

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL  
Y PETROQUÍMICA**



**“OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL PROYECTO  
PAGORENI POR EL USO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE 5.875PULG”**

**TESIS**

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**VÍCTOR HUGO SORIANO ARÁMBULO**

**LIMA – PERÚ**

**2009**

**DEDICATORIA**

*<<<Doy gracias a Dios por brindarme la fortaleza y constancia para poder llevar a cabo este proyecto, a mi familia en su conjunto pues sin ellos nunca hubiera alcanzado mis metas, a Carolina por su comprensión, apoyo, amor y tiempo, a mis profesores por sus enseñanzas y consejos y finalmente a todos aquellos que confiaron y creyeron en mi persona, a todos ellos les dedico este trabajo.>>>*



## ÍNDICE

	Página
Prólogo.....	5
Objetivo.....	8
Alcance.....	9
Introducción.....	11
Capítulo 1: Principios Básicos.....	13
1.1    Limpieza de pozo	
1.2    Capacidad instalada de equipo	
1.3    Mediciones	
1.4    Inestabilidad	
1.5    Control de Pozo	
1.6    Perforación Direccional	
1.7    Torque y arrastre	
1.8    Logística	
1.9    Costos	
1.10   Planeamiento	
1.11   Desafíos	
Capítulo 2: Tubería de Perforación.....	25
2.1    Generalidades	
2.2    Tubería de 5.5pulg	
2.3    Tubería de 6.625pulg	
2.4    Tubería de 5.875pulg	
Capítulo 3: Fluido de Perforación.....	37
3.1    Generalidades	
3.2    Fluido base agua	
3.3    Fluido base aceite	
Capítulo 4: Hidráulica de Perforación.....	56
4.1    Generalidades	

4.2	Modelos Reológicos	
4.3	Regímenes de flujo	
4.4	Cálculos breves: Relación entre caída de presión y diámetro interno de la tubería de perforación.	
Capítulo 5: Análisis previo a la adquisición de la tuberías de 5.875pulg.....		67
5.1	Data y descripción del sistema	
5.2	Análisis de los resultados y posibles mejoras	
Capítulo 6: Experiencia de campo.....		80
6.1	Pozo Pagoreni 1002D – Sección de 12.25pulg x 14.75pulg	
6.2	Pozo Pagoreni 1005D – Sección de 12.25pulg x 14.75pulg	
Capítulo 7: Análisis de los Tiempos no Productivos y Costos Relacionados.....		91
Conclusiones.....		96
Bibliografía.....		99

## PRÓLOGO

Los Pozos perforados en la estructura de Pagoreni son pozos altamente desviados para desarrollar las reservas probadas en las formaciones NIA, NOI y ENE los cuales suministran gas natural y condensado al desarrollo de la industria gasífera del Perú, atravesando a la estructura en la mejor posición según datos sísmicos y correlaciones geológicas.

Los pozos en su mayoría se encuentran con desplazamientos horizontales entre 2500m a 3000m, con ángulos de desviación entre 40 y 60 grados sexagesimales haciendo profundidades finales promedios de 3500m. La trayectoria del pozo atraviesa rocas terciarias y cretácicas que son descritas de la siguiente manera:

1. Superficiales: Las formaciones ha atravesar en este intervalo se caracterizan en su mayoría por arcillas muy blandas y pastosas con intercalaciones de areniscas y arcillitas jóvenes. Esto hace que se incremente la dificultad de perforación de dicho intervalo por tener, entre otros problemas, la gran reactividad de las arcillas que se conglomeran mientras están siendo transportadas por el anular y llegan a superficie como grandes bloques arcillosos (Gumbo) que ocasionan bloqueos en la línea de flujo de superficie. También se presentan complicaciones en el ámbito de altos torques y arrastres por inestabilidad mecánica y química o por la geometría del pozo y mientras se profundiza la perforación direccional al atravesar formaciones con características plásticas y también por su baja limpieza necesitando mayores caudales de bombeo, altas propiedades reológicas y altas velocidades rotacionales,

limitados principalmente por la capacidad instalada del equipo de perforación. Finalmente se presentan riesgos de altas vibraciones que pueden ocasionar falla en la tubería de perforación o en las herramientas de medición de parámetros en tiempo real.

2. Medio: Este intervalo presenta una secuencia litológica que pertenece en su parte superior a rocas similares a la del anterior tramo con sus mismos problemas, para después en su parte media entrar a formaciones nuevas que consisten en su mayoría de arcillas jóvenes altamente reactivas y rocas calcáreas las cuales se inestabilizan al entrar en contacto con la sarta de perforación (Inestabilidad Mecánica) y al estar en contacto con el lodo de perforación (Inestabilidad Química). Finalmente en su parte inferior una secuencia de formaciones que corresponden a arenas muy finas con altas permeabilidades seguida por lutitas calcáreas y arcillosas que constituyen la roca sello de nuestro reservorio y punto para tubería de revestimiento.

Los riesgos principales en este intervalo son las altas vibraciones de la sarta de perforación, los altos niveles de torque y arrastre con posibilidad de estancamiento de tubería por el deslizamiento de de cama de recortes, las perdidas parciales de circulación al exceder los limites de la gradiente de fractura, puntos apretados debido a la geometría del pozo, lutitas inestables, pega diferencial, pozo en calibre, y problemas con las instalaciones superficiales las cuales se encuentran al limite de su capacidad hidráulica instalada.

3. Profundas ú Objetivos: Finalmente, el ultimo bloque de formaciones a atravesar, las cuales constituyen los objetivos geológicos, son las anteriormente nombradas Nia, Noi y Ene, y al mismo tiempo entre estas formaciones se encuentran formaciones de lutitas, arcillas, dolomitas arcillosas, calizas entre otros que sirven como separaciones entre estas.



Al atravesar estas formaciones también se encuentran diversos riesgos que se deben de mitigar para poder cumplir con los objetivos planteados en la perforación de los pozos. Estos problemas en su mayoría se relacionan con la inestabilidad debido a la presencia de gas durante la perforación del reservorio, puntos apretados debido a la inestabilidad de las arcillas y lutitas perforadas, pega diferencial, altas vibraciones, geometría del pozo, control direccional, registro en tiempo real, empaquetamiento debido a la alta producción de desmoronamientos, pozo en calibre, baja velocidad de penetración debido a una mala transmisión del peso sobre la broca y pérdidas de circulación al superar los límites muy cercanos de la gradiente de fractura de las formaciones.

Es así que el Proyecto Pagoreni, un proyecto de gran envergadura a nivel internacional, presentó y presenta muchos retos para el ingeniero de petróleo cuyo deber es optimizar los tiempos y los procedimientos para poder al fin reducir costos y riesgos. Por lo tanto, los involucrados en este proyecto encuentran muchas formas de mejorar pozo a pozo que se perfora.

El tema de esta tesis se centra en uno de las tantas mejoras y posibilidades de mejoras que se pudieron aplicar a este grandioso proyecto y/o utilizar en posteriores.

## OBJETIVO

“Mostrar la optimización lograda en la Perforación de pozos del Proyecto Pagoreni debido al empleo de la tubería de perforación de 5.875pulg de diámetro externo”

“”Internalizar el concepto de Tiempos No Productivos como parte principal de la optimización de operaciones de perforación”

“Considerar a la seguridad y al medio ambiente como tema de suma importancia durante el análisis para cualquier optimización de operaciones de perforación”

## ALCANCE

El proyecto Pagoreni es llamado de esa manera por la estructura gasífera "Pagoreni" localizada en el lote 56 cuya operadora es Pluspetrol Perú Corporation S.A.

Como plan de desarrollo de la estructura, se decidió perforar 6 pozos direccionales desde 2 plataformas distintas. Estas plataformas son llamadas Pagoreni "A" y Pagoreni "B" diferenciados por letras teniendo como referencia la planta de gas "Malvinas" (Pagoreni "A" está más cerca de la planta). El proyecto inició con la perforación de los pozos direccionales en la plataforma Pagoreni "B".

La perforación de los primeros 3 pozos en la plataforma Pagoreni "B" se realizaron usando la tubería de perforación de 5.5pulg de diámetro externo mientras que la perforación de los subsiguientes pozos en la plataforma Pagoreni "A" se realizaron usando la tubería de perforación de 5.875pulg.

Las primeras perforaciones se caracterizaron por un incremento en la dificultad de la misma con respecto al proyecto Camisea que exigió a los ingenieros involucrados en este utilizar la experiencia de cada pozo para analizar futuras mejoras.

La inestabilidad del hoyo, la pérdida de circulación, las formaciones arcillosas altamente reactivas, los problemas mecánicos, la baja penetración, el control direccional, la formación de cama de recortes, de la limpieza general del hoyo y los inconvenientes con las instalaciones de superficie fueron los problemas comunes durante la perforación de estos



pozos los cuales a su vez fueron causantes de altos valores de Tiempos no productivos ó NPTs, por su siglas en inglés, ocasionando incrementos en el gasto total de cada pozo.

Una entre tantas mejoras que se aplico al comienzo de la perforación de los pozos en la locación Pagoreni "A" fue el uso de la nueva tubería de perforación de 5.875pulg de diámetro externo teniendo como principal objetivo eliminar excesivas paradas de la perforación para reparar las bombas de lodo poniendo en riesgo inminente la operación; además, por brindar mejoras en la eficiencia hidráulica, posibilidad de mejorar la limpieza del hoyo incrementando velocidad de penetración y finalmente por ofrecer mayor cuidado a las instalaciones de superficie en general.

## INTRODUCCIÓN

Para poder llegar a la profundidad planeada de un proyecto de Perforación de pozos de Petróleo o Gas, es necesario añadir a las herramientas de fondo (BHA) tubería necesaria para poder cumplir con la profundidad requerida.

Dicha tubería debe ser diseñada para trabajar todo el tiempo en tensión y mas no en compresión, teniendo también la suficiente resistencia para soportar diversos esfuerzos que es sometida cuando se encuentra en servicio.

Estos esfuerzos muy bien conocidos por los responsables de la perforación son los de tensión, colapso, explosión y pandeo. Es por ello que tuberías de alta resistencia son a su vez fabricadas con conexiones especiales capaces muchas veces de soportar esfuerzos superiores a los que podría ser sometida la tubería. Así mismo, esta tubería debe poseer la suficiente fortaleza para perforar hasta el objetivo planeado y al mismo tiempo suficientemente ligereza para poder ser levantada por el equipo de perforación y hasta dejar un margen de sobre-tensión por si es necesario aplicarlo cuando el arreglo de fondo se encuentre en zonas con mucha restricción al pase.

También, esta tubería es la responsable de generar altas perdidas de presión a lo largo de toda su longitud al forzar al fluido de perforación que circule a través de esta a un determinado caudal. Dependiendo de la configuración del pozo a perforar y su longitud de los tramos intermedios (donde los caudales de circulación requeridos son mayores), estas caídas de presión pueden convertirse en más del 45% de la presión total utilizada para perforar el tramo y obliga a trabajar con presiones muy altas cercanas al limite de la

capacidad instalada en superficie generando problemas con las bombas de lodo, con las instalaciones de superficie y con la integridad del pozo.

Es por ello que el objetivo de este proyecto es demostrar a lo largo de sus páginas la mejora en la perforación de los pozos en Pagoreni A que brindó el empleo de las tuberías de perforación de 5.875pulg disminuyendo la presión de trabajo, reduciendo casi un 75% los tiempos perdidos relacionados con reparaciones de las bombas de lodo, mejorando la perforación, reduciendo los riesgos y por ende evitando gastos y riesgos innecesarios.

## CAPÍTULO 1

### PRINCIPIOS BÁSICOS

La perforación Rotaria se centra en el siguiente concepto: "El tiempo de perforación debe ser diseñado como el de menor duración para disminuir costos asociados"

En la actualidad, la necesidad de explotar nuevos horizontes productivos hace que los diseños de los pozos alcancen niveles inimaginables. Es por ello que el concepto de pozos de alto alcance y ángulo o "Extended Reach" como es conocido por su traducción al Inglés, puede ser tomado para establecer una idea concreta de la dificultad de perforar pozos de "Alto ángulo" como los del Proyecto Pagoreni.

Es así que se inicia definiendo a los pozos de alcance extendido como aquellos donde la relación matemática entre desplazamiento horizontal y la profundidad vertical total es mayor ó igual a dos (2). Sin embargo como expuesto anteriormente, los pozos del proyecto Pagoreni no se encuentran dentro de esa definición, pero para cuestiones de este proyecto de tesis se utilizará para analizar correctamente la sección intermedia de 12.25pulg x 14.75pulg de diámetro. Se debe señalar que se llama 12.25pulg x 14.75pulg pues se perfora con un diámetro de trepano de 12.25pulg ensanchando simultáneamente con un ampliador a 14.75pulg ubicado detrás en el conjunto de fondo.

Las prácticas necesarias para la perforación de pozos anteriormente mencionados necesitan equipos de mucha mayor capacidad que los usados normalmente en pozos convencionales.



Por otro lado, siempre se pueden realizar optimizaciones o mejoras utilizando equipos adecuados sin sobredimensionar los mismos utilizando estrategias alternativas. Estas mejoras dependen en mucho de la experiencia del personal a cargo del proyecto y del interés de las compañías de servicios de ofrecer procedimientos mejorados o herramientas optimizadas.

La solución requiere gran cantidad de trabajo de planeamiento del proyecto y su posterior seguimiento en el sitio de perforación, para implementar optimizaciones reales y medir el rendimiento de la perforación.

En la perforación de pozos se deben superar fuerzas y presiones de gran magnitud teniendo en cuenta los fenómenos de pandeo de la sarta de perforación controlando las presiones anulares de circulación dentro de las limitaciones que da la densidad equivalente de circulación o "ECD" por sus siglas en inglés.

La tecnología actual y los cálculos de ingeniería permiten al equipo de ingenieros a cargo del proyecto poder llevar a cabo grandes trabajos sin sobre-dimensionar equipos reduciendo costos y riesgos.

Es verdad que muchos de los problemas o dificultades de los pozos del proyecto Pagoreni se presentan en los pozos convencionales, sin embargo existen retos específicos que hacen muy complicado el planeamiento y su posterior ejecución en el sitio de perforación.

Con respecto al tema de hidráulica y limpieza de pozo, muchas veces son necesarios valores altos de caudal y de parámetros Reológicos para tener una limpieza óptima en las secciones de pozo mayores a 12.25 pulgadas de diámetro, por lo que se debe de trabajar con toda la capacidad del equipo y con presiones muy altas que ocasionan problemas en el equipamiento de superficie. También, el torque y arrastre encaminan el diseño al uso de

fluidos de perforación sofisticados para mejorar su lubricidad y propiedades reológicas las cuales de nuevo, afectan a la hidráulica y limpieza del pozo.

Es así que a continuación, se detallará aspectos muy importantes sobre la perforación rotaria de pozos de alta dificultad como son los de Alcance extendido que nos brinda la base para el entendimiento y optimización del proyecto Pagoreni.

### **1.1 Limpieza de Pozo:**

Un profundo entendimiento de la dinámica detrás de la buena limpieza de pozo es crítico para el éxito de los pozos de alcance extendido.

Para pozos de alto ángulo, en general, los recortes se acumulan en la parte baja del pozo y fuera del flujo primario en la parte superior. Eso hace que la remoción de los recortes del pozo sea difícil de conseguir y que se generen “camas” de recortes que requieren de técnicas especiales para minimizarlas.

Los parámetros de la perforación, el conjunto de fondo, el diseño del trepano, la reología del lodo, la geometría del pozo y la capacidad hidráulica del equipamiento de superficie tendrán un efecto significativo en la habilidad del sistema para limpiar efectivamente el pozo.

Para garantizar una limpieza aceptable es necesario que el flujo y la velocidad rotacional de la tubería sean los adecuados durante toda la perforación del tramo.

En estos pozos también las fluctuaciones de la densidad equivalente de circulación o ECD son mayores que en los pozos convencionales porque la cama de recortes muchas veces disminuye el área de flujo efectiva y el ángulo y azimut de la perforación hace que la ventana de lodo sea mucho mas estrecha debido a los esfuerzos horizontales.

Las presiones, temperaturas y propiedades en el lodo de perforación son muchas veces extremas en estos pozos.

Las consecuencias de las fluctuaciones de los parámetros son usualmente peores en ambiente anteriormente descritos, porque la estabilidad del hoyo, pérdida de circulación y otros efectos claves son generalmente más severos y menos tolerables afectando directamente la limpieza del hoyo.

### **1.2 Capacidad del Equipo:**

La necesidad de impartir caudales de perforación a altas presiones, altas revoluciones de la tubería, altos torques y altos arrastres hacen que el equipo llegue a alcanzar sus capacidades máximas.

La potencia puede ser limitada especialmente en los escenarios de rotación y circulación elevando la sarta hacia arriba conocido comúnmente como "Back-reaming" donde se requiere potencia para rotar la tubería, izar el aparejo y bombear el fluido de perforación.

Muchas veces en proyectos de gran envergadura, el tiempo para el mantenimiento de una bomba es de mayor valor económico que en pozos convencionales cayendo en terribles pérdidas de tiempo y dinero cuando se trabaja al límite y el equipo empieza a sentir su alta exigencia. Sin embargo, un buen mantenimiento preventivo ayuda mucho en evitar problemas posteriores.

Las operaciones de pesca también presentan retos únicos los que tienen que ser citados en el diseño para garantizar que las herramientas apropiadas estén disponibles cuando se necesiten en el sitio de perforación.



Las capacidades requeridas para pozos de alcance extendido se están convirtiendo en todo un desafío para la industria de la perforación con equipos pequeños y tecnología de mejoramiento continuo.

### **1.3 Mediciones:**

Dada la larga longitud de las secciones, sus altos ángulos y la naturaleza de las formaciones objetivo del pozo, la exactitud de las mediciones y la definición clara del objetivo ó "Target" son críticos para este tipo de pozos. La definición del Target es el tamaño, forma y lógica detrás del área objetivo.

La manera en que se define el "Target" tiene efecto directo en el tiempo y costo del pozo pues se requieren distintas estrategias de perforación direccional.

El ángulo de ataque (como el "Target" se ve desde la broca) con la cual se perfora el Target, juega un papel importante en la complejidad para atravesarlo.

### **1.4 Problemas de Inestabilidad:**

La inestabilidad del pozo aumenta según el diseño de cada pozo a perforar pero se puede enfocar puntos que influyen directamente en esta.

La inestabilidad del pozo aumenta cuando:

- ✓ Incrementa el ángulo del pozo
  
- ✓ Incrementa el tiempo de exposición del pozo

- ✓ Incrementa las fluctuaciones de la densidad equivalente de circulación y sus efectos colaterales

Las posibilidades de atascamiento de tubería por pega diferencial aumentan cuando se perfora con un peso de lodo alto que genere una alta diferencial y cuando se aumenta el tiempo de exposición de una sección. Además, los factores de pandeo, alto torque y arrastre lo complican.

### **1.5 Control de Pozo:**

En estos pozos de alto alcance también se incrementan la posibilidad de una surgencia. Además, se incrementa la dificultad de detectar una arremetida y de controlarlo (matar el pozo).

Además, el fenómeno descrito como estimulación por hesitación ó "Swab", que se define como el proceso de mover la tubería hacia arriba dentro de un hoyo lleno de fluido, se incrementa al tener una cama de recortes que reducen el área de flujo efectivo en el hoyo de perforación. Los diseños de los conjuntos de fondo direccionales muchas veces tienen áreas donde se concentra la suciedad, lo que incrementa el riesgo de "Swab" al mover la tubería a través de la cama de recortes.

Las distancias de los viajes cortos y redondos son mayores.

Los volúmenes de lodo y la cantidad de baritina para densificar son mayores para estos pozos.

### **1.6 Perforación direccional:**

Las prácticas de perforación direccional son integrales para minimizar el torque y arrastre; y maximizar la habilidad para limpiar el pozo evitando cambios bruscos o patas de perro en la trayectoria.

Con herramientas direccionales no rotativas, las variaciones de la trayectoria durante los periodos de rotación deben de ser muchas veces corregidas con largo periodos de deslizamiento.

Con herramientas direccionales rotativas el beneficio obvio es que la sarta de perforación es rotada en todo momento, disponiendo de la alta velocidad de penetración en rotación, mejorando la transmisión de peso sobre la broca y manteniendo los recortes en un régimen de flujo activo y movimiento fuera de la parte baja del pozo.

Además, tener un motor en el pozo limita el caudal de flujo disponible a no ser que el equipo pueda proveer diferenciales de presión en exceso de 450psi.

#### **✓ Diseños complejos en 3-D:**

Durante el desarrollo de los pozos profundos o de alto alcance, las trayectorias complejas en 3-D son hoy en día muy comunes. Buenos ejemplos incluyen proyectos donde múltiples y significantes cambios azimutales son hechos a altas profundidades para que cada objetivo sea alineado a su deseada dirección.

Definitivamente, estos pozos son mas dificultosos que los diseños 2-D, pues al control del ángulo se le suma una variable direccional más que es la dirección o

el comúnmente llamado Azimut. Sin embargo, la tecnología hace posible llevar a cabo diseños direccionales 3-D de una manera muy prolija.

Utilizando la tecnología disponible, estos pozos fueron limitados con largos periodos de deslizamiento (Sliding) cuando se trataba de realizar modificaciones en la trayectoria usando un Motor de fondo, que traía consigo velocidades de penetración bajas y dificultad de impartir suficiente peso directo sobre la broca.

Tecnologías como las herramientas de “rotación direccional” y la especialización de los diseños de brocas direccionales han tomado importancia en estos últimos años.

### **1.7 Torque y Arrastre (Modelamiento):**

Muchas compañías poseen sus propios programas de modelación de torque y arrastre centrado en los algoritmos de Dawson Moorhead Pasely y otros. Este modelamiento ofrece pautas que ayudan en el planeamiento del pozo y monitorearlo en tiempo real.

Los modelamiento de torque y arrastre son ahora aceptados en la industria como una representación acertada de lo que se observa en la práctica.

Es así que se recomienda que cada parámetro de torque y arrastre (la toma de pesos subiendo y bajando la sarta de perforación y de torque fuera de fondo) sean calculados separadamente usando factores de fricción a pozo abierto y pozo entubado para cada uno de estos. Para poder pronosticar los parámetros futuros de la perforación y así determinar si el diseño puede ser completado sin sobrepasar la capacidad instalada del equipo o si la limpieza de pozo esta empezando a ser un problema y se requiere realizar un viaje.



### **1.8 Logística:**

Los pozos en locaciones remotas son mucho más difíciles de manejar pues aparecen dificultades colaterales tal como por ejemplo:

1. Se utiliza lodo base Agua que contienen muchos aditivos, lodo base aceite o Sintéticos
2. Incapacidad de almacenar tubería en la mesa de perforación
3. Limitaciones de la subestructura
4. Limitaciones para albergar personal
5. Limitaciones del área.

### **1.9 Costos:**

Naturalmente, los pozos de alcance extendido con las secciones críticas de construcción, altos ángulos de tangente y profundidades altas, lo hacen mas complicado que los convencionales. Los costos que se podrían prescindir en pozos convencionales, en este tipo de pozo no son posibles pues aumentarían el riesgo de la operación.

Es cierto afirmar que el hecho de contar con los mejores equipamientos y materiales son usualmente con alto beneficio sobre el costo de los mismos.

### **1.10 Planeamiento del Pozo:**

El planeamiento necesita ser apoyado por análisis de calidad de los resultados e ingenieros en el pozo. Muchos análisis son difíciles de realizar sin previo conocimiento del lugar de perforación. Además, mientras mayor sea el tiempo que se le brinde a la etapa de planeamiento de pozos, mayor será la eficiencia de la perforación futura.

Es por ello, que durante la etapa de planeamiento es necesario un enfoque preciso y real de los posibles problemas que se enfrentarán y el tiempo óptimo para la ejecución del pozo de manera segura.

A continuación, se muestran los puntos que se utilizan en la etapa de planeamiento:

- ✓ Determinar la profundidad total.
- ✓ Perforación direccional (tecnología requerida y dificultad).
- ✓ Estabilidad de hoyo y requerimientos de peso de lodo.
- ✓ Hidráulica.
- ✓ Torque, arrastre y pandeo.
- ✓ Incertidumbre geológica.
- ✓ El conjunto de fondo y sus dificultades en los viajes.
- ✓ Bajada de tubería de revestimiento y la habilidad de llegar a la profundidad final.
- ✓ Requerimientos de Capacidad del Equipo.
- ✓ Opciones de registros.
- ✓ Estrategia de los trépanos.
- ✓ Corrida de tubería de revestimiento y la posterior cementación.

- ✓ Diseño de Completación y trabajos de remediación (opciones).

### 1.11 Desafíos:

El manejo del ángulo y azimut contrarrestando las tendencias naturales de las formaciones es difícil de conseguir por lo que no solo debe existir un buen control direccional, sino también la velocidad de construcción esta generalmente limitada por la naturaleza no-consolidada de las formaciones poco profundas y la rigidez del BHA de gran diámetro.

Las densidades equivalentes de circulación durante la perforación y cementación muchas veces limitan los caudales debido a los sedimentos no-consolidados poco profundos. Esto se puede empeorar cuando existen pozos cercanos; al tratar de seguir una trayectoria de anti-colisión y usar altos diámetros de tubería de perforación para minimizar los problemas de pandeo.

La cementación de pozos profundos de alto alcance es también un reto por los altos tiempos de bombeo y la naturaleza de alto ángulo.

En conclusión:

- ✓ Habilidad de ubicar el cemento en el anular de la misma forma que se planifico en superficie.
- ✓ Habilidad para mover la tubería durante los trabajos de cementación y obtener un buen desplazamiento en el anular (PRE-flujos y cemento).
- ✓ Habilidad de obtener un programa de cementación propiamente diseñado para remover la costra de lodo en la parte inferior y obtener un buen aislamiento.



- ✓ Hacer que los especialistas individuales que tienen sus propios objetivos trabajen para un bien común y en equipo, obteniendo siempre la figura global de la perforación.
  
- ✓ Las compañías de servicio tienen un real conflicto de interés que muchas veces evitan el uso de tecnología diferente o alternativa por ser ofrecidas por la compañía de la competencia.
  
- ✓ El disponer la información completa de cada compañía de servicio es uno de los principales objetivos para poder manejar completamente la perforación.

Es importante que el ingeniero que lidere el equipo sea suficientemente capaz de ser responsable de la operación y las decisiones que se tomen, garantizando un trabajo en equipo y relación común entre los involucrados.

## CAPÍTULO 2

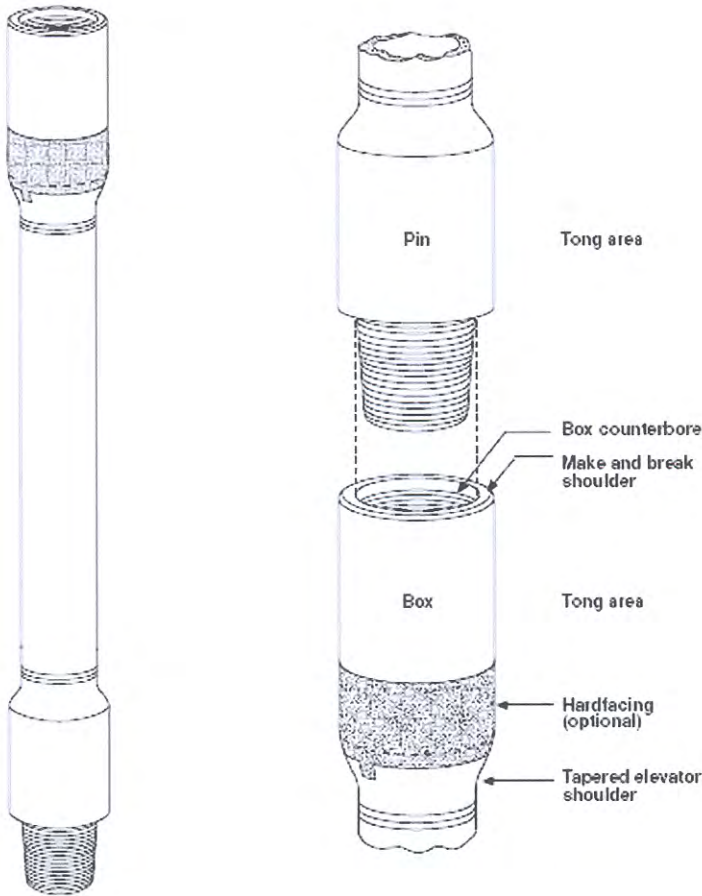
### Tubería de Perforación

#### 2.1 Generalidades:

La porción más grande de la sarta de perforación está compuesta por la tubería de perforación que muchas veces constituye el 90-95% de la longitud total de la sarta de perforación. La tubería de perforación es una tubería sin costuras en toda su longitud con conexiones de rosca llamadas juntas o "Tool Joints". En un extremo de la tubería se encuentra la "Caja" que es el terminal hembra de la conexión mientras que por el otro lado se encuentra el "Pin" que es el terminal macho de la conexión. El espesor de pared y el diámetro externo de las juntas deben de ser de mayor tamaño que los del cuerpo para poder instalar las roscas de la conexión. Debido a esto, las conexiones son claramente identificadas en la sarta de perforación.

Esta tubería está diseñada para trabajar siempre en tensión y soportar grandes esfuerzos aplicados sobre esta de forma simultánea cumpliendo especificaciones dadas por el Instituto Americano del Petróleo (API).

Figura 1



La parte superior de la tubería de perforación es sostenida por el sistema de elevación ya sea por el Cuadrante ó "Kelly" o directamente por el sistema "TopDrive". La tubería de perforación rota mientras el fluido de perforación es bombeado dentro de esta conducido hasta el fondo del pozo y retornado por el espacio anular.

Cada longitud de tubería de perforación es conocida como un sencillo. Las dimensiones normalizadas para tuberías de perforación son especificadas por el Instituto Americano del Petróleo (API). Los sencillos varían dentro de tres (3) rangos API siendo el rango 2 el más común. Sin embargo, la longitud exacta de cada sencillo debe de ser medida en el sitio de perforación pues estos no son iguales en longitud normalmente. Además, la tubería de perforación es fabricada en una variedad de diámetros externos y de pesos asumiendo una

gravedad específica del acero de 490 lb/pie<sup>3</sup>. Finalmente, la tubería de perforación es ofrecida en una variedad de grados de materiales. Todos estos se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 1

API Range	Length (ft)
1	18-22
2	27-30
3	38-45

Size(OD) (inches)	Weight (lb/ft)	ID (inches)
2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	6.65	1.815
2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	10.40	2.151
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	9.50	2.992
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	13.30	2.764
5	15.50	4.602
5	16.25	4.408
5	19.50	4.276
5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	25.60	4.000
5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	21.90	4.776
5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	24.70	4.670

API Grade	Minimum Yield Stress (psi)	Minimum Tensile Stress (psi)	<u>Yield Stress</u> / <u>Tensile Stress</u> ratio
D	55,000	95,000	0.58
E	75,000	100,000	0.75
X	95,000	105,000	0.70
G	105,000	115,000	0.91
S	135,000	145,000	0.93

En pozos profundos, la porción superior de la tubería de perforación esta bajo considerable tensión mientras se perfora por lo que la mayor cantidad del peso es soportado por el equipo de perforación. Como lo expuesto anteriormente, existen diferentes grados y rangos de la tubería de perforación según lo solicitado por el cliente. Por ejemplo, la tubería S-135

posee un esfuerzo cedente mínimo de 135,000psi. También, esta misma tubería puede tener 3 distintos rangos de longitud. El mas comúnmente utilizado es el rango 2 que tiene una longitud aproximada de 30pies.

Para garantizar un óptimo rendimiento de la tubería de perforación es necesario aplicarle un torque necesario en la conexión indicado por el fabricante y citado por el API; y así evitar tanto sobre-torquear en superficie la herramienta o que esta se sobre-torquee mientras se esta perforando. Además a lo anterior, es necesario siempre antes de realizar una conexión de cualquier herramienta verificar que esta este correctamente limpia en los hilos y en el sello y que se le aplique la grasa correspondiente de forma uniforme en todo el hilo.

Como lo indicado anteriormente, una pieza de tubería de perforación puede fallar por la aplicación de un torque excesivo o una tensión excesiva, sin embargo es poco común. En la mayoría de las fallas de tuberías es debido a procesos de corrosión con acumulación de fatiga. Estas fallas usualmente comienzan dentro de la tubería. Diminutas fisuras en la superficie de la tubería son creadas durante el servicio de la tubería y maximizadas por la erosión-corrosión del fluido y por los grandes esfuerzos aplicados en simultáneo extendiendo la fisura, terminando generalmente en roturas de la porción de la tubería y en costosos trabajos de pesca. Estos esfuerzos se detallan de la siguiente manera:

- ✓ Tensión: El peso de la sarta de perforación suspendida expone a cada sencillo de tubería de perforación a miles de libras de carga por tensión. Una carga extra puede ser aplicada mediante el "Overpull" (arrastre causado por la dificultad de las condiciones del pozo) cuando se retira la sarta del hoyo.
  
- ✓ Torque: Durante la perforación, la rotación es transmitida hacia la sarta de perforación donde las condiciones de pobre limpieza del hoyo puede incrementar la cantidad de torque o fuerza de rotación para cada sencillo y es empeorada por las vibraciones, la fricción abrasiva y el trabajo del trepano.



- ✓ **Fatigas de esfuerzos cíclicos:** En pozos desviados, la pared de la tubería es expuesta a fuerzas de compresión y tensión en puntos de inclinación en el hoyo. A medida que la sarta se rota cada sencillo acumula ciclos de esfuerzos de compresión y tensión resultando en fatiga en la pared de la tubería.

Existen diversos tipos de tuberías de perforación comúnmente utilizadas en la industria de la perforación de pozos medianamente profundos y profundos. Estas tuberías se describen a continuación:

## **2.2 Tubería de 5.5pulg:**

Diámetro de Tubería comúnmente usado en las actividades de perforación cuyo diámetro interno depende de las libras/pie que posea la tubería. Por ejemplo, en el Proyecto Pagoreni se posee tubería de perforación de 5.5pulg, grado S-195, 21.9lb/pie, condición Premium, que posee un diámetro interno de 4.75pulg., una capacidad de tensión de 620600lbf, capacidad de torsión de 71,800lb-pie, Presión de Estallido de 14,560psi, Presión de Colapso de 7,496psi.

Sin embargo, el uso de esta tubería de perforación para la secciones de hoyo grande mayores a 12.25pulg donde se necesita caudales de flujo por encima de 1200gpm, trae consigo presiones cercanas a la capacidad máxima instalada del equipo de superficie para ofrecer un correcto desempeño en limpieza e integridad del pozo. Esta cercanía a la capacidad máxima instalada trae consigo graves problemas con las bombas de lodo experimentado en los 3 primeros pozos del Proyecto Pagoreni ocasionando perdida de tiempo, aumento del tiempo de exposición del hoyo y costos elevados.

### **2.3 Tubería de 6.625pulg:**

A medida que la perforación se profundiza y se descubren nuevos horizontes productivos, el uso del diámetro convencional de la tubería de 5.5pulg empezó a traer consigo una serie de disminuciones y limitaciones operacionales que impedían solucionar problemas de la perforación (altas presiones, altos arrastres y alto torque). Es por ello que se diseñó la tubería de perforación de 6.625pulg para poder ofrecer un incremento considerable en el área de flujo y por ende incrementar la eficiencia de la hidráulica disminuyendo la caída de presión a lo largo de la tubería, evitando problemas con el equipamiento de superficie y mejorando por así mismo los temas de limpieza de pozo.

Las pérdidas hidráulicas de presión son minimizadas con la tubería de perforación de 6.625pulg en más de un 30%, pero estas generalmente están sobredimensionadas para estos casos. La tubería de perforación de 6.625pulg es difícil de manipular y requiere excesivo espacio físico en la plataforma de perforación, puede limitar la capacidad de la mesa de perforación "Setback" y generalmente requiere de modificaciones para el equipo manual de la torre de perforación.

Además, no puede ser utilizado dentro de tuberías de revestimiento de 9.625pulg o en secciones de 8.5pulg por su gran diámetro externo de la conexión de 8pulg. Como consecuencia, para perforar diámetros de 8.5pulg, se necesitaba utilizar sartas de perforación combinadas y una vez la tubería de revestimiento de 9.625pulg es sentada, la tubería de perforación de 6.625pulg simplemente se añade al peso a la subestructura y ocupa valioso espacio en el equipo.

Esta es la mayor desventaja en proyectos fuera del litoral (Offshore) o en locaciones remotas donde el espacio del equipo y su capacidad están al máximo; y en proyectos como el de Pagoreni pues aun que es perforación en tierra firme, se encuentra dentro de una plataforma de área limitada donde sus únicas formas de acceso es por aire y por río.



Debido a las limitaciones que existen en la aplicación de estas tuberías es que se ha diseñado la tubería de 5.875pulg y así ofrecer mejoras en la eficiencia de la perforación:

#### **2.4 Tubería de 5.875pulg:**

Como lo descrito anteriormente, la perforación con tubería de 5.5pulg en muchas aplicaciones no puede ofrecer el rendimiento necesario para perforar pozos profundos como en aguas profundas o en proyectos de pozos de alto ángulo y alcance extendido lo cual trae consigo problemas asociados.

Por otro lado, la tubería de perforación de 6.625pulg tiene limitaciones de manipulación, de diseño y muchas veces sobredimensionada para la realidad del proyecto. Una solución para estas limitaciones es utilizar un producto de diámetro intermedio.

Un nuevo producto ofrecido en el mercado, la tubería de perforación de 5.875 de pulgada, representa una tecnología activa para pozos de alcance extendido, de aguas profundas y de otras aplicaciones.

El proyecto de ingeniería inicial en pozos de alcance extendido se enfoco en los problemas de la sarta de perforación para superar las condiciones de alto torque y arrastre que presentan estos pozos.

Mientras los pozos de alto ángulo y alcance extendido se hicieron mas comunes y el desplazamiento horizontal, o alcanzado, de estos pozos se incrementó, se descubrió que el rendimiento hidráulico de la sarta de perforación representa una limitación mas grande que los problemas de torque y arrastre, pues dicha limitación traía consigo problemas de limpieza de hoyo lo cual es extremadamente delicado pues conlleva a problemas asociados complicando la perforación del tramo.

La tubería de perforación de 5.875pulg fue inicialmente enfocada a las aplicaciones de pozos de alcance extendido, los cuales en su mayoría requería largas secciones de hoyo de 12.25pulg y diámetros más grandes, sartas de tuberías de revestimiento intermedias para alcanzar los objetivos profundos. La eficiencia en la perforación de altos diámetros como de 12.25pulg o mayores requieren para sus sartas un diseño de tubería de perforación que minimice las pérdidas de presión a través de la tubería.

El rendimiento hidráulico de la sarta de perforación con tubería convencional de perforación puede ser significativamente limitada en estas aplicaciones, resultando en altas presiones en superficie, una pobre limpieza de pozo, menores tasas de penetración, disminución del control sobre la trayectoria del pozo y el aprisionamiento de la tubería.

La tubería de perforación de 5.875pulg otorga un mejoramiento significativo en la eficiencia hidráulica comparada con la de 5.5pulg y no presenta las limitaciones operacionales asociadas con el uso de la tubería de 6.875pulg. Esto se podrá comparar numéricamente en los capítulos siguientes.

Además, para llegar al potencial máximo de la tubería de 5.875pulg requiere de una conexión de alto rendimiento. Los diseños de conexión de torque extremo (XT), optimizada para las tuberías de 5.875pulg, provee una fuerza a la torsión excepcional combinado con una configuración innovadora. La conexión XT-57 de diámetro externo de 7pulg, permite ser pescado dentro de una tubería de revestimiento de 9.625pulg o de secciones de hueco abierto de 8.5pulg.

Los hilos de la conexión XT fueron achatados para incrementar el área de contacto secundario, resultando en un incremento de la capacidad de torsión. La conexión de Alto Torque ó High Torque (HT) por sus siglas en ingles, provee un incremento de

aproximadamente 40% en el torque de trabajo, comparada con una conexión API de las mismas dimensiones de diámetro interno y externo.

La conexión XT provee cerca de 30% más de la capacidad de torque que el HT, y un incremento de torque de trabajo cerca de 70%, comparado a la conexión estándar API de las mismas dimensiones. Los hombros de torque secundarios proveen una capacidad de torsión incrementada, comparada con las conexiones estándar del API con hombros redondeados.

Los hilos superficiales de la conexión XT resulta en una reducción de la claridad entre la nariz del pin y la cara de la caja durante la ajustada. Consecuentemente, el uso de una guía es necesario para prevenir daño de la cara de la caja o del hombro que actúa como un sello de presión en la conexión. A excepción de los requerimientos de la guía, las conexiones XT se manipulan y torquean como una conexión API estándar. La configuración de doble hombro permite configuraciones lineales con diámetros externos reducidos y diámetros internos incrementados, mientras se sigue manteniendo la fuerza de torsión necesaria.

El hombro externo (primario) es el sello a la presión de la conexión, justo como una conexión API. Por lo que los hombros secundarios funcionan solamente a medida que el torque se detenga y no como un sello a la presión. Un daño menor a los hombros secundarios puede ser tolerado sin afectar adversamente el rendimiento de la conexión, no hay ningún metal que impida hacer contacto entre las superficies de los hombros.

El diseño de la conexión XT-57 tenía como objetivo desarrollar un diámetro interno máximo de 7pulg para permitir la posibilidad de una pesca de una tubería de revestimiento de 9.625pulg o en secciones de hueco abierto de 8.5pulg. Además de mantener un mínimo diámetro interno de la conexión entre 4pulg y 4.5pulg para minimizar las pérdidas de presión a través de las conexiones (Tool joints).



Además, se decidió utilizar una configuración de recalque interno y externo ó IEU por sus siglas en ingles, al contrario de utilizar el interno por muchas razones. El uso de un sutil recalque externo incrementa el área de la línea de soldadura ó “Hardbanding”, resultando en una línea de soldadura más fuerte a trabajos altamente abrasivos; y esto mejora las operaciones de fabricación simplificando la limpieza de línea de soldadura y un control dimensional de recalque final optimo.

A medida que el proyecto en el diseño de la tubería de 5.875pulg progresaba, los ingenieros de perforación enfocaron sus intereses mas en el uso de estas tuberías para aplicaciones en pozos de aguas profundas. Pozos en aguas profundas perforados a una profundidad verdadera de cerca de 20,000pies y mayores se están volviendo cada vez más comunes. En muchos de estos pozos se encuentra secciones con reducidos márgenes entre la presión poral y la gradiente de fractura.

Como resultado, estos generalmente requieren puntos intermedios de tuberías de revestimiento y largas sartas intermedias de las mismas. Así como en pozos de alcance extendido, un mejoramiento del rendimiento hidráulico de la sarta de perforación puede incrementar la eficiencia de la perforación y reducción de costos en las aplicaciones en pozos en aguas profundas.

Matemáticamente, la tubería de perforación de 5.875pulg provee 16% mas área de flujo interior que la de 5.5pulg, 21.9lb/ft (comúnmente usada en pozos de alcance extendido) y las pérdidas de presión a lo largo de esta es cerca del 28% menor que las de 5.5pulg y ofrecen una disminución total cerca del 15% de la presión de trabajo. Los gráficos en el capítulo de Hidráulica muestran las pérdidas de presión en la perforación de la sección de 12.25pulg x 14.75pulg utilizando tanto la tubería de 5.5pulg como la nueva tubería de 5.875pulg donde claramente se observa sus ventajas. Los beneficios del nuevo tamaño de tubería de perforación esta claramente mostrado en esta comparación y posteriormente demostrado con la eliminación de paradas de equipo por reparaciones de bombas,



incremento de la eficiencia hidráulica y la calidad de la limpieza del tramo optimizando la perforación.

Es así que la eficiencia hidráulica mejorada de la tubería de perforación de 5.875pulg permite alcanzar altos niveles de flujo, resultando en una mejora limpieza de pozo y penetraciones más rápidas. Además, los problemas de atrapamiento de tubería son reducidas debido a una mejor remoción de los recortes de perforación y a un mejor control direccional. Las presiones de trabajo del sistema de circulación son también reducidas.

Por el lado del soporte al colapso, seleccionando el óptimo espesor de pared para la tubería de 5.875pulg, fue llevada, en gran parte por los requerimientos de colapso. El requerimiento del diseño primario para la tubería fue maximizar el área de flujo y así optimizar la eficiencia hidráulica. Para cumplir este objetivo, fue necesario seleccionar el mínimo espesor de pared que brinde una integridad de presión y estructura aceptable. Además, el uso de un mayor espesor de pared que el requerido incrementara el peso por pie, reduciendo aceptablemente la longitud máxima de la sarta antes de exceder la capacidad del elevador.

El diseño final indicó que un espesor de pared en el rango de 0.324pulg era suficiente para proveer la resistencia ante la torsión, tensión y colapso requeridos para aplicaciones de pozos de alto ángulo y alcance extendido.

La resistencia al colapso de una tubería nueva de 5.875pulg, 0.324pulg de espesor, de S-135 cumple con los requerimientos de colapso de 8,000psi.

Los requerimientos de tensión y sobretensión; requerimiento fundamental para diseños de tubería de perforación especiales, son fuerzas de tensión de la soldadura de la conexión y de la conexión propiamente dicha, que debe de exceder la fuerza de tensión del cuerpo de la tubería. Por consiguiente, para un dado diámetro externo y espesor de pared, la fuerza de

tensión de una conexión de tubería de perforación es estrictamente función de la fuerza de cedencia del material.

Usando el requerimiento del diseño como referencia, las capacidades de sobre tensión con 20,000ft de tubería de perforación de 5.875pulg, 23.4lb/pie verticalmente en el aire es de 307,600ft para tuberías nuevas S-135.

Cualquier metal remanente en el hombro secundario debe ser removido con un papel abrasivo. El uso de protectores de la conexión cuando está en el castillo no es ni requerido ni recomendado.

En el caso de las Preventoras de Reventones (BOP), las preventoras anulares estándares y de corte son compatibles con las tubería 5.875 pulg. Cualquiera de los arietes variables o de tubería que cierren 5.875pulg de tubería puede ser usada para los arietes de tubería. Por otro lado, arietes de tubería son diseñados especialmente para tubería de 5.875pulg.

Finalmente cabe señalar que todos los accesorios y herramientas para un correcto manejo de la tubería de perforación de 5.875pulg con conexión XT-57 existían ya en el equipo de perforación Saxon - 138T del proyecto Pagoreni pues ya se estaba trabajando con tuberías pesadas y de perforación con conexión XT-57 por lo que uno de los pocos cambios fueron las nuevas cuñas para tubería de 5.875 pulg., y los tamaños de los arietes para las Preventoras de reventones por lo que no requirió de mucha capacitación para la gente del equipo de perforación estas implementación

## CAPÍTULO 3

### Fluido de Perforación

#### 3.1 Generalidades:

El método rotario de perforación se distingue por dos factores principales; la broca es rotada en el fondo del pozo y un fluido de circulación es bombeado a través de toda la sarta de perforación para regresar por el espacio anular removiendo en su camino los recortes de la perforación. Es así que las propiedades de los fluidos y la correcta identificación de su comportamiento son de vital importancia para el sistema por su relación directa al rendimiento del mismo.

Un entendimiento completo de la importancia del fluido de perforación es esencial para una operación segura, productiva y eficiente. Para ello el fluido de perforación debe de cumplir las siguientes funciones:

- ✓ Enfriar y lubricar el trepano y la sarta de perforación.
  
- ✓ Limpiar el fondo del pozo bajo el trepano.
  
- ✓ Transportar los recortes de la perforación a la superficie.

- ✓ Suspender los recortes de la perforación en el anular cuando la circulación sea suspendida.
- ✓ Desprender fácilmente los recortes en superficie.
- ✓ Sostener las paredes del pozo.
- ✓ Controlar las presiones sub-superficiales.
- ✓ Estabilizar las paredes del pozo.

Logrando las funciones anteriores en nuestro fluido de perforación hará que los siguientes efectos colaterales sean minimizados:

- ✓ Dañar las formaciones sub-superficiales, especialmente aquellas que puedan ser productoras.
- ✓ Reducir la velocidad de penetración.
- ✓ Problemas de "Swab" y de presiones de circulación.
- ✓ Pérdida de circulación.
- ✓ Erosión de las paredes del pozo.
- ✓ Hidratación de zonas arcillosas del pozo creando puntos apretados o que literalmente se reduzca el diámetro del pozo perforado.
- ✓ Pegamiento de la tubería de perforación contra las paredes del pozo.



- ✓ Retención de sólidos indeseables en el fluido de perforación.
  
- ✓ Desgaste en las partes de las bombas de lodo.

Es así que para que nuestro fluido de perforación cumpla con las funciones antes mencionadas y evite los efectos colaterales, es necesario que este posea características específicas citadas en el programa de perforación que deben de ser mantenidas durante toda la perforación a la medida de las posibilidades del proceso. Estas se citan a continuación.

- ✓ Densidad: La densidad del fluido de perforación es de gran importancia por que esta determina la presión hidrostática que se ejercerá en cualquier punto del pozo. En la industria del petróleo, el termino peso del lodo es sinónimo a densidad del lodo la que es expresada en libras por galón americano de 231 pulgadas cúbicas. Cualquier fluido desconocido puede ser pesado para determinar su densidad para lo cual es conveniente usar una balanza API para realizar dicha medición si este fluido es utilizado en la actividad de perforación.
  
- ✓ Viscosidad: La viscosidad de un fluido es su resistencia interna del mismo a fluir. El concepto de Newton de la viscosidad puede ser explicado por dos platos paralelos que en el interior existe un fluido que cuando uno de los platos experimenta una velocidad determinada, el fluido entre estos platos también experimentan una distribución de velocidades que van desde valores cercanos a cero (las partículas cerca al plato estático) hasta valores cercanos a la velocidad del plato en movimiento (las partículas cerca al plato en movimiento).

Según el comportamiento del fluido de perforación cuando este se le hace fluir se pueden dividir en Fluidos Newtonianos y No-Newtonianos cuyas propiedades y modelos serán explicados con mayor detalle en el capítulo siguiente.

- ✓ **Esfuerzo de Gel:** La mayoría de fluidos de perforación exhiben un grado de Tixotropía. Un fluido tixotrópico es aquel que desarrolla un gel o una estructura gelificante durante la ausencia de movimiento, el cual se revierte cuando se le imparte movimiento y regresa a su estado de fluidez. La reacción gelificante es reversible y esencialmente isotérmica.
  
- ✓ **Perdida de Filtrado:** Cuando la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación en todas las direcciones en el pozo es mayor que la presión poral, el fluido de perforación invade la formación (Perdida de Filtrado). Los sólidos suspendidos tratan de entrar con la fracción de líquido, pero muy pocas partículas de tamaño apropiado (generalmente de un tercio a un sexto del tamaño de las gargantas porales) entran y taponan los poros empezando a construir una costra en las paredes del pozo. Poco después, partículas finas y mas finas empiezan a llenar los espacios restantes generando una red que solo el filtrado es capaz de atravesar. Una vez la costra es construida, el flujo de fluido hacia la formación es dictado por la permeabilidad de esta costra. Idealmente se busca elaborar un fluido de perforación tal que elabore una costra en las paredes del pozo "Impermeable" y así evitar mas perdida de fluido hacia la formación y que la costra que se genere sea fina y consistente. Por el contrario, un fluido de perforación inadecuado originaría una costra permeable y gruesa que suele ser causa de muchos problemas en la perforación. Es así que la cantidad de perdida de filtrado es comúnmente referida a la cantidad de agua perdida del lodo. Como lo expresado anteriormente, fluidos de baja perdida de filtrado son deseable para generar una costra fina en la pared del pozo y evitar problemas de atascamiento de tubería. También estos protegen a posibles

zonas productoras o sensibles al contacto del fluido de perforación limitando la cantidad de agua que puede pasar dentro de estas.

- ✓ Contenido de Arena: Grandes cantidades de arena no son deseados en el fluido de perforación pues ocasiona posibles asentamientos de estas en el pozo y porque la arena es abrasiva para los cilindros, camisas y válvulas de las bombas. Generalmente, se desea cantidades menores al 1% de contenido de arena, sin embargo, fluidos hasta con 4% de contenido de arena puede tolerarse en perforaciones poco profundas y de corta duración.
  
- ✓ Contenido de líquidos y sólidos: Si se quiere evitar que la tubería se atasque, la porción de sólidos en el lodo no debería exceder el 10% por volumen. Una muestra de lodo es calentada en una retorta hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores son luego condensados y recolectados en un tubo de vidrio. El volumen de líquido (aceite y agua) es reportado directamente en porcentaje. El volumen de sólidos (suspendidos y disueltos) es reportado como lo restante para el 100%.
  
- ✓ Determinación del pH: El pH del lodo influye en la reacción de varios químicos y por lo tanto debe estar controlado cercanamente. La prueba de pH es una medida de la concentración de iones hidrogeno en la solución acuosa. Esto se puede realizar ya sea por un papel o por un medidor especial. El papel se tornara de diferentes colores dependiendo de la concentración de iones hidrogeno. Un cuadro de colores estándares es usado para reportar el pH como el 0.5 mas cercano a la unidad (en una escala del 0 al 14). Con un medidor de pH el procedimiento es simplemente ubicar una muestra de lodo y la lectura se reportara cuando se estabilice la detección. El medidor dará un resultado más exacto que el papel.



- ✓ Pruebas Químicas: La mayoría de las pruebas químicas en lodos se realizan al filtrado. Sin embargo el pH, la medición de calcio, la medición de cal se realiza tanto al filtrado como al lodo en si. Además, existen otras pruebas que solo se realizan al filtrado tal como el contenido de sales disueltas y el contenido de Ion cloruro.

Existen diversos tipos de fluido de perforación clasificados según su fase continua y también según sus componentes químicos que se explicaran a continuación:

### **3.2 Fluido base agua:**

El agua es el principal componente de la mayoría de fluidos de perforación. Muchos pozos se inician usando el agua natural con que se dispone en el lugar. Cuando los sólidos de perforación se añaden al sistema de circulación, se forma un lodo natural ó nativo. Algunos materiales arcillosos se hidratan rápidamente al contacto con el agua e incrementan la viscosidad del sistema. Este incremento de la viscosidad mejora la capacidad de acarreamiento de los recortes por el fluido. A su vez, estos materiales arcillosos forman una costra o revoque en la pared del pozo de zonas permeables, esto previene la pérdida de agua dentro de la formación y a su vez también previene problemas de estabilidad e integridad de hoyo.

La presencia de materiales arcillosos en el agua tiene efectos tanto positivos como negativos en el proceso de perforación rotaria. Además a los materiales arcillosos, en lodos en base agua, se utilizan materiales para aumentar la densidad del fluido (Baritina), para mantener los parámetros Reológicos (Polímeros), para control de filtrado y finalmente para garantizar la estabilidad del pozo cuando se atraviesan formaciones altamente reactivas al contacto con el fluido de perforación.



Sin embargo, cuando se perfora con fluido base agua, uno de los mayores problemas es minimizar la hidratación natural de las formaciones arcillosas cuando se encuentran en contacto con el agua fresca. Esta hidratación causa problemas de estabilidad y de integridad del pozo. La arcilla es un agregado de silicato de Aluminio hidratado que químicamente se expresa como  $4\text{SiO}_2 \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O} + \text{Agua}$ . Sin embargo, algunos de los cationes  $\text{Al}^{3+}$  son reemplazados por los cationes de Magnesio  $\text{Mg}^{2+}$ . Este cambio causa que la estructura arcillosa tenga electrones en exceso donde las moléculas polares del agua pueden entrar entre las placas e incrementar el espacio entre estas. Este es el mecanismo por el cual la arcilla se hincha o hidrata. Así mismo, esta presión de absorción es similar a la presión osmótica donde una solución saturada con sales es expuesta frente al agua fresca y separadas únicamente por una membrana semipermeable donde la atracción de las placas de arcilla por el agua baja la tendencia de "escape" del agua en la arcilla causando que el potencial químico del agua en la arcilla sea menor que el del agua pura contribuyendo al movimiento de las moléculas del agua desde el pozo hacia la formación arcillosa buscando el equilibrio químico.

**3.2.1 Fluidos Inhibidos:** Un lodo base agua que sea Inhibido es aquel que reduce la habilidad natural de las arcillas de hidratarse al contacto con el agua. Estos fluidos previenen que los sólidos de la formación se desmoronen en pequeños trozos e incorporen al sistema de circulación. Estos fluidos también estabilizan parcialmente los intervalos del pozo perforado donde se encuentran arcillas de alta reactividad. Estos lodos son formados por la contaminación o agregación controlada de de-floculantes y electrolitos. Además, son altamente resistentes a las contaminaciones encontradas durante la perforación rotaria. Estos son los fluidos tratados con Calcio, con Ligno-sulfonatos y fluidos de alta salinidad. Sin embargo, las aplicaciones para estos fluidos dependen mucho del ambiente a perforar y de las condiciones del campo teniendo como todo sistema sus ventajas y desventajas que se pueden analizar para una posible utilización futura.

**3.2.2 Fluidos con Polímetros:** Estos fluidos de perforación contienen polímeros los cuales diversifican altamente sus aplicaciones. Estos polímetros son utilizados principalmente para viscosificar al fluido, para el control del filtrado, para la defloculación, para brindar estabilización frente a altas temperaturas, para estabilizar arcillas altamente reactivas, etc. Estos fluidos generalmente contienen solo pequeñas cantidades de bentonita para su viscosificación inicial. Es así que debido a que contienen poca cantidad de bentonita o sólidos arcillosos, estos fluidos están menos propensos a fluctuaciones de sus propiedades reológicas o de filtrado causado por estructuras arcillosas contaminantes. También, controlan la dispersión de los recortes y estabilizan el pozo a través de la encapsulación.

- ✓ **Ultradril:** Es un tipo de fluido con polímetros diseñado especialmente para perforar formaciones altamente reactivas al fluido de perforación. Este fue diseñado para reemplazar la efectividad de los fluidos de emulsión inversa de perforar formaciones altamente reactivas que traían consigo altos valores de contaminación al medio ambiente, altos costos iniciales, reducción de la efectividad de algunas herramientas de registros, dificultad de tratar problemas de circulación y dificultad en la detección de influjos por el alto nivel de solubilidad del gas en el petróleo. También, el Ultradril al poseer altos costos operativos y de mantenimiento fue destinado a operaciones costa a fuera. Asimismo es un fluido de baja toxicidad y con propiedades muy cercanas a los fluidos base aceite.

Este fluido de perforación es usado en los pozos del Proyecto Pagoreni para las secciones que atraviesan las formaciones predominantemente arcillosas altamente reactivas como Lower Red Beds, Charophytes y Chonta donde problemas de inestabilidad de hoyo trajeron consigo altos

costos iniciales cuando Shell perforó sus primeros pozos en la zona y durante el proyecto San Martín (Camisea).

Posee los siguientes componentes principales:

- UltraHib (Poliamina): Agente Inhibidor primario de arcillas del sistema. Es una Poliamina líquida. La inhibición de las arcillas es alcanzado previniendo la toma del agua por estas últimas y brindando una integridad superior a los recortes de perforación. Este aditivo evita la hidratación de las arcillas y minimiza el embolamiento del trepano. Puede ser añadido directamente sobre el sistema sin afectar las propiedades reológicas ni el filtrado.
  - Apariencia Física: Líquido incoloro.
  - Gravedad específica: 0.993 – 1.023
  - pH: 9.0 – 9.5
  - Punto Flash: Menor de 200F
  - Viscosidad: 80 – 120 cP @ 75F

Aplicación directa: El inhibidor UltraHib es un aditivo líquido que actúa eliminando la hidratación de las arcillas intercalando y reduciendo el espacio entre las placas en la estructura molecular de la arcilla para que las moléculas del agua no la penetren y causen su hidratación ó "Swelling" por su traducción al Ingles. Es así que provee una sobresaliente inhibición minimizando las relaciones de dilución.

Adicionalmente, la química UltraDril brinda un control del pH entre 9.0 a 10.0 eliminando cualquier requerimiento de adición de soda



cáustica o hidróxido de potasio. Las concentraciones recomendadas están entre 2 a 4 por ciento del volumen dependiendo de la reactividad de las arcillas a perforar. Las concentraciones de este inhibidor deben de ser monitoreadas usando el método de Titulación del filtrado de amina. Finalmente, es importante el monitoreo de la condición de los recortes por zaranda durante las operaciones de perforación. Los recortes deben observarse firmes y secos por dentro. Alguna presencia de recortes pegajosos o en grupos indica la insuficiencia de este inhibidor en el lodo.

- UltraCab (Copolímero de Acrilamida): Agente Inhibidor secundario más un agente encapsulador. Este es un copolímero de Acrilamida de bajo peso molecular diseñado para brindar el encapsulamiento y la dispersión de las arcillas. Su adición brinda un incremento mínimo de viscosidad y puede mejorar las propiedades de filtrado.
  - Apariencia física: Polvo blanco granulado.
  - Olor: Carente de olor.
  - pH (Solución 0.05%): 2.5 – 4.5

Aplicación directa: El aditivo UltraCap provee de un excelente encapsulamiento absorbiendo las superficies arcillosas y protegiendo con una película que previene que los recortes se hagan pegajosos entre estos o en las zarandas vibratorias. Este encapsulador reduce las relaciones de dilución y los sólidos de baja gravedad previniendo que los sólidos arcillosos se dispersen en el sistema de lodo. Las concentraciones típicas están entre 1.5 a 3



lb/bbl (4.28 – 8.56 Kg/m<sup>3</sup>). Este agente debe añadirse al sistema de lodo de forma PRE-mezclada, para garantizar una hidratación propia pero puede ser añadida directamente al sistema activo si así se requiere. Por otro lado, la concentración de este aditivo debe ser monitoreado usando el método de “extracción de amonía”. Es importante usar una curva de calibración para determinar la cantidad total del polímetro encapsulante. Estas instrucciones se obtienen de los procedimientos que los ingenieros a cargo poseen durante su empleo en el sitio.

- UltraFree (Mezcla de surfactantes): Agente anti-embolamiento y mejoradores de ROP (Velocidad de penetración). Este aditivo está específicamente diseñado para el incremento del ROP en este sistema base agua cuando se perfora con Trépanos PDC utilizando unos agentes activos que mantienen al trepano libre de sólidos. La composición química de este aditivo ayuda en remover cualquier acumulamiento de sólidos por debajo del trepano dejando que los cortadores tengan siempre contacto con formación nueva. Además, este aditivo no solo reduce la probabilidad de embolamiento del BHA y del trepano, sino también disminuye el torque y arrastre durante la perforación del tramo.

- Apariencia física: Líquido color amarillo a marrón.
- Olor: Similar a un hidrocarburo suave.
- Gravedad específica: 0.78 – 0.85
- Solubilidad en el agua: Insoluble.
- Punto flash: >201°F (>94°C)

Aplicación directa: El UltraFree está diseñado para mejorar el ROP del sistema UltraDril especialmente aplicable cuando se perforan arcillas altamente reactivas tanto en operaciones en el litoral como en el mar. Para este propósito, de 1 a 2% del volumen debe ser añadido directamente al sistema del lodo cerca de las bombas de succión en un periodo de circulación. Idealmente, el tratamiento inicial debería ser antes de iniciar la perforación de los accesorios de la tubería de revestimiento o después del viaje antes de entrar al hoyo mientras la broca y el conjunto de fondo estén limpios. Después del tratamiento inicial, el producto debe ser añadido o inyectado continuamente dentro del sistema del lodo en los tanques de succión mientras la broca sigue perforando. La razón de inyección puede variar dependiendo del diámetro del hoyo, del caudal de bombeo, de las razones de dilución y de la velocidad de penetración. Normalmente, las razones de agregado están entre 15 a 30 galones (57 a 114 litros) por hora de perforación. Finalmente, concentraciones altas como de 5 a 7% de volumen no afectarán a las propiedades del fluido de perforación ni incrementa los valores de toxicidad del lodo.

- Supravis (Viscosificante): Este aditivo es un biopolímero de alto rendimiento usado para brindar la mejor limpieza de pozo y propiedades de suspensión a los lodos base agua. Es así que este producto fue desarrollado como un modificador de reología para generar elevadas lecturas reológicas sin sufrir cambios debido a la temperatura funcionando desde 70°F hasta 250°F. Esta característica asegura que la limpieza de pozo no será afectada por un adelgazamiento del fluido en condiciones del fondo del pozo.

- Apariencia física: Polvo Blanco
- Gravedad específica: 1.5
- Densidad bruta: 50lb/ft<sup>3</sup> (800 kg/m<sup>3</sup>)

La función primaria del Supravis es incrementar la viscosidad para el transporte de recortes y su suspensión. Debido a ese objetivo, este polímetro trabaja para proveer la reología óptima con elevados valores de esfuerzo de corte a velocidades bajas y bajos valores de corte a velocidades altas mejorando la limpieza y reduciendo las caídas de presión dentro de la tubería y la presión total de superficie.

### 3.3 Fluido base aceite:

Un fluido base aceite puede ser definido como un fluido de perforación que tendrá al "Aceite" como su fase continua y al agua, si se presenta, como la fase dispersa. Los sólidos en un fluido de base aceite son mojados por el aceite. Todos los aditivos se dispersan en el aceite y el filtrado del lodo es aceite. El agua, si esta presente, esta emulsificada en la fase aceite.

Existe dos clasificaciones básicas para este fluido: Emulsión Inversa y de Aceite Completo. La cantidad de agua presente describirá el tipo de Lodo Base Aceite usado. El aceite empleado en estos tipos de fluidos puede ser desde Petróleo Crudo o refinado como Diesel, Aceite Minerales o sintéticos.

**3.3.1 Aceite Completo:** Básicamente los lodos base aceite completo tienen al aceite como fase externa o continua y están diseñados para trabajar sin la presencia del agua cuando este se encuentra en uso. Debido a que el agua no esta presente en este, materiales del tipo asfáltico son requeridos para el control de la



perdida de filtrado y la viscosidad. También debido a que el agua no es añadida de ninguna manera al sistema no se necesitan de agentes emulsificantes en este fluido. Además, todos los lodos base aceite pueden aceptar pequeñas cantidades de agua en este; sin embargo si el agua se convierte en un contaminante durante la perforación, el lodo debe convertirse en uno de emulsión inversa. Si el agua no es rápidamente emulsificada, los sólidos en el lodo pueden cambiar su mojabilidad a agua y causar problemas de estabilidad. Los sólidos mojados por agua pueden obstruir las zarandas vibratorias y ocasionar grandes pérdidas de fluido en estas.

**3.3.2 Emulsión Inversa:** Son lodos que están diseñados para manejar desde pequeñas hasta altas concentraciones de agua. El agua es una parte integral de la emulsión y puede contener sales como Cloruros de Calcio o Sodio. Una emulsión inversa puede contener en casos extremos hasta un 60% de agua en fase líquida. Además, emulsificantes especiales se añaden para convertir al agua en la fase interna y prevenir que esta se junte en grandes grupos rompiendo la emulsión y el sistema. Especiales compuestos como los asfaltos son usados como agentes de control de perdida de filtrado y los derivados de la bentonita son usados para incrementar la viscosidad y propiedades de suspensión del sistema. En si, los lodos base aceite presentan menor perdida de filtrado que los de base agua.

Diesel 2 es usualmente usado como fase continua por sus características viscosas, de baja inflamabilidad y de baja solvencia para el caucho. A su vez, un emulsificante químico debe de ser añadido para prevenir que las gotas de agua se junten y se ubiquen fuera de la emulsión como lo citado anteriormente. Este emulsificante también permite que el agua que se incorpora de la formación se emulsifique fácilmente. También, un agente químico invertidor de mojabilidad es añadido al sistema para hacer que los sólidos en el lodo sean mojados preferentemente por el aceite que por el agua. De otro modo, los sólidos serian absorbidos por las gotas de



agua ocasionando grandes incrementos de la viscosidad del sistema y asentamiento de la baritina.

Las aplicaciones mas frecuentes de lodos base aceite son en perforaciones profundas de alta temperatura, en perforaciones de formaciones con altos contenidos de sales, anhidritas, carnalitas, potasitas, arcillas o formaciones con contenido de H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>, en formaciones fácilmente dañadas por lodos base agua, para control de corrosión, para perforación direccional o de pozos de diámetro reducido donde el alto torque es un principal problema, como prevención a la pega de tubería y en formaciones con presiones porales sub-normales.

Ventajas: Los lodos base aceite ofrecen muchas ventajas comparados con los de base agua. Por otro lado, el alto costo inicial de los Lodos base Aceite puede ser un factor determinante para no seleccionarlo como el tipo de lodo del proyecto. Sin embargo, si los costos en los problemas de perforación son considerables, el lodo base aceite puede brindar ventajas económicas que los de base agua no. Algunas de las principales ventajas son descritas a continuación:

- ✓ Estabilidad de las Arcillas: Los lodos base aceite son mas requeridos para perforar arcillas altamente sensibles al contacto con el agua. Elaborado con la salinidad del agua apropiada, los lodos base aceite pueden prevenir el movimiento de agua del lodo dentro de las arcillas. En algunos casos, el agua puede abandonar a las arcillas y fortalecer a esta ultima. Por el otro lado, también es posible que excesiva cantidad de agua abandonen las arcillas causando inestabilidad de esta. Es necesario tener suficiente salinidad en el lodo para prevenir la migración de agua dentro de las arcillas pero no tan alto para deshidratarlas (concepto de actividad balanceada). La salinidad requerida es usualmente determinada por experiencia de campo. Núcleos de arcillas

que no hayan sido alteradas por lodos de aceite son necesarias para determinar los requerimientos de salinidad.

- ✓ Velocidad de Penetración: Diseños de Lodos base aceite pueden favorecer la velocidad de penetración comparados con los lodos base agua y aun brindar una excelente estabilidad frente a la arcillas. Lodos de Emulsión inversa con "Filtrados Relajados" (poco controlados) usualmente tienen alto contenido de aceite y agua, omitiendo algunos aditivos usados para el control del filtrado. Estos sistemas no usan los Emulsificantes primarios los cuales se ha demostrado que reducen la velocidad de penetración, y no tienen estabilidad frente a altas temperaturas como los lodos convencionales base aceite.
  
- ✓ Altas temperaturas: Lodos base Aceite tienen la habilidad de perforar formaciones donde las temperaturas de fondo exceden las tolerancias de los lodos base agua especialmente en presencia de otros contaminantes. Los lodos base aceite han sido usados en temperaturas cercanas a los 550°F. Estos lodos puede ser diseñados para soportar altas temperaturas por un periodo largo de tiempo a diferencia de los base agua que pueden alterarse y perder su viscosidad y control de filtrado así como el de corrosión.
  
- ✓ Perforación a través de Formaciones de Sal: Lodos de emulsión inversa brindan un pozo en calibre y no se ven drásticamente afectados frente a formaciones de sal. La adición de sal en la fase de agua previene que la sal se disuelva en la fase emulsificada del agua. Los lodos base agua aunque eleven su saturación o se sobre-saturen, no las libra de que sean atacados por mayores contenidos de sal.

- ✓ Lubricidad: La alta lubricidad que ofrece los lodos base aceite los hace muy deseables para pozos altamente desviados, horizontales o de los comúnmente llamados de alto ángulo y alcance extendido. Con una lubricidad alta, el riesgo de pega diferencial es minimizado con estos lodos. Los lodos base aceite generan costras muy delgadas y la fricción entre la tubería y las paredes del pozo es minimizado reduciendo así el riesgo de pega diferencial.
  
- ✓ Formaciones con presiones Sub-Normales: La habilidad de perforar formaciones con presiones Sub-Normales es fácilmente alcanzado con lodos base aceite pues el peso de lodo puede ser mantenido por debajo del que posee el Agua. Lodos con pesos tan bajos como 7.5lb/gal pueden ser alcanzados en este sistema.
  
- ✓ Control de Corrosión: La corrosión de los tubulares es controlado pues el Aceite es la fase externa y forma una película en la tubería protegiéndola del medio corrosivo. El aceite ofrece una protección excepcional debido a la no-conductividad natural de este y los agentes corrosivos no se pueden desarrollar pues las superficies del metal son mojadas preferentemente por aceite. Los productos usados en estos lodos son "Termo-Estables" y no se degradan para producir algún producto corrosivo. También, las bacterias no habitan en lodos base aceite.

Como lo expuesto anteriormente, Los lodos base aceite poseen grandes ventajas competitivas con respecto a fluidos base agua, sin embargo estos se emplean en proyectos particulares siendo el común denominador el no uso de este sistema debido al peligro y costos ambientales que implica su uso. A continuación se nombrarán las desventajas más resaltantes de este sistema.



- ✓ El costo inicial del lodo base aceite es alto, especialmente en diseños basados en aceites minerales o sintéticos. El alto costo puede ser manejado si es que una compañía de servicios ofrece un paquete para su empleo, monitoreo y utilización en el sitio.
- ✓ La rapidez de detección de un Influjos es reducido cuando se usan lodos base aceite debido a la alta solubilidad del gas en el aceite.
- ✓ Es un sistema muy costoso cuando ocurren eventos de pérdidas de circulación.
- ✓ Mucha mayor importancia es otorgado a los temas ambientales cuando se utiliza lodos base aceite con lo relacionado a la descarga de recortes de perforación, pérdida del lodo en superficie y la disposición de los materiales de desecho.
- ✓ Precauciones especiales se deben tomar en cuenta para evitar el contacto del aceite con la piel pues puede generar reacciones alérgicas. También, el inhalar los gases del Lodo base aceite puede ser irritante.
- ✓ Estos fluidos pueden dañar las partes de caucho en el sistema de circulación y forzar al uso de cauchos especiales resistentes al aceite.
- ✓ Fluidos base aceite son altamente inflamables por su condición de combustible y por poseer bajos "Puntos Flash".
- ✓ Equipamientos adicionales en el equipo de perforación son necesarios para evitar pérdidas de este fluido en superficie.



- ✓ Los registros eléctricos deben de considerar el sistema de fluido base aceite. Lodos de base aceite no son conductivos por lo que mediciones de resistividad no trabajarían en este medio sin previas modificaciones (SP, Resistividad, Medidores de inclinación de las formaciones).
  
- ✓ El sistema requiere Emulsificantes que son muy buenos para materiales mojados por el petróleo que pueden también cambiar la mojabilidad de la roca a la condición de mojada al aceite.
  
- ✓ Lodos base aceite son mas compresivos que los base agua por lo que la densidad en el fondo del pozo varia considerablemente de la medida en la superficie.

Finalmente, la consideración mas importante para la realidad del Proyecto Pagoreni y el compromiso por Pluspetrol Peru Corporation S.A de promover el cuidado al medio ambiente en áreas de gran biodiversidad como el Lote 56 es que se trabaja con el fluido base agua; así como los problemas que el sistema base aceite trae con respecto a la detección de un influjo de gas y alto costo frente a perdidas de circulación entre otros factores que en este proyecto se presentan. Sin embargo, cabe la posibilidad para el análisis del estudio de factibilidad que pueda llevar a utilizar dicho sistema en algún proyecto siguiente.

## CAPÍTULO 4

### Hidráulica de la Perforación Rotaria

#### 4.1 Generalidades:

La hidráulica de la perforación rotaria analiza la correcta utilización de la potencia del fluido bombeado (HP) afectada principalmente por las propiedades del fluido de perforación, por la temperatura y por la geometría (configuración) del sistema de circulación. Este sistema parte desde la descarga de la bombas en superficie, pasando por las líneas de alta presión, Tubería principal ó "stand pipe", manguerote, sarta de perforación (Tubería de perforación, conjunto de fondo), chorros del trepano y espacio anular retornando así a superficie.

Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$\bullet P_p = \Delta P_{bit} + \Delta P_s + \Delta P_{dp} + \Delta P_{dc} + \Delta P_{dca} + \Delta P_{dpa} \dots\dots\dots (1)$$

La formula 1 se aplica a condiciones dinámicas del pozo (No- estáticas) donde el cálculo de cada una de las caídas de presión ocurren debido a la fricción del fluido a ser forzado a pasar por una tubería que posee propiedades determinadas.

A pesar de la complejidad del sistema de circulación, los efectos de estas fuerzas de fricción deben de ser determinadas para así calcular:

1. La presión de circulación en el fondo del pozo o la densidad equivalente de circulación mientras se realiza operaciones de perforación o cementación.
2. La presión del fondo del pozo o la densidad equivalente durante los viajes.
3. La presión óptima de bombeo, el caudal óptimo y el tamaño óptimo de los chorros del trepano.
4. La capacidad de transporte de los recortes por el fluido de perforación.
5. Las presiones superficiales en el fondo durante las operaciones de control de pozo para garantizar su correcta remediación.

Todas las ecuaciones que describen el flujo de fluidos son obtenidas aplicando las siguientes tres leyes físicas:

1. Conservación de masa: Esta ley establece que la tasa de intercambio de masa por unidad de tiempo dentro del volumen de control tiene que ser igual a la velocidad que la masa penetra en el volumen de control más la velocidad a la que este gana o pierde masa debido fuentes o sumideros. Para el caso de fluidos de perforación convencionales, se debe de considerar también a este como un fluido incompresible, es decir que la densidad del fluido en cualquier punto del sistema permanece constante, a excepción de la perforación con aire o gas. En conclusión para cálculos en la ingeniería de perforación, el caudal de flujo de un fluido incompresible debe ser el mismo en todo momento.

2. Conservación de energía: Esta ley establece que la energía por unidad de masa que entra a un sistema menos la energía por unidad de masa que sale del mismo equivale al trabajo por unidad de masa realizado por el fluido dentro del sistema.
  
3. Conservación del momentum: Establece que en una colisión entre el objeto 1 y el objeto 2 en un sistema aislado (sin intercambio de energía con el exterior), el momento total de los dos objetos antes de la colisión es igual al momento de los dos objetos después de la misma. Esto es que el momento perdido por el objeto 1 es igual al momento ganado por el objeto 2.

Como lo escrito anteriormente, todas las ecuaciones que describen el flujo de fluidos se obtienen aplicando las leyes físicas descritas usando un modelo reológico y identificando los regímenes de flujo del fluido de perforación. Es decir, cuanto mas se conozca el sistema de circulación, se apliquen y entiendan las 3 leyes de la física, mas precisos sean los modelos Reológicos y se logre reconocer el tipo de régimen de flujo del fluido de perforación en los distintos medios por donde este se transporta, mas preciso podrá ser el posterior análisis hidráulico y el diseño de la perforación.

#### **4.2 Modelos Reológicos:**

Descripción de la relación entre el esfuerzo de corte ( $\tau$ ) que experimenta el fluido y la tasa de corte ( $\gamma$ ). Existen distintos modelos que buscan caracterizar distintos tipos de fluidos que existen, entre ellos están los siguientes:

**4.2.1 Modelo Newtoniano:** Modelo por el cual la relación del esfuerzo de corte a la tasa de corte es siempre una constante. Esta constante es llamada "Viscosidad ( $\mu$ )" del fluido. Matemáticamente se expresar como:

$$\text{Viscosidad } (\mu) = \text{Esfuerzo de Corte } (\tau) / \text{Tasa de corte } (\gamma) \dots\dots\dots (2)$$



**4.2.2 Modelo plástico de Bingham:** Debido a su sencillez es el modelo Reológicos mas común utilizado para describir las propiedades de los fluidos de perforación antes de que los programas de computadora ofrezcan desarrollos rápidos a otros modelos mas complicados es su resolución matemática y escasos de practicidad que es lo que exige el negocio de la perforación en el sitio. Este modelo supone que el esfuerzo de corte es una función lineal de la tasa de corte, una vez que se ha excedido un esfuerzo de corte específico (el esfuerzo de corte umbral o punto cedente). Matemáticamente se expresa como:

Esfuerzo de corte = Punto Cedente + Viscosidad Plástica \* Velocidad de corte

Ó

$$\tau = PC + VP * \dot{\gamma} \dots\dots\dots (3)$$

**4.2.3 El modelo de la Ley de Potencia:** Describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la tasa de corte es una línea recta, cuando se utiliza papel de coordenadas doblemente logarítmicas. Matemáticamente se expresa como:

Esfuerzo de corte = Índice de Consistencia \* Tasa de corte <sup>Índice de Comportamiento</sup>

Ó

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \dots\dots\dots (4)$$

- Modelo Herschel-Buckley (Modelo de la ley de potencia Modificado): Este modelo combina las características de los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley de Potencia. Es un modelo de tres parámetros que reproduce los resultados de los tres modelos anteriores cuando se han medido los parámetros apropiados. Desafortunadamente, los tres parámetros son difíciles de derivar matemáticamente y como los anteriores se basa en las

lecturas del reómetro. En la práctica, se tiene por entendido que el punto de cedencia o "PC" es igual a la lectura de 3rpm.

Esfuerzo de corte = Punto cedente +

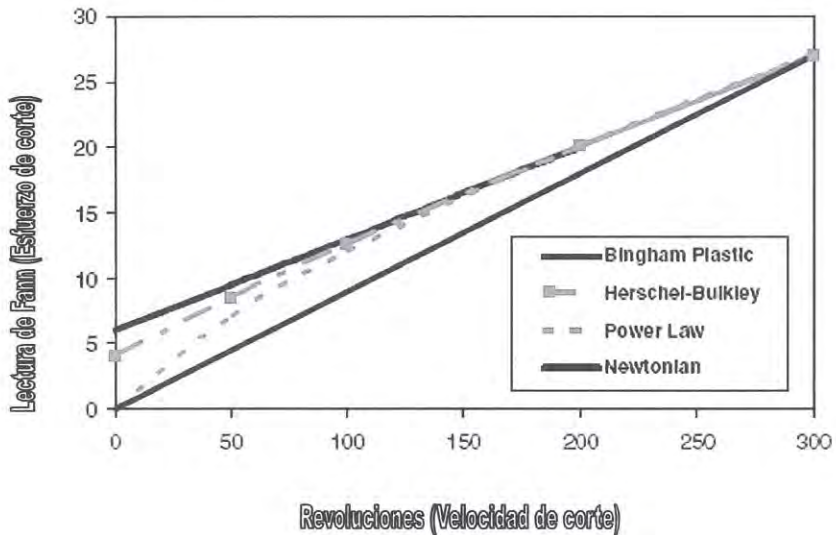
Índice de consistencia \* Tasa de corte <sup>Índice de comportamiento</sup>

Ó

$$\tau = PC + K * \dot{\gamma}^n \dots\dots\dots (5)$$

En la siguiente figura se puede observar gráficamente los tres diferentes modelos Reológicos.

Figura 2: Relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte



Como se puede observar, el Modelo de Bingham sobre estima los valores de esfuerzo de corte para bajas velocidades de corte como las experimentadas en el espacio anular (3RPM-100RPM). Por otro lado, el Modelo de Ley de Potencia desestima los valores de esfuerzo de corte para bajas velocidades. Es por ello que el modelo de Herschel-Bulkley o también llamado Modelo "Híbrido" es el

que mejor caracteriza a lodos base agua como el usado en el Proyecto Pagoreni.

Mientras más parámetros contenga un modelo reológico, más exacto será este en sus predicciones del comportamiento del fluido de perforación. Sin embargo, debido a su complejidad para encontrar soluciones analíticas para ecuaciones diferenciales de movimiento y por la dificultad también de derivar de esta los parámetros hidráulicos comúnmente utilizados como el Numero de Reynolds, distribución de las velocidades del fluido, caídas de presión dentro y fuera de la tubería, y el criterio de flujo laminar o turbulento, no es comúnmente utilizado a no ser que se cuente con un programa de computadora que facilite su desarrollo e interpretación.

**Relación entre la velocidad de corte y Velocidad FANN:** Se ha descrito anteriormente la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Sin embargo, para que podamos continuar con nuestro análisis hidráulico, debemos relacionar la velocidad real de corte en el pozo con los datos de FANN. Esencialmente, debemos encontrar la velocidad a que este lodo es cortado o agitado en el pozo. Esta relación puede calcularse fácilmente por medio de la siguiente ecuación extraída del Manual de fluidos de perforación IMCO del capítulo de Hidráulica de la perforación rotaria:

$$RPM = B V / D \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

RPM = velocidad del FANN equivalente

V = Velocidad promedio, en pies por minuto

D = Diámetro hidráulico, en pulgadas



B = Parámetro geométrico que se halla de la tabla 3 del Manual del IMNCO del capítulo de Hidráulica de la Perforación Rotaria.

Finalmente, en la actualidad existen programas de hidráulica donde tienen la opción de elegir que modelo se desea utilizar para los cálculos respectivos y es ahí donde el modelo que mas se ajuste a la curva que muestra el programa es el que finalmente se opta por utilizar.

### 4.3 Regímenes de Flujo:

Dependiendo de la velocidad y la propiedades que experimenta un fluido al pasar dentro de una sección de tubería, este experimenta 3 diferentes regímenes que se definen claramente como Tapón, Laminar y Turbulento. Como se mencionó, la naturaleza del régimen de flujo depende de la velocidad y propiedades del fluido siendo el Número de Reynolds el criterio usado para predecir el comportamiento de este fluido. Este es un número adimensional definido como:

$$N_{RE} = \text{Densidad} \times \text{Velocidad} \times \text{Diámetro efectivo} / \text{Viscosidad del Fluido} \dots\dots\dots (7)$$

En la práctica, cualquier fluido que experimente un valor menor de 2000 se considera que se encuentra en un flujo Laminar y cuando este experimenta un valor mayor de 3000 se considera que se encuentra en un flujo Turbulento. El flujo tapón es poco observado en la perforación de pozos debido a que requiere velocidades excesivamente lentas de flujo.

Al igual de los modelos reológicos, el determinar bajo que régimen de flujo el fluido de perforación esta circulando en distintos momentos y lugares del circuito del sistema de circulación es de vital importancia para una correcta caracterización de este y un correcto análisis de sus presiones y de cual es la variable que mas incide en esta.



**4.3.1 Flujo Tapón:** Es un tipo de flujo exageradamente lento en el caso que todo el esfuerzo de corte dentro del fluido toma lugar cerca de la pared de la tubería. El fluido ocupando la parte central del área transversal de los canales de flujo alcanza suficientemente cuerpo o estructura que avanza sin movimientos relativos como un tapón sólido de plástico que es empujado a través de la tubería.

**4.3.2 Flujo Laminar:** Cuando un fluido fluye a través de una tubería cada partícula individual del líquido se mueve en líneas paralelas al eje de la tubería. Sin embargo, no todas las partículas se mueven a la misma velocidad. Es decir, las partículas del líquido que están en contacto con la pared de la tubería están estacionarias o muy cercanas a eso (en caso en que el fluido moje a la superficie) y a su vez la velocidad del flujo incrementa desde las paredes de la tubería hasta la parte central del flujo donde hallan su máxima magnitud.

**4.3.3 Flujo Turbulento:** En el flujo turbulento, las partículas individuales del líquido ya no se mueven en línea recta como canales sino que el fluido se mueve de manera desordenada, en diferentes sentidos y circularmente.

Por último, es de vital importancia en un análisis hidráulico el identificar el tipo de patrón de flujo que está experimentando el fluido al ser forzado a fluir a través de cualquier medio pues para cada uno de estos patrones existen cálculos matemáticos para hallar su pérdida de carga por longitud de tubería. Es por ello que una interpretación errónea del patrón causa cálculos totalmente errados y diseños equivocados. Los programas de computadora que se disponen en la industria de la perforación analizan de igual forma para mostrarnos un cálculo hidráulico completo y es deber del ingeniero de petróleo analizar el procedimiento de cálculo del software y así poder determinar que sea el correcto para la realidad particular de su operación y a su vez analizar los datos que ha introducido al software pues debido a

que es una maquina, esta opera cualquier dato que se le introduzca y por ende puede brindar cualquier cálculo erróneo.

A continuación se muestran las formulas más usadas para el cálculo de las caídas de presión tanto dentro de tubería como en el anular para un flujo laminar si no se dispone de un programa que pueda analizar prácticamente usando el modelo de Herschel-Buckley.

Tabla 2: Fórmulas para flujo Laminar

Rheological Model	Pipe	Annulus
Newtonian	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{\mu \bar{v}}{1500 d^2}$	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{\mu \bar{v}}{1000 (d_2 - d_1)^2}$
Bingham Plastic	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1500 d^2} + \frac{\tau_y}{225 d}$	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1000 (d_2 - d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200 (d_2 - d_1)}$
Power-Law	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{K \bar{v}^n \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144,000 d^{1+n}}$	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{K \bar{v}^n \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144,000 (d_2 - d_1)^{1+n}}$

Así mismo las correspondientes formulas para el flujo turbulento:

Tabla 3: Fórmulas para flujo Turbulento

Rheological Model	Pipe	Annulus
Newtonian	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{\rho^{0.75} \bar{v}^{-1.75} \mu^{0.25}}{1800 d^{1.25}}$	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{\rho^{0.75} \bar{v}^{-1.75} \mu^{0.25}}{1396 (d_2 - d_1)^{1.25}}$
Bingham Plastic	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{\rho^{0.75} \bar{v}^{-1.75} \mu^{0.25}}{1800 d^{1.25}}$	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{\rho^{0.75} \bar{v}^{-1.75} \mu^{0.25}}{1396 (d_2 - d_1)^{1.25}}$
Power-Law	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{25.8 d}$	$\frac{\partial P_f}{\partial l} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{21.1 (d_2 - d_1)}$

Finalmente, efectuando un análisis rápido usando las formulas anteriores se calcula la pérdida de presión a través de los 3 diámetros de tubería definidos en el capítulo 2.

#### 4.4 Cálculos breves: Relación entre Caída de Presión y Diámetros internos:

Evaluando entre los 3 posibles casos de tubería se puede obtener una conclusión rápida e interesante que en los capítulos siguientes se observará a más detalle:

1. Considerando el Caudal de Bombeo @ 1200gpm:

$$\text{Velocidad} = \text{Caudal} / \text{Área}$$

$$V = 1200 / (2.448 \times D^2) \text{ (En unidades de campo)}$$

$$V_{5/12"} = 21.7 \text{ ft/s}$$

$$V_{5/8"} = 18.5 \text{ ft/s}$$

$$V_{6/5/8"} = 14.1 \text{ ft/s}$$

2. Considerando una fluido Newtoniano de 10ppg de densidad y 15cp de viscosidad, entonces aplicando la fórmula 7:

$$\text{Re} = 928 \times \text{Densidad} \times \text{Velocidad} \times \text{Diámetro} / \text{Viscosidad} \text{ (Unidades de campo)}$$

$$\text{Re} = 928 \times 10 \times V \times D / 15$$

$$\text{Re}_{5/12"} = 63,769$$

$$\text{Re}_{5/8"} = 58,977$$

$$\text{Re}_{6/5/8"} = 51,466$$

"Flujo Turbulento"

3. Aplicando la formula de la tabla 3 para hallar la caída de presión dentro de una tubería de perforación para un fluido Newtoniano en flujo turbulento:

$$\frac{dp_f}{dL} = \frac{\rho^{0.75} v^{1.75} \mu^{0.25}}{1800d^{1.25}} = \frac{\rho^{0.75} q^{1.75} \mu^{0.25}}{8624d^{4.75}}$$

Podemos obtener:

$$\Delta P_{5\ 1/2"} = 0.19 \text{ psi/ft} \quad \Delta P_{5\ 7/8"} = 0.13 \text{ psi/ft} \quad \Delta P_{6\ 5/8"} = 0.06 \text{ psi/ft}$$

En porcentaje de disminución comparado con la tubería de 5 ½ pulg:

$$5.875 \text{ pulg.} = 32\%$$

$$6.625 \text{ pulg.} = 70\%$$

En el capítulo siguiente se ofrece el análisis de hidráulica considerando las condiciones reales del fluido de perforación y de la condiciones del pozo de donde se apreciará las optimizaciones más cercanas a la realidad.



## CAPÍTULO 5

### Análisis previo a la adquisición de la tubería 5.875pulg.

#### 5.1 Data y descripción del sistema:

Para efectuar un análisis hidráulico se tomaron las siguientes consideraciones:

1. Densidad del fluido de perforación (13ppg) y sus lecturas del Reómetro de FANN:

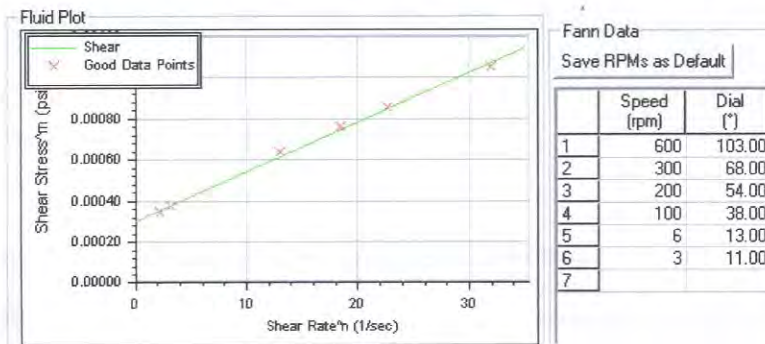
Velocidad (rpm)	Lectura del Dial (°)
600	103
300	68
200	54
100	38
6	13
3	11

2. Tamaño de chorros de la broca utilizados (Ejercer de 500psi a 700psi de caída de presión a través del trepano para el correcto desempeño del PowerDrive). TFA:  
1.128 in<sup>2</sup>

Numero	Tamaño (32avo de pulg.)
3	13
1	14
3	16

3. Según los datos Reológicos, se determino que el Modelo Reológico que se ajusta mejor a los datos es el de Herschel-Bulkley como se muestra en la figura 3 del Software WELLPLAN (Halliburton).

Figura 3: Esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte



4. Posteriormente se definen nuestra configuración del hoyo, nuestras herramientas de fondo (BHA) y nuestra trayectoria deseada (Tangente con 55 Grados sexagesimales) en la figura 4.

A continuación se observa el análisis hidráulico que determina la caída de presión a lo largo de todo el sistema (Lectura del "Standpipe") usando la tubería de 5.5pulg de diámetro externo y los posibles candidatos como son la tubería de 5.875pulg y de 6.625pulg observando también las ventajas y sus posibles mejoras:

Figura 4: Descripción del conjunto de fondo

Hole Section Editor										
Hole Name:		Hole Section		Copy String						
Hole Section Depth (MD):		2700.00 m								
	Hole section to depth Section Type	Depth (m)	Length (m)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Friction Factor	Linear Capacity (bbl/ft)	Volume Excess (%)	Item Descrip
1	Casing	1400.00	1400.000	12.415	12.259	12.415	0.15	0.1496		13 3/8 in, 68 ppf, N-80,
2	Open Hole	2700.00	1300.000	14.750		14.750	0.25	0.2113	0.00	

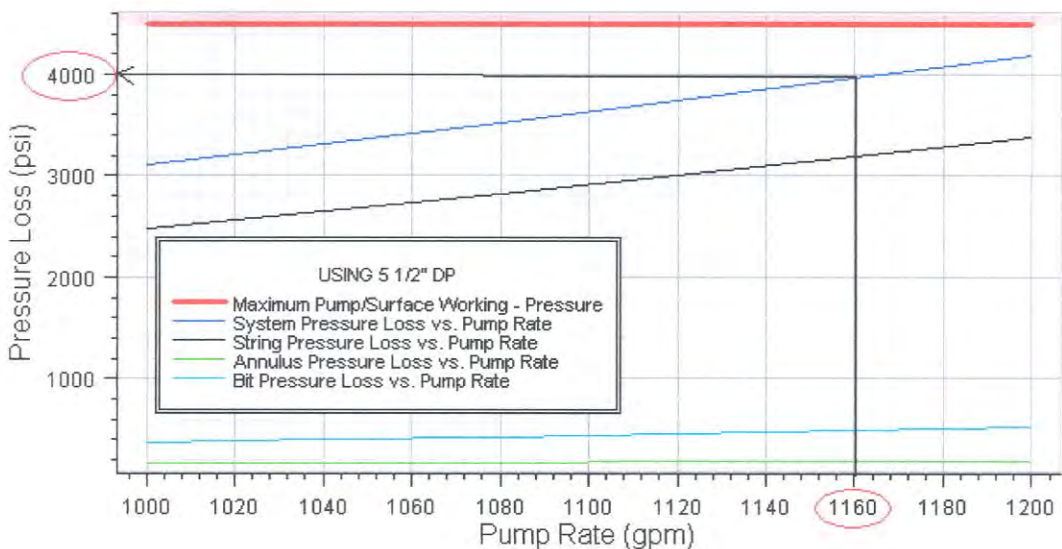
String Editor							
String Initialization		Library					
String Name:		12 1/4" Power Drive BHA w/PDC		Export			
String Depth:		2700.00 m		Specify: Top to Bottom		Copy String	
		Import					
	Section Type	Length (m)	Depth (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
12	Drill Collar	9.420	2674.92	8.000	2.750	152.75	Non-Mag Drill Collar, 8.000 in, 152.75 ppf, 15-1
13	Sub	0.470	2675.39	8.130	2.750	149.91	Cross Over, 8.130 in, 149.91 ppf, 4145H MOD.
14	MWD	7.526	2682.92	8.130	5.900	145.20	MWD Tool, 8.130 in, 145.20 ppf. .
15	Sub	0.470	2683.39	8.560	4.310	149.91	Cross Over, 8.560 in, 149.91 ppf, 4145H MOD.
16	MWD	5.540	2688.93	8.250	2.810	155.56	Logging While Drilling ARC8, 8.25 in
17	Sub	0.370	2689.30	8.060	4.250	149.91	Float Sub, 8.060 in, 149.91 ppf, 4145H MOD. 6
18	Stabilizer	6.110	2695.41	12.250	3.000	171.13	Steerable Stabilizer, 12.250 in, 171.13 ppf, 414
19	Hole Opener	4.320	2699.73	10.750	3.000	160.00	Hole Opener, 10.750 in, 160.00 ppf. .
20	Bit	0.270	2700.00	12.250		650.00	Polycrystalline Diamond Bit, 3x13, 1x14, 3x16, 1
21							

## 5.2 Análisis de los resultados y posibles mejoras:

### 5.2.1 Disminución de la presión en superficie (Objetivo de la Adquisición):

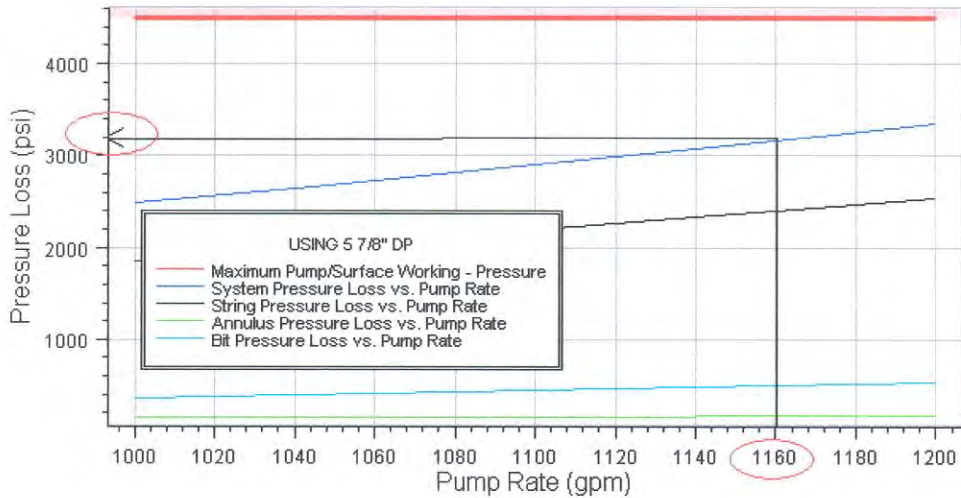
Tubería de 5.5pulg.: Se puede calcular matemáticamente que para un caudal de 1160gpm se obtiene una caída de presión a lo largo del sistema de 4000psi.

Figura 5: Presión vs. Caudal usando la tubería de 5.5pulg.



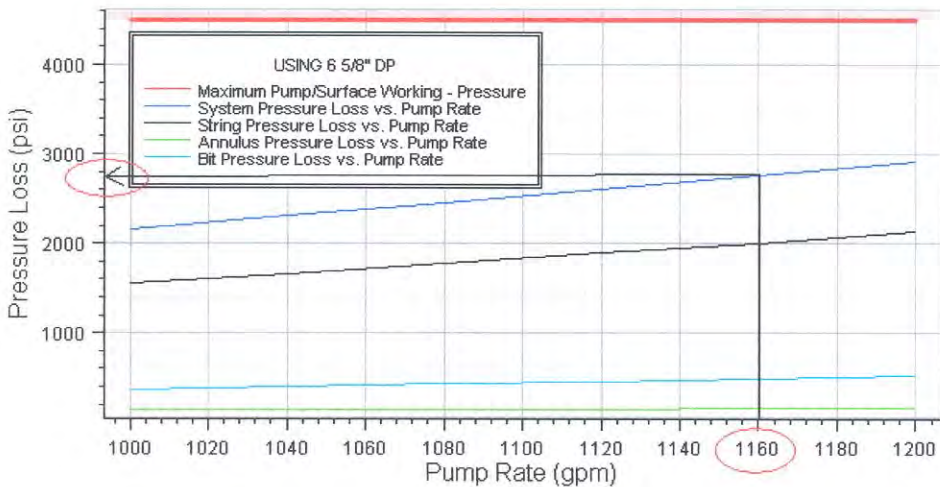
Tubería de 5.875pulg: Se puede observa matemáticamente que para un caudal de 1160gpm se obtiene una caída de presión a lo largo del sistema de 3200psi (800psi menos que usando la tubería de 5.5pulg.)

Figura 6: Presión vs. Caudal usando la tubería de 5.875pulg.



Tubería de 6.625pulg: Se puede observar matemáticamente que para un caudal de 1160gpm se obtiene una caída de presión a lo largo del sistema de 2800psi (1200psi menos que usando la tubería de 5.5 pulg.)

Figura 7: Presión vs. Caudal usando la tubería de 6.625pulg.





En conclusión, se observa una disminución de la presión de trabajo con las características mencionadas que ofrecerían un mejor rendimiento de la perforación al poder disponer de más caudal (Mejor Limpieza de pozo) sin la preocupación de lidiar con presiones altas en superficie. A su vez, se evitaría en gran manera parar la perforación para reparar bombas durante la operación por trabajar constantemente con altas presiones (Objetivo principal de la Adquisición).

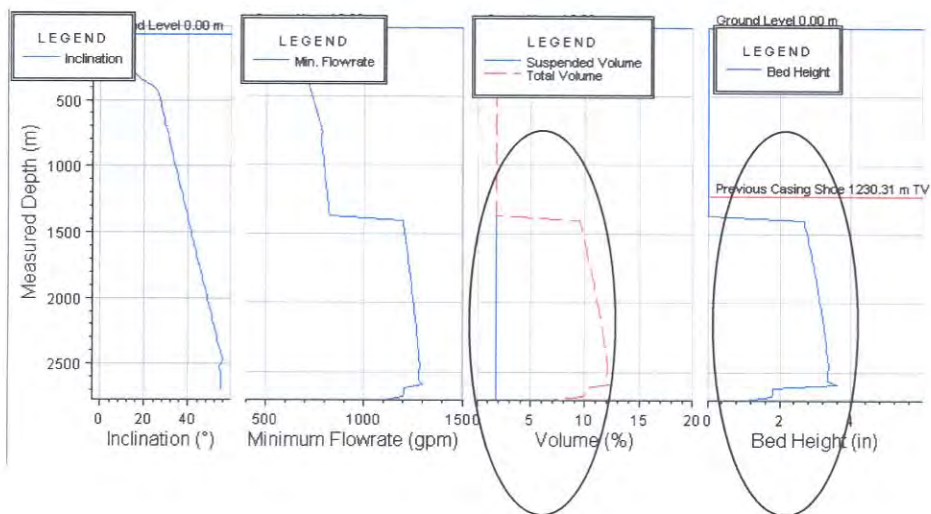
### **5.2.2 Mejoramiento de la limpieza del hoyo:**

Con la disposición de un alto y constante caudal de circulación se incrementa la posibilidad de limpiar el pozo con propiedad, sin embargo para pozos mayores a 30 grados, la presencia de la cama de recortes en la parte inferior del hoyo es un fenómeno que en la practica es muy difícil de evitar, por lo que es necesario limpiadores mecánicos ubicados estratégicamente en la sarta de perforación para poder remover esa cama de recortes y evitar su acumulación y posible deslizamiento sobre la herramienta de perforación ocasionando un aprisionamiento de la tubería.

A continuación se observa la diferencia entre la limpieza de pozo al circular a dos diferentes caudales:

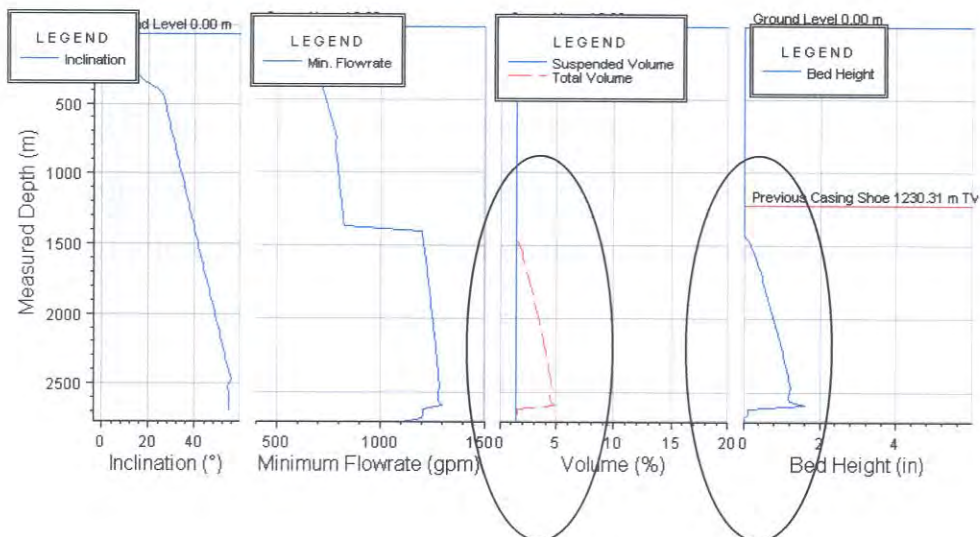
1000gpm: Como se puede observar en la figura 8, el caudal mínimo necesario para perforar la sección de 14.75 pulg., debe de estar por encima de 1300gpm y así poder manejar formaciones de cama de recortes mínimas. Sin embargo, empleando 1000gpm, se observa que existe un máximo de 13% de sólidos que no pueden ser transportados fuera del hoyo y que debido a eso se formaría una cama de recortes de hasta 3.8 pulgadas.

Figura 8: Parámetros sobre la limpieza de pozo a 1000gpm



1200gpm: Al igual que la figura anterior, el caudal mínimo necesario para perforar la sección de 14.75pulg., debe de estar por encima de 1300gpm y así poder manejar formaciones de cama de recortes mínimas. Sin embargo, empleando 1200gpm como se muestra a continuación, se observa en la figura 9 que existe una disminución del porcentaje de sólidos que no pueden ser transportados de 13% a 5%, y una disminución también de la altura de la cama de recortes de 3.8 pulg., a 1.8 pulg.

Figura 9: Parámetros sobre la limpieza de pozo a 1200gpm



### 5.2.3 Reducción de la energía utilizada por el equipo de perforación:

La potencia hidráulica de entrega de las bombas es igual a la presión de trabajo multiplicado por el caudal de circulación, en unidades de campo es:

$$P_h = \text{Presión} \times \text{Caudal} / 1714 \quad \text{hp} \dots\dots\dots (7)$$

Usando 5.5pulg: Como lo analizado anteriormente, usando tubería de perforación de 5.5 pulg., se observa que para 1160gpm se obtiene una presión de 4000psi, entonces la potencia hidráulica consumida por las bombas de lodo es:

$$P_h = 4000\text{psi} \times 1160\text{gpm} / 1714$$

$$P_h = 2700 \text{ hp}$$

Usando 5.875pulg: Como lo analizado anteriormente, usando tubería de perforación de 5.875pulg., se observa que para 1160gpm se obtiene una presión en el sistema de 3200psi, entonces la potencia hidráulica consumida por las bombas de lodo es:

$$P_h = 3200\text{psi} \times 1160\text{gpm} / 1714$$

$$P_h = 2165 \text{ hp}$$

Usando 6.625pulg: Como lo analizado anteriormente, usando tubería de perforación de 6.625pulg., se observa que para 1160gpm se obtiene una presión de 2800psi, entonces la potencia hidráulica consumida por las bombas de lodo es:

$$P_h = 2800\text{psi} \times 1160\text{gpm} / 1714$$

$$P_h = 1827 \text{ hp}$$

En conclusión:

Tabla 4: Comparación en potencia consumida

<b>TUBERIA DE PERFORACIÓN</b>	<b>POTENCIA</b>	<b>DISMINUCIÓN EN POTENCIA REQUERIDA (COMPARADO CON 5.5PULG)</b>
5.5 pulgadas	2700 hp	0 %
5.875 pulgadas	2165 hp	20 %
6.625 pulgadas	1827 hp	33 %

El usar 2700hp solo para el requerimiento del sistema de circulación significa usar prácticamente 4 generadores del equipo para poder suplir tal magnitud de requerimiento (Los generadores con que cuenta el equipo de perforación son 10 de 850hp, para los cuales se le deben de considerar la perdida de potencia para transferirse a las bombas y en estas mismas). Por otro lado, utilizar 2165hp implica solo utilizar 3 generadores y tener a disposición del equipo de perforación 7 generadores restantes y poder tener la posibilidad de reparar uno de ellos si es que fallan durante la operación. Sin embargo, utilizar 1827hp implica también utilizar 3 generadores pero no a su máxima exigencia por lo que también sería beneficioso para la operación pues se tendría disponible mayor potencia para elevar el aparejo en caso se necesite aplicar una sobretensión dada a una velocidad determinada.

#### **5.2.4 Aumento de la velocidad de penetración:**

Uno de los principales objetivos de implementar un hidráulica eficiente y que el fluido de perforación mantenga sus propiedades dentro del rango deseado, es que



los recortes formados por el trepano sean removidos eficientemente del fondo del pozo y llevados a superficie.

Una buena limpieza de pozo, incrementa notablemente el ROP, reduciendo el tiempo total de perforación de la sección y ahorrando costos asociados.

Como lo analizado anteriormente, existe una gran diferencia entre usar un caudal de 1000gpm y uno de 1200gpm para un diámetro de hoyo de 14.75pulg. Sin embargo, en la perforación de los pozos en la Plataforma de Pagoreni "B" (Empleando tubería de perforación de 5.5pulg.) difícilmente se podía llegar a impartir 1200gpm pues las altas caídas de presión se acercaban a la máxima capacidad instalada del equipo de superficie y ocasionaba problemas con las partes de las bombas de lodo, por lo que caudales entre 1140gpm y 1160gpm eran comúnmente utilizados según la exigencia de la perforación.

Usando constantemente un caudal de 1200gpm ayudaría notablemente la perforación reduciendo la formación de cama de recortes, el porcentaje de sólidos no-transportados por el fluido, los tiempos no productivos y la velocidad de penetración promedio de la sección debido a esta implementación.

#### **5.2.5 Reducción de tiempo en los viajes en hueco abierto:**

Como se ha señalado, la eficiencia hidráulica posee un impacto directo en la limpieza de pozo lo cual se refleja en muchos factores descritos en estas líneas. Uno de estos, y quizás el más importante en lo que refiere a integridad y seguridad de la sección son los movimientos de la herramienta en hueco abierto fuera de fondo.

Se afirma que es un momento delicado pues es justo donde la herramienta es mas vulnerable a sufrir de algún aprisionamiento ya sea debido a geometría del pozo, a la inestabilidad, al hinchamiento de las arcillas o como la falta de limpieza entre otros problemas.

Es así, que una limpieza eficiente se refleja directamente en el tiempo de los viajes dentro de hueco abierto y en los incidentes que estos reportan. En otras palabras, un hoyo donde existe una correcta limpieza con las características que posee la sección de 12.25pulg x 14.75pulg en Lower Red Beds y Charophites se reflejaría esta limpieza en la reducción considerable de los tiempos de viajes cortos y el riesgo de estos mismos, agilizando la operación (Reduciendo tiempos) y evitando la generación de NPTs debido a trabajos de remediación.

#### **5.2.6 Mejoramiento del control direccional:**

Durante la perforación de la sección intermedia de 14.75pulg x 12.25pulg., se tiene como plan direccional mantener el ángulo y dirección a lo largo de toda la sección hasta metros antes de entrar a la primera formación de arena que se perforara.

Para cumplir con tal objetivo, se corre una herramienta de perforación llamada PowerDrive, que trabaja bajo el sistema rotario direccional de aplicar peso sobre el trepao; y a su vez, cambiar la inclinación y la dirección del pozo con el empleo de 3 "aletas" ubicadas en el cuerpo de la herramienta que son hidráulicamente activadas por el fluido de perforación.

Para que este sistema trabaje eficientemente, se necesita ejercer una determinada caída de presión a través del trepao.

Estas caídas de presión son manejadas eligiendo el tamaño de los chorros del trepano para el caudal de perforación elegido.

Es por ello que la disponibilidad de un mayor caudal ofrece incrementar la caída de presión a través los chorros del trepano sin reducir el tamaño de los mismos, aumentando la potencia por pulgada cuadrada del trepano (HSI), brindando mayor fuerza a las "aletas" del PowerDrive y garantizando un mas apropiado control direccional.

Finalmente, existen casos en que por falla de la herramienta, esta empieza a desviarse fuera del plan deseado por lo que un pequeño incremento en el caudal de circulación puede ayudar a brindar mayor fuerza a las aletas del PowerDrive y así utilizar este recurso para corregir la tendencia de desviación y así evitar viajes a superficie innecesarios que ocasionarían aumento de tiempo y costos.

### **5.2.7 Capacidad y espacio disponible de almacenaje en la mesa de perforación, empleo y practicidad de manipulación:**

Debido a la poca diferencia de diámetro externo que existen entre una tubería de perforación de 5.5pulg y una tubería de 5.875pulg, es que su manipulación es sencilla y no requiere de precauciones especiales que la difieran de la tubería de 5.5pulg. Por lo contrario, debido al mayor diámetro de la tubería de perforación de 6.625pulg, amerita mayor tiempo de manipulación en los viajes, en las conexiones y para armar y desarmar las mismas.

La Profundidad máxima de los pozos en el proyecto Pagoreni requiere una longitud máxima de 3500 metros de tubería de perforación disponible en paradas en la mesa de perforación. Para alcanzar esta longitud es necesario armar 125 paradas de tubería de perforación, los cuales ejercen un peso sobre la mesa rotaria que



disminuye la capacidad de esta que es limitada por la capacidad de la subestructura de 1 millón de libras y en el momento de almacenar esa tubería ocupa valioso espacio tanto en la mesa como fuera de esta, haciendo muy difícil su almacenamiento en proyectos costa afuera y en proyectos donde la plataforma de perforación es un espacio restringido como es el caso del Proyecto Pagoreni. (Incremento de un 27% el peso total de la tubería armadas para la tubería de 6.625pulg.)

La dificultad principal que posee la tubería de perforación de 6.625pulg., es que no se puede emplear para perforar dentro de un diámetro de hoyo de 8.5pulg debido a su diámetro externo de conexión que posee la misma magnitud de 8.5pulg.

La última sección de hoyo en el proyecto Pagoreni posee un diámetro de 8.5pulg imposibilitando el uso de la tubería de perforación de 6.625pulg dentro de este y posibilitando el posible uso de la tubería de perforación de 5.875pulg dentro del mismo.

La tabla 5 mostrara numéricamente el aumento en peso total de la sarta de perforación cuando esta es reemplazada de 5.5pulg por 5.875pulg y por 6.625pulg.

Tabla 5: Comparación en peso de tubería

Diámetro	Lb/ft	Total (lbs) x 3500m	Diferencia
5.5pulg.	21,9	251,412	0 %
5.875pulg.	23,4	268,632	7 %
6.625pulg.	27,7	317,996	27 %



Finalmente, como es conocido por los ingenieros y supervisores que trabajan en la actividad de perforación, la facilidad de manipulación de las herramientas y tuberías juega un papel primordial en la reducción de los tiempos en la perforación tanto armando como desarmando el conjunto de fondo (BHA), e introduciendo o retirando tubería de perforación del pozo (Viajes). Es por ello que debido a su diámetro tan cercano a la tubería de 5.5pulg la tubería de 5.875pulg ofrece la mejor opción de facilidad de manipulación y ahorro de tiempo durante las conexiones (mientras más grande sea el diámetro de un tubular, más tiempo requiere su manipulación dentro del equipo).

## **CAPÍTULO 6**

### **Experiencia de Campo**

Con la finalidad de mostrar la mejora en la perforación debido al empleo de la novedosa tubería de perforación de 5.875pulg se comparara la perforación entre los pozos Pag-1002D y Pag-1005D en la sección de 14.75pulg.

Así mismo, cabe recalcar que el análisis se encuentra centrado en la perforación inicial del tramo de 12.25pulg x 14.75pulg del pozo Pagoreni 1002D solo hasta que se alcanzo la profundidad total planeada pues como se reportó, 30 minutos después de alcanzar esta profundidad se tubo un problema de tubería atascada por geometría del pozo lo que ocasionó que se deje parte del BHA en el fondo y que se perfore una salida lateral ó "Side-Track" para poder continuar con las operaciones.

#### **6.1 Pozo Pagoreni 1002D -- Sección de 12.25pulg X 14.75pulg:**

Siguiendo el respectivo programa de perforación, esta sección fue perforada desde 1253m a 3219m cruzando las capas inferiores rojas y la formación Charophytes hasta el tope de la formación Vivian. La secuencia litológica que se perforó pertenece a las capas rojas inferiores consistente en arcillas jóvenes altamente activas y con poca presencia de areniscas sucias, y Charophytes que es una formación que contiene módulos calcáreos y fósiles Charophytes (Algas marinas).


El objetivo direccional consistió en mantener el ángulo de 60 grados y un Azimut de 290 grados como una sección completamente tangente para lo que se planeo un conjunto de fondo consistente en un Trepano de Diamante Policristalino de 12.25pulg Reed-Hycalog seguido del PowerDrive (RSS), Herramienta MWD y LWD, después ubicar el Rhino Reamer de Smith International, un ensanchador de hoyo de 12.25pulg a 14.75pulg y tuberías pesadas y extrapesados acorde con el diseño propio del conjunto de fondo.

El diseño del fluido de perforación fue el mismo utilizado en el pozo de Pagoreni 1001D llamado Ultradril por mostrar alta eficiencia de control de la estabilidad de hoyo frente a formaciones altamente reactivas como son las arcillas de las capas superiores e inferiores rojas y de Charophytes. El MEM (Modelo Geomecánico) determinó la densidad ideal para perforar esta sección.

Después del Conjunto de fondo, se añadieron tuberías de perforación de 5.5pulg necesarias para cumplir con la longitud estimada.

El análisis hidráulico aplicado a esta sección sugirió utilizar un caudal constante de 1150gpm y buenas prácticas de perforación para garantizar la buena limpieza del pozo y evitar el fenómeno común de perforar un pozo con más de 30 grados de inclinación, que es la formación de cama de recortes como se observa en la figura 10.

Figura 10: Programa de Perforación

 Pluspetrol Perú Corporation S.A.	<b>PAG-ORENI 1002 WELL DRILLING PROGRAM</b>	
	Revision N°: Final	Page 45

TFA Nozzles	Press. Drop (psi)	H.S.I.	FLOW (GPM)	PRESS OFF BOT (PSI)	COMMENTS
1.14 (2x 16 - 5 x14)	650	3.9	1150	3220	Bit (4 % gpm lost in PD)
0.23 (3x 10)	900 (pressure over pistons)	1.8	1150	3220	Rhino Reamer (18 % gpm lost)

Sin embargo, durante la perforación del tramo se observó una carencia en la eficiencia de limpieza del pozo obteniendo bajas velocidades de penetración, problemas durante las repasadas previo a la conexión, problemas durante los viajes y densidades equivalentes de circulación con valores de hasta 1ppg por encima de los valores normalmente manejados indicando un espacio anular cargado de sólidos. Es por ello que se decidió incrementar el caudal de perforación y mantenerlo por encima del plan hasta 1200gpm durante el mayor tiempo de la perforación.

Finalmente, debido a la capacidad instalada del equipo de perforación y a los problemas de bombas durante la perforación de esta fase por la alta exigencia de bombear un fluido con altas propiedades reológicas a un caudal alto, no fue posible mantener el caudal de 1200gpm por lo que el caudal final promedio fue entre 1100gpm a 1180gpm y así tratar de alguna manera de minimizar los problemas con las bombas de lodo siendo estas un retraso constante.

Figura 11: Reporte diario de perforación

MD (m)	TODAY (kip)	Current RPM (rpm)	Flow Rate (gpm)	SPP On Bottom (psi)	P Bit (psi)	% @ Bit	HHP (hp)	Hours (hr)	Footage (m)	ROP (m/hr)	Hours Cum (hr)	Footage Cum (m)	ROP Cum (m/hr)
2,528.00	/	137	1,180.0	3,625.0	1,167.4	32.2	803.6	12.22	99.00	8.10	100.67	1,077.00	10.70
2,605.00	/	140	1,140.0	3,690.0	1,089.6	29.5	724.6	12.22	99.00	8.10	112.89	1,176.00	10.42

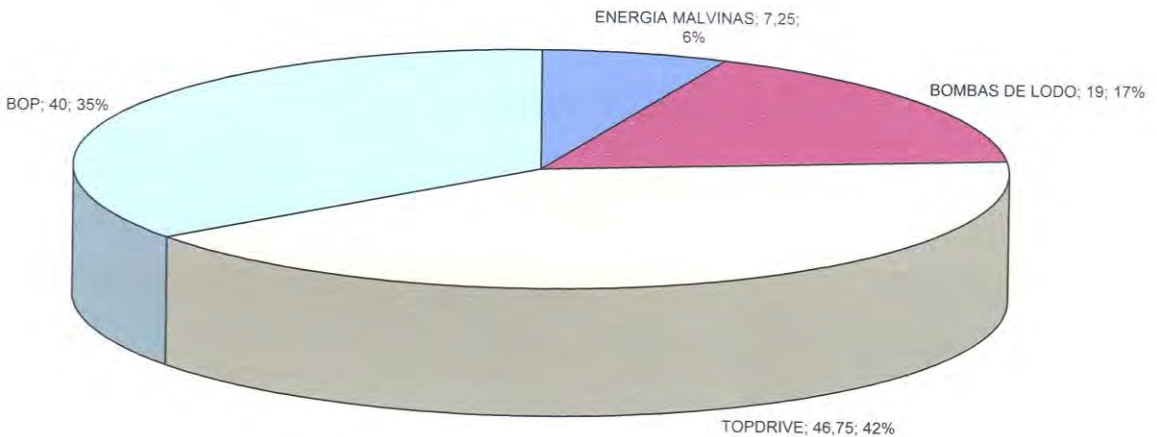


Finalmente, después de haber perforado cerca de 2000 metros ocurrió un evento de tubería aprisionada que ocasionó el dejar la herramienta en el fondo y la perforación de un Side-Track para poder cumplir con el programa.

Sin embargo, debido a que se logró llegar a la profundidad total (TD) lo tomaremos en cuenta para mostrar las pérdidas de tiempo en reparación de bombas en la perforación de este tramo.

Figura 12

PAG-1002D -- 12.25 X 14.75 SECCIÓN INTERMEDIA  
ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

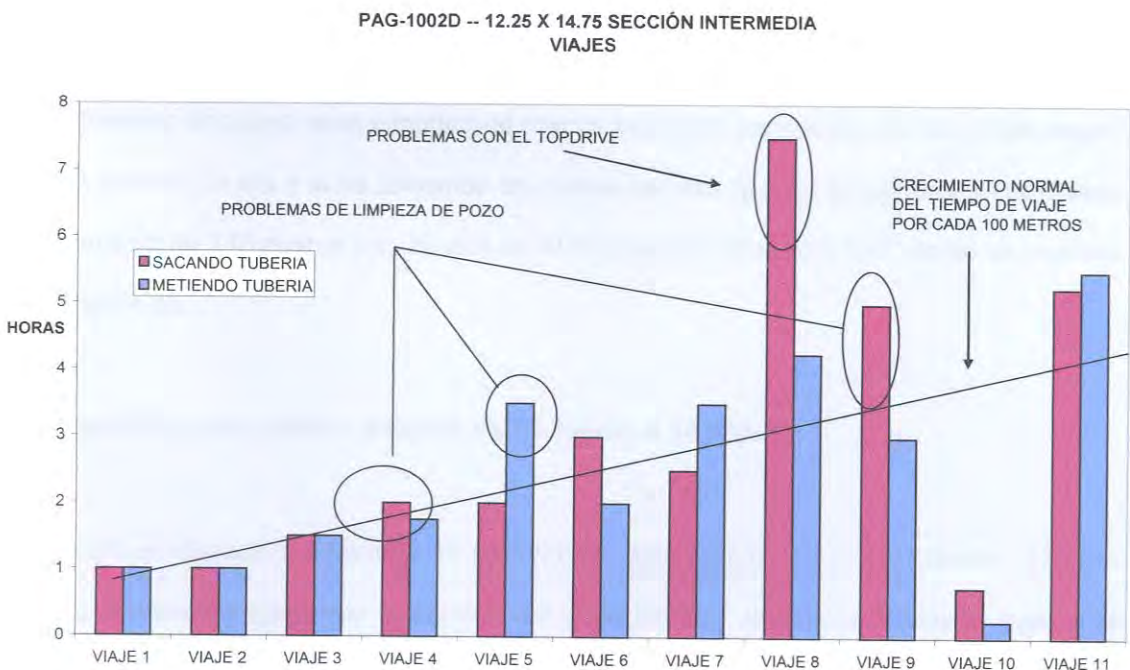


Como se puede observar en la figura 12, se incurrió en un gasto en tiempos de 19 horas las reparaciones de las bombas de lodo durante la perforación del tramo hasta antes del aprisionamiento de la tubería, tiempo extremadamente alto que ocasiona pérdida de tiempo de equipo de perforación y peor aun, aumentar el tiempo de exposición del hoyo. Además, se incurrió en otros grandes tiempos no productivos, los cuales a su vez fueron estudiados para evitar que puedan volver a ocurrir.

Por otro lado, el número de viajes cortos de calibración programados para llegar a la profundidad total eran de 7 siendo la realidad final 11 viajes los cuales además reflejaban carencias de una buena limpieza de hoyo por una parte al no poder disponer de una caudal constante de 1200gpm y valores reológicas altos que puedan garantizar una mejor remoción de los sólidos de perforación debido a que esto incrementaba la presión de trabajo en superficie y por ende agravaba la situación con las bombas de perforación como se puede observar en la figura 13.

El objetivo principal del equipo de trabajo al introducir esta tubería de perforación era eliminar este tiempo no productivo producido en reparaciones de bombas durante la perforación considerando a la limpieza de pozo como un beneficiario de este cambio pero sin ser el principal motivo del mismo.

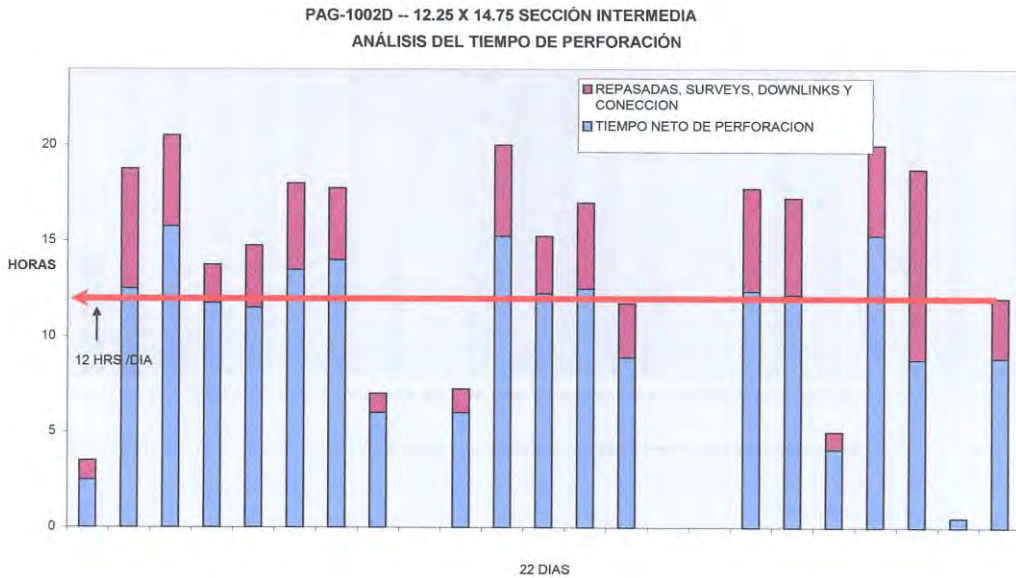
Figura 13



Es así que se obtuvo un desempeño de este intervalo de solamente 12 horas por día en promedio utilizadas para la perforación y las 12 horas restantes para solucionar problemas

con las bombas, con el TopDrive, en excesivas circulaciones y tiempo en viajes innecesarios según como lo muestra la figura 14.

Figura 14



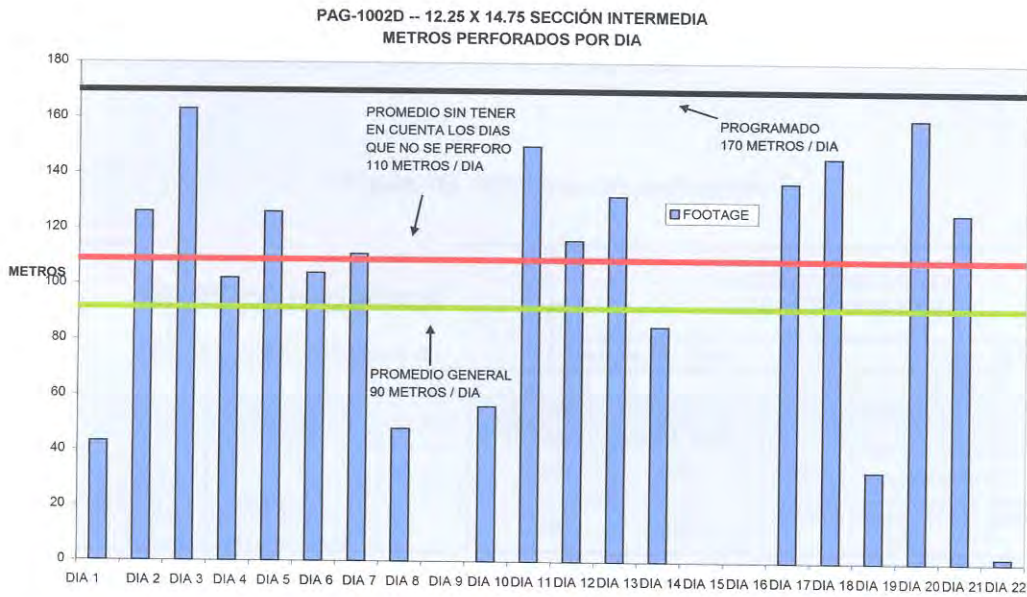
Finalmente, el mejor índice que se puede encontrar para calificar la eficiencia y eficacia de la perforación de tramo es la cantidad de metros promedio perforados por día. Este resultó ser 90 metros por día y si no tomamos en cuenta los días que no se perforó, se calcularía un promedio de 110 metros por día con un ROP promedio final de 9.1m/h como se muestra en la figura 15.

## 6.2 Pozo Pagoreni 1005D -- Sección de 12.25pulg X 14.75pulg:

Siguiendo el respectivo programa de perforación, esta sección se perforó desde 1235m a 2383m cruzando a igual que la sección del pozo anterior, las capas inferiores rojas y la formación Charophytes hasta el tope de la formación Vivian. La secuencia litológica que se perforó pertenece a las capas rojas inferiores consistente en arcillas jóvenes altamente activas y con poca presencia de areniscas sucias, y Charophytes que es una formación que contiene módulos calcáreos y fósiles Charophytes (Algas marinas).



Figura 15




El diseño del fluido de perforación fue el mismo que en anterior pozo, el Modelo Geomecánico determino la densidad de lodo a utilizar y la compañía de servicios MI-Swaco los valores reológicas ideales para la perforación que eran ligeramente superiores a los utilizados en los pozos en la plataforma Pagoreni B debido a que se contaba con mayor rango de presión para trabajar por el usos de las nuevas tuberías de perforación de 5.875pulg.

El objetivo direccional consistió en mantener el ángulo de 50 grados y un Azimut de 120 grados como una sección completamente tangente para lo que se planeo utilizar el mismo arreglo de fondo utilizado en el anterior pozo para la misma sección correspondiendo de un Trepano de Diamante Policristalino de 12.15pulg Reed-Hycalog, seguido del PowerDrive, Herramienta MWD y LWD, después ubicar el Rhino Reamer de Smith International, un ensanchador de hoyo de 12.25pulg a 14.75pulg, y tuberías pesadas y extrapesados acorde con el diseño propio del conjunto de fondo. Al arreglo de fondo, se le añadieron las nuevas tuberías de perforación de 5 7/8 pulg., hasta lograr la profundidad deseada.



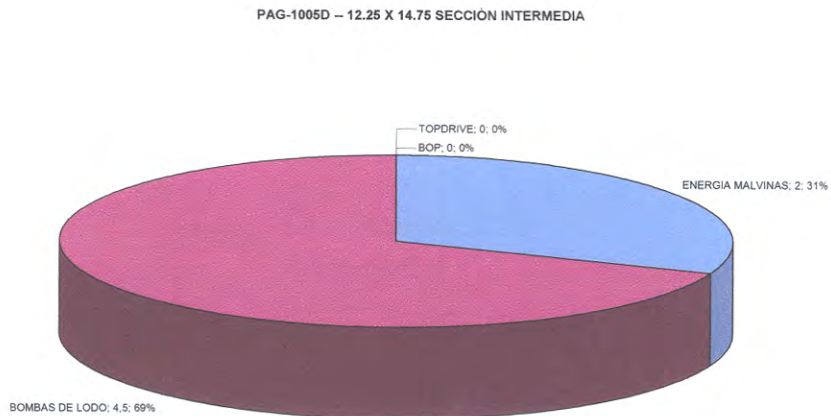
En el programa de perforación se recalca el empleo de un caudal de perforación igual al 1200gpm siendo este el óptimo para el tramo ha perforar:

Figura 16: Programa de perforación

 Pluspetrol Perú Corporation S.A.		PAGORENI 1005 D WELL DRILLING PROGRAM			
		Revision N°: Final		Page 46	
TFA Nozzles	Press. Drop (psi)	H.S.I.	FLOW (GPM)	PRESS OFF BOT (PSI)	COMMENTS
1.14 (3 x 14 - 4 x15)	770	3.55	1200	3600	Bit (4 % gpm lost in PD)
0.23 (3x 10)	1100 (pressure over pistons)		1200	3600	Rhino Reamer (20 % gpm lost)

Debido a la reducción de la presión de trabajo en superficie con 1200gpm por usar la novedosa tubería de perforación de 5.875pulg, se redujeron en más de 60% los tiempos perdidos por reparación de bombas como se muestra en la figura 17.

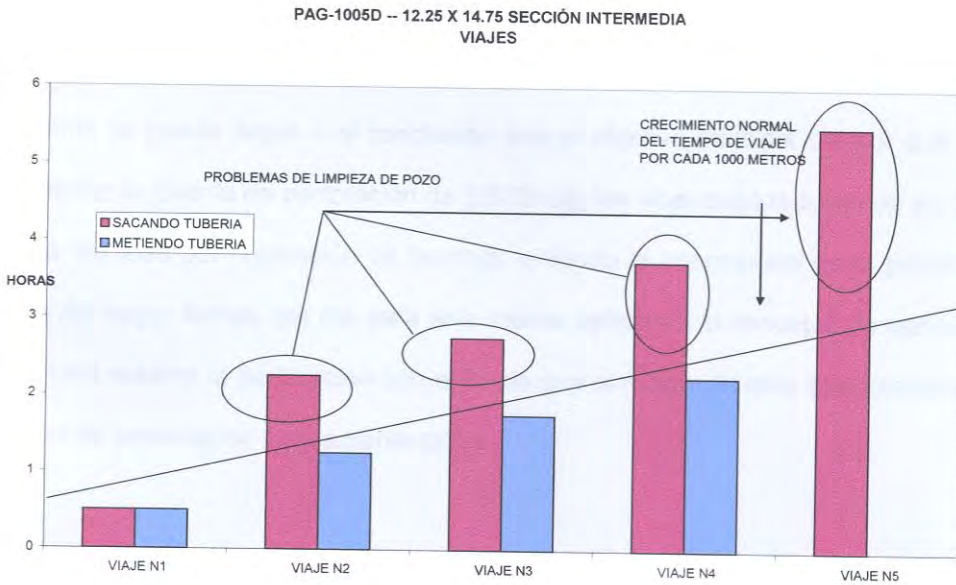
Figura 17: Tiempos no productivos



Gracias al incremento de caudal y altos valores Reológicos se pudo alcanzar una velocidad de penetración de 14.7m/h. Sin embargo, los viajes todavía presentaban retos. Además, el

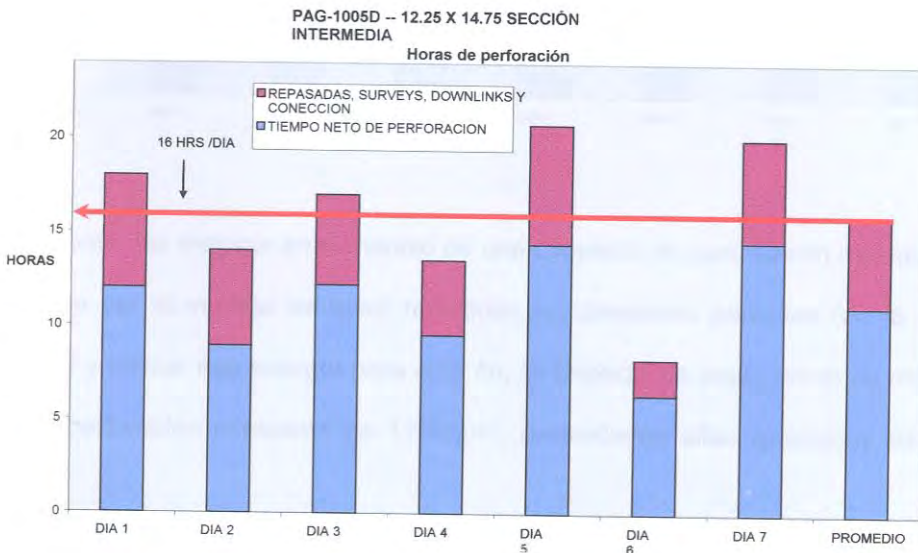
número de viajes programados para llegar a la profundidad total fueron de 4 siendo la realidad de 5.

Figura 18



Además, se pudo obtener un tiempo promedio de perforación muy superior de 16 horas al día, siendo las 8 horas restantes dedicadas para los problemas existentes en las bombas, para las circulaciones, repasos y para los viajes cortos programados como se muestra en la figura 19.

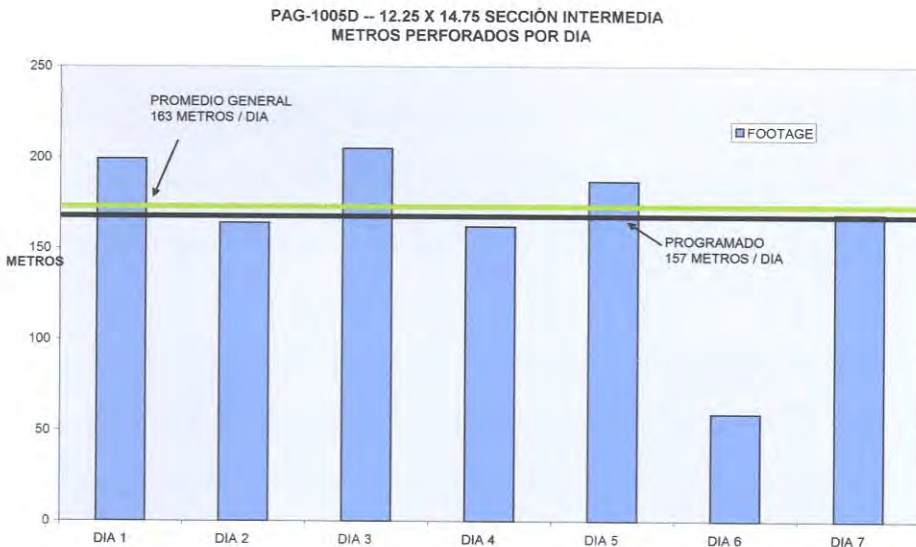
Figura 19



Finalmente, el índice de eficiencia y eficacia tomado como los metros por día perforados fue en la realidad de 163 metros por día, superior inclusive al programado de 157 metros por día como muestra la figura 20.

Fácilmente se puede llegar a la conclusión que el objetivo principal del por qué se decide implementar la tubería de perforación de 5.875pulg fue alcanzado reduciendo en mas de un 60% las paradas por reparación de bombas evitando la interrupción de la perforación y el empleo de mayor tiempo por día para esta misma aplicando el concepto de optimización de los tiempos durante la perforación con el fin de que el mayor de este sea concentrado en la actividad de penetración propiamente dicha.

Figura 20



Adicionalmente, las mejoras en el manejo de una Limpieza de pozo fueron ayudadas en una gran medida por la ventaja de tener reducidas las presiones parásitas (en la tubería de perforación) y utilizar esa energía para este fin, la limpieza de pozo, como es mantener un caudal de perforación constante de 1200gpm, propiedades altas reológicas del fluido de

perforación ofreciendo un buen desempeño cuando se manejaba velocidades de penetración en promedio de 14.7m/h sin reportar incidentes graves ocasionados por la falta de remoción de los recortes generados.



## **CAPÍTULO 7**

### **Análisis de los tiempos no productivos y costos relacionados**

Un importante termino comúnmente usado en las operaciones de perforación es el tiempo No Productivo NPT ó (Non- Productive Time – Siglas en Ingles) que corresponde a todas aquellas actividades que retrasen el común desempeño de la perforación y de las actividades coordinadas y detalladas en el programa de perforación.

Es por ello, que aquellas actividades como reparación de equipos eléctricos, bombas, tanques, líneas de superficie, entre otras son consideradas dentro de esta definición, y abarca también conceptos aun más allá de los comúnmente conocidos, por lo que la baja velocidad de penetración también se considera como un NPT.

Para este análisis, se han tomado en cuenta la historia de perforación de otros 2 pozos distintos de los que en el capítulo anterior se mencionaron solo con el fin de mostrar que la realidad y los problemas de bombas se observaron no solo en el Pagoreni 1002D sino también en el Pagoreni 1001D y el Pagoreni 1003D del que se va ha analizar siendo este el ultimo pozo perforado en la plataforma Pagoreni B para dar paso mas tarde al primer pozo perforado en la plataforma Pagoreni A llamado Pagoreni 1004D donde por primera vez se implemento la tubería de perforación de 5.875pulg en este gran proyecto.

A continuación en la tabla 6 se observa un comparativo que muestra la reducción de los NPTs relacionado con reparación de bombas tanto en el Pozo Pag-1003D como en el Pag-1004D en la sección de 12.25pulg x 14.75pulg.

Tabla 6

	<b>NPT Total</b>	<b>NPT Bombas (hrs)</b>	<b>Costo Relacionado (\$)</b>
<b>Pag-1003D</b>	50	30	30 hrs x 10 mil Dólares/hr 300 mil Dólares
<b>Pag-1004D</b>	30	4	4 hrs x 10 mil Dólares/hr 40 mil Dólares
<b>Diferencia</b>	<b>20</b>	<b>26</b>	<b>-260 mil Dólares (Ahorro)</b>

Por otro lado, la nueva tubería de perforación trae consigo el correspondiente costo de alquiler, inspección, reparación y almacenamiento el cual es un costo adicional a las operaciones de perforación pues el costo de la tubería de perforación anterior de 5 ½" estaba considerado dentro del costo diario del equipo de perforación.

Tabla 7

	<b>Diámetro</b>	<b>Costo Adicional (\$/día)</b>	<b>Costo Total (\$)</b>
<b>Pag-1003D</b>	5.5pulg.	0	0 Dólares
<b>Pag-1004D</b>	5.875pulg.	7 000	420 mil Dólares
<b>Diferencia</b>			<b>+ 420 mil Dólares (Gasto)</b>

Sin embargo, debido a la mejora de la eficiencia de la perforación se incremento los metros por día perforados de 110 a 163. Entonces si no se hubiera realizado el cambio de tubería posiblemente se incurriría en mayor gasto como se observa en la tabla 8

Tabla 8

	<b>Diámetro</b>	<b>Metros por Día</b>	<b>Días para perforar 800 metros</b>	<b>Costo Total (\$) "Costo Diario de 240 mil Dólares"</b>
<b>Pag-1004D</b>	5.5pulg.	110	7.2	1 728 000 Dólares
<b>Pag-1004D</b>	5.875pulg.	163	5	1 200 000 Dólares
<b>Diferencia</b>			<b>2.2</b>	<b>- 528 mil Dólares (Ahorro)</b>

Aplicando una matemática estricta y sencilla se concluye que la implementación de la tubería de perforación de 5.875pulg trajo consigo un ahorro de perforación por pozo de 368mil Dólares americanos ( $420 - 260 - 528 = - 368$ ). Además, el análisis va mas allá considerando el factor "Riesgo" en este. En otras palabras, el "Riesgo" en la Operación de los Pozos en la plataforma Pagoreni A y B en que se trabaja con una tubería de perforación de 5.5pulg es mucho mayor al riesgo con la tubería de 5.875pulg y puede ser mostrado de la siguiente manera:

- a. NPT en la sección de 12.25pulg x 14.75pulg debido a reparación de bombas (Alta): En el primer análisis de los NPT del pozo Pagoreni 1002D se incurrió en una pérdida de tiempo total por reparación de bombas de 19hrs. Esto significa no solamente una pérdida de tiempo de equipo equivalente a 190 mil dólares americanos, sino también el hecho que la sección de hoyo donde se presentan las arcillas con mayor reactividad se encuentra expuesto al fluido de perforación

mas tiempo ocasionando problemas de inestabilidad reflejándose en los viajes. Además, se incurrió en viajes cortos adicionales por la pérdida de este tiempo y si se perfora la sección siguiendo los procedimientos de perforación de 24hrs o 300 metros perforados antes de cada viaje, quiere decir que en esta sección tendría cerca de 2 viajes al zapato adicionales para llegar a la profundidad final. Teniendo en cuenta que los viajes cortos al zapato duran un promedio de 8 horas, se habría perdido solo en tiempo de viaje 16 horas adicionales, haciendo un costo de 160 mil dólares adicionales.

- b. Posibles problemas de limpieza de pozo (Alta): El disponer de una mayor cantidad de potencia hidráulica efectiva para la limpieza del pozo es fundamental para el éxito o fracaso de la perforación de pozos de petróleo o Gas. En nuestra realidad, una mejora de la reología o un caudal mas alto garantiza un incremento de la limpieza de pozo en el tramo de 12.25pulg x 14.75pulg disminuyendo el riesgo de demora en viajes, problemas de tubería aprisionada por empaquetamiento por deslizamiento de las camas de recortes cuya remediación tomaría desde no menos de 5 horas hasta mas de 72 horas lo que equivale a gastos entre 50mil a mas de 720 mil dólares americanos.
- c. Incremento del ROP y de los metros perforados por día: Como se pudo observar, el ROP promedio del pozo Pag-1002D fue de 9.1m/h, muy menor al experimentado en el pozo Pag-1005D que fue de 14.7m/h debido a la mejora en la hidráulica y la capacidad del fluido de perforación de limpiar a una velocidad de penetración mayor. En otras palabras, con la eficiencia hidráulica con que se trabajo en la perforación del pozo Pagoreni 1002D brindó una velocidad promedio de 9.1m/h haciendo un promedio diario de 110m a diferencia del Pagoreni 1005D donde se perforó a 14.7m/h con un promedio diario de 163m/h. En el caso se necesitara perforar una sección de 2000m, con la tubería de 5.5pulg se tardaría 18 días en llegar a la profundidad final mientras que con la



tubería de 5.875pulg se tardaría 12 días siendo 6 días la diferencia lo que hace un posible ahorro de 1.5 Millones de dólares americanos.

- d. Posibles problemas de control direccional (Alta): Gracias a la tecnología y ventajas que esta nos ofrece es que en la actualidad se perforan trayectorias complejas como la del Proyecto Pagoreni con arreglos direccionales rotarios como el PowerDrive de la compañía Schlumberger. Sin embargo, existe la posibilidad de que esta herramienta presente algún problema que ocasione perder el control direccional con que se venia perforando. El disponer de un caudal mayor es de vital importancia en estos casos pues al incrementar el caudal, se incrementa la caída de presión en el trepano, haciendo que con dicha contra presión, las aletas del PowerDrive golpeen con mayor fuerza las paredes del pozo forzando a corregir y mejorar su control direccional. El no poseer esta arma importante cuando se esta por terminar la sección puede ocasionar un viaje adicional a superficie para reemplazar esta herramienta lo que en tiempo equivale a la realidad del proyecto Pagoreni en un mínimo de 15 horas o 150 mil dólares americanos.

Finalmente, debido al ahorro en tiempo de operación y al gran costo que se podría incurrir por algún problema que ocasionaría el perforar sin tener en cuenta los puntos antes mencionados es que se decidió adquirir la nueva tubería de perforación de 5.875pulg con la finalidad de reducir el riesgo mismo de la operación garantizando el cumplimiento de los tiempos planeados y evitando operaciones innecesarias, complicadas y muy costosas en que se pueda incurrir en cerca de 1.5 millones de dólares. Este objetivo se pudo observar claramente en la perforación del pozo Pagoreni 1004D.

## CONCLUSIONES

1. Se logró optimizar la perforación reduciendo las grandes pérdidas de tiempo en reparación de bombas en más de un 60% e invirtiéndolo en tiempo para la perforación y evitando gastos cercanos a los 2 millones de dólares.
2. El amplio análisis de las condiciones reales de cada proyecto y su aplicación en el sitio conlleva a realizar optimizaciones prácticas proporcionando altos ahorros en los tiempos y costos de la perforación.
3. El modelo Reológico "Herschel and Bulkley", ha demostrado bastante cercanía en los resultados a las condiciones de flujo reales del sistema de perforación mostrándose como un instrumento muy útil en los análisis de hidráulica de la perforación en el sitio. Así mismo, la utilización de los programas de computadora facilitan enormemente los cálculos de ingeniería dejando como responsabilidad del usuario la correcta utilización del mismo, su correcta introducción de datos y el correcto análisis de los resultados posteriores.
4. El innovador uso de la tubería de perforación de 5.875 pulg, brindó la posibilidad de reducir las pérdidas de carga parasitas dentro del sistema, lo que induce a:
  - a. Mejorar la eficiencia hidráulica y por ende la limpieza de pozo,

- b. Reducción del nivel de los riesgos en la sección,
  - c. Mejora la capacidad de control direccional usando el sistema rotario direccionable PowerDrive®,
  - d. Ahorra energía,
  - e. Mejora las condiciones del hoyo,
  - f. Ayuda a reducir tiempos y costos relacionados,
  - g. Evita trabajar con tuberías de diámetros mayores como la de 6 5/8 pulg.
  - h. Evita trabajar con diseños de perforación con múltiples diámetros de tubería de perforación,
  - i. Fomenta el aumento de la velocidad de penetración
  - j. Su implementación y utilización en el equipo es inmediata y fácil por la pequeña diferencia en comparación con la tubería de perforación de 5.5 pulg.
5. La seguridad de cada trabajador del equipo de perforación no es afectada pues en el Proyecto Pagoreni "A" se ha demostrado que la manipulación de la tubería de perforación de 5.875pulg no incrementa la dificultad del trabajo ni pone en riesgo la seguridad del mismo por ser de diámetro cercano a la tubería de 5.5pulg., que se acostumbro a utilizar.
6. Es de vital importancia que la ingeniería de Perforación sea enfocada a soluciones reales y útiles para la optimización de la operación siendo cada uno de los Ingenieros del proyecto, responsables directos del éxito o fracaso del proyecto. También, es importante recalcar que la mejora en la perforación de los pozos en la plataforma Pagoreni A se debido también a las lecciones aprendidas, a los distintos procedimientos y mejoras aplicadas en estos pozos con la experiencia de los 3 primeros en la Plataforma Pagoreni "B".

7. La pro-actividad y el trabajo en equipo son la clave para una buena y exitosa operación buscando siempre el objetivo común, la sinergia y la creación de equipos líderes que sepan valorar la diversidad de las capacidades de cada miembro del equipo sin menospreciar a ninguno.
  
8. La perforación es una actividad diaria y constante. Por ende, los ingenieros supervisores en el sitio deben de poseer una base sólida de conocimientos de ingeniería, la experiencia adecuada y una capacidad de análisis global de la operación para ofrecer soluciones rápidas, prácticas y útiles guardando la seguridad de los trabajadores y cuidando el medio ambiente ubicándolos siempre por encima de la operación.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Adam T. Bourgoyne Jr., Martin E. Chenevert, Keith K. Millheim, F.S. Young Jr.:  
"Applied Drilling Engineering" Libro de la Sociedad de Ingeniero de Petróleo SPE,  
Vol 2.
2. Dr. Bill Mitchell: "Advanced Oil Well Drilling Engineering Handbook"
3. Smith Services: "Drilling Assembly Handbook"
4. M.G. Mims, A.N. Krepp, H.A. Williams: "Drilling Design and Implementation for  
Extended Reach and Complex Wells"
5. ELSEVIER: "Drilling Fluids Processing Handbook"
6. Grandt Prideco: "Justification for Utilizing a Single OD String vs. a Mixed OD String."
7. The Canadian Petroleum Industry Training Service (PITS): "Standards for Wellsite  
Supervision of Drilling, Completion and Workovers"
8. Amoco Production Company: "Drilling Fluids Manual"
9. [http://www.miswaco.com/Products\\_and\\_Services/Drilling\\_Solutions/Drilling\\_Fluid\\_Systems/Drilling\\_Fluid\\_SystemsDocuments/ULTRADRIL.cfm](http://www.miswaco.com/Products_and_Services/Drilling_Solutions/Drilling_Fluid_Systems/Drilling_Fluid_SystemsDocuments/ULTRADRIL.cfm)
10. D. Lee, J.P. Cassanelli, M. Frydman, J. Palacios, R. Delgado, B. Collins:  
SPE#84557 "Using a Dynamic Mechanical Earth Model and Integrated Drilling Team  
to Reduce Well Costs and Drilling Risks in San Martin Field"
11. Dr. Subhash N. Shah, Dr. Samuel O. Osisanya: "Advance Drilling Course"
12. Halliburton: "Using WELLPLAN R2003.11.0.1"
13. International Association of Drilling Contractors: "Drilling Manual"
14. Manual de Lodos de Perforación IMCO.