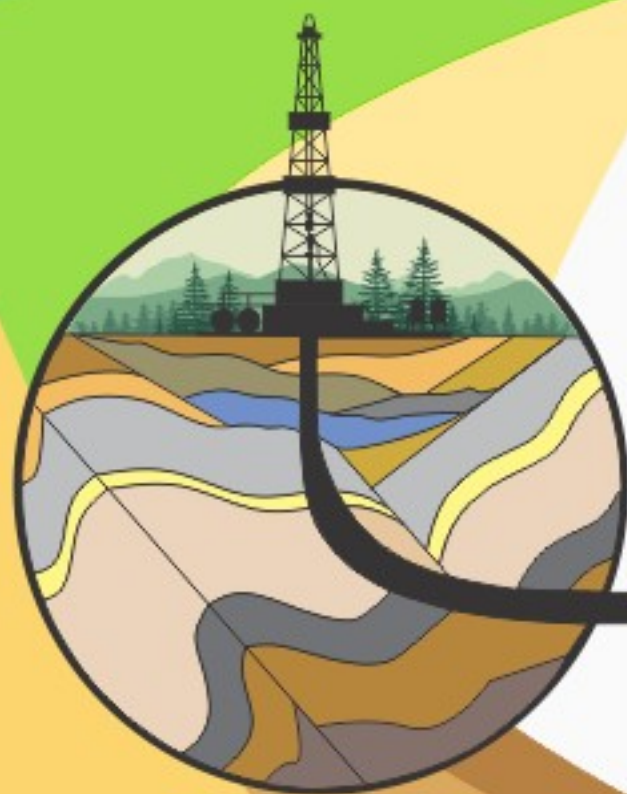




8^o Simposio Internacional de Geomecánica

6 al 10 de Mayo - Bucaramanga, Santander

Enfrentando Nuevos Retos,
Asegurando un Desarrollo Sostenible.

#8SIMPGEOMECA₁NICA



SISMOLOGÍA PARA CAMPOS PETROLEROS – LA EXPERIENCIA OSSO

Hansjürgen Meyer
hansjurgen.meyer@osso.org.co



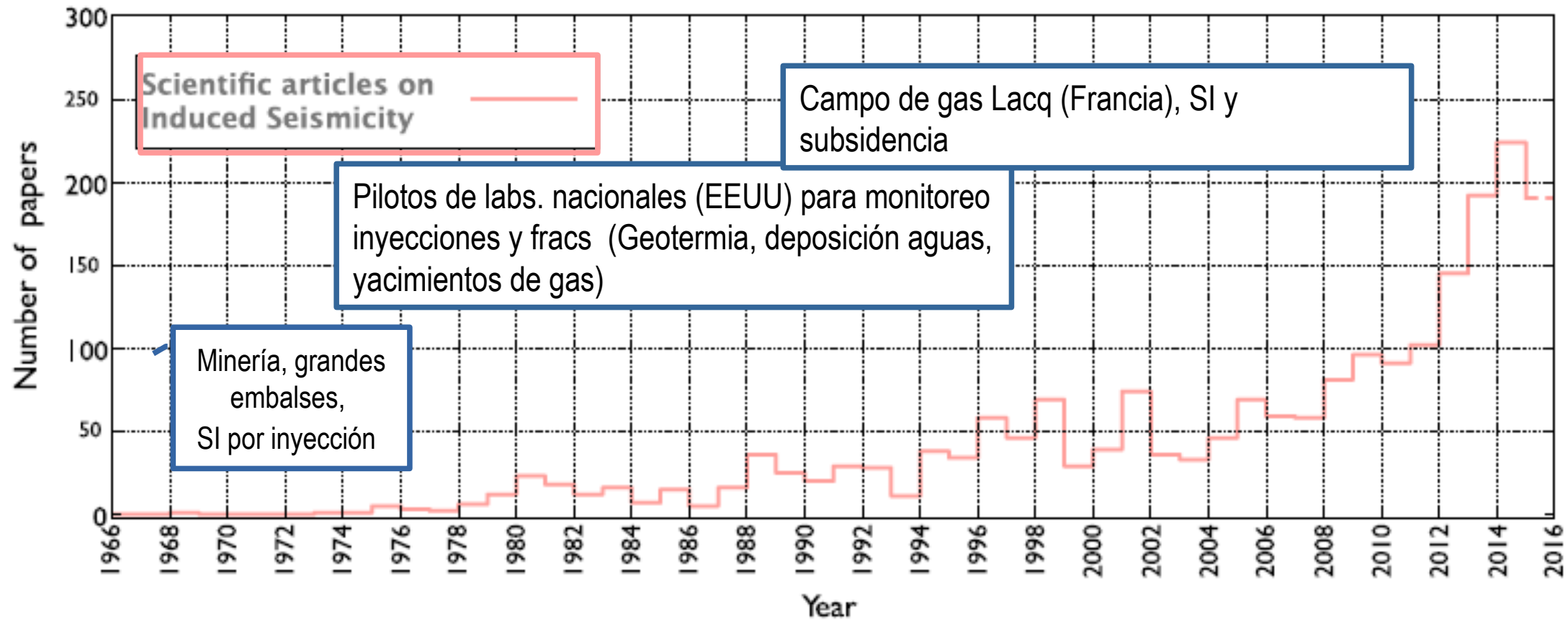
Corporación OSSO

Una ONG para las ciencias de la Tierra
y la prevención de desastres



INTRODUCCIÓN

El ascenso del tema 'Sismicidad Inducida'

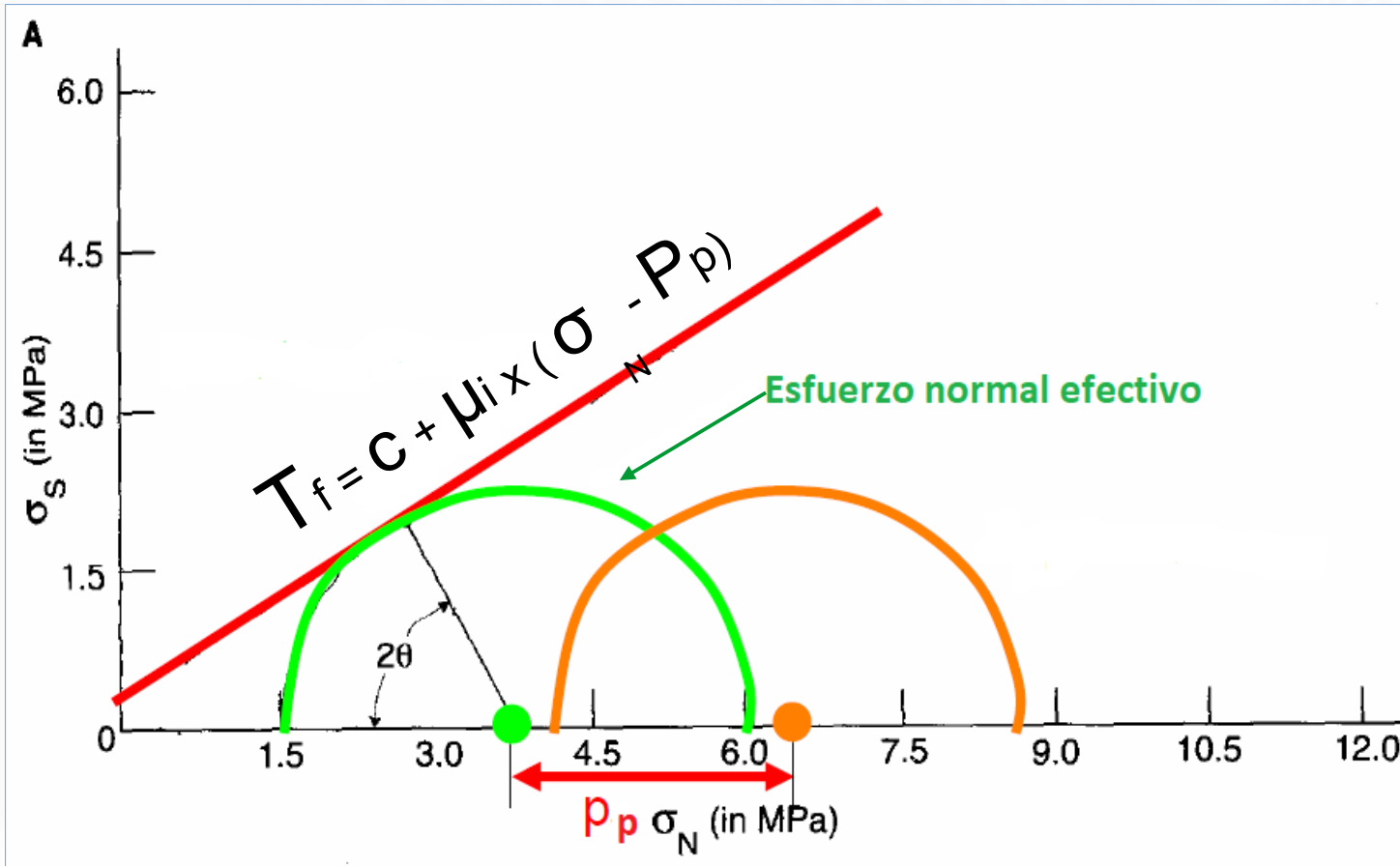


Grigoli et al., 2017



Esfuerzos en la SI

(Ley de Amontons, Coulomb, Navier, Mohr)



La reducción del esfuerzo normal efectivo por aumento de presión de poros (inyecciones!) puede llevar una fractura o falla al límite de resistencia.

El esfuerzo normal efectivo también puede disminuir por otras acciones (esfuerzos), como la reducción de masas suprayacentes (producción) o la compactación por reducción de la presión en yacimiento.





LA EXPERIENCIA OSSO, 1995- PRESENTE

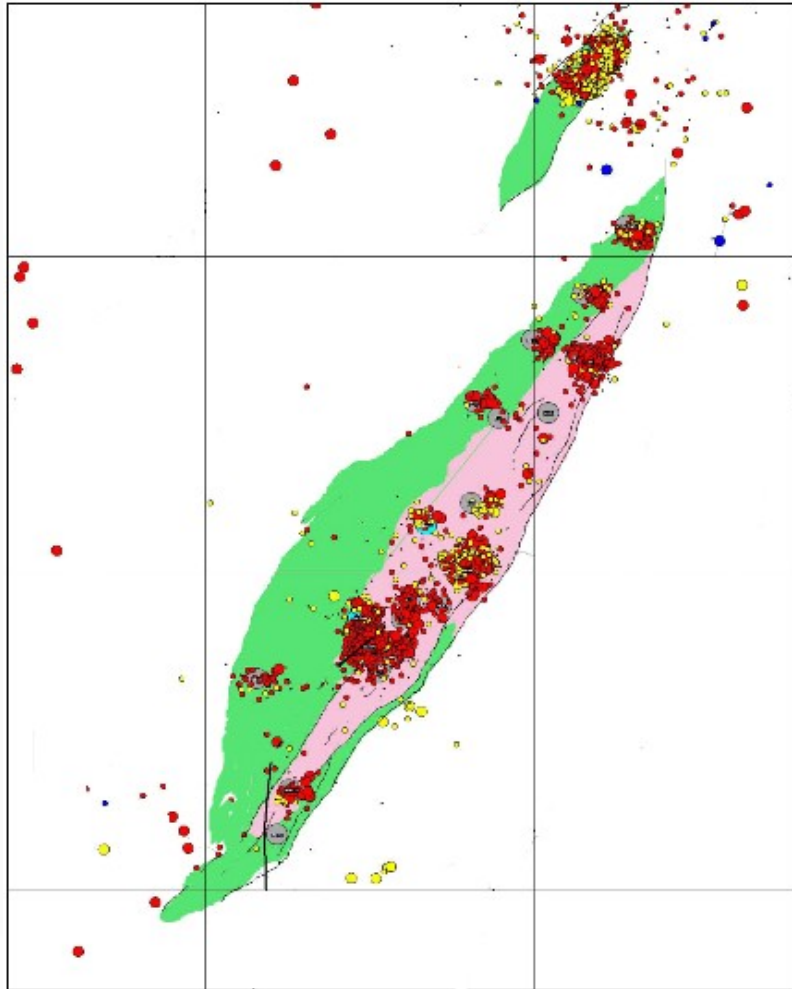
Desarrollo instrumentación

DAS de estado sólido. III generación. SO Linux.
SO y datos en CompacFlash. Registra 6 canales
en continuo (hasta ~3 meses). Muestreo hasta
1.000 m/s, a 16 bits.
Sincronización GPS Garming 12 Satélites
Rango dinámico full 176 dB

Electrónica para
modificación de respuesta
espectral y normalización
de respuesta de sensores



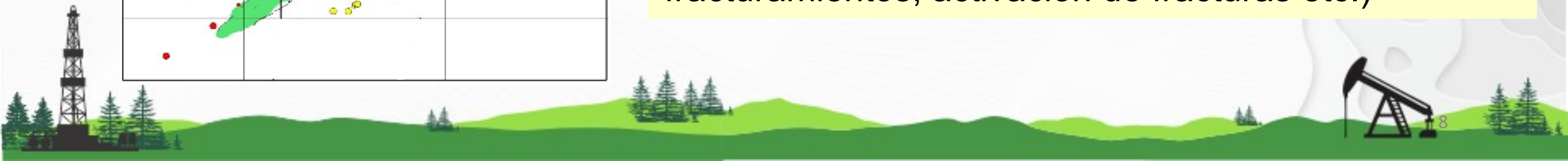
Microsismicidad en un campo con inyectores (gas y agua)



Cúmulos de epicentros de microsismos asociados a inyectores de gas y agua (TVD 3.6 > ~6 km).

La cercanía a los inyectores (aún sin relocalización) identifica a los eventos como causados por aumento de presión de poros, en formación confinada.

Esta es la SI más útil para evaluaciones de interés para la geomecánica (direcciones y densidad de fracturamiento, evolución de esfuerzos, resultado de fracturamientos, activación de fracturas etc.)

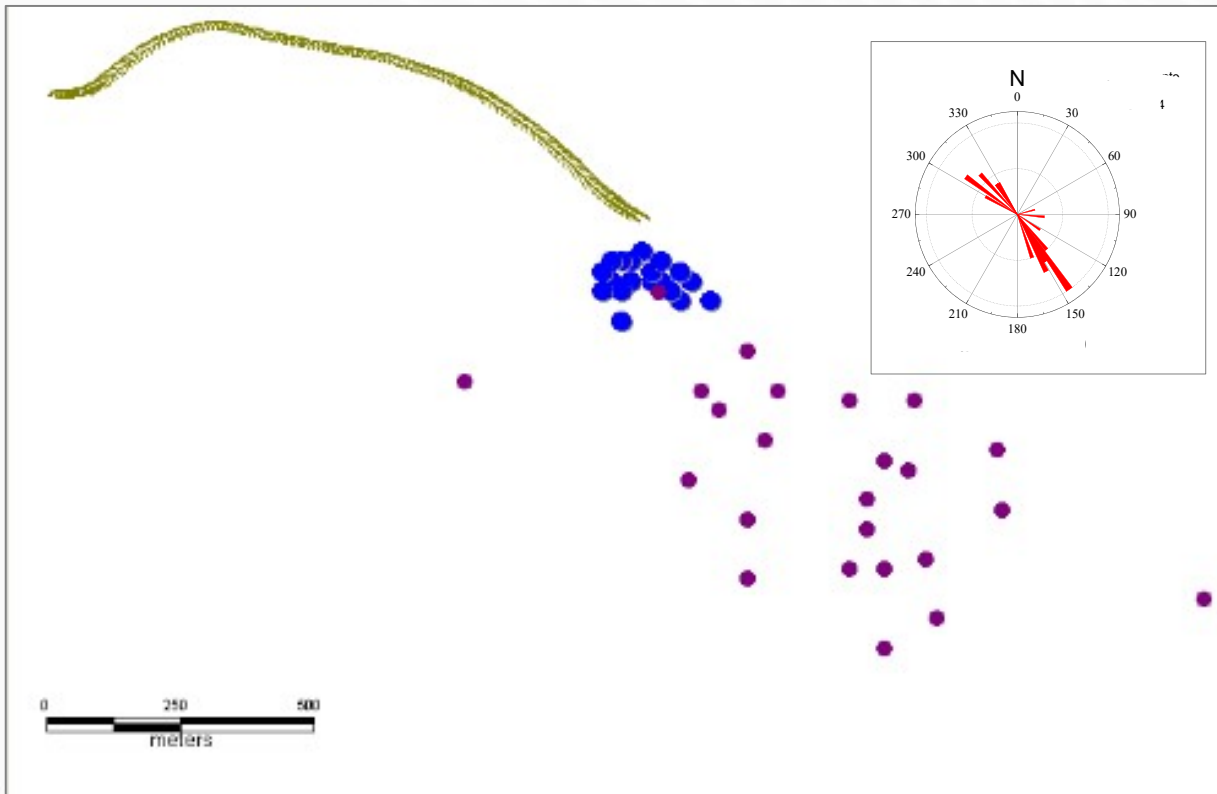




Localizaciones, reducción de incertidumbre

Red superficial

¿Suficiente detalle para hidrofrac?

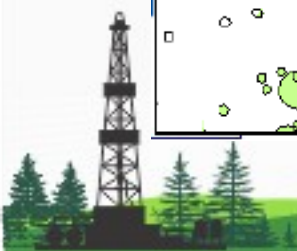
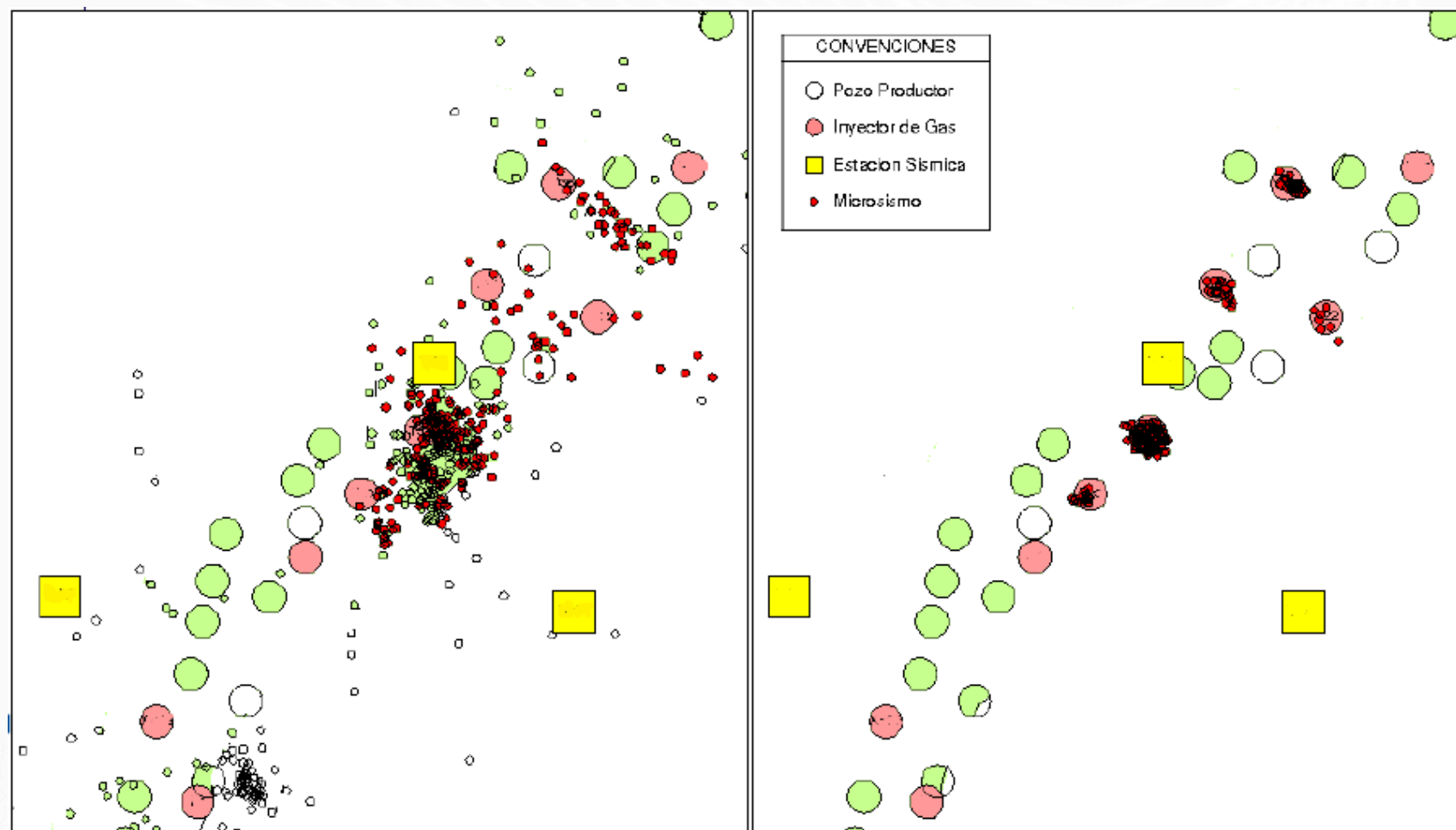


Localización (planta) de eventos registrados durante un fracturamiento (14.500'). **Magenta**: localizaciones de eventos individuales; **Azul**: relocalización del conjunto. Monitoreo sin emplazamiento especial de estaciones.

Recuadro:
Direcciones y retardos de fracturas, a partir de anisotropía de onda S.
Característico de fracs: una sola dirección de fracturas.

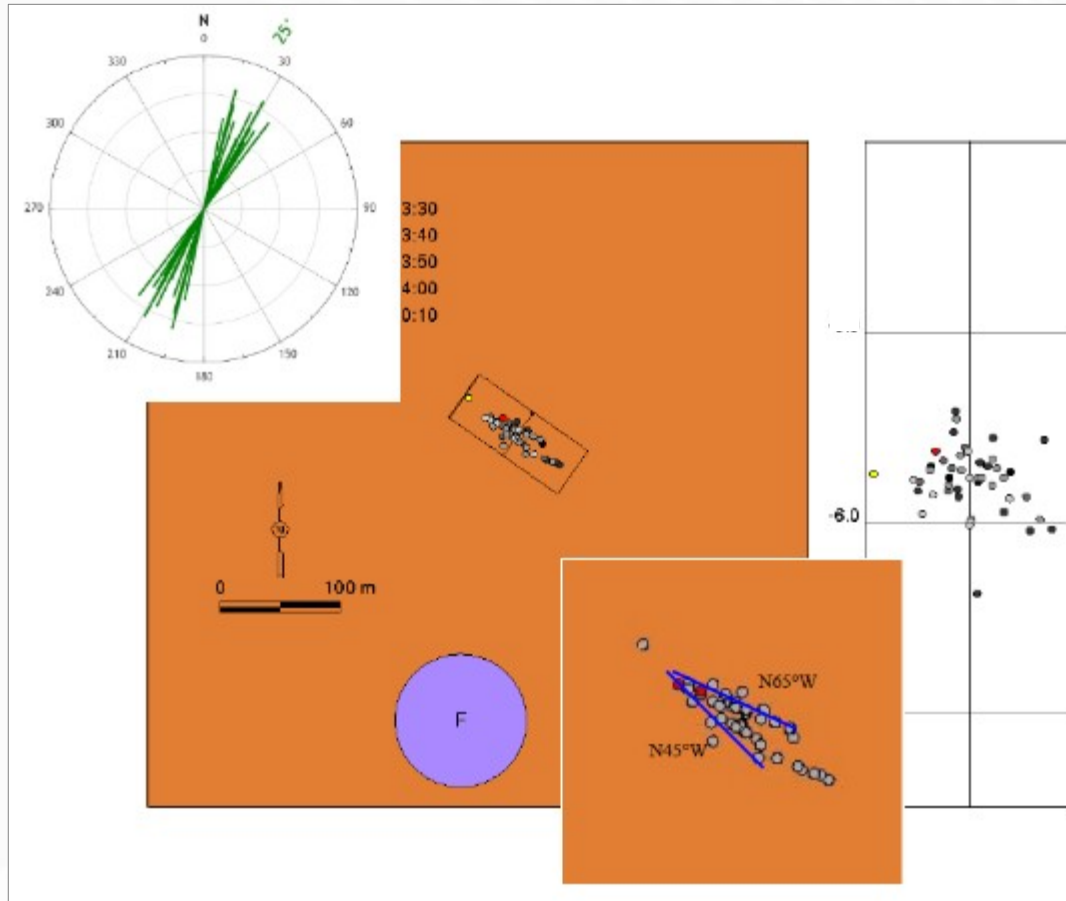


Localizaciones, reducción de incertidumbre



Monitoreo frac

Aumento de resolución con relocalización



La relocalización del conjunto de eventos permite distinguir 2 (3?) fracturas causadas y su dirección.

El análisis de direcciones de fracturas por anisotropía de S muestra direcciones del sistema natural (cresta de formación)



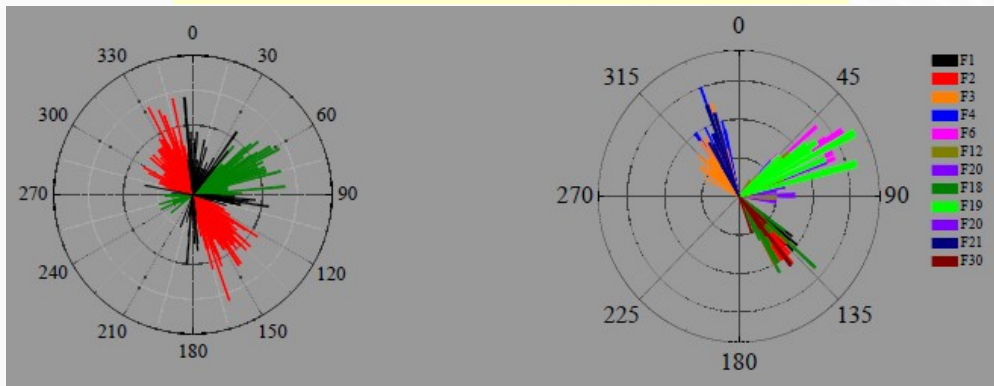


FRACTURAS

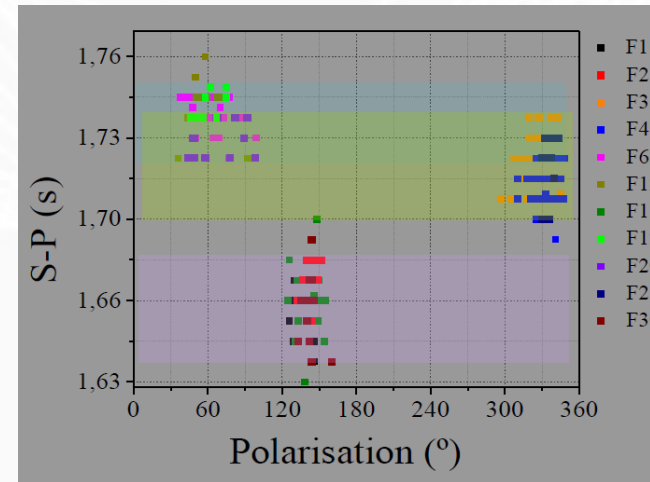
¿Dirección, profundidad, actividad, evolución?

Fracturas - dirección, profundidad, actividad

Inyector de agua TVD=4.6 km

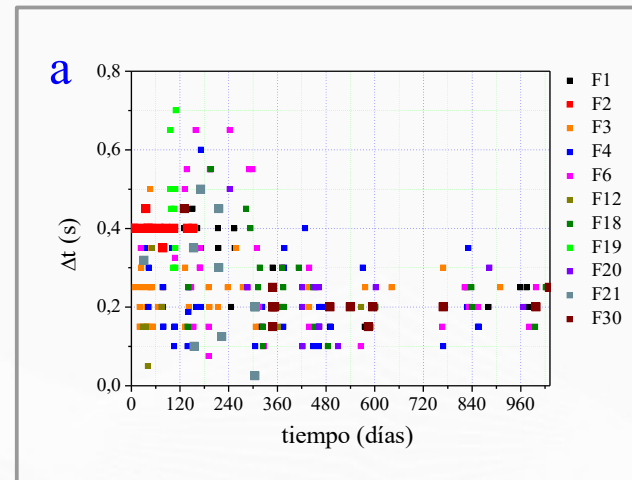


Direcciones de polarización de onda S (= direcciones de fracturas) y sus retardos. Izq.: direcciones separadas por familias de 'repetidores'

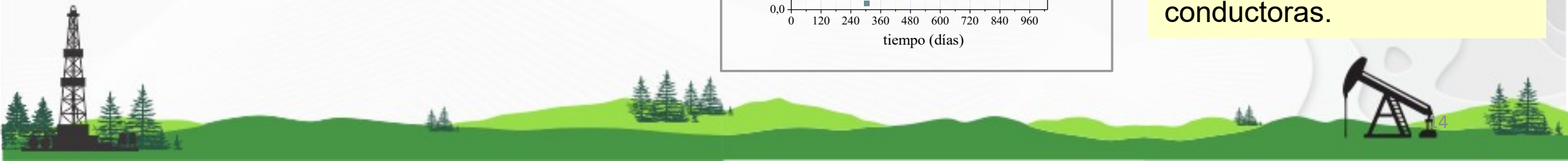


Separación de 'repetidores' según distancia a la estación monitora.

Se distinguen 3 grupos de volúmenes activos.

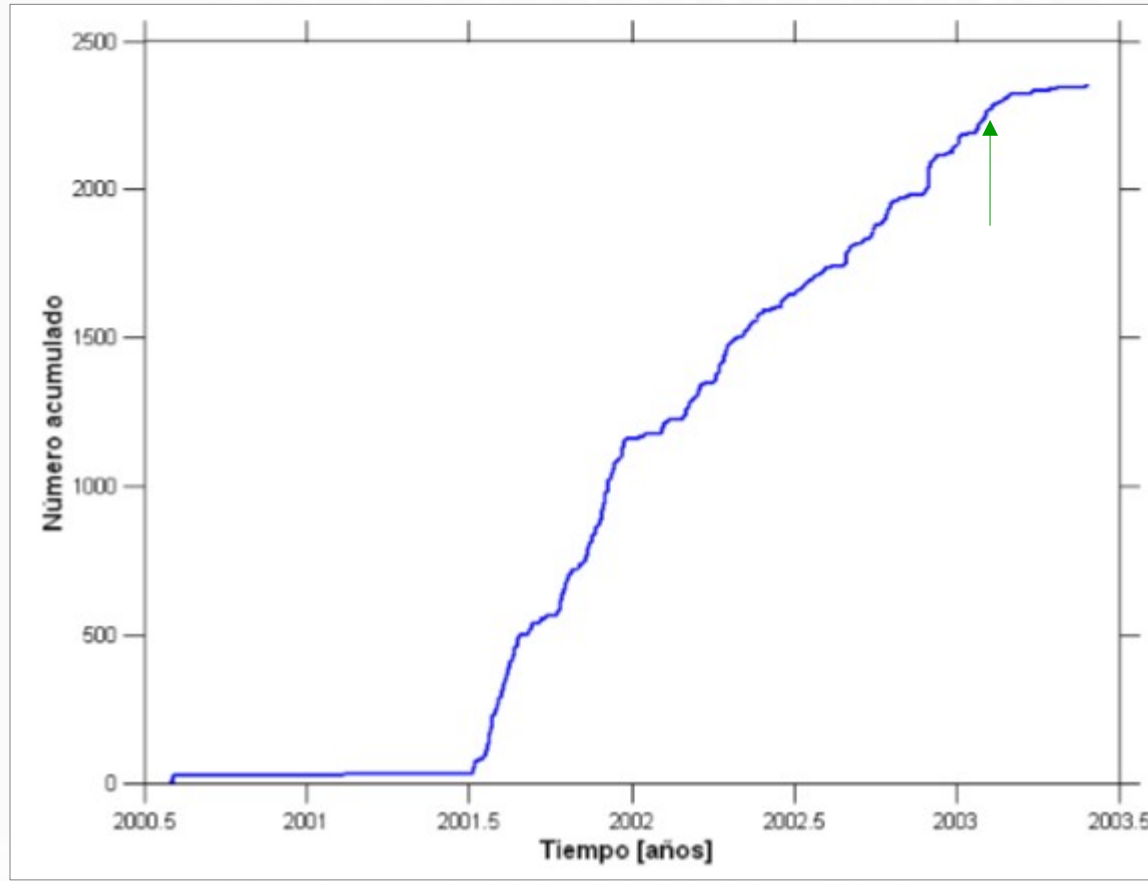


La evolución de los tiempos de retardo (hacia menores) es evidencia del progresivo cierre de fracturas conductoras.



Sismicidad en inyector

¿Causas del cambio?



Monitoreo de SI en un inyector de agua durante 3 años.

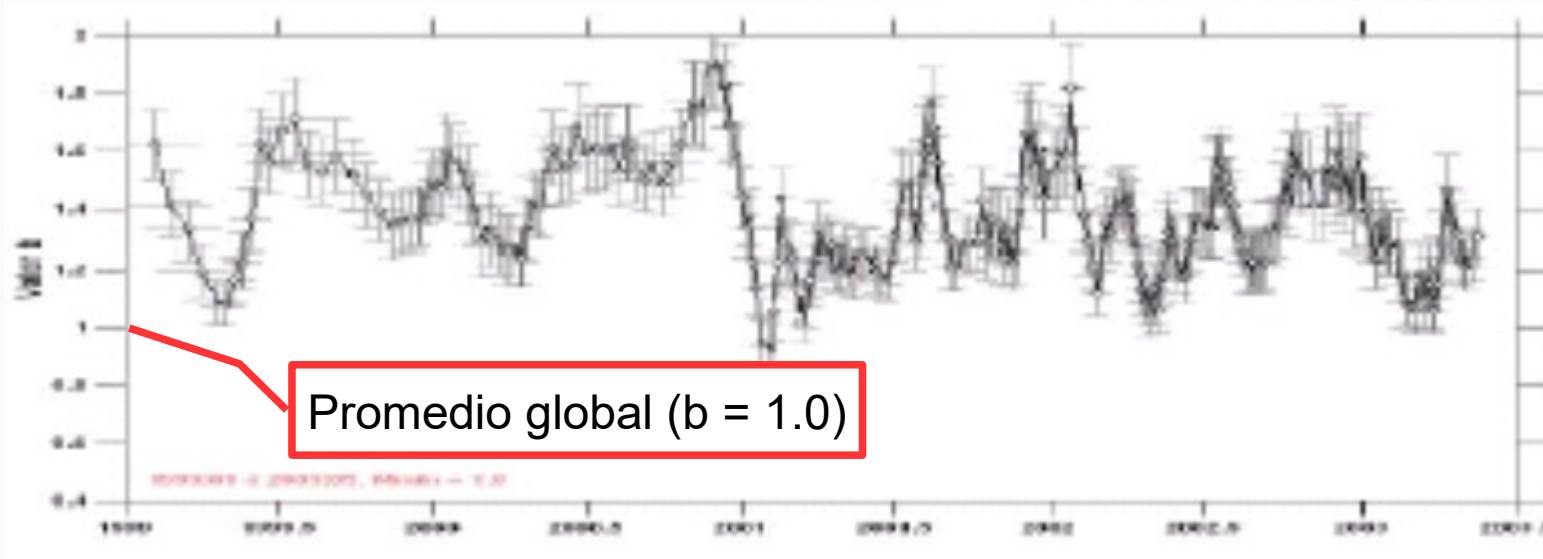
La curva acumulativa del número de eventos localizados muestra una reducción de la tasa de actividad.

Hasta 03/2003 la presión se mantuvo constante; Q bajó de 80.000 a ~65.000 bbls.



Análisis ‘Gutenberg-Richter’

Frecuencia relativa de rupturas grandes y pequeñas



Variación del parámetro ***b*** en un campo 1999-2003.

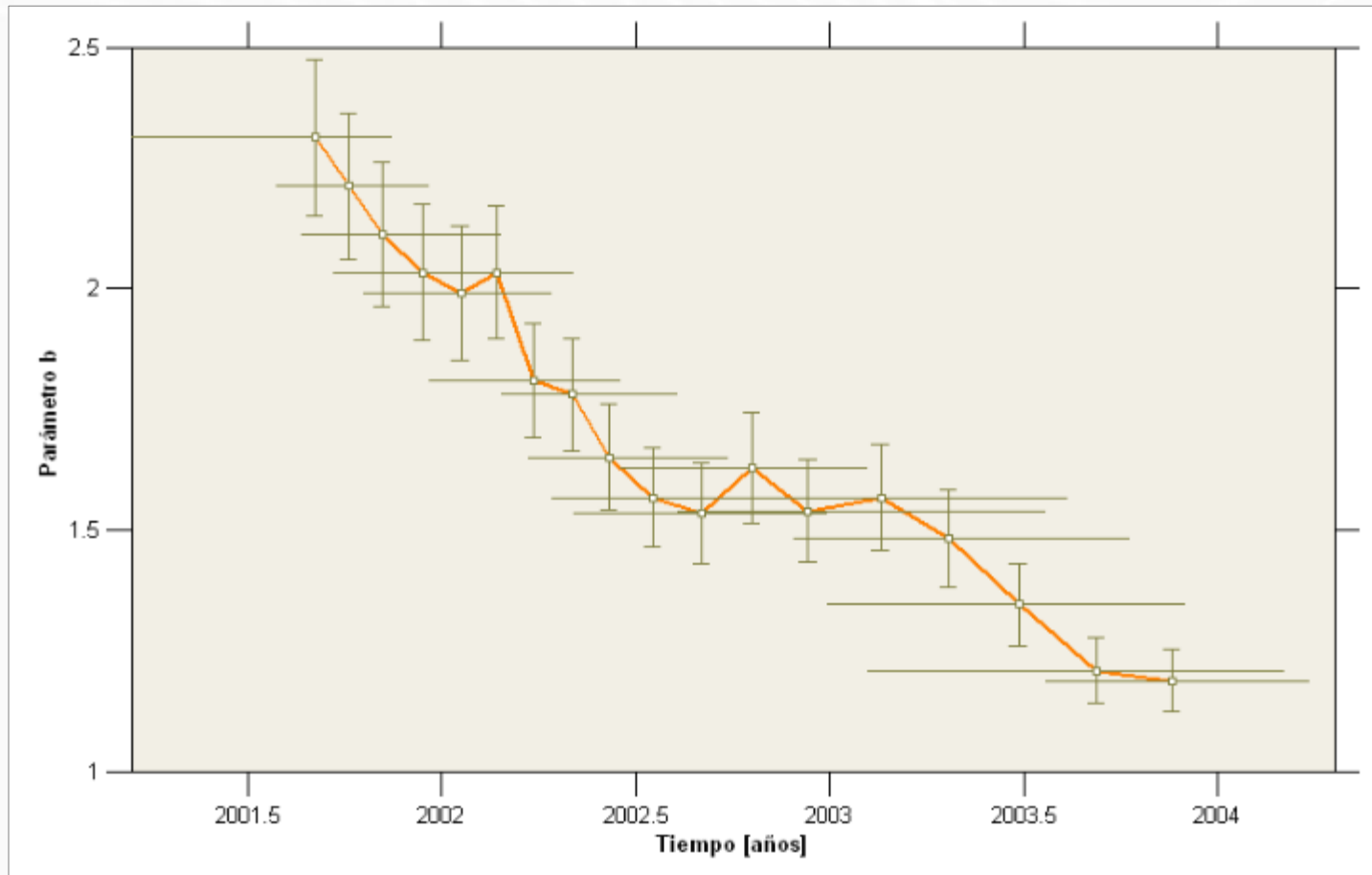
El parámetro ***b*** se asocia al grado de fracturamiento del volumen activo.

El promedio ~ 1.4 es asociable a franjas tectónicas activas.

Las fluctuaciones se relacionan con cambios en operaciones de inyección, y en la capacidad de la red de monitoreo (# estaciones).



¿Cierre de fracturas?



Variación del parámetro **b** en un inyector específico.

El parámetro **b** disminuyó muy notoriamente (magnitud de corte = 2.0) en 3 años, sin reducción de la presión de inyección.

Las fracturas más pequeñas han dejado de ser conductivas progresivamente.



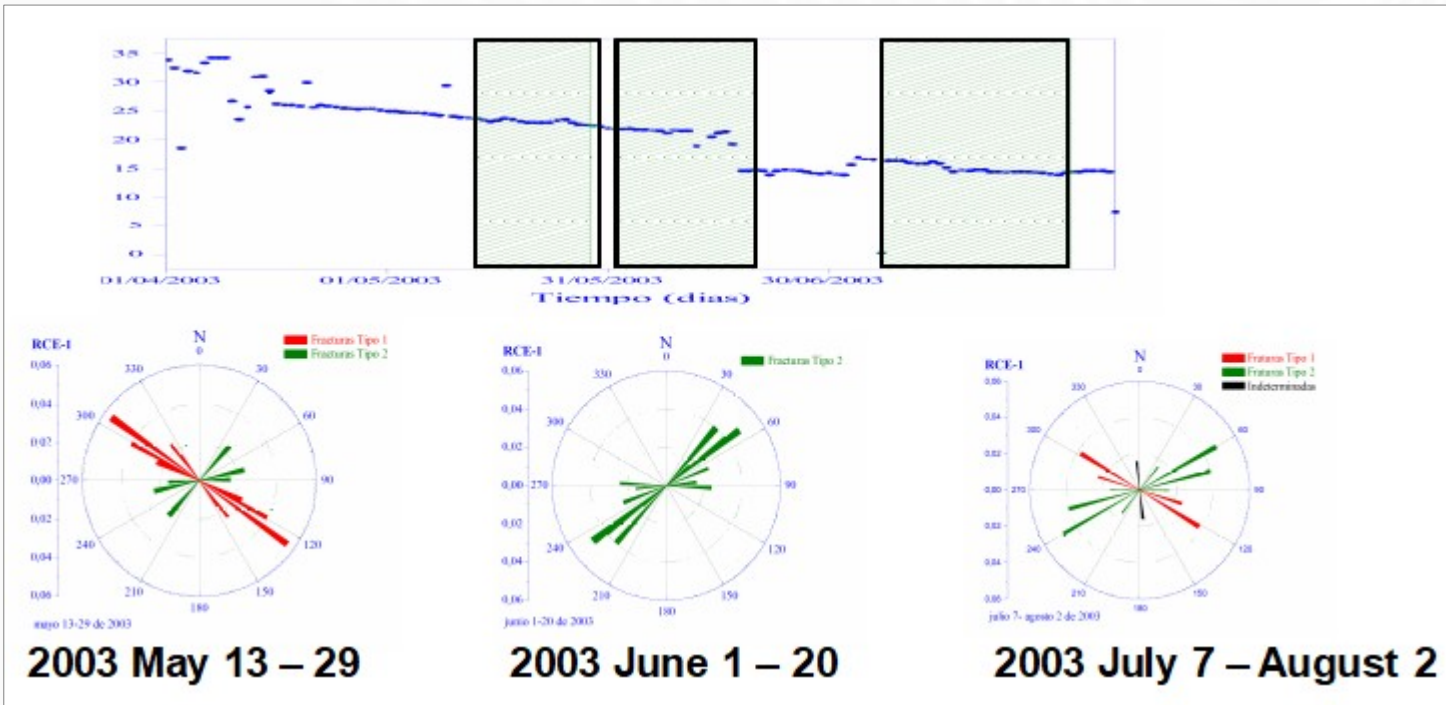


¿Rotación de esfuerzos?

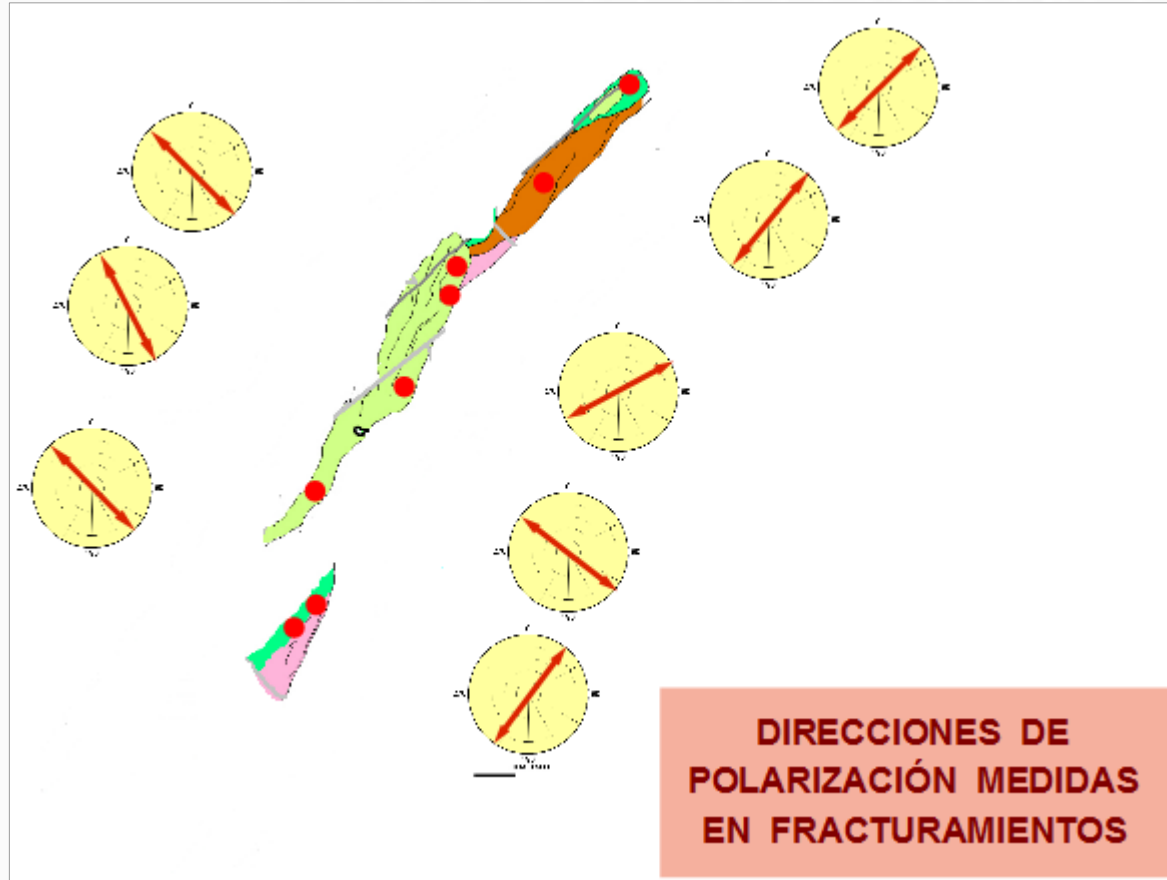
¿Rotación de esfuerzos?

En un inyector de agua las direcciones de fracturamiento activas cambiaron ($\sigma_1 > \sigma_2$), en un período de meses, durante una fase de reducción y caída de presiones.

Mediciones de la dirección principal de anisotropía de S.



Direcciones de fracturas dominantes

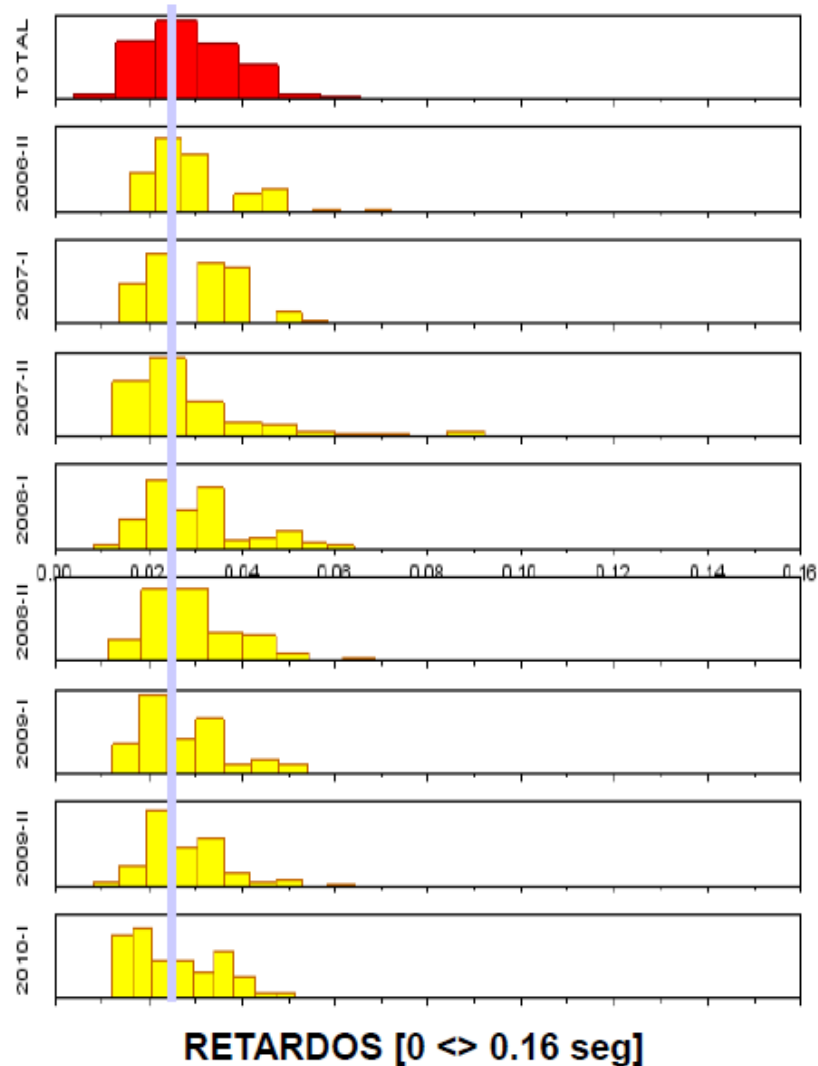


A partir de eventos registrados en hidrofracs se realizó un inventario de direcciones de fracturamiento dominantes, a partir de anisotropía de S.

Se distinguen patrones de flanco (izq.) y cresta (der.).



Densidad fracturas y rotación

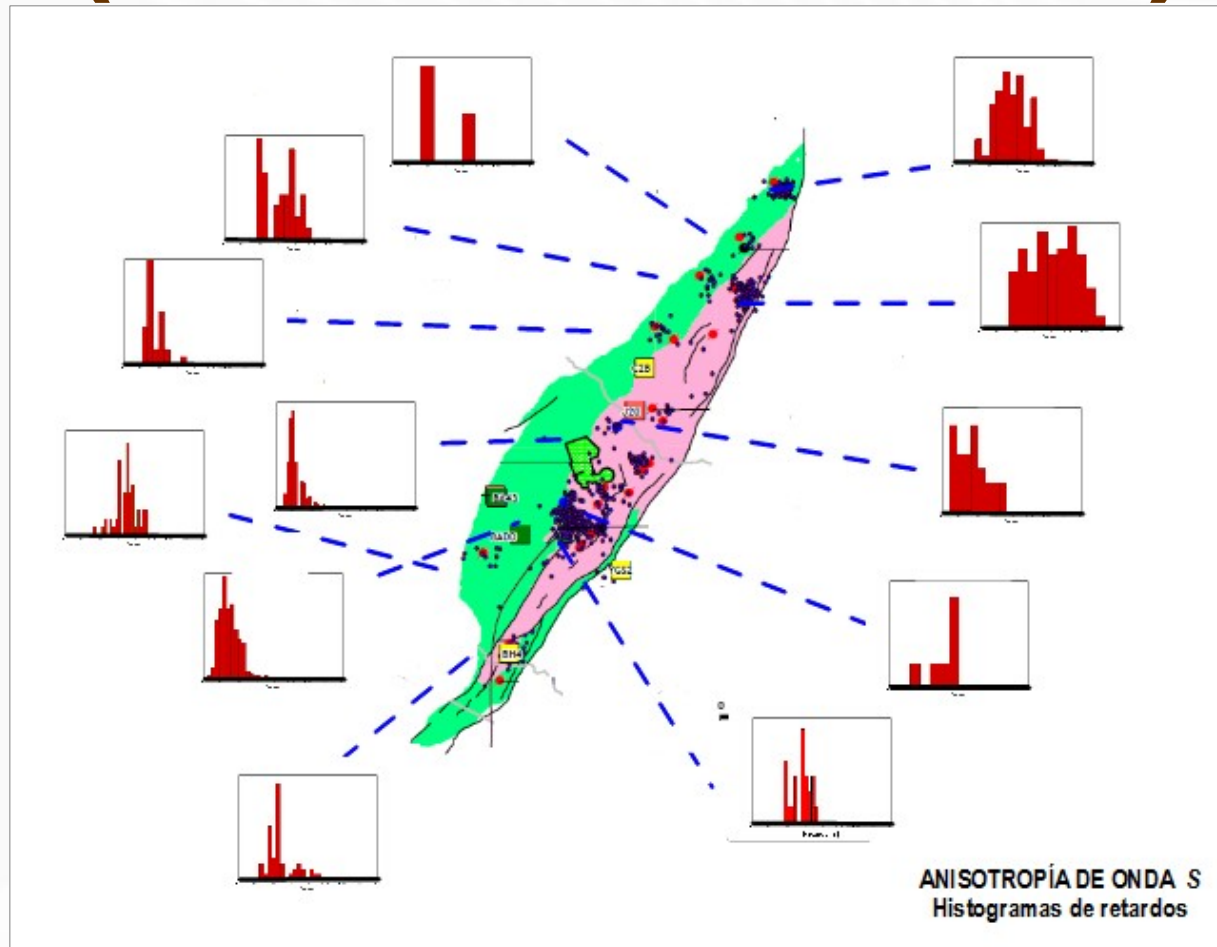


Para identificar posibles rotaciones de esfuerzos se analizaron los retardos entre las 2 componentes polarizadas de S (relacionadas con la densidad de fracturas), para un inyector de agua, para un período de 3 años.

Se obseraron fluctuaciones pero no tendencia.



Tiempos de retardo (*densidad de fracturas*)



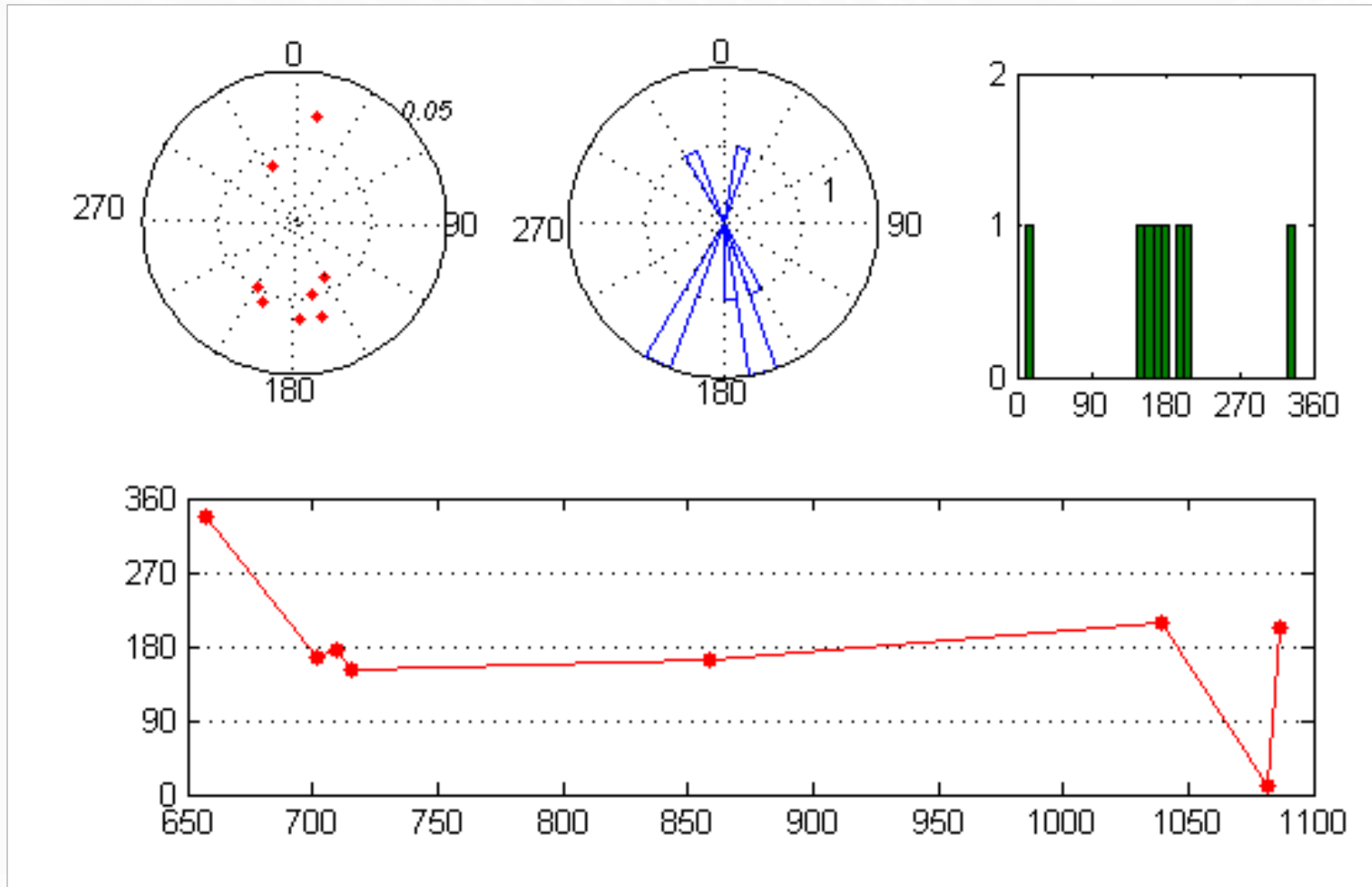
Análisis de tiempos de retardo de ondas S polarizadas por la dirección de fracturamiento.

El rango (eje X) fue fijado conforme reportes en la literatura.

No se encontró relación con volúmenes de inyección, ni variación temporal significativa.

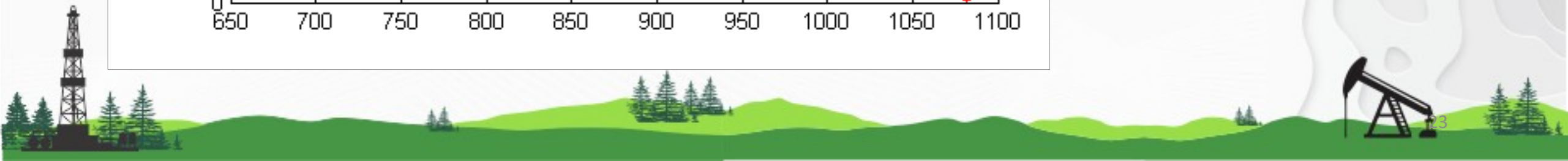


¿Rotación de esfuerzos?

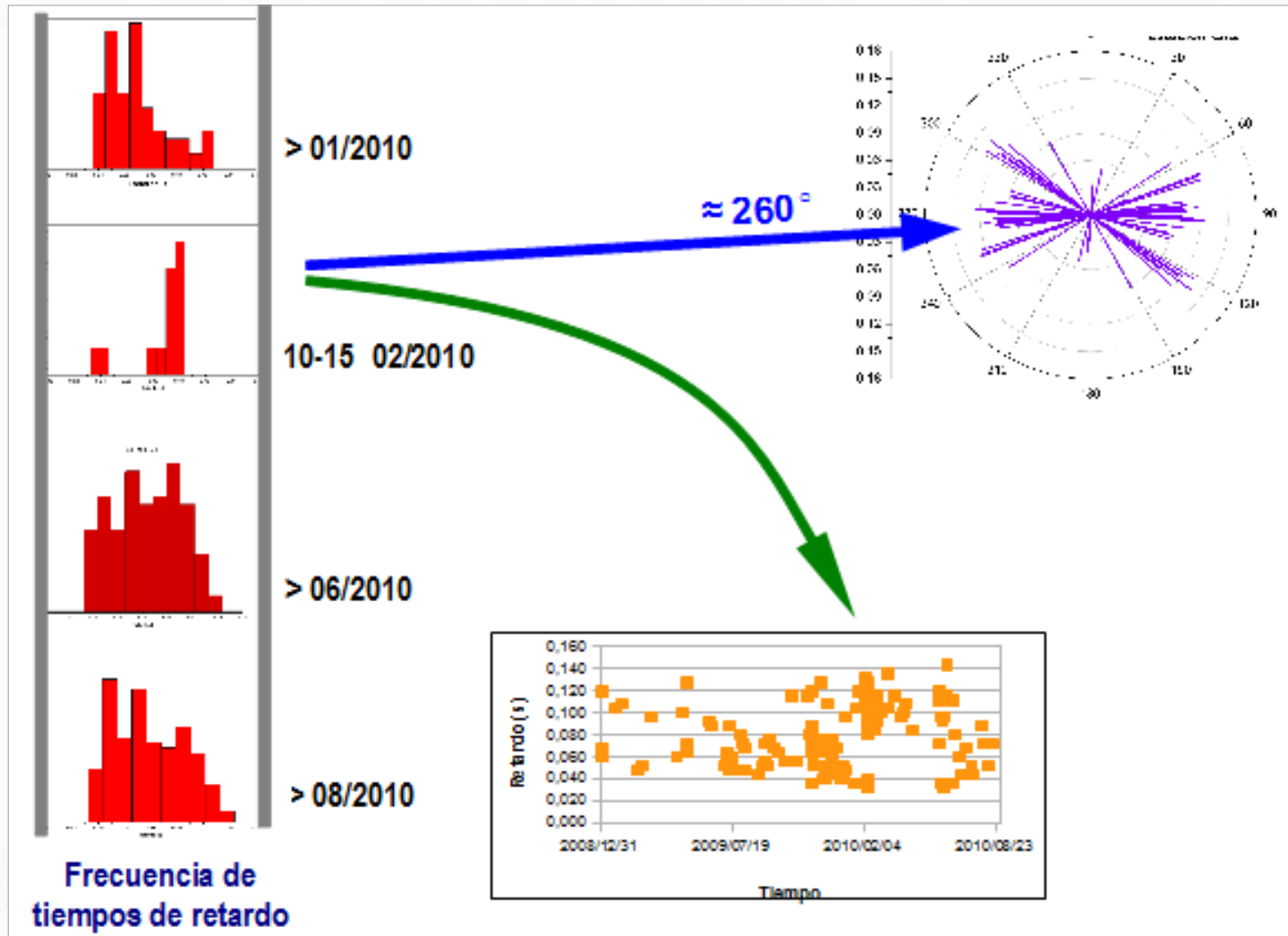


Buscando evidencias de rotación de esfuerzos, se analizó la dirección de fracturas de una sola familia de 'repetidores'.

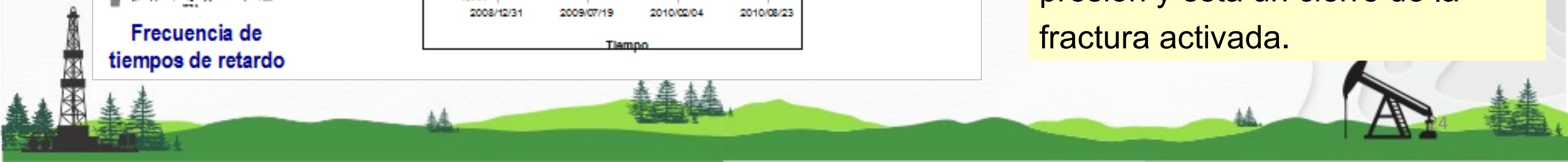
La pequeña variación alrededor de 180 está dentro del margen de error.



Activación temporal fractura



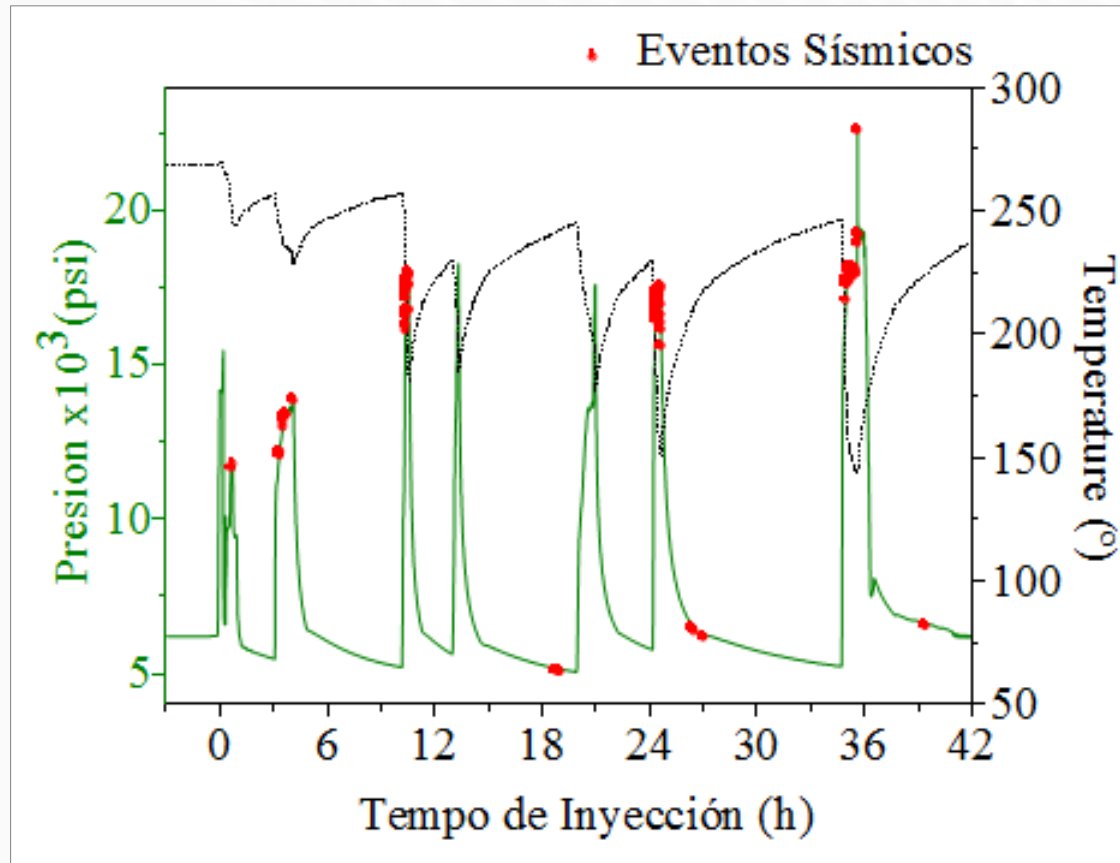
En la SI de un inyector de gas se observó la activación temporal de una fractura, mediante análisis de anisotropía de onda S. La activación se manifestó con la aparición de una dirección de fractura adicional (E-W) y un aumento drástico de los tiempos de retardo (= densidad de fracturas). La activación causó una caída de presión y ésta un cierre de la fractura activada.





Correlación Microsismicidad - Producción

Confirmación por correlación

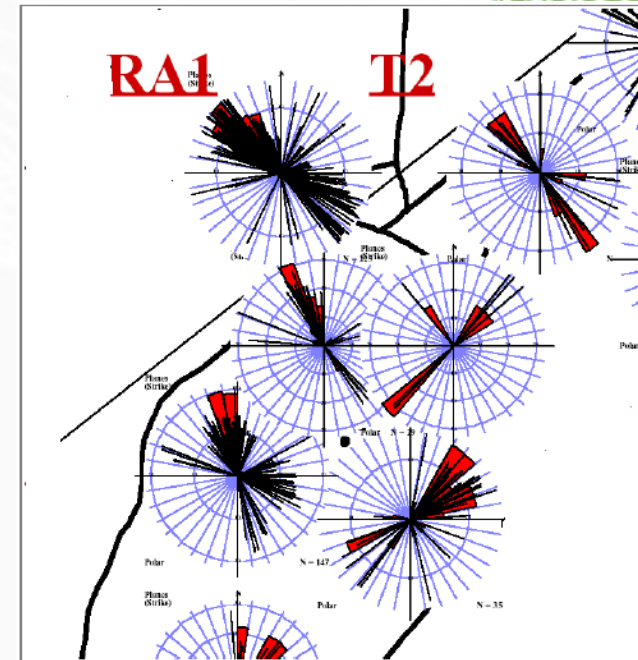
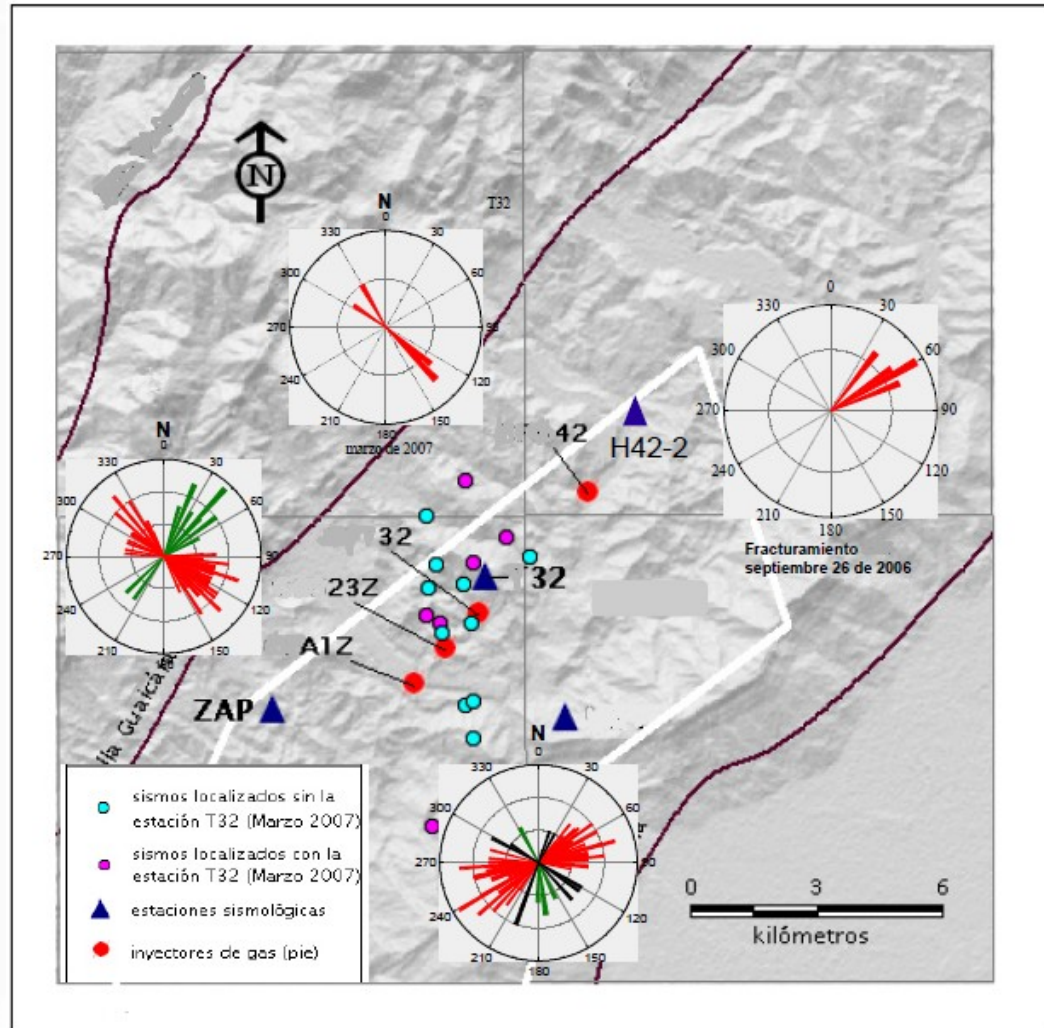


La importancia de integrar información de producción:

La correlación temporal con curvas de presión ayuda a discernir la SI causada por la estimulación



Correlación con UBI

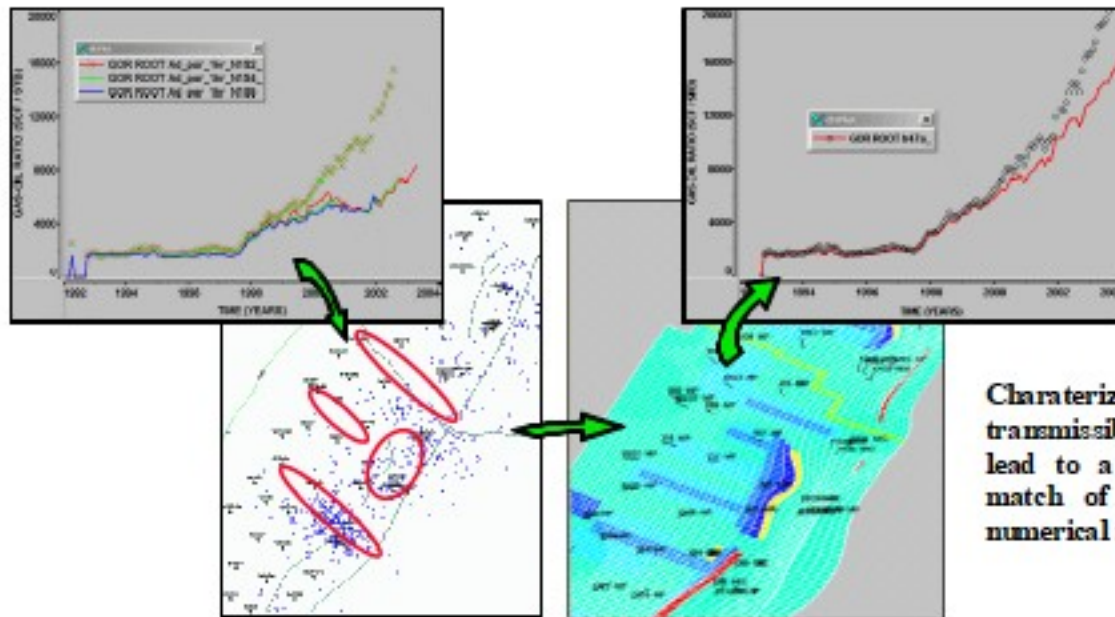


Información de sondeos UBI (der.) permitió confirmar resultados de análisis de anisotropía distintos al patrón del área.

Aplicaciones

Correlation Between Micro-Seismic Events and Reservoir Dynamics

Injection induced microseismic events has been applied to identify directions of maximum local transmissibility

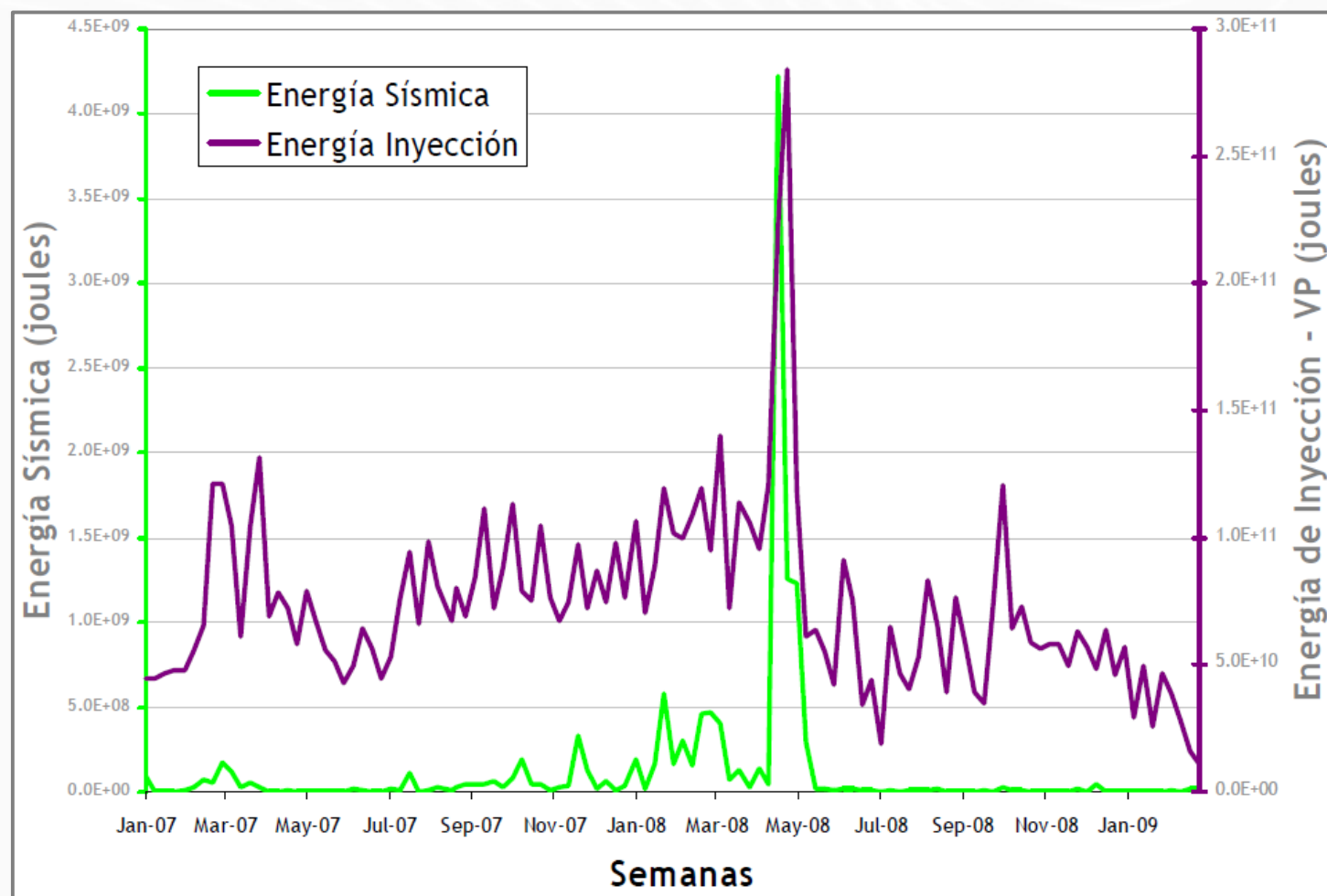


Characterization of High transmissibility paths has lead to a better history match of the full field numerical model

El operador usó información microsísmica directamente para modelamiento geomecánico.



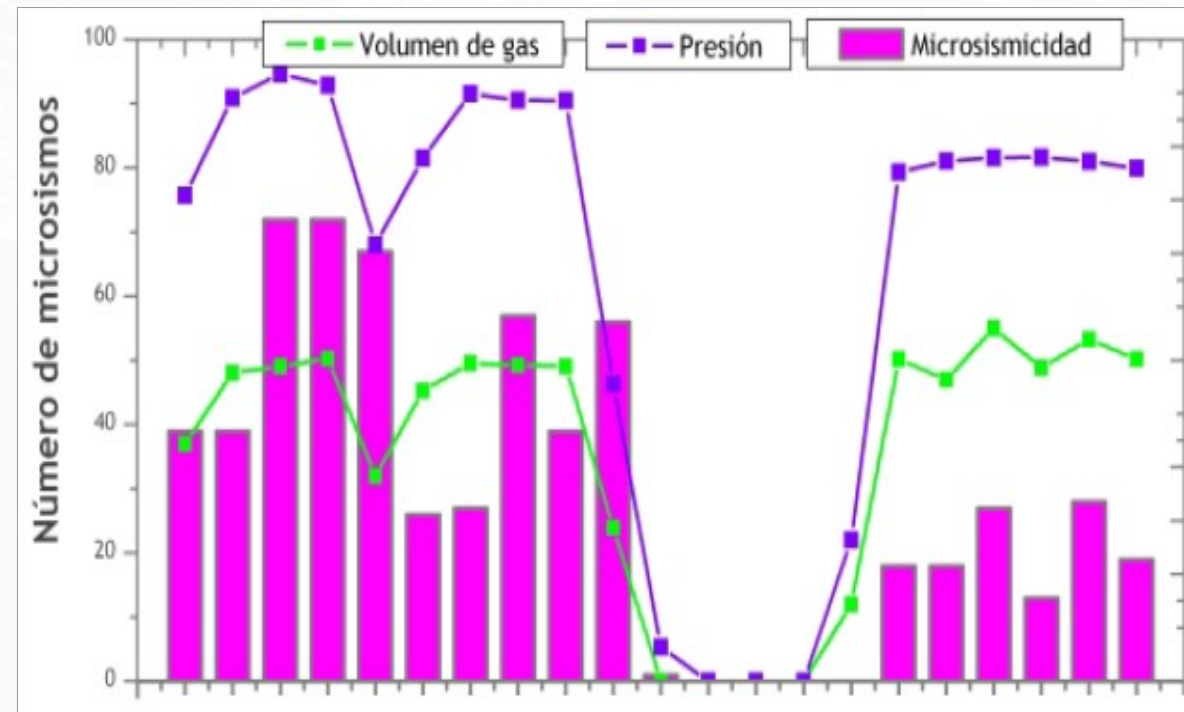
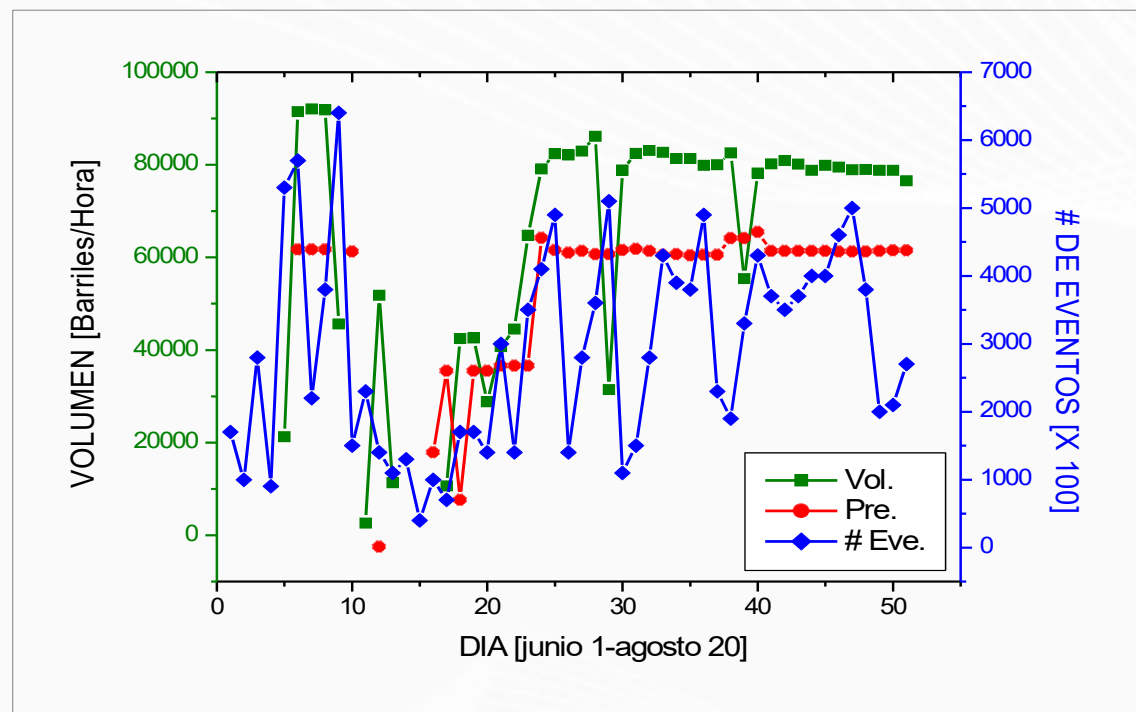
Comparación de energías



La relación entre SI y la inyección resulta más evidente y estrecha cuando se realiza a nivel de energías (a partir de presiones y caudales, en el caso de la inyección). Este análisis no permite discernir la influencia relativa de presión y caudal.



La SI 'sigue' a *p* y *Q*



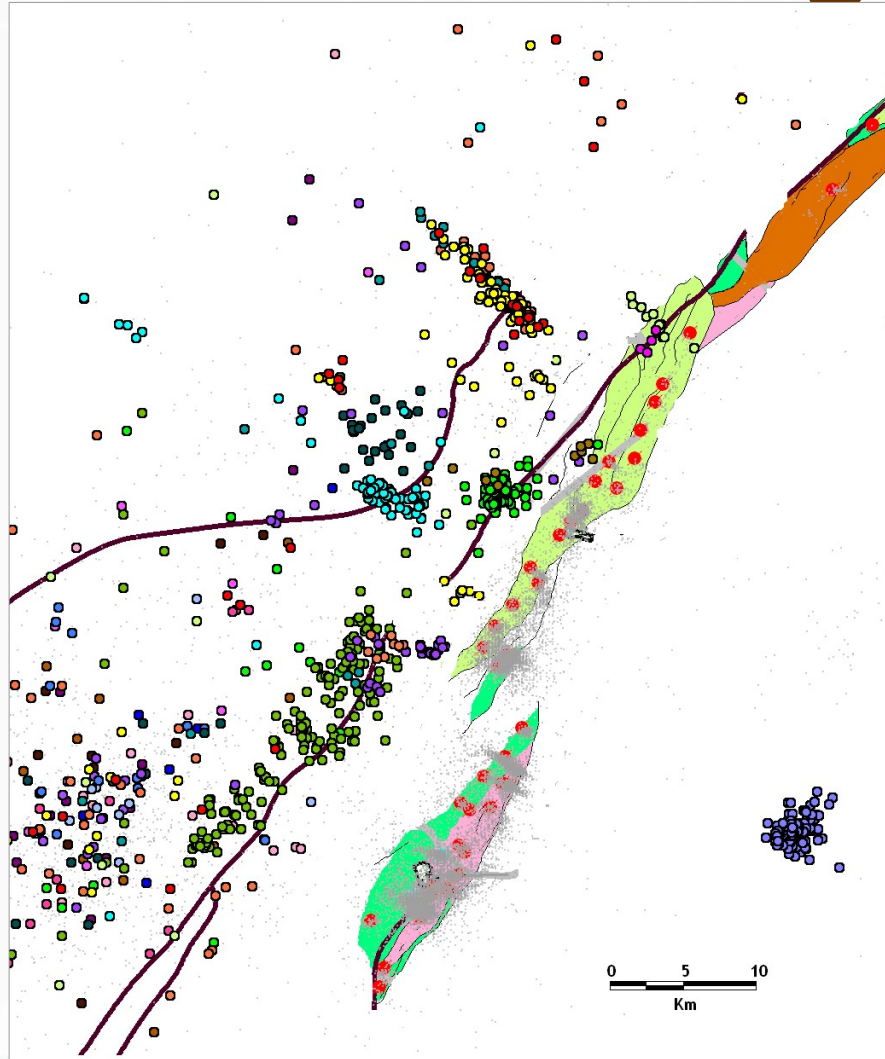
La tasa de microsismicidad inducida sigue estrechamente las variaciones de presión y caudal, tanto en inyectores de agua (izq.) como de gas (der.)





¿Reacción en el entorno de campos?

Sismicidad contigua a campos



Uno de los objetivos de redes sismológicas en campos petroleros es *‘Monitorear la sismicidad natural y definir el posible impacto de las operaciones sobre la comunidad y el medio ambiente’*.

El mecanismo de transferencia de esfuerzos poroelásticos puede causar SI a mayor distancia que la SI por aumento de presión de poros.

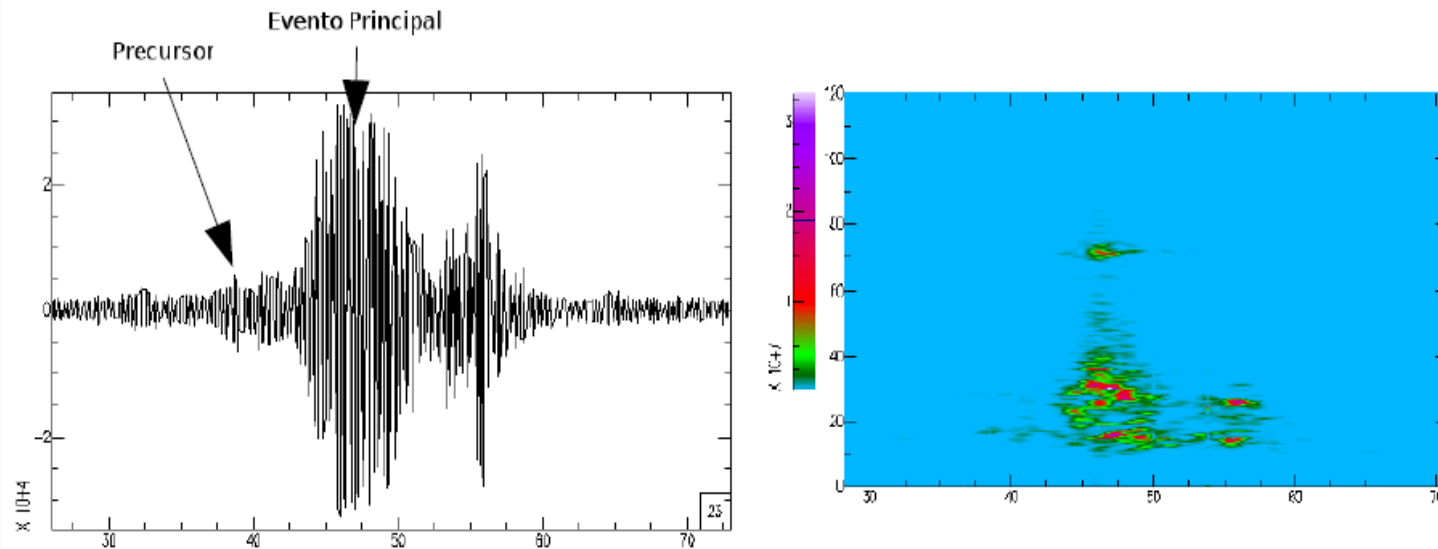
A través de los años se observaron episodios de microsismicidad al W de un campo (una franja tectónicamente activa), espacialmente asociados a fallas mayores activas.



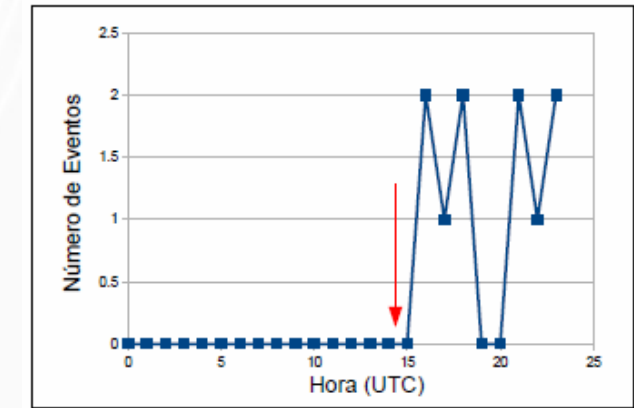


Experiencias recientes

Posibles eventos 'largo período-larga duración'



En un fracturamiento se registraron eventos sin las características de sismos 'normales' (llegada incidente, separación espectral de ondas P y S, contenido espectral).



Asociación con frac? Temporal; la serie de eventos LPLD inicia con el frac. Condiciones? Según *Das&Zoback* (2013), alta densidad de fracturas naturales, altas presiones y alto contenido de arcilla.

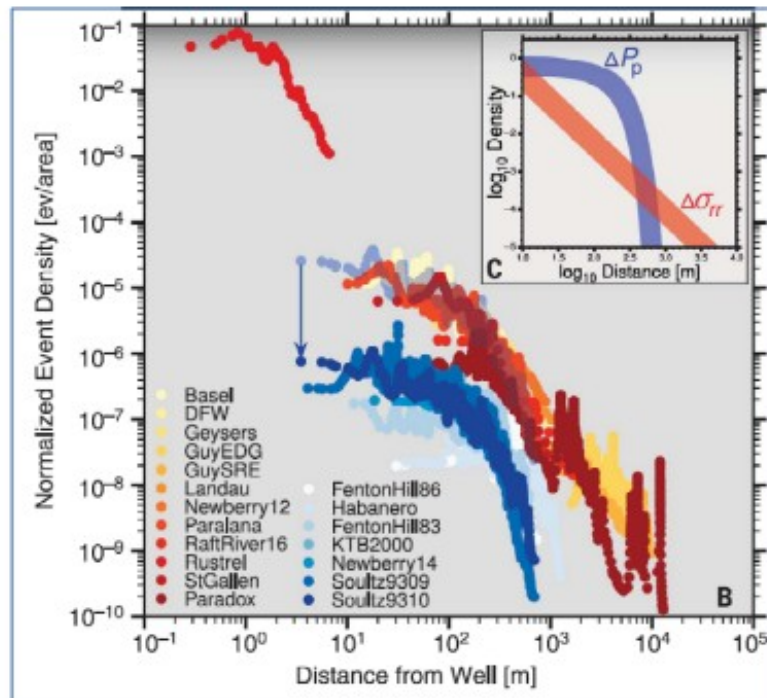




Sismicidad inducida - Avances de conocimiento recientes

Dos tipos de SI en inyecciones

Sismicidad inducida por inyección,
alcance espacial y procesos causales



Inyecciones de fluidos pueden inducir sismicidad mediante dos procesos diferentes – aumento de presión de poros y transferencia poroelástica de esfuerzos – y con alcances espaciales diferentes.

Goebel & Brodsky, 2018. Spatial footprint injection wells in global compilation of induced earthquake sequences

Mediante análisis de la SI de una muestra global de inyectoros profundos se mostró la ocurrencia de 2 tipos de SI, por efecto de presión de poros (hasta ~1 km) y por transferencia de esfuerzos poroelásticos (hasta ~10km). La segunda puede alcanzar magnitudes mayores.

En los casos analizados las inyecciones no se realizaron en formaciones confinadas.



Alcance SI en inyecciones en profundidad

El análisis global de la extensión de SI en profundidad en inyectoros profundos mostró que ésta ocurre predominantemente a mayor profundidad, contra el gradiente de presión y dentro del basamento.

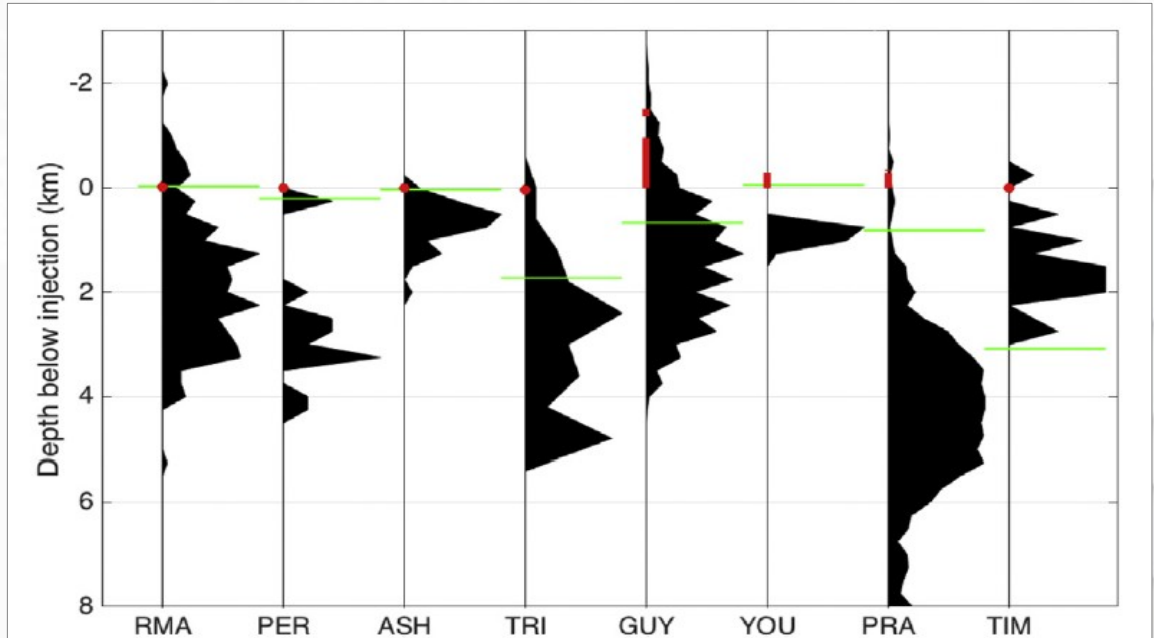
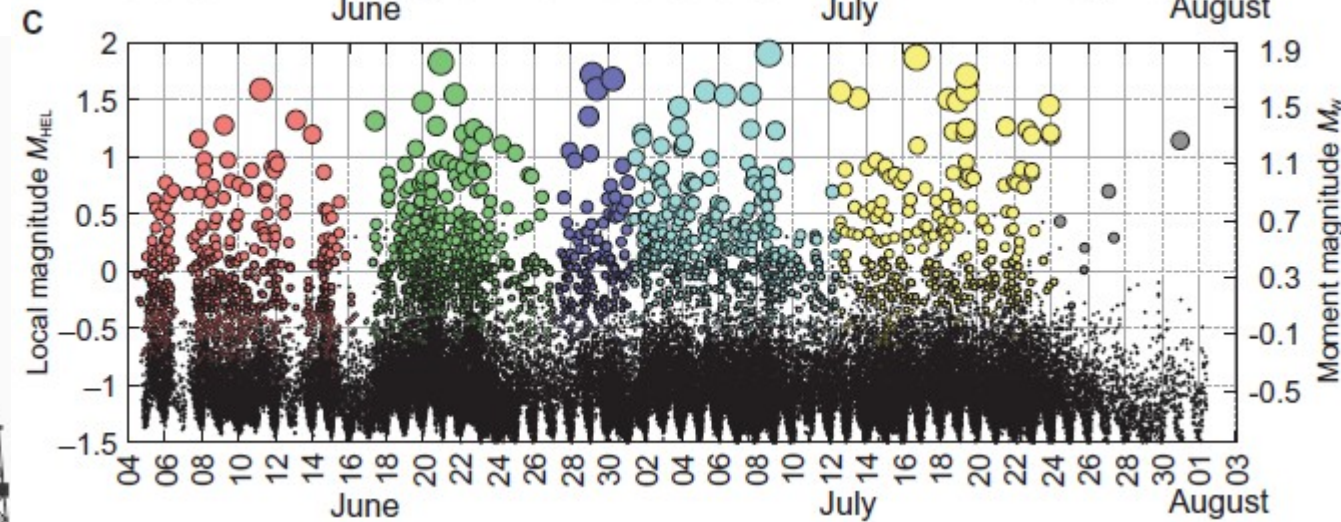
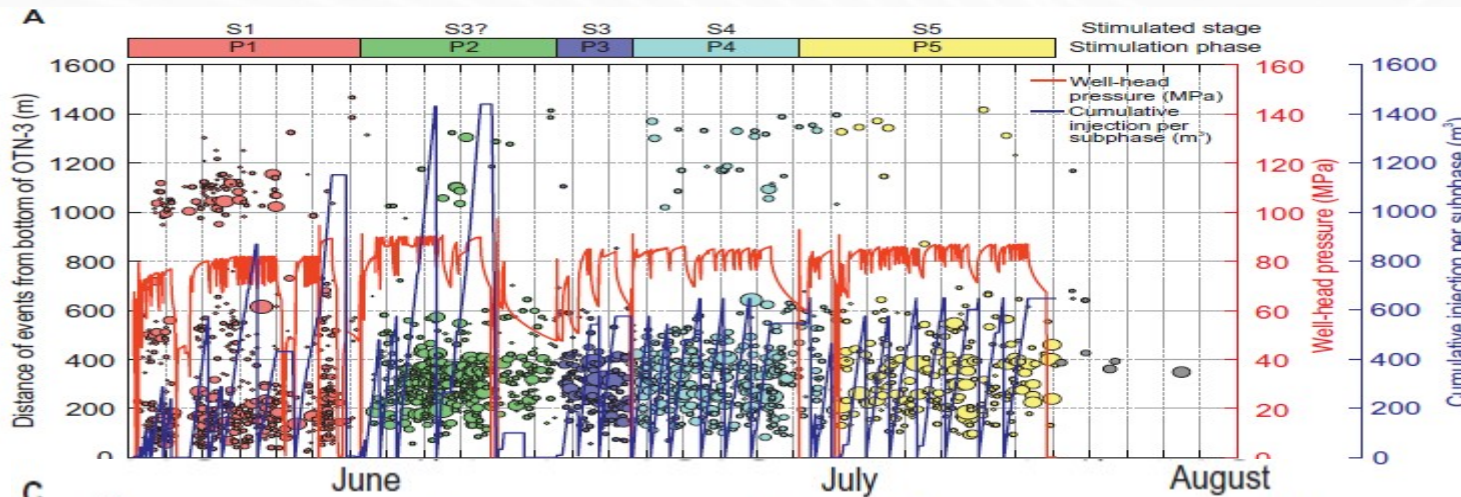


Fig. 1. Histograms showing event depths at various IIS case studies relative to the deepest injection depth. Modified from [Verdon \(2014\)](#). The red lines mark the injection intervals at each site, and the green lines mark the approximate position of the crystalline basement. The case studies considered are: RMA = Rocky Mountain Arsenal ([Healy et al., 1968](#)); PER = Perry, Ohio ([Nicholson et al., 1988](#)); ASH = Ashtabula, Ohio ([Seeber et al., 2004](#)); TRI = Trinidad, Colorado ([Meremonte et al., 2002](#)); GUY = Guy, Arkansas ([Horton, 2012](#)); YOU = Youngstown, Ohio ([Kim, 2013](#)); PRA = Prague, Oklahoma ([Keranen et al., 2013](#)); and TIM = Timpson, Texas ([Frohlich et al., 2014](#)).



Control de M_{max}



OTN-3 well

Stimulation: 49 days
18,160 m^3 injected
Injection interval:
5.5–6.1 km (5 stages)
Well-head pressure:
60–90 MPa
Injection rate:
400–800 liters/min

Las magnitudes máximas permitidas por el regulador en 2.0 se mantuvieron (en 1.9) en una inyección para geotermia estimulada en Finlandia, mediante breves lapsos de reducción de presión y cuadal, para permitir la disipación del fluido (y P_p).

Kwiatek et al., 2019





8^o Simposio
Internacional
de Geomecánica

6 al 10 de Mayo - Bucaramanga, Santander

GRACIAS POR SU ATENCIÓN

<http://www.osso.org.co>

Enfrentando Nuevos Retos,
Asegurando un Desarrollo Sostenible.