

UNIVERSIDAD DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y
PETROQUÍMICA



TESIS

**“EVALUACION DE LA PERFORACION PARA POZOS
DIRECCIONALES EN LAS FORMACIONES CAPAS ROJAS
SUPERIORES, CAPAS ROJAS INFERIORES Y CHAROPHITES EN
LA CUENCA UCAYALI – LOTE 56”**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL

DE INGENIERO DE PETROLEO

**REALIZADO POR:
ERICKSON HITLER NIEVES ACOSTA**

PROMOCION 2008 - I

**LIMA – PERU
2008**

“EVOLUCION DE LA PERFORACIÓN PARA POZOS DIRECCIONALES EN LAS FORMACIONES CAPAS ROJAS SUPERIORES, CAPAS ROJAS INFERIORES Y CHAROPHITES EN LA CUENCA UCAYALI – LOTE 56”

1.- INTRODUCCION

2.- OBJETIVO

3.- ANTECEDENTES DE FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PERFORACIÓN

3.1 Personal

3.1.1) Habilidad

3.1.2) Experiencia

3.1.3) Relación Empresa-Trabajador

3.1.4) Motivación

3.2 Torque y Arrastre

3.2.1) Principios Básicos Torque y Arrastre

3.2.2) Fricción

3.2.3) Coeficientes de Fricción

3.2.4) Fuerzas Laterales y fuerzas de Tensión-Compresión

3.3 Equipo de Perforación

3.3.1) Estado Mecánico del Equipo de Perforación

3.3.2) Top Drive Tesco

3.3.2.A) Ventajas Operativas

3.3.2.B) Desventajas Operativas

3.3.3) Top Drive Varco

3.3.3.A) Aplicación del Top Drive

3.3.3.B) Ventajas Operativas

3.4 Características de las Formaciones

3.4.1) Litología Pagoreni

3.4.2) Comprensibilidad

3.4.3) Dureza Y Abrasividad

3.4.4) Presión Hidrostática

3.4.5) Elasticidad Y Plasticidad

3.4.6) Permeabilidad

3.4.7) Contenido de Fluidos

3.4.8) Porosidad

3.5 Elementos de Estabilidad del Pozo

3.5.1) Estabilidad Mecánica

- 3.5.1.A) Orientación de Los Esfuerzos
- 3.5.1.B) Rotura por Esfuerzo Mecánico
- 3.5.1.C) Rotura-Fracturación Causada Por La Tensión
- 3.5.1.D) Rotura/Colapso Causado por la Compresión o Flujo Plástico

3.5.2) Estabilidad Química

- 3.5.2.A) La advección
- 3.5.2.B) Efecto de la Presión capilar
- 3.5.2.C) El Efecto del Osmosis
- 3.5.2.D) La Difusión
- 3.5.2.E) Hidratación he Inchamiento

3.5.3) Problemas de Estabilidad en la Perforación

3.6 Propiedad del Fluido de Perforación

- 3.6.1) *La Densidad del Fluido de Perforación*
- 3.6.2) *Propiedades de Flujo*
- 3.6.3) *Contenido de Sólidos*
- 3.6.4) *Filtrado Y Perdida de Agua*

3.7 Factores Hidráulicos

- 3.7.1) *Régimen de Circulación*
- 3.7.2) *Velocidad de Chorros*
- 3.7.3) *Caballaje Hidráulico*
- 3.7.4) *Impacto Hidráulico*

4.- MANEJO DIRECCIONAL

4.1 Fundamentos Teóricos de la Perforación Direccional

4.1.2) *Definiciones Básicas*

4.2 Consideraciones para la Planificación de Un Pozo Dirigido.

- 4.2.1) *Características de las Formación*
- 4.2.2) *Sistema de Coordenadas*
- 4.2.3) *Objetivo de Pozo*
- 4.2.4) *Tipo de Trayectoria*
- 4.2.5) *Determinación del Punto de Desviación*
- 4.2.6) *Velocidad de Crecimiento del Ángulo de Inclinación*
- 4.2.7) *Etapas de la Planificación de Una Trayectoria*

4.3 Planificación de La Trayectoria de un Pozo Dirigido

4.3.1) *Trayectoria tipo "J"*

4.4 Planificación del Punto de Desviación de la Trayectoria en un Pozo Dirigido Tipo “J”

4.4.1) Planificación del punto de desviación

4.4.2) Planificación de un cambio de trayectoria

4.5 Herramientas Utilizadas en la Perforación Direccional en Selva Sur

4.5.1) Herramientas Deflectoras

4.5.2) Herramientas de Medición

4.5.3) Herramientas Auxiliares

4.6 Conjuntos de Fondo

4.6.1) Teorías de Conjunto de Fondo (BHA)

4.6.2) Tipos de Conjuntos de Fondo Para Pozos Dirigidos Tipo “J”

4.7 Problemas en la Perforación de Pozos Dirigidos

4.7.1) Control de Trayectoria

4.7.2) Colisiones

4.7.3) Severidad de la Pata de Perro

4.7.4) Ojo de Llave (Key-Seat)

4.7.5) Inestabilidad de las Paredes del Pozo

4.7.6) Agarre por Presión Diferencial

5.- BARRENA DE PERFORACIÓN

5.1 Tipos de Barrena

5.1.1) Barrenas de Cuerpo de Acero

5.1.2) Barrenas de Cuerpo Matriz

5.2 Medición de Desgaste y Rendimiento

5.3 Partes de la Barrena

5.3.1) Cono

5.3.2) Nariz

5.3.3) Flanco

5.3.4) Radio del Diámetro Exterior (ODR)

5.4 Longitud de la Barrena

5.5 Geometría de la Barrena

5.5.1) Numero de Aletas

5.5.2) Altura de la Aleta

5.5.3) Geometría de la Aleta

5.6 Cortadores

- 5.6.1) La Fabricación*
- 5.6.2) Numero de Cortadores*
- 5.6.3) Tamaño del Cortador*
- 5.6.4) Inclinación Atrás “Back Rake”*
- 5.6.5) Inclinación Lateral “Side Rake”*

5.7 Diseño de Cortadores PDC

- 5.7.1) Tasa de perforación*
- 5.7.2) Torque reactivo*

5.8 Vibración de Barrenas

- 5.8.1) Vibraciones Laterales “Whirl”*
- 5.8.2) Vibración Torcional “Slip Stick”*

6.- EVOLUCIÓN Y DESARROLLO DEL PROYECTO PAGORENI-A

6.1 Prevencciones Para Evitar La Inestabilidad

- 6.1.1) Prevencciones Para Evitar La Inestabilidad Química*
- 6.1.2) Prevencciones Para Evitar La Inestabilidad Mecánica*

6.2 Experiencias en la perforación direccional en la Selva Sur (Proyecto Pagoreni)

- 6.2.1) Tipo de Formaciones*
- 6.2.2) Diseño de Trayectoria de un Pozo Tipo “J”*
- 6.2.3) Tipos de Conjunto de Fondo (BHA)*
- 6.2.4) Comportamiento de los Conjuntos de Fondo (BHA)*

6.3 Avance Tecnológico en El Diseño de Barrenas

- 6.3.1) Litología*
- 6.3.2) Diseño*
- 6.3.3) Manejo de Parámetros de Perforación*

7.- COSTOS

8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.- TABLAS y GRAFICOS

10.- BIBLIOGRAFÍA

1.- INTRODUCCION

Durante la perforación de los pozos Pagoreni-1001D, Pagoreni-1002D y Pagoreni-1003D. Del proyecto Pagoreni-B se han adquirido diversas experiencias relacionadas con la tecnología, técnicas y equipo de perforación, los cuales han podido ser aplicadas en la perforación de los pozos Pagoreni-1004D y Pagoreni-1005D perteneciente al Pagoreni-A logrando con esto una reducción en el tiempo de perforación y por consiguiente una reducción de los costos de perforación.

Para conseguir estos objetivos se han ejecutado algunas variaciones en el equipo de perforación, como son: Cambio de "Top Drive" por uno de mayor potencia y capacidad, utilización de lodo polímero inhibido de base agua en vez de uno de base yeso desde el inicio de la perforación de 16 pulgadas, modificación de los conjuntos de fondo (BHA) para ayudar a mejorar la tasa de perforación con la aplicación de un equipo "Vortex" acompañando al "Power Drive" en las formaciones Capas Rojas Superiores y Capas Rojas Inferiores, reducción de las vibraciones durante la perforación conseguida mediante las mejoras tecnológicas en el diseño de las barrenas de perforación utilizadas en cada sección y un mejor control de parámetros de perforación.

Los modelos de barrena utilizados en la perforación de la estructura del Pagoreni-B fueron: RSX619S-A2, HCM605 en la sección de 16 pulgadas. Y los modelos RSX519S-D2, HC605, RSX519M-B30 y RSR519S-D2 en la sección de 12¼"x14 ¾" de características direccionales de Cuerpo de Acero y Matrix, cinco Aletas y Cortadores de 19 milímetros de PDC.

Para la estructura del Pagoreni-A se mejoraron los modelos de barrenas para cada sección tanto en la parte de perfil, área de limpieza y reducción de vibraciones con los siguientes modelos: SD519MHBPX en la sección de 16 pulgadas. Y RSX619S-A2 en la sección de 12¼"x14 ¾" pulgadas.

Es importante mencionar que las conclusiones a las que se llega al finalizar esta tesis son en base a los resultados obtenidos del análisis de las informaciones conseguidas durante las operaciones quedando siempre sujetas a la posibilidad de encontrar nuevas o mayores causas para su ampliación o profundización.

2.- OBJETIVO

Es mostrar las reducciones de los tiempos de perforación debido a las mejoras técnicas, tecnológicas y de experiencias operacionales que se obtuvieron durante la perforación de los pozos perteneciente al Pagoreni-B y que fueron aplicados en la perforación de los pozos perteneciente al Pagoreni-A.

3.- ANTECEDENTES DE FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PERFORACION

Generalmente, las prácticas y procedimientos de planeación y perforación de un pozo están determinados, entre otros aspectos, por las prácticas comunes del área, experiencia y habilidad del personal así como los procedimientos y políticas de la empresa operadora.

La seguridad del pozo, que incluye tanto al personal como a las instalaciones y al medio ambiente, es un factor de primordial importancia. A continuación se plantearán aquellas variables que afectan la velocidad de perforación, aun cuando esto no significa que la mayor velocidad de perforación produzca como resultado menor costo en la perforación.

En términos generales, las variables que afectan a la velocidad de perforación pueden ser clasificadas en dos grandes grupos: Variables Inalterables y Variables Alterables. Se mencionan a continuación en forma general los principales factores que de una u otra forma influyen en la tasa de perforación.

3.1 Personal

Tanto el que labora en el equipo (Cuadrilla de Perforación, Técnicos, Perforadores, etc.) como los encargados de la planificación y supervisión de las operaciones, constituyen el factor más importante en el proceso de la perforación del pozo y por lo tanto ejercen gran influencia sobre la velocidad de perforación.

3.1.1) *Habilidad*

La presencia de cada trabajador depende en gran medida de su habilidad para realizar las operaciones en el equipo. Estrictamente hablando, habilidad puede definirse como aptitud o talento para realizar una tarea dada o comprender bien las cosas; es decir, es el medio para ejecutar las tareas.

En la realización de cualquier actividad es conveniente contar con personal capacitado. Así las labores de perforación pueden ser ejecutadas con mayor eficacia y por lo tanto las operaciones no se verán limitadas por problemas de incapacidad del elemento humano. La capacidad de los trabajadores es un factor íntimamente ligado con la experiencia y el entrenamiento.

3.1.2) *Experiencia*

Se define como el conjunto de conocimientos prácticos adquiridos a causa de presenciar, conocer o sentir un hecho; por lo tanto, es sumamente necesario en las operaciones de perforación, las cuales son actividades de alto riesgo.

Las operaciones de perforación deberán de ser realizadas y supervisadas por personal ampliamente experimentado. Esto es aun más evidente por el hecho que las operaciones se realizan a miles de metros de la superficie, basadas en datos de superficie.

El entrenamiento como práctica repetida de cualquier actividad para mejorar su ejecución. En un sentido mas amplio puede llamarse capacitación; de este modo el personal será más competente en la realización de su trabajo.

3.1.3) *Relación Empresa-Trabajador*

La buena relación de la empresa y cada uno de los trabajadores redundara en su buen desempeño y, en consecuencia, en el beneficio de la compañía.

3.1.4) *Motivación*

Una forma eficaz de obtener un alto nivel de rendimiento por parte del personal es motivar a cada uno de ellos. Una persona motivada

realizara su trabajo con mayor eficacia, al saber que su esfuerzo será reconocido tanto por sus compañeros como por la empresa.

3.2 Torque y Arrastre

En el análisis de torque y arrastre es realizado una vez que sea planeado tanto el perfil del pozo (tipo de radio) como la trayectoria (inicio de desviación ángulo de levantamiento, ángulo y longitud de la tangente). Hay muchos factores que aumentan el torque y arrastre como son: el pegamiento diferencial, “Ojo de Llave”, la inestabilidad del hueco, la limpieza del hueco y la interacción asociada con las fuerzas laterales cuando se esta perforando. Las fuerzas laterales están determinadas por la geometría del hueco, tal que podamos separar en dos grandes bandos el primero causado por una condición pobre del hueco e inapropiado peso de lodo y el segundo asociados con el camino o trayectoria del pozo.

3.2.1) Principios Básicos Torque y Arrastre

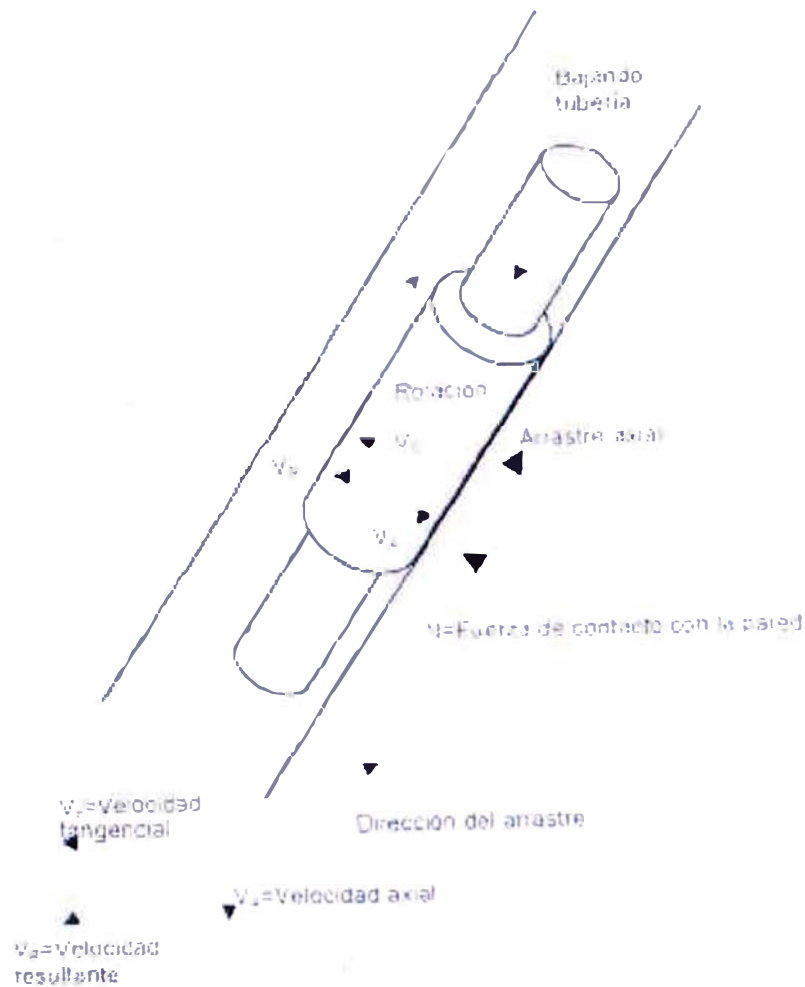
El arrastre es el resultado del contacto entre la columna de perforar y las paredes del pozo o forros.

La fuerza de deslizamiento (F) es el producto del factor de fricción (ff) y la fuerza que actúa normal a la superficie de contacto (N).

$$F = ff * N$$

En un hueco inclinado o con repentinas variaciones de ángulo, las fuerzas actúan normalmente a la pared de la tubería generando un arrastre entre el hueco y la columna de perforación.

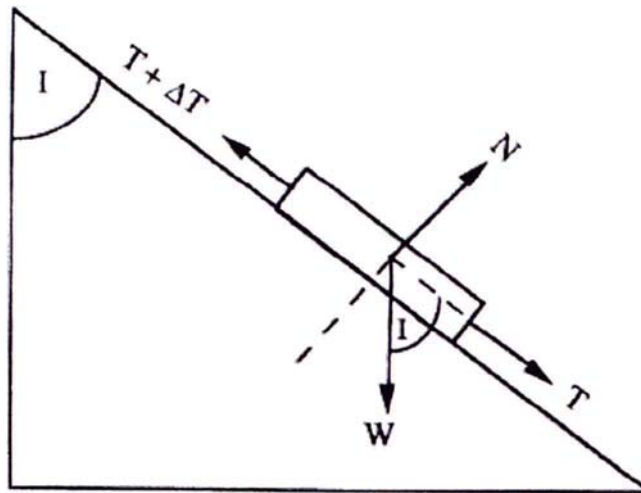
La fuerza de fricción de deslizamiento se observara como torque, arrastre o una combinación de ambos. Si la columna de perforación es jalada sin rotación, la fuerza de fricción se mostrara como arrastre. Si la columna es solo rotada la fuerza de fricción se mostrara como torque. Las fuerzas de fricción de deslizamiento son opuestas al movimiento y por lo tanto la fuerza de fricción actúa en una dirección opuesta a la vector velocidad.



(V_c) y el movimiento hacia abajo (V_a). El vector velocidad total (V_r) se calcula fácilmente. El arrastre friccional ocurre a lo largo del vector (V_r) pero en la dirección opuesta. Los componentes de arrastre friccional axial y Torcional son directamente proporcional a sus respectivas velocidades.

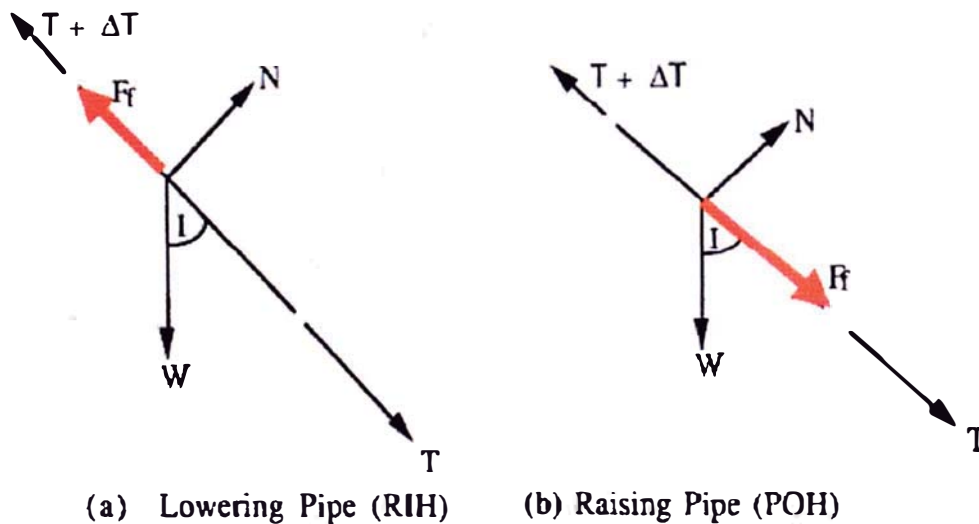
Cuando la columna de perforación es rotada y reciprocada el torque y arrastre varia dependiendo de la velocidad axial y rotacional de la tubería. El arrastre que reduce el peso efectivo sobre la barrena es superada usando un incremento de torque a través de la rotación de la tubería. La fuerza de fricción de deslizamiento es observada como torque o arrastre dependiendo del modo del movimiento de la tubería, aunque el origen de la fuerza de fricción es la misma para ambos, ya sea torque o arrastre.

Una columna en tensión actúa como una “Pata de perro” creando fuerzas laterales en el contacto entre la tubería y pared del hueco.



Si la tubería es jalada fuera del hueco la fuerza de fricción sería paralela al eje de la tubería y se observa como arrastre o también como un incremento de la carga en el gancho. Si la tubería se rota, la fuerza de fricción sería observada como torque. La fuerza de fricción representa la tensión de la tubería de perforar y la severidad de la variación del ángulo.

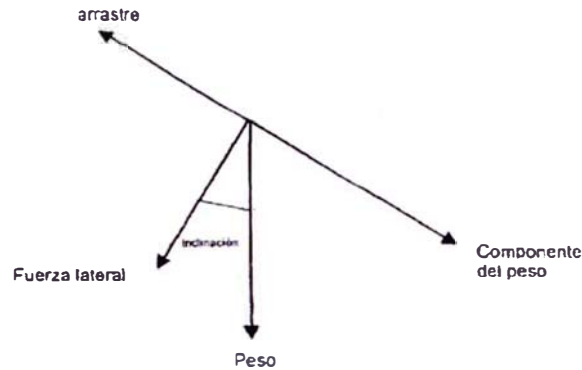
El arrastre cuando esta en un hueco inclinado depende del peso (W) de la tubería y de la inclinación del hueco (I)



Solamente la componente del peso actuando normal a la pared del pozo contribuye a la fuerza de fricción. El componente del peso actuando a lo largo del eje de la columna de perforación contribuye a la tensión de la columna. La combinación de estas dos fuerzas de fricción de deslizamiento origina el torque y el arrastre que sucede en los pozos siendo en los pozos de alto inclinación una parte importante.

3.2.2) Fricción

Es la resistencia al movimiento que existe cuando una masa es movida por una fuerza o un intento es hecho para moverlo a lo largo de una superficie. Un objeto yace sobre una superficie inclinada (como se muestra en el grafico)



El objeto puede moverse o permanecer ahí. La fuerza principal que actúa sobre el objeto es la gravedad, jalándola en la dirección del centro de la tierra. Esta fuerza es representada por W . Hay dos componentes de W , una fuerza que es perpendicular al plano y otra paralela a dicho plano en dirección al movimiento. Como resultado de la fricción de las superficies aparece una fuerza opuesta al movimiento en la misma dirección llamada Fuerza de Fricción o Arrastre.

El objeto permanecerá en equilibrio si la componente en el peso de la dirección del movimiento no alcanza la fuerza de fricción estática máxima. Si por el contrario dicha fuerza es mayor que la de fricción estática máxima el objeto se deslizará hacia abajo a lo largo del plano inclinado.

Estos resultados están en función de la inclinación y de la rugosidad del material

3.2.3) Coeficientes de Fricción

El coeficiente de fricción (μ) se define como la razón entre la fuerza de fricción y la fuerza normal. El conocimiento del factor de fricción es muy importante para el cálculo del torque y arrastre.

El coeficiente de fricción es características de las superficies en contacto por lo que en perforación:

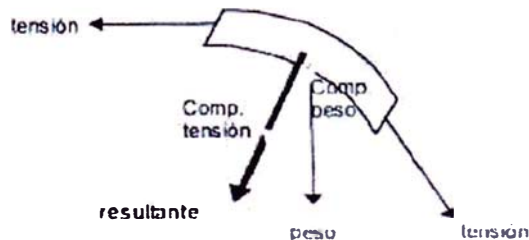
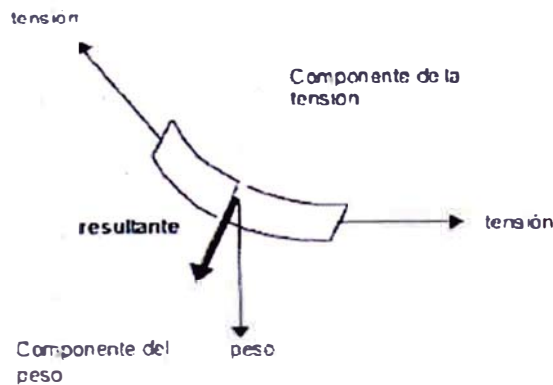
- Las propiedades del lodo.
- La condición de los forros.
- El tipo de formación.
- La condición de la pared del pozo.

Harán variar el coeficiente de fricción entre la columna de perfora y el hueco. Mucha compañías han trabajado mucho para calcular los coeficientes de fricción para diferentes campos y diferentes condiciones de perforación de pozo vecinos.

Se debe de tener cuidado al utilizar los factores de fricción. A veces algunos problemas son expresados como factores de fricción. Esto puede suceder con la severidad en la variación del ángulo. Por ejemplo el factor de fricción para el acero contra acero es de 0.3 sin lubricante entre las superficies.

3.2.4) Fuerzas Laterales y fuerzas de Tensión-Compresión

Para calcular la pérdida de torque total teórico o la pérdida por fricción se necesita definir las fuerzas laterales (fuerza normal). Pero hay otro mecanismo en adición a la gravedad que contribuye a la fuerza lateral de un elemento. Esta es una tensión o compresión que actúa a través de la curva del hueco sobre la columna de perforar. La componente de la tensión puede actuar contra la gravedad al crear una fuerza lateral total como se muestran en las figuras.



La tensión sobre un elemento de tubería actúa contra la gravedad cuando esta se curva hacia arriba, mientras la tensión se suma a la gravedad cuando la tubería se curva hacia abajo.

3.3 Equipo de Perforación

El equipo de perforación es empleado para perforar el pozo, bajar y cementar las tuberías de revestimiento y proporcionar un medio para llevar a cabo varias funciones auxiliares. Por lo tanto, es muy importante la capacidad y flexibilidad del equipo para lograr un programa de perforación eficiente. En muchas ocasiones, el programa se modifica para ajustarse a las características de un equipo en particular. Otras veces se reduce la eficiencia de la perforación debido a que los equipos presentan severas limitaciones sobre el control de una o más variables como pueden ser máxima carga de gancho o capacidad de bombas, potencia hidráulica, etc.

Antes de seleccionar un equipo de perforación específico se deben de determinar los requerimientos del pozo a perforar. Se deben de tomar en cuenta factores importantes como son: los diámetros de los agujeros que se van a perforar, requerimientos de potencia hidráulica, tipo y configuración de las sartas de perforación, programa de tubería de revestimiento, problemas potenciales del agujero. De esta manera es posible determinar la capacidad del equipo propuesto para realizar el trabajo.

3.3.1) Estado Mecánico del Equipo de Perforación

Los límites mecánicos para pozos de alta inclinación se refieren en primer lugar a los límites de torque y arrastre para el equipo y la columna de perforación. Para alcanzar la máxima longitud necesaria uno deberá de minimizar las fuerzas de torque y arrastre. Puesto que la fuerza de torcedura y la fuerza de gravedad dominan los efectos de torque y arrastre en el hueco de alta inclinación, el diseño óptimo requiere de la selección de la columna de perforación más apropiada para dicha operación de tal forma que no se produzcan problemas en la columna durante las operaciones de perforación.

Se muestra a continuación las partes y características operativas referentes al equipo de perforación y sus componentes se indican las partes principales de el y sus parámetros de operación los cuales son:

DESCRIPCIÓN GENERAL

Propietario	Saxon Energy.
Nombre del Equipo	Rig 138T.
Tipo	Helirig.
Diseño	AT 2000E.
Capacidad Nominal con 5"DP	1.000.000 Libras con 12 líneas.

TORRE / MÁSTIL

Tipo y Diseño	Lee C Moore, Cantilever Mast.
Altura	142 feet.
Capacidad del Gancho	1.000.000 Libras.
Base	(L x l) 25'.

CAPACIDAD DE GANCHO

Con 10 líneas	833.000 Libras.
Con 12 líneas	1.000.000 Libras .

Con los valores mostrados de capacidad y potencia del equipo de perforación en la descripción general del equipo comparados con los requerimientos carga obtenidos mediante la simulación del programa de Torque y Arrastre que se encuentran en la **Tabla N° 1**. Podemos decir que la capacidad de carga del equipo de perforación se encuentra dentro de los requerimientos operacionales del pozo y esto se puede comprobar también observando en los gráficos siguientes donde se muestran los valores de carga del gancho obtenidos en los viajes de perforación los cuales son muy cercanos a los valores obtenidos previos a la perforación en el simulador.

Grafico de Carga durante las operaciones de Viaje

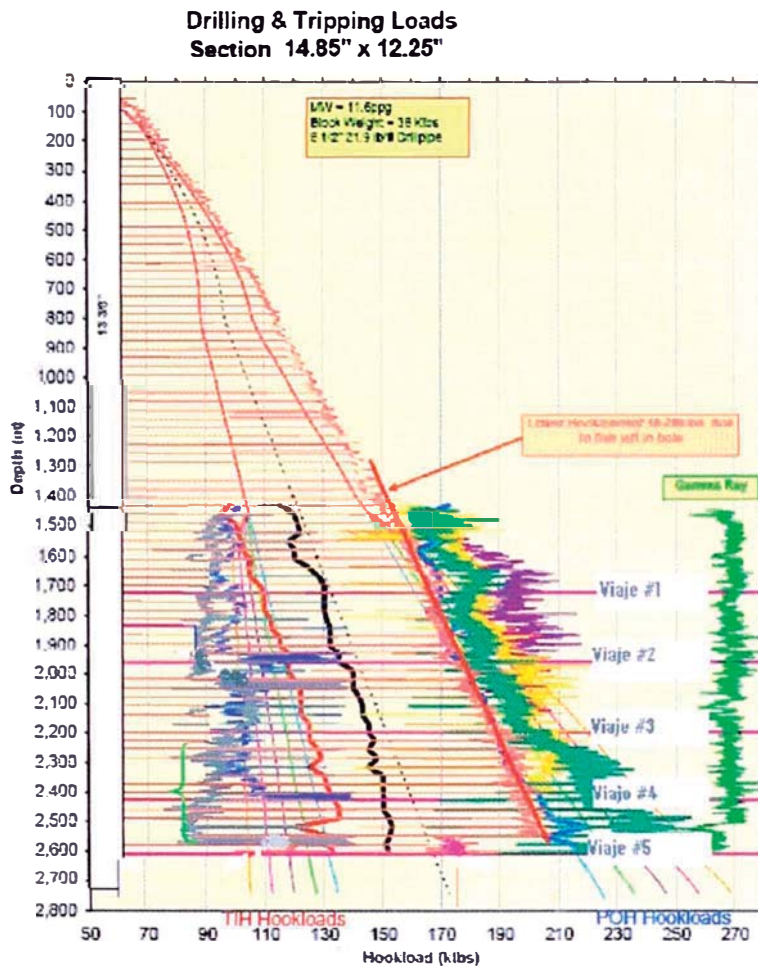
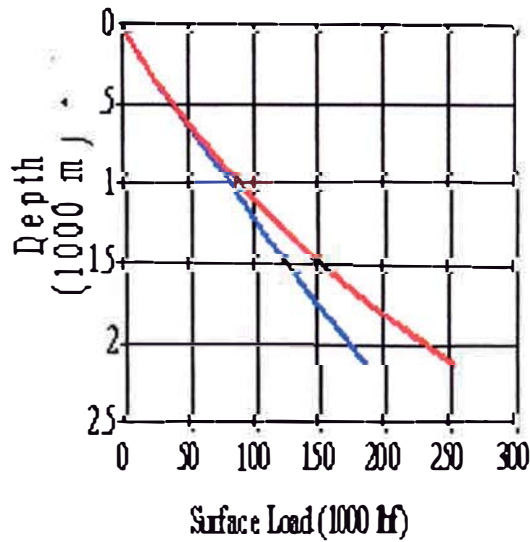


Grafico de Simulación de Cargas de Viaje

Surface Load at Injector

/ Run Into Hole / Pull Out of Hole



3.3.2 Top Drive Tesco “Modelo – EC500”

Presenta dos motores DC con líquido refrigerante, sincronizado magnéticamente. Los cuales son capaces de producir cada uno 450 HP.

El Top Drive Presenta un diseño compacto que permite ser instalarlo en varios modelos de mástil, presenta un sistema de manipulación de tubería de buen rendimiento para aplicaciones de perforaciones profundas.

El Top Drive presenta un sistema compatible con sistemas de energía de 600V AC. Esta unidad esta disponible con un cabezal giratorio integrado que puede ser cambiado o retirado según la necesidad del operador.

La capacidad de carga del equipo para forros con rotación es 1000.000 Libras. Si la aplicación lo requiere, el paquete de carga puede ser fácilmente reconfigurado.

El sistema de potencia del equipo puede ser modificado desde 900 HP hasta 1350 HP si esto es requerido.

3.3.2.A) Ventajas Operativas

- El sistema completo incluyendo la unidad superior, sistema de par y potencia se puede instalar en un día.
- El sistema de energía puede realizarse una interfaz con el suministro de energía actual del equipo ocasionando una mínima degradación del poder de la plataforma. El sistema se controla bajo un diagnostico de computadora especializados.
- La sincronización de los dos motores son probadas con 60G de carga Tri-Axial Para garantizar el funcionamiento en condiciones duras.
- El sistema de potencia permite continuar trabajando con la utilización de un solo motor.
- Una doble válvula de seguridad tipo bola se ha incorporado al diseño del sistema.

El Top Drive ofrece una amplia gama de tubería hidráulica de manipulación de funciones, entre ellas un elevador de inclinación, que permite estirarse/retraerse para realizar las conexiones desde el hueco ratón

3.3.2.B) Desventaja operativa

- Limitación del torque continuo con un máximo de 25000 pies-libras a 130 RPM con un peso máximo aplicado sobre la barrena de 30000 libras.

3.3.3 Top Drive Tesco “Modelo – TDS-11SA”

Presenta un motor AC de gran potencia para un uso portátil o una amplia variedad de aplicaciones en tierra o costa afuera.

El motor es capaz de generar 800 HP con una capacidad de carga de 1000.000 Libras y un torque continuo de perforación de 37,500 pies-libras. Top Drive tiene una velocidad máxima de 228 RPM y un torque de conexión y desconexión de 55,000 pies-libras. La velocidad se puede mantener desde 114 RPM a 228 RPM sin rebajar la potencia de 800 HP de los motores.

El Top Drive está impulsado por una unidad de frecuencia variable (VFD) del sistema de control para un gran rango de trabajo torque y RPM. El sistema incluye una unidad giratoria integrada y un sistema bi-direccional de inclinación.

Una compacta unidad de poder integral montada en la parte superior del top drive elimina la necesidad de bucles de servicio hidráulico.

3.3.3.A) Aplicaciones del Top Drive

Para la perforación de pozos desviados, horizontales y bajo balance.

3.3.3.B) Ventajas Operativas

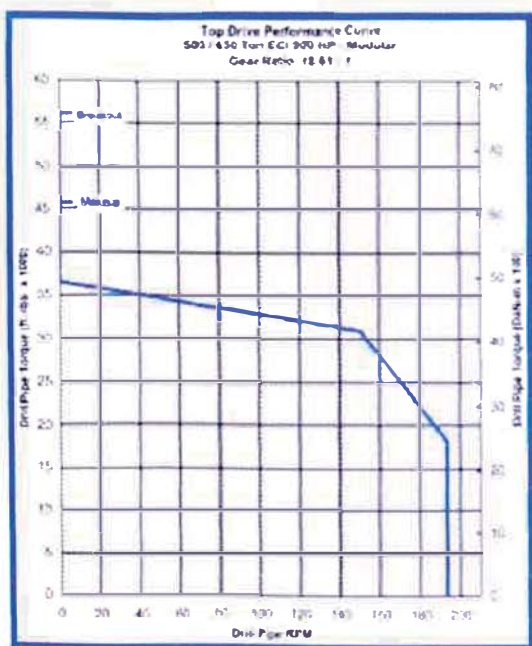
- mantiene la orientación direccional en intervalos de 90 pies, y reduce el tiempo de supervisión (survey time) mejorando el control direccional.
- Se puede repasar y circular durante los viajes ayudando a mejorar la seguridad en el manejo de la tubería.
- Presenta una guía de torsión CANRIG que cancela la contra torsión de perforación.

Durante las operaciones realizadas en el Pagoreni – B se trabajó con el “Top Drive” hidráulico modelo EC500 de fabricación Tesco. Con características operativas de torque máximo continuo de 32000 pies-libras. El cual presentó problemas durante la perforación de los tres pozos relacionados principalmente con los límites de torque

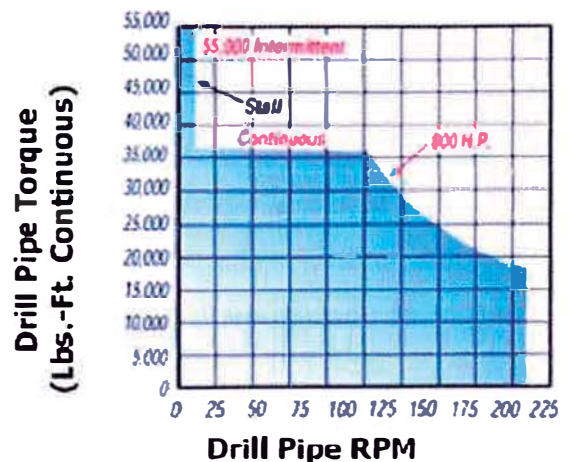
continuo que limitaba las operaciones de perforación con un máximo de revoluciones de 130 RPM y un peso máximo aplicado sobre la barrena de 30 Klb. El cual generaba continuas paradas del Top Drive generando perdidas de tiempo de perforación, este problema se acentuaba principalmente durante los periodos de perforación con el ensanchador en las secciones donde el ensanchador se encontraba perforando formaciones duras (anhidrita, arena) y la barrena en formaciones blandas (arcilla) llegando a producirse fluctuaciones de torque en rangos de (15 – 45 pies-libras) que sobrepasaban los limites operacionales de torque continuo del Top Drive. Para solucionar este problema se realizo el cambio del modelo de Top Drive Tesco que era de funcionamiento hidráulico por un Top Drive Varco de funcionamiento mecánico el cual presenta un mayor límite de torque continuo llegando hasta 37500 pies-libras. Que permitia optimizar mejor los parámetros de perforación (peso sobre la barrena, revoluciones) para conseguir una mejor tasa de perforación y evitar a su vez las continuas detenciones del top drive las cuales generaban perdidas de tiempo en la perforación.

A continuación mostramos las curvas de rendimiento de los dos Top Drive donde se muestran los límites operativos (Torque Vs RPM) para tener una mejor observación de las diferencias entre ambos.

Top Drive Tesco



Top Drive Varco



3.4 Características de las Formaciones

3.4.1) Litología Pagoreni

El proyecto Pagoreni se encuentra localizada dentro del Lote 56 perteneciente a la empresa Pluspetrol Corporation S.A. la cual presenta dos estructuras que son: Pagoreni-A y pagoreni-B. Las formaciones que comprenden estas estructuras son:

Fm. Capas Rojas Superiores La cual esta compuesta principalmente por material arcilloso. Esta unidad está dividida en dos intervalos; la parte superior consta mayormente de areniscas conglomeráticas y de areniscas de grano medio a fino intercaladas con lodolitas y limolitas. Esta formación tiene un potencial de +/- 950 m con un factor de compresibilidad entre 4000-6000 psi. Con picos entre 6000-10000 psi.

Fm. Capas Rojas Inferiores Esta unidad es predominantemente arcillosa, intercaladas con algunos niveles de arenisca fina a muy fina de regular abrasividad. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 750 m con un factor de compresibilidad de 5000 psi. En promedio con picos entre 5000-8000 psi.

Fm. Charophites Esta unidad esta compuesta por arcilla, intercalaciones delgadas de anhidrita. Esta formación tiene un potencial Aproximado de +/- 120 m con un factor de compresibilidad entre 5000-10000 psi.

Fm. Vivian En los pozos del área se pueden distinguir tres unidades en esta Formación, están compuestas mayormente por areniscas. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 100 m con un factor de compresibilidad de 7000-15000 psi.

Fm. Chonta en esta estructura se pueden observar tres miembros los cuales son:

Miembro Chonta Superior Está principalmente constituido por lutitas marinas gris oscuras. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 120 m con un factor de compresibilidad de 4000-7000 psi.

Miembro Chonta Inferior Debajo del paquete de lutitas marinas aparecen depósitos de areniscas con presencia de calizas masivas indicando la entrada a este miembro es moderadamente firme a firme. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 130 m con un factor de compresibilidad de 6000 – 15000 psi.

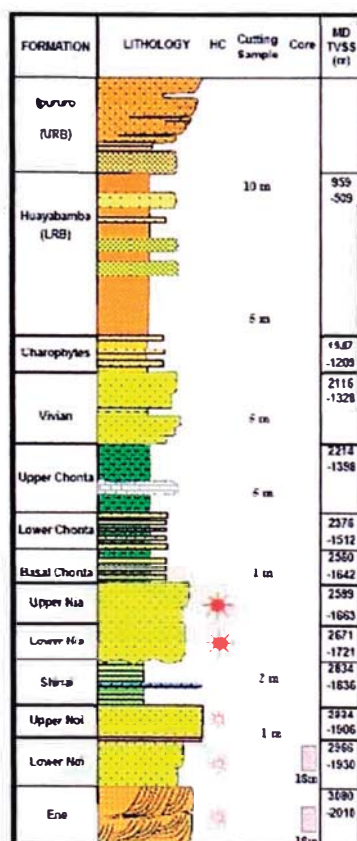
Miembro Chonta Basal Esta unidad esta representada por lodolitas limosas intercaladas con areniscas. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 30 m con un factor de compresibilidad de 4000-7000 psi.

Fm. Nia En esta Fm, se pueden distinguir dos unidades, la unidad superior que esta compuesta por areniscas de cuarzo, de granulometria fina a muy fina. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 180 m. con características abrasivas un factor de compresibilidad de 10000-15000 psi.

Fm. Shinai Esta formación consiste de intercalaciones de dolomitas limosas, lodolitas, cherts y lodolitas. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 100 m con un factor de compresibilidad de 7000-25000 psi.

Fm. Noi Esta unidad esta compuesta por areniscas de color rojo pálido y ligeramente gris. Con moderada porosidad Inter-granular. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 104 m con un factor de compresibilidad de 10000-15000 psi.

Fm. Ene En su parte superior esta compuesta por areniscas gris anaranjadas, de granulometria fina. Esta formación tiene un potencial aproximado de +/- 105 m con un factor de compresibilidad de 10000 – 15000 psi.



3.4.2) Compresibilidad

Indudablemente que la resistencia a la compresión de una roca, es el factor más importante para determinar la velocidad a la cual puede ser perforada una determinada roca o formación.

En términos generales podemos decir que “la velocidad de perforación varía inversamente proporcional con la compresibilidad de la roca que se esta perforando” esto quiere decir que cuanto mayor sea la compresibilidad de una roca menor será el régimen de perforación obtenido.

La compresibilidad efectiva de una roca depende de la compresibilidad de los fluidos contenidos en el espacio poroso y de la compresibilidad de los materiales sólidos que constituyen la roca.

La gran parte de las regiones geológicas en las cuales se perfora por petróleo o gas las formaciones de lutitas o arcillas representan casi el 75% del total de rocas que se van a perforar, pero es muy raro encontrar formaciones uniformes de lutitas, arcillas o de cualquier otra roca, de allí que para estimar la resistencia a la compresión de una determinada formación se toma como promedio la del área petrolífera que se opera.

El conocimiento de la compresibilidad de formación es de suma importancia al programar una perforación ya que determina el peso y la velocidad que se debe de aplicar a la barrena, a una profundidad determinada. Asimismo, determinar el tipo de barrena que se deberá de emplear para obtener un óptimo desempeño.

Experimentos realizados en el laboratorio han demostrado que cuando la presión de confinamiento y la presión de formación son de igual magnitud, la roca presenta un tipo de falla frágil. Sin embargo, cuando este diferencial de presión se incrementa (presión de confinamiento mayor que presión de formación), la falla de la roca cambia gradualmente de frágil a plástica.

Lo anterior indica que las propiedades elásticas de las formaciones son determinadas principalmente por el estado de esfuerzos del subsuelo al cual están sujetas.

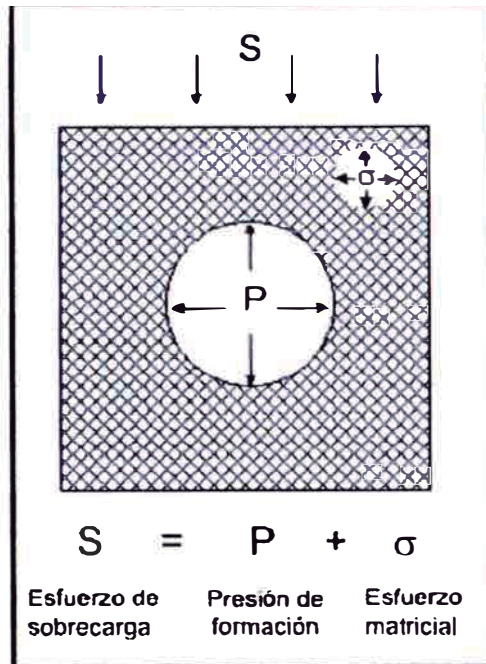


Fig. 6 Estados de esfuerzos del subsuelo.

3.4.3) Dureza Y Abrasividad

Es otra característica de la roca que afecta la velocidad de perforación ya que esta ligada fuertemente a la duración de la vida útil de la barrena. La dureza de la formación gobierna la acción abrasiva sobre la barrena, de tal manera que resulta un factor determinativo de la razón de desgaste de los cortadores de la barrena, así algunas formaciones abrasivas desgastan los cortadores mas pronto que otras formaciones menos abrasivas. Igualmente las partículas y fragmentos de la roca perforada, así como las partículas sólidas contenidas en el fluido circulante, aumentan el régimen de desgaste.

La dureza de la roca que se esta perforando y los sólidos contenidos en el fluido circulante, así como, el peso y la velocidad de rotación empleadas determinan la velocidades de perforación junto con la vida útil de la barrena. En el caso que se desgasten los cortadores uniformemente, lo cual sucede cuando se perforan formaciones duras como calizas, anhidrita, etc. La velocidad de perforación puede ser satisfactoria si se aplican un correcto peso y velocidad de rotación ahorrando tiempo en el cambio de barrena.

Pero si el régimen de perforación no es satisfactorio, deberá de cambiarse la barrena antes de que se dañe el cuerpo de la barrena por que de llegar a suceder esto se podría quedar partes de esta en el fondo del pozo lo cual generaría trabajos de pesca que darian como resultado perdida de tiempo y de dinero, al tener que paralizar la perforación. De acuerdo a su litología y consecuentemente a su dureza, para fines de perforación se consideran tres tipos de rocas.

- a) **Rocas Blandas**, entre las cuales se incluyen a las lutitas y las arcillas blandas, areniscas no consolidadas y areniscas moderadamente cementadas.
- b) **Rocas Medias**, entre las cuales se consideran algunas lutitas, caliza, yeso y dolomitas porosas y arenas poco consolidadas.
- c) **Rocas Duras**, estos tipos de rocas incluyen a las calizas y a las dolomitas densas, areniscas altamente cementadas, cuarcitas y chert. El cual es una variedad del cuarzo y varias cuarcitas, estos ocasionan graves problemas cuando se les tiene que perforar, su efecto abrasivo que desarrollan, disminuye el poder de corte de la barrena lo cual se traduce en una baja de la velocidad de perforación.

Es indudable, que la velocidad de perforación obtenida cuando se perforan formaciones blandas resulta mayor que cuando se perforan formaciones duras manteniendo los mismos parámetros de peso y velocidad de rotación.

La facilidad con que se perfora las formaciones blandas, determina que el peso sobre la barrena y la consiguiente velocidad de perforación quedan supeditados a la capacidad del sistema hidráulico para mantener limpio el pozo y a la barrena en especial en pozos con alta inclinación donde las camas de recortes se forman en gran medida.

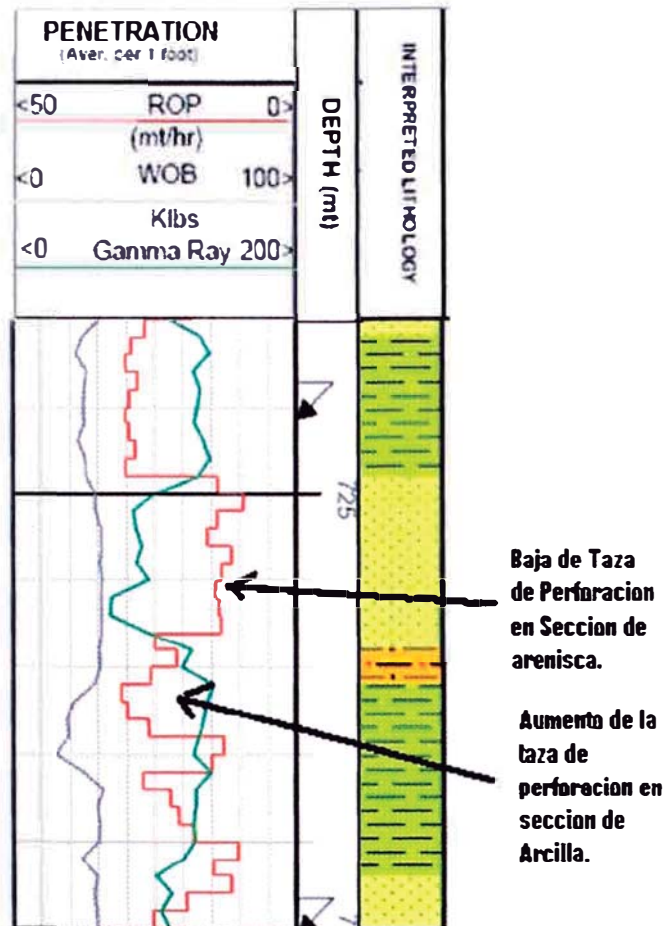


Grafico de Campo. Muestra la reducci3n de la taza de perforaci3n en funci3n al tipo de formaci3n a perforar.

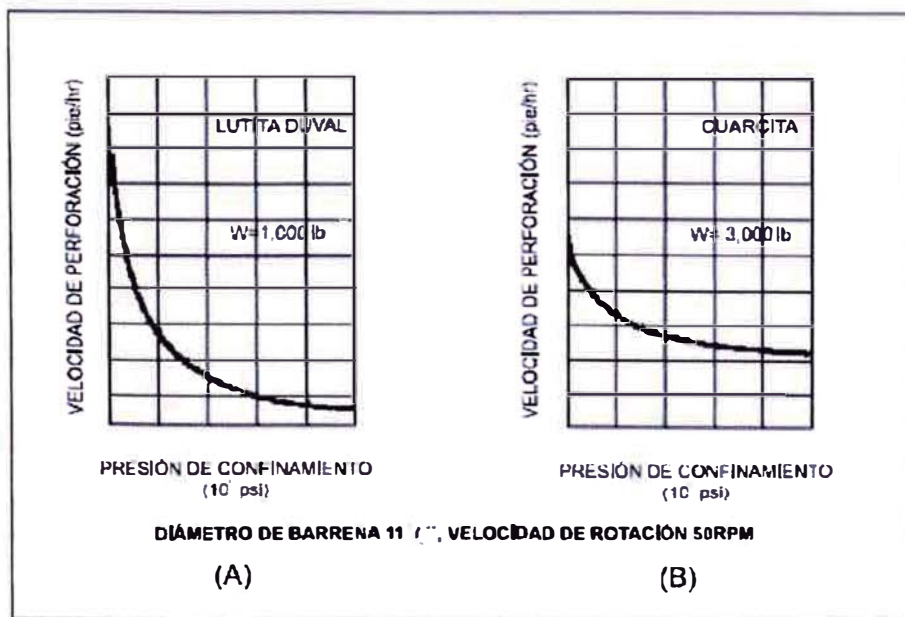


Fig. 7. Reducci3n de la velocidad de perforaci3n por efecto de la Compresibilidad.

3.4.4) Presión Hidrostática

La estabilidad de la formación es casi una variable difícil de controlar, sin embargo, es apreciablemente influenciada por la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación.

La fragmentación o ruptura de una roca, cuando se le perfora, esta afectada por tres presiones.

- presión hidrostática.
- Presión geo-estática.
- Presión intersticial.

Varios estudios se han realizados entre ellos tenemos: Adams, Handlin, Payne y otros los cuales han demostrados mediante pruebas de campo y experimentos de laboratorio, que la presión hidrostática o presión confinada aumenta la resistencia compresiva de la roca y reduce la velocidad de perforación. En general, esta disminución de la perforabilidad de la roca al aumentar su dureza es proporcionalmente mayor en formaciones blandas que en formaciones duras, tal como se puede apreciar en la siguiente **figura #8**. En este grafico es interesante notar que el régimen de perforación alcanza un valor mínimo a una presión hidrostática determinada y que a partir de dicho valor, cualquier aumento posterior de la presión hidrostática casi no varia la velocidad de perforación.

El grado de disminución de la velocidad de perforación, cuando aumente la presión hidrostática, también depende de la presión diferencial existente entre la presión hidrostática y la presión de la formación. Esta presión diferencial es la que en algunas formaciones aumenta la dureza y determina el grado de compactación que sufre la formación. Por esto, el efecto que la presión hidrostática ejerce en la velocidad de perforación depende de:

- volumen poroso de la roca, el cual limita la compactación que puede ocurrir.
- Permeabilidad de la roca.
- Peso del fluido hidráulico.
- Presión del fluido contenido en el espacio poroso de la roca reservorio.

Es indubitable que cuando la presión hidrostática sea mayor a la presión de la formación, la roca estará sometida a un esfuerzo de compresión. Para mejor explicar

esto supongamos que la **figura # 9**, representa el corte vertical de un pozo, en el cual se muestra un elemento impermeable de la formación, directamente de la barrena. Si el pozo esta lleno de lodo, la superficie superior del elemento estará sujeto a una presión hidrostática “P” que dependerá de la densidad del fluido hidráulico y la profundidad. La presión “P”, tiende a evitar la remoción del elemento, siendo mayor esta tendencia a medida que aumenta la presión aplicada. El efecto de esta presión confinada es mas pronunciada en formaciones poco resistentes o relativamente compresibles que en formaciones duras.

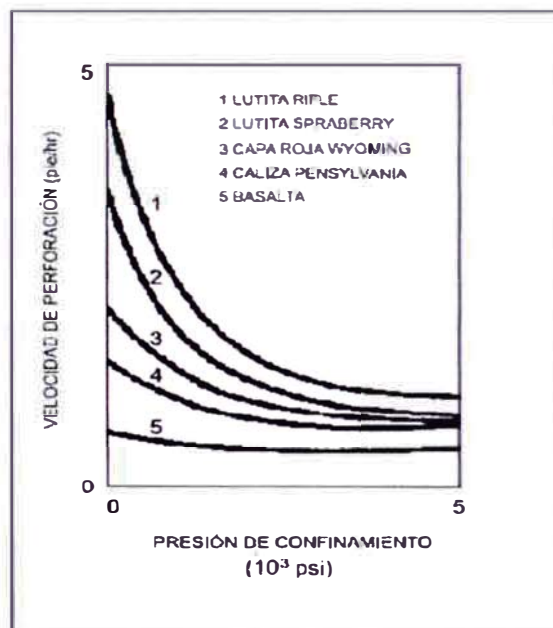


Fig. 8. Variación de la velocidad de perforación con la presión de confinamiento para varios tipos de rocas.

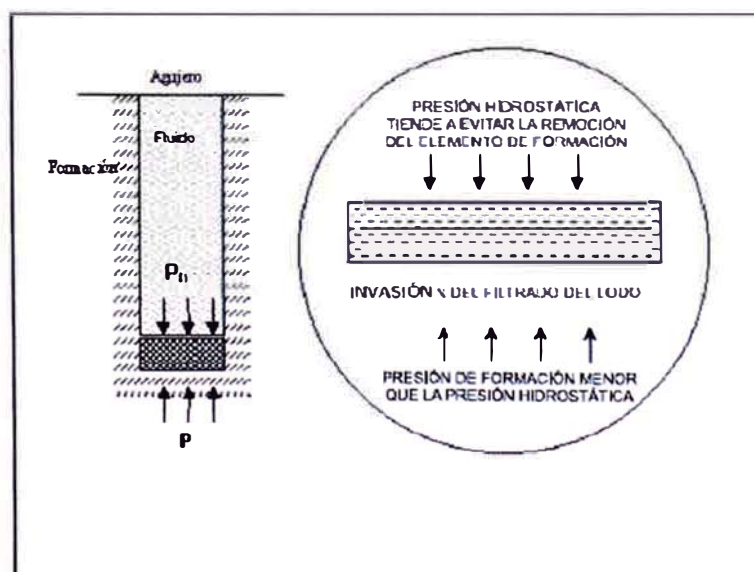


Fig. 9. Elemento impermeable de la formación debajo de la barrena.

3.4.5) Elasticidad Y Plasticidad

El esfuerzo a la que se encuentra confinada una roca tiene gran influencia en sus propiedades elásticas, por ejemplo, las rocas que son más frágiles en la superficie se comportan como rocas dúctiles y plásticas a grandes profundidades. De aquí que los cambios bruscos en los comportamientos elásticos afectan la perforabilidad y desde luego la velocidad de perforación.

Muchas lutitas, raramente, son muy difíciles de perforar bajo ciertas circunstancias, las que se encuentran cerca de la superficie son frágiles y fáciles de perforar, pero aquellas que se encuentran a grandes profundidades se comportan como si fueran rocas dúctiles y son difíciles de perforar, dichas formaciones llegan a constituirse en más resistentes y más plásticas debido a la presión ejercida por la columna de lodo y por el peso de las formaciones suprayacentes.

La compactación que sufre una roca a una profundidad determinada, puede ser de dos tipos: plástica y elástica. Una roca que ha sufrido una compactación plástica, no recupera su volumen original, cuando se reduce la fuerza que origina la deformación. De otro lado, una roca elástica deformada recupera parcialmente su volumen original, cuando disminuye la fuerza ejercida sobre ella.

En una perforación deberá tener en cuenta la plasticidad de los detritos y del medio circulante; en este sentido, la plasticidad se refiere a la adhesión y cohesión o naturaleza pegajosa de los detritos, en el fondo del pozo, durante la perforación. Estas cualidades pegajosas, dependen del tamaño y naturaleza de los detritos, del medio hidráulico y de la acción de los chorros.

Algunas areniscas, calizas y cuarzo pulverizados muestran poca plasticidad y no forman masas cohesivas. Contrariamente, ciertas lutitas, contienen arcillas fácilmente hidratables, que con agua forman una masa pegajosa, fuertemente cohesiva. Esta masa pegajosa, cubre totalmente o parcialmente a la barrena y a las herramientas de fondo y influyendo en forma importante en la velocidad de perforación, por que disminuye la eficiencia del peso sobre la barrena y de los cortadores de PDC al no tener contacto con la formación, en este caso el peso queda supeditado al rendimiento del sistema hidráulico.

La pegajosidad de una formación depende fundamentalmente de su composición mineralógica.

La presencia de esta masa pegajosa, además de la naturaleza de la formación, también depende del tipo de lodo y de la acción de los chorros. Dicha masa se acumula en el cuerpo de la barrena reduciendo el área de flujo de esta llegando a recubrir a los cortadores impidiendo que estos realicen su trabajo por disminución del peso efectivo sobre la barrena y ocasionando pérdidas en la velocidad de perforación.

3.4.6) Permeabilidad

Afecta en virtud a su tendencia a compensar la presión diferencial existente entre la presión hidrostática y la presión de formación. La permeabilidad, en este sentido, mide el tiempo necesario para equilibrar o compensar la presión diferencial existente a través de la superficie de la roca.

Bredthauer, Murray y Moore, han demostrado que las condiciones de perforación más deseables, se tienen cuando la presión diferencial, a través de la superficie de la roca, que se está perforando, es mínima. Realmente, cuando esto ocurre, disminuye el efecto de la presión sobre la velocidad de perforación; a la inversa, cuando aumenta la presión diferencial, su efecto en el avance de la perforación es apreciable y desfavorable. Si la roca fuera lo suficientemente permeable al fluido de perforación (filtrado de lodo), la presión diferencial a través del elemento de formación no existiría, debido a un equilibrio hidrostático de las presiones por lo que este efecto de retención de recortes sería eliminado o minimizado.

Por consiguiente, las rocas permeables que facilitan la compensación de la presión diferencial, no sufren cambios apreciables en su perforabilidad, con la presión.

3.4.7) Contenido De Fluidos

La presión de los fluidos contenidos en el espacio poroso de una roca, generalmente se denomina presión de formación o presión intersticial.

Una roca porosa saturada completamente con fluidos incompresibles, como agua y petróleo, es menos sensible al efecto de la presión confinada, que una que contiene gas, en aquella una pequeña cantidad de filtrado es suficiente para compensar la presión diferencial ejercida sobre la superficie.

Si la presión del fluido contenido en el espacio poroso, es igual a la presión hidrostática, esta no ejerce ningún efecto en la velocidad de perforación.

3.4.8) Porosidad

El espacio poroso de una roca reservorio, disminuye la resistencia de compresión de la roca y también reduce el volumen de material sólido que deberá de ser removido por la barrena, en el momento de la perforación. Así pues, en formaciones porosas, tales como calizas y dolomitas porosas, la velocidad de perforación, es mayor, que aquella que se obtiene cuando se perfora en una sección densa de la misma formación.

De lo anterior, se desprende que existe una íntima correlación, entre la porosidad y la velocidad de perforación, esta correlación es la que sirve, tanto a los geólogos como a los ingenieros de petróleo, para determinar la existencia de un estrato poroso a determinada profundidad, ya que en estas zonas porosas la velocidad de perforación aumenta considerablemente.

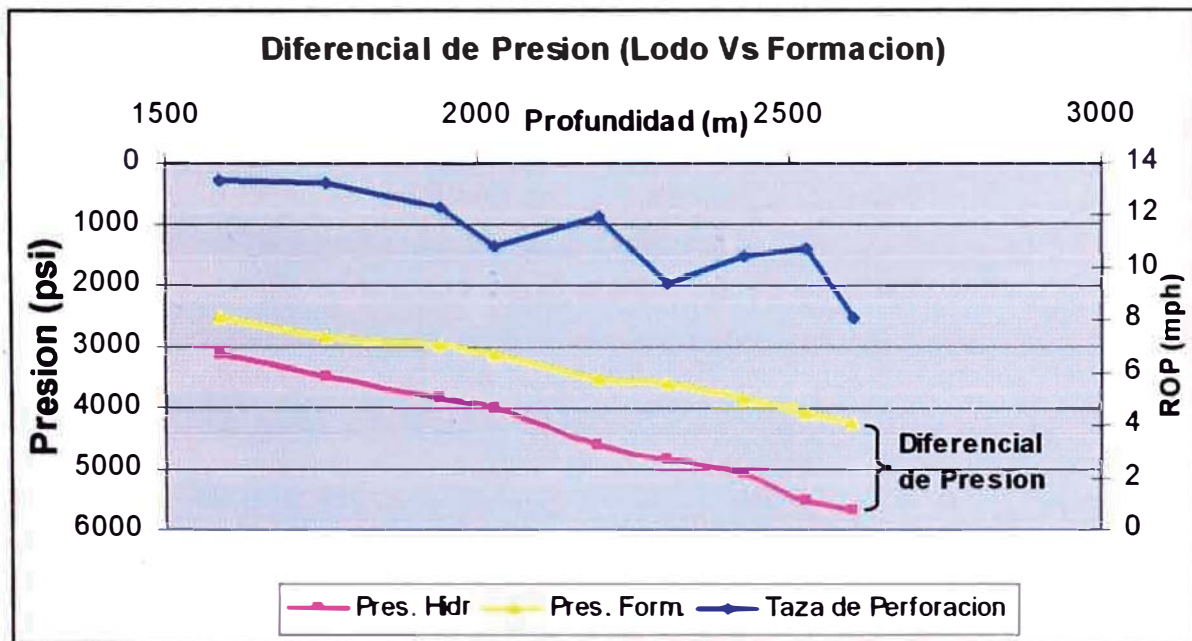


Gráfico de Campo. Reducción de Taza de Perforación con aumento de diferencial (Ph-Pp)

3.5 Elementos de Estabilidad del Pozo

3.5.1) Estabilidad Mecánica

3.5.1.A) Orientación de Los Esfuerzos

La sobrecarga ejerce un esfuerzo vertical contra la formación, resultando en un esfuerzo horizontal hacia afuera, según las propiedades mecánicas de la roca. Los esfuerzos sub-superficiales se descomponen en la orientación (dirección) de los planos tridimensionales de los tres esfuerzos principales, siendo cada uno perpendicular a los otros (ver **la Figura 1**). Estos son (1) el esfuerzo principal máximo (σ_{MAX}), (2) el esfuerzo principal intermedio (σ_{INT}) y (3) el esfuerzo principal mínimo (σ_{MIN}).

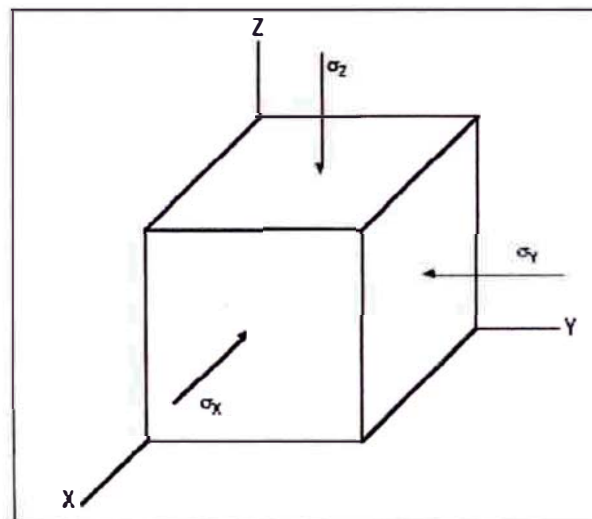


Fig.1 Orientación de los esfuerzos principales

El gradiente de fractura es básicamente igual al esfuerzo principal mínimo. En un ambiente no sometido a esfuerzos tectónicos, el esfuerzo máximo está orientado en la dirección vertical (σ_Z), debido a la sobrecarga, y los esfuerzos principales intermedio y mínimo (σ_X y σ_Y) están orientados en el plano horizontal y son iguales. Cuando se desvía un pozo de la vertical, estos esfuerzos tienden a hacer que el pozo sea menos estable y se requiere generalmente un mayor peso del lodo. Para evaluar el esfuerzo en un pozo desviado, resulta útil descomponer los esfuerzos principales en otra orientación, de tal manera que

estén orientados en forma radial (σ_R), tangencial (σ_T) y axialmente (σ_A) a la trayectoria del pozo, de la manera ilustrada en la **Figura 2**.

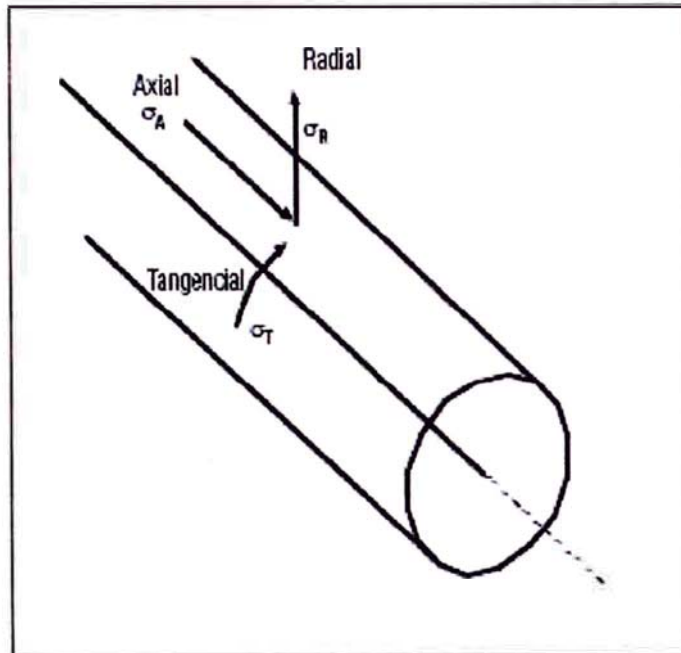


Fig. 2 Orientación de los esfuerzos, pozo desviado.

Utilizando esta orientación, la estabilidad mecánica de la formación puede ser calculada para un conjunto determinado de condiciones, usando un programa para los esfuerzos. De la manera ilustrada en la **Figura 3**, se puede trazar el efecto de la presión hidrostática sobre el esfuerzo diferencial total (tangencial menos radial) de la roca. Se muestran varios ángulos radiales alrededor del pozo, de un lado (a 0°) hasta el fondo (a 90°) y luego hasta el otro lado (a 180°). Si el esfuerzo diferencial es inferior a la resistencia a la tensión de la roca (indicada por un número negativo), se producirá una rotura o fractura causada por la tensión. Si el peso del lodo es inferior al gradiente de fractura, la fractura o rotura cesará cerca del pozo. Si el peso del lodo excede el gradiente de fractura, se producirá una pérdida de circulación. Si el esfuerzo diferencial es mayor que la resistencia a la compresión de la roca, se producirá una fisuración y colapso del pozo o una intrusión plástica (sal).

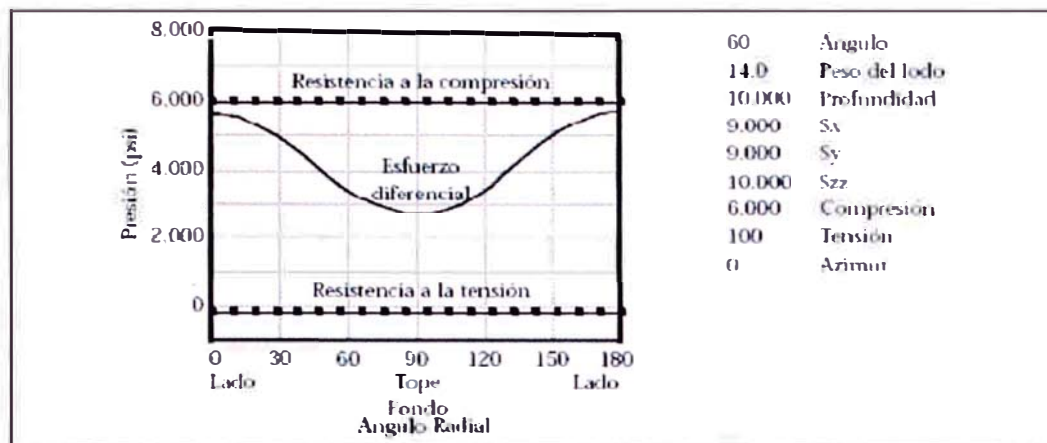


Fig. 3 Esfuerzo diferencial, pozo desviado.

Una vez terminado este análisis, se puede calcular un rango de pesos de lodo seguros para la operación con diferentes ángulos de pozo y presiones porales, a medida que se perfora el pozo. La ventana de operación estable resultante para los pesos de lodo será considerablemente más pequeña entre mayor sea el ángulo de inclinación que cuando el pozo es vertical, como lo ilustra la **Figura 4**.

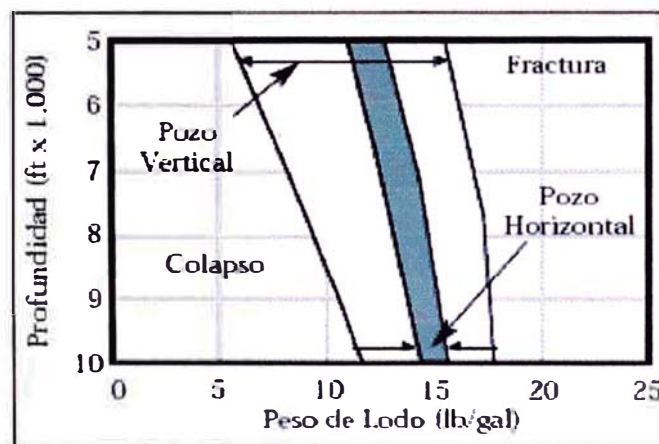


Fig. 4 Rango estable del peso del lodo.

3.5.1.B) Rotura por Esfuerzo Mecánico

La falla del pozo que se debe al esfuerzo mecánico suele ser causada por una de dos situaciones. Primero, el peso del lodo es demasiado alto, provocando una fractura (roca bajo tensión) que causa la pérdida de circulación. Segundo, el peso del lodo es demasiado bajo, causando el derrumbe (fisuración) o colapso (roca bajo compresión) de la roca, de la manera ilustrada en la **Figura 5**. La abrasión mecánica y el impacto de la columna de perforación también pueden causar el ensanchamiento del pozo y producir la inestabilidad de las rocas frágiles.

3.5.1.C) Rotura-Fracturación Causada Por La Tensión

Las rocas tienen bajas resistencias a la tensión. En realidad, las formaciones de arena no consolidada o fracturadas tienen una resistencia a la tensión igual a cero. Las areniscas suelen tener una resistencia a la tensión más baja que la lutita. Las rocas duras pueden tener resistencias a la tensión de 300 a 600 psi. Normalmente se aumenta el peso del lodo para controlar el flujo de gas y líquidos dentro del pozo manteniendo una presión hidrostática ligeramente más alta que la presión poral.

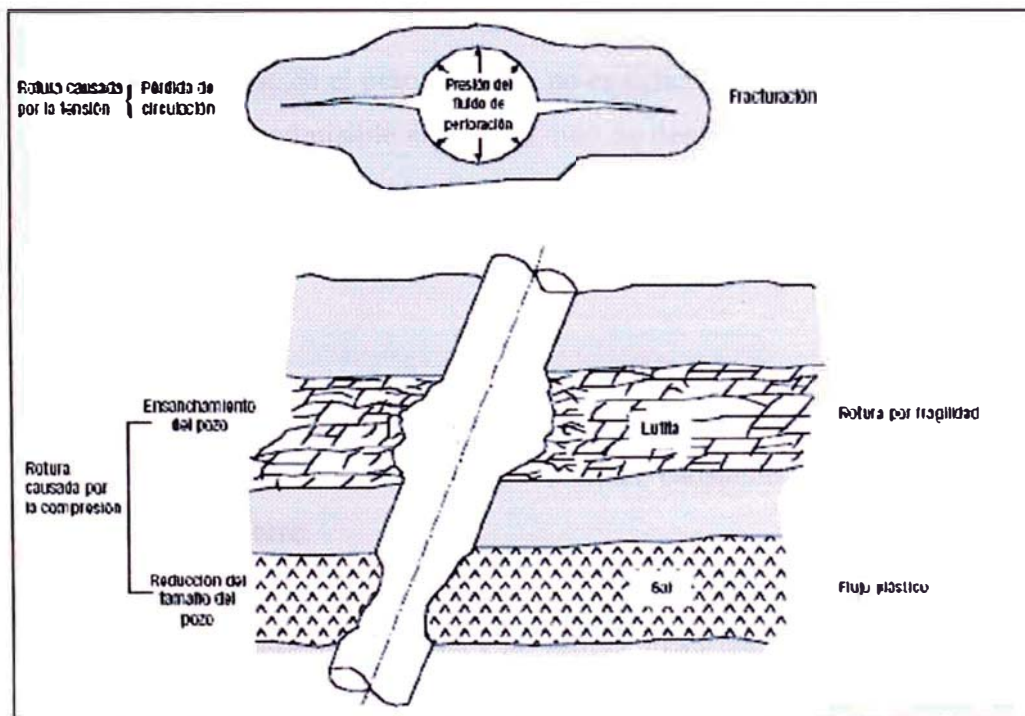


Fig. 5 Inestabilidad mecánica del pozo

Si la presión del lodo excede el gradiente de presión de la roca, una fractura comienza a formarse, causando la pérdida de circulación. La fractura estará orientada en un plano paralelo a la dirección del esfuerzo principal máximo y perpendicular al esfuerzo mínimo, resultando generalmente en la abertura de una fractura vertical hacia el esfuerzo principal más pequeño. La fracturación y la pérdida de circulación tienen un efecto perjudicial sobre la integridad y estabilidad del pozo, especialmente en las formaciones medianamente duras a duras. Hay una corriente de opinión que considera que algunas lutitas “blandas”

y “gumbos” de alto contenido de agua pueden deformarse plásticamente, causando un aumento en el tamaño y volumen del pozo (hinchamiento). Según la teoría de hinchamiento, si el peso del lodo es excesivo, el pozo puede ensancharse (hincharse) y aprisionar la presión de la misma manera que un recipiente a presión. A su vez, esta situación puede producir indicaciones de un amago y permitir que el lodo regrese a la superficie sin que los fluidos de la formación fluyan dentro del pozo.

3.5.1.D) Rotura/Colapso Causado por La Compresión o Flujo Plástico

Las rocas tienen resistencias a la compresión que varían generalmente de 4.000 a 15.000 psi. Si el peso del lodo no es suficiente para balancear este esfuerzo máximo admisible de la roca, uno de dos mecanismos de rotura puede entrar en juego:

1. Ensanchamiento del pozo debido a la fisuración o al colapso en las rocas frágiles.
2. Deformación del pozo y pozo reducido debido al flujo plástico en las formaciones plásticas como la sal o arcillas, causando la compresión del pozo hasta que se cierre.

Las lutitas sometidas a esfuerzos y las lutitas presurizadas son dos problemas especiales de estabilidad del pozo que ocurren porque el peso del lodo no es suficiente para satisfacer las resistencias a la compresión. Como no se pueden identificar fácilmente con un aumento de gas, la necesidad de usar pesos de lodo más alto es más difícil de identificar. Cuando surgen estos tipos de problemas relacionados con la lutita, se observa una mayor cantidad de fragmentos de derrumbes en la zaranda.

Un cambio del tamaño y de la forma de los fragmentos de derrumbes (más grandes y más astillosos o angulares) suele acompañar el aumento del volumen. Muchos términos son usados para describir la rotura de la lutita causada por la compresión, incluyendo desmoronamiento, derrumbe, desprendimiento y fisuración. Estos fragmentos de lutita son generalmente más grandes que los recortes, tienen una forma angular o astillosa y pueden tener un aspecto cóncavo.

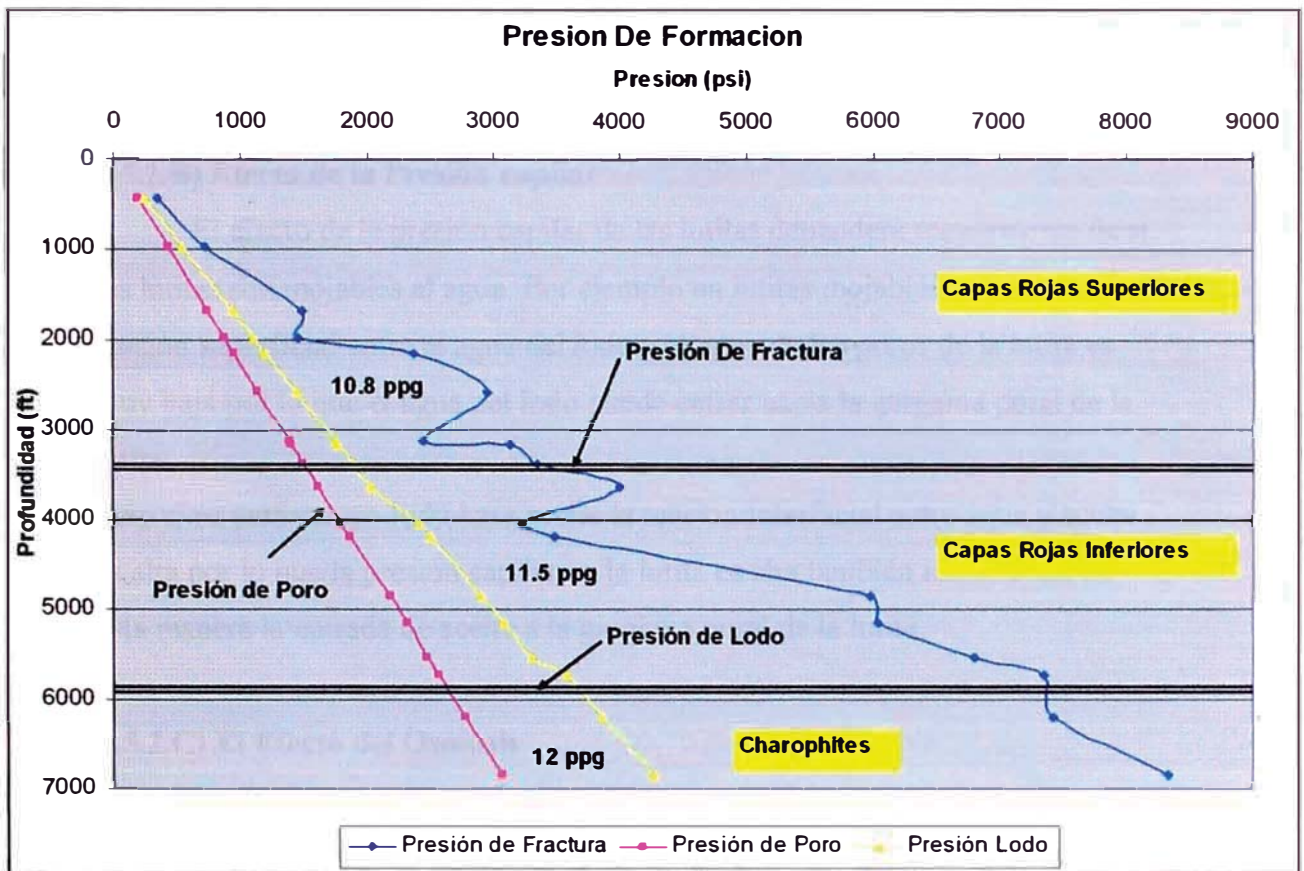


Gráfico de Campo. Muestra el rango de operación de presiones.

3.5.2 Estabilidad Química

Es el control de la interacción entre roca y fluido de perforación. Usualmente esto ocurre cuando se perfora lutitas o arcillas. La lutitas son rocas sedimentarias que tiene un periodo de compactación largo (hablando en tiempo geológico).

Un factor que distingue a las lutitas de otro tipo de roca es que son sensibles al agua. Con el tiempo la interacción disminuirá los esfuerzos de la lutita haciéndolo propenso a una falla por estabilidad mecánica.

Los parámetros que contribuyen a la estabilidad química de la lutita (Advección, Efecto Capilar, Osmosis, Difusión de la Presión, Hidratación he Hinchamiento) toma lugar en el momento que se perfora dicha roca produciendo la tensión, debilitamiento y una eventual falla en el pozo.

3.5.2.A) La advección

Es el transporte del fluido a través de la lutita debido a la diferencia de presión.

Normalmente la presión hidrostática es mayor a la presión de formación. En las lutitas la fase líquida (Agua) pasa en forma muy lenta (debido a la bajísima permeabilidad de la lutita) a través de la garganta poral.

3.5.2.B) Efecto de la Presión capilar

El efecto de la presión capilar de las lutitas dependerá mayormente de si las lutitas son mojables al agua. Por ejemplo en lutitas mojables al agua la tensión superficial entre el agua del lodo y el agua de los poros de la lutita es muy baja por lo que el agua del lodo puede entrar hacia la garganta poral de la lutita.

Pero si se perfora con lodo base aceite la tensión interfacial entre agua y aceite es alta por lo que la presión capilar en la lutita es alta también impidiendo de esta manera la entrada de aceite a la garganta poral de la lutita.

3.5.2.C) El Efecto del Osmosis

Es debido a la diferencia de salinidad entre el agua del lodo de perforación y el agua de la garganta poral de la lutita. El agua se mueve desde una baja salinidad a una alta salinidad hasta que se logre el equilibrio.

Si el lodo tiene una muy baja salinidad entonces dicha agua se moverá hacia la garganta poral de la lutita incrementando la presión poral. Cuando esto ocurre el efecto es adverso a la estabilidad de la roca. Por el contrario si la salinidad del lodo es alta el agua fluye de la lutita hacia el lodo deshidratando la lutita. Si esto ocurre la presión poral disminuye y la tensión tangencial se incrementa promoviendo una falla de la roca.

3.5.2.D) La Difusión

La difusión de la presión ocurre por el efecto de la advección y osmosis la presión se trasmite más allá de la presión del pozo originando un debilitamiento en las cercanías del pozo. Conforme pasan los días la presión se difunde más allá de las paredes del pozo. Cuando esto ocurre la presión de la lutita se incrementa produciéndose falla por corte de la roca.

3.5.2.E) Hidratación he Inchamiento

El fenómeno de la hidratación he inchamiento ocurre que cuando por efecto de la advección y de la osmosis el agua entra en la lutita. Puesto que las lutitas están cargadas negativamente y las moléculas de agua son polares las moléculas de agua se adhieren a las plaquetas de la arcilla incrementando su volumen. Esta inchamiento produce tensiones que parten las plaquetas de arcillas. A mayor electronegatividad de las arcillas mayor será el inchamiento, por lo que dependerá del tipo de arcilla de la lutita. El inchamiento disminuye el esfuerzo de la lutita (pues destruye la adherencia de las plaquetas de arcilla) haciéndolas débiles y quebradizas y finalmente es empujada por la tensión tangencial hacia el pozo y la presión de inchamiento.

3.5.3 Problemas de Estabilidad en la Perforación

Durante la perforación de los pozos pertenecientes al Pagoreni-B se presentaron problemas de estabilidad química y mecánica a continuación presentaremos un caso ocurrido en el pozo Pagoreni-1002D. El cual presento problemas relacionado con el lodo por las siguientes causas:

- Alta concentración de sólidos baja gravedad (LGS > 6%).
- Disminución en el tamaño y la forma de los sólidos.
- Aumento de la viscosidad de la fase fluida (Vis: 70/90 s.)
- Temperatura elevada (185 °F - 190 °F)
- Aumento en los valores de MBT (10 – 20).

Los valores obtenidos durante la perforación de este pozo presentan valores altos de MBT y de viscosidad como se muestra a continuación encontrándose estos valores fuera de rango de planificación para un correcto funcionamiento generando problemas de limpieza de hoyo y de inestabilidad química debido a la reactividad de las arcillas compuestas principalmente por Esmectita e ilita.

	Densidad	Viscosidad	Filtrado	% sólidos	MBT
	ppg	Cp	cm3/30min		
Planificación	10.5-12.5	45-55	5-10	10-15	5-10
Real	10.5-12.5	50-72	10-12.5	15-22	10-20

**Pag-1002 14.76in x 12.26in Hole
TEMPERATURA Vs PROFUNDIDAD en El ANUAR**

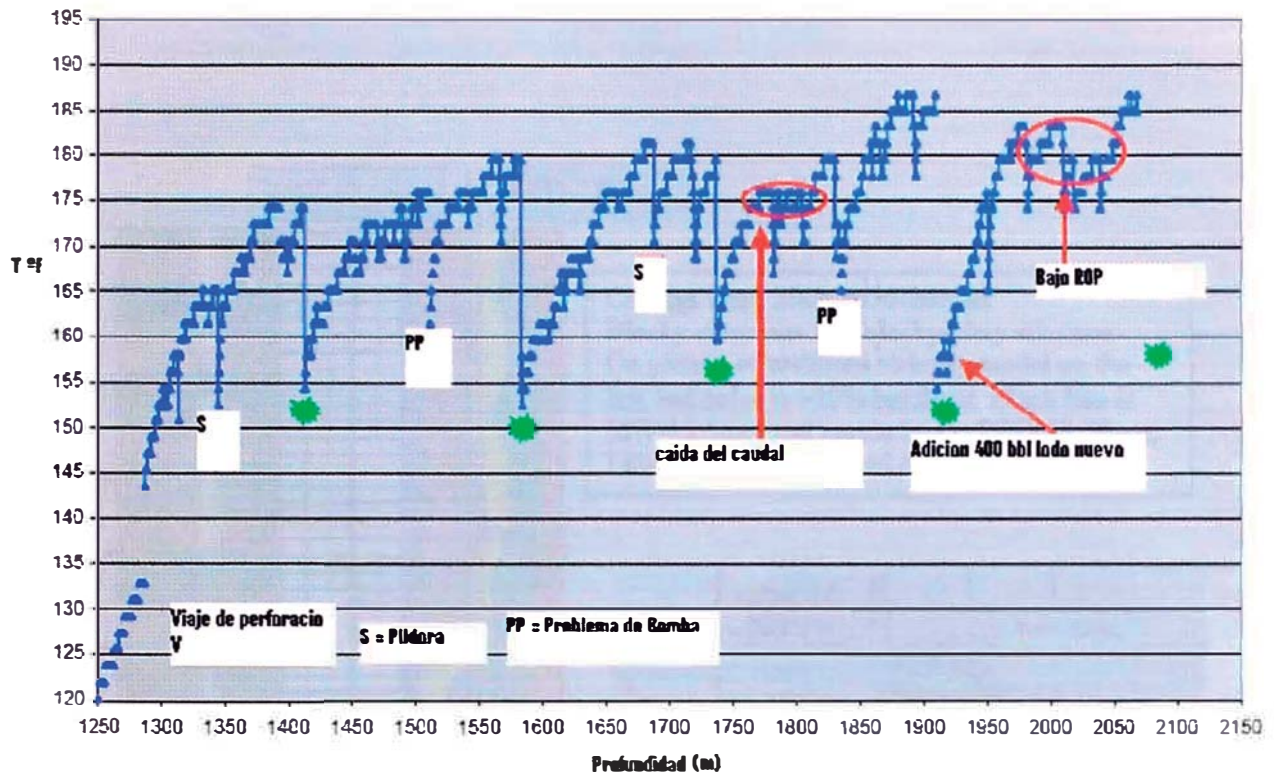


Grafico de Campo. Muestra el aumento de la temperatura durante la perforación.

Se generaron también problemas de inestabilidad mecánica ocasionando el atascamiento de la tubería de perforación debido a problemas de colapso de pozo por insuficiencia del peso del lodo al pasar por una zona altamente presurizada como es la sección final de la formación Capas Rojas Inferiores y La Formación Charophites la cual genero un. A continuación se muestran los valores de la ventana de densidades operacionales planificada y como fue aumentando la densidad del lodo en el pozo durante la perforación.

Del modelo Geo-Mecánico del pozo se recomendó el inicio del aumento de la densidad del lodo desde 12 ppg. Hacia 12.5 ppg. A partir de la profundidad de 2600 m. Para evitar la inestabilidad mecánica que se generaría de atravesar la formación Charophites con un bajo pesos del lodo generando derrumbes en el pozo.

También se observo un bajo acarreo de recortes en la parte final de la perforación, con aumentos de torque en superficie provocando también continuas paradas del Top Drive aun trabajando con parámetros controlados de peso sobre la barrena 20 Klb y 120 revoluciones. También, se observo un aumento en las vibraciones laterales y Shocks.

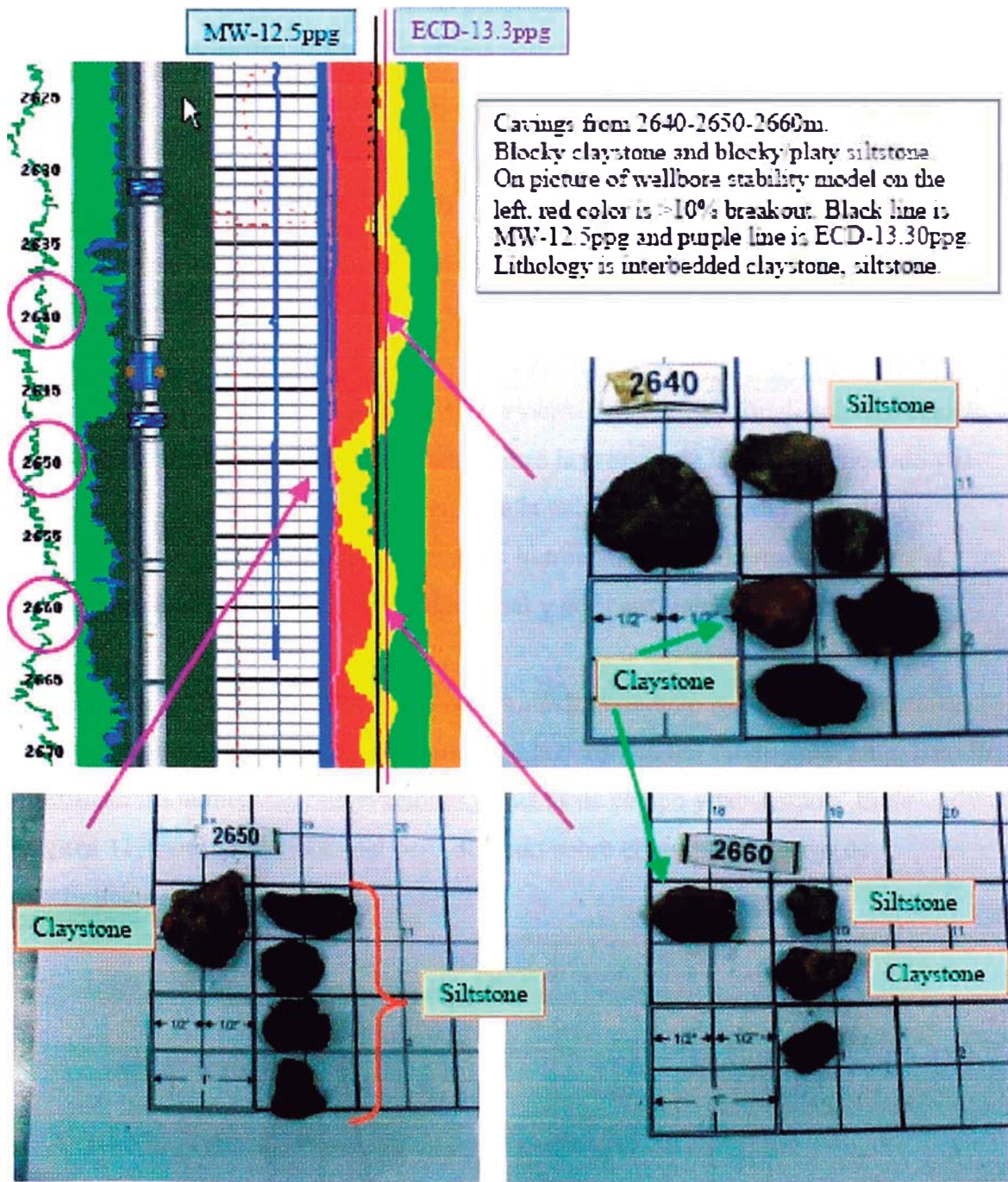


Grafico de Campo. Muestra las zonas inestables debido a una baja densidad del lodo.

3.6 Propiedad del Fluido de Perforación

El fluido de perforación es considerado el factor mas importante que afecta la velocidad de perforación; de aquí que para cada área en particular la selección apropiada, diseño y mantenimiento de las propiedades del fluido de perforación permitirá el empleo de una hidráulica optima para obtener una limpieza eficiente tanto de la barrena como la del fondo del pozo.

3.6.1 *La Densidad del Fluido de Perforación*

Es uno de los factores que controla la velocidad de perforación, existen otra variables que acompañan al cambio de la densidad y que influyen en la perforación de la barrena.

Cunningham y Enink, consideran que la velocidad de perforación disminuye cuando aumenta la presión diferencial, existente entre la presión de la columna de lodo y la presión de la formación. Pero la presión de la columna de lodo, depende de la densidad, obteniéndose una mayor presión hidrostática, cuando mas denso sea el lodo, también aumenta la presión diferencial y por consiguiente disminuye la velocidad de perforación.

En resumen podemos decir que bajo determinadas condiciones, un mayor régimen de perforación se obtiene cuando menor sea la densidad del fluido circulante. Esto lo justifican las numerosas observaciones, pruebas de campo y laboratorio. En la **figura 11**, muestra el efecto del peso del lodo sobre el régimen relativo de perforación.

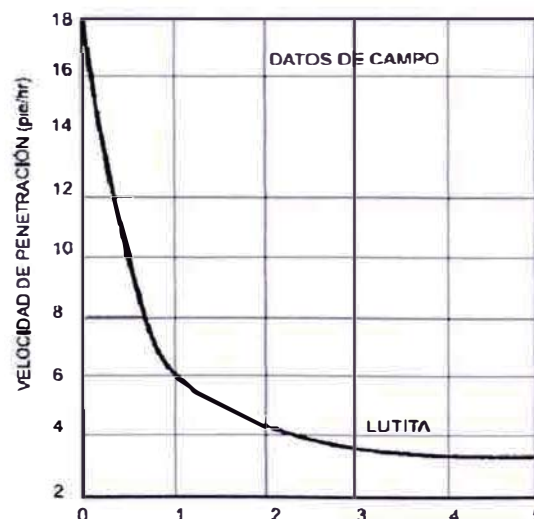


Fig. 11. Efecto de la densidad de lodo sobre la velocidad de perforación.

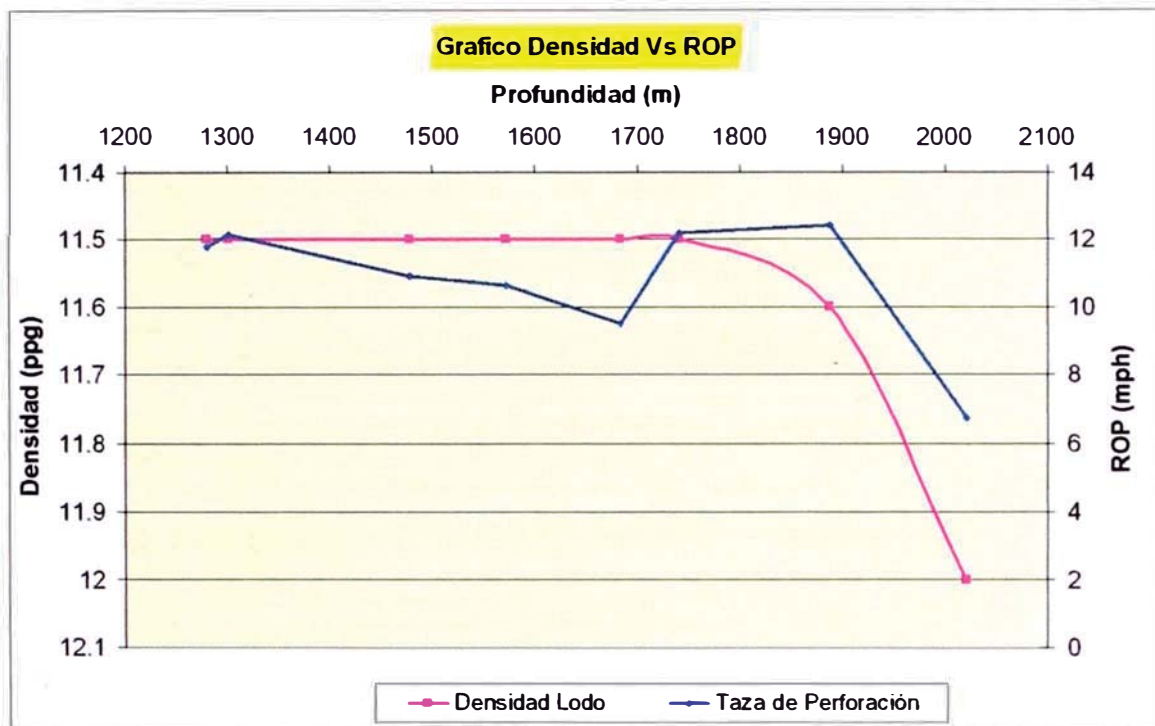


Fig. 12. Comparación de la velocidad de perforación respecto al aumento de la densidad del lodo.

3.6.2 Propiedades De Flujo

La remoción de los detritos debajo de la barrena y su expulsión fuera del pozo, depende principalmente de las propiedades de la fluidez del lodo. Estas propiedades son función de la viscosidad y de la fuerza de gel.

La viscosidad de un fluido, es la resistencia interna al movimiento o flujo. Un fluido que circula con alta resistencia, tiene “alta viscosidad” en cambio un fluido que circula con poca resistencia tiene “baja viscosidad” de acuerdo a esto un aumento del viscosidad del lodo origina mayor perdida de fricción a través del sistema circulante, reduciendo la caída de presión a través de la barrena y por lo tanto disminuye la velocidad de perforación, en un proceso, en el que el caballaje hidráulico en la superficie es constante.

Muchas experiencias científicas de laboratorio han demostrado el efecto retardador que se tiene sobre la velocidad de perforación, cuando se aumenta la viscosidad del fluido hidráulico. Así, en una prueba de laboratorio, la velocidad de perforación disminuye en un 25% cuando se cambio de agua limpia, que se usaba como medio circulante, por agua turbida. Este efecto se puede apreciar en la **figura 13**, en la que

es fácil ver, que a medida que aumenta la viscosidad disminuye la velocidad de perforación, pero en menor grado que en la región de baja viscosidad, en la región de alta viscosidad, posteriores aumentos mayores casi no afectan el régimen de perforación, esto quiere decir que hay un límite viscoso que a partir del cual la pendiente de la curva, régimen de perforación-viscosidad, tiende a hacer e constante.

La disminución del régimen de perforación, en el caso anterior, puede atribuirse a la acción combinada de la viscosidad – contenido de sólidos, puesto que la viscosidad aumenta con el contenido de sólidos. En vista de esto, en una segunda prueba se usó glicerina para aumentar la viscosidad, eliminando así el efecto del contenido de sólidos, los resultados de estas pruebas, pueden apreciarse en la **figura 13**.

Las razones lógicas, que se piensa son la causa del efecto retardatriz, que sobre el régimen de perforación ejerce la viscosidad. Estas son:

a) la remoción de los detritos o corte en el fondo del pozo varía inversamente proporcional con la viscosidad del fluido hidráulico, por consiguiente, fluidos menos viscosos son capaces de remover los detritos más fácilmente, se recuerda que este aumento de viscosidad es sobre el valor normal de operación durante una perforación el cual ha sido evaluado previamente garantizando un correcto grado de limpieza. La remoción rápida de los detritos, permite mantener limpios los cortadores de PDC, de tal modo que cada contacto nuevo de los cortadores de la barrena con la formación no volverá a cortar los mismos detritos consiguiendo con esto aumentar la rapidez de perforación. Para que esta acción limpiante del fluido sea rápida es conveniente que el flujo debajo de la barrena sea turbulento, condición que casi siempre ocurre durante la perforación con los chorros de la barrena, cuya velocidad de descarga causa un flujo altamente turbulento.

Varios trabajos y análisis teóricos se han realizado para determinar la importancia de la viscosidad del lodo en la limpieza y la remoción de recortes originados por la barrena. El trabajo de Lapple, quien considero que la velocidad de un fluido newtoniano en flujo turbulento, es cercano a cero en las paredes del pozos; además, considero que el flujo del fluido inmediatamente en contacto con esta capa estacionaria, se caracteriza por ser laminar o viscoso, de tal manera que la velocidad para cada capa pequeña, mas lejos de la superficie lisa, varía

directamente con la velocidad promedio de flujo e inversamente con la viscosidad. Con un fluido de baja viscosidad se obtendrán mayores gradientes de velocidad, lo que constituye en aumentar la fuerza de movimiento sobre las partículas, disminuyendo el tiempo de limpieza requerido para remover los cortes y los detritos.

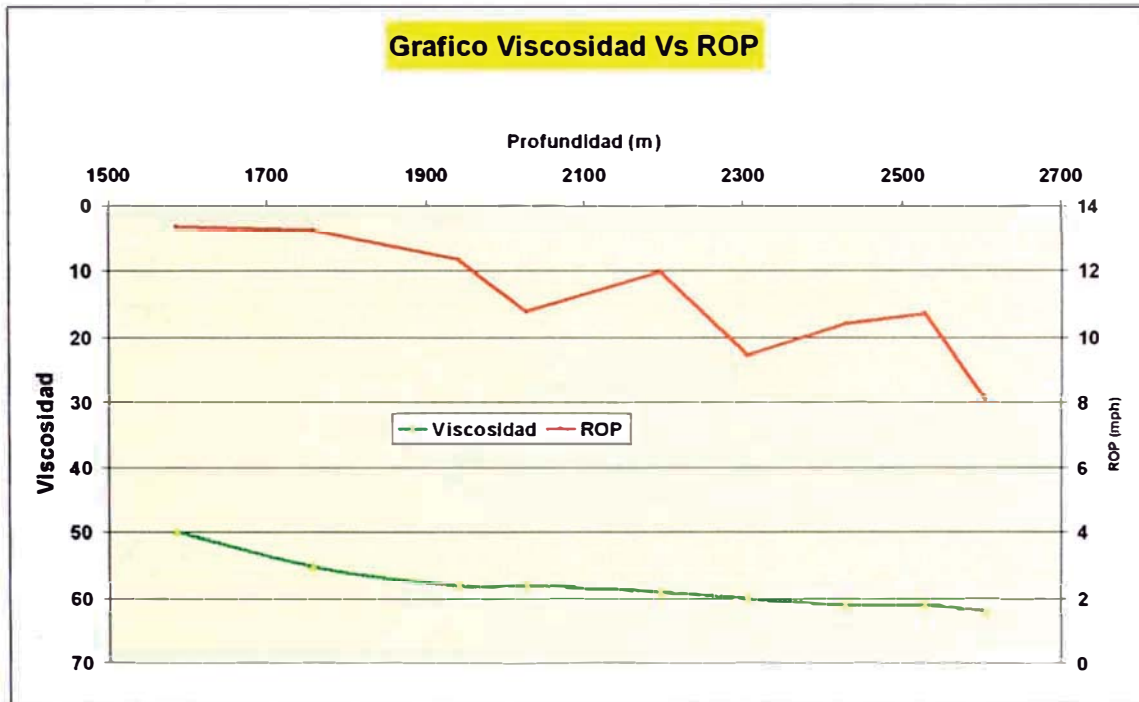


Gráfico de Campo. Muestra la variación de la Taza de Penetración Vs Variación de Viscosidad.

b) La segunda razón por la cual se piensa que un aumento en la viscosidad disminuye el régimen de perforación se basa en la penetrabilidad del fluido en las pequeñas fracturas o intersticios de las formaciones. Este efecto de penetrabilidad, además de la viscosidad, es función de la presión diferencial que resulta de la diferencia de la presión confinada y la de la formación. Cuando ocurre el fracturamiento o cizallamiento de roca, la razón régimen de remoción de los detritos depende del tiempo requerido para que la presión diferencial sea compensada. La transmisión de la presión, en este caso, dependerá de la penetrabilidad del fluido de perforación en las fracturas. Entre mas viscoso sea el fluido menor será la penetrabilidad en las fracturas y por mas tiempo la presión diferencial actuara a través de la roca, esto aumenta el re-trituramiento de los recortes, antes que sean removidos. De aquí se deduce que la velocidad de perforación disminuye cuando la viscosidad del fluido aumenta.

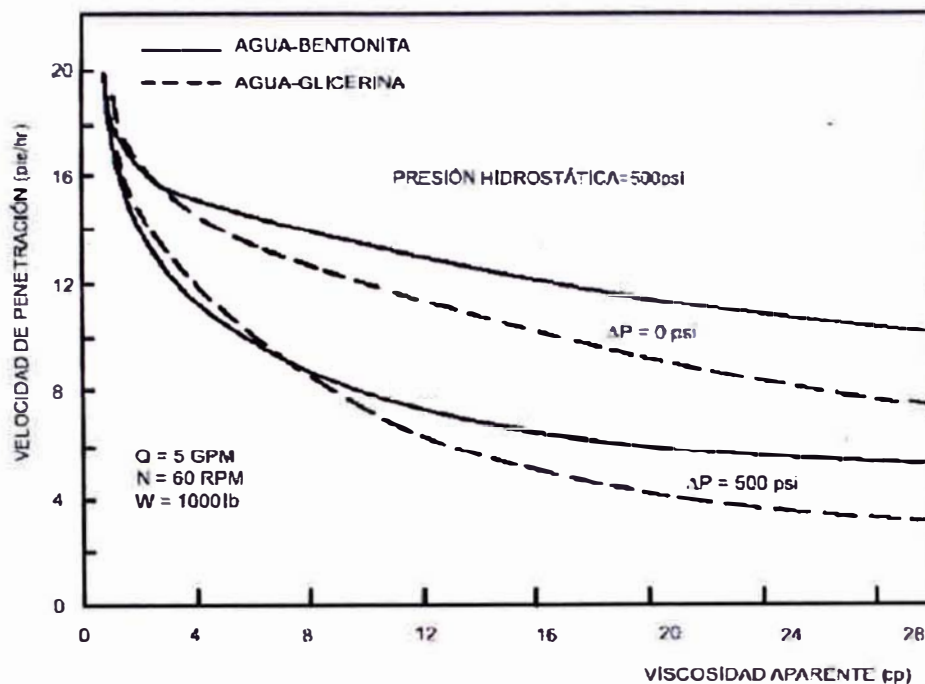


Fig. 13. Los efectos de la viscosidad en el régimen de perforación.

Pruebas de perforabilidad en el laboratorio sobre muestras de rocas en las que se emplearon micro barrenas han demostrado que la velocidad de perforación era una función directa del grado de turbulencia del fluido **Figura 14**. Expresado en términos de un parámetro adimensional semejante a un número de Reynolds en las toberas de las barrenas.

$$R = f(NRe) = f[Q\rho / D_n\mu]$$

Donde:

NRe = Numero de Reynolds de la barrena.

Q = Caudal de flujo.

ρ = Densidad del fluido.

D_n = Diámetro equivalente de las toberas

μ = Viscosidad del fluido.

Nótese en la expresión anterior que si el valor de la viscosidad se incrementa el número de Reynolds disminuye, así se disminuye el nivel de turbulencia del fluido en el fondo del pozo. Consecuentemente se tiene una reducción en la limpieza del fondo del pozo se tendrá una reducción de la velocidad de perforación.

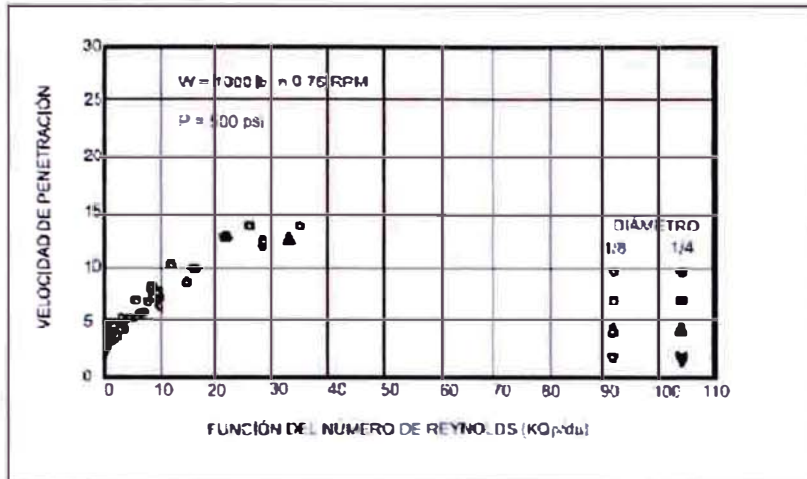


Fig. 14. Velocidad de perforación con el número de reynolds de la barrena

3.6.3 Contenido De Sólidos

De manera similar que la densidad del fluido, el contenido de sólidos es la propiedad que mas efecto tiene sobre el ritmo de perforación. Es difícil separar el efecto del contenido de sólidos del de la densidad y otras propiedades tales como viscosidad, pérdida de filtrado, etc.

Para incrementar el peso del fluido es necesario agregar sólidos, así ambos efectos siempre estarán presentes. No obstante lo anterior, es un hecho ampliamente aceptado que un incremento en el contenido de sólidos por si solo reduce sustancialmente la velocidad de perforación. Ver **figura 15**. Además se ha comprobado que no solamente el contenido de sólidos reduce la velocidad de perforación, sino también el tipo y el estado de dispersión de los sólidos tiene un efecto significativo. Ver **figura 16 y 17**.



Fig. 15. Contenido de sólidos contra la velocidad de perforación.

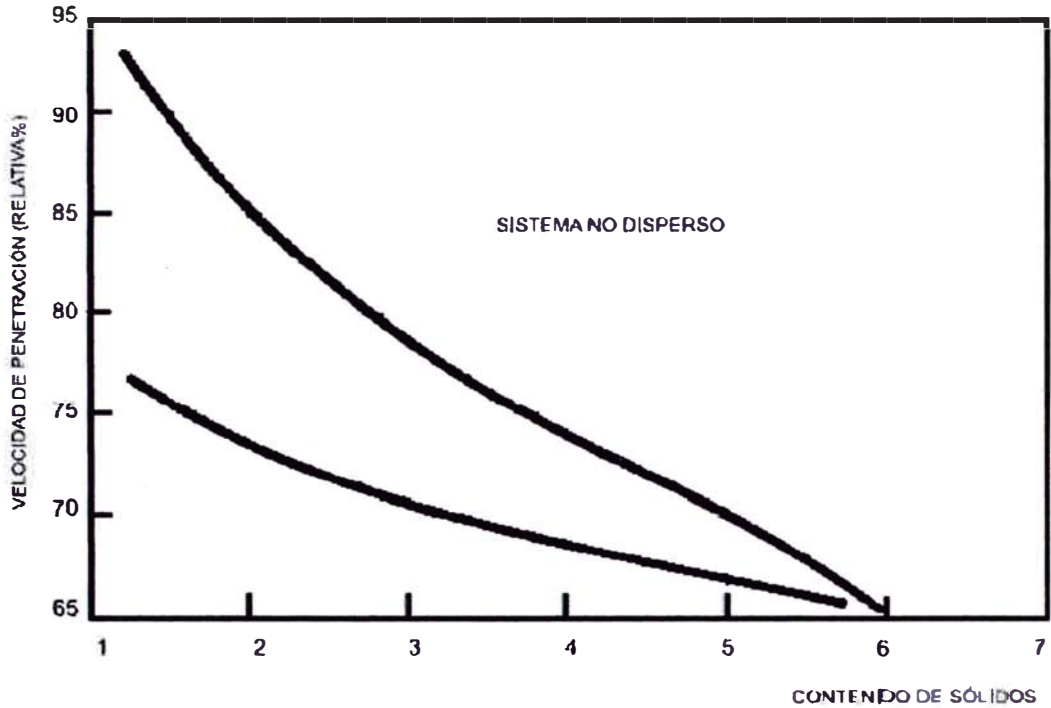


Fig. 16. Efecto de dispersión de los sólidos sobre el ritmo de perforación.

Se puede observar en **la figura 17** que las partículas de tamaño submicron (menores de 1 micron), tienen un efecto adverso sobre la velocidad de perforación 12 veces mayor que las partículas de menor tamaño. Por lo que una buena practica de perforación es mantener el tamaño de las partículas lo más grande que sea posible para que pueda ser removido por la centrifuga.

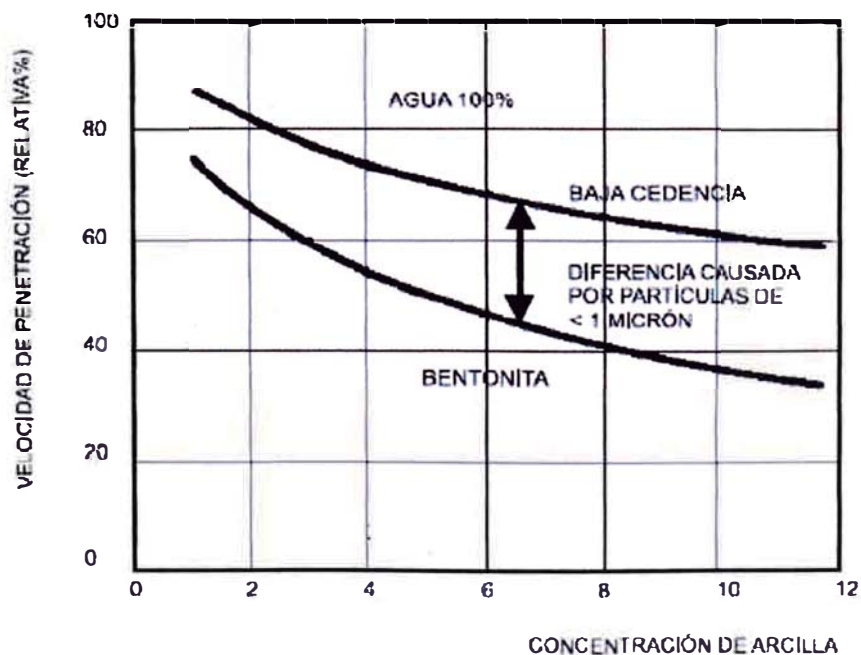


Fig. 17 Efecto del tipo de sólidos sobre la velocidad de perforación.

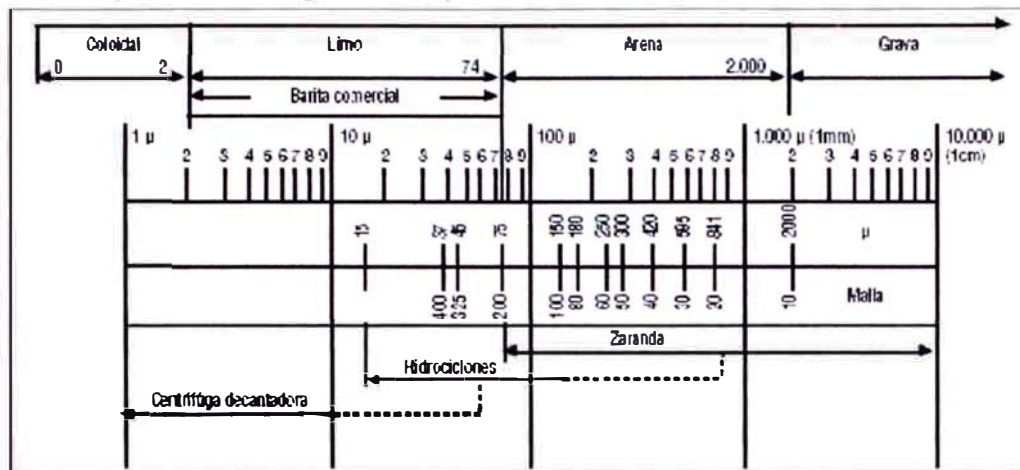


Figura 2: Clasificación de los tamaños de partículas.

Categoría	Tamaño	Ejemplo
Coloidal	2 μ o menos	Bentonita, arcillas y sólidos perforados ultrafinos
Limo	2 - 74 μ (< malla 200)	Barita, limo y sólidos perforados finos
Arena	74 - 2.000 μ (malla 200 - 10)	Arena y sólidos perforados
Grava	Más de 2.000 μ (> malla 10)	Sólidos perforados, grava y cantos rodados

3.6.4 Filtrado Y Perdida de Agua

Es una de las propiedades más importantes del fluido de perforación y se define como la cantidad de líquido que pierde el lodo, cuando se perfora formaciones permeables.

Eckel, Murria y otros, basándose en experiencias de laboratorio y observaciones de campo, han demostrado que el régimen de perforación es una función lineal del filtrado o pérdida de agua, es decir, que conforme aumenta la pérdida de filtrado del fluido aumenta la velocidad de perforación. Sin embargo, es evidente que cuanto mayor sea el filtrado, menor será la viscosidad del fluido, de ahí cualquier conclusión que relacione el régimen de perforación con el filtrado, deberá también incluir, por lo menos la viscosidad ya que son factores estrechamente enlazados que resulta difícil de aislar el uno del otro.

- a) La viscosidad, la cual en muchos casos disminuye cuando aumenta el filtrado y como hemos visto que el régimen de perforación varía inversamente proporcional con la viscosidad, entonces es indudable, que cuando la viscosidad disminuya por efecto de un alto filtrado, la velocidad de perforación aumentará.

- b) La cantidad de material que se agregan para el control de las pérdidas por filtrado, también influyen en el régimen de perforación. Así, el contenido de almidón de un lodo puede variar, desde cero cuando el filtrado es de 13.3 cm^3 hasta 6 Lb. Por barril para 2.4 cm^3 de filtrado, reduciendo el régimen de perforación, los agentes que controlan el filtrado, tales como: el almidón, la bentonita, etc. Son sustancias coloidales que aumenta la viscosidad del lodo en mayor grado que las sustancias sólidas.
- c) El espesor de la costra que se forma en el fondo del pozo, también influye en la velocidad de perforación. La formación de estas costras esta limitada por la acción de la barrena y por el flujo del fluido, particularmente, cuando el flujo del fluido esta dirigido sobre el fondo del pozo, como es el caso de los chorros de la barrena. Cuando se usan lodos de bajo filtrado, en el fondo del pozo instantáneamente se forma una costra casi impermeable, la cual aumenta el tiempo requerido para compensar la presión diferencial, a que esta sometido la roca. A causa de esto, es que aumenta el tiempo requerido para la remoción o limpieza de los detritos, puesto que la presión diferencial tiende a mantener las partículas en el fondo del pozo, produciéndose el retrituramiento lo que retarda el régimen de perforación.

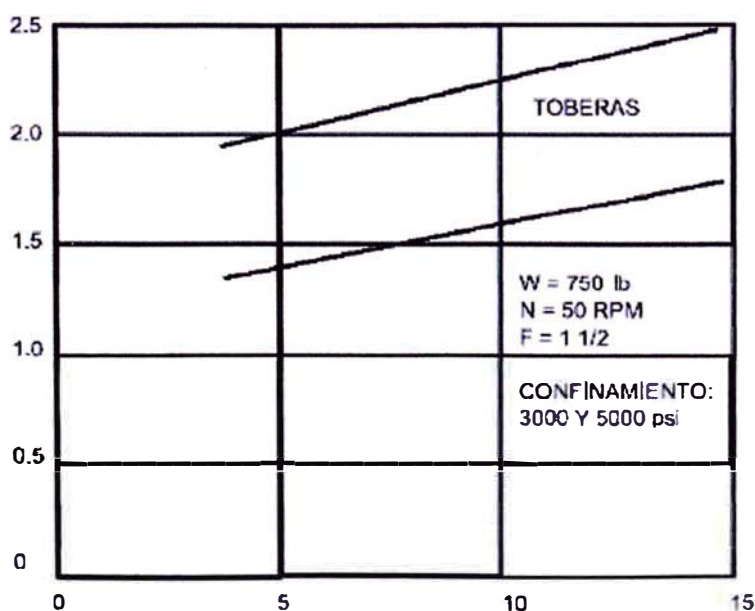


Fig. 19. Efecto de la pérdida de filtrado sobre la velocidad de perforación

3.7 Factores Hidráulicos

El programa hidráulico para la perforación de un pozo determinado, constituye otro de los factores básicos que afectan la velocidad de perforación y en la actualidad se han convertido en la llave del éxito del sistema.

El diseño hidráulico, es de suma importancia para obtener óptimos regímenes de perforación, sobre todo, cuando se perforan formaciones blandas en las que, dada la rápida generación de detrito o cortes, se requiere de un adecuado sistema de circulación para removerlos y expulsarlos a la superficie conforme se generan, evitando de ese modo volver a perforar el corte. Lo cual siempre reduce la velocidad de perforación

3.7.1 Régimen de Circulación

Deberá ser tal que sea posible la expulsión a la superficie los cortes que son originados por la barrena. El régimen de circulación resulta óptimo cuando se obtiene una máxima limpieza en el fondo del pozo.

El régimen de circulación depende de El diámetro del pozo, diámetros de la sarta de perforación, y la velocidad del anular. La velocidad del anular es la que trae el lodo a su regreso a superficie, en el espacio comprendido entre la pared del pozo y la tubería de perforación.

De lo dicho anteriormente, se deduce que la velocidad de retorno solo se puede estimar, en algunos casos, valiéndose de un registro el cual determina el diámetro del pozo a distintas profundidades y teniendo un volumen de circulación adecuado, es posible obtener un volumen bastante aproximado a la velocidad anular requerida para remover eficientemente los recortes de la perforación.

La remoción de los detritos a la superficie, también depende del tipo de flujo del lodo a través del espacio anular. Si el flujo es laminar, que es lo mas probable ya que las pérdidas de presión en el anillo son algunas veces pequeñas, la velocidad ascendente de los recortes es función de la velocidad anular, viscosidad y densidad del fluido hidráulico, si el flujo es turbulento, la expulsión de los recortes depende de la velocidad de flujo y de la densidad del fluido. En ambos casos un aumento de la densidad origina una disminución de la velocidad anular.

Debido a que la pérdida de presión en el sistema circulante aumenta al aumentar el régimen de circulación se debe tener mucho cuidado al seleccionar el volumen a circularse, así mismo es necesario seleccionar un volumen que permita que la

velocidad anular sea la adecuada para la limpieza del pozo y al mismo tiempo produzca una velocidad de los chorros en las boquillas de la barrena lo suficientemente alta para asegurar un buen funcionamiento y limpieza de la barrena.

3.7.2 Velocidad de Chorros

Considerables cuidado se debe tener al seleccionar la velocidad de los chorros, la cual tiene que ser lo suficientemente alta para desplazar las partículas del fondo del pozo y mantener limpio los cortadores y el cuerpo de la barrena.

Debido a que la velocidad de los chorros varía con el caudal total de circulación, es conveniente seleccionar boquillas de tal tamaño que den una velocidad de chorro lo más alta posible, sin exceder la capacidad del equipo hidráulico y teniendo en cuenta el efecto erosivo que originan las altas velocidades.

Muchas experiencias de campo y laboratorio demuestran que un aumento de la velocidad de los chorros a través de algún rango crítico, incrementa considerablemente la velocidad de perforación. Con el fin de tener altos regímenes de perforación se emplean velocidades de chorros de 200 a 250 pies por segundo, las velocidades máximas están supeditadas al caballaje hidráulico de las bombas en la superficie y la erosión de las boquillas.

La máxima velocidad de los chorros depende de la acción limpiadora requerida en el fondo del pozo, así cuando esta limpieza es deficiente, debido al reducido caballaje hidráulico disponible, un aumento de la velocidad de los chorros incrementará muy poco la velocidad de perforación.

La velocidad de los chorros es una función del área total de flujo de la barrena y del caudal de bombeo. Experimentalmente se ha demostrado que un mayor aumento de la velocidad de perforación se obtiene, cuando se aumenta la velocidad de los chorros. Ver **figura 20**. Muestra la relación entre la velocidad de los chorros y el régimen de perforación.

- a) La primera teoría establece que el régimen de perforación es directamente proporcional al producto que resulta de multiplicar el caudal de circulación por la velocidad de chorros, esto es, ***el impacto hidráulico***.

b) La segunda teoría establece que el régimen de perforación es directamente proporcional al producto que resulta de multiplicar el caudal de circulación por el cuadrado de la velocidad del chorro, esto es, *el caballaje hidráulico* a través de la barrena. Si esto se cumple, es fácil suponer que con velocidades de chorros altas y caudales de circulación pequeños se obtendrán mayores velocidades de perforación. Sin embargo estos factores están supeditados a limitaciones, por un lado debido a que excesivas velocidades causan la erosión de las boquillas las cuales podrían desprenderse de su ubicación y generar daños mecánicos tanto en la broca como en los equipos de fondo ocasionando complicaciones y pérdida de tiempo en la perforación, por otro lado las experiencias de campo muchas veces determina el uso de una velocidad anular mínima, tal como sucede cuando se perfora formaciones quebradizas o deleznable en las que son muy frecuentemente los derrumbes, en este caso, hay que mantener una velocidad anular mínima y aumentarla en lo posible, puesto que son los fragmentos de las lutitas los que determinaran la velocidad del anular y no los cortes producidos por la barrena.

Analizando las dos teorías anteriores, se infiere que un aumento en el impacto o en el caballaje hidráulico a través de la barrena, aumentara la velocidad de perforación. Por lo cual se tendrá un valor límite, a partir del cual por mas que se aumenta el impacto o caballaje hidráulico, no se lograra seguir aumentando la velocidad de perforación, este valor límite corresponde al momento en que los recortes son expulsados del fondo del pozo, tan pronto como se generan, es decir, que la remoción de cortes es instantánea.

Basándose en cualquiera de las dos teorías anteriormente expuesta, es que el ingeniero de perforación diseña su programa hidráulico para un pozo específico.

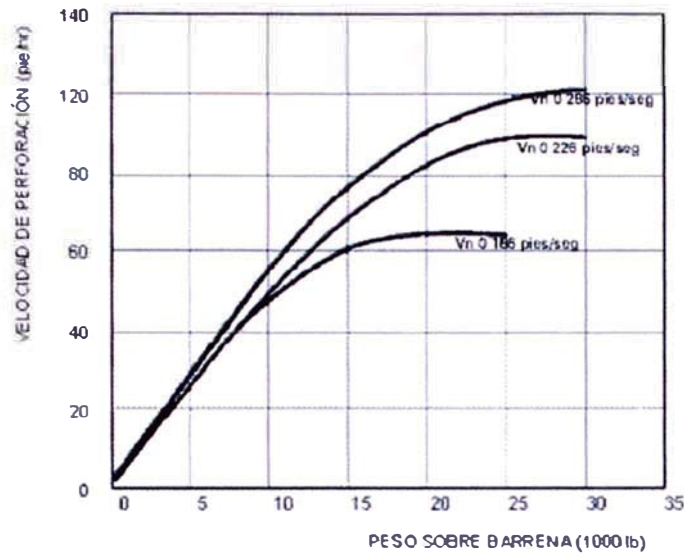


Fig. 20. Efecto de la velocidad de los chorros.

3.7.3 Caballaje Hidráulico

Los caballos de fuerza hidráulicos desarrollados a través de la barrena, deben ser tal que sea posible obtener una óptima limpieza en el fondo del pozo, evitando en lo posible la re-trituración de los cortes, puesto que si ocurriera la velocidad de perforación disminuye.

El caballaje hidráulico a través de la barrena, se define como la razón a la cual el fluido de perforación realiza trabajo debajo de la barrena y esta dado por la ecuación:

$$HP_B = P_B * Q / 1714 \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

HP_B = Caballaje Hidráulico.

P_B = Caída de presión en la barrena (Lb/pulgadas²)

Q = Caudal de bombeo (gpm)

1714 = Factor de conversión.

Para establecer las condiciones óptimas con el fin de obtener una velocidad de perforación máxima, hay que considerar primeramente, que el caballaje hidráulico total desarrollado por las bombas en superficie es igual a la pérdida del caballaje hidráulico a través del sistema de circulación más la pérdida del caballaje hidráulico a través de la barrena.

$$\mathbf{HP_S = HP_C + HP_B \dots\dots\dots (2)}$$

Donde:

HP_S = Caballaje Hidráulico en la Superficie.

HP_C = Caballaje Hidráulico a través del Sistema de Circulación.

HP_B = Caballaje Hidráulico a través de la Barrena.

Considerando que el flujo del lodo a través del sistema de circulación es turbulento, lo que normalmente ocurre con excepción del flujo en el espacio anular. Podemos obtener la relación siguiente.

$$\mathbf{P_c = K * Q^{1.84} \dots\dots\dots (3)}$$

Donde:

K = depende de la longitud y diámetro de sarta de perforación, de las propiedades del lodo.

Sustituyendo P_c, en la ecuación (1) obtendremos:

$$\mathbf{HP_B = P_s * Q / 1714 - K * Q^{2.84} / 1714}$$

Si en esta última ecuación, derivamos HP_B con respecto a Q, manteniendo constante la presión de descarga de las bombas, obtendremos las condiciones óptimas para un régimen de perforación máximo. Derivando e igualando a cero la primera derivada, resulta:

$$\mathbf{dHP_B / dQ = P_s / 1714 - 2.84 * K * Q^{1.84} / 1714 = 0}$$

Despejando P_s, se obtiene:

$$\mathbf{P_s = 2.84 * K * Q^{1.84} \dots\dots\dots (4)}$$

Sustituyendo la ecuación (3) en la ecuación (4)

$$P_s = 2.84 * P_c$$

$$\mathbf{\therefore P_c = 0.35 * P_s \text{ o } HP_c = 0.35 * HP_s \dots\dots\dots (5)}$$

De esta última ecuación deducimos que:

$$\mathbf{P_B = 0.65 * P_s \text{ o } HP_B = 0.65 * HP_s \dots\dots\dots (6)}$$

De estas dos últimas ecuaciones se desprende para obtener un óptimo caballaje hidráulico a través de la barrena, la caída de presión a través de esta, debe ser el 65% de la presión total desarrollada por las bombas en la superficie, siempre y cuando esta presión de descarga se mantenga constante. Siempre que se opera con la condición anterior, se obtendrá un régimen de perforación óptimo. Cuando la presión de descarga de las bombas en la superficie o el tamaño de las boquillas que han de usarse, no sean limitados, según la ecuación (1), es evidente que el caballaje hidráulico a través de la barrena será máximo, cuando la caída de presión a través de ella se aproxime a la presión disponible en superficie. Esto ocurre cuando el régimen de flujo es el mínimo necesario para levantar los detritos, puesto que entonces se reduce la pérdida de presión en el sistema circulatorio.

Cuando la presión disponible en la superficie o el tamaño de las boquillas, tienen un límite, entonces los regímenes de circulación serán los mínimos necesarios, para sacar del pozo los recortes de la perforación.

En la **figura 21**, se muestra la velocidad de perforación como una función del caballaje hidráulico de la barrena, en esta figura, las figuras tienen la forma aproximada de una “S” alargada, e indican que para bajo valores de caballaje hidráulico en la barrena, un incremento de este caballaje, origina poca mejora en la velocidad de perforación; esto, sin duda a que no hay mucha limpieza en el fondo del pozo. Sin embargo, para un rango intermedio, un aumento moderado del caballaje hidráulico, origina un aumento apreciable en la velocidad de perforación. Este efecto disminuye cuando se consigue el máximo de limpieza, como se observa por el achatamiento de la curva en la parte superior.

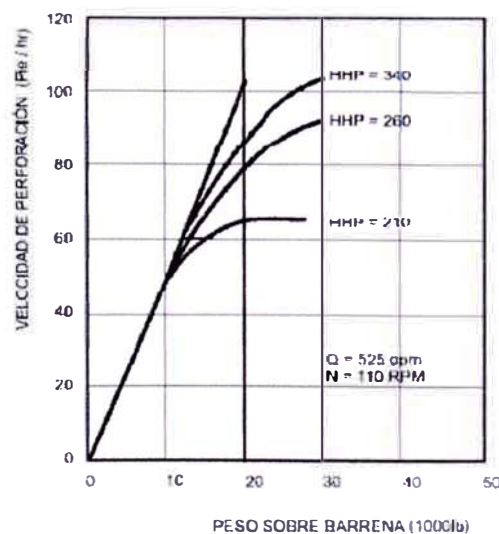


Fig.21. Efecto de la potencia hidráulica sobre la velocidad de perforación

3.7.4 Impacto Hidráulico

Es una de las dos teorías esenciales que muchos ingenieros de perforación, toman como base para programar el sistema hidráulico que deberá de emplearse en la perforación de un pozo determinado.

El impacto hidráulico se define, como la fuerza con la cual un fluido circulante golpea el fondo del pozo.

$$\mathbf{JIF = Q * MW * Vb / 1932}$$

$$\mathbf{Vb = Q * 0.32086 / TFA}$$

Donde:

JIF = Fuerza de Impacto.

Q = Caudal (gpm)

MW = Densidad el lodo (lb/gal)

Vb = Velocidad en las boquilla.

TFA = área de apertura de las boquillas (pulgadas²)

1.932 y 0.32086 son unidades de conversión.

De esta ultima ecuación, es fácil deducir que un aumento en la densidad del lodo incrementara el valor de la fuerza de impacto, pero como hemos visto en capítulos anteriores que la densidad es un factor disminución de la velocidad de perforación, entonces no conviene aumentarla.

Eckel y Bielstein, formularon la ecuación fundamental que relaciona el régimen de perforación con las fuerzas de impacto y esta es:

$$\mathbf{Rp = K' * Q * V_N \dots \dots \dots (1)}$$

Donde:

K' = constante de proporcionalidad que incluye la densidad del lodo y el factor de conversión.

Rp = Relación de perforabilidad.

Remplazando esta ecuación el valor de V_N en la ecuación (1) obtenemos:

$$\mathbf{Rp = K * Q^2 / D_E^2 \dots \dots \dots (2)}$$

Donde: K = Constante de proporcionalidad que incluye a K'

Además por la ecuación de caballaje hidráulico tenemos

$$HP_S = P_C * Q / 1714 + P_B * Q / 1714 \dots \dots \dots (3)$$

Asumiendo un flujo de lodo turbulento, las pérdidas de presión a través del sistema de circulación y en la barrena, podemos determinar aproximadamente aplicando las ecuaciones siguientes:

$$P_C = G * Q^{1.84} \dots \dots \dots (4)$$

$$P_B = E * Q^{1.84} / D_E^4 \dots \dots \dots (5)$$

Donde:

G = constante que depende de la geometría del sistema de circulación.

E = Constante que depende de la forma y tamaño de las boquillas.

Reemplazando las ecuaciones (4) y (5) en la ecuación (3), obtendremos:

$$HP_S = G * Q^{2.84} / 1714 + E * Q^{2.84} / 1417 * D_E^4 \dots \dots \dots (6)$$

Despejando D_E^2 de esta última ecuación y sustituyendo en la ecuación (2), obtenemos:

$$R_p = K * [(1714 * HP_S * Q^{1.16} - G * Q^4) / E]^{1/2} \dots \dots \dots (7)$$

Si asumimos una presión de descarga constante y reemplazamos los valores de caballaje en la ecuación (7) tendremos:

$$R_p = K * [(P_S * Q^{2.16} - G * Q^4) / E]^{1/2} \dots \dots \dots (8)$$

Si en la ecuación (8), derivamos el régimen de perforación con respecto al caudal, manteniendo constante la presión de descarga de las bombas, determinaremos las condiciones óptimas.

$$dR_p/dQ = (K/2) * [P_S * Q^{2.16} - G * Q^4]^{-1/2} * [2.16 * P_S * Q^{1.16} - 4 * G * Q^3] = 0$$

Resolviendo para P_S :

$$2.16 * P_S = 4 * G * Q^{1.84} = 4 * P_C$$

$$P_C = 0.54 * P_S \text{ o } HP_C = 0.54 * HP_S \dots \dots \dots (9)$$

De esta última ecuación deducimos que:

$$P_B = 0.46 * P_S \text{ o } HP_B = 0.46 * HP_S \dots\dots\dots (10)$$

De la ecuación (9) y (10), se desprende que manteniendo constante la presión de descarga de las bombas, el máximo impacto hidráulico se obtiene cuando la pérdida de presión a través de la barrea es el 46% de la presión de descarga disponible en la superficie y las pérdidas de presión a través del sistema circulante son el 54% de la misma presión de descarga. En estas condiciones se obtiene una velocidad de perforación máxima.

Durante la perforación de las sección de 16 pulgadas. En los pozos pertenecientes a los proyectos del Pagoreni–B se hicieron las siguientes modificaciones hidráulicas de caudal y de Área de Flujo Total (TFA) las cuales son mostradas en el siguiente cuadro y como característica principal se puede observar el aumento del caudal entregado por las bombas que vario de 1050 gpm. En el pozo Pagoreni 1001D a 1200 gpm. Que fueron aplicados en los pozos Pagoreni 1002D, 1003D el cual si genero una gran ayuda en el mejoramiento de la perforación tanto en la parte hidráulica de la barrena como de limpieza del pozo. Durante la perforación de la sección 12 ¼”x14 ¾” pulgadas. Se presentaron valores hidráulicos similares tanto en caudal como en TFA. Todo esto fue debido a la utilización de equipos de medición en tiempo real como son las herramientas LWD y MWD que requieren de una configuración hidráulica fija para poder funcionar y transmitir los valores tanto operativos (WOB, RPM, TQ, etc.) como litológicos (Gamma Ray, Resistividad, etc.) dejando esto un margen muy corto de variación en la configuración de las boquillas para generar un cambio sustancial en la hidráulica de la barrena.

Sección	Pozo	Caudal	Presión	TFA	Boquillas	Profundidad	JIF	HSI	Vboquillas	Presión Barrena
(Inch)		(gpm)	(psi)	(in^2)		(m)	(Lbs)		(m/s)	(%)
16	1001D	1040	2389	1.16	9X13	107 - 1234	1663	2.39	88	54.3 - 33.1
	1002D	1150	2868	1.31	9X13 + 1X14	81 - 1253	1767	2.48	86	49.9 - 26
	1003D	1200	3200	1.29	10X13	61 - 1451	1956	2.91	91	42.7 - 26.1
12.25 X 14.75	1001D	950	3700	1.14	5X14 + 2X16	1234 - 2188	1572	2.37	81	30.6 - 25.8
	1002D	955	3700	1.12	3X13 + 2X15 2X16	1253 - 2339	1613	2.59	83	36.4 - 28.3
	1003D	960	3700	1.18	1X14 + 6X15	1451 - 2605	1652	2.37	80	34.9 - 26.6

4.- MANEJO DIRECCIONAL

4.1 Fundamentos Teóricos de la Perforación Direccional

4.1.2. Definiciones Básicas

Perforación Direccional

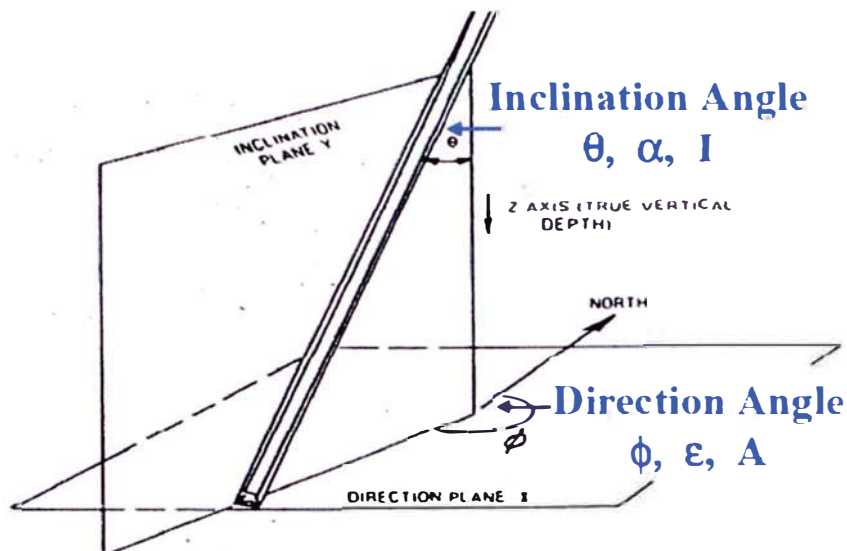
Es el proceso de ingeniería para desviar un agujero a lo largo de una trayectoria planeada hacia un objetivo a cierta profundidad en el sub-suelo cuya ubicación esta a una distancia lateral dada y en una dirección definida, a partir de una posición superficial, las principales necesidades de realizar varios pozos direccional en una misma plataforma se refieren a las siguientes causas:

- Lugares poco accesibles, este caso se refiere a lugares protegidos como reservas ecológicas, estratigrafía difícil (domo de sal).
- Demoras en el tiempo de permisos por la aprobación de plan ambiental (EIA) para realizar un desbroce en zonas que presentan una gran riqueza ecológica, el cual tiene un periodo desde su ejecución hasta su aprobación de más de 1 año.

Control de la Desviación

Es el proceso de mantener el hueco dentro de límites programados relativos al ángulo de inclinación y separación horizontal medidos desde la vertical.

La perforación es un proceso tridimensional donde la barrena no solamente penetra verticalmente sino que también puede ser desviada de la vertical en los planos X-Y. El plano X se define como el plano de dirección y el plano Y como el plano de inclinación, los ángulos asociados con la deflexión en los planos X-Y son llamados ángulos de “dirección” e “inclinación” respectivamente.



La fig. 23. Planos de proyección de la trayectoria dirigida.

4.2 Consideraciones para la Planificación de Un Pozo Dirigido.

4.2.1 *Características de las Formación*

Los efectos naturales de las formaciones pueden afectar al perfil de la trayectoria dirigida de un pozo produciéndose cambios en los ángulos de inclinación y dirección mientras se va perforando.

Estos cambios pueden ocurrir cuando hay presencia de buzamiento (inclinación) en los estratos, fallas geológicas y la dureza de las formaciones.

Así mismo los parámetros de perforación como el peso sobre la barrena (WOB), revoluciones de la mesa rotaria (RPM) y la hidráulica puede afectar también la cantidad de desviación.

En la selva las formaciones geológicas presentan un alineamiento casi horizontal de sus estratos o capas estratificadas, los cuales difieren por sus características de perforabilidad (dureza).

Por lo tanto en la planificación direccional de un pozo, los efectos formacionales se toman en cuenta principalmente para:

- Selección del punto de desviación (KOP)
- Controlar la tendencia de giro de la barrena tanto a la izquierda o derecha.

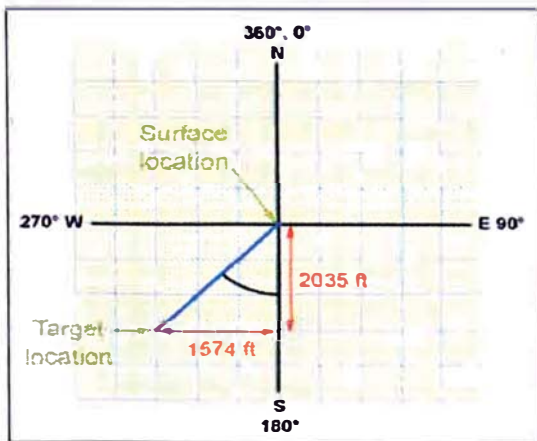
4.2.2 Sistema de Coordenadas

Para los propósitos de la planificación de un pozo direccional se utilizan las coordenadas rectangulares mediante el sistema universal conocido como “Universal Transverse of Marcator” (UTM), la cual consiste básicamente en la proyección de la superficie de la tierra sobre una superficie plana a fin de facilitar la ubicación de un punto en los mapas.

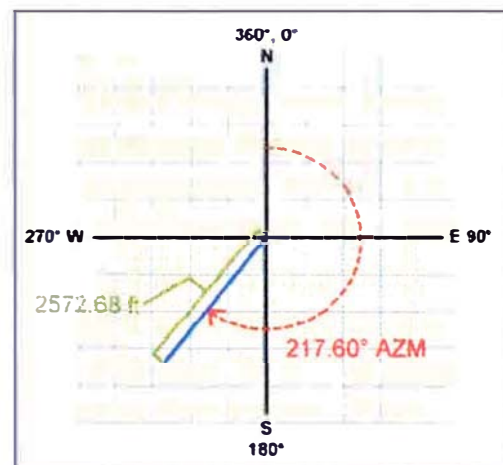
El sistema UTM, la ubicación de un punto sobre la tierra esta dada por las coordenadas Norte y Este, partiendo con mediciones hechas con referencia a un punto de vista de satélite (PVS) ubicado en el área de interés.

Asimismo la dirección de la trayectoria esta referido al norte verdadero (geográfico) la cual puede ser expresado en dos maneras:

- Sistema de cuadrantes, en la cual el ángulo es medido de 0° - 90° desde el norte o sur.
- Con azimut, el cual el ángulo es medido de 0° - 359° desde el norte (sentido horario).



Rectangular coordinates
S 2035 ft W 1574 ft



Polar coordinates = 2572.68 ft @ 217 60°

Para efecto de los cálculos de los registros de desviación es necesario que las direcciones estén referidas al norte geográfico para lo cual se debe de realizar la corrección por efecto de la Declinación Magnético de la locación. *La Declinación Magnética* es el ángulo entre el norte magnético y el norte geográfico la cual cambia con el tiempo y el lugar.

4.2.3 Objetivo de Pozo

El objetivo del pozo esta dado en base a criterios geológicos, su ubicación es expresada también bajo las coordenadas UTM y la profundidad vertical del objetivo. En la planificación y durante la perforación se utiliza simplemente las coordenadas parciales referidas al objetivo (Diferencia entre las coordenadas de fondo y superficie) esta simplificación involucra el uso de las coordenadas de superficie como punto de referencia con valores de (0,0) que generalmente es la cabeza del pozo.

Si la diferencia de las coordenadas Norte es positiva, entonces al dirección es hacia el Norte y si es negativa es hacia el Sur. Si la diferencia de las coordenadas Este es positiva se apunta al Este y si es negativa al Oeste.

- La ubicación del objeto en mapas se logra por la diferencia de las coordenadas UTM (Norte y Este) entre los puntos de superficie y de fondo, denominados como ΔN y ΔE .
- La dirección y La distancia horizontal en coordenadas rectangulares es calculada como:
 - Dirección= Azimut = $\tan^{-1}[(\Delta E/\Delta N)]$
 - Distancia Horizontal = $[(\Delta E)^2 + (\Delta N)^2]^{1/2}$
- El radio objetivo usualmente considera como un 1/12 parte de la separación horizontal.

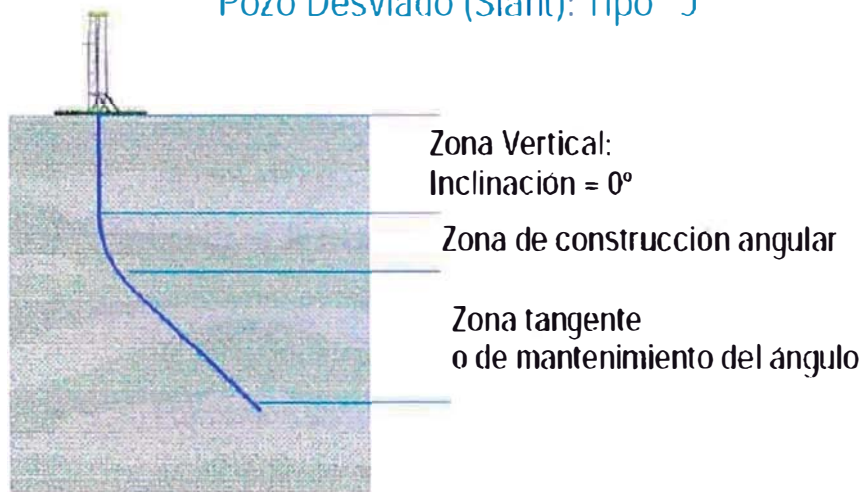
4.2.4 Tipo de Trayectoria

A) Tipo “J”

Este tipo de trayectoria es la más usada para perforar pozos dirigidos en lugares donde el alcance del desplazamiento horizontal es grande para alcanzar el objetivo en los pozos. Para nuestro caso el objetivo tiene una separación de ± 1500 m. y consta de tres secciones:

1. Zona vertical.
2. Zona de Construcción Angular
3. Zona Tangente o de mantenimiento de ángulo.

Pozo Desviado (Slant): Tipo "J"



Las secciones de trayectoria se desarrollan en los siguientes tramos:

- Tramo de 16": sección vertical y de incremento de ángulo hasta alcanzar el máximo programado.
- Tramo de 12 ¼" * 14 ¾", 10 ⅝" * 12 ¼" y 8 ½": secciones tangente de mantenimiento del ángulo hasta alcanzar el objetivo.

4.2.5 Determinación del Punto de Desviación

El punto de desviación (Kick Off Point) se denomina a una profundidad vertical donde se inicia la desviación del pozo con una dirección o inclinación programada.

La selección del punto de desviación está dado por consideraciones geométricas del perfil de la trayectoria y por características geológicas.

En la Selva Sur los puntos de desviación normalmente se realizan desde 100 a 200 m. (pozos tipo "J")

4.2.6 Velocidad de Crecimiento del Ángulo de Inclinación

Los valores de velocidad de incremento del ángulo son determinados en función de las siguientes consideraciones:

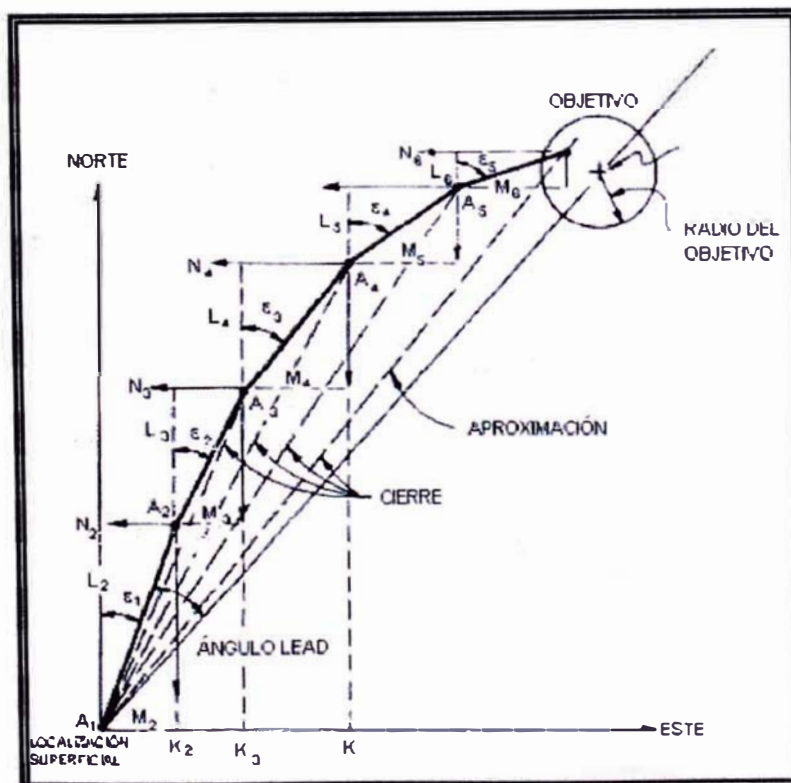
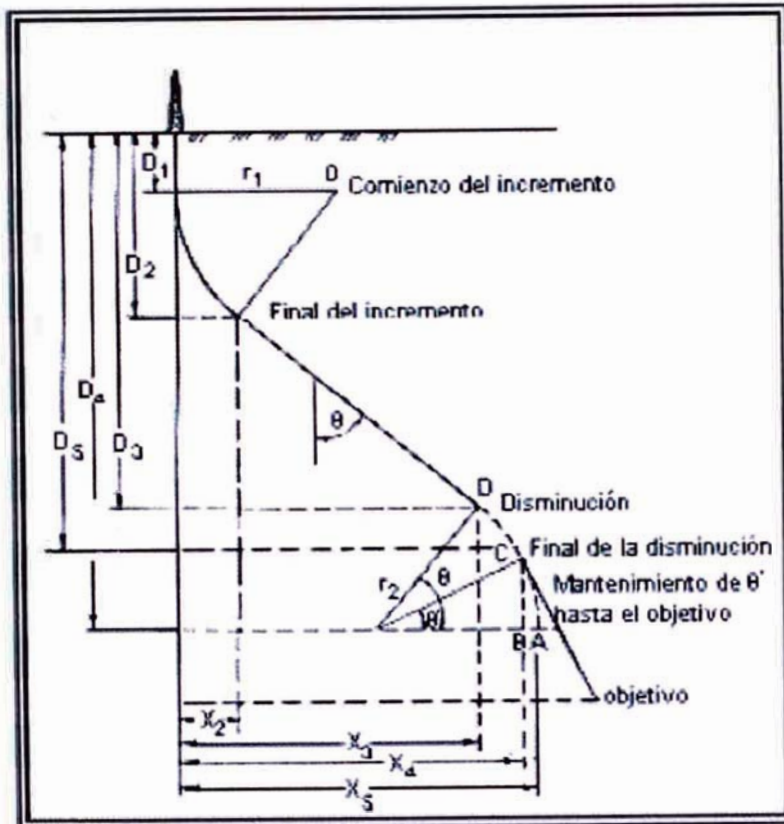
- Profundidad total del pozo.
 - Máximos arrastres y torque permisibles en el pozo
 - Altas variaciones en los ángulos de inclinación y dirección en la sección de incremento, genera altos torques y arrastres que afectan al resto de la trayectoria del pozo a perforar.
 - Los tipos de formaciones.
 - Limitaciones mecánicas de la sarta de perforación o de la tubería de revestimiento.
 - Formación de “patas de perro” y “ojo de llave” en las secciones de incremento de ángulo.
- Los valores del incremento del ángulo utilizados en los pozos tipo “J” en la Selva Sur son de 1° a 2.5° / 30 m. respectivamente.

4.2.7 Etapas de la Planificación de Una Trayectoria

Las principales características de la planificación de una trayectoria son:

- La determinación de la trayectoria en el plano vertical (profundidad vertical - separación horizontal) y luego en el plano horizontal (dirección). Determinar los tipos de conjuntos de fondo rotarios teniendo en cuenta la influencia de la litología de las formaciones a perforar.
- El área del objetivo proporciona una zona de tolerancia para que la trayectoria del pozo pase a través de él. El tamaño lo da el llamado radio del objetivo.
- El tamaño y las dimensiones del objetivo se basan generalmente en factores relacionados al drenaje del yacimiento y criterios geológicos.
- Cuando se inicia la desviación en el punto de desviación (KOP), la práctica es la de orientar la trayectoria a algún ángulo de dirección específica llamado ángulo de “conducción” este ángulo es a la derecha o a la izquierda de la trayectoria programada. Este procedimiento es en base a la experiencia de

pozos vecinos y los factores que afectan a que la barrena “camine”.



4.3 Planificación De La Trayectoria De Un Pozo Dirigido

El primer paso de la planificación de cualquier pozo direccional es la de diseñar la ruta o trayectoria del pozo, para conseguir su intersección con el objetivo dado.

4.3.1 Trayectoria tipo "J"

Esta trayectoria consta de dos secciones que son el incremento y el mantenimiento del ángulo de inclinación.

El objetivo es interceptado con el ángulo máximo programado. Para el diseño de la trayectoria se requiere la siguiente información:

- Coordenadas de superficie (Nsup, Esup)
- Coordenadas del objetivo (Nub, Eob)
- Profundidad vertical del objetivo (Vt)
- Profundidad vertical punto de desviación (Vb)
- Velocidad de incremento de ángulo de inclinación (ϕ)
- Separación horizontal al objetivo (Ht)

En la construcción geométrica de la figura siguiente (plano vertical), se calcula los siguientes parámetros:

A) En el plano vertical

1) Radio de curvatura "R"

$$\phi/360 = 1/(2*\pi*R); \quad R = 180/(\pi*\phi)$$

2) Ángulo máximo (α)

$$\alpha = x + y$$

$$\text{Tg}(x) = H_t - R/V_t - V_b$$

$$\text{Sen } (\gamma) = PC/PT = R/V_t - (V_b/\text{Cos}(x)) = R*\text{Cos}(x)/(V_t - V_b)$$

$$\alpha = \text{tg}^{-1} ((H_t - R)/(V_t - V_b)) + \text{Sen}^{-1} (R*\text{Cos}(\text{tg}^{-1} ((H_t - R)/(V_t - V_b)))) / (V_t - V_b)$$

3) Profundidad vertical al final del incremento del ángulo (Vc)

$$V_c = V_b + R*\text{Sen } (\alpha)$$

4) Separación horizontal al final del incremento de ángulo (Hc)

$$H_c = R - R*\text{Cos } (\alpha)$$

5) Profundidad medida al final del incremento ángulo (Mc)

$$M_c = V_b + \alpha/\phi$$

6) Profundidad medida al objetivo (Mt)

$$M_t = M_c + (V_t - V_c)/\text{Cos}\alpha$$

B) En el plano Horizontal

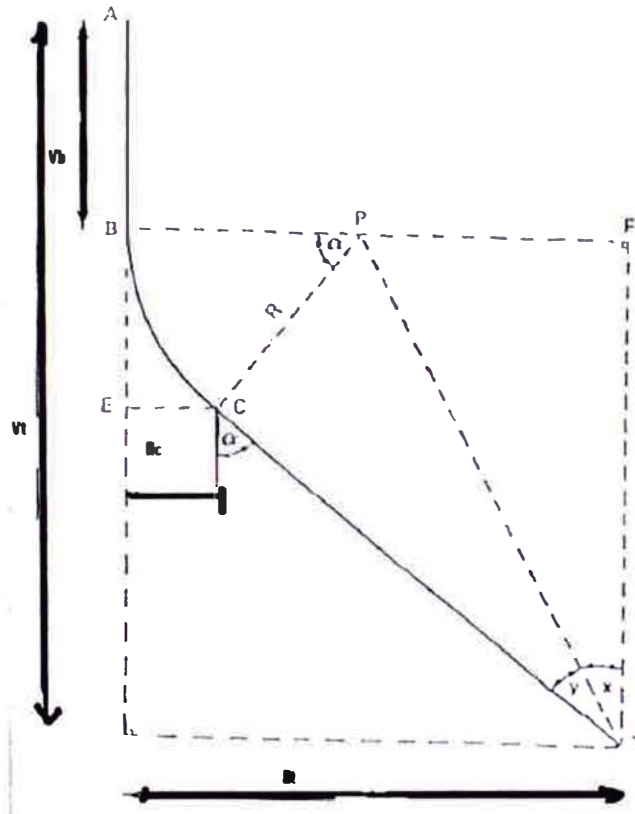
1) Separación horizontal hasta el objetivo (Ht)

$$H_t = [(\text{Coord Nob} - \text{Coord Nsup})^2 + (\text{Coord Eob} - \text{Coord Esup})^2]^{1/2}$$

$$H_t = [(\Delta N)^2 + (\Delta E)^2]^{1/2}$$

2) Separación horizontal hasta el objetivo (Ht)

$$\beta = \text{Tg}^{-1}(\Delta E/\Delta N)$$



En resumen la información geológica debe de establecer la profundidad del objetivo, radio del objetivo y desplazamiento horizontal del objetivo para luego poder escogerá el tipo de trayectoria para alcanzar el objetivo predeterminado y luego se procederá a la selección del punto de desviación, velocidad de incremento y/o caída del ángulo de inclinación.

4.4 Planificación del Punto de Desviación de la Trayectoria en un Pozo Dirigido Tipo "J"

4.4.1 Planificación del punto de desviación

- para los trabajos de perforación direccional que se realizaron en el proyecto, se iniciaron la deflexión de los pozos en un intervalo que varia entre 60 metros a 100 metros de profundidad vertical empleando: un conjunto no rotacional con motor de fondo o un conjunto rotacional con "Power drive" con incrementos programados de 1° hasta 2° cada 30m.

- el inicio de la desviación del pozo dependerá de la manipulación de la sarta de perforación, esta maniobra causara la desviación de la barrena en los planos de dirección e inclinación.
- Cuando utilizamos conjunto no rotacionales con motor de fondo el sustituto de desviación proporciona la dirección de la cara de la herramienta, y la magnitud de la desviación es controlada por el ángulo del sustituto en el caso de la utilización de un conjunto rotacional con “Power drive” las desviaciones son proporcionadas y controladas por las aletas movibles que se abren como pistones hidráulicos aplicando fuerza lateral.
- Las operaciones de deflexión generan un cambio total del ángulo de la trayectoria (diferentes ángulos de inclinación y dirección en dos puntos), lo cual esta directamente relacionado con la severidad de la “pata de Perro” en una longitud determinada.

4.4.2 Planificación de un cambio de trayectoria

- un cambio en la trayectoria de un pozo se diseña de acuerdo a los siguientes planes:
 - máximo crecimiento o disminución del ángulo sin ningún cambio de dirección.
 - Máximo cambio de dirección hacia la izquierda o derecha sin ningún cambio de inclinación.
 - Crecimiento del ángulo con cambio de dirección hacia la derecha o la izquierda.
 - Disminución del ángulo con cambio de dirección hacia la derecha o izquierda.
- El diseño dependerá de la utilización de un conjunto no rotacional con un motor de fondo o un conjunto rotacional con Power Drive.
- El cambio de dirección del pozo requerirá algún tipo de técnica de deflexión donde una nueva colocación de la cara de la herramienta causara que el pozo rote a la izquierda o derecha en

el caso del uso de un motor de fondo en el caso de la utilización de un Power drive el cambio de dirección la generan los cambios de flujo en cada aleta en forma secuencial.

- En la utilización de motores de fondo se debe de tener en cuenta el torque reactivo que se desplaza o bien a la derecha o izquierda. Esto obliga a la reorientación de la cara de la herramienta para compensar el efecto del torque de reversión.
- La mejor forma de compensar el torque reactivo es utilizar una herramienta o sistema de medición para determinar la posición de la cara de la herramienta. Con ello se orienta la cara de la herramienta teniendo seguridad de la corrección por el torque reactivo.
- Los cambios de trayectoria sin tomar en cuenta la severidad de la “pata de perro” puede acusar serios problemas en los conjuntos de fondo al rotar por la curvatura producido. También puede producir desgastes en la tubería revestidora y después ocasionar problemas de producción.
- Determinar la máxima “pata de perro” tolerable y diseñar el cambio de trayectoria de acuerdo a esta tolerancia. La forma más fácil de hacer esto es controlando la longitud del curso.
- A altos ángulos de inclinación donde la trayectoria debe de ser cambiada, se debe de extender la longitud del curso para disminuir la severidad de la pata de perro.

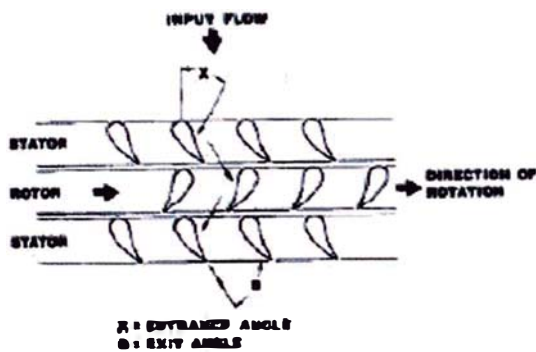
4.5 Herramientas Utilizadas en la Perforación Direccional en Selva Sur

4.5.1 Herramientas Deflectoras

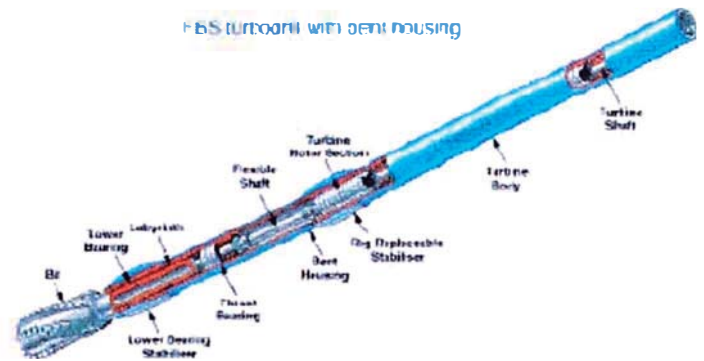
A) Motor de Fondo

Es un motor que tiene la peculiaridad de eliminar la rotación de la tubería mediante una fuerza de torsión pozo abajo, impulsado por el fluido de perforación.

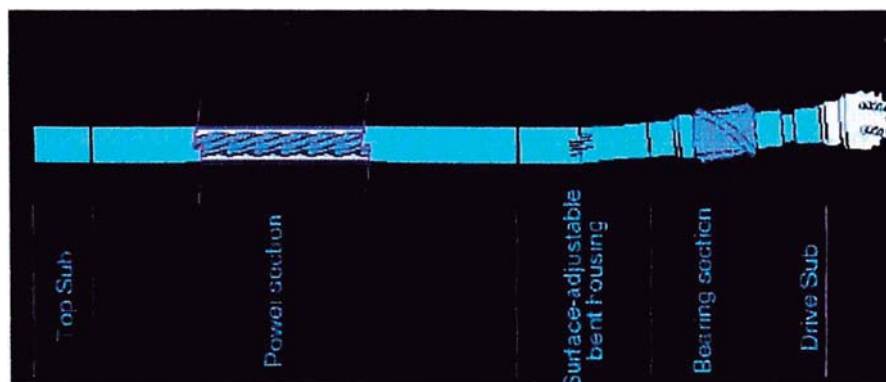
1.- **Motor tipo Turbina.-** Serie de rotores y estratores inclinados, con altas velocidades de rotación de hasta 900 rpm. La nueva tecnología a logrado reducir la velocidad para incrementar el torque, se requieren muy alta presión de bomba para lograr las tazas de fluido necesarios para la limpieza del pozo.



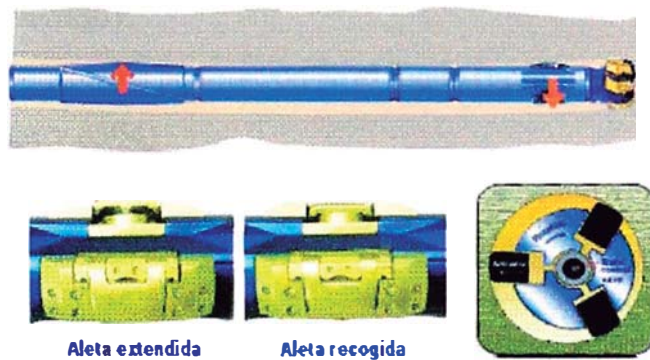
FBS turbodrill with bent housing



2.- **Motor de desplazamiento positivo.-** Este motor consta de: un motor helicoidal de dos etapas, válvula de descarga, conjunto de bielas, conjunto de cojinete y ejes. Este motor asimismo posee una cavidad espiral provisto de una sección transversal elíptica que aloja un rotor sinusoidal de acero. Cuando el flujo descendente presurizado del lodo de perforación entra en la cavidad espiral y hace que el motor se desplace y gire. La rotación energiza el eje impulsor y el efecto de una fuerza de torsión hace girar la barrena.



3.- Power Drive.- herramienta dirigitable en 3D que realiza cambios en la inclinación y en el azimut mientras esta rotando en forma continua, no requiriendo perforar en modo deslizante u orientado para construir la trayectoria direccional, presenta tres aletas movibles por pistones hidráulicos la aletas aplican fuerza lateral a las barrenas mientras giran a la velocidad de estas. Para cambiar el ajuste de esta herramienta, se envía señales por telemetría. La herramienta reconoce los cambios en la tasa de flujo (no cambios de presión), ello implica reducción en la tasa de flujo cuatro veces por un periodo corto entre el 20 y 30% hasta mas o meno 350 galones en forma programada y cada una con duración aproximada de un minuto esta programación se realiza en el fondo del pozo sin tener que sacar la herramienta.



4.5.2 Herramientas de Medición

Cuando se esta perforando un pozo direccional se debe de tener equipos de medición para determinar con exactitud la dirección he inclinación del pozo. Estos instrumentos o equipos sirven para localizar los posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas. Entre los sistemas de medición son:

a) Sistema de Medición Mientras se Perfora (MWD)

El sistema de medición mientras se perfora es llamado “Measurement while Drilling” para las condiciones de perforación de un pozo dirigido en selva sur el sistema MWD mide la información de inclinación, la dirección y orientación de la cara de herramienta cerca a la barrena.

La información es trasmitida a superficie sin interrupción de las operaciones de perforación, mediante un sistema de telemetría (pulsos de energía) usado

el lodo de perforación la cual es procesada por un sistema de cómputo instalado en superficie.

El sistema MWD permite “ver” que está pasando en el fondo del pozo en tiempo real lo cual facilita la toma de decisiones en pocos minutos sobre el desarrollo de la perforación direccional.

La medición de los parámetros direccionales es realizada a través de unos sensores instalados en una herramienta especial la cual es colocada en la tubería Anti magnética de la sarta de perforación.

En la figura siguiente se muestra el sistema MWD.

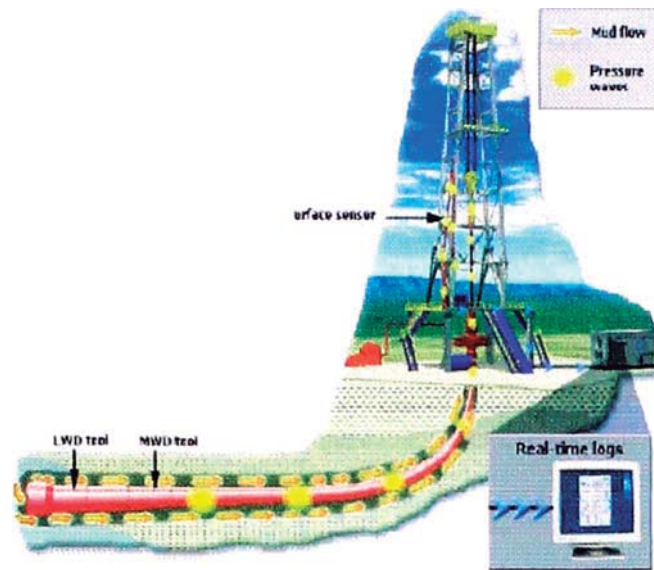
El sistema MWD también puede medir a parte de los datos direccionales (inclinación, azimut, cara de la herramienta) lo siguiente:

- Características de las formaciones (registros Gamma – Ray y resistividad)
- Parámetros de perforación en el fondo (peso sobre la barrena, torque y RPM)

Esta información generalmente se requiere cuando se perfora pozos direccionales.

Las principales ventajas del sistema MWD son:

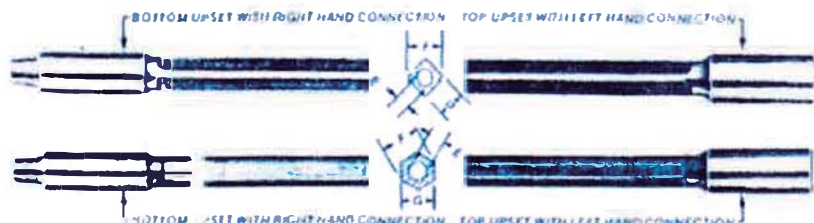
- Tiempo de registro es de 2/3 minutos (durante las conexiones de la tubería de perforar)
- Mejora el control y determinación de la posición real de la barrena.
- Reduce el tiempo de registro.
- Reduce el riesgo de agarre por presión diferencial.
- Reduce los “pata de perro”
- Reduce el número de correcciones con motor de fondo.



4.5.3 Herramientas Auxiliares

a.) Estabilizadores

Emplazados entre botellas, cumplen la función de mantener encausada la perforación impidiéndole a la sarta el desviarse de su trayectoria. Unos son integrales otros no (soldados), algunos plásticos y otros metálicos que a su vez pueden presentar en sus cuchillas tungsteno para cumplir la función adicional de mantener Calibre (*gage*) el hueco. El más importante es el estabilizador junto a la barrena (*Near Bit Stabilizer*), se coloca entre la barrena y las botellas manteniendo en mayor proporción encausada la barrena, además de proteger su calibre. Su colocación estratégica sirve para desviar un pozo.



b) Botellas de Perforación (Drill Collars)

Están encargadas de proporcionar peso y rigidez a la barrena. También sirve para controlar la dirección del pozo. En la perforación direccional se utilizan

mayormente del tipo espiral para favorecer la circulación. Los dos conceptos que se tienen principalmente en cuenta en estas tuberías son:

- Torque Recomendado de Conexión
- Relación de la resistencia a la flexión (BSR).

El BSR es la consideración más importante a la hora de seleccionar los Botellas de perforación (DC), el API recomienda un valor de 2,50 para considerar balanceada una conexión (sin daño en el pin y en la caja) y recomienda mantenerla en un rango de 3.2-1.9.

c) Tubería de Transición (Heavy Weight)

Esta tubería proporciona un peso intermedio a la sarta de perforación. Tiene menos área de contacto con la formación. Son tubos de paredes gruesa unidas entre si por juntas largas par facilitar su manejo, tienen las mismas dimensiones que la tubería de perforación.

Así mismo debido a su peso y forma esta tubería puede mantenerse en comprensión salvo en pozos verticales de diámetro grande. Esta tubería HW se utiliza en pozos direccionales porque:

- Reduce el torque y arrastre de la sarta de perforación.
- Reduce el riesgo de pegadas por presión diferencial.
- Reduce el riesgo de falla en las conexiones cuando se perfora a través de “patas de Perro”.

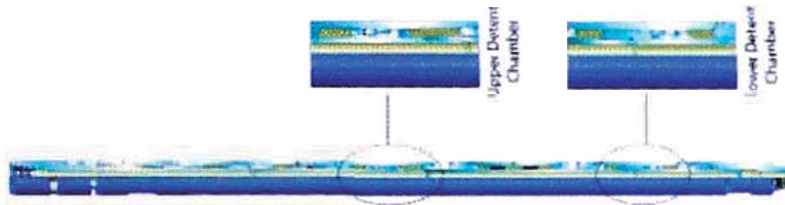
La tubería de transición da estabilidad con menos contacto con la pared del pozo, esto permite controlar mejor la inclinación y dirección.

Es importante el numero de Tubería de Transición “HW” entre las botella y la tubería de perforar, por experiencia se debe de colocar de 12 a 25 tubos.

d) Tijera Golpeadora o Martillo “JARs”

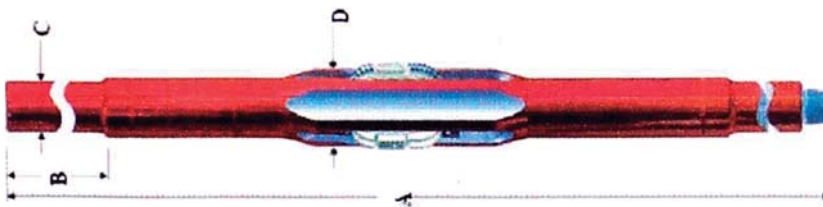
Es una herramienta que se coloca en la sarta de perforación para ser utilizada en caso de agarres de cañería.

El martillo puede ser mecánico o hidráulico y puede golpear hacia arriba o hacia abajo (por tensión o compresión).



e) Ampliadores o Ensanchadores

Es una herramienta que amplía el tamaño del agujero por debajo de un revestimiento de menor diámetro o restricciones en el diámetro interno ID. Se activan tanto mecánicamente como hidráulicamente, se puede verificar su apertura al indicar sobre tensión cuando se trata de entrar la herramienta en el Forro.



4.6 Conjuntos de Fondo

4.6.1 *Teorías de Conjunto de Fondo (BHA)*

Los conjuntos de fondo son componentes que se ubican entre la barrena y la tubería de perforación.

Las funciones básicas del conjunto de fondo son:

- Proporcionar y/o Transmitir peso a la barrena para la perforación.

- Evitar los “patas de perro” y “ojos de llave” en la curvatura del pozo.
- Mejorar el rendimiento de las barrenas.
- Controlar la dirección e inclinación en pozos dirigidos.
- Minimizar las vibraciones de la sarta de perforación.
- Minimizar los agarres de cañería por presión diferencial.

Para los trabajos de la perforación direccional en los pozos del proyecto, los conjuntos de fondo son utilizados para los siguientes fines:

- 1.) Conjunto no Rotatorio, sirva para iniciar la desviación y la orientación del pozo. Este conjunto lo constituye: La Barrena, Motor de Fondo, Sistema de Medición (LWD, MWD), Monel, Martillo, Tubería de Transición HWDP en nuestro proyecto estos equipos se encuentran como respaldo a los equipos rotatorios.
- 2.) Conjunto Rotario, son utilizados para el inicio de la desviación y la orientación del pozo. Este conjunto son utilizados para perforación en la trayectoria dirigida diseñada. Estos conjuntos tienen diferentes ubicaciones de los estabilizadores de acuerdo a los requerimientos direccionales en la fase de construcción del ángulo el conjunto rotatorio utilizado esta compuesto por: La Barrena, Power Drive 1100, Estabilizador, Sistema de Medición (LWD, MWD), Monel, Martillo, Tubería de Transición HWDP. En la fase de tangente del pozo el conjunto rotatorio esta compuesta por: La Barrena, Power Drive 900, Estabilizador, Sistema de Medición (LWD, MWD), Estabilizador, Ensanchador, Tubería Pesada, Estabilizador, Monel, Martillo, Tubería de Transición HWDP.

Los conjuntos de fondo (BHA) afectan la trayectoria de pozo, por lo tanto los diseños deben de ser realizados con una adecuada planificación para las condiciones de la desviación.

Todos los conjuntos de fondo causan una fuerza lateral sobre la barrena produciendo lo siguiente:

- Incremento de la inclinación (fuerza lateral positiva)
- Mantenimiento de la inclinación (fuerza lateral cero)
- Disminución de la inclinación (fuerza lateral negativa-efecto pendular)

Así mismo los cambios direccionales pueden ocurrir también por efecto de tipo de barrena, debido a que tiene tendencia de “caminar” a la derecha o a la izquierda. Esto se puede minimizar o incrementar con específicos conjuntos de fondo y parámetros de perforación.

4.6.2 Tipos de Conjuntos de Fondo Para Pozos Dirigidos Tipo “J”

Los tipos de conjuntos de fondo rotarios comúnmente utilizados para un pozo tipo “J” son los siguientes:

- Conjunto para incrementar el ángulo.
- Conjunto para mantener el ángulo.

A) Conjunto para incrementar el ángulo

Este tipo de conjunto es utilizado para iniciar la desviación y la orientación del pozo usando un conjunto rotario para el incremento del ángulo hasta alcanzar el máximo ángulo programado.

El conjunto rotario normalmente utiliza un solo estabilizador ubicado a 15 pies.

El peso sobre la barrena también afecta las características de la velocidad de incremento del ángulo en el caso de un incremento alto del peso en una formación blanda originara una torcedura en el conjunto de fondo aumentando la tendencia normal del equipo direccional Power Drive.



B) Conjunto para mantener el ángulo

Este conjunto tiene el objetivo de reducir la tendencia del incremento o caída del ángulo de inclinación, se utiliza en la sección tangencial del pozo tipo “J”

En la práctica a veces es difícil mantener el ángulo máximo constante, puesto que los efectos de formación y gravedad pueden alterar las condiciones del hueco.

Mayormente para mantener el ángulo se utiliza conjunto de fondo con tres estabilizadores colocados en intervalos de 15 pies, 45 pies y 60 pies. Entre los dos últimos estabilizadores se coloca el ensanchador y estos estabilizadores ayudan a minimizar las vibraciones laterales de la sarta de perforación esta sección es perforada con “Power Drive”.

Finalmente para el diseño de los conjuntos de fondo es fundamental la experiencia en el área donde se va a perforar con ello es posible lograr una baja severidad de la curva del pozo con el aprovechamiento de las formaciones perforadas.

Una curva suave de la trayectoria significa una baja fricción, bajo torque rotativo, menos problemas de “pata de Perro”, menor desgaste de la tubería y menos problemas en los viajes de la cañería.

4.7 Problemas en la Perforación de Pozos Dirigidos

Todo pozo direccional adiciona cierta cantidad de problemas a los presentados en un pozo vertical. Cuando el ángulo de inclinación incrementa, los problemas de perforación son más severos.

El grado de dificultad de un pozo es usualmente reflejado en el tiempo y costos de perforación.

Los principales problemas presentados son:

4.7.1 Control de Trayectoria

Todo pozo direccional para alcanzar un objetivo sigue una trayectoria determinada, para ello se requieren ciertos conjuntos de fondo para perforar.

Estos conjuntos de fondo pueden ser afectados y con ello producirse cambios en la trayectoria, los factores que pueden afectar esto son:

- i. Cambios formacionales.
- ii. Excesivo peso sobre la barrena.
- iii. Incorrecta selección de los conjuntos de fondo.

Una cierta cantidad de giro tanto a la derecha como a la izquierda es permitida para dar una proyección del perfil de la trayectoria para intersectar la zona objetivo esto es observado durante la perforación del proyecto Pagoreni-A.

Para ello es importante la experiencia del comportamiento del giro de los conjuntos de fondo con determinados tipos de barrenas en diferentes tipos de formaciones a perforarse.

4.7.2 Colisiones

Este problema se presenta en locaciones donde existen varios pozos en una sola plataforma. Para evitar la colisión es vital conocer la trayectoria de los pozos vecinos.

Una buena planificación puede reducir los riesgos de colisión, así tenemos:

- Adecuada selección o separación de las cantinas de superficie para cada objetivo en el proyecto están separados en promedio 6 metros.
- Variando la profundidad de inicio de la desviación, se puede lograr cierta separación con los pozos vecinos.
- Exactitud en los registros de desviación es esencial para conocer la posición de la trayectoria con respecto a los pozos adyacentes.
- Observar con mucho cuidado el comportamiento de los parámetros de perforación y los recortes que salen en superficie, estos pueden dar indicios de algún problema de colisión.

4.7.3 Severidad de la Pata de Perro

Un cambio brusco en el ángulo de inclinación y dirección del pozo puede producir curvaturas severas en perfil de la trayectoria. Esto es detectado por el incremento del torque y arrastre en la sarta de perforación.

La magnitud del cambio de curvatura (ángulo de la “pata de perro”) es determinado por:

$$\phi = \text{Cos}^{-1} [\text{Cos}\alpha_1 * \text{Cos}\alpha_2 + \text{Sen}\alpha_1 * \text{Sen}\alpha_2 * \text{Cos} (\beta_2 - \beta_1)]$$

La severidad de la pata de perro (curva del pozo) en un intervalo es determinado por:

$$\text{DLS} = 100 \phi/L = 30 \phi/L$$

Donde:

ϕ = Ángulo de la pata de perro.

α_1 y β_1 = Ángulo de inclinación y dirección en el punto 1.

α_2 y β_2 = Angulo de inclinación y dirección en el punto 2.

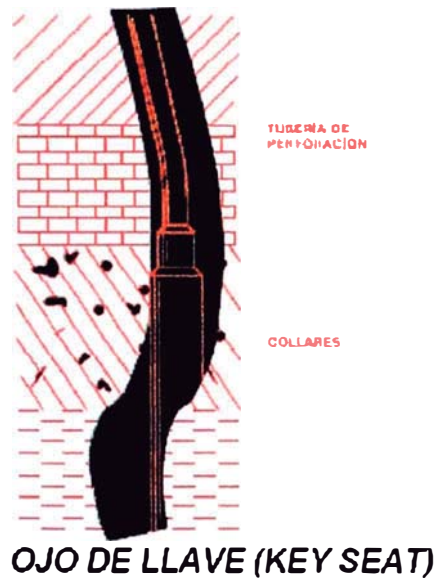
DLG = severidad de la pata de perro (cada 100 ft o 30 m)

L = longitud entre los puntos 1 y 2.

4.7.4 Ojo de Llave (Key-Seat)

Se forma después que la sarta de perforación ha pasado por una “pata de Perro” en esta curvatura la sarta esta en tensión y trata de enderezarse al pasar por la “pata de perro”. Esto crea una fuerza lateral que la tubería usa para cortar el centro del arco mientras gira. Esta fuerza es proporcional a la cantidad del peso que cuelga por debajo de la “pata de perro”. El “ojo de llave” se crea solamente si la formación es lo suficientemente blanda y si la fuerza lateral es lo suficientemente alta para que la tubería de perforación penetre.

Son muchos los problemas que pueden ocurrir cuando se forman severos “patas de perro” y “ojos de llave”.



4.7.5 Inestabilidad de las Paredes del Pozo

Una de las mayores causas de agarre de tubería es debido a la tendencia de algunas formaciones a hacerse inestable durante la perforación o al finalizar. Esta inestabilidad puede causar derrumbes y acumulación de recortes alrededor de las botellas y la barrena, lo cual ocasiona un agarre de cañería.

La inestabilidad es probable que ocurra por lo siguiente:

- Zonas de lutitas que contienen arcilla “hidratables” o “inchables”
- Formaciones fracturadas.
- Zonas de lutitas sobre presurizadas.
- Flujo turbulento en el anular causando erosión en las paredes blandas.

Muchos de los problemas pueden ser relacionados a zonas de lutitas, puesto que muchas lutitas absorben agua produciéndose la disminución del esfuerzo a la compresión de las rocas y la expansión de estas (caída de las paredes).

El grado de inchamiento depende de la composición de las arcillas.

4.7.6 Agarre por Presión Diferencial

Este problema se produce cuando la tubería de perforar o el conjunto de fondo bloquean el flujo del fluido del pozo hacia la formación (por el

contacto de estos con la pared del pozo). La pérdida del fluido de perforación puede ser considerable en un horizonte permeable, en el que la presión hidrostática del lodo es más alta que la presión de formación. Junto con el flujo del fluido a la formación ocurre una filtración de sólidos en la pared del pozo con la siguiente acumulación de la costra de lodo sobre la superficie de la tubería. Según sea la longitud de la sección en contacto y la diferencia entre la presión de lodo y la formación, el bloque puede permitir que se acumulen fuerzas extremadamente altas contra los componentes de la sarta de perforación, lo cual hace que la cañería se atasque por presión diferencial. Los estabilizadores de los conjuntos de fondo ayudan a disminuir el riesgo de agarre por presión diferencial.

La fuerza requerida para liberar la tubería se expresa por:

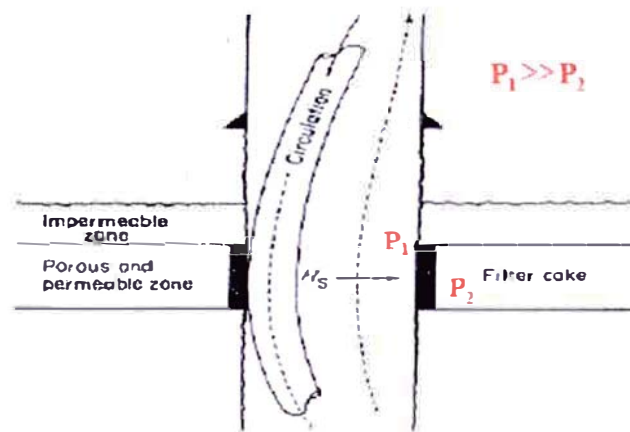
$$F = \Delta P * \Delta C * f$$

Donde:

ΔP = Presión Diferencial.

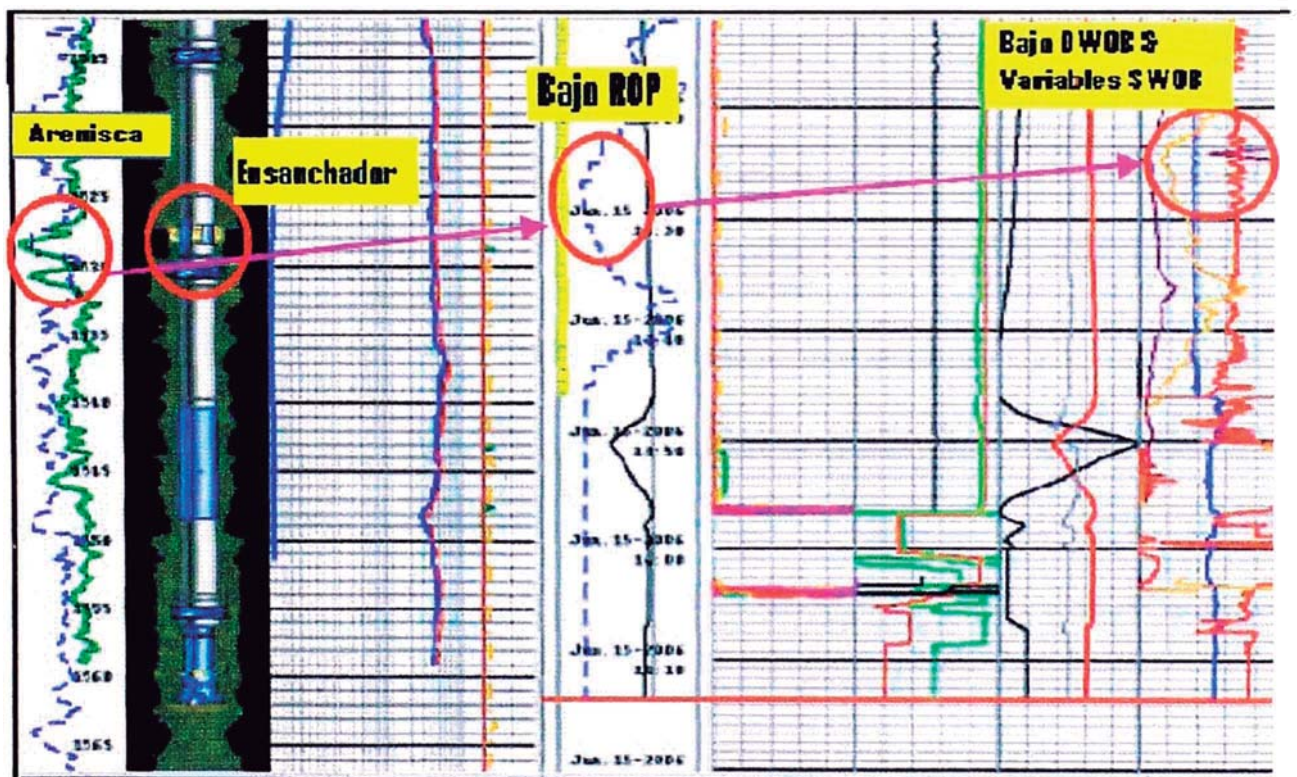
ΔC = área de contacto entre la tubería y el hueco.

f = Coeficiente de fricción entre tubería y hueco.



En la perforación de los pozos del proyecto Pagoreni-B se presentaron problemas de altas vibraciones en la sección de 16 pulgadas. Los cuales trataron de ser solucionados mediante la variación de los parámetros de perforación tales como el peso sobre la barrena y las revoluciones logrando reducirlos pero a costa de reducir la tasa de perforación. Además se realizaron pruebas para determinar la tendencia de las formaciones la cual mostró una tendencia natural del conjunto de fondo a girar a la izquierda.

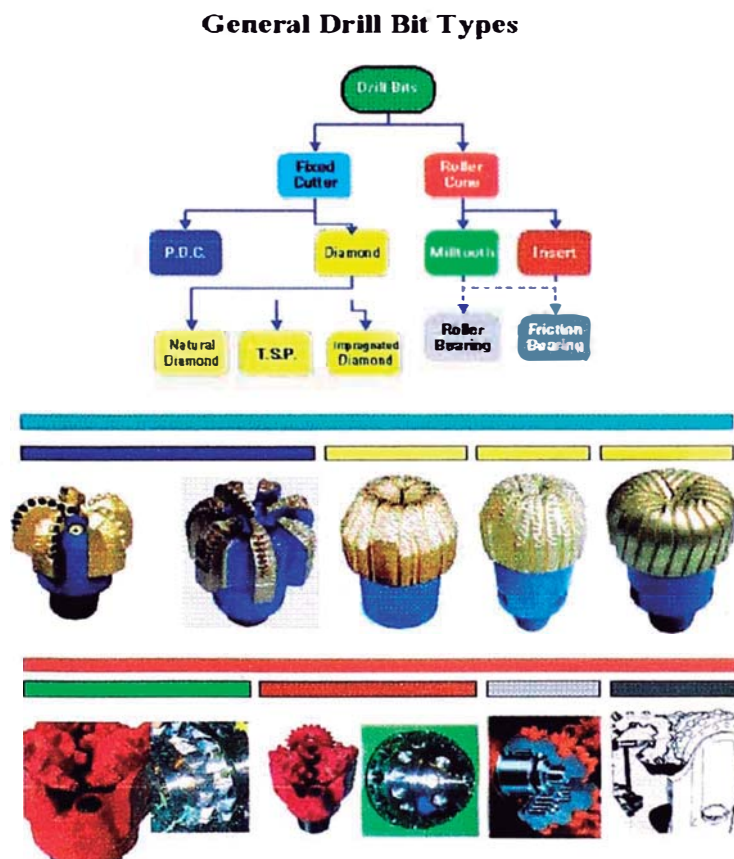
Por otro lado se presentaron tendencia de caída de ángulo en la parte final de la formación Capas Rojas Inferiores y en toda la formación Charophites y altos valores de vibraciones torcionales evidenciados con alto torque en las secciones de utilización del ensanchador 12 ¼" x 14 ¾" las cuales se trataron de minimizar con la utilización de la modificación de los parámetros de perforación pero generando esto reducción de la tasa de perforación. Se observaron perdidas de pesos en la barrena durante los periodos en que el ensanchador perforaba formaciones duras como son el caso de las secciones de arena o arenisca evitando una correcta transferencia del peso y generando una reducción de la tasa de perforación.



5.- BARRENA DE PERFORACIÓN

La barrena es una parte esencial del proceso de perforación localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación.

Durante el proceso de selección de la barrena se encuentran involucrados los ingenieros de perforación y diseñadores para escoger una o varias barrenas dependiendo las formaciones que se van a perforar.



El ingeniero de perforación está buscando ofrecer un buen rendimiento igual o mejor al previsto en su planeación. Para lo cual tiene que responderse ciertas preguntas:

- Taza de perforación deseada
- Durabilidad de la barrena y condición final de desgaste.
- Estabilidad de barrera (Tipo de vibraciones).
- Direccionalidad de la barrena (Tangencial y Dog-Leg).
- Versatilidad de la barrena (Perforación de cemento, cherts, etc.)

Cada aplicación genera una demanda diferente sobre la barrena: la importancia relativa de los factores de rendimiento mencionados varía. El diseño de la barrena implica una adecuación de sus características a las exigencias de la aplicación y su importancia en el rendimiento.

En las secciones siguientes, revisaremos las características de las barrenas, una por una.

5.1 Tipos de Barrena

Los cuerpos de la barrena pueden ser moldeados o forjados desde el acero o forjados en un molde matricial de poder. Cada tipo tiene sus ventajas y desventajas. Los avances en la tecnología de ambos tipos de materiales permiten tener un mundo de aplicaciones.

5.1.1 Barrenas de Cuerpo de Acero

Son forjadas a partir de una barra de acero, las cuales son más resistentes que las de cuerpo matriz a las altas cargas de impacto y de torsión. Es por eso que el acero es el material preferido para las barrenas de alta densidad de cortadores y también para las que se usan en pozos de diámetro grande.

La rosca macho que conecta a la barrena con la sarta de perforación se maquina directamente en el extremo del cuerpo de acero. La barrena es entera y no requiere soldaduras externas.

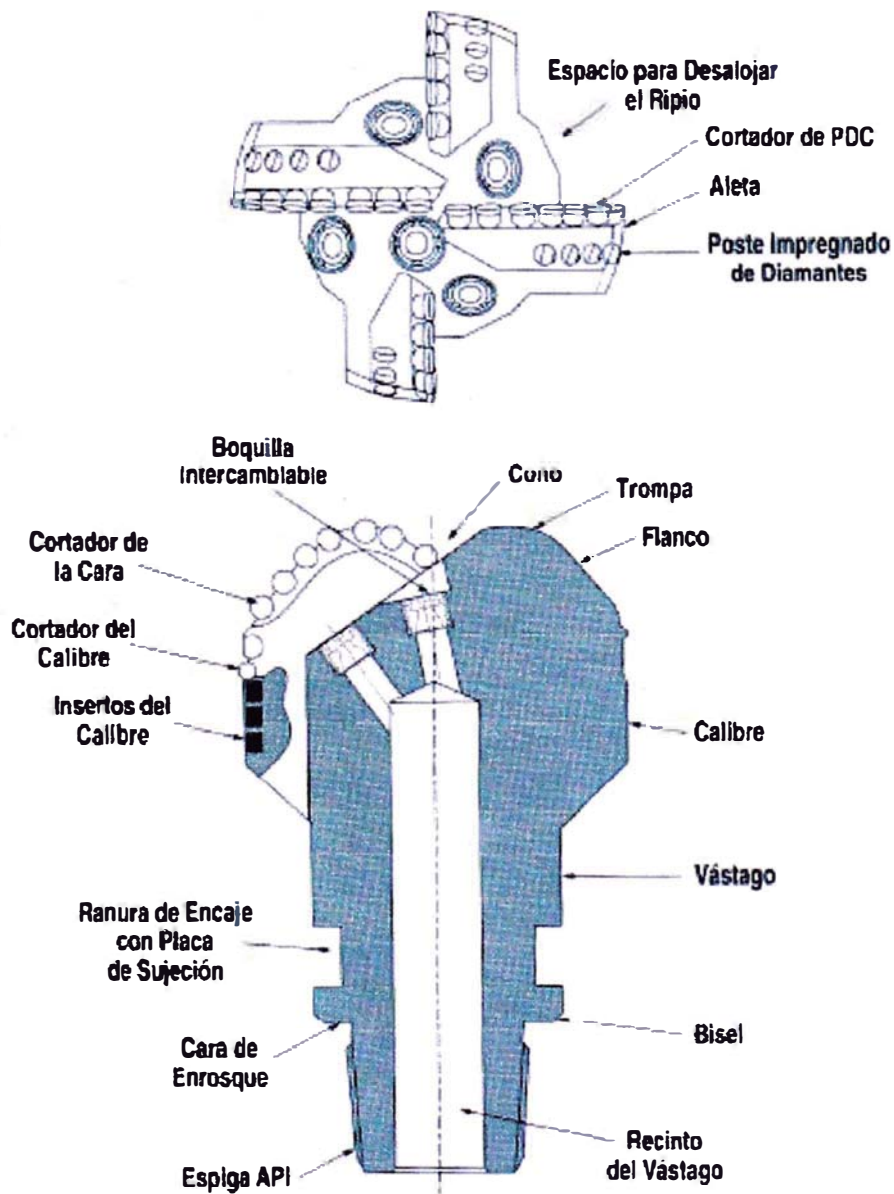
La desventaja principal del cuerpo de acero es que es menos resistente a la erosión que las barrenas de cuerpo matriz. Para combatir esta desventaja se adiciona en las áreas más propensas a desgastarse o dañarse un recubrimiento de carburo de tungsteno o protección “hardfacing”.

Durante el proyecto de Pagoreni-B se utilizó una barrena de cuerpo de acero en la sección de 16 pulgadas en el primer pozo luego para los siguientes pozos se modificó el modelo por una barrena a cuerpo matrix con un número menor de aletas de 6 a 5 y en la perforación de la sección de 12 ¼”x 14 ¾” pulgadas se utilizaron barrenas de cuerpo de acero para un mejor modelamiento de su perfil y área de limpieza de la barrena.

Las principales ventajas que presentan las barrenas de cuerpo de acero son:

- Grandes aletas son posibles, por la fortaleza del acero, permitiendo que las barrenas pueden tener un gran volumen de apertura de cara.
- Una barrena de cuerpo de acero es mas fácil para repararla que una de cuerpo matrix.
- La barrenas de cuerpo de acero pueden ser manufacturados rápidamente.
- Los cuerpos de las barrenas de acero son menos caros para hacer que los de matriz.

MECHAS CON CUERPO DE ACERO



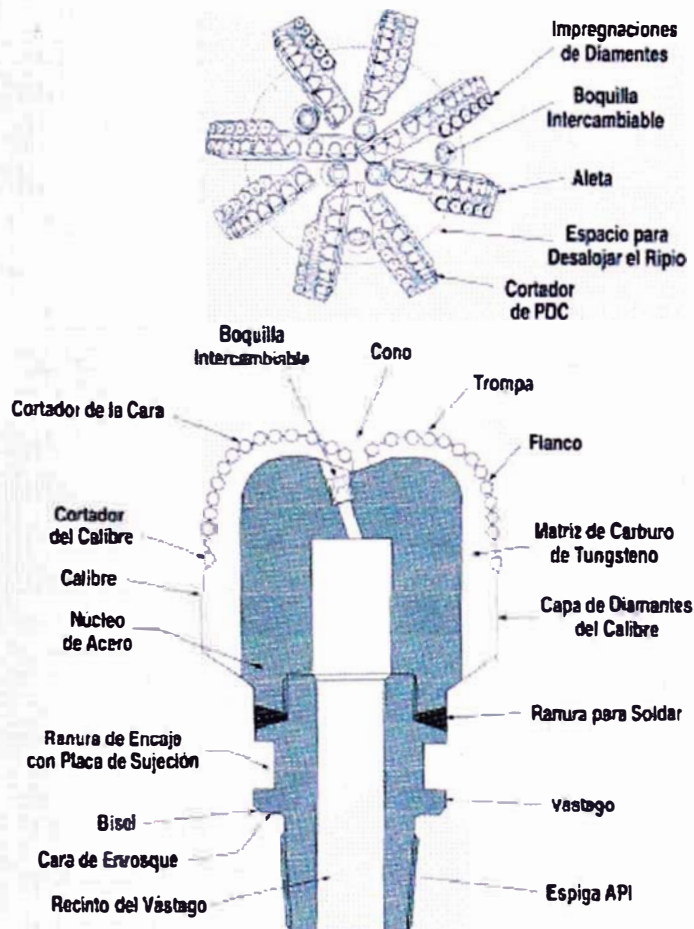
5.1.2 Barrenas de Cuerpo Matriz

La barrena Matriz está fabricada por un proceso de fundición, durante el cual se infiltran partículas de carburo de tungsteno pulverizado en la aleación aglutinadora que se funde alrededor de un núcleo de acero. La aleación derretida recubre y aglutina las partículas de carburo de tungsteno y facilita la unión metalúrgica de la corona de la matriz o capa exterior con el núcleo interno de acero.

Las barrenas de cuerpo Matriz son más frágiles que las de cuerpo de acero, esto es un hecho que debe de tenerse en cuenta a la hora de diseñar y seleccionar la geometría de la barrena.

El carburo de tungsteno es considerablemente más resistente a la erosión que el acero y, como resultado de ello, las barrenas de matriz a menudo se prefieren en las aplicaciones donde los sólidos del lodo son altos o cuando se requiere alto caballaje de fuerza por pulgada cuadrada (HSI) y en los casos en que un gran número de horas de perforación son necesarios para que se vuelva económico la corrida de la barrena.

MECHAS DE PDC CON CUERPO DE MATRIZ



5.2 Medición de Desgaste y Rendimiento

Este rendimiento esta basado en la revisión de la barrena en el momento que ella sale del pozo y es revisada por el ingeniero de perforación y este registra una información completa de la misma. De este modo se puede tener un mayor conocimiento de cómo ha sido usada y que factores pudieran haber ocurrido durante su uso, permitiendo mejorar su aplicación para pozos futuros.

Una barrena que tuvo un gran rendimiento bajo buenas condiciones es muy probable que salga en un buen estado del pozo aunque esto no implique que la barrena no presente ningún tipo de desgaste de sus cortadores o en el cuerpo.

La calificación de las barrenas de perforación nos permitirá realizar una mejor selección en el futuro de ellas logrando con esto mejoras en el rendimiento de perforación.

A continuación indicaremos las principales características de desgaste y su calificación de desgaste para las barrenas de perforación.

Estructura de Corte				Cojinetes	calibre	Otro	Razón
Interna	Externa	Desgaste	Ubicación	Sellos		Desgaste	Salida
1	2	3	4	5	6	7	8

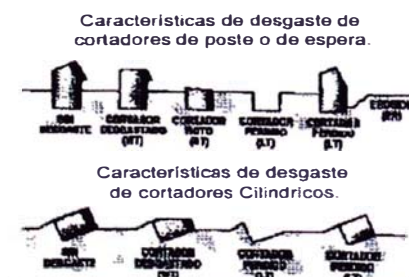
Interna y Externa (1 y 2)

Una reducción de la estructura del cortador tanto en la parte interna y como externa de la barrena



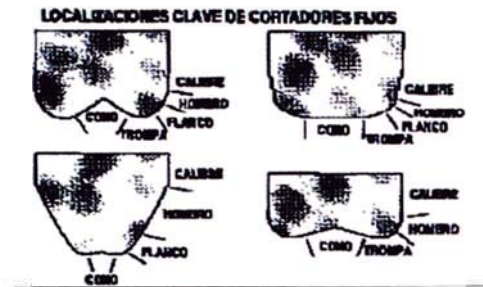
Desgaste (3)

Indica las características principales de desgaste que presenta la barrena



Ubicación (4)

Nos indica la ubicación del desgaste dentro del cuerpo de la barrena la cual se divide en Cono, Nariz, Flanco y Hombro.



Cojinetes (5)

Para el caso de barrenas de PDC no presenta partes móviles por lo cual se coloca la denominación X

Calibre (6)

Indica el desgaste en el diámetro de la barrena la cual pudo haber perdido el calibre durante las operaciones de perforación y esto fuera el caso se tendrá que realizar una revisión para su mejora esta medición se mide en un dieciseisavo de pulgada (1/16”) de desgaste.

Otro Desgaste (7)

En este casillero se coloca alguna otra característica de desgaste que presenta la barrena de un menor grado.

Razón de la Salida de la barrena del pozo (8)

Nos indica el motivo por el cual la barrena ha salido del pozo el cual puede deberse a razones de cambio de conjunto de fondo, cambio de formación, fallas en el conjunto de fondo, terminación de una sección del pozo, etc.

Estructura Cortadora		Caract. de Desgaste	Ubicación	Sellos de Cojinete	Calibre 1/16"	Observaciones	
Hilera Interior	Hilera Exterior					Otras Catac	Razón Salida
4	5	BT	T	X	1	ER	DTF



Las principales características de desgaste que se observaron durante la perforación de los pozos en el proyecto Pagoreni-B se presenta a continuación observándose principalmente ligero desgaste del tipo normal y de erosión, localizada principalmente en las áreas del flanco, hombro y calibre.

Medida	Modelo	IADC	Chorros	Pozo	Profundidad	Lodo	Dev.	Desgaste
Pulgada					(m)	ppg	Ang.	
12 ¼	RSX140H	S323	2X16 5X14	1001	954	12.0	40.23	1-1- WT-G-X-I-CT-TD
12 ¼	RSX519S-D2	S422	4X14 3X15	1002	1362	12.0	60.75	1-1-CT-G-X-1-WT/ER-BHA
12 ¼	RSX519M-B30	S323	1x14 6x15	1003	1152	12.8	52.44	0-0-WT-N/T-X-I-NO-TD

5.3 Partes de la Barrena

El perfil de la barrena juega un rol importante en la durabilidad, estabilidad, direccionabilidad y en la tasa de perforación. Y presenta las siguientes parte

5.3.1 Cono

El cono de la barrena provee el grado de estabilidad cuando la barrena esta perforando porque, generalmente, la fuerza generada por los cortadores de PDC la hacen girar alrededor de su eje central. El resultado de un cono centrado en la roca contribuye aun mas al efecto estabilizador, previniendo que la barrena se desvíe de su eje central. El cono tiene menos concentración de cortadores de PDC que el resto de la cara de la barrena, ya que en el centro se remueve menos roca por cada revolución de la barrena. Los modelos de barrenas utilizados durante la perforación presentan un cono superficial o poco profundo en las barrenas de 12.25 pulgadas y un cono profundo para las barrenas de 16 pulgadas.

5.3.2 Nariz

La nariz de la barrena es la primera parte de la barrena en encontrar un cambio en la formación cuando se esta perforando una sección vertical o cercada a la verticalidad. Por eso, es deseable tener un relativo número grande de cortadores sobre la nariz para prevenir la sobre carga durante la transición hacia una zona mas dura.

5.3.3 Flanco

El flanco de la barrena es la sección entre la nariz y el calibre. Esto puede dar un grado de estabilidad y esta longitud es usualmente gobernada por la densidad de cortadores requeridos. En el diseño de barrenas para aplicaciones duras, que necesita un gran número de cortadores, podría pretender tener una mayor extensión del flanco que uno que se utiliza para perforar formaciones blandas. Sin embargo, una alternativa para conseguir una mayor densidad de cortadores en el flanco es la adición de otra aleta. En el caso del proyecto se utilizaron para

la sección de 16 pulgadas flancos largos y para la sección de 12.25 pulgadas se utilizaron flancos cortos.

5.3.4 Radio del Diámetro Exterior (ODR)

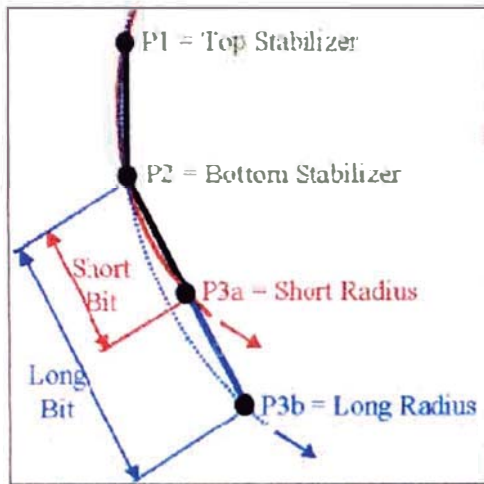
El ODR refiere a que región del perfil de la barrena en la que el radio del extremo del flanco conduce al calibre (diámetro exterior máximo). Esta zona es muy importante, especialmente en aplicaciones con motores o turbinas ya que los cortadores deben de resistir los efectos de la alta velocidad a causa de su posición radial sobre la cara de la barrena. Aunque la velocidad angular de los cortadores del calibre es la misma que la de los cortadores de la nariz, su velocidad tangencial es más alta porque es función de su localización radial. Las barrenas utilizadas en la perforación presentaron formas del calibre diferentes del tipo recto y en espiral pero en ambos casos con protección extra.

En general el diseñador puede ajustar el perfil para proveer mayor espacio para los cortadores en áreas donde se haya presentado un mayor daño o desgaste.

5.4 Longitud de la Barrena

Esto es importante para la estabilidad. Las barrenas cortas son más estables, como ellas reducen el radio de giro posible.

Las dos barrenas de la izquierda son para operaciones de Side Track, con un perfil corto y plano. La barrena “Steering Wheel” sobre la derecha esta diseñada para trabajos direccionales. En el proyecto se utilizaron barrenas de 16 pulgadas de diámetro y de una altura de 12 pulgadas y una longitud de calibre de 4 pulgadas y para la sección de 12.25 X 14.75 pulgadas presentaron una longitud de calibre variable desde 3.25 a 2.25 pulgadas.



5.5 Geometría de la Barrena

5.5.1 Numero de Aletas

El Diseño de una Barrena de PDC para formaciones suaves tiene pocas aletas en el proyecto se redujo el numero de aletas de de la barrena de 16 pulgadas de 6 a 5 para mejorar el Área de Flujo “JSA”; los diseñado para formaciones duras tienen muchas mas aletas. Esto lo determinan dos aspectos los cuales son:

- Junk Slot Área
- Numero de cortadores

A) Junk Slot Área (JSA)

En las formaciones suaves la barrena puede tener grandes recortes de formación con cada rotación. Para eliminar estos recortes rápidamente y reducir el riesgo de embolamiento, se necesita una gran área de limpieza, o frente abierto de volumen. El diagrama de abajo ilustra el área de limpieza.

Dos barrenas con la misma *área de limpieza*, pero diferentes alturas de las aletas pudieran tener diferentes volúmenes de espacio entre las aletas. *El Volumen de la Cara Abierta* es un mejor indicador de la eficiencia con lo que los recortes son removidos. Esto es expresado en pulgadas cúbicas, pero el más útil indicador de la eficiencia con lo que los recortes son removidos es *El Volumen Normalizado Abierto*, que es el porcentaje de la aleta de la zona que es espacio de la barrena.

Los volúmenes de cara abierta en los modelos de barrena utilizados comprenden entre 404.6 pulgadas cúbicas a 450 pulgadas cúbicas. Con un JSA de 66.42 pulgadas cuadradas.



Junk Slot Area (JSA)



Volumen de la Cara Abierta (OFV)

B) Numero de Cortadores

Las barrenas utilizadas para formaciones duras necesitan un mayor número de cortadores para que cada uno de los cortadores corte una pequeña cantidad de formación a diferencia que en el proyecto se perforaron formaciones blandas donde se aplicaron un menor número de cortadores para la perforación.

5.5.2 Altura de la Aleta

La altura de las aletas es una consideración importante. Una vez más, en una formación suave la barrena se beneficiará de la altura de la aleta, dando a la barrena una máxima apertura del volumen de cara. Altas aletas suelen ser hechas en barrenas de cuerpo de acero en lugar de cuerpo matriz, debido a la mayor fortaleza de acero.



5.5.3 Geometría de la Aleta

Diferentes geometrías de aletas son posibles: las aletas puede ser recta o ligeramente curvada como en las utilizadas en el proyecto se utilizaron aletas rectas y curvas en las dos secciones las cuales nos permitieron ofrecer un mejor modelamiento direccional de flujo en la barrena.

5.6 Cortadores

En las barrenas de Diamante Policristalino Compacto (PDC), el número de cortadore es el factor que mas determina su rendimiento. Idealmente, el diseñador desea producir mechas que:

1. puedan perforar gran variedad de formaciones, incluso formaciones duras y abrasivas.
2. proporcionen altos regimenes de perforación.
3. larga duración efectiva.

Lamentablemente ciertos factores de rendimiento dictan la variación del número de cortadores entre los cuales tenemos los siguientes.

5.6.1 La Fabricación

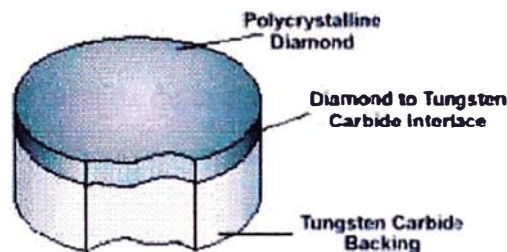
Los cortadores de PDC constan de una delgada capa (usualmente de un milímetro de espesor) de diamante policristalino integralmente ligado a un sub-

estrato o capa cementada de carburo de tungsteno. La estructura íntegra se denomina compacto.

Los compactos de diamante policristalinos se fabrican en la misma prensa que se usa para hacer las partículas de diamante.

El proceso se lleva a cabo a una presión de 1000 lb/in² y 1400 °C, las partículas de diamante se juntan, al tiempo que el cobalto del sustrato de carburo de tungsteno (que sirve de cemento) penetra las partículas de diamante y cataliza la reacción de fusión. El cobalto se funde también sobre el sustrato de carburo de tungsteno y forma así un componente enterizo.

PDC CUTTER



5.6.2 Numero de Cortadores

Los requerimientos para formaciones blandas es de pocos cortadores, por que cada cortador tiende a agrandar la profundidad de corte. Mayor número de cortadores pueden ser necesitados cuando nosotros nos desplazamos a zonas mas duras para parcialmente compensar la pequeña profundidad de corte.

5.6.3 Tamaño del Cortador

Los rangos de cortadores más usados son de 8 mm a 19 mm. En general, los mas grandes cortadores de 19 mm. Fueron utilizados durante la perforación de las dos secciones de 16 pulgadas y 12 ¼" x 14 ¾" en el proyecto.

El desgaste del cortador es el resultado de dos cosas: los cortadores pequeños son mejores soportando el daño por impacto, pero los cortadores grandes, por su gran volumen de diamante, son más resistentes al desgaste por abrasividad. El balance entre estos dos efectos es encontrado con cortadores de 13mm y 16 mm.

5.6.4 Inclinación Atrás “Back Rake”

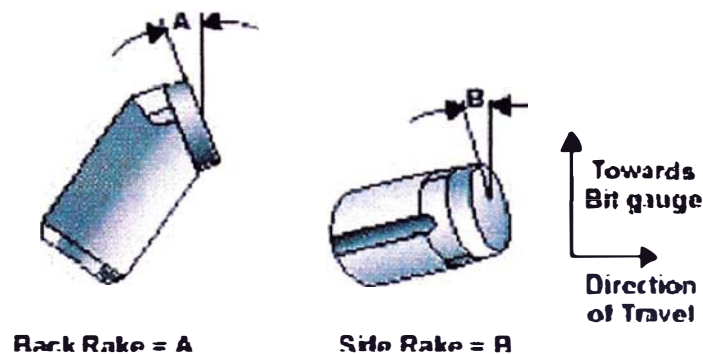
Es el ángulo presentado por la cara del cortador hacia la formación, medido desde la vertical. Un pequeño back rake acarrea una gran profundidad de corte, son entonces agresivos, generalmente alto torque y son sujetos a un acelerado desgaste y gran riesgo de daño por impacto.

Altos back rake son reservados, la profundidad de corte es pequeña, el torque reactivo relativamente bajo, el resultado de esto es una reducción en la tasa de perforación y se reduce el riesgo de daño por impacto.

Los back rake varían entre 15° y 45°. Ellos no son constantes a través de toda la barrena, o de barrena en barrena. El diseñador de barrena pudiera ajustar el back rake en respuesta a los daños mostrados, agresividad (ROP) y control de torque.

5.6.5 Inclinación Lateral “Side Rake”

Es el equivalente a la medida de la orientación del cortador de izquierda a derecha. Los ángulos side rake son usualmente pequeños.



5.7 DISEÑO DE CORTADORES PDC

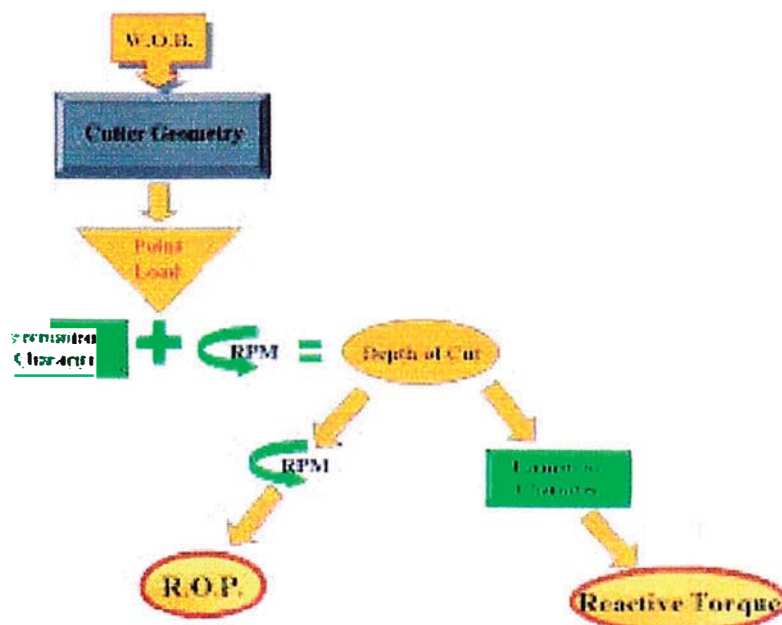
La profundidad de corte de una PDC tiene importantes efectos en aspectos clave del rendimiento de la barrena. El punto de carga aplicada a la formación a través de cada cortador depende, en parte, a la aplicación del peso sobre la barrena, pero también en la geometría del cortador, el tamaño del cortador, la inclinación hacia atrás (Back Rake), la inclinación lateral (Side Rake).

Las propiedades mecánicas de la roca y las revoluciones por minuto de la barrena determinan la profundidad de corte.

La profundidad de corte a continuación presenta dos controles claves en el rendimiento de la barrena:

5.7.1 Tasa de perforación: Una determinada profundidad de corte y las revoluciones por minuto (RPM) entregará un tipo específico de perforación. Por lo tanto, podemos controlar el índice de perforación operacional a través de las variaciones aplicadas en el peso y las revoluciones por minuto, y en el diseño y selección de las diferentes perspectivas de la geometría del cortador y su inclinación.

5.7.2 Torque reactivo: La profundidad de corte, junto con la característica de la formación y la geometría del cortador, determinará el torque reactivo. Los valores altos de torque reactivo son a menudo la limitación sobre el uso de las barrenas de PDC. El Torque puede aproximarse a la capacidad del sistema, causando pérdida de sustentación del motor, el Top Drive o Mesa Rotaria. Sobre lo dirijible de un ensamblaje con motor de fondo generando fluctuantes valores de torque reactivos que generan cambios en la cara de la herramienta “toolface” haciendo difícil su control. Esto genera problemas de control de trayectoria en pozos direccionales y baja en la velocidad de perforación.



5.8 Vibración de Barrenas

Mucho de los desgaste que se generan en los cortadores de PDC, y que recortan la vida de las barrenas y limita su rango de aplicación, es el resultado de la vibración de la barrena. Varias formas de vibraciones pueden afectar a la barrena, pero Whirl (vibración lateral) y El Stick –Slip (vibración torcional) son las más comunes para las barrenas PDC.

5.8.1 *Vibraciones Laterales “Whirl”*

Esto es llamado también efecto remolino el cual es el movimiento periódico lateral de la barrena en el plano X-Y. Este efecto ocurre cuando las fuerzas dinámicas pozo abajo hacen que el centro instantáneo de rotación de la barrena se desplace de su centro geométrico. Cuando tal efecto ocurre, al cortar la roca la barrena deja un patrón característico de lóbulos múltiples, en ves de un patrón de círculos concéntricos que generan cuando la barrena se encuentra estabilizada.

Cuando el cortador de PDC penetra y corta la formación, el centro instantáneo de rotación de la barrena pasa al punto de contacto del cortador con la formación. Esto a su vez genera un movimiento trasero de la barrena que le impone cargas de impacto a los cortadores, en el lado opuesto al centro de rotación.

Los daños generados por el efecto remolino se deben generalmente a esas cargas de impacto que reciben los cortadores por detrás.



5.8.2 *Vibración Torcional “Stick Slip”*

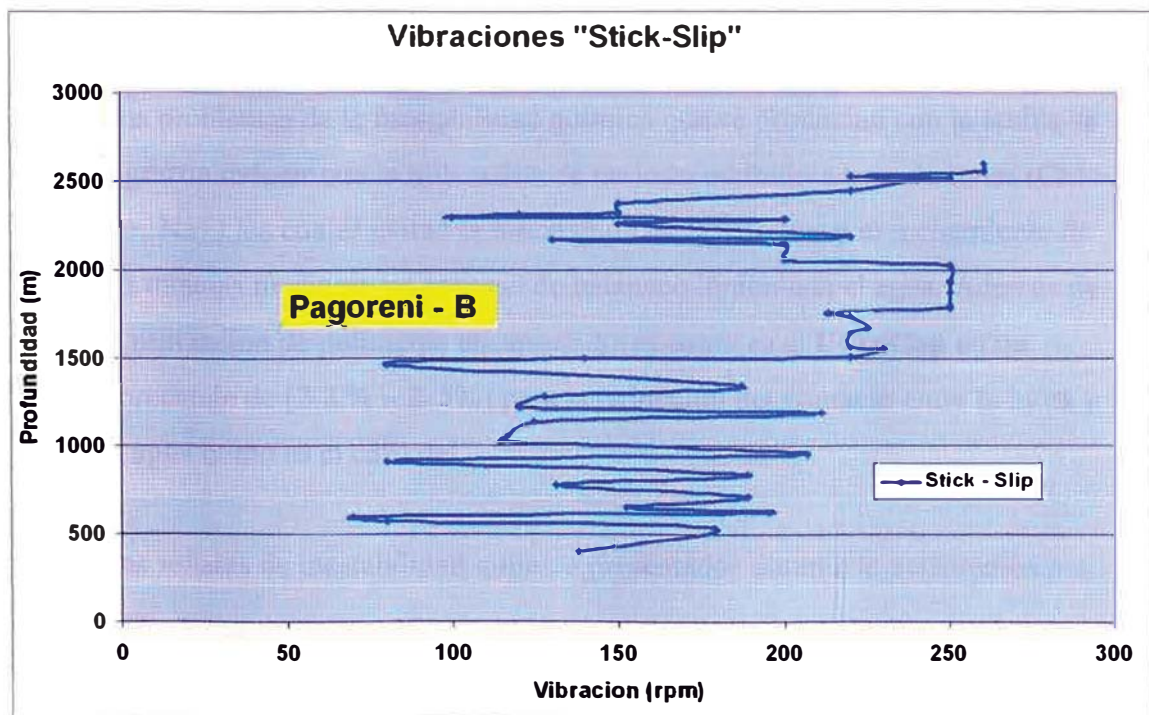
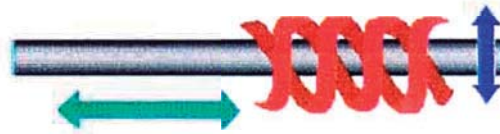
La barrena, o elemento de la tubería o conjunto de fondo (BHA) en contacto con la formación, es retrasada por la fricción, retornando por la mitad de la rotación.

La energía torcional retenida dentro de la tubería, Top Drive o en la mesa rotaria continúa rota hasta que esto es lo suficientemente grande para sobreponerse a la fricción. La línea luego se desenrolla, rápidamente acelerando la barrena hasta dos veces o más revoluciones. Con el efecto Whirl “Remolino” este incrementa las cargas de impacto sobre los cortadores, causando fisuras o roturas.

El Stick-Slip inicia en la barrena y esto esta relacionado a la profundidad de corte. Una gran profundidad de corte esta asociado con alto torque y incrementa la posibilidad de detenerse o parase. Si nosotros reducimos la profundidad de corte, el riesgo del Stick and Slip podría reducirse.

Un mayor ángulo de fondo de arrastre “Back Rake” de los cortadores es menos agresivo, llevando esto a una menor profundidad de corte reduciendo el fenómeno “Stick and Slip”.

Si la barrena en el pozo esta mostrando Slip-Stick, será necesario modificar los parámetros de perforación, especialmente las RPM variar los pesos en la barrena para reducir o eliminar estos efectos.



6.- EVOLUCIÓN Y DESARROLLO DEL PROYECTO PAGOENI-A

Durante la perforación de los pozos del proyecto Pagoreni-A se realizaron mejoras en las diferentes áreas donde se presentaron problemas a continuación indicaremos como se solucionaron o se redujo su influencia en la perforación permitiendo esto una mejora en la tasa de perforación.

Para solucionar los problemas que se presentaban en el fluido de perforación se realizaron mejoras en las propiedades del lodo y en la parte de estabilidad del pozo se aplicaron las lecciones aprendidas durante la perforación del proyecto Pagorni-B. Como son el caso del uso las pildoras pesadas y viscosas para mejorar la limpieza del pozo, una mas rápida atención sobre los incrementos de la densidad equivalente de circulación (ECD) para poder controlarlos y evitar problemas de sobrecargar el pozo con los recortes especialmente en la sección de perforación con el ensanchador y un mejor manejo de la densidad del fluido de perforación para el caso de zonas de transición como es el caso del paso de las Capas Rojas Inferiores a Charophites para un mejor manejo de la estabilidad del pozo. A continuación se presentaran las acciones correctivas que se realizaron en los pozos y como se atacaron cada problema presentado.

6.1 Prevencciones Para Evitar La Inestabilidad

6.1.1 Prevencciones Para Evitar La Inestabilidad Química

Los problemas de la inestabilidad química que se producían con la arcilla se lograron reducir con la utilización de un lodo inhibido a base de iones (Ca^{++} , K^+ , Na^+) los cuales evitan la hidratación de las arcillas y el inchamiento de las mismas mediante un proceso de balanceo iónico con el agua. Además de la utilización de polímeros encapsuladores como es el **UltraCap** en un porcentaje de [2.2 % – 2. 5%] para la reducción del contacto entre la lutita y el agua como es el caso del.

Las señales de inestabilidad química presentados durante la perforación por son:

- *Embolamiento del conjunto de fondo*, para la solución de este problema se utiliza aditivos polímeros como es el caso del **UltraFree** que es un

inhibidor de la arcilla que detiene el pegamiento de la arcilla a la tubería de perforación y a la barrena también actúa como un lubricante y es bombeado en píldoras de 30 bbl con una concentración de 22 ppg. La concentración óptima utilizada es entre [2.5 % – 3%]. Este producto actúa también como un dispersante con baja reología que crea turbulencia en el pozo la concentración tiene que ser bien controlada por que puede crear una degradación de la estabilidad en el pozo.

Taponamiento de la campana en la boca del pozo ataque de Gumbo, este fenómeno se presentaba durante la perforación de la sección con el ensanchador, cuando se tenían elevadas tasas de perforación y se mostraba al final los viajes de calibración este efecto se logró controlar con un monitoreo del ECD, cuando se observaba que este valor incrementaba rápidamente en 0.2 ppg mayor al patrón normal de operación se procedía a bajar la tasa de perforación o se paraba la perforación y se procede a circular el pozo hasta lograr descargar los recortes del anular y reducirlo. Dependerá de cuán rápido es el incremento del ECD para decidir si bajar la tasa de penetración momentáneamente o para la perforación y circular el pozo.



Incremento del torque y arrastre en los Viajes, para reducir este hecho durante los viajes se procedía a adicionar píldora de lubricantes como es el caso del **Asphasol** que ayuda reduciendo los factores de fricción de la formación y realizar 2 circulaciones en el fondo antes de iniciar cada viaje y se programaba el uso de píldoras en el fondo, a mitad de viaje y al final del viaje monitoreando los volúmenes de recortes las píldoras pesadas eran de 50 bbl de aproximadamente 13.8 ppg. En la sección de

16 pulgadas y de 80 bbl de aproximadamente 15 ppg en la sección de 12 ¼" x 14 ¾". Se realizaban trabajos de repaso en las secciones que presentaban tensiones hasta lograr calibrar correctamente el pozo esto eventos se observaban principalmente en: la sección de curvatura cuando pasaban los 35 grados de inclinación, en intervalos de arenisca perforados y donde se habrían producido altas patas de perro (Dog Leg).

Incrementos de los parámetros del lodo (Densidad, viscosidad, MBT) para la solucionar este problema se realizaron trabajos con la centrifuga para reducir el contenido de sólidos dispersos, la adición de aditivos como el **Resinex** y **Spersen** que ayuda a un mejor control del filtrado de lodo a altas temperaturas estabilizando la reología del lodo y también el uso del **Desco** que es un diluyente y coloide protectorio.

La estabilidad química también depende del tiempo de exposición del lodo a las condiciones del pozo por lo cual si tenemos una reducción de los tiempos de perforación reduciremos los peligros de una inestabilidad química.

6.1.2) Prevenciones Para Evitar La Inestabilidad Mecánica

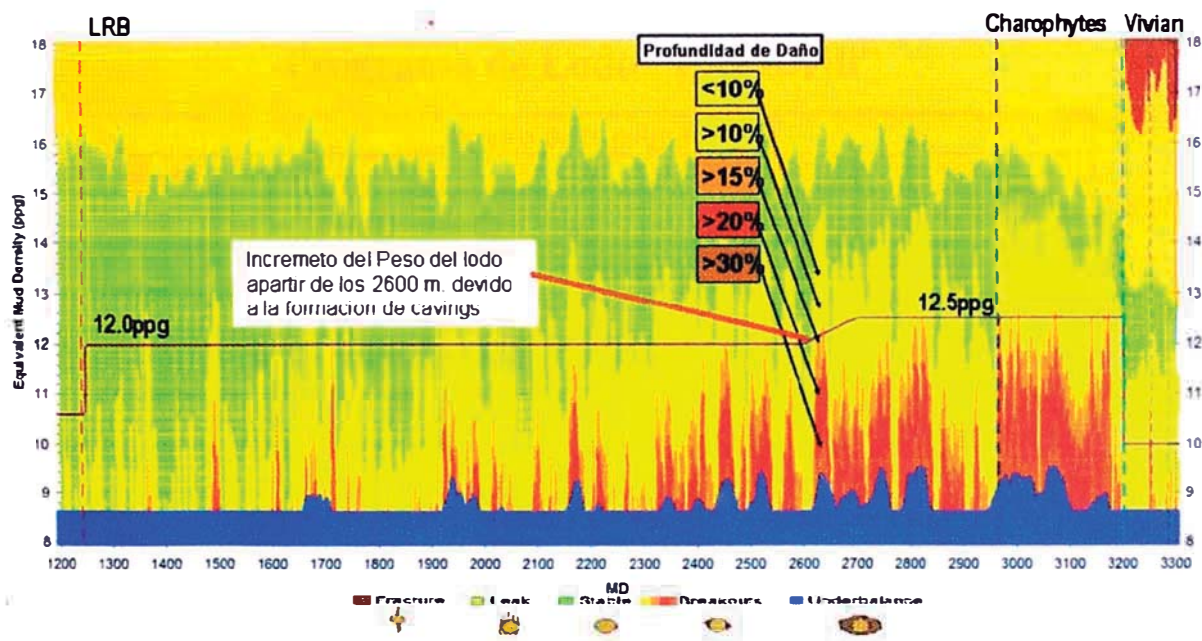
Los problemas de inestabilidad originaron grandes pérdidas económicas durante la realización del proyecto. La clave encontrada para reducir este tiempo no productivo es el de asegurarse un correcto seguimiento al planeamiento del Modelo Mecánico de las Formaciones que vamos a perforar.

Este modelo integra todos los datos de Geo-Mecánica disponible del proyecto Pagoreni dentro de una base de datos el cual es usado para predecir las zonas con mayores problemas de estabilidad, ayudándonos a encontrar la mejor dirección para perforar pozos con altos ángulos de desviación. Esto no quiere decir que sean necesarios eliminar totalmente las fallas de roca. Es un hecho que el pozo puede permanecer estable incluso halla fallado la roca por un tiempo prolongado.

Estos problemas de estabilidad están relacionados principalmente por el rango de densidad del lodo para perforar en forma segura (ventana de densidad de lodo segura) esto se aplica mucho a la sección final de la

formación Capas Rojas Inferiores y en toda la formación Charophytes en la cual hay que aumentar la densidad del lodo en valores de [0.5 ppg a 0.8 ppg] en un periodo corto de perforación para impedir los derrumbes del pozo por falla por colapso.

La siguiente figura muestra que es deseable perforar con una densidad de lodo entre la falla de corte de la roca y el mínimo esfuerzo Horizontal σ_h , esto se pudo llevar a cabo gracias a las experiencias obtenidas durante la perforación de los pozos del proyecto Pagoreni-B



En la figura superior podemos observar la ventana de densidad de lodo segura se encuentra a la sección de color verde con una ventana de densidades que inicia con una densidad de 11.5 ppg y aumenta hasta 12.5 ppg. Antes de entra a la formación Charophytes en la cual se debe de presentar una ligera presencia de derrumbes (caving) debido a que su correcto peso de lodo estará sobre los 14 ppg pero no se puede elevar tanto el peso del lodo debido a que a continuación de esta formación se encuentra una formación permeable y porosa compuesta principalmente por arena y arenisca que es la formación Vivian que si llegáramos con este peso de lodo generaríamos una fractura de la formación con problemas de perdidas.

Para ayudar a evitar los problemas mecánicos relacionados con la limpieza del pozo se tomaron las siguientes medidas:

- Sección de 16 pulgadas, se programo un envío de pildoras pesadas de 50 barriles de densidades (13.8 ppg – 14 ppg) para limpieza de hoyo desde el momento que se alcanza una inclinación de 35 grados y cada 90 metros de perforado. Además de un viaje de calibración y limpieza cada 30 horas de perforación y un circulación cada 15 horas de perforación.
- Sección de 12 ¼” X 14 ¾”, se programo un envío de pildoras pesadas de 80 barriles de densidades (14.5 ppg – 15 ppg) para limpieza de hoyo y cada 90 metros de perforado. Además de un viaje de calibración y limpieza cada 30 horas de perforación y un circulación cada 15 horas de perforación.

Programa de Lodo “UltraDrill”

Sección de 16 pulgadas		
Programa de Lodo	Programa	Real
Densidad (ppg)	9.8 - 10.6	9.8 - 10.6
Viscosidad (s)	45 - 50	45 - 55
Viscosidad Plástica (Cps)	15 - 20	15 - 20
Yield Point (Lb/100 ft ²)	15 - 25	20 - 35
Gel - 10s / 10 min / 30 min (Lb/100 ft ²)	08 / 10 / 15	10 / 18 / 20
Filtrado (Cc)	12 - 15	10 - 18
PH	9.5 - 10.2	9.5 - 9.8
MBT	15 - 20	10 - 17
LGS	4 - 6	2 - 6
3 rpm	8 - 10	8 - 12
6 rpm	10 - 14	10 - 16
300 rpm	45 - 55	45 - 60
600 rpm	65 - 80	65 - 80
UltraHib (%)	2 - 3	2.5 - 3.5

Sección de 12.25 x 14.75 pulgadas		
Programa de Lodo	Programa	Real
Densidad (ppg)	10.8 - 12.3	11.6 - 12.3
Viscosidad (s)	45 - 50	50 - 60
Viscosidad Plástica (Cps)	20 - 30	20 - 35
Yield Point (Lb/100 ft ²)	25 - 40	25 - 37
Gel - 10s / 10 min / 30 min (Lb/100 ft ²)	15 / 20 / 25	15 / 20 / 25
Filtrado (Cc)	10 - 12	10.2 - 12.4
PH	9 - 9.5	9.2 - 9.9
MBT	5 - 7	8 - 10
LGS (%)	4 - 6	4 - 7
3 rpm	8 - 10	9 - 12
6 rpm	10 - 14	9 - 14
300 rpm	45 - 55	45 - 60
600 rpm	65 - 80	65 - 80
UltraCap (%)	2.2 - 2.7	2.1 - 2.7
UltraFree (%)	3 - 4	3 - 4
UltraHib (%)	2 - 3	2 - 3.4

6.2 Experiencias en la perforación direccional en la Selva Sur (Proyecto Pagoreni)

6.2.1 Tipo de Formaciones

Los tipos de formaciones perforadas en cada sección de la trayectoria de un pozo tipo “J” en la Selva Sur son:

- **En la Sección de Incremento de ángulo**, la formación perforada es Capas Rojas Superiores los cuales están constituidos por material arcilloso. Esta unidad está dividida en dos intervalos; la parte superior consta mayormente de areniscas conglomeráticas y de areniscas de grano medio a fino intercaladas con lodolitas y limolitas. Se perfora hasta una profundidad de +/- 1100 m.
- **En la Sección Tangencial**, las formaciones perforadas en esta sección son Capas Rojas Inferiores compuesta por arcilla e intercalaciones de arenisca, Charophites compuesta por arcilla e intercalaciones de anhidrita, Vivian compuesta por arena y arenisca, Chonta compuesta principalmente por lutitas grises, areniscas y dolositas limosas marrones, Nia esta compuesta por areniscas de cuarzo de color marrón, Shinai presenta intercalaciones de dolomitas limosas y lodolitas, Noi compuesta por areniscas de color rojo pálido, Ene esta compuesto por arenisca gris de granulometría fina. Esto se perfora hasta la profundidad de +/- 3200 m.

6.2.2 Diseño de Trayectoria de un Pozo Tipo “J”

Diseño normalmente utilizado en la planificación de un pozo dirigido en la selva es la siguiente:

- a) Con la información geológica, las coordenadas de superficie, fondo y profundidad vertical del objetivo se determina los siguientes parámetros:

- Separación horizontal hacia el objetivo, la cual es calculada de la siguiente formula:

$$SH = [(\Delta E)^2 + (\Delta N)^2]^{1/2}$$

Donde:

SH = Separación horizontal

ΔN = Diferencia de coordenadas Norte de fondo y superficie.

ΔE = Diferencia de coordenadas Este de fondo y superficie.

- Dirección de la trayectoria hacia el objetivo, es calculado como:

$$\phi = \text{Tag-1} (\Delta E/\Delta N)$$

- Radio del objetivo, determinado por:

$$R = SH/12$$

- b)** Con los datos de separación horizontal, la profundidad vertical final, inicio la desviación, las velocidades de incremento, se determino el máximo ángulo del pozo el cual nos da la idea de la curvatura de la trayectoria. Este ángulo máximo debe de ser permisible con las condiciones de perforación que se tiene en el área.

Los valores de diseño que se utilizan en el proyecto Pagoreni-A son:

- Profundidad de inicio de desviación
100 m.
- Velocidad de incremento del ángulo
2° a 2.5° / 30m.
- Ángulo máximo de desviación para los dos pozos fueron:
45° y 60°
- Separación horizontal
+/- 1200 a 1500 m.

Con estas condiciones de trayectorias de los pozos dirigidos en el proyecto Pagoreni-A se desarrollaron mejor.

- c)** El ángulo de “Conducción” utilizado para compensar los giros de la barrena de PDC por la dificultades que presentan las formaciones atravesadas fue de +/- 2 grados hacia izquierda de la sección programada.
- d)** Se desarrollo una nueva configuración de conjunto de fondo para la sección de 16 pulgadas de la trayectoria tipo “J”. este conjunto se selecciono para minimizar los problemas de torque y vibraciones en la sarta de perforación que generaban una disminución en la tasa de perforación además ayudo al incremento, mantenimiento del ángulo y la reducción de los efectos formacionales. Esto se logro gracias a las la experiencia de la perforación direccional del obtenidas en el proyecto Pagoreni-B.

- e) El control del desarrollo direccional del pozo se realiza utilizando las proyecciones en los planos verticales y horizontales.

Pozo Direccional
Programa Direccional Vs Programa Desarrollado

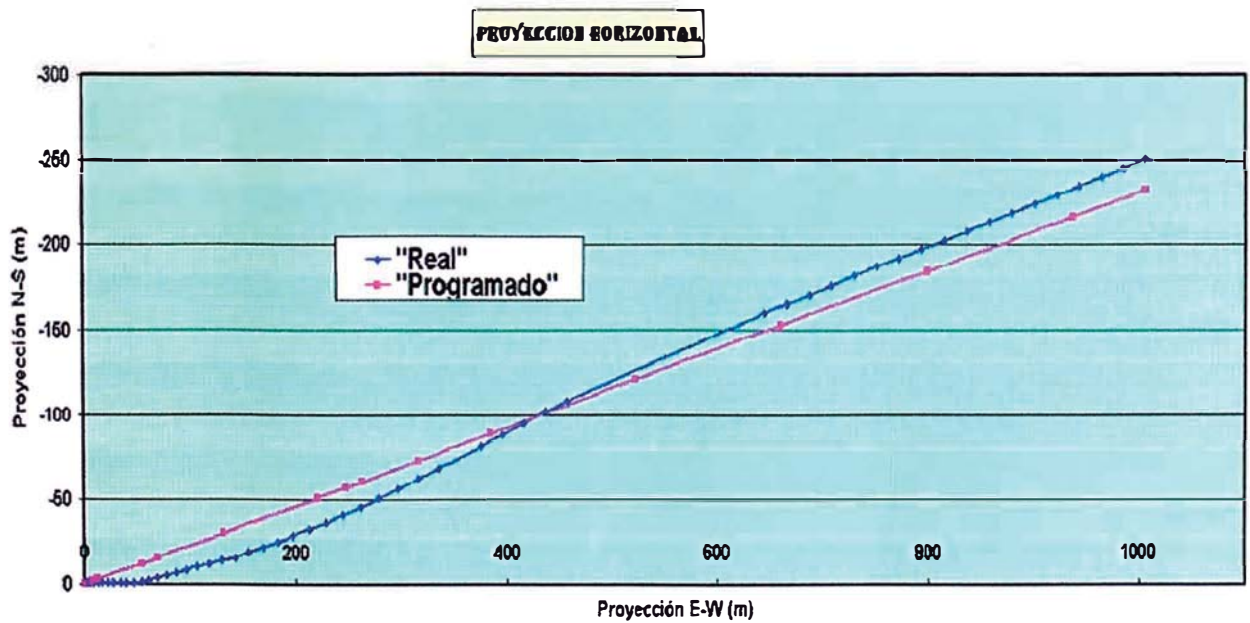
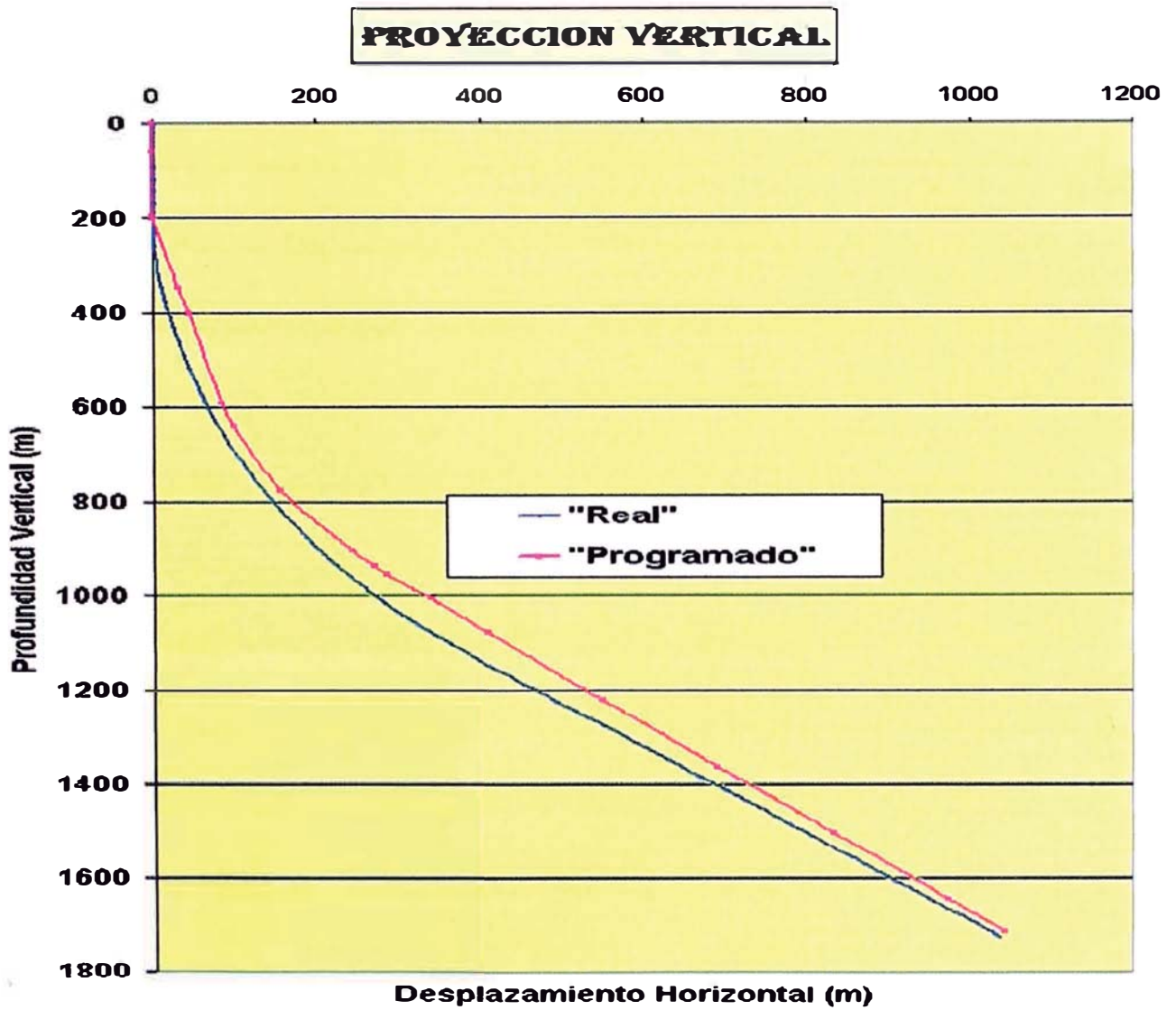
Programa Preliminar

PROF. MED (MD) mts.	INCL grados	AZIMUTH grados	P.V.R. MTS.	DESPLAZ. mts.	N+/S- mts.	E+/W- mts	SEVERIDAD grad/30 mts.
0		<==INICIO ==>	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0
0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0
60.0	0.0	103.0	60.0	0.00	0.0	0.00	0.0
198.9	0.0	103.0	198.9	0.00	0.0	0.00	0.0
200.0	0.0	103.0	200.0	0.00	0.0	0.00	1.1
348.9	5.0	103.0	348.6	32.00	6.4	0.00	1.0
400.0	7.6	103.0	399.4	45.00	11.8	0.00	1.5
600.0	17.6	103.0	593.9	0.00	54.0	0.00	1.5
648.9	20.0	103.0	640.2	15.34	69.4	0.00	1.5
800.0	30.1	103.0	776.6	77.41	131.5	0.00	2.0
959.0	40.7	103.0	905.7	166.70	220.7	0.00	2.0
1000.0	43.4	103.0	936.2	193.46	247.5	0.00	2.0
1023.9	45.0	103.0	953.3	209.70	263.7	0.00	2.0
1100.0	45.0	103.0	1007.1	262.12	316.2	0.00	0.0
1200.0	45.0	103.0	1077.8	331.02	385.1	0.00	0.0
1400.0	45.0	103.0	1219.3	468.80	522.8	0.00	0.0
1600.0	45.0	103.0	1360.7	606.59	660.6	0.00	0.0
1800.0	45.0	103.0	1502.1	744.37	798.4	0.00	0.0
2000.0	45.0	103.0	1643.5	882.16	936.2	0.00	0.0
2100.0	45.0	103.0	1714.2	951.05	1005.1	0.00	0.0

Desarrollo Direccional

PROF. MED (MD) mts.	INCL grados	AZIMUTH grados	P.V.R. MTS.	DESPLAZ. mts.	N+/S- mts.	E+/W- mts	SEVERIDAD grad/30 mts.
0		<==INICIO ==>	0.00	0.00	0.00	0.00	-
0	0	0	0.00	1.64	0.00	0.00	-
90.99	0.92	217.68	90.98	2.28	-0.58	-0.45	0.30
117.21	0.57	213.73	117.20	2.59	-0.85	-0.65	0.40
144.09	0.29	233.22	144.08	2.78	-1.01	-0.78	0.35
170.57	0.12	60.43	170.56	2.82	-1.03	-0.81	0.46
199.73	1.21	69.96	199.72	2.49	-0.91	-0.49	1.12
229.97	2.69	86.29	229.94	1.64	-0.76	0.52	1.55
259.26	4.59	90.11	259.17	1.48	-0.71	2.38	1.96
289.32	6.47	90.39	289.08	3.92	-0.73	5.27	1.88
318.66	7.24	89.74	318.21	7.33	-0.73	8.77	0.79
347.82	8.2	89.82	347.11	11.21	-0.72	12.69	0.99
376.77	9.28	90.28	375.72	15.59	-0.72	17.09	1.12
406.77	10.22	88.11	405.28	20.65	-0.64	22.17	1.01

435.35	11.34	88.85	433.36	25.98	-0.50	27.51	1.18
464.6	12.19	90.68	461.99	31.94	-0.48	33.48	0.95
493.04	13.1	91.27	489.74	38.16	-0.59	39.70	0.97
522.64	13.88	93.51	518.53	45.06	-0.88	46.60	0.95
551.7	14.99	95.6	546.67	52.30	-1.46	53.82	1.27
580.05	15.62	97.73	574.01	59.76	-2.33	61.25	0.89
609.49	16.4	99.64	602.31	67.84	-3.56	69.27	0.96
639.3	17.36	101.33	630.83	76.44	-5.14	77.78	1.08
668.25	18.93	100.87	658.34	85.39	-6.87	86.63	1.63
698.02	20.29	99.97	686.38	95.34	-8.68	96.45	1.40
727.79	21.99	99.35	714.15	106.06	-10.48	107.04	1.73
756.15	23.7	99.19	740.28	117.05	-12.25	117.90	1.81
785.69	25.22	98.74	767.17	129.27	-14.16	129.98	1.56
815.35	26.6	100.01	793.84	142.21	-16.27	142.77	1.50
844.04	27.53	101.44	819.39	155.23	-18.70	155.59	1.19
873.11	29.04	103.82	844.99	168.95	-21.72	169.03	1.94
902.28	30.59	105.11	870.29	183.35	-25.35	183.07	1.73
930.86	31.84	104.09	894.73	198.07	-29.08	197.40	1.42
961.16	33.08	102.79	920.30	214.28	-32.85	213.22	1.41
990.04	34.08	104.13	944.36	230.20	-36.57	228.75	1.29
1,019.43	35.5	106.24	968.49	246.89	-40.97	244.93	1.90
1,049.09	37.68	106.93	992.30	264.44	-46.02	261.87	2.24
1,078.12	39.44	106.88	1015.00	282.42	-51.28	279.18	1.82
1,106.94	41.18	106.94	1036.98	300.95	-56.70	297.02	1.81
1,136.37	43.14	106.55	1058.79	320.61	-62.39	315.93	2.02
1,165.86	44.46	106.7	1080.07	340.94	-68.23	335.49	1.35
1,225.63	46.26	109.23	1122.07	383.22	-81.36	375.92	1.28
1,254.30	46.54	109.07	1141.84	403.84	-88.17	395.54	0.32
1,284.39	47.54	107.95	1162.34	425.75	-95.16	416.42	1.29
1,313.93	47.91	107.12	1182.21	447.54	-101.74	437.26	0.73
1,342.98	47.8	106.95	1201.71	469.04	-108.05	457.85	0.17
1,605.19	47.76	104.03	1377.91	663.07	-159.90	644.92	0.25
1,634.15	47.25	104.44	1397.47	684.42	-165.15	665.62	0.61
1,664.36	47.21	104.56	1417.98	706.60	-170.70	687.09	0.10
1,694.07	47.04	104.7	1438.20	728.37	-176.20	708.16	0.20
1,724.11	46.9	104	1458.70	750.33	-181.64	729.44	0.53
1,754.07	46.95	104	1479.16	772.21	-186.94	750.67	0.05
1,784.03	47.05	104	1499.59	794.13	-192.24	771.93	0.10
1,813.99	47.12	104	1519.99	816.07	-197.55	793.22	0.07
1,843.95	47.2	104	1540.37	838.04	-202.86	814.54	0.08
1,873.91	47.3	104	1560.70	860.04	-208.18	835.88	0.10
1,903.87	47.15	104	1581.05	882.03	-213.50	857.22	0.15
1,933.83	47.08	104	1601.44	903.98	-218.81	878.52	0.07
1,963.79	46.85	104	1621.88	925.88	-224.11	899.77	0.23
1,993.75	46.95	104	1642.35	947.75	-229.40	921.00	0.10
2,023.71	47.06	104	1662.79	969.67	-234.71	942.26	0.11
2,053.67	47.1	104	1683.19	991.61	-240.01	963.55	0.04
2,083.63	46.85	104	1703.63	1013.51	-245.31	984.80	0.25
2,113.59	46	104	1724.28	1035.21	-250.56	1005.86	0.85

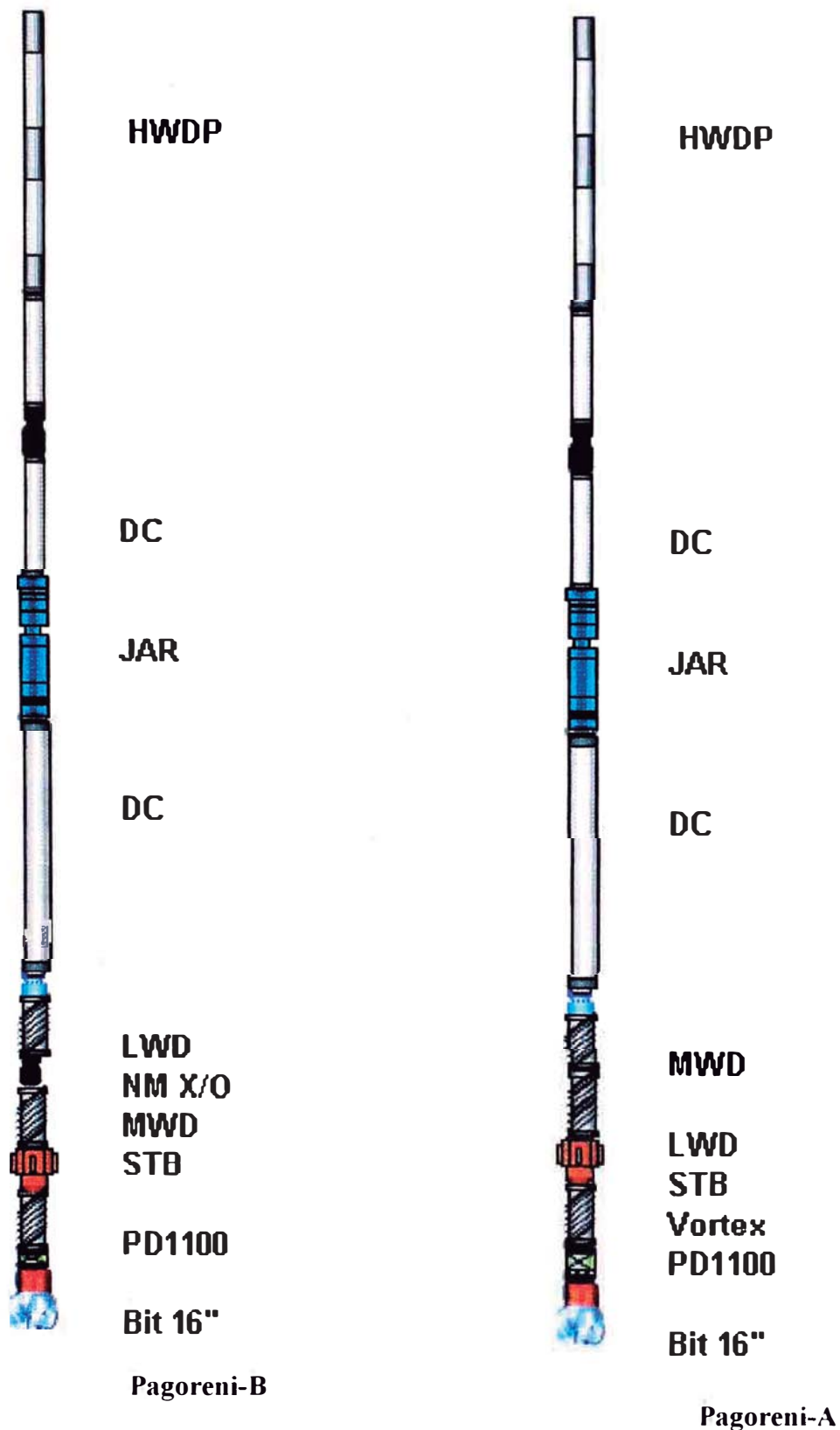


6.2.3 Tipos de Conjunto de Fondo (BHA)

Los tipos de conjunto de fondo para perforar utilizados en la Selva Sur para perforar pozos tipo “J” en las diferentes secciones son:

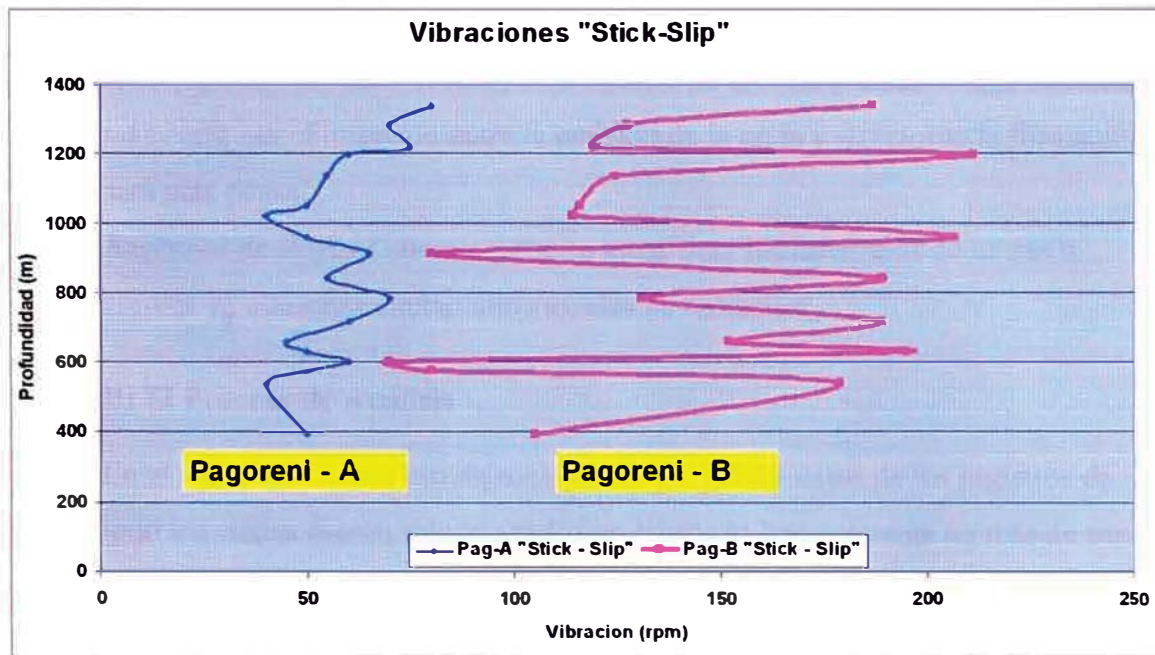
- a) Conjunto para incremento de ángulo.-** Es utilizado para iniciar la desviación y orientar el pozo hasta alcanzar el ángulo máximo y la dirección con un ángulo de “conducción” ligeramente girado hacia la izquierda de la dirección programada por la tendencia que tiene la formación a desplazar el conjunto a la derecha. Los conjuntos de fondo empleados son:
- Conjunto rotario. Constituido por un “Power Drive” y un Vortex con una programación de incremento de ángulo desde 1.5° a 2.5°. hasta alcanzar el ángulo máximo y el ángulo de “conducción”. Este conjunto se utiliza con (1) estabilizador el cual se encuentra a 15 m. de la barrena.
- b) Conjunto de mantenimiento de ángulo.-** Este conjunto rotativo se utiliza también en la parte final de la sección de 16” y continua en la sección de 12 ¼” x 14 ¾” como en todo los tramos siguientes y esta muy relacionado con las diferentes formaciones que se van a perforar. Los conjunto utilizado en el proyecto contemplan el uso de tres (3) o dos (2) estabilizadores ubicados el primero siempre a 5 m. de la barrena, el segundo ubicado a 30 m. justo antes del ensanchador de 14 ¾” y el ultimo estabilizador colocado a 45 m. de la barrena.
- En la partida normalmente el ángulo máximo es incrementado desde 1° a 1.5° dependiendo del alcance horizontal que se desee para desarrollar la trayectoria tangencial, esto es debido a que durante la perforación hay una tendencia a caer el ángulo en el final de la formación Capas Rojas Superiores y en toda la formación Charophites. Con este procedimiento se logra un mejor control de la trayectoria.

Ensamblaje de fondo Sección 16"



6.2.4 Comportamiento de los Conjuntos de Fondo (BHA)

- En el desarrollo de la perforación direccional de los pozos del proyecto Pagoreni-A, se han realizado cambios en el conjunto de fondo con la utilización de una herramienta Vortex que acompaña al Power Drive durante las operaciones de construcción de ángulo en la sección de 16 pulgadas. Esto nos permitió disminuir los valores altos de torque que se presentaban durante la perforación estabilizando mejor a la barrena y obteniendo altas revoluciones en la barrena que ayudaron a un mejoramiento en la tasa de perforación y un mejor control direccional.
- Con un nuevo conjunto direccional en la sección de 16 pulgadas se utilizó una configuración con un estabilizador colocados a 15 metros de la barrena después del Vortex, la configuración mostró un buen control direccional durante la perforación.
- El problema inicial de encontrar el ángulo de “conducción” fue solucionado gracias a los valores obtenidos en la perforación de los pozos del proyecto Pagoreni-B y que permitió realizar un mejor control direccional con las prevenciones de giro del conjunto.
- En base a la experiencia se está utilizando un ángulo de “conducción” con un grado sobre la dirección programada (plano horizontal) tanto en la terminación de la sección de 16” como en toda la sección de 12 ¼”x 14 ¾”.
- La experiencia en la perforación de los pozos del proyecto Pagoreni nos mostró que el cambio de dirección hacia la derecha en la sección tangencial de la trayectoria era más notoria cuando se utilizaba solamente dos (2) estabilizadores en una relación 5 metros a 30 metros que cuando se utilizaba tres (3) estabilizadores colocados a 5 metros a 30 metros y el último localizado a 45m. de la barrena y sobre el ensanchador.
- El ajuste de giro de trayectoria a la izquierda se presenta en las formaciones blandas que para nuestro caso son Capas Rojas Superiores y capas rojas inferiores (0 a +/- 2000m) y un ajuste en la inclinación del ángulo a la entrada de la formación charophites (± 2000 a 2500 m) la cual tiene una tendencia a caer la inclinación.



6.3 Avance Tecnológico en El Diseño de Barrenas

Para realizar el cambio de modelo de la barrena se realizó un trabajo de actualización de información en los siguientes factores:

- Litológicos (tipo de rocas a atravesar, espesores, durezas y abrasividad)
- Diseño (modelamiento de la barrena JSA, cortadores, postes híbridos, Ensamblaje de fondo, etc.)
- Parámetros de Operación (peso sobre la barrena, revoluciones, etc.)

6.3.1 LITOLOGÍA

Cuando se realiza la selección de la barrena se deberá de absolver ciertas interrogantes entre las cuales tenemos:

- Que tipo de rocas vamos a perforar o atravesar.
- Que variaciones muestra la roca.
- Cuan abrasiva y heterogénea es la formación.

A) Análisis de Esfuerzo de Roca

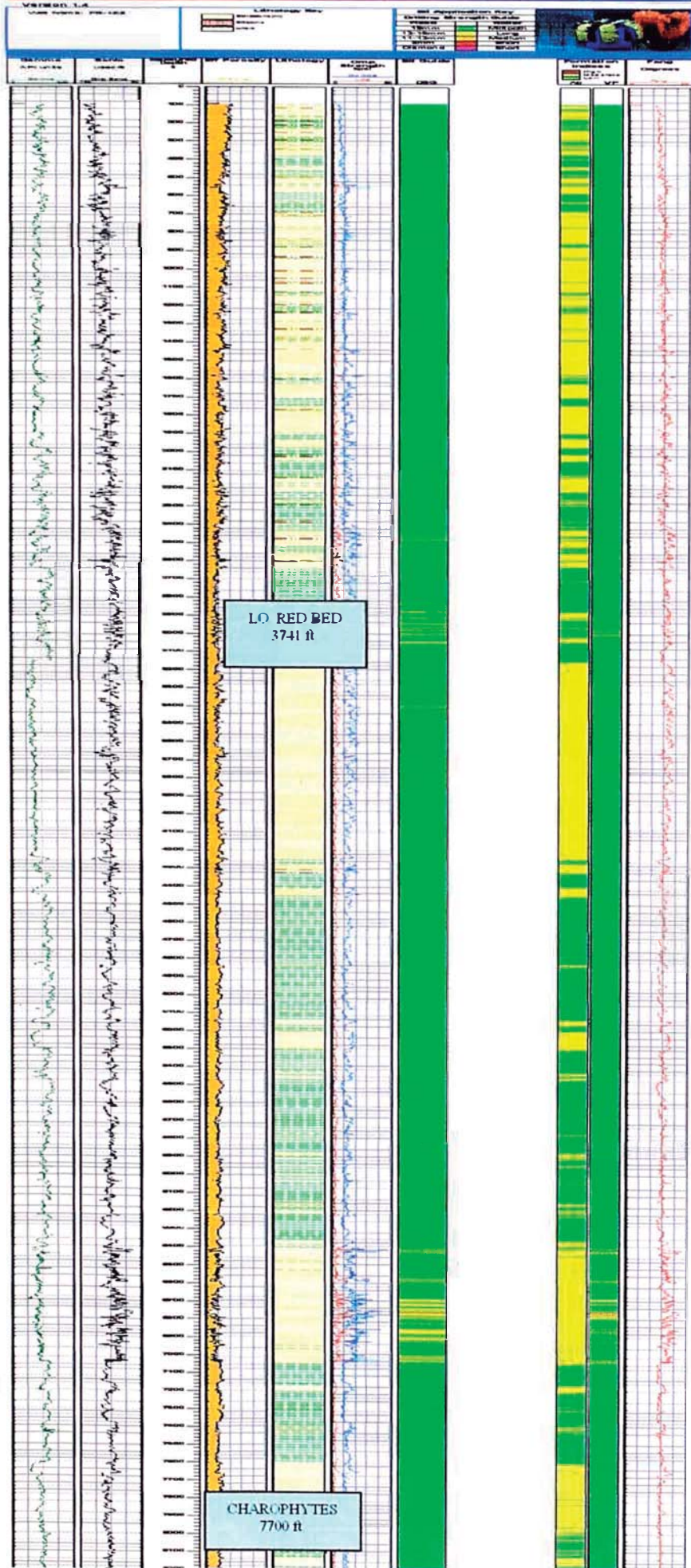
Este análisis deriva de los valores del esfuerzo de compresión de la roca de los diferentes registros como son: Sonico, Resistividad y Gamma Ray.

El registro sonico, depende de la propagación de las ondas acústicas a través de la formación midiendo el tiempo de retorno de la onda indicando que mientras más corto sea el intervalo entre la emisión de la onda y su retorno la formación será más densa.

Registros de Rayos Gamma, permite identificar los intervalos de lutitas o arcillas ya que estas emitan altos niveles de radiación.

B) El Proceso de Análisis

En el análisis del esfuerzo de roca se requirió de los datos de los registros de lodo los cuales fueron seleccionados un intervalo que contenga no más de tres distintos tipos de roca. Luego se procedió a evaluar y calificar la calidad de los valores de Gamma ray que distinguen estos tipos de roca. Luego el programa examina cada tipo de intervalo, determinando las características de la litología como son modulo de Young, fracción de arcilla y finalmente el esfuerzo de compresión de la roca. Obteniéndose valores que nos permitieron realizar una mejor selección del modelo de barrena como puede ser una reducción ligera de cortadores o un aumento y distinguir los intervalos de mayor compresión de roca para un mejor control de los parámetros de perforación sobre esos intervalos obteniendo como resultado una mejor tasa de perforación esto implica adelantar con las modificaciones de los parámetros de perforación como es el caso del peso y revoluciones sobre la barrena para las zonas de transición de secciones blandas a duras además de ayudar a reducir el desgaste del cortador generando con esto una mejora en la tasa de perforación.



6.3.2 Diseño

A) Barrenas Híbridas

Uno de los más importantes elementos de diseño que diferencia de las otras barrenas utilizadas anteriormente es el mejoramiento de la característica "híbrida". El término "híbrido" viene de la unión de la tecnología PDC con el de diamante natural.

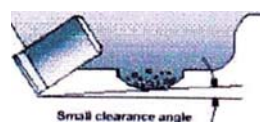
La barrena presenta detrás de cada cortador de PDC un poste de carburo de tungsteno impregnado de diamante natural. Cada poste se aparea circunferencialmente con un cortador específico situado en un punto crítico, en los puntos en que la barrena es más susceptible al desgaste además estos postes se diseñaron con una altura que nos permite controlar la profundidad de corte del cortador generando cortes más suaves y estabilizando mejor a la barrena minimizando los efectos de Stick-Slip. Generando además una menor desgaste del cortador de PDC alargando la vida útil del cortador y el de la barrena. Estas mejoras generan los siguientes factores:

- Aumento en la estabilidad de la barrena.
- Mejora de las características de torque.
- Protección de los cortadores de PDC contra el desgaste ocasionado por la abrasión en los intervalos de areniscas.
- Más eficiente protección al calibre.
- Menos cortadores de PDC para perforar formaciones blandas como son las arcillas de la formación Capas Rojas Superiores

A. light set, steel bodied bit for drilling soft formations

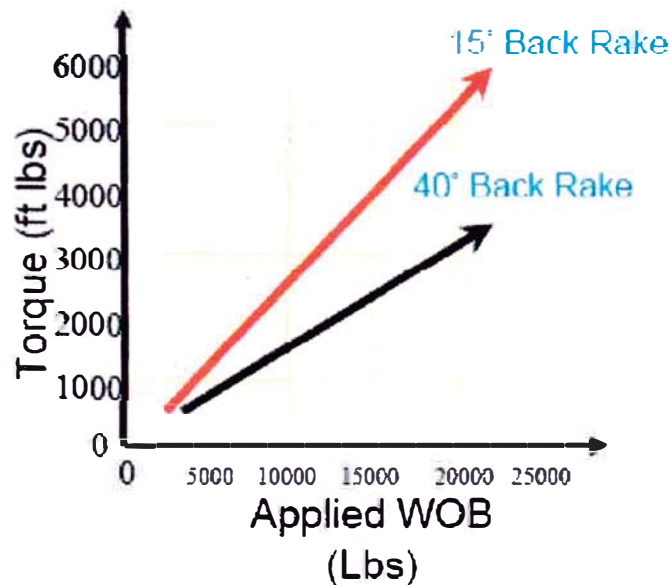


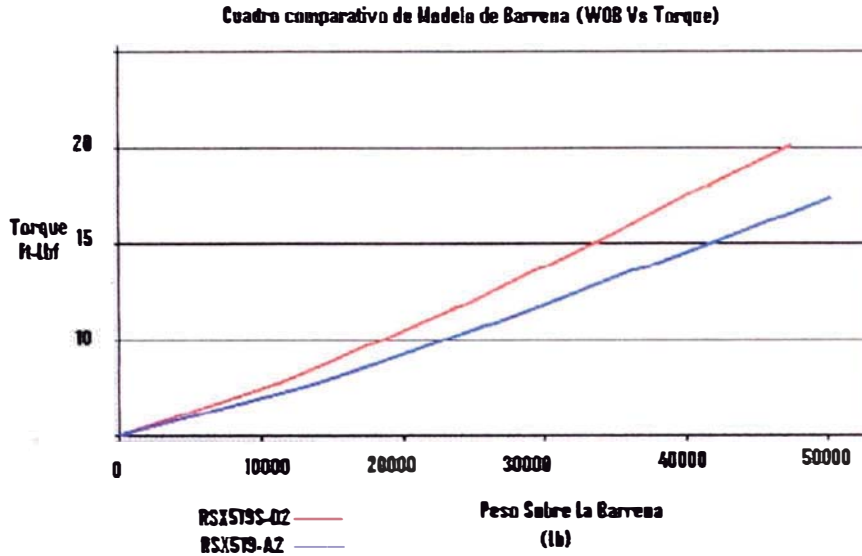
B. heavy set, matrix bodied bit for drilling hard formations



B) Aumento de la Estabilidad de la Barrena

Las vibraciones torcionales del pozo que eran muy perjudiciales para el rendimiento de la barrena, especialmente durante las operaciones de ensanchamiento del pozo, causaban altas cargas de impacto sobre cada uno de los cortadores de PDC, que a menudo resultaban con daño en los cortadores. El daño que generaba era del tipo astillamiento y rotura del cortador generando esto la reducción de la vida útil de la barrena, el desgaste de incluso unos pocos cortadores en las áreas críticas de la barrena como eran las zonas del flanco y calibre de la barrena en operaciones direccionales de alta inclinación generan una disminución en la eficiencia de corte y por consiguiente disminuye la tasa de perforación. Para ayudar a la estabilidad de la barrena se modificó el ángulo de inclinación del cortador (Back Rake) en posiciones específicas como el hombro y el flanco para generar menos variaciones del torque reduciendo el efecto Stick-Slip



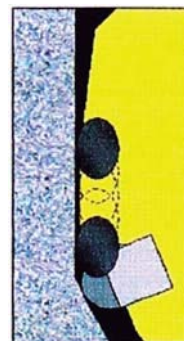
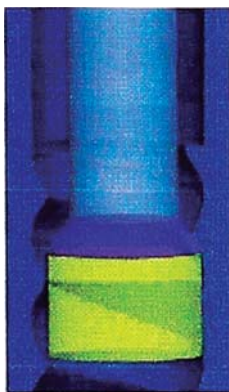


C) Geometría del Calibre “Smooth Torque”

El diseño del calibre fue modificado para generar un menor efecto en la magnitud del arrastre, la calidad del hueco perforado y la navegabilidad de la barrena.

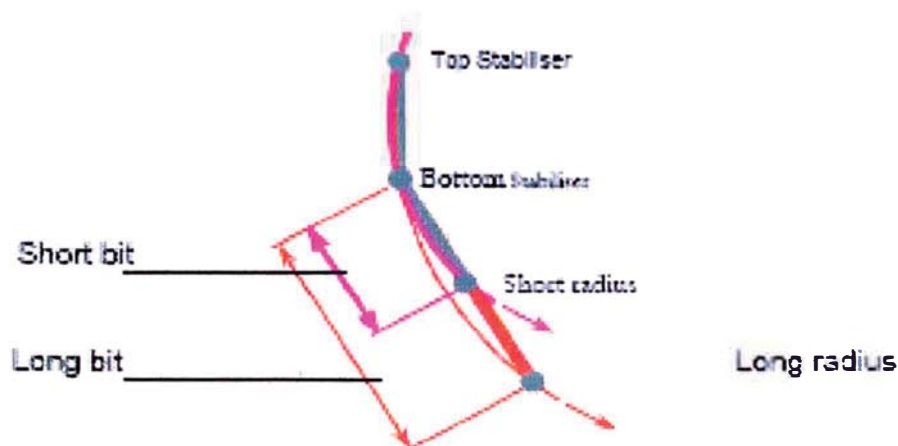
El desafío principal ocurría en el modo de rotación, cuando la barrena perfora un hueco de mayor diámetro (por efecto del ensanchador) generando una espiral dentro del hueco que generaba una notable interferencia entre las placas del calibre y la pared del hueco.

El sistema SmoothTorque reduce el torque que se genera en las aplicaciones direccionales mediante la aplicación de una pendiente a la sección del calibre logrando con esto la reducción de la interferencia cortador-pozo.



D) Radio de Giro o Construcción

Uno de los problemas comúnmente abordado es la capacidad de una barrena de PDC para lograr una deseada tasa de construcción, sobre una propuesta de BHA. Esta capacidad está determinada por tres puntos de contacto en el BHA. (De tres puntos en el espacio define una curva.) Muchas veces, la capacidad de construir, de un determinado tipo de barrena depende de la capacidad de reducir al mínimo la distancia de la barrena hasta el fondo estabilizador. La necesidad de reducir al mínimo esta distancia es especialmente crítico en un Motor de Fondo o Power Drive. La meta es obtener la barrena lo más cerca posible de la curva o inferior estabilizador. Figura siguiente ilustra este concepto.



Una solución a este problema es proporcionar una barrena con un Radio de Aspecto Bajo “LAR” en las aplicaciones direccionales exigentes. La relación de aspecto se define como la longitud dividida por el diámetro, como se muestra en la Figura anterior, con un “LAR” que tiene un aspecto radio menor de 1.0, es decir, las barrenas tienen una longitud menor a su diámetro. Esto ayuda a su vez a construir o girar, tanto como sea necesario en una determinada curva.

Se muestra a continuación los valores de “LAR” utilizados en el proyecto Pagoreni-B en comparación con los usados en el Proyecto Pagoreni-A

	Sección 16"			Sección 12.25 x 14.75"	
	Pag-B	Pag-B	Pag-A	Pag-B	Pag-A
Longitud del calibre (pulgadas)	4.0	3.5	3.0	3.3	2.3
Longitud de Barrena (Pulgadas)	12.6	12.84	13.56	10.8	8.4
Radio Aspecto Bajo "LAR"	0.79	0.80	0.85	0.88	0.69

6.3.3 Manejo de Parámetros de Perforación

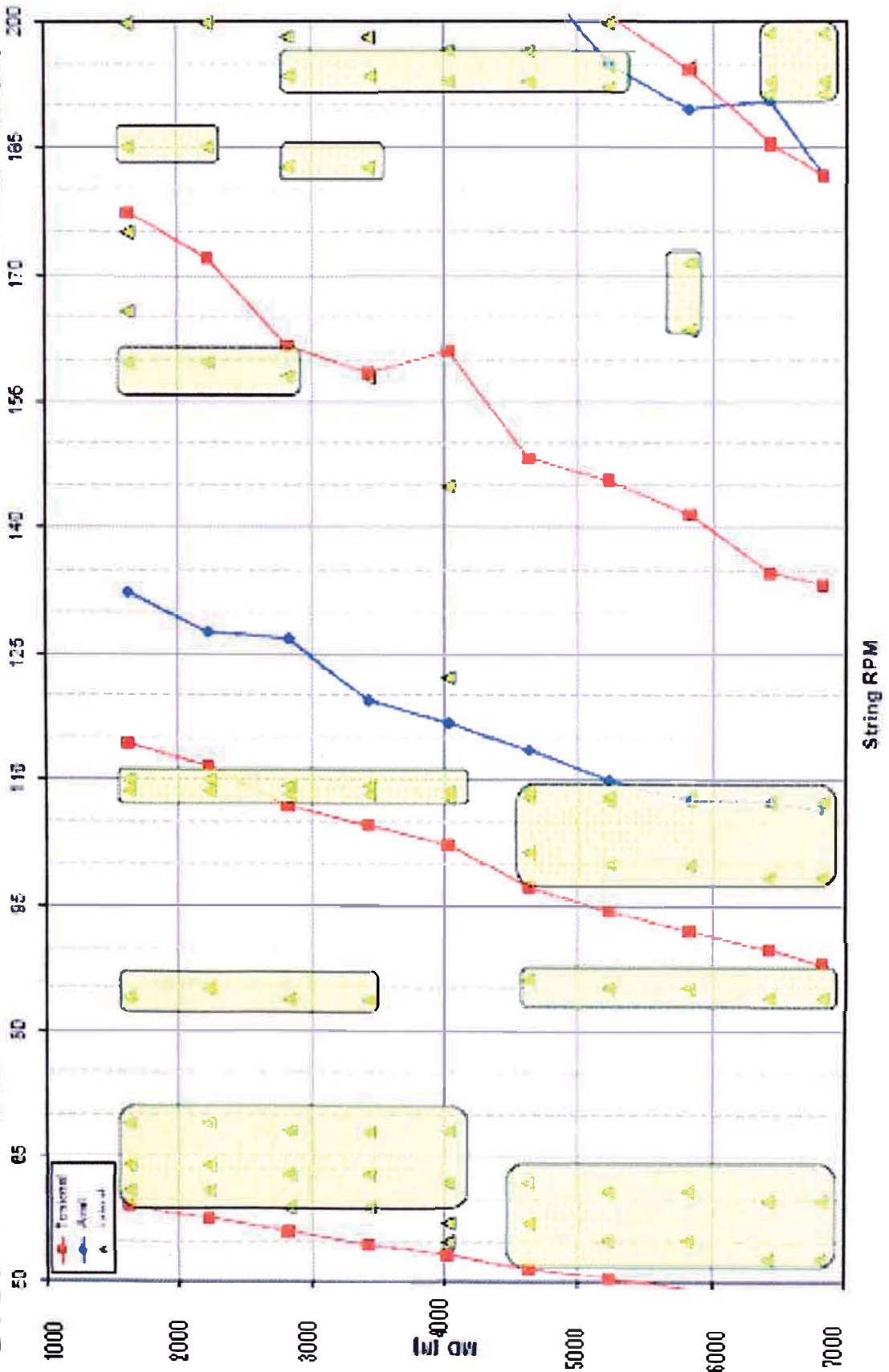
En manejo de parámetros esta referido al control del peso sobre la barrena y las revoluciones que se suministran para perforar una determinada formación mediante el programa VibraScope el cual permite reducir las vibraciones torcionales, axiales, laterales mediante el manejo de las revoluciones aplicadas a la barrena para conseguir estos resultados se tubo que introducir al programa informaciones de Conjunto de Fondo (BHA), Litología, características de las barrena y Geometría del pozo. Para los cual el programa indica una secuencia o rango de operación idónea para cada tipo de profundidad relacionada con el numero de revoluciones permitiendo esto minimizar los efectos de las vibraciones para no tener una reducción en la tasa de perforación. A continuación se muestra el esquema de parámetros previos recomendada por el programa para una reducción de las vibraciones además se coloca una tabla donde se muestran los parámetros operativos llevado durante la perforación los cuales concuerdan con la área donde se presentan una menor influencia de las fuerzas Torcionales, axiales y laterales.

Sección 12.25 x 14.75		
Profundidad	WOB	RPM
(m)	(Lb)	Top Drive
4418	15	120
5133	18-22	130
5697	18-20	130
5904	20-26	130
6387	20-25	130
6570	25-30	125
6940	28-32	120

Programa de Vibraciones

REED Hycalog
A Grant Prideco Company

VIBRASCOPE™

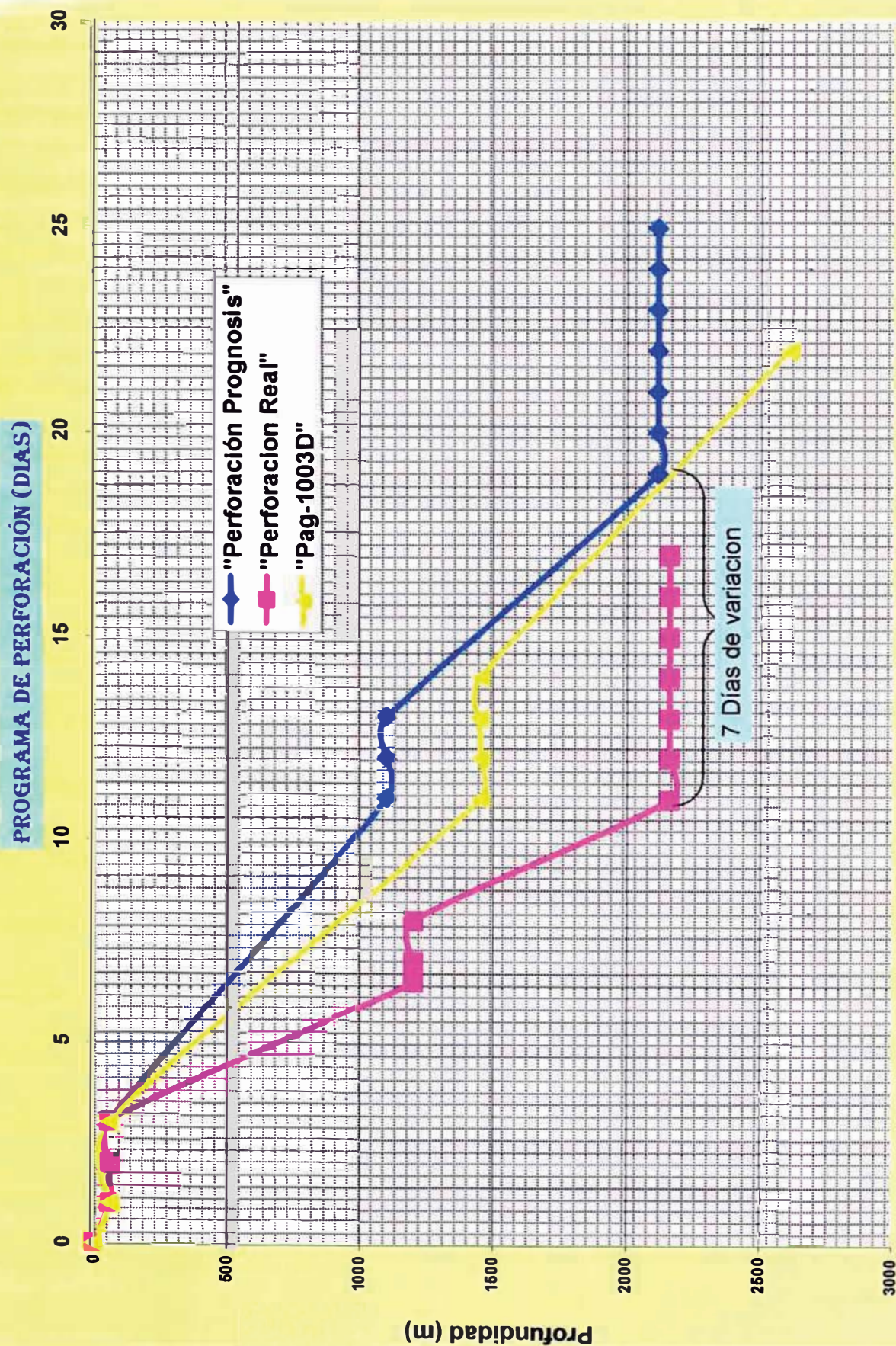


7.- COSTOS

Pozo Proyecto Pagoreni-B

INTANGIBLES			
<i>Locacion</i>	Programa	Real	Pagoreni-B
Estudio ambiental EIA/Permisos	25000	25000	25000
Restauracion y Limpieza	252000	252000	252000
Equipo de Perforación			
Alquiler de Equipo	550000	374000	484000
Combustible y Lubricantes	45192	30731	39769
Inspeccion de Tubería	35600	35600	35600
Comedor y Alojamiento	110476	75124	97219
Inspeccion del Equipo	32000	32000	32000
Servicio Cementacion			
Equipo y Servicio de Entubado	130000	130000	130000
Cemento y Aditivo	54000	54000	54000
Equipo de Cementacion y Servicio	122400	122400	122400
Servicio Direccional			
Alquiler de Equipo de fondo	246190	167410	216648
Registro de desviacion de Pozo	47619	32381	41905
Barena	100000	100000	100000
Fluidos de Perforación			
Equipo	344286	234114	302971
Fluido de Químico	314286	213714	276571
Fluido de Perforación	53333	36267	46933
Control de Recortes	60952	41448	53638
Control de Sólidos	190476	129524	167619
Trasporte			
Aereo	821905	558895	723276
Terrestre	19048	12952	16762
Fluvial	266667	181333	234667
	3821430	2838893	3452978
TANGIBLES			
Equipo Tubular			
Conductora 20 pulgadas	29000	29000	29000
Forro de 13 3/8 pulgadas	287000	287000	287000
Forro Colgante 11 3/4 pulgada			
Forro Colgante 9 5/8 pulgada			
Forro de Produccion			
Equipo de Cabeza de Pozo			
Sistema cabeza de Pozo	59000	59000	59000
	375000	375000	375000
Total	4196430	3213893	3827978
Ahorro	0	982537	368452
% Ahorro	0.0	23.4	8.8

Grafico de Avance de Perforación



8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- a) la perforación direccional en selva se hizo indispensable debido a la geografía agreste que presenta la zona, que no permite perforar en forma continua pozos verticales. Otro factor importante es el costo elevado de las plataformas y los planes de conservación ambientales como son los programas del EIA, por lo tanto es más económico y ecológico construir plataformas para perforar varios pozos dirigidos incluyendo un pozo vertical.
- b) El tipo de trayectoria utilizada en la perforación de pozos direccionales en el proyecto Pagoreni son del tipo “J” (slant).
La trayectoria tipo “J” viene siendo utilizada desde los proyectos San Martín Y Cashiriari desde el año 2000, como plan de desarrollo del área permitiendo con este tipo de diseño un alcance mayor de las formaciones y completación de los reservorios existentes, permitiendo con esto un mejor análisis del área.
- c) La perforación de la trayectoria dirigida de los pozos tipo “J” en el proyecto Pagoreni se realizan con conjuntos de fondo Rotativo y No Rotativo como son el Power Drive y El Motor de Fondo respectivamente y una combinación de estos como es el caso de la utilización de un Vortex con un Power Drive en la sección de 16 pulgadas todos ellos direccionales. Esto es desarrollado tanto en la parte de construcción de ángulo, orientación y la permanencia en la sección tangencial.
- d) Los pozos dirigidos perforados en el proyecto Pagoreni atraviesan en la primera parte formaciones principalmente arcillosas blandas y reactivas con intercalaciones de areniscas abrasivas que aumentan su grado de dureza con la profundidad y con intercalaciones de anhidrita de una dureza media.
- e) Con las mejoras de diseño de las barrenas y el uso de equipos especiales direccionales como un “Vortex” y un mejor control de las propiedades del lodo y una mejora en el Top Drive se han logrado reducir los tiempos de perforación en aproximadamente 3 días para la sección de 16” y de 2 días para la sección de 12 ¼” x 14 ¾”.
- f) Los factores que afectan la velocidad de perforación son sumamente numerosos en los cuales tenemos: peso sobre la barrena, velocidad de rotación, propiedades de la formación, propiedades del lodo, factores hidráulicos, eficiencia del equipo

de perforación, eficiencia del personal, etc. Y por consiguiente estos factores también afectan el costo de perforación.

- g) El estudio Geo-Mecánico a ayudado mucho ha entender lo problemas durante la perforación y esto nos a permitido realizar las correcciones debidas para poder tener una correcta estabilidad mecánica del pozo.
- h) El cambio del Top Drive por uno de mayor potencia y capacidad ha ayudado a mejorar las operaciones, aumentando el rango máximo de torque continuo y reduciendo las paradas por efecto de alto torque que ocasionaban demoras en la perforación y tazas de perforación.
- i) Una correcta inhibición del lodo sobre la arcilla a permitido conseguir una mejor estabilidad química en el pozo y esto se debe a la utilización de aditivos como son (Ca⁺⁺, K⁺) realizando un correcto control del MBT además de la adición de los aditivos encapsuladores, controladores de filtrado y temperatura, lubricante para reducir el factor de fricción durante los viajes de tubería.
- j) Se han logrado mejoras en los tiempos de perforación gracias a una combinación de factores técnicos, tecnológicos y humanos que demuestran el crecimiento y el poder de aprendizaje de todas las compañías involucradas en este proyecto.

9.- TABLAS y GRAFICOS

Grafico N°1

Programa De Torque Y Arrastre

Geometría de la Tubería.

# Tub.	Tubería OD (in)	Tubería ID (in)	Peso Tubería (Lb/ft)	Densidad Tubería (Lb/ft ³)	Modulo E (psi)	Limite Tensión (Lbf)	Limite Torsión (Ft-Lb)	Tool Jt. OD (in)	Longitud Sección (m)
1	5.5	4.778	26.33	490	3E+07	561000	28400	5.5	1976.5
2	5.5	3.250	58.10	490	3E+07	500000	9900	5.5	145.0

Densidad de Lodo = 12.3 ppg.

# Tub	Descripción	ID (in)	Fricc. F	Desde (m)	Hasta (m)
1	13 3/8" Forr.	12.415	0.2	0	1100
2	Huoco 14.5	14.500	0.3	1100	2116

Levantando Sin Rotación (arrastre)

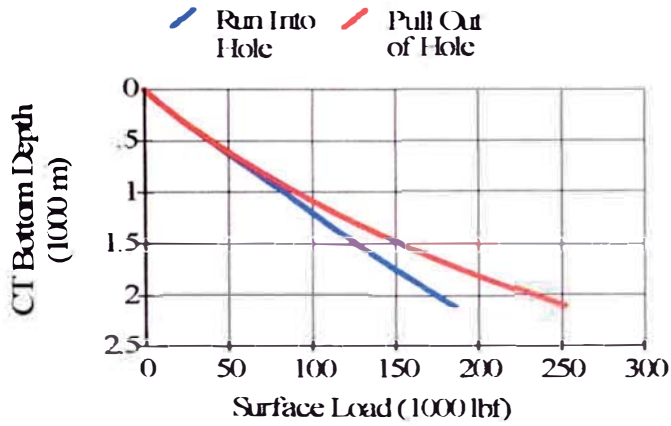
Calculo Estatico.

Profundidad de Barrena = 2116 m.

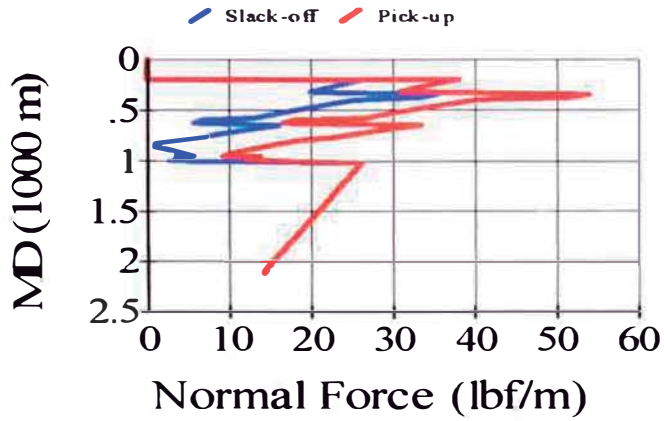
M. Depth (m)	Incline (deg.)	Azimuth (deg.)	Dogleg (D/100ft)	Hook (in) (lbf)	Hook (out) (lbf)
0.0	0.0	3	0	0	0
30.5	0.0	3	0	2037	2037
60.0	0.0	3	0	4056	4056
90.5	0.0	3	0	6187	6187
121.0	0.0	3	0	8366	8366
145.0	0.0	3	0	10118	10118
151.4	0.0	3	0	10592	10592
181.9	0.0	3	0	12866	12866
198.9	0.0	3	0	14153	14153
200.0	0.0	3	0	14237	14237
230.5	1.0	3	1.02	16585	16589
261.0	2.1	3	1.02	18969	18998
291.4	3.1	3	1.02	21396	21458
321.9	4.1	3	1.02	23857	23974
348.9	5.0	3	1.02	26069	26243
379.4	6.8	3	1.79	28599	28858
400.0	8.0	3	1.79	30329	30653
430.5	9.5	3	1.52	32914	33345
461.0	11.1	3	1.52	35526	36086
491.4	12.6	3	1.52	38161	38882
521.9	14.1	3	1.52	40804	41738
552.4	15.6	3	1.52	43468	44642
582.9	17.1	3	1.52	46154	47583
600.0	18.0	3	1.52	47674	49249
630.5	19.3	3	1.25	50397	52256
648.9	20.0	3	1.25	52048	54093

679.4	22.0	3	2.02	54794	57161
709.9	24.0	3	2.02	57545	60264
740.3	26.1	3	2.02	60295	63389
770.8	28.1	3	2.02	63050	66543
800.0	30.0	3	2.02	65680	69578
830.5	31.9	3	1.92	68423	72769
861.0	33.8	3	1.92	71162	75979
891.4	35.8	3	1.92	73885	79200
921.9	37.7	3	1.92	76599	82437
952.4	39.6	3	1.92	79298	85678
959.0	40.0	3	1.92	79880	86381
989.5	42.2	3	2.23	82547	89630
1000.0	43.0	3	2.23	83462	90750
1023.9	45.0	3	2.55	85524	93288
1054.4	45.0	3	0	88001	96681
1084.9	45.0	3	0	90497	100136
1100.0	45.0	3	0	91745	101873
1130.5	45.0	3	0	94276	105403
1161.0	45.0	3	0	96830	108995
1191.4	45.0	3	0	99401	112638
1200.0	45.0	3	0	100126	113670
1230.5	45.0	3	0	102721	117395
1261.0	45.0	3	0	105336	121185
1291.4	45.0	3	0	107975	125033
1321.9	45.0	3	0	110636	128952
1352.4	45.0	3	0	113315	132922
1382.9	45.0	3	0	116012	136956
1400.0	45.0	3	0	117537	139247
1430.5	45.0	3	0	120272	143361
1461.0	45.0	3	0	123024	147527
1552.4	45.0	3	0	131377	160394
1582.9	45.0	3	0	134203	164804
1600.0	45.0	3	0	135795	167306
1630.5	45.0	3	0	138642	171816
1661.0	45.0	3	0	141510	176403
1691.4	45.0	3	0	144402	181091
1721.9	45.0	3	0	147312	185859
1752.4	45.0	3	0	150240	190709
1782.9	45.0	3	0	153186	195624
1800.0	45.0	3	0	154851	198408
1830.5	45.0	3	0	157834	203407
1861.0	45.0	3	0	160839	208457
1891.4	45.0	3	0	163867	213560
1921.9	45.0	3	0	166915	218714
1946.7	45.0	3	0	169406	222944
1977.2	45.0	3	0	172484	228193
2000.0	45.0	3	0	174803	232158
2030.5	45.0	3	0	177858	237436
2061.0	45.0	3	0	180884	242719
2091.4	45.0	3	0	183877	248004
2115.7	45.0	3	0	186230	252207
2116.0	45.0	3	0	186259	252259

Surface Load at Injector



Normal Force Distribution



Inclination & Dogleg

