

Una representación dual de la modelización multiescala de redes de fracturas: aplicación en un campo gigante de carbonatos en la UEA

Laurent Souche,^{1,2} Donatella Astratti,^{1,3*} Victor Aarre,⁴ Nicolas Clerc,^{1,5} Andrew Clark,^{6,7} Taha Nasser Ali Al Dayyni⁶ y Sabry Lotfy Mahmoud⁶

Resumen

La red de fallas y corredores de fracturas que se supone que actúan como vías de flujo preferente entre las unidades reservorio en un yacimiento del Cretácico Inferior de Tipo III en Abu Dabi es evidente en los datos sísmicos 3D, pero sus elementos son demasiado numerosos para seleccionarlos manualmente de forma eficiente. Se probaron técnicas de modelización alternativas con mayores niveles de complejidad y precisión para incorporarlas al modelo 3D: parches de fallas y cuerpos geológicos deterministas y estadísticas multipunto, estas últimas para corregir la diferencia en la ubicación del corredor observado entre la sísmica y los datos de pozo. Las propiedades sísmicas y de matriz dirigieron la distribución en el modelo de las fracturas que limitan unidades fuera de los corredores. El nuevo enfoque de escala dual para la modelización de redes de fracturas aplicado en este estudio utiliza redes de fracturas discretas para representar las grandes fracturas que proporcionan conectividad entre las celdas de la cuadrícula y describe estadísticamente, con un modelo de fracturas implícito, las fracturas pequeñas que probablemente mejoran la permeabilidad y la anisotropía de la matriz. Un modelo que comprenda sólo fracturas discretas habría tardado horas en ejecutarse y las fracturas más pequeñas habrían sido desechadas por limitaciones computacionales; en tanto que la creación y dimensionamiento del modelo híbrido se desarrolló en pocos minutos, permitiendo una futura implementación de flujos de trabajo iterativos para obtener estadísticas y calibraciones de los resultados intermedios y finales más rigurosos.

Introducción

Un modelo de yacimiento debe capturar todos los elementos que desempeñan un papel importante en la vida productiva de un campo. Las fracturas pueden estar dentro de los elementos más importantes y difíciles de describir. El objetivo de nuestro ejercicio fue definir un flujo de trabajo para modelizar la red de fracturas de un yacimiento de Tipo III (Nelson, 2001), donde las reservas están dominadas por las propiedades de la matriz, pero las fracturas pueden ayudar a la permeabilidad y, en última instancia, posibilitar la evaluación del impacto de las fracturas naturales en el rendimiento de la producción. Idealmente, queremos generar diversos modelos utilizando diferentes parámetros y flujos de trabajo, de manera que los

ingenieros de yacimiento puedan probar diferentes situaciones para que correspondan con los datos de producción.

En nuestro ejercicio utilizamos datos de un campo de carbonatos supergigante de Abu Dabi. Este yacimiento del Cretácico Inferior es representativo de muchos campos de la Península Arábiga. La porosidad puede exceder el 25% y la permeabilidad varía desde unos pocos cientos a incluso miles de milidarcys en los intervalos más permeables. Se puede evaluar la contribución real a la mejora de la permeabilidad de las fracturas difusas de pequeña escala detectadas tanto en registros de testigos como de imágenes.

En esas estructuras carbonatadas las fracturas están normalmente organizadas en corredores de fracturas, es

¹ Schlumberger Regional Technology Centre, PO Box 21, Abu Dabi, UAE.

² Dirección actual: Schlumberger Information Solutions, Pare Euromedecine, 340 rue Louis Pasteur, 34790 Grabels, Francia.

³ Schlumberger Stavanger Research, PO Box 8013, 4068 Stavanger, Noruega.

⁴ Dirección actual: Schlumberger Information Solutions AS, PO Box 8013, 4068 Stavanger, Noruega.

⁵ Dirección actual: Laboratory for Geothermics - CREGE c/o CHYN, University of Neuchatel, Rue Emile-Argand 11, 2000 Neuchatel, Suiza.

⁶ Abu Dhabi Company for Onshore Operations, PO Box 270, Abu Dabi, UAE.

⁷ Dirección actual: Petroleum Development Oman, PO Box 81, Muscat 100, Omán.

* Correo electrónico del autor de contacto: dastratti@slb.com

decir, zonas de agrupamiento de fracturas dominadas por fracturas paralelas muy persistentes (fracturas de modo I) atravesando una o más unidades mecánicas. Éstas pueden reactivarse como fallas subverticales con un salto modesto de unos pocos metros, como máximo. Se cree que los corredores de fracturas pueden estimular el flujo de fluidos debido a su continuidad vertical y lateral y a su organización interna anastomosada (Petit et al., 2002). Cuando la producción se mantiene por inyección de fluidos, esos corredores pueden convertirse en trayectorias preferentes para los fluidos inyectados; por ejemplo, se presume que son responsables de la irrupción temprana del agua. Se ha identificado la conectividad dentro del yacimiento siguiendo trayectorias en escalera dentro de la zona afectada por fallas observando la respuesta al corte de agua y a la presión (Edwards, 2006). Es más, los corredores de fracturas también pueden permitir el flujo cruzado entre diferentes unidades reservorio como resultado de la yuxtaposición de fallas (Stenger et al., 2009). Por lo tanto, la capacidad para describir correctamente tanto la localización como las propiedades de los corredores de fracturas es crucial para el desarrollo de los campos en muchos de los yacimientos carbonatados gigantes y supergigantes de la Península Arábiga. El gran tamaño de esos campos supone un reto adicional: las limitaciones de hardware y software son restricciones conocidas para la dimensión y los detalles capturados en los modelos de fracturas.

En este artículo describimos y comparamos los diferentes enfoques utilizados para cartografiar corredores de fracturas; la caracterización de las fracturas que limitan capas “fuera del corredor”; y la mezcla de dos componentes en un modelo de red de fracturas híbrido (Souche et al., 2009). Nos centramos en probar flujos de trabajo alternativos y su optimización hasta el dimensionamiento. Como parte de este proyecto no se realizó la validación con datos dinámicos ni con un modelo de flujo.

Contexto estructural

La serie de datos estudiada es de un campo carbonatado terrestre gigante al sureste de Abu Dabi, UEA, operado por la Abu Dhabi Company for Onshore Operations (ADCO). Desde principios de la década de 1970, el campo ha estado produciendo desde la Formación Thamama del Cretácico Inferior, depositada en un ambiente de rampa carbonatada de bajo ángulo. Las unidades yacimiento principales, de elevada porosidad (que supera el 25%) y localmente muy permeables (cientos a miles de milidarcys), se encuentran aisladas unas de otras por potentes y densos intervalos de depósitos de carbonatos de grano fino y limosos. El contenido en arcillas es insignificante y se concentra esencialmente a lo largo de niveles estilolíticos. Los datos de producción muestran evidencias de corredores de fracturas que actúan localmente como conductos para la irrupción temprana de agua.

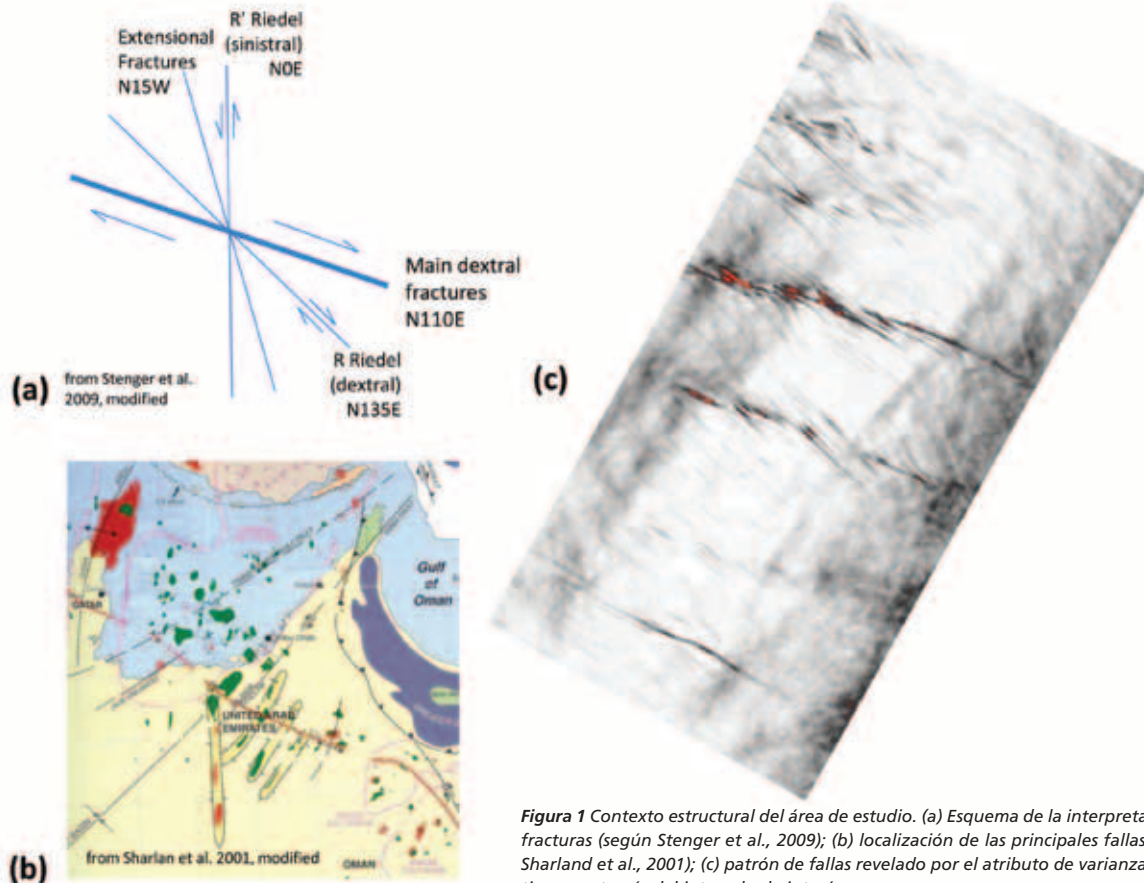


Figura 1 Contexto estructural del área de estudio. (a) Esquema de la interpretación del patrón de fracturas (según Stenger et al., 2009); (b) localización de las principales fallas regionales (según Sharland et al., 2001); (c) patrón de fallas revelado por el atributo de varianza en una sección de tiempo a través del intervalo de interés.

La estructura consiste en un anticlinal de bajo relieve orientado NE-SW, de aproximadamente 30 km de longitud por 10 km de anchura, en el cual se han identificado tres grupos de fallas principales en los datos sísmicos 3D (Figura 1). Los datos de imágenes de sondeo han confirmado la asociación entre los grupos de fallas y los corredores de fracturas (Stenger et al., 2009). El grupo principal, orientado N110°E, tiene una disposición en échelon y con un espaciado regular (3 a 4 km) a lo largo del eje del campo; parece reflejar la acomodación de la cubierta sedimentaria a las fallas de desgarre de extensión regional del basamento profundo, reactivadas repetidamente desde el Precámbrico. La presencia de un grupo secundario orientado N135°E, interpretado como fracturas de Riedel asociadas, apoya la hipótesis de un movimiento dextral a lo largo de las fallas principales. Un tercer sistema orientado N-S, a unos 70° respecto al grupo principal, se interpreta como las fracturas Riedel sinestrales conjugadas que proporcionan la componente rotacional en el sentido de las agujas del reloj necesaria para acomodar el desplazamiento lateral y liberar el esfuerzo de cizalla. Además, se han observado fracturas extensionales orientadas N015°W, algunas de las cuales se amplían hasta juntarse y actúan como relevo entre los corredores de fractura de desgarre principales. A escala regional, la dirección dextral N110°E se interpreta como las fallas de cizalla conjugadas del grupo sinistral N040°/050°E dominante en las aguas de Abu Dabi y coherente con el régimen de esfuerzos E-W “Omani” de finales del Cretácico responsable de la creación de las montañas Omani y de la obducción de las ofiolitas de Semail. Los movimientos de cizalla son el resultado de la reactivación de fallas por el régimen de esfuerzos N-S “Zagros”, activo desde el Mioceno debido a la colisión de las placas de Arabia y de Eurasia, siendo también responsable ésta última de las fracturas extensionales orientadas N015°W.

Serie de datos de estudio

Los datos utilizados en el estudio incluyen

- Prospección sísmica 3D cubriendo toda la estructura, procesada con migración en tiempo preapilado y conversión en profundidad
- Extensa base de datos de pozo que incluye 55 registros de imágenes (varias de ellas adquiridas en pozos horizontales) y 18 registros de producción, sondeos convencionales y registros petrofísicos, trayectorias y marcadores de pozos y descripciones de testigos
- Modelo estático 3D con la amplitud del campo poblado con propiedades de la matriz

El análisis de atributos sísmicos se realizó sobre el volumen 3D total para permitir la selección del área de prueba para la modelización en función del grado de fallamiento observado. De manera similar, la computación de los parámetros de fractura utilizó todos los pozos para obtener una estadística más robusta. Los flujos de trabajo de modelización de fracturas se probaron en un área piloto seleccionada de

aproximadamente 33 km², alrededor de una décima parte de la extensión total de la estructura.

Análisis sísmico de corredores de fracturas

Los corredores de fracturas y las fallas sutiles se pueden detectar en los datos sísmicos 3D de buena calidad; sin embargo, con frecuencia son demasiado numerosos y su carácter es demasiado sutil para ser seleccionados manualmente de manera eficiente porque la mayoría no muestran un desplazamiento apreciable y aparecen únicamente como una atenuación de la señal sísmica. Nuestro análisis está basado en los resultados de la técnica de extracción de fallas automatizada conocida como “ant tracking” (Pedersen et al., 2002). El flujo de trabajo utiliza atributos geométricos que realzan las discontinuidades espaciales en los datos sísmicos a través de algoritmos de detección de bordes (es decir, coherencia y familia de varianza, caos), con la aplicación opcional del precondicionamiento de datos para reducir el ruido, seguido de avanzadas técnicas de procesamiento de imágenes que resaltan los bordes más lineares y continuos. Se puede aplicar el filtrado basado en limitaciones de buzamiento y azimut y se pueden descartar los lineamientos de origen dudoso o no tectónico. El resultado es un “volumen de fallas” (ants) en el que los valores elevados corresponden a discontinuidades sísmicas (Figura 2).

La naturaleza estructural de esos lineamientos sísmicos debe ser confirmada por datos de pozo. Esto se lleva a cabo

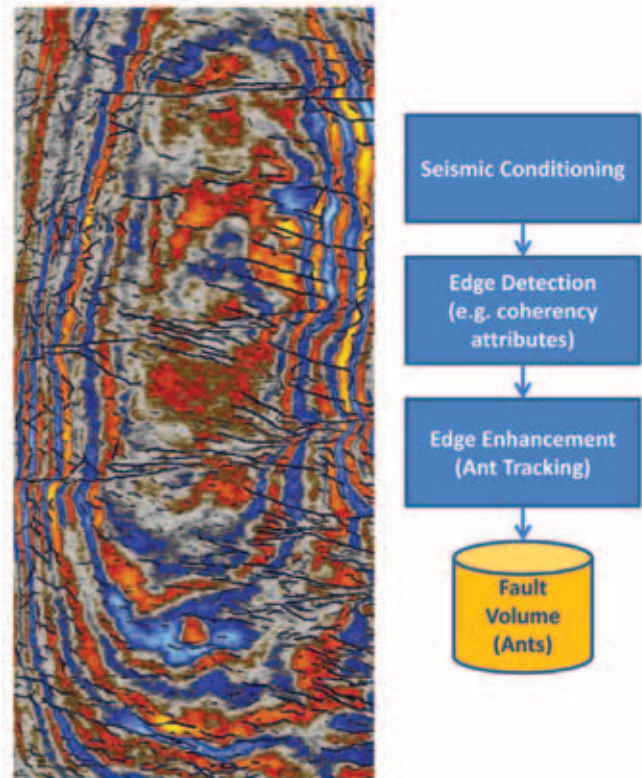


Figura 2 Flujo de trabajo ant tracking. Las ants están combinadas con las amplitudes originales y se muestran a lo largo de una sección de tiempo al nivel del yacimiento.

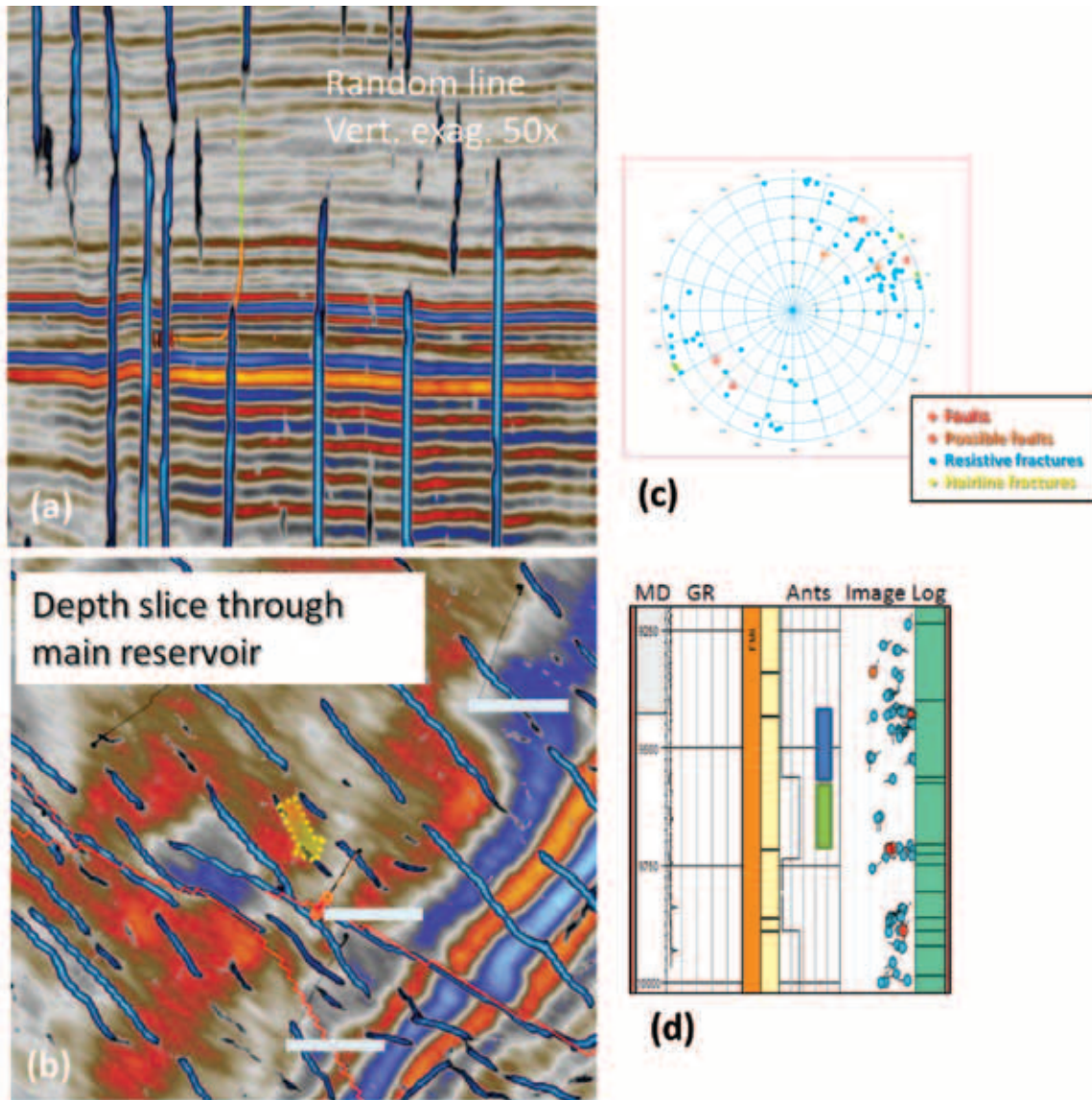


Figura 3 Evaluación cualitativa de los resultados de ant tracking desarrollados mediante su combinación con el volumen de amplitud original (a) en secciones verticales extraídas a lo largo de las trayectorias de pozo y (b) en secciones profundas cercanas a la sección horizontal del pozo seleccionado. Los lineamientos sísmicos se compararon con interpretaciones de registros de imágenes dentro del intervalo registrado. Las fallas y fracturas interpretadas en los registros de imágenes están representadas (c) en un stereonet y (d) en una sección de pozo para hacer una evaluación más detallada frente a otras medidas de sondeo y otros datos sísmicos. Los rectángulos azul y verde en la sección del pozo muestran los intervalos donde se detectaron las entradas anómalas de agua y petróleo y se interpretó que estaban asociadas con fallas que cruzan el pozo horizontal. En el registro de imagen hay una desviación de 60 m (200 pies) entre los picos de la curva de las ants cerca de ellas y las fallas (tadpoles rojos).

de manera simple y cualitativa mediante la comparación visual de las fallas y los intervalos densamente fracturados de los registros de imágenes de pozo que se presume que son corredores de fracturas por encima de un umbral de densidad de fracturas seleccionado, con secciones sísmicas extraídas a lo largo de las trayectorias de pozo y secciones horizontales. El volumen de las ants se mezcla con el cubo de amplitud mostrando sólo los valores por encima de un umbral seleccionado para enfatizar los bordes más continuos detectados (Figura 3). Los lineamientos sísmicos se consideran fallas o corredores de fracturas si muestran una buena concordancia con la interpretación del registro de imagen y con el contexto

estructural regional. Las discrepancias deben explicarse porque, además de los elementos estructurales, también se extraen cuerpos sedimentarios (p.ej., canales) y artefactos de procesamiento y adquisición.

Los valores ants extraídos a lo largo de las trayectorias de pozo también pueden compararse con otros datos de sondeo, p. ej., interpretación de registros de imágenes (tadpoles) y registros de producción. Esto se ha realizado en la Figura 3, donde los rectángulos azul y verde en la sección del pozo muestran los intervalos donde se detectaron entradas anómalas de agua y petróleo y se interpretó que estaban asociadas a fallas que cruzan el pozo horizontal. En el registro de imagen

hay una desviación de menos de 60 m (200 pies) entre los picos de la curva de las ants y las fallas. No tenemos una explicación concluyente para esta discrepancia, que podría ser debida a una combinación de causas como la generación de imágenes sísmicas o la incertidumbre en la ubicación del pozo. Sin embargo, esta desviación implica que, aunque a una escala tan amplia la correspondencia es buena, una correlación uno a uno entre los datos sísmicos y los pozos podría no siempre alcanzarse.

El volumen sísmico 3D migrado en tiempo también se ha explotado plenamente utilizando atributos estructurales agregados. Los buzamientos de los volúmenes estructurales se calcularon en el volumen de origen según la innovadora aproximación de Aarre (2010), que estima un campo de buzamiento estructuralmente consistente. Después, se generaron volúmenes de curvatura máxima y mínima derivados del buzamiento, indicadores de fallas y fracturas reconocidas que enfatizan los cambios laterales abruptos en el buzamiento estructural (Roberts, 2001) y los atributos sensibles a la amplitud (p.ej., la varianza según el buzamiento, que resalta las variaciones laterales de amplitud a lo largo de los buzamientos estructurales). Debido a que todos esos atributos se derivan del mismo campo de buzamiento, se espera que proporcionen información complementaria. Por

tanto, pueden combinarse por suma ponderada para obtener un mapa más preciso de las fallas en el conjunto de datos sísmicos. Los resultados pueden introducirse en el proceso de ant tracking. El volumen de máxima curvatura se utilizó para restringir la simulación estocástica de los corredores de fracturas, tal y como se describe de manera más detallada en la siguiente sección.

Cartografía de corredores de fracturas

Una vez que estamos seguros de que el origen de los lineamientos sísmicos se puede atribuir a eventos tectónicos, es decir, son fallas o corredores de fracturas, el reto se encuentra en cómo incorporarlos en el modelo de yacimiento 3D. Se probaron tres enfoques distintos, dos deterministas y uno estocástico, con diferentes niveles de precisión, en un subconjunto del campo (Figura 4).

Escenario 1: Parches de fallas

Se pueden extraer los parches de fallas directamente del cubo de ant tracking (Figura 5). Cada falla o corredor de fracturas identificado en los datos sísmicos está representado por una superficie que se puede convertir en una red de fracturas discreta (DFN, por sus siglas en inglés) compuesta por elementos planares a los que se asignan las propiedades de las

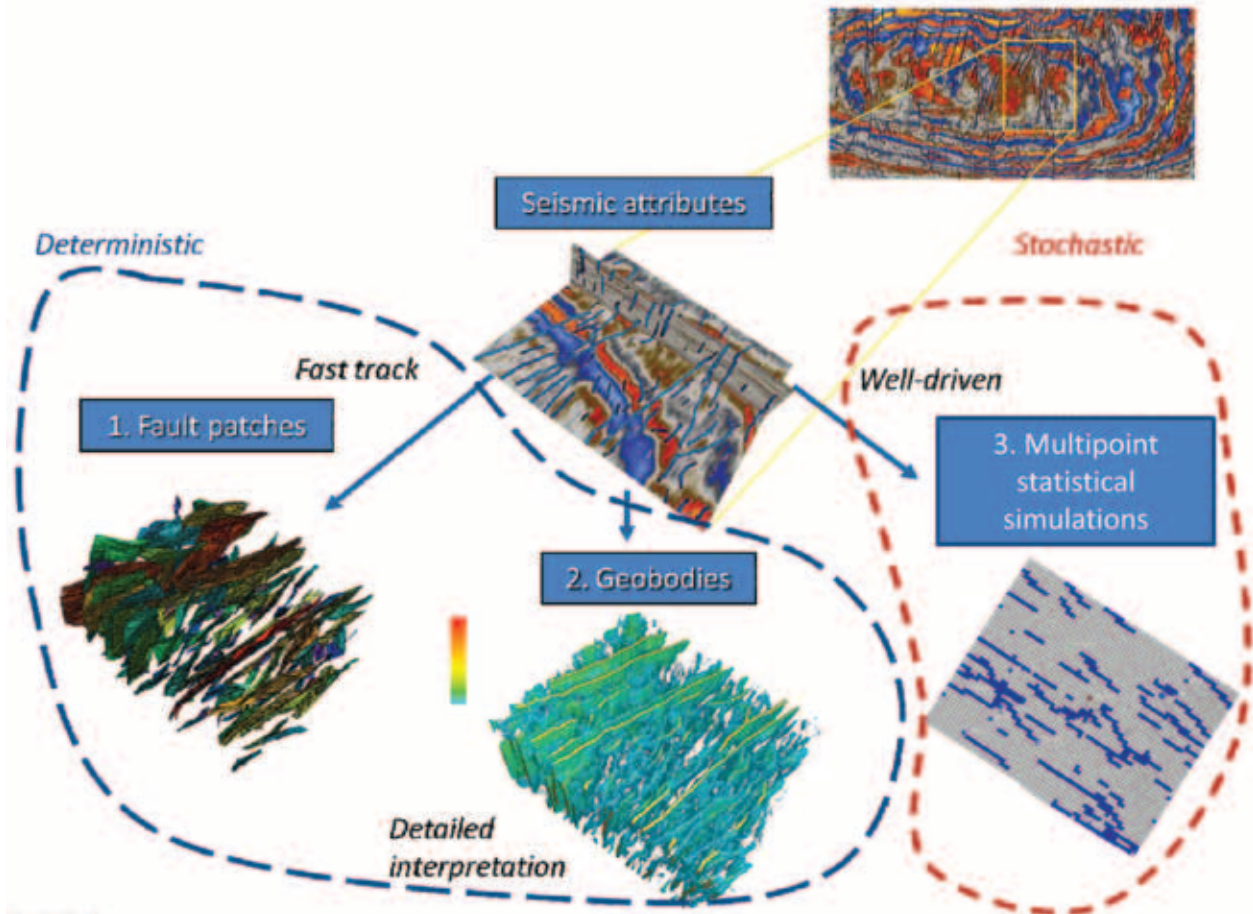


Figura 4 Caracterización de corredores de fractura. Se aplican enfoques alternativos a la modelización de un subconjunto del yacimiento.

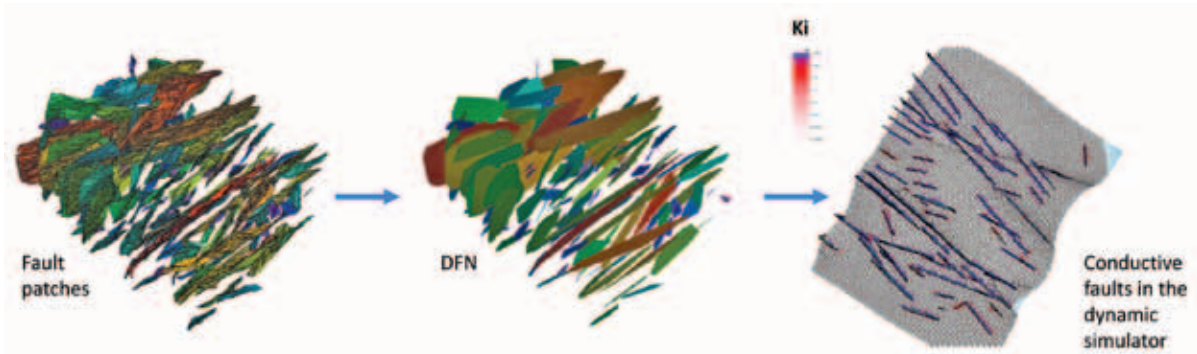


Figura 5 Modelización de corredores de fracturas. Escenario 1: parches de fallas. Las grandes fracturas están representadas por planos discretos y después convertidas a DFNs que pueden introducirse en el simulador dinámico como fracturas explícitas. De manera alternativa, la DFN que representa las grandes fracturas puede ser dimensionada directamente a un modelo de porosidad dual.

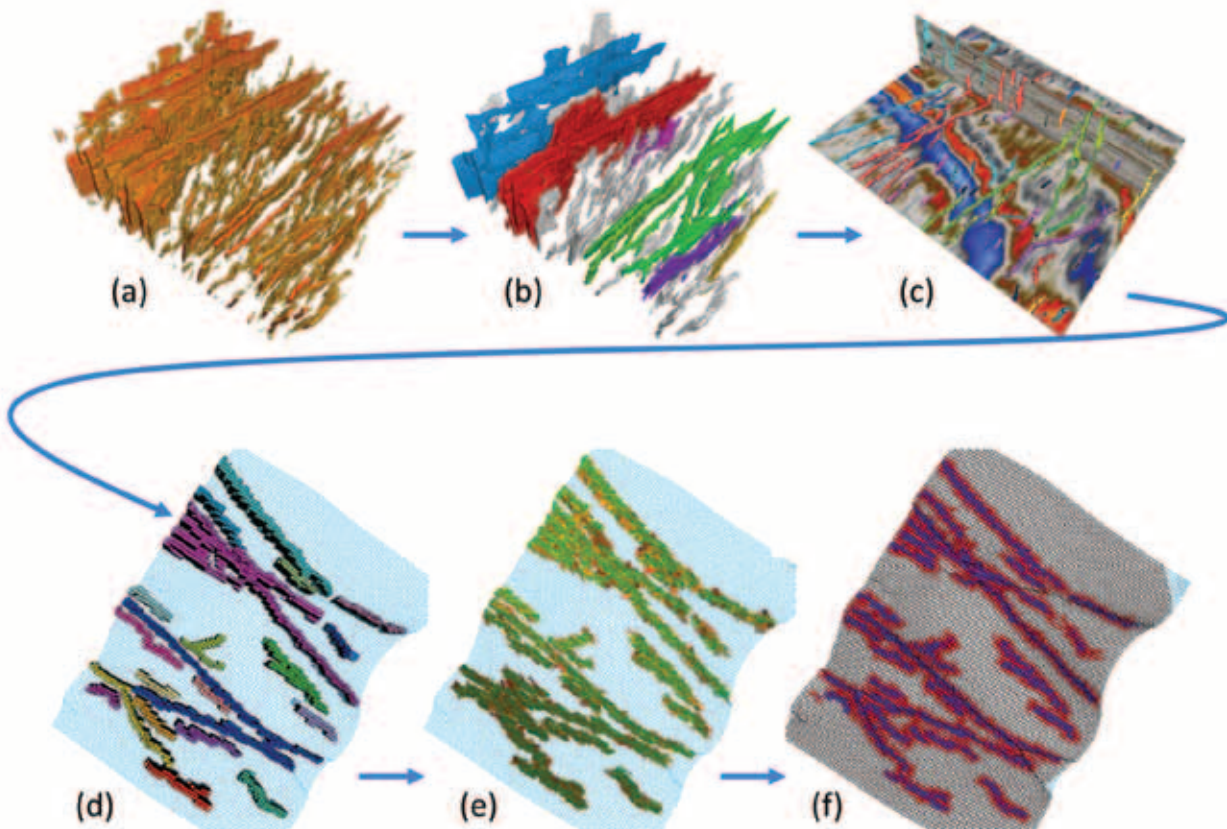


Figura 6 Modelización de corredores de fracturas. Escenario 2: cuerpos geológicos. (a) Lineamientos sísmicos extraídos como cuerpos geológicos. (b) Lineamientos sísmicos con mayor confianza mantenidos para su comparación con (c) los datos sísmicos de origen. (d) Grandes fracturas remuestreadas en las celdas de una cuadrícula 3D de escala fina y utilizadas para restringir la creación de (e) una DFN de pequeña escala, la cual después se dimensiona para calcular (f) las propiedades de fracturas efectivas, es decir, la permeabilidad de fractura, la porosidad de fractura y el factor sigma. De manera alternativa, las propiedades de fractura se pueden utilizar directamente para establecer los multiplicadores de permeabilidad o transmisibilidad en la cuadrícula de simulación.

fracturas. La generación de superficies de falla que corresponden a los lineamientos más fuertes y más continuos es la técnica más rápida; sin embargo, es la menos precisa porque tanto los parches de fallas como los DFNs aproximan la forma de las discontinuidades sin reproducirlas fielmente.

Los resultados se pueden introducir en la simulación dinámica mediante el dimensionamiento de Oda (Oda, 1985) o mediante la creación de fracturas explícitas en el simulador de yacimiento. Esta última aproximación puede ser complicada en presencia de numerosos lineamientos.

Escenario 2: Cuerpos geológicos

Una reproducción más fiel de la ubicación de los lineamientos sísmicos se obtiene mediante la técnica de extracción de cuerpos geológicos (Figura 6). En este caso, las fracturas mayores están representadas por una imagen ráster (un conjunto de celdas o vóxeles 3D). Se aplica un umbral al atributo sísmico (ants) para mantener los elementos con mayor confianza que concuerdan mejor con la imagen sísmica original. Estos se pueden seleccionar y convertir interactivamente a una imagen ráster 3D de grupos o vóxeles conectados. Después, los

cuerpos geológicos se remuestran en la cuadrícula estructural 3D. La propiedad resultante se puede utilizar tanto para establecer los multiplicadores de permeabilidad en la cuadrícula de simulación como para restringir la creación de una DFN representativa de la zona fracturada alrededor del plano de falla. El dimensionamiento creará una zona con una permeabilidad de fracturas, k_p , que decrecerá progresivamente al alejarse de la falla y asignará los valores correspondientes de la porosidad de fracturas y del factor sigma (o forma), σ , en las celdas de simulación. Estas son las propiedades de fracturas efectivas necesarias en las simulaciones de flujo de porosidad dual o porosidad dual, permeabilidad dual. El factor sigma (Kazemi et al., 1976) está relacionado con la geometría del bloque de matriz. En otras palabras, representa la distancia entre las fracturas y controla la interacción entre los sistemas de matriz y de fracturas.

Para obtener resultados más precisos el tamaño de la celda en la cuadrícula 3D idealmente debería ser igual al tamaño de la retícula sísmica. Debido a esta cuadrícula tan refinada, la utilización de los cuerpos geológicos para limitar la población de fracturas puede ser computacionalmente pesada.

Escenario 3: Simulación estadística multipunto

A pesar de que proporcionan una representación fiable de los lineamientos sísmicos conectados en la cuadrícula 3D, el enfoque de los cuerpos geológicos carece de la capacidad de corregir las incongruencias observadas entre las fallas y los corredores de fracturas en los pozos y los lineamientos sísmicos. Por lo tanto, se implementó una tercera metodología basada en simulaciones estocásticas y flujos de trabajo automatizados (Figura 7). A diferencia de las simulaciones geostatísticas convencionales, las estadísticas multipunto (MPS, por sus siglas en inglés) infieren las distribuciones multivariantes necesarias directamente desde las imágenes de práctica en lugar de partir de un modelo de función aleatorio definido de acuerdo con las especificidades de la formación geológica investigada (Hu y Chugunova, 2008).

El flujo de trabajo comienza con la identificación de corredores de fracturas en registros de densidad de fracturas computados a escala de resolución sísmica (Figura 7a). El proceso se ha automatizado para probar diferentes umbrales por encima de los cuales se asume que existen los corredores de fracturas y después se utilizan operaciones Boolean para generar una curva verdadero-falso que mues-

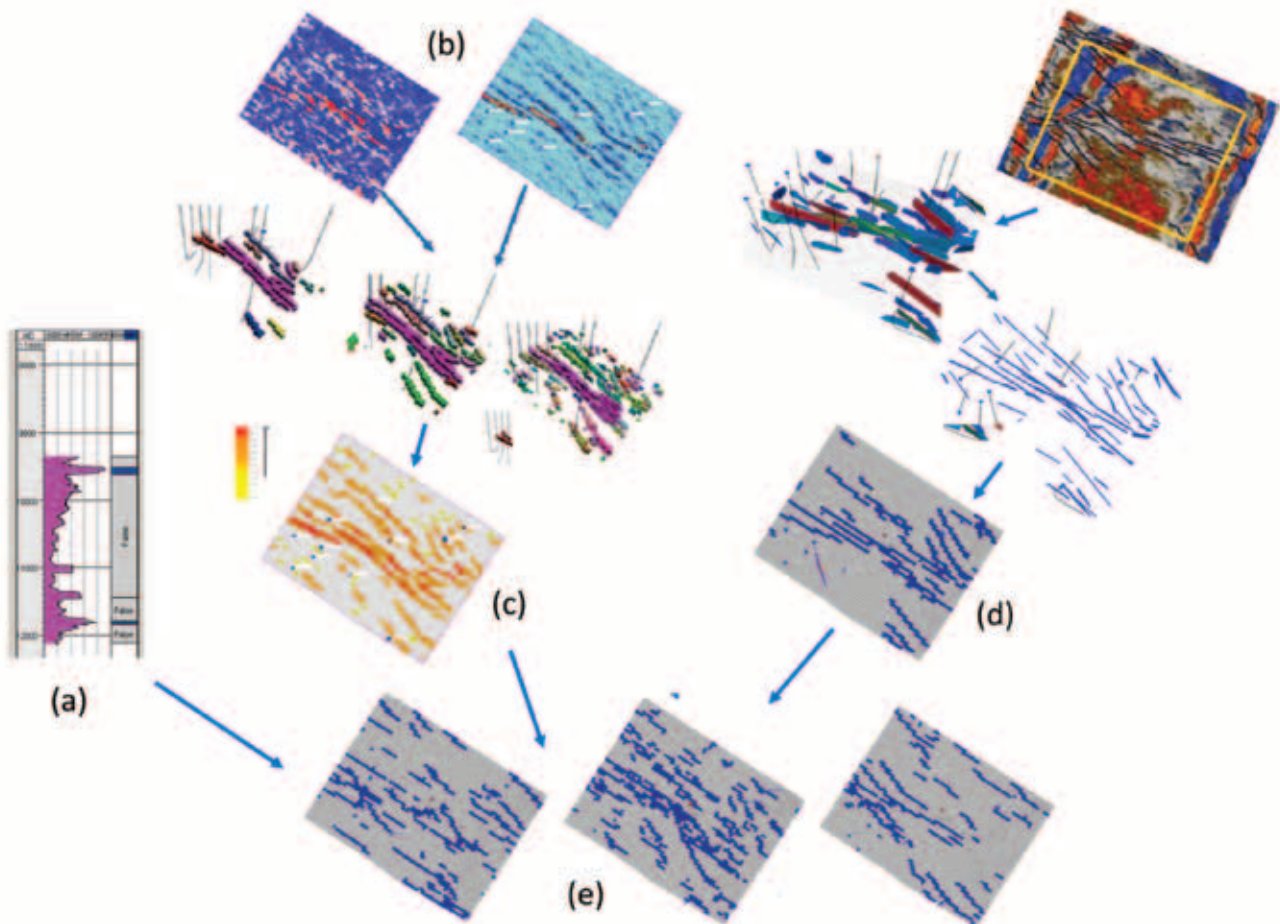


Figura 7 Modelización de corredores de fracturas. Escenario 3: simulación estadística multipunto. El flujo de trabajo estocástico comprendió: (a) identificación de corredores de fracturas a partir de datos de pozo (registros de densidad de fracturas); (b) selección de [combinación de] atributos sísmicos más relevantes; (c) computación del mapa de tendencia; (d) creación de una imagen de práctica; y (e) simulaciones estocásticas de corredores de fracturas.

tra la ubicación de los corredores de fractura a lo largo de la trayectoria del pozo.

En el segundo paso, el atributo sísmico más relevante, o una combinación de atributos, se selecciona para dirigir la modelización (Figura 7b). Cuando se dispone de muchos atributos volumétricos y todos ellos sugieren la presencia de lineamientos de origen estructural, o cuando diferentes versiones del mismo atributo han sido computados con diferentes parámetros, es crítico filtrarlos para seleccionar el más robusto y el umbral óptimo por encima del cual asumimos que el corredor de fracturas sísmico es real, tal y como confirma la presencia de un corredor de fracturas en el pozo.

Comparamos una predicción simple basada en datos de pozo, ya sea sin datos sísmicos o utilizando un atributo sísmico completamente aleatorio, con una predicción bien informada dirigida por atributos sísmicos seleccionados, para cuantificar el valor añadido proporcionado por los datos sísmicos 3D. Esto se realizó con un flujo de trabajo automatizado que computó probabilidades condicionales. Los resultados se obtuvieron en una hoja de cálculo para su evaluación. En nuestro caso, la utilización de datos sísmicos aumentó la probabilidad de detectar un corredor real entre tres y seis veces en comparación con aquella de la predicción simple desinformada. Esta precisión fue de algún modo decepcionante porque esperábamos una mayor mejora; sin embargo, creemos que nuestra aproximación es robusta y que

los desajustes de ubicación entre los datos sísmicos y los datos de pozo tuvieron un impacto negativo en las figuras finales. La curvatura máxima, basada en el cálculo de un campo de buzamiento sísmico estructuralmente consistente (Aarre, 2010), resultó ser el atributo más robusto para la predicción de corredores de fracturas. Debemos mencionar que la curvatura y las ants no se colocan juntas normalmente porque los atributos de curvatura tienen el potencial de detectar las zonas de arrastre próximas a las fallas (Mai et al., 2009) mientras que las ants rastrean las superficies de falla. Esta podría ser la razón de por qué la curvatura tuvo más éxito que las ants en la coincidencia de las ubicaciones de los corredores y, por consiguiente, necesitó una corrección menos significativa.

El siguiente paso es la computación de un mapa de tendencia a partir de la rasterización de una combinación de los atributos sísmicos seleccionados en la cuadrícula 3D (Figura 7c). El valor asignado a cada celda del mapa de tendencia era una función de la probabilidad anteriormente computada que detecta sísmicamente las discontinuidades que coinciden con corredores de fractura auténticos. Se creó una imagen de práctica a partir de la rasterización de superficies generadas desde la interpretación automatizada de fallas (Figura 7d) y se utilizó en combinación con el mapa de tendencia para dirigir la simulación MPS (Figura 7e). Dado que el intervalo de yacimiento es relativamente delgado y los corredores de fracturas son subverticales, se utilizó una imagen de práctica 2,5D.

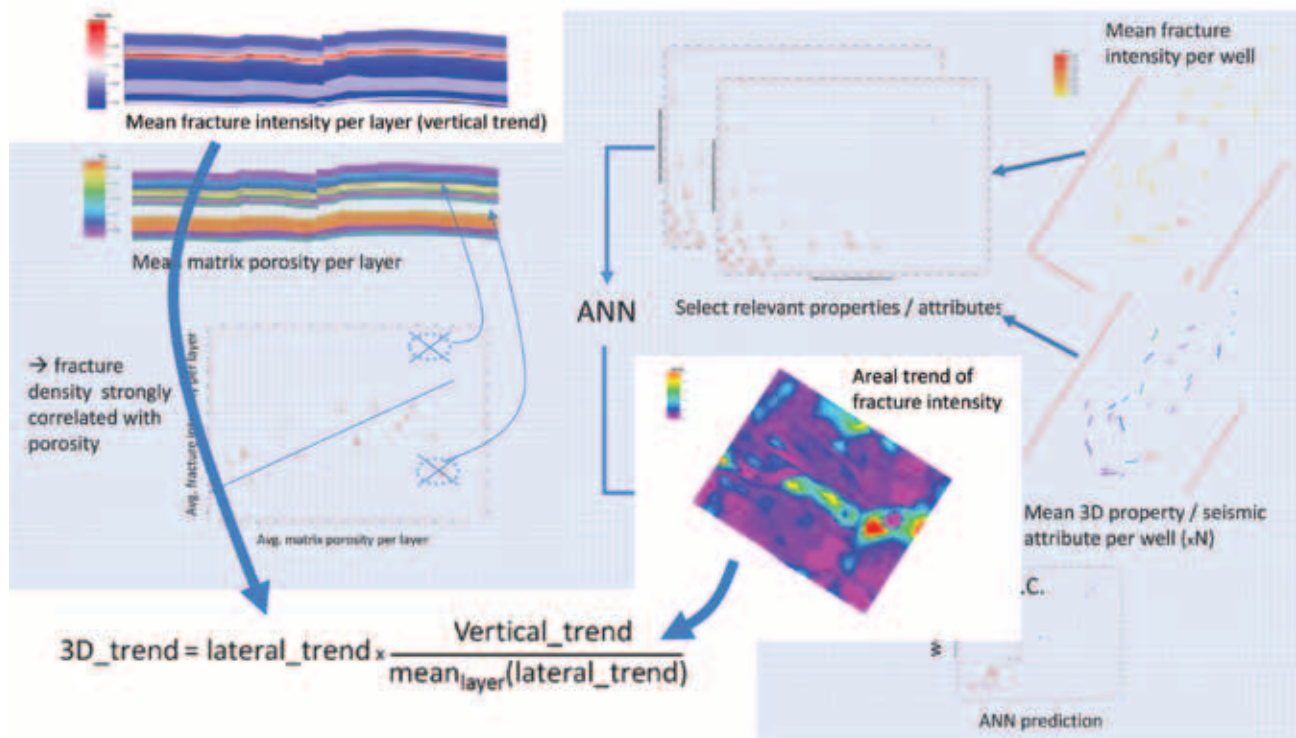


Figura 8 Caracterización de fracturas que limitan capas. La variabilidad vertical y horizontal de la distribución de las intensidades de las fracturas fuera del corredor se evaluó independientemente. Se creó una tendencia vertical basada en observaciones de pozo y se asignaron propiedades constantes correspondientes a los valores promedio observados en los pozos para cada capa de la cuadrícula. Después, se calculó una tendencia horizontal por capa basada en los atributos sísmicos y las variaciones en las propiedades del yacimiento combinadas en una red neural artificial supervisada (ANN, por sus siglas en inglés). Se observó una fuerte correlación entre la porosidad de la matriz y la densidad promedio de fracturas. La predicción se comparó con los valores originales en las ubicaciones de pozos. Las tendencias horizontal y vertical se combinaron y se utilizaron los resultados para orientar la distribución de las fracturas de pequeña escala.

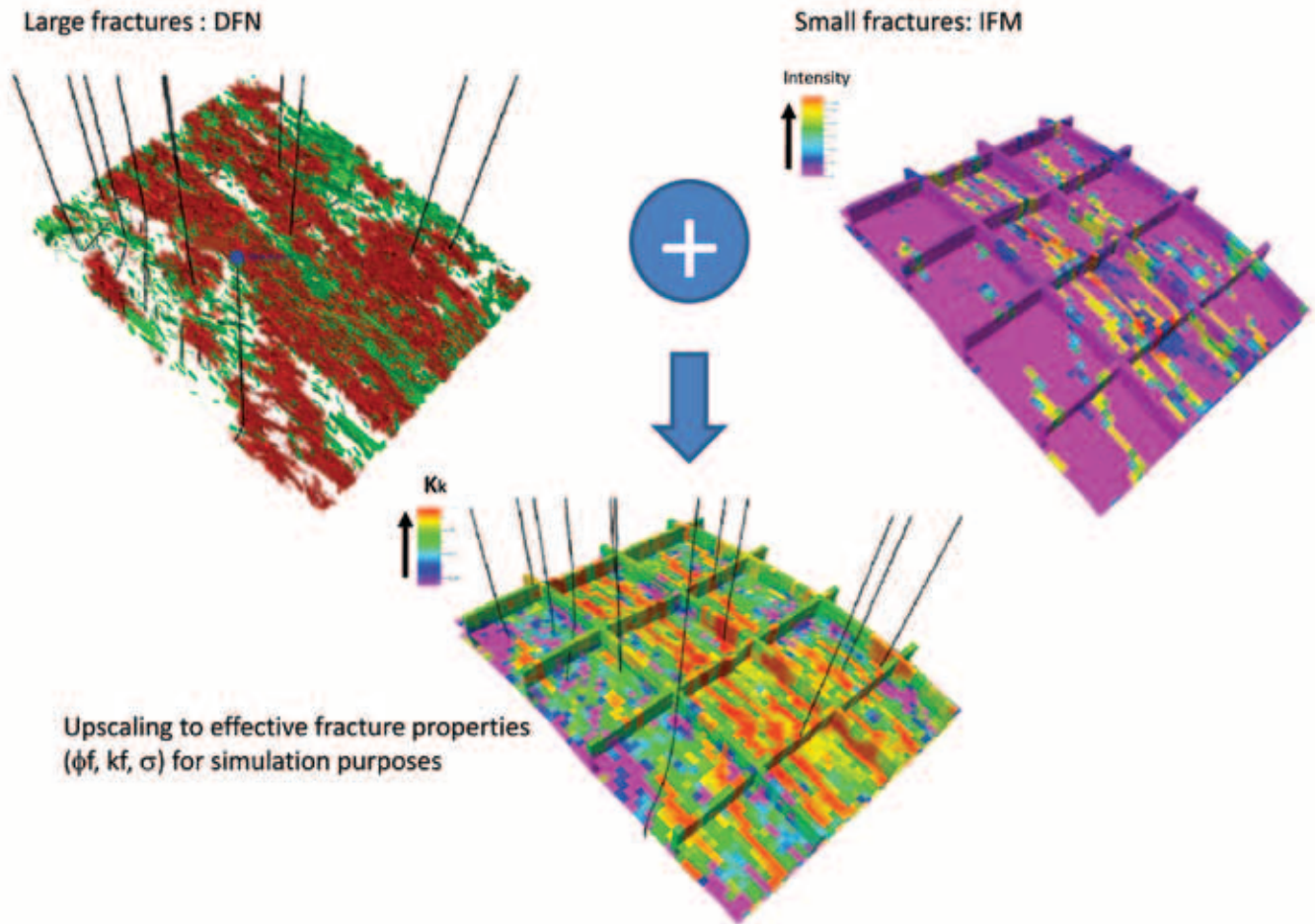


Figura 9 Representación dual de fracturas naturales. El modelo híbrido que combina DFN e IFM se creó y dimensionó para permitir flujos de trabajo cualitativos. La escala de color de la DFN representa diferentes conjuntos de DFN.

Se espera que las ejecuciones MPS cumplan con las restricciones fuertes, es decir, con los datos de pozo. Sin embargo, cualquier condicionamiento de los datos, ya sean restricciones fuertes o leves, distorsionan los patrones de entrada en los resultados de la simulación si no son consistentes con los datos de práctica. Los pesos utilizados para equilibrar la imagen de práctica y el mapa de tendencia también son críticos en la reproducción del patrón inicial. Para el propósito de este ejercicio seleccionamos la ejecución con el patrón con un parecido más estrecho al mapa de tendencia.

Distribución de la intensidad de fracturas que limitan capas

Las fracturas fuera de los corredores de fracturas se modelizaron independientemente (Figura 8). La distribución de la intensidad de las fracturas de pequeña escala que limitan capas se predijo mediante el análisis independiente de las heterogeneidades verticales y horizontales dentro de la cuadrícula 3D utilizada para la modelización estática, las cuales se correlacionaron con los atributos sísmicos y estructurales y las propiedades petrofísicas de la matriz (Astratti et al., 2010).

Primero, se creó una tendencia vertical basada en las observaciones de pozo y se asignaron propiedades constantes

a cada capa de la cuadrícula correspondientes a los valores promedio observados en los pozos. Después, se computó la tendencia horizontal para cada capa basada en las variaciones de los atributos sísmicos y de las propiedades del yacimiento. En este caso se advirtió una fuerte correlación entre la porosidad de la matriz y la densidad de fracturas promedio. Estas propiedades se introdujeron en una red neural supervisada junto con los atributos sísmicos relevantes para crear la tendencia areal de la intensidad de fracturas en cada capa. Posteriormente, se comparó la predicción con los valores originales en las ubicaciones de pozos. Finalmente, se combinaron las tendencias horizontal y vertical utilizando una simple fórmula:

Tendencia 3D = tendencia lateral x tendencia vertical ÷ tendencia lateral media en la capa.

De este modo, el valor promedio calculado para cada capa cumplió con la tendencia vertical, mientras que las variaciones laterales dentro de la capa estuvieron controladas por la tendencia horizontal.

El modelo híbrido de fracturas

La red de fracturas final que combina los corredores de fracturas y las fracturas que limitan capas y que incorpora

la información estadística previamente computada se creó como un modelo híbrido (Souche et al., 2009) (Figura 9). El concepto que hay detrás del modelo híbrido es una representación de las fracturas de escala dual, discreta y estadística.

Un modelo DFN presenta diversas ventajas. Las DFNs pueden capturar la conectividad a gran escala (es decir, los conductos de flujo principales) y proporcionan una geometría y arquitectura realistas de la red de fracturas. Asimismo permiten la evaluación de la incertidumbre y la variabilidad espacial y son representaciones físicamente significativas basadas en cantidades medibles. Sin embargo, tanto la generación de fracturas como el dimensionamiento de una DFN para propiedades de fracturas efectivas consumen mucha memoria y CPU, con valores crecientes de tiempo y RAM con el número de celdas del modelo y el número de fracturas. Esto impone un límite en el número total de fracturas discretas que se pueden generar, conduciendo generalmente a la omisión de las más pequeñas y más numerosas, las cuales pueden tener un fuerte impacto en la permeabilidad y porosidad del yacimiento y pueden introducir anisotropía y heterogeneidades significativas. Por lo tanto, deben ser tenidas en cuenta para el modelo del yacimiento.

Dado que sólo unas pocas grandes fracturas actúan como conductos de flujo y tienen impacto en la conectividad a gran escala del yacimiento, realmente no hay necesidad de representar explícitamente las fracturas más pequeñas: éstas pueden ser caracterizadas de manera más eficiente utilizando un enfoque estadístico. Utilizamos un modelo de fracturas implícito (IFM, por sus siglas en inglés) para representar los elementos más pequeños de una red de fracturas, compuesto por un conjunto de variables aleatorias localizadas que describen la densidad, geometría, orientación y atributos de las fracturas. Contiene la misma información y da como resultado las mismas propiedades efectivas (k_p , ϕ_f y σ) para cada conjunto de fracturas que el método DFN. Su ventaja principal es que el uso de memoria y CPU es espectacularmente menor debido a que las superficies de fractura no tienen que ser explícitamente generadas. Por lo tanto, en nuestro modelo híbrido que comprende DFN e IFM, las fracturas mayores de un cierto umbral seleccionado por el geólogo y vinculadas al tamaño de la cuadrícula se representaron discretamente mediante DFN, asegurando la conectividad entre las celdas, mientras que las fracturas menores que el umbral elegido se abordaron con un modelo estadístico. Este modelo híbrido se dimensionó utilizando el método de Oda (Oda, 1985) para las propiedades de fracturas efectivas listas para el modelo de simulación del yacimiento.

Se estimó que el área piloto seleccionada, que cubre sólo alrededor de una décima parte del campo (33 km²), contenía 1,4 millones de fracturas con longitudes superiores a 10 m, tres millones con longitudes de 7-10 m y muchas más de tamaño menor, creciendo exponencialmente en número de fracturas conforme su longitud se reduce. Esas observaciones resultaron de una prueba DFN que tardó varias horas en ejecutarse. Las limitaciones de software

y hardware harían imposible introducir discretamente un elevado nivel de detalle incluso en una cuadrícula tan pequeña. Por el contrario, una única ejecución de generación y dimensionamiento del modelo híbrido tarda menos de un minuto en completarse.

Conclusiones

En este estudio hemos demostrado cómo los lineamientos sísmicos se pueden extraer a partir de datos sísmicos superficiales 3D de buena calidad y después, tras evaluar su origen estructural frente a la interpretación de imágenes de sondeos, se pueden utilizar para dirigir la modelización de corredores de fracturas en el campo. Se probaron diferentes flujos de trabajo que muestran diferentes niveles de detalles, comenzando con una modelización DFN de rastreo muy rápida basada en la extracción de parches de fallas del cubo de ants. Una aproximación más precisa se obtiene extrayendo esos corredores con la técnica de los cuerpos geológicos; rasterizarlos en una cuadrícula 3D; y después poblar las celdas relacionadas con la DFN de pequeña escala y las propiedades tomadas prestadas de análogos de pozo. Aunque es precisa desde el punto de vista de los datos sísmicos, esta última aproximación falló al corregir las incongruencias entre los corredores según se determinó a partir de los datos sísmicos y de pozo. Las simulaciones MPS se utilizaron para intentar la corrección mediante flujos de trabajo automatizados para definir los mejores parámetros de entrada.

La distribución de la intensidad de las fracturas fuera de los corredores se generó para cumplir en cada capa tanto la tendencia vertical promedio del pozo como una tendencia areal que respetara las relaciones encontradas en los pozos entre la intensidad de las fracturas y la porosidad de la matriz. Las dos representaciones se combinaron en un modelo de fracturas híbrido en el cual las fracturas grandes se representaron mediante conjuntos DFN, mientras que las fracturas por debajo de un umbral definido por el usuario fueron descritas estadísticamente en un IFM. Debido a que no había necesidad de crear explícitamente todas las superficies de fractura, los rendimientos de la modelización mejoraron espectacularmente: el modelo híbrido se ejecutó en unos pocos minutos en lugar de en horas.

Las implicaciones son obvias. Si podemos acceder rápidamente a los resultados de diferentes ejecuciones de redes de fracturas, se pueden implementar flujos de trabajo iterativos y de inversión para una caracterización cuantitativa de las fracturas. En nuestro estudio, las propiedades de las fracturas asignadas a los corredores de fracturas se derivaron de análogos de pozo en una formación similar pero en un campo diferente, mientras que los registros de imágenes proporcionaron los valores para las fracturas más pequeñas. Se sabe que también la diagénesis tiene un gran impacto en los carbonatos, p.ej., la percolación de fluidos hidrotermales puede cementar grandes partes de los corredores, mientras que puede haber disolución en otras secciones adyacentes. Con una aproximación de

modelización más eficiente, se puede realizar el análisis de la incertidumbre y la sensibilidad de los parámetros de las fracturas (densidad, apertura y longitud) y el análisis de percolación, el cual depende fuertemente de la distribución de la densidad y de la longitud de las fracturas, y se pueden evaluar los resultados frente a las pruebas de pozo y a la historia de producción para minimizar la función objetivo. Mediante la modelización de las fracturas con un modelo híbrido también esperamos que los resultados sean más precisos, dado que las fracturas más pequeñas, que podrían tener gran impacto en las propiedades y el comportamiento del yacimiento, no son excluidas.

Agradecimientos

Agradecemos a la Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) por su permiso para utilizar los datos y al equipo de gestión y activos de ADCO por su apoyo y debates.

Referencias

- Aarre, V. [2010] Globally consistent dip estimation. *80th SEG Annual Meeting*, Expanded Abstracts, **29**, 1387–1391.
- Astratti, D., Souche, L., Faskhoodi, M.M. and Menegatti, P. [2010] Seismic to simulation fracture characterization of a green carbonate reservoir in presence of large uncertainties. SPE 136829.
- Edwards, E. [2006] Static and dynamic characterization of a major trans-tensional fault zone: its effect on reservoir quality and deliverability from an offshore Thamama oil field in Abu Dhabi. SPE 101418.
- Hu, L.Y. and Chugunova, T. [2008] Multiple-point geostatistics for modeling subsurface heterogeneity: a comprehensive review. *Water Resources Research*, **44**, W11413.
- Kazemi, H., Merrill, L.S., Porterfield, K.L. and Zeman, P.R. [1976] Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs. *SPE Journal*, **16**, 317–326 (SPE 5719).
- Mai, H.T., Marfurt, K.J., and Chávez-Pérez, S. [2009] Coherence and volumetric curvatures and their spatial relationship to faults and folds, an example from Chicotepec basin, Mexico. *79th SEG Annual Meeting*, Expanded Abstracts, **28**, 1063–1067.
- Nelson, R.A. [2001] *Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. 2nd edn., Gulf Publishing, Houston.
- Oda, M. [1985] Permeability tensor for discontinuous rock masses. *Geotechnique*, **35**, 483–495.
- Pedersen, S.I., Randen, T., Sønneland, L. and Steen, Ø. [2002] Automatic fault extraction using artificial ants. *72nd SEG Annual Meeting*, Expanded Abstracts, **21**, 512–515.
- Petit, J.P., Bazalgette, L., Bordarier, S., Buoisseau, S., Chemenda, A., Connolly, P., Cortes, R., Jorand, C. and De Jousineau, G. [2002] Fracture corridors: What are they? *Inaugural Meeting of SFERA*, Abstracts volume, Paper 20.
- Roberts, A. [2001] Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. *First Break*, **19**(2), 85–99.
- Sharlan, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury, A.D. and Simmons, M.D. [2001] *Arabia Plate Sequence Stratigraphy*. GeoArabia Special Publication 2, Gulf PetroLink, Bahrain.
- Souche, L., Kherroubi, J., Rotschi, M. and Quental, S. [2009] A dual representation for multiscale fracture characterization and modeling. *Search and Discovery*, #50244.
- Stenger, B.A., Al-Katheeri, A.B., Hafez, H.H. and Al-Kendi, S. [2009] Short-term and long-term aspects of a water injection strategy. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **12**, 841–852. SPE 116989.