

EL ROL DE LA GEOMECHANICA EN LA PERFORACION

Mario Mallaviabarrena, Juan Martín Paris
Baker Atlas

ABSTRACT

Es ya de conocimiento el avance que en los últimos diez años de tecnologías tales como Registros de Imágenes, Acústicos de Onda Completa, Resonancia Magnética y Arreglos resistivos ha permitido un enorme salto en el análisis y resolución de problemáticas relacionadas a la Ingeniería y geología de reservorios o en la exploración.

Más impactante aun es y será la incorporación de la Geomecánica en la actividad de Perforación; dado que mediante el uso y la integración de tecnologías ya en uso por aquellas disciplinas, los logros en optimización de recursos en Perforación están dando un nuevo empuje en nuestra actividad.

Principios antes enunciados pueden ser hoy cuantificados, mejorados y probados, entre ellos los de mayor importancia son enunciados y algunos de los cuales desarrollaremos a posteriori.

- Optimización de pesos de lodos, con el objetivo de optimizar el tratamiento de:
 - Inestabilidad de las paredes del pozo y Riesgo de colapso.
 - Zonas sobre o subpresurizadas.
 - Mejorar limpieza y disminuir maniobras de calibración.
- Optimización de trayectorias en pozos desviados u horizontales.
- Optimización de programas de entubamiento.
- Soluciones de compromiso
- Selección de Trépanos, tendiente a aumentar las métricas, reduciendo posibles daños de Formación

INTRODUCCIÓN

La ponderación de Propiedades Mecánicas Estáticas, Orientación y Cuantificación de los Esfuerzos in Situ, y el incremento de mediciones estáticas de laboratorio, han sido junto al crecimiento de el uso de grupos interdisciplinarios los ejes del avance de estas técnicas.

Lo presentado a continuación es una serie de casos reales y nuevos desarrollos que consideramos ejemplifican el mejor uso de datos “multiusuarios” (Reservorios, Perforación y Estimulación).

- PROPIEDADES MECANICAS
- ORIENTACIÓN DE ESFUERZO IN-SITU (Variaciones regionales y locales)
- CUANTIFICACION DE ESFUERZOS

PROPIEDADES MECANICAS

Es sabido que las mediciones en subsuelo de propiedades mecánicas calculadas a partir de perfiles de pozo, si bien tienen la ventaja de la continuidad y el costo, adolecen de ser solo parcialmente representativas de todos los fenómenos mecánicos que suceden en el reservorio; dado que el tipo de medición usada (estimulación acústica) tiene la restricción de la escala de energía aplicada.

Básicamente la mayor diferencia se halla en la interacción y estimulación de microfisuras previamente abiertas o inducidas durante la perforación.

El avance de los sistemas computarizados ha permitido avanzar en la simulación y correlación de mediciones en subsuelo versus comportamiento en laboratorio.

De hecho en estos momentos se han aceptado ampliamente las mejoras de software que simulan a partir de datos dinámicos (calculados a partir de perfiles) comportamientos estáticos (medidos en laboratorio), mediante la creación de coronas virtuales (ver figura N° 1) y otros medios de inteligencia artificial o sistemas expertos.

Estas son técnicas muy usadas en estimulación, pero el mismo tipo de registro y de análisis nos permite optimizar por ejemplo:

Relación de Poisson

Modulo de Young

Angulo de Fricción Interna

Resistencias de la roca a la compresión

A continuación se listan algunos tópicos comunes y específicos de la perforación cuyo estudio puede involucrar mejoras sustanciales en los costos relacionados:

Problemas observados	Modo de Rotura	Estrategias usuales
Breakout	Shear	Incrementar MW
Stuck pipe	Shear	
Tight spots	Shear	
Colapso	Shear	
Normalizaciones frecuentes	Shear y/o tensión	
Surgencias		Optimizar MW
Exceso de Cutting	Shear y/o tensión	
Doglegs	Shear y/o tensión	
Pérdidas de Circulación	Tensión	Reducir MW
Agarres por presión diferencial		
Baja tasa de penetración		

Para estos tipos de análisis se necesitan datos de:

Tiempo de tránsito compresional (DTC), tiempo de tránsito transversal (DTS), densidad de la formación (DEN) , presiones porales (PP), volúmenes de arcilla y de fluido.

Cabe destacar que, si bien los métodos aquí presentados son de por sí efectivos, son muy útiles y de especial interés las mediciones estáticas que nos darían un marco más efectivo para validar y/o calibrar los modelos, entre las principales se pueden mencionar:

- Resistencia a la compresión sin presión confinante (UCS)
- Modulo de Young (E)
- Relación de Poisson (V)

dado que existen diversos factores que pueden variar los pesos y/o importancia de cada medición ante distintos escenarios.

No obstante, las aparentes incertidumbres metodológicas, el grado de aproximación o fiabilidad de los modelos muestran un incremento de un orden de magnitud, respecto a las técnicas anteriores. A su vez el uso de técnicas interactivas y restricciones basadas en conocimientos mínimos permiten un sustancial avance.

Es de notar que la integración cuantitativa de parámetros dinámicos propios de la perforación no siempre es lineal y directa, pero es allí donde los grupos interdisciplinarios juegan su rol principal, y de hecho una de las bases es importantes es siempre la “experiencia y criterio del staff de perforación” y el detallado análisis de los parámetros mensurables y cualitativos de los partes correspondientes.

En ciertos casos, el simple uso de relaciones sencillas puede aportar soluciones locales y de fácil aplicabilidad, tal el uso de ciertas correlaciones tales como:

- Tasa de Derrumbe versus Densidad de Lodo (ver figura N° 2).
- UCS versus ROP
- UCS/VSH versus ROP
- DTS/DTC versus ROP

Dichas relaciones pueden optimizar la performance en casos como aquellos donde la columna muestra la presencia de litologías tobaceas.

La figura N° 1 muestra un diagrama de flujo del procesamiento del software LMP (Logging of Mechanical Properties). A partir de los datos de entrada, la “corona virtual” generada puede ser testeada bajo diferentes presiones confinantes, lo cual permite simular condiciones de reservorio.

El software LMP (Logging of Mechanical Properties) esta basado en el modelo FORMEL del cual Raaen et al. (1996) describe los fundamentos teóricos. Ong et al. (2000) describe el proceso que realiza el programa LMP.

STRESS IN-SITU, ORIENTACIONES Y MAGNITUDES

En la actualidad una diversidad de herramientas nos permite conocer las orientaciones de los esfuerzos in-situ. Desde aquellas más sencillas tales como calibres orientados e independientes, seguidos en complejidad por registros de imágenes de la pared del pozo (Prensky, 1992) y recientemente se han introducido herramientas acústicas que posibilitan la orientación cierta (Tang et al, 1999) y ponderación en magnitud de la anisotropía de stress.

Esfuerzos corticales no equilibrados causan “descascaramiento” a lo largo de la orientación del mínimo stress actual, dependiendo además de la densidad de lodo usada y de la resistencia de la roca; con la resultante elongación de la sección del pozo. Este tipo de rotura, con una geometría tan particular es llamado **Breakout** (ver figura N° 3) y su origen es puramente mecánico.

Si el pozo es vertical, es válido asumir que la dirección del breakout indica la dirección del mínimo stress horizontal actual (Mastin, 1988). Obviamente la dirección del stress horizontal máximo (SH) estará a 90°. Por otra parte, las **fracturas inducidas** durante la perforación y las **fracturas**

hidráulicas, también aportan información al respecto; las mismas se extenderán en la dirección perpendicular al mínimo stress actual (Miller et al, 1994).

La figura N° 4 muestra una imagen acústica de pozo. En la misma el breakout se distingue como dos franjas oscuras y equidistantes. La imagen se muestra como un cilindro desplegado, por lo que se puede medir sobre la misma dirección de breakout (dirección de Sh) y tamaño de breakout.

La figura N° 5 muestra un mapa de anisotropía obtenido a partir de una nueva generación de acústicos dipolares cruzados. En el mapa de anisotropía se observa la zona rápida que representa la dirección de SH, ya que el sistema se halla referenciado al norte mediante una orientación.

En cuanto a la ponderación de la magnitud de los esfuerzos, si bien hay avances que posibilitan su cuantificación a través del uso de anisotropías acústicas y mediciones de laboratorio (Tang et al., 1999), aun parecería ser que el uso de imágenes (a través de la medición del ancho del breakout) y la integración de LOT (leakoff test) o Minifrac es el método mas extendido actualmente.

Obviamente el acabado conocimiento del modelo geológico disminuye la incertidumbre y sirve de restricción a las posibles falencias en los cálculos, ya que poseemos en caso de ser requerido al menos dos de los esfuerzos estimados.

La magnitud del **Mínimo Stress Horizontal** puede ser estimada basándose en **LOT, PIT o ensayos de facturación** (Addis et al, 1998).

Las fracturas hidráulicas generadas siguen la dirección del máximo stress horizontal, por lo cual es esfuerzo que se opone a su apertura es el Mínimo Stress Actual (Sh). Una vez producida la rotura de la roca (presión de fractura), la presión necesaria para extender la fractura en la formación es una buena aproximación a los esfuerzos que se oponen a la apertura de dicha fractura.

La magnitud del **Stress Vertical** se calcula por la integración en profundidad de los datos de densidad de formación.

Conociendo las propiedades mecánicas de la roca, la presión poral, la densidad de lodo y el esfuerzo vertical y horizontal mínimo; el **Stress Horizontal Máximo** es la única incógnita que resta conocer.

El ancho del Breakout esta en función de todos los factores anteriormente mencionados. Para cuantificar SH (única incógnita que resta por conocer), se puede variar su magnitud mediante el software adecuado, hasta generar un ancho de breakout similar al medido en la imagen de pozo.

Recién cuando se han calculado las propiedades mecánicas y las componentes del stress actual, se está en condiciones de analizar la estabilidad de pozo en condiciones de perforación, de completación y de producción.

DIRECCIONES DE PERFORACION

Tradicionalmente la tendencia para perforar pozos horizontales fue perforar en una dirección paralela al mínimo stress actual (Sh). Esto reduce la diferencia (anisotropía) de las componentes del stress que actúan sobre las paredes del pozo.

Para realizar un análisis mas fino es necesario cuantificar las variables.

De acuerdo a Anderson (1951), existen tres regímenes de stress in situ:

Normal (donde $SV > SH > Sh$)

Inverso (donde $SH > Sh > SV$)

Transcurrente (donde $SH > SV > Sh$)

En todos los ejemplos mostrados a continuación se consideró:

Que el stress horizontal principal tiene dirección este-oeste. Las magnitudes de los esfuerzos se muestran en las figuras.

Profundidad = 3000 metros

Presión Poral = 4300 psi

UCS (Resistencia a la Compresión no confinada) 9500 psi

Resistencia a la Tracción = -950 psi

Relación de Poisson = 0.3

Modulo de Young = 2.000.000 psi

Coefficiente de Biot = 1

Angulo de Fricción Interna = 40°

En los gráficos presentes en las figuras N° 6 a 8 se consideran todas las posibles direcciones de perforación; un pozo vertical se encuentra en el centro del gráfico, mientras que en los bordes del mismo se encuentran los pozos horizontales; teniendo todas las posibles inclinaciones de pozo dentro del gráfico (ver figura N° 12). En el borde exterior del gráfico se encuentran los azimuth para el sondeo, representando al norte con cero grados.

En cada caso se consideraron tres gráficos. Gráfico de presión de lodo mínima para obtener un pozo con “cero breakout” (calibre perfecto), gráfico de presión de lodo máxima para no inducir fracturas y gráfico de ventana de lodo (diferencia entre los dos gráficos anteriores).

Régimen de Stress NORMAL (ver figura N° 6)

El mínimo stress tiene dirección norte-sur y $SV > SH > Sh$.

Pozos verticales e inclinados en la dirección de Sh (norte-sur), se pueden perforar usando la menor presión de lodo (área azul en el gráfico de mínima presión de lodo).

Pozos desviados entre 45° y 60° en dirección norte-sur, tienen la ventana de lodo más amplia (área roja en gráfico de ventana de lodo).

Régimen de Stress INVERSO (ver figura N° 7)

El mínimo stress es el vertical, siendo sistemas muy compresivos ($SH > Sh > SV$).

Los pozos inclinados a horizontales en dirección norte-sur (paralelos a Sh) necesitan mayor densidad de lodo para estar en calibre.

La ventana de lodo más amplia se encuentra en pozos inclinados 30° a 45° en dirección este-oeste (área roja en gráfico de ventana de lodo).

Régimen de Stress TRANSCURRENTE (ver figura N° 8)

Esta caracterizado por $SH > SV > Sh$.

Dentro de este campo de esfuerzo los pozos verticales presentan las condiciones menos favorables para perforar (área roja en el gráfico de mínima densidad de lodo).

Pozos horizontales con direcciones NE-SW y NW-SE tienen la ventana de lodo más amplia.

Al analizar los ejemplos presentados, se desprende que la regla que indica perforar en la dirección del mínimo stress horizontal es solo válida en el caso de un régimen de stress normal.

Finalmente, **los ejemplos mostrados no deben ser tomados como una guía para direcciones de perforación. Cada caso es particular y en todos los casos deben cuantificarse las variables antes de realizar un análisis de estabilidad de pozo.**

OPTIMIZACION DE PROGRAMAS DE ENTUBAMIENTO

Se desprende de los puntos anteriores que una vez conocidos los esfuerzos estamos en condiciones de planificar el tipo de cañerías a utilizar para evitar el colapso y el tipo de terminación posible, pudiendo usarse caños tipo filtro o casing convencional con o sin cementación.

Es común tratar de realizar análisis de tipo TDA (Tubular Design Analysis) sin tener en cuenta las posibles variaciones locales en los esfuerzos lo cual puede, llegado el caso, llevar a subestimaciones que produzcan la posterior pérdida del pozo por colapso.

SOLUCIONES DE COMPROMISO

En el siguiente caso se estimaba atravesar, una sección arcillosa, la cual tuvo problemas de estabilidad en pozos previos, con un pozo horizontal con azimuth 90°.

El primer paso fue realizar la Caracterización Geomecánica de la formación (cálculo de las propiedades mecánicas “estáticas” a partir de perfiles de pozo y cuantificación del campo de esfuerzo a partir de mediciones de direcciones y anchos de breakout en imágenes acústicas de pozo. En primera instancia se analizó la mínima densidad de lodo necesaria para perforar un pozo horizontal hacia el oeste con **“cero breakout”** (ver figura N°9). Para ello deberíamos usar una densidad de lodo de 1628 gr/l.

Sabemos, por datos de LOT de pozos vecinos, que al superar los 1500 gr/l fracturaríamos la formación. Tendríamos por lo tanto pérdida de circulación durante la perforación por lo tanto esta opción debe ser desechada.

De igual forma, se realizó el mismo análisis permitiendo que se genere un breakout de 30° (ver figura N° 10). En este caso la densidad mínima de lodo necesaria es de 1541 gr/l.

La única opción viable para no tener pérdidas de circulación, es un pozo con breakout de 60° (ver figura N° 10), para el cuál la densidad de lodo mínima requerida es 1323 gr/l, la cual no generará fracturas inducidas. Esta es la mejor opción.

La ventana de lodo segura para perforar esta definida entre un pozo en calibre y un pozo con 60° de breakout (ver figura N° 11). Por lo tanto, permitirle al pozo desarrollar un breakout de 60° no pone en peligro su estabilidad.

Para que exista riesgo de “colapso” el ancho de breakout debe exceder los 120° (Zheng, Z., 1998).

Sin embargo un breakout de 60° implica un volumen importante de cutting agregado al pozo, por lo cual se deberá optimizar la limpieza del mismo durante la perforación; especialmente teniendo en cuenta que el pozo es horizontal.

No siempre es posible perforar un pozo con buen calibre, pero si es posible cuantificar los riesgos.

Conversión de Unidades
1 MPA = 145.0377 PSI

Mario Mallaviabarrena:

Geólogo, recibido en la UBA en 1983, especializado en Ingeniería de Reservorios (UBA-1985), desarrolló tareas de geólogo en YPF en Cañadón Seco hasta Noviembre de 1987; ingresando en Baker Atlas en donde se dedicó al análisis de perfiles con fines Petrofísicos, Geológicos y de Producción.

Ha trabajado en estudios de reservorios para compañías tales como: Repsol-YPF, Pecom Energía S.A., Tecpetrol S.A., Pluspetrol E & P S.A. y Shell CAPSA.

Actualmente se desempeña como Manager de Geociencias para Argentina y Bolivia, con sede en Neuquén, desarrollando sus actividades en todas las cuencas hidrocarburíferas de los mencionados países.

Juan Martín Paris:

Geólogo, recibido en la UBA en 1990, desarrollo sus actividades como becario en YPF desde 1987 hasta el año 1990 cuando comienza a trabajar como geólogo hasta 1993, desde 1992 a 1994 es docente en la Universidad Tecnológica de Bs.As. en la cátedra de Geología Aplicada y Mecánica de Rocas. En 1995 ingresa en Baker Atlas.

Desde entonces se ha especializado e Análisis de Imágenes, Diplogs y Geomecánica, habiendo realizado trabajos de evaluación y descripción en Yacimientos Fisurados en varios proyectos en el NOA. Actualmente basado en Neuquén soporta junto al Team de Geociencias las necesidades de clientes tanto en Argentina como Bolivia.

Bibliografia

- ADDIS, M. A., HANSSEN, T. H., YASSIR, N., WILLOUGHBY, D. R. 1998. "A comparison of Leak-Of Test and Extended Leak-Of Test data fro Stress." SPE/ISRM 47235.
- ANDERSON, E. M., 1951. "The Dynamics of Faulting." Oliver & Boyd, Edinburgh.
- EATON, B. A., 1975. "The equation for Geopressure prediction from well logs." SPE 5544.
- MASTIN, L., 1988. "Effect of borehole deviation on breakout orientations." Journal of Geophysical Research, vol. 93, N° B8, pages 9187 - 9195 (August 10, 1988).
- MILLER, W. K., PATERSON, R. E., STEVENS, J. E., LACKEY, C. B., HARRISON, C. W., 1994. "In Situ Stress profiling and prediction of Hydraulic fracture azimuth for the west Texas Canyon sands formation." SPE Production & Facilities, August 1994.
- ONG, S., RAMOS, G.G., ZHENG, Z., 2000. "Sand production prediction in high rate, perforated and open hole gas wells." SPE 58731.
- PRENSKY, S., 1992. "Borehole Breakouts and In-Situ Rock Stress – A Review." The Log Analyst (May – June, 1992) pages 304 – 312.
- RAAEN, A. M., HOVEM, K. A., JORANSON, H., FJAER, E., 1996. "FORMEL: A step forward in strength logging." SPE 36533.
- TANG, X. M., PATTERSON, D., HINDS, M., CHENG, N. Y., 1999. "Evaluating Hydraulic Fracturing in case holes using Cross-Dipole." SPE 56512.
- TANG, X.M.; CHENG N.Y. and CHENG C.H., 1999. "Identifying and Estimating formation stress from borehole monopole and cross-dipole acoustic measurements." in 40 th. Annual meeting transactions: Society of Professional Well Log Analyst
- ZHENG, Z., 1998. "Integrated borehole stability analysis – Against Tradition." SPE 47282.

LMP - Logging for Mech. Properties

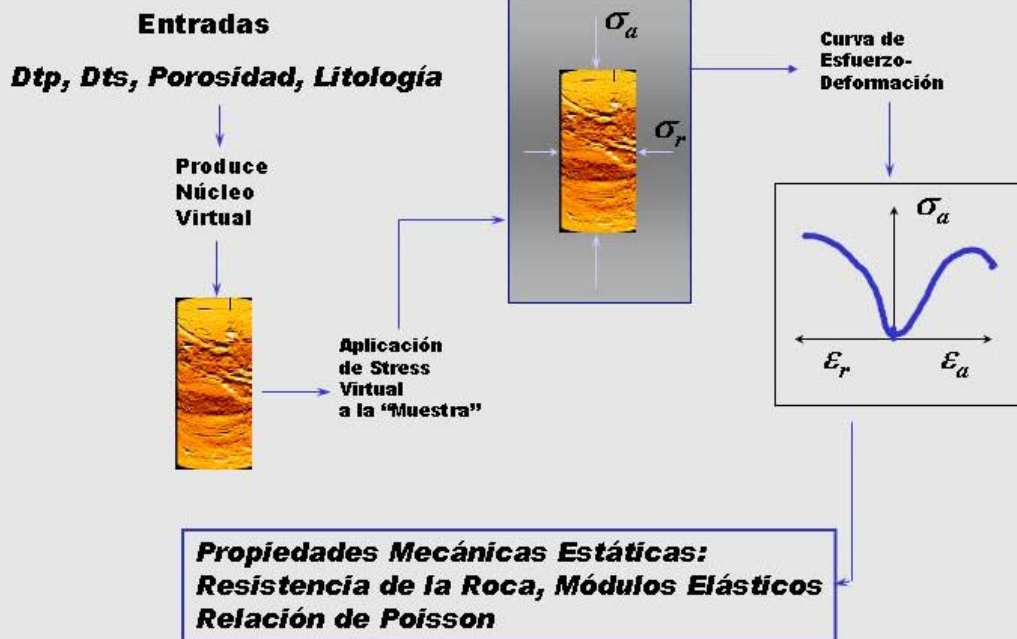


Fig. 1- Diagrama de flujo del software de Propiedades Mecánicas Estáticas.

Relaciones sencillas pueden aportar soluciones locales...

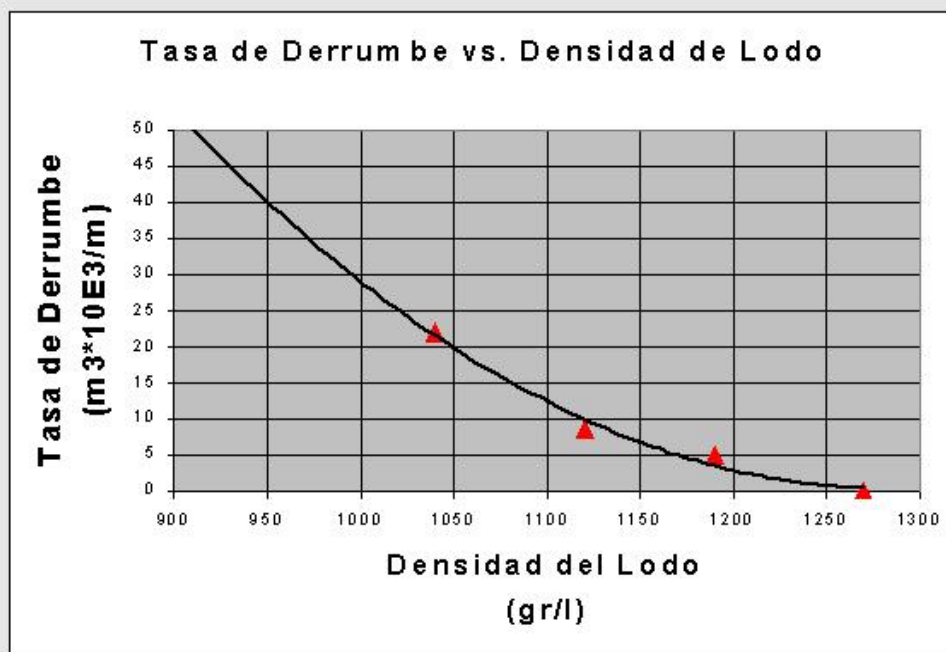


Fig. 2- Crossplot de datos locales.

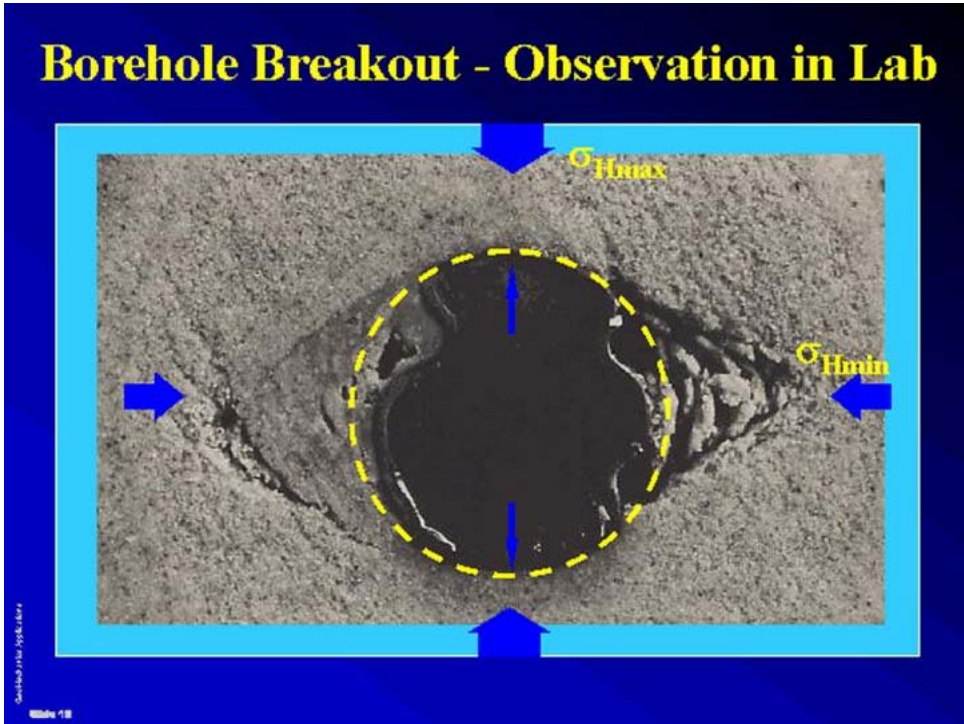


Fig. 3- Breakout experimental en Laboratorio. Relación de esfuerzos y orientación.

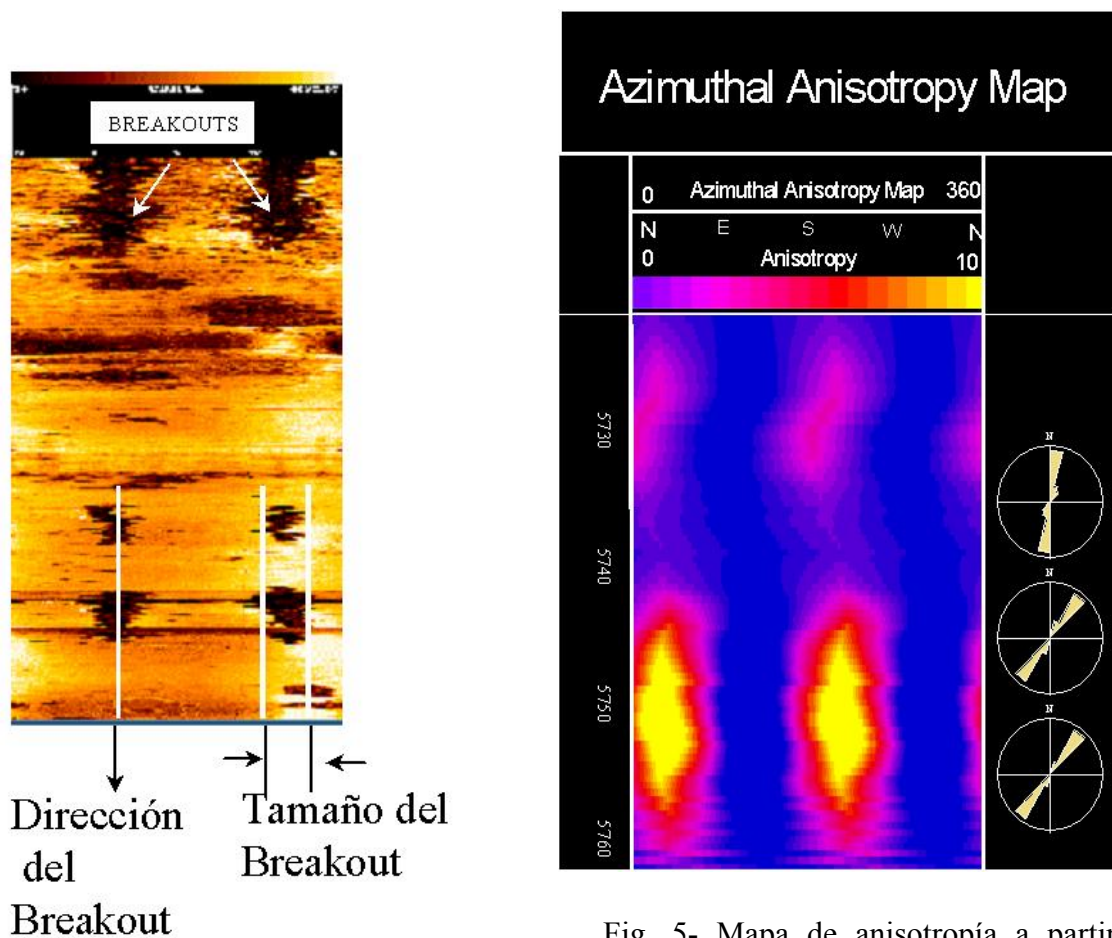


Fig. 4- Imagen acústica de las paredes del pozo, Proceso de orientación y medición del Breakout para estudios de Stress In Situ.

Fig. 5- Mapa de anisotropía a partir de Acústicos dipolares cruzados. El color amarillo representa la orientación del esfuerzo máximo horizontal (SH).

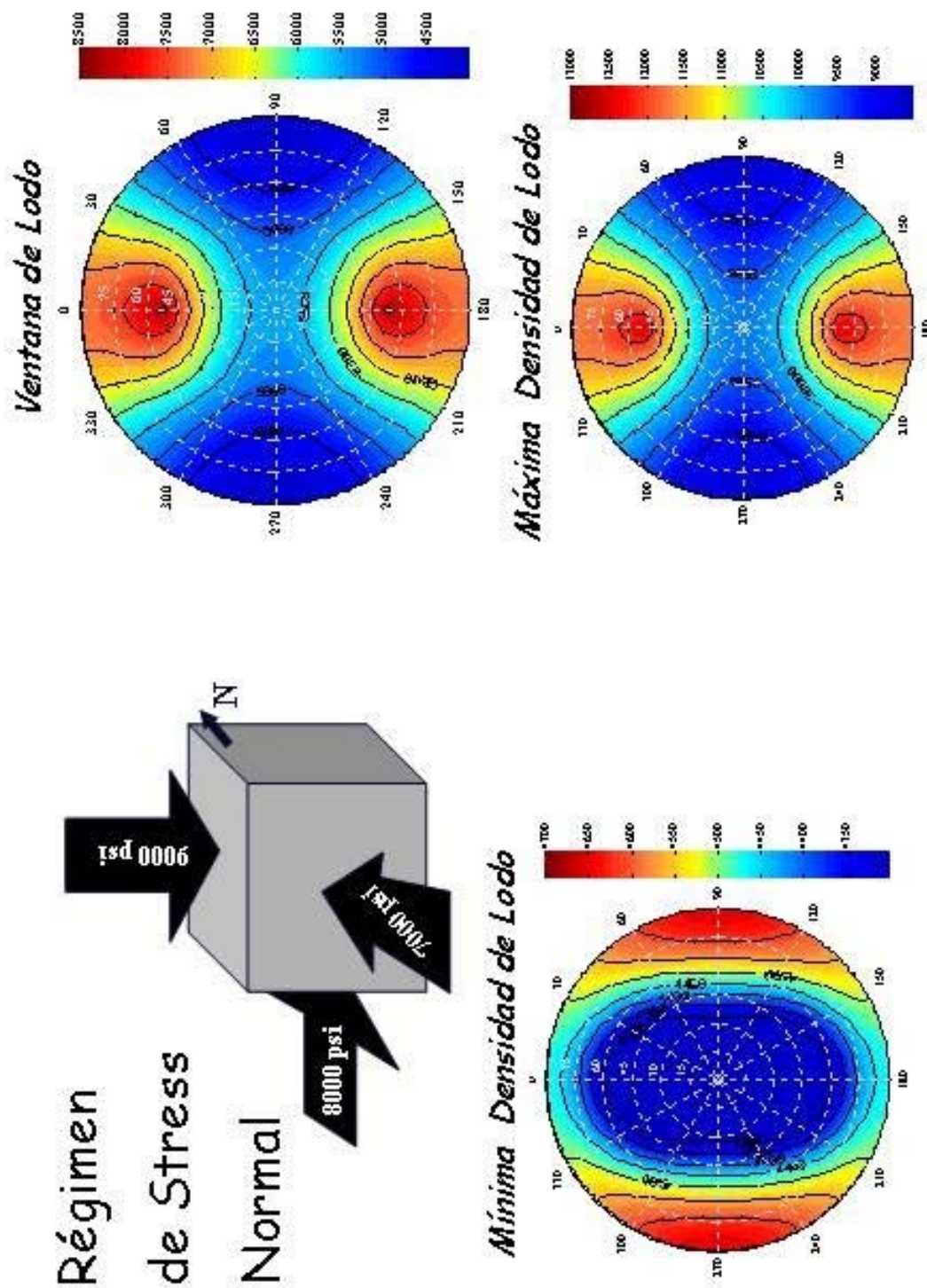


Fig. 6- Modelado en condiciones de regimenenes de Tipo Normal.

Pozos verticales e inclinados en dirección Norte-Sur (paralelos a Sh) se pueden perforar usando menor densidad de lodo.

Pozos desviados 45° a 60° en dirección Norte-Sur tienen la ventana de lodo más amplia.

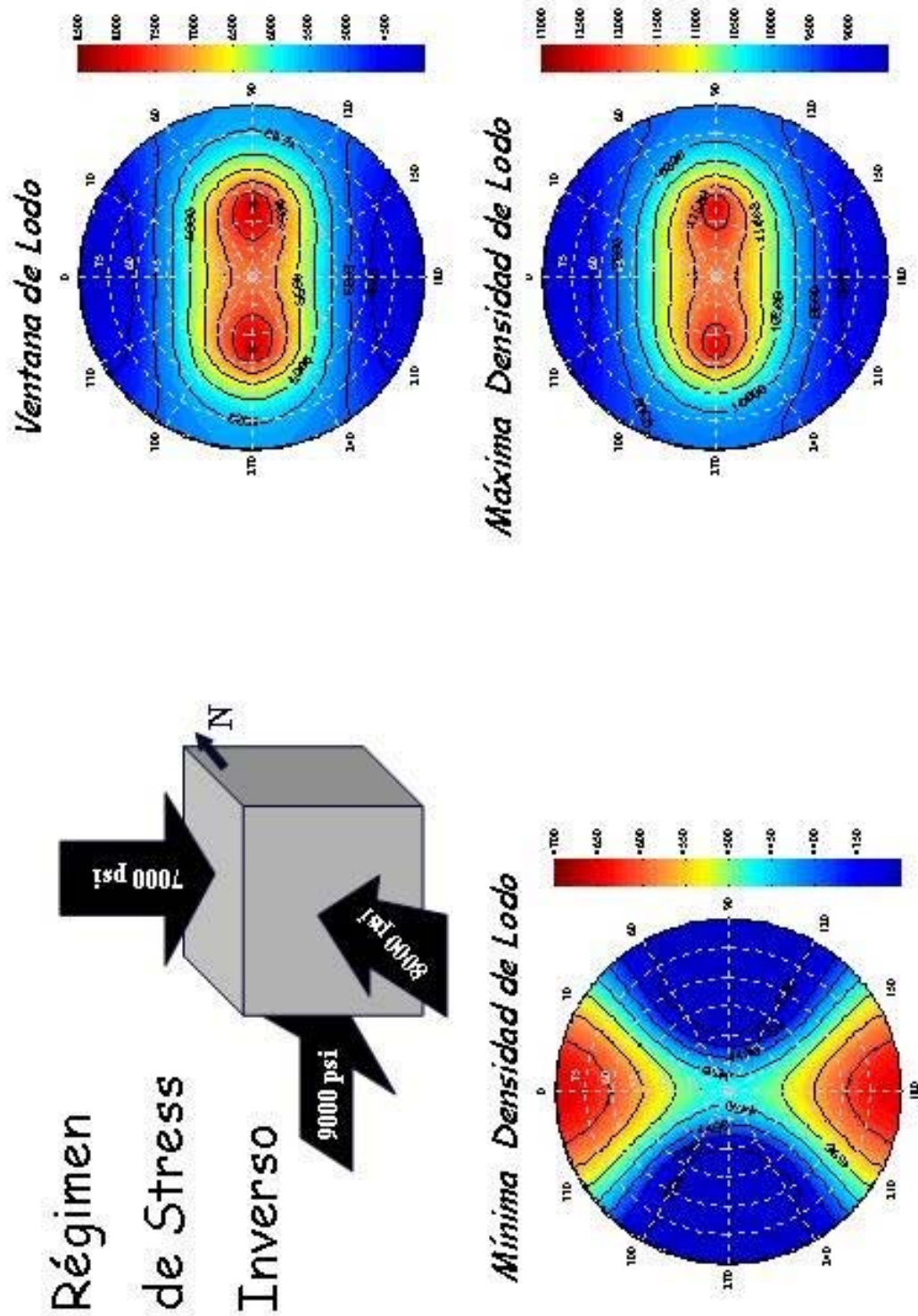


Fig. 7- Modelado en condiciones de regimenes de Tipo Inverso.

Sistemas muy compresivos.

Pozos desviados 30° a 45° en dirección Este-Oeste (dirección de SH) tienen la ventana de lodo más amplia.

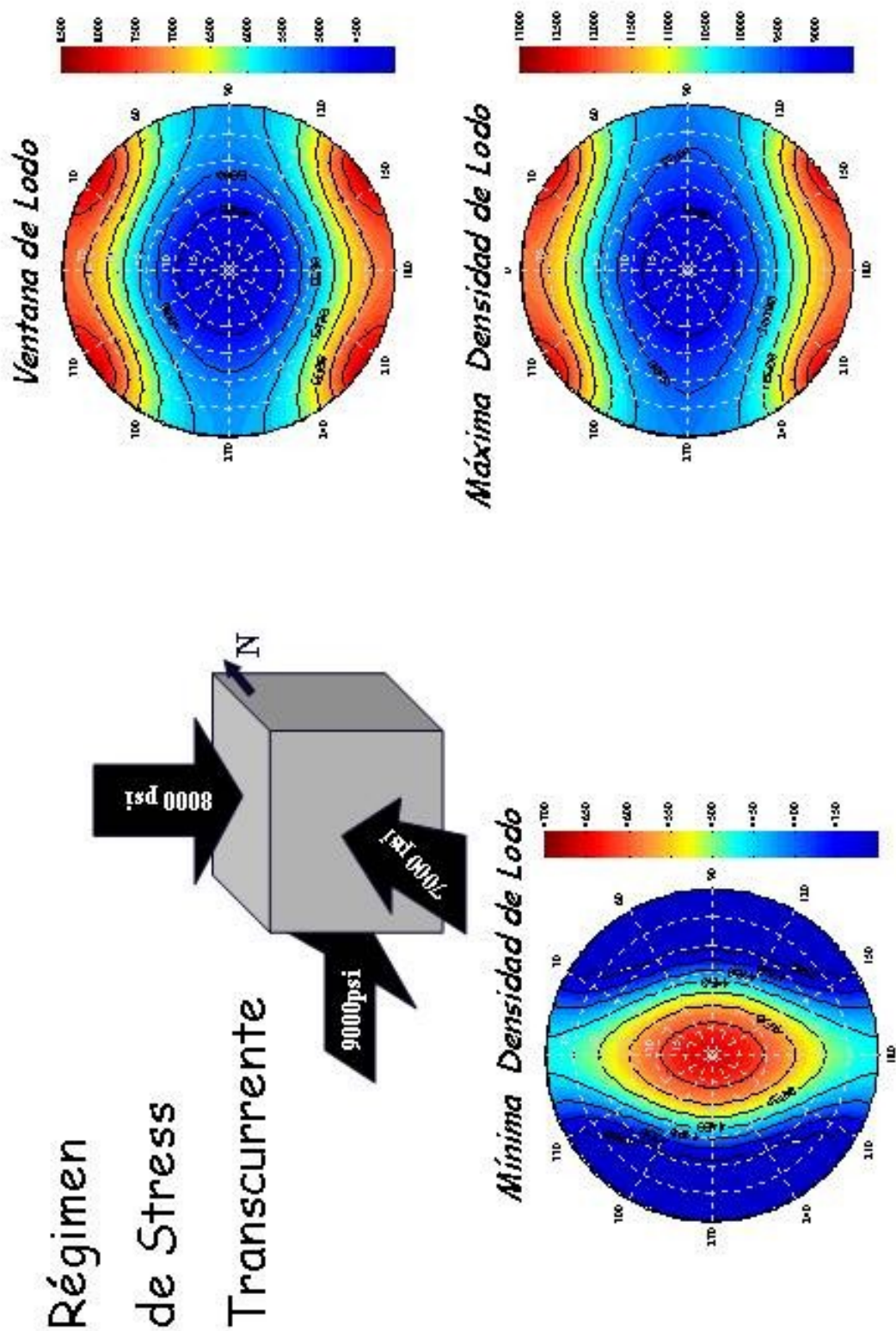


Fig. 8- Modelado en condiciones de regimenes de Tipo Transcurrente.
*Los pozos verticales son los más inestables en cuanto a la perforación.
 Pozos horizontales con direcciones NE-SW y NW-SE tienen la ventana de lodo más amplia.*

Pozo horizontal hacia el Oeste?

Propiedades Mecánicas

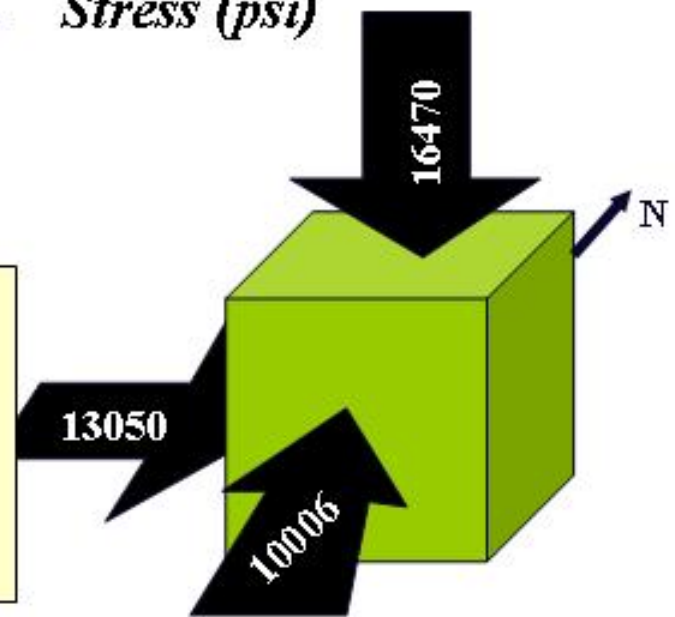
UCS = 9720 psi

Presión Poral = 7273 psi

Angulo Fricción Int. = 24.8°

Relación de Poisson = 0.24

Componentes del Stress (psi)



1628 gr/l

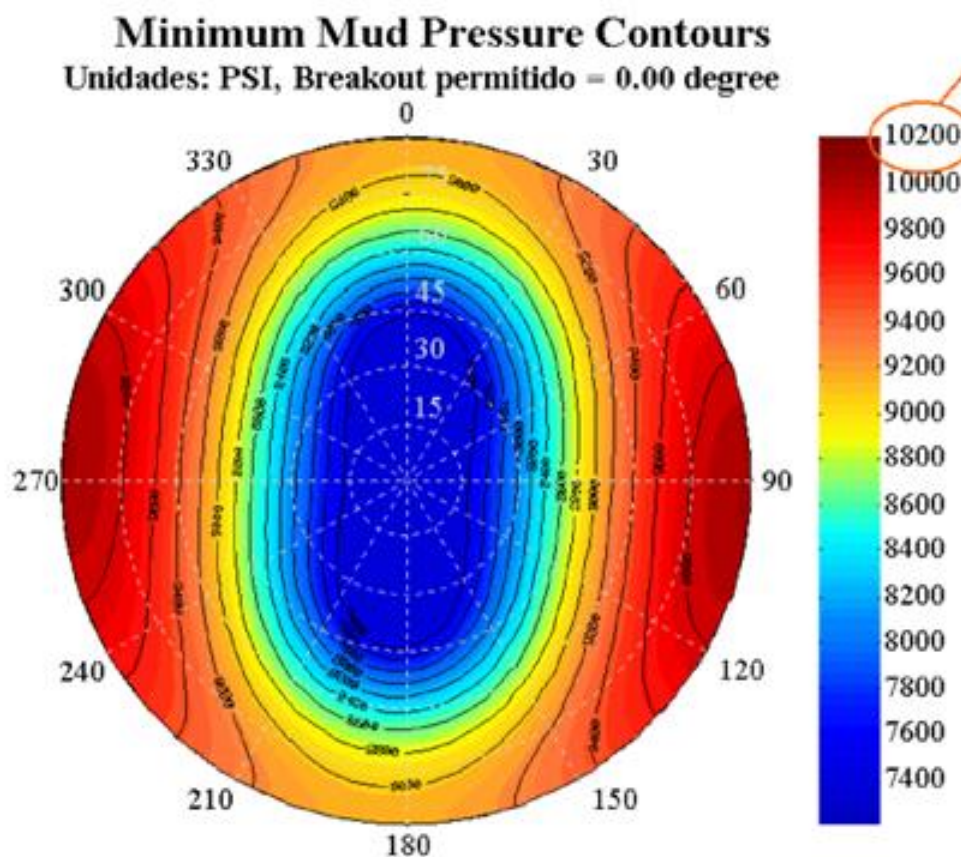


Fig. 9- Pozo horizontal hacia el oeste. Condiciones de Breakout= 0° .

Presión de lodo demasiado elevada generaría fracturas inducidas = pérdidas de circulación.

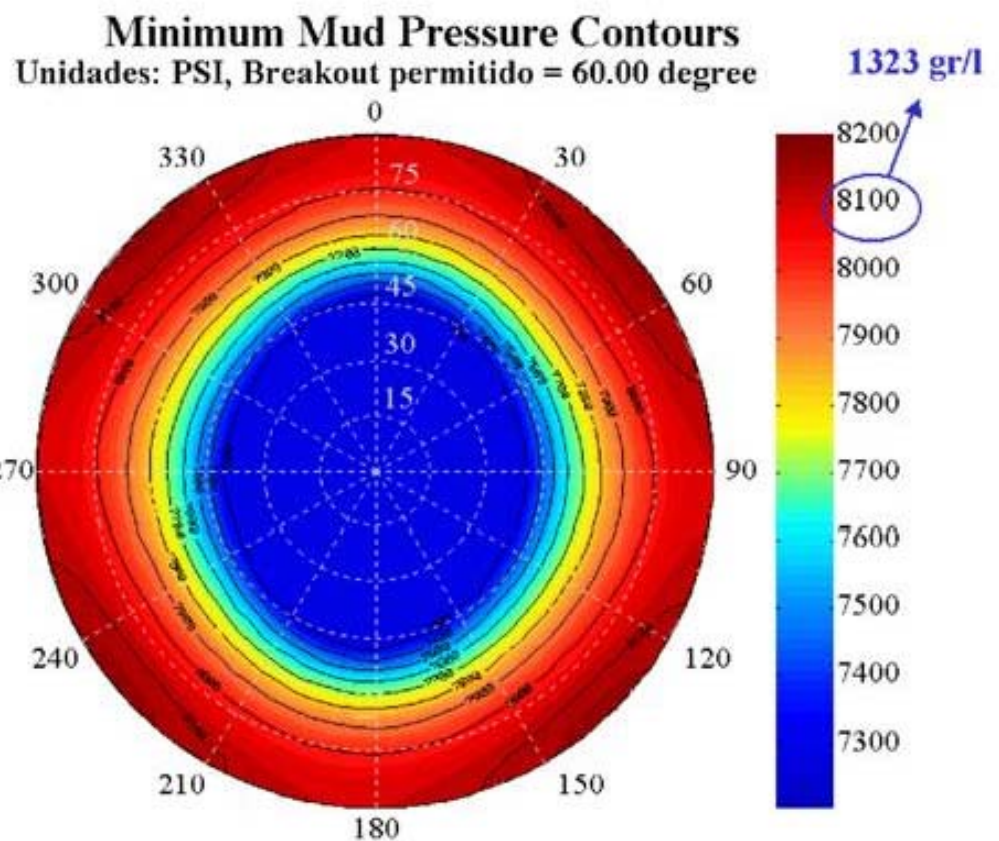
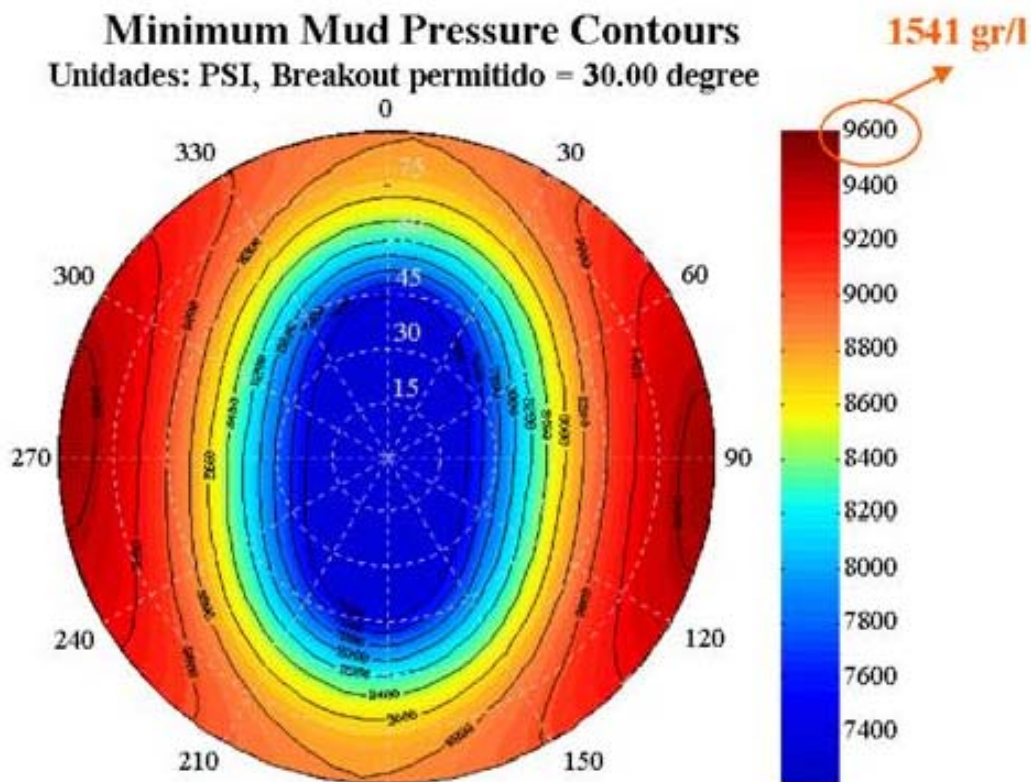


Fig. 10- Pozo horizontal hacia el oeste. Condiciones de Breakout= 30°. *La presión de lodo sigue siendo demasiado elevada. Esta opción también debe descartarse.*

Condiciones de Breakout= 60°. *Esta opción es factible.*

