

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

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



**“REDUCCIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE EN
PERFORACIÓN DIRECCIONAL”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

ROBIN ALBERTO ACUÑA BENITES

LIMA-PERÚ

2009

CONTENIDO

	Página
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	2
2.1 Usos de la Perforación Direccional.	
2.1.1 Sidetrack.	
2.1.2 Plataformas Marinas (Off Shore).	
2.1.3 Perforación de Múltiples Arenas.	
2.1.4 Lugares Inaccesibles.	
2.1.5 Fallas Estructurales.	
2.1.6 Domos de Sal.	
2.1.7 Pozos de Alivio.	
2.1.8 Perforación Horizontal.	
2.1.9 Pozos Multilaterales.	
2.1.10 Pozos de Largo Alcance.	
2.2 Tipos de Pozos Direccionales.	
2.2.1 Pozo Tipo 1.	
2.2.2 Pozo Tipo 2.	
2.2.3 Pozo Tipo 3.	
2.2.4 Pozo Tipo 4.	
3. TORQUE Y ARRASTRE.....	11
3.1 Características del Pandeo de la Tubería.	
3.1.1 Características del Pandeo de la Tubería – Sinusoidal.	
3.1.2 Características del Pandeo de la Tubería – Helicoidal.	

3.2 Fuerzas de Contacto entre la Sarta y Hoyo.	
3.3 Métodos Tradicionales de Reducción de Torque y Arrastre.	
3.3.1 Métodos de Reducción de Torque y Arrastre – Perforando.	
3.3.2 Métodos de Reducción de Torque y Arrastre – Casing.	
4. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA TÉCNICA A UTILIZAR.....	20
4.1 Componentes del LoTAD.	
4.1.1 Drill Pipe Sub.	
4.1.2 Rollers.	
4.1.3 Bearing Sleeves.	
4.1.4 Six Roller Pods.	
4.2 LoTAD Reductor de Torque.	
4.3 LoTAD Reductor del Arrastre.	
4.4 LoTAD Reductor de Pega Diferencial.	
4.5 Protector No Rotativo.	
4.6 Hidráulica asociada al LoTAD	
5. HERRAMIENTA LOTAD.....	31
5.1 Componentes del LoTAD.	
5.2 Características de los LoTAD.	
5.3 Especificaciones Técnicas.	
6. RESULTADOS.....	36
6.1 Análisis de Torque y Arrastre en la Empresa Petrolera Petrotech.	
6.1.1 Datos de Pozo (1º Etapa).	
6.1.2 Perfil del Pozo a la profundidad de 7100ft.	
6.1.3 Gráficos de Torques en Profundidad.	

6.1.4 Valores de Peso en el Gancho.

6.1.5 Resultados sin y con 23 LoTADs.

6.1.6 Datos del Pozo 2º Etapa.

6.1.7 Perfil del Pozo a 7400ft.

6.1.8 Gráfico de Torque Perforando sin LoTADs y con LoTAD .

6.1.9 Pesos Disponibles en el Gancho.

6.1.10 Resultados sin y con 31 LoTaDs.

6.1.11 Datos del Pozo 3º Etapa.

6.1.12 Perfil del Pozo.

6.1.13 Gráficos Comparando Tensiones.

6.1.14 Resultados sin y con 31 LoTaDs.

6.1.15 Conclusiones.

6.2 Análisis de Torque y Arrastre en la empresa Petrolera Pluspetrol.

6.2.1 Datos del Pozo.

6.2.2 Perfil y Características del Pozo.

6.2.3 Colocación de los LoTAD.

6.2.4 Gráficos de Torque en Profundidad.

6.2.5 Valores de peso en el gancho.

6.2.6 Tensión Efectiva en la Sarta.

6.2.7 Resultados sin LoTAD y con 50 LoTADs.

6.2.8 Conclusiones.

6.3 Análisis de Torque y Arrastre en un campo de Venezuela.

6.3.1 Datos del Pozo.

6.3.2 Diseño de Casing.

6.3.3 Torque perforando fase 8 ½" sin LoTADs.	
6.3.4 Resumen de Situación Actual	
6.3.5 Torque Perforando sin LoTADs y con LoTADs Rotando.	
6.3.6 Resultados sin y con LoTADs.	
6.3.7 Resumen del Análisis.	
6.3.8 Resumen de Sensibilidades.	
7. EVALUACIÓN ECONÓMICA	68
7.1 Análisis de costos en el pozo de Petrotech.	
7.1.1 En la Perforación de 6200ft a 7100ft.	
7.1.2 En la Perforación de 7100ft a 7400ft.	
7.1.3 En la Perforación de 7400ft a 7780ft.	
7.2 Análisis de costos en el pozo de Pluspetrol.	
7.3 Alquiler de Equipo de Perforación.	
7.4 Comparación Económica.	
7.4.1 Primer Tramo del Pozo de Petrotech.	
7.4.2 Segundo Tramo del Pozo de Petrotech.	
7.4.3 Tercer Tramo del Pozo de Petrotech.	
7.4.4 Pozo de Pluspetrol.	
8. CONCLUSIONES	78
9. RECOMENDACIONES	80
10. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	82
11. ANEXOS (Figuras y fotos)	84

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene por finalidad mostrar y dar a conocer una solución a un problema que es muy común para la mayoría de ingenieros de perforación “Alto Torque y Arrastre en pozos direccionales” cuyos valores aumentan de gran manera cuando un pozo se perfora con un gran ángulo, para ser mas específico cuando se perfora horizontalmente o se hacen pozos de alcance extendido, debido al mayor contacto de la sarta de perforación con la pared del pozo, es un problema que se presentó desde el momento en que se desarrollo la técnica de perforar direccionalmente entre los años 1920 a 1930. Existen varios tipos de pozos direccionales y en cada uno de ellos hay sectores críticos en donde el avance es muy dificultoso y lento haciéndose muy cara la perforación, entonces la búsqueda de una solución se hace imprescindible, por lo que en esta tesis se presenta una solución para este problema. En primer lugar se analizó la parte teórica del torque y arrastre y de qué dependen esos valores, también los problemas típicos que están sucediendo en el campo y los métodos tradicionales que aplicaban para solucionarlos. Luego se analizó una herramienta reductora del torque y arrastre llamada LoTAD, dicha herramienta fue probada en diferentes campos dando buenos resultados, logrando reducir el torque, la fricción y el desgaste de tubería en puntos críticos. Finalmente se detallan los resultados de la aplicación de esa herramienta en campos de Pluspetrol, Petrotech y un lote en Venezuela donde también se usó esta herramienta.

CAPÍTULO 2 PERFORACION DIRECCIONAL

A fines de la década de 1920, se desarrollaron instrumentos que podían medir la inclinación y azimut en la perforación de pozos de petróleo. Desviaciones tan altas como 46° de la vertical se lograron medir en algunos pozos.

El primer pozo direccional, un título mejor sería probablemente "Desviación de perforación controlada" ya que se ha aprendido a través de los años que un agujero perfectamente vertical es prácticamente imposible de perforar, fue perforado en California en 1930 para aprovechar las reservas de petróleo en alta mar "Off Shore" (son plataformas que se colocan en alta mar para la perforación y extracción del petróleo).

2.1 Usos de perforación Direccional

En la década de 1930, fueron perforados pozos direccionales para aprovechar las reservas de petróleo en puntos que de ser perforados verticalmente serían inaccesibles por ejemplo la perforación direccional se usa cuando hay complicaciones por la geología local, para evitar instalaciones "Off Shore" y disminuir riesgos ambientales.

2.1.1 Sidetrack (Desviación del Pozo)

Es uno de los usos primarios de perforación direccional. Sidetrack es una operación que desvía el pozo para iniciar un nuevo agujero en cualquier punto por encima de la parte inferior del anterior agujero. (Ver Figura 1 en el último capítulo “Anexos”)

La razón principal para realizar el Sidetrack es por un pescado (es decir cuando parte de la tubería a quedado atascada o se ha perdido en el agujero) sin embargo, hay otras razones para realizar el Sidetrack. Se puede realizar este método para poder producir una formación en una posición más favorable. Una exploración por Sidetrack puede llevar a una mejor comprensión geológica de un área sobre todo cuando la geología es complicada, una perforación direccional o un sidetrack puede ser más económico que varios pozos de exploración verticales

En algunas zonas del mundo, la desviación de la vertical es causada por la tendencia natural de la formación. Se emplean algunos Packed para mantener la desviación dentro de lo razonable, herramientas como el Péndulo se utilizan para mantener la inclinación tan baja como sea posible, aunque con un éxito limitado para menores inclinaciones.

2.1.2 Plataformas Marinas (Off Shore)

Controladores de perforación direccional son utilizados cuando se realiza la perforación de varios pozos en una estructura artificial como plataformas marinas

(Offshore). No es económicamente rentable la construcción de una plataforma Off Shore para cada pozo sin embargo dado que los pozos se pueden perforar direccionalmente, muchos pozos se pueden perforar desde una única plataforma, sin la perforación direccional la mayoría de perforaciones mar adentro no serían económicamente rentables. En las zonas someras de profundidad del agua, varios pozos pueden ser perforados a partir de islas artificiales (plataformas), sin embargo para la mayoría de pozos en tierra, por lo general es más económico perforar pozos verticales en lugar de perforar pozos direccionales. (Ver figura 3)

2.1.3 Perforación de Múltiples Arenas

Hay casos especiales, cuando múltiples arenas son perforadas con un solo pozo. Cuando hay zonas de arena que están separadas como se muestra en la figura se necesitarían más de un pozo vertical para poder producirlas, sin embargo, todas las zonas pueden ser alcanzadas con un pozo direccionalmente perforado lo que reduce mucho los costos. (Ver figura 4)

2.1.4 Lugares Inaccesibles

Hay ocasiones en las cuales los depósitos de petróleo se encuentran en lugares inaccesibles, como las ciudades, ríos, costas, montañas, etc.

Cuando en un determinado lugar por razones geográficas no se puede realizar una perforación vertical se aplica la perforación direccional esto permite la producción de hidrocarburos en lugares inaccesibles. (Ver figura 5)

2.1.5 Fallas Estructurales

También es aplicable en fallas estructurales, a veces es difícil la perforación vertical de un pozo para reservorios inclinados, a menudo la broca tiende a desviarse cuando pasa por el plano de falla y otras veces la broca tiende a seguir el plano de falla.

Para evitar el problema, el pozo puede ser perforado en la parte superior o inferior de la falla y de allí ser direccionado hacia la zona en la que está el petróleo. En plena perforación la broca cruza la falla en un ángulo donde su dirección no cambia y así mantener la dirección de perforación dentro del límite permitido. (Ver figura 6)

2.1.6 Domos de Sal

Muchos campos de petróleo están asociados con la intrusión de domos de sal, la perforación direccional puede alcanzar esos reservorios de petróleo que han sido atrapados por la intrusión de sal y es difícil perforar intervalos largos de sal con lodos en base agua dulce, la perforación direccional alrededor de la sal alivia mucho los problemas asociados a la perforación en sal. (Ver figura 7)

2.1.7 Pozos de Alivio

Una alta aplicación de pozos direccionales se dan como pozos de alivio, si en un pozo se produce un Blow Out (descontrol en la cabeza de pozo) de manera que no se puede operar desde su superficie entonces un pozo direccional es perforado para

intersecar la parte baja del pozo en emergencia y así lograr su control, agua y lodo son bombeados a través del pozo de alivio he ingresados al pozo descontrolado, dado que algunas veces es necesario que los pozos de alivio intersequen a los pozos descontrolados los pozos direccionales tienen que ser extremadamente precisos y para ello se requieren de herramientas especiales , los datos del Survey no son suficientemente precisos para intersectar en profundidad al pozo, los registros eléctricos son requeridos para una mejor proximidad en la perforación de pozos de alivio. (Ver figura 8)

2.1.8 Perforación Horizontal

Perforación horizontal es otra aplicación especial de perforación direccional y se utiliza para aumentar la productividad de diversas formaciones, una cantidad significativa de la producción proviene de las fracturas a menos que un pozo se encuentre con un sistema de fracturas el rate de producción será bajo, un pozo horizontal tiene muchas más posibilidades de encontrar un gran sistema de fracturas y son una forma muy común para producir algunas formaciones.

La perforación horizontal es también usada para producir petróleo en zonas con problemas de conicidad, el petróleo puede ser producido en altas tasas con mucho menos presión drawdown debido a la cantidad de la formación expuesta al pozo, los pozos horizontales se utilizan para aumentar la productividad de los reservorios de baja permeabilidad mediante el aumento de la cantidad de la formación expuesta al pozo.

Además, numerosas fracturas hidráulicas pueden ser realizadas a lo largo de un solo pozo para aumentar la producción y reducir el número de pozos verticales necesarios para drenar el reservorio.

Los pozos horizontales se pueden utilizar para maximizar la producción de los reservorios que no están siendo eficientemente drenados por los pozos verticales, los pozos horizontales se pueden realizar en lugares del reservorio que son zonas productivas, también puede ser usada para perforar pozos multilaterales. (Ver figura 9).

2.1.9 Pozos Multilaterales

Pozos multilaterales salen a partir de un pozo ya perforado como se muestra en la figura, se utilizan cuando la producción puede ser aumentada gradualmente con menos gastos de capital y pueden ser usados en lugar de pozos horizontales en un Reservorio. (Ver figura 10)

2.1.10 Pozos de Largo Alcance

Otra aplicación de la perforación direccional es lo que comúnmente se denomina pozos de largo alcance de perforación o Extended Reach Drilling (ERD) es donde los pozos tienen grandes inclinaciones y grandes desplazamientos horizontales del TVD (verdadera profundidad vertical perforada).

“Extended Reach Drilling” es usada para desarrollar reservorios con pocas plataformas o pequeñas secciones del reservorio donde una plataforma adicional no puede ser económicamente justificada. (Ver figura 11)

Avances en la tecnología ha permitido a los perforadores alcanzar pozos con muy alto ratios de HD/TVD (la relación entre el desplazamiento horizontal a la verdadera profundidad vertical), los pozos tienen que ser perforados con una relación HD/TVD mayor que 6/1. (Ver figura 12).

2.2 Tipos de Pozos Direccionales

Hay cuatro tipos básicos de los pozos direccionales, la mayoría de los pozos se pueden clasificar por uno de los cuatro tipos básicos o una combinación de los mismos.

2.2.1 Pozo Tipo 1

El pozo es perforado verticalmente desde la superficie hasta el Kick Off Point (punto de la perforación donde se inicia la desviación), hasta ese punto el pozo se mantiene sin desviación para luego empezar a darle un ángulo correspondiente hasta alcanzar la dirección deseada, luego si se desea se baja casing y se cementa. El ángulo y la dirección son mantenidos mientras se perfora hasta la zona de producción, por lo general, este método se emplea cuando los pozos de perforación son poco profundos y con zonas simples de producción. (Ver figura 13)

2.2.2 Pozo Tipo 2

Es similar al tipo 1 debido a que el pozo es desviado a una profundidad relativamente baja y se baja casing (no siempre) en la construcción de la curva.

El ángulo y la dirección son mantenidos una determinada profundidad hasta alcanzar el avance horizontal, luego nuevamente se le da un nuevo ángulo de perforación el cual es mantenido hasta lograr que el pozo sea vertical.

Casing intermedios son usados en zonas donde el ángulo es pequeño, la perforación continua en la vertical por debajo del casing intermedio hasta el punto deseado, pozos tipo 2 son usados generalmente cuando se encuentran múltiples zonas productivas.

Además luego que el pozo vuelve a ser vertical los servicios de la perforación direccional ya no son requeridos, dado que la mayor parte de la perforación direccional se hace en la parte más superficial del agujero donde los viajes son más cortos y tasas de penetración son altas, el costo del pozo se reduce, una desventaja de este tipo 2 es que va a generar más torque y arrastre.

2.2.3 Pozo Tipo 3

Similar al pozo 1 con la diferencia de que el Kick Off Point se encuentra a mayor profundidad, y el casing de superficie se fija antes de desviar el pozo.

El pozo es desviado en el Kick Off Point, la inclinación es continuamente construida hasta el intervalo deseado, las inclinaciones son por lo general altas y el avance horizontal bajo.

Este tipo de pozo es generalmente usado para zonas de múltiples arenas, fallas estructurales, domos de sal, y pruebas estructurales. No es muy usado. (Ver figura 15)

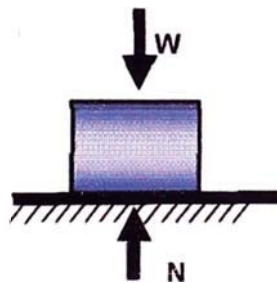
2.2.4 Pozo Tipo 4

Pueden ser categorizados como pozos horizontales o Extended Reach Wells (pozos de alcance ampliado), el diseño de estos pozos pueden variar significativamente, pero ellos tienen altas inclinaciones y largos recorridos horizontales, estos pozos horizontales tendrán una inclinación superior a los 80°. (Ver figura 16)

CAPÍTULO 3 TORQUE Y ARRASTRE

Unos de los mas significativos problemas asociados con la perforación extendida y la perforación direccional son el torque y el arrastre que son causados por la fricción entre la tubería de perforación (drill pipe) y el hoyo del pozo, la magnitud del torque y el arrastre es determinado por el coeficiente de fricción entre el drill pipe y el hoyo del pozo. Veamos en una superficie horizontal.

- Sin movimiento
- Sin aplicar ninguna fuerza

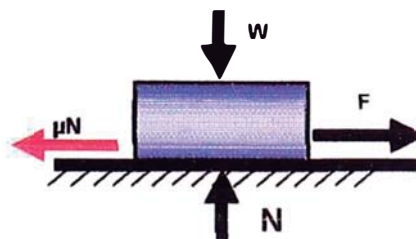


$$\Sigma F_v = 0$$

$$N = W$$

Ahora a estas condiciones

- Velocidad diferente de cero ($V > 0$)
- Velocidad constante
- Fuerzas a lo largo de la superficie



Del diagrama mostrado:

$$N = W$$

$$F = \mu \cdot N = \mu \cdot W$$

Considere una sección de Tubería en el Hoyo. En ausencia de fricción las fuerzas actuando sobre la tubería son el peso flotando, la tensión axial y la fuerza de reacción llamada Normal N.

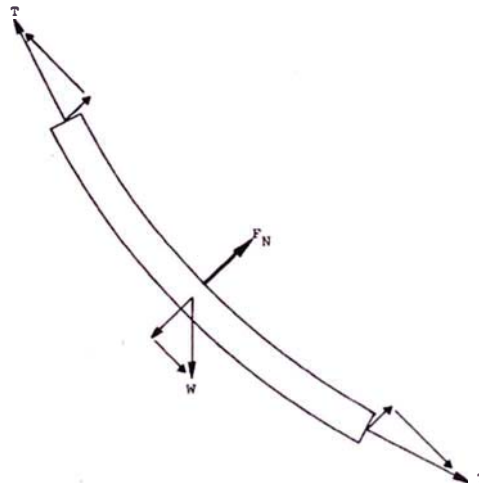


Figura 17(Gráfica de fuerzas en la tubería)

Realizando un balance de fuerzas, asumiendo que la tubería esta rotando:

- A lo largo del eje del Hoyo se tiene:

$$\Sigma F_h = 0 \quad \rightarrow \quad \Delta T = W \cdot \cos(\theta)$$

- Perpendicular al eje del hoyo:

$$\Sigma F_v = 0 \quad \rightarrow \quad N = W \cdot \sin(\theta)$$

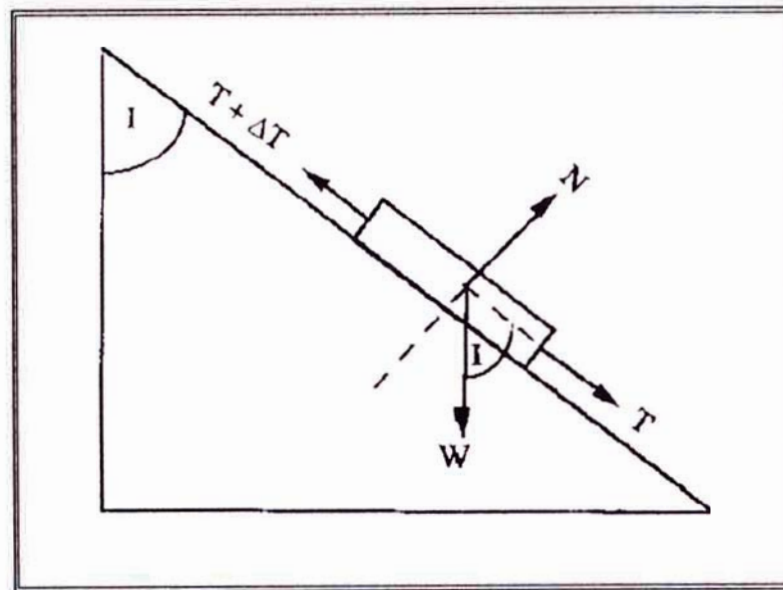


Figura 18(Grafica de fuerzas en la tubería)

Considerando ahora el efecto de la fricción (sin curvatura)

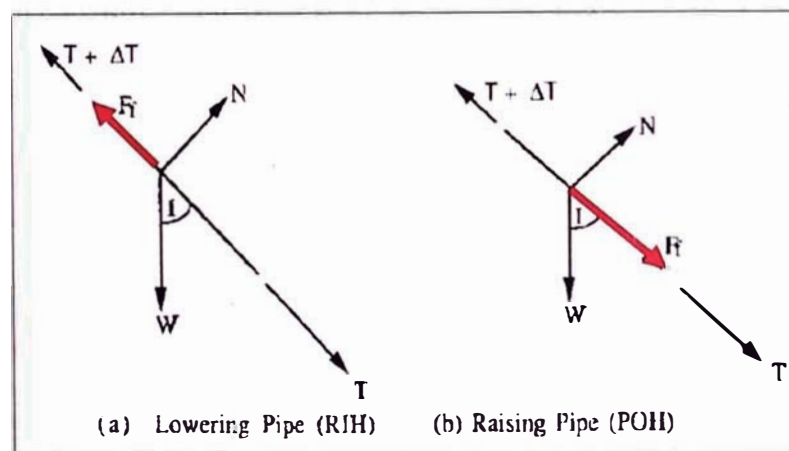


Figura 19(Diagrama de Cuerpo Libre)

Fuerza de Fricción,

$$F_f = \mu \cdot N = \mu \cdot W \cdot \text{Sen}(I)$$

Donde $0 < \mu < 1$, μ es el coeficiente de fricción.

Usualmente este valor del coeficiente de fricción oscila:

$$0.15 > \mu > 0.45$$

Dependiendo de la operación que se este llevando a cabo.

Bajando Tubería:

$$\Delta T = W \cdot \cos(I) - F_f$$

$$\Delta T = W \cdot \cos(I) - \mu \cdot W \cdot \sin(I)$$

Sacando Tubería:

$$\Delta T = W \cdot \cos(I) + F_f$$

$$\Delta T = W \cdot \cos(I) + \mu \cdot W \cdot \sin(I)$$

- El Torque para rotar la tubería en estas condiciones viene dado por:

$$T = F_f \cdot d/24$$

$$T = \mu \cdot N \cdot d/24 = \mu \cdot W \cdot \sin(I) \cdot d/24$$

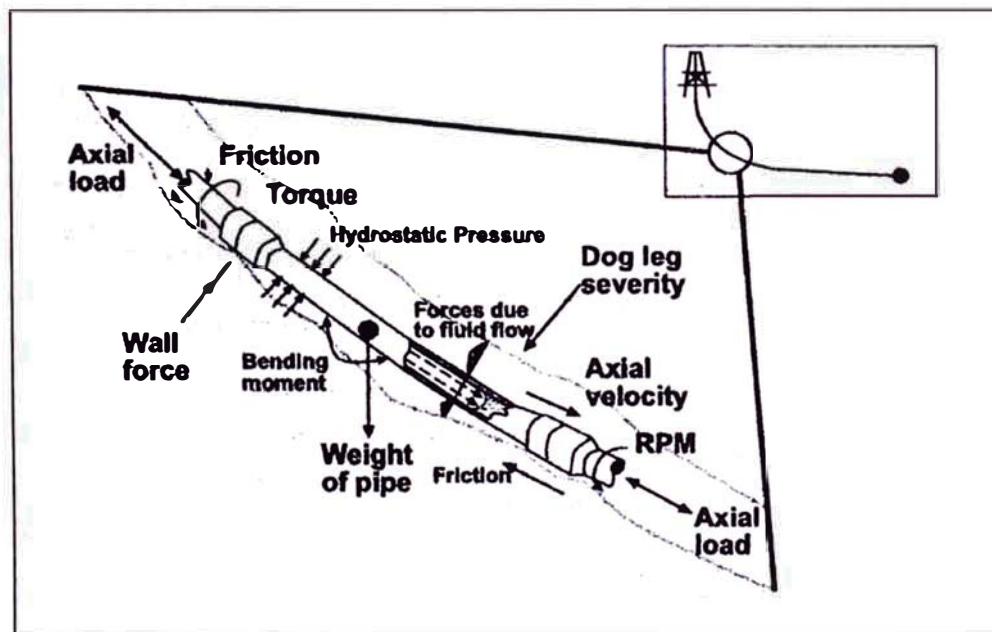


Figura 20(Fuerzas que afectan a la tubería en el pozo)

Factor de Fricción

Tipo de Lodo	Coefficiente de fricción del Revestidor	Coefficiente de fricción del Hoyo Abierto
Aire	0.35 – 0.55	0.40 – 0.60
Espuma	0.30 – 0.40	0.35– 0.55

Lignosulfonato	0.20 – 0.25	0.20 – 0.30
Polímero	0.15 – 0.22	0.20 – 0.30
Base Aceite	0.10 – 0.20	0.15 – 0.20

Tabla 1

Otros Factores:

Cama de Cortes

Ojo de Llave

Pega Diferencial

Severidad de la Pata de Perro

3.1 Características del Pandeo de la Tubería

Ninguna fuerza lateral adicional debido al pandeo.

Fuerzas Laterales adicionales son creadas debido al incremento en el área de contacto entre el hoyo y la sarta de trabajo.

Lock-up Helicoidal.

El movimiento axial no es posible.

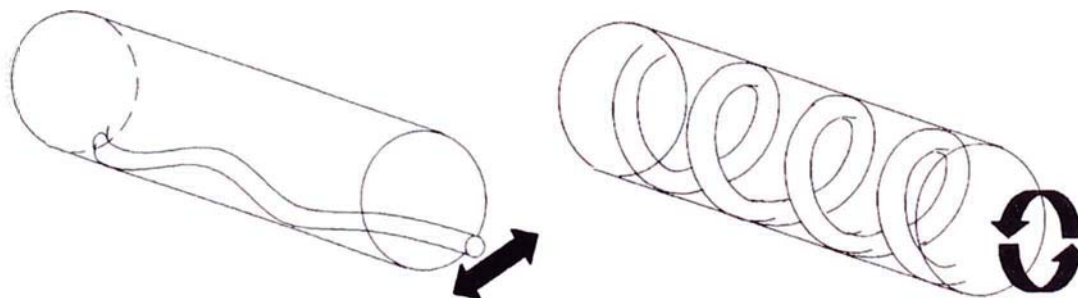


Figura 21(Pandco de la tubería)

Si la tubería es rotada mientras esta pandeada habrá riesgo de fatiga de la misma.

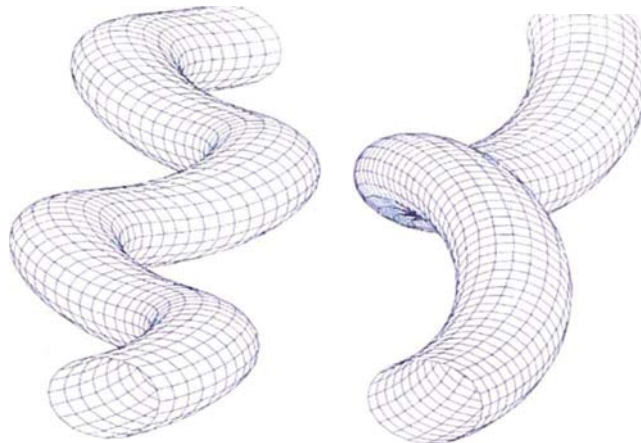


Figura 22(Diagrama en 3D de la fatiga de la tubería)

3.1.1 Características del Pandeo de la Tubería – Sinusoidal

Ocurre de una manera gradual mientras la tubería de perforación es puesta en compresión.

La eficiencia con la que el peso es transmitido a la mecha se ve desmejorada.

La perforación en modo deslizamiento se vuelve mas problemática y difícil.

La mecha tendrá tendencia a vibrar axialmente.

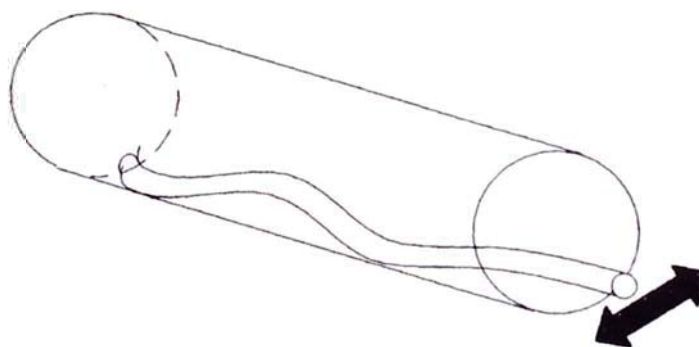


Figura 23(Pandeo Sinusoidal)

3.1.2 Características del Pandeo de la Tubería - Helicoidal

El pandeo Helicoidal ocurre de repente.

La tubería se adhiere a las paredes del hoyo.

Se evita cuando se rota la tubería.

Evitar rotar la tubería cuando se esta en presencia de este tipo de pandeo.

Peligro inminente de fatiga de la tubería.

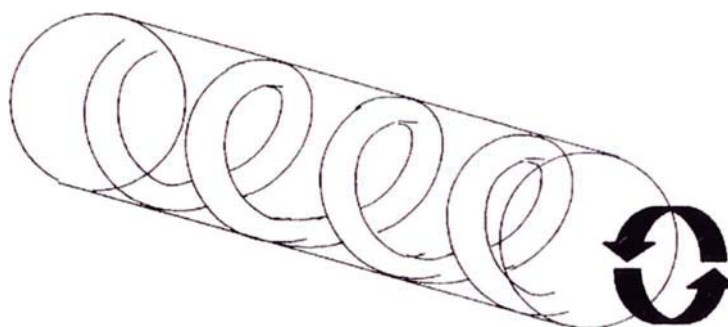


Figura 24(Pandeo Helicoidal)

3.2 Fuerzas de Contacto entre la Sarta y Hoyo

Las fuerzas de contactos entre la sarta y el hoyo pueden producirse son de tres tipos básicamente:

- Peso de la Sarta (W_n)
- Tensión de la Sarta (F_c) ($F_c = T \times \text{Curvatura de la sarta}$)
- Rigidez de la Sarta (F_b)

La suma de estas fuerzas sería la fuerza total:

$$F = -W_n + F_c + F_b$$

3.3 Métodos Tradicionales de Reducción de Torque y Arrastre

Los métodos tradicionales de reducir el Torque, el Arrastre en el pozo cuando se esta perforando direccionalmente ya sea por rotación o deslizando son los siguientes:

- a) Optimizando la trayectoria del pozo: Cambiando el Perfil del Pozo para minimizar Torque y Arrastre.
- b) Fluido de Perforación: Inclusión de Lubricantes al fluido.
- c) Sarta de Perforación: Disminuir el peso de la sarta.

3.3.1 Métodos de Reducción de Torque y Arrastre – Perforando

Aplicación	Hoyo Revestido	Hoyo Abierto	Método	Reducción de Fricción
Protectores Rotativos de DP	Si	No	Reduce el coeficiente de Fricción	0 - 15%
Protectores No Rotativos de DP	Si	No	Reduce el Radio de Giro	0 - 30%
Substitutos: Cojinetes/Rodillos	Si	Si	Combinación de la acción de los rodillos junto a la camisa de cojinetes	0 - 60 %
Substitutos: Limpieza de Hoyo	Si	Si	Asistencia de limpieza del hoyo	0 - 25 %
Lubricantes	Si	Si	Reduce el coeficiente de Fricción	0 - 50 %
Subs Lubricantes	Si	Si	Combinación	0 - 60 %
PNR + Lubricantes	Si	Si	Combinación	0 - 27 %

Tabla 2

3.3.2 Métodos de Reducción de Torque y Arrastre – Casing

Aplicación	Hoyo Revestido	Hoyo Abierto	Método	Reducción de Fricción
Centralizadores No Rotativos	Si	Si	Reduce el radio de giro y mejora el Standoff	0 - 30 %

Centralizadores con Rodillos	Si	Si	Reduce el radio de giro, mejora el Standoff y adicionalmente la acción de los rodillos	0 - 40%
Lubricantes	Si	Si	Reduce el coeficiente de fricción	0 - 15 %

Tabla 3

CAPÍTULO 4 FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA TÉCNICA A UTILIZAR

Utilizaremos una herramienta llamada LoTAD, la cual ayuda a resolver problemas de perforación como alto torque y arrastre las cuales en algunos casos imposibilitan la continuación de la perforación, también es útil cuando nos topamos con formaciones sub-presurizadas las cuales pueden causar pega diferencial, también cuando se perfora en modo Sliding (Deslizamiento sin rotación) para evitar el desgaste del revestidor, su uso da un bajo torque y arrastre y la instalación de la herramienta es simple y sencilla. (Ver figura 25 en el último capítulo “Anexos”)

4.1 Componentes del LoTAD

Los componentes del LoTAD son el Drill Pipe Sub, los Rollers, el Bearing Sleeves y los Roller Pods.

4.1.1 Drill Pipe Sub

Está diseñada para que sea parte de la sarta de perforación y se acopla en la sarta de perforación (entre drill pipe y drill pipe), cumple con las especificaciones API, la superficie de los LoTaD son de un material duro para resistir el desgaste y prolongar su vida útil. (Ver figura 26).

4.1.2 Rollers

O simplemente rodillos, es un material diseñado para reducir el desgaste y prolongar el tiempo de servicio. Los rodillos están diseñados con una hombrera de seguridad para que las mantenga en su lugar en caso de que el eje no lo haga. (Ver figura 26)

4.1.3 Bearing Sleeves

Es una camisa, cuya superficie de bajo coeficiente de fricción, reduce el torque absorbiendo el desgaste de las piezas giratorias, es resistente a los fluidos de perforación y puede soportar altas temperaturas. (Ver figura 26)

4.1.4 Six Roller Pods

Seis juegos de rodillos se encuentran equidistantes en la parte superior e inferior de la herramienta para reducir al mínimo las restricciones del flujo y para proporcionar una mejor superficie de contacto los rodillos que se encuentran en la superficie están separados 60° desfasados uno del otro. (Ver figura 26)

4.2 LoTAD Reductor de Torque

Analizaremos la ecuación de torque, se demostrara matemáticamente la reducción de dicho valor con el uso del LoTAD.

Graficamos una tubería de perforación simple

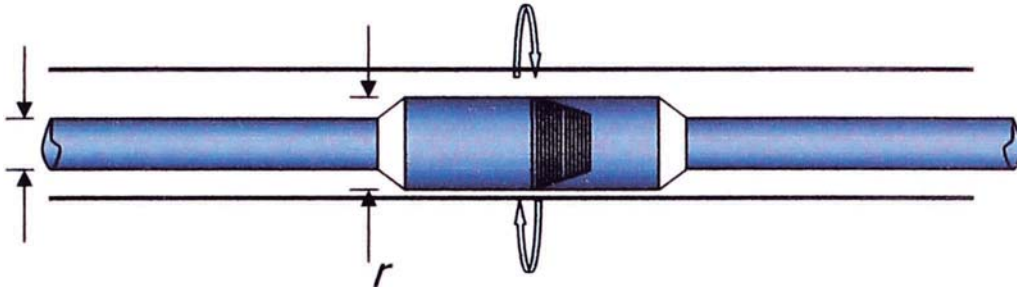


Figura 27(Tubería de Perforación)

El Torque esta definido por:

$$\tau = F_N \times r \times \mu \times \frac{|A|}{|V|}$$

Donde:

F_N = Fuerza Normal.

r = Radio de Giro.

μ = Coeficiente de Fricción.

A = Velocidad Angular = diámetro. Π . Rpm/60.

V = Velocidad Resultante.

En condiciones estáticas se cumple:

$$\frac{|A|}{|V|} = 1$$

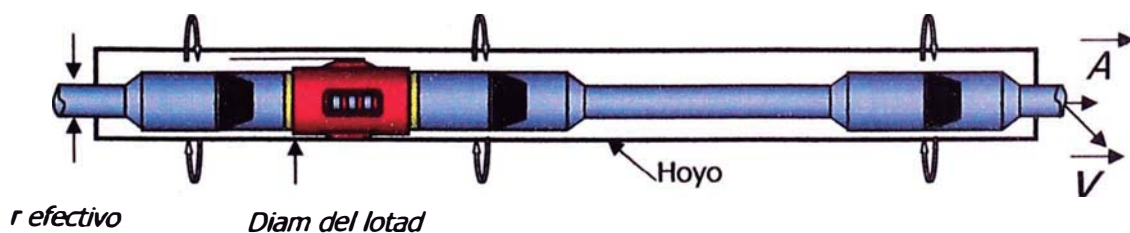


Figura 28(Gráfica a condiciones estáticas)

El LoTAD tiene un diámetro externo mayor en toda la sarta por tanto es la primera superficie de contacto con la pared del hoyo del Tool Joint del Drill Pipe, la sarta de perforación (drill string) rotará a través del mandril del LoTAD durante la perforación rotacional (perforando). La única fricción torsional en la sarta será generada entre la camisa de polímero y el cuerpo del LoTAD, como resultado, “r”, del diámetro externo del tool joint en la fórmula del cálculo del torque es reemplazado por el radio efectivo de giro “r efectivo” el cual corresponde al diámetro externo del cuerpo del Drill Pipe, al mismo tiempo, el factor de fricción fue reemplazado con el factor de fricción entre la camisa de polímero y el cuerpo del LoTAD el cual tiene un factor de fricción más bajo (0.09)

Torque sin LoTADs

$$\tau = F_N \times r \times \mu \times \frac{|A|}{|V|}$$

Considerando condiciones estáticas

$$\tau = F_N \times r \times \mu$$

Considere un DP de 5” donde $r = 6 \frac{5}{8}'' / 2$ (tool joint)

$$\tau = F_N \times 3.3125 \times \mu$$

Considere un $\mu = .25$ en hoyo revestido

$$\tau = F_N \times 3.3125 \times .25$$

$$\tau = F_N \times 0.828$$

El Torque será igual a 0.828 la Fuerza Normal

Torque con LoTADs

$$\tau = F_N \times r \times \mu \times \frac{|A|}{|V|}$$

Considerando condiciones estáticas

$$\tau = F_N \times r \times \mu$$

Debido a que estamos utilizando el LoTAD el radio será el radio efectivo del cuerpo del DP de 5"

$$\tau = F_N \times 2.5 \times \mu$$

El coeficiente de Fricción será entre la camisa de polímero y el mandril el cual es

$$\mu = 0.09$$

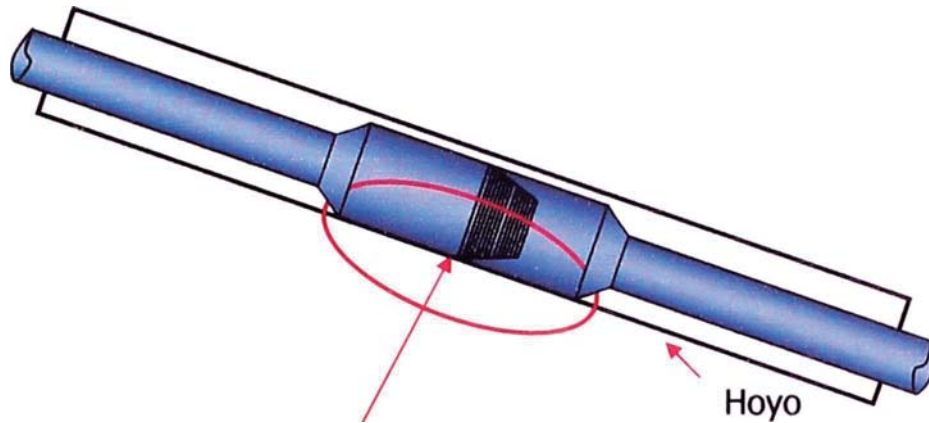
$$\tau = F_N \times 2.5 \times 0.09$$

$$\tau = F_N \times 0.225$$

El Torque será igual a 0.225 de la Fuerza Normal.

Comparando con el torque anterior 0.828 la Fuerza Normal el torque es reducido al menos en 73% del Torque original.

4.3 LoTAD Reductor del Arrastre



Superficie de Contacto (Donde se produce el arrastre)

Figura 29(Contacto entre la tubería de perforación y tubería de revestimiento)

El Arrastre es producido por el contacto entre la superficie de contacto y el hoyo.

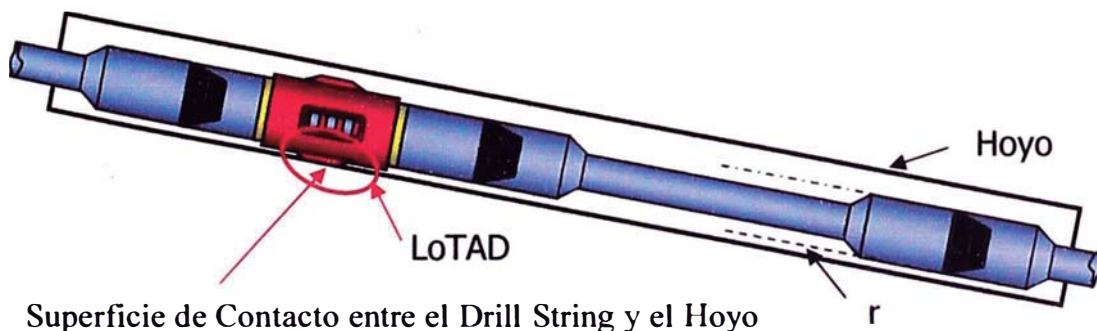


Figura 30(Contacto entre el Lotad y la tubería de revestimiento)

La superficie de contacto es reducida utilizando el LoTAD, el rodillo de la herramienta será el contacto del Drill Pipe o drill string entonces la superficie de contacto es reducido de la superficie del Tool Joint a la superficie del rodillo.

$$F_D = F_N \times \mu \times \frac{|T|}{|V|}$$

4.4 LoTAD Reductor de Pega Diferencial

Minimizando el área de contacto se reduce la tendencia a presentar Pega por Presión Diferencial.

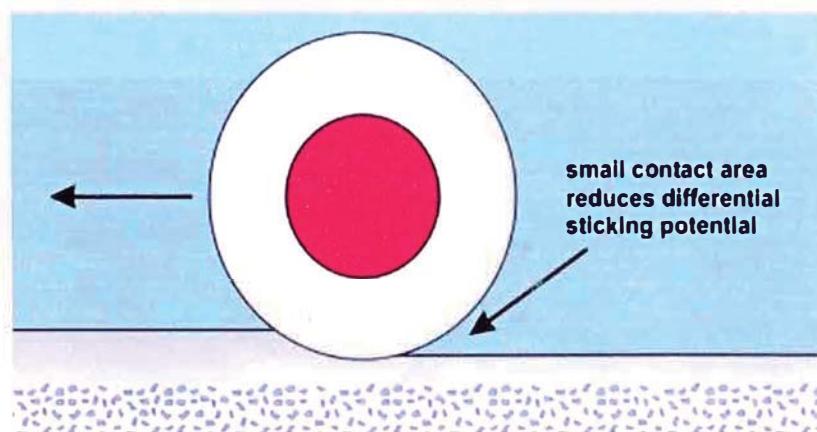


Figura 31(Reducción del área de contacto)

Ahora veremos una herramienta que la empresa Western Well Tool (WWT) ha desarrollado para minimizar el torque y el arrastre.

4.5 Protector No Rotativo

El protector no rotativo o “Non Rotating Protectors” (NRP), es una herramienta que ha desarrollado la empresa Western Well Tool para los problemas referidos al torque y arrastre. Los detalles de la herramienta pasaremos a describir a continuación.

Provee una reducción en el torque.

Minimiza el desgaste del casing.

Disminución del arrastre.

Disminuye la fricción por pandeo de la sarta de perforación.

Mejora el ROP

Reduce el stress de la sarta de perforación, el Top Drive y los equipos de superficie.

Reduce la vibración de la sarta de perforación.

Disminución de la necesidad de costosos aditivos para el lodo de perforación.

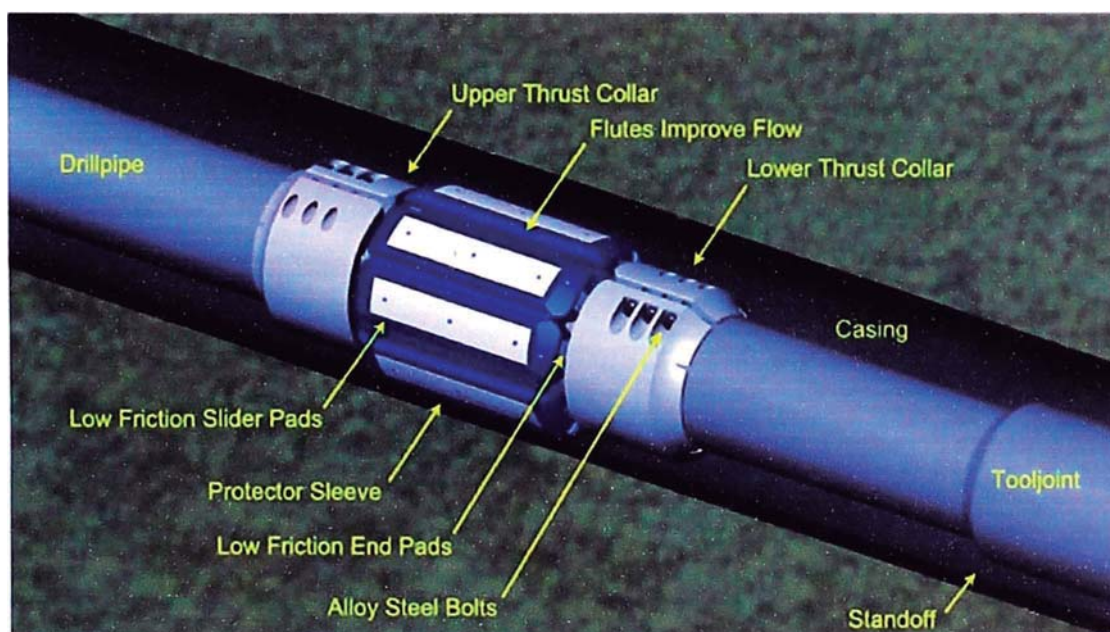


Figura 32(Protectores No Rotativos)

Ahora pasaremos a comparar la herramienta NRP con el LoTAD para ver cual de las dos es más eficiente.

4.6 Hidráulica asociada al LoTAD

Comparación de la dinámica y efectos de caída de presión, se dan las condiciones de operación del LoTAD.

Condiciones de operación del LoTAD

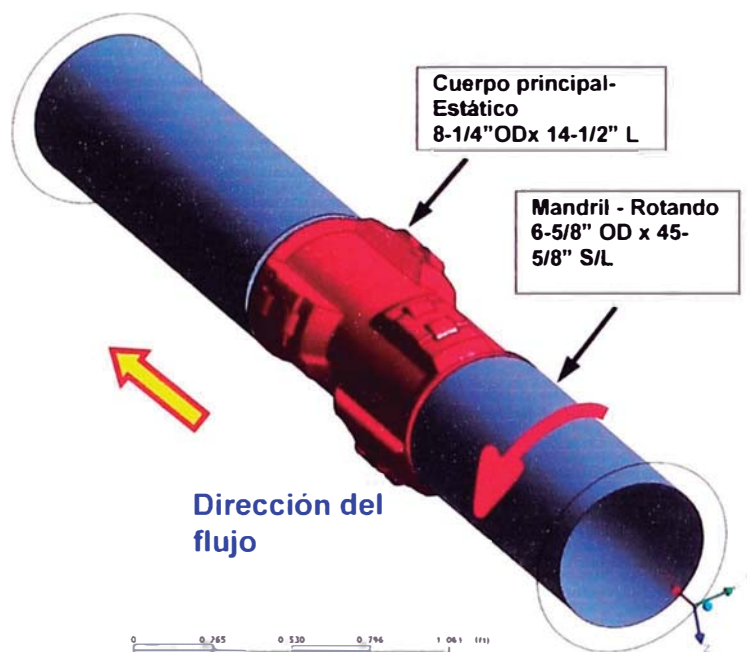


Figura 33(Simulación del Lotad)

Caída de Presión asociada al LoTAD

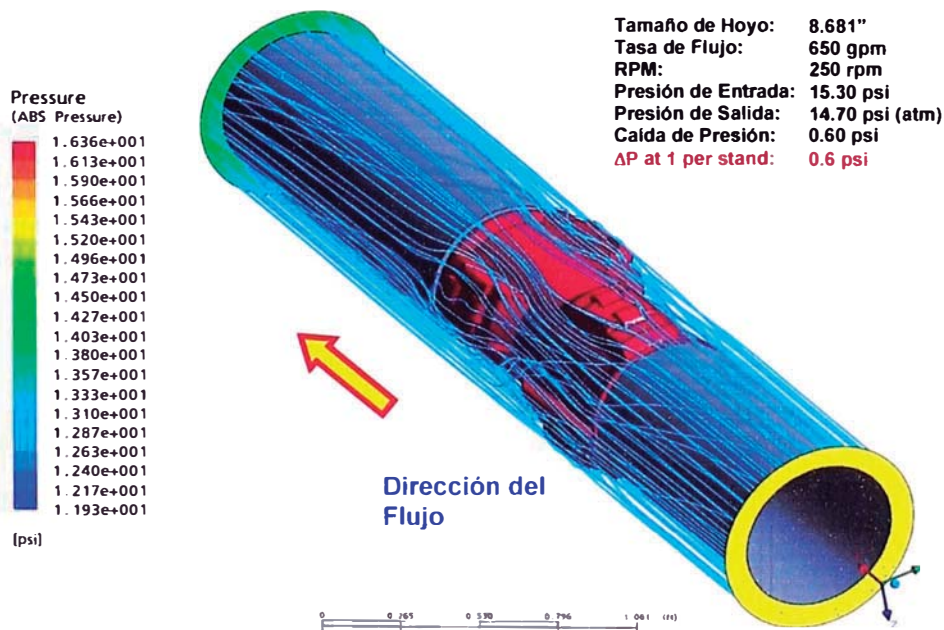


Figura 34(Simulación en Pozo)

Condiciones de operación del Protector no Rotativo. 5" x 7-1/4" WWT

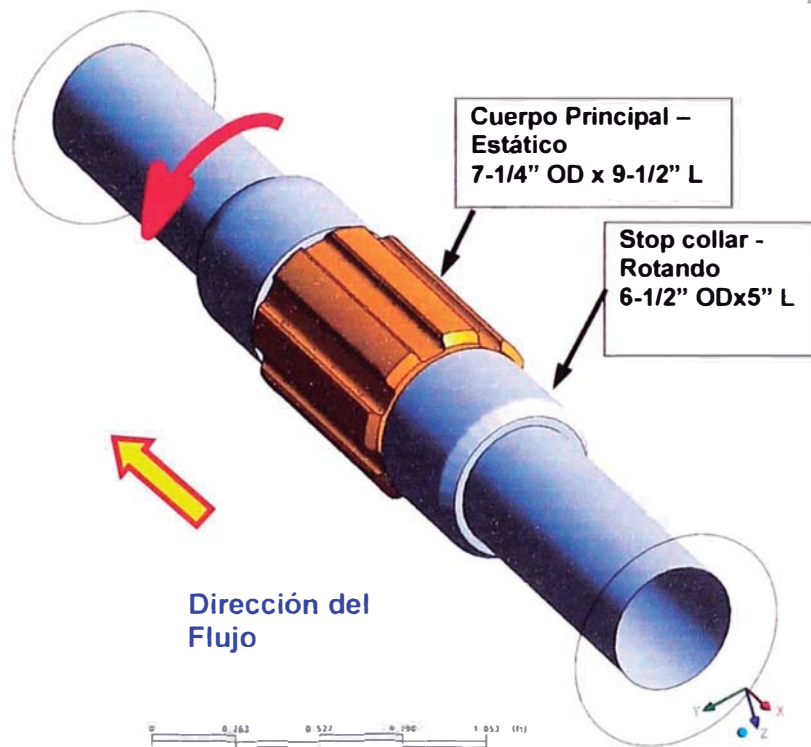


Figura 35(Simulación del Protector no Rotativo)

5" x 7-1/4" WWT – Caída de Presión

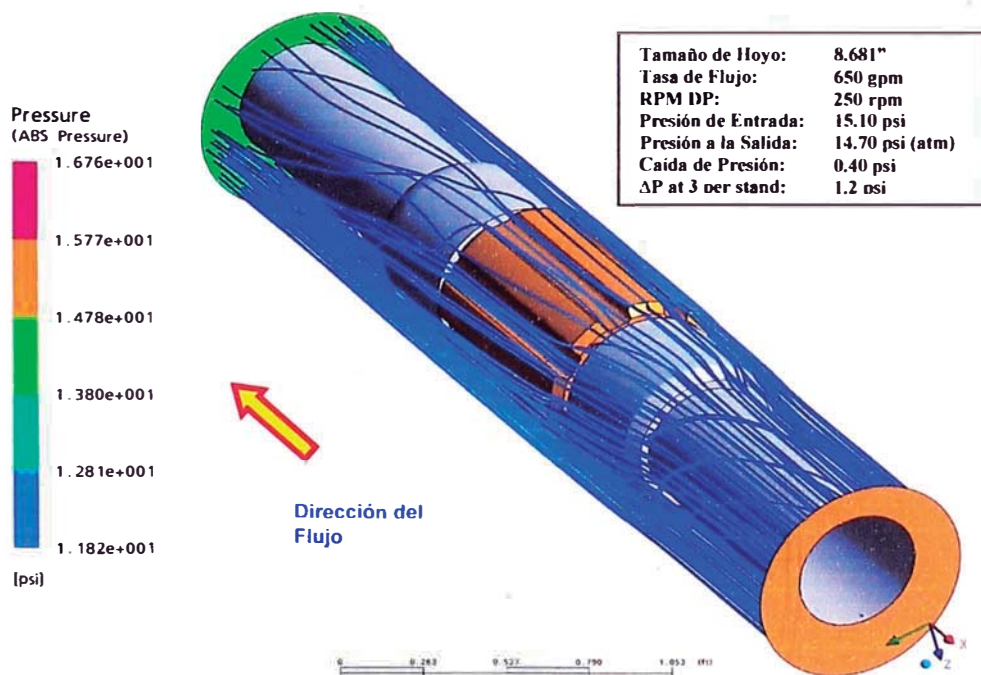


Figura 36(Simulación en pozo)

Comparación de la Caída de Presión

Un LoTAD por Stand a 0.6 psi cada uno = 0.6 psi



Figura 37(Lotad en la tubería de perforación)

3 WWTs Por Stand a 0.4 psi cada uno = 1.2 psi



Figura 38(Protectores no rotativos en la tubería de perforación)

Por la pruebas hechas vemos que hay mas perdida de presión con la herramienta WWT que con los LoTAD por lo que hay una mayor eficiencia y mejor desempeño en la perforación con el uso de los LoTAD.

CAPÍTULO 5 HERRAMIENTA LOTAD

El LoTAD es mucho más que una simple herramienta o complemento de la sarta de perforación para reducir el torque y el arrastre es un completo sistema que logra reducir el torque y el arrastre además que funciona independientemente del lodo de perforación (completación).

Gracias a la reducción del área de contacto de la tubería de perforación con la tubería de revestimiento y la pared del pozo debido a los rodillos la pega o atascamiento diferencial por condiciones de pozo sub_presurizadas se hace mínima.

El uso de los LOTAD se da en la mayoría de los pozos de alcance extendido donde los valores del torque y arrastre son muy altos y el desgaste de la tubería de revestimiento, la rosca de unión y peligro de atascamiento diferencial es muy probable, y gracias a estas herramientas se optimiza el control direccional la tasa de penetración (ROP) y la limpieza del hoyo.

5.1 Componentes del LoTAD

Esta herramienta esta compuesta por un Bearing Sleeve, un Body Casting, Rollers, Box Connection, Pin Connection, y su ubicación es como se muestra en la figura

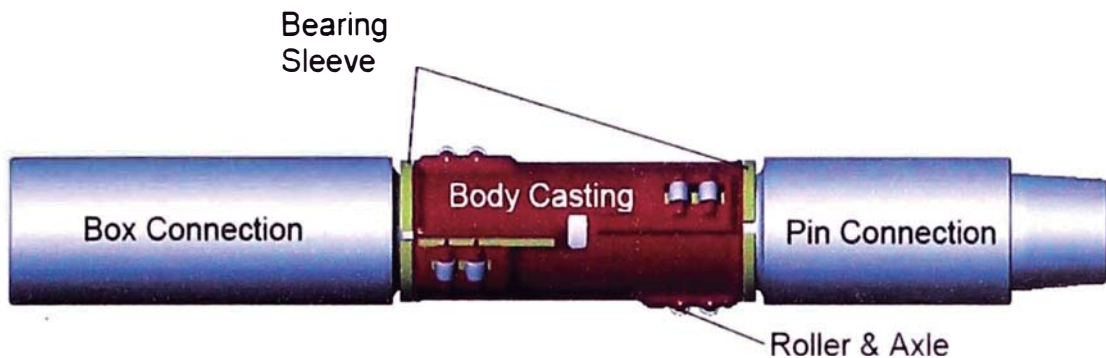


Figura 39(Gráfico del LoTAD)

Los LoTAD logran su mejor desempeño cuando:

- La reducción del torque y/o arrastre es sumamente importante cuando se construyan pozos con altos ángulos, horizontales y de alcance extendido.
- Cuando consideraciones de costos prohíban el uso de lodos a base de aceite.
- Nos topamos con formaciones sub-presurizadas podrían causar el atascamiento por pega diferencial.
- Se requiera el desempeño óptimo de perforación de deslizamiento.
- Cuando el desgaste de la tubería de revestimiento o de roscas de unión o daños por calor representen un problema.
- Cuando los altos costos de arrendamiento, pérdidas en el hoyo o daños sin reparación no permitan el uso de sistemas dirigibles por perforación rotativa.
- Se realizará el “Geosteering” (una actividad que puede crear problemas severos de torsión y arrastre).

5.2 Características de los LoTAD

- Baja torsión proporcionada por camisas de cojinetes de polímeros cuyo coeficiente de fricción es muy baja (0,09).

- Bajo arrastre axial proporcionado por rodillos.
- Operación mejorada en hoyos entubados y abiertos con una camisa resistente a la erosión y no giratoria.
- Construcción sencilla reduce la posibilidad de fallas.
- Área de contacto reducida de rodillo reduce atascamiento diferencial.
- El “stand-off” de la herramienta reduce el desgaste el calor y permite mejor limpieza del hoyo.
- Sistema de contención cautiva de eje/rodillo reduce el riesgo de daños o chatarra dejada en el pozo.
- La instalación es sencilla y el servicio requiere herramientas de mano comunes.
- Desempeño mejorado de perforación direccional lo hace posible exceder las especificaciones originales de perforación.
- Desempeño de reducción de torsión mejora la capa protectora de cemento para revestidores rotativos.
- Materiales de construcción de alta calidad mejoran las capacidades en altas presiones y altas temperaturas.

5.3 Especificaciones Técnicas

Ahora mostraremos una descripción mas detallada de la parte interna de un LOTAD de 3 ½”. Las longitudes que se muestran están en pulgadas.

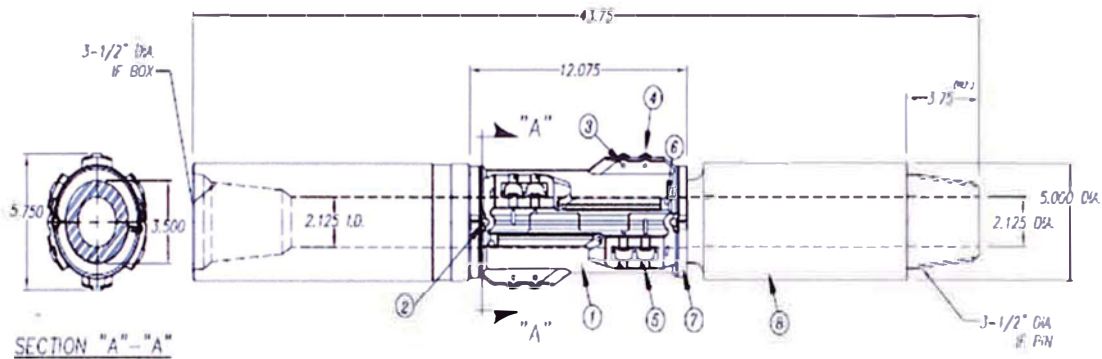


Figura 40(Longitudes del LoTAD)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	MATERIAL
1	Cuerpo centralizador	Duplex Stainless Stell
2	Bullets Hinge (Viñetas, Bisagra)	316 Stainless Stell
3	Axle (Eje)	4140 Stell
4	Roller (Rodillo)	4140 Stell
5	Coiled Spring pin 3/16" x 3/4" Long	316 Stainless Stell
6	Coiled Spring pin 3/16" x 1" Long	316 Stainless Stell
7	Bearing Sleeves	Nylon Composite
8	Pin Conexión	4145 H MOD. 120 min. Yield

Tabla 4

Máximo fuerza de torque: 26 500ft.lbs

Máximo tensión: 638 000lbs

Equivalente en grado: S135

En este gráfico se muestra otro LOTAD de 4 1/2" en otro ángulo en donde se muestran las dimensiones internas.

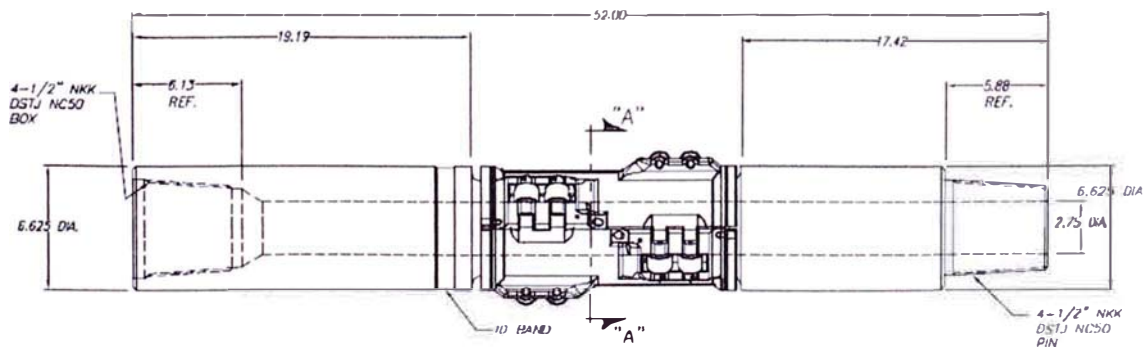


Figura 41(Longitudes del LoTAD)

Ver figura 42 (sección transversal de la herramienta)

Máxima fuerza de torque NC 50: 31 800ft.lbs

Máxima tensión: 712 100lbs

Este es un LOTAD de 5 ½" es de mayor dimensión que los anteriores

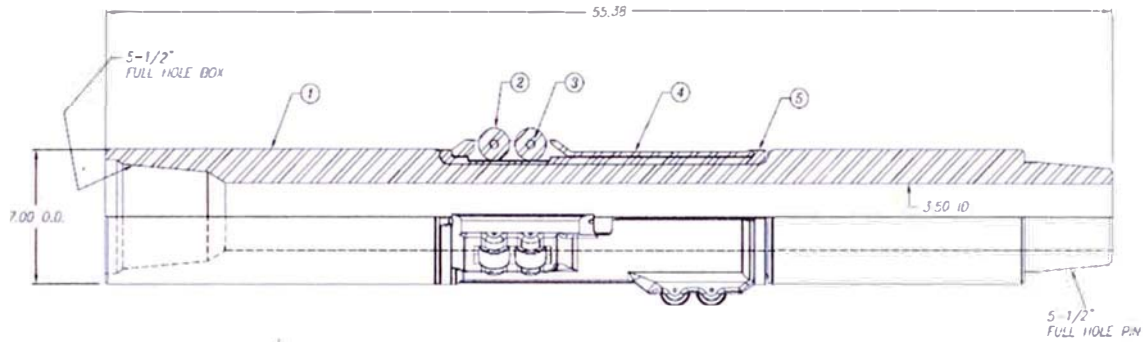


Figura 43(Longitudes del LoTAD)

Ver figura 44 (sección transversal de la herramienta)

Ítem	Cantidad	Descripción
1	1	LOTAD drill pipe centralizador
2	12	Roller (Rodillos)
3	12	Roller Axle (eje de rodillos)
4	2	Body Casting (Cuerpo de LOTAD no rotatorio)
5	2	Bearing Sleeve
6	2	Lock Pin

Tabla 5

CAPÍTULO 6 RESULTADOS

En esta parte se estudiará los resultados que se obtuvieron del uso de los Lotad en tres campos de petróleo empezaremos por la empresa petrolera Petrotech.

6.1 Análisis de Torque y Arrastre en la Empresa Petrolera Petrotech

6.1.1 Datos de Pozo (1° Etapa)

Pozo: ES1-3XD Following

Rev #6

Perforación fase 8 ½”

País: Perú

Datos del Pozo ES1-3XD

PDC Bit

DESCRIPCIÓN		
Well Profile		Casing 9 5/8” 43.5 ppf, N80; @ 5050 ft MD Open Hole 8 ½” @ 7100 ft MD
Drill String	Drill Pipe	5”, 19.5 ppf, NC-50, TJ 6 5/8” x 2 ¾”
Mud Weight	Water Base Mud	10.7 lpg
Pump Rate*		450 gpm
WOB		5/7 kips Rotating on Bottom/Slide Drilling
Back reaming*		7 kips
Torque @ bit*		2000 ft. l.b (Mecha PDC)
Block Weight*		12 kips

Tripping Speed*	Tripping in /out	45 ft / min
Friction Factor*	Cased Hole	0.33
	Open Hole	0.38

Tabla 6

Diseño de Casing

Sección	Medida	Casing	Profundidad
Previous Casing	9 5/8"	43.5 ppf, N80	0 – 5050 ft
Open Hole	8 1/2"		5050 – 7100 ft

Tabla 7

Se encontró el pozo con limitaciones de torque en el Top Drive (8 Líneas), a 6200ft, el registro un torque mayor a 15 000ft.lbs, provocando que la rotaria se detenga, lo que impidió continuar perforando. Se movilizaron 25 lotad's hacia la plataforma, de los cuales fueron ubicados 23 inicialmente en el tally de perforación entre 700ft y 2950ft, lo que nos permitió perforar hasta 7100ft.

Se perforo la fase de 8 1/2" a la profundidad de 7100ft con parámetros de perforación de 70 RPM, 450 gpm y 5/7 klbs de WOB, con una densidad de lodo de 10.7 ppg.

6.1.2 Perfil del Pozo a la profundidad de 7100 ft :

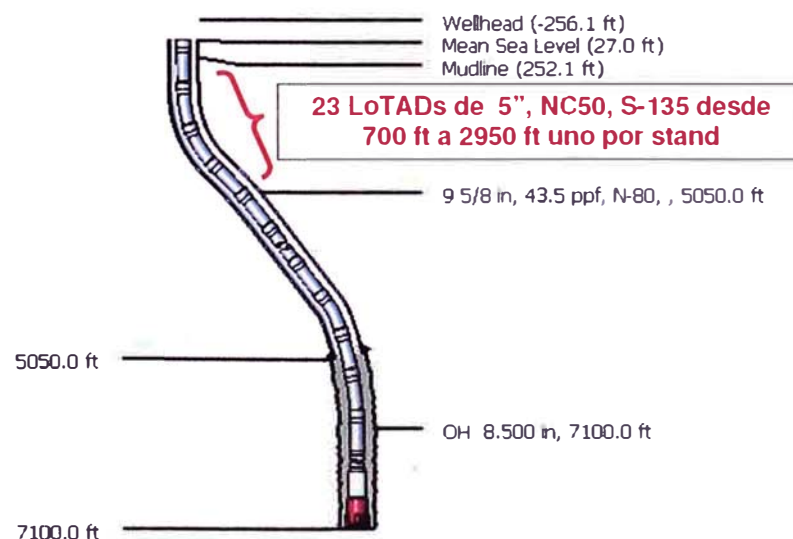


Figura 46(Perfil del Pozo)

Ver figuras 47,48 y 49 donde se muestran gráficos de la severidad de construcción, el perfil del pozo en 3D.

6.1.3 Gráfico de Fuerzas Laterales

Perforando sin LoTADs – Rotando

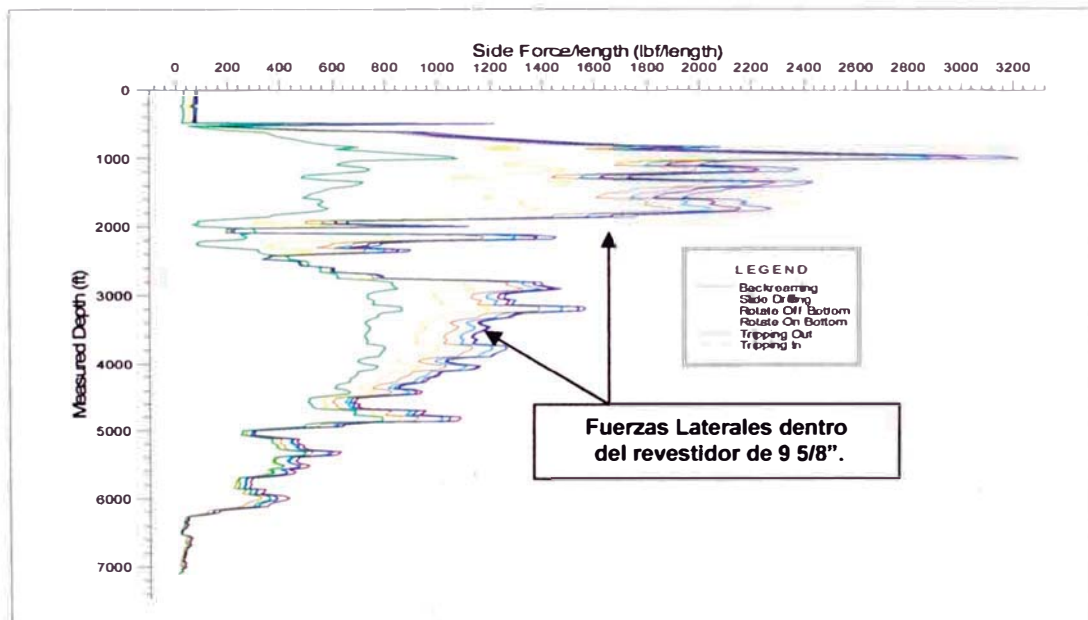


Figura 50(Fuerzas Laterales)

De acuerdo al análisis de fuerzas laterales, se encontraron las mayores fuerzas laterales en dos intervalos, entre 700ft y 2000ft en la zona de construcción del ángulo y entre 2800ft y 4000ft en la sección de caída del ángulo, dichas fuerzas laterales son las que producen los altos “Dog Legs Severity” (desviaciones de pozo de forma de una pata de perro), generando desgaste en el revestidor de 9 5/8”.

Con la ubicación de 23 lotad’s se protegió del desgaste al casing en la zona de construcción de ángulo, reduciendo el torque de perforación y el arrastre.

Gráficos de Torques en Profundidad

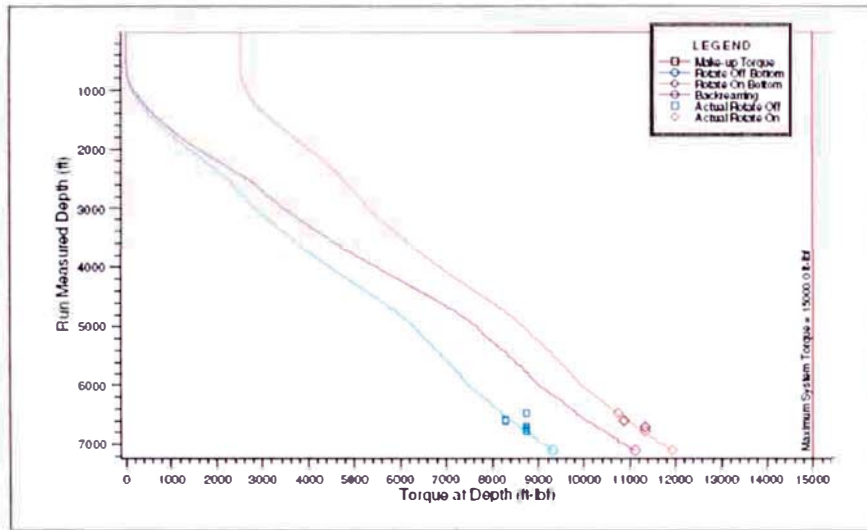


Figura 51(Torques en profundidad)

Los puntos discretos representan los valores reales de torque medidos con 23 lotad's en la sarta. Las líneas continuas son el ajuste del torque para cada caso, con los valores estimados de factores de fricción para esta sección perforada.

De esta manera a 7100ft los torques serán:

Torque perforando (On Bottom) = 12 000ft.lbf

Torque fuera de fondo (Off Bottom) = 9 400ft.lbf

Comparando los Torques Rotate On y Off

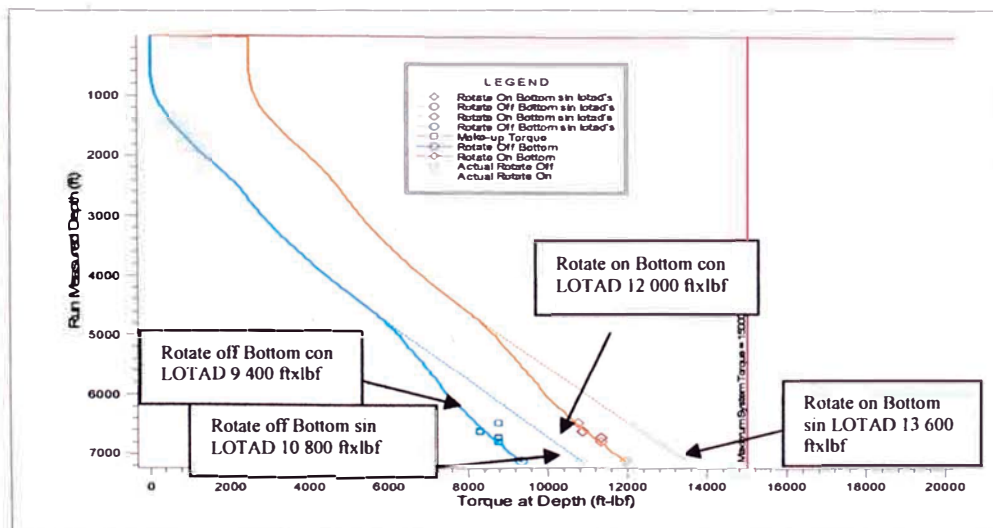


Figura 52(Comparación de Torques)

Torque On Bottom con 23 Lotad's = 12 000 ft·lbf

Torque On Bottom sin lotad's = 13 600 ft·lbf

Porcentaje de Reducción de Torque con 23 Lotad's: 12%

Torque Off Bottom con 23 lotad's = 9 400 ft·lbf

Torque Off Bottom sin lotad's = 10 800 ft·lbf

Porcentaje de Reducción de Torque con 23 Lotad's: 13%

Comparando los Torques Backreaming con y sin Lotad

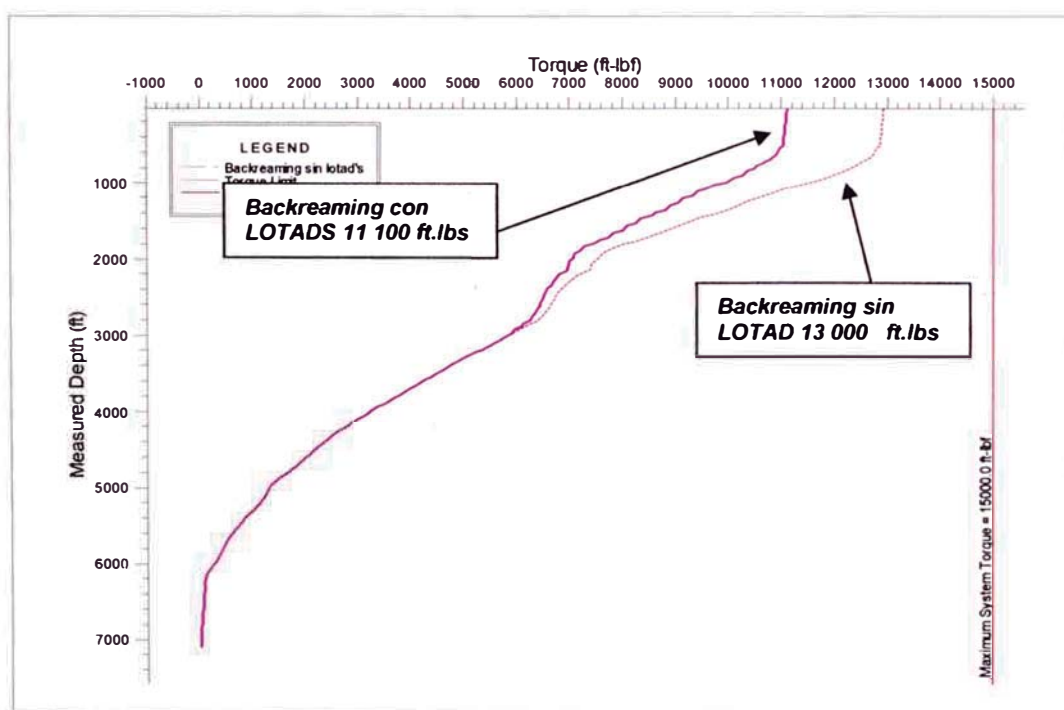


Figura 53(Torque Backreaming)

Torque Backreaming con 23 LoTAD's = 11 100ft.lbs

Torque Backreaming sin 23 LoTAD's = 13 000ft.lbs

Porcentaje de Reducción de Torque con 23 Lotad's: 15%

6.1.4 Valores de Peso en el Gancho

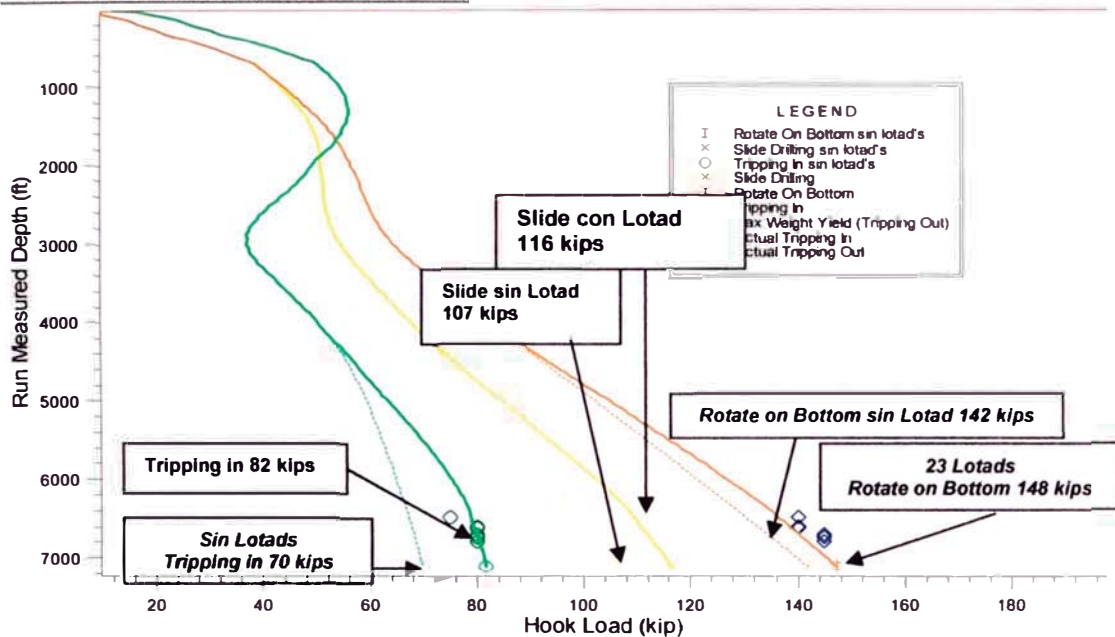


Figura 54(Pesos en el Gancho)

Los valores estimados de pesos en el gancho respecto de los datos reales no permite hacer el ajuste de los factores de fricción para este intervalo perforado.

Pesos en el gancho (Rotate on Bottom): 148 kips

Pesos en el gancho (Tripping In): 82 kips

Pesos en el gancho sin lotad's (Trippin in): 70 kips

Mejora de peso disponible en el gancho: 17 %

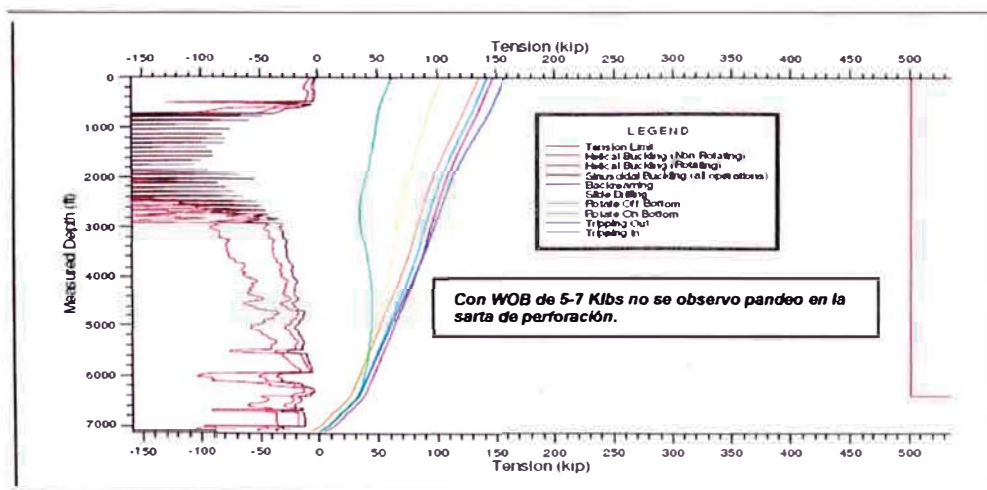


Figura 55(Tensión en la Sarta)

Con pesos sobre la broca en 5/7 klbs durante la perforación, no se observaron tendencias de pandeo en la sarta por lo que no hubo problemas para perforar hasta el tope del paleozoico. Factores de Fricción estimados para la profundidad de 7100ft para la fase de 8 1/2"

CHFF: 0.33 OHFF: 0.38

6.1.5 Resultados sin y con 23 LoTADs

Torques (FtxLbs)	Sin Lotads	con Lotads	% de Reducción
Rotate on Bottom	13 600	12 000	12%
Backreaming	13 000	11 100	15%

Load(Kip)	Sin Lotads	Con Lotads	% de Reducción
Tipping Out	150	150	-

Load(Kip)	Sin Lotads	Con Lotads	% de Mejora
Slide Drilling	108	116	8%
Rotating On Bottom	144	150	4%

Tabla 8

CHFF= 0.33 OHFF= 0.38 WOB= 5-7 KLbs

6.1.6 Datos del Pozo 2° Etapa

Sección perforada de 7100ft a 7400ft

DESCRIPCIÓN		
Well Profile		Casing 9 5/8" 43.5 ppf, N80; @ 5050 ft MD Open Hole 8 1/2" @ 7400 ft MD
Drill String	Drill Pipe	5", 19.5 ppf, NC-50, TJ 6 5/8" x 2 3/4"
Mud Weight	Water Base Mud	10.7 lpg
Pump Rate*		450 gpm
WOB		20/28 kips Rotating on Bottom/Slide Drilling
Back reaming*		20 kips
Torque @ bit*		2000 ft. Lb (Broca Triconica)
Block Weight*		12 kips

Tripping Speed*	Tripping in /out	45 ft / min
Friction Factor*	Cased Hole	0.33
	Open Hole	0.41

Tabla 9

Diseño de Casing

Sección	Medida	Casing	Profundidad
Previous Casing	9 5/8"	43.5 ppf, N80	0 – 5050 ft
Open Hole	8 1/2"		5050 – 7400 ft

Tabla 10

Para esta sección se realizó el cambio de broca PDC por una Broca Tricónica de insertos, con parámetros de 10.7 ppg de lodo, 450 GPM, y un WOB entre 20/28klbs. Cambiando al BHA con motor de fondo a cero grados.

Para este intervalo a perforar se considero, conectar en la sarta 31 lotad's, con la finalidad de proteger al casing de desgaste, así como también proporcionar una mejora en la reducción de torque.

Gráfico de Tensión Efectiva

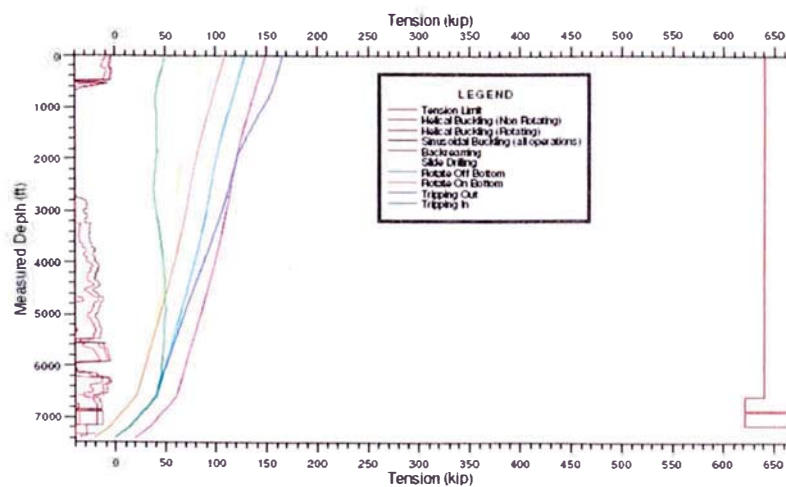


Figura 56 (Tensión efectiva)

Proporcionándole pesos sobre la broca entre 20 y 28 klbs, registramos que no existe

riesgo de pandeo de la tubería a medida que se esta perforando.

6.1.7 Perfil del Pozo a 7400 ft

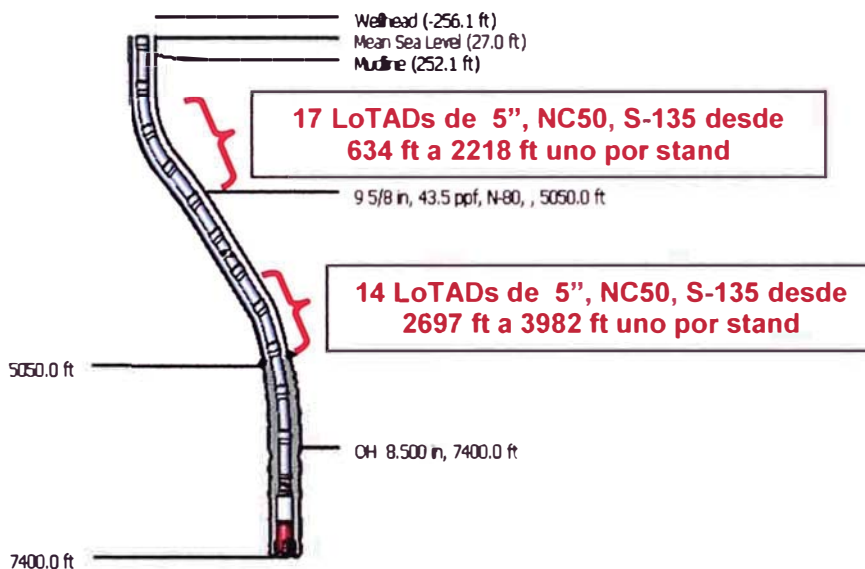


Figura 57(Perfil del Pozo)

6.1.8 Gráfico de Torque Perforando sin LoTADs y con LoTADs

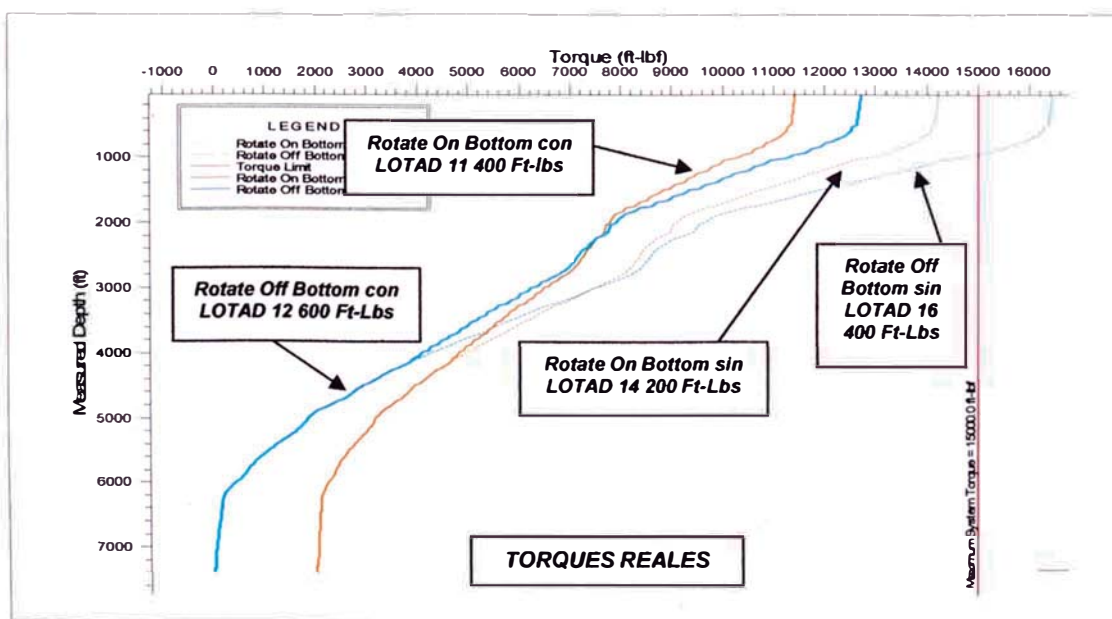


Figura 58(Gráfico de comparación de Torques)

Torque Rotate On Bottom con LoTAD = 11 400 ft-lbs

Torque Rotate On Bottom sin LoTAD = 14 200 ft-lbs

Porcentaje de disminución del Torque = 20 %

Torque Rotate Off Bottom con LoTAD = 12 600 ft-lbs

Torque Rotate Off Bottom sin LoTAD = 16 400 ft-lbs

Porcentaje de disminución del Torque = 23 %

Factores de Fricción estimados para la profundidad de 7400ft, perforado con broca tricónica.

CHFF: 0.33 OHFF: 0.41

Comparando Torques Backreaming

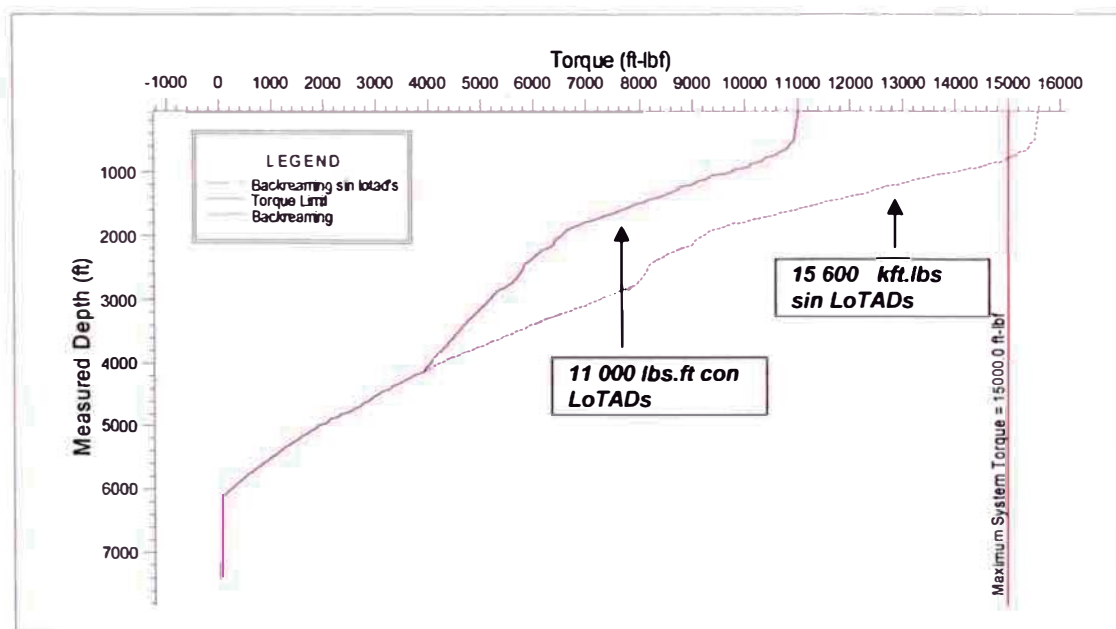


Figura 59(Torque Backreaming)

Torque Backreaming con LoTAD = 11 000 lbs.ft

Torque Backreaming sin LoTAD = 15 600 lbs.ft

Porcentaje de disminución del Torque = 29%

6.1.9 Pesos Disponibles en el Gancho

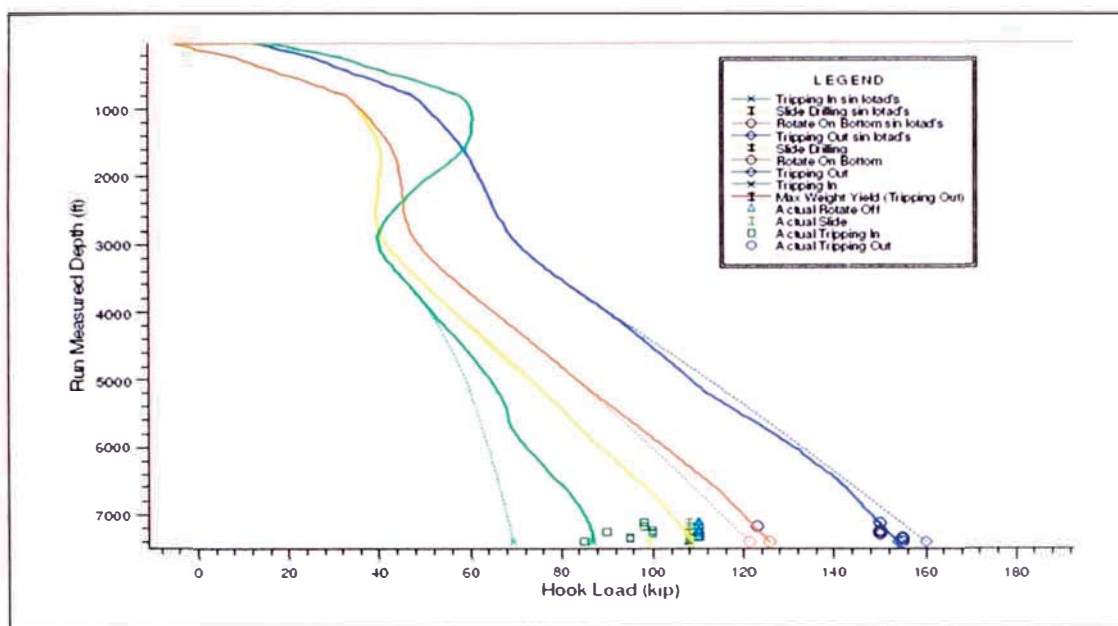


Figura 60(Pesos en el Gancho)

La distribución de los lotad's en dos secciones de la sarta, nos permitió mejorar los parámetros de perforación, reduciendo el peso al momento de retirara la sarta y dándole mayor peso mientras se esta sobre fondo.

Peso en el Gancho con Lotad's (Tripping Out): 156 kips sin rotación/sin circulación.

Peso en el Gancho sin lotad's (Tripping Out): 160 kips

Porcentaje de reducción: 3 %

Peso en el Gancho con Lotad's (Slide Drilling): 110 kips sin rotación/sin circulación.

Peso en el Gancho sin Lotad's (Slide Drilling): 100 kips

Porcentaje de mejora: 10%

Peso en el Gancho con 31 Lotad's (Rotate On Bottom): 126 kips

Peso en el Gancho sin Lotad's (Rotate On Bottom): 122 kips

Porcentaje de mejora: 3%

6.1.10 Resultados sin y con 31 LoTaDs

Torques(FtxLbs)	Sin Lotads	con Lotads	% de Reducción
Rotate on Bottom	14 200	11 400	20%
Backreaming	15 600	11 000	29%

Load(Kip)	Sin Lotads	Con Lotads	% de Reducción
Tripping Out	160	156	3%

Load(Kip)	Sin Lotads	Con Lotads	% de Mejora
Slide Drilling	100	110	10%
Rotaing On Bottom	122	126	3%

Tabla 11

6.1.11 Datos del Pozo 3° Etapa

Para la última etapa a perforar de 7400ft a 7780ft (210ft mas que el TD original) con una segunda Broca Tricónica N°2, con 10.7 ppg, 450 GPM, y WOB de 20/28 Klbs.

Se tiene la siguiente configuración del pozo:

DESCRIPCIÓN		
Well Profile		Casing 9 5/8" 43.5 ppf, N80; @ 5050 ft MD Open Hole 8 1/2" @ 7780 ft MD
Drill String	Drill Pipe	5", 19.5 ppf, NC-50, TJ 6 5/8" x 2 3/4"
Mud Weight	Water Base Mud	10.7 lpg
Pump Rate*		450 gpm
WOB		20/28 kips Rotating on Bottom/Slide Drilling
Back reaming*		20 kips
Torque @ bit*		3000 ft. Lb (Mecha PDC)
Block Weight*		12 kips
Tripping Speed*	Tripping in /out	45 ft / min

Friction Factor*	Cased Hole	0.29
	Open Hole	0.33

Tabla 12

Diseño de Casing

Sección	Medida	Casing	Profundidad
Previous Casing	9 5/8"	43.5 ppf, N80	0 – 5050 ft
Open Hole	8 1/2"		5050 – 7780 ft

Tabla 13

Se reubicaron los Lotad's en la sarta para proteger al casing de desgaste en ambas secciones, tanto de construcción como de caída del ángulo. (Ver Foto 2)

6.1.12 Perfil del Pozo

A la profundidad de 7780ft tenemos reubicados:

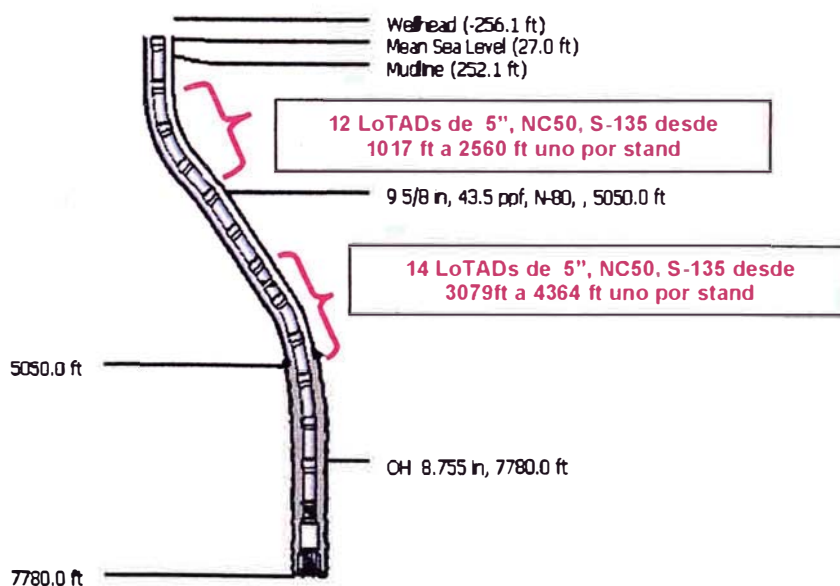


Figura 61(Perfil del Pozo)

Conservando el mismo BHA del viaje anterior, se tiene finalmente como resultado

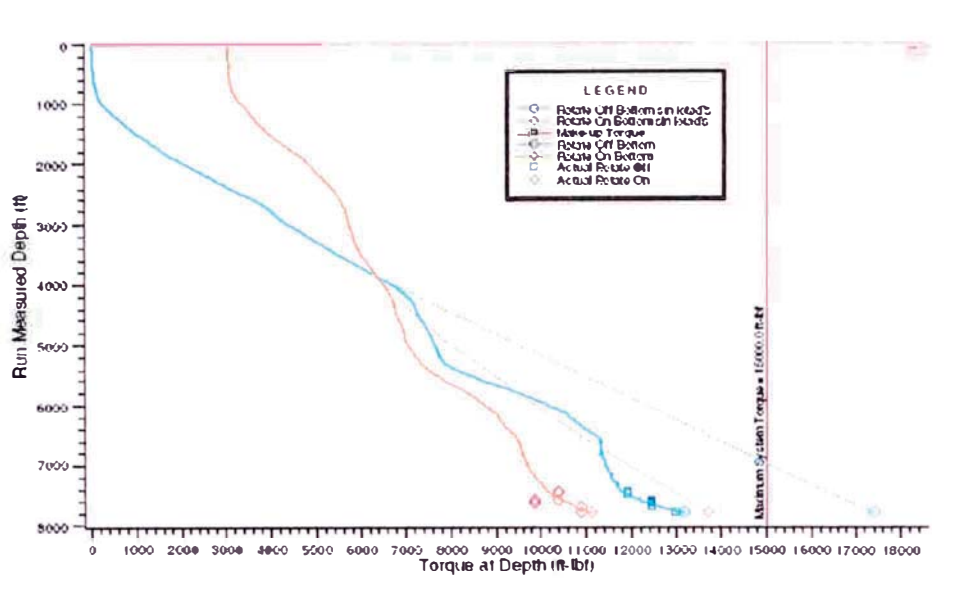


Figura 62(Gráfico comparando Torques)

Una reducción considerable del Torque tanto fuera de fondo como sobre fondo. Los puntos discretos representan los valores reales de los torques, los cuales han sido machedados calibrando los factores de fricción para esta última etapa.

Haciendo un comparativo el desempeño de la herramienta fue el siguiente.

Torque Rotate On Bottom (con 26 Lotad's): 11 200 ft·lbf

Torque Rotate On Bottom: 13 800 ft·lbf

Porcentaje de reducción de Torque: 19%

Torque Rotate Off Bottom (con 26 Lotad's): 13 200 ft·lbf

Torque Rotate Off Bottom: 17 400 ft·lbf

Porcentaje de Reducción del Torque: 24%

Tensión Efectiva en la Sarta

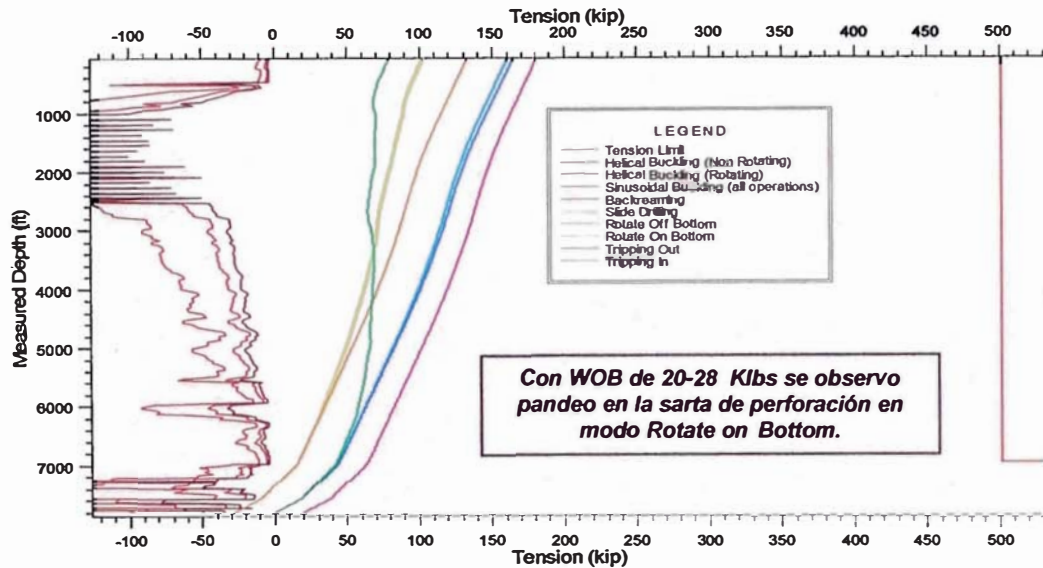


Figura 63(Gráfico de Tensión efectiva)

Existe condición de pandeo en la sarta cuando se esta llegando al TD, dado que tenemos un WOB de 28 Klbs.

Gráfico Comparando el Torque Backreaming

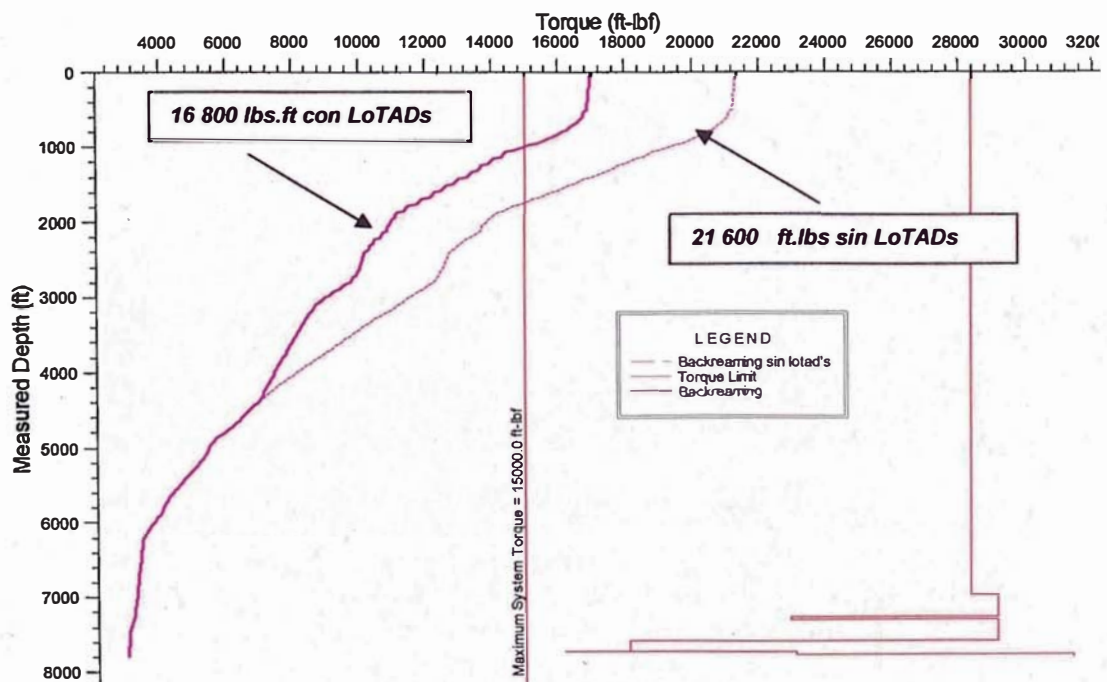


Figura 64(Comparando Torque Backreaming)

Torque en Backreaming con Lotad = 16 800ft.lbs

Torque en Backreaming sin Lotad = 21 600ft.lbs

Porcentaje de reducción del Torque = 22%

Como el torque en Backreaming sobrepasa el límite de torque pre-determinado, entonces se decidió no realizar dicha operación sólo se perforó hasta llegar a la profundidad deseada.

6.1.13 Gráficos Comparando Tensiones

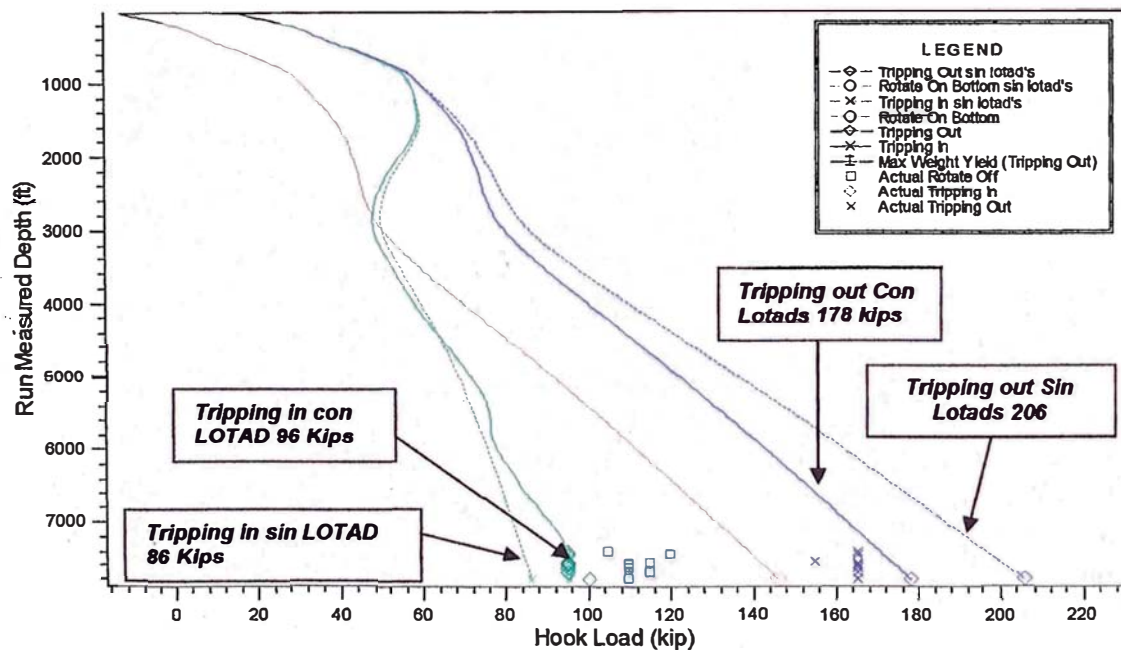


Figura 65(Comparando Tensiones)

El gráfico muestra el incremento del peso al momento de deslizarse y de ingresar la sarta al hoyo, lo que nos favoreció para mantener un peso razonable para continuar perforando con normalidad, aunque con una ligera tendencia al pandeo.

Pesos en el Gancho con 26 Lotad's (Tripping Out): 178 kips

Pesos en el Gancho (Tripping Out): 206 kips

Porcentaje de reducción de peso en el gancho: 13%

Pesos en el Gancho con 26 Lotad's (Tripping In): 96 kips

Pesos en el Gancho (Tripping In): 86 kips

Porcentaje de Mejora: 11 %

Factores de Fricción estimados para la profundidad final de 7780ft, que permitieron machear la línea continua fueron:

CHFF: 0.29 OHFF: 0.33

6.1.14 Resultados sin y con 26 LoTaDs

Torques(FtxLbs)	Sin Lotads	con Lotads	% de Reducción
Rotate on Bottom	13 800	11 200	19%
Backreaming	21 600	16 800	22%

Load(Kip)	Sin Lotads	Con Lotads	% de Reducción
Tripping Out	206	178	13%

Load(Kip)	Sin Lotads	Con Lotads	% de Mejora
Tripping In	86	96	11%
Rotate on Bottom	146	146	-

Tabla14

6.1.15 Conclusiones

-Con el uso de los Lotad's en la sarta de perforación con una separación de 01 por stand ubicados en las zonas de altas fuerzas laterales se obtuvo:

-Se redujo el Torque de Perforación entre 12% y 25% para cada etapa perforada.

- Se mejoro los Pesos Disponibles en el gancho en un 17%.
- Se redujo el Arrastre entre 8 y 18 % para cada etapa perforada.
- Los Factores de Fricción estimados para cada etapa son:

PDC Bit CHFF: 0.33; OHFF: 0.38

Tricónica Bit #1 CHFF: 0.32; OHFF: 0.40

Tricónica Bit #2 CHFF: 0.29; OHFF: 0.32

6.2 Análisis de Torque y Arrastre en la empresa Petrolera Pluspetrol

6.2.1 Datos del Pozo

Pozo: PAV-149DR

Rev #6

Perforación fase 8 ½”

País: Perú

Para este caso el problema era el pronunciado desgaste que sufría la tubería de revestimiento debido al “Dog Legs Severity”(desviación del pozo), mostraremos el análisis del problema, la solución que se le dio y los resultados, empezaremos mostrando las condiciones y los parámetros de perforación del pozo.

DESCRIPCIÓN		
Well Profile		Casing 9 5/8” 47 ppf, N80, C-95; @ 1751m MD Open Hole 8 ½” @ 3107.34 m MD
Drill String	Drill Pipe	5”, 19.5 ppf, G-105 , NC-50, TJ 6 5/8” x 2 ¾”
Mud Weight	Water Base Mud	10.5 lpg
Pump Rate*		450 gpm
WOB		15/20 kips Rotating on Bottom/Slide Drilling
Back reaming*		20 kips
Torque @ bit*		2500 ft.Lb (Mecha PDC)
Block Weight*		50 kips
Tripping Speed*	Tripping in /out	45 ft / min
Friction Factor*	Cased Hole	0.26
	Open Hole	0.34

Tabla15

Diseño de Casing

Sección	Medida	Casing	Profundidad
Previous Casing	9 5/8"	47 ppf, N80, BTC	0 – 478m
Previous Casing	9 5/8"	47 ppf, N80, BTC	0 – 1751m
Open Hole	8 1/2"		1751 – 3120 m

Tabla16

Se perforo la fase de 8 1/2" a la profundidad de 3120m con parámetros de perforación de 80 RPM, 450gpm y 10 Klbs de WOB, densidad de Lodo 10.6 ppg.

6.2.2 Perfil y Características del Pozo

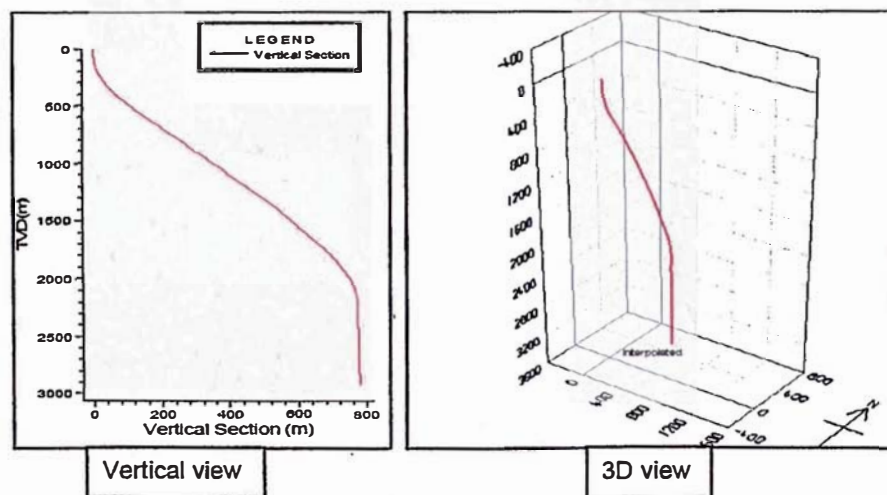


Figura 66(Características del Pozo)

Gráfico del “Dog Leg Severity” (Pata de Perro)

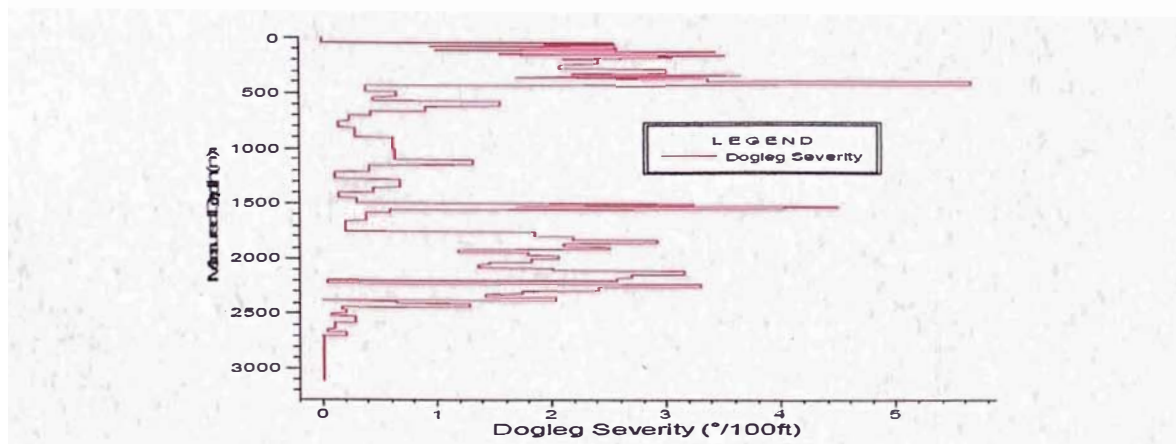


Figura 67(Gráfico de Dog Leg Severity)

Se observa Dog Legs menores a $3.5^{\circ}/100\text{ft}$ por debajo de la ventana. Vemos que las mayores fuerzas laterales se encuentran desde la superficie hasta los 500m en la zona de construcción del pozo, dichas fuerzas llegan hasta valores de 4500-5000lb por lo que se estima que se tendrá desgaste del casing de $9\ 5/8''$ por lo que se necesita proteger esa zona.

6.2.3 Colocación de los LoTAD

Para solucionar el problema se uso 50 LoTAD en la sección curva para proteger el casing del desgaste, reducir el torque y mejorar los parámetros de la perforación. Para la profundidad de 3120m se tiene Lotads instalados en la sarta de perforación con una separación de un Lotad por Stand desde 73m hasta 1498m en la zona de construcción.

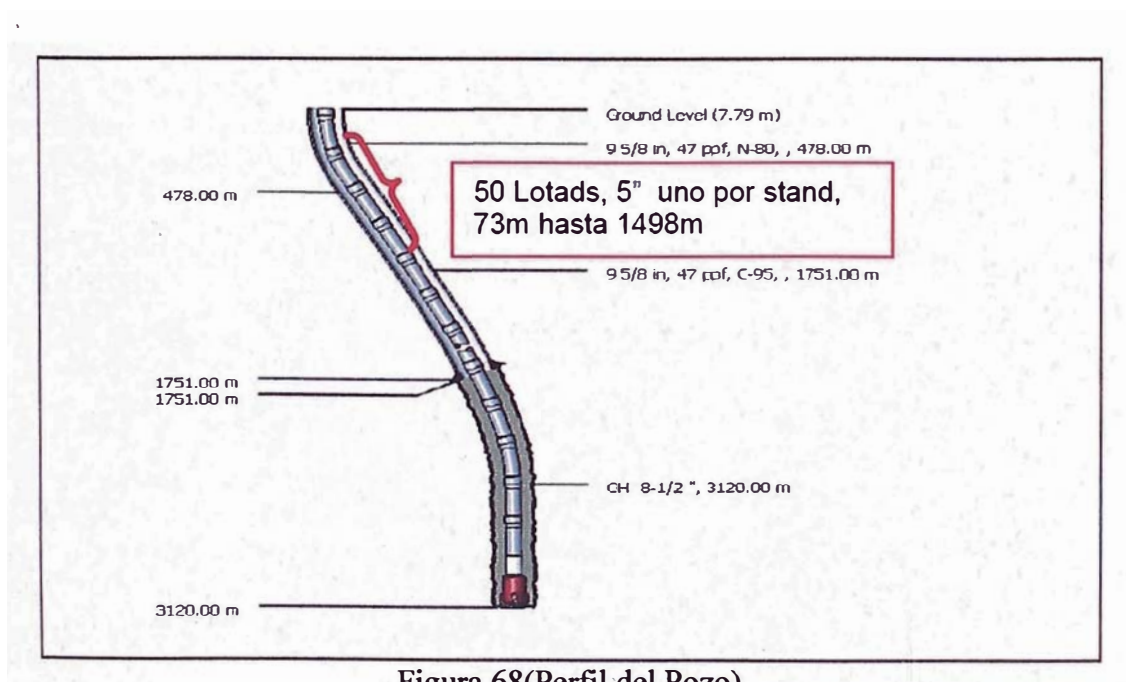


Figura 68(Perfil del Pozo)

Fuerzas Laterales

Dentro del revestidor de 9 5/8", puede haber desgaste 60m hasta 500m

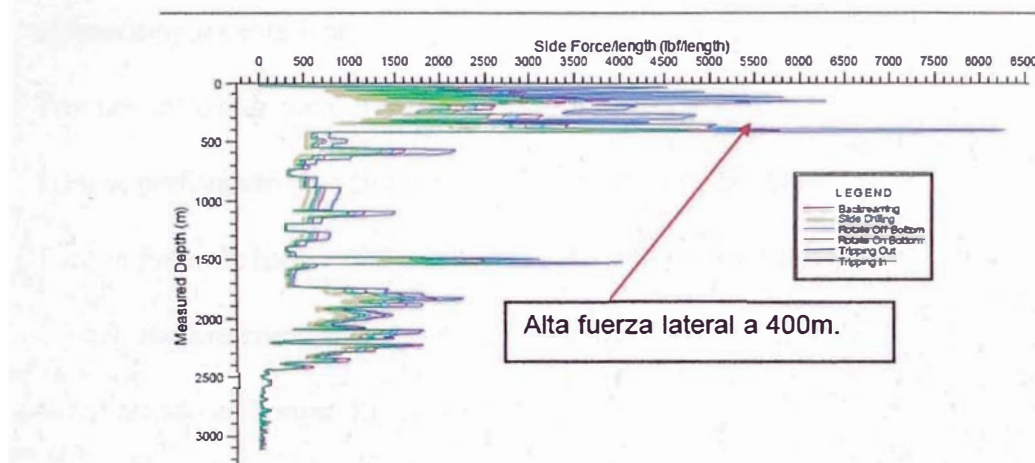


Figura 69(Fuerzas Laterales)

Las altas fuerzas laterales en el intervalo de 60m hasta 450m, valores de 300lbs hasta 4500lbs estas son originados por los “dog legs severity” del pozo antiguo en esta zona es donde se puede generar mayor cantidad de desgaste del casing por las altas fuerzas laterales, pero con el uso de 50 Lotads distribuidos en la sarta de perforación se esta protegiendo y **minimizando** el desgaste del casing, reduciendo torque de perforación y el arrastre en la sarta.

6.2.4 Gráficos de Torque en Profundidad

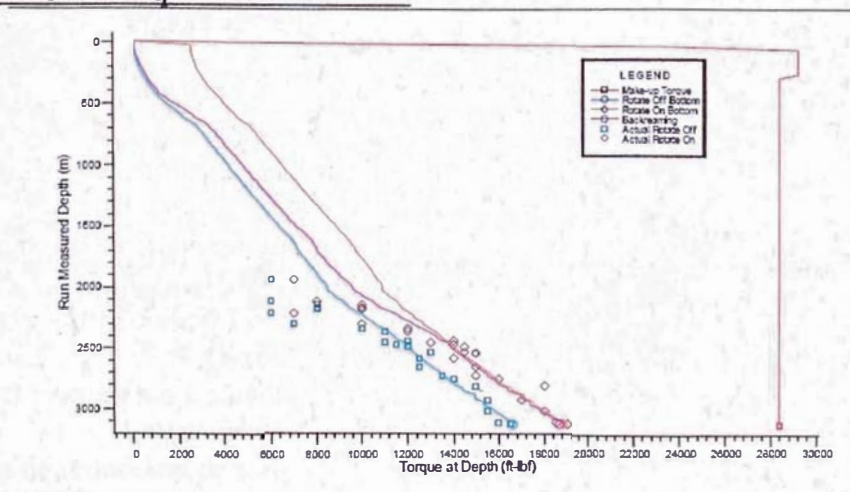


Figura 70(Torque en Profundidad)

Los puntos discretos son los valores reales de torque medidos con 50 Lotads en la sarta. Las líneas continuas son el ajuste del torque con los factores de fricción estimados para esta fase.

Torques máximos para la fase de 8 ½”.

Torque perforando (On Bottom con LoTAD)= 18 500 ft-lbs.

Torque fuera de fondo (Off Bottom con LoTAD)= 16 200ft-lbs.

Torque Backreaming con LoTAD= 18 500ft-lbs

Comparando el Torque Rotate On y Off

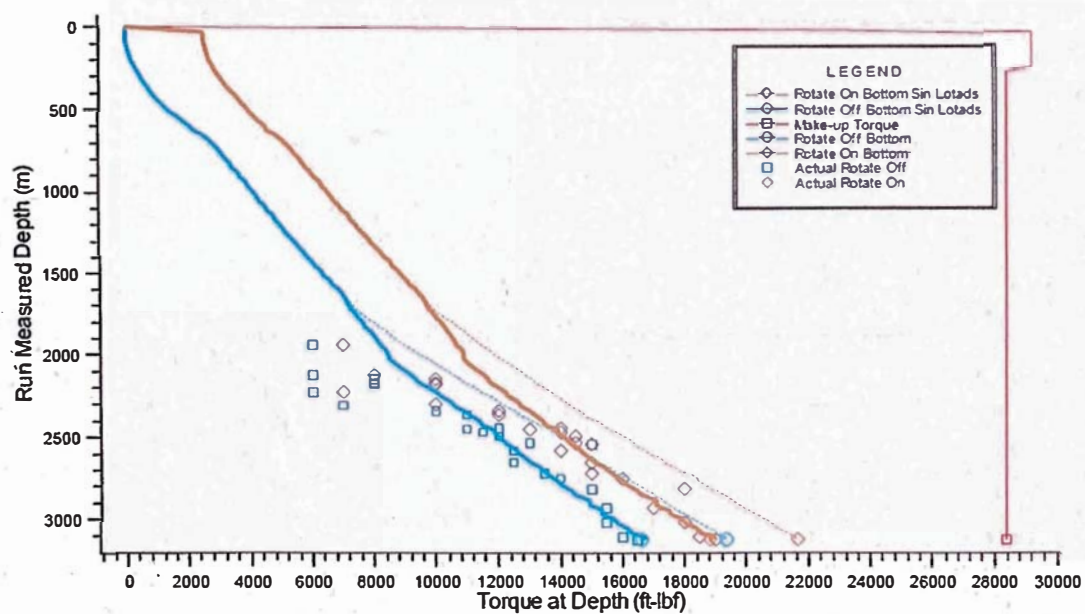


Figura 71(Comparación de Torque)

Toque On Bottom con 50 LoTAD: 18 500ft-lbs

Torque On Bottom sin LoTAD: 21 800ft-lbs

Porcentaje de reducción de torque con 50 LoTAD: 15.1%

Torque Off bottom con 50 LoTADs: 16 200ft-lbs

Torque Off Bottom sin LoTADs: 19 800ft-lbs

Porcentaje de reducción de torque con 50 Lotads: 18.1%

Comparando Torque Backreaming

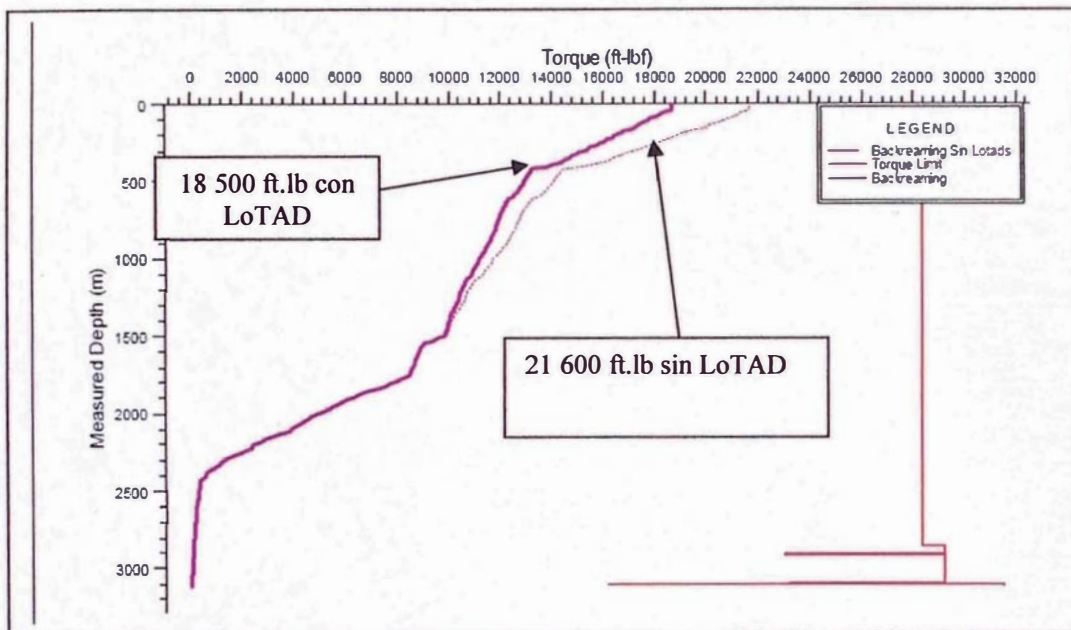


Figura 72(Torque Backreaming)

6.2.5 Valores de peso en el gancho

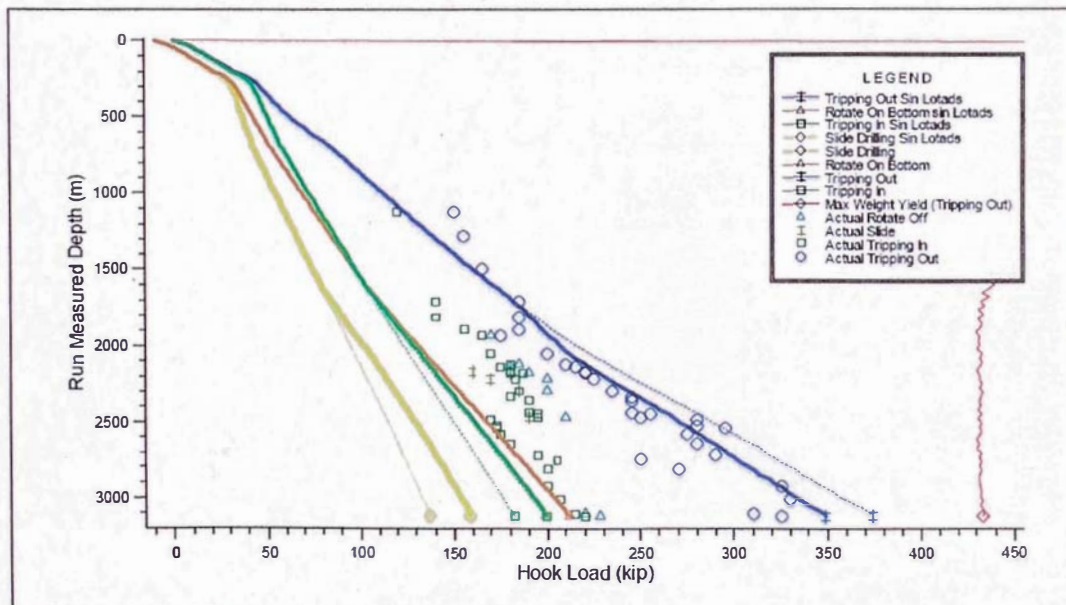


Figura 73(Pesos en el Gancho)

Los valores estimados de peso en el gancho respecto a los datos reales nos permite ajustar los factores de fricción para este pozo:

Peso en el gancho (tripping out con Lotad): 325 Kips. Sin rotación/Sin circulación

Peso en el gancho (tripping in con Lotad): 210 kips. Sin Rotación/Sin Circulación

Peso en el gancho (tripping out sin Lotads): 355

Reducción del arrastre con 50 Lotads: 10%

Factores de fricción estimados para la profundidad 3120m fase 8 ½”

CHFF: 0.26

OHFF: 0.34

6.2.6 Tensión Efectiva en la Sarta

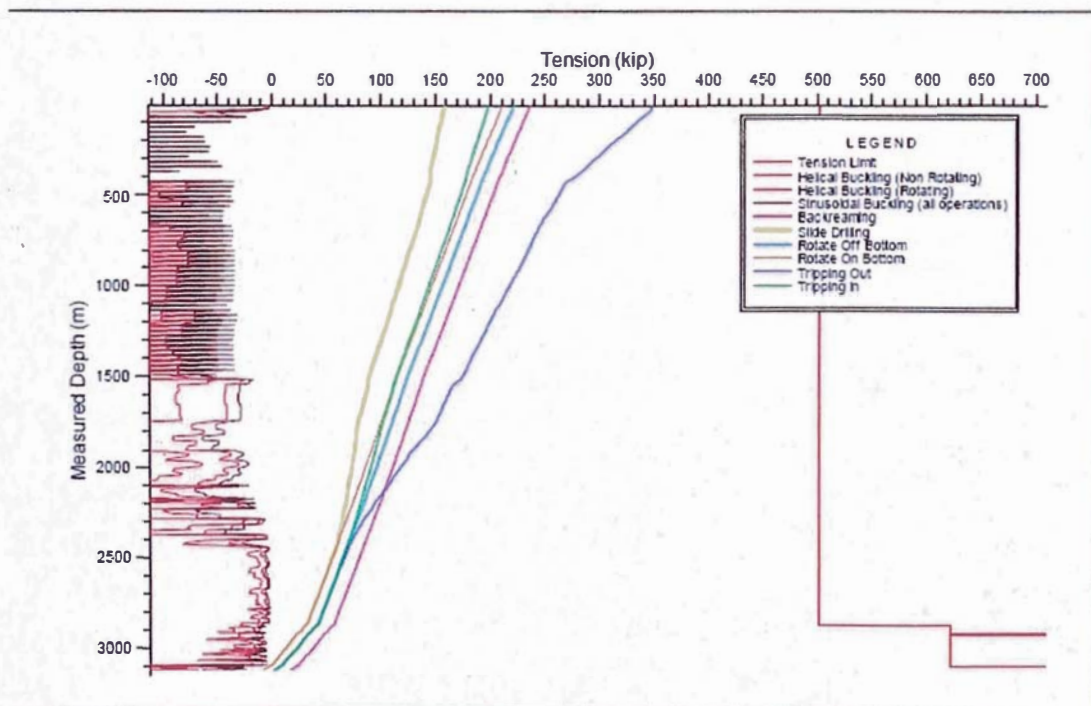


Figura 74(Tensión en la sarta)

No se presentó pandeo en la sarta de perforación con peso máximo sobre la broca de 10 a 15 mil Libras durante la perforación.

6.2.7 Resultados sin LoTAD y con 50 LoTADs

Torques (FtxLbs)	Sin Lotads	Con Lotads	% de Reducción
Rotate on Bottom	21 800	18 500	15.1 %
Backreaming	21 600	18 500	14.3 %

Load(Kip)	Sin Lotads	Con Lotads	% de Reducción
Tipping Out	355	325	8.4 %

Load(Kip)	Sin Lotads	Con Lotads	% de mejora
Slide Drilling	112	132	17.8 %
Rotate On Bottom	150	184	22.6 %

Tabla 17

CHFF=0.26 OPFF=0.34 WOB=10-15 KLbs

6.2.8 Conclusiones

- Con el uso de 50 Lotads en la sarta de perforación con una separación de 01 Lotad por Stans en la zona de altas fuerzas laterales se obtuvo:
- Se redujo el toque de perforación en 15.2%, se manejo torques de perforación sobre fondo de 18 000ft.lbs.
- Con el diseño de 50 LoTAD se protegió el revestidor de 9 5/8" del desgaste.
- No se observo desgaste considerable respecto a la evaluación inicial de la integridad del casing.
- Con los LoTAds dentro de la sarta se aprecia mejoría entre 18 y 20 % del peso disponible en el gancho.
- Se redujo el arrastre en la sarta de perforación en 7%.

- Los factores de fricciones estimados son: $CHFF=0.26$, $OHFF=0.34$.
- Es recomendado usar protectores de casing en pozos reentry para asegurar la integridad del casing.

6.3 Análisis de Torque y Arrastre en un campo de Venezuela

6.3.1 Datos del Pozo

PDVSA COROCORO

Pozo: BI-02

Perforación hoyo 8 1/2"

País: Venezuela

En esta parte veremos un pozo ubicado en Venezuela cuyo problema era la imposibilidad de llegar al fondo por presentar un alto valor de Torque, como solución decidieron aplicar los LoTAD y veremos los resultados que se obtuvieron.

Primero mostraremos los datos del pozo.

DESCRIPCIÓN		
Well Profile		Casing 9 5/8" N80, 53.5 # @ 8,771' md, Open Hole 8 1/2" @ 11,836.42 pies MD
Drill String	Drill Pipe	5", 19.5 ppf, S-135 , NC-50, TJ 6 5/8" x 2 3/4"
Mud Weight	Drill In Mud	10 Lpg
Pump Rate*		540 gpm
WOB		10 kips Perforando / 15 kips Deslizando
Back reaming*		10 kips
Torque @ bit*		3000 ft. Lb
Block Weight*		60 kips
Tripping Speed*	Tripping in /out	20 ft / min
Friction Factor*	Cased Hole	0.40
	Open Hole	0.30

Tabla18

Vea la figura 75 en el último capítulo “Anexos”, donde se muestra el perfil y severidad de construcción

6.3.2 Diseño de Casing

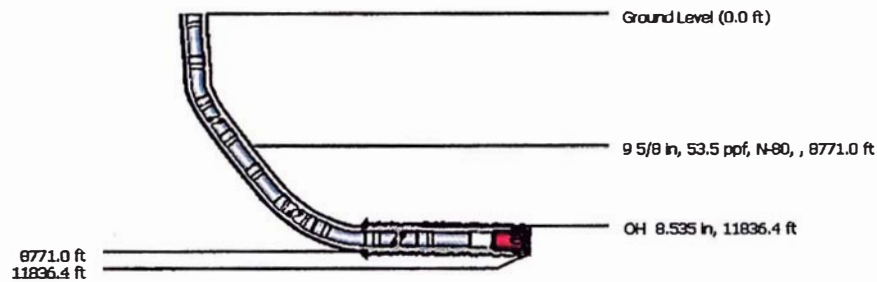


Figura 76(Perfil del Pozo)

Vea la figura 77 donde se muestran las fuerzas laterales.

6.3.3 Torque perforando fase 8 1/2" sin LoTADs

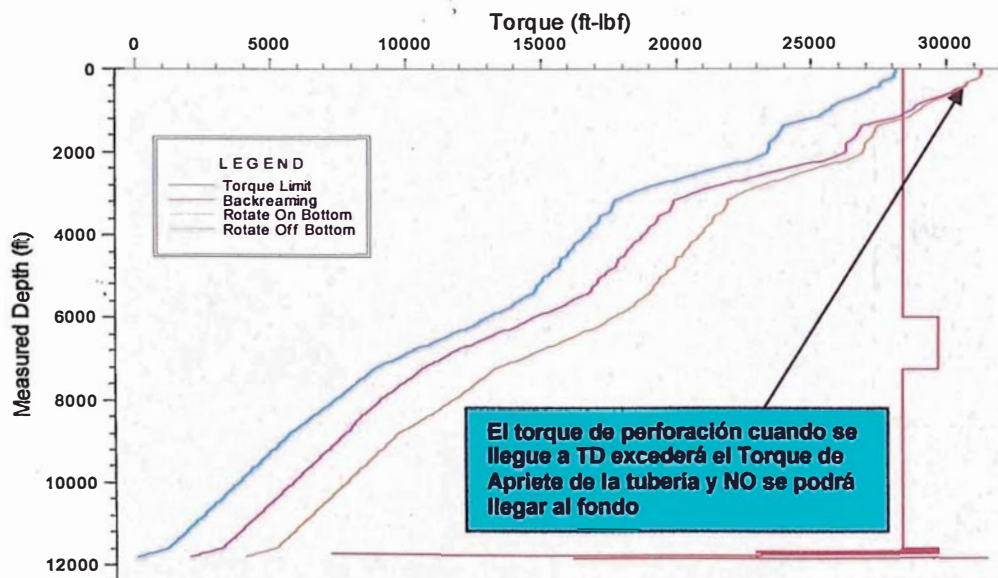


Figura 78(Torques en profundidad)

6.3.4 Resumen de Situación Actual

Luego de realizado el análisis de torque y arrastre se tiene lo siguiente:

Las mayores fuerzas de contacto se encuentran en los intervalos desde 1000ft a 3800ft pies en la zona de construcción y desde 5400ft a 7800ft de profundidad.

El torque de perforación cuando se esté a 11,836 pies estará cercano a 31.5 klbs.ft, por encima del Torque de Apriete de la tubería, lo que nos dice que el pozo no podrá ser perforado hasta esta profundidad. Se puede estar en riesgo de pandeo si se excede el peso de 20 klbs.ft en deslizamiento. Se puede estar en riesgo de colgamiento debido al perfil 3D del pozo. Ver figura 79 donde se muestra la ubicación de los LoTAD.

6.3.5 Torque Perforando sin LoTADs y con LoTADs Rotando

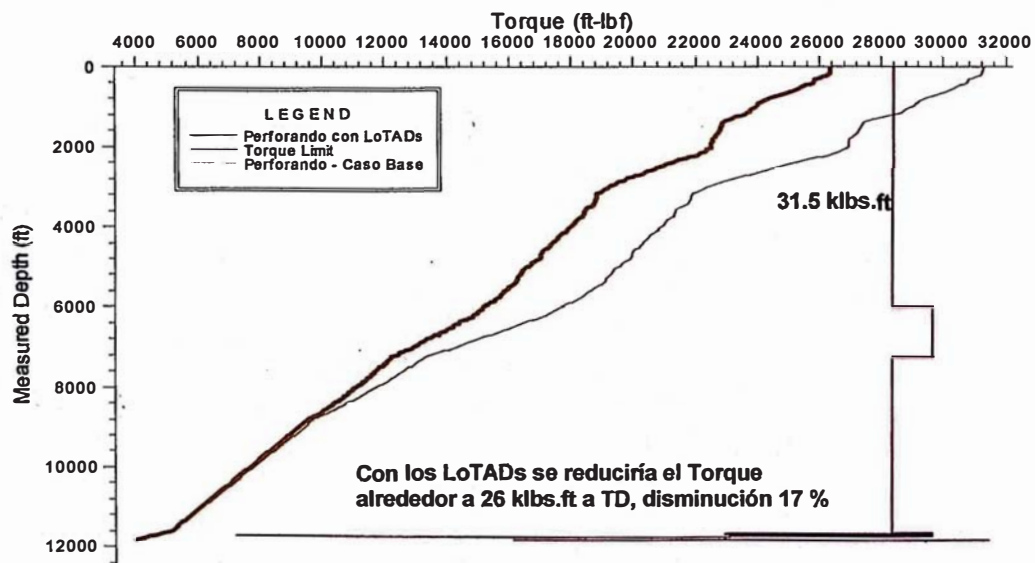


Figura 80(Comparando Torques)

6.3.6 Resultados sin y con LoTADs

Torques(lbs.ft)	Sin LoTADs	Con LoTADs	% de Reducción
Rotando en el Fondo	31.5	26.1	17%

Tabla 19

CHFF = 0.40

OHEF = 0.30

WOB = 20 kip

6.3.7 Resumen del Análisis

Luego de realizado el análisis de torque y arrastre se tiene lo siguiente:

Se recomienda utilizar 64 LoTADs para cubrir la zona desde 1000 hasta 6950 pies de profundidad, de manera de evitar viajes de reubicación de las herramientas.

Cuando se llegue a la zapata de 9 5/8" se deberán tener 42 LoTADs dentro del casing, comenzando a conectar lotads cuando la mecha este a una profundidad de 4821ft.

Perforar 1000 pies, seguir adicionando LoTADs hasta llegar hasta 9771 pies, se deberían tener 53 LoTADs en el casing.

Seguir adicionando LoTADs a medida que se vaya perforando, cuando se llegue a 10,771 pies deben haber 64 LoTADs en el hoyo.

Continuar perforando los 1065 pies restantes, los LoTADs deben cubrir la zona desde 1000 a 6950 pies de profundidad.

Torque a 9,771 pies

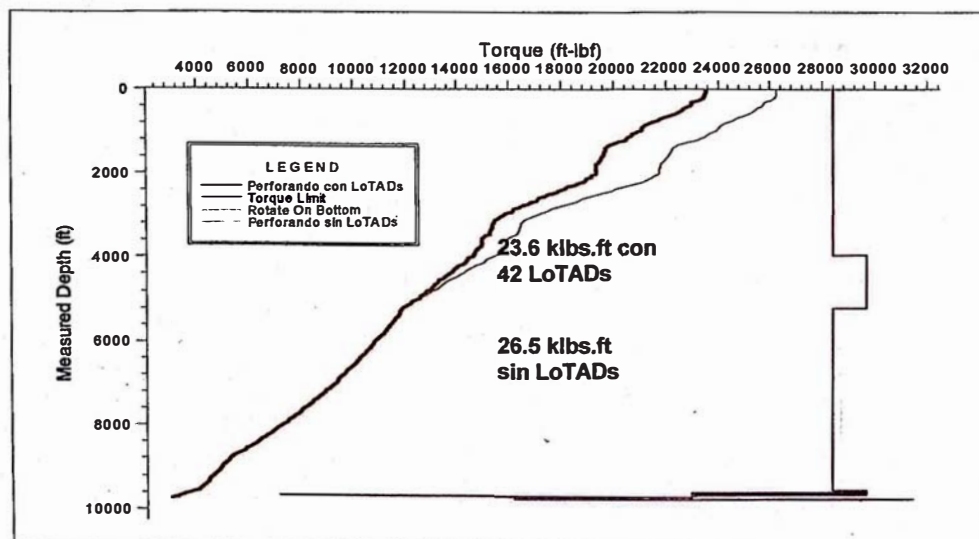


Figura 81(Torque a 9771 ft)

Torque a 10,771pies

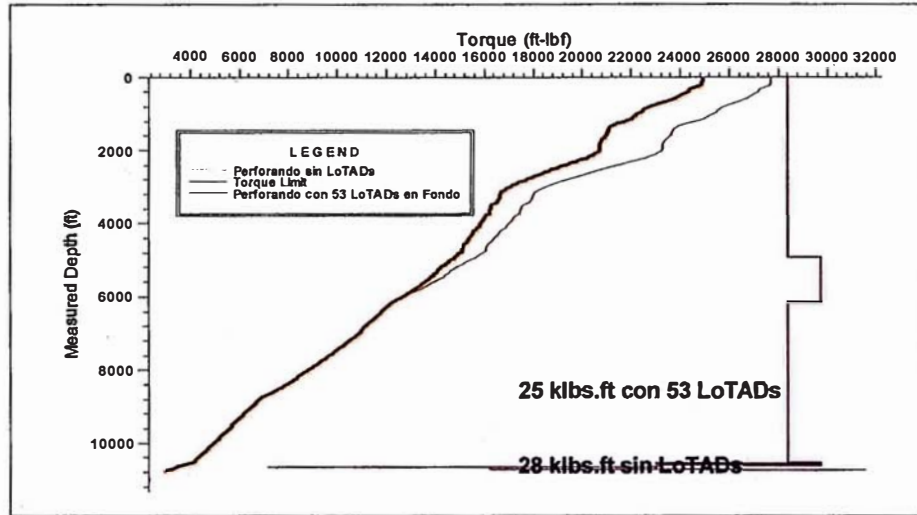


Figura 82(Torque a 10 771ft)

Torque a 11,836 pies

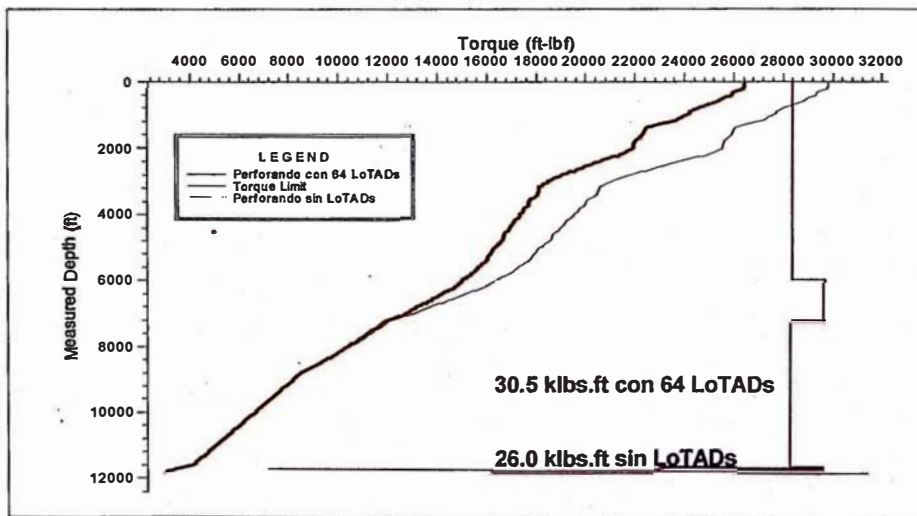


Figura 83(Torque a 11 836ft)

6.3.8 Resumen de Sensibilidades

Torques(lbs.ft)	9771'	10771'	11836'
Perforando sin LoTADs	26.5	28	30.5
Perforando con LoTADs	23.6	25	26
Porcentaje Reducido	11%	11%	15%

Tabla 20

WOB = 10 kip

Torque en la mecha 4000 ftxlb

CAPÍTULO 7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Cuando se realiza el diseño de un pozo, hay muchos puntos a tomarse en cuenta entre ellos los parámetros de torque, arrastre y desgaste de tubería de revestimiento, se debe de poner atención cuando se diseñan los pozos horizontales, pozos de alcance extendido y los pozos “S” donde dichos parámetros se hacen muy elevados.

Para el caso del pozo ES1-3XD de Petrotech, cuando estaba a una profundidad de 6400ft el torque era bastante próximo al torque límite (15 000 ft_lbs), por ello la perforación se tubo que detener, es así como se pensó en algunas alternativas para solucionar el problema, una podría ser cambiar de Top Drive por otro mas potente que tenga un limite de torque mas alto y emplear tubería de mayor diámetro la cual resista un mayor torque, o emplear los LoTAD para reducir el torque y además proteger del desgaste a la tubería de revestimiento.

Lo que haremos a continuación será el comparar cual de las dos alternativas es más rentable si alquilar un equipo de perforación con un Top Drive de mayor potencia a ello agregarle tuberías de perforación de mayor diámetro que resistan un mayor torque o el uso de los reductores de torque y arrastre “LoTAD”.

Empezaremos por la renta de los LoTAD, las consideraciones que actualmente la empresa de servicios Weatherford hace a las compañías que desean utilizar esta herramienta son las siguientes:

TRABAJO	PRECIO (Dólares Americanos)
Costo de Inspección	20 000
Costo de Movilización	5 000

Tabla 21

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	COSTO POR DÍA OPERATIVO (DÓLARES)	COSTO POR DÍA EN STAND-BY(DÓLARES)
1	LOTAD 5" NC-50	128	51.20

Tabla 22

7.1 Análisis de costos en el pozo de Petrotech

Con los datos antes mencionados se procede a empezar con el cálculo para estimar el costo del uso de los LoTAD en el pozo, lo haremos por partes para cada respectivo tramo de perforación.

7.1.1 En la Perforación de 6200 ft a 7100 ft:

En el siguiente cuadro se detalla la cantidad de unidades requeridas de LoTAD y los días que estuvieron en el pozo.

Cantidad de LoTAD en uso (dentro del pozo)	23 unidades
Cantidad de LoTAD en espera (Stand By)	2 unidades
Cantidad de días en Stand-By	1
Cantidad de días en operación	3

Tabla 23

En el siguiente cuadro se detallan los costos

Precio por día operativo	128 dólares
Precio por día en Stand-By	51,2 dólares
Costos del Operador	850 dólares
Movilización	5 000 dólares
Costo por Inspección	20 000 dólares
TOTAL(Dólares)	38 184,4 dólares

Tabla 24

Hasta la profundidad de 7100 ft fueron necesarios 23 LoTAD y la inversión final fue de 38 184,4 dólares.

7.1.2 En la Perforación de 7100 ft a 7400ft:

Cantidad de LoTAD en uso (dentro del pozo)	31 unidades
Cantidad de LoTAD en espera (Stand By)	0 unidades
Cantidad de días en Stand-By	0
Cantidad de días en operación	5

Tabla 25

En el siguiente cuadro se detallan los costos

Precio por día operativo	128 dólares
Precio por día en Stand-By	51,2 dólares
Costos del Operador	850 dólares
Movilización	1 000 dólares
TOTAL(Dólares)	26 790 dólares

Tabla 26

Hasta la profundidad de 7400ft fueron necesarios 31 LoTAD y solo 5 días de operación por lo tanto la inversión final fue de 26 790 dólares.

7.1.3 En la perforación de 7400 ft a 7780ft:

Cantidad de LoTAD en uso (dentro del pozo)	31 unidades
Cantidad de LoTAD en espera (Stand By)	0 unidades
Cantidad de días en Stand-By	0
Cantidad de días en operación	2

Tabla 27

Precio por día operativo	128 dólares
Precio por día en Stand-By	51,2 dólares
Costos del Operador	850 dólares
TOTAL(Dólares)	11 336 dólares

Tabla 28

En este último intervalo perforado el costo final fue de 11 336 dólares.

En este último intervalo perforado el costo final fue de 30 056 dólares.

7.2 Análisis de costos en el pozo de Pluspetrol

En este caso el inconveniente era el desgaste de la tubería de revestimiento en el tramo donde es curva la trayectoria de perforación, se utilizó 50 LoTADs para proteger a la tubería del desgaste, colocó la herramienta a una profundidad de 60 m a 1485m uno por Stand según la configuración que se mostró en los resultados y pasaremos a mostrar la evaluación económica para este pozo.

Cantidad de LoTAD en uso (dentro del pozo)	50 unidades
Cantidad de LoTAD en espera (Stand By)	0 unidades
Cantidad de días en Stand-By	0
Cantidad de días en operación	8

Tabla 29

Precio por día operativo	128 dólares
Precio por día en Stand-By	51,2 dólares
Costos del Operador	850 dólares
Movilización	5 000 dólares
Costo por Inspección	20 000 dólares
TOTAL(Dólares)	84 700 dólares

Tabla 30

Como se da en el resultado la inversión es de 84 700 dólares, con ello lograron

buenos resultados reduciendo el torque y protegiendo del desgaste a la tubería de revestimiento.

7.3 Alquiler de Equipo de Perforación

Ahora veremos el incremento de precio en el caso de que la empresa desee alquilar otro equipo de perforación con un Top Drive más potente y una tubería de perforación de mayor diámetro, de manera que el límite de torque se amplíe.

Primero empezaremos mostrando los cambios en la tubería.

Tubería de perforación 5"	Tubería de perforación 5 ½"
Drill Pipe 5" de 30 000 lb.ft	Drill Pipe 5 ½" de 45 000 lb.ft
Top Drive TDS 95A de 400 hp y 27 000 lb.ft	Top Drive 11S de 500 hp y 33 000 lb.ft
(3)Bomba 10-P-130	(3)Bomba 10-P-130
XO 5"	XO 5 ½"
Elevadora 5"	Elevadora 5 ½"
Cuña 5"	Cuña 5 ½"
Upper y Lower Kelly Cock 5"	Upper y Lower Kelly Cock 5 ½"

Tabla 31

Por el cambio del equipo de perforación la empresa deberá pagar un incremento en el alquiler en 4500 \$/día.

La empresa operadora debe pagar las herramientas adicionales, según contrato, esa cantidad es por única vez y es de 500 000 \$.

7.4 Comparación Económica

Entonces con los precios antes mencionados haremos una comparación, para ver cual de las opciones es rentable.

7.4.1 Primer Tramo del Pozo de Petrotech

	DP 5"	DP 5 1/2"
Costo por día	25 000	29 500
Gasto en usar 23 Lotad (por 2 días)	38184,4	0
Cantidad de días de perforación	2	2
Total(dólares)	88 184,4	59 000
Diferencia	29 184,4	

Tabla 32

7.4.2 Segundo Tramo del Pozo de Petrotech

	DP 5"	DP 5 1/2"
Costo por día	25 000	29 500
Gasto en usar 31 Lotad (por 2 días)	46 790	0
Cantidad de días de perforación	5	5
Total(dólares)	171 790	147 500
Diferencia	24290	

Tabla 33

7.4.3 Tercer Tramo del Pozo de Petrotech

	DP 5"	DP 5 1/2"
Costo por día	25 000	29 500
Gasto en usar 31 Lotad (por 2 días)	30 056	0
Cantidad de días de perforación	2	2
Total(dólares)	80 056	59 000
Diferencia	21056	

Tabla 34

En resumen perforando con tubería 5" mas el uso de los LoTAD, sumando los totales de los tres intervalos sale 340 030,4 dólares, el precio de la perforación solo con tubería de 5½" sale 265 500 a ello hay que agregarle los 500 000 por gastos en herramientas adicionales es decir 765 500 dólares.

Vemos que es más económico el uso de tubería 5" más el uso de los LoTAD, pero si la idea es usar ese equipo para varios pozos entonces se tendría que planificar más de 7 pozos, solo así saldría más económico el uso de tubería de 5 ½", porque el pago de los 500 000 dólares es sólo para el primer pozo, en adelante para los siguientes pozos solo se paga el alquiler del equipo.

También hay que tener en cuenta que no todas las perforaciones tienen las mismas condiciones, hay pozos como el de Pluspetrol, cuya finalidad de usar los LoTAD fue de proteger del desgaste a la tubería de revestimiento, la cual era antigua es por ello que necesariamente tuvieron que usar los LoTAD.

En el caso del pozo de Petrotech, su principal problema era el límite de torque, por lo que un cambio de equipo de perforación podría ser factible siempre y cuando se perforare más de 7 pozos, pero si sólo es para ese único pozo entonces económicamente no es rentable.

7.4.4 Pozo de Pluspetrol

Ahora compararemos los precios para el pozo de la Pluspetrol

	DP 5"	DP 5 1/2"
Costo por día	25 000	29 500
Gasto en usar 50 Lotad (por 8 días)	84 700	0
Cantidad de días de perforación	8	8
Total(dólares)	284 700	236 000
Diferencia	48 700	

Tabla 35

En resumen perforando con tubería 5" más el uso de los LoTAD sale en total 284 700 dólares, el precio de la perforación sólo con tubería de 5 1/2" sale 236 000 dólares, a ello hay que agregarle los 500 000 por gastos en herramientas adicionales es decir 736 000 dólares.

De manera similar al resultado anterior, sale más económico el uso de los LoTAD para este pozo, pero si la idea es cambiar el equipo de perforación para más pozos,

entonces se planificaría perforar más de 15 pozos a condiciones similares para que sea económicamente rentable.

El problema de este pozo fue el desgaste que se provocaba a la tubería de revestimiento y por ello fueron necesarios los LoTAD, para proteger y minimizar el arrastre y el torque.

CAPÍTULO 8 CONCLUSIONES

1. Las técnicas para minimizar el torque y la fricción en perforación direccional que anteceden a los LoTAD, mostraron un regular desempeño pero en comparación con la tecnología de los LoTAD la diferencia en eficacia es notoria.
2. El Objetivo principal del uso de los LoTAD es la de minimizar el torque y el arrastre cuando se perfora pozos direccionales.
3. Para ello se investigo acerca de los parámetros de los cuales depende el torque y el arrastre llegando a diseñar una herramienta, para lograr disminuir dichos valores.
4. Se menciona otra herramienta llamada “Non Rotating Protectors” de la empresa Wester Well Tool, cuya finalidad era similar a la de los LoTAD es decir proteger a la sarta de perforación y disminuir el torque y el arrastre, pero en las pruebas de caída de presión se mostró una menor caída de presión en los LoTAD demostrando mayor eficiencia.

5. Estas herramientas son especialmente usadas para pozos de alcance extendido y pozos direccionales.
6. Con respecto al uso de herramientas de perforación, son las convencionales ya que el LoTAD sólo se adapta a la tubería de perforación, su acoplamiento es rápido y sencillo.
7. Para la parte de evaluación económica, como se detallo en su momento hay que tener en cuenta la situación del pozo, si el problema es el desgaste de tubería o el límite de torque, en ambos casos como se señalo, es más económico usar los LoTAD siempre y cuando se aplique para pocos pozos, pero en el caso de una planificación de más de 23 pozos como el caso de Petrotech ,o 9 pozos como el caso de la Pluspetrol, entonces saldría más económico el cambio de equipo de perforación sin agregarle los Lotad, es por ello que hay que tener en cuenta el tipo de planificación que la empresa operadora tenga para el desarrollo de sus campos.

CAPÍTULO 9 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda el uso de los LoTAD ante los Protectores No Rotatorios debido a la menor caída de presión que se da en el primero.
2. El uso de esta herramienta es recomendable para pozos direccionales o pozos extendidos, donde el exceso de torque y arrastre hace muy dificultosa la perforación.
3. Se recomienda su uso cuando nos topamos con formaciones sub-presurizadas que podrían causar atascamiento por pega diferencial.
4. Para su acoplamiento en la sarta de perforación se recomienda un personal calificado para poder asegurar su correcto funcionamiento y no haya accidentes como desprendimientos y mal funcionamiento.
5. Se recomienda tener un correcto diseño de perforación, para saber la cantidad necesaria de LoTAD a utilizar.
6. Se recomienda ubicar los lotad's entre el 2do y 3er Joint de cada Stand, para evitar confusiones en los viajes.
7. En lo posible se debe considerar efectuar la limpieza del hoyo cada 2 stand's.
8. En la mayoría de los casos los problemas de torque y arrastre se dan en las zonas curvas de la perforación, es allí donde se recomienda colocar los LOTAD.

9. Seria favorable monitorear la cantidad de limaduras de hierro que salgan en las zarandas de lodo para observar el desgaste del revestidor.

CAPITULO 10
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

1. Información sobre los LoTAD y resultados obtenidos en el campo brindada por la empresa de servicios petroleros Weatherford.
2. Informes finales de perforación información brindada por la empresa petrolera del estado Perupetro S.A.
3. Drilling Engineering Workbook Baker Hughes INTEQ Training & Development.

http://www.4shared.com/file/32519243/a6ae23e6/Baker_Hughes_INTEQ_-_Drilling_Engineering_Workbook.html

4. Amoco Directional Survey Handbook by Hugh Williamson and Adrian Clark-BP AMOCO UPSTREAM TECHNOLOGY GROUP.

http://www.4shared.com/file/50617221/2941f87f/Amoco_-_Directional_Survey_Handbook.html

5. Amoco Drilling Manual by the Amoco EPTG Drilling Technology Teams

http://www.4shared.com/get/56120023/60690ad6/Amoco_-_Drilling_Manual.html

6. Petroleum Engineers Handbook-Autor Howard B. Bradley,
7. IADC (International Association of Drilling Contractors) - Drilling Manual.

http://www.4shared.com/get/28070699/3e836820/IADC_-_Drilling_Manual.html

8. Applied Drilling Engineering by Adam T. Bourgoyne Jr., Martin E.

Chenevert, Keith K. Millheim and F.S. Young Jr., Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1991.

[http://www.4shared.com/get/64129985/182c25a6/Applied Drilling Engineering.html](http://www.4shared.com/get/64129985/182c25a6/Applied_Drilling_Engineering.html)

9. Papper Lotad de Weatherford (www.weatherford.com)

CAPITULO 11
ANEXOS (FIGURAS Y FOTOS)

Figura 1 (Sidetrack)

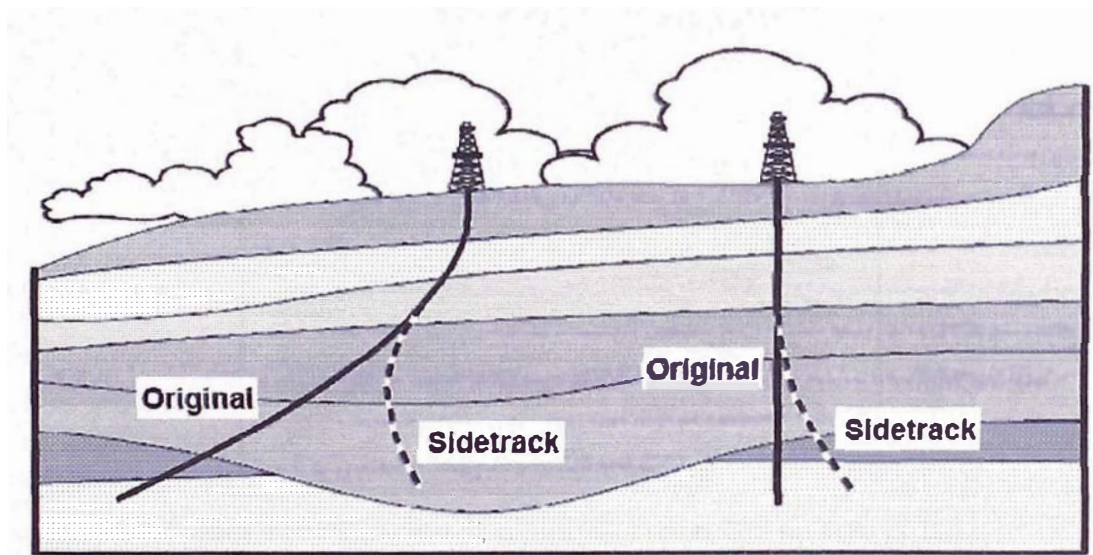


Figura 2 (Múltiples Sidetracks)

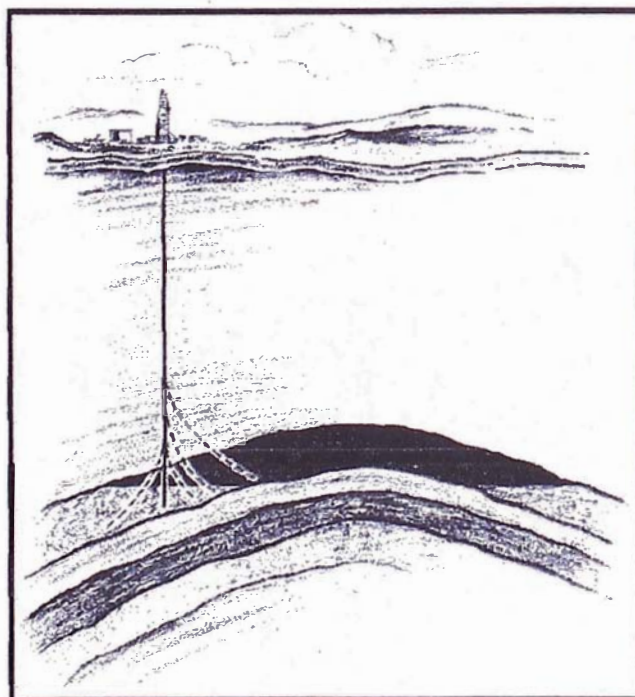


Figura 3 (Múltiples pozos en una estructura artificial (off Shore))

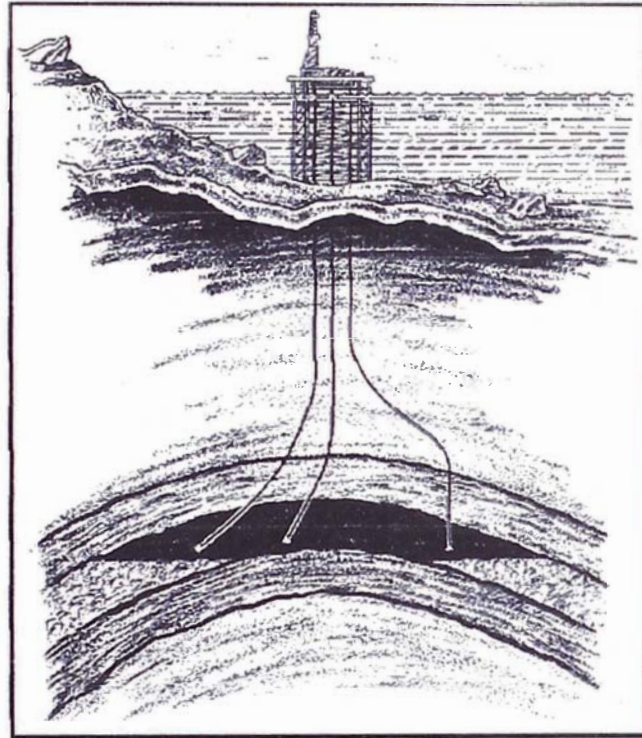


Figura 4 (Perforación de múltiples arenas con un solo pozo)

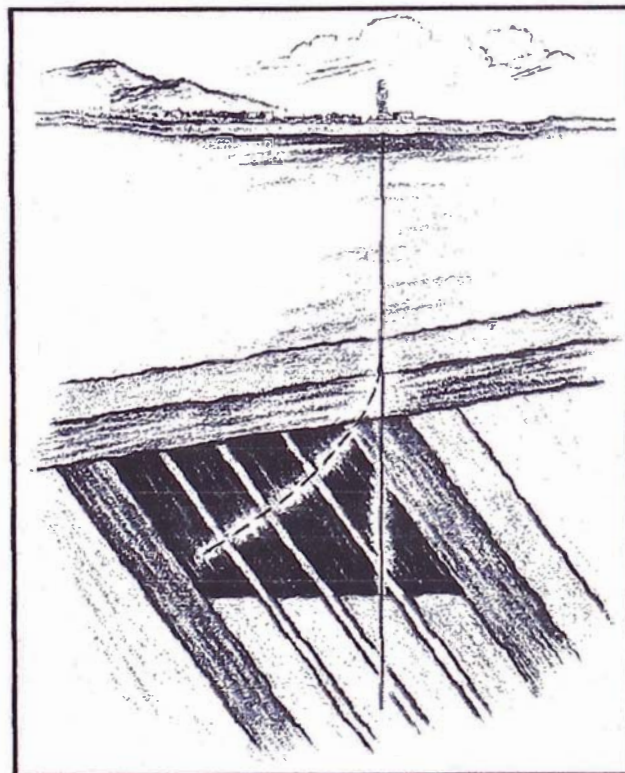


Figura 5 (Lugar inaccesible)

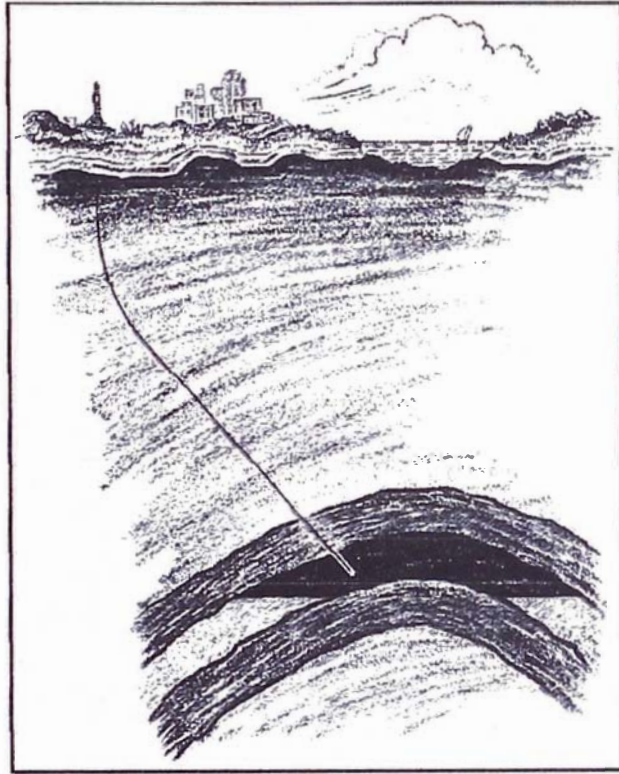


Figura 6 (Perforación en una falla estructural)

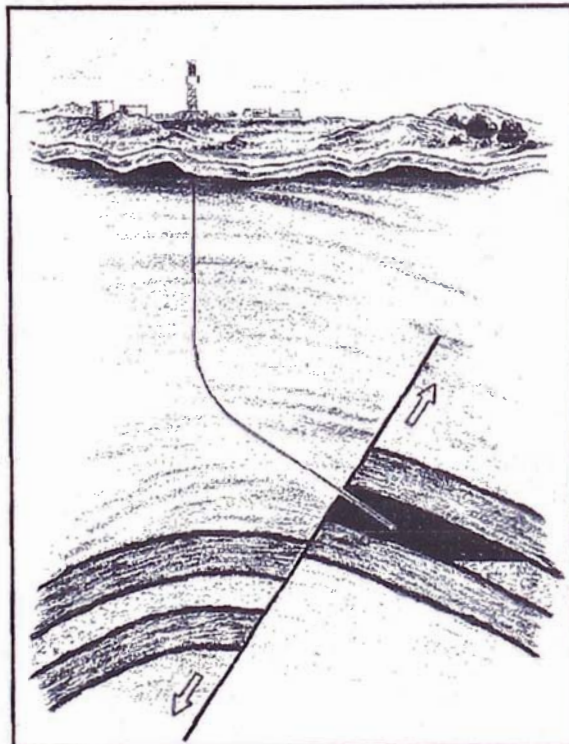


Figura 7 (Domos de sal)

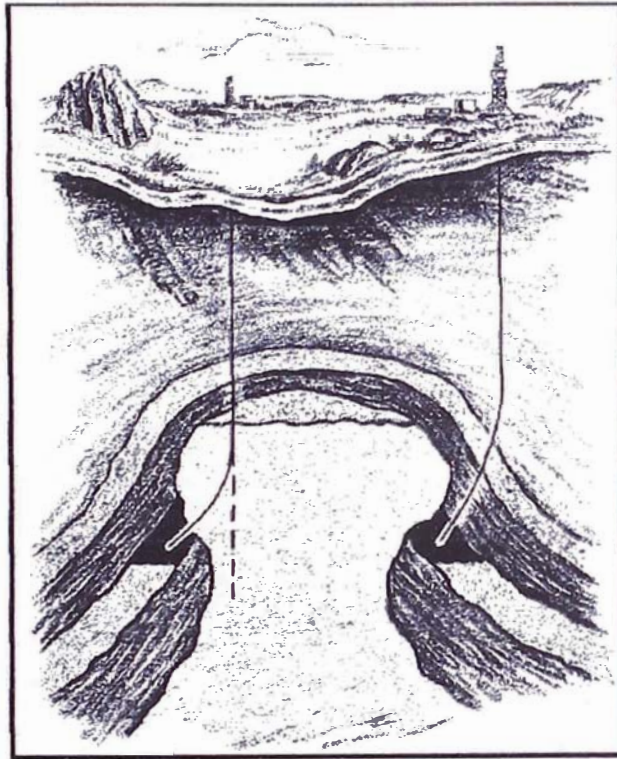


Figura 8 (Perforación de pozos de alivio)

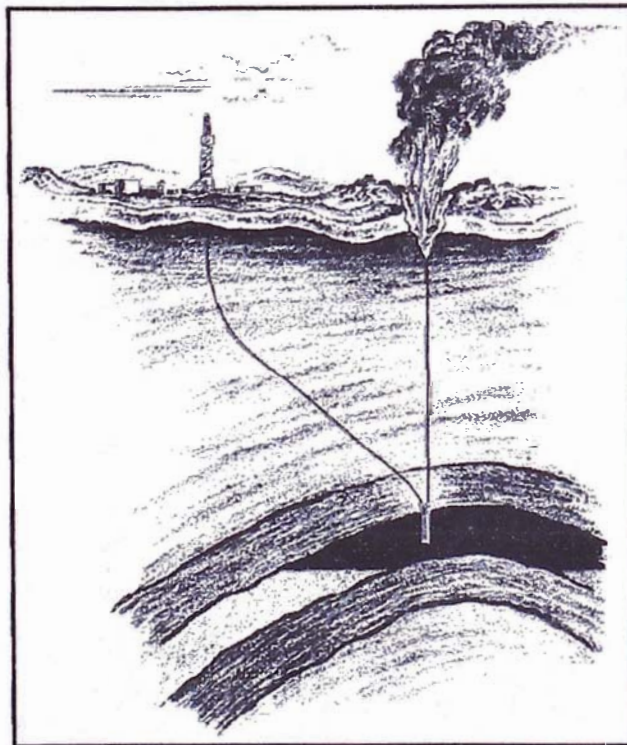


Figura 9 (Perforación Horizontal)

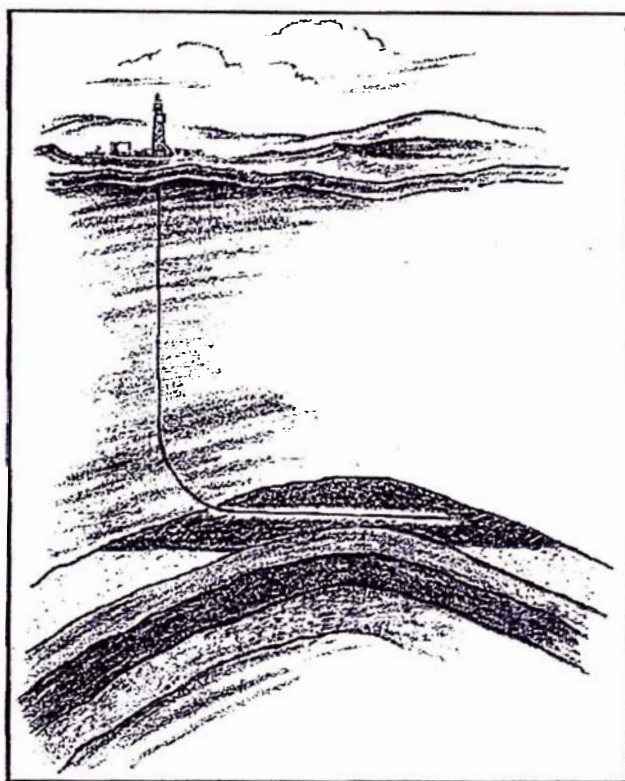


Figura 10 (Pozos multilaterales)

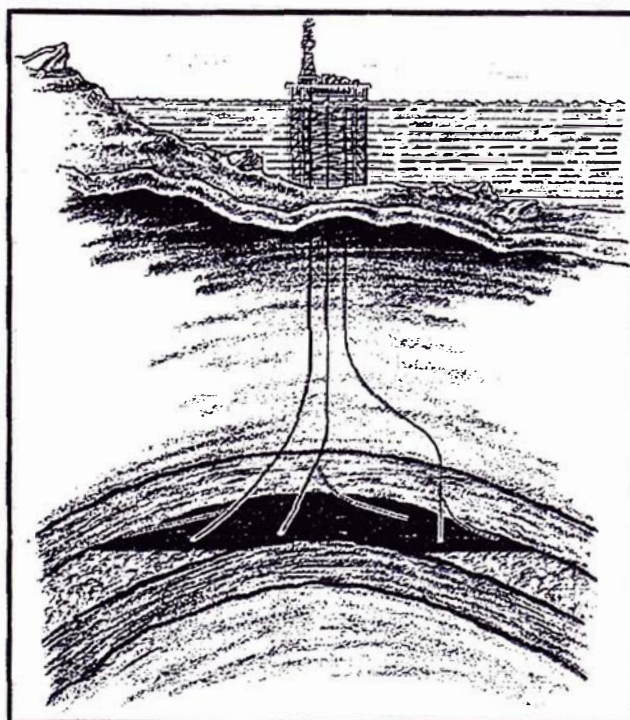


Figura 11 (Definición de pozos de alcance extendido)

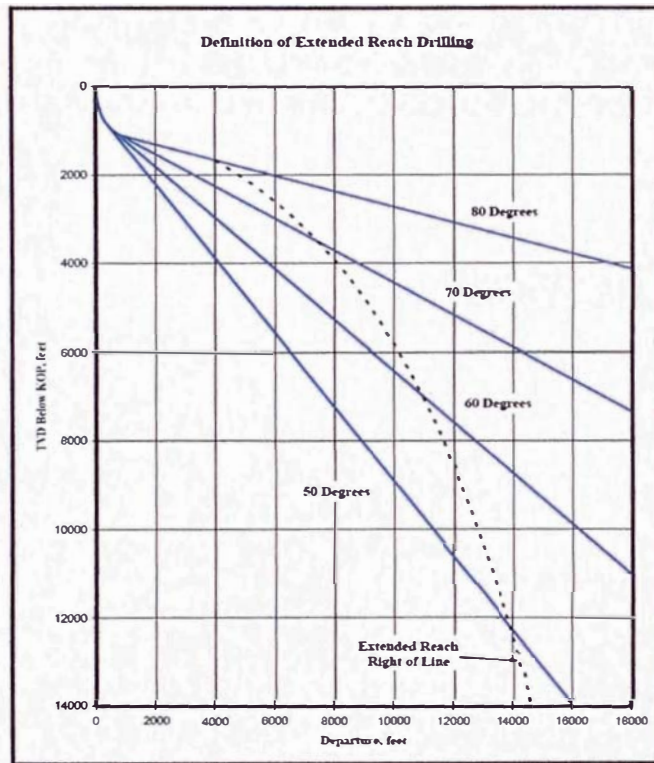


Figura 12(Relación HD/TVD)

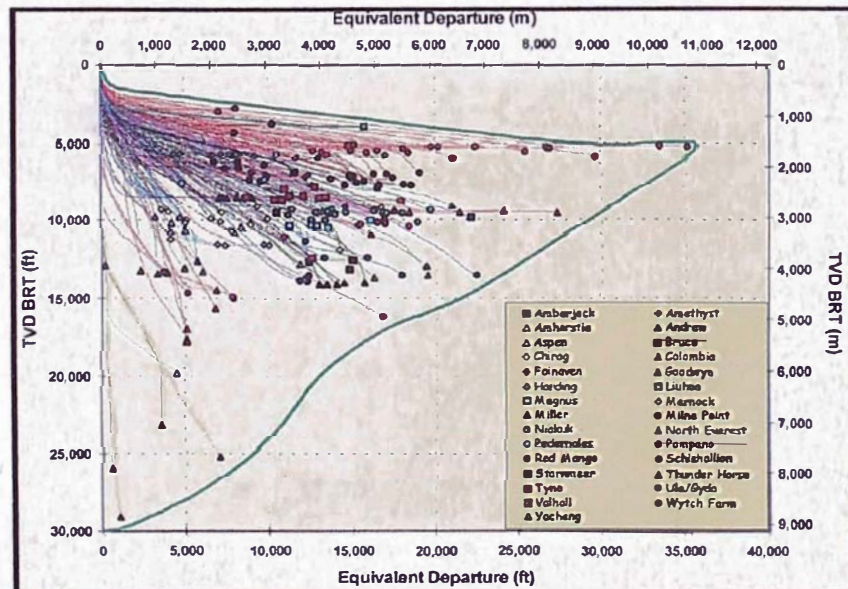


Figura 13 (Modelo de Pozo Tipo 1)

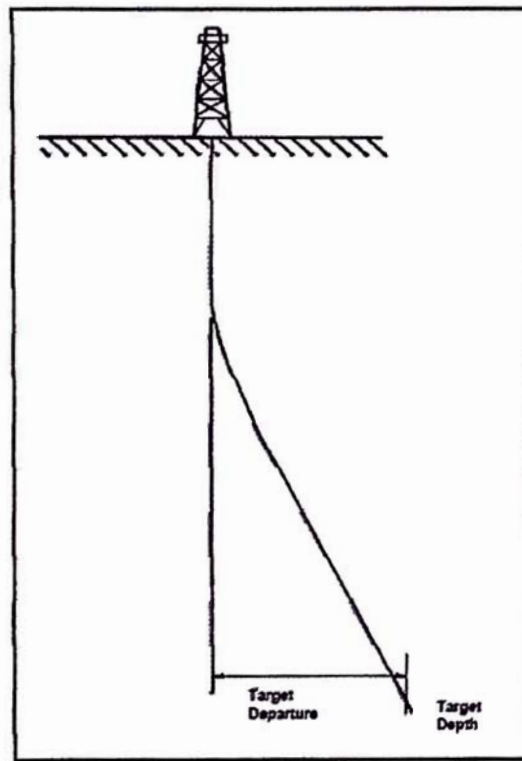


Figura 14 (Modelo de Pozo Tipo 2)

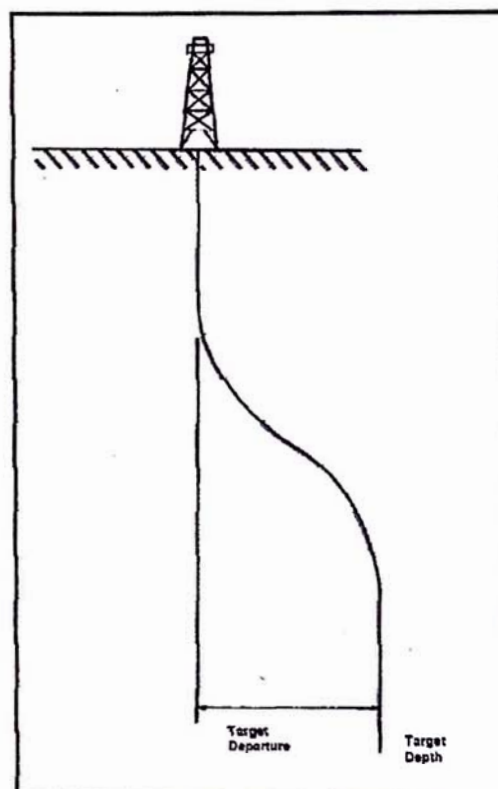


Figura 15 (Pozo Tipo 3)

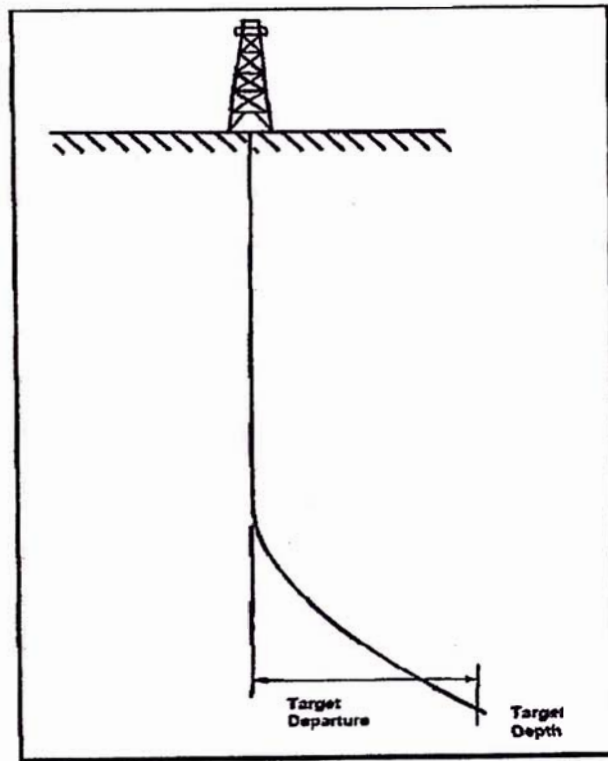


Figura 16 (Pozo Tipo 4)

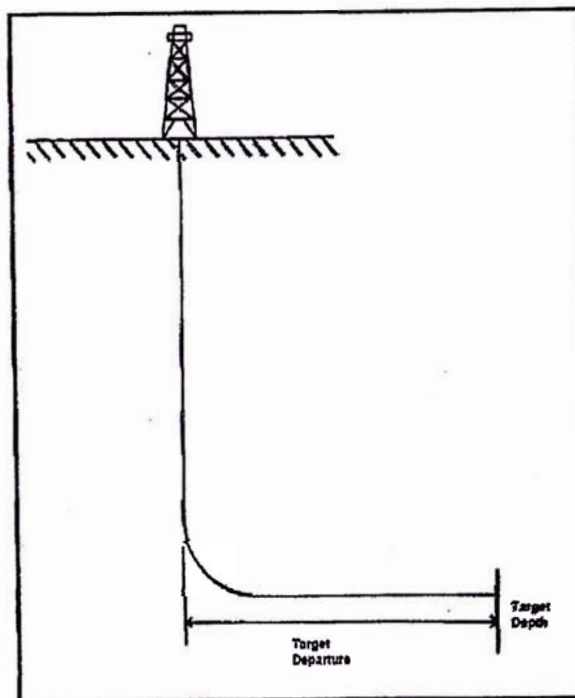


Figura 25 (LoTAD)



Figura 26 (Componentes del Lotad)

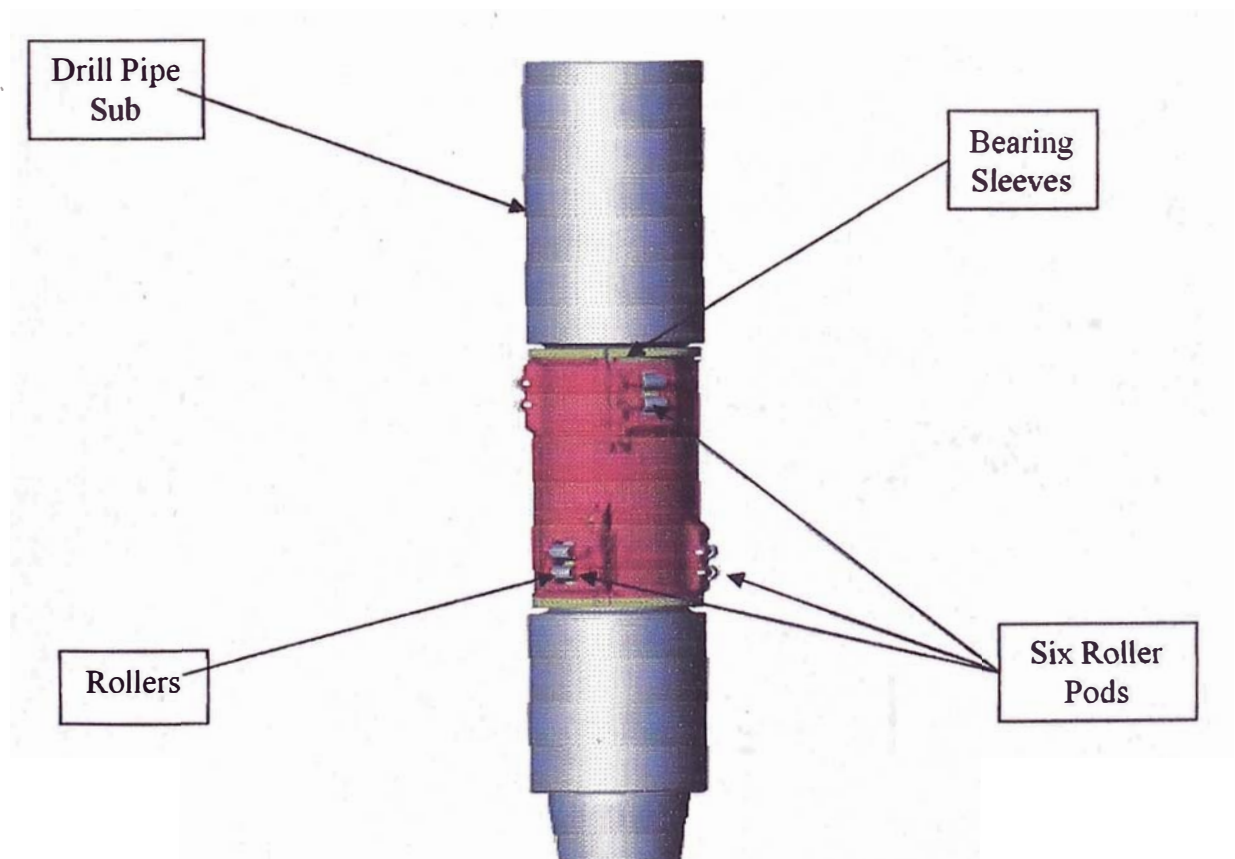


Figura 42 (Sección Transversal de la Herramienta)

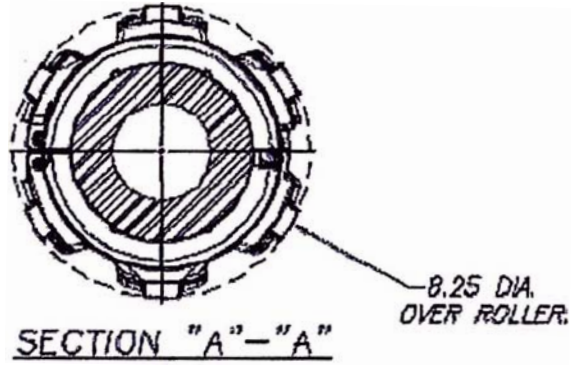


Figura 44 (Sección Transversal de la Herramienta)

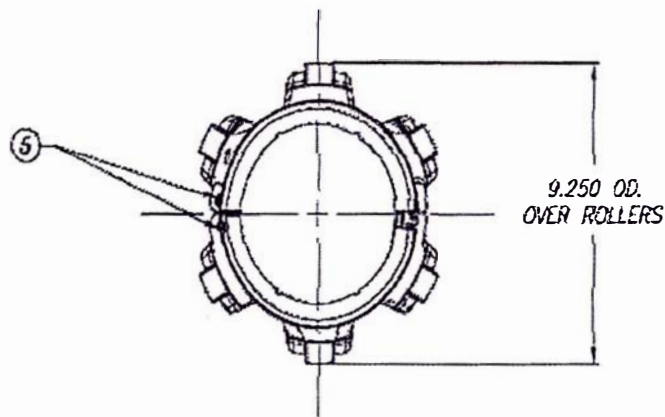


Figura 47 (Severidad de construcción)

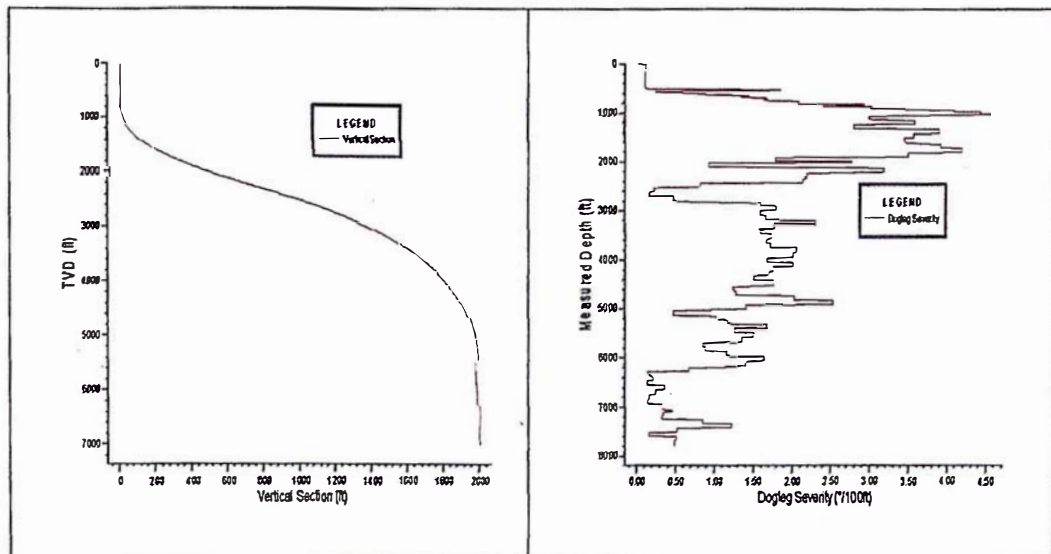


Figura 48 (Perfil del Pozo en 3D)

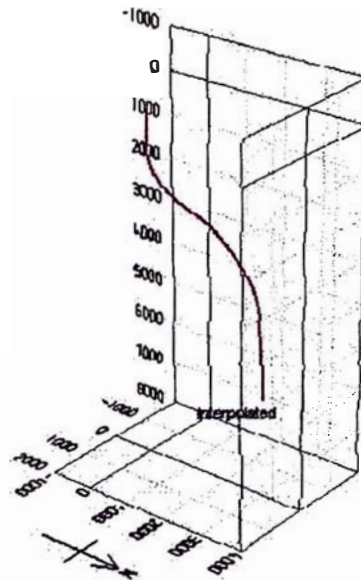
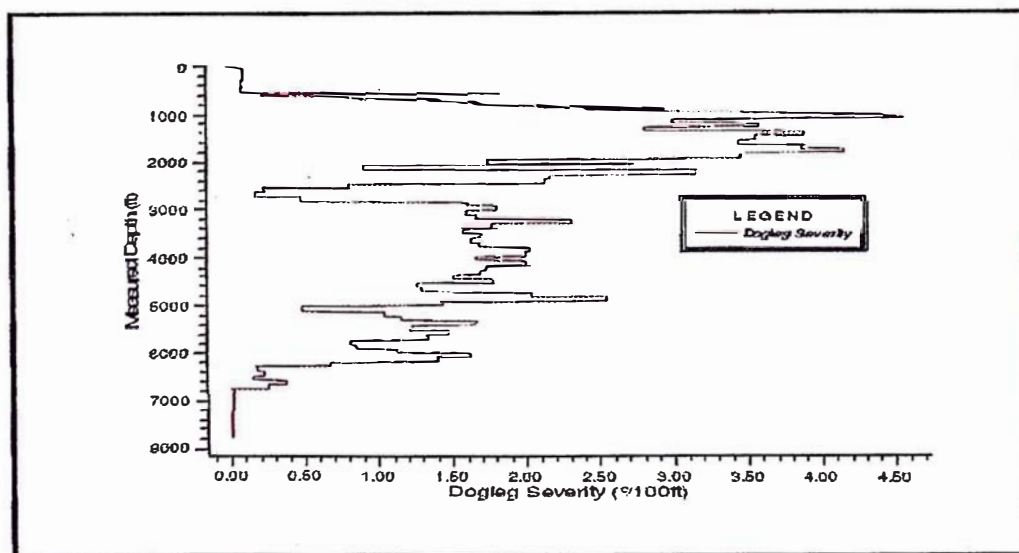


Figura 49 (Dog Leg Severity)



Se observan DLS de hasta 4.5 %/100 ft en la sección de construcción del ángulo.

Figura 75 (Perfil del Pozo y Severidad de Construcción)

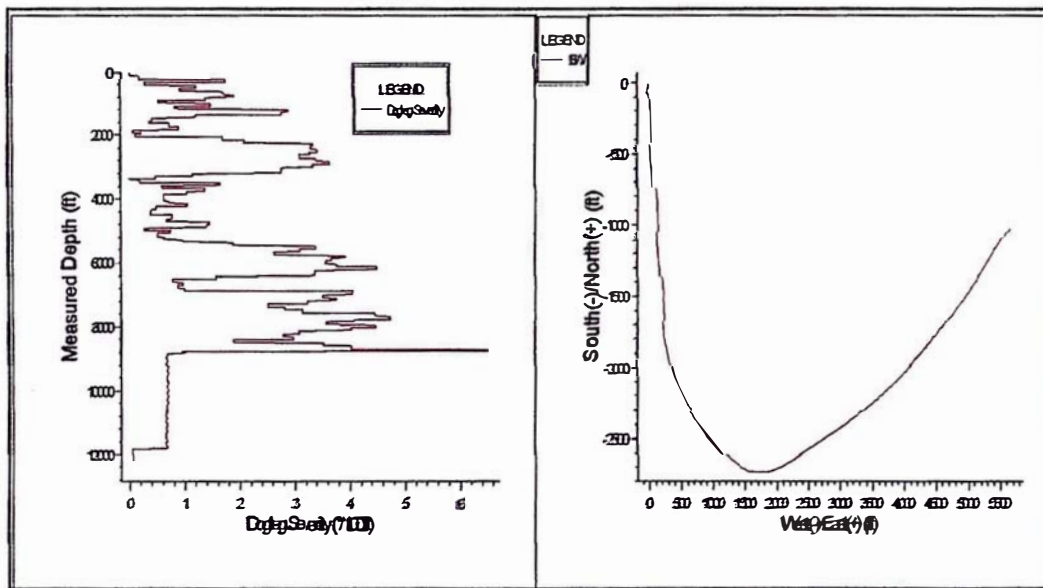


Figura 77 (Fuerzas Laterales Perforando Caso Base)

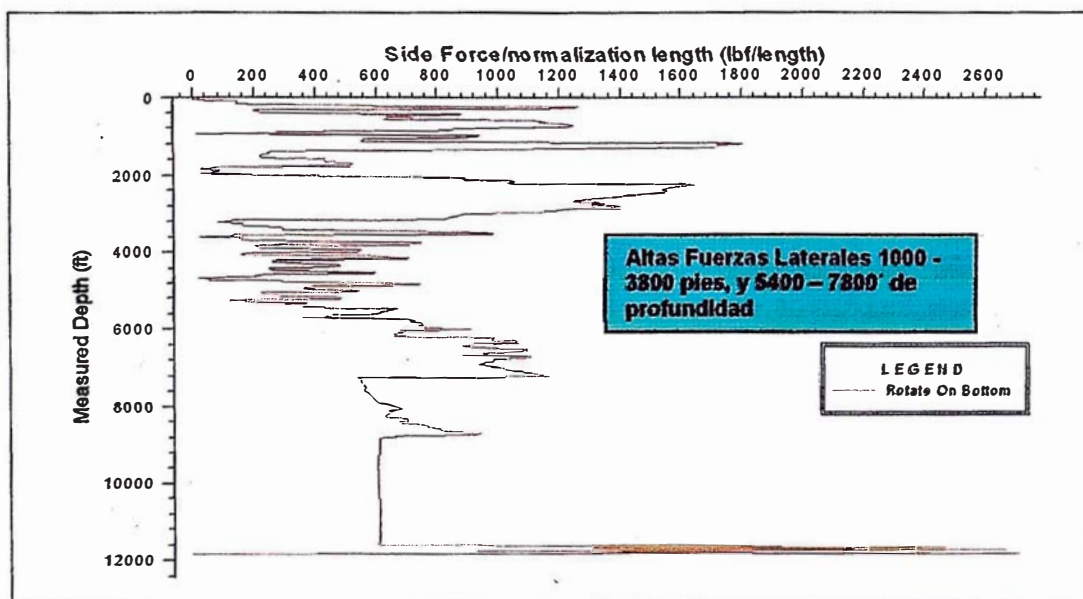


Figura 79 (Recomendación: Tipo, Cantidad y Ubicación de Herramientas)

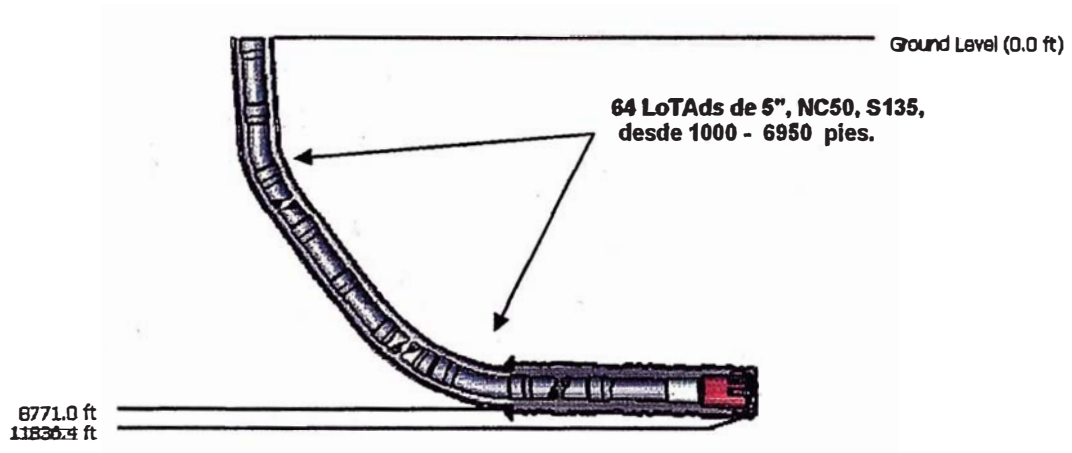


Foto 1 (Plataforma Off Shore)



Foto 2

