

MODELOS GEOMECÁNICOS 3D Y SU CRECIENTE APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA¹

Américo Fernández² y José Alvarellos³

Resumen: En numerosos estudios publicados se ha demostrado que el estado de esfuerzos in-situ, la presión de poro y las propiedades mecánicas de las rocas (definidos como el modelo geomecánico) controlan la estabilidad del agujero en una perforación petrolera. Además la relación entre las magnitudes de los esfuerzos actuantes juega un papel clave en la evaluación de la permeabilidad de fracturas, en la integridad del sello de fallas, en el potencial de la predicción de producción arena, e incluso en la compactación del yacimiento. El desarrollo del modelo geomecánico derivado específicamente para un campo petrolero sirve de plataforma para una reducción dramática en los costos de perforación y en la pérdida de la producción debido al atascamiento de las tuberías, pérdida de circulación y producción de arena. El modelo geomecánico también suministra una idea de los mecanismos para el análisis de la fuga en las fallas, la permeabilidad de fracturas, arenamiento y mecanismos de agotamiento que permiten una optimización de la producción y reduce el riesgo económico durante la exploración.

Palabras clave: estabilidad de perforación, modelo geomecánico, permeabilidad de fracturas.

3D GEOMECHANICAL MODELS AND THEIR GROWING APPLICATIONS IN THE OIL INDUSTRY

Abstract: Published studies have consistently shown that the in situ state of stresses, the pore pressure and the mechanical properties of the rocks (hereby defined as the geomechanical model) control stability during well drilling. They also play a key role in evaluating the permeability of fractures, in the integrity of seal failures, in the potential for sand production, and even in the reservoir compaction process. The development of a geomechanical model derived specifically for an oil field serves as a platform for a dramatic reduction in drilling costs and losses in production due to stuck pipes, circulation losses and sand production. The geomechanical model also provides valuable insight during the analyses of fault leakage, fracture permeability, sanding and depletion mechanisms that allow production optimization and for reducing the financial risk during exploration.

Keywords: fracture permeability, geomechanical models, wellbore stability.

INTRODUCCIÓN

El modelo geomecánico 3D es ampliamente utilizado para evaluar los problemas de estabilidad de pozo y optimización de la perforación en campos petroleros. La metodología consiste en generar una serie de modelos geomecánicos basados en registros de pozo y utilizando la información de geología estructural disponible, generar un modelo tridimensional que pueda ser utilizado para analizar la estabilidad de cualquier trayectoria futura de pozos dentro del área. Los resultados del modelo geomecánico también pueden ser utilizados para llevar a cabo un estudio de reactivación de fallas y generar modelos de presión de inicio de fractura en las formaciones geológicas que abarca el yacimiento. Consecuentemente, pueden generarse modelos de estabilidad de fallas para minimizar riesgos de activación de fallas durante las operaciones de fractura hidráulica. Comúnmente, un modelo geomecánico 3D consta de tres etapas:

- Recolección de información pertinente de los pozos en estudio, modelos geológicos estructurales, levantamientos geofísicos, modelos de velocidades, pruebas de campo y pruebas de laboratorio.
- Generación de modelos geomecánicos 1D utilizando los datos recolectados. Construcción de correlaciones entre registros de densidad y esfuerzos efectivos con velocidad.
- Construcción del modelo geomecánico 3D para el campos. Estudio de estabilidad para nuevos pozos; análisis de estabilidad de fallas y presión de fractura en las formaciones que conforman el yacimiento.

¹ Artículo recibido el 4 de octubre de 2011 como parte del 2do Encuentro Latino de Profesores de Geotecnia. Artículo aceptado en versión final el 15 de noviembre de 2011.

² Senior Geomechanical Specialist, GeoMechanics International - Baker Hughes Subsurface Integrity and Evaluation Division, Houston, Texas. E-mail: afernandez@geomi.com

³ General Manager for Latin America, GeoMechanics International - Baker Hughes Subsurface Integrity and Evaluation Division, Houston, Texas. E-mail: jalvarellos@geomi.com

CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO 1D

Construir un modelo geomecánico consiste en la caracterización de cinco atributos fundamentales:

- Esfuerzo vertical o sobrecarga (S_v)
- Presión de poro (P_p)
- Esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin})
- Magnitud y orientación del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax})
- Propiedades mecánicas de la roca, entendidas como propiedades elásticas y de resistencia al corte (especialmente la resistencia a la compresión simple, UCS)

A continuación se describen los métodos y fundamentos utilizados para construir los modelos geomecánicos.

Siguiendo con la nomenclatura universalmente adoptada en geomecánica, los esfuerzos totales se denominarán con la letra “S”. Los esfuerzos totales horizontales máximo y mínimo se definirán como “ S_{Hmax} ” y “ S_{hmin} ” respectivamente. La sobrecarga se define como S_v y la presión de poro P_p . Análogamente, los esfuerzos efectivos serán definidos con la letra griega “ σ ”.

Esfuerzo vertical, Sobrecarga

La estimación del perfil de sobrecarga es especialmente crítico en ambientes de muy alta presión y en regiones donde hay evidencias de que el esfuerzo mínimo puede estar muy próximo al esfuerzo vertical. La magnitud del esfuerzo vertical para una profundidad dada puede ser estimada integrando la distribución de densidades en profundidad.

Presión de poro

El gradiente de presión de poro depende de la porosidad de la roca, la densidad del fluido que alberga la porosidad, la evolución geológica de las formaciones, como por ejemplo la composición química y la distancia de transporte de los sedimentos. En un ambiente de presión de poro normal, los sedimentos se compactan a medida que los fluidos son drenados por efecto de la carga que ejercen los sedimentos suprayacentes. Como consecuencia, la porosidad decrece progresivamente con la profundidad. Este es el modelo conocido como de compactación normal. Sin embargo, cuando se interrumpe el drenaje, se detiene el cambio de volumen y la porosidad permanece constante con la profundidad, generando una zona de sobrepresión. Este proceso se conoce como sub-compactación. Es importante tener en cuenta que la aproximación al perfil de presión de poro utilizando el método de compactación normal es aplicable sólo en cuencas sedimentarias que no han experimentado ningún levantamiento o deformación tectónica de primer orden. Los procesos de levantamiento tectónico son mecanismos típicos que pueden generar porosidad secundaria dentro de las rocas.

Esfuerzo mínimo horizontal

El esfuerzo horizontal mínimo en cuencas petrolíferas se suele estimar utilizando los resultados de pruebas tipo *leak-off*. Este tipo de prueba es comúnmente utilizado durante las operaciones de perforación para estimar el máximo peso de lodo que se puede utilizar para perforar la siguiente sección. La prueba consiste probar cuál es la presión que produciría una fractura hidráulica en una sección aislada del pozo. Esta presión, que teóricamente generaría una fractura hidráulica, no representa exactamente la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo. En este caso, la presión de fractura se ve influenciada por la distribución de esfuerzos alrededor del pozo y por la resistencia a la tensión de la roca. Sin embargo, este valor es comúnmente aceptado como una buena aproximación a la magnitud del esfuerzo mínimo.

Otro tipo de datos disponible son los resultados de ensayos de fractura hidráulica. El análisis de las curvas de declinación realizado por las compañías de fractura a partir de las medidas de presión durante el ensayo puede ser utilizado en ciertos casos para caracterizar la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal. Idealmente, cuando un ensayo de mini-frac se lleva a cabo en un contexto de agujero abierto, es posible determinar la presión de cierre de la fractura hidráulica (i.e., magnitud de S_{hmin}). Sin embargo, en casos de pozos cementados, entubados y perforados, no existe una correspondencia directa entre la presión de cierre de fractura y la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo.

Esfuerzo máximo horizontal

La magnitud del esfuerzo horizontal máximo es la componente del tensor de esfuerzos más difícil de determinar. Dado que la magnitud de este esfuerzo no se puede medir directamente, hay que recurrir a inferir su magnitud a partir de modelos matemáticos. En este caso, se ha utilizado el polígono de esfuerzos de Moos y Zoback (1990) para precisar la magnitud del esfuerzo máximo horizontal (Figura 1).

El polígono de esfuerzos define el lugar geométrico de todas las posibles combinaciones de magnitudes del esfuerzo horizontal máximo y mínimo que pueden darse en la naturaleza a una profundidad dada, sujeto a un régimen de esfuerzos según la clasificación de Anderson y donde la falla de la roca está definida por la envolvente de Mohr-Coulomb. El polígono se construye bajo la suposición de que la relación entre los esfuerzos efectivos principales no puede exceder la superficie de falla, de otra forma se produciría deslizamiento en las estructuras tectónicas a lo largo de los planos de fallas (tectónicas) pre-existentes.

El hecho de que, por definición, el esfuerzo horizontal mínimo no puede ser mayor que el horizontal máximo, requiere que todos los estados de esfuerzos posibles se ubiquen por encima la línea de pendiente unitaria ($S_{Hmin} = S_{Hmax}$). Las líneas horizontales y verticales dentro del polígono vienen impuestas por la magnitud del esfuerzo vertical y definen el límite entre los diferentes regímenes de esfuerzos: falla normal (NF), falla de rumbo (SS) y falla inversa (RF). Los límites del polígono quedan impuestos por las condiciones de falla propia de cada régimen de esfuerzos (i.e., la teoría de Coulomb y el parámetro de fricción de las fallas) y por tanto representan un caso de fallas activas (Figura 1).

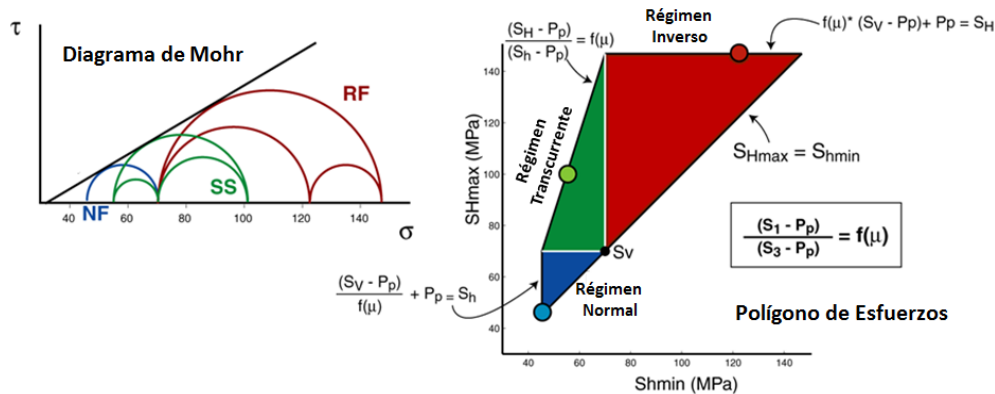


Figura 1: Magnitud de esfuerzos en profundidad según los límites de resistencia friccional en la corteza.

Orientación del esfuerzo máximo horizontal

Cuando un pozo se perfora en un medio elástico, homogéneo e isótropo, los esfuerzos alrededor del pozo se reorganizan de tal manera que la máxima concentración de esfuerzos se localiza en la dirección del esfuerzo mínimo y la menor concentración de esfuerzos ocurre en la dirección del máximo esfuerzo. En el caso de un pozo vertical, alineado con uno de los ejes principales de esfuerzos, el mínimo esfuerzo tangencial se localiza en la orientación del esfuerzo máximo horizontal, mientras que el máximo esfuerzo tangencial ocurre en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal. Cuando el esfuerzo tangencial excede la resistencia a la compresión de la roca (UCS) la parte del pozo en compresión se deforma por cizalla y se generan derrumbes ("breakouts") a 90 grados de la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Si el esfuerzo tangencial pasa al dominio de tensión y excede la resistencia a la tensión de la roca, se generan fracturas de tensión inducidas. Estas fracturas inducidas se orientan paralelas a la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Por ende, los derrumbes generados por contraste de esfuerzos en las paredes de un pozo proporcionan información sobre la orientación de los esfuerzos.

En este sentido los registros de imagen proveen una información excepcional sobre los esfuerzos, no solo sobre la orientación, puesto que los derrumbes se pueden observar, sino también sobre la magnitud de los mismos ya que la anchura de los derrumbes está directamente relacionada con la magnitud de los esfuerzos (Zoback et al., 2003). Los registros de imagen permiten además identificar elementos como fracturas inducidas, que con el calibre de múltiples brazos nunca podrían ser identificadas. Esta información es recopilada por el World Stress Map Project - Helmholtz Centre Potsdam - (<http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de/>) para producir mapas regionales de orientaciones de S_{Hmax} (Figura 3).

Caracterización de propiedades mecánicas

Las propiedades mecánicas de la roca son necesarias para predecir la respuesta de la roca durante la perforación y en combinación con el estado de esfuerzos in-situ poder predecir los pesos de lodo necesarios para mantener un pozo estable. Los ensayos de laboratorio ayudan a caracterizar mejor las propiedades mecánicas de la roca. Sin embargo, debido a la dificultad y elevado costo de obtener muestras de rocas en las formaciones no productoras, en la mayoría de los casos se utilizan una serie de relaciones empíricas que permiten tener una estimación de primer orden de las diferentes propiedades mecánicas de interés para el modelo geomecánico. En el mejor de los casos, cuando existen ensayos de laboratorio, estos

valores puntuales se pueden utilizar para calibrar las relaciones empíricas. Desde el punto de vista del modelo geomecánico, los parámetros de la roca que se necesitan caracterizar son la resistencia a la compresión simple (UCS), resistencia a la tensión (T_0), coeficiente de fricción interna (μ) y constantes elásticas (módulo de elasticidad y la relación de Poisson). De éstos, el UCS es quizás el parámetro más crítico por la relevancia que tiene en el cálculo de la presión de colapso en los modelos de estabilidad de pozo.

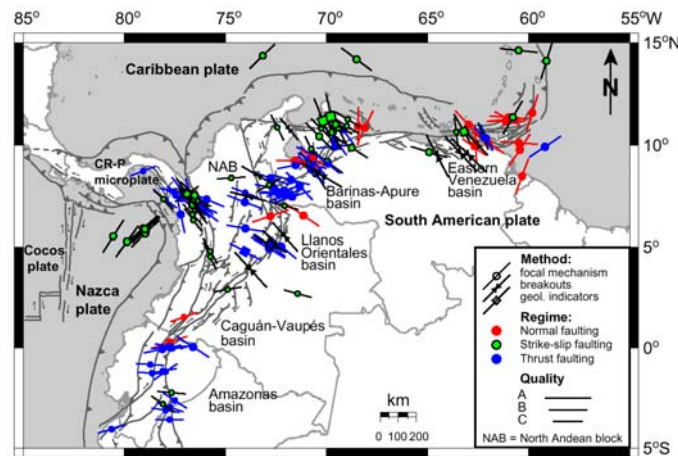


Figura 2: Orientaciones regionales del esfuerzo máximo horizontal (SHmax) según el Mapa Mundial de Esfuerzos.

CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECAÍNICO 3D

Sobre la base de modelos geológicos estructurales, de la historia de esfuerzos del área y de modelos geomecánicos definidos en pozos de correlación contenidos dentro de la zona en estudio, se puede construir una malla tridimensional a fin de estudiar la variabilidad espacial del modelo geomecánico. La ventaja de construir este modelo tridimensional es que permite extrapolar la información de los pozos y superponerla sobre las propiedades que se calculen a partir de un volumen sísmico. Otra ventaja es que este modelo 3D combina los marcadores de formaciones geológicas en los diferentes pozos de acuerdo a su posición dentro de las estructuras geológicas. Esto permite una comparación de la información de registros de pozo a pozo. A fin de completar la información de este modelo, un procedimiento tipo “kriging” (Cressie, 1990) puede ser utilizado para extrapolar los parámetros desde el pozo y poblar elementos cercanos del modelo tridimensional. El algoritmo “kriging” se utiliza para extrapolar mediciones en un número de muestras de localizaciones (pozos) a través de un volumen tridimensional. A medida que el número de puntos de muestras es bajo, puede utilizarse un análisis tipo “co-kriging”, el cual utiliza la información de la sísmica como guía. De tal manera, las correlaciones entre densidad y velocidad intervállica se deriva de la información del pozo y se utiliza en el algoritmo “kriging”.

En dichas localizaciones, se efectúa un análisis geomecánico de las magnitudes y orientaciones de los esfuerzos así como de los parámetros de las propiedades de las rocas. Igualmente, los parámetros del modelo geomecánico pueden ser extrapolados de manera acertada hasta la superficie de las fallas para asegurar una mayor precisión en la estabilidad de la falla y por ende el riesgo de escape de hidrocarburo ofrecida con el modelo 1D.

El procedimiento para la estimación de las presiones de poro y gradiente de sobrecarga a partir de los datos del cubo sísmico se basa en calcular la pseudo-densidad a partir de la velocidad sísmica (calibrada con los registros del pozo). Relaciones como la ecuación Belloti (Bellotti and Giacca, 1978) se utilizan para calcular la pseudo-densidad, ajustando los parámetros independientes a fin de reducir el error entre esta curva y los valores medidos del registro de densidad. A continuación, se calcula el esfuerzo vertical (sobrecarga) integrando el registro de pseudo-densidad a lo largo de la columna estratigráfica. El próximo paso es definir una correlación entre la velocidad y el esfuerzo efectivo. Finalmente, la presión de poro en todo el cubo se calcula sustrayendo el esfuerzo efectivo del esfuerzo vertical [$P_p = OB - \sigma_{eff}$].

APLICACIONES DEL MODELO GEOMECAÍNICO

Análisis de estabilidad de pozos

Un análisis de estabilidad de pozo considera la estabilidad mecánica de la cara del pozo durante su perforación, a fin de predecir los requerimientos de densidad del lodo de perforación para prevenir derrumbes excesivos y pérdidas de

circulación debidas a fracturamiento hidráulico de la pared del agujero. Así mismo, este análisis se utiliza para evaluar la influencia de la dirección y la inclinación del pozo en su estabilidad mecánica.

Dos eventos durante la perforación producen inestabilidad mecánica en el pozo: los derrumbes por falla a compresión (comúnmente conocidos como *breakouts*) y las fallas a tracción inducidas durante la perforación. Los *breakouts* generan un alargamiento simétrico de la sección transversal del agujero. Se presentan en pares, localizados en caras opuestas del agujero. En los registros de imágenes acústicas, los *breakouts* se caracterizan por regiones rectangulares de tiempos de tránsito altos (largos radios) y baja amplitudes, localizados simétricamente en cada lado del agujero. Las fracturas a tracción inducidas durante perforación tienden a ser axialmente paralelas en pozos verticales y también se forman en lados opuestos del agujero. El análisis digital de las fracturas a tracción inducidas durante perforación se realiza en forma interactiva usando una herramienta de medición de fracturas inducidas. Para cada fractura a tracción se registra la profundidad, el acimut y la desviación del pozo, el acimut de la fractura inducida en coordenadas del pozo, su inclinación y su altura (Figura 3).

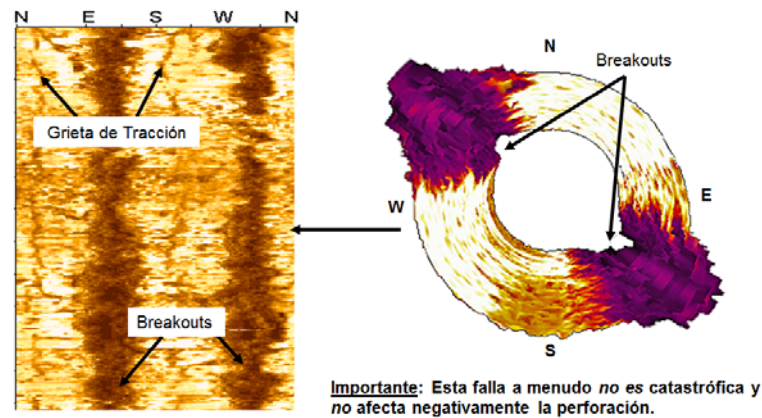


Figura 3: Orientación y deformación de un muro sometido a una aceleración perpendicular a su plano.

La falla o colapso a tensión y/o por compresión es un resultado directo de la concentración de esfuerzos alrededor del agujero, como resultado de la perforación de un pozo en una masa de roca ya sometida a esfuerzo. En un material elástico homogéneo e isotrópico, en el que un esfuerzo principal actúa de forma paralela al eje del agujero, el esfuerzo tangencial efectivo y el esfuerzo radial en la pared de un agujero cilíndrico vertical (esfuerzo de sobrecarga, S_v es un esfuerzo principal que actúa de forma paralela al eje del agujero) se obtiene a través de las siguientes ecuaciones (Kirsch, 1898):

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{hmin} + S_{Hmax} - 2(S_{Hmax} - S_{hmin}) \cos 2\theta - P_p - P_{mud} - \sigma^{\Delta T} \quad (1)$$

$$\sigma_{rr} = P_{mud} - P_p \quad (2)$$

en donde θ es un ángulo medido del acimut del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}); S_{hmin} es el esfuerzo horizontal mínimo, P_p es la presión de poro, P_{mud} es el peso del lodo, y $\sigma^{\Delta T}$ es el esfuerzo térmico inducido por el enfriamiento del agujero debido a un diferencial de temperatura ΔT (Figura 4).

Análisis de contribución al flujo de fracturas naturales

Barton et al. (1988, 1995) han demostrado que las fracturas naturales orientadas en forma óptima con respecto al campo de esfuerzos actuante, y sometidas a esfuerzos críticos de corte, controlan la permeabilidad en áreas tectónicamente activas. Eso sugiere que las fracturas naturales sometidas a esfuerzos críticos serían las que más contribuyen a la producción de hidrocarburos en yacimientos con bajas porosidades matriciales y controladas por la permeabilidad de fracturas naturales. En este caso, se requiere un análisis detallado para construir los modelos geomecánicos en los yacimientos; a fin de determinar cuáles fracturas naturales están orientadas en forma óptima con respecto al campo de esfuerzos actuante y además, estudiar si están sometidas a esfuerzos críticos de corte. De esta manera se puede definir su rol en la contribución relativa al flujo de hidrocarburos. El objetivo final es determinar si intersectar estas fracturas naturales puede incrementar la productividad de los pozos.

Para aplicar esta metodología, primero hay que identificar cuáles fracturas naturales están sometidas a esfuerzos de corte críticos. Para ello se calculan los esfuerzos de corte y los esfuerzos efectivos normales en cada uno de los planos de fracturas naturales. Esos esfuerzos son una función de los tres esfuerzos principales totales definidos en los modelos

geomecánicos, las presiones de poro y la orientación del plano de fractura natural con respecto a la orientación de esos esfuerzos principales totales. Luego aplicando la teoría de falla de Mohr-Coulomb se define cuál es el esfuerzo cortante máximo (corte resistente). Las fracturas sometidas a esfuerzos de corte críticos son aquellas cuyos esfuerzos de corte actuantes son mayores que los esfuerzos de corte resistentes, haciendo a que sean susceptibles a deslizamiento (Figura 5).

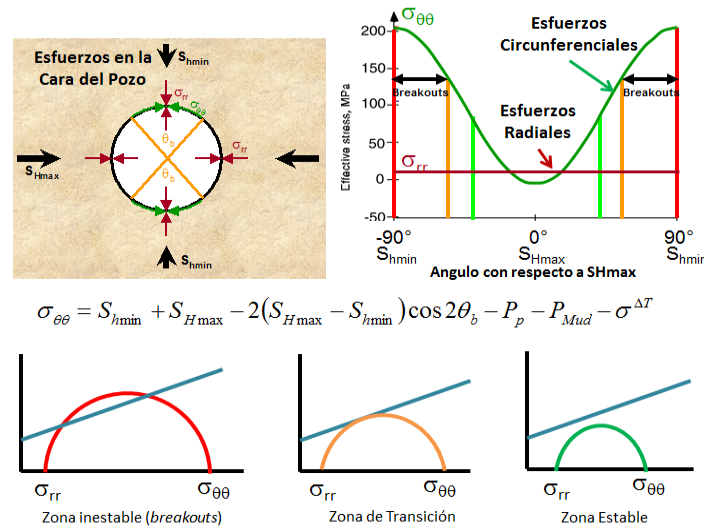


Figura 4: Concentración de esfuerzos alrededor de un pozo vertical.

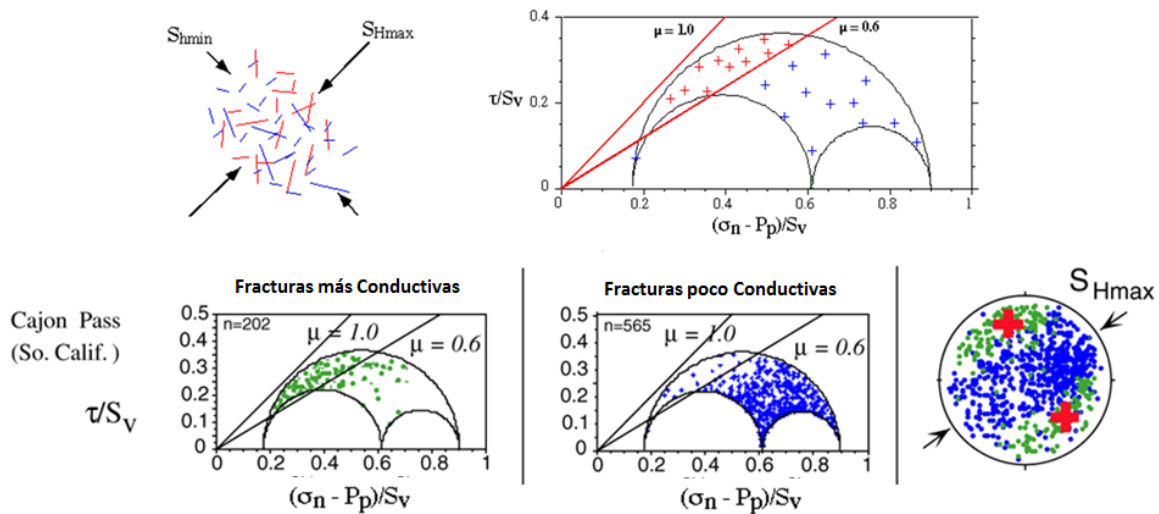


Figura 5: Relación entre fracturas naturales en condiciones de esfuerzos de críticos y la conductividad de fluidos.

Análisis de producción de arena

Los procesos de producción de arena generalmente se estudian utilizando modelos de elementos finitos y se basan en el modelo geomecánico definido para el campo en estudio. Estas simulaciones se utilizan para estudiar cuales combinaciones de presión de producción, orientación del pozo y tipo de terminación son más favorables para prevenir o demorar el proceso de producción de sólidos en el yacimiento. Esto permite escoger una estrategia óptima de terminación de pozo y determinar una trayectoria óptima del pozo para minimizar costos de terminación y costos de intervención de pozos durante la etapa de producción y de agotamiento del yacimiento. Para calibrar estas simulaciones se utilizan pruebas triaxiales y de cilindro hueco.

El inicio de la producción de sólidos está relacionado con la deformación plástica de la roca en las cercanías de la boca del pozo. El valor de la deformación plástica al cual se inicia la producción de sólidos se define como el valor crítico para predecir la falla en el pozo. Para calibrar este criterio empírico de falla, se utilizaron los resultados de los ensayos ATWC.

El estudio de producción de sólidos se basa en un análisis paramétrico haciendo simulaciones con elementos finitos (basadas en los modelos constitutivos definidos a partir de los ensayos triaxiales) para determinar la influencia que tienen: (a) la presión de fondo máxima del pozo (“drawdown”); (b) el agotamiento libre de sólidos; y (c) la orientación y tipo de terminación del pozo. A partir de los resultados del estudio se pueden definir las orientaciones óptimas y los tipos de terminación de pozo más favorables para la optimización de la presión de extracción máxima libre de sólidos (Figura 6).

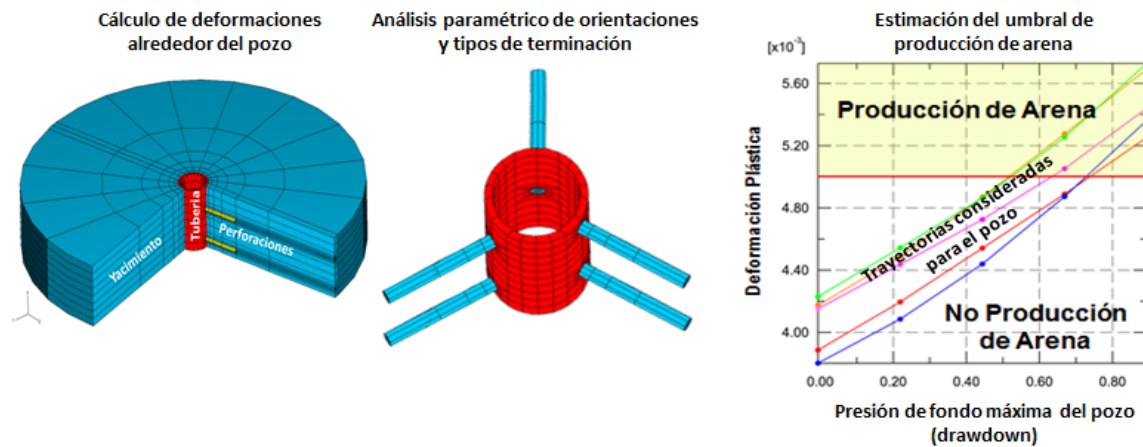


Figura 6: Modelo de elementos finitos para el análisis de producción de arena.

CONCLUSIONES

1. Los modelos geomecánicos 3D quedan definidos en toda el área de estudio (y no solo para los pozos nuevos). De ser necesario se puede obtener la información para otras localizaciones delimitadoras sin la necesidad de repetir los análisis. Esto es una gran ventaja en áreas donde se tienen múltiples localizaciones o existe la necesidad de desplazar la localización o cambiar la trayectoria del pozo debido a riesgos someros o cambios del objetivo.
2. La combinación de la experiencia de perforación y la información sísmica ayuda en la selección de los pozos de correlación (pozos más representativos). En particular es de mucha ayuda en áreas estructuralmente complejas.
3. La representación espacial (3D) de las velocidades intervállicas captura las variaciones laterales de las propiedades petrofísicas. De esta forma, los modelos 3D generados también incluyen estas variaciones. Esto no se puede considerar con los análisis 1D basados en solo pozos de correlación. En particular, en áreas estructuralmente complejas, se pueden cometer errores en la presión de poro con las estimaciones 1D más convencionales.
4. Los modelos 3D pueden ser actualizados una vez se completen los nuevos pozos en el área. Los modelos pudieran ser extendidos a un modelo geomecánico 3D del área, agregando información del esfuerzo horizontal máximo y las propiedades mecánicas de las rocas. El modelo geomecánico 3D mejora el modelo estático del yacimiento y permite hacer estudios especiales como: arenamiento, compactación, estabilidad de fallas y fracturas entre otros.

REFERENCIAS

- Barton, C.A., Zoback, M.D. y Burns, K.L. (1988). “In-situ stress orientation and magnitude at the Fenton geothermal site, New Mexico determined from wellbore breakouts”, *Geophysical Research Letters*, Vol. 15, pp. 467-470.
- Barton, C.A., Zoback, M.D. y Moos, D. (1995). “Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock”, *Geology*, Vol. 23, No. 8, pp. 683-686.
- Bellotti, P. y Giacca, D. (1978), “Seismic data can detect overpressures in deep drilling”, *Oil & Gas Journal*, Vol. 76, pp. 47-52.
- Cressie, N.A.C. (1990), “The origins of kriging”, *Mathematical Geology*, Vol. 22, pp. 239-252.
- Moos, D. y Zoback, M.D. (1990). “Utilization of observations of well bore failure to constrain the orientation and magnitude of crustal stresses: application to continental deep sea drilling project and ocean drilling program boreholes”, *Journal of Geophysical Research*, Vol. 95, pp. 9305-9325.
- Zoback, M.D., Barton, C.A., Brudy, M., Castillo, D.A., Finkbeiner, T., Grollmund, B.R., Moos, D.B., Peska, P., Ward, C.D. y Wirprut, D.J. (2003). “Determination of stress orientation and magnitude in deep wells”, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Vol. 40, pp. 1049-1076.