta cuenca no hay presencia relevante de pozos no convencionales.

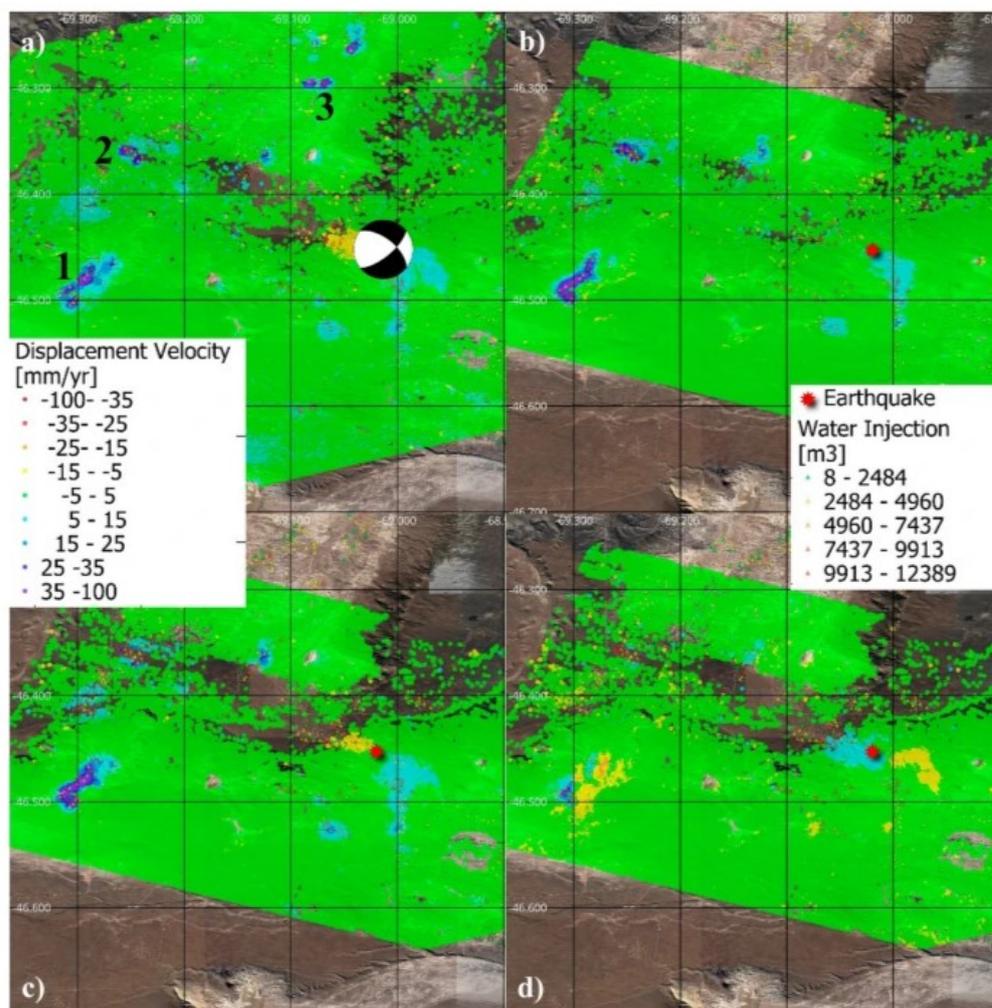


Figura 6. Mapas de velocidad de desplazamiento del suelo obtenidos explotando la técnica SBAS observada desde la trayectoria ascendente (a) y la trayectoria descendente (b) en la cuenca GSJ superpuestos a una imagen satelital de Google. (c) y (d) muestran el desplazamiento vertical del suelo y el componente Oeste-Este respectivamente. El período analizado abarca desde enero de 2017 hasta

diciembre de 2020. Los valores de LOS positivos son movimientos hacia el satélite. 1, 2 y 3 señalan las zonas con tasas más altas. La estrella roja indica la ubicación del epicentro del terremoto ML 5 2019 del 17 de octubre. (a) Muestra el mecanismo focal del tensor de momento centroide global (GCMT) de este terremoto.

La Figura 6 muestra mapas de velocidad de desplazamiento del suelo obtenidos utilizando el enfoque Small Baseline (SBAS) implementado por CTTC ²². La Figura 6a se ha obtenido a partir de 108 imágenes Sentinel-1 SLC-IW adquiridas en trayectoria descendente que cubren el período de enero de 2017 a diciembre de 2020. La Figura 6b se ha obtenido a partir de 95 imágenes Sentinel-1 SLC-IW adquiridas en trayectoria ascendente durante el mismo período. La escala de colores representa la velocidad de desplazamiento de cada punto en mm/año en LOS (a y b) y en componentes vertical y horizontal en c y d. La precisión estimada es de $\pm 2,9$ mm/año y $\pm 2,6$ mm/año para los conjuntos de datos descendente y ascendente, respectivamente. La precisión de la serie temporal se estima en 4,3 y 2,1 mm para el ascendente y el descendente respectivamente.

Para este estudio se analizan en detalle las áreas de desplazamiento del suelo identificadas en la Fig. 6 como zonas 1, 2 y 3 y la deformación cosísmica marcada con una estrella.

Producción de hidrocarburos y desplazamientos de suelo en la cuenca GSJ

Las tasas de desplazamiento medidas utilizando las trayectorias ascendentes y descendentes muestran una buena concordancia en las áreas de movimiento analizadas (Fig. 6). Podemos notar algunas diferencias que pueden explicarse a través de su descomposición en componentes horizontales y verticales. Un claro ejemplo se observa en la zona 1, donde el flanco este y en particular la esquina noreste muestra un sector azul claro en el resultado ascendente que es menos visible en el conjunto de datos descendente. En este caso particular, la diferencia puede explicarse por una componente horizontal del movimiento explicada por la topografía local del área que está orientada al suroeste. También hay un error residual debido al salto de fase en el conjunto de datos ascendente desencadenado por un largo período sin adquisiciones.

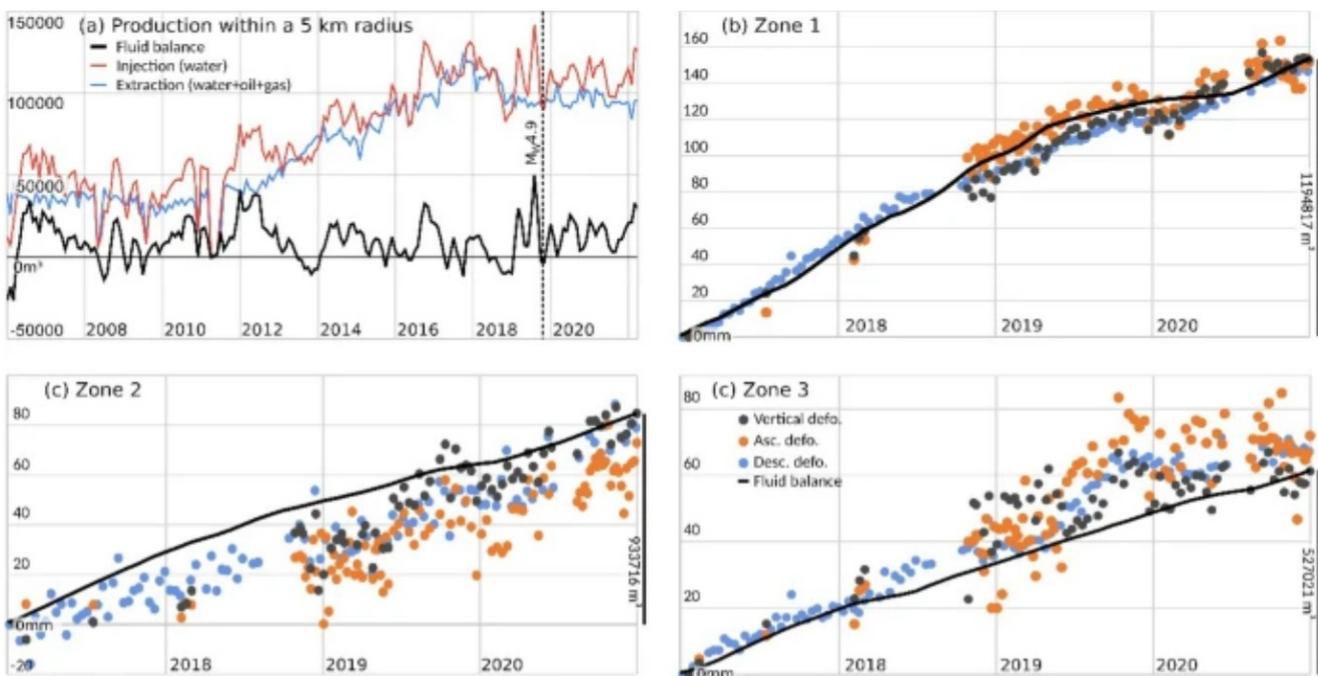


Figura 7 (a) Tendencias de producción de los últimos 15 años en un área de 5 km de radio (indicada por el círculo rojo discontinuo en la Fig. 1 b) que incluye los 223 pozos (con una profundidad promedio de 1,5 km) ubicados alrededor epicentro del terremoto del 17 de octubre de 2019 (estrella roja en la Fig. 6) en la cuenca del GSJ. Extracción de fluido (agua e hidrocarburos, en azul) extracción e

inyección (agua, rojo) y balance entre ellos (inyección menos extracción, negro). La fecha de ocurrencia del sismo está indicada por una línea vertical en el eje cronológico. El sismo ocurre inmediatamente después del pico histórico más alto de inyección y en el desequilibrio histórico más fuerte y repentino. (b - d) Gráficas de series de tiempo de deformación (naranja para órbita ascendente, azul para órbita descendente) y balance de fluidos estandarizado (línea negra) para pozos sobre las zonas de deformación marcadas 1,2,3 en la Fig. 6 a. (b) Representa las tendencias de 85 pozos de recuperación dentro de la zona de deformación 1, (c) 29 pozos en la zona 2 y (d) 15 pozos en la zona 3. Además de la estandarización, la barra de escala en el eje vertical derecho proporciona la magnitud de el balance de fluidos acumulado durante el período analizado para toda la zona de deformación.

Las series temporales de desplazamiento promedio estimadas para las zonas 1, 2 y 3 utilizando las trayectorias ascendente, descendente y vertical (líneas naranja y azul, respectivamente) se muestran en la Fig. 7 b–d. Estas presentan magnitudes similares para las trayectorias ascendentes y descendentes en las zonas de máximo movimiento. Por lo tanto, podemos concluir que los desplazamientos son casi verticales y, consecuentemente de sentido ascendente, levantamientos. Esto también es confirmado por los mapas de desplazamiento horizontal y vertical (Fig. 6 c, d). Como se comentó anteriormente, la Zona 1 muestra una marcada componente horizontal explicada por la topografía local y los saltos de fase.

Las líneas negras de la Fig. 7 b–d representan el balance de fluidos estandarizado para cada área, incluidas las tendencias de producción de todos los pozos dentro de las áreas de deformación del suelo reveladas por el resultado SBAS. Por balance de fluidos nos referimos al agua inyectada menos los fluidos extraídos, tanto para agua como para hidrocarburos.

De manera similar al caso de la deformación de la cuenca de Neuquén, se puede utilizar un enfoque de modelado de Mogi para investigar la relación entre los desplazamientos del suelo y la producción de hidrocarburos. Sin embargo, en el caso del GSJ, los patrones de deformación son más complejos: mientras que en la cuenca Neuquina la deformación del suelo se concentró principalmente en dos áreas que son circulares, en la cuenca del GSJ la deformación del suelo se distribuye en numerosas áreas irregulares, por lo que no es fácil modelado utilizando fuentes simples de Mogi. Elegimos la zona 3 porque presenta un patrón de deformación relativamente simple. La deformación del suelo observada en esta área durante el período de estudio puede explicarse con dos fuentes Mogi (Figura S15) ubicadas a 349,1 m de profundidad (fuente Oeste) y 337,5 m de profundidad (fuente Este).

Estas profundidades son consistentes con la profundidad promedio de los pozos que operan en ambas áreas (642 m y 628 m de profundidad en la zona oeste y este respectivamente, según las bases de datos de la Secretaría de Energía de Argentina).

El cambio de volumen del modelo óptimo es de 152,992 m³ para la fuente de Mogi occidental y de 125,570 m³ para la fuente de Mogi oriental. Los cambios de volumen total de fluidos extraídos e inyectados (gas y agua) en los pozos que operan en ambas áreas durante el mismo período son mayores: 233.415 m³ en el oeste y 283.754 m³ en el este. Estos valores son del mismo orden de magnitud que los resultados de Mogi y también son cambios de volumen positivos, lo que es consistente con la inyección de fluido dominante en ambas áreas durante el período de estudio. Consulte "[Métodos](#)" y materiales complementarios (Figuras [S13](#) , [S14](#) y Tabla [S4](#)) para obtener más detalles sobre el procedimiento de inversión.

Producción de hidrocarburos y sismicidad en la cuenca GSJ

No se registraron sismos en la cuenca del GSJ antes de octubre de 2019 según los catálogos sísmicos consultados, incluido el catálogo sísmico nacional INPRES (Figura complementaria [S1](#) , magnitud de completitud 2.4) y el USGS ANSS Comprehensive Earthquake Catalog³³. El

contexto tectónico regional se caracteriza por la presencia de estructuras contraccionales orientadas al NS y fallas normales con rumbos E-W y NW-SE^{19,33}. Aunque esta zona se considera asísmica en la actualidad, el análisis de las fallas normales del Paleoceno sugiere que pueden generar terremotos de magnitud superior a 5³⁵.

El único evento sísmico registrado en el área de estudio a la fecha ocurrió el 17 de octubre de 2019 a las 16:58:28.55 UTC, con magnitud local M_L 5 según INPRES y magnitud momento (M_w) de 4.9 y 10 km de profundidad según USGS²⁶. La ubicación del epicentro y la profundidad del terremoto varía entre las diferentes agencias (USGS: latitud 46.401° S, longitud 69.070° W, 10 km de profundidad; INPRES: latitud 46.284° S, longitud 68.734° W, 15 km de profundidad; ISC: latitud 46.421° S, longitud 69.043° W, 10 km de profundidad).

Este evento sísmico indujo una deformación del suelo medible con datos InSAR. Hemos utilizado la información proporcionada por los interferogramas cosísmicos para restringir los parámetros de la fuente del terremoto. La Figura 8 muestra la deformación del suelo asociada con el terremoto tanto en geometría ascendente como descendente. Este patrón de deformación corresponde a un lóbulo principal con un desplazamiento máximo del suelo de ~ 35 mm hacia el satélite y ~ 40 mm alejándose del satélite. Este patrón de deformación se puede explicar usando una dislocación rectangular de deslizamiento uniforme (Fig. 8) centrado en la latitud 46,4529° S, longitud 69,0196° W y a 1,17 km de profundidad. La inversión permite localizar la fuente del evento. El plano de falla es consistente con el plano de buzamiento SW de la solución del tensor de momento centroide global. El momento geodésico correspondiente a nuestra solución óptima ($5.28e + 16$ N·m) es mayor que el momento sísmico GCMT ($2.32e + 16$ N·m), lo que podría explicarse por la presencia de deformación post-sísmica en los interferogramas co-sísmicos (ya que abarcan un período post-sísmico de 43 días) o errores en el modelo geodésico y/o sísmico. Consulte "Métodos" y materiales complementarios (Figuras S16 , S17 y Tabla S5) para obtener más detalles sobre el procedimiento de inversión.

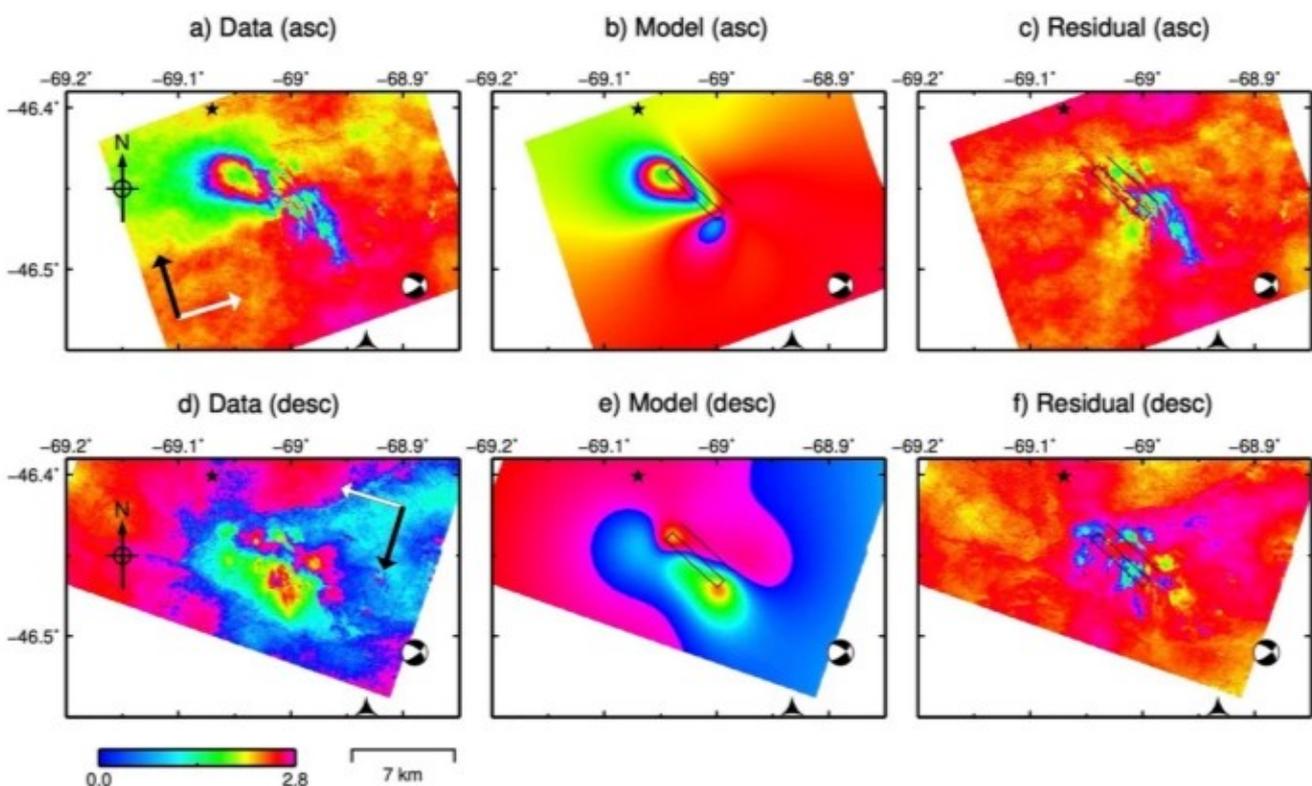


Figura 8 (a) y (d) Muestran la deformación co-sísmica de la línea de vista (LOS) del terremoto de la cuenca GSJ del 17 de octubre de 2019 de M_w 4.9 obtenida como el promedio de 4 y 6 interferogramas co-sísmicos ascendentes y descendentes, respectivamente. Las flechas blancas indican la dirección de la línea de visión (LOS) del satélite y las flechas negras indican el acimut del satélite (Az). (b) y (e) Muestran la deformación LOS predicha por el modelo directo utilizando la solución de máxima

probabilidad a posteriori. (c) y (f) Muestran los residuos. El rectángulo negro representa el contorno del plano de falla óptimo, y la pelota de playa representa la solución del plano de falla de The Global Centroid Moment Tensor (GCMT, www.globalcmt.org/).

Similar al caso de Neuquén, los epicentros del terremoto de GSJ del 17 de octubre de 2019 estimados por otras agencias están ubicados a distancias significativas de la ubicación de nuestro modelo preferido (4.5–37 km dependiendo de la agencia, ver Figura complementaria S18) y los hipocentros son más profundo (8,8–13,8 km). Estas ubicaciones no son consistentes con la deformación del terreno medida. La ubicación diferente se puede explicar también en este caso debido a la escasa red sísmica en la región GSJ (ver Figura S1).

El plano de falla obtenido en la inversión (dirección N133° E, buzamiento 53°, inclinación -10, deslizamiento normal 0,05 m, deslizamiento lateral izquierdo 0,30 m) es consistente con el régimen de tensiones prevaleciente en el área (la faja plegada de San Bernardo) que se caracteriza por la presencia de estructuras contraccionales de orientación NS y fallas normales con rumbos E-W y NW-SE ^{20, 34}.

discusiones y conclusiones

Se han observado y analizado dos tipos diferentes de fenómenos que ocurren en dos regiones diferentes de los campos petrolíferos patagónicos, la cuenca Neuquina y la cuenca del Golfo de San Jorge. Para cada sitio, analizamos la relación entre los desplazamientos de la superficie del suelo, los terremotos ocurridos alrededor de los campos de pozos activos y las operaciones de producción de hidrocarburos.

En la cuenca Neuquina, el foco de análisis es una zona de intensa producción de hidrocarburos no convencionales, en la región conocida como Vaca Muerta. Utilizamos técnicas DInSAR y SBAS para medir los desplazamientos de suelo del área. Detectamos desplazamiento del suelo debido a diferentes fuentes. Se detectaron dos áreas afectadas por hundimiento alrededor de dos conjuntos de pozos. Estas áreas se indican como 1 y 2 en la Fig. 2. El análisis de estas áreas demostró una relación entre las actividades de producción de pozos y el desplazamiento de la superficie del terreno. Los resultados obtenidos muestran que no hubo movimiento de tierra durante la ausencia de pozos de fracking, y que el movimiento de tierra comenzó unos meses después del inicio de las operaciones de fracking. Además, los datos recopilados sobre la actividad productiva muestran un claro desequilibrio entre extracción e inyección que se corresponde con el tipo de movimiento detectado (hundimiento).

Además, investigamos la relación entre la deformación del suelo y la producción de hidrocarburos utilizando un enfoque de modelado de Mogi. El modelo obtenido explica el patrón de deformación observado sobre las zonas 1 y 2 con dos fuentes Mogi, consistente a primer orden, con los valores de cambios de profundidad y volumen estimados a partir de las bases de datos de la Secretaría de Energía de Argentina. En ambos casos, los cambios de volumen son negativos, lo que es consistente con una extracción predominantemente fuida durante el período de estudio. Las diferencias entre los resultados del modelo de Mogi y las profundidades y volúmenes estimados a partir de las bases de datos de la Secretaría de Energía de Argentina pueden explicarse por los supuestos realizados tanto por el modelo de Mogi como por nuestras estimaciones de cambio de volumen. Por ejemplo, el cambio de volumen obtenido en el modelado de Mogi se refiere al cambio de volumen de la cavidad; este volumen no puede compararse directamente con el cambio total de volumen de los fluidos extraídos e inyectados, ya que Mogi supone un fluido incompresible. Por otro lado, la suposición de un medio isotrópico-elástico en los modelos de Mogi es probablemente una simplificación excesiva en áreas de fracturación hidráulica intensa, que puede modificar el comportamiento mecánico de la corteza.

En cuanto al cambio de volumen estimado a partir de las bases de datos de la Secretaría de Energía de Argentina, la conversión de volumen de gas, de condiciones estándar a condiciones de reservorio, si bien es útil para analizar la correlación con otros parámetros (como la deformación del terreno), debe considerarse como una aproximación al considerar el volumen total. cambiar (ver " Por otro lado, la suposición de un medio isotrópico-elástico en los modelos de Mogi es probablemente una simplificación excesiva en áreas de fracturación hidráulica intensa, que puede modificar el comportamiento mecánico de la corteza. En cuanto al cambio de volumen estimado a partir de las bases de datos de la Secretaría de Energía de Argentina, la conversión de volumen de gas, de condiciones estándar a condiciones de reservorio, si bien es útil para analizar la correlación con otros parámetros (como la deformación del terreno), debe considerarse como una aproximación al considerar el volumen total. cambiar (ver " Por otro lado, la suposición de un medio isotrópico-elástico en los modelos de Mogi es probablemente una simplificación excesiva en áreas de fracturación hidráulica intensa, que puede modificar el comportamiento mecánico de la corteza. En cuanto al cambio de volumen estimado a partir de las bases de datos de la Secretaría de Energía de Argentina, la conversión de volumen de gas, de condiciones estándar a condiciones de reservorio, si bien es útil para analizar la correlación con otros parámetros (como la deformación del terreno), debe considerarse como una aproximación al considerar el volumen total. cambiar (ver "Métodos " para más detalles). Estos resultados nos permiten confirmar el vínculo entre la producción de pozos y el hundimiento del suelo en el área de estudio.

También analizamos los eventos sísmicos ocurridos durante el período de estudio en el sitio de estudio de la cuenca Neuquina. Por un lado, nuestro análisis InSAR reveló un segundo fenómeno de deformación relacionado con el terremoto M_w 5 que ocurrió el 7 de marzo de 2019. Los interferogramas cosísmicos nos permitieron ubicar con precisión la fuente. Por otro lado, nuestro análisis de los datos sísmicos y el historial de producción sugiere que existe una correlación entre la energía sísmica liberada acumulada y los cambios de volumen debido a las actividades de inyección y extracción:

- Los datos de producción muestran que en el área observada se inició la industria hidrocarburífera con pozos no convencionales en 2017 y que unos meses después se inició la actividad sísmica.
- Los datos muestran que en comparación con el resto del período analizado, las tasas de fracturamiento hidráulico y los volúmenes de fluidos operados fueron altos inmediatamente antes de los eventos sísmicos más grandes.
- Los eventos sísmicos más grandes ocurrieron inmediatamente después del aumento de las actividades productivas.
- El terremoto más grande (M_w 5 2019 7 de marzo) de poca profundidad (1,2 km según nuestro modelo de fuente óptima) es consistente con la profundidad promedio de los pozos que operan en el área de estudio (~ 3 km).
- Los paralelismos entre la energía sísmica liberada acumulada y los fluidos de inyección/retirada acumulados muestran una buena correlación en los cambios bruscos de pendiente. Aunque se trata de una comparación cualitativa, la correlación muestra una coincidencia temporal de dos hechos a priori independientes.

Como se muestra en nuestro análisis de sismicidad en la cuenca Neuquina (Fig. 4), se presenta un fuerte aumento de la energía sísmica liberada en relación con el aumento de las actividades productivas. Sin embargo, los datos disponibles no permiten concluir qué tipo de actividad productiva (inyección o extracción de fluidos) podría ser la responsable de desencadenar sismos inducidos.

Un análisis similar se ha realizado en el área de GSJ. Aunque las características del área son bastante diferentes, nuestro análisis nos permitió vincular los procesos de desplazamiento del suelo con las operaciones de hidrocarburos. Al igual que en el sitio de prueba de la cuenca Neuquina, hemos estudiado dos tipos de desplazamientos del suelo: procesos de levantamiento alrededor de los pozos de explotación durante el período monitoreado y un solo evento de desplazamiento relacionado con el terremoto M_w 4.9 ocurrido el 17 de octubre de 2019.

Enfocamos el análisis de los fenómenos de levantamiento en 3 de las áreas más significativas, etiquetadas 1, 2 y 3 en la Fig. 6. La comparación entre los fenómenos de levantamiento y la explotación de hidrocarburos muestra que existe una buena concordancia entre el balance de fluidos acumulado (positivo) y el levantamiento durante el período medido, lo que sugiere una relación causa-efecto. También investigamos en esta área la relación entre la deformación del suelo y la producción de hidrocarburos utilizando un enfoque de modelado de Mogi, centrándonos en la zona de deformación 3, que presenta un patrón de deformación simple distribuido en dos áreas. La deformación del suelo observada sobre esta área durante el período de estudio puede ser explicada por dos fuentes Mogi consistentes de primer orden con los valores de cambios de profundidad y volumen estimados a partir de las bases de datos de la Secretaría de Energía de Argentina. En ambos casos, los cambios de volumen son positivos, lo que es consistente con la inyección predominantemente de fluidos durante el período de estudio.

La sismicidad en el área de estudio de GSJ muestra un comportamiento diferente al ejemplo de Neuquén. En este caso se trata de un único evento, sin registro de sismicidad en la zona antes o después de este evento. El pico histórico de inyección más alto y el desbalance histórico más fuerte entre la inyección y extracción de fluidos en este lugar ocurrió solo unos días antes del terremoto, ver Fig. 7 a. Los interferogramas cosísmicos nos permitieron ubicar el terremoto a 1,17 km de profundidad, lo cual es consistente con la profundidad de los pozos. El plano de falla modelado es consistente con el régimen de tensión prevaleciente en el área^{20, 34}. Estos tres hechos, fuente superficial del terremoto, ausencia de registro de eventos sísmicos previos y posteriores, y la intensa actividad de inyección sugieren que este evento estuvo directamente relacionado con las operaciones de los pozos.

Ambos casos son dos ejemplos interesantes y diferentes donde se puede mostrar claramente la correlación entre la sismicidad y las operaciones de hidrocarburos y la deformación del terreno. Nuestros resultados también sugieren una relación directa entre la producción de hidrocarburos y la sismicidad en ambas áreas, aunque análisis adicionales, como el modelado de perturbaciones de tensión inducida en las fallas inferidas^{35, 36, 37, 38}, y una mejor caracterización de eventos sísmicos (por ejemplo, establecer un red sísmica más densa, un cálculo más preciso de los epicentros) ayudaría a comprender mejor la relación entre la producción y la sismicidad inducida.

Los estudios presentados son buenos ejemplos de cómo esta industria puede afectar el medio ambiente. Además, los casos estudiados en este trabajo afectaron a la población que vivía alrededor de las áreas de explotación, produciendo malestar social, desde manifestaciones a escala local hasta demandas judiciales en la Audiencia Nacional^{39, 40}, que en algunos casos culminó con la paralización de operaciones. Una pregunta que surge a lo largo de estos casos es si esos eventos podrían evitarse con una mejor caracterización de los sitios de explotación y con una mejor planificación de las actividades de inyección-extracción. Estas son preguntas abiertas hoy en día, pero que deben ser abordadas tanto por la industria como por la administración pública. Esto es, por ejemplo, especialmente crítico hoy en día en Europa, Canadá o Brasil, donde explotaciones potenciales no convencionales de grandes yacimientos de gas han sido detenidas o limitadas debido a la fuerte oposición de la población local^{39, 41, 42}. Otro punto importante a considerar son los desplazamientos del suelo que producen dichas actividades y que potencialmente pueden producir daños por diferentes motivos, como la afectación de infraestructuras (por ejemplo, en tuberías y torres, cuando la deformación del suelo produce la

perdida de integridad de las instalaciones) y por ende la seguridad durante las operaciones. O la contaminación de las aguas subterráneas que afecta a la población local. Por lo tanto, la caracterización de los fenómenos tanto del subsuelo como de la superficie es necesaria para prevenir problemas potenciales.

Estos ejemplos están en línea con trabajos previos disponibles en la literatura y confirman la necesidad de mejorar la industria de hidrocarburos para prevenir los riesgos geológicos inducidos y sus consecuencias. En nuestros casos de estudio, los daños potenciales causados por las actividades de producción de hidrocarburos, como la deformación del suelo y la sismicidad inducida, no están siendo evaluados correctamente debido a la ausencia de políticas de prevención. Por ejemplo, ambos sitios son aún considerados no sísmicos por la zonificación nacional de riesgo sísmico del INPRES²⁹ debido a la ausencia de eventos sísmicos en términos históricos. Esto significa que la normativa de construcción no considera criterios antisísmicos en la zona (incluso para las estructuras relacionadas con los nuevos pozos). En la cuenca del GSJ la situación parece menos alarmante ya que solo se ha registrado un evento. Sin embargo, la ausencia casi absoluta de un debate científico y público sobre el vínculo de la industria con los terremotos y sus consecuencias en el contexto de nuestros dos sitios de estudio, conlleva el riesgo de reproducir y agravar las experiencias vividas en los últimos años.

Métodos y materiales suplementarios

Por favor, diríjase a la versión original en inglés de este documento para consultar detalles pertenecientes a esta sección.

Disponibilidad de datos

Los informes públicos de producción de hidrocarburos en Argentina y las especificaciones de los pozos están disponibles gratuitamente en línea en la página web oficial: <https://datos.gob.ar/dataset/energia-produccion-petroleo-gas-por-pozo-capitulo-iv> . Las imágenes de satélite Sentinel 1 ESA SAR están disponibles gratuitamente en línea en el sitio oficial: <https://scihub.copernicus.eu/dhus/> . Los conjuntos de datos procesados derivados de estos datos sin procesar están abiertos. Los autores pueden compartir bajo petición. Escriba al autor correspondiente para cualquier solicitud.

Agradecimientos

Gracias a Red Geocientífica Chile, al Observatorio Petrolero Sur ya las personas que viven y trabajan en Sauzal Bonito y Añelo por compartir su información sobre los riesgos geológicos de la industria en la región. Este trabajo forma parte de las Becas Españolas PID2020-116540RB-C21 y PID2020-116540RB-C22, financiadas por MCIN/AEI /10-.13039/501100011033 y la Beca FPU19/03929 financiada por MCIN/AEI/10-.13039/501100011033 y por "FSE invierte en tu futuro". Este trabajo fue desarrollado parcialmente bajo el objetivo del proyecto FAMRAD, nº de convenio PID2020-113407RB-I00. Los datos de Sentinel-1 fueron proporcionados por la Agencia Espacial Europea. Las Figuras se prepararon utilizando los softwares de dominio público GMT, QGIS, LibreOffice e Inkscape.

Referencias

- 1 - Kim, J.-W. & Lu, Z. Association between localized geohazards in West Texas and human activities, recognized by Sentinel-1A/B satellite radar imagery. *Sci. Rep.* <https://doi.org/10.1038/s41598-018-23143-6> (2018).
- 2 - Shirzaei, M., Ellsworth, W. L., Tiampo, K. F., González, P. J. & Manga, M. Surface uplift and time-dependent seismic hazard due to fluid injection in eastern Texas. *Science* **353**(6306), 1416–1419 (2016).
- 3 - Semple, A. G., Pritchard, M. E. & Lohman, R. B. An incomplete inventory of suspected human-induced surface deformation in North America detected by satellite interferometric synthetic-aperture radar. *Remote Sens.* **9**, 1296 (2017).
- 4 - Segall, P., Grasso, J.-R. & Mossop, A. Poroelastic stressing and induced seismicity near the Lacq gas field, southwestern France. *J. Geophys. Res.* **99**(B8), 15423–15438 (1994).
- 5 - Van Thienen-Visser, K. & Breunese, J. N. Induced seismicity of the Groningen gas field: History and recent developments. *Lead. Edge* **34**(6), 664–671. <https://doi.org/10.1190/tle34060664.1> (2015).
- 6 - Weingarten, M., Ge, S., Godt, J., Bekins, B. & Rubinstein, J. Induced seismicity. High-rate injection is associated with the increase in U.S. mid-continent seismicity. *Science (New York, N.Y.)* **348**, 1336–1340. <https://doi.org/10.1126/science.aab1345> (2015).
- 7 - Lei, X. *et al.* Fault reactivation and earthquakes with magnitudes of up to Mw4.7 induced by shale-gas hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China. *Sci. Rep.* <https://doi.org/10.1038/s41598-017-08557-y> (2017).
- 8 - Atkinson, G., Assaturians, K., Cheadle, B. & Greig, W. Ground motions from three recent earthquakes in Western Alberta and Northeastern British Columbia and their implications for induced-seismicity hazard in Eastern Regions. *Seismol. Res. Lett.* **86**, 1022–1031. <https://doi.org/10.1785/0220140195> (2015).
- 9 - Mulargia, F. & Bizzarri, A. Anthropogenic triggering of large earthquakes. *Sci. Rep.* **4**, 6100 (2014).
- 10 - Grigoli, F. *et al.* The November 2017 Mw 5.5 Pohang earthquake: A possible case of induced seismicity in South Korea. *Science* <https://doi.org/10.1126/science.aat2010> (2018).
- 11 - Keranen, K. M., Savage, H. M., Abers, G. A. & Cochran, E. S. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 mw 5.7 earthquake sequence. *Geology* **41**(6), 699–702. <https://doi.org/10.1130/G34045.1> (2013).
- 12 - Samsonov, S., Feng, W. & Fialko, Y. Subsidence at Cerro Prieto Geothermal Field and postseismic slip along the Indiviso fault from 2011 to 2016 RADARSAT-2 DInSAR time series analysis. *Geophys. Res. Lett.* <https://doi.org/10.1002/2017GL072690> (2017).
- 13 - Ministry of natural gas development and minister responsible for housing
- 14 - YPF. (2021). <https://www.ypf.com/desafiovacamuerta/Paginas/vaca-muerta.html>.
- 15 - Correa-Otto, S. Experimento sismológico en la Cuenca Neuquina, la región de mayor explotación de hidrocarburos por métodos no convencionales de la Argentina. Universidad Nacional de San Juan. ficEFyN. Instituto Geofísico Sismológico Volponi (2021).
- 16 - Vásquez, J., Spagnotto, S., Mescua, J. F., Giambiagi, L. & Sigismondi, M. Aumento notorio de la sismicidad de la provincia del Neuquén, en el período 2015–2020. Boletín Brackebuschiano, Asociación Geológica Argentina. ISSN: 0328–2724 (2020).
- 17 - Petersen, M. D., Harmsen, S. C., Jaiswal, K. S., Rukstales, K. S., Luco, N., Haller, K. M., Mueller, C. S. & Shumway, A. M. Seismic hazard, risk, and design for South America: U.S. geological Survey data release. <https://doi.org/10.5066/F7Wm1BK1>(2018).

- 18 - Farr, T. G. & Kobrick, M. Shuttle radar topography mission produces a wealth of data. *EOS Trans. Am. Geophys. Union* **81**(48), 583–585. <https://doi.org/10.1029/EO081i048p00583> (2000).
- 19 - Silvestro, J. & Zubiri, M. Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S)-Neuquén. *Rev. Asoc. Geol. Argent.* **63**, 49–64 (2008).
- 20 - Allard, J. O. *et al.* Comparative structural analysis of inverted structures in the San Bernardo fold belt (Golfo San Jorge basin, Argentina): Inversion controls and tecto-sedimentary context of the Chubut Group. *J. S. Am. Earth Sci.* **97**, 102405 (2020).
- 21 - Devanthery, N., Crosetto, M., Monserrat, O., Cuevas-González, M. & Crippa, B. The PSIG chain: An approach to Persistent Scatterer Interferometry. *Remote Sens.* **6**, 6662–6679. <https://doi.org/10.3390/rs6076662> (2014).
- 22 - Palamà, R. *et al.* A multi-temporal small baseline interferometry procedure applied to mining-induced deformation monitoring. *Remote Sens.* **14**(9), 2182 (2022).
- 23 - Notti, D. *et al.* A methodology for improving landslide PSI data analysis. *Int. J. Remote Sens.* **35**(6), 2186–2214 (2014).
- 24 - Baranova, V., Mustaqeem, A. & Bell, S. A model for induced seismicity caused by hydrocarbon production in the Western Canada Sedimentary Basin. *Can. J. Earth Sci.* **36**, 47–64. <https://doi.org/10.1139/cjes-36-1-47> (2011).
- 25 - INPRES. INRPES. Buscador de sismos. INPRES_SEARCH (2021).
- 26 - USGS. Latest earthquakes. USGS. www.Earthquake.usgs.gov (2021).
- 27 - ISC. International Seismological Centre. ISC <http://www.isc.ac.uk/iscbulletin/search/catalogue/> (2021).
- 28 - Ellsworth, W. L. Injection-induced earthquakes. *Science* **341**, 1225942. <https://doi.org/10.1126/science.1225942> (2013).
- 29 - INPRES. INPRES. Zonificación sísmica. INPRES (2021).
- 30 - Mousavi, S. M., Ogwari, P. O., Horton, S. P. & Langston, C. A. Spatio-temporal evolution of frequency-magnitude distribution and seismogenic index during initiation of induced seismicity at Guy-Greenbrier, Arkansas. *Phys. Earth Planet. Inter.* **267**, 53–66 (2017).
- 31 - Guzmán, C., Cristallini, E. & Bottesi, G. Contemporary stress orientations in the Andean retroarc between 34 S and 39 S from borehole breakout analysis. *Tectonics* <https://doi.org/10.1029/2006TC001958> (2007).
- 32 - Perl, Y. S. & Delucchi, D. Stress organization along Neuquen Basin in Vaca Muerta formation and their impact in microseismic response. In *First EAGE/AMGP/AMGE Latin-American Seminar in Unconventional Resources* (Vol. 2017, No. 1) 1–4 (European Association of Geoscientists & Engineers, 2017).
- 33 - U.S. Geological Survey, Earthquake Hazards Program. Advanced National Seismic System (ANSS) Comprehensive Catalog of Earthquake Events and Products: Various. <https://doi.org/10.5066/F7MS3QZH> (2017)
- 34 - Figari, E., Stelkov, E. E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martinez, R., & Villar, H. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. In *4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos* 197–237 (Buenos Aires, 1999).
- 35 - Foix, N. *et al.* Upper Cretaceous–Paleocene extensional phase in the Golfo San Jorge basin (Argentina): Growth-fault model, paleoseismicity and paleostress analysis. *J. S. Am. Earth Sci.* **33**(1), 110–118. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2011.07.005> (2012).

- 36 - King, G. C. P., Stein, R. S. & Lin, J. Static stress changes and the triggering of earthquakes. *Bull. Seismol. Soc. Am.* **84**(3), 935–953. <https://doi.org/10.1785/BSSA0840030935> (1994).
- 37 - Segall, P. Earthquakes triggered by fluid extraction. *Geology* **17**(10), 942–946 (1989).
- 38 - Segall, P. & Fitzgerald, S. D. A note on induced stress changes in hydrocarbon and geothermal reservoirs. *Tectonophysics* **289**(1), 117–128. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(97\)00311-9](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(97)00311-9) (1998).
- 39 - Donaire de Santana, A. Fracking na nossa terra, não! Resistências e conflitos ambientais em torno dos recursos energéticos não convencionais no oeste paulista e centro-oeste paranaense (Unesp - Universidade Estadual Paulista, Presidente Prudente, 2022).
- 40 - Grosso, J. Vaca Muerta: tensiones territoriales y ambientales. in Argentina entramado de geografías en disputa (cord. García Ríos, D.). 205–232 (Cartograma 2022).
- 41 - Vlek, C. Rise and reduction of induced earthquakes in the Groningen gas field, 1991–2018: Statistical trends, social impacts, and policy change. *Environ. Earth Sci.* **78**, 59. <https://doi.org/10.1007/s12665-019-8051-4> (2019).
- 42 - Tawonezvi, J. The legal and regulatory framework for the EU' shale gas exploration and production regulating public health and environmental impacts. *Energy Ecol. Environ.* **2**, 1–28. <https://doi.org/10.1007/s40974-016-0044-5> (2017).
- 43 - Bagnardi, M. & Hooper, A. Inversion of surface deformation data for rapid estimates of source parameters and uncertainties: A Bayesian approach. *Geochem. Geophys. Geosyst.* **19**(7), 2194–2211 (2018).
- 44 - Okada, Y. Surface deformation due to shear and tensile faults in a half-space. *Bull. Seismol. Soc. Am.* **75**(4), 1135–1154 (1985).
- 45 - Mogi, K. Relations between the eruptions of various volcanoes and the deformations of the ground surfaces around them. *Earthq. Res. Inst.* **36**, 99–134 (1958).

Información de los autores. Afiliaciones.

Guillermo Tamburini-Beliveau (Correspondencia a: guillermotb@conivet.gov.ar)
 Centro de Investigaciones y Transferencia de Santa Cruz (CIT SC - CONICET), Lisandro de la Torre
 860, Río Gallegos, Argentina

Javier A. Grosso-Heredia
 Departamento de Geografía, Universidad del Comahue, Buenos Aires 1400, Neuquén, Argentina

Marta Béjar-Pizarro & Raúl Pérez-López
 Instituto Geológico y Minero de España (IGME-CSIC), Ríos Rosas, 23, 28003, Madrid, España

Juan Portela
 Universidad Politécnica de Madrid. GI-Terra: Geomática, Amenazas Naturales y Riesgos, Mercator 2,
 28031, Madrid, España

Martín Cismondi-Duarte
 Instituto de Investigación y Desarrollo en Ingeniería de Procesos y Química Aplicada (IPQA-
 CONICET-UNC), Ciudad Universitaria, Córdoba, Argentina

Oriol Monserrat
 Departamento de Geomática, Centre Tecnològic de Telecomunicacions de Catalunya, Carl Friedrich
 Gauss 7, Castelldefels, España