

Estudio De Causas de Aprisionamiento De Trepanos Impregnados

Claudio Balda, Raúl Cirigliano, Repsol YPF

ABSTRACT

Casos de aprisionamiento de trépanos impregnados han sido observado en diferentes partes del mundo, particularmente, en la región del Sur Boliviano y Norte de Argentina se han registrado varios casos de aprisionamiento con trépanos impregnados impulsados tanto con turbinas como con motor. Estos problemas de aprisionamientos resultaron en operaciones de pesca y/o desvió de pozo costosas.

Este estudio indica que el aprisionamiento de los trepanos puede ocurrir por el cerramiento de las paredes del pozo, ocasionado por la combinación de los esfuerzos in situ, las propiedades mecánicas de las rocas y el grado y tipo de fracturamiento de las formaciones a perforar.

Se presentaran los resultados de los estudios realizados en deformación de pozo calculados con el método de elementos finitos para determinar la magnitud y forma de la deformación y los resultados del análisis de fracturas para determinar si existen fracturas críticamente estresadas las cuales se pudieran deslizar. Estos estudios se realizaron tomando como datos los valores de esfuerzos in situ y las propiedades de la roca de la formación Huamampampa para el Campo gasifero Margarita ubicado en el Sur de Bolivia.

Se muestran las posibles soluciones y una prueba exitosa en un pozo aplicando estos lineamientos.

INTRODUCCIÓN

El problema que se está analizando es el aprisionamiento de trépanos impregnados cuando se utilizan motores de fondo o turbinas donde, luego del aprisionamiento se tiene circulación y rotación libre del arreglo de perforación. Los casos estudiados y particularmente los experimentados por Repsol YPF Bolivia en el campo Margarita, muestran que el aprisionamiento ocurre mayoritariamente sobre el fondo del pozo cuando se trata de pasar por primera vez hacia arriba por el punto de aprisionamiento especialmente en las Areniscas de la Formación Devónica Huamampampa.

Este problema no es nuevo y ya fue estudiado por M.E. Dunbar; T.M. Warren y A. G. Kadaster presentado en el Paper del SPE 14179 con un sistema de esfuerzos in situ donde los esfuerzos horizontales son iguales, en el presente trabajo se introduce un sistema de esfuerzos geoestáticos tipo “strike slip” y el estudio de deslizamiento de fallas.

Considerando que el costo métrico promedio de perforar las formaciones Devónicas Huamampampa, Icla y Santa Rosa con trépanos Triconos es aproximadamente 50% más caro que el costo métrico de hacerlos con impregnados (sin considerar los costos por aprisionamientos) hay un alto potencial de mejoramiento en la eficiencia de perforación al utilizar trepanos impregnados si es que se pueden reducir los riesgos de aprisionamiento.

Dado este potencial ahorro se realizó este estudio con el objetivo de minimizar los riesgos de aprisionamientos con trepanos impregnados.

Trepano tipo	US\$/mts (sin aprisionamiento)	US\$/mts (con aprisionamiento)
Tricono Motor	3200	3200
Impreg. Motor	2500	3080
Impreg. Turbina	2200	3040

Nota: se ha tomado un promedio de US\$ 1.000.000 por evento de aprisionamiento con side track.

POSIBLES CAUSAS DE APRISIONAMIENTO

Dentro de los posibles mecanismos que fueron considerados en la evaluación de la causas del problema de aprisionamiento de trepanos podemos nombrar:

- Hinchamiento de la formación (formation Swelling)
- Presión diferencial
- Espiralamiento de pozo
- Reducción del diámetro de pozo debido a liberación de estreses
- Deslizamiento de Fracturas

Hinchamiento de la formación

Basado en el hecho que los incidentes de aprisionamientos han ocurrido mayoritariamente mientras se perforaban Areniscas de la Formación Huamampampa e inclusive con lodo OBM esta no parece ser la posible causa de este problema.

Presión Diferencial

Esta posible causa es descartada ya que el aprisionamiento solo ocurre en el trepano manteniéndose la rotación del arreglo de perforación.

Espiralamiento de pozo

Basado en el hecho de que se han reportado varios casos de aprisionamiento en el fondo mismo del pozo mientras se estaba perforando y que es difícil imaginar que el trepano perfora un pozo tan espiralado que el mismo no pueda pasar, esta no parece ser la causa principal del fenómeno en estudio. Además es práctica actual utilizar trépanos impregnados con calibres largos con conexión tipo caja y arreglos de fondo mas rígidos para reducir el problema de espiralamiento de pozo y los problemas de aprisionamiento aun se presentan.

Reducción del diámetro de pozo debido a relajación de Esfuerzos

Basado en el hecho que una repasada a un punto particular del pozo elimina el problema y dado que el problema en un intervalo ocurre solo antes de que el trepano sea levantado por primera vez a través de este punto, la fuente del problema parece estar relacionado a un proceso cercano al trepano. Cabe agregar que la mayoría de los incidentes han ocurrido sobre el fondo de pozo o cuando el trepano es justamente levantado del mismo.

Cuando un pozo es perforado la presión ejercida en las paredes del pozo por el lodo es generalmente menor a los esfuerzos originales. Esta redistribución en esfuerzos causa una deformación elástica que tiende a reducir el diámetro de pozo. Generalmente esta deformación no trae consecuencias pero a veces puede ser suficiente para causar el aprisionamiento de los trépanos. En la figura 1 se muestra esquemáticamente la deformación elástica del pozo luego de ser perforado. Como ya mencionamos este comportamiento ya ha sido estudiado en el paper del SPE 14179 considerando esfuerzos horizontales iguales.

Deslizamiento de fracturas

Otra razón posible para el aprisionamiento de los trépanos impregnados es inducir el deslizamiento en fracturas y/o planos de debilidad interceptadas por el pozo. El cambio de esfuerzos alrededor del hueco y la invasión de lodo dentro de las fracturas naturales cuando son interceptadas por el pozo al perforarlas puede activar el mecanismo de deslizamiento causando deformaciones significantes de las paredes del pozo llevando al aprisionamiento del trepano. Cabe mencionar que la formación Huamampampa donde se han presentado la mayor cantidad de aprisionamientos se compone de areniscas de muy baja porosidad (2% al 5%) altamente fracturadas.

Estudios Geomecánicos

Dado que las causas mas probables para el aprisionamiento se relacionan con la deformación de pozo por relajación elástica de esfuerzos y deslizamiento de fracturas se decidió encomendar a la empresa GMI (Geomechanics Internacional) los siguientes estudios:

- **Calculo analítico de la Deformación Elástica del Pozo**
- **Calculo Numérico 3D de la Deformación Elástica del Pozo**
- **Análisis de Fracturas Naturales Críticamente estresadas**

Calculo analítico de la Deformación Elástica del Pozo

El objetivo de este estudio es obtener la deformación elástica del pozo para la formación Huamampampa en el campo Margarita, determinando la sensibilidad de los resultados a los distintos parámetros.

La Deformación de las paredes del pozo es calculada asumiendo un pozo infinitamente largo (ignorando los efectos de soporte del fondo del pozo) en un medio poroso homogéneo. Esto provee el límite superior para la estimación de la deformación elástica del pozo dado que esta deformación radial disminuye hacia el fondo del mismo. El cálculo asume 3 magnitudes de esfuerzos

1. El Máximo esfuerzo geo-estático es perpendicular al eje del pozo
2. El Mínimo esfuerzo geo-estático es perpendicular al eje del pozo
3. El esfuerzo geo-estático Intermedio es paralelo al eje del pozo (esfuerzo vertical en un pozo vertical)

La mínima deformación ocurre en la dirección del mínimo esfuerzo y la máxima deformación ocurre en la dirección del máximo esfuerzo.

Los datos que se utilizaron para el cálculo corresponden al campo Margarita en la formación Huamampampa la cual es donde generalmente ocurren los aprisionamientos. Esta formación es el reservorio en gran cantidad de campos gasíferos en el subandino Boliviano y Argentino, caracterizándose por estar compuesta por Areniscas de muy baja porosidad altamente fracturada y fisurada. Este tipo de formación son muy difícil de representar ya que no se comportan linealmente.

Las propiedades elásticas de la roca para el pozo MGR x-3 se muestran en la figura 2 . Como se observa en la figura se tiene una gran diferencia entre el módulo de Young dinámico (calculado a partir de perfiles eléctricos) y el valor Estático (determinado a partir de un ensayo en laboratorio triaxial).

Los resultados de la deformación de pozo en la dirección del esfuerzo máximo se muestran en función de la variación de diámetro sobre el diámetro de pozo en las figuras 3 y 4.

El análisis de sensibilidad se realizó para los siguientes parámetros: Poisson, Módulo Young, peso de lodo, Máximo Esfuerzo Horizontal, Mínimo Esfuerzo Horizontal y Esfuerzo Vertical. Los resultados pueden verse en las figuras 5 a 10.

Puntos importantes de los resultados obtenidos

1. La deformación elástica del pozo puede ser hasta 1.5% del diámetro original del pozo (diámetro de trepano). Esto considerando el módulo de Young medido en el laboratorio.
2. Los cálculos son altamente sensibles al valor del módulo de Young
3. Los cálculos son sensibles al Máximo Esfuerzo actuando perpendicular al eje del pozo.
4. Los resultados no son sensibles al peso de lodo, Mínimo Esfuerzo Horizontal y Esfuerzo vertical.

Calculo Numérico 3D de la Deformación Elástica del Pozo

El objetivo de este estudio es determinar la forma de la deformación elástica del pozo cercana al trepano para los valores elásticos de la roca y esfuerzos presentes en la formación Huamampampa en el campo Margarita. La malla utilizada se puede ver en las figuras 11 y 12.

El Estado de esfuerzos in situ en el campo Margarita determinado por un estudio geomecanico llevado a cabo por la empresa Baker dio como resultado los siguientes valores:

Well	Sv (psi/ft)	Sh (psi/ft)	Average SH (psi/ft)	SH/Sh
MGR-X3	1.1	0.841	1,303	1.549
MGR-X2	1.1	0.831	1,249	1.503
MGR-X1	1.09	0.82	1,211	1.477

El sistema de esfuerzos in situ es del tipo STRIKE SLIP donde $SH > SV > Sh$

El modelo fue corrido con los siguientes datos de entrada

Sv ppg	Shmin ppg	SHmax ppg	Pp ppg	MW ppg	Depth m	E Gpa	v -
21	16.2	25	12.3	13	5000	38	0.25

El resultado puedo verse en la figura 13.

Dos series de análisis de sensibilidad fueron corridas:

1. Variar el Modulo de Young's entre 5 Gpa y 55 GPa en pasos de 10 GPa
2. La Magnitud de SHmax es variada entre 120 MPa (20.4 ppg) y 200 MPa (34 ppg) en pasos de 20 MPa.

Los Resultados pueden verse en las figuras 14 y 15.

Puntos importantes de los resultados obtenidos

1. El valor de la deformación elástica decrece hacia el fondo del pozo
2. El efecto de soporte del fondo del pozo es despreciable a una distancian axial de 8 radios de pozo.
3. Aproximadamente el 90% de la deformación ocurre a una distancia de un diámetro desde el fondo de pozo.
4. El análisis de sensibilidad muestra que el modulo de Young es el valor que mas afecta la reducción del diámetro de pozo. Este valor es el que mas incertidumbre se tiene y esta influenciado por la presencia de fracturas y micro-fisuras.

Análisis de Fracturas Naturales Críticamente estresadas

Fracturas naturales críticamente estresadas pueden comenzar a deslizar cuando son interceptadas por el pozo las cuales pueden causar deformaciones significantes en las paredes del mismo y llevar a un aprisionamiento. En fracturas de alto ángulo (respecto al eje axial del pozo) el incremento de la presión en el plano de fractura causa una disminución en el esfuerzo normal efectivo, esta disminución puede causar el deslizamiento de la falla.

Los siguientes pasos fueron hechos en este análisis :

–Se identificaron, midieron, y caracterizaron las fracturas naturales observadas en las imágenes de pozo de los pozos MGR x-1 ST and MGR x-2.

–El esfuerzo de corte y normal en las fallas, fracturas y bedding planes fueron calculadas. Esto permite el cálculo del peso de lodo con el cual dichas fracturas comienzan a ser activas.

–También se determino las trayectorias del pozo que minimizarían el riesgos de perforar a través de fracturas activas.

Sumario del Análisis de Fracturas

- La Formación Huamampampa esta altamente fracturada en los pozos MGRX-1ST y MGRX-2.
- La orientación de las fracturas fue determinada basados en análisis comprehensivo de las imágenes.
- Rotación de Breakouts cerca de fracturas naturales son frecuentemente observados. Esto indica que la fractura interceptadas esta actualmente activa.

Predicciones del Peso Critico de lodo para MGR x-1ST figura 16.

- La mayoría de las fracturas interceptadas in MGR x-1ST requieren una presión en exceso de 18 ppg para ser activada.
- De todas maneras muchas de las fracturas interceptadas pueden activarse cuando el peso de lodo pueda elevar la presión dentro de la fractura a valores ligeramente por encima de valores de 12 ppg.
- Pozos desviados en la dirección del Esfuerzo Horizontal máximo (WNW-ESE) tienen el menor riesgo de interceptar fracturas potencialmente activas
- Es altamente probable que el proceso de perforación induzca deslizamiento en algunas de estas fracturas naturales.

Predicciones del Peso Critico de lodo para MGR x-2 figura 17.

- La mayoría de las fracturas interceptadas en MGR x-2 pueden activarse cuando el peso de lodo pueda elevar la presión dentro de la fractura a valores ligeramente por encima de valores de 12 ppg.
- Pozos desviados en la dirección del Esfuerzo Horizontal máximo (WNW-ESE) tienen el menor riesgo de interceptar fracturas potencialmente activas
- Es altamente probable que el proceso de perforación induzca deslizamiento en algunas de estas fracturas naturales.

Puntos importantes de los resultados obtenidos

- La Formación Huamampampa esta altamente fracturada en los pozos MGRX-1ST, y MGRX-2.
- Rotación de Breakouts cerca de las fracturas naturales evidencia directa de que estas están potencialmente activas.
- El cálculo de las fracturas críticamente estresadas muestra que para presiones ligeramente por encima de 12 ppg son suficientes para activar el deslizamiento en muchas de las fracturas interceptadas.

Discusión de los Resultados de ambos estudios

Como se observa en los resultados de ambos estudios la deformación puramente elástica para formaciones como Huamampampa puede llegar al orden del 1.5% de reducción del

diámetro de pozo. Aproximadamente el 90% de esta deformación ocurre dentro de un diámetro de distancia desde el fondo del pozo. Los resultados son mas sensibles al valor del modulo de Young, el cual justamente es el valor en el cual mas incertidumbre se tiene por ser influenciado por la presencia de fracturas y fisuras naturales. Como se muestra en la figura 18 la respuesta elástica de la roca en presencia de micro-fracturas o fisuras no es lineal, mostrando valores bajos del modulo de Young para niveles de esfuerzos bajos. El fenómeno de deslizamiento de fracturas podría ocurrir en cualquier momento, incluso después de haberlas repasado si la presión hidrostática dentro de la fractura ha sido incrementada por cualquier motivo, lo cual no se corresponde en su totalidad con el problema descrito. Por otro lado es de destacar que en el instante que el trepapo corta estas fracturas (especialmente las de alto ángulo relativo al eje del pozo) es cuando mas expuestas están al cambio de presión en el plano de fisura y por ende mayor probabilidad de deslizamiento, luego de cierto tiempo las mismas podrían ser tapadas por agentes de puenteo o los recortes de perforación disminuyendo la presión dentro de las mismas en consecuencia disminuyendo las probabilidades de que se deslicen.

Dado la características de la Formación que se quiere representar el modelo mas apropiado para su descripción seria en bloques con intersección de fracturas donde los bloques tendrían las características de la roca sin fracturas, dado la complejidad de esta representación y los datos necesarios para este modelo no se ha considerado.

Se puede concluir de ambos estudios que el aprisionamiento de los trepanos ocurre por el movimiento de las paredes del pozo hacia dentro del mismo, este movimiento podría estar dominado por el fenómeno de relajación de esfuerzos o por el deslizamiento de fracturas en función del tipo y densidad de fracturas y/o fisuras.

APLICACIONES

Dado que este estudio indica que, en el ambiente de perforación descrito, el aprisionamiento de los trepanos ocurre por el movimiento de las paredes del pozo hacia dentro del mismo en función del tipo y densidad de fracturas los lineamientos para la solución del problema son:

- Perforar un pozo de diámetro mayor al diámetro del trepapo.
- Tener la capacidad de cortar lateralmente la formación.
- En trepanos con una longitud menor a un diámetro de pozo incluir capacidad de cortar hacia arriba (up drill).
- Disponer de alto torque para remover la reducción de diámetro.
- Restringir el peso de lodo para minimizar la posible activación de las fracturas.
- Mejorar las formulaciones de lodo para reducir la invasión de lodo dentro de los planos de las fracturas.
- Pozos desviados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo tienen menor riesgo.

Dentro del conjunto de soluciones se pueden diferenciar aquellas que son preventivas y las que mitigan las consecuencias una vez que se ha producido el aprisionamiento.

Preventivas

Trepanos impregnados bicentricos / excéntricos, dado las altas revoluciones con que se corren los trepanos impregnados el posible daño de los mismos por mecanismos de impactos son altamente probables por lo que esta solución no es la mas recomendable. Es de destacar que ha habido pruebas de campo con este tipo de trepanos mostrando

rotura de las aletas por impacto en la parte bicéntrica. Un esquema se puede ver en la figura 19.

Estabilizadores excéntricos, se han realizado en algunos campos pruebas con estabilizadores excéntricos con resultados positivos pero se reduce la capacidad de realizar trabajos de corrección de trayectoria de pozo.

Trepanos con Calibre Activo y capacidad de updrill, esta solución se basa en que a medida que el pozo se cierra el trepante tenga capacidad de cortar lateralmente este movimiento impidiendo el aprisionamiento del mismo. En este caso no se tiene reducción en la capacidad de corrección de la trayectoria del pozo si se combinan con un conjunto de fondo direccionable. Un ejemplo de estos trepanos puede verse en la figura 20.

Motores o Turbinas con AKO para producir un hoyo de mayor diámetro, la combinación de motores o turbinas con AKO y la rotación de la sarta de perforación producen un pozo de diámetro ligeramente mayor al diámetro del trepante (se ha documentado en las pruebas realizadas) obviamente si se perfora en el modo de deslizamiento se pierde esta capacidad de producir un hoyo de mayor diámetro.

Mitigar consecuencias

Dentro de las posibles soluciones para mitigar las consecuencias se pueden mencionar el bloque de la transmisión del motor o turbina contando con una capacidad extra de transmisión de torque al trepante, por su puesto se desconoce el torque necesario para superar el esfuerzo transmitido por las paredes del pozo, de todas maneras es bueno contar con el bloqueo de la transmisión en caso de necesidad de realizar desenrosques de la sarta de perforación. Estos mecanismos ya se encuentran disponibles en el mercado.

Otra posible solución que ya está en el mercado es contar con trepanos impregnados con camisas extraíbles donde una vez producido el aprisionamiento con una fuerza axial en el trepante se desvincula el trepante del resto del conjunto de fondo permitiendo la recuperación del mismo.

APLICACIÓN EN EL POZO MGR 4

En el pozo MGR 4 se utilizó trepanos impregnados con calibre activo (figura 19) combinado con motores de fondo con AKO y traba de transmisión conjuntamente con lodo base agua con glicol y material de sellado de fracturas. Se desarrollaron también un conjunto de prácticas operativas para minimizar el riesgo de aprisionamiento. Con este arreglo se perforaron 463 metros en las formaciones Huamampampa e Icla sin experimentar ningún problema de aprisionamiento o sobretensiones.

CONCLUSIONES

Este estudio indica que el aprisionamiento de los trepanos puede ocurrir por el cerramiento de las paredes del pozo, ocasionado por la combinación de los esfuerzos in situ, las propiedades mecánicas de las rocas y el grado y tipo de fracturamiento de las formaciones a perforar.

La detección durante la planificación del pozo del conjunto de condiciones que causan el cerramiento de pozo y puedan convertirse en un problema de aprisionamiento durante la perforación, conjuntamente con un diseño de trepanos, conjunto de fondo, dirección de la trayectoria del pozo y propiedades y tipo de lodo pueden mitigar el impacto en las operaciones de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

Ref. 1: Paper SPE 14179

Ref. 2: Actual Stress & Wellbore Stability Report Margarita Field, Devonian Section, Preparado por Baker Atlas

Ref. 3: Analytical Calculation of Elastic Borehole Deformation Report, preparado por GMI

Ref.4: 3-D Numerical Calculations of Elastic Borehole Report, preparado por GMI

Ref 5: Analysis of Critically-Stressed Natural Fractures Report, preparado por GMI

CURRICULUM DE LOS AUTORES

Raúl Cirigliano

Ingeniero Mecánico y en Petróleo egresado de la UTN, Argentina en el año 1980. Se desempeña en trabajos de perforación en las empresas YPF y Bolland en operaciones en Argentina, Venezuela, Brasil y Bolivia. Actualmente se desempeña como Gerente de Perforación para la empresa Repsol YPF Bolivia.

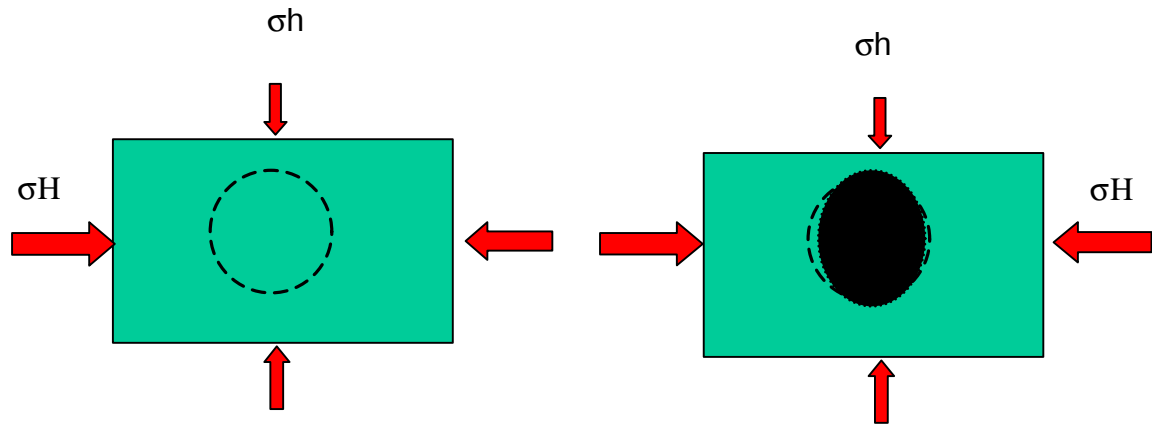
Email:raciriglianoc@repsolypf.com Tel: 00 591 3 3384119

Claudio Balda

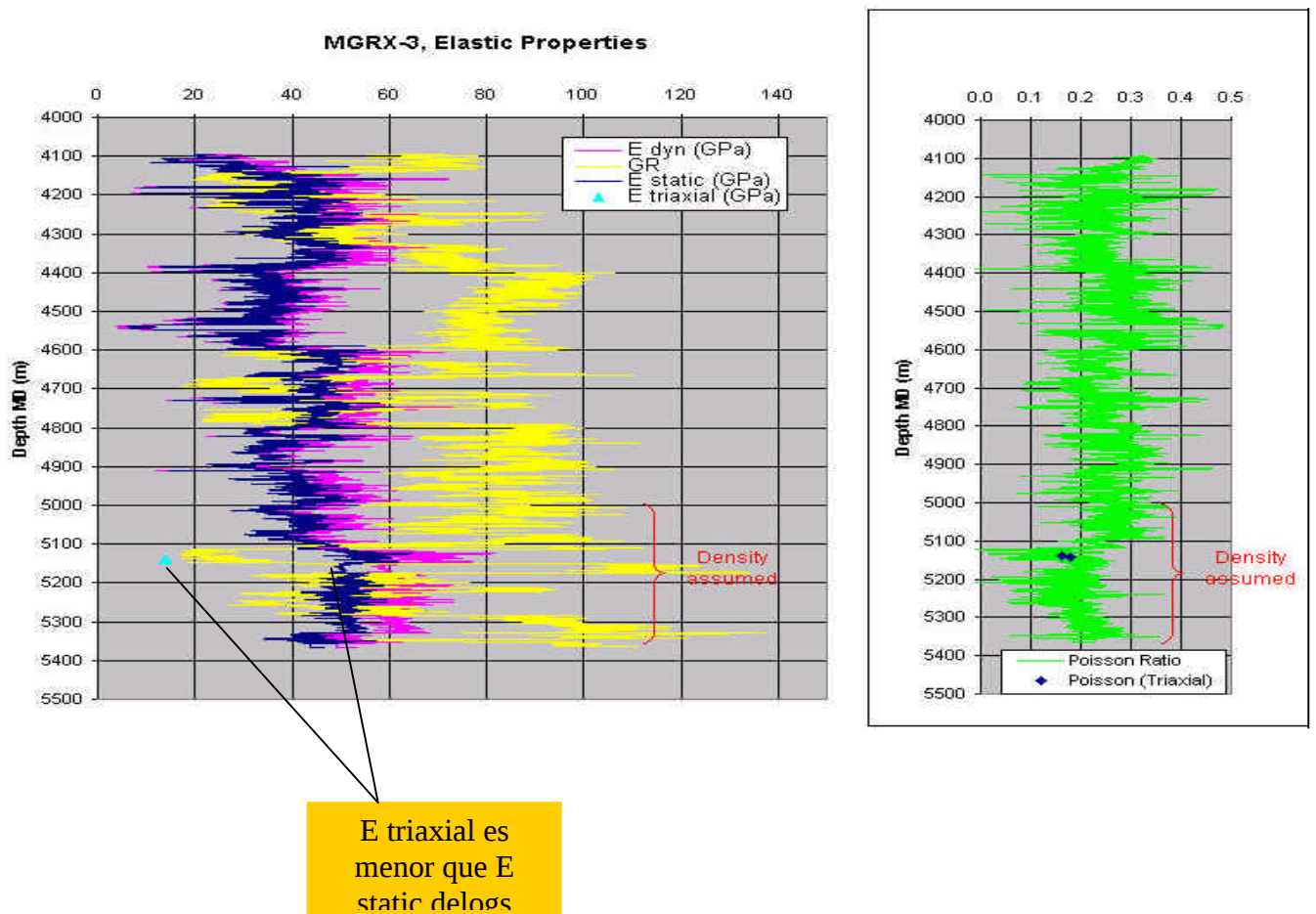
Ingeniero Eléctrico graduado de la Universidad Nacional de la Plata, Argentina en el año 1984. Ingreso en la industria del petróleo en la empresa YPF el mismo año y se desempeña como ingeniero de perforación en Argentina, Brasil y Bolivia. Actualmente se desempeña como líder de Ingeniería de perforación para el Bloque Caipipendi

Email:cbaldae@repsolypf.com Tel: 00 591 3 3384145

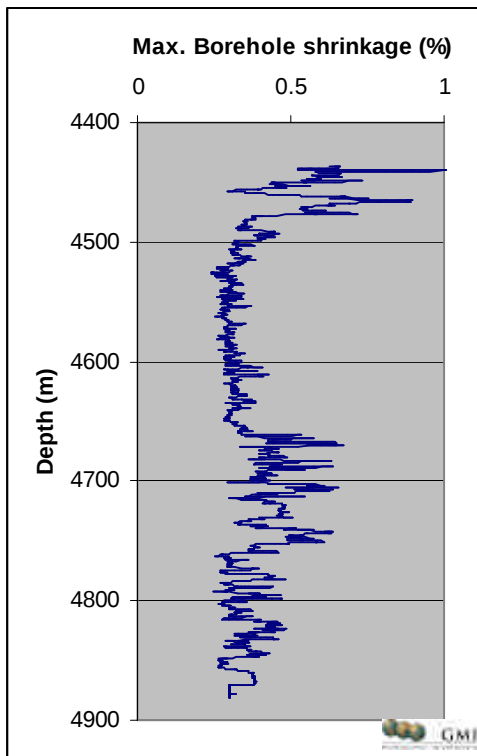
FIGURAS



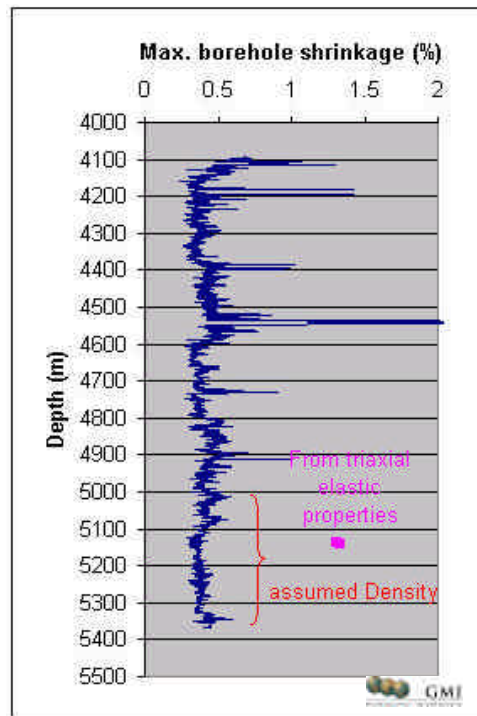
Esquema de deformación de pozo. Figura 1



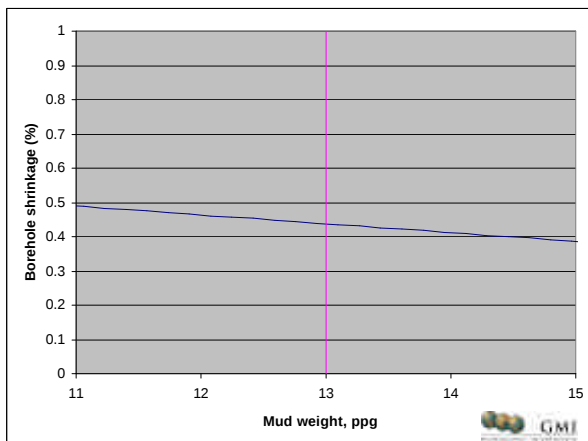
Propiedades Elásticas de la Roca para el pozo MGR x-3. Figura 2



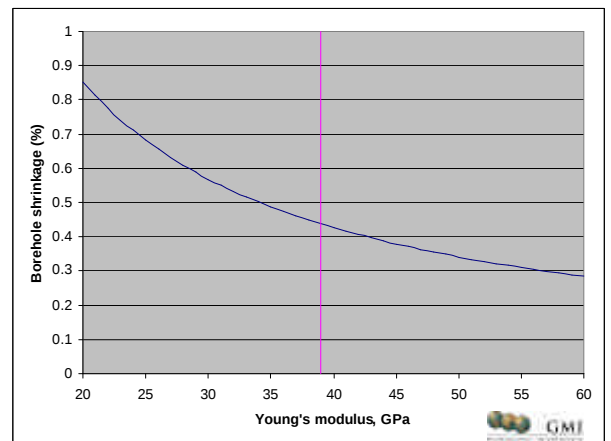
Deformación elástica MGR x-2, Figura 3



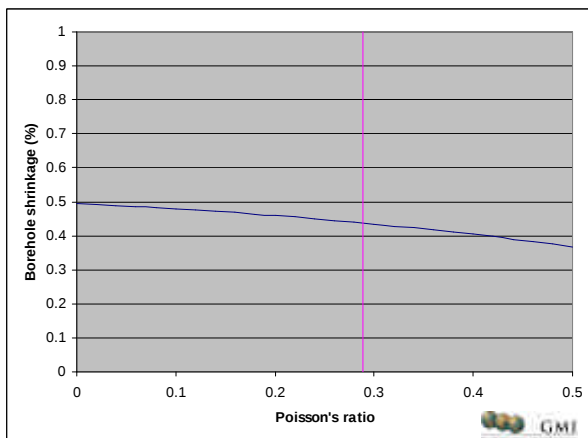
Deformación elástica MGR x-3, Figura 4



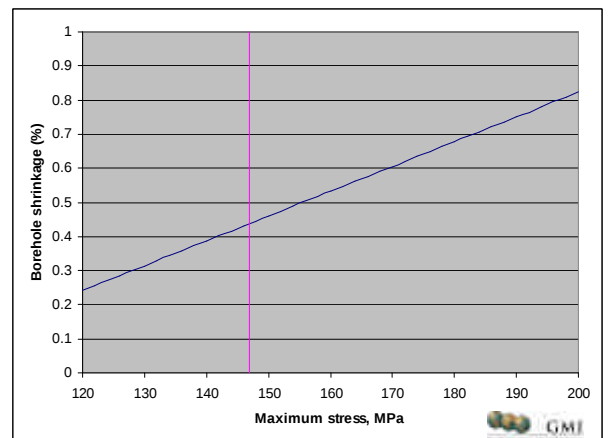
Sensibilidad al peso del lodo, Figura 5



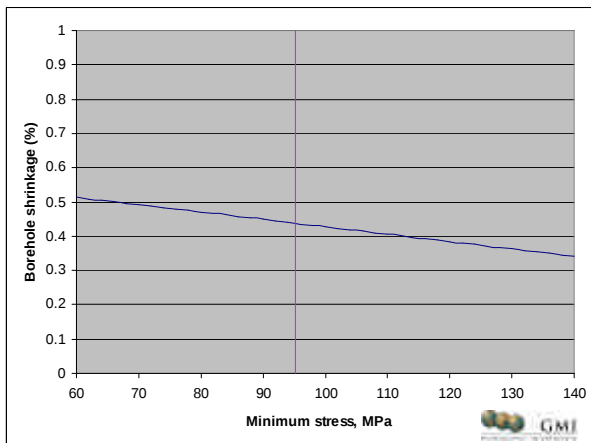
Sensibilidad al Modulo de Young, Figura 6



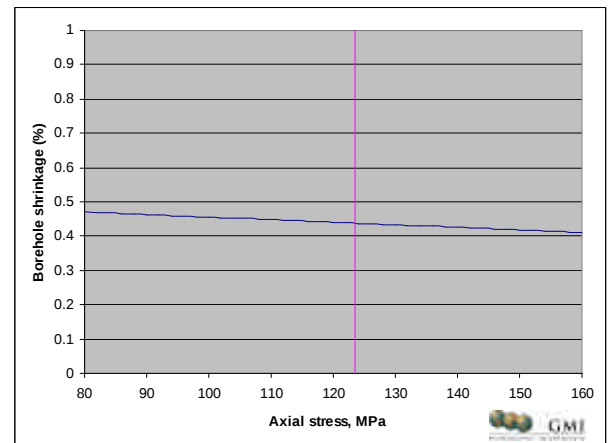
Sensibilidad a Poisson, Figura 7



Sensibilidad a Máximo Esfuerzo, Figura 8



Sensibilidad a Mínimo Esfuerzo, Figura 9



Sensibilidad a Esfuerzo Axial, Figura 10

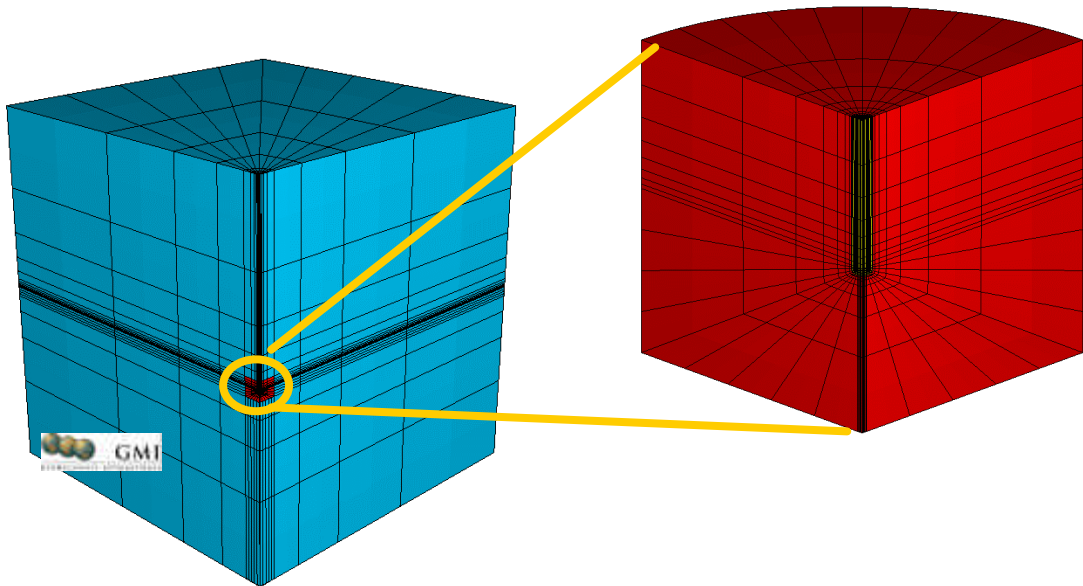


Figura 11

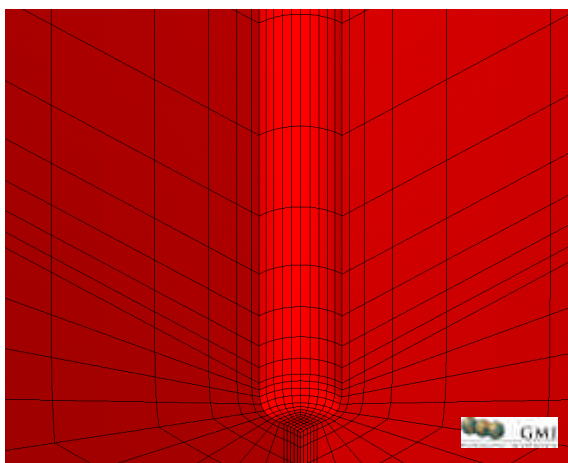


Figura 12

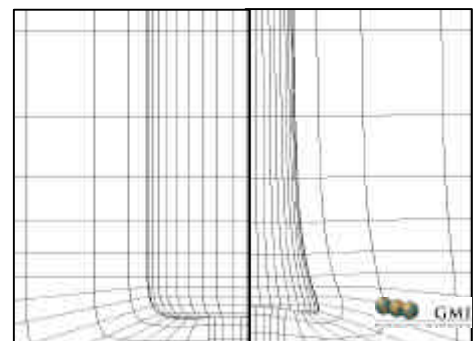


Figura 13

La parte izquierda es la malla sin deformación. La parte derecha es la malla deformada (escala de deformación 100)

Young's Modulus sensitivity

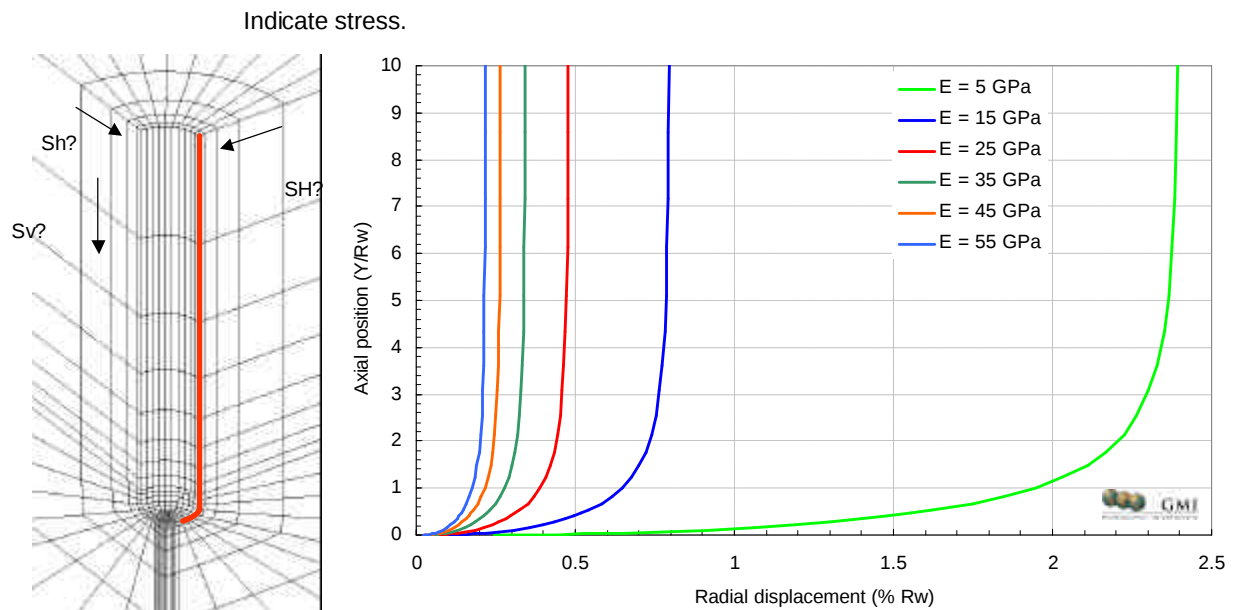


Figura 14

S_{Hmax} sensitivity

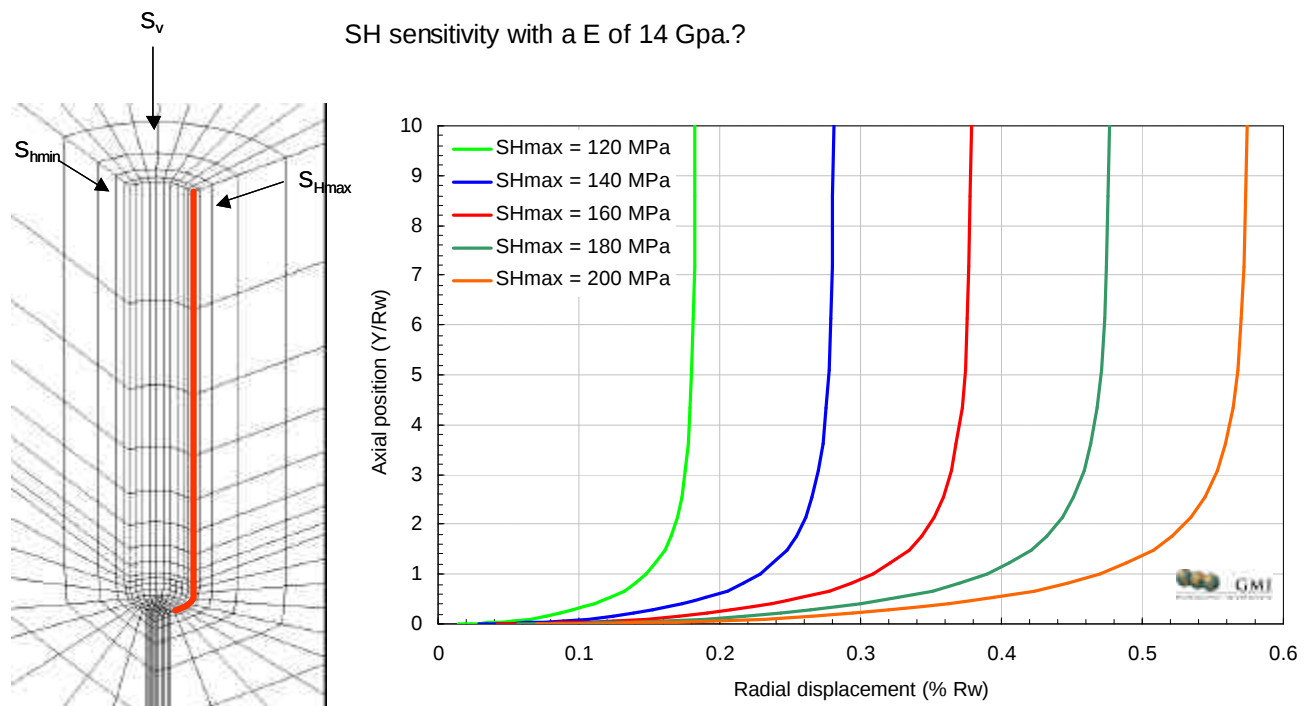
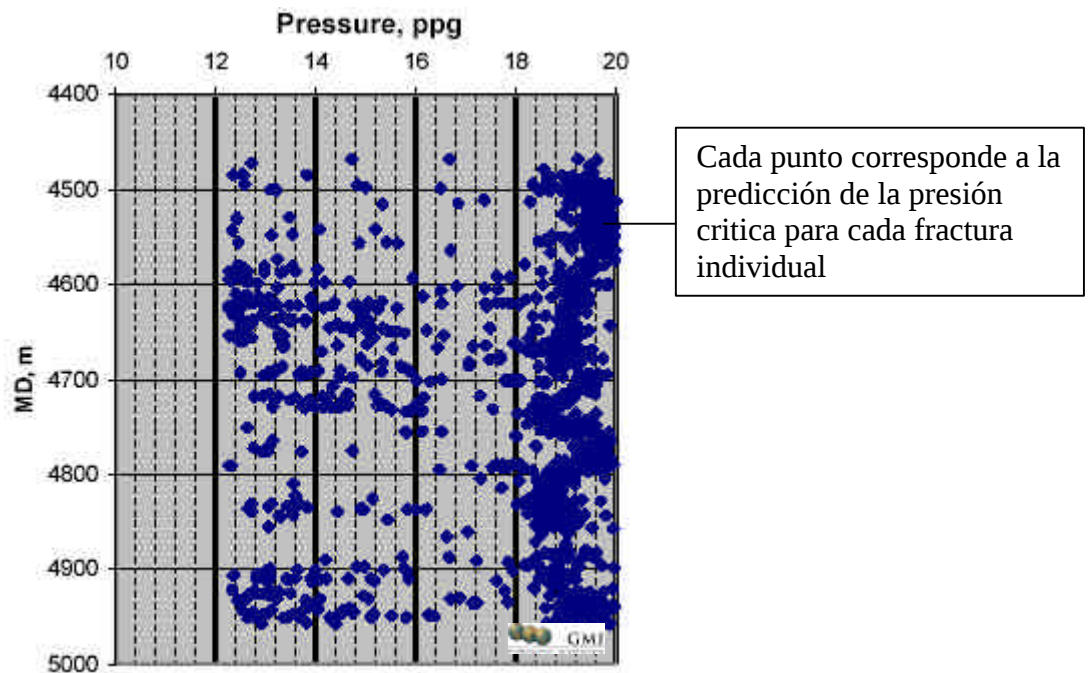
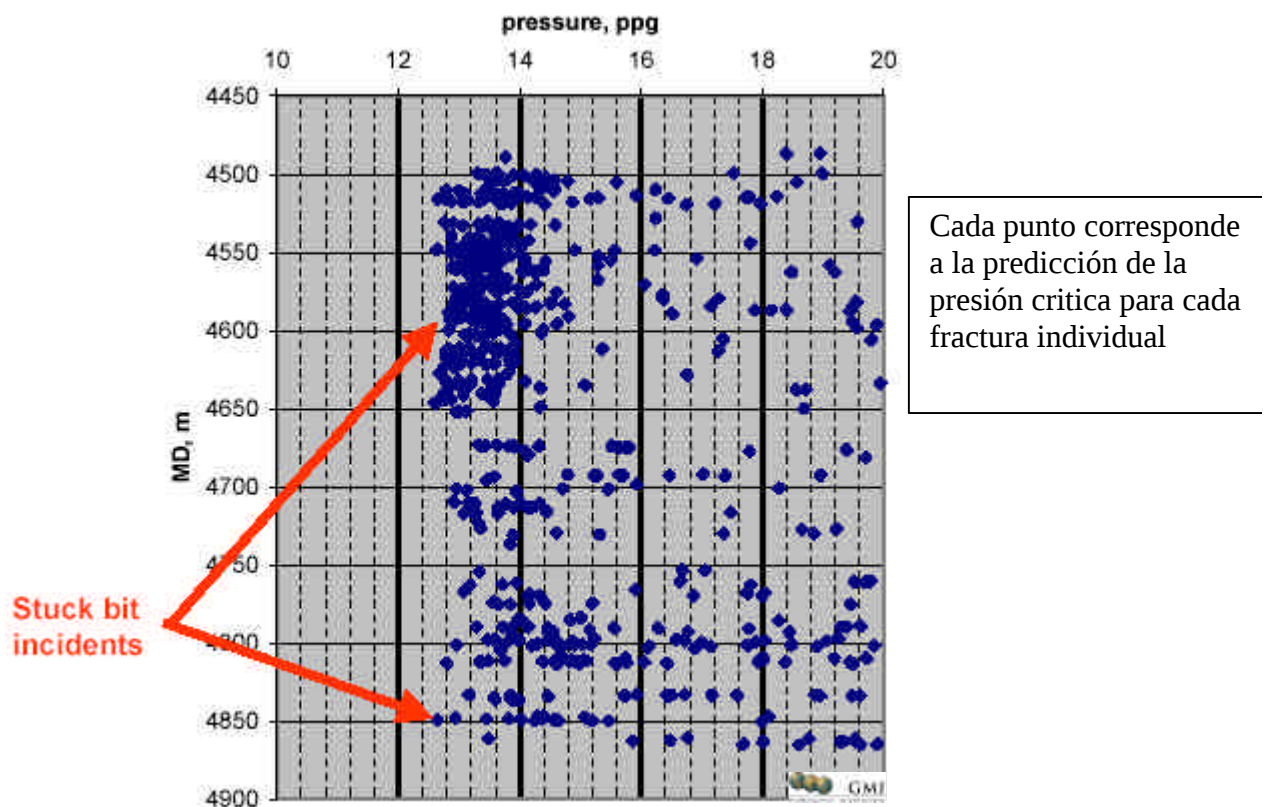


Figura 15



MGR x-1 ST Predicción de las presiones críticas. Figura 16



MGR x-2 Predicción de las presiones críticas. Figura 17

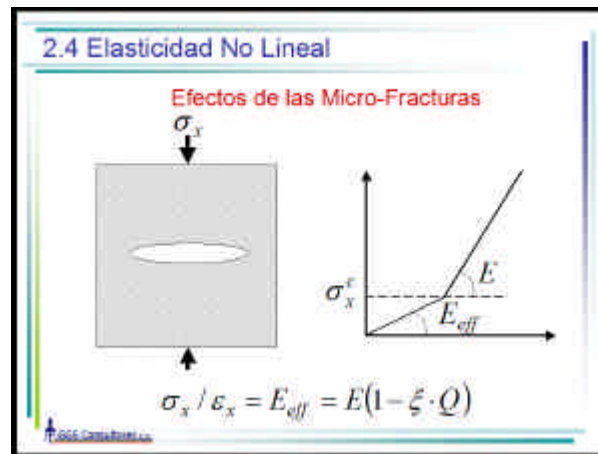
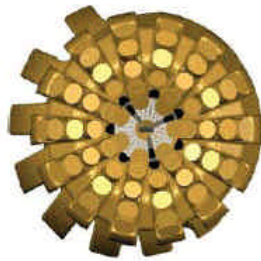


Figura 18



Trepano excéntrico. Figura 19



Trepano con calibre activo. Figura 20