

LEVANTAMIENTO Y SUBSIDENCIA SUPERFICIAL VINCULADOS A LA OPERACIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS. CASOS DE ESTUDIO EN ARGENTINA

Pablo A. Euillades¹, Leonardo D. Euillades¹, Nicolás Isuani², Martín Noguerol², Patricia Rosell²

1: I CEDIAC – FI – UNCuyo & CONICET, peuillades@cediac.uncu.edu.ar, leuillades@cediac.uncu.edu.ar

2: I CEDIAC – FI – UNCuyo, isuaninicolos@gmail.com, martinoguerol@gmail.com, patryrosell@gmail.com

Keywords: subsidencia, sollevamiento, Yacimiento Piedra Clavada, Yacimiento Loma Negra

ABSTRACT

Subsidence. Uplift. Piedra Clavada Oilfield. Loma Negra Oilfield

In this study, we analyzed Synthetic Aperture Radar scenes in order to detect surface deformation associated with oil and gas production in Argentina. Processing technique is the well-known SBAS DInSAR one, which allows obtaining deformation time series showing the spatial and temporal characterization of the surface displacement with high resolution. We used scenes acquired by the Sentinel satellites (European Space Agency) between October 2014 and March 2018. Studied areas are the Loma Negra Oilfield, located in the Neuquina basin, and the Piedra Clavada Oilfield located in the Golfo San Jorge basin. We detected uplift associated with injection for oil recovery in Loma Negra, and subsidence of more than 10 cm in Piedra Clavada. Results are correlated with production data from the Capítulo IV online archive.

INTRODUCCIÓN

El fenómeno de compactación de reservorios sometidos a operaciones vinculadas a la producción de petróleo y gas ha sido observado en numerosos yacimientos alrededor del mundo. Algunos casos típicos son el yacimiento de gas ubicado en Lacq (Segall *et al.* 1994), los yacimientos californianos de Goose Creek, Wilmington (Segall 1989), Lost Hills, Belridge (Fielding *et al.* 1998), y los yacimientos ubicados en la costa este del Lago de Maracaibo en Venezuela (Murria 1991). Las tasas de compactación observadas varían según el caso entre unos milímetros por año hasta varios metros por año. El mecanismo por el cual esto se produce es el siguiente: la caída de presión del reservorio vinculada a la explotación del mismo hace que el peso de las formaciones suprayacentes sea soportado cada vez más por la estructura granular de la roca; la misma se compacta como respuesta al aumento del esfuerzo efectivo (Geertsma 1973; Fredrich *et al.* 2000). En numerosos casos, el problema de compactación es mitigado mediante la inyección de fluidos a presión (Allen 1968; Dossena *et al.* 2000).

Por el contrario, yacimientos en los cuales se llevan a cabo operaciones de recuperación

secundaria mediante inyección de fluidos tales como agua, vapor o CO₂, pueden presentar expansión del reservorio. Este fenómeno ha sido observado recientemente en yacimientos ubicados al Oeste de Texas (Kim y Lu 2018) y en reservorios utilizados como sumidero de CO₂ (Rutqvist *et al.* 2010).

La compactación y/o expansión del reservorio traen aparejadas variaciones de porosidad y permeabilidad, tal como observaron Vasco *et al.*, (2008). Otras consecuencias son las roturas de pozos vinculadas a esfuerzos compresivos, tensionales o de corte (Dale *et al.* 1996; Fredrich *et al.* 2000), colapso de instalaciones en superficie, y sismicidad inducida (Segall 1989; Segall *et al.* 1994; Adushkin *et al.* 2000).

Ambos fenómenos, compactación y expansión, pueden ser observados indirectamente en superficie a través de subsidencia y sollevamiento de la misma por encima de las formaciones productivas. Existen varias técnicas de medición que permiten caracterizar los desplazamientos superficiales: uso de inclinómetros, construcción de monumentos medidos periódicamente mediante técnicas de nivelación o GPS, mediciones de presión de agua en el lecho marino (utilizado en yacimientos offshore) e Interferometría Diferencial (DInSAR), basada en el procesamiento de imágenes de radar de apertura sintética (SAR) (Davis *et al.* 2000). Las mediciones puntuales basadas en el acceso al terreno, es decir mediante inclinómetros y monumentos, proveen información de gran precisión pero en una serie acotada de locaciones. En algunos casos, las mismas también proveen información continua en tiempo real: por ejemplo inclinómetros y GPS diferencial conectados a una red de telemetría. A la vez, estas metodologías implican costos de instalación y mantenimiento. Por otro lado, la técnica basada en imágenes SAR permite medir deformación en miles de puntos sin la necesidad de acceder al terreno. El error asociado a estas mediciones depende mucho de las condiciones climáticas y de cobertura del terreno, pero se ha demostrado que pueden ser caracterizados desplazamientos menores a un centímetro (Casu *et al.* 2006). La ventaja de esta última metodología radica en que permite caracterizar campos de deformación con una elevada resolución espacial. El muestreo temporal depende a su vez de la frecuencia de adquisición de las imágenes SAR necesarias, que en la actualidad es de una imagen cada pocos días.

Antecedentes en Argentina

En el caso de yacimientos de petróleo y/o gas ubicados en cuencas dentro de la Argentina, existen pocos antecedentes en la literatura que reporten la detección de los fenómenos mencionados. Considerando que la explotación de petróleo en el país comenzó en la década de 1910 (Turic y Ferrari 2000), y que muchos yacimientos se explotan desde hace décadas mediante técnicas de recuperación secundaria, resultaba llamativo que no se hubieran manifestado fenómenos de subsidencia y sollevamiento en algunos de los mismos. Es posible que dichos fenómenos no fueran

de gran magnitud y, al no provocar roturas de pozos ni de instalaciones de superficie, no llamaban la atención lo suficiente como para profundizar en su estudio.

Lo cierto es que no se han encontrado antecedentes de instalación de instrumental para medir desplazamiento superficial en las zonas petroleras del país. No obstante esto, se utilizaron técnicas de Interferometría Diferencial en un área que incluye al Yacimiento ubicado en la Estructura Cruz de Piedra de la Cuenca Cuyana (Euillades *et al.* 2008). Los resultados, que abarcan el período comprendido entre enero de 2005 y diciembre de 2007 muestran subsidencia de aproximadamente 0,5 cm/año, con un patrón espacial que coincide con la formación productiva en dicho yacimiento. En otro trabajo los mismos autores presentaron deformación en los Yacimientos Barrancas y Tupungato (Euillades *et al.* 2007).

Más recientemente, Isuani *et al.*, (2017) mostraron solevamiento en los Yacimientos El Látigo y Loma Negra, ubicados en la cuenca neuquina y Euillades *et al.*, (2017) encontraron solevamiento en el Yacimiento Lomas del Cuy de la Cuenca del Golfo San Jorge.

En el presente artículo, se presentan dos casos de deformación superficial asociada a yacimientos de petróleo. En primer lugar se profundiza el análisis de los resultados reportados por Isuani *et al.*, (2017). El segundo caso presentado es el análisis de subsidencia detectada en un sector del Yacimiento Piedra Clavada, ubicado en la cuenca del Golfo San Jorge.

TÉCNICA DE PROCESAMIENTO E IMÁGENES UTILIZADAS

En este trabajo se presenta la evolución temporal de deformación cortical en las áreas de interés medida mediante el procesamiento de imágenes SAR. La técnica específica utilizada es conocida como DInSAR – SBAS, acrónimo que significa Interferometría SAR diferencial mediante conjuntos de pequeña línea de base (Small Baseline Subsets), y fue desarrollada por Berardino *et al.*, (2002). Una descripción detallada de la misma y sus potencialidades para la industria petrolera puede verse en Euillades *et al.*, (2008).

Las imágenes SAR utilizadas fueron adquiridas por los satélites Sentinel 1A y Sentinel 1B de la Agencia Espacial Europea. Se procesaron 25 escenas correspondientes al Área 1 (Loma Negra), adquiridas en pasada ascendente (de Sur a Norte) entre Octubre de 2014 y Enero de 2017. En el caso del Área 2 (Piedra Clavada), se procesaron 63 imágenes adquiridas en pasada descendente entre Octubre de 2014 y Marzo de 2018.

Los datos de volúmenes de petróleo producidos y volúmenes de agua inyectados fueron extraídos de la información disponible en la página web del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (Capítulo IV), accesible en <https://datos.minem.gob.ar/dataset>

RESULTADOS

Área Loma Negra

El área de interés abarca la región comprendida entre los 38.74°S y 38.81°S de latitud y entre los 67.61°W y 67.69°W de longitud. La misma incluye los Yacimientos El Látigo Occidental (ELAO), Loma Negra (LNE), Anticlinal de María (AMAR) y Anticlinal de María Occidental (AMAO), tal como puede verse en la Figura 1.

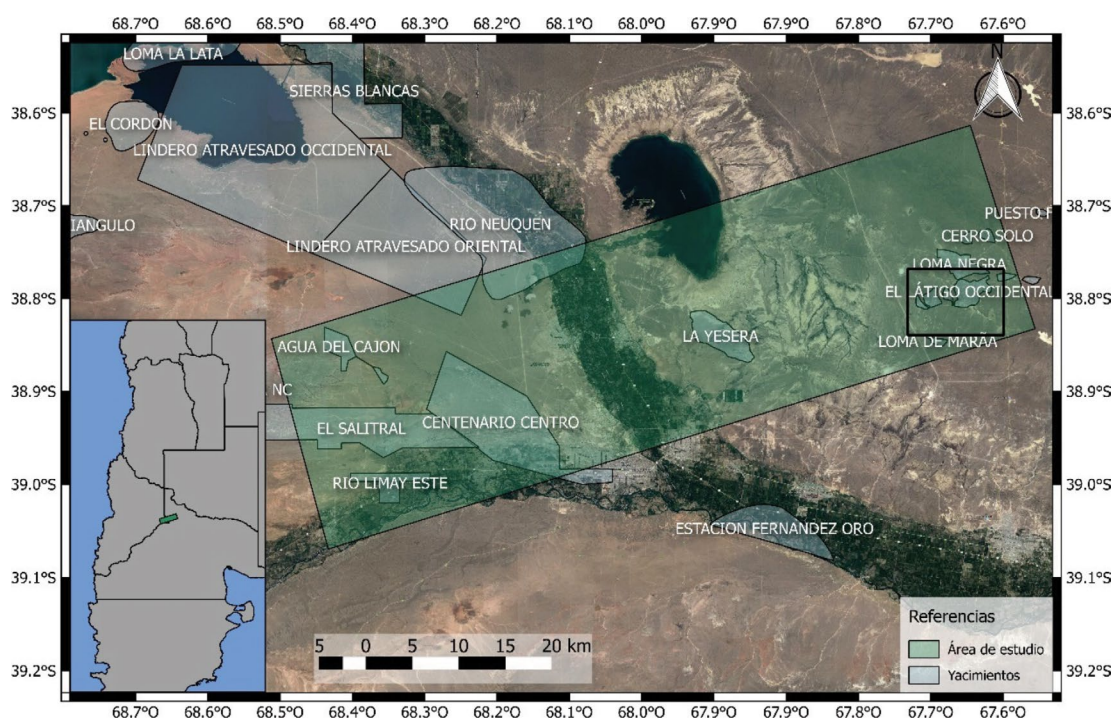
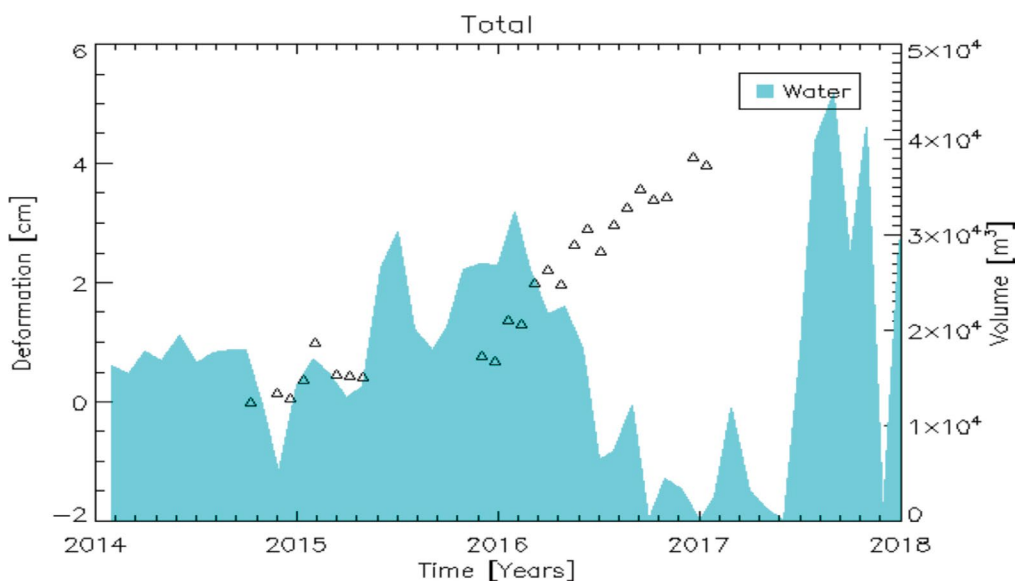
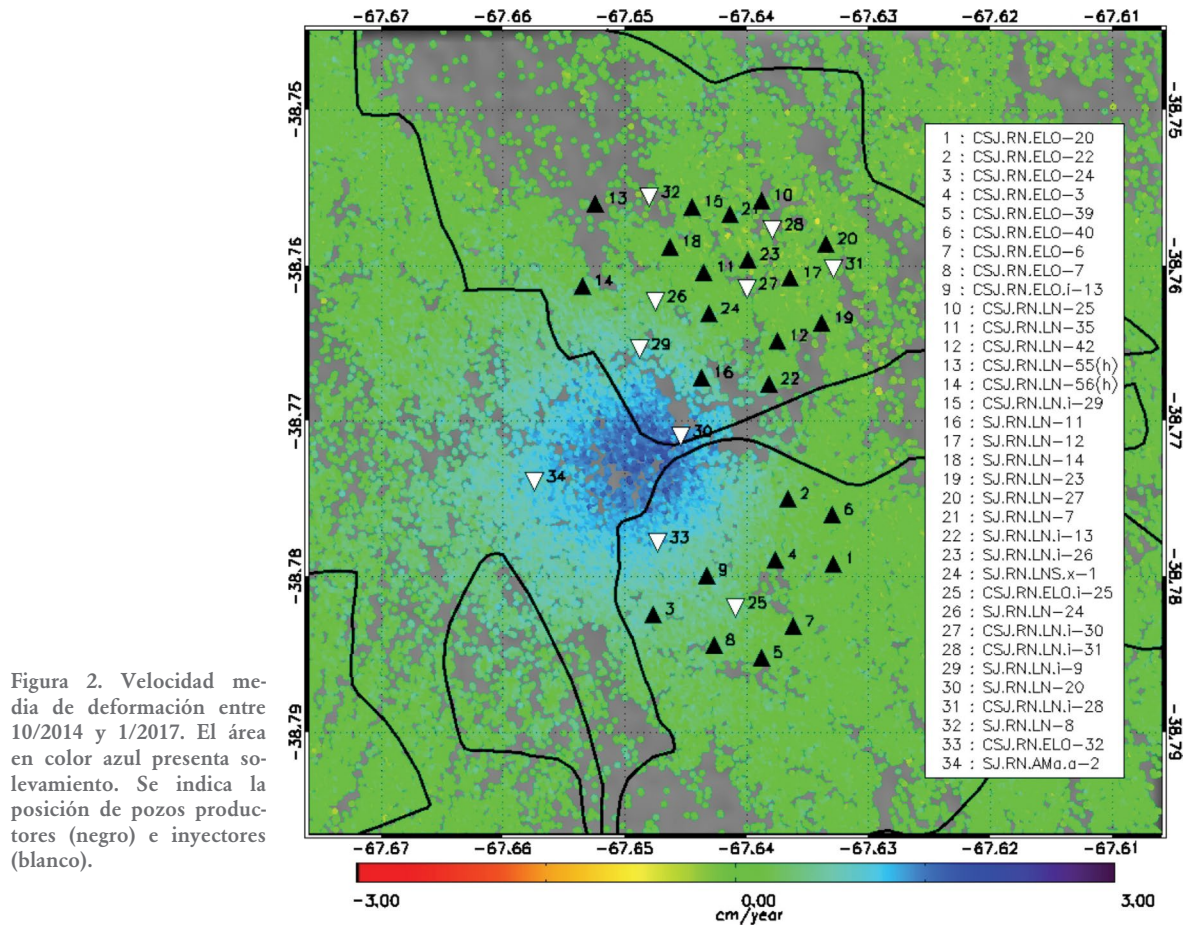


Figura 1. Ubicación del Área Loma Negra. El recuadro negro identifica el área que se muestra en la Figura 2.

El Área corresponde al borde sur-oriental de la región del engolfamiento. Está conformada por una estructura anticlinal con cierre en 3 direcciones y contra una falla directa invertida durante el Jurásico medio (Pángaro *et al.* 2012). Las formaciones productivas son el Precuyano, la Fm. Lajas y las secciones basales y medias de la Fm. Punta Rosada. Los reservorios están ubicados a una profundidad media de 3000 m.

La velocidad media de deformación superficial calculada entre 10/2014 y 1/2017 se presenta en la Fig. 2. La misma representa una tasa de desplazamiento medio anual que resultaría en el desplazamiento total observado. En este caso, presenta un patrón de sollevamiento circular de aproximadamente 1.5 km de diámetro, centrado aproximadamente en la ubicación del pozo inyector SJ.RN.LN-20. La serie temporal de deformación muestra una relativa estabilidad durante el año 2015, pero a fines de 2016 comienza un proceso de sollevamiento que continúa hasta el fin de los datos analizados en enero de

2017. La deformación máxima alcanza los 4 cm en esta última fecha. El inicio de esta tendencia está correlacionado en el tiempo con un aumento del volumen de agua inyectado (Fig. 3).



Área Piedra Clavada

Abarca la región centrada en los 46.61°S de latitud y los 68.526°W de longitud, elongada en dirección Noroeste-Suroeste y de aproximadamente 20 km de largo por 5 km de ancho. Incluye al Yacimiento Piedra Clavada (PCL), en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fig. 4). Las formaciones productivas son la Fm. Cañadón Seco y en menor medida la Fm. Mina del Carmen (Schiuma *et al.* 2013). El entrapamiento es del tipo estructural en anticlinales *roll-over*, ubicados sobre el bloque inferior de una falla normal orientada en dirección NW-SE y con buzamiento NE.

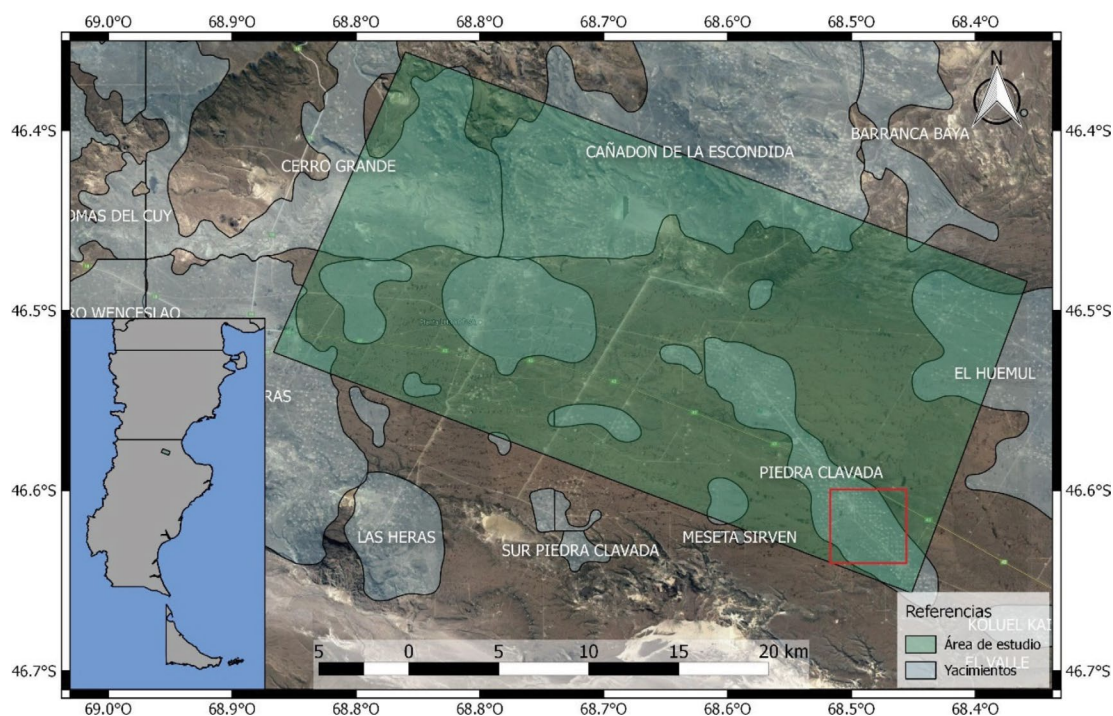


Figura 4. Ubicación del Área Piedra Clavada. El recuadro en color rojo identifica la región presentada en la Figura 5.

Es un yacimiento maduro que se produce a través del método de recuperación secundaria mediante inyección de agua. Los niveles productivos forman parte de la Fm Cañadón Seco. El estudio realizado ha permitido detectar un patrón de subsidencia de aproximadamente 1 km x 0.5 km y de forma irregular, que está ubicado hacia el sector sudeste del yacimiento (Fig. 5). Durante el intervalo de tiempo estudiado, es decir entre Octubre de 2014 y Marzo de 2018, la velocidad media de deformación en el punto de máximo desplazamiento alcanza los 3 cm/año. Sin embargo, la serie temporal de deformación (Figs. 6 y 7) muestra que el fenómeno de subsidencia no se produjo uniformemente en el tiempo. En cambio, se observa una tasa de deformación de 8.7 cm/año durante 2015, que se reduce a 1.4 cm/año durante 2016 y 2017 y vuelve a acelerarse en los primeros meses de 2018.

Como puede notarse a partir de la distribución de pozos en el área de interés (Fig. 5), la zona donde observamos subsidencia no tiene pozos inyectoros ni productores activos directamente asociados a la misma. Los pozos productores se encuentran alrededor de la misma. El pozo YPF.SD.PC-46, cercano al punto de máxima deformación está declarado como sumidero a abandonar, y el pozo YPF.SD.PC-12, en el lóbulo SE, está abandonado. Ninguno de ellos reporta producción ni inyección durante el período estudiado según la información disponible en el Capítulo IV.

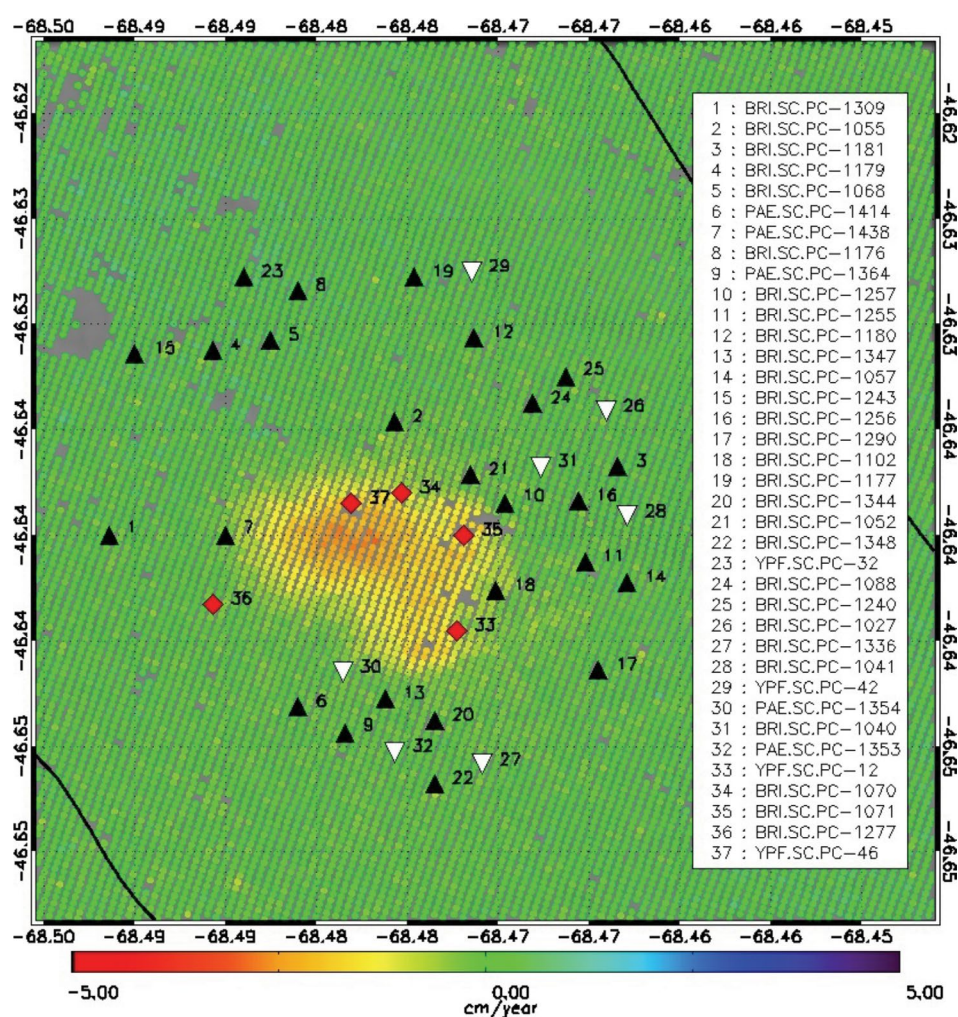


Figura 5. Velocidad media de deformación entre 10/2014 y 3/2018. El área en color rojo presenta subsidencia. Se indica la posición de pozos productores (negro), inyectoros (blanco) y abandonados (rojo)

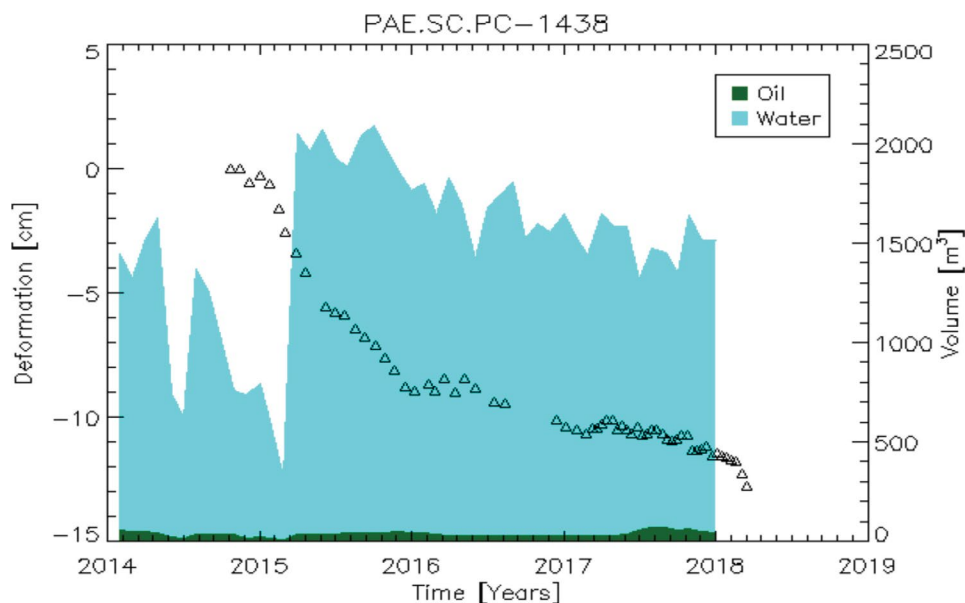


Figura 6. Serie temporal de deformación en el punto de máximo desplazamiento (triángulos negros). Producción de petróleo (verde) y agua (celeste) acumuladas mensuales.

De los pozos más cercanos a la zona en deformación se han seleccionado tres: PAE.SC.PC-1438, BRI.SC.PC-1102 y BRI.SC.PC-1257, para observar las estadísticas de producción durante el período estudiado (Figs. 5 y 7). Nótese que en los tres casos el inicio del fenómeno de subsidencia en enero de 2015 coincide en tiempo con un aumento relativamente brusco de los volúmenes producidos, aunque en el caso del pozo 1438 el aumento de volumen producido presenta cierto retardo respecto del inicio del fenómeno de deformación. Posteriormente, hay un descenso suave de los volúmenes producidos entre 2015 y 2018 que varía según el pozo. Por ejemplo, se observa un descenso de ~2000 a 1500 m³/mes en el pozo 1438, de ~900 a 200 m³/mes en el pozo 1102 y de ~6000 a 3500 m³/mes en el pozo 1257. Este descenso en los volúmenes producidos coincide con una atenuación de la tasa de deformación. Si bien puede notarse un aumento del volumen inyectado en los tres pozos que circundan el área sollevada antes del comienzo del fenómeno, el posterior descenso de volumen inyectado no correlaciona con una atenuación de la deformación superficial.

CONCLUSIONES

Se han presentado dos casos de estudio de deformación superficial sobre yacimientos ubicados en la Argentina.

El Área Loma Negra presentó deformación positiva, sollevamiento, en un punto que está ubicado en las cercanías de tres pozos inyectoros de agua para recuperación asistida. La hipótesis

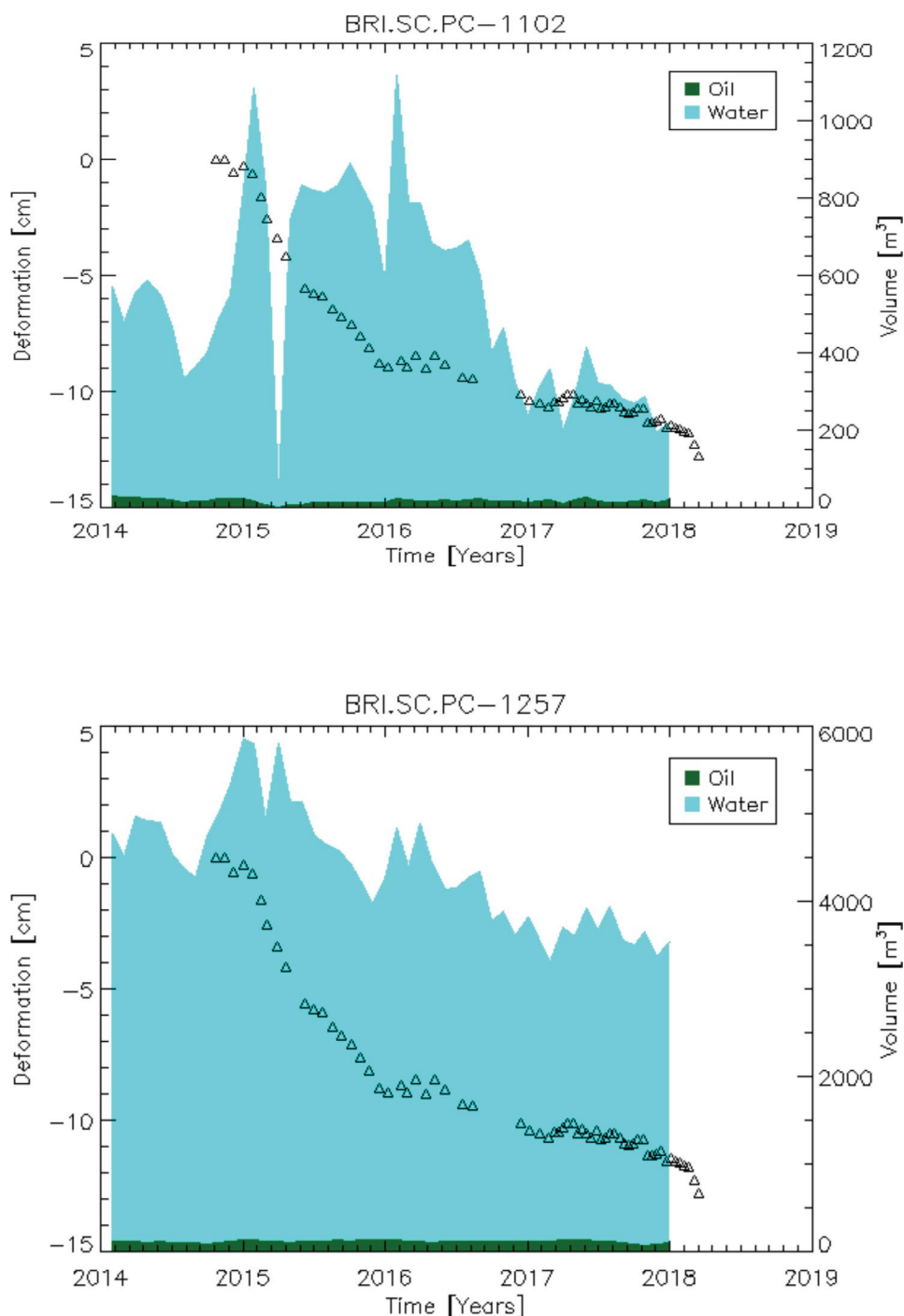


Figura 7. Series temporales de deformación en el punto de máximo desplazamiento (triángulos negros). Producción acumulada mensual, de petróleo (verde) y agua de formación (celeste).

que es posible plantear en primera instancia es que el sollevamiento está provocado por la misma inyección de agua en el reservorio, en cuyo caso sería esperable que el tiempo de inicio del fenómeno esté correlacionado en el tiempo con aumento de los volúmenes inyectados, con o sin

retardo. Aproximadamente 6 meses antes del comienzo de la deformación, en la mitad de 2015, puede verse un aumento del volumen inyectado. Posteriormente, en la mitad de 2016, el volumen inyectado disminuye significativamente, pero el fenómeno de sollevamiento persiste hasta el fin de los datos analizados en enero de 2017. Esto podría indicar un retardo entre la inyección y la deformación. Esto podría ser verificado incorporando al procesamiento DInSAR nuevas imágenes para completar la serie hasta el momento actual.

En el caso del Área Piedra Clavada, se observa deformación negativa, es decir subsidencia. La hipótesis inicial es que un aumento de la producción estaría correlacionado con el fenómeno observado. Sin embargo, no hay pozos productores justo encima de la región deformada. Solamente hay pozos declarados como abandonados o a abandonar, y que no informan producción desde por lo menos 2011. Es difícil explicar el origen de este fenómeno sin conocer más detalladamente la geometría del yacimiento. En este caso sería interesante procesar imágenes adquiridas con anterioridad al período observado, con el objetivo de determinar si el fenómeno es nuevo o ya se produjo previamente.

REFERENCIAS

- Adushkin, V. V., V. N. Rodionov, S. Turuntaev, and A. E. Yudin, 2000, Sismicidad en el campo petrolero: Oilfield Review in spanish, v. 12, no. 2, p. 2–17.
- Allen, D. R., 1968, Physical Changes of Reservoir Properties Caused By Subsidence and Repressuring Operations: Journal of Petroleum Technology, p. 23–29.
- Berardino, P., G. Fornaro, R. Lanari, and E. Sansosti, 2002, A New Algorithm for Surface Deformation Monitoring Based on Small Baseline Differential SAR Interferograms: IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, v. 40, no. 11, p. 2375–2383.
- Casu, F., M. Manzo, and R. Lanari, 2006, A quantitative assessment of the SBAS algorithm performance for surface deformation retrieval from DInSAR data: Remote Sensing of Environment, v. 102, no. doi:10.1016/j.rse.2006.01.23, p. 195–210.
- Dale, B. A., G. M. Narahara, and R. M. Stevens, 1996, A Case History of Reservoir Subsidence and Wellbore Damage Management in the South Belridge Diatomite Field, in 1996 SPE Western Regional Meeting, Anchorage: SPE, p. 101–113.
- Davis, E., C. Wright, S. Demetrius, J. Choi, and G. Craley, 2000, Precise Tiltmeter Subsidence Monitoring Enhances Reservoir Management, in 2000 SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California: SPE, p. 1–6.
- Dossena, G., C. Zaffaroni, and C. Zoccatelli, 2000, An Operation Company's Activity for Subsidence Control in Italy, in SPE International Conference on Health, Safety, and the Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Stavanger, Norway: SPE, p. 5.
- Euillades, P., M. Blanco, and L. Euillades, 2008, Caracterización de fenómenos deformativos mediante imágenes de radar: potenciales aplicaciones en el campo petrolero, in Mar del Plata: IAPG.

- Euillades, L. D., M. H. Blanco, A. Pepe, and P. A. Euillades, 2007, SBAS-DInSAR surface deformation analysis of the Mendoza region (Argentina) by using ENVISAT ASAR data., in *Fringe 2007*, ES-RIN, Frascati, Italy: ESA Communicatino Production Office.
- Euillades, P., L. Euillades, and M. Blanco, 2017, Análisis de deformación cortical mediante SBAS-DinSAR. Yacimiento Lomas del Cuy., IN-IS513-17: Instituto CEDIAC - FI - UNCuyo & CONICET, 13 p.
- Fielding, E. J., R. G. Blom, and R. M. Goldstein, 1998, Rapid subsidence over oil fields measured by SAR interferometry: *Geophys. Res. Lett.*, v. 25, no. 17, p. 3215–3218.
- Fredrich, J. T., J. G. Arguello, G. L. Deltrick, and E. P. de Rouffignac, 2000, Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field: *SPE Reservoir Eval. & Eng.*, v. 3, no. 4, p. 348–359.
- Geertsma, J., 1973, Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs: *Journal of Petroleum Technology*, v. 25, no. 6, p. 734–744.
- Isuani, N., M. Noguerol, M. Aguilera, G. J. Sosa, P. Euillades, L. Euillades, and P. A. Rosell, 2017, Detection of crustal deformation in oilfields using DInSAR SBAS algorithm, in *2017 XVII Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*: p. 1–4, doi:10.23919/RPIC.2017.8211647.
- Kim, J.-W., and Z. Lu, 2018, Association between localized geohazards in West Texas and human activities, recognized by Sentinel-1A/B satellite radar imagery: *Scientific Reports*, v. 8, no. 1, doi:10.1038/s41598-018-23143-6.
- Pángaro, F., R. Corbera, O. Carbone, and G. Hinterwimmer, 2012, Los Reservorios del “Precuyano,” in *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina*: Mar del Plata, IAPG, p. 26.
- Murria, J., 1991, Subsidence due to oil production in Western Venezuela: engineering problems and solutions, in *Proceedings of the Fourth International Symposium on the Land Subsidence*: p. 129–142.
- Rutqvist, J., D. W. Vasco, and L. Myer, 2010, Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO₂ injection and ground deformations at In Salah, Algeria: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 4, no. 2, p. 225–230, doi:10.1016/j.ijggc.2009.10.017.
- Schiuma, A., C. Crovetto, A. Rasgido, and O. López Alvarado, 2013, Tectonic-Sedimentary Evolution of Piedra Clavada and Koluel Kaike Fields, Golfo San Jorge Basin, Santa Cruz Province, Argentina: *AAPG Search and Discovery*, p. 25.
- Segall, P., 1989, Earthquakes triggered by fluid extraction: *Geology*, v. 17, p. 942–946.
- Segall, P., J.-R. Grasso, and A. Mossop, 1994, Poroelastic stressing and induced seismicity near the Lacq gas field, southwestern France: *J. Geophys. Res.*, v. 99, no. B8, p. 15423–15438.
- Turic, M., and J. C. Ferrari, 2000, La exploración de petróleo y gas en la Argentina: el aporte de YPF: Buenos Aires, YPF S.A.
- Vasco, D. W., A. Ferretti, and F. Novali, 2008, Estimating permeability from quasi-static deformation: Temporal variations and arrival-time inversion: *GEOPHYSICS*, v. 73, no. 6, p. O37–O52, doi:10.1190/1.2978164.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018