

CARACTERIZACIÓN DE CAMPOS DE DEFORMACIÓN CORTICAL MEDIANTE INFORMACIÓN GEO-ESPACIAL

Leonardo D. Euillades¹, Pablo A. Euillades¹, Martín Noguero¹, Nicolás Isuani¹, Patricia Rosell¹

1: I CEDIAC – FI – UNCuyo & CONICET, leuillades@cediac.uncu.edu.ar, peuillades@cediac.uncu.edu.ar, martinoguero@gmail.com, isuaninicolos@gmail.com, patryrosell@gmail.com

Keywords: interferometría diferencial multitemporal, subsidencia, sollevamiento, deformación en yacimientos

ABSTRACT

MT-DInSAR. Subsidence. Uplift. Oilfield deformation.

In this study we present the fundamental notions of the so called Multi-temporal Interferometric techniques (MT-DInSAR) used for spatial and temporal characterization of crustal deformation. They are broadly used in relation with active volcanism, active tectonics, earthquakes, landslides, glacier motion, etc. Oil industry is interested in characterizing crustal deformation in oilfields, because it can cause economic loss and environmental threats. Furthermore, monitoring crustal deformation associated with exploitation operations could help in understanding flux patterns within the reservoir. Main input for applying the described techniques are Synthetic Aperture Radar scenes. We analyze images availability over Argentinean sedimentary basins in a time span between 1990 and nowadays. As a study case we present deformation time series computed over the Piedra Clavada and Cañadón de la Escondida Oilfields, in the Golfo San Jorge Basin.

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia reciente es posible encontrar en el mundo varios casos de campos petroleros en los cuales se han producido fenómenos de subsidencia y/o sollevamiento relacionados con la operación del yacimiento. En general este tipo de fenómenos tiene consecuencias ambientales y de pérdida de producción importantes (Fielding *et al.* 1998; Adushkin *et al.* 2000; Hermansen *et al.* 2000; Li *et al.* 2003; Kim y Lu 2018).

Dichos fenómenos de subsidencia y sollevamiento relacionados con operaciones extractivas pueden provocar graves daños ambientales y roturas de instalaciones con la consiguiente pérdida de producción. No obstante esto, los mismos pueden constituir una gran ayuda en la caracterización del reservorio y en la localización de nuevas reservas, ya que son una señal indirecta de compactación o expansión del reservorio, fenómenos que constituyen parámetros críticos en la evaluación de estrategias de producción (Du y Olson 2001). En este sentido, Dossena *et al.*, (2000) plantean en una zona ambientalmente sensible la necesidad de montar un completo sistema que

incluye predicción de tasa de subsidencia, prevención a través del control de la producción y monitoreo que retroalimenta las primeras dos actividades.

El monitoreo puede llevarse a cabo de distintas maneras, 1) mediante técnicas de nivelación o GPS diferencial, 2) mediciones de gradiente de deformación (tiltmeter) y 3) interferometría diferencial (DInSAR). Cada una de ellas tiene ventajas y desventajas. Las dos primeras proveen mediciones puntuales de gran precisión. La tercera es el motivo de este trabajo y es capaz de proveer un campo de deformación con una precisión aceptable y con una resolución espacial muy elevada.

En este trabajo se presentan los fundamentos de las técnicas basadas en Interferometría Diferencial de imágenes de radar, utilizadas para caracterizar deformación cortical vinculada a operaciones de explotación de yacimientos de petróleo y gas. El advenimiento en los últimos años de nuevos sensores de radar que están adquiriendo imágenes con alta frecuencia temporal abre un nuevo panorama a la utilización de los mismos como herramienta de monitoreo de deformación. Se analiza la disponibilidad de insumos, es decir imágenes, para su aplicación en las principales áreas petroleras dentro de la Argentina y se presenta un caso de aplicación de la técnica propuesta.

METODOLOGÍA

El radar de apertura sintética es un sensor activo de visión lateral, que emite pulsos electromagnéticos en el rango de las microondas y registra la amplitud y tiempo de propagación de la energía retrodispersada por la región iluminada. Dicho registro es utilizado para constituir una imagen de radar, mediante un proceso denominado enfocado de la imagen (Franceschetti y Lanari 1999). Dado que la iluminación generada es coherente, cada pixel de la imagen enfocada tiene no solamente información de amplitud sino también fase. La fase se vincula con la distancia sensor-suelo mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{4\pi}{\lambda} R + \Phi \quad 1$$

en la que R es la distancia sensor suelo, λ es la longitud de onda de funcionamiento del radar y el término ϕ representa el cambio de fase introducido por la interacción de la señal con los elementos dispersores que se encuentran dentro de la celda de resolución. La energía incidente en dichos elementos, que están ubicados a distancias ligeramente diferentes respecto de la antena emisora, se suma en forma coherente generando un fenómeno de interferencia. Es decir, el valor del término ϕ depende de la distribución de los elementos dispersores, que para un número elevado de ellos puede considerarse aleatoria. De esta manera, la fase de una única imagen de radar tiene la misma estructura que el ruido blanco.

Analicemos ahora qué ocurre al introducir una segunda imagen de la misma zona. En cada

una de las imágenes, la fase estará relacionada con la distancia sensor-suelo relativa a la posición orbital desde la que fue adquirida. En tal caso:

$$\phi_1 = \frac{4\pi}{\lambda} R_1 + \Phi_1 \text{ y } \phi_2 = \frac{4\pi}{\lambda} R_2 + \Phi_2 \quad 2$$

Si la distribución de los elementos dispersores se mantiene estable entre el momento de adquisición de la imagen 1 y el de la imagen 2, entonces $\phi_1 = \phi_2$. En tal caso, la diferencia de fase toma la siguiente forma:

$$\phi_1 - \phi_2 = \frac{4\pi}{\lambda} (R_1 - R_2) \quad 3$$

y la diferencia de fase está vinculada al cambio de distancia sensor-suelo ocurrido entre ambas adquisiciones. Dicho cambio de distancia tiene dos motivos de origen: 1) la posición del satélite es distinta al momento de adquirir cada una de las imágenes y 2) el terreno iluminado sufrió deformación entre ambos momentos. En el primer caso, la imagen de diferencia de fase tiene un correlato directo con las variaciones de altura topográfica de la región iluminada, y da origen a la técnica conocida como InSAR (Interferometría SAR) (Bamler y Hartl 1998), utilizada para construir Modelos Digitales de Elevación (MDE) tales como el SRTM (Jarvis *et al.* 2006) y el TanDEM-X (Rossi *et al.* 2012), ambos de alcance global. En el segundo caso, el terreno iluminado ha sufrido deformación producto de distintos fenómenos, tales como terremotos, vulcanismo activo, tectónica activa, construcción de galerías subterráneas, entre otros, y da origen a la técnica conocida como DInSAR (Interferometría SAR Diferencial) (Ferretti *et al.* 2007), que es la que abordamos en este trabajo.

En la práctica, considerando que es virtualmente imposible repetir en dos instantes distintos exactamente la misma posición de la antena SAR, dado un par de imágenes, la diferencia de fase entre ambas estará vinculada a ambos fenómenos. Teniendo a disposición un MDE es posible modelar y restar la componente de fase topográfica y entonces la fase diferencial puede expresarse como:

$$\Delta\phi = \frac{4\pi}{\lambda} (R_1 - R_2) = \frac{4\pi}{\lambda} d_{los} \quad 4$$

donde d_{los} es la componente en línea de vista (LOS – line of sight) del sensor del desplazamiento que ha sufrido el terreno iluminado (Fig. 1). De aquí se desprende que mediante esta técnica es posible caracterizar una componente del desplazamiento real sufrido por el terreno y no el vector tridimensional del mismo. Es posible, mediante técnicas avanzadas y la combinación de pares de imágenes tomados con distintas orientaciones, realizar la composición de las mismas y obtener los desplazamientos en el espacio tridimensional (Samsonov y d'Oreye 2012).

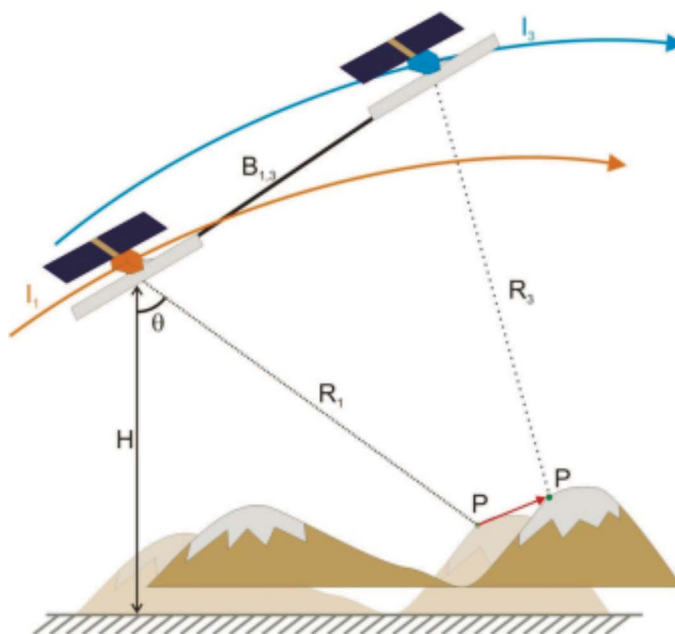


Figura 1. Representación esquemática de la geometría de adquisición de dos imágenes SAR (I1, I2) aptas para interferometría diferencial. El punto P se ha desplazado durante el intervalo de tiempo transcurrido entre la fecha de adquisición de I1 y la de I2

En este punto es importante analizar brevemente la validez de la hipótesis que dice que los elementos dispersores dentro de la celda de resolución se mantienen estables o, dicho de otro modo, que $\phi_1 = \phi_2$. Cuando esta condición se cumple parcialmente o no se cumple, la diferencia de fase entre dos imágenes no es atribuible únicamente a cambios en la distancia sensor-suelo. El término no compensado tiene la forma de ruido y es cuantificado a través de la coherencia interferométrica, definida en Ferretti *et al.*, (2007):

$$\gamma = \frac{E[u_1 u_2^*]}{\sqrt{E[|u_1|^2] E[|u_2|^2]}} \quad 5$$

donde E es el valor esperado de una variable aleatoria mientras que u_1 y u_2 representan a dos imágenes complejas de radar. El símbolo $*$ indica complejo conjugado.

La coherencia interferométrica toma valores entre 0 y 1, siendo cero la ausencia de correlación y uno la correlación completa. Cuando la coherencia es cero significa que el arreglo de elementos dispersores dentro de la celda de resolución es completamente distinto en cada una de las imágenes y por lo tanto no es posible extraer información útil de la diferencia de fase. En la práctica se considera que es posible caracterizar deformación cuando la coherencia es igual a 0.3 o superior. Los factores que favorecen la pérdida de coherencia son el tiempo transcurrido entre imágenes, aumento de la separación orbital, tipos de suelo cubiertos por vegetación frondosa y/o cultivos, entre otros.

Otro fenómeno que complica la interpretación de la fase interferométrica en términos de deformación es la variación en las condiciones atmosféricas al momento de adquirir cada imagen. Los cambios en la velocidad de propagación de la energía electromagnética en la atmósfera introducen una señal de fase no vinculada a deformación que dificulta la interpretación de los resultados obtenidos. Para un análisis más detallado de la influencia atmosférica puede verse Hanssen, (2001).

La disponibilidad de series de imágenes SAR, adquiridas en forma repetitiva a lo largo del tiempo sobre una misma Área de Interés, ha generado la aparición de un grupo de técnicas de procesamiento conocidas como Interferometría Diferencial Multi-temporal (MTDInSAR). A grandes rasgos las mismas son SBAS (Small Baseline Subsets), propuesta originalmente por Berardino *et al.*, (2002) y PS (Permanent Scatterers), presentada originalmente por Ferretti *et al.*, (2001).

La idea principal en ambas técnicas consiste en construir un número elevado de interferogramas combinando N imágenes adquiridas a lo largo de un período de tiempo determinado. En la técnica PS se utiliza una imagen como master general que integra todos los interferogramas, mientras que en la técnica SBAS no existe una master general, sino que se construyen interferogramas intentando maximizar la coherencia. Cada uno de los mismos representa la deformación ocurrida en el período de tiempo transcurrido entre las imágenes utilizadas para construirlo. En términos matemáticos:

$$\Delta\phi(x, y) = \frac{4\pi}{\lambda} [d(t_a, x, y) - d(t_b, x, y)] \quad 6$$

Donde x, y son las coordenadas de un punto sobre el terreno; a, b son dos instantes de tiempo en los cuales se ha adquirido una imagen SAR, y d es el desplazamiento función de la posición y del tiempo. La ecuación 6 expresa la fase diferencial, es decir la fase del interferograma, en función de los desplazamientos medidos respecto de un origen temporal común, que son incógnitas. Considerando la totalidad de los interferogramas construidos con N imágenes, es posible plantear un sistema de ecuaciones similares a 6. La solución del sistema permite estimar los N desplazamientos en el tiempo; llamándolo de otro modo: una serie temporal de deformación. La Figura 2 muestra esquemáticamente el algoritmo descripto.

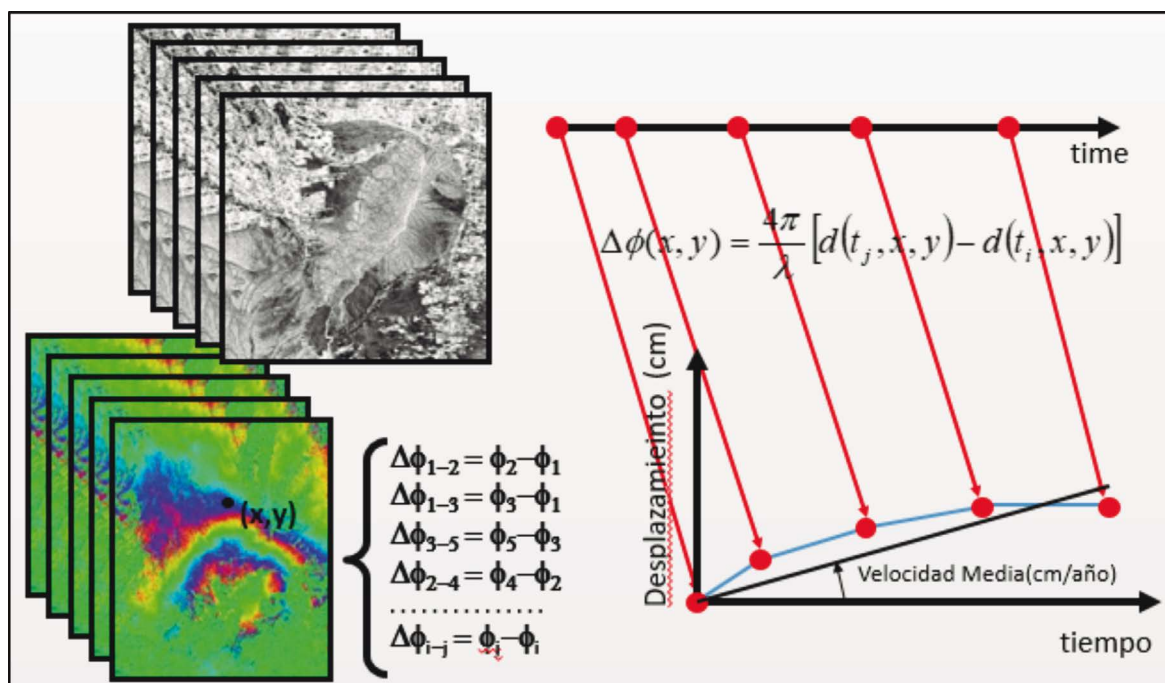


Figura 2. Esquema de procesamiento mediante la técnica DInSAR-SBAS. Un conjunto de N imágenes SAR es combinada de a pares para formar interferogramas diferenciales. A partir de los mismos se resuelve el sistema de ecuaciones para cada punto en la escena y como resultado se obtiene la serie temporal de deformación.

Disponibilidad en áreas petroleras de Argentina

Las técnicas descriptas en el párrafo anterior pueden ser aplicadas si existe disponibilidad de series de imágenes apropiadas adquiridas sobre el Área de Interés. En lo que concierne a la industria petrolera, en Argentina dichas zonas coinciden con las cuencas productivas ubicadas on-shore. Las mismas son la Cuenca Neuquina, la Cuenca Cuyana, la Cuenca del Golfo San Jorge, la Cuenca del Noroeste y algunos sectores de la Cuenca Austral. A continuación se analiza la disponibilidad de imágenes a lo largo del tiempo en dichas áreas.

En la Figura 3 puede verse la línea de tiempo de los satélites capaces de adquirir imágenes de radar de apertura sintética, indicando el inicio de sus operaciones y el final de las mismas.

Entre los satélites históricos podemos citar los siguientes: los primeros cuyas imágenes pudieron ser utilizadas sistemáticamente para medir deformación mediante DInSAR son el ERS-1 y ERS-2. Los mismos son dos satélites gemelos pertenecientes a la Agencia Espacial Europea (ESA) y que operaron entre 1991 y 2011.

Entre los años 2002 y 2012 otro satélite, el ENVISAT, también de la ESA adquirió series de imágenes aptas para aplicaciones interferométricas. Por otra parte, la Agencia Espacial de Japón (JAXA), operó el satélite ALOS1 entre 2006 y 2011. Otros satélites históricos como el Radarsat 1 (Canadá) y el JERS-1 (Japón), adquirieron durante su vida útil relativamente pocas imágenes sobre territorio argentino.

A partir de 2008 se pusieron en órbita satélites tales como la constelación COSMO-Skymed (Agencia Espacial Italiana), TerraSAR-X (DLR – Alemania) y Radarsat-2 (Canadá). Los mismos permiten adquirir imágenes de alta resolución y con elevada tasa de revisita. Sin embargo, su política de adquisición implica que solo se adquieren áreas a pedido de los usuarios y por lo tanto es poco probable que existan series históricas de las áreas petroleras de interés, salvo que las mismas sean contiguas a áreas urbanizadas como la Ciudad de Mendoza o Neuquén.

En contraste, desde 2014 están disponibles las imágenes de los satélites Sentinel 1A y 1B, de la ESA, y del ALOS2, de la JAXA. Los mismos tienen cobertura global y adquieren según un plan de base que permite construir series de deformación de todas las tierras emergidas. El tiempo de revisita varía según la ubicación del área de interés, pero está entre 12 días y aproximadamente 1 mes.

Las misiones a futuro merecen un párrafo aparte. La Argentina está al momento de escribir estas líneas en la etapa final de preparación del lanzamiento de la misión SAOCOM, prevista para la segunda mitad de 2018. Este satélite adquirirá imágenes SAR en banda L ($\lambda \sim 23\text{cm}$) y tendrá un tiempo de revisita inicial de 16 días y de 8 días cuando sea lanzado el segundo satélite un año más tarde. El punto más importante en este caso es que, al ser un satélite argentino, se priorizarán la adquisición de imágenes sobre territorio nacional. Más alejado en el tiempo, hacia 2023, se espera el lanzamiento del NISAR, fruto de una colaboración entre la NASA de Estados Unidos y la Agencia Espacial de la India.

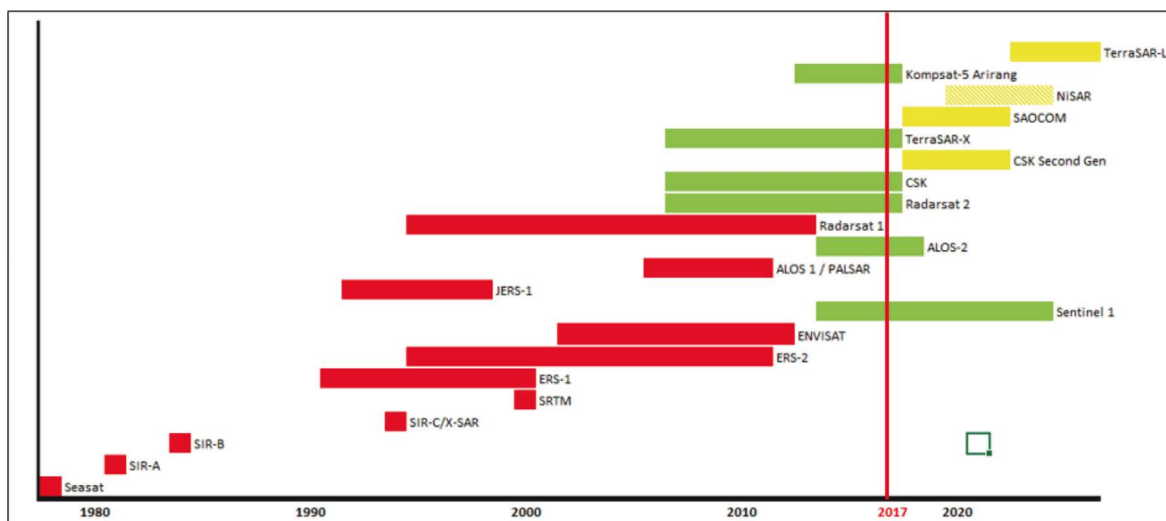


Figura 3. Línea de tiempo de los satélites con sensor de radar de apertura sintética. En color rojo se muestran aquellos que funcionaron en el pasado y ya no están adquiriendo imágenes, en color verde los que actualmente están en operación y en color amarillo las misiones futuras.

En cuanto a la disponibilidad efectiva de imágenes sobre las cuencas petroleras, el panorama es descripto a continuación.

Entre 1990 y 2000 pueden encontrarse relativamente pocas imágenes aptas para interferometría adquiridas por los satélites ERS. Las mismas corresponden a los años 1995, 1996 y 1997, pero en general no es posible utilizar las técnicas de construcción de series temporales porque no hay más de 4 o 5 escenas por área de interés. En todo caso podrían realizarse mapas de deformación entre pares de fechas, constituyendo estudios de oportunidad.

En el período comprendido entre 2002 y 2012 es posible encontrar series de imágenes aptas para interferometría compuestas por entre 5 y 20 imágenes cada una, dependiendo de la región, adquiridas por los satélites ERS2, ENVISAT y ALOS1. Este número de imágenes puede considerarse el límite inferior en el cual es posible construir series de deformación mediante técnicas de MT-InSAR. La disponibilidad existe sobre todas las cuencas petroleras del país.

Después de 2011/2012, años en que dejaron de estar disponibles los satélites ALOS1, ERS2 y ENVISAT, y hasta la segunda mitad de 2014, la disponibilidad de imágenes es muy limitada sobre las cuencas petroleras. Solamente es posible obtener series de imágenes adquiridas por los satélites de la constelación COSMO-Skymed entre 2008 y 2015 sobre yacimientos vecinos a las ciudades de Mendoza y Neuquén.

A partir de la puesta en órbita de los satélites ALOS2 y Sentinel hay disponibilidad de series largas de imágenes sobre todas las cuencas petroleras del país. ALOS2 ha adquirido imágenes a una tasa media de 10 escenas por año, y Sentinel a una tasa de 20 escenas por año desde fines de 2014. En el caso de Sentinel, además, se adquieren series de imágenes en órbita descendente y ascendente, lo cual hace que sea posible caracterizar mejor el vector de deformación del terreno. Se espera que estas series continúen siendo adquiridas hasta el fin de la vida útil de dichos sensores.

En el futuro cercano se dispondrá, además de las imágenes provistas por ALOS2 y Sentinel, el conjunto de escenas que adquirirá la constelación SAOCOM. No obstante esto, es también posible iniciar la adquisición de series de imágenes sobre áreas de interés específicas, utilizando otros satélites tales como COSMO-Skymed, Radarsat 2 y TerraSAR-X.

CASO DE ESTUDIO

Para ejemplificar el tipo de resultados que es posible obtener mediante las técnicas descriptas, se presentan los resultados del procesamiento de imágenes SAR sobre un área que incluye varios yacimientos de petróleo ubicados en la Cuenca del Golfo San Jorge. Se utilizaron 63 imágenes adquiridas por los satélites Sentinel entre Octubre de 2014 y Marzo de 2018. Se aplicó el procesamiento DInSAR-SBAS, mediante el cual se construyeron 188 interferogramas diferenciales que luego fueron invertidos para obtener series temporales de deformación y mapa de velocidad media de deformación.

Dentro del área procesada, que es estable en general, se detectaron 3 ubicaciones distintas donde se están produciendo fenómenos de deformación en coincidencia con actividades de producción de petróleo y/o gas (Fig. 4).

En primer lugar se observa subsidencia en la porción sudeste del Yacimiento Piedra Clavada (Ref 36 en la Fig. 4). El desplazamiento supera los 10cm durante el período de tiempo analizado. Son pocas las imágenes disponibles en la segunda mitad de 2014, pero puede notarse que la subsidencia da comienzo en enero de 2015 con una velocidad promedio de 8.7 cm/año, y se va atenuando paulatinamente hasta mantenerse estable durante 2017. Aparentemente, el fenómeno se vuelve a acelerar hacia fines de 2017, aunque es preciso contar con más imágenes para determinar si esta tendencia se mantiene.

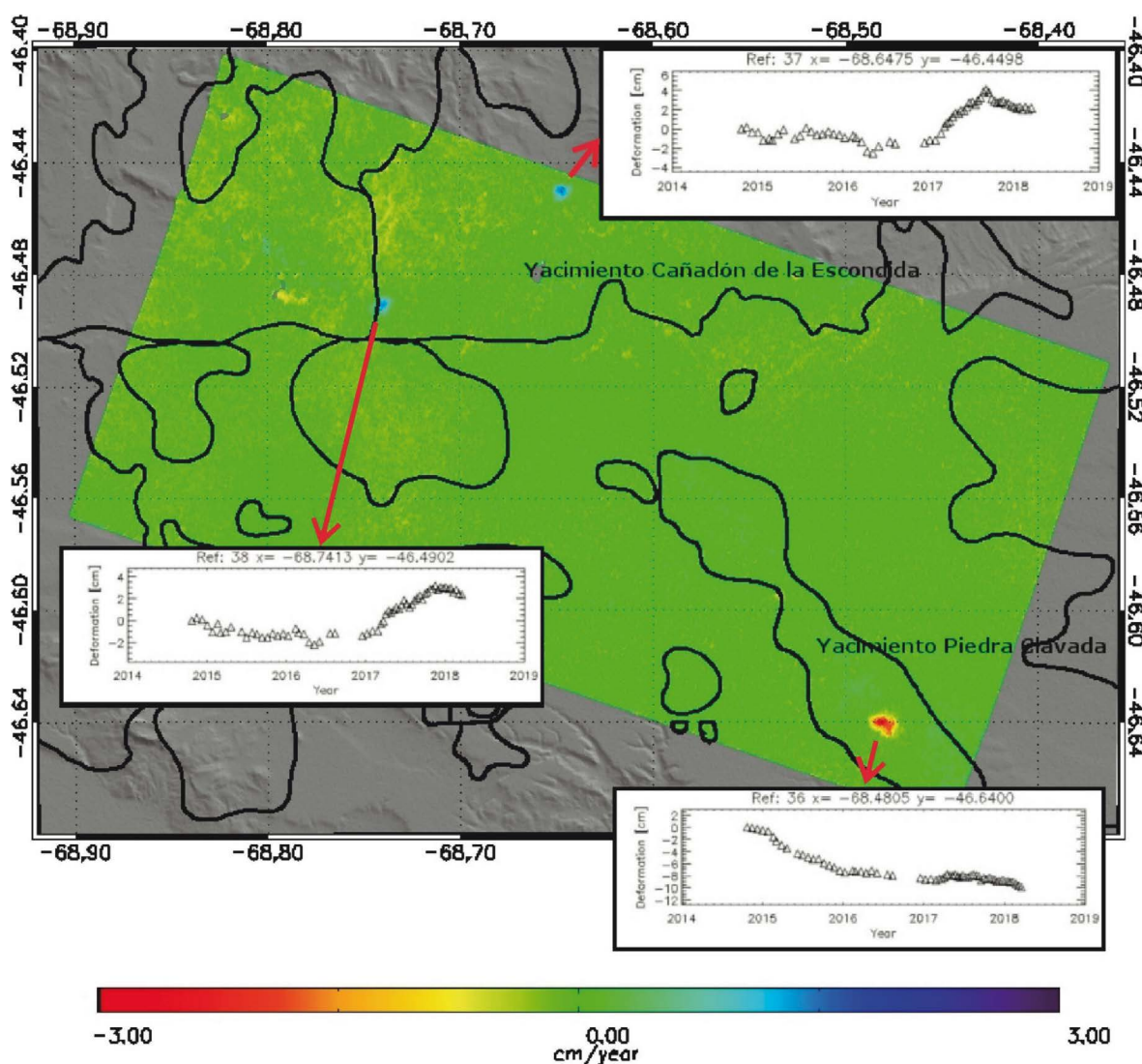


Figura 4. Velocidad media de deformación y series temporales de deformación extraídas en tres posiciones donde se observa: 1) subsidencia en el Yacimiento Piedra Clavada, 2) y 3) solevamiento en dos posiciones distintas dentro del Yacimiento Cañadón de la Escondida.

Los otros dos fenómenos mencionados son solevamiento y tienen lugar en dos posiciones distintas del yacimiento Cañadón de la Escondida.

En el caso ubicado al norte (Ref. 37 en la Fig. 4) presenta una tendencia a la subsidencia del orden de 2 cm/año entre Octubre de 2014 y hasta Diciembre de 2016, superpuesta a ciclos de tipo estacional. En 2017 comienza el episodio de solevamiento que alcanza los 4 cm en la segunda mitad de 2017, para luego remitir hasta el fin de los datos disponibles.

El caso ubicado más al este (Ref. 35 en la Fig. 4) tiene características similares: subsidencia hasta fines de 2017 y luego un episodio de solevamiento cuyo máximo se alcanza al inicio de 2018 con una amplitud de 3cm aproximadamente.

CONCLUSIONES

En este trabajo se han presentado los fundamentos de las técnicas de caracterización espacio-temporal de deformación cortical basadas en imágenes SAR. A través de un análisis de la disponibilidad histórica y presente de este tipo de imágenes, se puede concluir que es factible realizar este tipo de estudios en la actualidad de manera sistemática en regiones relevantes para la industria petrolera de Argentina.

Se ejemplifica lo afirmado presentando los resultados del procesamiento de un área de interés en la Cuenca del Golfo San Jorge, que incluye la detección de subsidencia y solevamiento en los Yacimientos Piedra Clavada y Cañadón de la Escondida. Un análisis más profundo de estos casos podría realizarse comparando series de tiempo de parámetros del yacimiento con las series de deformación. Este tipo de estudios podría poner en evidencia la eventual correlación entre subsidencia/solevamiento y cambios en la tasa de inyección de agua o de producción en pozos cercanos. Adicionalmente es posible realizar el modelado inverso de la deformación observada con el objetivo de determinar a qué profundidad está ubicada y de qué magnitud es la fuente de deformación.

REFERENCIAS

- | | |
|---|--|
| <p>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.</p> <p>Bamler, R., and P. Hartl, 1998, Synthetic aperture radar interferometry: Inverse Problems, v. 14, p. 1–54.</p> <p>Berardino, P., G. Fornaro, R. Lanari, and E. Sansosti, 2002, A New Algorithm for Surface Deformation</p> | <p>Monitoring Based on Small Baseline Differential SAR Interferograms: IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, v. 40, no. 11, p. 2375–2383.</p> <p>Dossena, G., C. Zaffaroni, and C. Zocatelli, 2000, An Operation Company's Activity for Subsidence Control in Italy, in SPE International Conference on Health, Safety, and the Environment in Oil</p> |
|---|--|

- and Gas Exploration and Production, Stavenger, Norway: SPE, p. 5.
- Du, J., and J. E. Olson, 2001, A poroelastic reservoir model for predicting subsidence and mapping subsurface pressure fronts: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 30, p. 181–197.
- Ferretti, A., A. Monti-Guarnieri, C. Prati, F. Rocca, and D. Massonnet, 2007, *InSAR Principles: Guidelines for SAR Interferometry Processing and Interpretation*: Noordwijk, The Netherlands, ESA Publications.
- Ferretti, A., C. Prati, and F. Rocca, 2001, Permanent Scatterers in SAR Interferometry: *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, v. 39, no. 1, p. 8–20.
- 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.
- Franceschetti, G., and R. Lanari, 1999, *Fundamentals of Synthetic Aperture Radar Processing*: Boca Raton (Florida), CRC Press LLC.
- Hanssen, R. F., 2001, *Radar Interferometry - Data Interpretation and Error Analysis*: U.S., Kluwer Academic Publishers.
- Hermansen, H., G. H. Landa, J. E. Sylte, and L. K. Thomas, 2000, Experiences after 10 years of waterflooding the Ekofisk Field, Norway: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 26, p. 11–18.
- Jarvis, A., H. I. Reuter, A. Nelson, and E. Guevara, 2006, Hole-filled SRTM for the globe Version 3: CGIAR-CSI SRTM 90m Database: <http://srtm.csi.cgiar.org>.
- 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.
- Li, X., F. L. Mitchum, M. Bruno, P. D. Pattillo, and S. M. Willson, 2003, Compaction, Subsidence, and Associated Casing Damage and Well Failure Assessment for the Gulf of Mexico Shelf Matagorda Island 623 Field, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado: SPE, p. 15.
- Rossi, C., F. Rodriguez Gonzalez, T. Fritz, N. Yague-Martinez, and M. Eineder, 2012, TanDEM-X calibrated Raw DEM generation: *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, v. 73, p. 12–20, doi:10.1016/j.isprsjprs.2012.05.014.
- Samsonov, S., and N. d'Oreye, 2012, Multidimensional time-series analysis of ground deformation from multiple InSAR data sets applied to Virunga Volcanic Province: *Geophysical Journal International*, v. 191, no. 3, p. 1095–1108, doi:10.1111/j.1365-246X.2012.05669.x.



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

**Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018**