

**MICROSISMICIDAD APLICADA AL MONITOREO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A LA INYECCIÓN DE FLUIDOS. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS
BÁSICO DE DATOS A UN CAMPO COLOMBIANO**

RIVERA DELGADO ERIK JUSSEPPE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**MICROSISMICIDAD APLICADA AL MONITOREO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A LA INYECCIÓN DE FLUIDOS. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS
BÁSICO DE DATOS A UN CAMPO COLOMBIANO**

RIVERA DELGADO ERIK JUSSEPPE

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Ph.D. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO
Director

Ing. CARLOS GERMÁN HERRERA GUEVARA
Co-Director

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2013

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme hacer parte de esta gran comunidad y brindarme su excelente formación académica.

A los Ingenieros Carlos Herrera, Cesar López y Juan Correa, por creer en mí y brindarme la oportunidad de aprender con ustedes.

A la Ingeniera Zuly Calderón, por el tiempo dedicado para compartir su conocimiento y para la elaboración de este proyecto.

A cada uno de los Ingenieros de Equión Energía que de alguna manera contribuyeron a la elaboración de este trabajo.

A mis amigos que siempre han estado para apoyarme y acompañarme en cada instante.

A todos aquellos que me colaboraron en el desarrollo de este proyecto.

¡Muchas Gracias a Todos!

DEDICATORIA

*A mis padres, quienes con amor y sacrificio hoy ven los resultados de este Maravilloso
viaje gracias a sus esfuerzos.
¡Los Amo! Ustedes y las mocosas son mi motor.*

A mi Abuelita, por ser tan especial, por acompañarme y por apoyarme en todo momento.

A mi familia, que me apoyó y creyó siempre en mí.

*A Adriana, Claudia, Jhonja y Andrés Suca por ser esos amigos que todo el mundo quisiera
tener, cómplices de todo lo vivido en estos años.*

*A todos mis amigos y compañeros que me dieron su apoyo y permitieron vivir momentos
felices.*

A la persona que me ha hecho tan feliz por tanto tiempo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. SÍSMICA Y MICROSÍSMICA	16
1.1 SÍSMICA PASIVA	19
1.1.1 Sísmica relacionada con la producción.....	20
1.1.2 Sísmica inducida por la inyección de fluidos.....	21
1.2 MONITOREO DE LA ACTIVIDAD MICROSÍSMICA.....	21
1.2.1 Monitoreo en superficie.....	22
1.2.2 Monitoreo en fondo de pozo	23
1.3 INTERPRETACIÓN DE LOS EVENTOS	25
1.3.1 Polarización de las ondas P.....	26
1.3.2 Azimut de las ondas S	30
1.3.3 Tiempo de arribo de las ondas.....	30
1.3.4 Magnitud de los eventos	32
2. MICROSISMICIDAD Y EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	39
2.1 ESTADO DE ESFUERZOS EN EL YACIMIENTO.....	40
2.1.1 Esfuerzos principales	42
2.1.2 Determinación de esfuerzos principales	45
2.2 FORMACIÓN DE LA FRACTURA	46
2.3 REACTIVACIÓN DE FRACTURAS	47
3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA MICROSISMICIDAD COMO HERRAMIENTA PARA EL MONITOREO DE YACIMIENTOS	50
3.1 SELECCIÓN DEL YACIMIENTO CANDIDATO	50
3.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	51
3.3 DISCRIMINACIÓN DE LOS EVENTOS (DETERMINACIÓN DEL B-VALUE)	51
3.4 LOCALIZACIÓN ESPACIAL DE LOS EVENTOS Y BUSQUEDA DE TENDENCIAS.....	52

3.5 LOCALIZACIÓN TEMPORAL DE LOS EVENTOS.....	53
3.6 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS EVENTOS	53
3.6.1 Azimut de las ondas S	53
3.6.2 Polarización de las ondas P.....	54
3.6.3 Tiempo de arribo de las ondas.....	55
3.7 CONTEXTUALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE DATOS	55
3.8 VERIFICACIÓN CON OTRAS FUENTES DE INFORMACIÓN	56
4. SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO COLOMBIANO.....	57
4.1 GEOLOGÍA GENERAL.....	58
4.1.1 El complejo Pauto	61
4.2 INFORMACIÓN DE POZOS.....	62
4.3 MODELO DE ESFUERZOS.....	66
4.4 MICROSISMICIDAD	69
4.4.1 Desarrollo de la red.....	69
4.4.2 Adquisición.....	70
4.4.3 Análisis.....	70
4.4.4 Eventos no localizables.....	71
4.4.5 Calidad de las localizaciones	71
5. ANÁLISIS BÁSICO DE DATOS EN PIEDEMONTE	75
5.1 DETERMINACIÓN DEL B-VALUE.....	75
5.2 LOCALIZACIÓN ESPACIAL DE LOS EVENTOS	76
5.3 ALINEAMIENTOS Y TENDENCIAS OBIAS DE LOS EVENTOS	79
5.3 LOCALIZACIÓN TEMPORAL DE LOS EVENTOS.....	83
5.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS EVENTOS	84
5.6 CONTEXTUALIZACIÓN DEL ANÁLISIS BÁSICO DE DATOS.....	86
5.7 VERIFICACIÓN CON OTRAS FUENTES DE INFORMACIÓN	89
CONCLUSIONES.....	90
RECOMENDACIONES.....	91
BIBLIOGRAFÍA.....	92

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquematación de la teoría de rebote elástico.	17
Figura 2. Foco sísmico.....	19
Figura 3. Arreglo en superficie para el fracturamiento de un pozo vertical	22
Figura 4. Esquema del monitoreo en fondo de pozo	24
Figura 5. Polarización de las ondas P percibidas por los geófonos de acuerdo a su ubicación respecto a un plano de falla rumbo-deslizante.	27
Figura 6. Polarización de las ondas P percibidas por los geófonos de acuerdo a su ubicación respecto a un plano de fractura relacionado con un desplazamiento vertical.	28
Figura 7. Esquema de la polaridad del primer arribo de eventos microsísmicos inducidos.....	29
Figura 8. Vista esquemática de la división de una onda de corte, una onda paralela y otra perpendicular a las fracturas abiertas en el medio.....	31
Figura 9. Diferencia en el tiempo de arribo entre la onda compresional y la de corte (S-P plot).....	32
Figura 10. Circulo de Mohr representando la reactivación de fracturas debido a la inyección de fluidos.....	33
Figura 11. Evolución del estado de esfuerzos en el yacimiento en términos de la presión de poro y el esfuerzo mínimo principal. (Reservoir Space)	35
Figura 12. Circulo de Mohr representando la reactivación de fracturas naturales.	36
Figura 13. Curva de frecuencia-Magnitud de Gutenberg-Richter	37
Figura 14. Definición del tensor de esfuerzos	41
Figura 15. Tensor principal de esfuerzos	42
Figura 16. Esquema de clasificación de Anderson	44
Figura 17. Monitoreo de una estimulación hidráulica	47

Figura 18. Microsismicidad generada por la estimulación de un pozo en el campo Barnett Shale.	48
Figura 19. Mapa de localización de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia.....	57
Figura 20. Dirección del eje de plegamiento de la escama Pauto Main.....	59
Ilustración 21. Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte Llanero.....	60
Figura 22. Esquematación de la orientación de fracturas extrapoladas.	62
Figura 23. Geometría de la escama de Pauto Main y con la ubicación de sus pozos.	63
Figura 24. Historia de producción e inyección de los pozos	64
Figura 25. Mapa generalizado de la tectónica en el norte de Suramérica	67
Figura 26. Distribución de los eventos representando con colores la hora de su ocurrencia.....	68
Figura 27. Mapa de las estaciones sismológicas que operan en el área de Piedemonte.....	70
Figura 28. Curva de Frecuencia-Magnitud de Gutenberg-Richter para Pauto Main.	76
Figura 29. Distribución areal de la microsismicidad en Pauto Main.....	77
Figura 30. Distribución en profundidad de la microsismicidad en Pauto Main.	78
Figura 31. Distribución areal de los eventos de Pauto Main con el paso del tiempo.	79
Figura 32. Distribución en profundidad de los eventos de Pauto Main con el paso del tiempo.	81
Figura 33. Canal de flujo identificado en profundidad llevado a vista de planta.....	82
Figura 34. Eventos con calidad de localización B, y el posible canal de flujo observado.....	83
Figura 35. Correlación entre la tasa de inyección del pozo I1 y la generación de eventos microsismicos.....	84
Figura 36. Rosa de polarización de la onda S durante el fracturamiento hidráulico del pozo P2.....	85

Figura 37. Consistencia del postulado de los dos momentos de la inyección de gas en el yacimiento.87

Figura 38. Orientaciones de fractura propicias para ser reactivadas con el aumento de la presión de poro.88

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Esquema de Clasificación de las áreas sometidas a esfuerzos de Anderson.	43
Tabla 2. Información de los últimos proyectos de trazadores realizados en el área de estudio.	65
Tabla 3. Catálogo de microsismos en la escama de Pauto Main	72
Tabla 4. Magnitud, frecuencia y frecuencia acumulativa de los eventos de la escama de Pauto Main.	75

RESUMEN

TÍTULO: MICROSISMICIDAD APLICADA AL MONITOREO DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A LA INYECCIÓN DE FLUIDOS. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS BÁSICO DE DATOS A UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR: ERIK JUSSEPPE RIVERA DELGADO**

PALABRAS CLAVES: Microsismicidad, Monitoreo de Yacimientos, Geomecánica aplicada, Piedemonte, Pauto Main.

DESCRIPCIÓN:

El Complejo Pauto se encuentra en un área tectónicamente activa y de alta complejidad estructural, motivo por el cual la dinámica de los fluidos inyectados al yacimiento no ha podido ser establecida con un alto grado de confianza. En la escama Pauto Main, han sido enviados trazadores a través de un pozo inyector, los cuales no se han detectado en los pozos productores impactados por la onda de presión generada por el fluido inyectado; planteando así, un gran interrogante sobre lo que está ocurriendo dentro del yacimiento; principalmente en relación con la dirección de flujo preferencial.

La microsismicidad aplicada al monitoreo de yacimientos ha mostrado ser una herramienta eficiente al momento de establecer la dinámica de los fluidos del yacimiento, y es quizá la tecnología que presenta mayor resolución; razón por la cual, se propone una metodología para el uso de ésta en yacimientos sometidos a la inyección de fluidos; que posteriormente es aplicada en el yacimiento en estudio, arrojando como resultado una trayectoria de flujo, posiblemente debida a la reactivación de fracturas generada por el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo inyector, lo cual da respuesta al porqué los trazadores no fueron detectados en los pozos productores.

* Proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directores: PhD. Zuly Himelda Calderón Carrillo; Ing. Carlos Germán Herrera Guevara.

ABSTRACT

TITLE: MICROSEISMICITY APPLIED TO THE RESERVOIRS UNDER FLUIDS INJECTION MONITORING. DATA'S BASIC ANALYSIS AT A COLOMBIAN FIELD.

AUTHOR: ERIK JUSSEPPE RIVERA DELGADO**

KEYWORDS: Microseismicity, Reservoir Monitoring, Applied Geomechanics, Piedemonte, Pauto Main.

DESCRIPTION:

The Pauto Complex is located in a tectonically active and high structural complexity area, this is the reason why, the dynamic of the fluids injected to the reservoir has not could be set with a high grade of confidence. The Pauto complex is a compartmentalized reservoir due to the tectonic activity through time. In the Pauto Main Scale, Tracers have been injected, but they have not been detected in the producer wells, which have already been influenced by the pressure wave generated by the injected fluid; leading to a big question about what is happening inside the reservoir; mainly, about the preferential flow direction.

Microseismicity applied to the reservoirs monitoring has proven to be an effective tool at the moment of set the fluid dynamics of the reservoir and this is, probably, the technology with the best resolution; therefore, it is proposed a methodology for its use in reservoirs under fluids injection, which was applied later at the reservoir in study. It was got a flow trajectory, likely as a result of the natural fractures reactivation, generated by the rising of pressure inside the reservoir, around the injector well; which is a possible answer for the question of the non-detected tracers.

* Graduate Project.

** Physico-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Directors: PhD. Zuly Himelda Calderón Carrillo; Eng. Carlos Germán Herrera Guevara.

INTRODUCCIÓN

Recientemente la industria del gas y del petróleo comenzó a utilizar la sísmica pasiva como una herramienta para resolver algunos de los problemas que se presentan en el día a día de las etapas de exploración y desarrollo de los campos; la literatura por su parte, ha mostrado resultados útiles para el entendimiento de la dinámica del yacimiento utilizando ésta herramienta. El interés surge en parte, por el volcamiento de la exploración a terrenos más difíciles, y a la vez, por las iniciativas de los llamados “campos inteligentes” donde la actividad pasiva permite mapear eventos dinámicos, como la apertura de fracturas o el movimiento de fluidos, los cuales son de particular interés³.

En lugar de usar dinamita, armas de aire o vibradores para generar ondas que viajan a través del subsuelo, en un área objetivo y que los ingenieros y geólogos usan de la manera más adecuada; la sísmica pasiva despliega únicamente un arreglo de receptores (geófonos) para “escuchar” el subsuelo. Se registran sismos y microsismos, naturales o inducidos por la explotación de hidrocarburos, pero todos útiles para saber qué está ocurriendo en el yacimiento.

³ DUNCAN, Peter M. Is there a future for passive seismic?. En: First Break Journal. June 2005. Vol. 23. P. 111-115. 1p.

1. SÍSMICA Y MICROSÍSMICA

El conocimiento, teorías y modelos sobre la estructura y los procesos en el interior de la tierra se han obtenido a partir de la observación de fenómenos que los mismos procesos generan. Uno de los procesos, el relacionado con la generación y propagación de ondas sísmicas ha sido objeto de amplia investigación a nivel global. La investigación en sismología se ha dividido fundamentalmente en dos categorías⁴:

- El estudio de la propagación de las ondas y la estructura de la Tierra asociada: identificación de las diferentes capas (corteza, manto y núcleo) y su heterogeneidad, las diferencias entre continente y océano, las zonas de subducción, las propiedades de los materiales (anelásticas y anisotrópicas), entre otros.
- El estudio de la fuente y sus fenómenos asociados: tipificación y localización de fuentes, energía liberada, geometría, área y desplazamiento de las fallas, estudios de predicción, etc.

Gran parte de la observación sismológica se hace de manera instrumental. A partir de registros sísmicos instrumentales se obtienen resultados cuantitativos.

Mecánica de la fuente sísmica

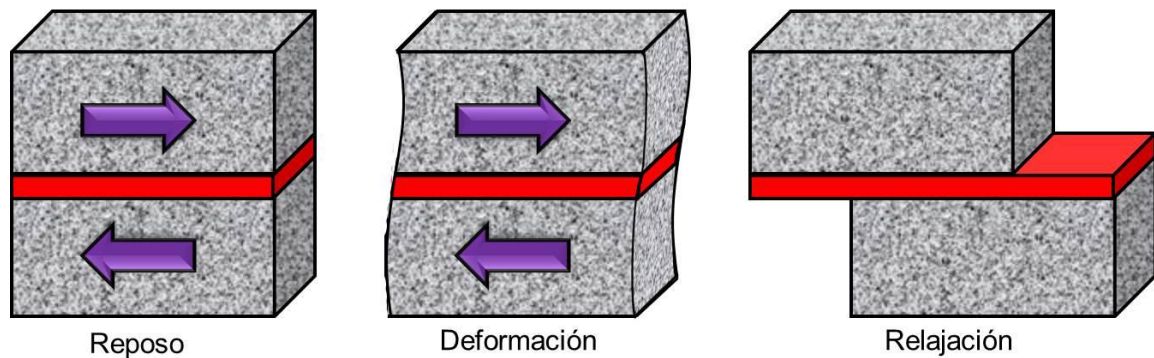
La parte superior de la Tierra, la corteza (15-20 km de espesor) está constituida por rocas de gran dureza y resistencia, capaces de deformarse elásticamente y almacenar energía de deformación; a mayor profundidad el aumento de la

⁴ VERA, Beatriz H. Evaluación de errores de datos sismológicos y sus efectos sobre los parámetros y modelos derivados de éstos para una región determinada cubierta por la red del Observatorio Sismológico del SurOccidente – OSSO. [Archivo PDF]. Trabajo de grado para optar al título de Estadística. Santiago de Cali. Universidad del Valle. 2003. P. 6-7.

temperatura convierte las rocas en un material dúctil y débil, incapaz de permanecer en estado de deformación elástica por mucho tiempo⁵.

Cuando una roca es sometida a una fuerza ésta se deforma, y al cesar la fuerza recupera su forma original; en la Tierra, la deformación elástica generalmente se produce de una forma lenta y gradual, produciéndose esfuerzos normales y de cizalla y acumulando en el material enormes cantidades de energía de deformación. Cuando se alcanza el límite de resistencia o cuando se sobrepasan las fuerzas de fricción se inicia un proceso de ruptura en las zonas más débiles o en las zonas de mayor concentración de esfuerzos. Este fracturamiento está acompañado por un rebote elástico a ambos lados de la falla a partir del punto de inicio de ruptura, propagándose a lo largo del plano de falla y causando que la roca a ambos lados del mismo se desplace en sentido opuesto⁶ (figura 1).

Figura 1. Esquematización de la teoría de rebote elástico.



Fuente. Tomado y modificado de: VERA, Beatriz H. Evaluación de errores de datos sismológicos y sus efectos sobre los parámetros y modelos derivados de éstos para una región determinada cubierta por la red del Observatorio Sismológico del SurOccidente – OSSO. [Archivo PDF]. Trabajo de grado para optar al título de Estadística. Santiago de Cali. Universidad del Valle. 2003.

Los sólidos pueden fallar por esfuerzos de tensión, por esfuerzos de compresión, por esfuerzos de corte, o por combinación de esfuerzos. El fracturamiento o

⁵ Ibíd., 8p.

⁶ Ibíd., 9p.

desplazamiento se produce en un plano (área), sin embargo, si dicha área es muy pequeña o se observa a grandes distancias puede considerarse no un área sino un punto. Parte de la energía elástica almacenada en forma de esfuerzo en la roca se gasta en romper la roca y vencer la fricción entre ambas caras de la fractura que trata de frenar el movimiento, otra parte puede permanecer en las rocas y una mínima parte se libera en forma de ondas sísmicas que viajan a través de la Tierra. La energía sísmica es radiada en diferentes direcciones (patrón de radiación), a partir de un solo punto (foco sísmico), en cantidades distintas, dependiendo de los distintos tipos de ondas y de la geometría de la fractura.

Foco sísmico (figura 2)

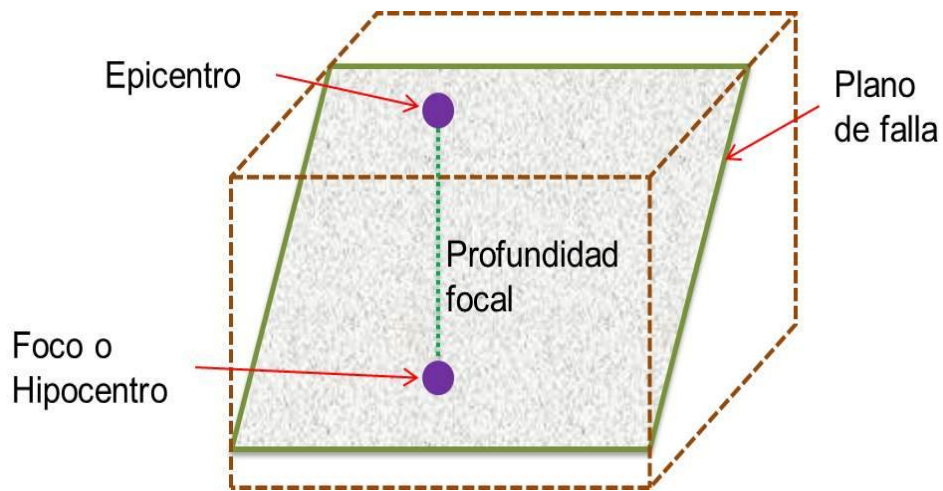
Los parámetros que determinan el foco puntual de un sismo son⁷:

- Las coordenadas geográficas (latitud y longitud) relacionadas a un punto en la superficie (epicentro).
- La profundidad, es decir la distancia hacia el interior de la tierra a partir del epicentro. La profundidad más el epicentro, determinan el hipocentro.
- El tiempo de origen, es decir el momento a partir del cual se inició la liberación de energía en forma de ondas sísmicas.

Puesto que los yacimientos de hidrocarburos están localizados en la corteza terrestre, y son constantemente sometidos a cambios de esfuerzos como resultado de los procesos implementados para maximizar el recobro final, y por la producción misma; la roca falla y como es de esperarse en el comportamiento descrito, se libera una cantidad de energía en menor proporción (microsísmica) comparada con la actividad tectónica de la tierra, pero aun así detectable, por lo cual se ha estado estimulando el estudio de dicha sismicidad y con ello, una nueva oportunidad para el manejo de los yacimientos por parte de los geólogos e ingenieros.

⁷ Ibíd., 10p.

Figura 2. Foco sísmico



Fuente. Tomado y modificado de: VERA, Beatriz H. Evaluación de errores de datos sismológicos y sus efectos sobre los parámetros y modelos derivados de éstos para una región determinada cubierta por la red del Observatorio Sismológico del SurOccidente – OSSO. [Archivo PDF]. Trabajo de grado para optar al título de Estadística. Santiago de Cali. Universidad del Valle. 2003.

1.1 SÍSMICA PASIVA

La sísmica pasiva es la generación de imágenes sísmicas usando fuentes de oportunidad, esto es, sismos y microsismos, algunos producidos naturalmente y otros como resultado de la producción y/o inyección de fluidos; en lugar de usar dinamita, armas de aire o vibradores.

Hay dos tipos de sísmica pasiva: una que apunta a la creación de imágenes estáticas del subsuelo usando el tiempo de viaje observado de las señales sísmicas originadas debajo de una zona objetivo; en lugar de la sísmica 3D convencional, y la otra que apunta al registro de la actividad dinámica que ocurre en el yacimiento, en lugar de la sísmica 4D⁸.

⁸ DUNCAN, Peter M. Is there a future for passive seismic?. En: First Break Journal. June 2005. Vol. 23. P. 111-115. 11p.

Mapeo del movimiento.

En el segundo tipo de sismica pasiva, frecuentemente llamada microsísmica de monitoreo, la actividad microsísmica llega a ser el objetivo en sí. Mediante el mapeo de la distribución de las fuentes de sismicidad en y cerca del yacimiento, se espera predecir algo sobre la actividad dinámica que está tomando lugar en el yacimiento⁹.

Inicialmente el monitoreo microsísmico se centró en el mapeo de recursos geotérmicos para ayudar a ubicar los pozos en los lugares con más alta calidad dentro del yacimiento. Posteriormente su enfoque se volcó al desarrollo de herramientas para mapear la actividad microsísmica relacionada con las fracturas inducidas. Los patrones de fractura observados permitieron el establecimiento de algunos atributos geológicos claves que deben ser entendidos para optimizar la explotación de los recursos. Hoy en día el monitoreo de la microsismicidad es una herramienta importante para el entendimiento de los esfuerzos en sitio locales, propiedades de las fracturas naturales, propiedades mecánicas de la roca y un importante número de factores geológicos, geomecánicos y procesos de ingeniería como actividad en las fallas, algún fracturamiento en desarrollo o algún tipo de movimiento de fluidos.

1.1.1 Sísmica relacionada con la producción. La extracción de hidrocarburos del subsuelo, genera un cambio en el estado de esfuerzos del yacimiento, el cuál puede alterar las condiciones de equilibrio inestable existentes. Los movimientos generados pueden ser expresados por medio de la compactación del yacimiento, problemas de subsidencia y/o una leve actividad sísmica¹⁰.

⁹ *Ibíd.*, 112p.

¹⁰ ROEST, J.P.A., MULDER, F.M.M., & KUILMAN, W. Data-limited geomechanical modelling for investigating induced seismicity mechanisms. [Archivo PDF]. 1p.

Los principales mecanismos que pueden generar esta actividad sísmica son¹¹:

- La reactivación de fallas mediante la disminución de la presión de poro. En un proyecto específico, deben ser estudiadas las diferentes posibilidades que pueden generar el deslizamiento de fallas, de acuerdo al contexto geológico del área.
- Deslizamiento entre planos de sedimentación.

1.1.2 Sísmica inducida por la inyección de fluidos. La inyección de gases o líquidos en el yacimiento, ya sea para mantener la producción o para disponer algún tipo de material no deseado, ofrece otra gran oportunidad para el monitoreo de la microsismicidad¹²:

- Se puede querer confirmar hacia donde está fluyendo el material inyectado en el yacimiento, con el objetivo de predecir y quizá evadir una irrupción temprana del frente en el pozo productor.
- Se puede tener conocimiento sobre si se está afectando el sello del yacimiento debido a un bombeo demasiado fuerte.
- Se puede ser consciente de la reactivación de fallas y fracturas, como resultado del cambio en la presión de poro.

1.2 MONITOREO DE LA ACTIVIDAD MICROSÍSMICA

La localización de los eventos microsísmicos con una precisión razonable es la clave del éxito del monitoreo de yacimientos usando esta tecnología. Para este propósito dos técnicas han ido perfeccionándose constantemente de acuerdo a las falencias y necesidades encontradas con su aplicación en diversos proyectos a través del tiempo; dando como resultado datos más confiables y una aplicabilidad mayor para el manejo del yacimiento. Cada una tiene sus ventajas y desventajas sobre la otra, pero ambas han demostrado ser útiles en sus respectivos proyectos.

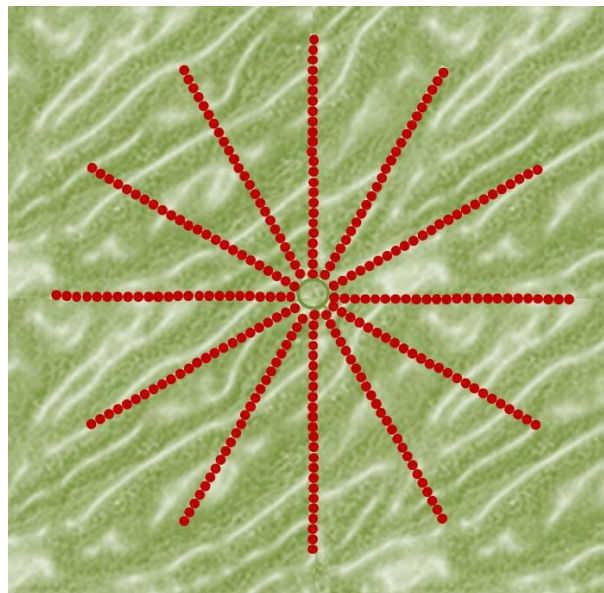
¹¹ Ibid., 1p.

¹² DUNCAN, P. & LAKINGS, J. Microseismic Monitoring with a Surface Array En: Passive seismic: Exploration and monitoring applications. [Archivo PDF]. Dubai, United Arab Emirates (10- 13 de Diciembre de 2006), EAGE. 3p.

Una vez los datos de microsismicidad han sido registrados, sus hipocentros son localizados mediante algoritmos de conversión de velocidades, desarrollados para este fin. Lógicamente estos algoritmos deben estar calibrados para dar precisión y confiabilidad a la localización de los datos en el subsuelo.

1.2.1 Monitoreo en superficie. En esta técnica, usualmente de 40 a 100 estaciones son distribuidas en un área de unos pocos kilómetros cuadrados. El arreglo se orienta especialmente a todos los puntos de interés, como se observa en la figura 3 y un mapa 3D de la emisión de energía es desarrollado. Este mapa refleja mucha más información que la que se podría obtener con un arreglo en fondo de pozo y adicionalmente ofrece ventajas logísticas y económicas¹³.

Figura 3. Arreglo en superficie para el fracturamiento de un pozo vertical



Fuente. Tomado y modificado de: DUNCAN, P. & LAKINGS, J. Microseismic Monitoring with a Surface Array En: Passive seismic: Exploration and monitoring applications. [Archivo PDF]. Dubai, United Arab Emirates (10- 13 de Diciembre de 2006), EAGE.

¹³ DUNCAN & LAKINGS., Op. cit., 2p.

El muestreo espacial debe ser apto para tomar adecuadamente una muestra de la aparentemente más baja velocidad que es necesaria capturar, usualmente ruido. Grupos de geófonos pueden ser usados para suprimir señales muy sutiles generadas posiblemente por bombas, compresores u otras fuentes cercanas al área de estudio y que representan nada más que ruido en los datos registrados, afectando la calidad de los mismos, y consecuentemente los resultados de su interpretación¹⁴. Colocar un gran número de estaciones, efectivamente elimina el ruido de superficie y permite que la señal sísmica sea detectada a niveles que pueden ser comparables con la técnica de fondo de pozo.

Las principales ventajas de esta técnica son:

- Provee la oportunidad de una estimación robusta del mecanismo fuente.
- Tiene la capacidad de determinar los mecanismos de fractura.
- Tiene una capacidad de monitoreo para áreas más extensas.
- Permite analizar los eventos discriminados por azimut, permitiendo identificar los cambios de polaridad en diferentes sectores dentro del área de estudio.

Sus mayores falencias son:

- Dificultad para la detección de los microsismos generados en grandes profundidades.
- Mayor contaminación de la información por ruido.

1.2.2 Monitoreo en fondo de pozo. Típicamente usada en proyectos de fracturamiento hidráulico, pero en algunas ocasiones, también utilizada para el monitoreo de la actividad sísmica en procesos de inyección de CO₂, inyección de vapor y compactación del yacimiento¹⁵.

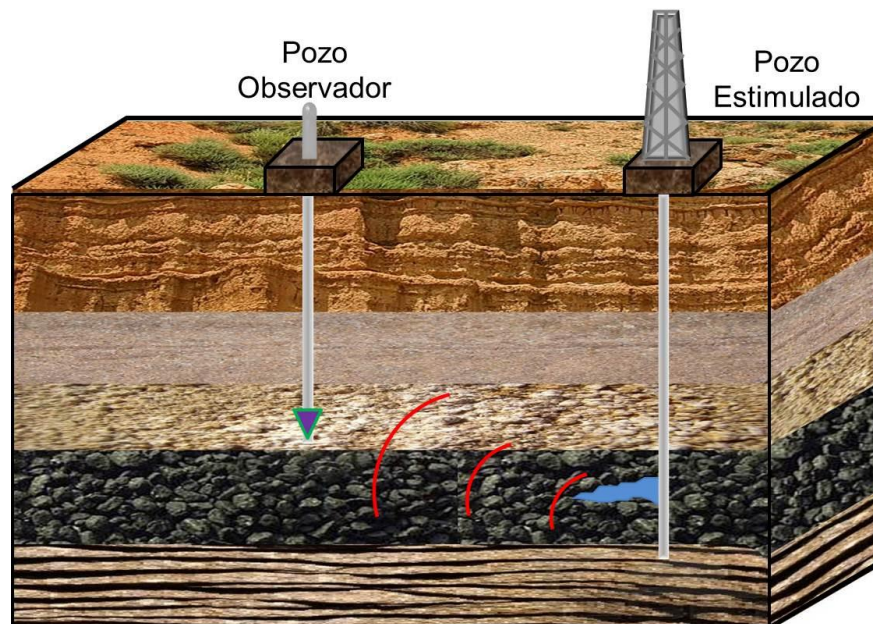
¹⁴ Ibid., 2p.

¹⁵ DUNCAN., Op. cit., 2p.

Esta técnica se sustenta en la necesidad de ver y graficar los tiempos de arribo de los eventos en forma discretizada en ondas P y S, con el fin de calcular la localización del hipocentro, con el uso de tecnología estándar de localización de sismos; lo cual demanda el uso de geófonos colocados en un pozo lo suficientemente cerca al yacimiento para alcanzar la tasa adecuada de señal/ruido.

Comúnmente un arreglo de 8 a 12 geófonos¹⁶ es colocado en, o justo arriba del yacimiento en un pozo cercano del pozo a fracturar (figura 4). Los primeros registros son obtenidos directamente del arribo de las ondas sísmicas que son generadas por el fracturamiento de la roca. Claramente, algoritmos estándar de localización de sismos son usados para definir los hipocentros de los eventos observados.

Figura 4. Esquema del monitoreo en fondo de pozo



Fuente. El autor

¹⁶ *Ibid.*, 2p.

La necesidad de un pozo observador y el radio de alcance de observación del mismo (usualmente 1000m o menos), pueden resultar en que esta técnica no sea viable en algunos proyectos¹⁷.

Las principales ventajas de esta técnica son:

- Poca contaminación de la información por ruido.
- Capacidad de detección en grandes profundidades.

Las mayores falencias son:

- Costos económicos.
- Menor área de monitoreo.
- Localización horizontal de los hipocentros de los eventos con mayor incertidumbre.
- Incapacidad de detectar cambios de polaridad horizontal de los eventos.

1.3 INTERPRETACIÓN DE LOS EVENTOS

Los resultados del monitoreo de la microsismicidad son significativamente más valorados cuando una interpretación con alta credibilidad y confianza puede ser realizada. El enfoque más común es la búsqueda de tendencias o direcciones, a lo largo de los cuales, los eventos microsísmicos se alinean y que pueden indicar la dirección de fracturas inducidas o planos de fractura reactivados. Este tipo de interpretación es muy difícil cuando la señal es pobre o cuando los eventos parecen definir múltiples direcciones debido a la estimulación de fracturas diversamente orientadas.

Un análisis de las estructuras geológicas en el área del yacimiento puede proveer información de utilidad para corroborar o eliminar interpretaciones de tendencias aparentes como las de fracturas estimuladas, al igual que provee una explicación

¹⁷ *Ibid.*, 2p.

al por qué algunas fracturas hidráulicas se desvían de las orientaciones esperadas obtenidas a partir de las direcciones de los esfuerzos en sitio¹⁸.

En algunos casos, la geología estructural observada en superficie puede ser extrapolada al subsuelo para ayudar a la interpretación. Cuando los horizontes sísmicos e interpretaciones de fallas están disponibles, éstos pueden ser usados para inferir que pequeñas fallas y fracturas de similar orientación o asociadas a las mismas, pueden estar siendo reactivadas en los alrededores del pozo. Es claro que es arriesgado inferir que la presencia de fallas y otras estructuras geológicas observadas en la superficie del área de interés, estarán presentes en el subsuelo, pero, en algunos casos, las características en superficie realmente son indicadores importantes de las características que yacen en el subsuelo.

Adicionalmente, las características propias de los eventos microsísmicos también brindan información del yacimiento de utilidad para contextualizar la interpretación; esto es: la polarización, azimut, magnitud y tiempo de viaje de las ondas de los eventos.

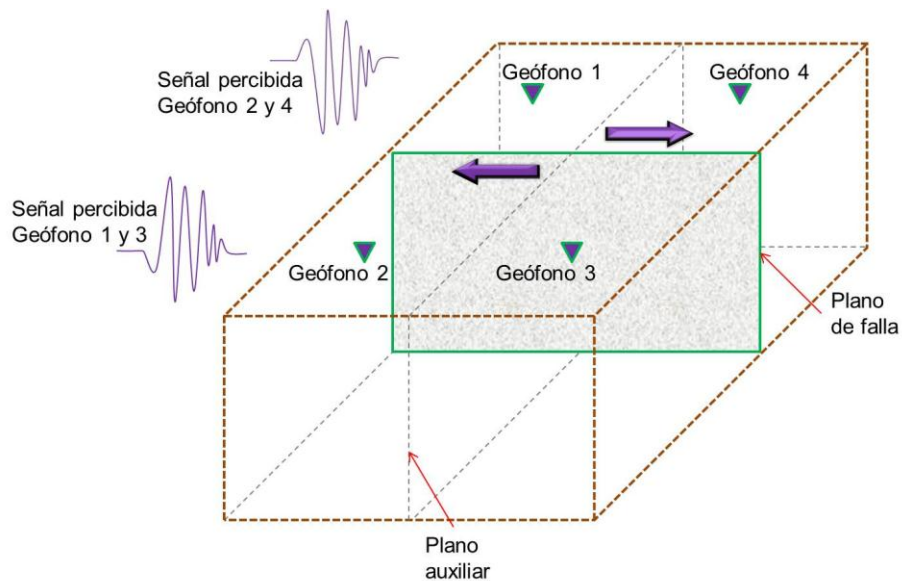
1.3.1 Polarización de las ondas P. Dependiendo del lugar en donde se encuentre la estación con respecto al sismo, la polaridad de la señal que llega a la superficie será diferente (figuras 5 y 6). La lectura de la dirección del movimiento de la componente vertical es un indicativo del rumbo del plano de falla al cual el sismo pertenece. La representación del rayo que llega a una estación se hace con un '+' si el movimiento es de compresión, o un '-' si es dilatación.

Cuando la roca falla bajo un régimen rumbo-deslizante, se generan dos cuadrantes de dilatación y dos cuadrantes de compresión alrededor del sismo,

¹⁸ WILLIAMS-STROUD, Sherilyn. & EISNER, Leo. Geological Microseismic Fracture Mapping – Methodologies for Improved Interpretations Based on Seismology and Geologic Context. En: Frontiers + Innovation – 2009 CSPG CSEG CWLS Convention. [Archivo PDF]. Calgary, Alberta, Canadá. 2009. 1p.

mostrando un patrón alternante entre cuadrantes de compresión y de dilatación¹⁹. Un sismómetro vertical ubicado en el cuadrante de compresión mostrará un arribo inicial de la onda hacia arriba, mientras que un arribo inicial hacia abajo aparecerá en los cuadrantes de dilatación, como puede ser observado en la figura 5.

Figura 5. Polarización de las ondas P percibidas por los geófonos de acuerdo a su ubicación respecto a un plano de falla rumbo-deslizante.



Fuente. Tomado y modificado de: CORPORACIÓN OSSO. Mecanismos focales [Archivo PDF]. Junio de 2009. Cali, Colombia.

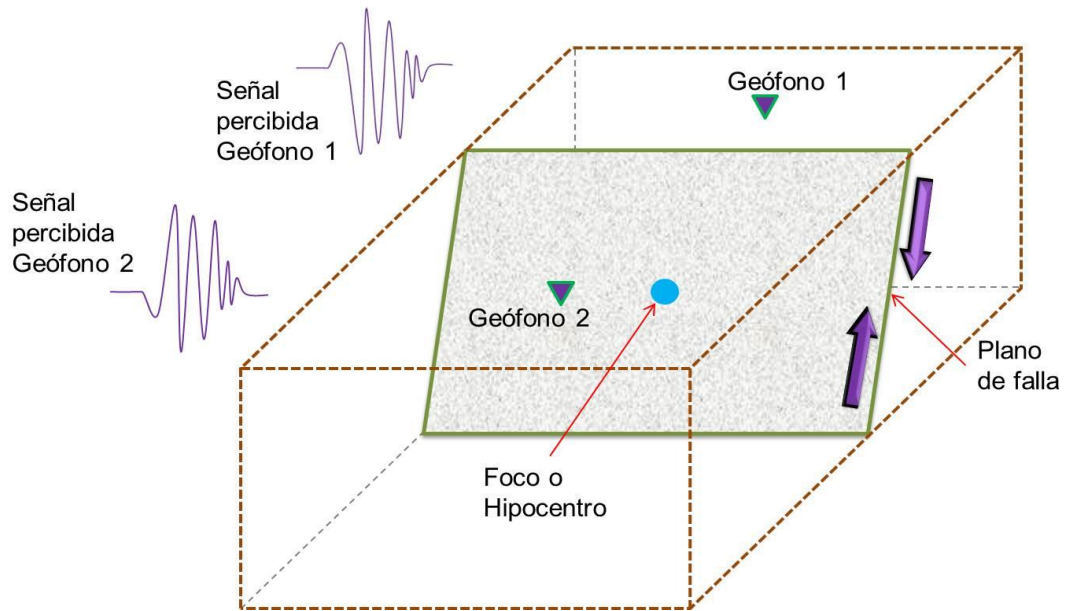
Como se puede observar, un movimiento generado entre los bloques separados por el plano de falla produce los mismos cuadrantes de dilatación/compresión que el movimiento generado a los dos lados de un plano perpendicular a éste (plano auxiliar). Estos dos planos se denominan planos nodales en los mecanismos focales. La ambigüedad entre estos dos planos puede ser resuelta, entre otras técnicas, por medio de registros geológicos o a través de la identificación del plano de falla por medio de la localización de las sus réplicas, en caso de que se hayan generado²⁰.

¹⁹ CORPORACIÓN OSSO. Mecanismos focales [Archivo PDF]. Junio de 2009. Cali, Colombia. 20p.

²⁰ *Ibid.*, 20p.

Análogamente, cuando la roca falla bajo un régimen Normal o Invertido, es decir, ocurre deslizamiento vertical entre bloques separados por un plano, son solo dos áreas las que se generan de acuerdo a la polaridad del primer arribo de la componente vertical del microsismo, como puede observarse en la figura 6.

Figura 6. Polarización de las ondas P percibidas por los geófonos de acuerdo a su ubicación respecto a un plano de fractura relacionado con un desplazamiento vertical.



Fuente. El autor

Eisner, et al. (2010b)²¹ encontraron dos grupos principales de planos de fractura que fallan con diferentes mecanismos. Un grupo de planos de buzamiento muy alto mostró deslizamiento normal e invertido; otro grupo de planos con un buzamiento menor parece fallar únicamente por movimientos de carácter invertido²². Debido a que es improbable que el deslizamiento de carácter normal como invertido estén en el mismo escenario tectónico, Eisner, et al. Postularon que los eventos asociados con mecanismos de deslizamiento normal son muy probablemente, causados por la generación de fracturas hidráulicas mientras que

²¹ Eisner, L., S. Williams-Stroud, A. Hill, P. M. Duncan, and M. Thornton, 2010b, Beyond the dots in the box: Microseismicity-constrained fracture models for reservoir simulation: The Leading Edge, 29, 326–333. Citado por: DUNCAN, Peter M & EISNER, Leo. Reservoir characterization using surface microseismic monitoring. En: GEOPHYSICS. [Archivo PDF]. September-October 2010. Vol. 75, NO 5. P. 75A139-75A145. 5p.

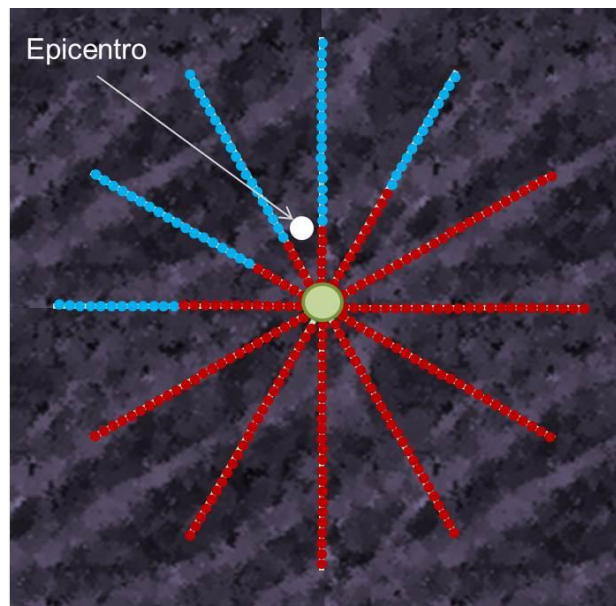
²² DUNCAN, Peter M & EISNER, Leo. Reservoir characterization using surface microseismic monitoring. En: GEOPHYSICS. September-October 2010. Vol. 75, NO 5. P. 75A139-75A145.

la falla por deslizamiento invertido en los planos de menor buzamiento es más probable que sea generada por la reactivación de fracturas existentes.

Con un arreglo de geófonos en superficie adecuado, es posible observar el azimut a lo largo del cual el cambio de polarización ocurre, definiendo el rumbo del plano, y es interpretado con relación a un desplazamiento vertical de la fractura, si solo se presentan dos regiones de polarización (figura 7), y con relación a un desplazamiento rumbo-deslizante si se presentan los 2 cuadrantes de dilatación y los dos de compresión.

En la figura 7, los círculos rojos representan deslizamiento hacia abajo y los azules movimiento hacia arriba, El círculo de color blanco se encuentra localizado en el centro del microsismo, y se evidencia claramente el rumbo del plano de falla del evento.

Figura 7. Esquema de la polaridad del primer arribo de eventos microsísmicos inducidos.



Fuente. Tomado y modificado de: DUNCAN, Peter M & EISNER, Leo. Reservoir characterization using surface microseismic monitoring. En: GEOPHYSICS. [Archivo PDF]. September-October 2010. Vol. 75, NO 5. P. 75A139-75A145.

1.3.2 Azimut de las ondas S. Cuando la microsismicidad es capturada con geófonos tri-componente, es posible la determinación de los parámetros básicos relacionados con las dos ondas de corte, esto es, los ángulos de polarización (azimut) y los tiempos de retraso entre ambas ondas (figura 8).

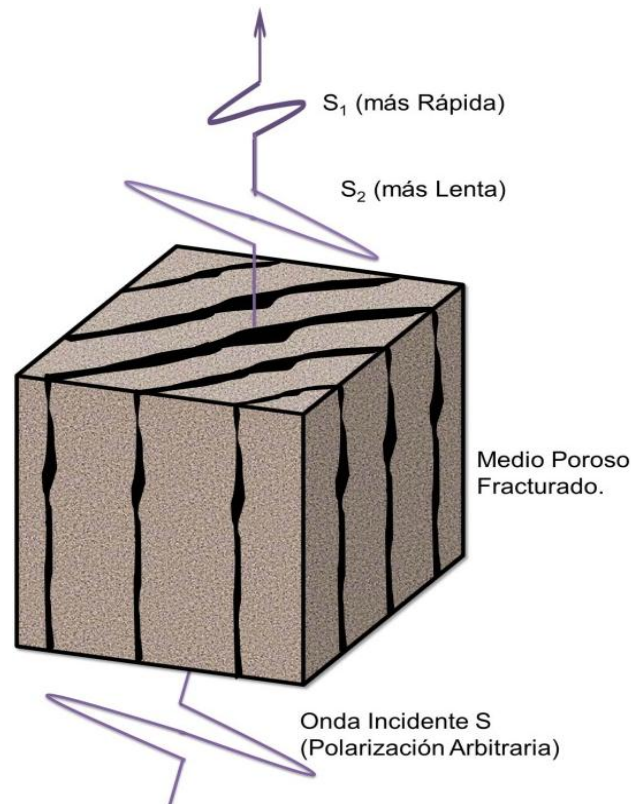
Dichos ángulos de polarización son un indicativo de la dirección en la cual los fluidos están fluyendo, partiendo del hecho de que la onda de corte en arribar primero, toma la misma orientación que poseen las fracturas abiertas presentes en el medio²³. Cabe destacar que la polarización puede variar con el tiempo, indicando que las magnitudes de los esfuerzos locales también están variando e inducen cambios temporales en las direcciones preferenciales de flujo.

1.3.3 Tiempo de arribo de las ondas. Partiendo de la observación de los tiempos de arribo de las ondas P y S de un evento, un estimativo de la localización del hipocentro y el momento de la generación pueden ser establecidos mediante un proceso de trilateración.

La trilateración es un método matemático para determinar las posiciones relativas de objetos usando la geometría de triángulos de forma análoga a la triangulación. A diferencia de ésta, que usa medidas de ángulo (junto con al menos una distancia conocida para calcular la localización objetivo), la trilateración usa las localizaciones conocidas de dos o más puntos de referencia, y la distancia medida entre el objetivo y cada punto de referencia. Para determinar de forma única y precisa la localización relativa de un punto en un plano bidimensional usando sólo trilateración, se necesitan generalmente al menos 3 puntos de referencia.

²³ OSORIO, J. G., PEÑUELA, G. & OTALORA, O. Correlation Between Microseismicity and Reservoir Dynamics in a Tectonically Active Area of Colombia. Año 2008. Paper SPE 115715. 3p.

Figura 8. Vista esquemática de la división de una onda de corte, una onda paralela y otra perpendicular a las fracturas abiertas en el medio.

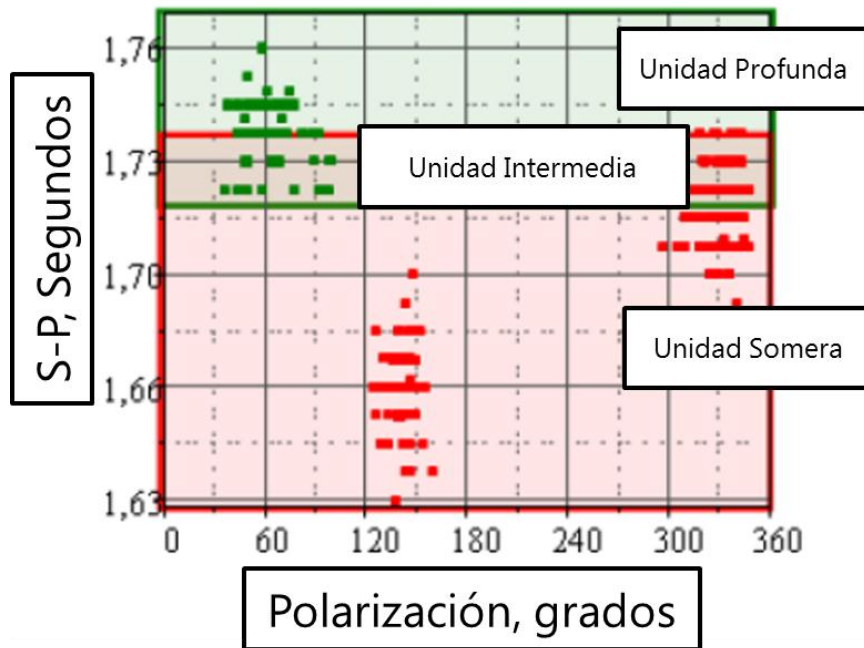


Fuente. Tomado y modificado de: OSORIO, J. G., PEÑUELA, G. & OTALORA, O. Correlation Between Microseismicity and Reservoir Dynamics in a Tectonically Active Area of Colombia. Año 2008. Paper SPE 115715.

Por otra parte, la diferencia en los tiempos de arribo entre las ondas de corte y las compresionales (S-P), provee información de las direcciones de flujo preferencial con la profundidad, ya que muchos factores pueden afectar una única trayectoria de flujo en todo el intervalo estudiado, En la figura 9 se muestra un ejemplo de esta situación. Explicaciones físicas incluyen: diferencias en la intensidad y orientación de fracturas, en la presión de poro, y por ende, en los esfuerzos efectivos, en la orientación de los esfuerzos principales locales y las propiedades de las fracturas²⁴. Análogamente, la diferencia en los tiempos de arribo entre las dos ondas de corte, brinda una idea cualitativa sobre el nivel de anisotropía presente en el yacimiento.

²⁴ *Ibid.*, 5p.

Figura 9. Diferencia en el tiempo de arribo entre la onda compresional y la de corte (S-P plot).



Fuente: Tomado y modificado de: OSORIO, J. G., PEÑUELA, G. & OTALORA, O. Correlation Between Microseismicity and Reservoir Dynamics in a Tectonically Active Area of Colombia. Año 2008. Paper SPE 115715.

1.3.4 Magnitud de los eventos. La sismicidad inducida en yacimientos de hidrocarburos, usualmente ocurre como resultado de la inyección de fluidos en el yacimiento durante un proyecto de recobro mejorado o producción de petróleo y gas. Tres mecanismos básicos han sido definidos para definir la sismicidad inducida en los yacimientos de la siguiente manera²⁵:

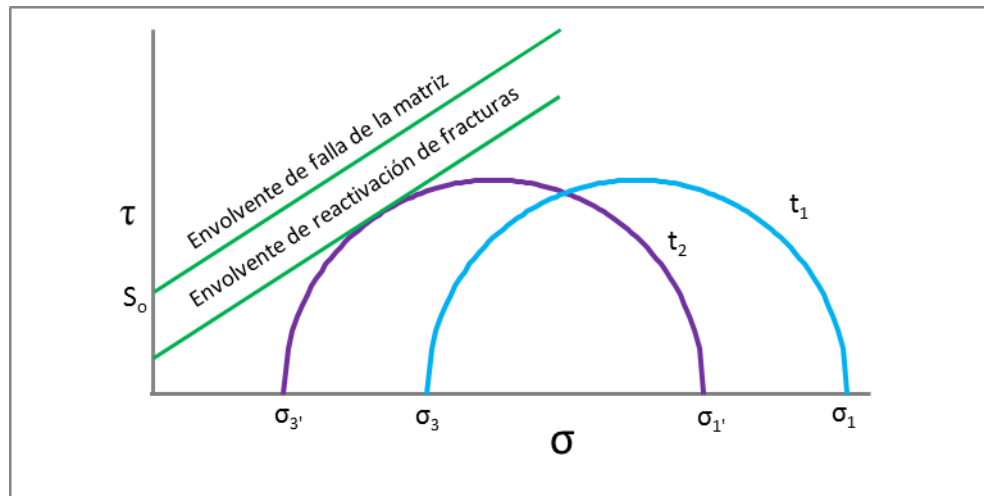
- La inyección de fluidos incrementa la presión de poro, por lo cual se disminuyen los esfuerzos efectivos y se induce microsismicidad por la apertura de fracturas. ($M_L < 3$).
- La presión de poro en el yacimiento disminuye como resultado de la explotación de hidrocarburos, cambiando los esfuerzos del campo en el área circundante, causando sismicidad inducida por la inestabilidad en el yacimiento y unos pocos kilómetros de su alrededor. ($M_L \leq 5$).

²⁵ JALALI, M. et al. Induced seismicity risk in Irani oil and gas fields. Año 2008. Paper ARMA 08-170. 1-2p.

- La explotación masiva de hidrocarburos o el recobro de gas y aceite de campos gigantes induce grandes sismos lejos del yacimiento, debido a la remoción de un volumen de fluido tan grande de la corteza superior. ($M_L \geq 6$).

El primer mecanismo de generación definido, puede ser fácilmente explicado por el aumento de la presión de poro debido al fluido inyectado, el cual trae como consecuencia la disminución del esfuerzo efectivo normal al plano de falla, y posteriormente el deslizamiento inducido de la fractura²⁶. En un gráfico del círculo de Mohr, este proceso es representado como se muestra en la figura 10, donde básicamente el tamaño del círculo representa la diferencia de los esfuerzos efectivos, ($\sigma'_H - \sigma'_h$), mientras que su posición depende de la presión del fluido y cambios potenciales en los esfuerzos locales debido a los cambios de la presión de poro. En general al incrementar la presión del fluido reduce los esfuerzos normales efectivos y desplaza el círculo hacia la envolvente de reactivación de fracturas²⁷.

Figura 10. Círculo de Mohr representando la reactivación de fracturas debido a la inyección de fluidos.



Fuente: Tomado y modificado de: OSORIO, J. G., PEÑUELA, G. & OTALORA, O. Correlation Between Microseismicity and Reservoir Dynamics in a Tectonically Active Area of Colombia. Año 2008. Paper SPE 115715.

²⁶ ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom. 384p.

²⁷ OSORIO, Op. cit., 2p.

Sin embargo, dependiendo de la trayectoria seguida por los esfuerzos (una medida de los cambios en los esfuerzos locales totales debido a los cambios de la presión de poro) la envolvente de reactivación de fractura también puede alcanzarse debido a la reducción de la presión de poro²⁸, correspondiendo al segundo mecanismo de generación.

El deslizamiento entre planos de falla dentro del yacimiento, inducidos por la disminución de la presión de poro, parece contradecir la relación entre la presión de poro, el esfuerzo efectivo normal y la falla de la roca por corte. Debido al hecho de que S_v permanece esencialmente constante durante la depleción de yacimientos lateralmente extensos, la reducción del S_{hmin} y la P_p puede inducir fallamiento normal dentro de un yacimiento si la trayectoria del esfuerzo con la depleción excede un valor crítico. En otras palabras, suficiente depleción resultara, eventualmente, en un fallamiento inducido de la roca²⁹. De acuerdo con el criterio de falla de Mohr Coulomb, trayectorias de esfuerzo con pendientes menores a 0,67 nunca causaran la falla de la roca, sin importar la cantidad de depleción.

Esto es ilustrado en la figura 11, llamada reservoir space, debido a que expresa la evolución del estado de esfuerzos en el yacimiento en términos de la presión de poro y el esfuerzo mínimo principal. El esfuerzo vertical se asume constante durante la depleción. En un ambiente de fallamiento normal, podemos evaluar el potencial del fallamiento normal en fallas pre-existentes, definiendo la línea de falla correspondiente a la roca por medio de una serie de pruebas triaxiales³⁰.

La línea etiquetada $\mu = 0,6$, expresa la magnitud de S_{hmin} a la cual un fallamiento normal ocurre en función de la presión. Como se puede notar, la pendiente de esta línea es 0,67. A medida que la depleción ocurre, el esfuerzo principal menor decrece a lo largo de la línea con pendiente A. Si $A < 0,67$, el estado de esfuerzos

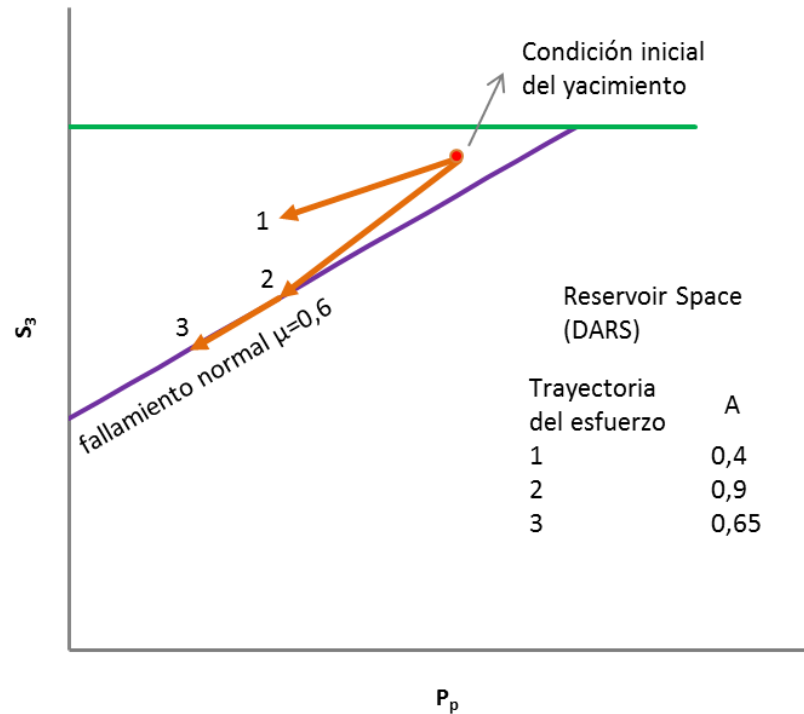
²⁸ Ibid., 2p.

²⁹ ZOBACK. Op. cit., 385p.

³⁰ Ibid., 385p.

se mueve alejándose de la línea de fallamiento normal; representando una trayectoria de esfuerzos estable, por lo cual la depleción no generará deslizamiento de las fallas.

Figura 11. Evolución del estado de esfuerzos en el yacimiento en términos de la presión de poro y el esfuerzo mínimo principal. (Reservoir Space)



Fuente. Tomado y modificado de: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. [Archivo PDF]. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom.

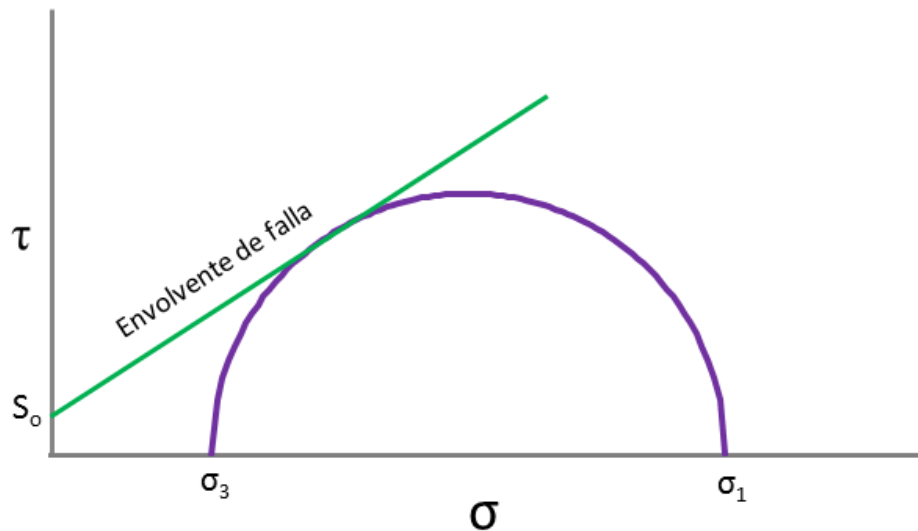
En contraste si $A > 0,67$, la depleción causará, eventualmente, un fallamiento normal de la roca. Una vez, la trayectoria del esfuerzo ha alcanzado la línea de falla, el estado de esfuerzos evoluciona a lo largo de la misma, porque, para un valor dado del esfuerzo vertical y la presión de poro, S_{hmin} no puede ser menor al definido por la siguiente ecuación³¹:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_v - P_p}{S_{hmin} - P_p} \leq [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2$$

³¹ Ibid., 387p.

Dicha situación puede ser equivalente a un círculo de Mohr excediendo la línea de falla como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Círculo de Mohr representando la reactivación de fracturas naturales.



Fuente. Tomado y modificado de: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. [Archivo PDF]. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom.

Puesto que los mecanismos anteriormente descritos para definir la sismicidad inducida en los yacimientos son excluyentes mutuamente, por tratarse de procesos contrarios (producción e inyección respectivamente); en yacimientos donde se están inyectando fluidos al yacimiento, el b-value es un indicativo de la sismicidad generada por dicha inyección.

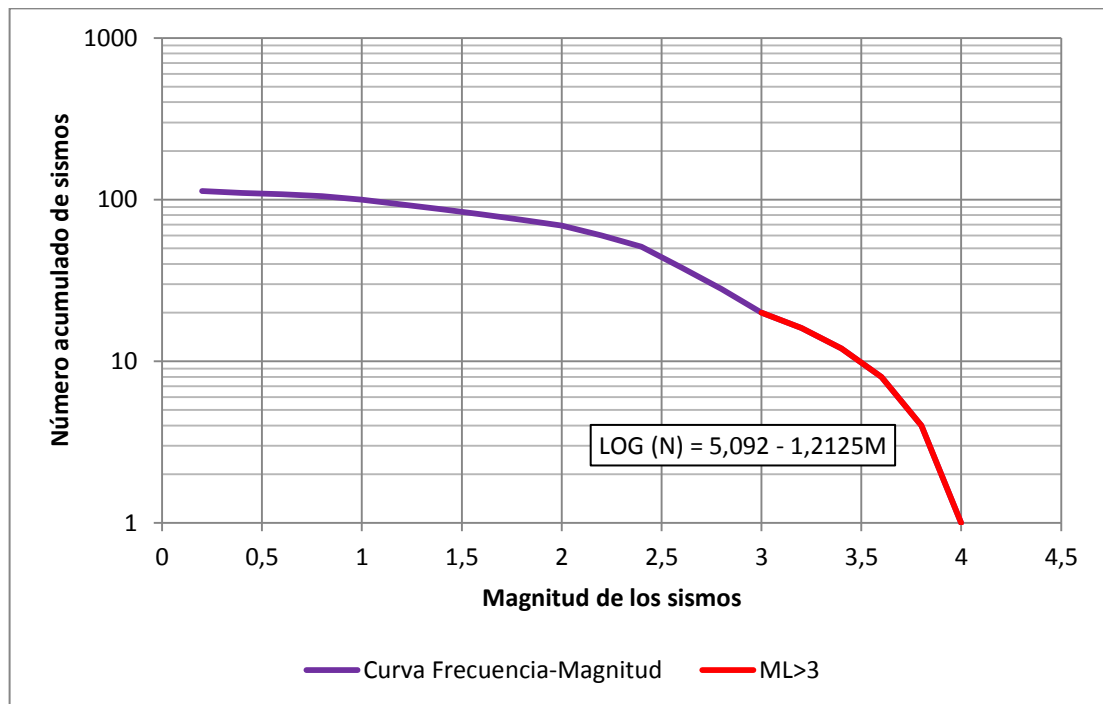
El b-value es un valor real y adimensional que diferencia entre, si la sismicidad de un área es inducida o natural, a partir de la magnitud de los eventos registrados y su frecuencia de ocurrencia; es calculado usando la distribución de frecuencia-magnitud de Gutenberg-Richter así:

$$\log_{10} N = A - bM$$

Dónde:

N es el número acumulado de sismos con magnitud mayor a M y A y b son constantes mayores que cero. A depende de la tectónica regional, duración del monitoreo, tamaño de la región y nivel de sismicidad del área y la pendiente de la línea frecuencia-magnitud es el b-value³² (figura 13); un alto valor de b significa que el número de sismos de gran magnitud en el área es bajo, y por ende alta concentración de microsismos inducidos.

Figura 13. Curva de frecuencia-Magnitud de Gutenberg-Richter



Fuente. El autor

Típicamente, para el análisis de la microsismicidad inducida por la inyección de fluidos, la pendiente (b-value) es calculada con la porción de la curva q está compuesta por los eventos que presentan una magnitud mayor a 3, pues éste es el valor máximo que alcanzaría un sismo si es generado por la inyección, como ya fue expuesto.

³² JALALI. Op. cit., 3p.

Usar este método puede dar una idea sobre la ocurrencia de sismicidad inducida en la región y de acuerdo con esto, en áreas de sismicidad inducida, el b-value es usualmente mayor que 1-1,2³³. Entre más pequeña sea el área de cálculo del b-value, menor es el número de eventos sísmicos y por ende mayor incertidumbre en la estimación del b-value.

³³ *Ibid.*, 4p.

2. MICROSISMICIDAD Y EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El monitoreo de las operaciones del fracturamiento hidráulico es de lejos, la más grande aplicación de la microsismicidad aplicada al monitoreo de yacimientos. Esto ha reducido la expectativa de los ingenieros y geocientíficos de encontrar fracturas hidráulicas doble-ala y simétricas extendiéndose desde el pozo, como resultado de los tratamientos aplicados³⁴.

El mapeo de los hipocentros de los microsismos registrados indica que muy a menudo, en zonas de muy alta complejidad en las cuales se pueden presentar múltiples mecanismos por los cuales la roca puede fallar durante la aplicación del tratamiento, pueden jugar un papel muy importante. La complejidad de la falla de la roca es aún más compleja, y quizá pueda ser explicada, por la interacción de los esfuerzos alterados con las fracturas existentes en el yacimiento, en relación con el estado de esfuerzos no alterado del yacimiento³⁵.

Planos de fractura existentes, adecuadamente orientados para fallar por cizalla, lo harán a esfuerzos menores que los necesarios para crear nuevas fracturas³⁶. El mapeo de la geología y la información de los esfuerzos regionales y locales del yacimiento permitirán la interpretación de los resultados de los patrones evidenciados por los microsismos, al mismo tiempo que proveerán capacidad predictiva para los patrones de fracturamiento de posteriores tratamientos en el área y desarrollo de planes de producción. El impacto de los esfuerzos del campo sobre las fracturas naturales o fallas, será controlado por su orientación relativa respecto de la dirección de los esfuerzos.

³⁴ WILLIAMS-STROUD, Sherilyn. Using Microseismic Events to Constrain Fracture Network Models and implications for Generating Fracture Flow Properties for Reservoir Simulation. Año 2008. Paper SPE 119895. 1p.

³⁵ *Ibid.*, 1p.

³⁶ *Ibid.*, 1p.

2.1 ESTADO DE ESFUERZOS EN EL YACIMIENTO

Esfuerzos compresivos existen en cualquier punto en la profundidad de la tierra. La magnitud de cada esfuerzo depende de la profundidad, la presión de poro y procesos geológicos activos que actúan en una gran variedad de escalas temporales y espaciales. Algunas características importantes sobre los esfuerzos en los campos son:

- El conocimiento de los esfuerzos en profundidad es de vital importancia para manejar un gran rango de problemas geomecánicos que se presentan en los yacimientos de gas y aceite y en las formaciones subyacentes.
- Es relativamente fácil medir, estimar o delimitar la magnitud de los esfuerzos en profundidad por medio del uso de técnicas prácticas.

En términos simples, esfuerzo es definido como una fuerza actuando sobre un área dada; pero una definición más precisa es: esfuerzo es un tensor que describe la densidad de fuerzas actuando en todas las superficies que pasan a través de un punto dado³⁷.

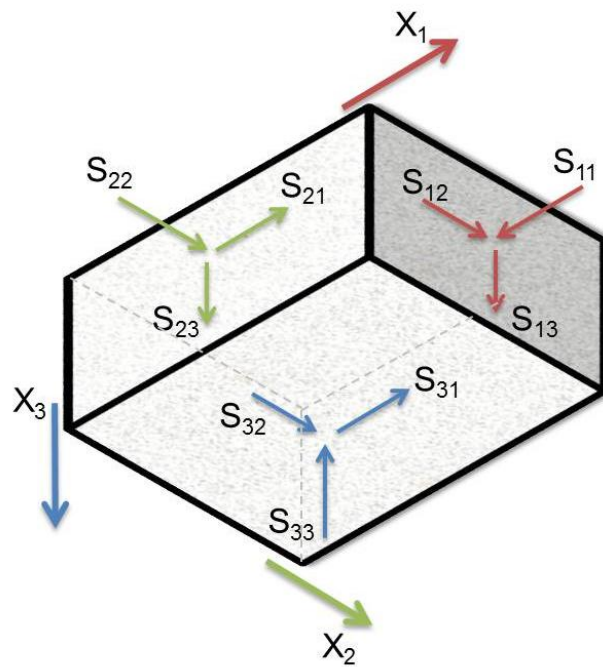
$$S = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix}$$

Los subíndices de los componentes individuales del esfuerzo se refieren a la dirección de una fuerza dada que está actuando en la cara de un cubo unitario sobre el cual los componentes del esfuerzo están actuando (figura 14).

En general, para describir adecuadamente el estado de esfuerzos en profundidad, se deben definir seis magnitudes de esfuerzos o tres magnitudes y los tres ángulos que definen las orientaciones de las magnitudes en un sistema coordinado de referencia.

³⁷ ZOBACK, Op. cit., 5p.

Figura 14. Definición del tensor de esfuerzos



Fuente. Tomado y modificado de: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. [Archivo PDF]. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom.

Esfuerzos de tensión no existen en la profundidad de la corteza terrestre por dos razones fundamentales³⁸:

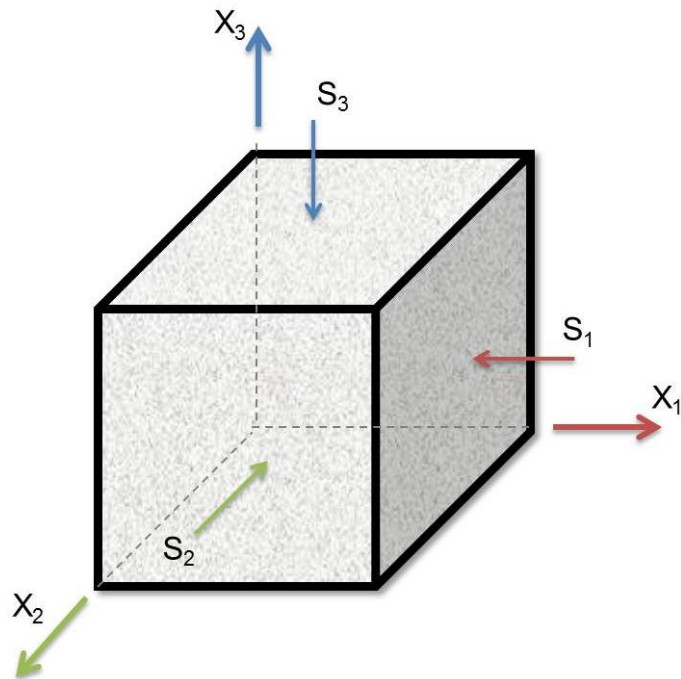
- La resistencia a la tensión de la roca es generalmente baja, lo que significa que una fuerza de tensión en la tierra no puede ser mantenida.
- Siempre hay un fluido saturando el espacio poroso de la roca en profundidad (exceptuando profundidades menores que las mostradas en la tabla de agua), la presión de poro resultante de este fluido, causaría que en la roca, la presión para generar una fractura hidráulica sea el esfuerzo compresivo menor y alcance un valor cercano a la presión de poro.

³⁸ Ibid., 6p.

2.1.1 Esfuerzos principales. Cuando el sistema coordinado de referencia es el sistema coordinado principal, los esfuerzos cortantes desaparecen y por ende solo tres esfuerzos principales, S_1 ; S_2 ; S_3 describen totalmente el estado de esfuerzos del campo³⁹ (figura 15).

Así, un esfuerzo principal es generalmente normal a la superficie de la tierra con los otros dos esfuerzos principales actuando en un plano aproximadamente horizontal. Es claro que esto debe ser cierto cerca a la superficie de la corteza terrestre, la compilación de datos de mecanismos focales de sismicidad y otras fuentes indicadoras de esfuerzos, sugieren que esto es, generalmente cierto a profundidades hasta de 15-20 kilómetros.

Figura 15. Tensor principal de esfuerzos



Fuente. Tomado y modificado de: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. [Archivo PDF]. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom.

³⁹ Ibid., 7p.

Asumiendo que esto es cierto, se deben definir solo cuatro parámetros para describir el estado de esfuerzos en profundidad: tres magnitudes de esfuerzos principales, S_v , el esfuerzo vertical, correspondiente al peso del overburden; S_{Hmax} , el máximo esfuerzo horizontal principal; y S_{Hmin} , el mínimo esfuerzo horizontal principal y la orientación de un esfuerzo, que usualmente es el azimut de la compresión máxima horizontal, S_{Hmax} .

E. M. Anderson propuso un esquema de clasificación para las áreas sometidas a esfuerzos⁴⁰ (figura 16 y tabla 1), caracterizándolas como: fallamiento normal, fallamiento rumbo-deslizante o fallamiento inverso, dependiendo de si (I) la corteza es extensional y las fallas son normales con un alto buzamiento del plano de falla, (II) los bloques de la corteza se deslizan horizontalmente uno respecto al otro a lo largo de fallas rumbo deslizantes casi verticales, y (III) la corteza es de carácter compresional y fallas inversas de bajo buzamiento están presentes.

El esquema de clasificación de Anderson define las magnitudes de los esfuerzos horizontales principales respecto al esfuerzo vertical así:

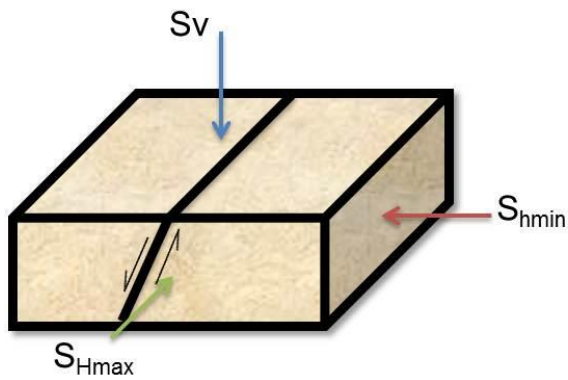
Tabla 1. Esquema de Clasificación de las áreas sometidas a esfuerzos de Anderson.

Régimen	Esfuerzo		
	S_1	S_2	S_3
Normal	S_v	S_{Hmax}	S_{Hmin}
Rumbo-deslizante	S_{Hmax}	S_v	S_{Hmin}
Inverso	S_{Hmax}	S_{Hmin}	S_v

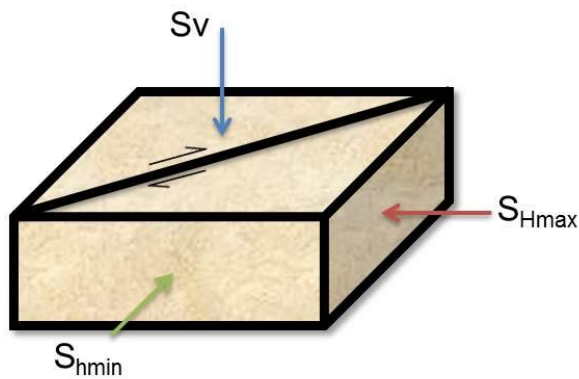
Fuente: Tomado y modificado de: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom

⁴⁰ Ibid., 8p.

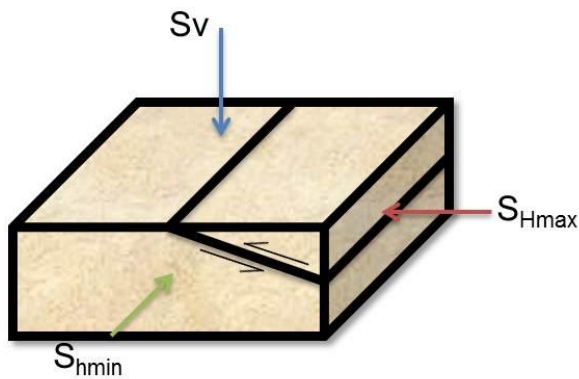
Figura 16. Esquema de clasificación de Anderson



Régimen Normal
 $S_v > S_{Hmax} > S_{hmin}$



Régimen Rumbo-deslizante
 $S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$



Régimen Inverso
 $S_{Hmax} > S_{hmin} > S_v$

Fuente. Tomado y modificado de: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. [Archivo PDF]. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom.

2.1.2 Determinación de esfuerzos principales. Una estrategia general que se usa para caracterizar los esfuerzos principales de un campo es⁴¹:

- Asumir que el overburden es un esfuerzo principal (que es usualmente el caso), S_v puede ser determinado por medio de la integración de los registros de densidad. Observaciones de las fracturas de tensión inducidas por la perforación son una manera efectiva de probar si el esfuerzo vertical es un esfuerzo principal.
- La orientación de los esfuerzos principales es determinada por observación del pozo, indicadores geológicos recientes y mecanismos focales de sismos.
- S_3 , es obtenido de mini-fracs y pruebas LOT (Leak-off tests).
- La presión de poro, P_p , es medida directamente o estimada a partir de registros geofísicos o datos sísmicos.
- Solo queda haciendo falta determinar S_{Hmax} , con la finalidad de obtener un estimado confiable del tensor de esfuerzos. Restringir la resistencia a la fracción de la roca proporciona límites generales de S_{Hmax} (como una función de la profundidad y la presión de poro). Observaciones de las fallas del pozo permite estimar de manera más precisa el valor de S_{Hmax} .

Una vez un yacimiento es perturbado con cualquier proyecto de explotación de hidrocarburos, el estado de equilibrio inestable en el que se encontraba anteriormente es alterado, por lo cual se genera un cambio en el tensor de esfuerzos que describe el campo; y cualquier cambio en la magnitud y/o dirección de los esfuerzos principales, abrirán fracturas naturales pre-existentes en la dirección del nuevo esfuerzo máximo local y tratará de cerrar fracturas en otras direcciones, como fue discutido anteriormente. Este es el motivo de la necesidad de tener un conocimiento previo del estado de esfuerzos del campo: Brindar un mejor contexto a los datos de microsismicidad y por ende interpretaciones y análisis más confiables.

⁴¹ Ibid., 14-15p.

2.2 FORMACIÓN DE LA FRACTURA

El diagnóstico de un fracturamiento hidráulico realizado, es un punto crítico para el entendimiento de las características y los detalles de la fractura que efectivamente, se está generando en el subsuelo, especialmente en casos donde hay gran complejidad.

Varias técnicas de diagnóstico existen, sin embargo, el mapeo de la microsismicidad sea la que quizá, ofrezca la mejor resolución de la complejidad de la fractura. Incluso con fracturas de geometría simple, las fracturas pueden crecer asimétricamente, tener un confinamiento variable a lo largo de las interfaces geológicas y cambiar de orientación. No obstante, el crecimiento de una fractura en un yacimiento naturalmente fracturado puede presentar complejidades adicionales asociadas con la interacción entre la fractura hidráulica y la red de fracturas naturales preexistentes⁴².

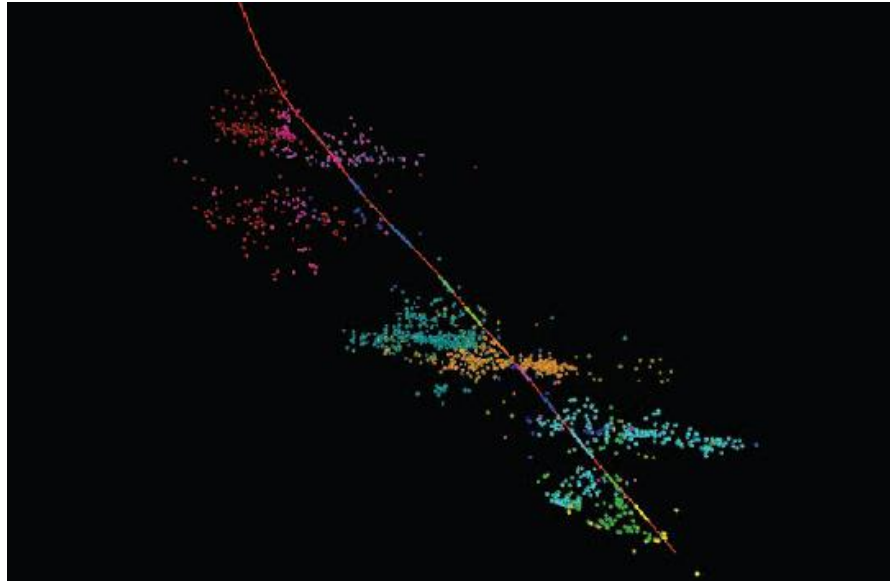
De cualquier modo, sin importar la geometría y complejidad de la fractura generada, cuando un fracturamiento hidráulico es realizado, la formación de una nueva fractura en la roca genera una gran cantidad de microsismos debido a la liberación de la energía acumulada por el aumento de la presión del fluido que está siendo inyectado. Un mapeo de los eventos microsísmicos en orden cronológico refleja el desarrollo del fracturamiento⁴³ (figura 17).

Cuando estos microsismos se alinean en una única tendencia lineal y se encuentra orientada en la misma dirección del esfuerzo máximo del campo, es claro que efectivamente se está generando una nueva fractura, siendo el caso más sencillo y que la trayectoria mostrada por los microsismos es la que está siguiendo la fractura.

⁴² MAXWELL, S. C. et al. Microseismic Imaging of Hydraulic Fracture Complexity in the Barnett Shale. Año 2002. Paper SPE 77440. 1p.

⁴³ DUNCAN., Op. cit., 2p.

Figura 17. Monitoreo de una estimulación hidráulica.



Fuente. NEVAREZ, Jose E. & NEALE Chris. Permanent Arrays Provide Critical Data En: THE AMERICAN OIL AND GAS REPORTER. Julio de 2009.

2.3 REACTIVACIÓN DE FRACTURAS

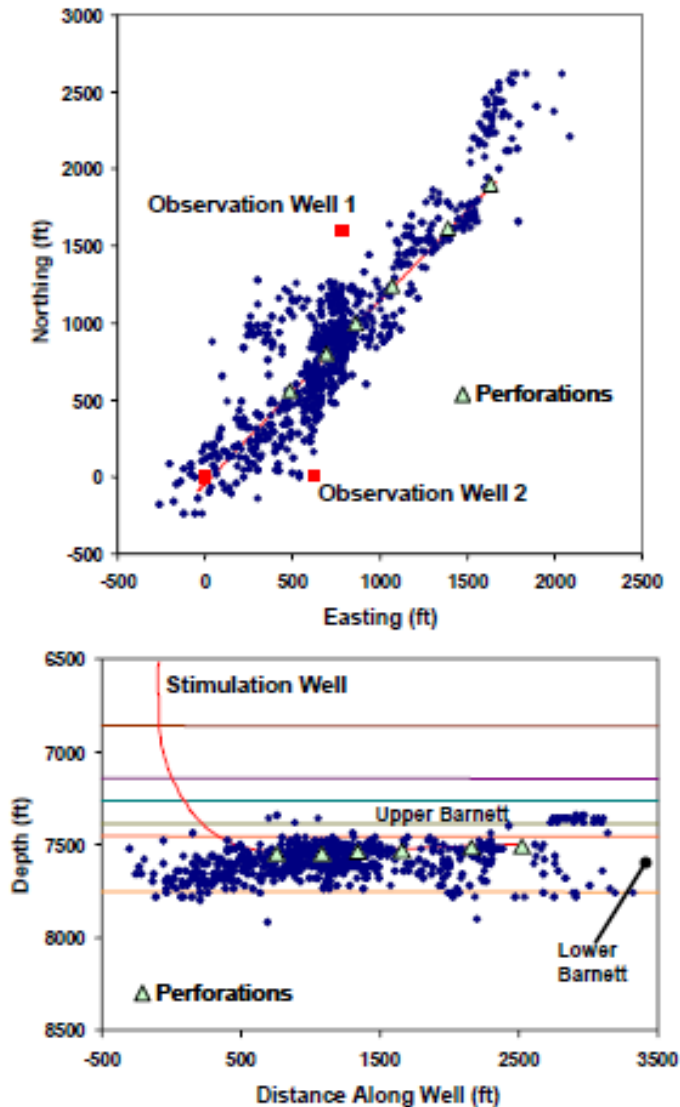
A menudo la localización de eventos microsísmicos no refleja la tendencia esperada para el plano de fractura generado por una estimulación, y en muchos casos es incluso difícil definir una verdadera tendencia como se muestra en la figura 18. El caso ideal donde la fractura inducida por el aumento de la presión del fluido forma alas simétricas a cada lado del pozo paralelas a la dirección del esfuerzo máximo puede ser, de hecho, el caso menos común ya que requiere una roca frágil pero intacta. Dado que la roca de cualquier yacimiento típicamente ha estado sujeta al menos a un evento de deformación tectónica, fracturas naturales deben ser esperadas en el yacimiento⁴⁴.

Cada vez más, se ha evidenciado que los tratamientos de estimulación, en algunos yacimientos, han reactivado fracturas naturales existentes, las cuales llegan a ser los principales contribuyentes en el aumento del flujo de fluidos que

⁴⁴ WILLIAMS-STROUD, Sherilyn. Using Microseismic Events to Constrain Fracture Network Models and implications for Generating Fracture Flow Properties for Reservoir Simulation. Año 2008. Paper SPE 119895. 1p.

resulta del tratamiento de estimulación⁴⁵. Las fracturas que se encuentran críticamente orientadas, esto es, a un ángulo óptimo para el deslizamiento ($\sim 30^\circ \pm 5^\circ$ respecto al esfuerzo máximo)⁴⁶, lo harán antes de formarse una nueva fractura.

Figura 18. Microsismicidad generada por la estimulación de un pozo en el campo Barnett Shale.



Fuente. WARPINSKI, N. R. et al. Comparison of Single-Dual-Array Microseismic Mapping Techniques in the Barnett Shale. Paper SPE 95568. Octubre de 2005.

⁴⁵ Ibid., 2p.

⁴⁶ OSORIO., Op cit., 3p.

La naturaleza de los eventos microsísmicos ha sido descrita como compleja cuando los microsismos se muestran como una nube de puntos en lugar de presentar una tendencia lineal definida. Nubes de puntos son interpretadas como resultado de la ocurrencia de eventos microsísmicos ocurriendo en múltiples planos de fractura durante el tratamiento de fracturamiento, pero sigue siendo difícil de interpretar sin los datos de soporte como lo son corazones, registros de imagen y sísmica o análisis de anisotropía del pozo. En casos donde la información de soporte no está disponible, usar la estructura de la geología regional y la historia de deformación geológica puede proveer un primer análisis cualitativo.

3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA MICROSISMICIDAD COMO HERRAMIENTA PARA EL MONITOREO DE YACIMIENTOS

De acuerdo con la información útil que los eventos microsísmicos pueden brindar sobre la dinámica existente en el yacimiento, se ha desarrollado una metodología, que si bien, no es necesariamente una secuencia estricta porque algunos pasos se complementan y no son dependientes de los resultados del inmediatamente anterior, si permite aprovechar al máximo esta herramienta para el monitoreo de los yacimientos y obtener resultados coherentes y útiles al finalizar el análisis.

3.1 SELECCIÓN DEL YACIMIENTO CANDIDATO

Todo yacimiento de hidrocarburos en explotación puede ser candidato para la realización de un análisis de microsismicidad, siempre y cuando ésta esté presente. Es decir, las características y propiedades del yacimiento no afectan la viabilidad de un estudio de microsismicidad para conocer la dinámica presente en el yacimiento. Las condiciones que deben existir son que el campo cuente con una red de geófonos que efectivamente estén escuchando actividad sísmica, que dicha red permita la localización de los eventos con un alto grado de confianza y que se halla estado registrando los eventos de mínimo el último año y se continúe haciendo en la actualidad. Esta última condición es muy importante debido a que la dinámica de los fluidos en un yacimiento puede ser fácilmente alterada por cualquier tipo de intervención que afecte el yacimiento y si los registros sísmicos no son actuales, cabe la posibilidad de que los resultados obtenidos reflejen lo que ocurrió en el pasado y no lo que ocurre en el presente.

3.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Con el ánimo de obtener resultados congruentes y de utilidad es necesario reunir la mayor cantidad de información sobre las características y propiedades del yacimiento y hacer una descripción detallada del mismo. Básicamente esto es:

- Características geológicas del yacimiento.
- Registros de imagen
- Características de la red de fracturas naturales.
- Información sobre pozos (historia de producción / inyección, localización).
- Modelo de esfuerzos del área donde se registra la actividad sísmica y de cada pozo (si los hay).
- Características de la microsismicidad.

Cualquier otro tipo de información que pueda ser de utilidad no está de más, ya que lo que se busca es realizar una interpretación y análisis con un alto grado de confiabilidad y entre más información pueda ratificar lo que muestra la sismicidad, mayor credibilidad.

3.3 DISCRIMINACIÓN DE LOS EVENTOS (DETERMINACIÓN DEL B-VALUE)

Lo que buscamos con el análisis de microsismicidad es conocer la dinámica presente en el yacimiento, por consiguiente, cualquier evento generado fuera del yacimiento o por una fuente natural, no es de utilidad y si podría generar confusión. Por este motivo, es necesaria la eliminación de estos registros del catálogo de eventos antes de comenzar con la interpretación. Usando la distribución de frecuencia-magnitud de Gutenberg-Richter y calculando el b-value (figura 28), se puede tener una idea de la cantidad de eventos que están asociados a una fuente de carácter natural, y por ende si estamos en un área con presencia de focos sísmicos o en un área de sismicidad inducida.

Entonces, de acuerdo con [JALALI, M. et al. 2008] podemos discriminar los eventos de la siguiente manera: en áreas donde haya inyección de fluidos, se esperan eventos con magnitud por la apertura de fracturas con magnitud $M_L < 3$, descartando inmediatamente los eventos de magnitudes mayores, ya que serían de procedencia natural u otras fuentes de generación.

3.4 LOCALIZACIÓN ESPACIAL DE LOS EVENTOS Y BUSQUEDA DE TENDENCIAS

Una vez han sido seleccionados los eventos para realizar el análisis, se procede con su localización espacial en el yacimiento. Primero un acercamiento areal permitirá descubrir cuáles son las posibles fuentes de generación y donde están ubicadas dentro del yacimiento (figuras 29 y 30). Posteriormente una localización cronológica de los eventos permitirá identificar tendencias lineales obvias y la dirección hacia la cual crecen dichas tendencias (figura 31). De no ser visible una tendencia clara una alternativa es buscar la definición de uno o más planos en el espacio tridimensional (figura 32).

Cabe resaltar que en yacimientos de alta complejidad estructural puede haber presencia de varias familias de fracturas orientadas en diversas direcciones, y más de una puede estar siendo reactivada, lo cual genera que la sismicidad se vea como una nube de puntos y no sea posible la visualización de tendencias definidas, es debido a esto la importancia de la caracterizar y describir el yacimiento con el mayor detalle posible.

Por otro lado, si la cantidad de eventos registrados lo permite, realizar el análisis únicamente con los microsismos localizados con menor incertidumbre, ayudaría a eliminar tendencias aparentes posiblemente generadas por errores de localización, por lo cual se recomienda su desarrollo (figura 33).

3.5 LOCALIZACIÓN TEMPORAL DE LOS EVENTOS

Ubicar temporalmente los eventos permite correlacionar su generación con las condiciones de la operación que los propiciaron, y por ende establecer la fuente de generación. Esto es de suma importancia, ya que en algunas ocasiones la reactivación de fracturas, y por ende el cambio de la orientación de los canales preferenciales de flujo del yacimiento, puede ser contraproducente para el diseño de explotación que está en operación.

Básicamente, en este punto del análisis se debe realizar una gráfica del número de eventos generados mensualmente vs el tiempo y una gráfica del volumen de fluidos inyectado diariamente y su presión de inyección vs el tiempo (figura 34), comparar dichas gráficas y establecer los periodos de tiempo críticos de la generación de los eventos y las condiciones de operación en ese momento.

3.6 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS EVENTOS

Como fue expuesto anteriormente, las características propias de los eventos también brindan información de utilidad sobre las condiciones del yacimiento, por este motivo se analizará cada una de sus características individualmente.

3.6.1 Azimut de las ondas S. como fue descrito anteriormente la primera onda de corte en ser percibida por los geófonos, se ha polarizado en la dirección de las fracturas naturales activas hidráulicamente presentes en el yacimiento. Se debe desarrollar un stereonet cronológicamente con la polarización de la primera onda de corte de todos los eventos para conocer la orientación de las fracturas hidráulicas activas del yacimiento, y su evolución con el tiempo, y consecuentemente la evolución de la dirección preferencial de flujo (figura 36). Muy probablemente el azimut de la primera onda de corte de los últimos eventos generados se polarizará en la misma dirección de las tendencias lineales observadas en el análisis espacial de los eventos.

3.6.2 Polarización de las ondas P. Para cada evento generado, en superficie cada geófono percibirá su onda P con una polarización definida de acuerdo con el tipo de movimiento que generó el microsismo y su posición respecto al plano de falla del mismo. Entonces, se debe graficar la posición areal de cada geófono junto con la polarización percibida del evento y definir los cuatro cuadrantes (dos de dilatación y dos de compresión) si se observan dos cambios de polaridad o los dos cuadrantes (uno de polarización positiva y otro de polarización negativa) si solo hay un cambio de polaridad (figura 7). La línea divisoria entre los cuadrantes definirá el rumbo de la fractura que sufrió deslizamiento. Para el caso donde se observan los cuatro cuadrantes, el conocimiento del yacimiento es el que permite identificar cuál de las dos líneas divisorias es efectivamente el rumbo de la fractura que se deslizó.

Es evidente que entre mayor sea el número de geófonos en superficie y su distribución uniforme en todo el área de estudio, menor incertidumbre se tendrá en la definición del rumbo de la fractura que se deslizó. En ocasiones debido al bajo número de geófonos de la red, y su misma distribución se hace imposible establecer una única recta que se ajuste a las polarizaciones, por lo que se recomienda ser prudente y analizar otros parámetros antes de sacar cualquier conclusión.

Ahora, en un Stereonet se deben graficar los planos definidos para todos los eventos o para mejor visualización desarrollar un diagrama de rosa (se puede hacer fácilmente en softwares libres) e identificar las orientaciones preferenciales y finalmente compararlas con las tendencias lineales identificadas en el análisis espacial de los eventos; esta es una manera de verificar que dichas tendencias no son aparentes y corresponden efectivamente a la dirección en la cual se están moviendo los fluidos.

3.6.3 Tiempo de arribo de las ondas. Realizar una gráfica del tiempo de retraso entre la primera onda de corte y la componente vertical de cada evento vs la polarización de la primera onda de corte para conocer las direcciones de flujo preferenciales con la profundidad y por ende la variación de la dirección preferencial de flujo con la profundidad (figura 9).

Análogamente, comparar el tiempo de retraso entre las dos ondas de corte permite establecer cualitativamente el nivel de anisotropía presente en el yacimiento.

3.7 CONTEXTUALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE DATOS

Una vez todos los resultados del análisis de los eventos han sido obtenidos, éstos deben ser contextualizados de acuerdo con las características del yacimiento donde se presentaron. Es decir, se debe mostrar la mayor congruencia posible entre lo interpretado y lo ya descrito del yacimiento con antelación; con el fin de poder brindar explicaciones lógicas, y sustentadas físicamente.

Para cumplir a cabalidad con lo anterior, dos puntos son claves:

- Que las orientaciones de las fracturas aparentemente observadas coincidan con la orientación las fracturas existentes en el yacimiento (si se tienen caracterizadas).
- Que las fracturas aparentemente reactivadas o generadas (si no había presencia de fracturas naturales) sean congruentes con la orientación del modelo de esfuerzos del yacimiento.

Entonces, lo primero a hacer es comparar las tendencias observadas en el análisis espacial (figura 37b), los rumbos obtenidos a partir de la polarización de las ondas P y el azimut de la primera onda de corte en arribar, con la orientación de las familias de fracturas caracterizadas del yacimiento (figura 22). Hay que tener en cuenta que en el caso de la generación de una fractura nueva, que podría ser el

caso menos común como ya fue expuesto, los eventos se alinean en una única tendencia definida y podría no coincidir con la orientación de ninguna fractura natural; lo mismo ocurriría entonces con el rumbo obtenido a partir de la polarización de las componentes compresionales de los eventos.

A continuación, en un stereonet se deben graficar los rumbos de las fracturas aparentemente reactivadas, junto con la orientación del esfuerzo principal horizontal máximo S_{HMAX} , y la orientación más propicia, para la cual si el rumbo una fractura lo tuviera, podría ser reactivada con el aumento de presión del yacimiento por parte del fluido inyectado (esto es $30^\circ \pm 5^\circ$ respecto a la orientación de S_{HMAX}). Las tendencias lineales interpretadas, deberán ser congruentes con dicha orientación, para poder validar el análisis y que los resultados sean realmente confiables (figura 38).

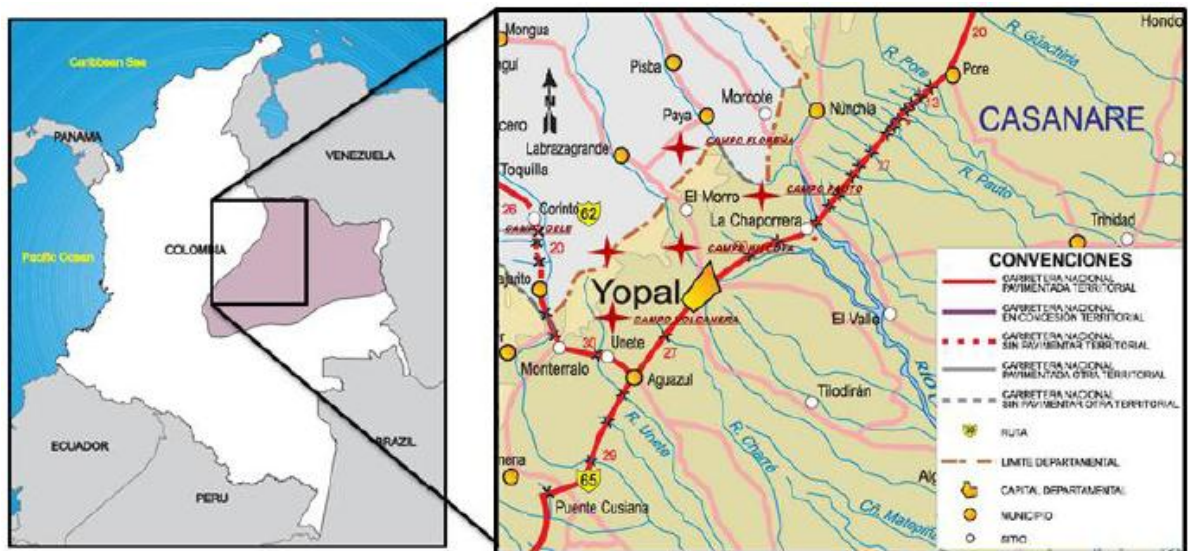
3.8 VERIFICACIÓN CON OTRAS FUENTES DE INFORMACIÓN

En esta etapa del análisis, siendo la última, solo queda verificar los nuevos canales de flujo preferenciales identificados, con cualquier tipo de fuente alterna que permita inferir hacia qué dirección están fluyendo los fluidos, y si es congruente con lo obtenido a partir del análisis de microsismicidad, como trazadores o discontinuidades que restrinjan el flujo dentro del yacimiento identificadas.

4. SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO COLOMBIANO

El yacimiento seleccionado para llevar a cabo el análisis de microsismicidad, pertenece al campo Piedemonte y básicamente fue escogido para dicho estudio debido a que cuenta con una red sísmica que ha estado registrando actividad microsísmica por algo más de 4 años, con un agregado importante, que es el gran interrogante que se tiene sobre la dirección del flujo de los fluidos inyectados dentro del yacimiento.

Figura 19. Mapa de localización de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia.



Fuente: BARRERO, Dario, Et al. "Colombian sedimentary Basins". EN Internet: http://www.anh.gov.co/media/salaPrensa/colombian_sedimentary_basins.pdf e INSTITUTO NACIONAL DE VIAS. Mapa de la red vial. EN Internet: http://www.invias.gov.co/invias/hermesoft/portallG/home_1/recursos/01_general/mapas/contenidos/15042008/07_casanare.jsp#

El campo Piedemonte se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos orientales, la cual limita al norte con la frontera Colombo-Venezolana, hacia el sur se extiende hasta el Alto de la Macarena, el Arco de Vaupés y las rocas precámbricas metamórficas que afloran en el río Guaviare, el límite oriental está caracterizado

por el afloramiento de las rocas plutónicas precámbricas del Escudo de Guyana y el oeste de la cuenca limita con el empuje frontal de la cuenca de la Cordillera Oriental⁴⁷ (figura 19).

4.1 GEOLOGÍA GENERAL

El campo Piedemonte hace parte del Piedemonte Llanero, el cual está conformado por rocas cuya edad varía desde el Cretácico hasta el Cuaternario, las cuales fueron afectadas por los eventos tectónicos compresivos que dieron como resultado el levantamiento de la Cordillera Oriental, y como consecuencia en el campo se tiene un apilamiento de varias escamas estructurales limitadas por fallas inversas de bajo ángulo, siendo las formaciones productoras Mirador, Barco y Guadalupe⁴⁸.

El campo ha sido dividido en dos unidades principales:

- El complejo Pauto y
- Floreña.

Floreña produce de los tres yacimientos: Mirador, Barco y Guadalupe, siendo el fluido de Mirador un gas condensado con una columna de aceite; y el de Barco y Guadalupe aceite saturado con gradiente composicional.

Las escamas Dele, Guamalera, Granadillo y Pauto Main hacen parte del Complejo Pauto y producen de la formación Mirador, y son consideradas yacimientos de gas condesando. Actualmente Dele, Granadillo y Guamalera se encuentran produciendo por depleción natural, aunque cabe resaltar que Dele presenta una

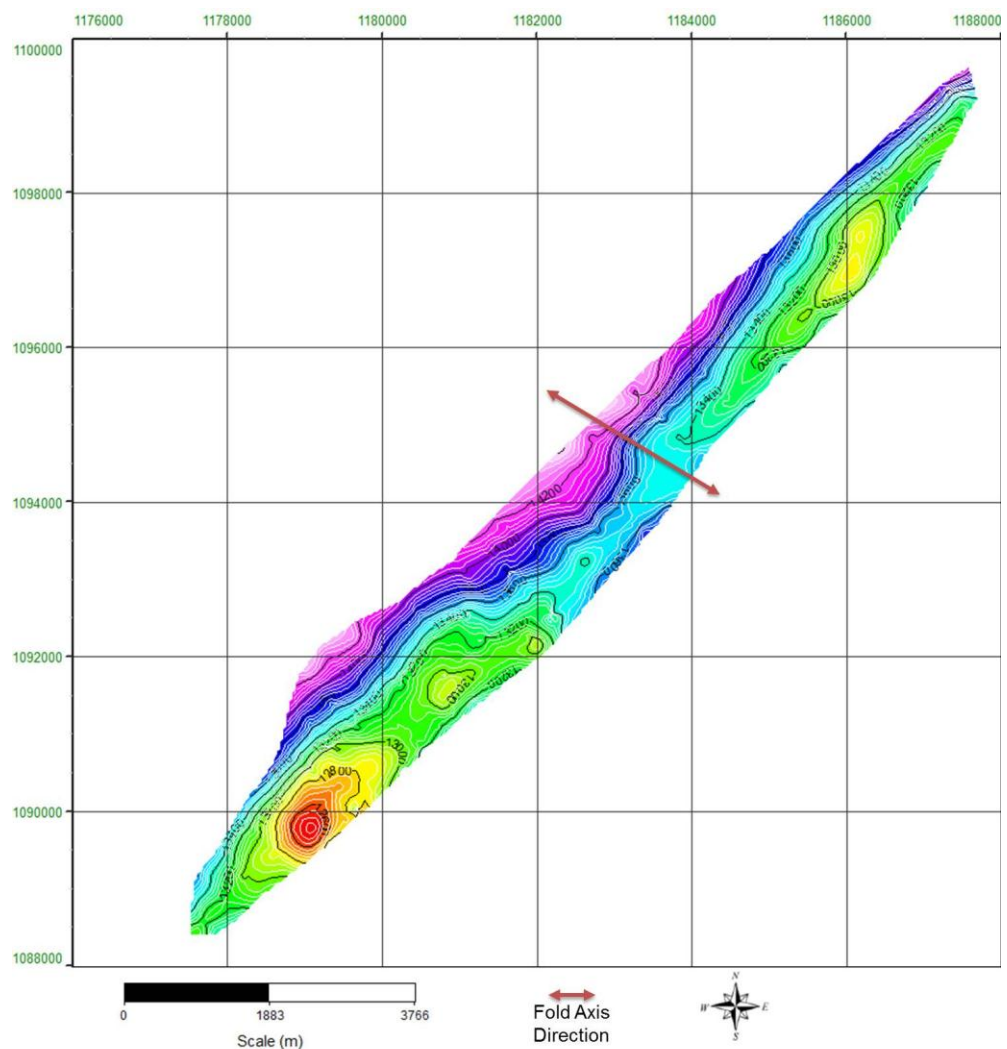
⁴⁷ BARRERO, Dario, Et al. "Colombian sedimentary Basins". EN Internet: http://www.anh.gov.co/media/salaPrensa/colombian_sedimentary_basins.pdf

⁴⁸ GUTIÉRREZ, Stephanie Carolina. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL MÁS ADECUADO PARA LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL PIEDEMÓNTE LLANERO MEDIANTE UNA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO. [Archivo PDF]. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América. 2012. 27p.

columna de aceite y Granadillo está recibiendo energía por parte de un campo vecino. Pauto Main es la única escama sometida a una inyección de gas miscible.

Estas estructuras son básicamente anticlinales asimétricos fallados siguiendo una orientación general NE-SW con una longitud de entre 10 y 30 kilómetros y una amplitud de entre 3 y 6 kilómetros⁴⁹. La figura 20 muestra la orientación del eje de plegamiento de Pauto Main.

Figura 20. Dirección del eje de plegamiento de la escama Pauto Main.

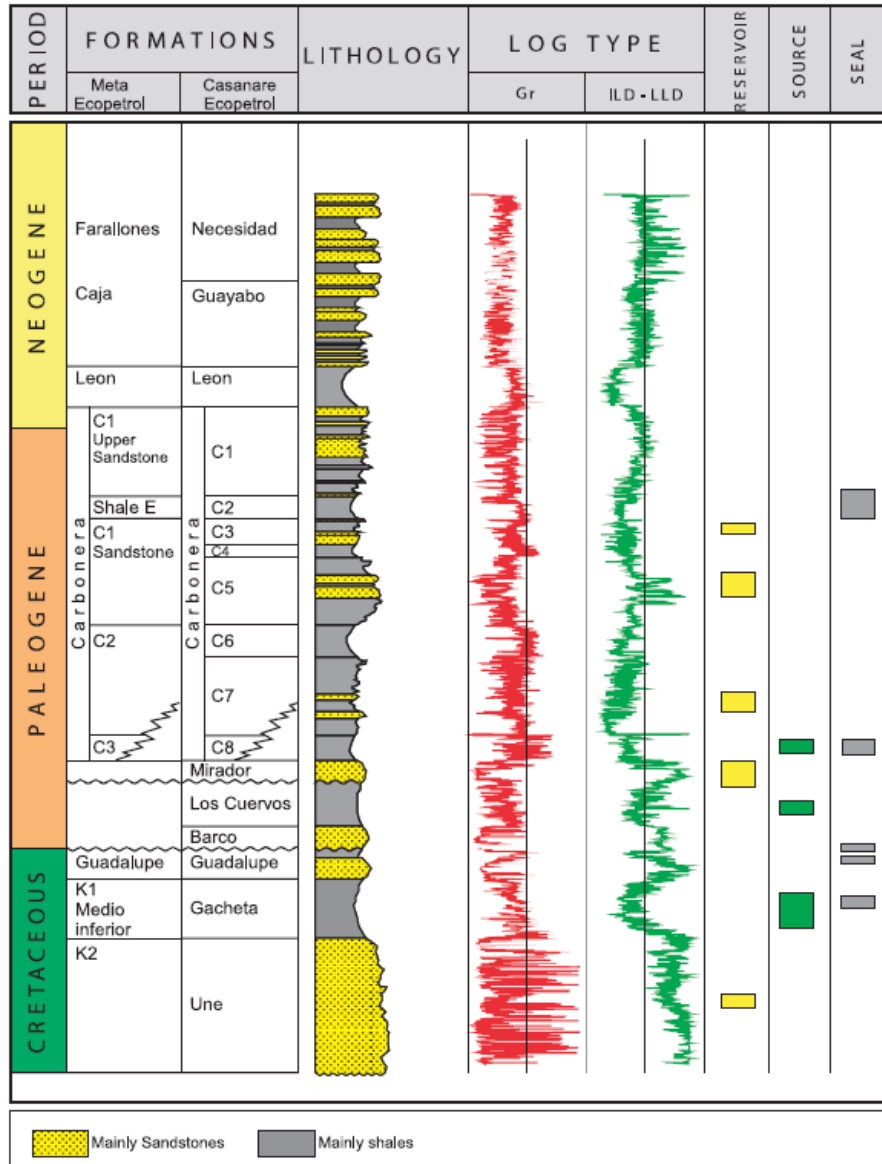


Fuente: Tomado y Modificado de: EQUIÓN ENERGIA.

⁴⁹ Ibid., 36p.

El marco de referencia estratigráfico para el área del piedemonte Llanero se basa en principios de estratigrafía de secuencias⁵⁰. Estratigráficamente, el subsuelo de esta área está representado por rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario separadas entre sí por discordancias regionales (figura 21).

Ilustración 21. Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte Llanero.



Fuente: BARRERO, Dario, Et al. "Colombian sedimentary Basins". http://www.anh.gov.co/media/salaPrensa/colombian_sedimentary_basins.pdf **En:**

⁵⁰ ALZATE, Juan Carlos. "Piedemonte License". [Archivo Word] Bogotá, Colombia. [Febrero 2011]. p1.

El estudio de microsismicidad se realizará en la escama de Pauto Main, motivo por el cual se realizará una descripción centrada en el complejo pauto.

4.1.1 El complejo Pauto. Los pozos perforados en Piedemonte han atravesado el complejo Pauto, encontrando la formación mirador como el principal reservorio de hidrocarburos. La depositación basal de la formación Mirador estuvo dominada por depósitos arenosos de planicie aluvial de selva y ambientes lacustres. Todas las areniscas de esta formación en el Piedemonte Llanero corresponden a Cuarzoarenitas extremadamente maduras, con un espesor aproximado de ~45 pies con intervalos de arcillas que representan menos del 20% del espesor, condición que asegura una conectividad lateral y vertical en cada escama, cabe resaltar que la presencia de fracturas naturales representa un beneficio adicional de conectividad⁵¹.

El espesor de Mirador medido por un pozo en la estructura de pauto es 429 pies. La porosidad promedio calculada a partir de registros sínicos tomados en pozo y la extrapolación del registro de densidad calibrado con un corazón obtenido en campo, se encuentra en un rango de entre 4,4 y 5,4%. La tasa Net-to-Gross es del 60% y fue usada para calcular el límite inferior de la porosidad obteniéndose un valor del 3%, basado en el análisis de fluorescencia y tamaño de grano obtenidos en los pozos de piedemonte. La permeabilidad promedio es de 10 mD y el KH se encuentra en un rango de entre 600 a 6000 mD-ft obtenidos de registros sínicos⁵².

Las fracturas naturales presentes en el yacimiento no han sido caracterizadas, sin embargo, en otro campo de la cuenca se ha realizado la caracterización de las fracturas naturales presentes por medio de registros de pozo (Cáliper, UBI, FMI), análisis de corazones y pruebas de presión (figura 22), por lo cual es posible

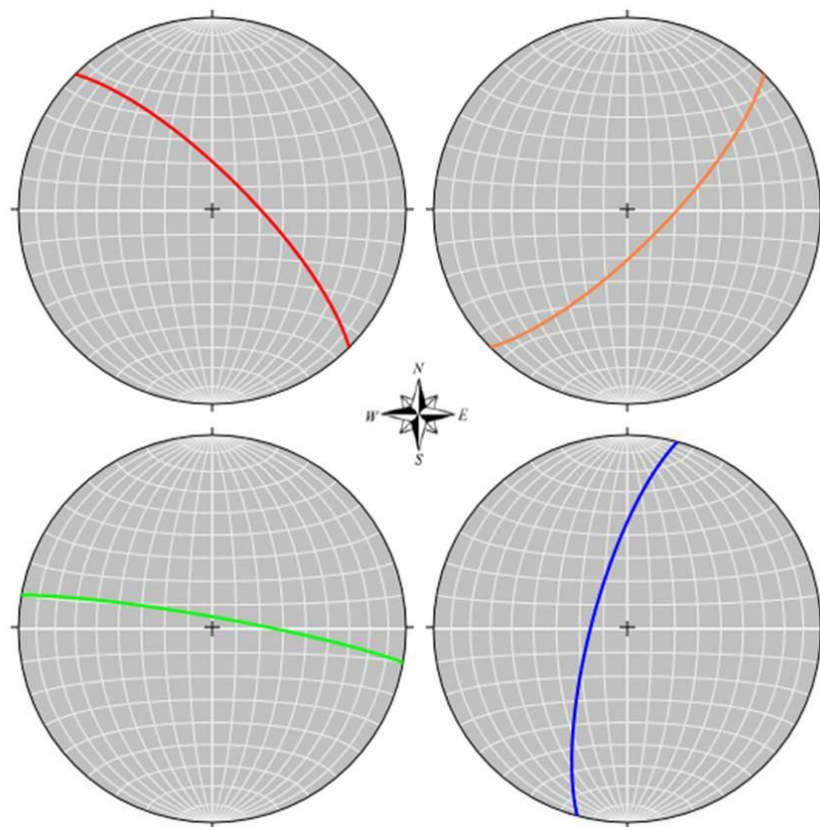
⁵¹ EQUIÓN ENERGÍA.

⁵² Ibíd.

realizar una extrapolación con un buen grado de confiabilidad debido a la similitud de las estructuras, la presencia de las mismas formaciones productoras y dirección de los ejes de plegamiento casi paralelas; esperándose así:

- Fracturas de rumbo NW-SE, siendo la familia más numerosa.
- Fracturas con orientación NE-SW, presentes en menor proporción.
- Fracturas en dirección N-S y E-W, siendo las familias menos numerosas.

Figura 22. Esquemización de la orientación de fracturas extrapoladas.

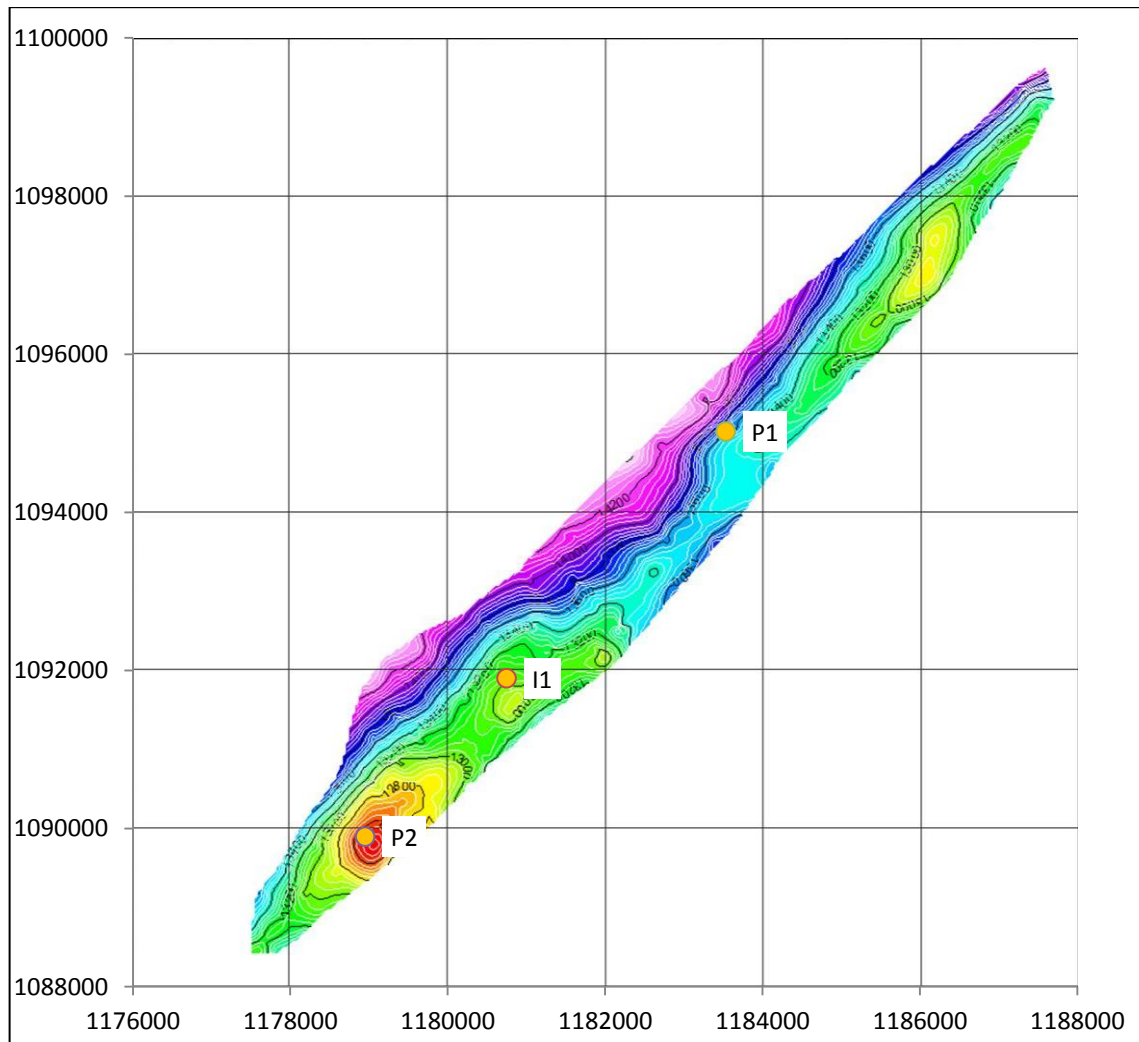


Fuente: Tomado y Modificado de: EQUIÓN ENERGIA.

4.2 INFORMACIÓN DE POZOS

Actualmente en la escama de Pauto Main hay presentes tres pozos, dos productores de aceite y gas (P1 y P2) y un inyector de gas (I1) como se observa en la figura 23.

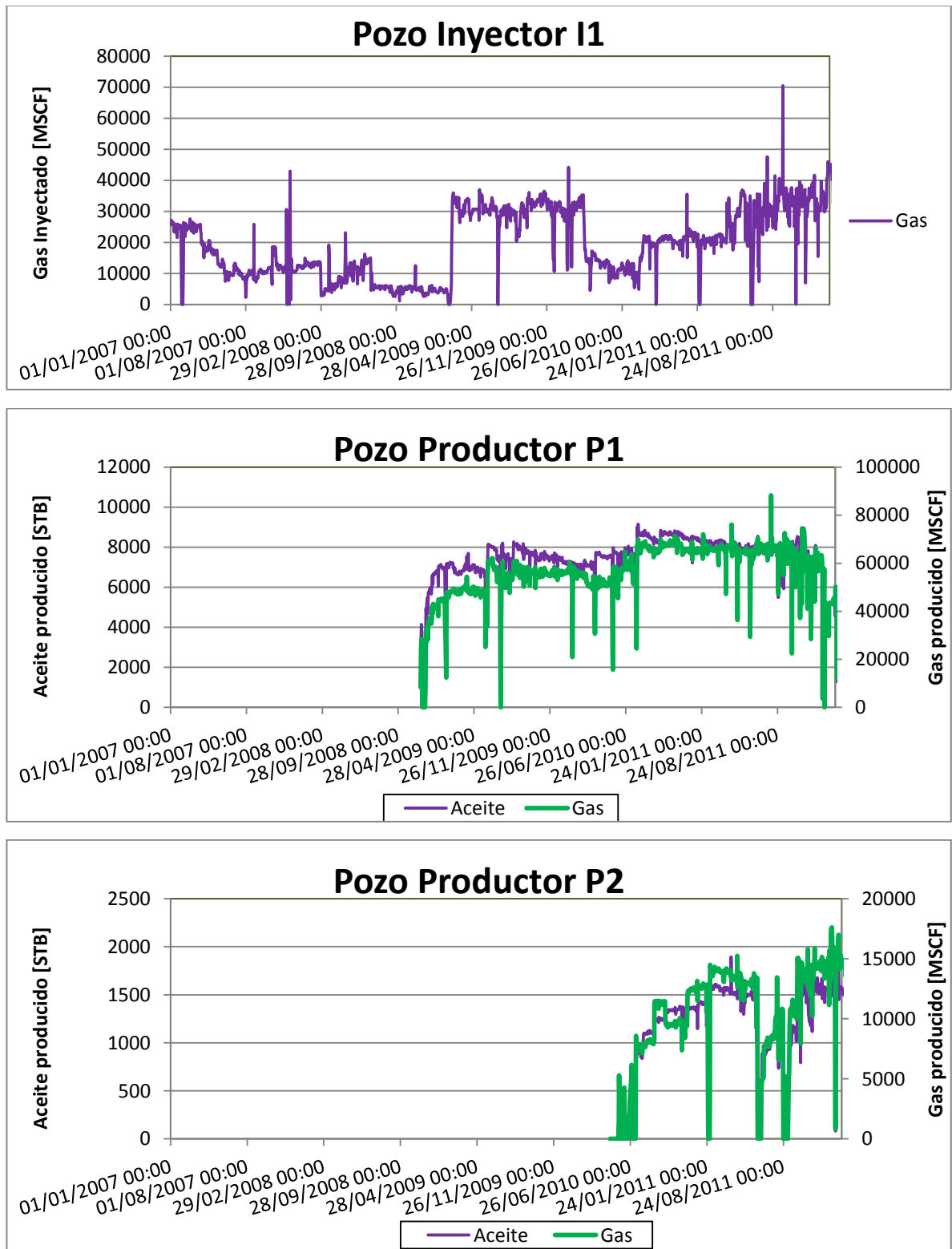
Figura 23. Geometría de la escama de Pauto Main y con la ubicación de sus pozos.



Fuente: Tomado y Modificado de: EQUIÓN ENERGIA.

El pozo I1 está ubicado hacia el tope de la estructura, y desde el año 2003 ha estado inyectando gas al yacimiento; el espesor de la formación productora atravesado por este pozo es de 238 pies, y posee una porosidad promedio de 4,2%. Un registro de imagen de este pozo, muestra una gran cantidad de fracturas naturales presentes en el yacimiento, sin embargo sus orientaciones no han sido identificadas. En la actualidad se encuentra inyectando alrededor de 40MMSCFD y se asume una conectividad hidráulica con el pozo P2.

Figura 24. Historia de producción e inyección de los pozos



Fuente: El autor.

El pozo P1 es el más profundo de los tres y está ubicado al norte de la estructura y fue puesto en producción desde diciembre del año 2008. Su intervalo productor es de 287 pies y la porosidad del yacimiento en esta área es de 3,8%. Este pozo se ha visto beneficiado por la inyección realizada en el pozo I1 y en la actualidad produce alrededor de 7000 STBD y 60MMSCFD.

Finalmente el pozo P2 se encuentra ubicado hacia el sector sur de la estructura, ha estado produciendo por tres años y su producción acumulada se encuentra alrededor de 1,1MMSTB y 9,7MMMSCF. El intervalo productor de este pozo es de 241 pies y posee una porosidad de 3,3%. El pozo está fracturado hidráulicamente y durante el desarrollo del trabajo, la microsismicidad generada estuvo siendo monitoreada, obteniéndose información de importancia, que más adelante será expuesta.

A pesar del beneficio obtenido en los pozos productores debido a la inyección de gas en el pozo I1 (figura 24), trazadores enviados dentro del fluido inyectado para ratificar la conectividad entre pozos, no han sido detectados en los pozos productores (tabla 2), generando un gran interrogante sobre la dinámica presente en el yacimiento, esto es, las direcciones preferenciales del flujo de fluidos y/o heterogeneidades presentes en el yacimiento y que aún no han sido detectadas.

Tabla 2. Información de los últimos proyectos de trazadores realizados en el área de estudio.

POZO	FECHA	NOMBRE DEL TRAZADOR	CAMPO	POZO INYECTOR	RESULTADO
P1	16-Dec-11	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P2	16-Dec-11	PMCP	Piedemonte	I1	No analizable
P2	21-Jan-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	23-Jan-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	28-Feb-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	9-Apr-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado

Tabla 2. (Continuación).

P2	11-Apr-12	PMCP	Piedemonte	I1	No analizable
P2	16-May-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	17-May-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	19-Jun-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P2	20-Jun-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P2	26-Jul-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	6-Aug-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	10-Sep-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P2	14-Sep-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P2	14-Oct-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	19-Oct-12	PMCP	Piedemonte	I1	No detectado
P1	21-Nov-12	PMCP	Piedemonte	I1	-
P2	22-Nov-12	PMCP	Piedemonte	I1	-

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA.

4.3 MODELO DE ESFUERZOS

Partiendo de los patrones de esfuerzos regionales, donde fueron definidas regiones de acuerdo a una orientación y magnitud de esfuerzos relativamente uniforme, y que son congruentes con regiones fisiográficas definidas por topografía, tectónica y estructura de la corteza terrestre, el campo Piedemonte se encuentra en una región compresional y de fallamiento rumbo-deslizante (figura 25), debido a la influencia de la convergencia de las placas de Nazca y Sur América por el Oeste y la subducción de la placa del Caribe debajo de la placa de Sur América en el Norte⁵³; resultando el esfuerzo horizontal máximo orientado a 110° respecto al Norte.

Por otra parte, observaciones de los registros de imagen y el desarrollo de modelos geomecánicos para pozos del campo Piedemonte, han permitido generar un estado de esfuerzos general de la siguiente manera⁵⁴:

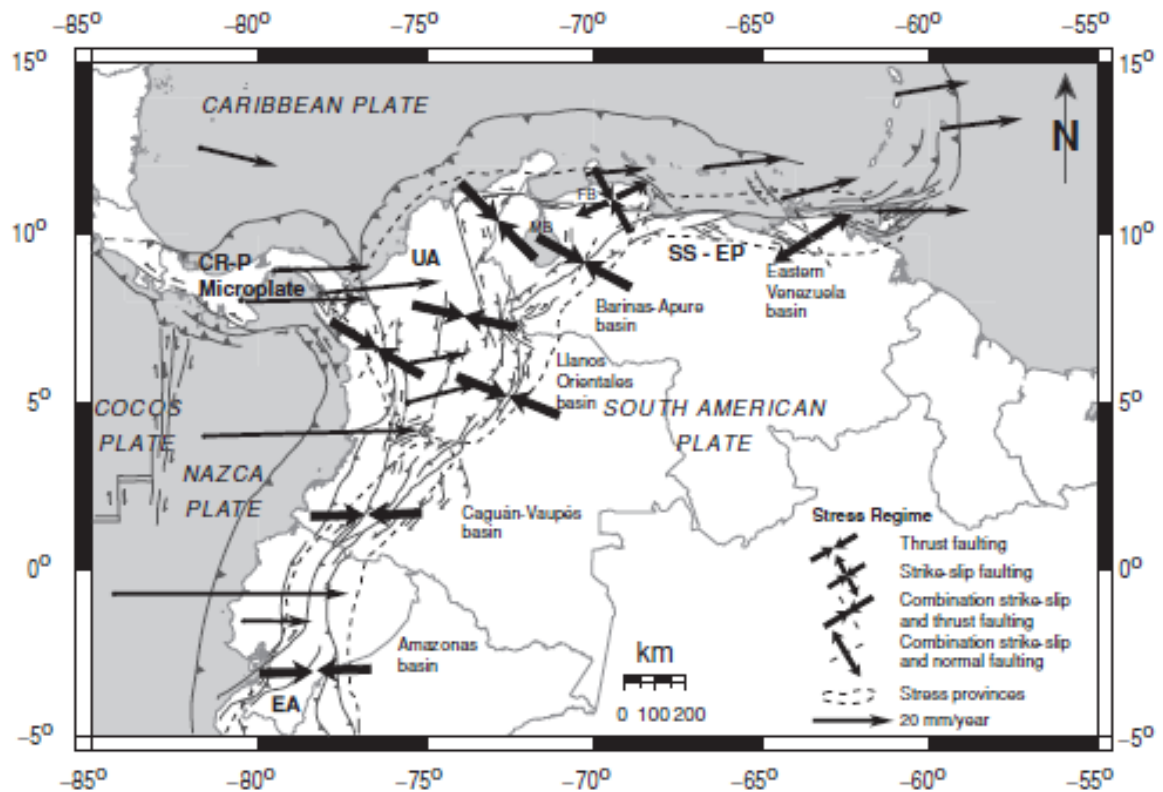
⁵³ ZOBACK., Op. Cit., 24p.

⁵⁴ EQUIÓN ENERGÍA.

- $S_v = 1$ [Psi / ft].
- $S_{Hmax} = 1,2$ [Psi / ft].
- $S_{Hmin} = 0,75$ [Psi / ft].

El estado de esfuerzos presentado, Define al Campo Piedemonte como un área rumbo-deslizante de acuerdo a la clasificación realizada por Anderson; también se encontró que la orientación del esfuerzo máximo horizontal (S_{Hmax}) varía de pozo a pozo entre 120° y 130° respecto al Norte, ratificando una muy buena congruencia con lo descrito por Zoback sobre los esfuerzos regionales para el norte de Suramérica.

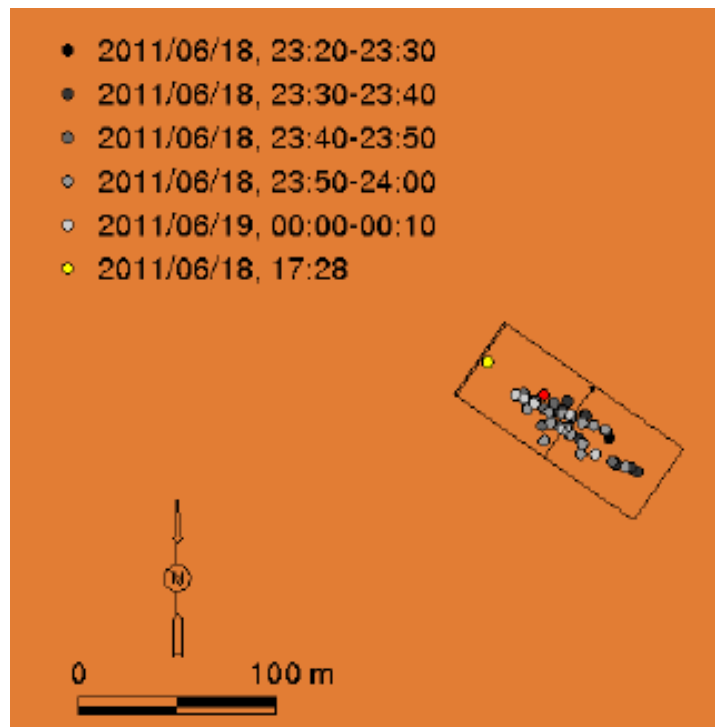
Figura 25. Mapa generalizado de la tectónica en el norte de Suramérica



Fuente: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom.

Finalmente, en el año 2011, en el pozo P2 se realizó un trabajo de fracturamiento hidráulico, el cual fue monitoreado por una red de geófonos dispuestos en superficie. Un estudio detallado de los microsismos generados por la inyección del fluido en la formación permitió inferir la geometría de la fractura y ratificar consistentemente las direcciones de los esfuerzos principales locales en el área (figura 26).

Figura 26. Distribución de los eventos representando con colores la hora de su ocurrencia.



Fuente: Corporación OSSO. Informe Fracturamiento Del Pozo P2, Junio 18 de 2011. [Archivo PDF] Bogotá, Colombia.

Las conclusiones obtenidas del estudio fueron⁵⁵:

- Todos los eventos microsísmicos son consistentes con una dirección general N55°W, correspondiendo a un azimut de 305°.

⁵⁵ CORPORACIÓN OSSO. Informe Fracturamiento Del Pozo P2. [Archivo PDF]. Junio 18 de 2011. Bogotá, Colombia. 21-22p.

- La distribución de la microsismicidad respecto al primer evento de la secuencia sugiere que el crecimiento de la fractura ocurrió preferencialmente en dirección SE.
- La búsqueda del mecanismo focal de los sismos más grandes ocurridos en el fracturamiento se pudo limitar a un rango estrecho (Strike entre S65°E y S45°E o N65°W y N45°W, y Dip entre 80° y 90° aproximadamente).
- adicionalmente el mecanismo focal de los eventos más grandes definió el estilo de fallamiento como de rumbo, con desplazamiento sinistral.

4.4 MICROSISMICIDAD

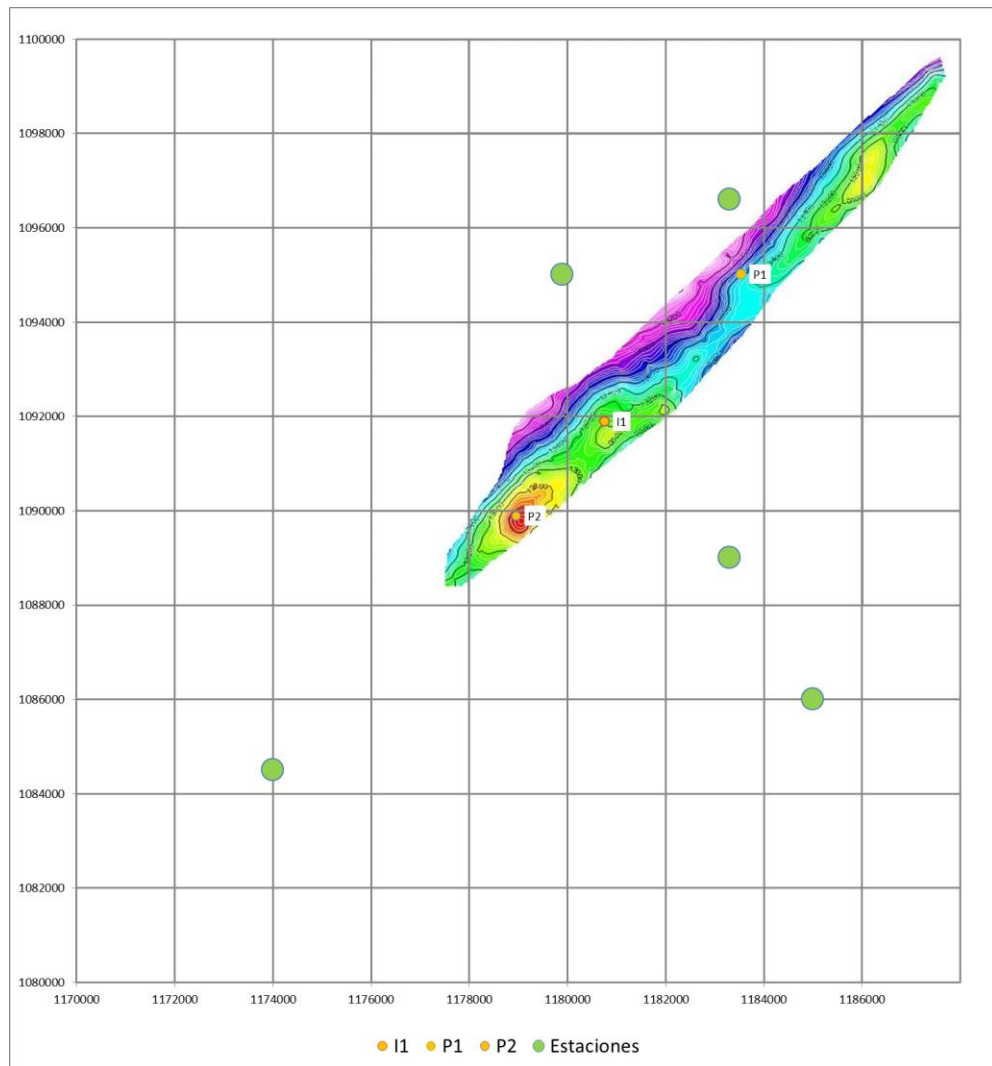
Básicamente desde el comienzo del año 2009, el campo Piedemonte cuenta con una red de cuatro estaciones sismológicas, las cuales han registrado una actividad microsísmica proveniente de los alrededores del pozo I1, lo cual al día de hoy, permite realizar un análisis de los datos obtenidos.

4.4.1 Desarrollo de la red. La red sismológica establecida en el campo piedemonte, cuenta con estaciones compuestas por geófonos tri-componente, lo cual permite captar las ondas S y P de un único evento microsísmico por separado⁵⁶. El monitoreo realizado es de carácter regional, por lo cual las estaciones están distribuidas como se muestra en la figura 27.

sin embargo, de acuerdo a las necesidades encontradas en el área, en diferentes lapsos de tiempo durante el monitoreo, han habido estaciones temporales en operación; y por otro lado, estaciones ubicadas en campos vecinos han capturado los microsismos generados en la escama de Pauto Main, aumentando el número de fases del evento, y por ende la calidad en la localización.

⁵⁶ EQUIÓN ENERGÍA.

Figura 27. Mapa de las estaciones sismológicas que operan en el área de Piedemonte



Fuente: EQUIÓN ENERGIA.

4.4.2 Adquisición. La adquisición de datos es realizada por un grupo técnico con base en Yopal, coordinado por un grupo de instrumentación en Cali. Los datos son recogidos cada cinco días y son transferidos rutinariamente de los sismógrafos a CD-ROMS en Yopal y posteriormente enviados a Cali para su procesamiento.

4.4.3 Análisis. Una vez los sismos han sido detectados, la información es procesada para determinar cuáles eventos son localizables, es decir, cuales

fueron leídos por más de tres estaciones (número de fases). Inmediatamente después de leídas las fases, los parámetros hipocentrales de cada uno de los eventos son calculados por medio de un software. El software genera un archivo por evento con los datos de tiempo de origen, latitud, longitud, profundidad, magnitud, entre otros.

4.4.4 Eventos no localizables. Los eventos no localizables son aquellos registrados en una o dos estaciones. A pesar de que estos eventos no pueden ser localizados con el método estándar (triangulación iterativa a partir de diferencias en tiempos de llegada), mediante el análisis de polarización de la onda P y S se determina su ubicación aproximada a partir del azimut con respecto a la estación donde se registró el evento, y la diferencia de tiempos de llegada de las ondas S y P. Este proceso solo es posible llevarlo a cabo cuando se tienen registros con muy bajo nivel de ruido.

4.4.5 Calidad de las localizaciones. La calidad es un dato proporcionado por el software usado en el procesamiento de los datos para cada evento sísmico localizado, e indica que tan confiable es la solución encontrada para los parámetros hipocentrales del mismo. La calidad se cuantifica con las letras A, B, C, y D; donde A es la calidad más alta y D la más baja.

Una vez recopilada la información histórica de microsismicidad en el área de estudio, se obtuvo un catálogo de microsismos con un total de 78 registros como se puede observar en la tabla 3.

Tabla 3. Catálogo de microsismos en la escama de Pauto Main

FECHA	NORTE	ESTE	PROF. [Ft]	MAG.	NO	QM
2000/03/17	1091582	1180523	29892,893	2,44	6	D1
2007/01/20	1092302	1180965	23413,835	1,44	6	C1
2007/03/01	1091525	1180135	12084,2119	1,79	6	C1
2009/03/05	1091914	1180541	17995,3597	2,04	9	B1
2009/03/23	1091988	1180873	19638,2774	1,90	7	B1
2009/03/24	1091526	1180265	18208,9598	1,96	7	B1
2009/05/03	1091896	1180966	19246,4459	1,79	7	B1
2009/05/03	1091915	1181151	19756,4511	1,65	6	B1
2009/05/06	1091877	1180689	18269,9884	1,62	6	B1
2009/05/08	1091729	1180560	18758,2171	1,61	7	B1
2009/05/13	1091822	1180874	19307,4745	1,70	9	B1
2009/06/21	1091840	1180689	18269,9884	1,79	8	B1
2009/06/23	1091950	1180356	18208,9598	1,96	10	B1
2009/07/05	1091858	1180467	18025,874	1,65	5	C1
2009/07/11	1091859	1180800	18544,617	1,77	8	B1
2009/07/19	1091803	1180375	18514,1027	1,89	7	B1
2009/07/22	1091952	1181040	19246,4459	1,55	5	C1
2009/07/26	1091951	1180781	19063,3601	1,65	5	C1
2009/07/31	1091841	1181040	19154,903	1,70	7	B1
2009/07/31	1092007	1181003	18361,5312	1,55	5	C1
2009/08/04	1091729	1180375	18849,76	1,80	9	B1
2009/08/06	1092061	1180300	17873,3025	1,61	6	B1
2009/08/08	1091600	1180486	19785,9945	1,69	6	B1
2009/08/13	1091878	1181169	19933,7116	1,55	5	C1
2009/08/17	1091970	1180873	18300,5027	1,56	6	C1
2009/09/18	1091454	1181059	20642,7537	1,61	6	B1
2009/09/21	1091933	1180947	17690,2167	1,55	6	C1
2009/09/21	1091839	1180319	18056,3883	1,61	6	B1
2009/09/25	1091745	1179562	13190,297	1,68	6	B1
2009/09/25	1092487	1181149	19368,5031	1,80	5	C1
2009/09/26	1091565	1181189	21026,8181	1,82	7	B1
2009/10/07	1091840	1180559	18727,7028	1,67	8	B1

Tabla 3. (Continuación).

2009/10/10	1091841	1181114	18880,2743	1,75	6	B1
2009/10/11	1091803	1180707	18941,3029	1,62	7	B1
2009/10/13	1091821	1180356	18392,0455	1,78	7	B1
2009/10/14	1091895	1180615	17934,3311	1,63	7	B1
2009/10/14	1091784	1180393	17812,2739	1,56	7	B1
2009/10/17	1092171	1180281	15951,797	1,23	5	C1
2009/10/18	1091748	1180634	19697,3643	1,62	8	B1
2009/10/30	1092117	1180780	18849,76	1,58	6	B1
2009/11/09	1092100	1181076	16591,7019	1,56	5	C1
2009/11/11	1091748	1180615	17690,2167	1,76	10	B1
2009/11/18	1091655	1180560	18483,5884	1,37	7	B1
2009/12/07	1091767	1180855	17293,5308	1,50	6	C1
2009/12/21	1091841	1181114	20140,5155	1,77	7	B1
2009/12/26	1091748	1180671	20554,1234	1,84	7	B1
2009/12/26	1091823	1181169	17415,588	1,30	5	C1
2010/02/10	1091840	1180596	20199,6024	1,92	10	B1
2010/02/25	1092303	1181168	15659,4029	1,49	5	C1
2010/06/12	1091895	1180467	18453,0741	1,91	6	D1
2011/02/18	1091950	1180337	18147,9312	1,53	6	C1
2011/02/28	1091821	1180190	18392,0455	1,66	12	B1
2011/03/20	1091914	1180652	16896,8449	1,65	8	C1
2011/04/04	1091804	1180929	17751,2453	1,30	7	C1
2011/04/11	1092248	1181261	16622,2162	1,37	5	C1
2011/04/15	1091766	1180356	18910,7886	1,72	7	B1
2011/04/29	1092007	1180762	17934,3311	1,70	11	B1
2011/05/14	1092135	1180522	16695,2	1,47	6	C1
2011/06/08	1092062	1180873	17293,5308	1,66	5	C1
2011/07/08	1091988	1180633	16774,7877	1,55	7	B1
2011/07/13	1091765	1180245	17934,3311	1,74	8	B1
2011/08/16	1092101	1181612	15529,45	1,69	6	B1
2011/08/19	1092117	1180780	19124,3887	1,74	5	C1
2011/08/26	1091933	1180670	17415,588	1,74	8	B1
2011/09/06	1091988	1180615	17720,731	1,71	9	B1
2011/09/09	1092003	1179487	14359,8735	1,63	7	B1

Tabla 3. (Continuación).

2011/09/11	1092228	1180947	16081,75	1,08	8	B1
2011/09/22	1092006	1180393	18117,4169	1,62	10	B1
2011/11/23	1091894	1180264	18331,017	1,76	9	B1
2011/12/04	1091876	1180208	16469,6447	1,23	8	B1
2011/12/07	1091985	1179691	14457,3382	1,70	8	B1
2011/12/13	1092021	1179358	14067,4793	2,38	10	B1
2011/12/20	1091967	1179838	15984,2853	1,47	7	B1
2012/01/14	1092096	1179764	15302,0323	1,63	8	B1
2012/01/22	1092060	1179912	15496,9617	1,75	8	B1
2012/01/26	1092021	1179210	12775,5192	1,44	6	C1
2012/01/26	1091985	1179764	16774,7877	2,13	8	B1
2012/02/01	1092503	1180188	12360,7348	1,55	6	C1

Fuente: EQUIÓN ENERGIA.

Dónde:

FECHA: fecha de generación del sismo.

ESTE Y NORTE: Localización Este y Norte respectivamente.

PROF: Localización vertical del sismo.

MAG: Magnitud del sismo.

NO: Número de fases del sismo.

QM: Calidad de los parámetros hipocentrales.

5. ANÁLISIS BÁSICO DE DATOS EN PIEDEMONTE

Una vez se ha obtenido el registro histórico de microsismicidad en el área, y sabiendo que el campo en estudio no es un campo gigante y está siendo sometido a una inyección de gas, el análisis empieza con la diferenciación de los eventos de magnitud menor a 3 y los que tienen magnitud mayor a este valor, con el fin de identificar si el campo es un área de sismicidad inducida.

5.1 DETERMINACIÓN DEL B-VALUE

Es necesario ordenar los eventos de acuerdo a su magnitud y frecuencia de ocurrencia como se puede observar en la tabla 4, para posteriormente calcular el b-value usando la distribución de frecuencia-magnitud de Gutenberg-Richter.

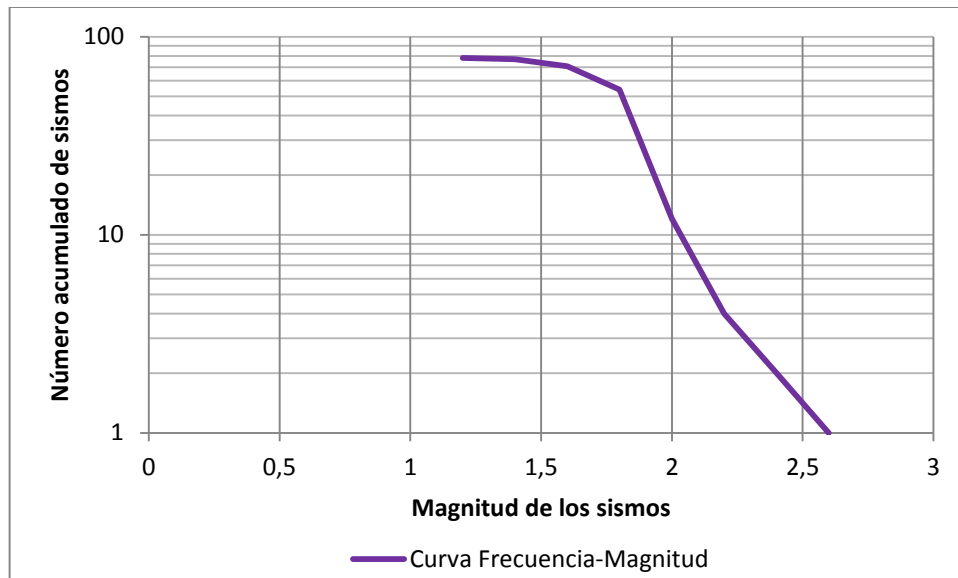
Tabla 4. Magnitud, frecuencia y frecuencia acumulativa de los eventos de la escama de Pauto Main.

MAGNITUD	FRECUENCIA	FRECUENCIA CUMULATIVA
1,2	1	78
1,4	6	77
1,6	17	71
1,8	42	54
2	8	12
2,2	2	4
2,4	1	2
2,6	1	1

Fuente: El autor.

Como fue explicado anteriormente, la pendiente de la línea frecuencia-magnitud es el b-value, por lo cual se procede con su elaboración en hoja de cálculo de Excel (figura 28).

Figura 28. Curva de Frecuencia-Magnitud de Gutenberg-Richter para Pauto Main.



Fuente: El autor.

Partiendo de que la inyección de fluidos genera microsismos de magnitudes $M_L < 3$, y todos los eventos del área presentan una magnitud dentro del rango esperado, se puede concluir anticipadamente que Pauto Main es un área de microsismicidad inducida. Por este motivo, no es necesario, ni posible el cálculo del b-value (puesto que se haría con los eventos de magnitudes fuera del rango esperado, es decir, $M_L > 3$).

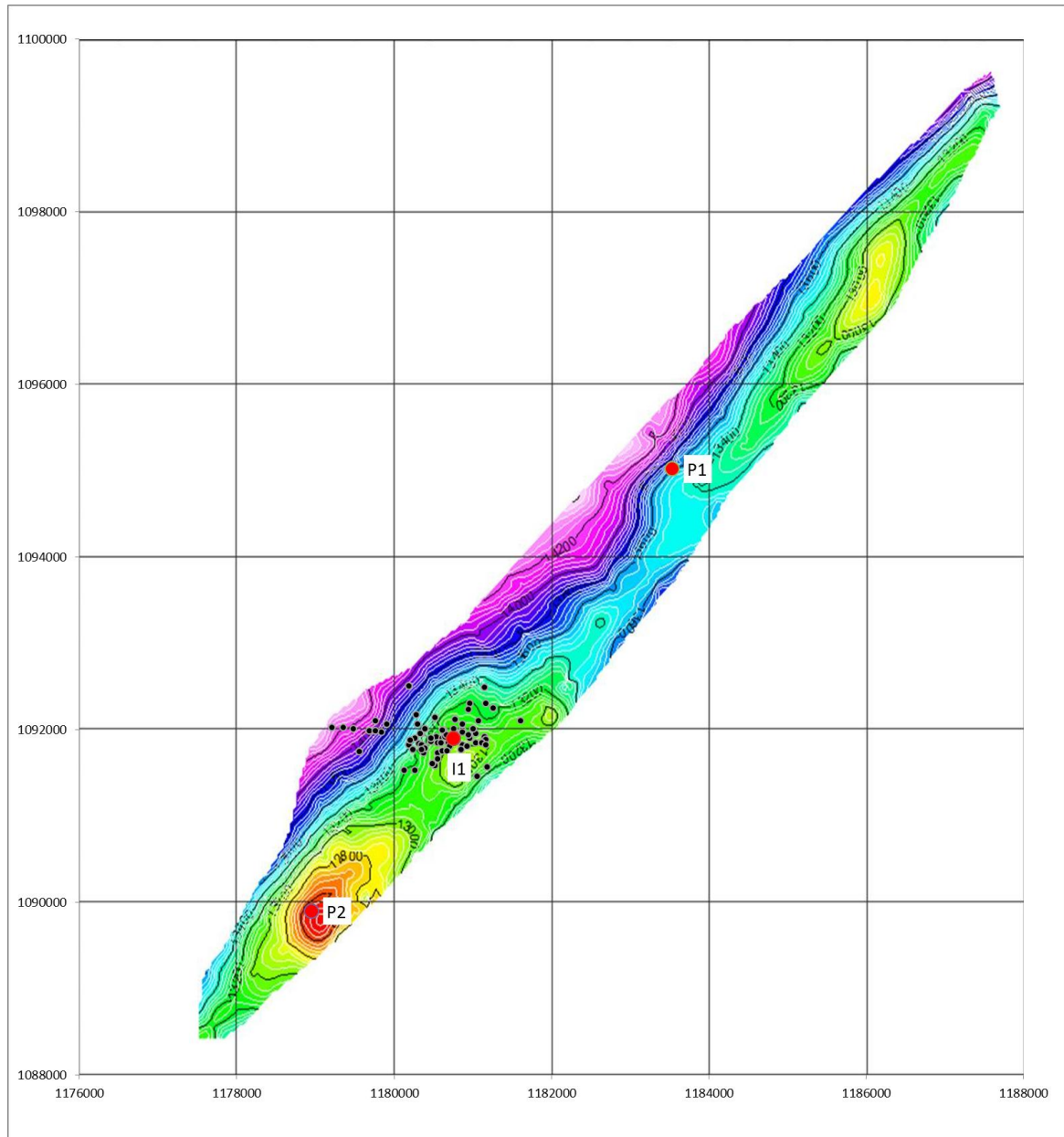
5.2 LOCALIZACIÓN ESPACIAL DE LOS EVENTOS

Ubicar espacialmente los eventos microsísmicos permite un análisis más detallado en áreas específicas dentro de un mismo campo y al mismo tiempo brinda una oportunidad cualitativa de individualizar los eventos de acuerdo a la fuente generadora.

La ubicación, tanto areal como en profundidad, de los eventos en la escama de Pauto Main fue igualmente desarrollada en una hoja de cálculo de Excel, tomando las coordenadas del hipocentro de cada uno de los eventos, brindadas por la

compañía encargada de la red sísmica y puede ser observada en las figuras 29 y 30 respectivamente.

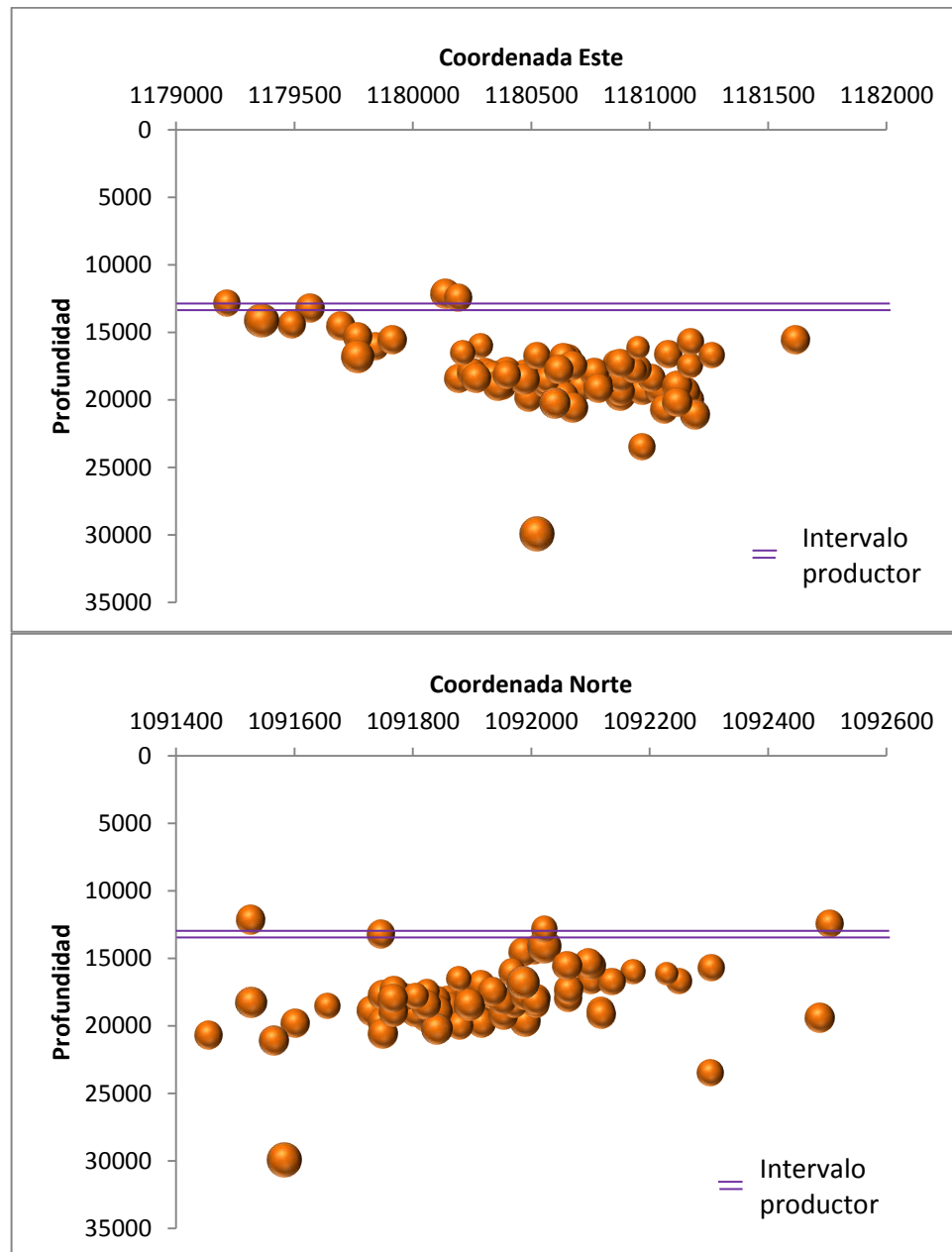
Figura 29. Distribución areal de la microsismicidad en Pauto Main.



Fuente: El autor.

Como es de esperarse, al haber un solo pozo inyector en el área, los eventos se concentran en su alrededor, indicando que su ocurrencia se debe a la inyección del gas por parte del pozo I1.

Figura 30. Distribución en profundidad de la microsismicidad en Pauto Main.



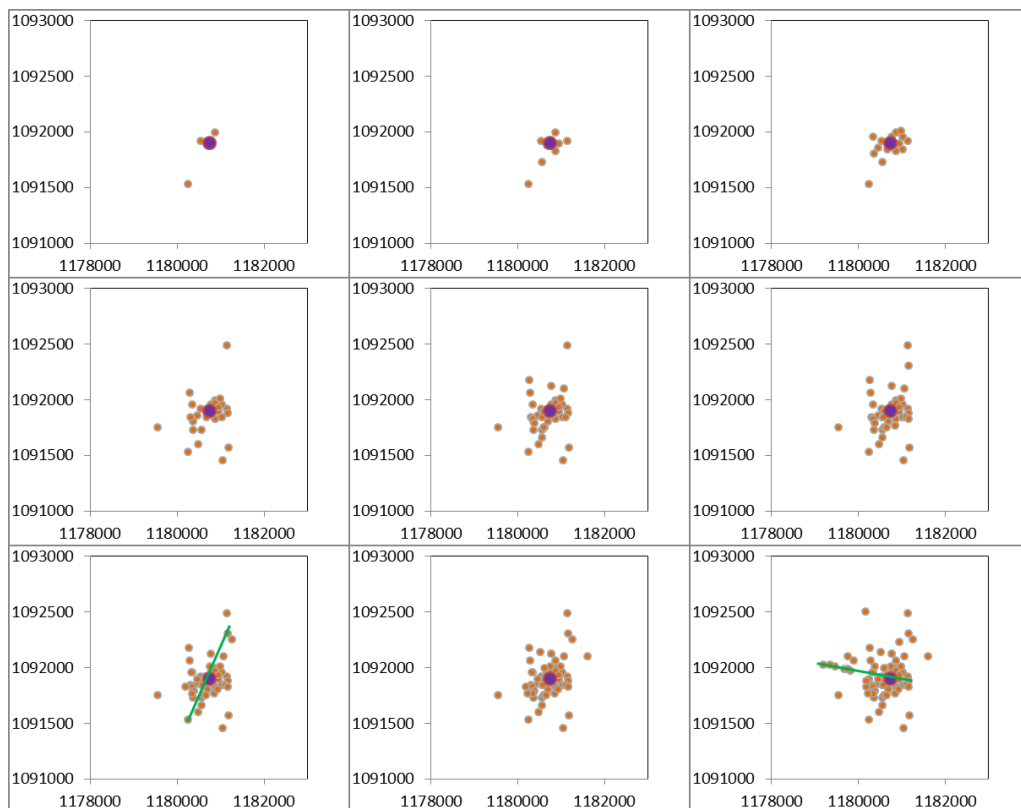
Fuente: El autor.

Como es evidente, los eventos han sido localizados por fuera del intervalo productor, lo cual se debe a que los algoritmos de inversión no se encuentran debidamente calibrados para el área, principalmente por el desconocimiento que se tiene de distribución de velocidades de la onda S en profundidad y por ende es el parámetro hipocentral que presenta mayor incertidumbre de los tres.

5.3 ALINEAMIENTOS Y TENDENCIAS OBVIAS DE LOS EVENTOS

Cuando una fractura se genera debido a la inyección de fluidos en el yacimiento, los eventos microsísmicos se alinean en una tendencia, sin embargo cuando hay presencia de fracturas naturales, la reactivación de las fracturas naturales que se encuentran cerradas, generarán microsismos sin ningún patrón definido, pero con capacidad de mostrar direcciones de flujo preferenciales.

Figura 31. Distribución areal de los eventos de Pauto Main con el paso del tiempo.



Fuente: El autor.

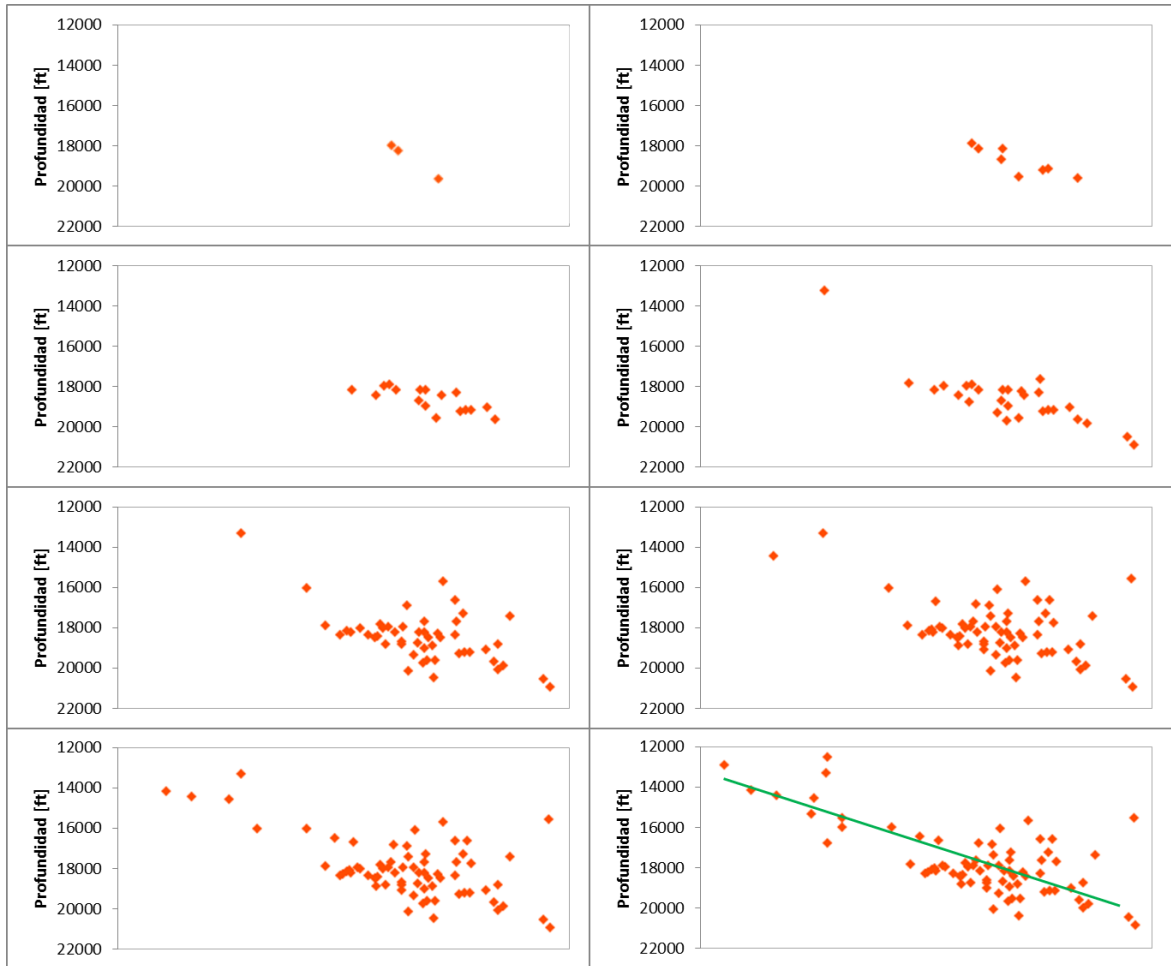
Para poder identificar si la microsismicidad del yacimiento se debe a la generación de una nueva fractura o a la reactivación de fracturas naturales, en una hoja de cálculo de Excel se elaboró una gráfica areal y cronológicamente de la ubicación de los eventos, la cual puede ser observada en la figura 31.

Al analizar la microsismicidad registrada en la escama de Pauto Main, se puede apreciar que los eventos no se alinean en ninguna tendencia específica, por lo cual se descarta que los eventos hayan sido generados por la formación de una fractura en el yacimiento. Sin embargo, si se observa un leve distanciamiento de algunos sismos en dirección NE y los últimos eventos registrados se localizan hacia el Oeste de los demás, abriendo la posibilidad de que el fluido inyectado se esté moviendo en esta dirección.

Un análisis análogo al anterior pero esta vez visto en profundidad se muestra en la figura 32. Cabe resaltar que en este caso se utilizó un software libre que permite la localización de puntos en tres dimensiones y como fue expuesto anteriormente, se buscó el punto de observación desde el cual los eventos se asemejaban a un plano visto de filo.

En la figura es clara la tendencia lineal y ascendente de los eventos microsísmicos con el tiempo. Esto sumado al hecho de que el fluido inyectado es gas, el cual tiende a desplazarse hacia el tope de la formación por su baja densidad; la tendencia señalada, al igual que la observada en el análisis areal de los eventos, podría estar definiendo la orientación de las fracturas naturales reactivadas y por ende la dirección de los nuevos canales de flujo preferenciales dentro del yacimiento, lo que genera como consecuencia, un cambio drástico en la dinámica de los fluidos inyectados al yacimiento.

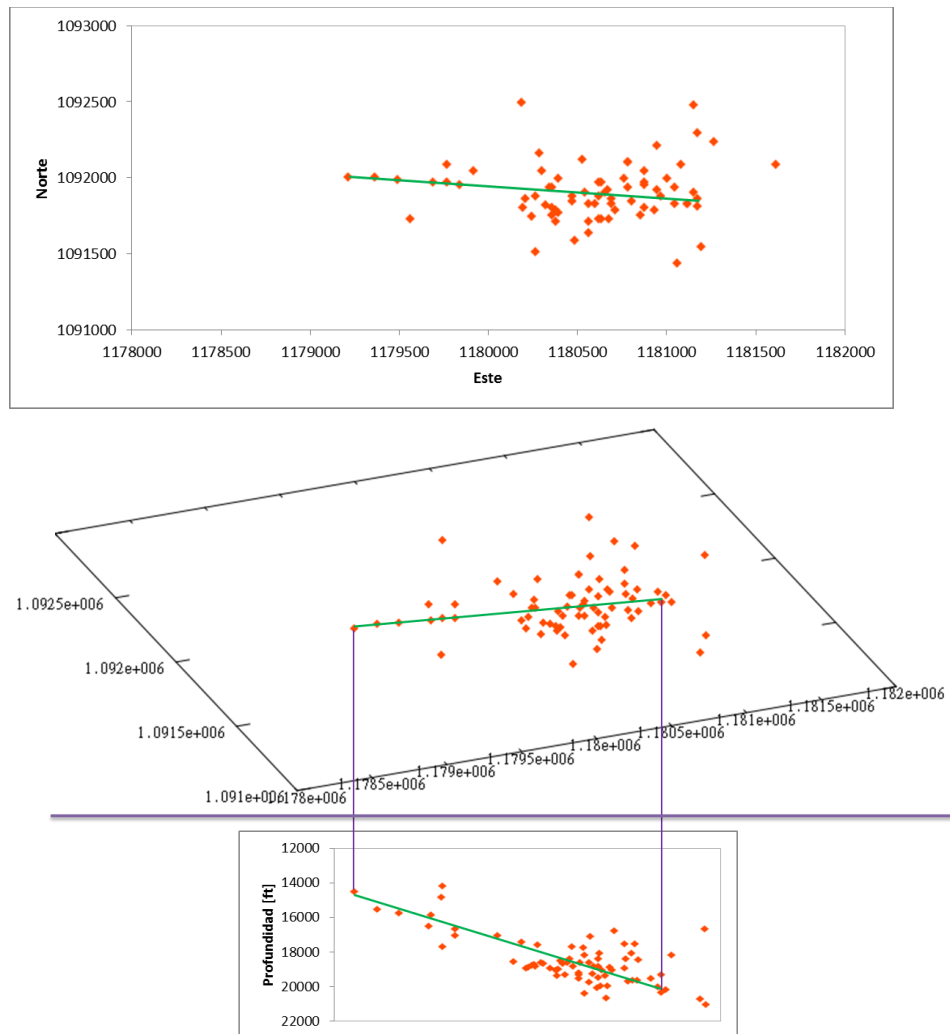
Figura 32. Distribución en profundidad de los eventos de Pauto Main con el paso del tiempo.



Fuente: El autor.

Ahora bien, si la tendencia observada en profundidad es llevada a una vista de planta, es decir, a la misma gráfica de localización areal desarrollada al inicio del análisis, el canal de flujo tomaría la dirección mostrada en la figura 33. Nuevamente la gráfica fue elaborada por medio del software libre ya mencionado, cuidando de que cada evento visto arealmente correspondiera con su homólogo visto en profundidad para evitar interpretaciones erróneas.

Figura 33. Canal de flujo identificado en profundidad llevado a vista de planta.



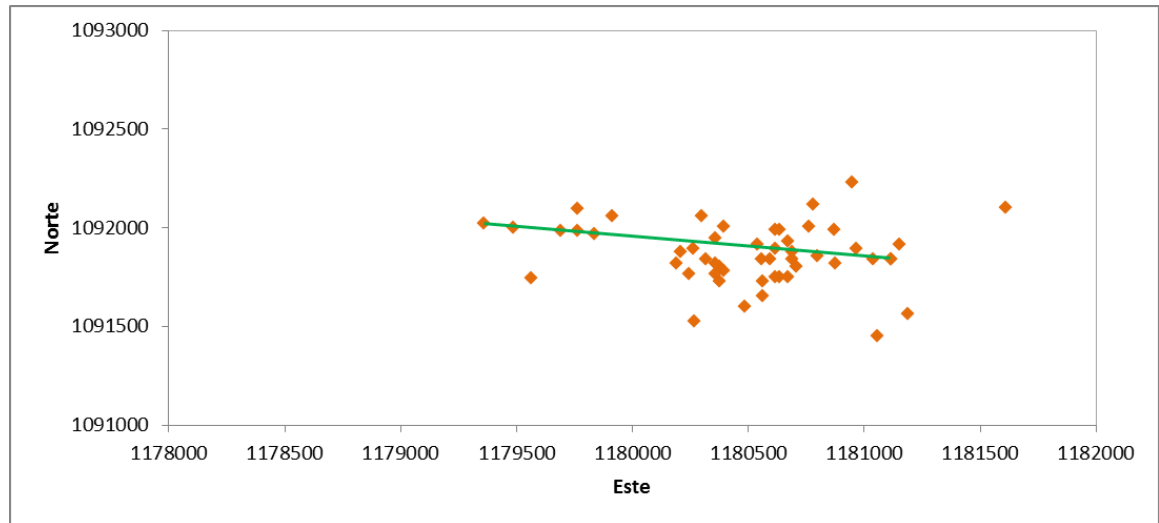
Fuente: El autor.

Es claro que el canal de flujo identificado inicialmente en el análisis espacial de los eventos, está siendo posteriormente ratificado con este análisis en profundidad, generando así, los primeros indicios sobre la dirección en la cual está viajando el fluido inyectado al yacimiento en la actualidad.

Con el propósito de verificar el canal de flujo observado, se graficaron únicamente los eventos con calidad de localización B, siendo la calidad más alta obtenida para

el área; y es evidente que la tendencia se mantiene visible como se puede corroborar en la figura 34.

Figura 34. Eventos con calidad de localización B, y el posible canal de flujo observado.



Fuente: El autor.

5.3 LOCALIZACIÓN TEMPORAL DE LOS EVENTOS

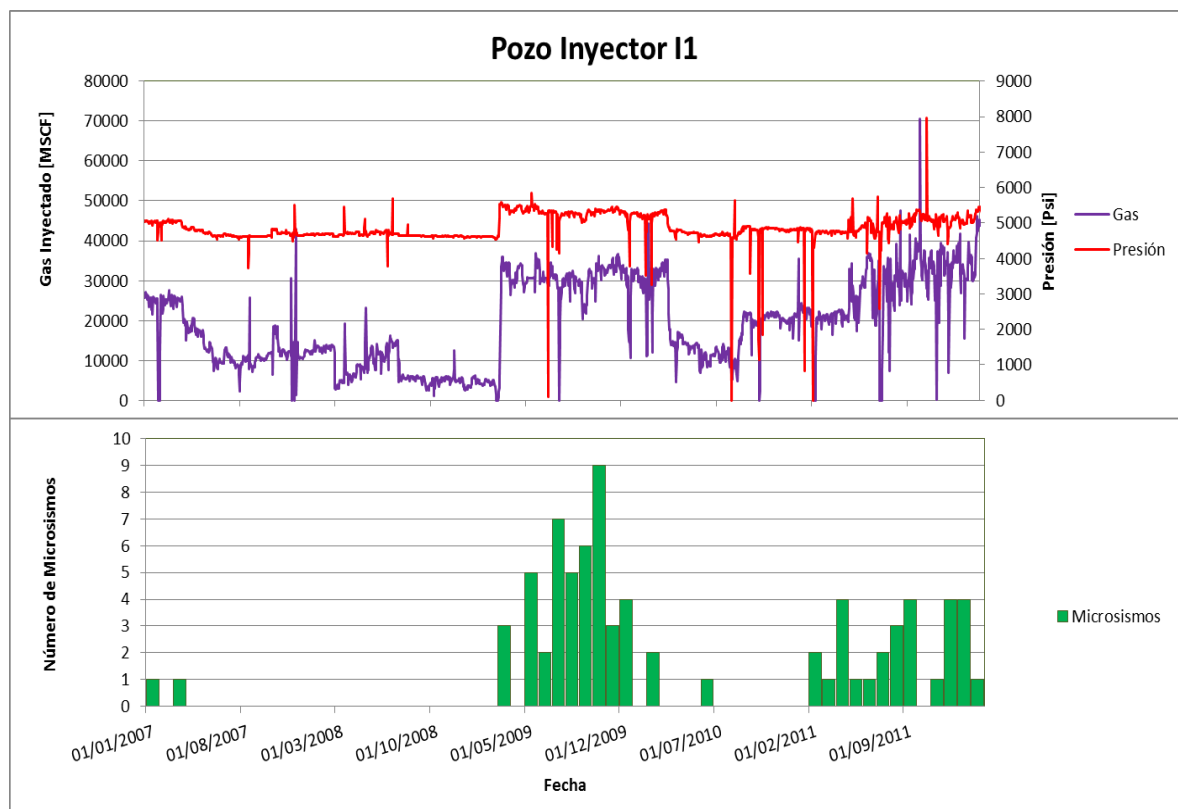
Si bien la localización en profundidad de los eventos abre la posibilidad de pensar que la microsismicidad se puede estar generando fuera del yacimiento y por ende, por una fuente diferente al gas que está siendo inyectado en el yacimiento; un análisis temporal de la ocurrencia elaborado en una hoja de cálculo en Excel, de los microsismos permite corroborar que efectivamente la fuente de generación está relacionada con las actividades de explotación de los hidrocarburos.

Para el análisis basta con correlacionar la presión de inyección, o volumen de inyección de los pozos inyectoros en el tiempo, como la ocurrencia de los microsismos (figura 35). La correlación directa entre el incremento de la presión de inyección, la tasa de inyección diaria de gas y la ocurrencia de los eventos ratifica

lo planteado anteriormente, la microsismicidad en la escama de Pauto Main se debe a la inyección de gas en el pozo I1.

Es evidente que la inyección de gas en el yacimiento, a la tasa de inyección y presión de operación, está reactivando fracturas naturales existentes en el yacimiento y muy probablemente su rumbo sea el obtenido en el análisis espacial de los eventos.

Figura 35. Correlación entre la tasa de inyección del pozo I1 y la generación de eventos microsismicos.



Fuente: El autor.

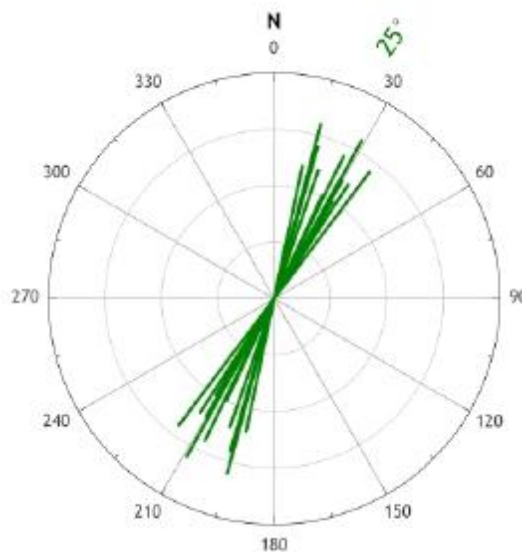
5.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS EVENTOS

El azimut de las ondas S y la polarización de las ondas P, de los eventos registrados en la escama de Pauto Main, no hacen parte de la información disponible para la realización de este trabajo. Sin embargo, durante el proyecto de

fracturamiento hidráulico del pozo P2, el cual hace parte del área en estudio, se encontró información sobre estos parámetros, que puede ser de utilidad.

El diagrama de rosa desarrollado a partir del análisis de polarización de las ondas S de los eventos generados durante el fracturamiento hidráulico, muestra una dirección NE como se puede observar en la figura 36.

Figura 36. Rosa de polarización de la onda S durante el fracturamiento hidráulico del pozo P2



Fuente: Corporación OSSO. Informe Fracturamiento Del Pozo P2, Junio 18 de 2011. [Archivo PDF] Bogotá, Colombia.

Esta rosa podría estar indicando la dirección de fracturas activas durante el fracturamiento hidráulico con una dirección promedio de N25°E; sin embargo se estima que estos valores de polarización deben ser corregidos aproximadamente 20° hacia el Oeste por efectos del suelo y el error en la orientación del sensor introducido por la declinación magnética terrestre, por lo cual la dirección promedio sería N5°E.

Por otro lado, el valor máximo de retardo obtenido entre la onda S rápida (S_1) y la lenta (S_2) fue del orden de 0.03 s. Estos valores pequeños podrían sugerir que la anisotropía en el yacimiento también lo es; sin embargo hay que resaltar que este resultado no es muy consistente con estudios anteriores en el área.

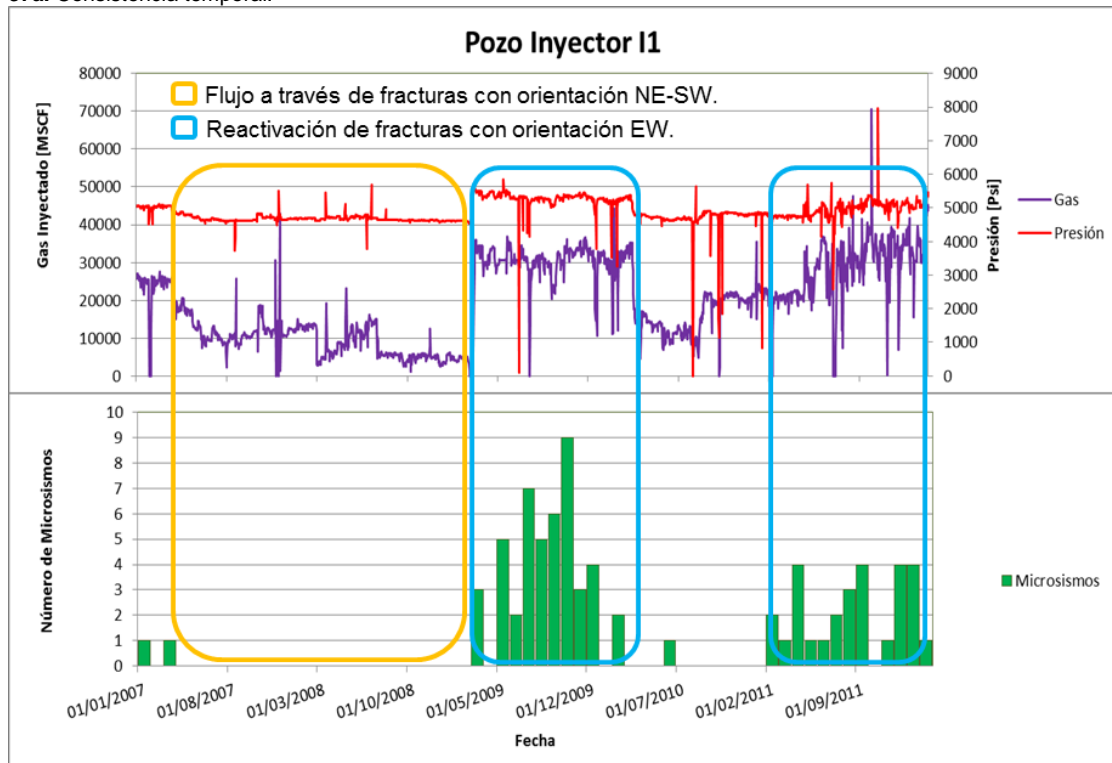
5.6 CONTEXTUALIZACIÓN DEL ANÁLISIS BÁSICO DE DATOS

Si partimos del hecho de que en el yacimiento, en las cercanías del pozo inyector, se encuentran fracturas hidráulicamente activas en dirección NE como fue descrito por la polarización de las ondas S de los eventos generados durante el fracturamiento del pozo P2; se podría decir que la inyección del gas en el yacimiento por parte del pozo I1 se ha dado en tiempos; en una primera instancia, el gas fluye dentro del yacimiento a través de las fracturas con orientación NE, y posteriormente, debido al aumento de la presión y la tasa de inyección del gas, fracturas en la orientación EW son reactivadas, generando un cambio en la dirección del flujo preferencial del fluido.

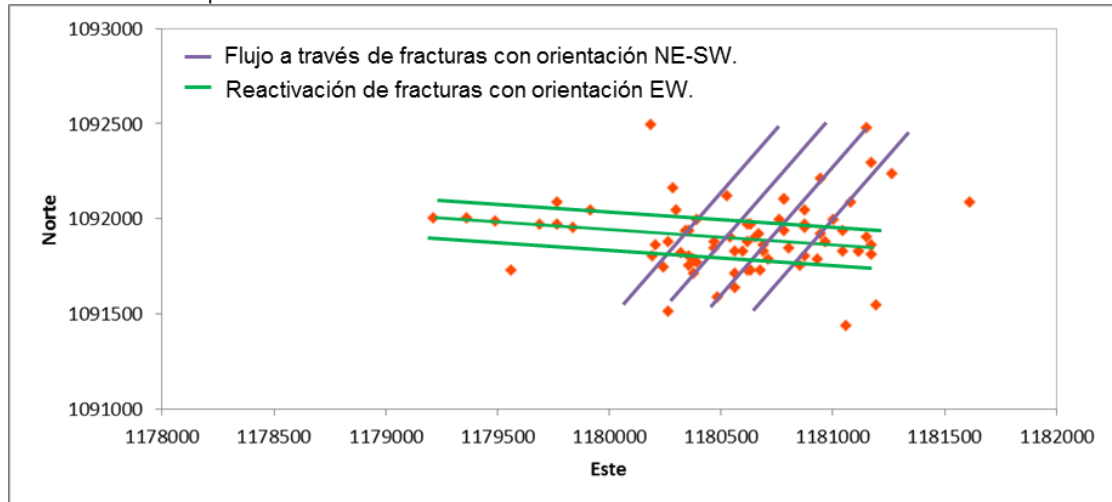
Este postulado, es consistente con la localización temporal de los eventos microsísmicos, y podría explicar la dispersión areal de los eventos en dirección NE-SW, intentando reactivar fracturas desde todos los puntos donde aparentemente se alcanzó una presión suficiente para generar dicha reactivación (figuras 37a y 37b).

Ahora bien, si se observan las orientaciones de fracturas mostradas en el análisis, es fácil darse cuenta que son dos de las cuatro familias de fracturas, que se espera, estén presentes en el yacimiento como se muestra en la figura 22. Esto es un indicativo de que la interpretación propuesta podría estar describiendo correctamente la dinámica presente en el yacimiento desde el inicio de la inyección de gas del pozo I1, es decir, los canales de flujo preferenciales presentes al inicio de la inyección y su posterior cambio debido a la presión y volumen del fluido inyectado.

Figura 37. Consistencia del postulado de los dos momentos de la inyección de gas en el yacimiento.
37a. Consistencia temporal.



37b. Consistencia espacial.

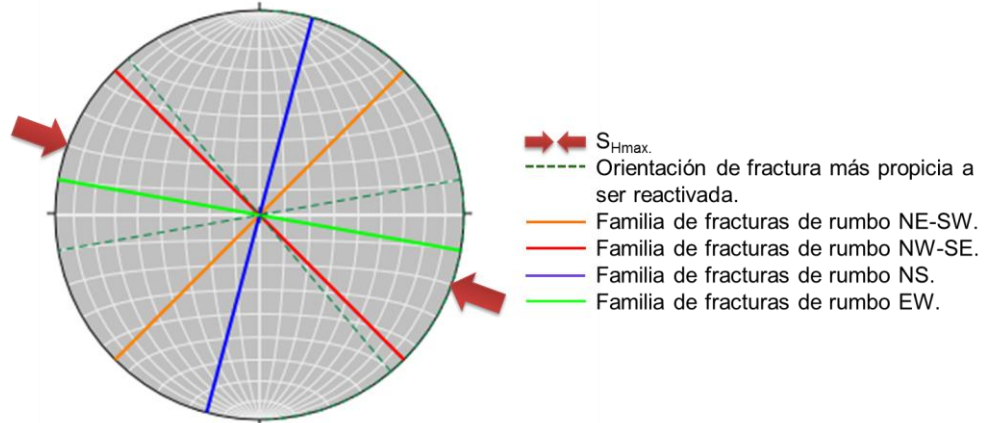


Fuente: El autor.

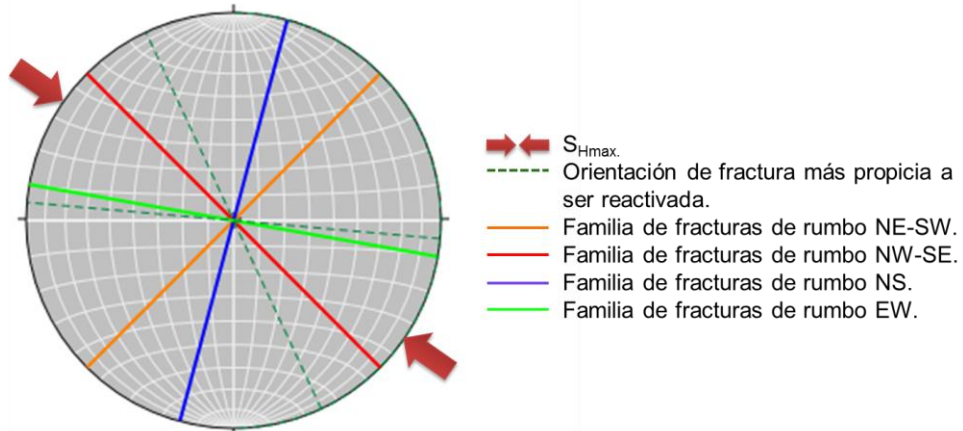
Análogamente, si nos concentramos en el modelo de esfuerzos del área, partiendo de la orientación del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) respecto al rumbo de las familias de fracturas, podemos inferir cuales serían las orientaciones de fracturas

propicias para reactivarse con el aumento de la presión de poro en el yacimiento, lo cual puede ser apreciado en la figura 38.

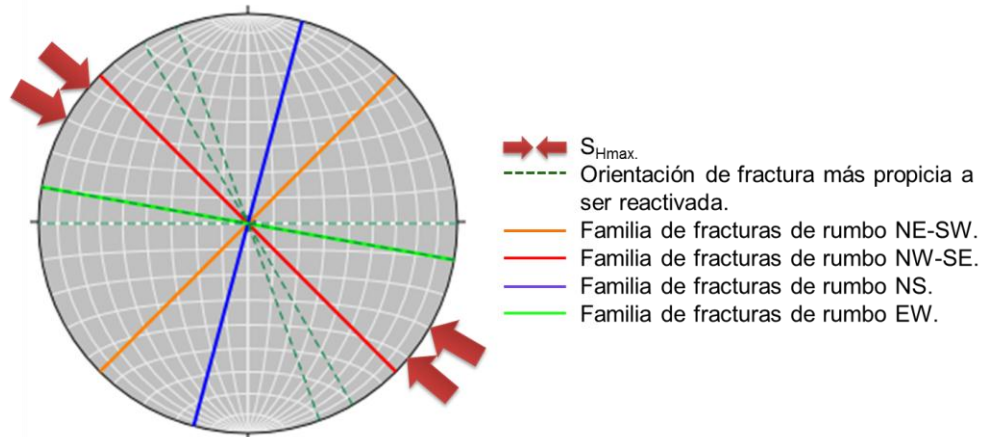
Figura 38. Orientaciones de fractura propicias para ser reactivadas con el aumento de la presión de poro.
38a. De acuerdo a la orientación del esfuerzo máximo definido para la región por Zoback.



38b. De acuerdo a la orientación del esfuerzo máximo definido por el fracturamiento del pozo P2.



38c. De acuerdo a la orientación del esfuerzo máximo definido por el modelo generalizado de esfuerzos del campo.



Fuente: El autor.

De la figura 38 se concluye que efectivamente las orientaciones de fractura más propicias a ser reactivadas por la inyección de gas en el yacimiento, coinciden con la orientación definida para las fracturas reactivadas y por ende con la dirección del flujo de fluidos, ratificando una vez más la alta probabilidad de que la interpretación propuesta sea correcta.

5.7 VERIFICACIÓN CON OTRAS FUENTES DE INFORMACIÓN

Como fue presentado en la tabla 2, los trazadores enviados a través del pozo I1, no han sido detectados en los pozos productores. Ya que se ha propuesto la presencia de fracturas abiertas en dirección NE, y se cree que hay conectividad hidráulica entre el pozo inyector y los productores debido a la respuesta de presión reflejada por los mismos, gracias al fluido inyectado; es evidente que los resultados de estos proyectos no fueron los esperados.

Sin embargo, el primer proyecto de trazadores realizado, coincide con el inicio de la generación de los eventos en el yacimiento y por ende con el inicio del cambio del canal preferencial de flujo propuesto en este análisis de microsismicidad. Si asumimos lo propuesto como verdadero, se hace bastante congruente el hecho de que los trazadores no hayan logrado llegar a los pozos productores, e incluso sería la respuesta al porqué no fueron detectados, a pesar de lo esperado.

CONCLUSIONES

Se ha desarrollado una metodología para el análisis y la interpretación de la microsismicidad como una herramienta para el monitoreo de la actividad dinámica presente en yacimientos sometidos a inyección de fluidos.

Mediante el uso de la metodología propuesta, se encontró un posible canal de flujo preferencial presente en el yacimiento; coherente con la geología y la orientación de los esfuerzos del área, reduciéndose así, la incertidumbre en la dinámica de los fluidos inyectados al yacimiento y comprobando la utilidad de la misma.

El aumento de presión debido al gas inyectado al yacimiento evidentemente alteró la configuración de esfuerzos previa al inicio de la inyección, al punto de cambiar drásticamente la dirección de flujo preferencial de los fluidos, lo cual pudo ser evidenciado gracias al estudio de microsismicidad.

Probablemente el canal de flujo identificado en el área estudiada, fue originado por la reactivación de fracturas presentes en el yacimiento orientadas en dirección EW, lo cual es congruente con la orientación más propicia para la reactivación de fracturas del área.

A partir del estudio realizado en el campo Colombiano seleccionado, se ratificó la microsismicidad como una herramienta de gran utilidad para el monitoreo de yacimientos sometidos a inyección de fluidos, si es interpretada bajo un contexto geológico adecuado.

RECOMENDACIONES

Aplicar la metodología propuesta en yacimientos con diferentes características para ratificar su utilidad y realizar los ajustes que se consideren necesarios.

Incluir en el catálogo de eventos del área la polarización de las ondas P y el azimut de las ondas S de cada evento, para realizar un posterior análisis de microsismicidad más detallado.

Realizar una mejor caracterización del yacimiento estudiado para reducir la incertidumbre de los resultados obtenidos.

BIBLIOGRAFÍA

ABBOTT, David. Hydraulic Fracture Diagnostics in the Williams Fork Formation, Piceance Basin, Colorado, Using surface Microseismic Monitoring Technology. Año 2007. Paper SPE 108142.

ALZATE, Juan Carlos. "Piedemonte License". [Archivo Word] Febrero 2011. Bogotá, Colombia. p1.

BARKER, William. Increased Production Through Microseismic Monitoring of Hydraulic Fracturing Over a Multiwell Program. Año 2009. Paper SPE 124877.

BARRERO, Dario, Et al. "Colombian sedimentary Basins". En: Internet: http://www.anh.gov.co/media/salaPrensa/colombian_sedimentary_basins.pdf

CORPORACIÓN OSSO. Informe Fracturamiento Del Pozo P2. [Archivo PDF]. Junio 18 de 2011. Bogotá, Colombia.

CORPORACIÓN OSSO. Mecanismos focales [Archivo Pdf]. Junio de 2009. Cali, Colombia.

DE LA PENA, A. et al. Detetection of Mechanical Failure During Hyraulic Fracturing Through Passive Seismic Microseismic Monitoring. En: 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010. [Archivo PDF]. Barcelona, Spain, 14 - 17 June 2010. EAGE.

DUNCAN, Peter M. Is there a future for passive seismic?. En: First Break Journal. [Archivo PDF]. June 2005. Vol. 23. P. 111-115

DUNCAN, Peter M & EISNER, Leo. Reservoir characterization using surface microseismic monitoring. En: GEOPHYSICS. [Archivo PDF]. September-October 2010. Vol. 75, NO 5. P. 75A139-75A145.

DUNCAN, P. & LAKINGS, J. Frontier Exploration Using Passive Seismic En: Passive seismic: Exploration and monitoring applications. [Archivo PDF]. Dubai, United Arab Emirates (10- 13 de Diciembre de 2006), EAGE.

DUNCAN, P. & LAKINGS, J. Microseismic Monitoring with a Surface Array En: Passive seismic: Exploration and monitoring applications. [Archivo PDF]. Dubai, United Arab Emirates (10- 13 de Diciembre de 2006), EAGE.

EISNER, Leo; GRECHKA, Vladimir & WILLIAMS-STROUD, Sherilyn. Future of Microseismic Analysis: Integration of Monitoring and Reservoir Simulation. En: AAPG Hedberg Conference, December 5-10, 2010, Austin, Texas. [Archivo PDF]. AAPG Search and Discovery Article #90122©2011.

EISNER, Leo; THORNTON, Michael & GRIFFIN, Jessica. Challenges for microseismic monitoring. En: SEG San Antonio 2011 Annual Meeting. [Archivo PDF]. 2011 SEG. P.1519-1523.

EISNER, Leo et al. Comparison of surface and borehole locations of induced seismicity. En: Geophysical Prospecting. [Archivo PDF]. doi: 10.1111/j.1365-2478.2010.00867.x. Received June 2009, revision accepted December 2009. Año 2010. P. 1-12.

EISNER, Leo et al. Why Surface Monitoring of Mycroseismic Events Works. En: Third Passive Seismic Workshop – Actively Passive!. [Archivo PDF]. 27-30 March 2011, Athens, Greece.

GUTIÉRREZ, Stephanie Carolina. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL MÁS ADECUADO PARA LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL PIEDEMONTE LLANERO MEDIANTE UNA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO. [Archivo PDF]. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bogota D.C. Fundación Universidad de América. 2012.

INSTITUTO NACIONAL DE VIAS. Mapa de la red vial. En: Internet: http://www.invias.gov.co/invias/hermesoft/portallG/home_1/recursos/01_general/mapas/contenidos/15042008/07_casanare.jsp#

JALALI, M. et al. Induced seismicity risk in Irani oil and gas fields. Año 2008. Paper ARMA 08-170.

KELLER, William R. et al. Correlation of surface microseismic event distribution to water production and faults mapped on 3D seismic data: a West Texas case study. En: SEG Houston 2009 International Exposition and Annual Meeting. P. 1524-1526.

KILPATRICK, Jo Ellen et al. Natural Fracture Characterization from Microseismic Source Mechanisms: A Comparison with FMI Data. [Archivo PDF].

KRATZ, Michael; HILL, Andrew & WESSELS, Scott. Identifying Fault Activation in Unconventional Reservoirs in Real Time Using Microseismic Monitoring. Año 2012. Paper SPE 153042.

LAKINGS, James D. et al. Surface Based Microseismic Monitoring of a Hydraulic Fracture Well Stimulation in the Barnett Shale En: SEG/New Orleans 2006 Annual Meeting. [Archivo PDF]. P. 605-608.

LINARES, P. Et al. New Insights Into The Piedemonte License Triangle Zone In The Llanos Foothills- Colombia. Bogotá: 2009. 9p.

MAXWELL, S. C. et al. Microseismic Imaging of Hydraulic Fracture Complexity in the Barnett Shale. Año 2002. Paper SPE 77440.

MUELLER, Mike. Why passive seismic in the Gulf of Mexico will benefit the oil industry, regulators and a concerned public. [Archivo PDF]. MicroSeismic, Inc. All Rights Reserved 4/23/2012.

NEVAREZ, Jose E & NEALE, Chris. Permanent Arrays Provide Critical Data En: The American Oil and Gas Reporter. [Archivo PDF]. Julio de 2009.

OSORIO, J. G., PEÑUELA, G. & OTALORA, O. Correlation Between Microseismicity and Reservoir Dynamics in a Tectonically Active Area of Colombia. Año 2008. Paper SPE 115715.

ROEST, J.P.A., MULDER, F.M.M., & KUILMAN, W. Data-limited geomechanical modelling for investigating induced seismicity mechanisms. [Archivo PDF].

SARKAR, Sudipta. Eight Years of Passive Seismic Monitoring at a Petroleum Field in Oman: A Case Study En: SEG Las Vegas 2008 Annual Meeting. [Archivo PDF]. P. 1397-1401.

VERA, Beatriz H. Evaluación de errores de datos sismológicos y sus efectos sobre los parámetros y modelos derivados de éstos para una región determinada cubierta por la red del Observatorio Sismológico del SurOccidente – OSSO. [Archivo PDF]. Trabajo de grado para optar al título de Estadística. Santiago de Cali. Universidad del Valle. 2003.

WARPINSKI, N. R. et al. Comparison of Single-Dual-Array Microseismic Mapping Techniques in the Barnett Shale. Octubre de 2005. Paper SPE 95568.

WARPINSKI, N. R. et al. Hydraulic Fracture Geomechanics and Microseismic Source Mechanisms. Año 2012. Paper SPE 158935.

WESSELS, Scott; KRATZ, Michael & DE LA PENA, Alejandro. Identifying fault activation during hydraulic stimulation in the Barnett shale: source mechanisms, b values, and energy release analyses of microseismicity. En: SEG San Antonio 2011 Annual Meeting. [Archivo PDF]. SEG 2011. P. 1463-1467.

WILLIAMS-STROUD, Sherilyn. Using Microseismic Events to Constrain Fracture Network Models and implications for Generating Fracture Flow Properties for Reservoir Simulation. Año 2008. Paper SPE 119895.

WILLIAMS-STROUD, Sherilyn; BARKER, W. B. & SMITH, K. L. Induced hydraulic fractures or reactivated natural fractures? Modeling the response of natural fracture networks to stimulation treatments. Año 2012. Paper ARMA 12-667.

WILLIAMS-STROUD, Sherilyn & BILLINGSLEY, Randal L. Techniques to estimate fracture effectiveness when mapping low-magnitude microseismicity. En: SEG Denver 2010 Annual Meeting. [Archivo PDF]. 2010 SEG. P. 2075-2079.

WILLIAMS-STROUD, Sherilyn. & EISNER, Leo. Geological Microseismic Fracture Mapping – Methodologies for Improved Interpretations Based on Seismology and Geologic Context. En: Frontiers + Innovation – 2009 CSPG CSEG CWLS Convention. [Archivo PDF]. Calgary, Alberta, Canadá. 2009. P. 1-4.

WILLIAMS-STROUD, Sherilyn et al. Beyond the Dots in the Box – Microseismicity constrained Fracture Models for Reservoir Simulation. En: 72nd EAGE Conference

& Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010. [Archivo PDF]. Barcelona, Spain, 14 - 17 June 2010. EAGE.

ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. [Archivo PDF]. CAMBRIDGE University Press, 2007. United Kingdom.