

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL
MEDIANTE HERRAMIENTAS REDUCTORAS DE TORQUE Y
ARRASTRE, SISTEMA LOTAD EN EL NOROESTE PERUANO”**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

LEYVA SILVANO EDWIN JESUS

PROMOCIÓN: 2010 - 2

LIMA – PERÚ

2012

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado a mis padres Juan Leyva y Vicenta Silvano, por todo su apoyo y amor incondicional en todos los momentos de mi vida, y a todas las personas que siempre me mostraron su cariño y simpatía.

SUMARIO

Durante el desarrollo del proyecto de tesis “Optimización de la Perforación Direccional Mediante Herramientas Reductoras de Torque y Arrastre, sistema LoTAD en el Noroeste Peruano”, se seleccionó los pozos con problemas de atascamiento durante todo el intervalo de la perforación.

Estos pozos son: LO14-25D, LO18-10D, LO13-27D. En el primer capítulo del proyecto trataremos la introducción para el desarrollo de esta tesis; Luego en el segundo capítulo trataremos los conceptos básicos para el desarrollo del proyecto. En el tercer capítulo mencionaremos los métodos de reducción de torque y arrastre en la perforación direccional de pozos. En el cuarto capítulo mencionaremos sobre las herramientas de nueva generación. El quinto capítulo expondrá los criterios para la selección de estas herramientas. En el sexto capítulo se describirá la herramienta LoTAD y su aplicación. En el séptimo capítulo se mostrará los pozos seleccionados y su análisis. Al final se realizará un análisis económico de los pozos ejecutados con estas herramientas y se emitirán las conclusiones obtenidas y las correspondientes recomendaciones a tomar en cuenta para futuras perforaciones de pozos en el Noroeste Peruano.

INDICE

DEDICATORIA	i
SUMARIO	ii
INDICE	iii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes del Proyecto	1
1.2 Planteamiento del Problema	2
1.3 Justificación del Plan de Tesis	3
1.4 Objetivos del Proyecto	3
1.5 Hipótesis	3
CAPITULO II: CONCEPTOS BASICOS	4
2.1 Fricción	4
2.2 Coeficiente de Fricción.	4
2.3 Torque	5
2.4 Arrastre	5
2.5 Torque y Arrastre Durante la Perforación	6
2.6 Tipos de Pozos Direccionales	7
2.7 Importancia de la Reducción de Torque y Arrastre en la Perforación Direccional	7
2.8 Pegaduras en la Sarta de Perforación	8
2.9 Como identificar y Soluciones para cada Causa de Pega de Tubería.	11
CAPITULO III: REDUCCIÓN DE TORQUE Y ARRASTRE	15
3.1 Principios Básicos de Torque y Arrastre Presente en la Sarta de Perforación	
3.2 Factores a Considerar para la Reducción de Torque y Arrastre en la Perforación	17

3.2.1 Tensión o Compresión	18
3.2.2 Carga o Peso	19
3.2.3 Fatiga	19
3.2.4 Pandeo	20
3.3 Métodos de Reducción de Torque y Arrastre	22
3.3.1 Optimizando la Trayectoria del Pozo	22
3.3.2 Fluidos de Perforacion	22
3.3.3 Sarta de Perforacion	23
3.3.4 Herramientas Convencionales	23
CAPITULO IV: HERRAMIENTAS DE NUEVA GENERACIÓN	27
4.1 LoTORQ	27
4.2 LoDRAG	28
4.3 LoTAD	29
CAPITULO V: CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DEL METODO DE REDUCCIÓN DE TORQUE Y DEL ARRASTRE.	31
5.1 Criterios de Selección	31
5.2 Modo de Operación	31
5.3 Distribución de Cargas de Contacto	31
5.4 Radio del Agujero que se va Realizar	31
5.5 Costo Disponibilidad y Soporte	31
5.6 Logística de la Torre	31
5.7 Compatibilidad	32
5.8 Desgaste de Tuberia y Pandeo	32
CAPITULO VI: DESCRIPCIÓN DE LoTAD Y APLICACIÓN	33
6.1 Componentes de las Herramientas	33

6.2	Procedimientos de Operación	35
6.3	Instalación de las herramientas	40
6.3.1	Instalacion de Rodillos y Ejes	40
6.3.2	instalación de los pernos de seguridad	41
6.3.3	Instalación de las Camisas de Polímeros	41
6.3.4	Preparación de las Uniones Substitutas	42
6.3.5	Ensamblaje Final	42
6.3.6	Almacenamiento	43
6.3.7	Instrucciones para el Desarme	44
6.3.8	Remoción del Ensamblaje de Cojinete	44
6.3.9	Desarme de los Ejes y Rodillos	45
6.3.10	Remoción de los Pernos de Seguridad	45
6.3.11	Reconstrucción de las Áreas del Muñon.	45
6.4	Función de la Herramienta LoTAD Dentro del Pozo	46
6.5	Aplicación de LoTAD en la Sarta de Perforación	47
6.6	Reducción de Arrastre	48
6.7	Reducción de Arrastre Aplicando LoTAD	49
CAPITULO VII: SELECCIÓN DE POZOS DIRECCIONALES PERFORADOS		
	(LO18-10D, LO13-27D, LO14-25D)	50
CAPITULO VIII: ANÁLISIS DE COSTOS		74
CAPITULO IX: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		79
CAPITULO X: BIBLIOGRAFIA		82

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

En los actuales momentos se están realizando pozos direccionales entre ellos los de tipo S y horizontales en el Noroeste y Selva Peruana respectivamente para incrementar el potencial productivo de los yacimientos. Para la perforación de dichos pozos la utilización de herramientas que permitan facilitar el trabajo y disminuir el tiempo de operaciones es de vital importancia para la rentabilidad de los pozos.

Durante la perforación de dos pozos en el campo de Lobitos Offshore de Savia Peru se presentaron problemas con atascamientos de herramientas en el interior del pozo que se estaba perforando, por tal motivo incrementaba el tiempo de perforación.

El proyecto tendrá como fin, la evaluación del funcionamiento de una nueva herramienta LoTAD en el diseño del conjunto de herramienta para la perforación de un pozo y reducir los problemas con herramientas atrapadas de futuros pozos.

Los LoTAD son herramientas mecánicas con rodillos que permiten el fácil desplazamiento de la sarta de perforación disminuyendo posibles problemas de atascamientos, es por eso que la utilización de herramientas que permitan facilitar el trabajo y disminuir el tiempo de operaciones es vital importancia para la rentabilidad de los pozos, usados desde el año 2007.

Para la realización de este proyecto se hizo el estudio de la herramienta y su funcionamiento en los pozos LO 14-25D, LO 18-10D, LO 13-27D, del campo de Lobitos offshore de Savia Peru planteándose objetivos específicos: analizar las fuerzas presentes al interior del pozo con y sin uso de las herramientas LoTAD (LowTorque and Drag) con ayuda del software WellplanLandMarkGraphic y determinar las ventajas operativas de esta herramienta.

1.2 Planteamiento del Problema

Durante la perforación del pozo en el campo Lobitos Off-Shore de Savia Perú en el Noroeste del Perú, se presentaron problemas con atascamiento de herramientas en el interior del hueco que se estaba perforando, por tal motivo se incrementaba el tiempo de perforación, la evaluación del funcionamiento de una nueva herramienta LoTAD en el diseño del conjunto de herramientas para la perforación del pozo y reducir los problemas de herramientas atrapadas de futuros pozos a perforar, es la razón principal del proyecto.

Con la información de las perforaciones de los pozos obtenidos de los reportes diarios de estas operaciones, se confirma los lugares de mayor problema durante la perforación, se establece un nuevo diseño de la sarta de perforación añadiendo los LoTADs en posiciones que nos da el software.

La gravedad del problema puede variar de una inconveniencia menor que puede causar un ligero aumento de los costos, a complicaciones graves que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de la pega de tubería, llamada pescado, y que se perfore de nuevo el intervalo. La prevención y la corrección de los problemas de pega de tubería dependen de la causa del problema.

1.2.1 Formulación del Problema

¿El incremento del costo y el tiempo de la perforación de un pozo dirigido se deben principalmente al atascamiento de la tubería?

1.3 Justificación del Proyecto

La utilización de las herramientas Reductoras de Torque y Arrastre permitirá facilitar el trabajo y disminuir el tiempo de operaciones, que es vital importancia para la rentabilidad de los pozos.

En la perforación direccional existe la necesidad de obtener un rendimiento efectivo en costos. Con el desarrollo de la perforación direccional creció la demanda por utilizar herramientas de perforación que permita la reducción de los esfuerzo de torsión y arrastre asociados con la perforacion de pozos direccionales.

1.4 Objetivos.

Los objetivos del proyecto son:

- Evitar la pérdida del pozo por atascamiento de la tubería durante la perforación de un pozo dirigido.
- Reducir los costos de la perforación de pozos dirigidos.
- Evitar los trabajos de pesca por atascamiento.

1.5 Hipótesis del Proyecto

El empleo de la herramienta LoTAD durante la perforación en pozos dirigidos evitará el atascamiento de la tubería y el costo de la perforación de pozos dirigidos.

El empleo de la herramienta LoTAD durante la perforación direccional, reducirá las variables de torque y arrastre (LoTAD, low torque and drag) hasta en un 70% en la tubería de perforación, evitando la fricción mecánica, esfuerzos axiales, tensión, compresión y se analizara la eficiencia operacional que posee las herramientas Reductoras de torque y arrastre en la perforación direccional de pozos.

CAPITULO II: CONCEPTOS BASICOS

2.1 Fricción

La fricción es como una fuerza que actúa sobre un cuerpo e impide el deslizamiento de este con respecto a otro o en la superficie que este en contacto.

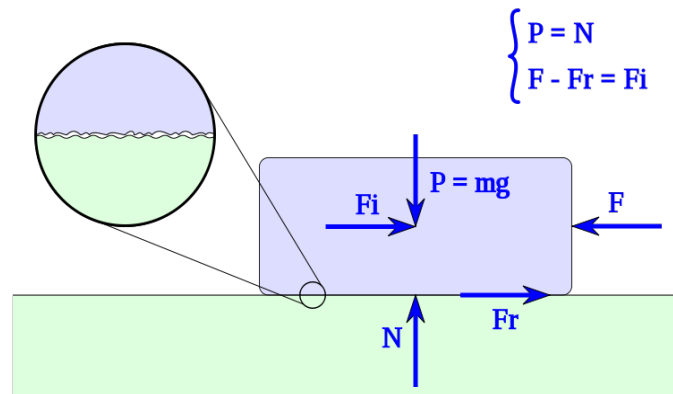


Fig. 2.1 Muestra la magnitud de la fuerza de rozamiento entre dos cuerpos en contacto es proporcional a la fuerza normal entre ellos

Existen dos tipos de Fricción:

- Fuerza de Fricción Estática (F_s .)
- Fuerza de Fricción Dinámica (F_k .)

2.2. Coeficiente de Fricción.

Es un coeficiente adimensional que expresa la relación de las fuerzas aplicadas. Usualmente se representa con la letra μ , para este proyecto se utilizo los valores de coeficiente de fricción de 0.30 para hueco abierto y 0.40 hueco entubado.

Hay dos clases de coeficiente de fricción:

- Coeficiente de Fricción Estática (μ_s)
- Coeficiente de Fricción Dinámica (μ_k).

A continuación están los coeficientes de fricción de algunos materiales:

Materiales en contacto	μ_s	μ_k	Materiales en contacto	μ_s	μ_k
Acero // Hielo	0,0 3	0,0 2	Madera // Madera	0,7	0,4
Acero // Latón	0,5	0,4	Madera // Piedra	0,7	0,3
Hielo // Hielo	0,1	0,0 3	Acero // Acero	0,1 5	0,0 9
Vidrio // vidrio	0,9	0,4	Vidrio // Madera	0,2	0,2 5
Caucho // Cemento Húmedo	0,3	0,2 5	Caucho // Cemento Seco	1	0,8

2.3 Torque

Definiendo el torque t de una fuerza F que actúa sobre algún punto de un cuerpo rígido, para facilitar el análisis, en una posición r , respecto de cualquier origen o , por el que puede pasar un eje perpendicular, sobre el cual se produce la rotación del cuerpo, al producto vectorial entre la posición r y la fuerza aplicada F :

$$(1) T = r * F$$

Donde:

T: torque

r: radio

F: fuerza aplicada

2.4 Arrastre

El arrastre es una fuerza mecánica, generada por la interacción entre un cuerpo rígido y un fluido. Para que exista arrastre el cuerpo debe estar en

contacto con el fluido. Debe haber un movimiento relativo entre el fluido y el sólido.

Esta resistencia que impide la aceleración del cuerpo se llama fuerza de arrastre.

2.5 Torque y Arrastre Durante la Perforación

El torque que se presenta en la perforación, es la fuerza mecánica generada por el Top Drive/Mesa rotaria. Necesaria o aplicada para hacer rotar la sarta de perforación para vencer las fuerzas presentes a lo largo de la trayectoria del pozo.

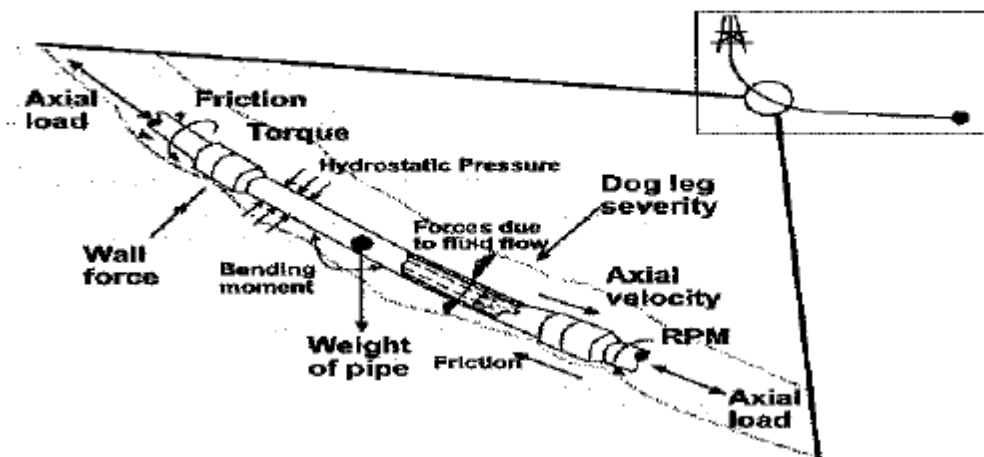


Figura 2.2. Esfuerzos en una sarta de perforación, durante la perforación

En la figura 2.2, muestra el arrastre presente en la perforación, que es la fuerza que se produce entre las superficies de contacto de las conexiones de tubería y las paredes del pozo que se está perforando causado por el deslizamiento y/o la rotación de la sarta de perforación.

Entre los efectos que puede causar el arrastre esta el pandeo de la tubería, la cual, extendiendo los límites de tensión, puede producir una deformación plástica.

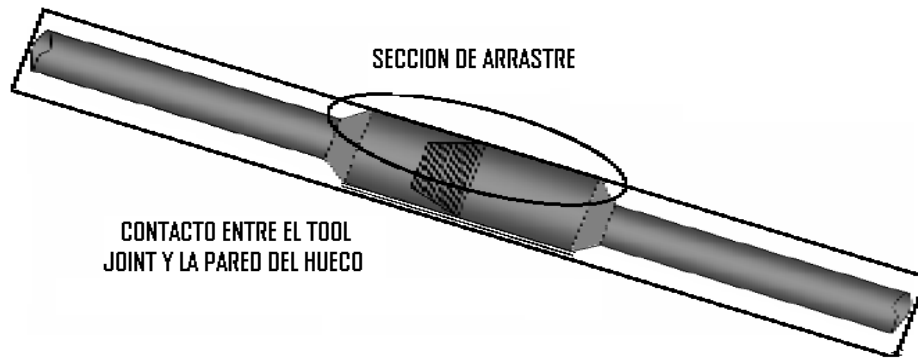


Fig. 2.3. Esfuerzos y área de contacto en el tooljoint de dos juntas de Drill pipe.

2.6 Tipos de Pozos Direccionales

Los pozos direccionales poseen una clasificación la cual dependerá de la forma que tome el ángulo de inclinación en lo que corresponde a su trayectoria.

El torque y/o el arrastre dentro de la sarta de perforación dependerán de la trayectoria del pozo y de los ángulos de diseño.

Existen varios tipos de pozos direccionales:

- Tangencial o “J” invertido (Slant)
- “S” Modificado
- Inclinado (uso de taladro especial)
- Horizontal o Multilateral

2.7 Importancia de la Reduccion de Torque y Arrastre en la Perforacion

Direccional

En la perforación direccional existe la necesidad de obtener un rendimiento efectivo en costos. Con el desarrollo de la perforación direccional creció la demanda por herramientas de perforación que permita la reducción de los esfuerzo de torsión y arrastre asociados con pozos de alcance extendido.

Las operaciones con los reductores de torque y arrastre desempeñan un rol vital en el proceso de la perforación direccional, reducen el tiempo y los costos de la unidad de perforación a través de:

- Aumentar el control y eficiencia de perforación direccional.
- Reducir el torque y arrastre hasta el 70% (dependiendo de las características del pozo) para mantener el peso de la sarta de perforación.
- Prevenir daño o fallas del equipo de fondo y superficie.
- Reducir el desgaste en las secciones entubadas del pozo.
- Mejorar el proceso general de perforación.
- Orientar con precisión las herramientas de perforación y completación

2.8 Pegaduras en la Sarta de Perforación

Se define la pega como un evento en la operación en el cual no se puede rotar la tubería, ni moverla en ninguna dirección y existen diferentes causas por lo que la sarta de perforación puede pegarse; entre las más comunes en las operaciones de perforación están:

- Pegaduras en arenas en tubería de revestimiento.
- Pegadora por atascamiento diferencial.
- Pegaduras con lodos.
- Pegaduras en ojo de llaves (keyseats).
- Pegaduras por fallas mecánicas.

Los tipos de pegaduras que se presentaron en los pozos estudiados se describen a continuación:

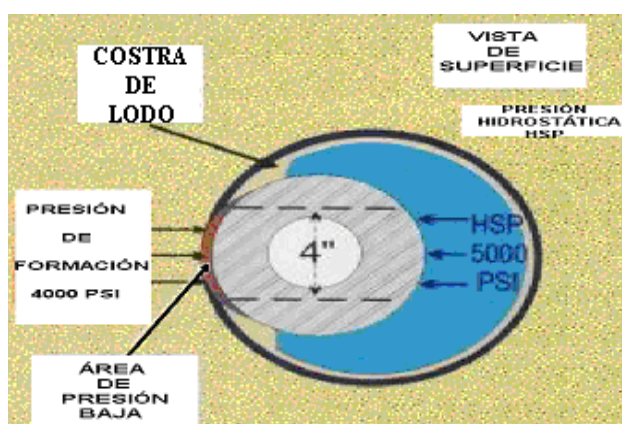
- **Pegaduras en arenas en tubería de revestimiento**

Es causada por una falla en la tubería de revestimiento o a través de una empacadura permitiendo que el espacio anular se llene con arena y atrapando

la tubería. La tubería de perforación puede ser atrapada al perforar cuerpos de arena que se atraviesan con mucha rapidez y sin tener la limpieza y circulación adecuadas.

- **Pegaduras por Presión Diferencial**

Es un problema común en la perforación de pozos, en la cual la sarta de perforación se pega a las paredes del hoyo, por efectos de diferencia entre la presión hidrostática y la presión de formación, impidiendo mover la tubería.



La figura 2.4, ilustra la pega por presión diferencial cuando la presión hidrostática producida por el lodo es mayor que la presión de formación y existen formaciones permeables presentes.

El peso del lodo no tiene que ser alto para que se presente la pegadura por presión diferencial, la presión hidrostática, solo tiene que ser significativamente mayor que la presión de formación y el lodo contener suficientes sólidos para formar un enjarre.

Las respuestas de las siguientes preguntas pueden ayudar a determinarse si ha ocurrido una pegadura por presión diferencial. Si las respuestas a estas preguntas son afirmativas, probablemente la tubería está pegada por presión diferencial.

¿Se pegó la tubería después de permanecer sin movimiento en el agujero?

¿Puede romperse la circulación y continuar esta a la presión normal?

¿Existe una formación permeable descubierta por arriba de la barrena?

¿Esta el agujero limpio y relativamente en buenas condiciones?

La pegadura por presión diferencia, puede intensificarse con el paso del tiempo con el aumento en el espesor de enjarre. Debe tomarse la acción adecuada inmediatamente después de que se pegue la tubería, existe mayor oportunidad de romper el enjarre de lodo con rotación que con la tensión de la tubería.

Debe bombearse un bache de fluido base aceite en el espacio anular frente al punto de pegadura. Si no se conoce la profundidad de la formación permeable, puede correrse un registro de rayos gama para determinar donde está.

Se puede intentar como último recurso antes de lavar (o de bombear el bache inclusive), bombear un fluido por la tubería de perforación, en forma de bache, y una vez descompensadas las columnas por este bache, bombearlo paulatinamente, hasta que la presión en el espacio anular, baje lo suficiente para disminuir la presión diferencial.

- **Pegaduras por Fallas Mecánicas**

Ocurren durante la introducción de una empacadura, cuando esta se asienta a una profundidad no deseada, por tubería de revestimiento colapsada. De igual manera puede ocurrir al recuperar la empacadura si está atrapada por sedimentos aportados por la formación. Y sucede al estar bajando completaciones doble.

Pegadura mecánica en sartas múltiples.- Esta situación ocurre, cuando las sartas de tubería de producción se entre lazan conforme bajan en el agujero.

En esta situación, habrá considerable arrastre en la tubería; por lo tanto, usted tendrá que levantar bien por encima de su peso la tubería, y recargar la misma cantidad por debajo de su peso para abrir y cerrar el detector magnético. Normalmente tendrá que recargar la misma cantidad por debajo del peso de la tubería antes de desconectar.

El corte químico o térmico de la tubería, sería probablemente el método más práctico para recuperarla, debido a que en muchos casos, es muy difícil transmitir la torsión hacia abajo del agujero.

- **Las pegaduras con Lodos**

Generalmente se presentan en agujeros entubados, y agujeros abiertos las causas que provocan este tipo de pegaduras son; por precipitación de sólidos por ruptura de emulsión en lodos base aceite, en lodos, base agua por contaminación al rebajar cemento, yeso, domos salinos, aumentando la reología de los lodos (alta viscosidad, gelatinosidad y enjarre grueso).

- **Las Pegaduras en Ojo de Llaves**

Ocurren en agujeros direccionales o (torcidos), debido a que la tubería de perforación genera una ranura en el lado bajo del agujero, en el radio de la pata de perro.

2.9. Como identificar y Soluciones para cada Causa de Pega de Tubería.

Determinar la cantidad de tubería libre a través del método analítico, si al repetir este durante tres o más ocasiones los parámetros son erróneos, este es un indicativo de que la pegadura es en arena.

Al estar operando con la unidad de punto libre y notar que a determinada profundidad nos da cierto porcentaje de tubería atrapada y posteriormente a

mayor profundidad nos da un parámetro de tubería libre este será otro indicativo de que el atrapamiento es por arenas.

Debido a lo anterior es recomendable que la determinación del punto libre se Realice al jalón máximo permisible de la T.P. Correspondiente, esto permitirá que las juntas sean tensionadas contra la arena y restrinjan el movimiento de la tubería, obteniendo parámetros verdaderos de punto libre.

Cuando una pegadura es por ruptura de emulsión se detectara en las condiciones de lodo al notarse en la superficie la separación de la fase líquida y sólida, y cuando es provocada por lodo base agua contaminado, se reflejara al observar en la superficie lodo floculado (como pasta de dientes; alta gelatinosidad y viscosidad).

En este tipo de pegaduras la detección del punto libre es más difícil por lo cual se recomienda efectuar lecturas por torsión en lugar de elongación debido a que las lecturas por torsión son más confiables, ya que al rotar la sarta el punto de cedencia se rompe.

Al perforar formaciones deleznable, como lutitas, puede haber derrumbes de las paredes del pozo y atrapar la tubería de perforación, debido a que el lodo no tiene la densidad adecuada (falta de peso), el filtrado demasiado alto y un enjarre sin consistencia (grueso y quebradizo).

Al perforar lutitas hidrófilas con lodos base agua y de alto filtrado, provocan hidratación de la formación, por tal motivo el agujero se cierra y atrapa a la tubería, lo que es conveniente usar lodos con inhibidores de hidratación (sales de Cl de potasio al 3%).

En caso de persistir el problema, es recomendable hacer cambio de base al lodo por lodos base aceite, que no hidrata a la formación, y de acuerdo con

su contenido de sales (Cl Na y Cl Ca) en la relación acuosa, permiten la deshidratación de la formación por el efecto de la Ley de osmosis (donde líquidos de mayor salinidad, atraen a líquidos de menor salinidad), dando como resultados agujeros más estables.

La pegadura en ojo de llave, por lo regular se ocasiona cuando se perfora un pozo direccional o hay indicios en agujeros verticales de que está torcido (pata de perro) estas anomalías se forman en los cambios de formación de suave a dura.

En estos casos la tubería siempre tiene movimientos cortos hacia arriba y hacia abajo, pero no es posible pasar una junta o un Lastrabarrena a través del ojo de llave. En esta situación la tubería debe ser trabajada por encima del peso normal para obtener un parámetro de punto libre.

Cuando la tubería está viajando hacia abajo, por lo regular en la mayoría de los casos, no se detecta ninguna dificultad al pasar a través del ojo de llave ya que la misma se cuelga hacia la parte baja del agujero, presentando una ligera resistencia, mostrándonos el inicio de la anomalía o desviación.

Cuando se tiene la seguridad de que se formó una pata de perro, existe la probabilidad de que se forme un ojo de llave, mas en formaciones blandas o formaciones duras pero arcillosas, para estos casos es recomendable agregar un limpiador de asiento de chaveta estándar de clutch sencillo o doble sobre los lastrabarrenas.

Esta herramienta (camisa), cuando más deberá ser un octavo de pulgada más grande que la junta de la tubería o lastra barrenas, esto con el fin de ampliar y conformar el paso a través del ojo de llave.

Siempre se presenta el problema, cuando la tubería esta viajando hacia arriba, llegando al extremo de que ya no pasaran las juntas o los lastrabarrenas, si se trae el limpiador de asiento de chaveta, se recomienda utilizar de una a dos toneladas de tensión y rotación, para ir conformando hacia arriba la zona del ojo de llave.

Cuando no se trae el limpiador asiento de chaveta, es recomendable durante la perforación, colocar una junta de seguridad y un martillo hidromecánico de doble acción, esto con el fin de solucionar el problema cuando se presente, ya que en la mayoría de los casos cuando se presenta el problema de fricción, los perforadores y encargados, continúan jalando la tubería tratando de pasar, ocasionando una pegadura por acúñamiento.

Cuando esto se presente después de golpear hacia arriba, y notar que no hay avance en la liberación de la tubería se debe de golpear hacia abajo, liberar la tubería, meter al fondo del pozo, cargar peso sobre la junta de seguridad (Bumper Safety Joint), soltar a la izquierda, dejar los lastra barrenas en el fondo, sacar la tubería, rimar, conformar o ampliar el ojo de llave y recuperar el pez.

CAPITULO III: REDUCCION DE TORQUE Y ARRASTRE

3.1 Principios Básicos de Torque y Arrastre Presente en la Sarta de Perforacion

Las fuerzas que actúan en la sarta de perforación al estar dentro del agujero dependen del tipo de superficie en la que se encuentre y la función que esté realizando la misma. Los principios básicos se pueden analizar matemáticamente.

Superficie Horizontal

Considérese una sección de tubería en el agujero, en el tramo tangencial de un pozo sin movimiento y sin aplicar ninguna fuerza.

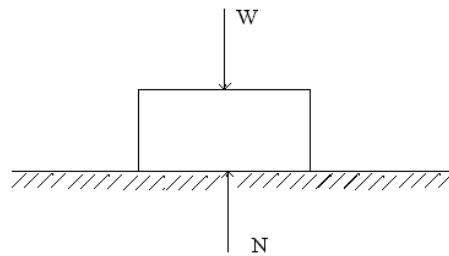


Figura 3.1. Fuerzas presentes en un cuerpo estático.

$$(2) \sum F_v = 0$$

Al existir desplazamiento de la tubería dentro del agujero como se ilustra en la figura 5, existirá una velocidad de desplazamiento, la cual será constante hasta llegar al tope de la siguiente sección que se va perforar.

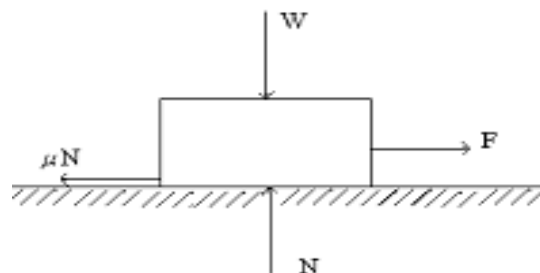


Figura 3.2. Fuerzas presentes en un cuerpo en movimiento.

$$(3) N = W$$

$$(4) F = \mu N \quad (5) F = \mu W$$

Superficie Inclinada

Considérese una sección de tubería dentro del hoyo ver figura 7. En ausencia de fricción, las fuerzas actuando sobre la tubería son el peso W , la tensión axial T y la fuerza de reacción, denominada Normal N . se puede hacer un balance de fuerzas, asumiendo que la tubería esta rotando dentro del agujero.

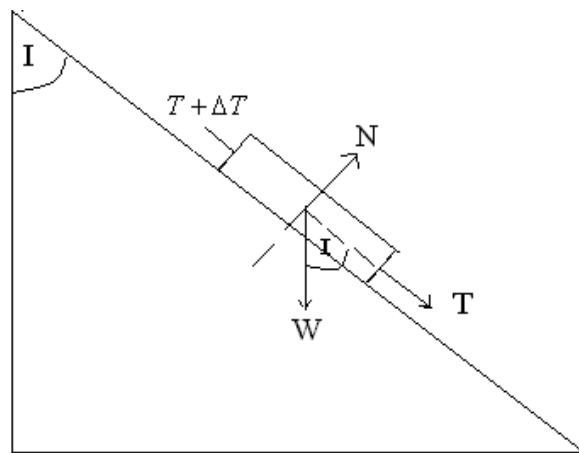


Figura 3.3. Fuerzas presentes de un cuerpo en una superficie inclinada.

A lo largo del eje del agujero se tiene:

$$(6) \sum F_h = 0 \rightarrow \Delta T = W \cdot \cos(I)$$

Perpendicularmente al eje se tiene:

$$(7) \sum F_v = 0 \rightarrow N = W \cdot \sin(I)$$

Considerando ahora el efecto de fricción en una sección sin curvatura como se ve en la figura 3.4.

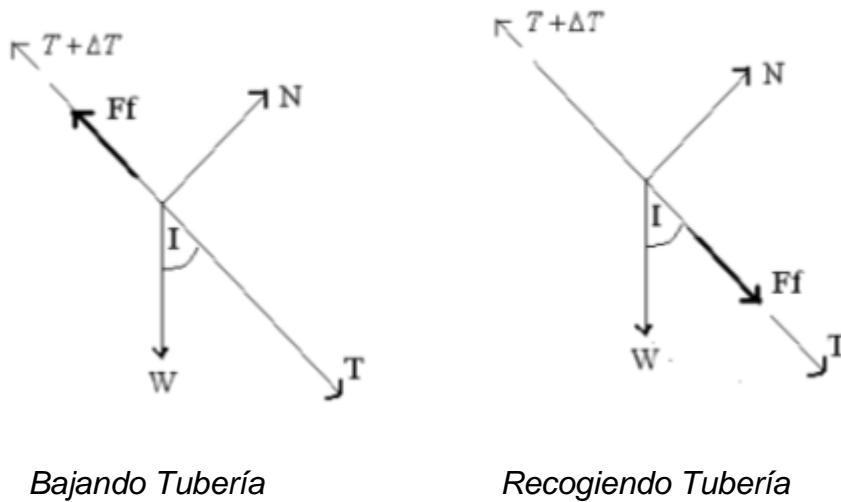


Figura 3.4 Diagrama de fuerzas en una superficie inclinada

$$(8) Ff = \mu \cdot N \rightarrow Ff = \mu \cdot W \cdot \text{Sen}(I)$$

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

Usualmente este valor del coeficiente de fricción oscila según:

$$(9) 0.15 > \mu > 0.45$$

Bajando Tubería:

$$(10) \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I) - Ff$$

$$(11) \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I) - \mu \cdot W \cdot \text{Sen}(I)$$

Y Sacando Tubería:

$$(12) \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I) + Ff$$

$$(13) \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I) + \mu \cdot W \cdot \text{Sen}(I)$$

3.2 Factores a Considerar para la Reduccion de Torque y Arrastre en la Perforación

Los cuatro componentes de las fuerzas laterales son:

- o Tensión o Compresión

- Cargas
- Fatiga
- Pandeo

3.2.1 Tensión o Compresión

Tensión mecánica es el valor de la distribución de fuerzas por unidad de área en el entorno de un punto dentro de un cuerpo o material continuo.

Un caso particular es el de tensión uniaxial, que se define en una situación en que se aplica fuerza F uniformemente distribuida sobre un área A . en este caso, la tensión mecánica uniaxial se representa por un escalar designado como σ (sigma) y dado por:

$$(14) \sigma = \frac{F}{A}$$

σ = tensión mecánica uniaxial.

F = fuerza aplicada uniformemente.

A = área.

Siendo las unidades Libras por pulgada cuadrada (psi)

Compresión es una presión que tiende a causar en algunos casos una reducción de volumen, siempre manteniendo una masa constante.

Cuando se somete un material a una fuerza de flexión, cizallamiento o torsión actúan simultáneamente tensiones de tracción y compresión.

En la perforación de un pozo, cuando existe mayor tensión en la sarta de perforación, es porque existe un problema como pata de perro (dogleg) es decir, es decir a mayor tensión mayor pata de perro.

3.2.2 Carga o Peso

El peso es la medida de la fuerza que ejerce la gravedad sobre la masa de un cuerpo. Normalmente, se considera respecto de la fuerza de gravedad terrestre. El peso depende de la posición relativa de los cuerpos y de su masa. En el caso de tubería dentro del agujero, su posición vertical, horizontal o inclinada dependiendo del diseño del pozo.

El peso puede afectar a la sarta porque permite que la tubería sufra el contacto con la pared inferior del hoyo logrando que esta sufra desgaste, de la misma manera sino se maneja bien el peso dentro del hoyo se pudiera sufrir de un posible pandeo de tubería.

3.2.3 Fatiga

Es el daño estructural progresivo localizado permanente, que se produce cuando un material se somete a repetidos ciclos de tensión. Daños por fatiga se acumulan en puntos de alta tensión y en última instancia forman la grieta de fatiga.

Las fuentes más comunes de la fatiga por tensión son:

- La rotación de la tubería, mientras exista una parte de la tubería doblada o pandeada.
- Presión
- Vibraciones

Resistencia a la Falla por Fatiga

La falla por fatiga debido al efecto de rotación de la tubería es un problema que merece ser analizado, más aun cuando las condiciones de operación pueden aproximarse a valores críticos de: severidad en el agujero, velocidad de rotación y esfuerzo axial en la tubería. Estos esfuerzos ocurren cuando existen

espacios anulares estrechos, desgaste excesivo y la sarta se encuentra sometida a tensión.

El criterio utilizado para determinar estos valores críticos fue el sugerido por Lubinski, el cual consiste en una ecuación empírica que sugiere que la máxima carga lateral que la junta del tubo puede resistir antes de dañarse es de 2000 lbs. Por lo tanto la siguiente ecuación, permite determinar la máxima severidad permisible bajo esta condición a lo largo del pozo.

$$(15)C = \frac{108000.F}{L.T}$$

Donde:

C = Máxima severidad permisible (°/100 ft).

F = Carga Lateral sobre la junta del tubo (lbf).

L= La mitad de la longitud de un tubo de perforación (in).

T = Carga de Tensión al tubo (lbf).

3.2.4 Pandeo

El pandeo es un fenómeno de inestabilidad elástica que puede darse en elementos comprimidos alargados y rígidos, y que se manifiesta por la aparición de desplazamientos importantes, transversales a la dirección principal de compresión.

Se traduce en la aparición de una flexión adicional en la tubería cuando se halla sometida a la acción de esfuerzos axiales de cierta importancia.

Eventualmente, a partir de cierto valor de la carga axial de compresión, denominada carga crítica de pandeo, puede producirse una situación de inestabilidad elástica y entonces fácilmente la deformación aumentara

produciendo tensiones adicionales que superaran la tensión de rotura, provocando la ruptura del material.

Pandeo Sinusoidal

La figura muestra la forma y manera gradual como ocurre el pandeo, mientras la tubería de perforación es puesta en compresión provocando una reducción de peso hacia la broca, tendiendo esta a vibrar axialmente.

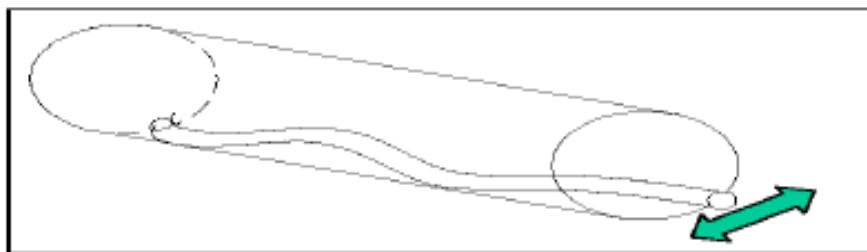


Figura 3.4. Pandeo Sinusoidal de una tubería bajo presión

Pandeo Helicoidal

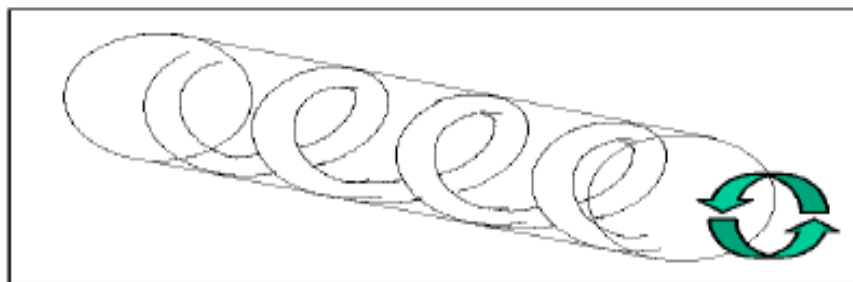


Figura 3.5. Pandeo Helicoidal de una tubería bajo presión.

La figura demuestra el pandeo helicoidal, ocurre cuando la tubería se adhiere a las paredes del hoyo. Se podría evitar al rotar la tubería. Si existe este tipo de pandeo lo recomendable es evitar rotar la tubería: de este modo se reduce el riesgo que sufra daños por fatiga.

Vibración

Las vibraciones son inevitables en una perforación. Sin embargo, su grado de severidad y su efecto sobre el proceso de perforación dependen del diseño de la parte inferior de la sarta y, en gran medida, de los parámetros de perforación.

Tipos de Vibraciones y sus Causas:

Pozo abajo se pueden sentir tres tipos de vibraciones:

- Axial: Movimiento a lo largo del eje de la columna de perforación.
- Lateral: Perpendicular a la columna de perforación.
- Torsional: Es una vibración angular alrededor del eje de la columna de perforación.

3.3 Métodos de Reducción de Torque y Arrastre

3.3.1 Optimizando la Trayectoria del Pozo

La optimización de la dirección del pozo se basa en un nuevo diseño del diagrama ya propuesto, el cual está dependiendo de la forma que posee, para permitir reducir los posibles problemas dentro del agujero.

Esta nueva trayectoria podría modificar la posición del taladro de su locación inicial; es posible que haya que mover el taladro y rediseñar la trayectoria.

Este sistema no garantiza que no existirá alguna complicación. Solo es un nuevo diseño, y se realiza con la información de pozos cercanos ya perforados.

3.3.2 Fluidos de Perforación

Los fluidos usados en la perforación que inicialmente fueron tomados para transportar cortes de rocas a la superficie, son considerados ahora

como uno de los factores mas importantes para evitar fallas en la perforacion.

Entre las funciones principales de los fluidos de perforacion esta enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforacion para disminuir su atascamiento.

Los tipos de fluido de perforacion son:

- A base de agua
- A base de aceite

Para la reduccion de torque y del arrastre durante la perforacion se sugiere utilizar los fluidos a base de aceite y agregar aditivos quimicos para su eficaz desarrollo. Generalmente los lodos a base de aceite son mas caros que los lodos a base agua.

3.3.3 Sarta de Perforacion

La sarta de perforacion son componentes armados secuencialmente que conforman el ensamblaje de fondo (BHA) y la tuberia de perforacion, la inclusion de herramientas mecanicas de reduccion de friccion en la sarta de perforacion permite reducir el desgaste de la tuberia y sus atascamientos.

Las herramientas para este proposito son:

- Estabilizadores
- LoTORQ
- LoDRAG
- LoTAD

3.3.4 Herramientas Convencionales

Son una parte indispensable en la mayoría de las sartas de perforación cuando se perfora rotando. Pueden acomodar una válvula flotadora. Algunos estabilizadores son espiralados.

Para el control direccional es recomendado usar estabilizadores con 360 grados de contacto con la pared.

Los estabilizadores tienen diferentes tipos de diseño en la superficie.

Se usan para:

- Control de la desviación del pozo.
- Reducción del riesgo de atascamiento diferencial.
- Para rimar patas de perro y ojos de llave.
- Disminuir el torque y el arrastre por contacto de la sarta de perforación y las paredes del agujero.



Figura 3.5. Estabilizador Estándar.

- **RollerReamer**

Están diseñados para mantener el calibre del agujero, reducir el torque y estabilizar la sarta de perforación. Se utilizan por lo general en formaciones abrasivas. Hay RR que se usan para la sarta y cerca de la broca (near bit) que ayudan a prolongar el uso de la broca y algunas veces usados en lugar de estabilizadores cercano a la broca. Los RR ayudan a rimar los ojos de llave, patas de perro y cavernas.

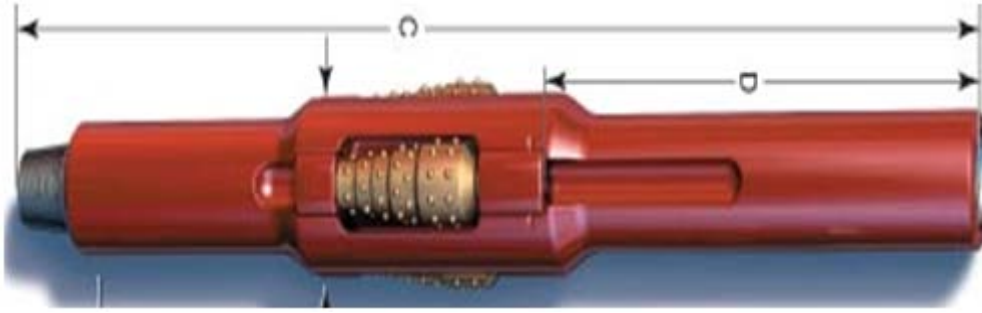


Figura 3.6. Roller Reamer.

- **Underreamer**

Comúnmente usados para barrer o eliminar canales, y para abrir huecos direccionales pilotos, abriendo el hueco para una sarta de tubería de revestimiento después de una restricción del BOP.

Esta herramienta es abierta hidráulicamente. Consta de varios tipos de cortadores para las formaciones.

Es aconsejable usar un Bull-nose debajo del underreamer cuando se abre un hueco direccional piloto en formaciones suaves lo que elimina la posibilidad de generar una ventana lateral (sidetrack) accidentalmente.

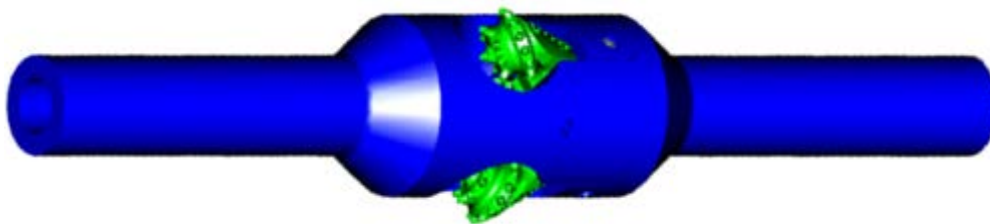


Figura 3.7. Underreamer

- **StringReamer**

Está diseñado para incrementar el diámetro de cualquier ojo de llave que se esté atravesando las aletas son rectas o cónicas.

El diámetro externo de la aletas varia, pero nunca es más grande que el diámetro de la broca.

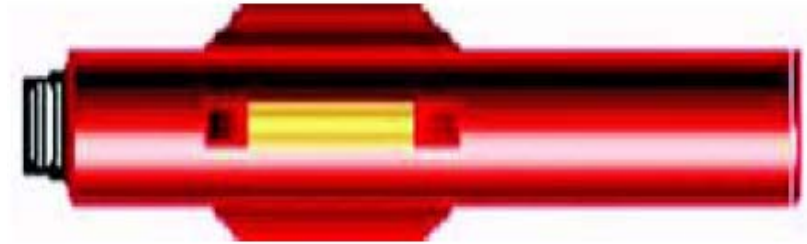


Figura 3.8.String Reamer. Manual Drilco de conjuntos de perforación.

CAPITULO IV: HERRAMIENTAS DE NUEVA GENERACION

4.1 LoTORQ

El sistema de reducción de fricción (torque y arrastre) LoTORQ es completamente mecánico y funciona de manera independiente de los fluidos de perforación y completación.

Este sistema único que utiliza rodillos bidireccionales, ha sido comprobado en los pozos más difíciles en el mundo.

Los rodillos bidireccionales reducen el torque y el arrastre, están en contacto con la tubería interna, y pueden lograr factores de fricción excepcionalmente bajos, con coeficientes rotativos en cemento tan bajos como 0.04.

Los rodillos con un perfil más alto para hacer contacto con la pared externa del agujero, han reducido los factores de fricción axial en el 60% de manera rutinaria.

La mayoría de las herramientas LoTORQ han sido utilizadas en pozos de alcance extendido para reciprocarse y rotar tuberías de revestimiento.

El sistema de reducción de fricción mecánica LoTORQ ahora hace posible la rotación de tubería que alguna vez se limitó por torsión, proporcionando la capa protectora de cemento óptima.

El LoTORQ alcanza su máximo desempeño cuando:

- Se corren Revestidores, Liners, Liners ranurados, en pozos horizontales de alcance extendido (ERW)
- Liners largos (más de 800 ft) y que serán rotados durante la cementación.



Figura 4.1.LoTORQ.

Beneficios

- Mejora la cementación permitiendo al cemento colocarse de forma uniforme.
- Efectividad probada en pozos de largo alcance.

4.2 LoDRAG

El sistema LoDRAG es un centralizador y además un sistema completo de reducción de fricción mecánica, que funciona de manera independiente de la resistencia o lubricidad de la película de lodo de perforación/completación.

El área de contacto reducida de los rodillos con las paredes de la tubería de revestimiento o del agujero, funciona de manera excepcional bajo condiciones de subpresión cuando el riesgo de atascamiento diferencial sea alto.

Las herramientas LoDRAG han sido utilizadas principalmente para correr mallas de control de arena en yacimientos de areniscas no consolidada. Utilizar herramientas LoDRAG en estos yacimientos puede reducir el arrastre axial hasta el 60%. Las herramientas LoDRAG pueden reducir la fricción axial en hoyos entubados en porcentajes similares.

Las Herramientas LoDRAG logran un desempeño óptimo cuando:

- Se usa tubería de revestimiento y mallas en pozos horizontales y de alcance extendido.

- Se requiere una reducción en el arrastre axial para un agujero entubado y/o abierto



Figura 4.2.LoDRAG

Beneficios

- Efectividad comprobada permite tecnología de pozos extrema.

4.3 LoTAD

El sistema LoTAD que es más que una herramienta de perforación para reducir torsión y arrastre. Es un sistema completo para reducir fricción mecánica que funciona independientemente del lodo de perforación/completación.

El análisis ha mostrado que el área de contacto reducida de rodillos con la pared del agujero funciona de manera excepcional en condiciones subpresurizadas donde el riesgo de atascamiento diferencial sea alto.

Las herramientas LoTAD han sido utilizadas en pozos de alcance extendido para reducir el torque, arrastre, desgaste de la tubería de revestimiento, desgaste de ToolJoints y atascamiento diferencial, al mismo tiempo que se mejoran el control direccional, las tasas de penetración (ROP) y la limpieza del agujero.



Figura 4.3 LoTAD

La herramienta LoTAD alcanza su mejor desempeño en las siguientes condiciones:

- La reducción del torque y arrastre son un problema.
- Donde las condiciones de HSE y/o de costos prohíban la utilización de lodos a base de aceite.
- Formaciones Subpresurizadas que puedan causar Pega Diferencial.
- El desgaste de la tubería de revestimiento o del Tooljoint son un problema
- Donde la perforación en deslizamiento (SlideDrilling) requiera un desempeño optimo.

Beneficios

- Operación en hoyo abierto y revestido.
- Instalación y mantenimiento simple.

CAPITULO V: CONSIDERACIONES PARA LA ELECCION DEL METODO DE REDUCCION DE TORQUE Y DEL ARRASTRE.

5.1 Criterios de Selección

Los criterios descritos a continuación pueden ser utilizados como una guía en la selección del método más apropiado para la reducción de torque y arrastre:

5.2 Modo de Operación

La técnica más adecuada dependerá de la exigencia de la perforación, ya sea rotativa o deslizando, o ambos casos.

5.3 Distribucion de Cargas de Contacto

Considerando la posición de las herramientas mecánicas en la sarta y la distribución de fuerzas de la pared del agujero sobre la sarta. Esto optimizara la reducción de la fricción y evitara el uso de más de un tipo de herramientas mecánicas para la reducción de torque y arrastre.

5.4 Radio del Agujero que se va Realizar

Esto puede ayudar a determinar la mejor estrategia de una combinación de técnicas a utilizar, concretamente usar fluido de perforación/completacion con o sin herramientas mecánicas para abrir el agujero.

5.5 Costo Disponibilidad y Soporte

El desembolso inicial, así como opciones de contingencia, deben ser examinados y comparados con mayores concentraciones de lubricantes o daños a herramientas mecánicas que pueden ocurrir en condiciones extremas.

5.6 Logistica de la Torre

Considera la posibilidad de manejo de las instalaciones, los procedimientos, mantenimiento, inspección.

5.7 Compatibilidad

Algunos dispositivos mecánicos pueden ser no aptos para aplicaciones de alta temperatura. O podrían verse afectadas por determinados químicos. Si en el lodo se utiliza lubricantes.

La compatibilidad del lodo, el impacto ambiental, la temperatura y la estabilidad de la formación de los daños deben ser revisados. Es importante revisar también la compatibilidad de diámetros y conexiones de las herramientas.

5.8 Desgaste de Tubería y Pandeo

Al considerar el rendimiento, es importante ser conscientes de los beneficios adicionales, como menor desgaste y reducción de la probabilidad de pandeo de tubería.

CAPITULO VI: DESCRIPCION DE LoTAD Y APLICACION

6.1 componentes de las Herramientas

La descripción de la herramienta de LoTAD se ilustra en la figura 6.1, que consiste de:

- Una unión substituta de tubería de perforación.
- Camisa de polímeros.
- Camisa de acero.
- Rodillos y ejes.

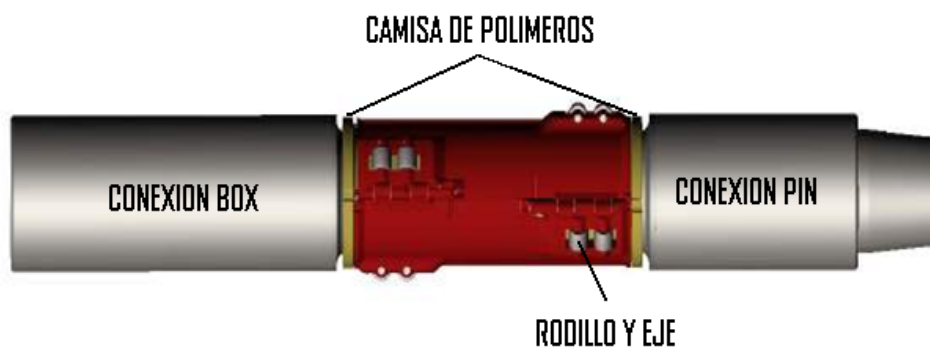


Fig.6.1 Herramienta LoTAD

- **Uniones Substitutas de Tubería de Perforación de LoTAD**

Están diseñadas como parte integral de la sarta de perforación. Generalmente las conexiones son especificadas por el cliente y están fabricadas de acuerdo a la norma API RP7G. El área rebajada o muñón tiene un material de revestimiento duro especial diseñado para resistir el desgaste y extender la vida útil.

- **Camisas de Cojinetes de LoTAD**

Reduce el torque mediante una superficie con un bajo coeficiente de fricción (aproximadamente 0.15.) las camisas de cojinetes actúan también como un

miembro sacrificial que absorbe el desgaste causado por las partes giratorias. La camisa compuesta de cojinetes es resistente al desgaste y a muchos fluidos de perforación, y puede soportar altas temperaturas (hasta 325°F).

- **Camisa de Acero del Cerpo de LoTAD**

Está hecha de piezas fundidas de acero inoxidable de alta calidad y resistente a la corrosión y abrasión. Las piezas de la camisa están diseñadas para alojar la camisa de cojinetes, ejes, rodillos y pernos de seguridad.

Los rodillos están encerrados de receptáculos (pods.) por consiguiente, los rodillos permanecerán en su lugar en caso que los ejes fallen, como se muestra en la figura 6.2.

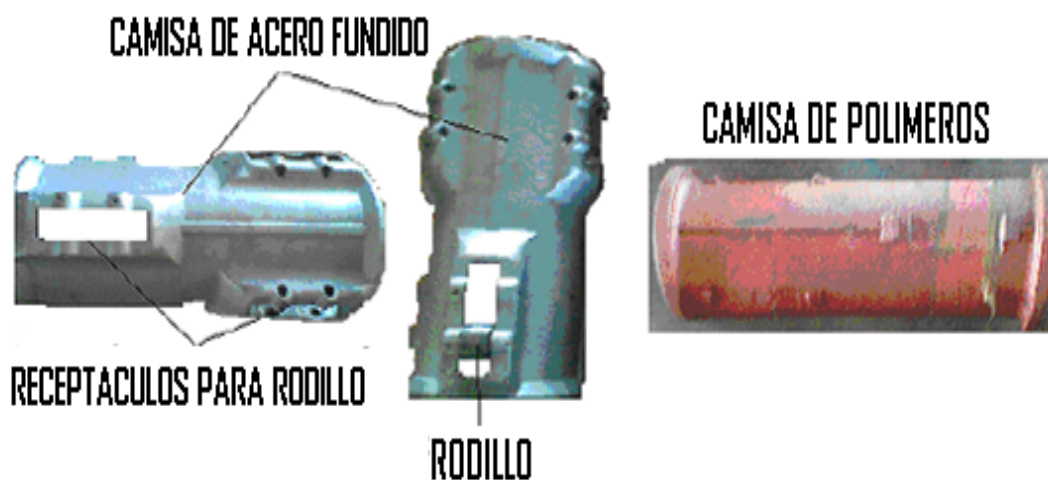


Figura 6.2. Camisa de acero y Camisa de polímeros

Esta herramienta está diseñada con seis receptáculos para rodillos. Tres receptáculos se encuentran con un espaciado equitativo en la parte superior y los otros tres en la parte inferior de la herramienta, para minimizar las restricciones al flujo. Para suministrar un mayor contacto de rodillo, los receptáculos superiores e inferiores están desfasados por 60 grados.

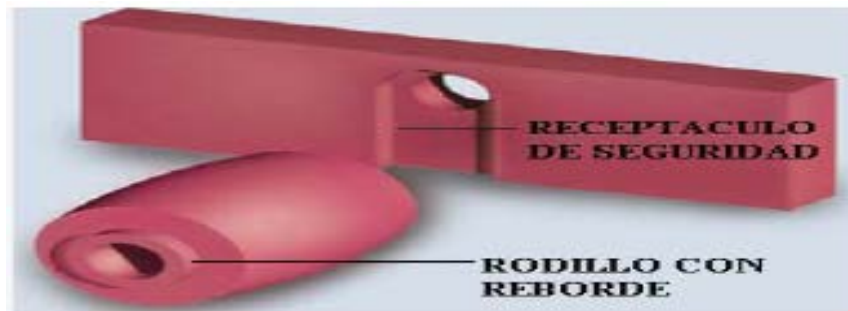


Figura 6.3.Rodillo y Receptáculo de seguridad

- **Rodillos del LoTAD**

Estos son fabricados de acero tratado térmicamente y diseñados para reducir el desgaste y extender la vida útil. Los rodillos están diseñados con un reborde para mantenerlos en su lugar en caso de fallas de los ejes. El reborde corresponde con un canal en el receptáculo como indica la figura 20.

6.2 Procedimientos de Operación

- **Instalación**

Un ingeniero de aplicaciones ayudara a determinar la ubicación de las herramientas de LoTAD dentro de la sarta de perforación como se ilustra en la figura 6.4. Las conexiones deben ser lubricadas.

- **Remoción y Almacenamiento a Corto Plazo**

Después de su desconexión, deben colocarse los protectores de rosca y almacenar las herramientas en un ambiente adecuado para evitar la corrosión.

Si el fluido de perforación que se utilizó es corrosivo, lavar las herramientas con agua fresca y aplicar aceite liviano antes de almacenarlas.



Figura 6.4. Instalación de los LoTAD en una parada en una sarta de perforación

No se deben colocar llaves automáticas en cuñas o cerca de las camisas de acero. Se deben tomar las precauciones correspondientes para evitar daños al recubrimiento duro que posee el muñón.

- **Inspección Previa al Trabajo**

- La camisa de cojinetes expuesta debe estar libre de grietas y muescas que podrían haber ocurrido durante el transporte. El ensamblaje de cojinetes debe girar libremente alrededor de la unión sustituta de perforación.
- Los rodillos deben estar libres de corrosión y girar libremente. No debe haber ninguna señal de desgaste en los rodillos o ejes.
- Los pasadores espirales (coil pin) no deben extenderse más allá de la superficie de la camisa de acero.
- Los pernos de seguridad deben estar en la posición asegurada.
- Las conexiones roscadas deben ser limpiadas y lubricadas antes de su instalación.

- **Inspección en la Unidad de Perforación**

- Las camisas de acero deben ser inspeccionadas para detectar señales de desgaste. Si estas existen, se debe desarmar la herramienta e investigar las causas de dicho desgaste.
- Las camisas de polímero deben ser inspeccionadas al sacar la sarta del pozo. Los extremos de la camisa de polímero, donde se hace contacto con la unión substituta de la tubería de perforación, deben ser vigilados para asegurar que haya suficiente material presente para realizar al menos otro recorrido en el pozo.
- Los rodillos y ejes deben ser inspeccionados para detectar puntos aplanados, picaduras excesivas, corrosión y desgaste excesivo.
- Los pasadores espirales no deben extenderse más allá de la camisa de acero.
- Los pasadores espirales que han retrocedido de su lugar, deben ser remplazados antes de bajar la herramienta de nuevo.

- **Inspección Posterior al Trabajo**

- **Ensamblaje del Cojinete**

- Desarmar la herramienta utilizando las instrucciones de desarme, manteniendo juntas las dos partes de la camisa de polímero durante el procedimiento de inspección.
- Limpiar las superficies internas y externas de la camisa de polímero.
- Inspeccionar las camisas de polímero para detectar cualquier desgaste, rayado o agrietamiento en los bordes impulsores y superficies internas.
Si existe cualquier grieta o daño, se deben rechazar las dos partes.

- Medir los rebordes de las camisas de polímero. Si existiera menos de 1/2" en el modelo de 5", 5 1/2" y 7/16" en el modelo de 3 1/2" del reborde, se rechazan ambas partes.
- Inspeccionar los rodillos. Si un rodillo mide menos de los valores presentados en la tabla del anexo II, debe ser reemplazado.
- Reemplazar los rodillos que tienen puntos aplanados, picaduras o corrosión.
- Reemplazar los ejes que tienen ranuras mayores de 0.005" de profundidad.
- Reemplazar los ejes que tienen picaduras o corrosión.
- Los pernos de seguridad con puntos aplanados o secciones desgastadas que miden 0.025" deben ser rechazados.

- **Área del Muñón**

Medir los diámetros del muñón en el centro y cada extremo. Registrar las medidas en hoja de inspección de unión substituta de LoTAD.

Criterios para el retrabajo

- ✓ El diámetro del muñón es menor que el valor aceptable para su uso dado en la tabla del Anexo II.
- ✓ Si el metal base está expuesto.
- ✓ Evidencia de agrietamiento o deslaminación del recubrimiento.
- ✓ Acabado superficial inadecuado en recubrimiento.

Criterios de rechazo.

El diámetro del muñón es menor de los valores de retrabajo.



Figura 6.5 Área del Muñón

Se identificara el estado del muñón con las siguientes bandas de color:

Adecuado para ser utilizado de nuevo	Sin Banda
Retrabajo	Banda amarilla en el área del muñón
Chatarra	Banda roja en el área del muñón

Tabla II. Parámetros de identificación de una herramienta utilizada

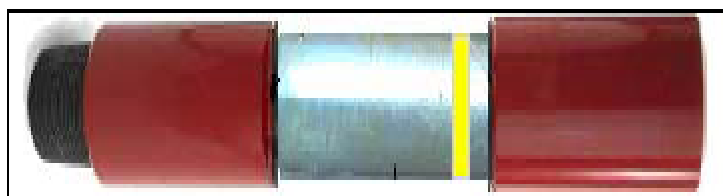


Figura 6.6 Señal de reparación del Área del Muñón

- Limpiar las conexiones del reborde rotatorio.

- Inspeccionar las conexiones del reborde según los requerimientos de la práctica recomendada 7G de API.

6.3 Instalación de las herramientas

Herramientas LoTAD DE 5" x 8 ¼"

Herramientas requeridas para el ensamblaje:

- Martillo de Bola
- Punzón de 3/16"
- Llave hexagonal de 3/16"
- Mordaza en C

6.3.1 Instalacion de Rrodillos y Ejes

Insertar los rodillos deslizándolos hacia dentro desde el diámetro interno de las camisas de acero.

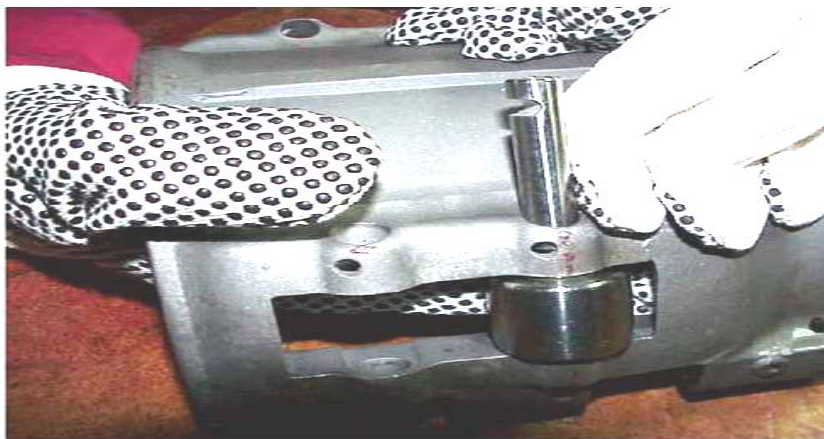


figura6.7. ilustración sobre la forma de instalación de los ejes y rodillos en la camisa de acero fundido

Aplicar una capa delgada de grasa al eje e insertarlo en el agujero para eje. Antes de instalar el eje, alinear la ranura en el eje con agujero en el cuerpo fundido. Instalar el pasador espiral con el punzón de 3/16" hasta que este al ras con la superficie de las camisas. Repetir los pasos 1 y 2 hasta que los rodillos, ejes y pernos espirales hayan sido instalados.

6.3.2 instalación de los pernos de seguridad

Insertar el perno de seguridad en la camisa de acero con el extremo ahusado primero. Alinear el perno de seguridad con el agujero para el perno espiral e instalar el perno espiral desde la parte interna de la pieza fundida como se muestra en la figura. Una llave hexagonal de 3/16" ayudara con el alineamiento.



Figura 6.8 Ilustración de la forma de instalación de los pernos de seguridad

6.3.3 Instalación de las Camisas de Polímeros

Acostar la camisa de polímero dentro de la camisa de acero.

Alinear las áreas aplanadas en el diámetro externo de las camisas con los receptáculos para rodillo en las camisas de acero del cuerpo.

Con un martillo de goma, golpear suavemente las 4 esquinas de la camisa de acero. Ver figura 6.9.



Figura 6.9 Postura correcta de la camisa de cojinetes dentro de la pieza fundida,

6.3.4 Preparación de las Uniones Substitutas

Colocar la unión substituta de la tubería de perforación en la posición horizontal.

Asegurar que la superficie del muñón este limpia y seca.

Aplicar una buena capa de grasa de uso múltiple, a la superficie del muñón.

Remover los protectores de carne y revisar que las roscas estén limpias, secas y libre de daño.

Aplicar el inhibidor de corrosión a las roscas y volver a instalar los protectores.

6.3.5 Ensamblaje Final

Fijar las partes juntas

Colocar las dos partes juntas e instalar los pernos de seguridad, utilizar una prensa de 8" para ayudar a sostener juntas las piezas fundidas del cuerpo.

Con una llave hexagonal de 3/16", girar el perno en 180° y luego empujar el segundo perno espiral hacia su lugar. Repetir este proceso para el otro perno de seguridad.

Revisar para asegurar que el ensamblaje de cojinetes gire libremente alrededor de la unión substituta y que los rodillos giren libremente en los ejes.



Fig. 6.10 Correcta ubicación de todo el conjunto de piezas en el substituto de tubería

6.3.6 Almacenamiento

Después de estar ensamblada la herramienta en su totalidad, se la revisa y estando todo en perfecto orden se engrasa todo el sistema de la camisa de acero.



Figura 6.11. Revisión de la herramienta para su almacenamiento

El almacenamiento se lo hace en lugares frescos y con cubiertas de plástico para evitar que partículas ingresen en el sistema de rodillos y estén listos para usar.



Figura 6.12. Protección de la herramienta y almacenamiento

6.3.7 Instrucciones para el Desarme

Martillo de bola.

Punzón de 3/16".

Llave hexagonal de 3/16".

6.3.8 Remoción del Ensamblaje de Cojinete

Colocar la herramienta en un banco de trabajo horizontal con los pernos de seguridad hacia arriba. Con un punzón de 1/8". Remover el pasador espiral más recóndito.

Utilizando una llave hexagonal de 3/16" girar el perno de seguridad hasta que la superficie aplanada este alineada con el perno espiral exterior, se puede ver la superficie aplanada entre las camisas de acero.

Alinear la camisa de polímero de tal manera que las bisagras estén orientadas hacia arriba, lo que asegura que la herramienta no se abra al remover los pernos de seguridad.

Deslizar los pernos de seguridad hasta su posición de desactivado.

Abrir el ensamblaje y removerlo de la unión substituta.

Desechar los pernos espirales usados.

6.3.9 Desarme de los Ejes y Rodillos

Remover las camisas de polímeros de la camisa de acero del cuerpo.

Remover los pernos espirales con un punzón de 1/8".

Empujar los ejes hacia afuera desde el lado opuesto de los pernos espirales.

Remover el rodillo del receptáculo a través del diámetro interno de la camisa de acero.

Desechar los pernos espirales usados.

6.3.10 Remoción de los Pernos de Seguridad

Después de remover los rodillos, se debe inspeccionar toda la herramienta.

Solamente es necesario remover los pernos de seguridad en caso que sea necesario reemplazarlos.

Remover el pasador espiral más recóndito con un punzón de 1/8".

Deslizar el perno de seguridad hacia afuera.

Desechar los pernos espirales usados.

6.3.11 Reconstrucción de las Áreas del Muñón.

Cada unión substituta debe ser esmerilada para remover todo el recubrimiento.

Se debe tener cuidado de no remover cantidades excesivas del metal base.

Consultar la tabla del Anexo II para los diámetros mínimos de los muñones.

Después de esto se envuelven las superficies limpiadas para protegerlas de la contaminación. Esto debe hacerse antes de 36 horas de haberla limpiado.

Luego del electro rociado (Arc Jet,) se esmerilaran las uniones substitutas para obtener los diámetros del muñón.

6.4 Función de la Herramienta LoTAD Dentro del Pozo

La herramienta dentro del pozo.

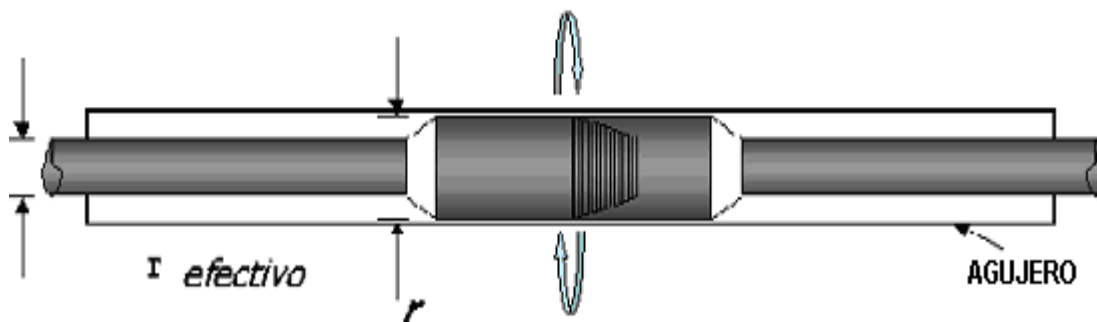


Figura 6.13. ToolJoint en contacto con las paredes del agujero

El torque generado por la sarta de perforación dentro del hoyo esta dado por la siguiente ecuación:

$$(16)\tau = F_N \times r \times \mu \times \frac{|A|}{|V|}$$

Donde:

F_N : Fuerza Normal

r : Radio de giro

μ : Coeficiente de fricción

$|A|$: Velocidad angular = Diámetro $\times \pi \times \frac{\text{RPM}}{60}$

$|V|$: Velocidad resultante = $\sqrt{T^2 + A^2}$

T : Velocidad de viaje.

En condiciones estáticas considerando un DP de 5" donde $r = (6 \text{ 5/8"})/2$ (ToolJoint).

$$(17)\tau = F_N \times 3.3125 \times \mu$$

En un agujero revestido μ es 0.3 y:

$$(18)\tau = F_N \times 3.3125 \times 0.3$$

El torque será igual a 0.99375 veces la fuerza normal

6.5 Aplicación de LoTAD en la Sarta de Perforación

El LoTAD incluido en la sarta de perforación dentro del agujero con un OD mayor es la primera superficie de contacto entre la pared y el ToolJoint del DP.

La sarta de perforación (DrillString) Rotará a través del mandril del LoTAD durante la perforación rotaria.

La única fricción torsional en la sarta será generada entre la camisa de polímero y el cuerpo del LoTAD.

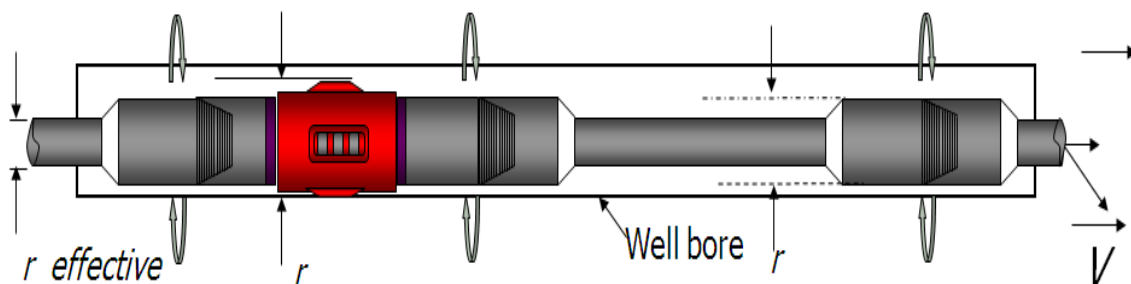


Figura 6.14. Aplicación de LoTAD en la sarta de perforación

Como resultado r , el OD del ToolJoint en la fórmula de cálculo del torque es reemplazado por el radio efectivo de giro r efectivo, el cual corresponde al diámetro externo del cuerpo del DP.

Así mismo 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).

El torque generado por la sarta de perforación incluida los LoTAD dentro del hoyo esta dado por la siguiente ecuación:

$$(19)\tau = F_N \times r \times \mu \times \frac{|A|}{|V|}$$

Considerando condiciones estáticas,

$$(20)\tau = F_N \times r \times \mu$$

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

$$(21)\tau = F_N \times 2.5 \times \mu$$

El coeficiente de fricción será entre la camisa de polímero y el mandril es $\mu = 0.09$

El torque será igual a 0.225 veces la fuerza normal

Por lo tanto el torque usando LoTAD es reducido al menos 3.68 veces con respecto al torque original.

6.6 Reducción de Arrastre

El arrastre es producido por el contacto entre la superficie de contacto de la sarta de perforación y el agujero

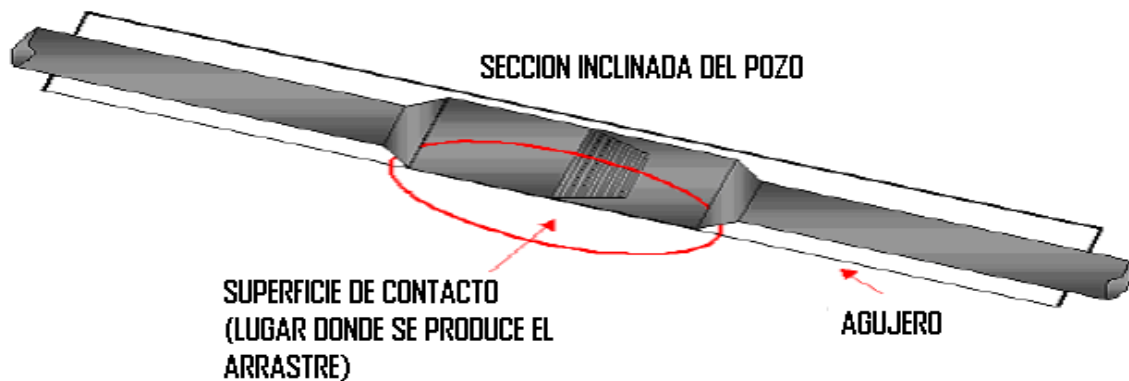


Figura 6.15 ToolJoint en contacto con una de las paredes del agujero en una sección inclinada

Este contacto es el de las conexiones de la tubería (ToolJoint) durante sus viajes dentro y fuera del pozo, se produce por asentamiento de tubería en el lado inferior.

6.7 Reduccion de Arrastre Aplicando LoTAD

La figura 6.16, muestra la superficie de contacto entre la sarta de perforación y las paredes del pozo que es reducida utilizando LoTAD, el rodillo de la herramienta será el contacto del Tooljoint de la junta, entonces la superficie de contacto se reduce, de la superficie del Tooljoint a la superficie del rodillo:

$$(22) F_D = F_N \times \mu \times \frac{|T|}{|V|}$$

El sistema de LoTAD con rodillo permite minimizar el área de contacto, permitiendo reducir la tendencia a presentar pega de la sarta a las paredes del pozo por presión diferencial.

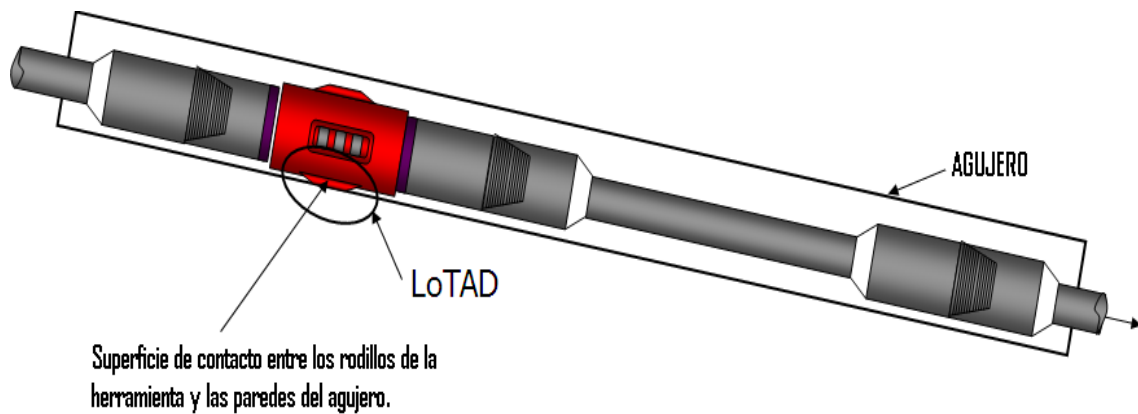


Figura 6.16 Aplicacion de LoTAD a la sarta de perforación en una sección inclinada

CAPITULO VII: SELECCIÓN DE POZOS DIRECCIONALES PERFORADOS (LO14-25D, LO18-10D, LO13-27D)

Los pozos estudiados para este proyecto fueron seleccionados por ser direccionales y presentar problemas con la pega de tubería y las ventajas para su estudio.

Pozo LO18 – 10D

Reducción de Torque y Arrastre

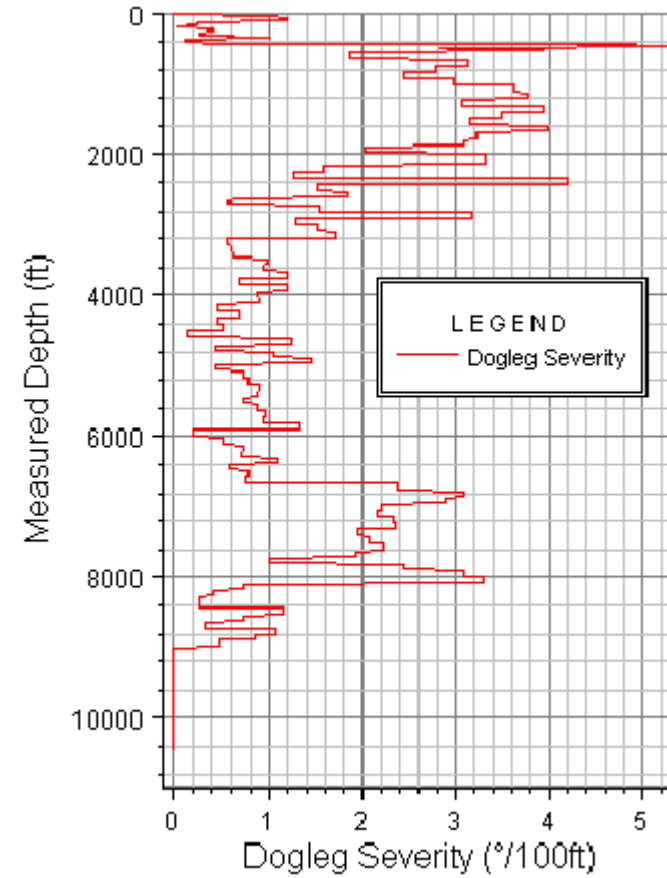
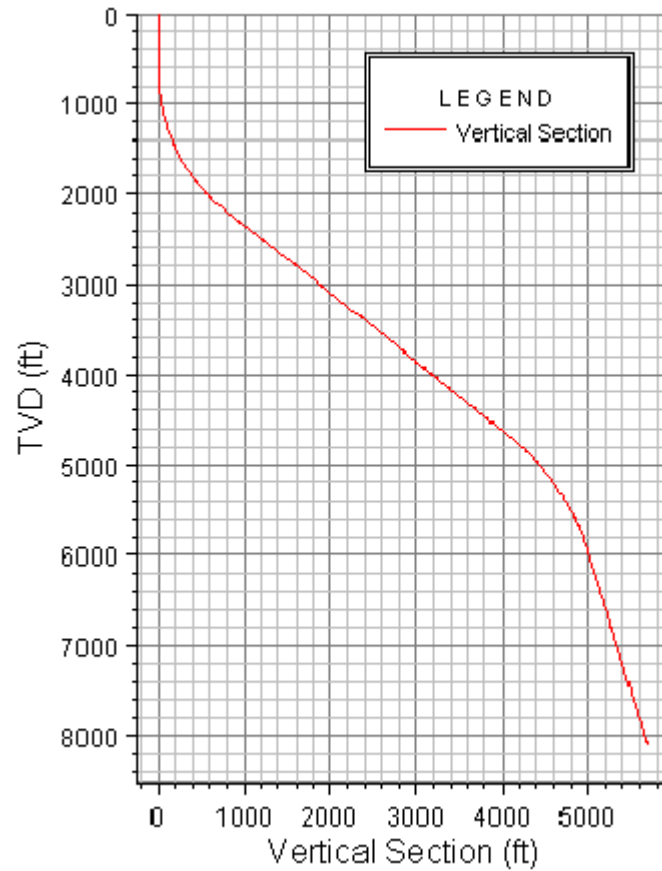
Drilling 8 ½" Hole Section 9397 ft – 10434 ft

30 LoTADs para cada stand en la sección de construcción dentro del revestimiento de 9 5/8", para reducir torque y arrastre así como también reducir el desgaste del revestimiento.

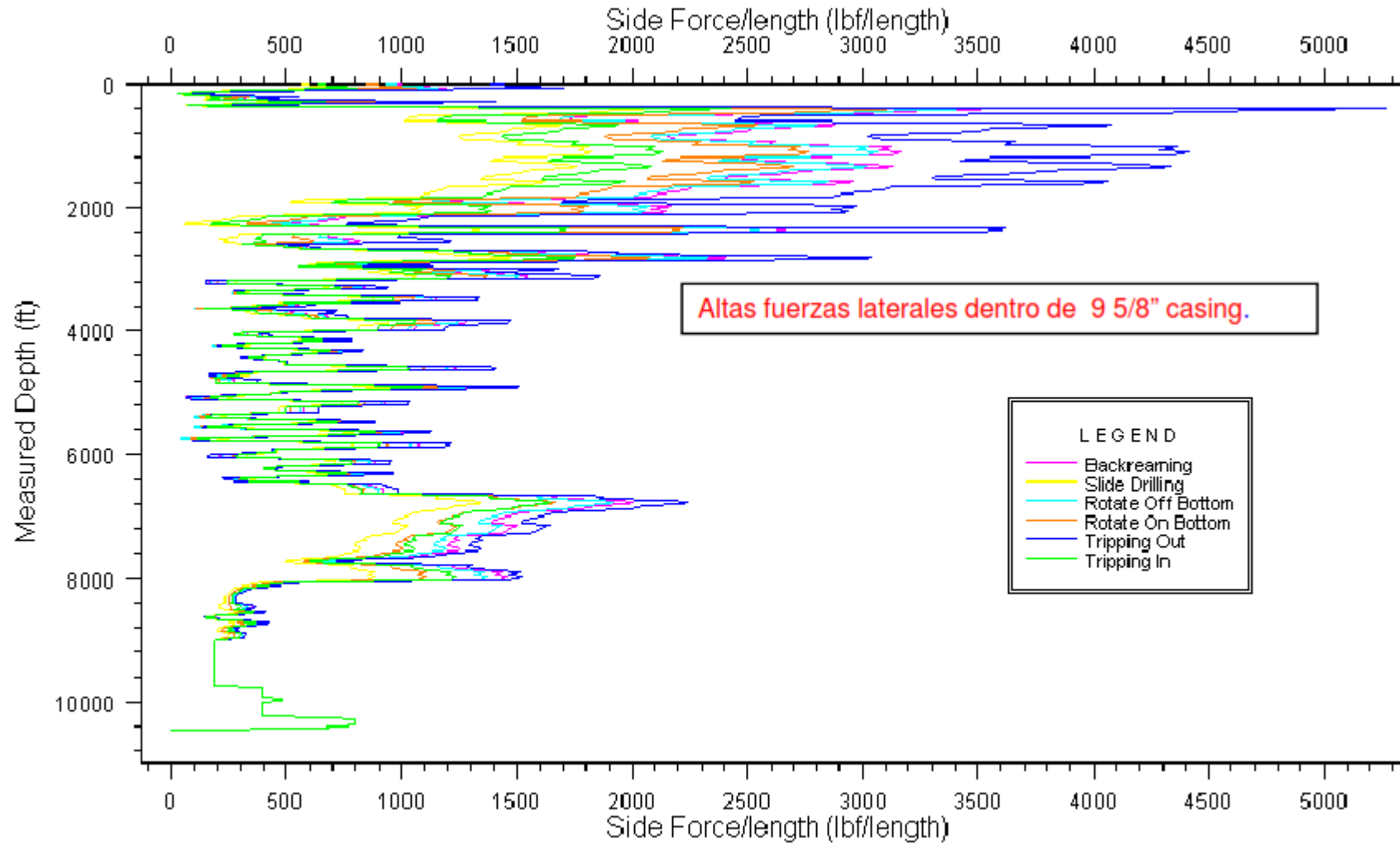
Datos Usados para el Análisis

DESCRIPCION		
PERFIL DEL POZO		Revestimiento 9 5/8", 47 ppf, N-80; @ 8500 ft MD
		Hoyo Abierto 8 1/2" @ 10450 ft MD
TUBERIA DE PERFORACION	Drill Pipe	5", 19.5 ppf, S-135, NC50
	Heavy Weight	5", 49.7 ppf
PESO DE LODO	Lodo Base Agua	11.0 ppg
WOB		15 Klbs
BLOCK WEIGHT*		45 Klbs
VELOCIDAD DE VIAJE*	Entrada/Salida	45 ft/min
FACTOR DE FRICCION*	Hoyo Entubado	0.25
	Hoyo Abierto	0.30

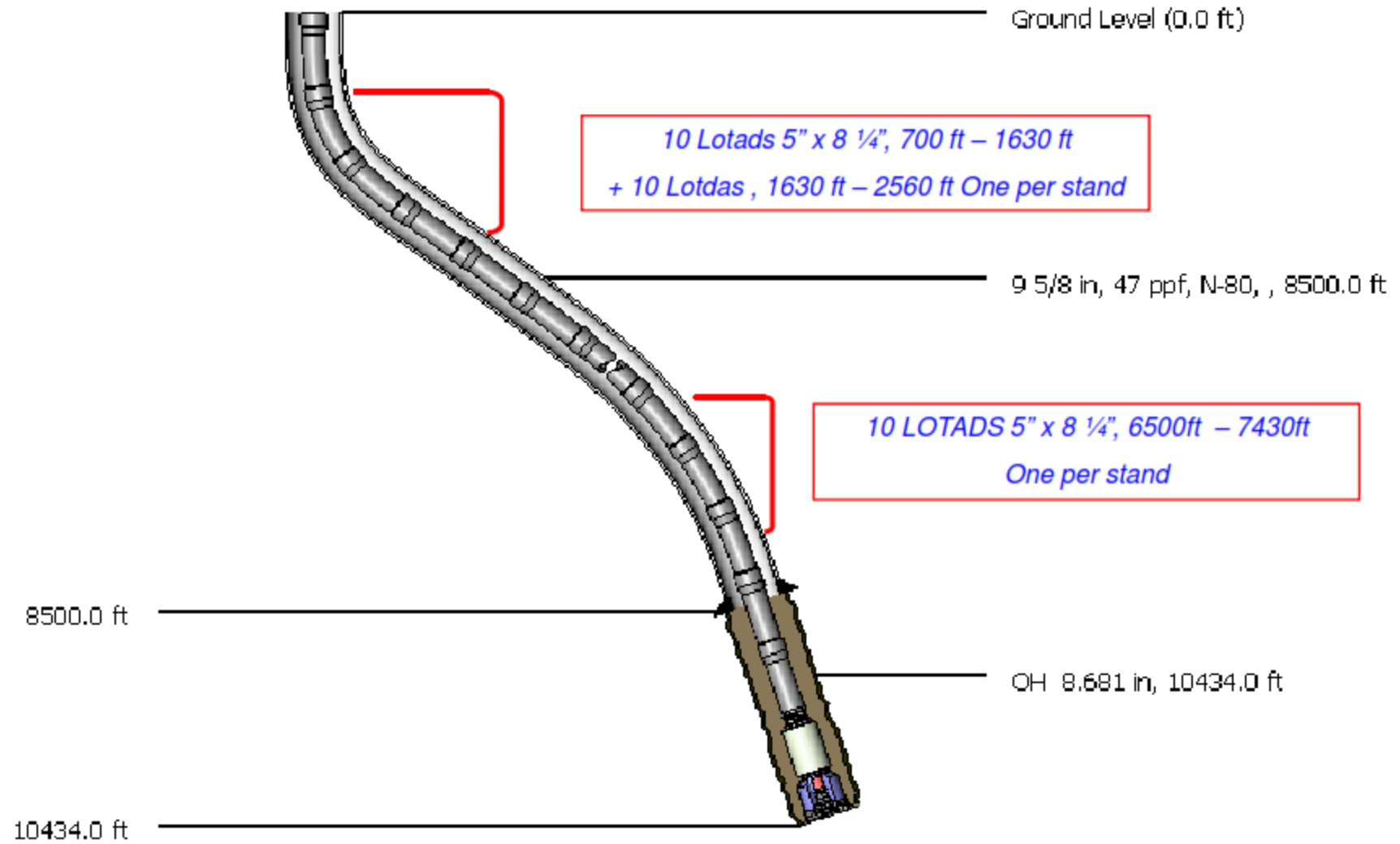
PERFIL DEL POZO Y SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO



Fuerzas Laterales – Perforación Sección Hoyo 8 ½”

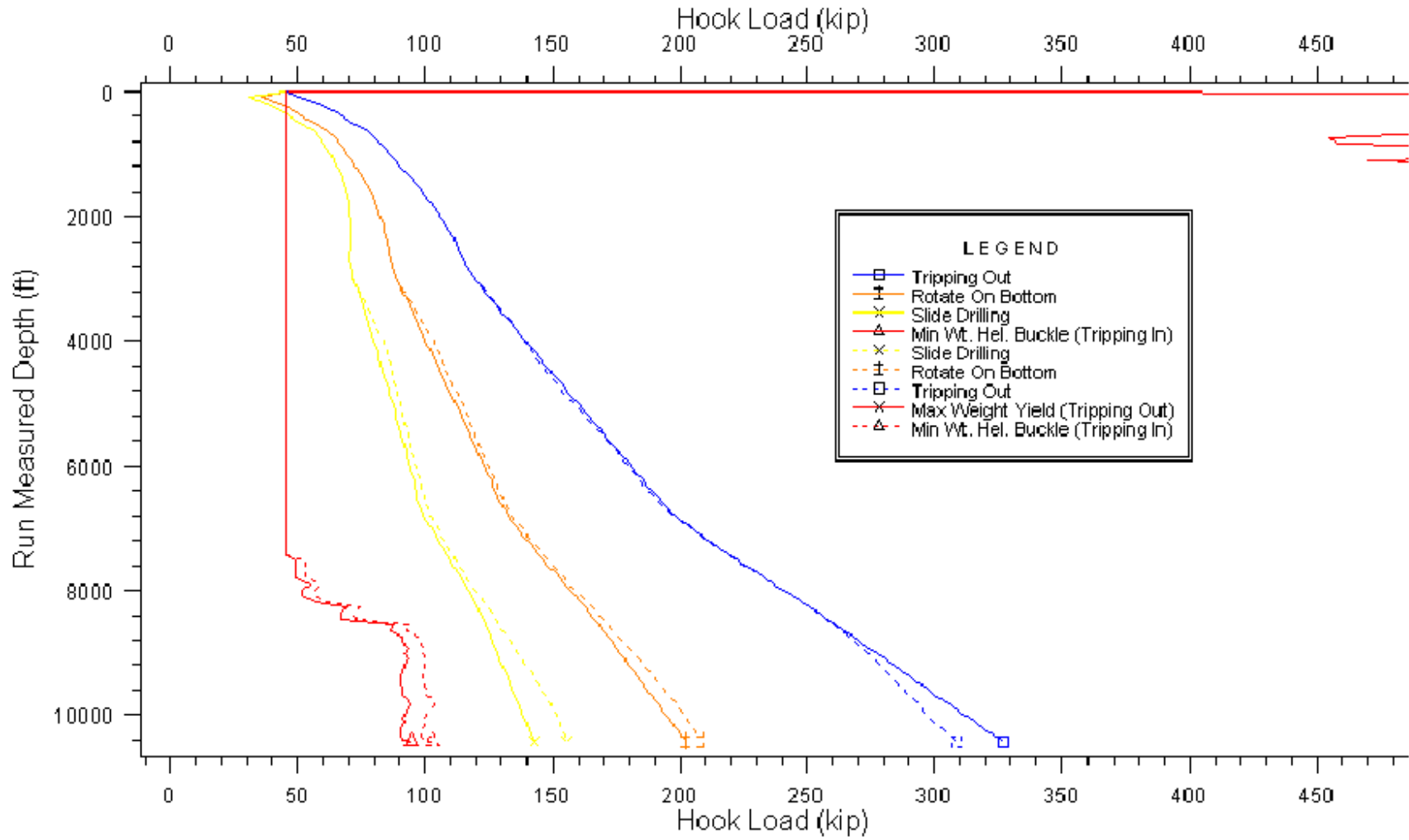


COLOCACION DE LoTADs EN LA SECCION HOYO DE 8 1/2"

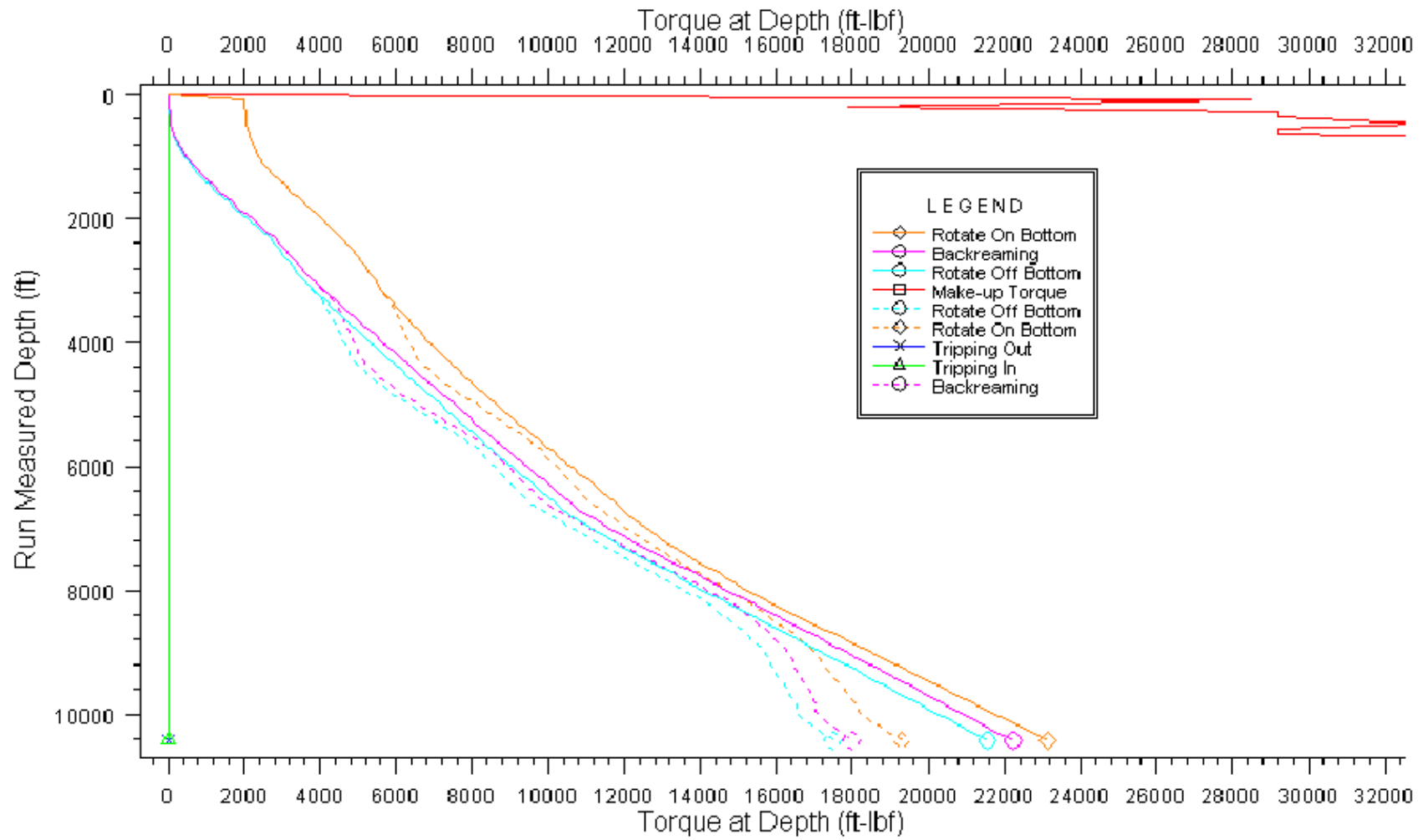


LoTADs EN LA SECCION HOYO DE 8 1/2"

Reduce el arrastre y el WOB en modo SlideDrilling y RotateonBottom



TORQUE A LA PROFUNDIDAD CON 30 LoTADs



RESULTADOS USANDO 30 LoTADs 5" x 8 ¼"

Torques(FtxLbs)	Without Lotads	with Lotads	% of reduction
Rotate on Bottom	22 600	19 200	15.0%
Rotate Of Bottom	20 800	17 600	15.4%

Load(Kip)	Without Lotads	with Lotads	% of reduction
Tipping Out	325	310	4.6%

Load(Kip)	Without Lotads	with Lotads	% of improve
Slide Drilling	140	160	14.3%
Rotaing On Bottom	200	210	5.0%

CHFF=0.25

OHFF=0.30

WOB=15-20 Lbs

Observaciones.

- Se recomienda el uso de 10 Lotads en la sección curva de revestimiento de 9 5/8" + 10 Lotads para continuar protegiendo la sección curva mientras se perfora (20 Lotads de 700 ft a 2560 ft), ya que los Lotads se desplazan en profundidad a medida que se va perforando de 9397 ft hasta 10434 ft.
- También 10 Lotads en la sección de caída del revestimiento 9 5/8" de 6500 ft a 7430 ft.
- Con este diseño de Lotads se protegerá el revestimiento del desgaste en la sección de altas fuerzas laterales
- Con el uso de 30 Lotads se reducirá el torque de perforación alrededor de 15.0 %. Se reducirá arrastre en 4.6%.
- Con el uso de 30 Lotads se optimizara el peso disponible en la broca durante la perforación rotando en 5.0% y deslizando 14.3%.

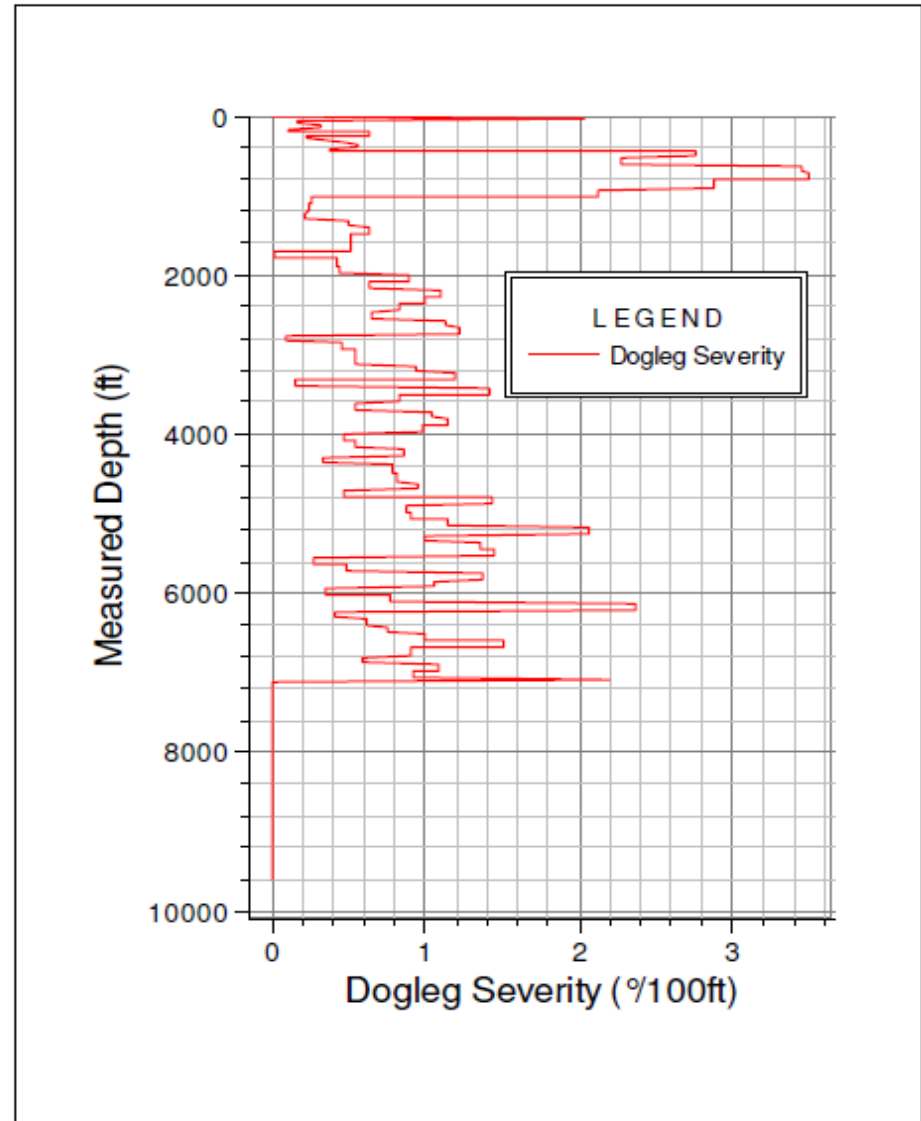
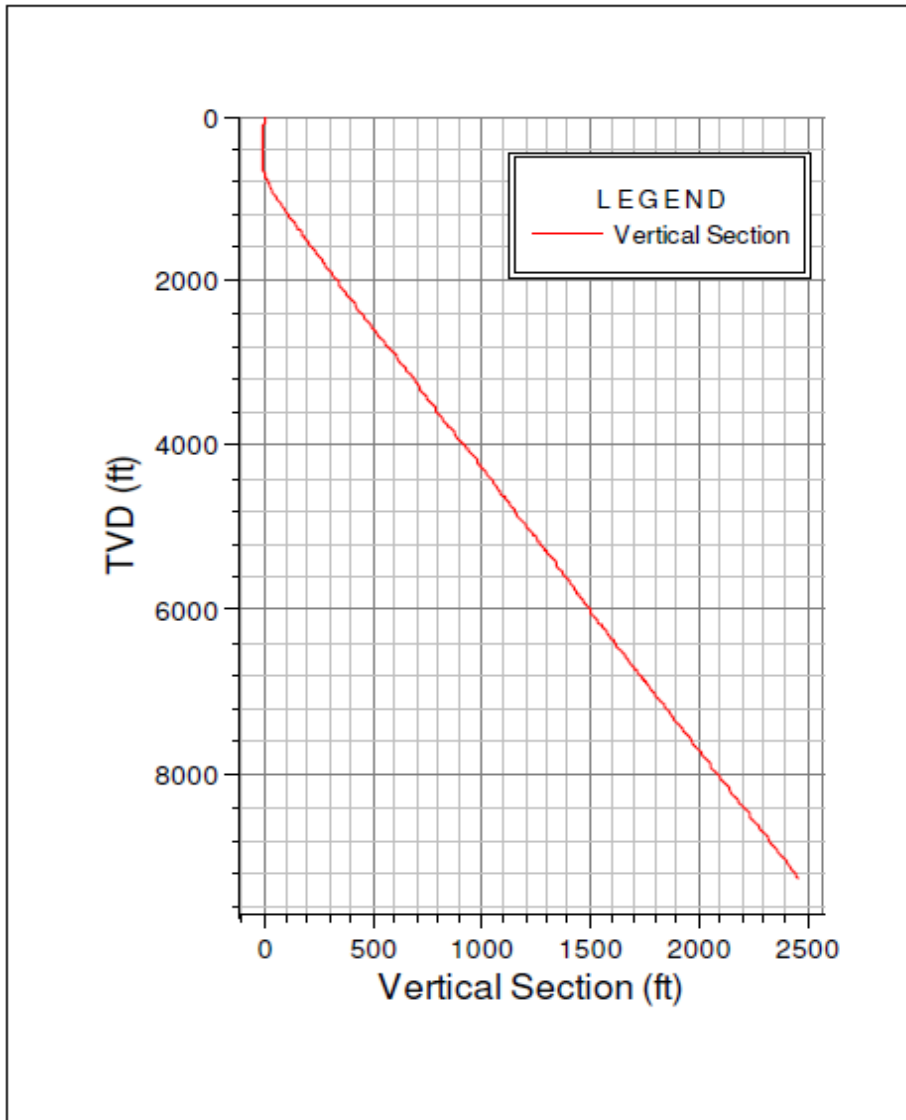
POZO LO13 – 27D**Drilling 8 ½” Hole Section 8600 ft – 9600 ft**

34 LoTADs para cada stand en la sección de construcción dentro del revestimiento de 9 5/8”, para reducir torque y arrastre así como también reducir el desgaste del revestimiento.

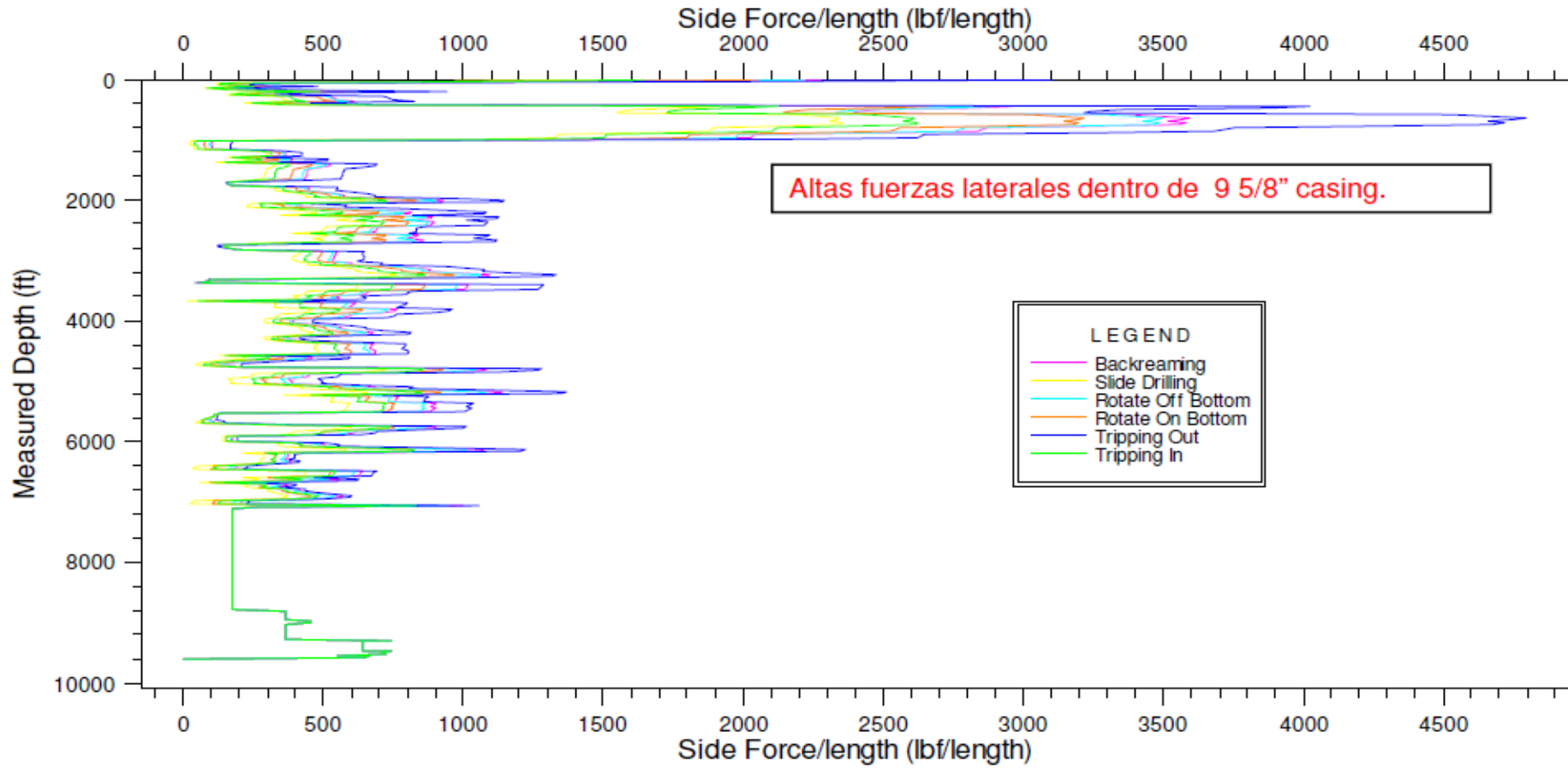
DATOS USADOS PARA EL ANALISIS

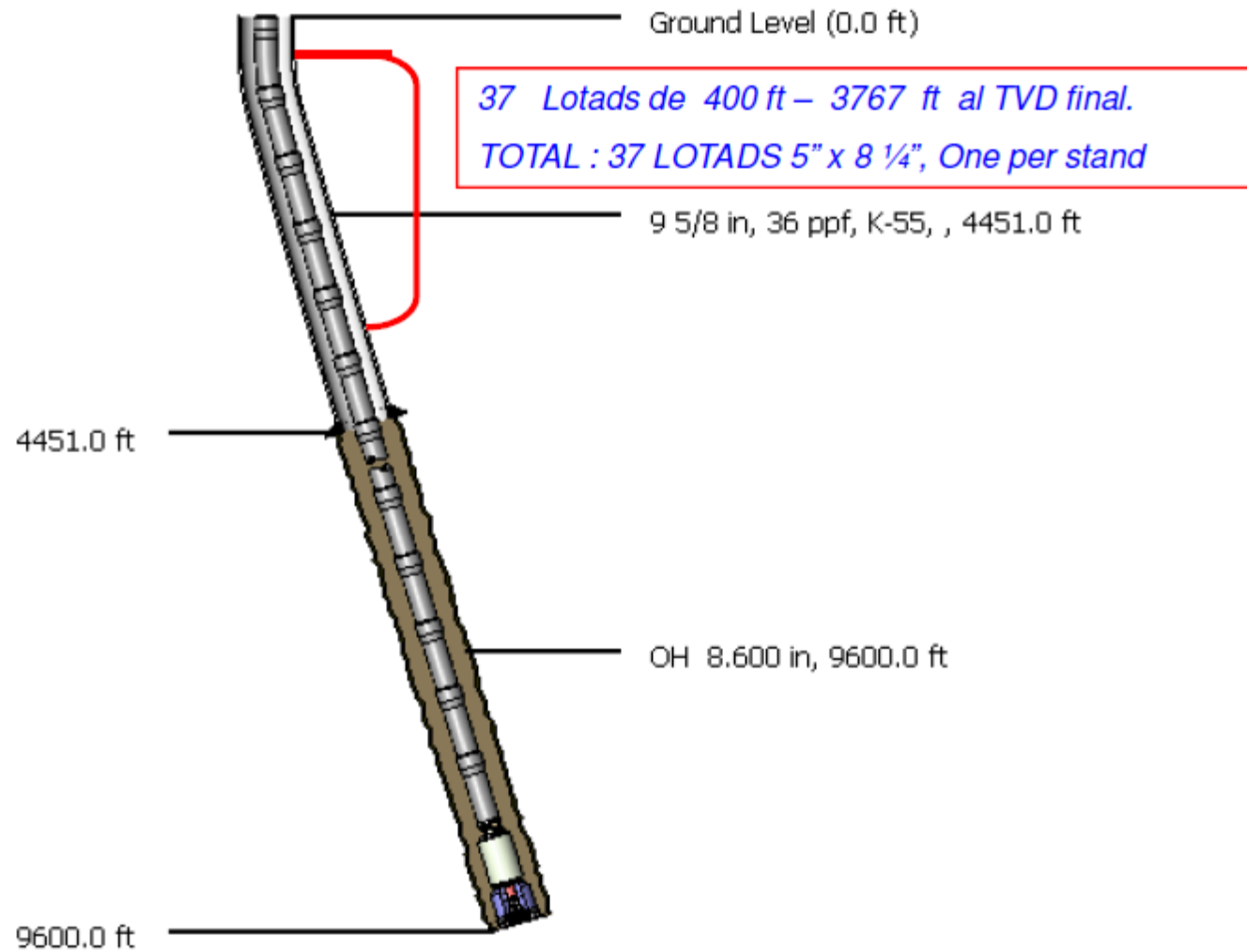
DESCRIPCION	
PERFIL DEL POZO	Revestimiento 9 5/8", 36 ppf, k-55; @ 4415 ft MD Hoyo Abierto 8 1/2" @ 9600 ft MD
TUBERIA DE PERFORACION	Drill Pipe 5", 19.5 ppf, S-135, NC50 Heavy Weight 5", 49.7 ppf
PESO DE LODO	Lodo Base Agua 11.6 ppg
WOB	15/20 Klbs
BLOCK WEIGHT*	45 Klbs
VELOCIDAD DE VIAJE*	Entrada/Salida 45 ft/min
FACTOR DE FRICCION*	Hoyo Entubado 0.25 Hoyo Abierto 0.35

PERFIL DEL POZO Y SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO



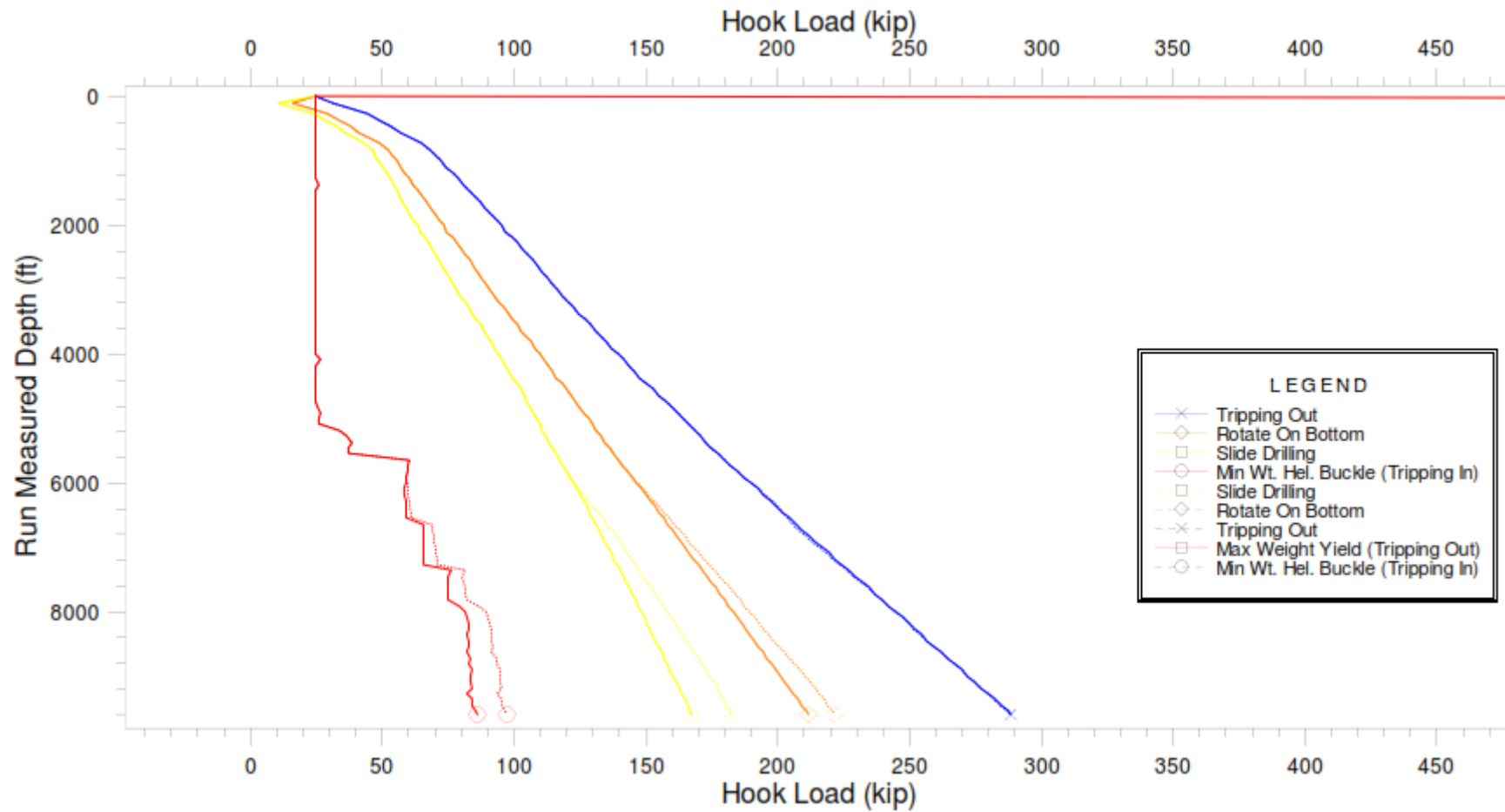
FUERZAS LATERALES – PERFORACION SECCION HOYO 8 1/2”



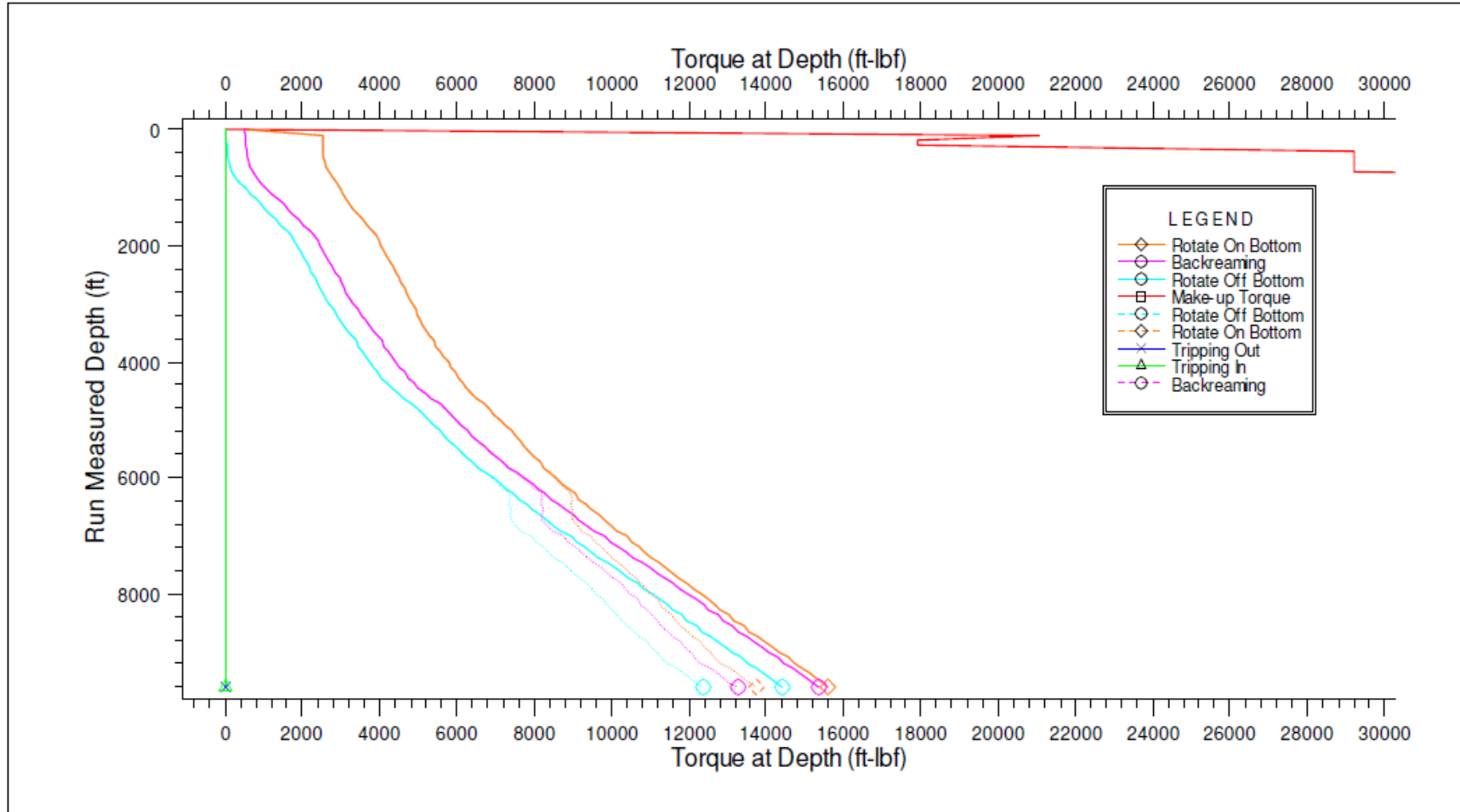
COLOCACION DE LoTADs EN LA SECCION HOYO DE 8 ½"

HOOK LOAD CON 37 LoTADs – SECCION 8 1/2”

Reduce el arrastre y el WOB en modo SlideDrilling y RotateonBottom



TORQUE A LA PROFUNDIDAD CON 37 LoTADs



RESULTADOS USANDO 37 LoTADs 5" x 8 1/4"

Torques(FtxLbs)	Without Lotads	with Lotads	% of reduction
Rotate on Bottom	15 600	13 700	12.2 %
Rotate Off Bottom	14 400	12 300	14.6 %

Load(Kip)	Without Lotads	with Lotads	% of reduction
Tripping Out	290	290	0.0 %

Load(Kip)	Without Lotads	with Lotads	% of improve
Slide Drilling	168	183	8.9 %
Rotating On Bottom	210	220	4.6 %

CHFF=0.25

OHFF=0.35

WOB=15-20 Lbs

Observaciones.

- Se recomienda el uso de 26 Lotads en la sección de alto SIDE FORCE (fuerzas laterales) de revestimiento de 9 5/8" (al inicio ubicados de 400 ft @ 2766 ft) + 11 Lotads para continuar protegiendo la sección curva mientras se perfora desde 8600 ft hasta 9600 ft, ya que los Lotads se desplazan en profundidad en profundidad a medida que se va perforando.
- Con este diseño de Lotads se protegerá el revestimiento del desgaste en la sección de altas fuerzas laterales
- Con el uso de 37 Lotads se reducirá el torque de perforación alrededor de 12.2 %.
- Con el uso de 37 Lotads se optimizara el peso disponible en la broca durante la perforación rotando en 4.6% y deslizando 8.9%.

POZO LO14 – 25D

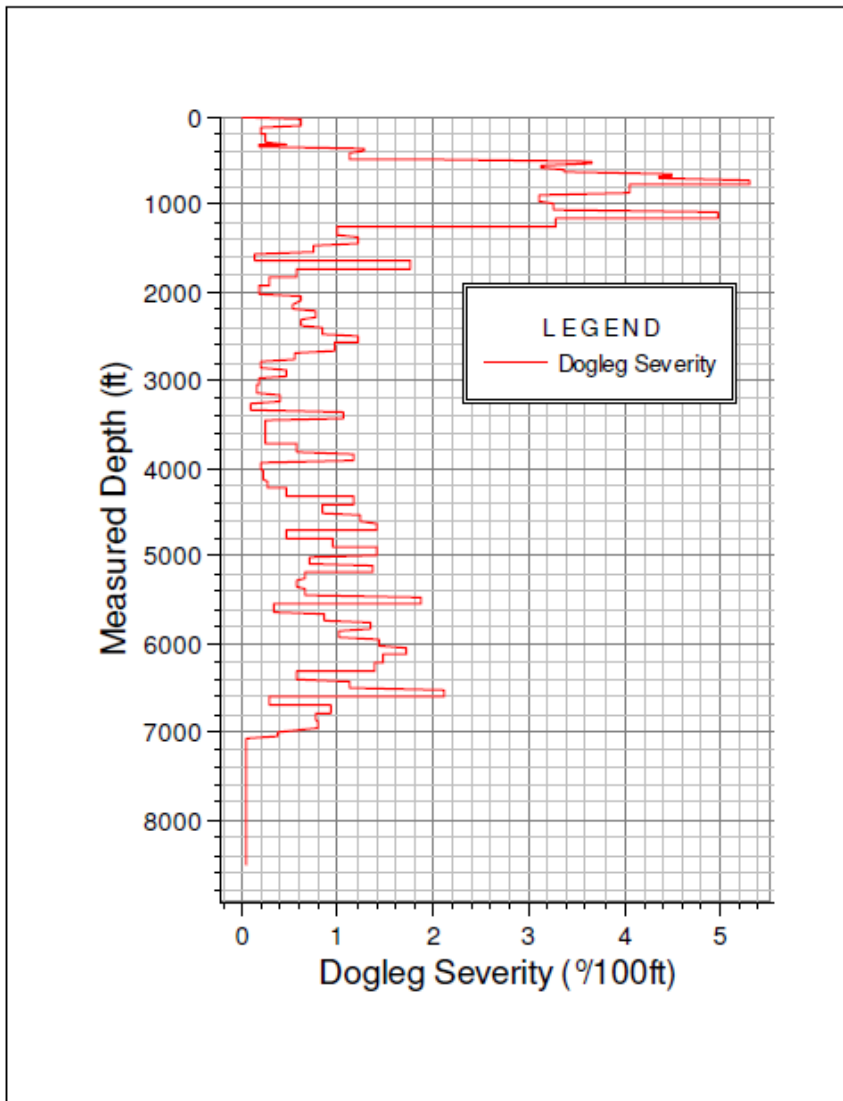
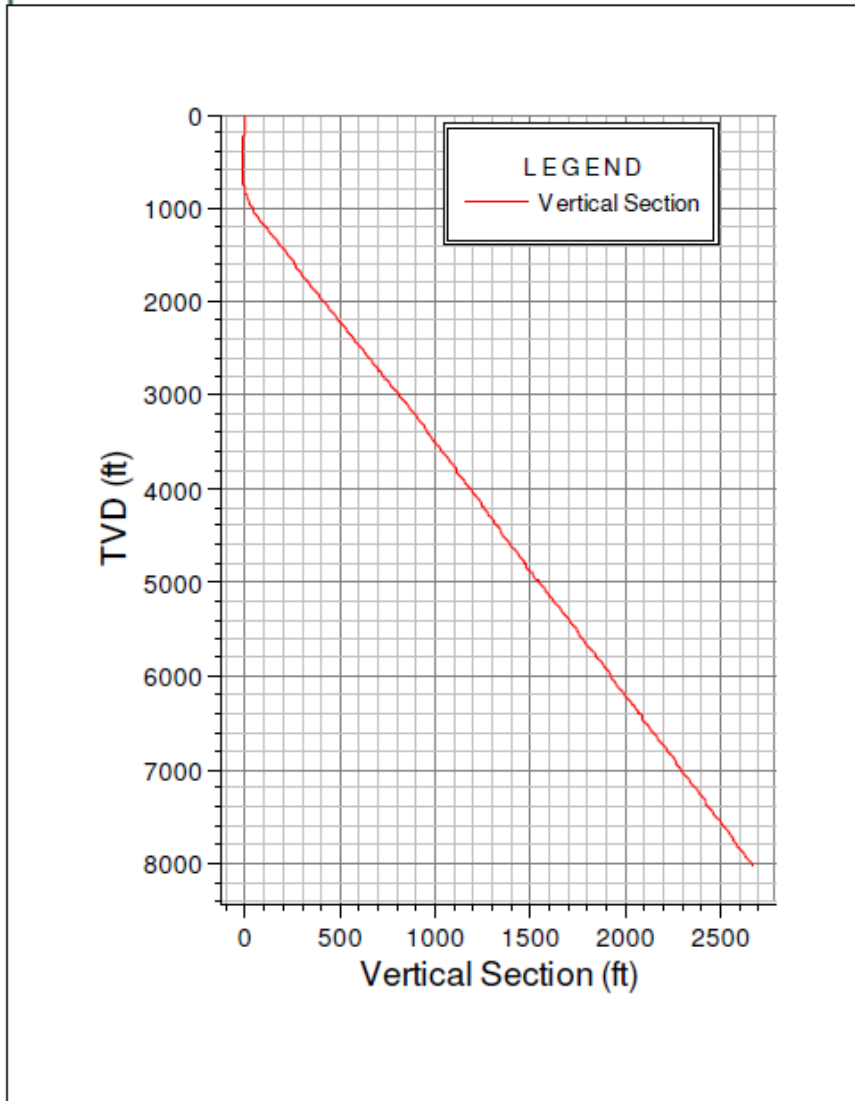
Drilling 8 ½” Hole Section 7300 ft – 8500 ft

30 LoTADs para cada stand en la sección de construcción dentro del revestimiento de 9 5/8”, para reducir torque y arrastre así como también reducir el desgaste del revestimiento.

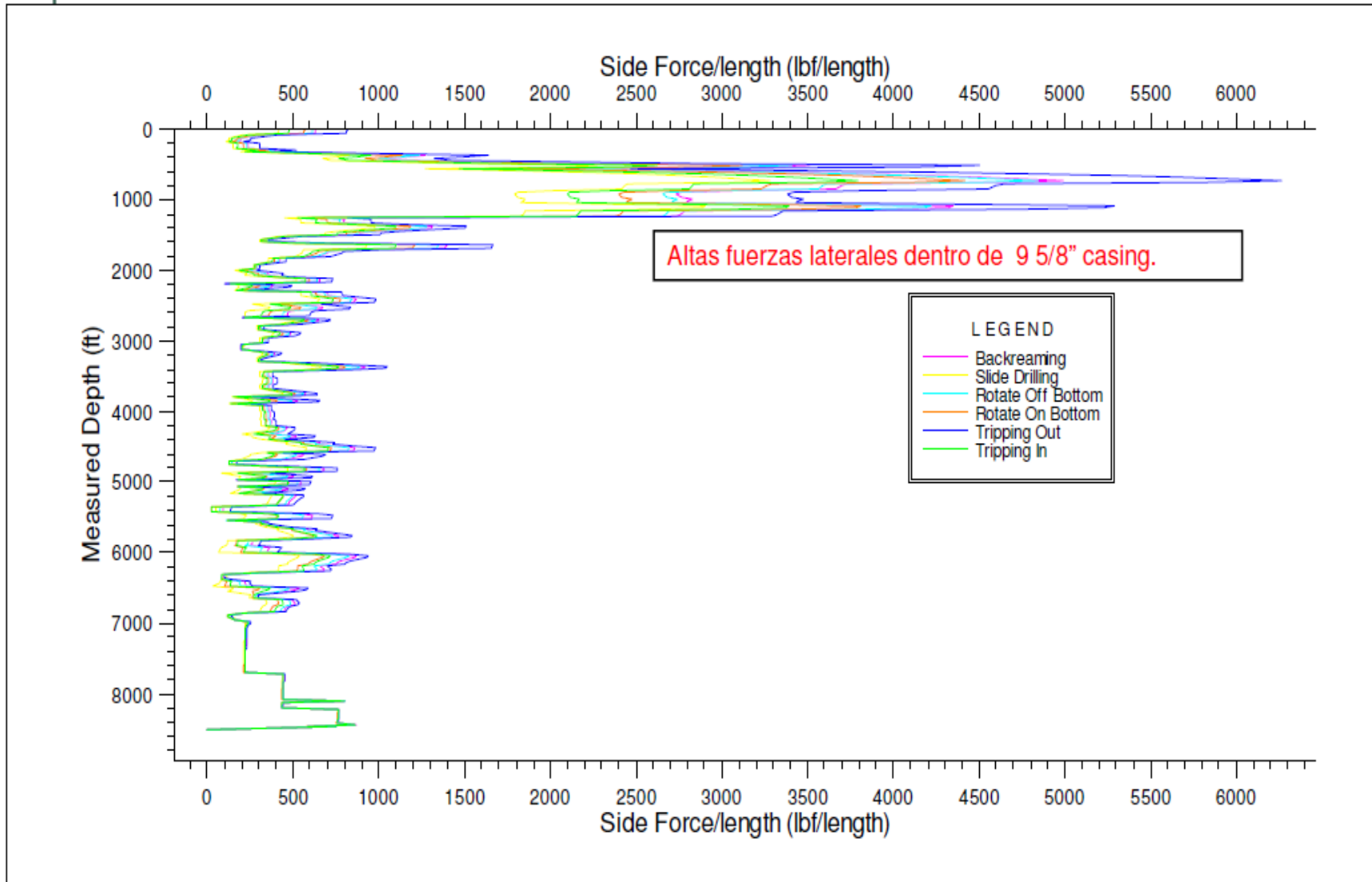
DATOS USADOS PARA EL ANALISIS

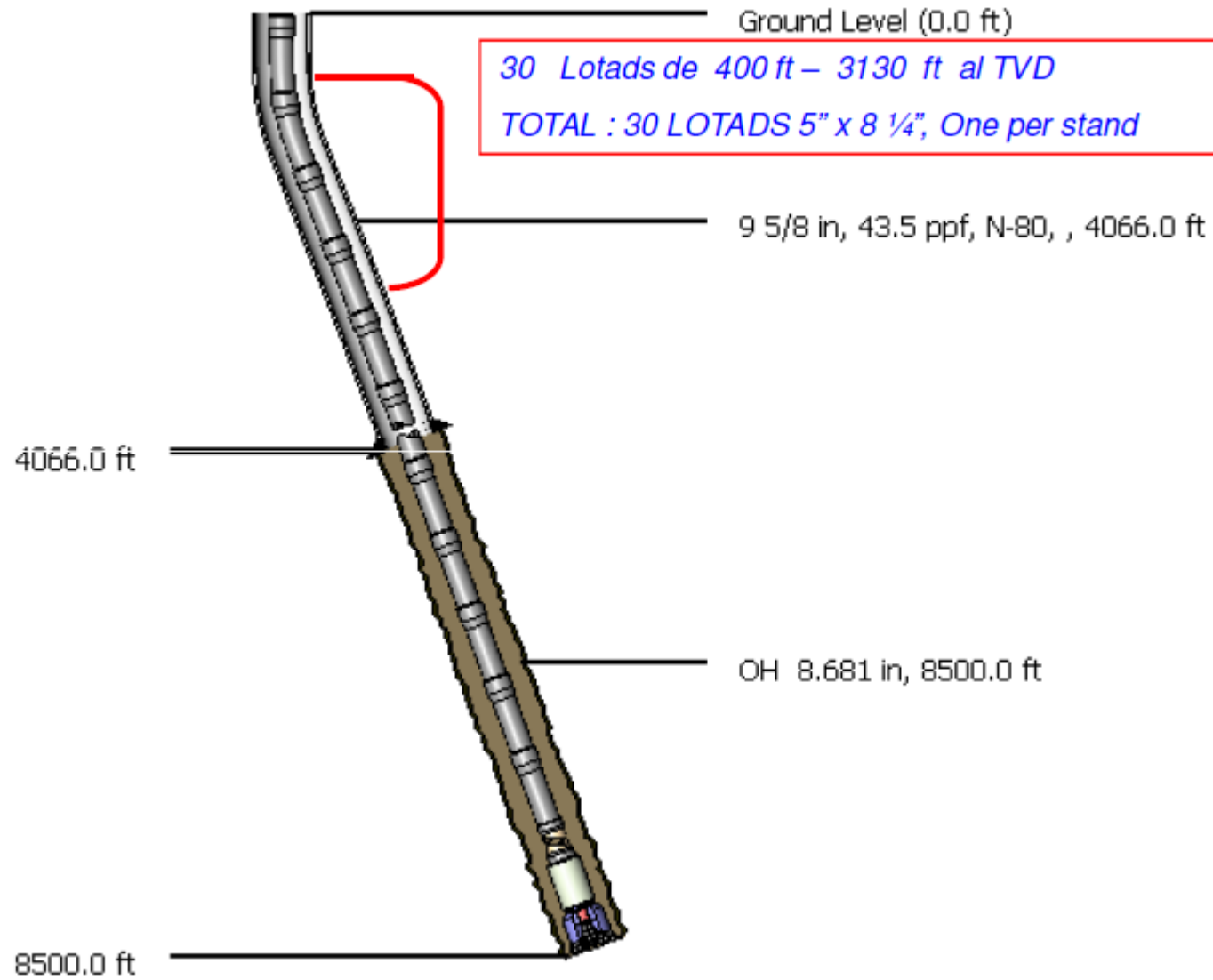
DESCRIPCION		
PERFIL DEL POZO		Revestimiento 9 5/8", 43.5 ppf, N-80; @ 4066 ft MD Hoyo Abierto 8 1/2" @ 8500 ft MD
TUBERIA DE PERFORACION	Drill Pipe	5", 19.5 ppf, S-135, NC50
	Heavy Weight	5", 49.7 ppf
PESO DE LODO	Lodo Base Agua	11.8ppg
WOB		15/20 Klbs
BLOCK WEIGHT*		45 Klbs
VELOCIDAD DE VIAJE*	Entrada/Salida	45 ft/min
FACTOR DE FRICCION*	Hoyo Entubado	0.30
	Hoyo Abierto	0.40

(PERFIL DEL POZO Y SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO)



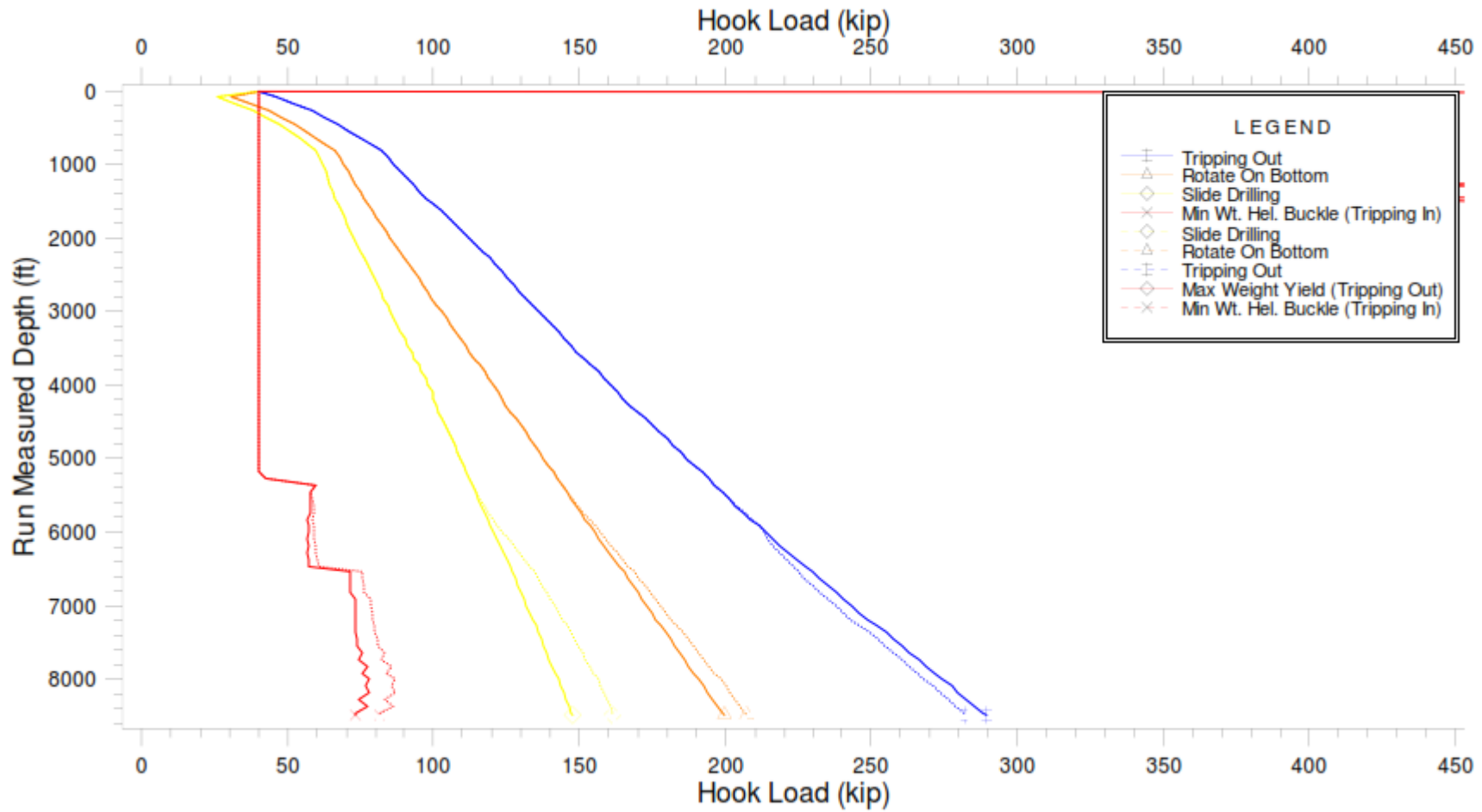
FUERZAS LATERALES – PERFORACION SECCION HOYO 8 1/2”



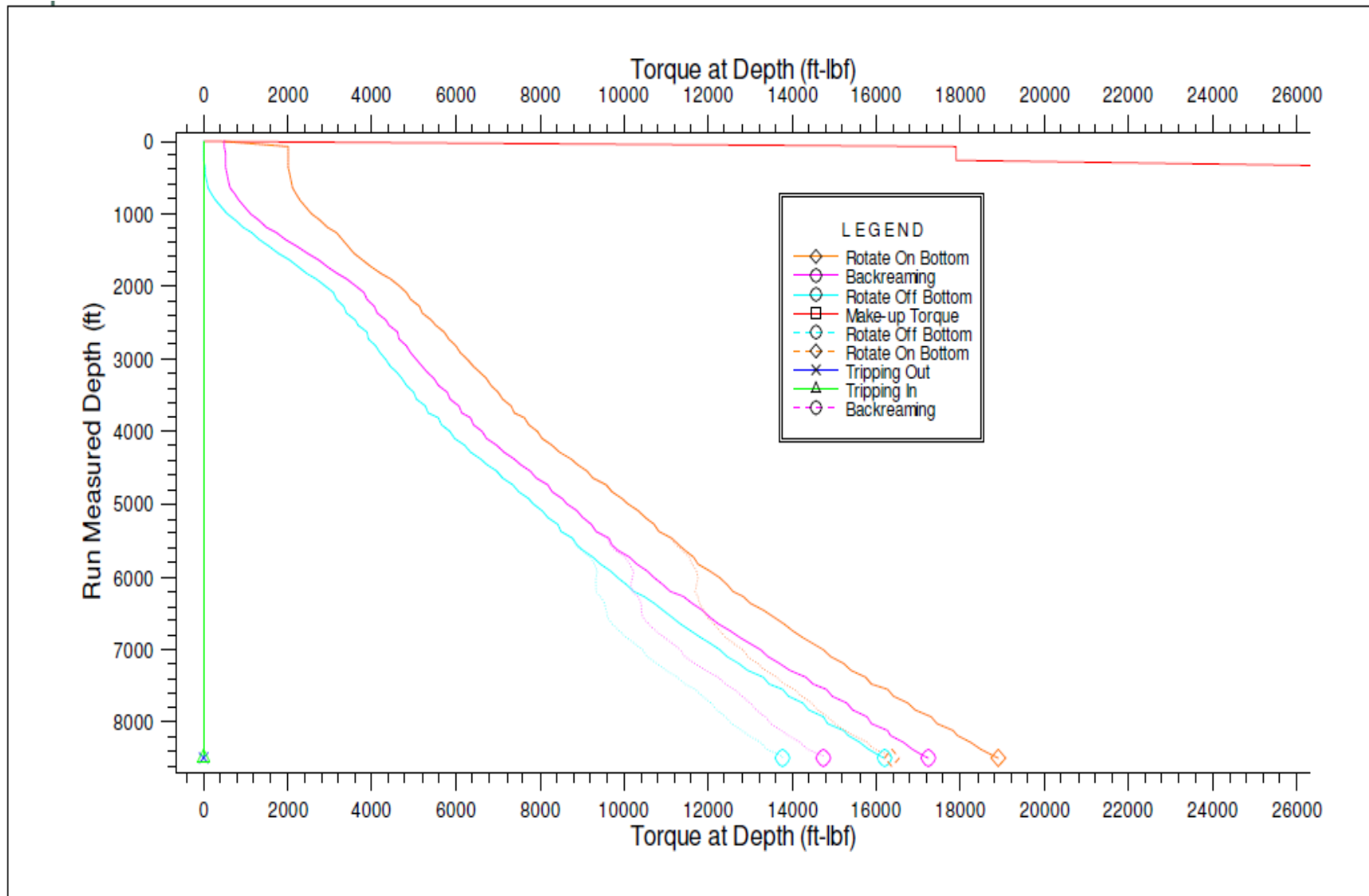
COLOCACION DE LoTADs EN LA SECCION HOYO DE 8 ½"

HOOK LOAD CON 30 LoTADs – SECCION 8 1/2”

Reduce el arrastre y el WOB en modo SlideDrilling y RotateonBottom



TORQUE A LA PROFUNDIDAD CON 30 LoTADs



RESULTADOS USANDO 30 LoTADs 5" x 8 ¼"

TORQUES (Ft x Lbs)	Sin LoTADs	Con LoTADs	% de Reducción
RotateonBottom	18900	16400	13.20%
Rotate off Bottom	16200	13800	14.80%

LOAD (KIP)	Sin LoTADs	Con LoTADs	% de Reducción
TrippingOut	290	280	3.5%

LOAD (KIP)	Sin LoTADs	Con LoTADs	% de Mejora
SlideDrilling	145	162	11.70%
RotatingonBottom	200	210	5.00%

CHFF = 0.30

OHFF = 0.40

WOB = 15 - 20 Klbs

Observaciones.

- Se recomienda el uso de 17 Lotads en la sección de alto SIDE FORCE (fuerzas laterales) de revestimiento de 9 5/8" (al inicio ubicados de 400 ft @ 2857 ft) + 13 Lotads para continuar protegiendo la sección curva mientras se perfora desde 7300 ft hasta 8500 ft, ya que los Lotads se desplazan en profundidad en profundidad a medida que se va perforando.
- Con este diseño de Lotads se protegerá el revestimiento del desgaste en la Con el uso de 37 Lotads se reducirá el torque de perforación alrededor de 13.2 %. Se reducirá arrastre en 3.5 %.
- Con el uso de 30 Lotads se optimizara el peso disponible en la broca durante la perforación rotando en 5.0% y deslizando 11.7%.

CAPITULO VIII: ANALISIS DE COSTOS

Es conveniente invertir en la perforación de los pozos, las herramientas LoTAD siempre que se optimice el tiempo de perforación y se usen adecuadamente estas herramientas..

El costo de las herramientas LoTAD usadas en estos pozos son:

LO18 - 10D				Intervalo Perforado
Costo de Alquiler(USD/unid)	Numeros de Dias	Numeros de Unidades	COSTO TOTAL (USD)	
65	5	30	9,750	8500 ft - 10450 ft 1950 ft

LO13 - 27D				Intervalo Perforado
Costo de Alquiler(USD/unid)	Numeros de Dias	Numeros de Unidades	COSTO TOTAL (USD)	
65	9	37	21,645	4451 ft - 9600 ft 5149 ft

LO14 - 25D				Intervalo Perforado
Costo de Alquiler(USD/unid)	Numeros de Dias	Numeros de Unidades	COSTO TOTAL (USD)	
65	8	40	20,800	4066 ft - 8500 ft 4434 ft

COSTO DEL POZO SIN LoTAD

CUANDO OCURRE UNA PEGA DE TUBERIA

Well

Estimated Day

5.0

37.0

Drilling Casing Su

1.5 1.5

3.0 3.0

3.0 5.0 1

5.0 6.0 1

1.5 15.5

14.0

Activ

Mo

Drilli

Conducto

Surface

Intermedia

Productio

Compl

PASO 1:
Circular, bombear, trabajar tubería para intentar despegar la tubería.

PASO 2:
Armar y bajar CCL para obtener el punto libre.

PASO 3:
Armar y bajar GUN (escopeta con explosivos) hasta un punto 70% libre, para realizar back off.

PASO 4:
Al realizar el back off el peso disminuye, se trabaja tubería para desenroscar totalmente.

PASO 5:
Circular, y sacar tubería hasta superficie para colocar tapon de cemento.

PASO 6:
Circular, y sacar tubería hasta superficie para colocar tapon de cemento.

PASO 5:
Tapon de Cemento y SIDETRACK

Stuck Pipe	Costos
Día 1	52284
Día 2	54081
Día 3	56599
Día 4	56023
Día 5	76813
Costo herramientas perdidas	1000000

bit	51920
directional	780181
pepesa	167899
	1000000

TOTAL: 1,295,800 Dolares

LOS GASTOS SON ALTOS

Total

4,772,655

Total

56.0

Costos de Perforación Incluido el Costo de las Herramientas LoTAD

Pozo LO14-25D

I) ESTIMADO DE TIEMPOS DE PERFORACION

		DIAS			
TIMES	MOVING		25		
	RIG UP		15		
	RUN CONDUCTOR		0		
	RUN CONDUCTOR "LOCA"		0		
	SUB-TOTAL		40		
DRILLING	TRAMO	PROF. (ft)			
	18" (conductor)	500	3		
	17"	2000	9		
	12 1/4"	4100	14		
	8 1/2"	2757	8		
	6 1/8"	0	0		
	SUB-TOTAL	9357	34		
COMPLET.	Logging/csg cementing		6		US\$
	Test		14		
	SUB-TOTAL		20		
	TOTAL		94		
				Daily cost of PETREX 18 rig	27,000
				Cost for rest of rigs	21,500

II) ESTIMATION OF DRILLING COST

OUTSIDE SERVICES

201 RIG / TOOLS

Moving/RD	19500 us\$	25 days		487,500	
RU/Condition	19500 us\$/dia	15 days		292,500	
	SUB-TOTAL				780,000
DAILY COST					
Drilling with Top Drive	21500 us\$/dia	34 days		731,000	
Drilling without Top Drive	20500 us\$/dia				
Completion with Top Drive	21500 us\$/dia	20 days		430,000	
Completion without Top Drive	20500 us\$/dia				
	SUB-TOTAL			1,161,000	1,941,000

203 DIRECTIONAL SERVICE

				Weatherford	0%	less		
Personnel :	directional	2000 us\$/dia	32 days	64,000			64,000	
	MWD	1960 us\$/dia	32 days	62,720			62,720	
Auxiliary tools	Operation	1350 us\$/dia	0 days	0			0	
	Available	1350 us\$/dia	0 days	0			0	
Maintenance	Motor	5600 mensual	0	0			0	
	SLM-1	5800 mensual	0	0			0	
Fixed rent	Directional tool	15000 mensual	0	0			0	
	MWD tool	15000 mensual	0	0			0	
	SUB-TOTAL						126,720	
PHASE 17"								
Tools:								
	PDM	Operation	10320 us\$/dia	5 days	51,600		51,600	
	SLIM-1	Operation	6960 us\$/dia	4 days	27,840		27,840	
	SUB-TOTAL				0		79,440	
PHASE 12 1/4"								
Tools:								
	PDM	Operation	9840 us\$/dia	10 days	98,400		98,400	
	SLIM-1	Operation	6960 us\$/dia	9 days	62,640		62,640	
	SUB-TOTAL				0		161,040	
PHASE 8 1/2"								
Tools:								
	PDM	Operation	9360 us\$/dia	8 days	74,880		74,880	
	SLIM-1	Operation	6960 us\$/dia	7 days	48,720		48,720	
	SUB-TOTAL				0		123,600	
PHASE 6 1/8"								
Tools:								
	PDM	Operation	7000 us\$/dia	0 days	0		0	
	SLIM-1	Operation	3750 us\$/dia	0 days	0		0	
	SUB-TOTAL				0		0	

Gyro Services

Equipment & Services	13000 us\$/dia	8 days		104,000	594,800
----------------------	----------------	--------	--	---------	---------

204 MUD LOGGING

Loggers	800 us\$/dia	37 days		29,600	
	SUB-TOTAL			29,600	

205 MUD/COMPLETION TECHNICAL SERVICE

Mud	1,000 us\$/dia	40 days	Add. mud	50,782	90,782
Completion	500 us\$/dia	14 days	Add. Comp.	26,140	33,140
	SUB-TOTAL	54			123,922

				Shallow Well		
326 TOOL FOR DRILLING						
CSG HEAD	6650.0 us\$	1 set		4655.00		6,650
SPOOL HEAD	10230.0 us\$	1 set				10,230
TUBING HEAD	11940.0 us\$	1 set		11940.00		11,940
X-MAS-TREE	19950.0 us\$	1 set		13965.00		19,950
VIARIOS	15000.0 us\$	1		10500.00		15,000
SUB-TOTAL						63,770
327 COMPLETION EQUIPMENT						
Packer/SSVC	28,500 us\$/set	1				28,500
9 5/8" Liner hanger	99,500 us\$/ea	0 set				0
7" Liner hanger	74,800 us\$/ea	0 set				0
5" Liner hanger	49,500 us\$/ea	0 set				0
ACP's	42,000 us\$/ea	0 set				0
Varios	15,000					15,000
SUB-TOTAL						43,500
328 FLOATING EQUIPMENT						
centralizers						
13 3/8"	154 us\$/ea	15 ea				2,310
9 5/8"	129 us\$/ea	45 ea				5,805
7"	123 us\$/ea	45 ea				5,535
5"	117 us\$/ea	0 ea				0
SUB-TOTAL						13,650
float collar/shoe/plugs/stop collar						
13 3/8"	3380 us\$/set	1 set				3,380
9 5/8"	2750 us\$/set	1 set				2,750
7"	2350 us\$/set	1 set				2,350
5"	1960 us\$/set	0 set				0
SUB-TOTAL						8,480
						22,130
329 PRODUCTION FACILITIES CONNECTIONS						
				1500 us\$		1,500
335 OTHER TUBULAR CONNECTIONS						
				7500 us\$		7,500
336 STRUCTURAL CONST. MAT						
				2200 us\$		2,200
340 WELDING MATERIAL						
				400 us\$		400
341 CEMENTING						
Material				FEET		
18" COND.	15.5 us\$/mat-ft		500			7,750
13 3/8" CSG.	10.6 us\$/mat-ft		2500			26,500
9 5/8" CSG.	7 us\$/mat-ft		6600			46,200
7" LINER	5.5 us\$/mat-ft		9357			51,460
5" LINER	10 us\$/mat-ft		0			0
PLUG	22.5 us\$/mat-ft		300			6,750
SUB-TOTAL						138,660
342 STIMULATION MATERIAL						
				35,000 us\$	1.5 job	52,500
343 DRILLING FLUID						
DRILLING FLUID				FEET		
18" Cond.	Bentonítico	2 us\$/ft	500			1,000
17" hole	PERFLEX	13.4 us\$/ft	2000			26,800
12 1/4" hole	PERFLEX	30.9 us\$/ft	4100			126,690
8 1/2" hole	PERFLEX - DRILL IN	19 us\$/ft	2757			52,383
6 1/8" hole		17 us\$/ft	0			0
SUB-TOTAL						206,873
COMPLETION FLUID						
Brine	20000 us\$/well					20,000
						226,873
344 TUBULARS						
				FEET		
18" COND.	45.5 us\$/ft		500			22,750
13 3/8" CSG.	34.5 us\$/ft		2500			86,250
9 5/8" CSG.	39.84 us\$/ft		6600			262,940
7" CSG.	27.6 us\$/ft		9357			258,250
5" LINER	21.12 us\$/ft		0			0
TBG 2 7/8"	5.42 us\$/ft		8500			46,070
SUB-TOTAL						676,260
346 COMBUSTIBLE EQUIPO						
Mov / Cond / Several	2.65 us\$/gal	450 gal/day	40 days			47,700
Operation	2.65 us\$/gal	950 gal/day	34 days			85,600
Completion	2.65 us\$/gal	550 gal/day	20 days			29,150
Barge and Marine transport	2.65 us\$/gal	800 gal/day	94 days			199,280
SUB-TOTAL						361,730
347 OIL & GRASES						
				215 us\$		215
						TOTAL
						6,279,280

CAPITULO IX: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La perforación de un Pozo direccional con la ayuda de LoTADs disminuye los valores del torque y arrastre que se generan durante las operaciones en el Noroeste Peruano y por consiguiente los riesgos de atascamiento de la sarta de perforación dentro del pozo, reduce el desgaste de la tubería por las constantes maniobras que se realizan permitiendo terminar con éxito la perforación.
- Los LoTADs y sus componentes son de fácil maniobra, permitiendo repararlos y/o calibrarlos en la misma locación del pozo de esta manera optimizando el tiempo al no parar las operaciones por la reparación si esta requiere, por su estructura y diseño ayudan la reducción de fricción producida por contacto de la sarta con las paredes del pozo permitiendo una pérdida mínima de la potencia que se genera en superficie para manipular todas las herramientas a grandes profundidades, de igual manera le proporciona peso y rigidez a la sarta de perforación disminuyendo los riesgos de pandeo que podría suceder en la sarta.
- La optimización de la ubicación de las herramientas LoTAD en la sarta de perforación permite el mayor rendimiento de la misma, esta herramienta no necesita de fluidos para trabajar de manera eficiente y el impacto ambiental por su uso es nulo, por tanto los costos por la utilización de estas herramientas en comparación con otros métodos de reducción de torque y arrastre (fluidos a base de aceite, modificación del perfil del pozo) es menor.

- En el pozo de forma horizontal, la zona horizontal es la de mayor dificultad por lo que la tubería tiende a asentarse en la cara inferior del pozo lo cual disminuye el peso y aumenta el arrastre permitiendo el desgaste de los tubos e incrementando la posibilidad de pandeo, en los cuales el uso de los reductores de torque y arrastre fueron muy eficientes por lo que permite darle mayor movilidad a la sarta dentro del pozo disminuyendo los problemas de la misma.
- El costo total estimado del uso de los LoTADs en un pozo es un valor pequeño en comparación con los gastos que se realizarían al utilizar más días de los esperados para la perforación usando otros métodos, e incluso por daños que pudieran ocurrir, como tener parte de herramienta atrapada sin poder recuperar y/o perder el pozo en su totalidad.
- El buen uso de los reductores de torque y arrastre produce un gran beneficio al incrementar las posibilidades de una perforación direccional exitosa en zonas de alto riesgo, sin necesidad de perder tiempo por cambios de sarta de perforación por problemas de pegaduras, y disminuir los costos por día de operación del taladro de perforación.

Recomendaciones.

- En el programa de perforación se debería incluir las herramientas LoTADs como una alternativa cuando se presenten los problemas de torque y arrastre, ya que para realizar la perforación se debió hacer un análisis previo de las fuerzas presentes en la trayectoria del pozo, y con esto saber qué sección es la del problema.
- El uso inadecuado de los LoTADs puede aumentar los días de perforación. Por este motivo, hay que poner mucho énfasis en la ubicación y cantidad correctas de los LoTADs dentro de la Sarta de Perforación, según las recomendaciones del diseño de la compañía de servicios.
- Para una buena operación de los LoTADs en la Sarta de Perforación, estos se deben colocar entre la primera y segunda juntas de una parada. Además de esto, se debe colocar una cantidad suficiente de grasa en los LoTADs para que los rodillos puedan girar de una manera eficiente.
- Es importante coordinar cada aspecto de la operación de los LoTAD con el operador, de modo que se ubiquen en la posición de diseño y operen satisfactoriamente.

CAPITULO X: BIBLIOGRAFIA

- Perforación Direccional Año 1998 – SCHLUMBERGER
- Torque and Drag Reduction Tools (Reduce Friction, Increase Profit) Weatherford – Año 2006.
- Petroleum Well Construction, Halliburton, pag 45, Edicion 2008
- HALLIBURTON, Sperry Drilling Services, Directional Drilling Manual, 2007
- Manual de ingeniería de fluidos de perforación- Baker Hughes INTEQ 2-127,2-130.
- Manual de Reducción de torque y arrastre, Weatherford – Edicion 2006.
- Manual de Diseño de Herramientas para la Perforación Direccional, Weatherford
- . Aplicaciones de torque y Arrastre, Schumberger
- Manual Drilco de Conjuntos de Perforación , Edicion 1978
- Según K&M Technology Group, Drilling Design and Implementation for extended Reach and Complex Wells – 3rd Editions, 2003, p. 126 – 131.
- Según T. William Lambe, Robert V. Whitman. Mecánica de Suelos México. 1994