

Congreso de perforación, terminación, reparación y servicios de pozos

Estudio de causas de aprisionamiento de trépanos impregnados

Por **Claudio Balda** y **Raúl Cirigliano** (Repsol YPF)

Casos de aprisionamiento de trépanos impregnados han sido observados en diferentes partes del mundo. Particularmente, en la región del sur boliviano y norte argentino.

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

Se está analizando el aprisionamiento de trépanos impregnados cuando se utilizan motores de fondo o turbinas donde (luego de tal aprisionamiento) se tiene circulación y rotación libre del arreglo de perforación. Los casos estudiados, particularmente los experimentados por Repsol YPF Bolivia en el campo Margarita, muestran que el aprisionamiento ocurre mayoritariamente sobre el fondo del pozo².

Ello ocurre 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: ya fue estudiado por M.E. Dunbar; T.M. Warren y A. G. Kadaster y presentado en el Paper del SPE 14179¹ con un sistema de **esfuerzos in situ** donde los **esfuerzos horizontales** son iguales. En el presente trabajo se introduce un sistema de **esfuerzos geotáticos** 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 resulta aproximadamente 50% más caro que el costo métrico de hacerlos con impregnados (esto sin considerar los costos por aprisionamiento), existe un alto potencial de mejoramiento en la eficiencia de perforación al utilizar trépanos impregnados, si es que se reducen los riesgos. Suponiendo un potencial ahorro, se realiza este estudio con el objetivo de minimizar los riesgos de aprisionamiento con trépanos impregnados.

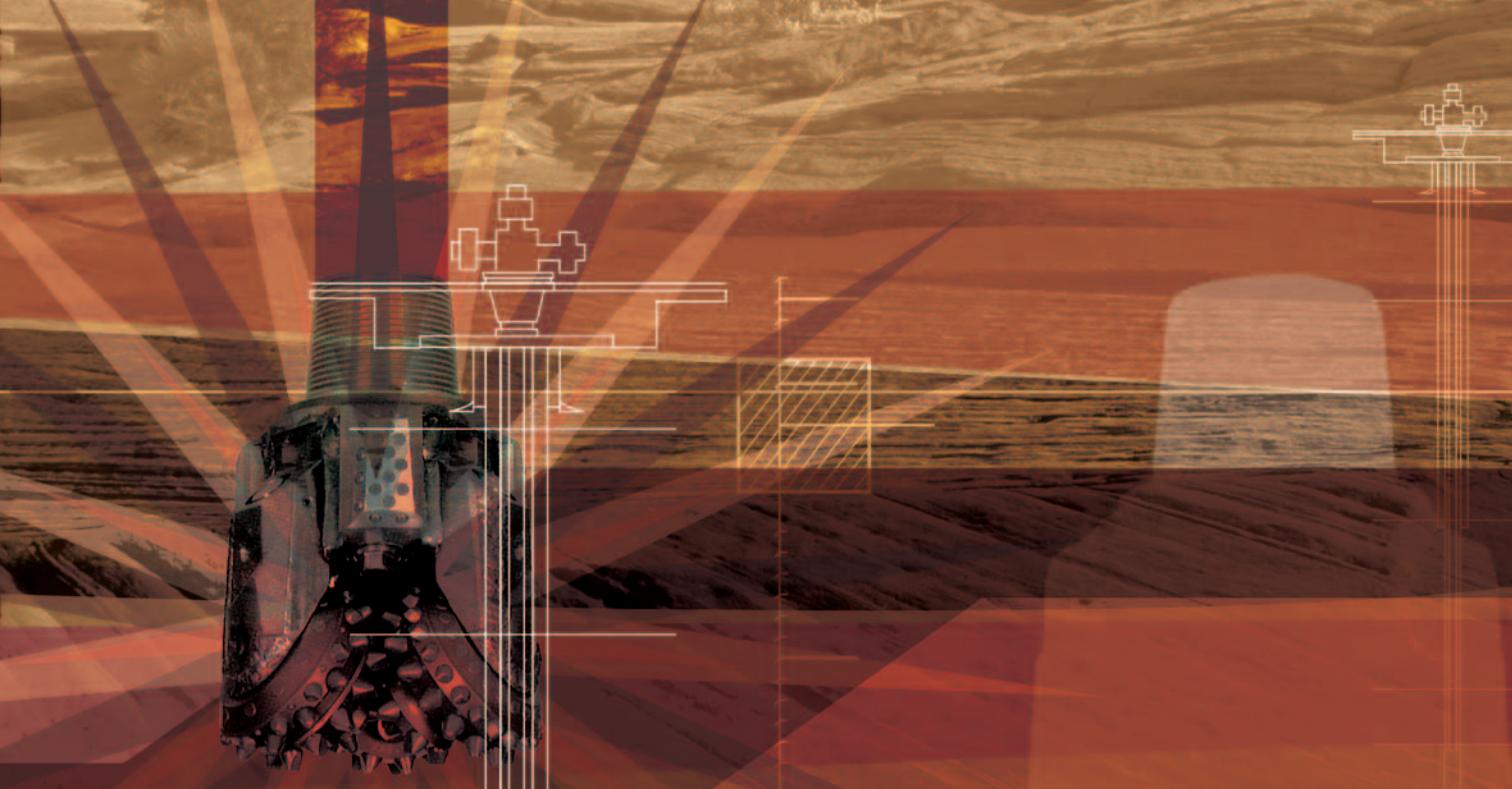
Trépano tipo	U\$/m	U\$/m
	(sin aprisionamiento)	(con aprisionamiento)
tricono motor	3200	3200
impreg. motor	2500	3080
impreg. turbina	2200	3040

Nota: se ha tomado un promedio de U\$S 1.000.000 por evento de aprisionamiento con slide track.

Posibles causas de aprisionamiento

Se enumeran los mecanismos posibles considerados en la evaluación de la causas del problema de aprisionamiento de trépanos: hinchamiento de la formación o *formation swelling*:

- presión diferencial
- espiralamiento de pozo
- reducción del diámetro de pozo debido a liberación de estreses
- deslizamiento de fracturas



Hinchamiento de la formación

Aunque los incidentes de aprisionamiento ocurren generalmente mientras se perforan areniscas de la formación Huamampampa e inclusive con lodo OBM, ésta no parece ser la causa del problema.

Presión diferencial

Esa posible causa se descarta, ya que el aprisionamiento sólo ocurre en el trépano, manteniéndose la rotación del arreglo de perforación.

Espiralamiento de pozo

Se han reportado varios casos de aprisionamiento en el fondo mismo del pozo mientras se estaba perforando. Resulta difícil imaginar que el trépano perfora un pozo tan espiralado que no permita el paso. Ésta no es la causa del fenómeno en estudio. Además, los problemas de aprisionamiento aún se presentan cuando es práctica actual utilizar trépanos impregnados con calibres largos con conexión tipo caja y arreglos de fondo más rígidos para reducir el problema de espiralamiento de pozo.

Reducción del diámetro de pozo debido a relajación de esfuerzos

Si una repasada a un punto particular del pozo elimina el problema y dado que en un intervalo ocurre sólo antes de que el trépano sea levantado por primera vez a través de este punto, la causa parece relacionarse con un proceso cercano al trépano. Cabe agregar que la mayoría de los incidentes han ocurrido sobre el fondo de pozo o cuando el trépano está siendo levantado del mismo, precisamente.

Mientras un pozo es perforado, la presión ejercida en sus paredes por el lodo es menor a los esfuerzos originales. Esta redistribución de esfuerzos causa una deformación elástica que tiende a reducir el diámetro. Generalmente, esta deformación no trae consecuencias, aunque a veces puede ser suficiente para causar el aprisionamiento de los trépanos.

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 puede activar el mecanismo de deslizamiento al perforarlas, cuando están siendo interceptadas por el pozo. Así se producen deformaciones significantes de las paredes llevando al aprisionamiento del trépano. Cabe mencionar que la formación Huamampampa donde se ha presentado la mayor cantidad de aprisionamientos se compone de areniscas de muy baja porosidad (2% al 5%) altamente fracturadas.

Estudios geomecánicos

Entonces, como las causas más probables para el aprisionamiento se relacionan con la deformación de pozo por relajación elástica de esfuerzos y deslizamiento de fracturas, se ha decidido encomendar a la empresa GMI (*Geomechanics Internacional*)³ los siguientes estudios:

- cálculo analítico de la deformación elástica del pozo
- cálculo numérico 3D de la deformación elástica del pozo
- análisis de fracturas naturales críticamente estresadas

Cálculo analítico de la deformación elástica del pozo

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

La deformación de las paredes del pozo se calcula 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. El cálculo asume tres 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, donde generalmente ocurren los aprisionamientos.

Esta formación es el reservorio en gran cantidad de campos gasíferos en el subandino boliviano y argentino, altamente fracturada y fisurada, caracterizándose por estar compuesta de areniscas de muy baja porosidad. Este tipo de formación es muy difícil de representar porque no se comporta linealmente.

El análisis de sensibilidad se realiza con los siguientes parámetros: coeficiente de *Poisson*, módulo de *Young*, peso de lodo, máximo esfuerzo horizontal, mínimo esfuerzo horizontal y esfuerzo vertical.

Puntos importantes de los resultados obtenidos:

- 1) la deformación elástica puede ser hasta 1.5% del diámetro original del pozo (diámetro de trépano). 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 que actúa perpendicular al eje del pozo
- 4) los resultados no son sensibles al peso de lodo, mínimo esfuerzo horizontal y esfuerzo vertical.

Cálculo numérico 3D de la deformación elástica del pozo⁴

El objetivo de este estudio consiste en determinar la forma de la deformación elástica del pozo cercana al trépano, para los valores elásticos de la roca y esfuerzos. Todo ello observable en Huamampampa, en el campo Margarita.

El estado de esfuerzos *in situ* en el campo Margarita, determinado por un estudio geomecánico 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
21	16.2	25	12.3	13	5000

Dos series de análisis de sensibilidad fueron corridas:

- 1) variar el módulo 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.

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 distancia axial de ocho (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 módulo de *Young* es el valor que más afecta la reducción del diámetro de pozo. Este valor es el que mayor incertidumbre provoca y se encuentra influenciado por la presencia de fracturas y micro-fisuras.

Análisis de fracturas naturales críticamente estresadas⁵

Fracturas naturales críticamente estresadas pueden comenzar a deslizarse cuando son interceptadas por el pozo. Pueden causar deformaciones significantes en las paredes 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.

Se realizaron los siguientes pasos:

- 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
- se calculó el esfuerzo de corte y normal en las fallas, fracturas y *bedding planes*. Esto permitió el cálculo del peso de lodo con el que tales fracturas comienzan a ser activas
- se determinaron las trayectorias del pozo que minimizarían el riesgo de perforar a través de fracturas activas.

Sumario del análisis de fracturas

- La formación Huamampampa está altamente fracturada en los pozos MGRX-1ST y MGRX-2
- la orientación de las fracturas se basó en el análisis comprensivo de las imágenes
- rotaciones de *Breakouts* cerca de fracturas naturales son frecuentemente observadas. Esto indica que la fractura interceptada se encuentra activa
- la mayoría de las fracturas interceptadas en MGR x-1ST requieren una presión en exceso de 18ppg. para ser activadas
- de todas maneras, muchas de las fracturas interceptadas pueden activarse cuando el peso del lodo eleva la presión dentro de la fractura a valores ligeramente por encima de valores de 12ppg
- pozos desviados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo (WNW-ESE) tienen menor riesgo de interceptar fracturas potencialmente activas
 - resulta altamente probable que el proceso de perforación induzca deslizamientos en algunas de estas fracturas naturales
- la mayoría de las fracturas interceptadas en MGR x-2 pueden activarse cuando el peso del lodo puede elevar la presión dentro de ellas a valores ligeramente por encima de 12ppg.

- pozos desviados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo (WNW-ESE) tienen menor riesgo de interceptar fracturas potencialmente activas.

Puntos importantes de los resultados obtenidos

- la formación Huamampampa está altamente fracturada en los pozos MGRX-1ST, y MGRX-2
- la rotación de *Breakouts* cerca de las fracturas naturales constituye evidencia directa de que éstas están potencialmente activas
- el cálculo de las fracturas críticamente estresadas demuestra que para presiones ligeramente por encima de 12 ppg. resulta suficiente activar el deslizamiento en muchas de las fracturas interceptadas⁵.

Discusión sobre los resultados de ambos estudios

Como se observa, 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. Los resultados son más sensibles al valor del módulo de *Young*, ya que es el valor en el cual más incertidumbre se tiene, al estar influenciado por la presencia de fracturas y fisuras naturales. La respuesta elástica de la roca en presencia de micro-fracturas o fisuras no es lineal, mostrando valores bajos del módulo de *Young* para niveles de esfuerzos bajos. El fenómeno de deslizamiento de fracturas podría ocurrir en cualquier momento, inclusive después de haberlas reparado, si la presión hidrostática dentro de la fractura se incrementa por cualquier motivo. Pero esto no se corresponde en su totalidad con el problema descrito.

Además, hay que destacar que en el instante en que el trépano corta estas fracturas (especialmente las de alto ángulo relativo al eje del pozo) es cuando más expuestas están al cambio de presión en el plano de fisura y, por ende, cuando existe mayor probabilidad de deslizamiento. Luego de cierto tiempo, podrían ser tapadas por agentes de puenteo o los recortes de perforación aminorando la presión dentro de ellas. Y, en consecuencia, disminuyendo las probabilidades de que se deslicen.

Dadas las características de la formación que se quiere representar, el modelo más apropiado para su descripción sería en bloques con intersección de fracturas. Los bloques tendrían las características de la roca sin fracturas, dada la complejidad de esta representación. Los datos necesarios para este modelo no han sido considerados.

Se puede concluir de ambos estudios que el aprisionamiento de los trépanos ocurre por el movimiento de las paredes del pozo hacia dentro. 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

Este estudio indica que, en el ambiente de perforación descrito, el aprisionamiento de los trépanos ocurre por el movimiento de las paredes del pozo hacia dentro. Por lo tanto, 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 trépano

- tener la capacidad de cortar lateralmente la formación
- en trépanos con una longitud menor a un diámetro de pozo, incluir capacidad de cortar hacia arriba o *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 su invasión 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 de las que mitigan las consecuencias una vez que se ha producido el aprisionamiento.

Preventivas

Trépanos impregnados bicéntricos/excéntricos: dadas las altas revoluciones con que se corren los trépanos impregnados, el posible daño de los mismos por mecanismos de impactos resulta altamente probable. Por lo tanto, esta solución no es la más recomendable. Hay que destacar que han habido pruebas de campo con este tipo de trépanos, mostrando rotura de las aletas por impacto en la parte bicéntrica.

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

Trépanos con calibre activo y capacidad de *up drill*: esta solución se basa en que a medida que el pozo se cierra, el trépano tenga capacidad para cortar lateralmente este movimiento, impidiendo a la vez su aprisionamiento. En este caso, no se tiene reducción en la capacidad de corrección de la trayectoria del pozo si se combina con un conjunto de fondo direccionable.

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 trépano (se han documentado 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

Como posibles soluciones para mitigar las consecuencias se puede mencionar el bloque de la transmisión del motor o turbina contando con una capacidad extra de transmisión de torque al trépano. Por supuesto: se desconoce el torque necesario para superar el esfuerzo transmitido por las paredes del pozo. De todas maneras, resulta positivo 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 trépanos impregnados con camisas extraíbles donde, una vez producido el aprisionamiento con una fuerza axial en el trépano, se lo desvincula del resto del conjunto de fondo. Así se permite su recuperación.

Aplicación en el pozo MGR 4

En el pozo MGR 4 se utilizaron trépanos impregnados

con calibre activo 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 desarrolló 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 trépanos 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.

Para mitigar el impacto en las operaciones de perforación, debe implementarse: a) detección durante la planificación del conjunto de condiciones que causan el cerramiento –hasta llegar a convertirse en un problema de aprisionamiento durante la perforación–, conjuntamente con b) un diseño de trépanos, c) conjunto de fondo, d) dirección de la trayectoria del pozo y e) propiedades y tipo de lodo. ■

Notas

- ¹ Paper SPE 14179.
- ² *Actual Stress & Wellbore Stability Report Margarita Field*, Devonian Section, preparado por Baker Atlas.
- ³ *Analytical Calculation of Elastic Borehole Deformation Report*, preparado por GMI.
- ⁴ *3-D Numerical Calculations of Elastic Borehole Report*, preparado por GMI.
- ⁵ *Analysis of Critically-Stressed Natural Fractures Report*, preparado por GMI.

Raúl Cirigliano es Ingeniero Mecánico y en Petróleo egresado de la UTN, Argentina en el año 1980. Se desempeñó en trabajos de perforación en las empresas YPF y Bolland en operaciones en Argentina, Venezuela, Brasil y Bolivia. Actualmente es gerente de perforación para la empresa Repsol YPF, en Bolivia.

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

Claudio Balda es Ingeniero Eléctrico graduado de la Universidad Nacional de la Plata, Argentina en el año 1984. Ingresó en la industria del petróleo en la empresa YPF el mismo año y se desempeñó como ingeniero de perforación en Argentina, Brasil y Bolivia. Actualmente es líder de ingeniería de perforación para el Bloque Caipipendi. E-mail: cbaldae@repsolypf.com

Tel: 00 591 3 3384145