

APROVECHAMIENTO DE MICROSISMICIDAD INDUCIDA EN CUENCAS PETROLERAS

Alvaro García M.⁽¹⁾ y Hansjürgen Meyer⁽²⁾

⁽¹⁾UNIVERSIDAD DEL VALLE, Departamento de Física, Observatorio Sismológico del Sur Occidente (OSSO)

⁽²⁾UNIVERSIDAD DEL VALLE, Observatorio Sismológico del Sur Occidente (OSSO), Corporación OSSO

Resumen

La microsismicidad generada en procesos de producción de hidrocarburos permite investigar aspectos del proceso sísmico y de estructuras y procesos relevantes a la producción misma, aprovechando las particulares condiciones dadas por la intervención controlada del macizo rocoso, esforzado con fluidos. En una cuenca petrolera tectónicamente activa determinamos parámetros de anisotropía sísmica y a partir de estos inferimos la dirección del esfuerzo horizontal máximo $\sigma_1 = 145^\circ$, coincidente con datos regionales reportados a partir de mediciones geodésicas, sismológicas y de pozos; en total logramos modelar tres direcciones de fracturas (azimuts de 144° , 60° y 22°); las dos primeras coinciden con las direcciones de fractura principales relacionadas con plegamiento, conocidas a partir de estudios de núcleos y sondeos de perforación. Encontramos tres estructuras anisotrópicas, diferenciadas a partir de tiempos de recorrido fuente-estación, la más profunda con fracturas de los tres tipos identificados, una segunda intermedia y la menos profunda con sólo fracturas de 144° .

Identificamos el fenómeno de eventos repetidores, que permiten reducir las incertidumbres inherentes de localización hipocentral e identificar segmentos específicos de estructuras activas, así como monitorear con alta resolución cambios en las estructuras conductoras a través del tiempo.

Palabras claves - anisotropía sísmica, inyección, repetidores.

Abstract

Microseismicity generated by hydrocarbon production processes allow to investigate aspects of the seismic process and of structures and processes relevant to the production itself, taking advantage of the unique conditions created by the controlled intervention of the rock mass, stressed by fluids. In a tectonically active hydrocarbon basin we determined anisotropy parameters and from these we inferred the principal horizontal stress direction $\sigma_1 = 145^\circ$, which coincides well with regional data reported from geodetic, seismic and borehole data; in total we modeled three fracture directions (azimuths 144° , 60° and 22°); the first two coincide with main fracture directions associated with folding, known from core and borehole measurements. We found three anisotropic structures, distinguished with their corresponding travel times (from S-P times); the deepest one shows all three fracture directions and the intermediate and shallower ones only fractures at 144° .

We identified the occurrence of repeaters, which allow to reduce the uncertainties inherent to inversions for source location and to discern specific segments of active fracture segments, as well as monitoring with high resolution changes in the flow paths over time.

Keywords: seismic anisotropy, injection, repeaters

1 INTRODUCCIÓN

Caracterizar un reservorio de hidrocarburos con sísmica pasiva en un campo petrolero en operación requiere, entre otros, estimar la localización de la fuente, distinguir fracturas individuales espacialmente y reconocer la interacción entre estas. Para cumplir con este objetivo nos basamos en dos métodos, el primer método análisis de anisotropía sísmica que proporciona información acerca de las características de capas anisotrópicas, dirección de fracturas¹, dirección del esfuerzo horizontal principal y su variación temporal. Presentamos modelos de anisotropía inferida de eventos micro sísmicos inducidos por inyección de fluidos² en un campo petrolero en operación en el Piedemonte Llanero Colombiano. La industria dispone actualmente de técnicas para determinar direcciones de flujo: modelos derivados de la determinación de direcciones de fracturas UBI, núcleos, trazadores, efecto en pozo productor, etc. Uno de las herramientas de pozo que utilizan determina la tasa de flujo por nivel, más no su dirección. El fenómeno de anisotropía sísmica ocurre cuando las ondas transversales inciden en un medio anisotrópico, la onda transversal podría partirse en dos ondas transversales con polarizaciones aproximadamente ortogonales propagándose con diferentes velocidades en el medio anisotrópico definiendo un tiempo de retardo (Δt), entre la llegada del modo cuasi cortante rápido (qS1) y el cuasi cortante lento (qS2) dependiente de: la dirección de propagación, longitud que atraviesa en la roca fracturada³, densidad de fisuras⁴, contenido de fluido en poros y otros parámetros de la roca fracturada^{5,6}. La simetría responsable de la anisotropía sísmica es el alineamiento de las micro fracturas llenas de fluido en dirección del esfuerzo horizontal máximo

(σ_1) así que cambios en su orientación son consecuencia de cambios locales en σ_1 , cambios en la magnitud del esfuerzo o presión de poro podrían afectar la densidad de fracturas y el tiempo de retardo por lo tanto observar variación temporal en Δt y polarización del modo cortante rápido permite inferir cambios en magnitud y dirección de σ_1 . Una explicación para este y otros estudios de división de onda transversal fueron propuestos por *Bokelmann & Harjes*⁷.

El segundo método análisis de repetidores, eventos con formas de onda muy similares, asociados con la relajación de esfuerzos en el mismo segmento de falla⁸. La identificación de eventos repetidores permite la caracterización de fracturas en planos de falla preexistentes⁹, la estimación del segmento de falla activo¹⁰ e inferencia de la dirección de fluidos^{11,12}, ya que el mapa de localización de los repetidores de una misma familia (grupo de eventos con formas de onda similares) corresponden al mismo segmento activo de la falla y posiblemente dirección de flujo así como regiones de propagación de presión de poros. Adicionalmente los eventos repetidores permiten estimar sesgos en localización^{13,14}.

Existen varias técnicas de localizaciones de eventos microsísmicos con redes densas y sensores en pozo fundamentándose en la localización precisa de los microsismos inducidos para calcular el crecimiento del volumen inyectado e identificar zonas con diferente difusividad a partir de la evolución temporal de la nube sísmica¹⁵ estimando la difusividad de un reservorio bajo la hipótesis que el frente de activación de la microsismicidad inducida hidráulicamente se propaga de forma semejante a los procesos de difusión (relajación de presión de poro) considerando el medio homogéneo anisotrópico poro elástico saturado de fluido, otros autores proponen el método de collapsing que distribuye localizaciones en torno a un centro de geométrico de la nube sísmica, de acuerdo a un criterio estadístico, para la identificación de estructuras, efectivo para resaltar características estructurales en nubes sísmicas utilizado en proyectos como Soutz Hot Dry Rock geothermal reservoir (Francia)^{16,17} y en Papua New Guinea¹⁸ y trabajos de Phillips^{19,20} quien basado en un evento maestro identifica eventos con formas de onda similares e identifica diferencias en los tiempos de arribo P y S alineando las formas de onda previamente filtradas relacionando sus diferencias con la localización de la fuente.

METODOLOGÍA

Nuestra metodología consiste en el análisis simultáneo de anisotropía sísmica y repetidores basándonos en los registros digitales de una estación de tres componentes en superficie, determinamos manualmente los tiempos de arribo s y p, se rotan las componentes V, N, E, a componentes L (radial, en dirección a la fuente), Q y T (modos transversales) en dirección a la fuente. Los parámetros anisotrópicos: tiempo de retardo Δt y polarización de qS1, se determinan visualmente del movimiento de partícula en el plano de las componentes Q y T de la trayectoria trazada en el holograma²¹. El tiempo de retardo se obtiene de la correlación cruzada entre las componentes transversales Q y T tomando como ventana de correlación 300 ms a partir de la llegada del modo cortante rápido. Correlacionamos visualmente eventos para formar grupos de eventos repetidores a los que llamamos familias cuantificamos la similitud entre eventos de una misma familia con el coeficiente de correlación cruzada.

2 DATOS

Con una red local de diez estaciones con sensores de tres componentes (sobre roca) se localizan los eventos microsísmicos inducidos por inyección de fluidos con el programa HYPO71 implementado con un modelo de velocidades unidimensional de ocho capas (etapa de preprocesamiento) a una tasa de muestreo de 125 muestras por segundo.

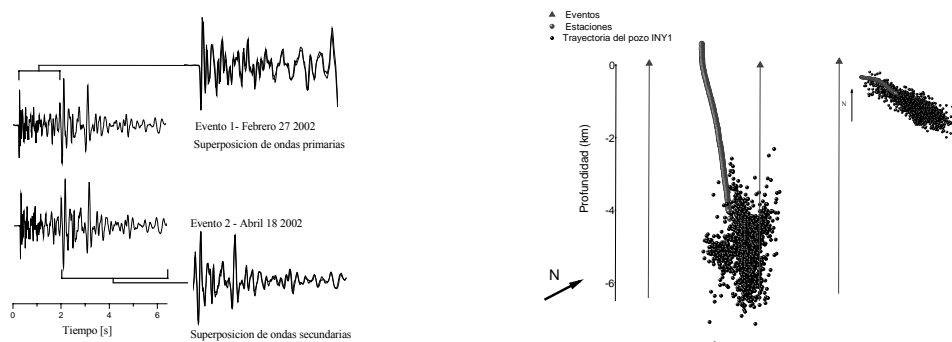


Figura 1. a) Comparación de las formas de onda entre dos eventos pertenecientes a una familia (F4) las ampliaciones de la derecha corresponden a la superposición de las componentes transversales de los eventos, entre el tren de ondas P (arriba) y la arribo del tren de ondas S (abajo), b) vista tridimensional de la nube sísmica asociada al inyector INY1 en la grafica se observa la trayectoria de perforación, □ eventos y 7 estaciones y en la parte superior derecha una vista superficial.

En la Figura 1. b. se observa una de las nubes sísmicas de la zona asociada al pozo inyector de agua INY1 con 2800 eventos registrados en cuatro años de operación del pozo, los hipocentros se encuentran a profundidades entre 3 km y 5 km, los epicentros forman una elipse con el eje menor de 1.5 km y eje mayor de 3 km, magnitudes entre 1.2 y 2.4 MD algunos eventos con magnitud máxima de 2.8 MD, a la vez se acceso a datos de producción (volúmenes y presión de

inyección, etc.) y estudios geológicos. En este trabajo se presenta los resultados de los primeros diez meses de operación de 1537 eventos localizados en este periodo 324 fueron aptos para análisis de anisotropía y repetidores

3 ANÁLISIS Y RESULTADOS

El sistema presenta tres direcciones preferenciales de polarización en el tiempo de observación ver figura 2 a. 144°, 60°, 330° posiblemente correspondientes con tres capas anisotrópicas con direcciones de polarización aproximadamente ortogonales a partir del día 180 se presenta una disminución de la actividad sísmica en las direcciones de 150° y 60° mostrando una dirección preferencial del flujo de fluidos en la dirección σ_1 . El incremento en Δt (fig. 2 b) a lo largo del tiempo de inyección indica un aumento de fluido en la matriz y/o el agua inyectada alcanza un volumen mayor en la matriz.

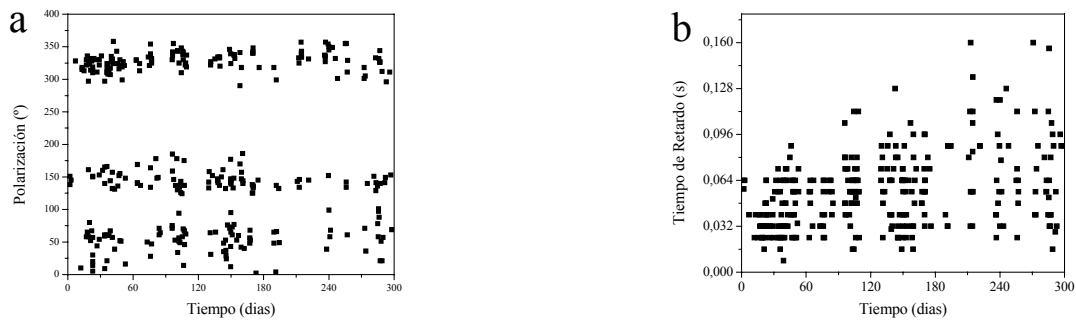


Figura 2. a Comportamiento de los parámetros anisotrópicos a lo largo del periodo de observación junio de 2001 a abril de 2002 (a) polarización de la onda de corte rápido y (b) tiempo de retardo entre los modos de corte.

La figura 3. a. muestra la representación de los parámetros anisotrópicos polarización de la onda transversal y tiempo de retardo en diagramas polares (θ, ρ) siendo θ la dirección azimutal de polarización y ρ es Δt donde se observan tres orientaciones preferenciales de polarización consistentes con patrones de fractura controlados por pliegue con σ_1 en dirección NW-SE (azimut medio 144° y 330°) ortogonal al eje de plegamiento correlacionado con fracturas del tipo uno (Estudio Técnico de Comercialidad, 1999) indicando la dirección del esfuerzo horizontal máximo (σ_1) con 144° de azimut concordante con el esfuerzo regional reportado por los *Cazier*²² obtenidos con otras técnicas, en dirección NE relacionadas con fracturas tipo dos (azimut medio 60°) paralelo al eje de plegamiento de la región y un tercer tipo en dirección media de 22° denominadas indeterminadas.

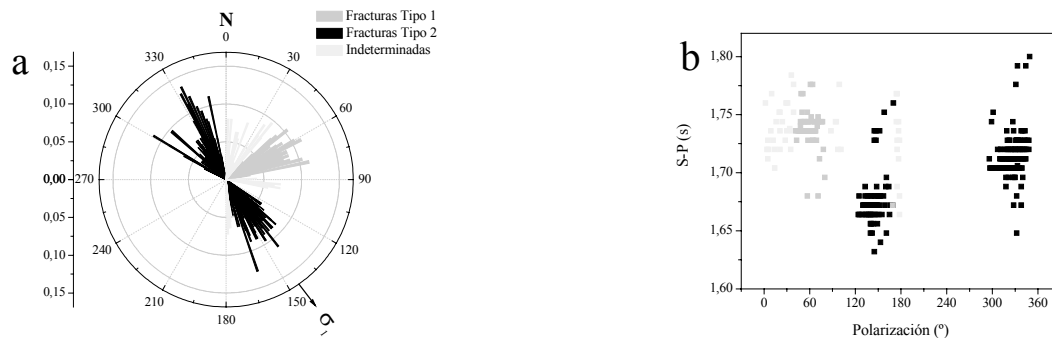


Figura3 a) Representación en diagramas rosa (θ, ρ) de los parámetros anisotrópicos, θ dirección azimutal de polarización y ρ el tiempo de retardo, b) s-p vs polarización los tres cúmulos indican la existencia de tres capas anisotrópicas a tres profundidades diferentes.

La diferencia de tiempo de llegada entre el primer pulso de la onda secundaria y la primaria s-p vs polarización (fig. 3. b) confirma la existencia de tres capas anisotrópicas debido a que eventos repetidores se encuentran en un volumen confinado, la diferencia de s-p la asociamos con variaciones en profundidad. En la grafica se aprecia una capa profunda (mayor tiempo de s-p) con fracturas en tres direcciones 327°, 60° y 22° una capa intermedia con fracturas en dirección de 327° y una última la menos profunda con fracturas a 144°.

3.2 EVENTOS REPETIDORES

Distinguimos 19 familias de eventos repetidores, las familias con mayor número de eventos F1, F3, F4, F6, F12, F18 están presentes en todo el periodo observación definiendo trayectorias preferenciales de flujo. En las demás familias sus eventos ocurren esporádicamente, en la figura 4 se observa que eventos pertenecientes a una familia muestran una fluctuación en su polarización debido a su distribución a lo largo del mismo segmento de falla sobre la cual varía la

dirección de ruptura²³. Los repetidores se distancian entre si algunos metros y su proximidad permite evaluar sesgos de localización del orden de 600 m a 800 m por comparación directa del grupo de eventos con la localización de la red.

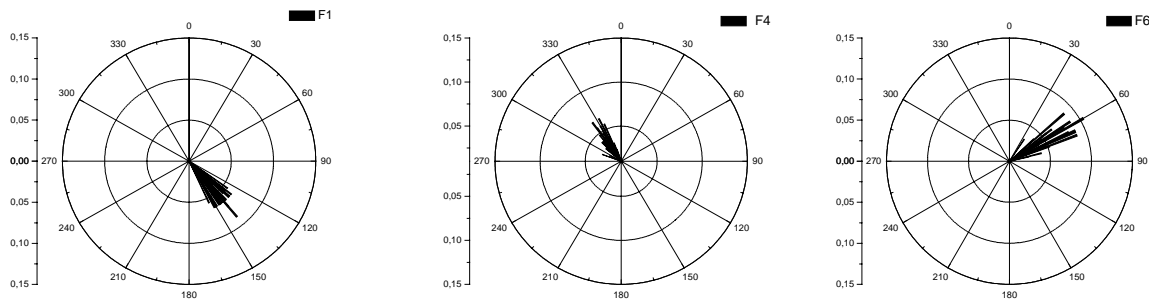


Figura 4. Polarización de la onda de corte rápido y Δt entre los modos de corte para las familias F1, F4, F6 de eventos repetidores.

4 CONCLUSIONES

La sismicidad inducida por inyección de agua permitió identificar fracturas preexistentes activadas hidráulicamente²⁴ relacionadas con pliegues que afloran en superficie mostrando su importancia en los mecanismos de conducción de crudo y sus direcciones preferenciales de difusión, estimación in situ de la dirección de σ_1 , adicionalmente encontramos familias de eventos repetidores a partir de los cuales estimamos errores de localización con la mayor componente en profundidad debido el modelo unidimensional de velocidades utilizado. Diferenciamos tres estructuras anisotrópicas con alineamientos perpendiculares entre sí. Los eventos repetidores muestran la precisión en la lectura de los parámetros Anisotrópicos.

La sísmica pasiva es invaluable para la identificación de superficies de ruptura y determinación de su distribución espacial. El proyecto muestra que la sísmica pasiva, no tradicional en la industria de la explotación de hidrocarburos, aporta información complementaria (detección de heterogeneidades su distribución, alineación y densidad), importante para el desarrollo y operación de campos.

REFERENCIAS

- 1 Levin, V., D. Droznin, et al. "Detailed mapping of seismic anisotropy with local shear waves in southeastern Kamchatka". *Geophysics J. Int.*, Vol. **149**, p. 149-156. 2004.
- 2 Seeber, Leonardo, et al. "A Fluid-Injection-Triggered Earthquake Sequence in Ashtabula, Ohio: Implications for Seismogenesis in Stable Continental Regions". *Bull. Seism. Soc. Am.*, **94**, 76-87. 2004.
- 3 Savage, M. K. "Seismic Anisotropy and Mantle Deformation: ¿What have we Learned from Shear Wave Splitting?". *Geophysics*, **37**, 65-106. 1999.
- 4 Crampin, S.. "The Fracture Criticality of Crustal Rocks". *Geophys. J. Int.* **118**, p. 428-438. 1994.
- 5 Tod, S. R.. "The Effects of Stress and Fluid Pressure on the Anisotropy of Interconnected cracks". *Geophysics J. Int.* **149**, p. 149-156. 2002.
- 6 Friedman, P. and S. B. Jones. "Measurement and Approximate Critical Path Analysis of the Pore-Scale-Induced Anisotropy Factor an Unsaturated Porous Medium". *Water Resources Research*. **37**, N°12, p. 2929-29-42. 2001.
- 7 Levin, V., D. Droznin, et al. "Detailed mapping of seismic anisotropy with local shear waves in southeastern Kamchatka". *Geophysics J. Int.*, **149**, p. 149-156. 2004.
- 8 Schaff, David P. and Paul G. Richards. "Lg-Wave Cross Correlation and Double-Difference Location: Application to the 1999 Xiuyan, China, Sequence". *Bull. Seism. Soc. Am.*, **94**, 867-879. 2004.
- 9 Schaff, David P, et al. "Optimizing Correlation Techniques for Improved Earthquake Location". *Bull. Seism. Soc. Am.*, **94**, 705-721. 2004.
- 10 McGuire, Jeffrey J. "Estimating Finite Source Properties of Small Earthquake Ruptures". *Bull. Seism. Soc. Am.*, **94**, 377-393. 2004.
- 11 Baisch, S. and H. -P. Harjes: "A model for fluid-injection-induced seismicity at the KTB, Germany". *Geophys. J. Int.*, **152**, 160-170. 2003.
- 12 Rutledge, J. T. and W. S. Phillips: "Hydraulic stimulation of natural fractures as revealed by induced microearthquakes, Carthage Cotton Valley gas field, east Texas". *Geophys. J. Int.*, **68**, 441-452. 2003.
- 13 Fehler, M. et al: "Improved relative locations of clustered earthquakes using constrained multiple event location". *Bull. Seism. Soc. Am.*, **90**, 775-780. 2000.
- 14 Nakahara, Hisashi: "Correlation distance of waveforms for closely located events-I. Implication of the heterogeneous structure around the source region of the 1995 Hyogo-Ken Nanbu, Japan, earthquake ($M_w=6.9$)". *Geophys. J. Int.*, **157**, 1255-1268. 2004.

-
- 15 Shapiro, E., Rother, V, et al "Characterization of Fluid Transport Properties of Reservoir using Induced Microseismicity". *Geophysics*, **67**, N° 1, p. 212-220. 2004
 - 16 Jupe, A., R. H. Jones, J. Willis-Richards, B. Dyer, J. Nicholls, and P. Jacques. "Report on HDR Phase 4 – Soutz Experimental Programme 1993/1994", *CSM Associates Ltd.*, IR02/12. 1994.
 - 17 Moriya, H., K. Nakazato, H. Niitsuma, and R. Baria. "Study of microseismic doublet/multiplet for evaluation of fracture system in Soutz HDR field", *Proc. World Geothermal Congress 2000*, 3807-3812. 2000.
 - 18 Jones, R. H., and R. Stewart. "A method for determining significant structures in a cloud of earthquakes", *J. Geophys. Res.*, **102**, 8245-8254. 1997.
 - 19 Phillips, W. S., L. House, and M. Fehler. "Detailed joint structure in a geothermal reservoir from studies of induced microearthquake clusters". *J. Geophys. Res.* **102**, 5719-5731. 1997.
 - 20 Phillips, W. S. "Precise microearthquake locations and fluid flow in the geothermal reservoir at Soutz-sous-Forêts, France", *Bull. Seismol. Soc. Am.*, **90**, 1, 212-228. 2000.
 - 21 Macbeth, C. and S. Crampin. "Processing of Seismic Data in the Presence of Anisotropy". *Geophysics*, **56**, p. 1320-1330. 1991.
 - 22 Cazier, E.C., A.B. Hayward, G. Espinosa, J. Velandia, J.-F. Mugniot, W.G. Leel. "Petroleum Geology of the Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia". *AAPG Bulletin*, **79**, No. 10, pp. 1444-1463. 1995.
 - 23 Nakahara, Hisashi. "Correlation distance of waveforms for closely located events-I. Implication of the heterogeneous structure around the source region of the 1995 Hyogo-Ken Nanbu, Japan, earthquake (MW=6.9)". *Geophysics. J. Int.*, **157**, 1255-1268. 2004.
 - 24 Rutledge, J. T. and W. S. Phillips. "Hydraulic stimulation of natural fractures as revealed by induced microearthquakes, Carthage Cotton Valley gas field, east Texas". *Geophysics*, **68**, 441-452. 2003.