

TĒRAIPO RETA OYAPO MBAE POKI ÑEMAËRUPIVAE REGUA

SISMICIDAD INDUCIDA SEGÚN SU MECANISMO DE GENERACIÓN

Espada Romero Henry Milton

Instituto de Investigaciones

UNIBOL Guaraní y Pueblos de Tierras Bajas

"Apiaguaiki Tüpa"

Ivo Chuquisaca Bolivia

henryespada@unibolguarani.edu.bo

ÑEEMONI

Yarovia yave ñanaiporeta oikoñoaiko kuae antropogénicope jaeko oechaka reta oñatimayevae arakua poki peguareta jarevi oecha retavi kuae tembiporu mbaeapo poki peguape. Kuae retako jae oasa simirupi oecha vaerä jaanga regua jokuae energía omoliveravae iyecha regua jaeramoko oime oyecha jokuae mbaeavi omeseñoaivaie, jaeko oyemboipiye oyekuavae ipiauye. Jaeko kuae itape tätayaevae yambombuvaerä kuae itapeita jaeko oyepoepi guasaete ojo oiko kuae geológico ipite jete rupi.

Kuae mbaeapo poki fracking rupiko oyepite ì jarevi itane timbo oyepuepi ojovae kuae itapeita iguitepe, ereiko iyeapo jekorupi oimeko oyeapo yeimbae jarevi iyeapo kavivaevi jaeko yae chupe estática ì pegua jaeko omombeu iyekiapo oïaguivae ereiko oimeko oyoavi reta itape ita reta jaeko Mw 1,6 a 6,5. Oimeko mboviyea kuae ivikäta reta oyekua jaeko irundi yea reta: metei jaeko gravi quakes: kuae jaeko oyekua oyeapo ì rirupe jarevi estrattigrafico pevi.

Yea Mokoia II reinjection quakes: jaeko oyeapo reinyeccion rupi jokuae ì oyemombokuere aniramo itane timbore. Mboapia jaeko hydrofracturing quakes: jaeko oyeapo yembombu piterupi tikuirupi jaeko guasaete yae täta oyopi kuae litostáticagui jare irugue yoavi jaeko IV load quakes: Jaeko oyeapo yemboguita jare mbaeti oyeapovae kuae ì tikui estatica rupi mbaeti oyekua kavi iyeapovae kuae litostáticape.

Kuae reta jaeko oyeparavoma jarevi iyecha yoavi pisi poro rupi jarevi iyeapo litostáticape jokuarai oychavaerä mbaendunga rako jae ikaviete oyeporu vaerä kuae régimen mboyoavi jeko rupi, strike-slip jarevi oyepuepi reporu jeri rupikavi Anderson iñemaë rupi.

Ñeeapo reta: ivi itape ita iyupavo regua, Iyeapokavi poki regua, Mbaeapo itape pegua, Yembosopu yeapo, Itape yoka yoo itikuirupi.

RESUMEN

Entender la naturaleza de los sismos de origen antropogénico se ha vuelto un desafío científico y tecnológico. Estos retos pasan por predecir la magnitud de la energía liberada que ocurre cuando las fallas preexistentes son nuevamente reactivadas o se crean nuevas. La capacidad que tienen las rocas de inducir estos sismos está relacionada con los cambios progresivos de los esfuerzos tectónicos que ocurren en el interior de la corteza terrestre. Técnicas como el fracking, la inyección de agua y gases a formaciones geológicas profundas y eventos naturales como la carga de descarga de los cuerpos estáticos de agua definen el origen principal de los (micro) sismos, con magnitudes que varían desde M_w 1,6 a 6,5. La clasificación de sismos inducidos presentado comprende cuatro tipos: Tipo I gravi quakes: generados por la producción de fluidos de reservorios estructurales y estratigráficos. Tipo II reinjection quakes: generados por la reinyección de aguas residuales o gases. Tipo III hydrofracturing quakes: generados por la inyección de fluidos a presiones mayores que la carga litostática y las de Tipo IV load quakes: generados por la carga y descarga de fluidos estáticos que provocan una variación de la carga litostática. Estos fueron clasificados también en función de la variación de la presión de poro y la carga litostática imperante en ambientes o regímenes de fallas normales, strike-slip e inversas basado en el esquema propuesto por Anderson.

Palabras clave: Sismicidad antropogénica, presión hidrostática, carga litostática, presión de poro, fracturamiento hidráulico.

ABSTRACT

Understanding the nature of earthquakes of anthropogenic origin has become a scientific and technological challenge. These challenges involve predicting the magnitude of the energy released that occurs when pre-existing faults are reactivated or new ones are created. The ability of rocks to induce these earthquakes is related to the progressive changes of tectonic stresses that occur inside the earth's crust. Techniques such as fracking, the injection of water and gases into deep geological formations, and natural events such as the discharge load of static bodies of water define the main origin of (micro) earthquakes, with magnitudes ranging from M_w 1.6 to 6.5. The classification of induced earthquakes presented comprises four types: Type I gravi quakes: generated by the production of fluids from structural and stratigraphic reservoirs. Type II reinjection earthquakes: generated by the reinjection of wastewater or gases. Type III hydrofracturing quakes: generated by the injection of fluids at pressures greater than the lithostatic load and Type IV load quakes: generated by the loading and unloading of static fluids that cause a variation in the lithostatic load. These were also classified according to the pore pressure variation and lithostatic load prevailing in normal, strike-slip and reverse fault environments or systems based on the scheme proposed by Anderson.

Keywords: Anthropogenic seismicity, hydrostatic pressure, lithostatic load, pore pressure, hydraulic fracturing.

1. INTRODUCCIÓN

La mitigación del cambio climático incrementó el interés por extraer nuevos recursos energéticos subsuperficiales: minerales, hidrocarburos no convencionales, energía geotérmica, almacenamiento geológico de dióxido de carbono e hidrógeno (Vilarrasa et al., 2019). Todas estas actividades implican la inyección y/o producción de fluidos que alteran la presión de poro (llamada también presión de formación) y por ende del esfuerzo efectivo de los reservorios, logrando la estabilización de la deformación geológica o reactivación de las fallas y fracturas que a la postre inducirán (micro)sismos.

La capacidad que tienen las rocas de inducir sismos está relacionada con los cambios progresivos de los esfuerzos tectónicos que ocurren en el interior de la corteza terrestre. El primer proceso geológico de sismicidad de este tipo se produce por el movimiento de las placas tectónicas, generando un incremento constante de los esfuerzos en el interior y alrededor de las rocas (Davies et al., 2013). Si este incremento persiste pondría en peligro la estabilidad del pozo, durante la perforación, por ejemplo, y causaría daños a la infraestructura circundante, lo que se desea en toda actividad industrial entonces es minimizar la cantidad e intensidad de los cambios inductores de sismos (Vilarrasa et al., 2019).

La determinación de los esfuerzos geomecánicos *in situ* y su relación con los mecanismos de generación sísmica permiten demostrar que las variaciones de esfuerzos son comunes entre 10 a 20 km de profundidad, además, se ha establecido que a mayores profundidades las magnitudes de estos esfuerzos también

se incrementan afectando adversamente las operaciones mineras, construcción de túneles, fundaciones y la explotación de recursos energéticos (Haxby & Turcotte, 2016).

En este artículo se describe el fundamento teórico y técnico de la clasificación de los sismos antropogénicos con base en la variación o trayectoria del esfuerzo efectivo de la formación, presión de poro, presión hidrostática, carga litostática y esfuerzos principales, además de establecer los regímenes de fallas predominantes para diferentes ambientes tectónicos según el esquema de clasificación de Anderson.

2. METODOLOGÍA

Se consultó de manera intencionada información técnica y actualizada en la base de datos en línea de la Journal of Petroleum Technology (Revista Tecnología del Petróleo), igualmente en el motor de búsqueda Google Académico. Adicionalmente, la fuente de la literatura técnica primaria fue obtenida de la librería en línea OnePetro, tamizando la información con las palabras clave y una antigüedad a partir del año 2002, sin embargo, se priorizó la información reciente.

3. DESARROLLO Y DISCUSIÓN

La inyección antropogénica de fluidos al interior de la corteza terrestre induce sismos, donde no únicamente existe una alteración del equilibrio de los esfuerzos geomecánicos y la creación de nuevas fallas, sino que, reactiva las preexistentes

haciendo que los bloques (a ambos lados de una falla) se desplacen más rápido de lo normal. En 1993, Davies et al. expusieron siete criterios técnicos a consultar para que la reactivación de fallas sea considerada antropogénica:

1. ¿Estos eventos son los primeros sismos conocidos con estas características?
2. ¿Existe correlación entre la inyección de fluidos y la sismicidad?
3. ¿Los epicentros están cerca de los pozos (mínimamente dentro de los 5 km)?
4. ¿Ocurren sismos en o cerca de las profundidades de inyección?
5. ¿Existen estructuras geológicas conocidas que podrían canalizar el flujo inyectado hacia la ubicación de los sismos?
6. ¿La variación en la presión del fluido inyectado es la suficiente para estimular sismos?
7. ¿Las distancias hipocentrales son las suficientes para estimular sismos?

De hecho, estos criterios aún son considerados para identificar y caracterizar sismos inducidos y diferenciarlos de aquellos naturales. Asimismo, los resultados obtenidos permitieron a Davies et al. (2013) subdividir los eventos sísmicos según su origen, en:

- a. Subsistencia minera
- b. Depletación de campos de petróleo y gas natural
- c. Inyección de fluidos para la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés)
- d. Proyectos de investigación
- e. Inyección de aguas residuales
- f. Producción de soluciones mineras

- g. Operaciones en Sistemas de Recuperación Geotérmica (EGS, por sus siglas en inglés)
- h. Cuerpos de agua artificiales
- i. Producción de agua subterránea
- j. Fracturamiento hidráulico

De ahí que Doglioni (2018) alternativamente identificó y clasificó en cuatro tipos los sismos inducidos tomando en cuenta sus ambientes geotectónicos y la variación de la presión de poro y esfuerzo efectivo con relación a la presión hidrostática y carga litostática, en:

- Tipo I *gravi quakes*: por la producción de fluidos de reservorios estructurales y estratigráficos.
- Tipo II *reinjection quakes*: por la reinyección de aguas residuales o gases.
- Tipo III *hydrofracturing quakes*: por la inyección de fluidos a presiones mayores que la carga litostática.
- Tipo IV *load quakes*: por carga y descarga de fluidos que provocan una variación de la carga litostática.

3.1. Estado de esfuerzos geomecánicos

El estado de los esfuerzos geomecánicos de la corteza terrestre puede ser definido en función de tres esfuerzos principales o totales S_1 , S_2 y S_3 , denominados esfuerzo máximo, intermedio y mínimo, respectivamente, uno paralelo a la dirección vertical S_v y dos horizontales S_{Hmax} y S_{Hmin} . El esfuerzo vertical principal es llamado litostático o de sobrecarga, mientras que los horizontales son llamados esfuerzos horizontales principales, son de naturaleza local, es decir, reflejan la concentración de los esfuerzos de

acuerdo a las propiedades poroelásticas de las formaciones geológicas. Todas están dispuestas ortogonalmente (Tabla 1).

Tabla 1. Regímenes de fallas y esfuerzos asociados.

Régimen	Esfuerzo		
	S_1	S_2	S_3
Normal	S_V	S_{Hmax}	S_{hmin}
Strike-slip	S_{Hmax}	S_V	S_{hmin}
Inversa	S_{Hmax}	S_{hmin}	S_V

Concretamente, los modelos propuestos por Anderson, Fig. 1, relaciona las magnitudes de los esfuerzos horizontales principales con respecto al esfuerzo vertical principal. En consecuencia, en los regímenes de fallas normales, el esfuerzo vertical principal, S_V , es el esfuerzo máximo (S_1), en los regímenes *strike-slip* (o de rumbo) es el esfuerzo intermedio (S_2), y en los de fallas inversas es el esfuerzo mínimo (S_3).

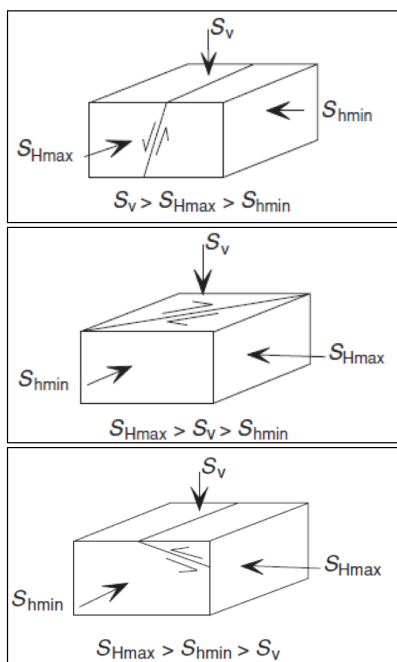


Figura 1. Esquema de clasificación de Anderson. Magnitudes relativas de los esfuerzos principales en regímenes de fallas normal (superior), strike-slip (medio) e inversa (inferior) (Zoback, 2007).

De acuerdo a este esquema, los esfuerzos horizontales principales pueden ser tan bajos o altos que el esfuerzo vertical principal, dependiendo del ambiente geológico circundante. Así pues, las magnitudes relativas de los esfuerzos principales están relacionadas directamente con el estilo o regímenes de fallas presente en una región.

Según la Fig. 1 (superior), el esfuerzo vertical principal predomina regiones con fallas normales ($S_1 = S_V$), y el movimiento a lo largo de las fallas ocurre cuando el esfuerzo horizontal principal mínimo S_{hmin} alcanza un valor bajo que a cualquier profundidad ($S_V \geq S_{Hmax} \geq S_{hmin}$) este depende del S_V y la presión de poro.

Igualmente, las regiones con fallas *strike-slip*, Fig. 1 (medio) representan un estado intermedio ($S_2 = S_V$), donde el esfuerzo horizontal principal máximo es mayor que el esfuerzo vertical principal y que el esfuerzo horizontal principal mínimo, es decir ($S_{Hmax} \geq S_V \geq S_{hmin}$). En este caso, el movimiento de las líneas de falla ocurren cuando la diferencia entre S_{Hmax} y S_{hmin} es considerable.

Consiguientemente, cuando ambos esfuerzos horizontales principales exceden el esfuerzo vertical principal ($S_3 = S_V$) se produce un acortamiento de la corteza terrestre a través de un régimen de fallas inversas, Fig. 1 (inferior) por lo tanto, el esfuerzo horizontal principal máximo (S_{Hmax}) es mucho mayor que el esfuerzo vertical principal, es decir que ($S_{Hmax} \geq S_{hmin} \geq S_V$).

3.2. Esfuerzo vertical, presión de poro y esfuerzo efectivo

La magnitud del S_V es equivalente a la integración de las densidades de las rocas desde la superficie hasta una profundidad de interés, z , esto es:

$$S_V = \int_0^z \rho_{(z)} g dz \approx \bar{\rho} g z \quad (1)$$

donde $\rho_{(z)}$ es la densidad de la roca de sobrecarga en función de la profundidad, g la aceleración de la gravedad y $\bar{\rho}$ la densidad promedio de las rocas de sobrecarga. Las rocas sedimentarias tienen una densidad promedio de $2,3 \text{ g/cm}^3$ que resulta en un esfuerzo vertical principal incrementándose con la profundidad a una razón de 23 MPa/km ($\approx 1 \text{ psi/ft}$).

Del mismo modo, la presión de poro se define como:

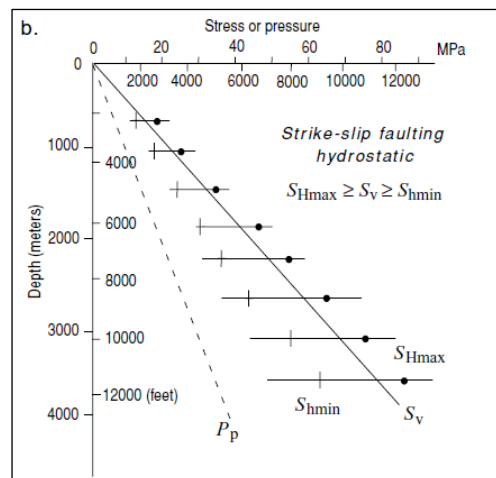
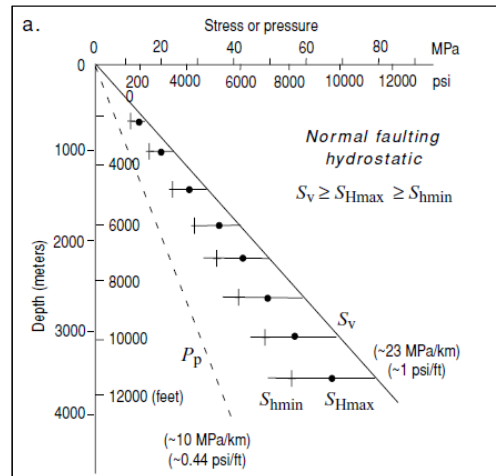
$$P_p \approx \rho_w g z_w \quad (2)$$

donde ρ_w y z_w representan la densidad y profundidad del agua, respectivamente. Esta presión se incrementa a una razón de 10 MPa/km ($0,44 \text{ psi/ft}$) cuando la $\rho_w \approx 1 \text{ g/cm}^3$. Las magnitudes de los dos esfuerzos horizontales principales también se incrementan con la profundidad y para fines de explicación, se consideró que la $P_p \approx P_{\text{hidroestática}}$ y $S_V \approx P_{\text{litostática}}$.

Para considerar las variaciones de los esfuerzos con la profundidad en diferentes ambientes tectónicos, establecemos la relación matemática entre el esfuerzo efectivo S_{eff} y el S_V mediante:

$$S_{\text{eff}} = S_V - P_p \quad (3)$$

Esta ecuación es conocida como Terzhagi o simplemente esfuerzo efectivo. La Ecuación (3) establece que el $S_{\text{eff}} < S_V$ en las zonas sobrepresurizadas, sin embargo, el $S_{\text{eff}} > S_V$ en zonas subpresurizadas, esto implica que el movimiento de las fallas tienen mayor probabilidad de ocurrir en zonas sobrepresurizadas con bajos valores de S_{eff} .



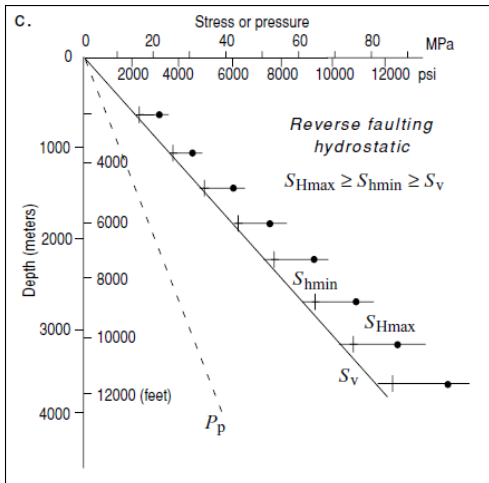
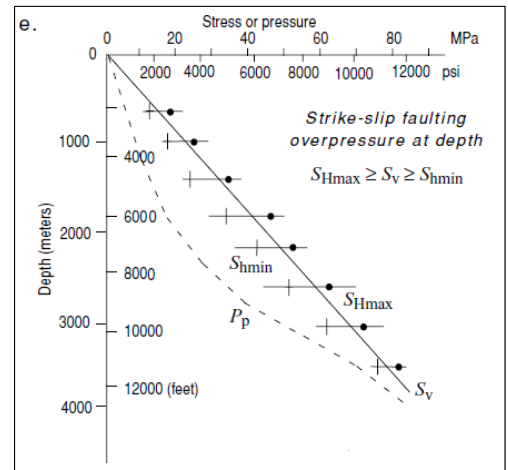
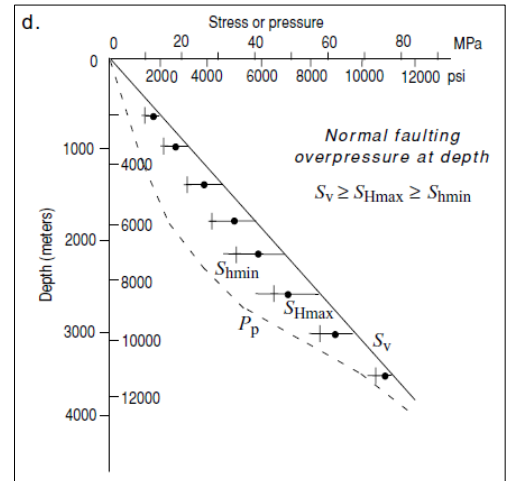


Figura 2. Magnitud de esfuerzos efectivos. Posibles magnitudes para ambientes dominados por fallas normales (a), strike-slip (b) e inversas (c) cuando la presión hidrostática es igual a la presión de poro y el esfuerzo vertical principal a la carga litostática (Zoback, 2007).

A cualquier profundidad, para un régimen extensional (dominado por fallas normales), el esfuerzo horizontal principal mínimo puede ser menor que el esfuerzo vertical principal, Fig. 2a. En este caso, el esfuerzo horizontal máximo, S_{Hmax} , debe estar entre S_{hmin} y el S_v . Alternativamente, a las mismas condiciones de presión de poro, el régimen de fallas *strike-slip* ocurre cuando el S_{Hmax} excede el S_v , Fig. 2b. Finalmente, si el esfuerzo horizontal mínimo es aproximadamente igual a la carga litostática, un régimen de fallas inversas se establece cuando ambos esfuerzos horizontales excedan el S_v , Fig. 2c.

Por otra parte, en el dominio del régimen normal y *strike-slip* el S_{hmin} debe incrementarse cuando la P_p también lo hace ($S_{hmin} = S_3$), este valor nunca debe ser menor que la presión de poro, Figs. 3d y 3e, ya que si sucede se establecería el fracturamiento de la roca.

En regímenes con fallas *strike-slip* e inversas ($S_{Hmax} = S_1$), el valor límite superior de S_{Hmax} se reduce dramáticamente cuando la P_p se incrementa, Figs. 3e y 3f.



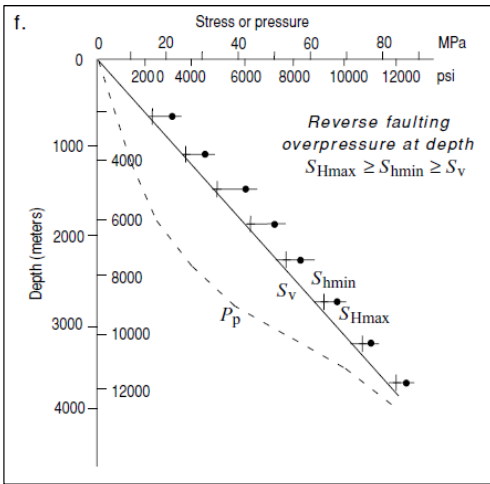


Figura 3. Magnitud de esfuerzos efectivos de formaciones presurizadas. Posibles magnitudes para ambientes dominados por fallas normales (d), strike-slip (e) e inversas (f) cuando la presión de poro se aproxima al esfuerzo vertical principal (Zoback, 2007).

Del mismo modo, para el caso de formaciones sobrepresurizadas, la presión de poro es similar a la presión de sobrecarga o carga litostática, las diferencias entre los tres esfuerzos principales son mínimas, además, las magnitudes de los esfuerzos horizontales se aproximan al esfuerzo vertical principal, independientemente si el régimen dominante es por fallas normales, strike-slip o inversas.

3.3. Tipos de sismicidades inducidas antropogénicas

Tipo I graviquakes

La explotación de gas o petróleo (Davies, 2013; Doglioni, 2018) y la actividad minera son los precursores de

este tipo de sismos. Fig. 4.

En los reservorios de gas o petróleo, los espacios porosos se reducen llegando a compactarse y los estratos suprayacentes colapsan provocando sismicidad y subsidencia (Doglioni, 2018). Las magnitudes de este tipo de sismos varían de M_w 1,9 a 6,0.

En la minería, la subsidencia de los estratos suprayacentes es el resultado principal, poniendo en riesgo a la estructura como a los mineros (Davies, 2013). Las magnitudes de los sismos en esta actividad varían de M_w 1,6 a 5,6. Esta subsidencia alivia de la presión en el tope o dentro de los estratos de carbón previniendo su combustión *in-situ* (Chen et al., 2021).

En ambos casos, el ambiente tectónico después de la producción hidrocarburífera o minera se caracteriza por la generación y reactivación de fallas normales que disipan la energía gravitacional, provocando que la magnitud del esfuerzo efectivo sea considerable.

De acuerdo con Doglioni (2018), cuanto más profundos son los reservorios, la magnitud del sismo también será mayor. Los cambios en los esfuerzos poroelásticos de las rocas explican la reactivación de las fallas por la depletación de los fluidos durante la producción (Zoback & Zinke, 2002).

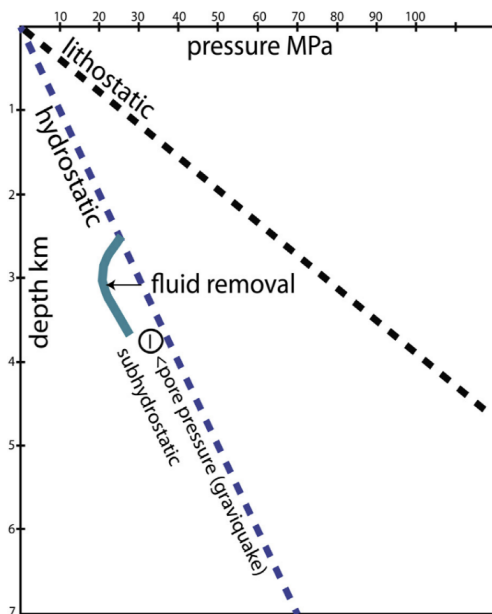


Figura 4. Sismicidad inducida Tipo I. La remoción de fluidos contenidos en los espacios porosos conduce a una reducción de la presión de poro por debajo de la presión hidrostática normal (presión subhidrostática) causando una subsidencia observada en superficie y compactación de la formación o estrato poroso en subsuelo (Doglioni, 2018).

Tipo II injection quakes

El mecanismo principal de este tipo de sismos se debe a la inyección de aguas residuales o gases (metano, CO_2) que activan discontinuidades tectónicas incrementando la presión de poro y reduciendo la fricción a lo largo de los planos de las fallas (Doglioni, 2018). Fig. 5. La P_p se encuentra por encima de la presión hidrostática normal pero por debajo del S_{hmin} garantizando de esta manera que la formación no se fracture y que el régimen de fallas sea tipo *strike-slip* o inversas, Figs. 2a y 2b.

De acuerdo con Alt & Zoback (2017) la corteza terrestre representa un estado de esfuerzos crítico, cercano a la ruptura, donde perturbaciones mínimas en la presión de poro activaría fallas provocando su desplazamiento independientemente del ambiente tectónico. Magnitudes por encima de M_w 5,8 fueron reportados para este tipo de sismos.

Un ejemplo de este tipo de mecanismos de generación es el almacenamiento geológico de CO_2 , conocida como tecnología CCUS (por sus siglas en inglés), que implica cambios en los esfuerzos geomecánicos de las rocas que puede inducir (micro)sismicidad (Vilarrasa et al., 2019).

En este tipo de sismos las variables petrofísicas juegan un rol muy importante, como ser la permeabilidad, litología y gradiente de presión de la zona circundante al punto focal de generación.

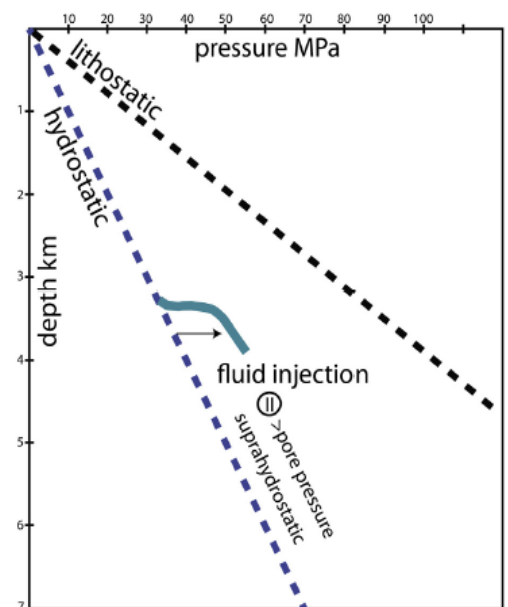


Figura 5. Sismicidad inducida Tipo II. La inyección de fluidos resulta en un incremento de la presión de poro por encima de la presión hidrostática normal (presión suprahidrostatica). La inyección de fluidos se realiza a elevadas presiones (Doglioni, 2018).



Tipo III hydrofracturing quakes

El fracturamiento hidráulico es ampliamente utilizado en la industria petrolera, crea pequeñas fracturas en la formación, incrementado su permeabilidad y facilitando el flujo de hidrocarburos, y en los últimos años ha experimentado un desarrollando gradual de nuevas teorías y métodos. Requiere que la presión del fluido inyectado (agua mezclada con aditivos químicos y apuntalantes) supere el esfuerzo horizontal mínimo (contrario al esfuerzo horizontal máximo) de las rocas sedimentarias a la profundidad de fracturamiento (Westaway, 2016), Figs. 3e y 3f.

Este proceso de estimulación tuvo sus inicios en los 1940s, pero su mayor desarrollo llegó en los 1990s con la combinación del fracturamiento de múltiples etapas con la perforación de pozos horizontales en formaciones de ultra baja permeabilidad. A inicios de los 1960s sismos inducidos por la inyección de fluidos contaminados en reservorios depletados de petróleo y gas natural empezaron a ser registrados y estudiados (Davies et al., 2013). En la actualidad, existe mayor interés en la sismicidad inducida vinculada con el fracturamiento hidráulico de formaciones de baja permeabilidad para la exploración y producción comercial de petróleo y gas natural.

La inyección de fluidos se realiza a presiones por encima de la carga litostática (Fig. 6), conocida como fracking, y sismicidad inducida superficial porque se realiza a profundidades someras (Doglioni, 2018). Esta inyección genera un incremento en la presión de los fluidos contenidos en los espacios porosos, logrando una reducción del esfuerzo

efectivo de las fallas preexistentes, destrabando y haciendo que se deslicen los bloques separados por los planos de falla (Yoon et al., 2017) incrementándose además el área superficial de aquellas rocas que se encuentran alrededor de los pozos. Una vez que la inyección finaliza, el agua retorna y es tratada y/o reinyectada nuevamente al pozo (Davies et al., 2013).

La explotación comercial de los reservorios no convencionales, como el shale gas, shale oil, tight gas o tight oil requieren de esta técnica por su baja permeabilidad. Las magnitudes de estos sismos son mayores a M_w 3,9. La reactivación de fallas preexistentes incrementa la magnitud de los sismos (Macias et al., 2016). A diferencia de la inyección de aguas residuales, el fracturamiento hidráulico utiliza menor cantidad de tiempo y agua, sin embargo, la presión de inyección es mucho más alta.

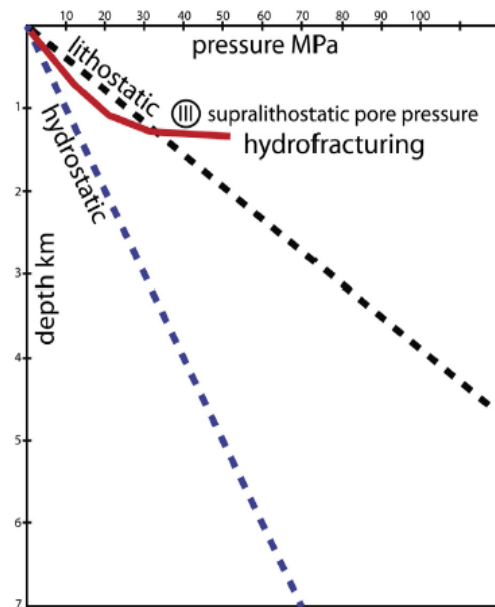


Figura 6. Sismicidad inducida Tipo III. La inyección de fluidos resulta en un incremento de la presión de poro por encima de la carga litostática normal (presión supralitostática). La inyección de fluidos resulta en una sobre presurización de la formación (Doglioni, 2018).

Tipo IV load quakes

Originados por la producción y/o inyección de fluidos, carga y descarga de cuerpos estáticos de agua (lagunas, represas), fenómenos glaciares (Wu & Hasegawa, 2016), actividad erosiva de la superficie terrestre (Haxby & Turcotte, 2016) que modifican las cargas y esfuerzos litostáticos subyacentes en ambientes tectónicos normales, strike-slip e inversas (Doglioni, 2018).

En este ambiente tectónico, la reactivación de fallas de tipo normales ocurre por el incremento de la presión de sobrecarga por encima de la litostática, $P_p > S_v$, mientras que las fallas inversas se reactivan cuando la presión de sobrecarga se reduce por debajo de la listostática, $P_p < S_v$ (Fig. 7). La magnitud máxima asociada con este tipo de sismos es de M_w 6,5.

Durante la erosión, los esfuerzos predominantes por la reducción de la presión de sobrecarga son compresivos (Haxby & Turcotte, 2016).

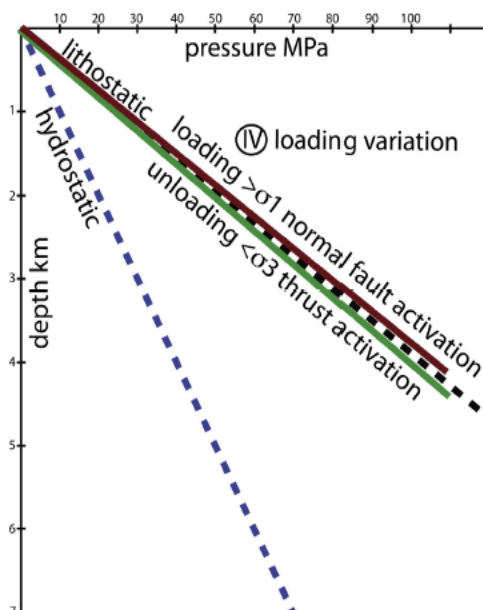


Figura 7. Sismicidad inducida Tipo IV. La carga y descarga de cuerpo estáticos de agua con relación de la presión litostática normal, puede generar la activación de fallas normales e inversas. (Doglioni, 2018).

4. CONCLUSIÓN

En definitiva, la clasificación de los sismos inducidos responde por un lado a actividades industriales que tienen por objetivo la explotación de recursos energéticos, y por el otro a eventos naturales, que dependiendo de la magnitud del esfuerzo efectivo encontrados en el subsuelo podrían desencadenar regímenes

de fallas del tipo normal, strike-slip e inversas. La combinación de estas actividades y eventos naturales sugieren la necesidad de estudiar la naturaleza de la energía liberada cuando dos bloques se desplazan uno con relación a otro bajo esfuerzos geológicos específicos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alt, R., & Zoback, M. (2017). In situ stress and active faulting in Oklahoma. *Bulletin of the Seismological Society of America* 107, 1. <https://doi.org/10.1785/0120160156>
- Chen, D., Li, N., & Wang, E. (2021). Reliability Assessment of the Hydraulic Fracturing Process in Coal Mine Based on the Analysis of Micro-Seismic Source Parameters. *Natural Resources Research*, 30(3), 2317–2332. <https://doi.org/10.1007/s11053-021-09840-6>
- Davies, R., Foulger, G., Bindley, A., & Styles, P. (2013). Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. En *Marine and Petroleum Geology*. Volumen 45, pp. 171–185. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.03.016>
- Doglioni, C. (2018). A classification of induced seismicity. *Geoscience Frontiers*, 9(6), 1903–1909. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2017.11.015>
- Haxby, W., & Turcotte, D., (2016). Stresses induced by the addition or removal of overburden and associated thermal effects. *Geology* 2016; 4 (3): 181–184. [https://doi.org/10.1130/00917613\(2016\)4](https://doi.org/10.1130/00917613(2016)4)
- Macias, L., Santos, J., & Savioli, G. (2016). Induced seismicity in unconventional reservoir using a viscoelastic model for wave propagation. XIV, 8–11.
- Vilarrasa, V., Carrera, J., Olivella, S., Rutqvist, J., & Laloui, L. (2019). Induced seismicity in geologic carbon storage. *Solid Earth*, 10(3), 871–892. <https://doi.org/10.5194/se-10-871-2019>
- Westaway, R. (2016). The importance of characterizing uncertainty in controversial geoscience applications: Induced seismicity associated with hydraulic fracturing for shale gas in northwest England. *Proceedings of the Geologists' Association*, 127(1), 1–17. <https://doi.org/10.1016/j.pgeola.2015.11.011>
- Wu, P., & Hasegawa, H. (2016). Induced stresses and fault potential in eastern Canada due to a realistic load: A preliminary analysis. *Geophysical Journal International*, 127(1), 215–229. <https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.1996.tb01546.x>
- Yoon, C., Huang, Y., Ellsworth, W., & Beroza, G. (2017). Seismicity During the Initial Stages of the Guy-Greenbrier, Arkansas, Earthquake Sequence. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 122(11), 9253–9274. <https://doi.org/10.1002/2017JB014946>
- Zoback, M., & Zinke, J. (2002). Production-induced normal faulting in the Valhall and Ekofisk oil fields. *Pure and Applied Geophysics* 159, 403–420.
- Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9780511586477