

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ESTOCÁSTICA PARA RANGOS EFECTIVOS EN MODELOS 3D DE RED DE FRACTURAS LOTE X, CUENCA TALARA, NOROESTE DEL PERÚ

Edwar Bustamante*, Vladimir Cabello*, Diego Escobedo*, Percy Manrique*

*Petrobras, Jr. Amador Merino Reyna 585 San Isidro – Lima - Perú

RESUMEN

La formación Mogollón del Eoceno Inferior es el reservorio más productivo del Lote X, localizado en la costa noroeste del Perú. Es considerado como un reservorio naturalmente fracturado que ha producido por más de 50 años. La poca información disponible en el área de estudios dificulta la caracterización apropiada de este reservorio.

Esfuerzos anteriores trataron de establecer una metodología para caracterizar los sets de fracturas pero no establecieron una relación clara con la producción.

El objetivo es encontrar un rango efectivo de parámetros de fracturas a través de análisis de sensibilidad en modelos 3D de red de fracturas utilizando información de distribución de esfuerzos, estudios de afloramientos, núcleos, registros de pozos y producción histórica. Los rangos definidos permiten hacer múltiples realizaciones, simuladas numéricamente a fin de definir el mejor ajuste con la historia productiva del área.

INTRODUCCIÓN

El análisis es parte de los estudios de caracterización de reservorios para el desarrollo de reservas en el área costa del Lote X- Cuenca Talara (Figura 1).

El Mogollón, explotado desde 1950, es considerado como un reservorio naturalmente fracturado (Benito, 2002; Aguilera, 2006; Pozo & Alvarado, 2008) y tienen rangos de porosidad de 4-8% y permeabilidad de 0.01 a 0.1 md.

Estudios previos han contribuido a un mejor entendimiento de la distribución y orientación de las fracturas naturales; pero, el impacto en el volumen de hidrocarburos y el comportamiento productivo no fue extensamente definido. Adicionalmente, solo fueron analizadas las fracturas como una relación directa al distanciamiento de fallas, quedando sin explicación las tendencias productivas que mostraban más comportamiento fracturado al medio de los bloques estructurales.



Figura 1. Localización del área Costa en el Lote X- Cuenca Talara

CONFIGURACIÓN GEOLÓGICA

La cuenca Talara, clasificada como de ante arco (Carozzi & Palomino, 1993), está localizada en el margen activo de la Placa de Nazca; cubre un área aproximada de 28 000 km². Los sedimentos son silicoclásticos predominantemente y carbonatos restringidos. Las edades son desde el cretáceo al eoceno. La figura 2 muestra las características tectónicas de la Cuenca.

La formación Mogollón está compuesta por conglomerados y areniscas. El modelo sedimentario sugiere una paleocorriente nor-noreste a sur-suroeste (Ore, 2003). En el nor-este del sistema son depósitos fluviales con espesores de 1000m y hacia el sur depósitos de prodelta con influencias mareales y espesores de 200m (Carozzi & Palomino, 1995-1993). Depósitos proximales son descritos con direcciones secundarias de paleo corrientes

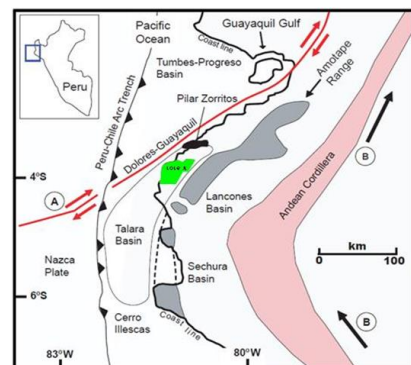


Figura 2. Configuración tectónica de la cuenca Talara

desde el Este con depósitos de abanicos aluviales (Daudt et al, 2003)

En general la matriz del reservorio es de pobre calidad en términos petrofísicos; la mayor razón es la ocurrencia de numerosos episodios diagenéticos. El espesor promedio en el área de estudio es de 300 a 400m.

METODOLOGÍA

La primera parte del estudio fue la integración de datos de fracturas en afloramientos (orientación, geometría y densidad), geología del subsuelo y perfiles de pozos. La relación entre las fallas y la zona fracturada adyacente fue cuantificada (Roldan et al, 2013). La Figura 3 muestra la relación encontrada.

Además, la relación entre litología y fracturas fueron determinadas mostrando que la mayor intensidad se encuentra en areniscas, la menor en conglomerados y que la longitud está restringida mayormente a la estratificación. Finalmente, para esta etapa, fue generado un modelo 3D de red de fracturas (Figura 4) llamado piloto Peña Negra. La densidad y dirección de fracturas para este piloto fue determinado por la relación con las fallas encontrado en los afloramientos.

La segunda parte del estudio, objeto de este artículo, consistió en la construcción de modelos estocásticos para determinar rangos de los parámetros de fractura que representen la productividad en el área y definir modelos que expliquen el comportamiento fracturado de los pozos en el medio de los bloques estructurales, es decir alejados de las fallas.

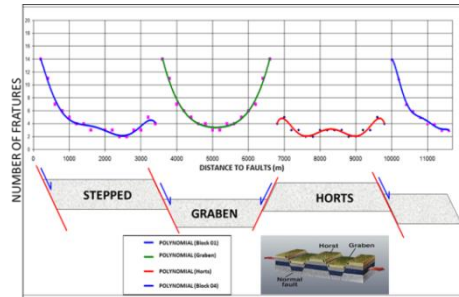


Figura 3. Relaciones entre densidad de fractura y distancia a fallas (Roldan et al. 2013)

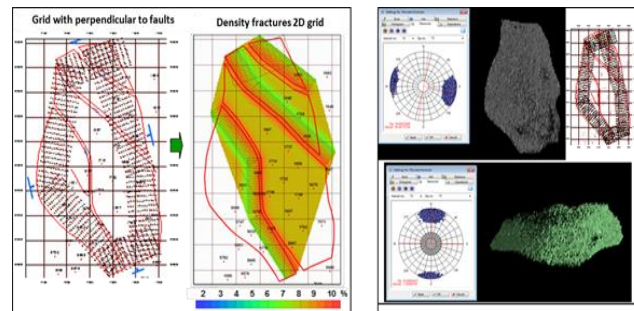


Figura 4. Grilla de densidad de fracturas y modelos de red de fracturas para Peña Negra (Roldan et al. 2013)

Los pasos son los siguientes:

- 1) Construcción del modelo geológico: 3D llamado piloto Taiman (Figura 5). El modelo fue construido en base a la definición de facies en los pozos, mapas de facies, registros interpretados y geoestadística.

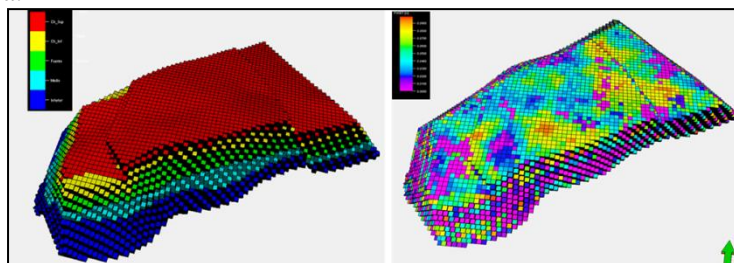


Figura 5. Grilla de zonas y porosidad para el piloto Taiman

- 2) Análisis de registros de imágenes: Fueron analizados todos los registros de imágenes del Lote X (los pilotos no cuentan con estos registros). Se definieron sets de fracturas divididos en abiertas, parcialmente abiertas y cerradas; fueron determinados perfiles de intensidad de fractura; se realizaron “frequency polar plots” por set y unidad que permitieron analizar las direcciones y buzamiento de fracturas.

- 3) Análisis preferencial de esfuerzos: Fue hecho en base al modelo estructural. Las direcciones fueron determinadas de los perfiles de imágenes y direcciones de “breakouts”.
- 4) Correlación de perfiles de pozos y perfiles de intensidad de fractura de imágenes fueron analizados con el objetivo de extrapolar el perfil de intensidad a los pozos sin perfil de imágenes. Adicionalmente se realizaron ploteos entre la intensidad y los módulos de Poisson y Young.
- 5) Medida de apertura de fractura en núcleos: Las aperturas fueron consideradas equivalentes al espesor del relleno de fractura, tomando en cuenta la máxima y mínima apertura a lo largo de las fracturas y clasificadas por cada set.
- 6) Análisis de sensibilidad del OOIP, Caudal Inicial y curva de producción con los parámetros de fractura: Porciones de los pilotos fueron considerados para este análisis y fueron sensibilizadas cada parámetro de fractura y su respectivo impacto fue definido. Este análisis permitió definir valores de corte para cada variable de fractura y con ellos, modelos más consistentes con la producción de los pozos.
- 7) Construcción de tres modelos de red de fracturas para el piloto Taiman: Tres modelos de fracturas fueron construidos con los análisis previos, con la finalidad de definir si el comportamiento de los pozos corresponde a las fracturas relacionadas a la distancia de fallas o a las fracturas en medio de los bloques provocados por esfuerzos regionales. El primer modelo corresponde a la intensidad de fractura asociada directamente a la distancia a las fallas; los valores de intensidad son extraídos de la relación matemática definida con el estudio de afloramientos. El segundo modelo corresponde a las fracturas provocadas por esfuerzos regionales y cuya intensidad está determinada con los registros de imágenes. El tercer modelo es una combinación de los dos primeros.

INTERPRETACION Y RESULTADOS

La figura 6 muestra los diagramas de tornado con los resultados de sensibilidad realizados para el OOIP y el perfil de producción.

Como resultado, la apertura es el parámetro que afecta más en el cálculo OOIP, seguido por la densidad de la fractura y la longitud. Para la productividad (caudal inicial), la apertura y densidad tienen un impacto mayor, seguido por la longitud, la orientación y el ángulo de inclinación. Además, estos dos últimos parámetros no tienen un impacto en los volúmenes, pero desempeñan un papel importante en la determinación de la dirección y el área de drenaje.

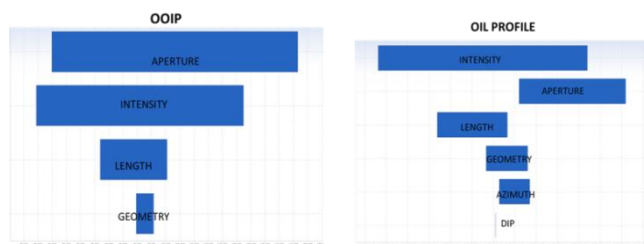


Figura 6. Gráficos de tornado mostrando el impacto de los parámetros de fractura al volumen y perfil de producción

Los rangos de los parámetros de fractura definidos se detallan a continuación:

DIRECCIÓN FRACTURA: Figura 7 muestra la configuración estructural de la formación Mogollón en el Lote X. El sistema extensional, producido por la Tectónica Andina, ha causado la configuración actual. Se vio afectada por cuatro fases extensionales y a continuación, una fase de compresión y transcurrente (Seranne, 1987). Los análisis indican que el esfuerzo mínimo tiene una dirección SE- NW y la dirección preferente de fracturamiento es NE-SW.

BUZAMIENTO: Los perfiles de imágenes muestran que en ángulo de buzamiento de las fracturas están por encima de los 60°, la

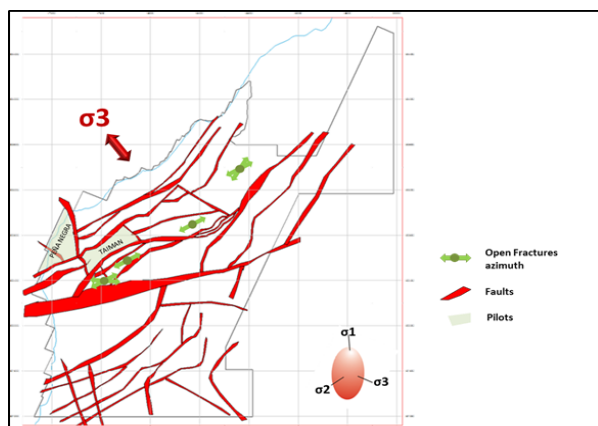


Figura 7. Configuración estructural de Mogollón en el Lote X y ubicación de los pilotos

dirección de buzamiento es mayormente NW y SE y en menor ocurrencia NE y SW que correspondería a esfuerzos de acomodación.

LONGITUD: Los estudios integrados muestran que la mayoría de fracturas se extienden hasta el límite de las capas y en menor grado sobrepasan a estas. Los rangos encontrados en campo son la base para el modelo de sensibilidad. La figura 8 muestra la distribución de las longitudes de fractura modelados.

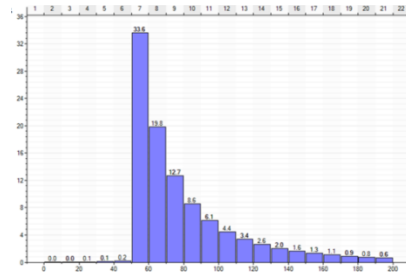


Figura 8. Distribución log normal de longitudes de fractura

INTENSIDAD: Dos tipos de intensidad fueron determinados. Tipo A, intensidad relacionada a fallas; a mayor distancia, menor intensidad; fueron definidas con estudios de afloramientos. Tipo B, Definidos con la integración de perfiles de pozo, núcleos y modelos de intensidad; corresponde a fracturas provocadas por los esfuerzos regionales con dirección preferente NE-SW. Rango y distribución de intensidad de fractura en m²/m³ fueron determinados. La figura 9 muestra las grillas de intensidad para cada caso.

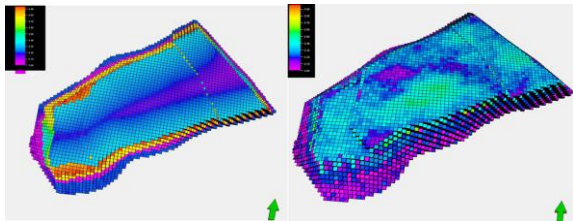


Figura 9. Grillas de intensidad de fractura, izquierda con respecto a la falla y derecha respecto a esfuerzo regional.

APERTURA: Es el parámetro más sensible y de mayor impacto. Fue medido de las fracturas rellenas en núcleos.

Todos los parámetros sirvieron para el modelo 3D de fracturas. La permeabilidad resultante del modelo fue comparado con las permeabilidad de pruebas en pozos como un control de calidad. Las figuras 10 y 11 muestran los modelos 3D de fracturas generadas.

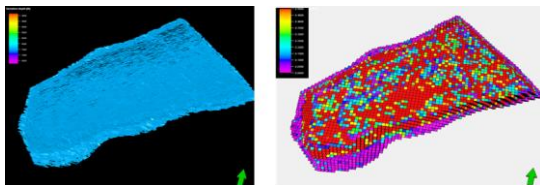


Figura 10. Modelo de red de fracturas generado para el caso 1.

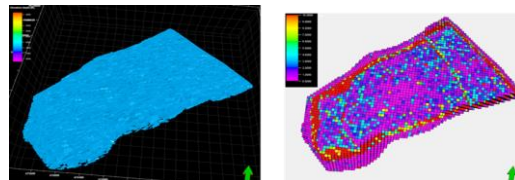


Figura 11. Modelo de red de fracturas generado para el caso 2.

CONCLUSIONES

La intensidad y apertura de fracturas son los parámetros de mayor impacto en el comportamiento productivo del área.

Los resultados sugieren que los esfuerzos regionales NW-SE han provocado el fracturamiento efectivo que controla la producción del Mogollón.

REFERENCIAS

1. Roldan, J., Escobedo, D., Patrocinio, A., Pozo, E., Manrique, P., 2013, Integration of Outcrop Studies to Naturally Fractured Subsurface Models – Example of the Mogollon Formation, Block X, Talara Basin, Peru: International Conference and Exhibition AAPG
2. Benito, J., Pozo, E., 2002, Evaluación de Fracturas en la Formación Mogollón – Lote X
3. Carozzi, A. V., and J. R. Palomino, 1993, The Talara forearc basin: Depositional models of oil-producing
4. Cenozoic clastic systems: Journal of Petroleum Geology, 16, 5–32.
5. Pozo, E., Alvarado, W., 2008, Identificación y Clasificación de Reservorios Naturalmente Fracturados: Fm. Mogollón-Yacimiento Peña Negra Lote X-Talara-Perú: INGEPET 2008
6. Aguilera, R., 2006, Naturally Fracture Reservoirs, second edition, 03