

ppi 201502ZU4659

Esta publicación científica en formato digital es
continuidad de la revista impresa

ISSN 0254 -0770 / e-ISSN 2477-9377 / Depósito legal pp 197802ZU38



REVISTA TÉCNICA

DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Una Revista Internacional Arbitrada
que está indizada en las publicaciones
de referencia y comentarios:

- REDALYC
- REDIB
- SCIELO
- DRJI
- INDEX COPERNICUS INTERNATIONAL
- LATINDEX
- DOAJ
- REVENCYT
- CHEMICAL ABSTRACT
- MIAR
- AEROSPACE DATABASE
- CIVIL ENGINEERING ABTRACTS
- METADEX
- COMMUNICATION ABSTRACTS
- ZENTRALBLATT MATH, ZBMATH
- ACTUALIDAD IBEROAMERICANA
- BIBLAT
- PERIODICA

UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Dr. Humberto Fernández Morán
"Mis luchas son las del Quijote,
batallas que uno pierde, pero
gana la causa!"



Comparación del Modelo Geomecánico obtenido a través de DInSAR con el Modelo existente generado a partir de Registros de Pozos para el yacimiento Lagunillas Inferior-07 (LGINF-07) en el Lago de Maracaibo, Venezuela

Darío González ¹  Orlando Zambrano ² 
Jorge Luis Barrios ¹ 

¹ Occidental Petroleum Corporation, Oxy Tower Woodlands, 1201 Lake Robbins Dr, The Woodlands, TX 77380, Estados Unidos.

² Escuela de Ingeniería de Petróleo. Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia, Sector Grano de Oro, Apartado postal 4011-A-526. Maracaibo, Zulia, Venezuela

³ Battelle memorial Institute. Ohio Columbus, 505 king Av, Columbus Ohio, 43201. Ohio State University, Columbus Ohio

Autor de correspondencia: dgonzalez10j@gmail.com

<https://doi.org/10.22209/rt.v47a09>

Recepción: 31 mayo 2024 | Aceptación: 08 noviembre 2024 | Publicación: 21 diciembre 2024.

Resumen

El yacimiento LGINF-07, situado en el campo Lagunillas Lago, dentro de la cuenca del Lago de Maracaibo, abarca aproximadamente 200.000 m². Este yacimiento presenta una complejidad estratigráfica y contiene crudo de 18° API, que representa el 73 % del volumen total de petróleo original en sitio (POES). El mecanismo de producción predominante es la compactación de las rocas, lo que ha llevado a un hundimiento superficial progresivo en la zona de interés (subsistencia). Para actualizar el monitoreo de la subsistencia superficial, se aplicó la técnica DInSAR en todas las plataformas petroleras. Se compararon los valores de subsistencia con los de producción en las áreas más afectadas por este fenómeno. Se generó un modelo geomecánico 1D actualizado, combinando los resultados de DInSAR con el modelo de geopresiones, los parámetros mecánicos elásticos dinámicos, y el campo y las magnitudes de esfuerzos presentes en el yacimiento, utilizando los registros petrofísicos y sínicos recientes del pozo LL-4034 y la caracterización geomecánica de muestras del núcleo del pozo LL-3548. Los resultados mostraron que el yacimiento LGINF-07 presenta un régimen de esfuerzo normal ($\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$). Este nuevo modelo fue cotejado con el modelo geomecánico existente, generado a partir de correlaciones, resultando en un modelo más preciso.

Palabras clave: DInSAR; subsistencia; compactación; caracterización geomecánica; geopresiones.

Comparison of Geomechanical Models obtained from DInSAR with existing model generated from well logs for the Lower Lagunillas-07 (LGINF-07) Reservoir in Lake Maracaibo, Venezuela

Abstract

The LGINF-07 reservoir, located in the Lagunillas Lake field within the Lake Maracaibo basin, covers approximately 200.000 m². This reservoir exhibits stratigraphic complexity and contains 18° API crude oil, representing 73 % of the total original oil in place (OOIP). The predominant production mechanism is rock compaction, which has led to progressive surface subsidence in the area of interest. To update the monitoring of surface subsidence, the DInSAR technique was applied to all oil platforms. Subsidence values were compared with production values in the areas most affected by this phenomenon. An updated 1D geomechanical model was generated by combining DInSAR results with the geopressure model, dynamic elastic mechanical parameters, and the stress field and magnitudes present in the reservoir, utilizing recent petrophysical and sonic logs from well LL-4034 and the geomechanical characterization of core samples from well LL-3548. The results indicated that the LGINF-07 reservoir has a normal stress regime ($\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$). This new model was compared with the existing geomechanical model, generated from correlations, resulting in a more accurate model.

Keywords: DInSAR; subsidence; compaction; geomechanical characterization; geopressure

Comparação de modelos geomecânicos obtidos do DInSAR com os registros de poços existentes para o reservatório Lower Lagunillas-07 no Lago Maracaibo, Venezuela

Resumo

O campo LGINF-07, localizado no campo Lagunillas Lago, na bacia do Lago Maracaibo, abrange aproximadamente 200 mil m². Este reservatório apresenta complexidade estratigráfica e contém petróleo bruto de 18° API, o que representa 73% do volume total de óleo original in place (POES). O mecanismo de produção predominante é a compactação da rocha, o que tem levado ao afundamento progressivo da superfície na área de interesse (subsidência). Para atualizar o monitoramento da subsidência superficial, a técnica DINSAR foi aplicada a todas as plataformas de petróleo. Os valores de subsidência foram comparados com os valores de produção nas zonas mais afetadas por este fenômeno. Um modelo geomecânico 1D atualizado foi gerado, combinando os resultados do DInSAR com o modelo de geopressão, os parâmetros mecânicos elásticos dinâmicos e as magnitudes de campo e tensão presentes no reservatório, utilizando perfis petrofísicos e sônicos recentes do poço LL-4034 e a caracterização geomecânica de amostras de núcleo do poço LL-3548. Os resultados mostraram que o reservatório LGINF-07 apresenta regime de tensões normais ($\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$). Este novo modelo foi cruzado com o modelo geomecânico existente, gerado a partir de correlações, resultando em um modelo mais preciso.

Palavras-chave: DINSAR; subsidência; compactação; caracterização geomecânica; geopressões.

Introducción

El yacimiento Lagunillas Inferior-07 (LGINF-07) se encuentra ubicado en el Campo Lagunillas, perteneciente al miembro Lagunillas Inferior de la formación Lagunillas, del Mioceno Medio, en la zona centroeste del yacimiento; cubre una superficie aproximada de 20.000 m², donde la profundidad de las arenas productoras miocenas para las aguas de interés varía entre 1.085,088 y 1.470.05 m, aproximadamente, perteneciendo a la formación Lagunillas y La Rosa, y estando agrupadas en tres miembros productores: Laguna, Lagunillas y La Rosa. (Briceño, 2009). En 2009 se llevó a cabo un proyecto para la construcción de un modelo geomecánico 1D mediante la evaluación de las propiedades mecánicas de la roca en el yacimiento LGINF-07. El objetivo era optimizar las operaciones de los pozos que pudieran afectar y dañar la formación según las características de la roca (Torres, 2009). Esta caracterización geomecánica se realizó a partir del análisis de muestras del núcleo del pozo LL-3548, obtenidas en 1998, enfocándose en los miembros Laguna y Lagunillas Inferior, adicionalmente se integraron con datos de movimientos superficiales de las plataformas petroleras obtenidas mediante mediciones geodésicas convencionales de nivelación de precisión (Torres, 2009). Esto permitió abordar los cambios volumétricos y la deformación presentes en las arenas no consolidadas del yacimiento (Torres, 2009).

Es importante destacar que la cuenca del lago de Maracaibo es una de las áreas petroleras más importantes de Venezuela y ha sido explotada durante más de 110 años, lo que ha provocado la subsidencia del terreno (Leal, 1989).

Este fenómeno se debe principalmente a dos causas: la extracción de grandes volúmenes de hidrocarburos, la cual reduce la presión en los yacimientos subterráneos, y la compactación de sedimentos, resultante de dicha extracción, contribuyendo también a un hundimiento gradual del terreno (Leal, 1989). Es por ello que, desde 1926 la empresa petrolera Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) ha ejecutado mediciones geodésicas de nivelación de precisión en la cuenca, proporcionando datos cruciales sobre los movimientos verticales del terreno y permitiendo monitorear la tasa de subsidencia (Leal, 1989). En la década de 1950, la red de monitoreo se amplió para incluir las plataformas petroleras en el lago, ofreciendo una visión más completa del fenómeno y ayudando a desarrollar estrategias de mitigación. (Leal, 1989).

Debido a los altos costos de personal en campo, tiempo y difícil acceso a ciertas zonas, en el 2016 la empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) decidió ejecutar un proyecto aplicando la técnica satelital DInSAR (Differential Interferometry Synthetic Aperture Radar) para el control y monitoreo de deformaciones superficiales en las instalaciones petroleras del Lago de Maracaibo, pertenecientes a la unidad de producción Lagunillas Lago (U. P. Lagunillas Lago) (Barrios et al., 2016). Los resultados obtenidos se integraron con el modelo de geopresiones, los parámetros mecánicos elásticos dinámicos, el campo y las magnitudes de esfuerzos presentes en el yacimiento, utilizando registros petrofísicos y sísmicos recientes del pozo LL-4034, así como la caracterización geomecánica de muestras del núcleo del pozo LL-3548. Esta integración permitió generar un modelo geomecánico 1D actualizado para el yacimiento LGINF-07 (Barrios et al., 2016).

Estudios más recientes DInSAR ejecutados en áreas cercanas a la zona de interés de este proyecto, tales como los de Arenas (2018) y Quintana (2021), solo arrojaron resultados en tierra firme. Cabe mencionar que los resultados de DInSAR proporcionan una medición de los desplazamientos de la superficie de la tierra para el monitoreo las tensiones de los yacimientos, la presión de los fluidos y los cambios de volumen (Bevc et al., 2022). La deformación observada por la tecnología DInSAR en un pozo de inyección se puede atribuir a la inyección superficial de fluidos (Shirzaei et al., 2019). También es una técnica rentable y se utiliza en muchas aplicaciones, incluyendo el control y monitoreo de la inyección de dióxido de carbono (CO₂) tanto para el almacenamiento a largo plazo como para el mejoramiento la producción de petróleo y gas (Vasco et al., 2020). Adicionalmente, proporciona más evidencia de la utilidad del monitoreo de fugas basado en esta técnica y la capacidad de determinar con precisión la profundidad de la inyección (Angarita et al., 2023).

En el presente trabajo se presentan los resultados y análisis obtenidos a partir de las comparaciones de ambos modelos geomecánicos generados para el yacimiento LGINF-07, específicamente en el área de la unidad de producción Lagunillas Lago, utilizando como datos de superficie dos diferentes técnicas geodésicas de medición para el monitoreo del fenómeno de la subsidencia en la zona.

Materiales y Métodos

Área de estudio

El yacimiento LGINF-07 está ubicado al noreste de la cuenca del Lago de Maracaibo y forma parte del campo Lagunillas, unidad de producción Lagunillas Lago (U. P. Lagunillas Lago), el cual se puede observar en la Figura 1 (Torres, 2009). Este yacimiento cubre una extensión de aproximadamente 200.000 m² (31.000 acres) y contiene una acumulación de crudos pesados de 18° API. La producción en este yacimiento comenzó en mayo de 1926. El intervalo del yacimiento tiene un espesor promedio de 182.88 m y corresponde estratigráficamente, de base a tope, a los miembros La Rosa y Santa Bárbara de la formación La Rosa, así como a los miembros Lagunillas Inferior y Laguna de la formación Lagunillas; todos de edad Mioceno (Torres, 2009).



Figura 1. Ubicación geográfica de la U.P. Lagunillas Lago-PDVSA (línea roja).

Modelo geomecánico 1D existente

En 2009, se llevó a cabo un proyecto para construir un modelo geomecánico mediante la evaluación de las propiedades mecánicas de la roca. Esta caracterización geomecánica se realizó tomando muestras del núcleo del pozo LL-3548, específicamente de los miembros Laguna y Lagunillas Inferior-. Este enfoque permitió abordar los cambios volumétricos y la deformación de las arenas no consolidadas del yacimiento, proporcionando información clave para la gestión de los recursos. El objetivo principal de este estudio fue desarrollar un modelo geomecánico 1D a través de una evaluación de las propiedades mecánicas de la roca. Estas propiedades son esenciales, ya que miden los esfuerzos, la resistencia y la deformación de la roca (Torres, 2009). El propósito es optimizar las operaciones de perforación de pozos, minimizando el daño a la formación geológica en función de las características específicas de la roca (Torres, 2009).

Inicialmente, se analizaron diversos parámetros mecánicos, incluyendo los módulos elásticos dinámicos y estáticos. Se establecieron correlaciones matemáticas entre estos módulos, lo que permitió una comprensión más precisa de la respuesta mecánica de la roca bajo diferentes condiciones de esfuerzo. Además, se investigó la posible compactación del yacimiento, un factor crítico para la integridad a largo plazo de las formaciones. -Un aspecto técnico destacado en la construcción del modelo geomecánico fue la integración de datos históricos de velocidades de hundimiento superficiales. Estos datos fueron medidos mediante nivelación geodésica de precisión, lo cual permitió una evaluación exacta de los movimientos del terreno y su impacto en la estabilidad de la formación-. En cuanto a la magnitud de los esfuerzos principales, se determinó que el gradiente de esfuerzo vertical es de 44,01 Pascal. Los gradientes de esfuerzos horizontales máximo y mínimo se calcularon en 41,66 y 33,52 Pascal, respectivamente. Estos resultados indican que el régimen de esfuerzos en la zona de estudio es de tipo normal ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$) (Torres, 2009).

Nivelación geodésica de precisión

En 1929, la empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) estableció una red de control de subsidencia a lo largo de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, específicamente en la población de Lagunillas y posteriormente se extendió para cubrir Cabimas, Tía Juana, Bachaquero y Mene Grande, así como los campos petroleros cercanos a la costa del lago (Leal, 1989). Hasta la fecha, la red cubre un área de aproximadamente 1.600.000 m² y comprende 1.889 puntos de referencia en tierra, así como 329 en el lago, en plataformas petroleras cercanas a la costa. Los estudios de monitoreo de subsidencia se realizan a intervalos de dos años. La elevación de cada punto de referencia se ha referido originalmente al nivel medio del agua del lago (MLWL, por sus siglas en inglés) (Murria, 1991).

Datos SAR

Con la finalidad de ejecutar un proyecto en paralelo con las mediciones convencionales de nivelación geodésica de nivelación y a su vez mejorar los tiempos adquisición de datos, así como la entrega de resultados y eliminar tiempo en de personal en campo, PDVSA contrató a la empresa AIRBUS Space and Defense para la adquisición y

procesamiento de 69 imágenes satelitales SAR de la plataforma TerraSAR-X (radar de apertura sintética en banda X). Estas imágenes cubrieron un área aproximada de 2.500.000 m², con un periodo de adquisición entre el 29 de julio de 2011 y el 21 de marzo de 2015, y una resolución temporal de 11 días de revisita. Se utilizó un modelo digital de elevación (DEM) intermedio de la misión WorldDEM™ como estimación de altura inicial, lo que resultó en una mejora significativa de la exactitud de los resultados en comparación con el uso de un DEM SRTM (modelo digital de elevación de la misión de topografía Radar Shuttle). La calidad de los datos se verificó antes de su procesamiento comparando los datos obtenidos con la información histórica generada a través de mediciones de nivelación de precisión. Se emplearon las órbitas científicas de TerraSAR-X, que proporcionan la mayor exactitud orbital para dicho procesamiento (Barrios *et al.*, 2016).

Dentro de la fase de procesamiento de los datos SAR, se aplicaron dos métodos los cuales son: Interferometría diferencial de radar (DInSAR) y línea de base corta o SBAS (Small BASeline) (Angarita *et al.*, 2023). Como es sabido, la metodología de procesamiento DInSAR, incluye todos los pasos que transforman un conjunto de imágenes SAR (*Synthetic Aperture Radar*) en un conjunto de interferogramas diferenciales. Los interferogramas diferenciales son las imágenes que contienen la información de movimiento relativo entre las dos imágenes que lo componen. A continuación, se describen los pasos generales para el procesamiento (Barrios *et al.*, 2016):

- Selección de la imagen maestra o principal.
- Creación de los interferogramas.
- Compensación de la componente topográfica para generar los interferogramas diferenciales.
- Filtrado para reducir el grado de ruido presente en los interferogramas.
- Generación de los mapas de coherencia asociados a cada interferograma diferencial como indicadores de la calidad de la fase interferométrica.

Es importante mencionar que, la compactación y subsidencia se pueden estimar analíticamente sólo en casos ideales, utilizando la teoría poroelasticidad, una rama de la física que estudia la mecánica de sólidos deformables (Fjar *et al.*, 2008). Aparte de los detalles matemáticos, es muy importante conocer los causantes de este mecanismo de producción con el fin de predecir el momento en que podría convertirse en un problema. Según Fjar *et al.* (2008), la compactación de un yacimiento depende principalmente de tres factores: incremento del esfuerzo efectivo, espesor del yacimiento y compresibilidad de la roca.

Registros en la zona de interés

Uno de los registros más utilizados en el área de geomecánica son los sínicos. Este tipo de registros contienen información geomecánica crítica para la caracterización de yacimientos no convencionales (He *et al.*, 2019). Para determinar y estimar las propiedades mecánicas del yacimiento, como la porosidad y compresibilidad del yacimiento, e identificar las zonas de presiones anormales y estimar la permeabilidad, se seleccionaron y recolectaron datos de registros sínicos, densidad y GR que se corrieron en el yacimiento para ser utilizados con la finalidad de generar la sección estructural del mismo sobre los pozos ubicados en la zona de Lagunillas Lago (Barrios *et al.*, 2016). En la Tabla 1 se muestran los registros seleccionados.

Tabla 1. Registros corridos en la zona de interés.

POZO	REGISTRO	TIPO REGISTRO	PROFUNDIDAD (Pies)	FECHA
LL-4005	Sónico	Triple Combo ADT-HRLA-PEX-EMS-GR-SP	2774	22/07/2012
LL-4016	Sónico	Triple Combo TLD-CNL-PPC-GR-HALS-SP	3092	04/03/2013
LL-4034	Sónico	AIT-TLD-CNL-DSI-PPC-GR	3750	13/10/2013
LL-2650	Convencional	Densidad/GR	4198	20/07/2012
LL-2486	Convencional	Densidad/GR	4105	10/01/2013
LL-2069	Convencional	Densidad/GR	4031	21/02/2013
LL-3548	Convencional	Densidad/GR	3868	25/05/2013
LL-3577	Convencional	Densidad/GR	4932	14/08/2012

Es importante resaltar también que se ubicaron los ensayos de muestras de núcleo realizadas al pozo LL-3548 en

el año 1998, lo que se traduce que dicho pozo es clasificado como clave para la investigación. En la Figura 1 se presenta la ubicación de los registros utilizados para el estudio:

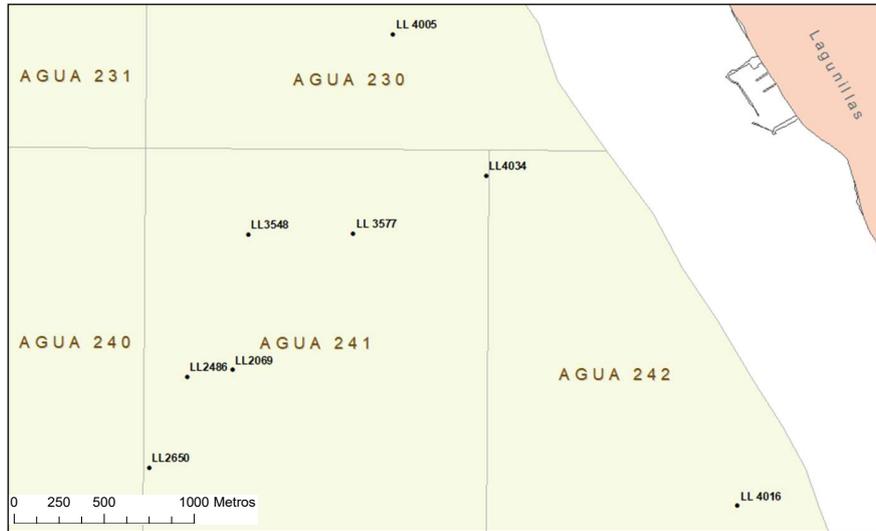


Figura 2. Ubicación geoespacial de los registros ejecutados en la zona de interés (PDVSA).

Por otro lado, de la ecuación de onda para medios elásticos continuos y la teoría de elasticidad se determinó que las velocidades de propagación de ondas P y S son función de los módulos elásticos, esto significa, que si se conocen los tiempos de tránsito o las velocidades de propagación de las ondas compresional y de corte se pueden entonces expresar los módulos elásticos con las siguientes ecuaciones (Fjær *et al.*, 2008):

Relación de Poisson:

$$v = \frac{\frac{1}{2} \left[\frac{\Delta t_s}{\Delta t_p} \right]^2 - 1}{\left[\frac{\Delta t_s}{\Delta t_p} \right]^2 - 1} \quad (1)$$

Módulo de corte G (LPC) (libras por pulgada cuadrada):

$$G = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} * a \quad (2)$$

Donde: $a = 2,34 \times 10^{10}$, Δt_p = tiempo de tránsito de la onda compresional ($\mu\text{seg}/\text{pie}$), Δt_s = tiempo de tránsito de la onda de corte ($\mu\text{seg}/\text{pie}$), ρ_b = densidad de roca (g/cc).

Módulo de Young E (LPC):

$$E = 2G(1 + v) \quad (3)$$

Módulo Volumétrico K_b (LPC):

$$K_b = \rho_b \left[\frac{1}{\Delta t_p^2} - \frac{4}{3\Delta t_s^2} \right] * a \quad (4)$$

Donde: $a = 1,34 \times 10^{10}$, Δt_p = tiempo de tránsito de la onda compresional ($\mu\text{seg}/\text{pie}$), Δt_s = tiempo de tránsito de la onda de corte ($\mu\text{seg}/\text{pie}$), ρ_b = densidad de roca (g/cc).

Por otro lado, se puede acotar que la compresibilidad total (C_b) en un intervalo dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión. Dicha propiedad puede ser calculada como la inversa del módulo volumétrico (K). Para ello se consideraron los resultados obtenidos a partir del análisis de las propiedades mecánicas elásticas del procesamiento del registro sísmico bipolar para el pozo LL-4034, utilizando la siguiente ecuación, en función de los módulos elásticos de Young E y razón de Poisson ν (Zoback, 2010):

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad (5)$$

Resultados y Discusión

Tras la realización del procesamiento DInSAR, los resultados obtenidos se cotejaron con las mediciones convencionales de precisión ejecutadas en la zona de interés. La validación con las mediciones convencionales permitió verificar la exactitud y fiabilidad de los datos DInSAR, asegurando que los resultados reflejaran fielmente los movimientos de las plataformas petroleras ubicadas dentro del área estudiada. En la Figura 3 se ilustran estos resultados. La diferencia máxima reportada fue de 0,047 m y la mínima de 0,042 m, con una media de 0,013 m.

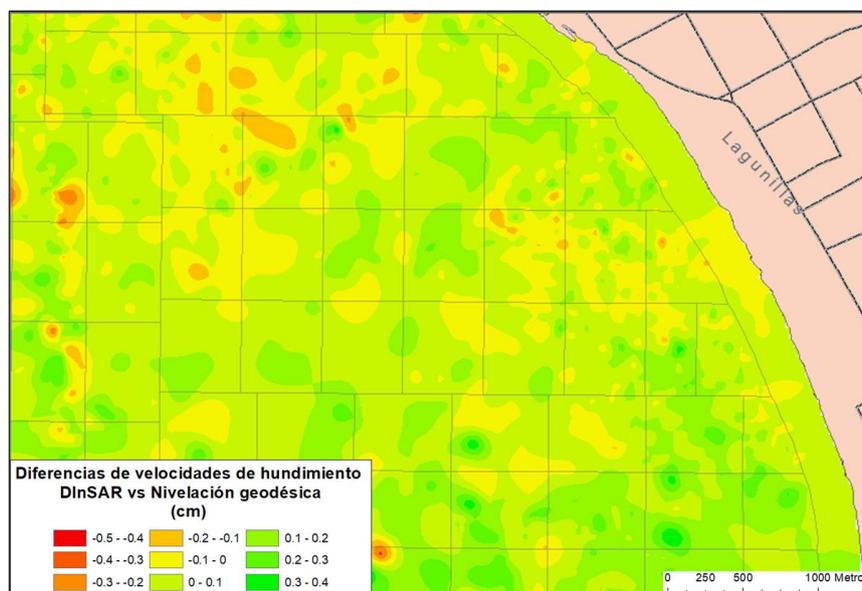


Figura 3. Mapa de diferencias de velocidades anuales de hundimiento DinSAR vs nivelación geodésica de precisión (PDVSA).

Los resultados del procesamiento interferométrico DInSAR arrojaron que las parcelas que obtuvieron mayor tasa de hundimiento fueron las siguientes: AGUA-230, AGUA-241 y AGUA-242, dentro de las cuales existen un total de 193 pozos, 1 estación de flujo, 5 múltiples de gas, 3 múltiples de producción y un múltiple de alta presión, con velocidades de hundimiento mayor o igual a $-0,04$ m/año y con una subsidencia acumulada mayor o igual de $-0,130$ m entre el período julio 2011 y marzo 2015. En la Figura 4 se detallan las facilidades y pozos mayormente afectados por el fenómeno de subsidencia.

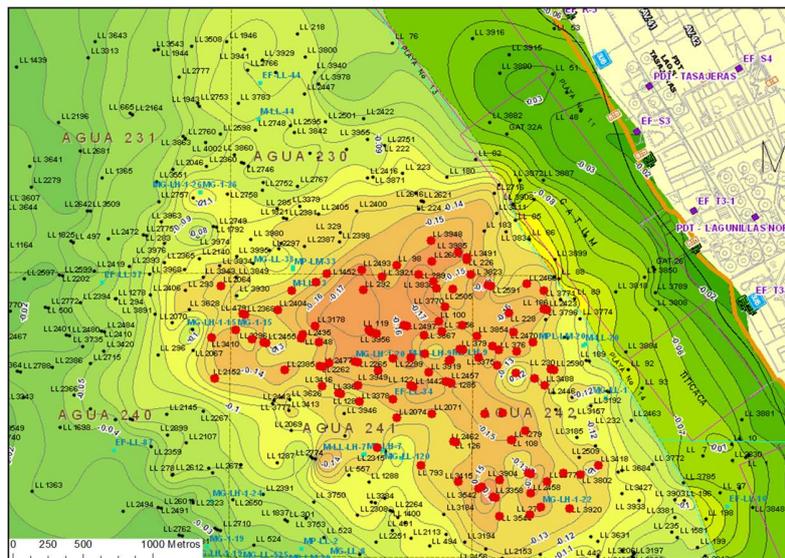


Figura 4. Ubicación espacial de las facilidades y pozos mayormente afectados por la subsidencia (PDVSA).

Seguidamente, se seleccionaron los pozos e instalaciones que reportaron mayor hundimiento y velocidad en la zona de interés, ya que el resto presentaron un comportamiento similar. En la Figura 5 se muestra la ubicación de los mismos. Entre los pozos identificados se encuentran LL-292, LL-3835 y LL-227.

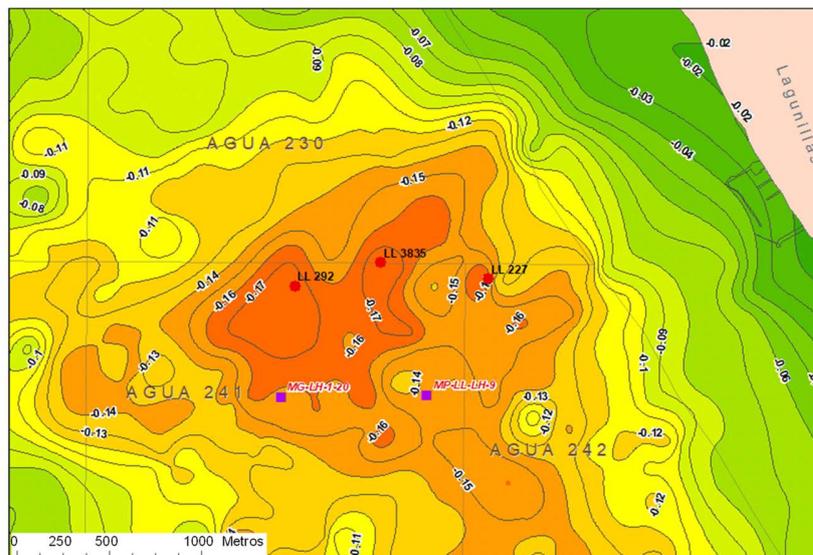


Figura 5. Ubicación espacial de los pozos mayormente afectados por la subsidencia (PDVSA).

El pozo que develó el mayor hundimiento acumulado fue el LL-3835, con un valor de $-0,178$ m en el tiempo de observación aplicado y una velocidad media anual de $-0,046$ m/año. Este pozo está ubicado en el límite sur de la parcela AGUA-230. Por su lado, el pozo LL-292 registró una velocidad de hundimiento medio anual de $-0,048$ m/año

y una subsidencia acumulada de -0,176 m, para la misma ventana temporal. El comportamiento se presenta en la Figura 6.

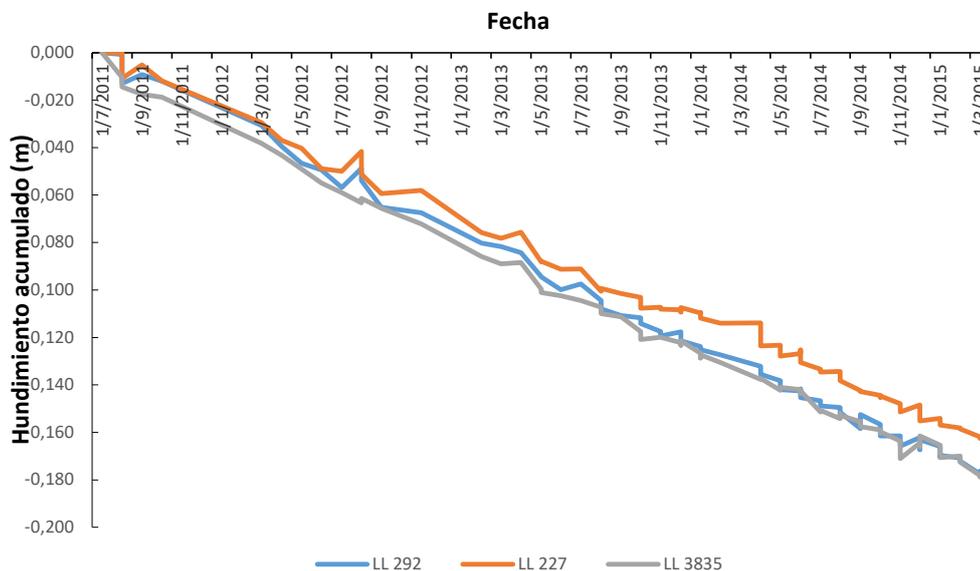


Figura 6. Comportamiento temporal de los pozos afectados por subsidencia: hundimiento acumulado.

Por otra parte, para el mismo período de mediciones, el pozo LL-227 presentó un hundimiento anual promedio de -0,044 m/año y un hundimiento acumulado de -0,162 m. Este se encuentra en el límite noroccidental de la parcela AGUA-242. En general, los valores de subsidencia reportados por los pozos son considerados moderados. Para el caso de las facilidades, se seleccionaron dos, MG-LH-1-20 y MP-LL-LH-9, tal y como se evidencia en la Figura 7.

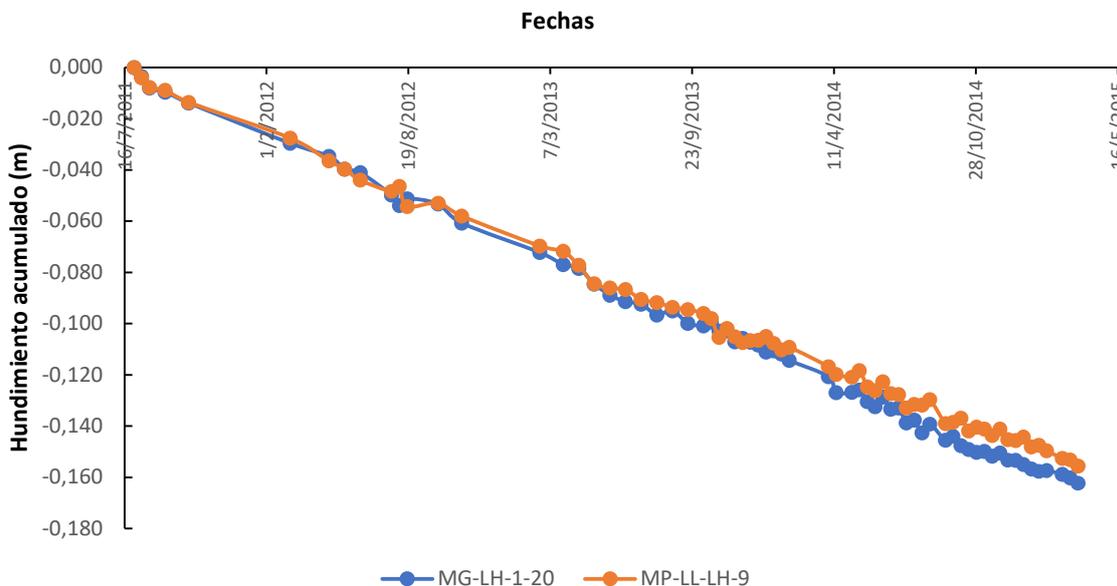


Figura 7. Comportamiento temporal de las instalaciones afectadas por la subsidencia: facilidades.

La instalación MG-LH-1-20 se encuentra ubicada cercana al límite oriental de la parcela AGUA-241. En dicha instalación se encontró un hundimiento acumulado de -0,162 m y una velocidad media anual de -0,044 m/año,

considerada como una tasa de hundimiento moderada. De forma análoga, el comportamiento del MP-LL-LH-9 es similar al anterior con una tasa anual promedio de hundimiento de $-0,041$ m/año y una subsidencia acumulada de $-0,153$ m. Cotejando estos resultados con el mapa isobárico del yacimiento al datum $1.082,64$ m, se tiene que para las parcelas AGUA-230, AGUA-241 y AGUA-242, se tiene un rango de presión de poros entre $3.447.380$ y $4.826.332$ Pascal, entre $3.447.380$ y $-5.171.070$ Pascal y entre $5.515.808$ y $-8.273.712$ Pascal, respectivamente. Esto confirma que, a mayor presión de poros, mayor es la producción y menor la subsidencia. Por su parte de manera inversa, a menor presión de poros, menor es la producción y mayor la subsidencia (Barrios *et. al*, 2016). En las Tablas 2 y 3 se muestran los resultados del modelo geomecánico 2009.

Tabla 2. Resumen de propiedades mecánicas de la roca: año 2009.

Miembro	Profundidad (m)	UCS (Pascal)	Co (Pascal)	ϕ	Ed 10^9 (Pascal)	vd	α Biot
Laguna	960,12	3.102.642 - 13.789.520	39.300,13	36,8	1,12	9193	0,9961
Lagunillas Inferior	1005,84	1.723.690 - 10.686.878	31.026,42	32,4	1,77	7193	0,9966

Tabla 3. Estado de esfuerzos en las formaciones Laguna y Lagunillas Inferior: año 2009.

Miembro	Profundidad (m)	$\sigma_v 10^7$ (Pascal)	$\sigma_h 10^7$ (Pascal)	$\sigma_H 10^7$ (Pascal)	Po 10^7 (Pascal)
Laguna	960,12	2,08	1,59	1,94	5,07
Lagunillas Inferior	1005,84	2,21	1,60	2,01	5,52

En la Tabla 4 se destacan los gradientes de esfuerzos medios ponderados por arena, de cada miembro, indicando que la región está experimentando un campo de esfuerzo de régimen tipo normal ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$).

Tabla 4. Gradiente de esfuerzos principales para ambos miembros: año 2009.

Miembro	σ_v (Pascal)	σ_H (Pascal)	σ_h (Pascal)
Laguna	43,57	42,61	33,52
Lagunillas Inferior	46,44	40,70	33,52
LGINF-07	45,01	41,66	33,52

Para el año 2016, los parámetros mecánicos y elásticos se determinaron utilizando el programa Drillworks Predict, que integra todos los resultados obtenidos de DInSAR en conjunto con los resultados del equipo de ensayo al realizar las pruebas en las muestras pertenecientes a los pozos LL-2899 y LL-3577 (Tabla 5). Entre el conjunto de pruebas que se realizó están: resistencia a la tensión por medición indirecta (*Brazilian Test*), resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS) y ensayos triaxiales (Torres, 2009).

Tabla 5. Valores resultantes de esfuerzos horizontales, vertical y presión de poros para el yacimiento LGINF-07, año 2016.

Miembro	Profundidad media (m)	OBG Prom (Pascal)	SHG Prom (Pascal)	ShG Prom (Pascal)	PP Prom (Pascal)
Laguna	1.002,792	21.001.438,96	16.940.425,32	12.879.411,68	4.757.384,40
Lagunillas Inferior	1.077,468	22.635.497,08	18.084.955,48	13.534.413,88	4.433.330,68
	Gradiente (Pascal)	6.391,44	5.129,70	3.874,86	1.351,37

Utilizando las Ecuaciones 1, 2, 3 y 4 se obtuvo el valor de la compresibilidad (C_b), cuyo comportamiento a lo largo del yacimiento LGINF-07, se describe en la Figura 8. Se observa que C_b en el miembro Laguna se mantiene entre un rango muy bajo de $4,59 \times 10^{-3}$ y $3,03 \times 10^{-3}$ Pascal. Por su parte, el miembro Lagunillas Inferior, presenta un comportamiento anormal con tendencia hacia el aumento en los primeros 36,58 m de este, con un valor máximo de $1,23 \times 10^{-2}$ Pascal. Más allá de la profundidad de $1.085,088$ m las magnitudes de C_b retornan nuevamente al rango

detectado en el miembro Laguna, tal como se aprecia en la Tabla 6.

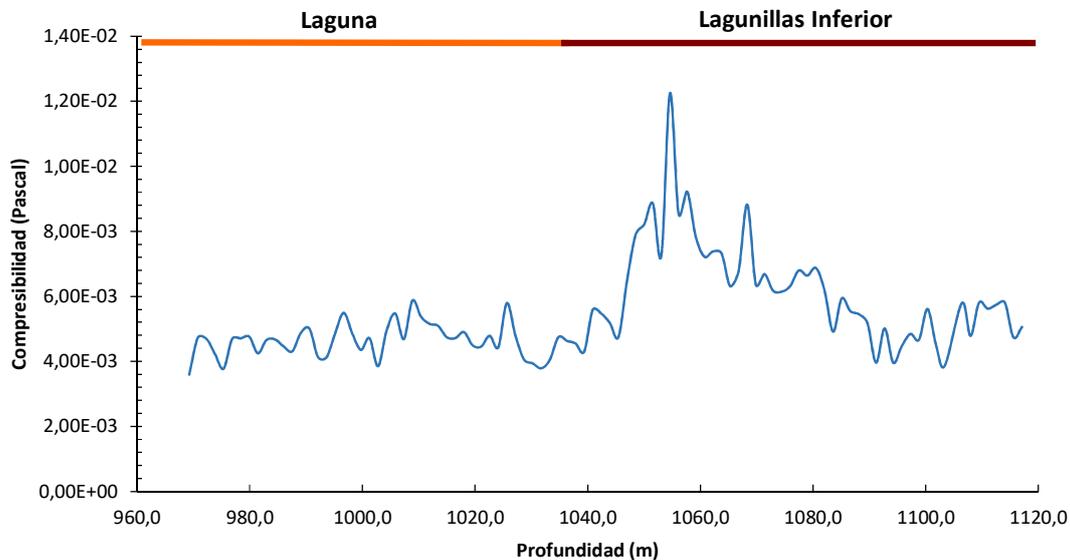


Figura 8. Comportamiento de la compresibilidad a lo largo de todo el yacimiento LGINF-07.

Tabla 6. Valores reportados de la compresibilidad para ambos miembros.

Miembro	Rango de prof (m)	Valor Máx-Comp.	Valor Mín-Comp.	Valor Prom-Comp.
Laguna	969,26-1.036,32	$8,21 \times 10^{-7}$	$5,21 \times 10^{-7}$	$6,73 \times 10^{-7}$
Lagunillas Inferior	1.037,84-1.117,09	$1,78 \times 10^{-6}$	$5,60 \times 10^{-7}$	$8,92 \times 10^{-7}$

Adicionalmente, los resultados de Cb fueron cotejados con la compresibilidad observada en laboratorio para las muestras de núcleo obtenidas en el pozo LL-3548, resultando la curva que se presenta en la Figura 9 y su respectiva ecuación ajustada.

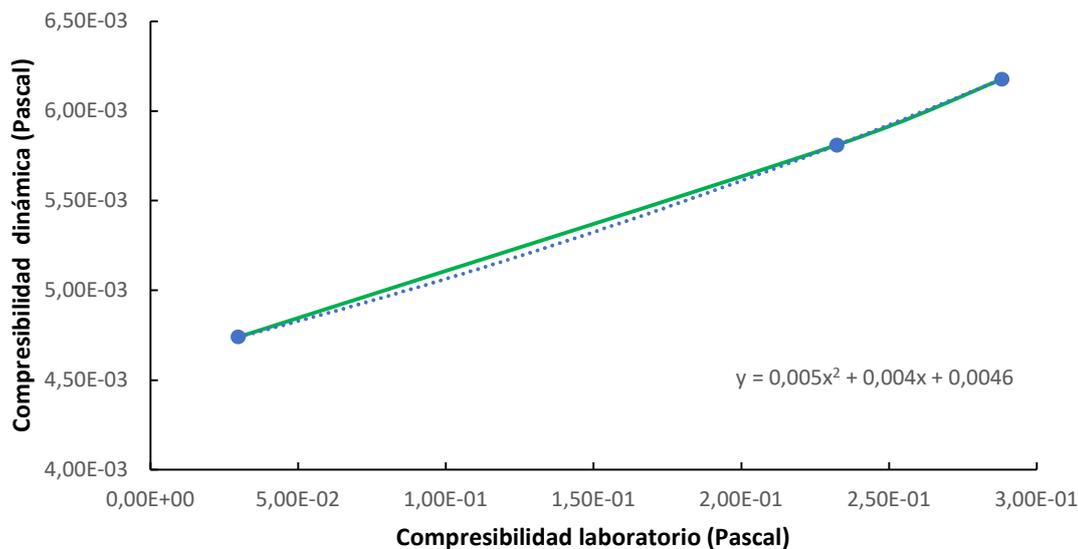


Figura 9. Comportamiento de la compresibilidad calculada versus compresibilidad medida en laboratorio.

En las Figuras 10 a 14 se muestran las curvas comparativas entre 2009 y 2016 de los esfuerzos horizontales máximos, esfuerzos horizontales mínimos, sobrecargas, presión de poros y presión efectiva. Las diferencias medias entre las curvas de 2009 y 2016 para la sobrecarga, el esfuerzo horizontal máximo, el esfuerzo horizontal mínimo y la presión de poros son de 379.211,80; 2.971.641,56; 3.281.905,76; 5.633.018,92 Pascal, respectivamente. Se observa que las curvas generadas recientemente para los esfuerzos horizontales (máximo y mínimo) y vertical (sobrecarga), así como la presión de poros, son significativamente menores en comparación con las magnitudes calculadas en 2009. Sin embargo, el régimen de esfuerzo predominante en el yacimiento se mantiene ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$). La curva de presión efectiva de 2016 muestra un aumento progresivo en su magnitud a lo largo de todo el yacimiento LGINF-07, alcanzando un valor máximo de $1,99 \times 10^7$ Pascal a una profundidad de 1.072,896 m en la formación Lagunillas Inferior. Posteriormente, la curva desciende a $1,54 \times 10^7$ Pascal a una profundidad de 1.100,328 m. Es importante resaltar que las magnitudes reportadas en la curva generada en 2016 son significativamente mayores que las obtenidas mediante métodos empíricos en 2009.

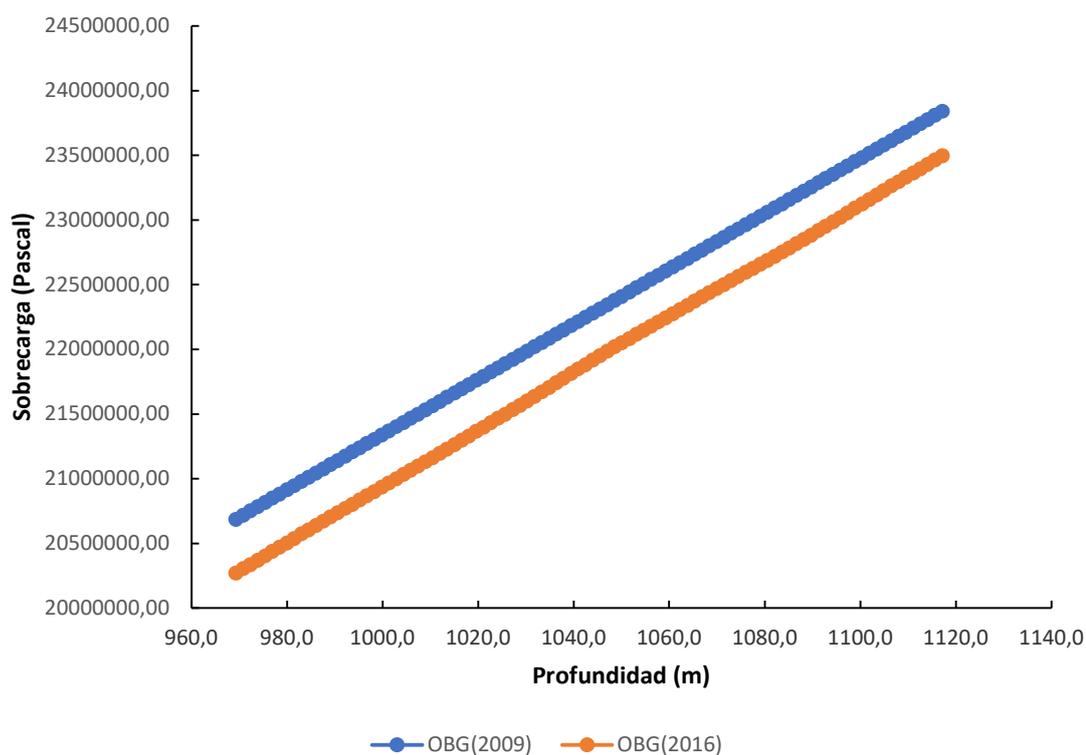


Figura 10. Curvas de sobrecarga (OBG) generadas en 2009 y 2016.

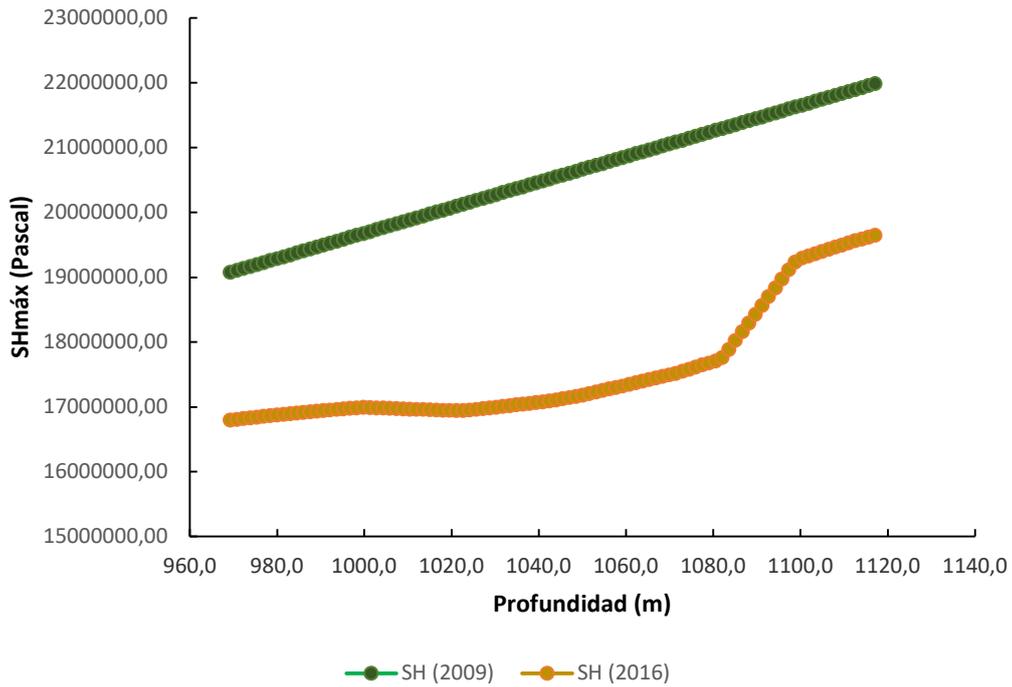


Figura 11. Curvas de esfuerzo horizontal máximo (SHmáx) generadas en 2009 y 2016.

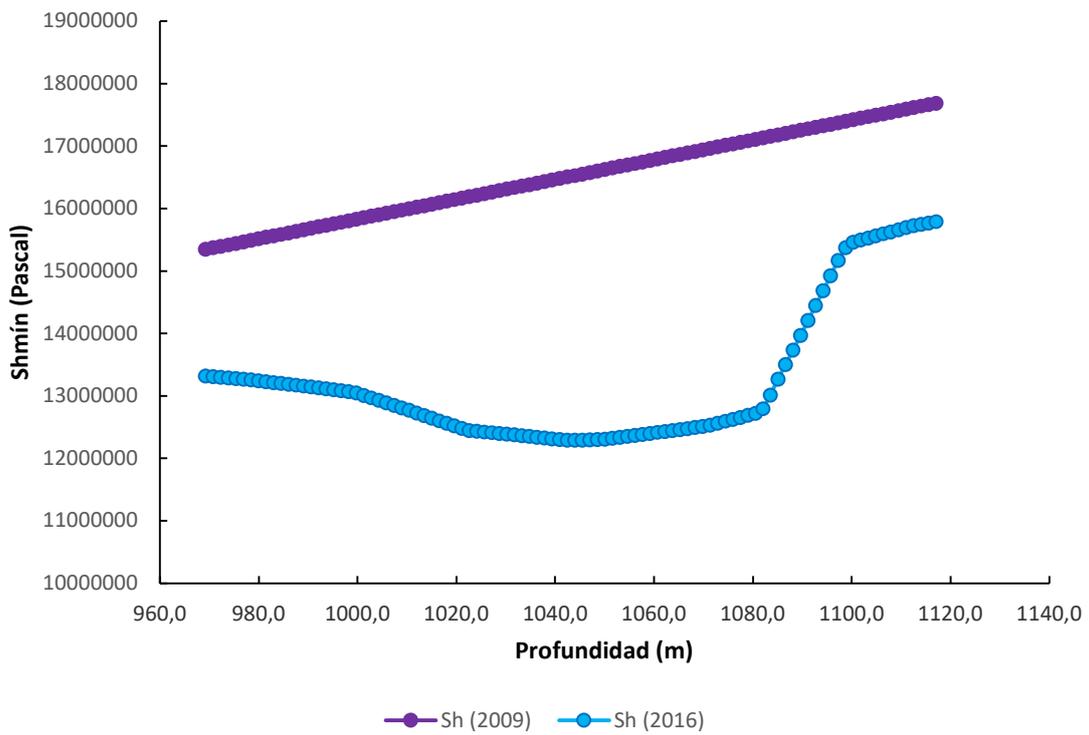


Figura 12. Curvas de esfuerzo horizontal mínimo (Shmín) generadas en 2009 y 2016.

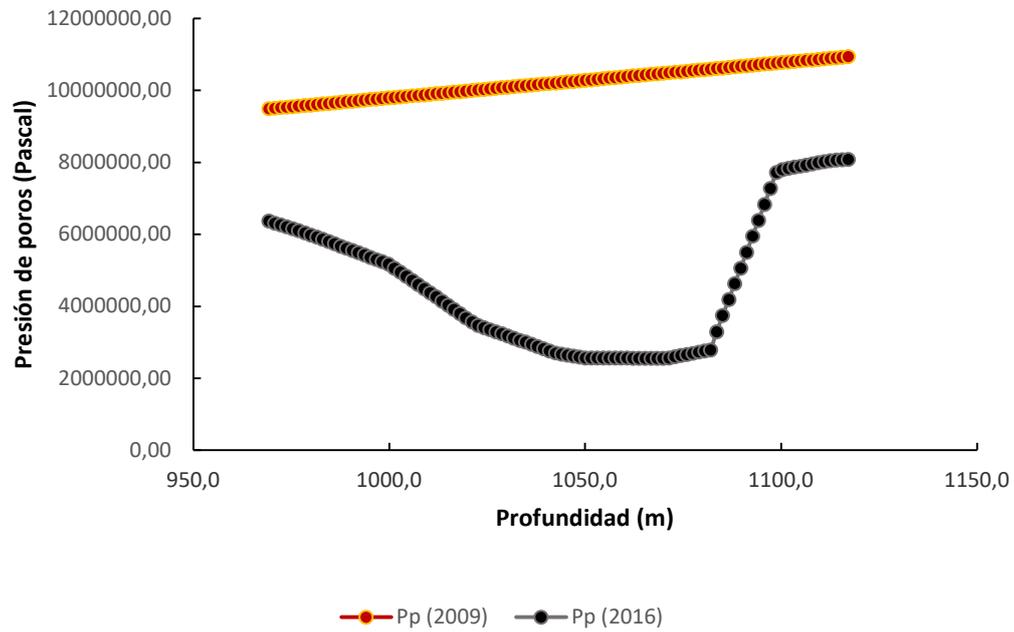


Figura 13. Curvas de presión de poros (Pp) generadas en 2009 y 2016.

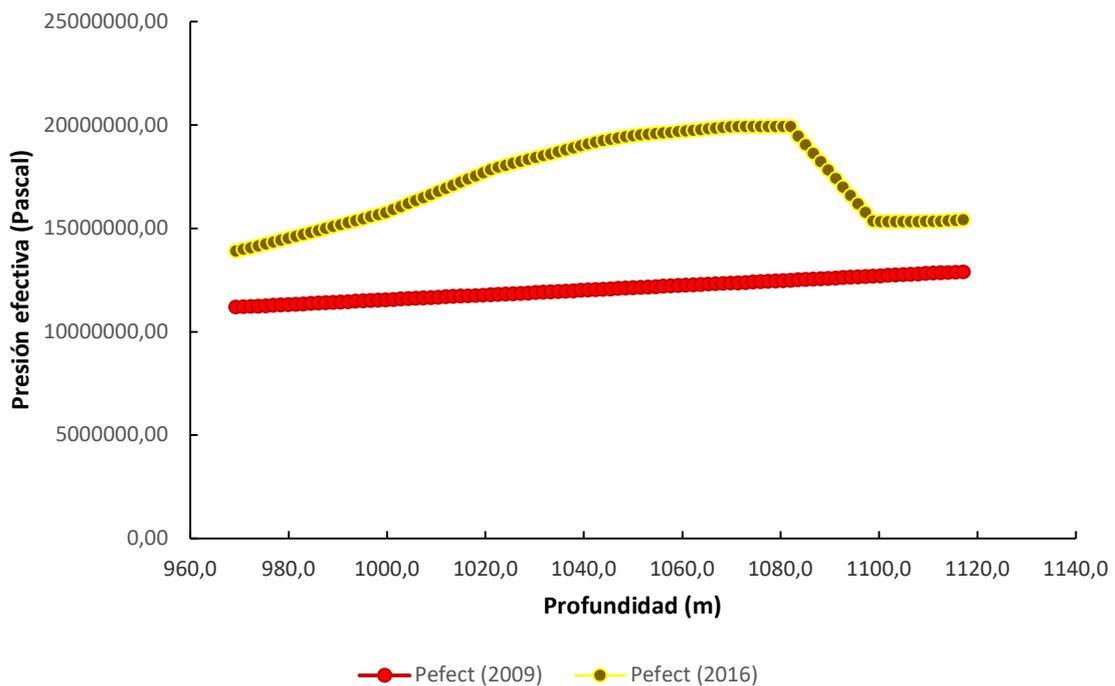


Figura 14. Curvas de presión efectiva generadas en 2009 y 2016.

Conclusiones

Los resultados del procesamiento DInSAR fueron verificados con mediciones convencionales de precisión, confirmando la exactitud y fiabilidad de los datos obtenidos. La diferencia máxima y mínima reportada entre ambos

métodos fue de 0,400 -y 0,500 m, respectivamente, con una media de +/-0,100 m.

En relación a la identificación de las zonas con mayor hundimiento: Las parcelas AGUA-230, AGUA-241 y AGUA-242 presentaron las mayores tasas de hundimiento, con velocidades iguales o superiores a -0,040 m/año. Estas parcelas contienen numerosos pozos y facilidades operacionales afectadas por la subsidencia.

Los pozos mayormente afectados por subsidencia son LL-292, LL-3835 y LL-227, estos reportaron las mayores tasas de hundimiento y subsidencia acumulada. El pozo LL-3835 presentó una velocidad promedio anual de -0,046 m/año.

Las facilidades operacionales de superficie mayormente afectadas por subsidencia son MG-LH-1-20 y MP-LL-LH-9 mostraron tasas de hundimiento moderadas. MG-LH-1-20 reportó un hundimiento acumulado de -0,162 m y una velocidad promedio anual de -0,044 m/año, mientras que MP-LL-LH-9 tuvo una tasa anual promedio de -0,041 m/año.

Se confirmó que una mayor presión de poros resulta en mayor producción y menor subsidencia, mientras que una menor presión de poros se asocia con menor producción y mayor subsidencia.

Las curvas generadas en 2016 para sobrecarga, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, y presión de poros muestran valores significativamente menores comparados con 2009. Sin embargo, el régimen de esfuerzo en el yacimiento sigue siendo $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$.

La compresibilidad en el miembro Laguna se mantiene baja, mientras que en el miembro Lagunillas Inferior aumenta anormalmente en los primeros 36,576 m, para luego volver a los niveles de Laguna. Los resultados fueron comparados con la compresibilidad medida en laboratorio, mostrando consistencia.

Las diferencias promedio entre las curvas de 2009 y 2016 para diversos parámetros indican una reducción en los valores de sobrecarga, esfuerzos horizontales y presión de poros en 2016, a excepción de la presión efectiva que aumentó progresivamente a lo largo del yacimiento LGINF-07.

La utilización de datos DInSAR en 2016 demostraron ser más precisos y detallados que los métodos empíricos utilizados en 2009, resaltando la necesidad de utilizar este tipo de tecnologías para el monitoreo y análisis de yacimientos.

El modelo geomecánico 1D generado en el trabajo de investigación integrando los resultados de la técnica DInSAR para el monitoreo de la subsidencia sobre la superficie en conjunto con el modelo de geopresiones, los parámetros mecánicos elásticos dinámicos y el campo y las magnitudes de esfuerzos presentes en el yacimiento utilizando los registros recientes petrofísicos y sísmicos, evidencio una mejora sustancial en los resultados obtenidos y cuyo esfuerzo de sobrecarga es mayor que los esfuerzos horizontales. Estos resultados permitieron la actualización del modelo geomecánico anterior. El análisis realizado luego del cálculo del esfuerzo efectivo evidenció que existe un aumento en las magnitudes en comparación con el calculado en el año 2009.

Referencias Bibliográficas

Alhagaraty E., Gaber S., Hagag A. (2022). *Surface deformation reveals dynamic reservoir behaviors. Oil & Gas Journal*. 14280891. Volume 120.8, p. 35-40.

Angarita M., Graves E., Grapenthin R., Grigg J., Rinehart A. (2023). *InSAR-observed surface deformation in New Mexico's Permian Basin shows threats and opportunities presented by leaky injection Wells*. Scientist report of Nature, 17308, p. 6-11.

Arenas I., (2018) *Cuantificación de la subsidencia de la costa oriental del lago de Maracaibo a través de interferometría diferencial con radar de apertura sintética*. Tesis de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo, Venezuela, p. 46-47.

Barrios J. González D. Zambrano O. (2016). Comparación del modelo geomecánico del yacimiento Lagunillas Inferior

07 con el modelo petrofísico para explicar el fenómeno de subsidencia Tesis de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo, Venezuela, p. 112-127.

Barrios J., Sanchez E. (2013). Manual de Geomecánica aplicada a la Industria Petrolera. PDVSA-Intevep, Venezuela. Sección 3, p. 1-34.

Briceño L. (2009). Modelo estructural y estratigráfico basado en la interpretación sísmica del yacimiento Lagunillas inferior LL07. Tesis de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo, Venezuela, p. 13-14.

Bevc D., Mali G., Milliken W., Nihei K., Shabelansky A., Zhang Z. (2022). Geomechanical Interferometry: Theory and Application to Time-Lapse Interferometric Synthetic Aperture Radar Data for Separating Displacement Signal Between Overburden and Reservoir Sources. *Journal of SPE-OnePetro*. SPE J. 27 (06): 3773–3782.

Casu, F.; Manzo, M. y Lanari, R. (2006). *A quantitative assessment of the SBAS algorithm performance for surface deformation retrieval from DInSAR data* Remote Sensing of Environment, p. 102, 195-210

Chrzanowski A. and Chen Y. Q. (1991). *Use of the Global Positioning System (GPS) for Ground Subsidence Measurements in Western Venezuela Oil Fields*, Proceedings of the Fourth International Symposium on Land Subsidence, No. 200, p. 419- 431.

Ferretti, A.; Prati, C. y Rocca, F. (2001). “*Permanent Scatterers in SAR Interferometry*”, IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, 39, 8-20.

Fjær E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M. (2008). *Petroleum Related Rock Mechanics*, 2nd Edition. Elsevier. Amsterdam, The Netherlands, p. 391-426.

Gabriel AK, Goldstein RM, Zebker HA. *Mapping small elevation changes over large areas: differential radar interferometry*. J Geophys Res 1989;94 (B7):9183–91.

Geertsma J. (1973). *Land Subsidence above compacting oil and gas reservoirs*. Journal of Petroleum Technology. No. 03730, p. 734-744.

He J., Li H., Misra S. (2019). *Data-Driven In-Situ Sonic-Log Synthesis in Shale Reservoirs for Geomechanical Characterization*. Journal of SPE – OnePetro. Res Eval & Eng 22 (04):. SPE-191400-PA, p. 1225–1239.

Leal J. (1989). *Integration of GPS and Leveling for Subsidence Monitoring Studies at Costa Bolivar Oil Fields, Venezuela*. Technical Report No. 144, University of New Brunswick, p. 18-89.

Li B. Khoshmanesh M. Avouac Jean-Philippe. (2021). *Surface Deformation and Seismicity Induced by Poroelastic Stress at the Raft River Geothermal Field, Idaho, USA*. Geophysical Research Letters, 48, e2021GL095108. <https://doi.org/10.1029/2021GL095108>, p. 4-9.

Liu G., Tong J., Wang X., Xiang W., Yuan H., Zhang C., Zhang R., Zhang X., Zhang Y. (2023). *Geodetic imaging of ground deformation and reservoir parameters at the Yangbajing Geothermal Field, Tibet, China*. Geophysical Journal International, p. 279-394.

Lundgren, P.; Usai, S.; Sansosti, R.; Lanari, R.; Tesauro, M.; Fornaro, G. y Berardino, P. (2001). “*Modeling surface deformation observed with SAR Interferometry at Campeí Flegrei Caldera*”, J. Geophysical. Res., 106, 19355-19367.

Ju X., Yang J., Yang Y., Xu L. (2023) “*Influence of geological factors on surface deformation due to hydrocarbon exploitation using time-series InSAR: A case study of Karamay Oilfield, China*”, Journal of Frontiers in Earth Sciences. 10.3389/feart.2022.983155, p. 6-12.

Murria J. (1991). *Subsidence Due to Oil Production in Western Venezuela: Engineering Problems and Solutions*. Proceedings of the Fourth International Symposium on Land Subsidence, No. 200, p. 129-139.

Murria J. (2007). *Ground Subsidence Measuring, Monitoring and Modeling in the Costa Oriental Oilfields in Western Venezuela: The Last Fifty Years*, 8th International Conference “Waste Management, Environment Geotechnology and Global Sustainable Development (ICWMEGGSD’07-GzO’07)”, p. 337-372.

Teatini P., Comola, F., Janna C. (2013). *Reservoir uncertainties resolved via Global Optimization Strategies coupling SAR interferometry and geomechanical modelling - The Tengiz case study*. Offshore Mediterranean Conference & Exhibition 2013, p. 4-10.

Torres L. (2009). *Construcción del Modelo Geomecánico del Yacimiento Lagunillas Inferior 07*. Tesis de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo, Venezuela, p. 78-88.

Pepe, A., Callo, F. (2017). *A review of interferometric synthetic aperture RADAR (InSAR) multi-track approaches for the retrieval of Earth's surface displacements*. Appl. Sci. 7 (12), 1264, p. 2-13.

Quintana, G. (2021). *La interferometría SAR (Synthetic Aperture Radar) para el estudio de las deformaciones de la corteza, derivadas de la geodinámica. Ejemplos de aplicación: Kumamoto (Japón), Valencia y Costa Oriental del Lago de Maracaibo (Venezuela)*. Trabajo Final de Grado de Magister Scientiarum mención Ciencias Geológicas. Postgrado en Ciencias Geológicas, Universidad Central de Venezuela, p. 24-36.

Raspini F. Caleca F, Festa D., Confuorto P., Bianchini F. (2022). *Review of satellite radar interferometry for subsidence análisis*. Earth Science Reviews. 10.1016/j.earscirev.2022.104239, p 2-5.

Shirzaei m., Mang M., Zha G. (2019). *Hydraulic properties of injection formations constrained by surface deformation*. Earth and Planetary Science Letters Vol 515, p. 125-134.

Usai, S. (2001). *A new approach for long term monitoring of deformation by differential SAR interferometry*”, Tesis Doctoral, Delft Univ. Press, Delft, Países Bajos, p. 7-22.

Vasco D., Dixon T., Ferreti A., Samdonov S. (2020) *Monitoring the fate of injected CO2 using geodetic techniques*. The Leading Edge Journal, Vol 39, #1. <https://doi.org/10.1190/tle39010029.1>, p. 30-36.

Walford J. (1995). *GPS Subsidence Study of The Costa Bolivar Oil Fields, Venezuela*. Technical Report No. 174, University of New Brunswick, p. 1-11.

Zoback, M.D. (2010). *Reservoirs Geomechanics*. Cambridge University Press, p. 167-196.

Editor Asociado: Ileanis Arenas
Escuela de Ingeniería Geodésica de la
Facultad de Ingeniería de la Universidad del Zulia
Maracaibo, 4001, Zulia, Venezuela
iarenas@fing.luz.edu.ve



REVISTA TECNICA

DE LA
FACULTAD DE
INGENIERIA
UNIVERSIDAD
DEL ZULIA

Volumen 47. Año 2024, Edición continua _____

*Esta revista fue editada en formato digital y publicada en diciembre 2024, por el **Fondo Editorial Serbiluz, Universidad del Zulia.** Maracaibo-Venezuela*

www.luz.edu.ve

www.serbi.luz.edu.ve

www.produccioncientificaluz.org