



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL EFECTO DEL ÁNGULO DE DESVIACIÓN SOBRE
EL TORQUE Y ARRASTRE EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JIMÉNEZ GÓMEZ SALVADOR



Director de Tesis: M. en C. Jaime Ortiz Ramírez

m. 343213



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-095

SR. SALVADOR JIMÉNEZ GÓMEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en C. Jaime Ortiz Ramírez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ANÁLISIS DEL EFECTO DEL ÁNGULO DE DESVIACIÓN SOBRE EL TORQUE Y
ARRASTRE EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN**

RESUMEN

- I INTRODUCCIÓN**
 - II ANTECEDENTES**
 - III DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO DE JOHANCSIK**
 - IV PREDICCIÓN DE ARRASTRE Y TORQUE OCASIONADO POR LA SARTA**
 - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLEARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 1 de febrero de 2005
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Salvador Jiménez Gómez

FECHA: 15-Abril-05

FIRMA:



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“ANÁLISIS DEL EFECTO DEL ÁNGULO DE DESVIACIÓN SOBRE
EL TORQUE Y ARRASTRE EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN”**

TESIS PRESENTADA POR: SALVADOR JIMÉNEZ GÓMEZ

DIRIGIDA POR: M. en C JAIME ORTIZ RAMÍREZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M. en C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ

SECRETARIO: ING. MARTIN C. VELÁZQUEZ FRANCO

1er SUPLENTE: M. en C. JOSE M. REYES AGUIRRE

2do SUPLENTE: ING. ANTONIO E. ACEVEDO FRANCO

MÉXICO, D. F. MARZO DEL 2005.

Agradecimientos:

Antes que todo doy gracias a Dios por todas las bendiciones, en especial por darme a mi linda esposa Alejandra Escobar y a mis tres hermosos hijos (Omar Salvador, Alan Mateo y Paloma), que son mi mas grande orgullo y motivación para la vida.

A mis padres: Maria Concepción Gómez y Rosendo Nereo Jiménez, por darme la vida, confiar en mi durante todo este tiempo, por su amor y por impulsar este sueño, muchas gracias que dios los bendiga.

A mi hermano Aurelio, por ser mi mas grande amigo; toda la vida recordare aquellas travesuras y aventuras que solo en el alma se llevan.

A mis hermanas: Aide y Dydia, por su apoyo.

A mis sobrinos: Erick, Samantha, Gustavo y Luis, por su cariño.

A mis abuelos: Francisca y Miguel, Efigenia y Aurelio, gracias.

A los familiares de mi esposa, por su ayuda.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, por darme la oportunidad de pertenecer a la máxima casa de estudios y brindarme una educación de alta calidad.

A la Facultad de Ingeniería por darme los conocimiento para enfrentar los grandes reto de la industria petrolera.

Al M. en C. Jaime Ortiz, Ing. Oswaldo Hernández e Ing. Joel Escalante, por apoyarme a elaborar este trabajo.

A todos los maestros e ingenieros que me transmitieron sus conocimientos.

A mis jefes petroleros: Ing. Carlos A. Reyes, Ing. Leopoldo Argüello, Ing. Luis A. Amador, Ing. José Luis Celestino, mi maestro Barrón y el jefe Carrillo por haberme apoyado a cumplir mi sueño.

A mis amigos de Pemex e IMP, por las muestras de apoyo y compañerismo.

A mis amigos de infancia, por todo lo vivido con ustedes.

A todas las personas que creyeron en mi de forma incondicional.

Solo le pido al tiempo que vuelva.

Después de caminar el trayecto de la vida, doy la vuelta hacia atrás y miro todo lo recorrido. Me doy cuenta al divisar que algunas cosas he dejado y muchas otras las traigo con migo.

En este momento de reflexión veo mi pasado en aquellos momentos de alegría y sufrimiento; de triunfos y fracasos, y solo le pido al tiempo que vuelva.

De mi infancia, aquellos días cuando mi madre me amamantaba con su pecho y mi padre me abrazaba con tanto cariño. De esos momentos de alumno de preescolar y primaria, de aquellas aulas, amigos y profesores que deje un día, solo le pido al tiempo que vuelva.

De mi adolescencia, en la secundaria y preparatoria, es aquí cuando los sueños nos hacen volar y nos hacen creer que somos eternos, y todas las metas podemos alcanzar, solo le pido al tiempo que vuelva.

De la juventud, en la universidad donde comencé a vivir y experimentar nuevas experiencias, de aquellas personas que han dejado huella en mi ser, solo le pido al tiempo que vuelva.

De aquellos recuerdos frescos que todavía traigo, el nacimiento de cada uno de mis hijos, sus primeros pasos y palabras, a esos momentos que me han marcado el corazón por sus travesuras, solo le pido al tiempo que vuelva.

Y de aquellas cosas que me hicieron sufrir, gracias por darme la madures que necesitaba. Ya miro hacia delante, vivo mi presente y planeo el futuro, talvez algún día vuelva a decir, "SOLO LE PIDO AL TIEMPO QUE VUELVA"

Chava, 2005

INDICE

RESUMEN	i
1. INTRODUCCIÓN.	1
2. ANTECEDENTES.	7
2.1. CONCEPTOS BÁSICOS.	7
2.1.1. MOMENTO.	7
2.1.2. FUERZA DE FRICCIÓN.	8
2.1.3. TORQUE Y ARRASTRE.	12
2.1.4. ORIGEN DE TORQUE Y ARRASTRE.	13
2.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS DE ACUERDO A SU TRAYECTORIA.	13
2.2.1. INCREMENTO CONTINUO.	14
2.2.2. INCREMENTAR Y MANTENER (SLANT).	15
2.2.3. INCREMENTAR, MANTENER Y DECREMENTAR ("S").	16
2.2.4. INCREMENTAR, MANTENER, DECREMENTAR Y PARCIALMENTE MANTENER ("S" MODIFICADA).	17
2.2.5. SIDETRACK.	18
2.3. DESVIACIÓN, PATA DE PERRO Y OJOS DE LLAVE.	19
2.3.1. DESVIACIÓN.	19
2.3.2. PATA DE PERRO.	21
2.3.3. OJO DE LLAVE.	22
2.4. PROBLEMAS DE FORMACIÓN.	23
2.4.1. FORMACIONES FRACTURADAS.	24

2.4.2. PROBLEMAS CON LUTITAS.	25
2.4.3. PERDIDAS DE CIRCULACIÓN.	28
2.4.4. OTROS PROBLEMAS.	29
2.4.5. PROBLEMAS COMBINADOS.	30
2.5. SARTA DE PERFORACIÓN.	31
2.5.1. TUBERÍA DE PERFORACIÓN.	32
2.5.2. TUBERÍA EXTRAPESADA.	34
2.5.3. LASTRABARRENAS.	36
2.5.4. BARRENAS.	37
2.5.5. OTROS ACCESORIOS.	43
2.6. CONCEPTOS BÁSICOS DE APAREJO DE FONDO.	45
2.7. APAREJO DE FONDO.	47
3. DESARROLLO MATEMÁTICO DEL MODELO DE JOHANCSIK.	51
3.1. ANTECEDENTES.	51
3.2. CONSIDERACIONES BÁSICAS Y DESCRIPCIÓN DEL MODELO.	52
3.2.1. CONSIDERACIONES BÁSICAS.	52
3.2.2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO.	54
3.3. DESARROLLO DEL MODELO.	55
3.3.1. FUERZA NORMAL.	56
3.3.2. ECUACIONES DEL MODELO MATEMÁTICO DE JOHANCSIK.	60
3.3.3. ERROR DE APROXIMACIÓN DEL MODELO.	62
3.4. EXPANSIONES AL MODELO DE JOHANCSIK.	62
3.5. OTROS MODELOS.	65

4. PREDICCIÓN DE ARRASTRE Y TORQUE OCASIONADO POR LA SARTA.	67
4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO.	67
4.1.1. ENTRADA DE DATOS.	68
4.1.2. SALIDA DE DATOS.	69
4.2. COMPORTAMIENTO DE TORQUE Y ARRASTRE PARA DIFERENTES TRAYECTORIAS.	70
4.2.1. TRAYECTORIA DE INCREMENTO CONTINUO.	72
4.2.2. TRAYECTORIA DE TIPO SLANT.	76
4.2.3. TRAYECTORIA TIPO "S".	80
4.2.4. TRAYECTORIA TIPO "S" MODIFICADA.	84
4.2.5. TRAYECTORIA DE UN SIDETRACK.	88
4.2.6. ANÁLISIS DE LAS TRAYECTORIAS.	92
4.3. CASO DE APLICACIÓN.	97
4.3.1. DATOS GENERALES.	98
4.3.2. DATOS NECESARIOS PARA CALCULAR TORQUE Y ARRASTRE.	103
4.3.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.	108
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	113
BIBLIOGRAFÍA	117

RESUMEN.

Desde los inicios de la perforación de pozos petroleros, el desarrollo de los sistemas, equipos y herramientas de perforación han evolucionado de acuerdo a las necesidades que se han venido presentando debido a lo difícil de acceder a las localizaciones para llegar a los objetivos programados. Así de esta manera hablamos de pozos perforados con sistemas de percusión a inicios del siglo XX hasta pozos con sistema rotatorio, este último sistema a dado también dos tipos de pozos convencionales y direccionales o desviados, en los cuales el desarrollo de la sarta de perforación ha venido evolucionando y aunado a esto también algunos problemas generados por los esfuerzos de torque y arrastre en la sarta. Problemas que han sido estudiados, para interpretación de manera matemática del comportamiento de estos esfuerzos por Johancsik.

La teoría básica para desarrollar los modelos matemáticos de torque y arrastre se apoya en algunas ramas de la física, como son el momento de fuerza o torque, cuya definición es la cantidad de fuerza necesaria para hacer girar un cuerpo; y la fuerza de fricción definida como la fuerza de resistencia al movimiento entre dos superficies, a esta la relacionamos como el arrastre de la sarta al realizar movimientos de meter o sacar tubería. El efecto torque y arrastre es problemático en perforación de pozos, pues incrementa el riesgo de fracaso para la terminación. Torque y arrastre lo podemos definir como fuerzas necesarias para hacer girar y/o mover axialmente a la tubería, respectivamente.

El torque y arrastre nos puede generar daños en la tubería, tales como deformaciones permanentes hasta rupturas de la misma. Conocer las causas que generan el aumento de torque y arrastre es vital para conseguir con éxito el programa de terminación de la perforación. Entre las causas más comunes e importantes para incrementar los esfuerzos de torque y arrastre está el ángulo de desviación (pata de perro), la formación de ojo de llave, los problemas de formación, los problemas de limpieza, elección de los elementos de la sarta, etc.

Los elementos de la sarta de perforación deben de ser diseñados para garantizar la resistencia a los esfuerzos a los que se someterán, las características y resistencias de cada elemento son tomadas en cuenta para su elección.

La predicción de torque y arrastre ha sido estudiada por un grupo de investigadores en perforación direccional de EXXON y el trabajo fue publicado en una revista importante para la industria petrolera (Johancsik, et. 1984). El modelo matemático considera dos factores que afectan la fricción deslizante en el agujero. La fuerza normal de contacto (N) y el coeficiente de fricción entre las paredes de contacto (μ). La fuerza normal se ve afectada por la fuerza de tensión y peso de la sarta. Este modelo matemático se resume en tres ecuaciones; tomando en cuenta que a este modelo se le han realizado algunas extensiones para su mejora:

- $N = \left[(T\Delta\phi \sin \bar{\theta})^2 + (T\Delta\theta + W_{TM} \sin \bar{\theta})^2 \right]^{\frac{1}{2}}$, calculo de la fuerza normal.
- $\Delta T = W_{TM} \cos \bar{\theta} \pm \mu N$, calculo de los incrementos de tensión o arrastre.
- $\Delta M = \mu NR$, calculo de los incrementos de torque.

Actualmente el modelo matemático de Johancsik ha sido utilizado por compañías petroleras para desarrollar programas de computo y el uso que se les da en campo son de gran importancia para predecir el comportamiento de arrastre y/o torque, aunque en algunos casos también ha servido para calcular el coeficiente de fricción.

El caso de aplicación del modelo matemático de Johancsik se realizó para el pozo Mexgulf 2A, los datos registrados en el campo durante la perforación, sirvieron para realizar una serie de corridas del programa de computo comercial para obtener un coeficiente de fricción que satisfaga o ajuste a las medidas obtenidas.

1. INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la perforación de pozos, el objetivo primordial ha sido la búsqueda y explotación de mantos acuíferos, minerales, petróleo, entre otros recursos naturales útiles para el hombre. La industria de la perforación de pozos petroleros ha sido la que ha desarrollado y evolucionado a los sistemas de perforación, permitiendo en la actualidad la exploración y explotación de nuevos yacimientos en lugares inaccesibles desde un punto de localización en superficie, dando paso al desarrollo y evolución de la tecnología en equipos y herramientas de perforación.

A un siglo de que se perforó el primer pozo productor comercial en México, La Pez 1, con una producción inicial de 1500 bls/d a una profundidad de 502m (1 de enero al 3 de abril de 1904, ubicado en el Rancho Los Tullillos, Ébano, SLP)¹, donde se utilizó un equipo de percusión para realizar la perforación, donde el principio de este sistema de perforación por percusión es el fracturamiento y trituración de las rocas con los movimientos de izamiento y caída por gravedad de la pulseta, con la cual se fractura y despedaza a la roca y se penetran en la formación hasta llegar a la meta, pero este sistema de perforación tienen sus limitaciones y desventajas que son muy notorias. Aunque en la actualidad estos equipos de perforación han desaparecido en la industria petrolera; no son obsoletos, pues son utilizados para perforación de pozos artesianos.

Con el paso del tiempo los equipos de perforación fueron evolucionando, y un sistema rotatorio de perforación apareció, cuyo principio es el de abrasión de la roca por medio de una barrena que es rotada desde la superficie a través de una sarta para penetrar en la formación fue creada. En México la perforación rotatoria se registra en la década de los veinte. Inmediatamente los ingenieros se dieron cuenta que estos equipos de perforación mientras penetraban dentro de la formación, se obtenían grandes ventajas y beneficios que ayudaban a la perforación como: conocer una geometría del agujero bien definida; evitar

¹ Fichas técnicas de pozos, Grupo Panuco Ebano, Archivo Pemex, Activo Poza Rica – Altamira.

derrumbes de formaciones poco consolidadas; un mejor control de las presiones del yacimiento con ayuda de lodos de perforación y uno de los aspectos más importantes, que es un alcance a mayores profundidades.

“El cambio de sistema de perforación rotatorio tuvo sus contratiempos debido a que los operadores de los equipos de percusión se oponían al uso de estos equipos, por que era para ellos complejo operar los nuevos equipos. Y conforme se fueron capacitando los perforadores el cambio se hizo inminente”².

Con esto había nacido una nueva generación de equipos de perforación, que también a su vez han venido evolucionado a los aparejos de perforación de acuerdo a las necesidades de cada pozo. Las primeras perforaciones con estos equipos rotatorios se desarrollaron pozos de los llamados convencionales (estos pozos tenían el propósito de mantener una trayectoria vertical hasta llegar a la profundidad programada); pero conforme la exploración y explotación de yacimientos menos accesibles se han descubierto, se han desarrollado y evolucionado la tecnológica de perforación rotatoria en pozos llamados direccionales para alcanzar su objetivos.

La tecnología de pozos direccionales tiene su antecedente a principio de la década de los 20's. En 1930 se perforo el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En México el primer pozo direccional perforado se registra en 1960, en Las Choapas, Veracruz³

La perforación direccional es el proceso de dirigir al pozo a través de una trayectoria predeterminada para alcanzar un objetivo. En un principio este sistema de perforación surgió como una manera de remedio en pozos de alivio, pero actualmente es una herramienta para optimizar a los yacimientos. Comprende a pozos horizontales, de alcances extendidos y multilaterales. Esto ha permitido el

² Pemex, “El Petroleo, 50 Aniversario de Pemex” Ed. 1984 Pemex.

³ Schlumberger “Cien Años de la Perforación en México”; Tomo VIII, Diseño de la Perforación; Cap. XV Perforación Direccional; Pag. 102

desarrollo de herramientas para medir la inclinación y orientación del pozo, así como la creación de motores de fondo y muchas otras herramientas más.

Evidentemente los aspectos que han motivado a la perforación direccional son por razones económicas y por problemas de perforación u optimización del yacimiento. Los pozos direccionales han tenido su mayor auge en pozos costa afuera (plataformas marinas) y en la actualidad se utilizan en casi todos los lugares para alcázar una mayor optimización de producción de los yacimientos.

Aún cuando los pozos direccionales han ofrecido una infinidad de ventajas para el desarrollo de yacimientos; también han incrementado los problemas de la sarta mientras se perfora. Los problemas más comunes son atrapamiento, colapso e incremento de torque y arrastre de tubería de perforación, por mencionar algunos. Estos problemas que presenta la sarta durante la perforación tienen sus orígenes en muchas causas como: son los problemas de formaciones, incremento y decremento del diámetro del agujero, pegaduras de la tubería por presión diferencial a las paredes del pozo, y esfuerzos adicionales a un mayor contacto con paredes del pozo y la tubería de perforación.

En un pozo direccional se produce un incremento en las cargas de torsión y tensión (torque y arrastre) sobre la sarta de perforación relativa para los esfuerzo de agujero, medidos para algunos puntos de la sarta. "Este incremento de torque y arrastre es el resultado de la fuerza de fricción generada por el contacto de la sarta de perforación con la pared del pozo"⁴. Estas dos fuerzas si llegaran a ser mayores de los límites de resistencia o fuerza de sedencia de la tubería para estos esfuerzos respectivamente, se obtienen verdaderos problemas para cumplir los objetivos y metas de la perforación.

Por tal motivo, la inquietud de estudiar el fenómeno de torque y arrastre en la sarta de perforación y para poder ser representada como un modelo matemático ha sido

⁴ Johancsik, C. A. "Torque And Drag In Directional Wells- Prediction And Measurement"; JPT (June 1984) 87-92, Pag 87.

realizado por Johancsik, Friesen y Dawson, investigadores de Exxon en perforación direccional. Ellos obtuvieron los estudios de la interacción de una sarta de perforación con el ángulo de desviación del agujero, en un trabajo recibido por la SPE el 25 de Enero de 1983 y publicado el 2 de Julio de 1983, posteriormente otros investigadores le han agregado al modelo de torque y arrastre de Johancsik y además algunos conceptos que en su momento no consideraron.

En trabajos publicados en revistas y conferencias del medio petrolero, se ha reportado la aplicación del modelo matemático de torque y arrastre de Johancsik, utilizando modernos programa de cómputo para determinar el diseño óptimo de trayectorias, diseños de sarta para minimizar dicho los esfuerzos de torque y arrastre, y cálculo del coeficiente de fricción. Por lo tanto, las compañías petroleras dedicadas a la perforación de pozos han creado su propio software para predecir el efecto de torque y arrastre en sarta de perforación y determinar los coeficientes de fricción para ciertas condiciones en pozos perforados, que les permita tener una mejora en el tiempo y velocidad de perforación.

La aplicación del modelo matemático de torque y arrastre, permite:

- Detectar los problemas de pegadura de sarta a las paredes del agujero y evitar la adherencia.
- Optimizar el desempeño de la barrena y evitando viajes innecesarios.
- Mejora algunas condiciones técnicas de agujeros (trayectoria, limpieza, etc.).

Un ejemplo de la aplicación del modelo de torque y arrastre de Johancsik es el realizado en pozos petroleros perforados en la Costa del Golfo de México, EUA, Este de Canadá, América del Sur y África para determinar un factor de fricción y recomendaciones para optimizar futuras perforaciones en estos lugares, trabajo que fue desarrollado por Falconer, Belaskie y Variava. Este trabajo se preparó para la presentación en la conferencia de perforación para la SPE/IADC en 1989 en Nuevo Orleans, Luisiana. Febrero 28 y marzo 3 de 1989.

En México, el efecto de torque y arrastre han generado verdaderos problemas; aunque no se tienen trabajos publicados donde se mencione al fenómeno como causa de la falla de la sarta, la gente encargada de la perforación sabe que el problema de torque y arrastre existe en todos pozos direccionales y la información de los datos de campo son escasos, y la evaluación del fenómeno generalmente la realizan con la experiencia y resultados de otros pozos vecinos.

En el diseño de trayectorias y sargas para pozos direccionales se debe de tomar en cuenta el fenómeno de torque y arrastre, para optimizar y garantizar la buena operación de la sarta durante la perforación,

El objetivo del presente trabajo es analizar la problemática del incremento de torque y arrastre como resultado de los ángulos de desviación utilizados en la perforación de pozos direccionales y la generación de criterios para reducir dichos efectos.

Con datos obtenidos del pozo Mexgulf 2A realizaremos la evaluación de torque y arrastre, para dictar algunas recomendaciones.

2. ANTECEDENTES.

2.1. CONCEPTOS BÁSICOS.

Es importante comprender los principios teóricos y la definición de torque y arrastre en la sarta de perforación, así como entender el origen del fenómeno y los problemas que causa durante la perforación.

2.1.1. MOMENTO.⁵

Cuando se aplica una fuerza en algún punto de un cuerpo rígido, el cuerpo tiende a realizar un movimiento de rotación en torno a un eje. La propiedad de la fuerza para hacer girar al cuerpo se mide con una magnitud física que llamamos *torque* o *momento de la fuerza*. Se prefiere usar la palabra torque y no-momento, porque esta última se emplea para referirnos al momento lineal, momento angular o momento de inercia, que son todas magnitudes físicas diferentes para las cuales se usa una misma palabra.

Se define el torque (M) de una fuerza (F) que actúa sobre algún punto del cuerpo rígido, en una posición (r) respecto de cualquier origen (O), por el que puede pasar un eje sobre el cual se produce la rotación del cuerpo rígido, al producto vectorial entre la posición r y la fuerza aplicada F .

El torque es una magnitud vectorial, si $\theta = 90^\circ$ es el ángulo entre r y F , su valor numérico por definición del producto vectorial, es:

$$M = rF$$

Ecuación 2.1

Su dirección es siempre perpendicular al plano de los vectores r y F , cuyo diagrama vectorial se muestra en la figura que sigue; su sentido está dado por la regla del producto vectorial o la regla de la mano derecha. En la regla de la mano

⁵ Cesar Arroyo Cabrera, y otros, Torque de una Fuerza, Ciencia-Net; publicado el 16 de mayo de 2004

derecha los cuatro dedos de la mano derecha apuntan a lo largo de \mathbf{r} y luego se giran hacia \mathbf{F} a través del ángulo θ , la dirección del pulgar derecho estirado es la dirección del torque y en general de cualquier producto vectorial.

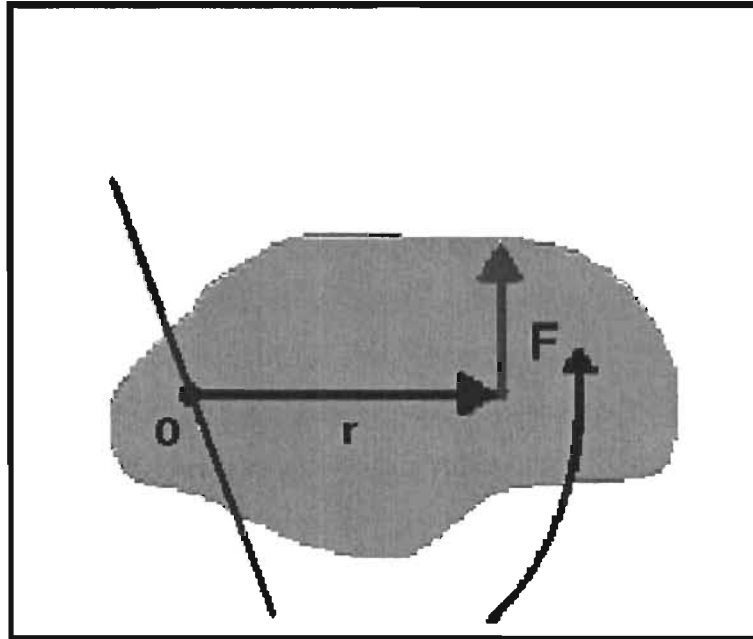


Figura 2.1 Momento con fuerza perpendicular al eje de acción

Por convención se considera el torque positivo o negativo si la rotación que produce la fuerza es en sentido antihorario u horario respectivamente.

El torque de una fuerza depende de la magnitud y dirección de \mathbf{F} y de su punto de aplicación respecto de un origen \mathbf{O} . Si la fuerza \mathbf{F} pasa por \mathbf{O} , $\mathbf{r} = 0$ y el torque es cero. Si $\theta = 0$ o 180° , es decir, \mathbf{F} está sobre la línea de acción de \mathbf{r} , $\mathbf{F} \text{ sen}\theta = 0$ y el torque es cero. $\mathbf{F} \text{ sen}\theta$ es la componente de \mathbf{F} perpendicular a \mathbf{r} , sólo esta componente realiza torque, y se le puede llamar \mathbf{F}_\perp . En la siguiente figura se ve que $l = r \text{ Sen}\theta$ es la distancia perpendicular desde el eje de rotación a la línea de acción de la fuerza, a \mathbf{r} se le llama brazo de palanca de \mathbf{F} . Entonces, la magnitud del torque se puede escribir como:

$$M = r(F \text{ Sen}\theta) = F(r \text{ Sen}\theta) = rF_\perp = lF \quad \text{Ecuación 2.2}$$

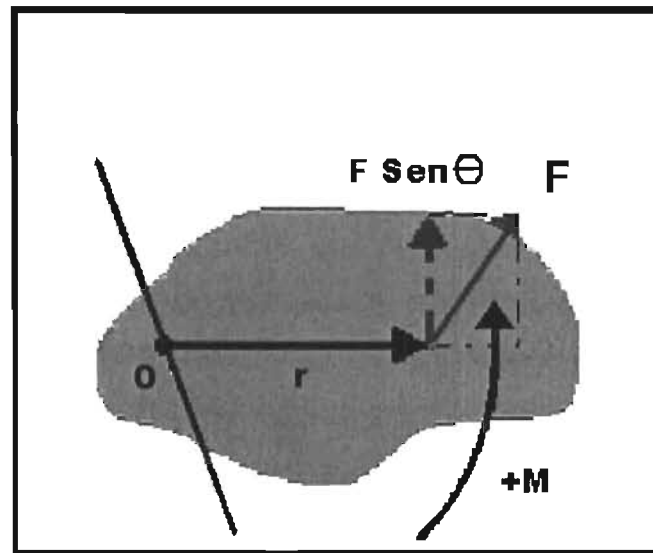


Figura 2.2 Momento de fuerza aplicada con ángulo al eje de acción y r

2.1.2. FUERZA DE FRICCIÓN.⁶

La fuerza de fricción es la resistencia tangencial al movimiento que experimenta un cuerpo al moverse relativamente con respecto a otro y que se trata de una fuerza virtual, cuya magnitud parecería lógica calcularla con la simple expresión

$$F = \mu N$$

Ecuación 2.3

El coeficiente de fricción (μ) tendrá valores distintos dependiendo de si se encuentra en una situación estática, dinámica o fricción bajo lubricación y evidentemente, serán diferentes al cambiar las superficies en contacto. Tradicionalmente, el mecanismo de fricción en contacto deslizante se explica mediante el efecto de adhesión entre las rugosidades superficiales.

La fuerza normal (N) en un plano horizontal es la fuerza de reacción que ejerce el plano sobre el bloque y depende del peso del bloque. Si ahora, el plano está inclinado depende de la reacción del peso en un ángulo θ , el bloque está en equilibrio en sentido perpendicular al plano inclinado por lo que la fuerza normal N , es igual a la componente del peso perpendicular al plano

⁶ Hector Barco y otros "Cursos Interactivos de Física" D. R. Universidad Nacional de Colombia, 2004

$$N = W \cos \theta$$

Ecuación 2.4

$$F = \mu W \cos \theta$$

Ecuación 2.5

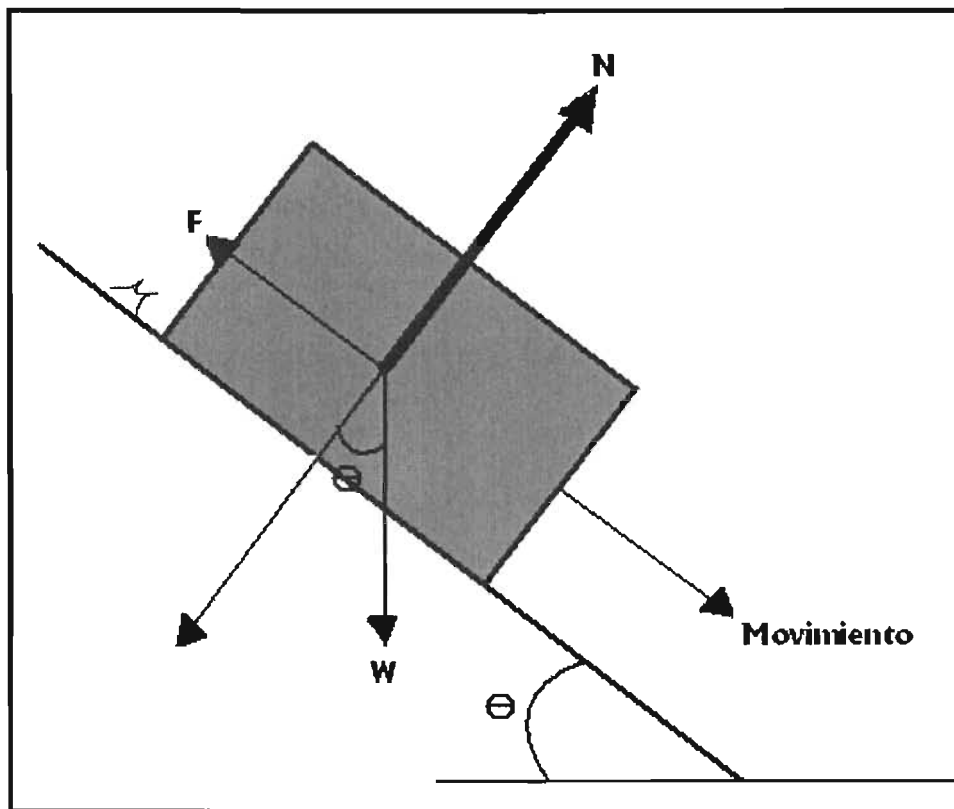


Figura 2.3 Fuerza de fricción en un plano inclinado

El estudio del coeficiente de fricción para diferentes materiales ha generado muchas tablas que indica los diferentes valores (coeficiente estático o dinámico) de los materiales de contacto, pero estos valores se ven afectados si entre ellos interactúa un fluido que disminuya el factor de fricción dando lubricación o aumente el valor del coeficiente dando adherencia a la superficie de contacto.

Donde μ_s es el coeficiente de fricción estática antes de que se comenciar el movimiento del cuerpo y μ_k es el coeficiente de fricción dinámica cuando el cuerpo esta en movimiento.

Tablas de valores de los coeficientes.⁷

Superficies en contacto	μ_s
Acero sobre acero	0.18
Acero sobre hielo (patines)	0.02-0.03
Acero sobre hierro	0.19
Hielo sobre hielo	0.028
Patines de madera sobre hielo y nieve	0.035
Goma (neumático) sobre terreno firme	0.4-0.6
Correa de cuero (seca) sobre metal	0.56
Bronce sobre bronce	0.2
Bronce sobre acero	0.18
Roble sobre roble en la dirección de la fibra	0.48

Tabla 2.1 Coeficientes de fricción estáticas.

Coeficientes de fricción estático y cinético.⁸

Superficies en contacto	μ_s	μ_k
Cobre sobre acero	0.53	0.36
Acero sobre acero	0.74	0.57
Aluminio sobre acero	0.61	0.47
Caucho sobre concreto	1.0	0.8
Madera sobre madera	0.25-0.5	0.2
Madera encerada sobre nieve húmeda	0.14	0.1
Teflón sobre teflón	0.04	0.04
Articulaciones sinoviales en humanos	0.01	0.003

Tabla 2.2 Coeficientes de fricción estática y dinámica.

⁷Koshkin N. I., Shirkévich M. G. Manual de Física Elemental. Editorial Mir 1975.

⁸Serway R. A. Física. Editorial McGraw-Hill. (1992)

2.1.3. TORQUE Y ARRASTRE.

En perforación de pozos la definición de torque y arrastre ha sido realizada por varios autores, entre las que destacan:

Johancsik⁹: define al **Torque** (fuerza de torsión) como el momento de fuerza requerido para girar la sarta y al **Arrastre** lo define como la fuerza que se requiere para al movimiento axial de la sarta dentro del pozo para poder meter y sacar tubería.

Sheppard¹⁰, define al **Torque** como la pérdida de rotación de la sarta durante la perforación y es el poder de hacer girar a la barrena para poder moler a la roca y es fuerza que se aplica en la mesa rotaria a la sarta y al **Arrastre** como la experiencia de una carga en adición al peso de la sarta cuando viene hacia a fuera del pozo y una disminución de la carga cuando viene hacia adentro.

Lo mas crítico esta cuando se aplica una fuerza de torsión a la sarta mayor a la resistencia de la tubería de perforación que genere una ruptura o deformación permanente de la misma.

El arrastre resulta de adherirse la sarta con las paredes del pozo o tubería de revestimiento o fuerza de fricción; esto se refleja en el indicador de peso del gancho como un incremento en el peso de la sarta si esta sacando tubería y una disminución en el peso si esta metiendo o deslizando tubería dentro del pozo.

En perforaciones de pozos direccionales donde se alcanzan altos incrementos en el ángulo de desviación el fenómeno de torque y arrastre se hace más crítico y problemático en el proceso de perforación.

⁹ Johancsik, C. A.; Friesen, D. B.; and Dawson, R.; "Torque And Drag In Directional Wells- Prediction And Measurement"; JPT (June 1984) 87-92

¹⁰ Sheppard, M. C.; Wick, C. and Burgess T. "Disigning Well Paths to Reduce Torque and Drag", SPEDE(Dec. 1987) 344-350

2.1.4. ORIGEN DE TORQUE Y ARRASTRE.

Torque y arrastre es un fenómeno asociado en su mayoría con pozos desviados. Hay una variedad de orígenes que van desde pegadura por presión diferencial de la tubería de perforación, ojos de llave, agujero inestable, mala limpieza del fondo del agujero y la interacción de fricción asociado al contacto de las paredes del pozo con la tubería a lo largo de toda la sarta.¹¹ Esta característica de contacto entre las paredes del pozo y la tubería es esencialmente determinada por la geometría del pozo, pero como para nosotros es evidentemente y claro, separar los problemas de arrastre de aquella causa por malas condiciones del agujero o inapropiada densidad del lodo y aquella asociación a la trayectoria del pozo.

La pegadura diferencial, genera un incremento en la fuerza necesaria para mover la sarta hacia arriba y hacia abajo, los ojos de llave, agujeros inestables y mala limpieza del fondo del agujero puede ocasionar al atrampamiento de la sarta, la fricción entre las paredes del pozo y la tubería es factor para movimiento libre de sarta.

Torque y arrastre cualquiera que sea su origen tiende a ser problemático en pozos direccionales o desviados, en muchos casos de perforación necesita un mayor ángulo de desviación para alcanzar la meta; el torque y arrastre se hace crítico en estos puntos para la terminación con éxito del pozo.

2.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS DE ACUERDO A SU TRAYECTORIA.^{12 13}

La siguiente figura 2.4 muestra cuatro tipos de trayectoria mas comunes que pueden ser perforadas para alcanzar el objetivo. Trayectoria de incremento continuo; trayectoria de incrementar y mantener (Slant), trayectoria incrementar,

¹¹ Johancsik, C. A.; Friesen, D. B.; and Dawson, R.; "Torque And Drag In Directional Wells- Prediction And Measurement"; JPT (June 1984) 87-92

¹² Bourgoyne, Adam T. "Applied drilling engineering", Richardson, tx; Society of Petroleum Engineers, 1986 (Chaper Well dictional)

¹³ Schlumberger "Cien Años de la Perforación", Tomo XVIII

mantener y disminuir ("S") y la trayectoria de incrementar, mantener y parcialmente disminuir ("S modificada").

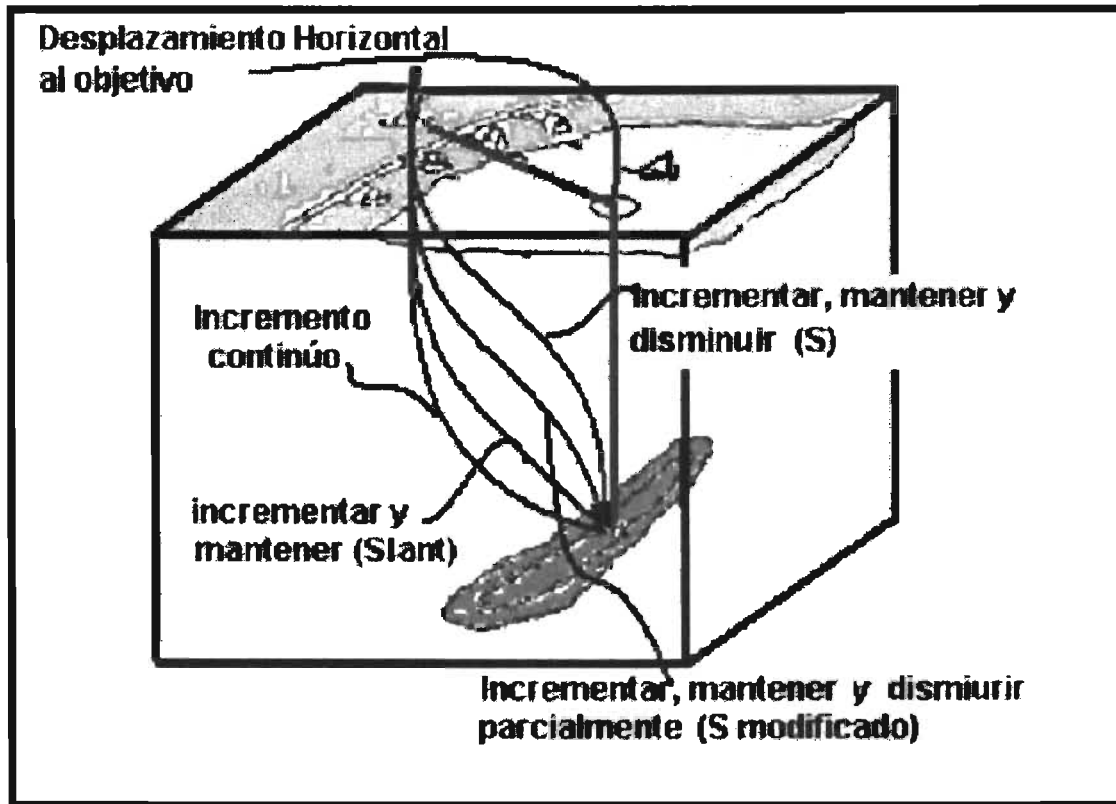


Figura 2.4 Principales tipos de trayectorias

2.2.1. INCREMENTO CONTINUO.

La trayectoria de incremento continuo, el ángulo de inclinación continúa incrementándose hasta o a través del objetivo (punto C). El punto de desviación se encuentra en una profundidad vertical verdadera (PVV) D_1 , donde se inicia un ritmo de incremento de ángulo de inclinación q , el cual está en grados por unidad de longitud, hasta alcanzar el objetivo con inclinación continua con una PVV D_N y una distancia de desplazamiento horizontal (DDH) X_N cuyo radio de curvatura r_1 permitirá calcular la profundidad desarrollada en el arco de la curva, por lo tanto O es el punto origen del radio y θ ángulo del arco.

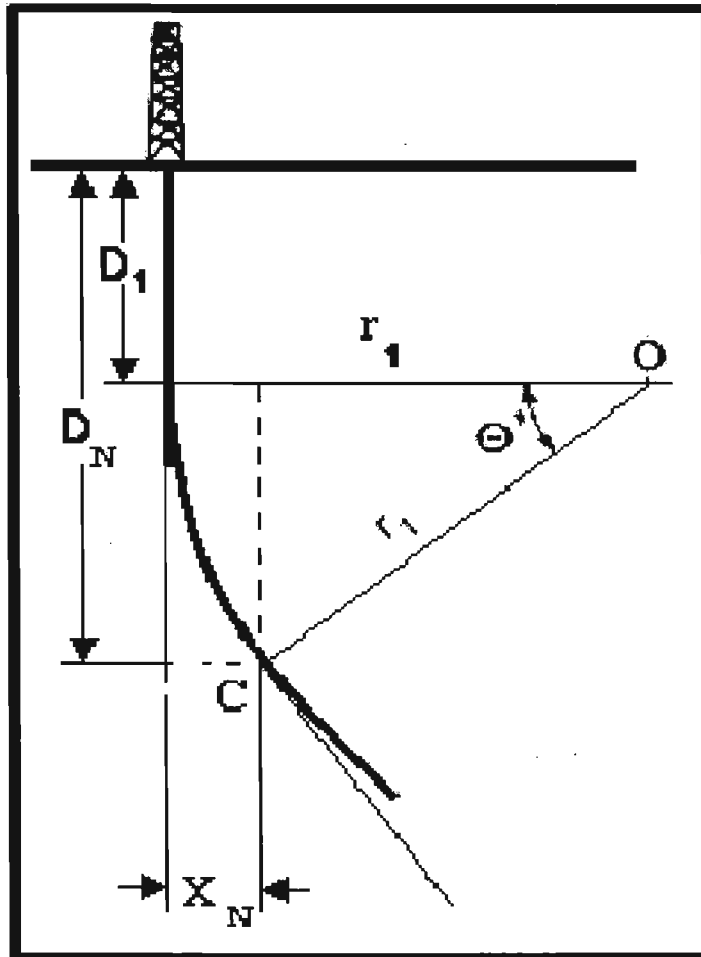


Figura 2.5 Trayectoria de incremento continuo

2.2.2. INCREMENTAR Y MANTENER (SLANT).

La trayectoria de incrementar y mantener (Tipo Slant), muestra una trayectoria sencilla de incremento de ángulo, la cual intercepta un objetivo a una PVV de D_3 y un desplazamiento horizontal de X_3 (Punto B). El punto de desviación se encuentra en una PVV D_1 , donde el ritmo de incremento del ángulo de inclinación es q , para encontrar un ángulo de inclinación máximo, θ , a una profundidad PVV D_2 y un DDH X_2 y posteriormente se comienza a mantener el ángulo de desviación hasta alcanzar el objetivo desde un punto C a B. La trayectoria de incrementar y mantener requiere el menor ángulo de inclinación para alcanzar el objetivo.

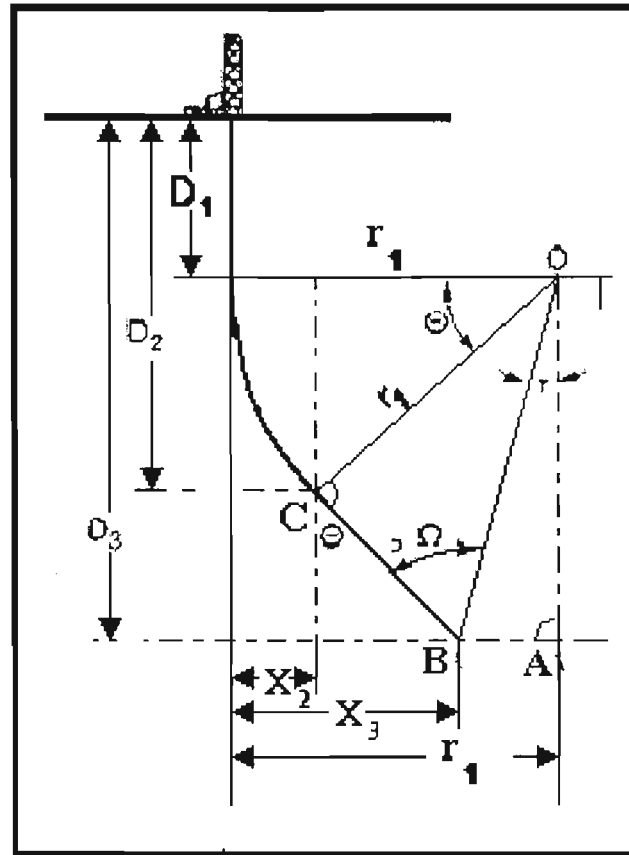


Figura 2.6
Trayectoria tipo Slant

2.2.3. INCREMENTAR, MANTENER Y DECREMENTAR ("S").

La trayectoria incrementar, mantener y disminuir- llamada curva de tipo S- la cual se muestra en la figura 2.7; presenta una trayectoria donde inicia la desviación con un incremento en el ángulo, para una PVV D_1 , con incremento continuo y radio de curvatura r_1 hasta una PVV D_2 y un DDH X_2 , en este punto se empieza a mantener el ángulo de desviación hasta PVV D_3 y DDH X_3 , y en este punto comienza a decrementar el ángulo a cero, terminando en una vertical con un radio de curvatura r_2 y ángulo propio.

0

Estas curvas pueden presentar en dos caso: donde $r_1 < X_3$, para ambos casos y, $r_1 + r_2 > X_4$ y $r_1 + r_2 < X_4$ respectivamente se observa un desplazamiento horizontal mas corto que el otro.

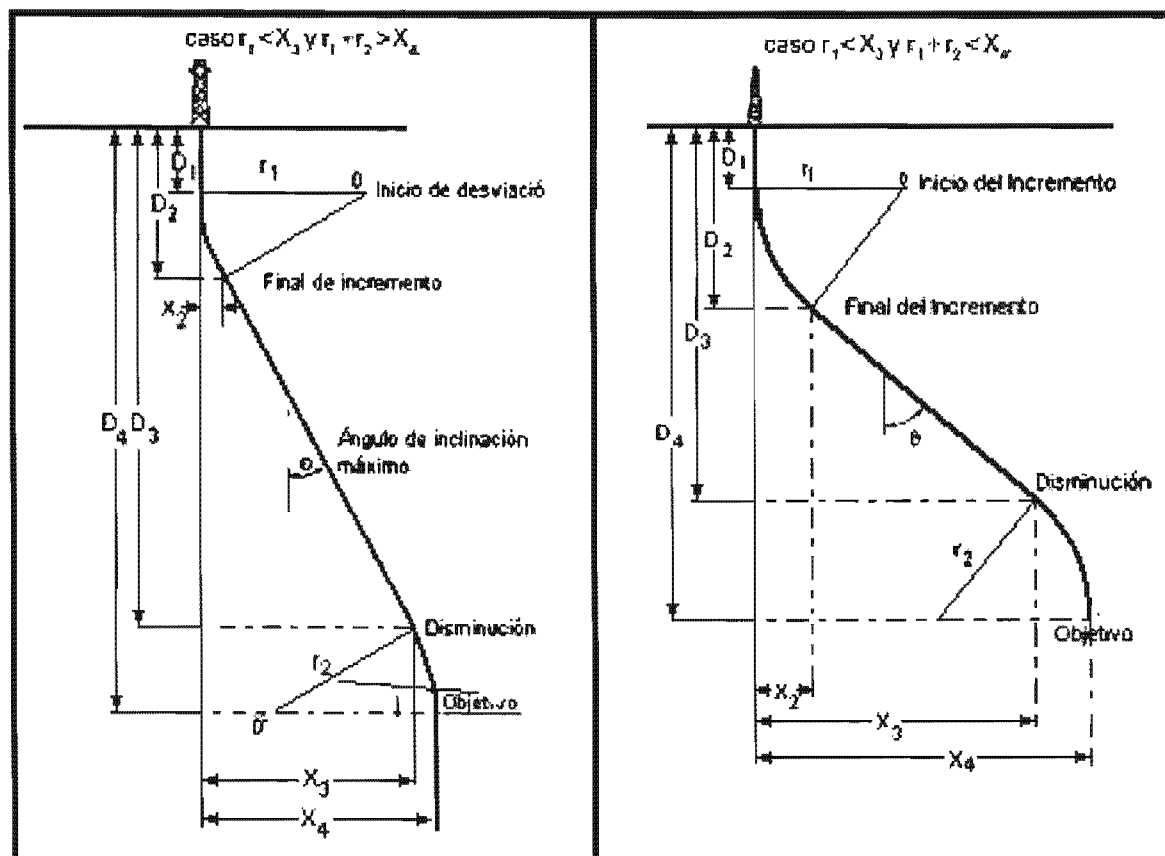


Figura 2.7 Trayectoria tipo "S"

2.2.4. INCREMENTAR, MANTENER, DECREMENTAR Y PARCIALMENTE MANTENER ("S" MODIFICADA).

La trayectoria de tipo incrementar, mantener, disminuir y parcialmente mantener, es también llamada curva de tipo "S" modificada, y es muy parecida a la tipo "S"; con la diferencia de que esta curva no termina con un ángulo de cero o una trayectoria vertical.

Este tipo de curva tiene las características similares a la tipo "s", pero después de comenzar a disminuir su ángulo para llegar a cero; esta curva mantiene el ángulo parcial o totalmente hasta alcanzar el objetivo, por tal motivo se observa al término de la perforación un ángulo de inclinación registrado al final de la trayectoria

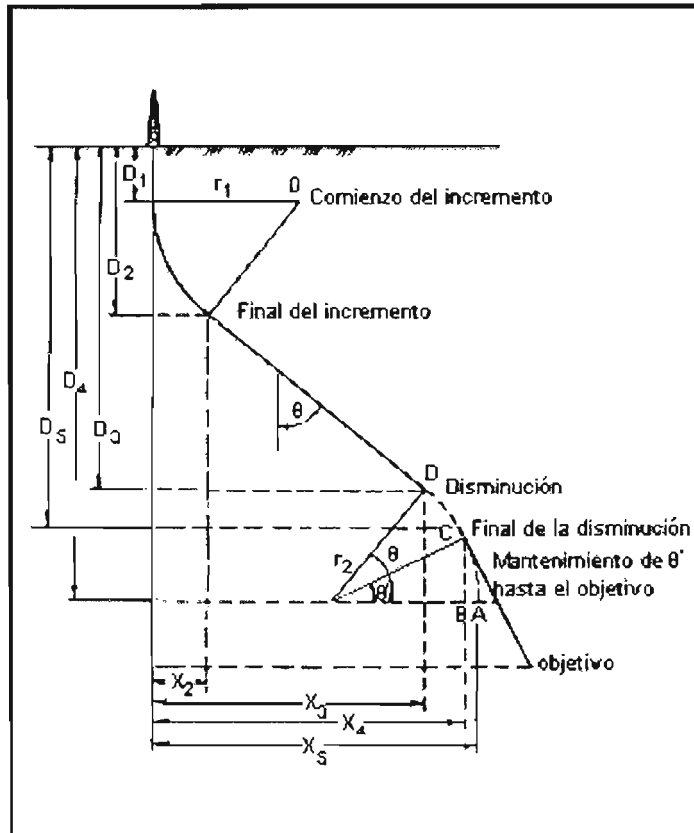


Figura 2.8 Trayectoria tipo "S" modificada

2.2.5. SIDETRACK.

Se le llama Sidetrack a un agujero secundario que se perfora a partir de un pozo o agujero existente; con una trayectoria y, ángulo desviación y azimut diferentes, aprovechando la infraestructura del primero. También se le conoce como ventana o reentrada.

Se realizan dos tipos de Sidetrack intencional y accidental. El primero ocurre cuando en el caso de evitar una sección inutilizable de agujero original provocado por una falla mecánica, problemas de formación entre otras causas, o la exploración de una característica geológica cercana. En el segundo caso es debido a factores geológicos y operacionales que hacen que se realice una desviación no programada.

Un sidetrack maneja bajo o alto ángulo de desviación, es recomendable optar por bajos ángulos de desviación para evitar la generación de severidad de pata de perro que forme ojo de llave y este a su vez ocasione problemas durante la perforación. Desafortunadamente esto casi nunca se logra y se opta por la segunda opción debido a que el nuevo objetivo se encuentra próximo al existente y esto provoca que la sarta de perforación trabaje en alto torque y arrastre.

2.3. DESVIACIÓN, PATA DE PERRO Y OJOS DE LLAVE.¹⁴

Una desviación es una condición que se desea o no, dependiendo del tipo de pozo a perforar, cuando este se realiza la inminente generación de pata de perro se lleva acabo y, dependiendo de la severidad y condiciones de operación de la sarta puede dar paso a la formación de ojo de llave; que también son problemáticos durante la perforación.

2.3.1. DESVIACIÓN.

La desviación es el mínimo ángulo hecho por la intersección de una línea recta que pasa por el centro del pozo y una verdadera línea vertical. El principal factor que afecta la desviación de un agujero es la naturaleza y habilidad de perforar la formación, además el tipo y operación de la sarta (todo esto esta interrelacionado). Desde un punto de vista practico, el operador no puede cambiar la formación. De cualquier modo, en la desviación se puede tener una tolerancia, y el operador también puede conocer la dirección y el ángulo aproximado de la tendencia de la desviación natural de la formación, esto le permite seleccionar en superficie la barrena para penetrar la formación que se espera en el área de aproximación del de objetivo del diseño. Si la localización en superficie no puede ser cambiada o el ángulo de desviación no puede ser llevado, la desviación puede ser controlada por una selección óptima de sarta de perforación y operación, esto en una manera de

¹⁴ Adams, Neal J. "Drilling engineering: A complete well planning approach", Tulsa, Oklahoma, Penn well, 1985 (Chaper 15, Drillstring)

cómo maximizar la velocidad de penetración mientras mantiene el ángulo de diseño. Los factores que afectan a la desviación:

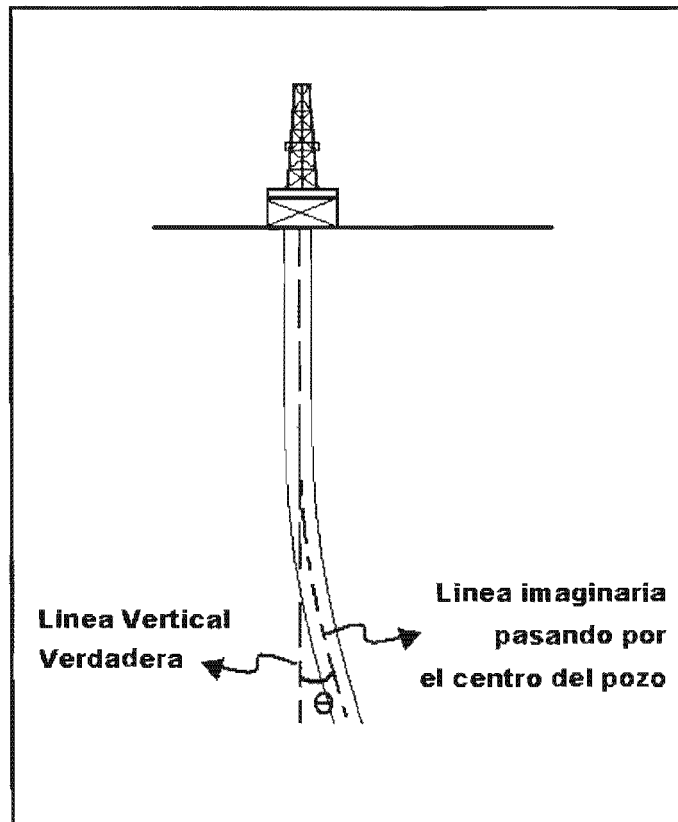


Figura 2.9 Pozo desviado

- El tipo de formación. Esto fue reconocido primeramente en la historia de la industria de perforación la cual tiene un efecto significativo sobre agujero desviado. Aparentemente, el agujero tiende a desviarse al estar bajando dentro de la formación y la desviación en el fondo se desarrolla en exceso de la formación (donde las capas en el fondo forman un ángulo aproximadamente de 45°). La severidad también aparenta incrementarse.
- El tipo de sarta. La desviación del agujero podrá ser controlada por una apropiada selección y operación de sarta de perforación. Lubinski y Wood tienen investigado este objetivo a detalle y emiten un reporte de recomendaciones. También varios tipos de barrenas tienen a ser usados para intentar la desviación.

- Control de la operación de desviación. Como con otras operaciones, si el problema de desviación controlada es esperada, uno de los primeros pasos es determinar que otras operación similar se esta o hizo en el área para usarla de guía. La información sobre la formación también puede ser obtenida desde datos de la geología y geofísica. Si el pozo esta en peligro, el operador podrá realizar basado a su experiencia donde desviar por el conocimiento de otras áreas similares.

2.3.2. PATA DE PERRO.

La pata de perro es el absoluto cambio en la desviación y convencionalmente es medido en incrementos de cada 100-ft o 30-m. El absoluto cambio de desviación permite el cambio de direcciones vertical y horizontal. Pata de perro son secciones en el agujero donde el ángulo cambia. La magnitud de la pata de perro es referida a un intervalo, se recomienda mantener la pata de perro tan baja como sea posible, menor de 4° o 5° /100-ft (4° o 5°/30m), arriba de estos valores se considera como una severidad de pata perro en las cuales los esfuerzos axiales se vuelven mas críticos. La severidad de pata de perro provoca problemas en el pozo, como la formación de ojo de llave, que a su vez pueden provocar atrapamientos de tubería o desgaste de la misma o de la tubería de revestimiento, e incrementos también en las fuerzas de torque y arrastre.

Las causas para generar pata de perro en pozos convencionales (verticales) y direccionales son:

- En pozos convencionales, las causas principales para tener una desviación es no reconocer el problema en un primer dato (al medir erróneamente la desviación del agujero para adecuados intervalos cortos), la mala practica al perforar (falla para correr aparejos de fondo correctamente), las condiciones de la formación a perforar (áreas falladas y alternadas o cambio de dureza), y otras como un sidetrack.

- En pozos desviados la generación de pata de perro es inevitable por definición; pero, se recomienda utilizar bajos valores de pata de perro en la desviación como sea posible para alcanzar con éxito la terminación de la perforación.

2.3.3. OJO DE LLAVE.

El ojo de llave ocurre con mayor frecuencia sobre una pata de perro. Los agujeros desviados son lugares susceptibles a la formación del ojo de llave. La severidad de un ojo de llave es definida “como el posible riesgo que podría causar un problema de operación” (problemas de atrapamiento). La relación de fuerzas entre la tubería y la trayectoria del agujero para el ojo de llave es compleja, causando arrastre en los componentes de tubería, al incrementar las fuerzas en la parte superior del ojo de llave.

Los factores más importantes para la generación de ojo de llave aparte del ángulo absoluto de pata de perro, son:

- El tiempo requerido para formarse el ojo de llave y la severidad a incrementar.
- La dureza relativa o consistencia de la formación a perforar también afecta la velocidad para el cual el ojo de llave son formadas y resultando la severidad. Con algunos aparejos y condiciones de operación, los ojos de llave podrían formarse en donde se reduce la dureza de la formación. Como quiera, después los ojos de llave tiene a ser formados en una formación dura, este es mas difícil de eliminar y puede ser causa para causar problemas para un largo periodo de tiempo.
- El peso del aparejo colgante abajo del incremento de ojo de llave. Los ojos de llave son causados primeramente por los viajes y acciones de rotación de la tubería de perforación. Los tipos, tamaños y las diferencias de diámetro de las partes componentes de la sarta también afectan al incremento del ojo de llave. Estas condiciones son similares si ocurren de trabajo de pescado.

- Las uniones de las tuberías también son el principal mecanismo por donde los ojos de llave son formados. La acción de rozamiento que las uniones son degradadas sobre la cara de la formación durante el viaje. Esta acción en conjunto con la rotación de la tubería podrá contribuir a la formación de ojos de llave durante la perforación, especialmente en perforaciones rápidas.

Si los ojos de llave son formados por la tubería de perforación, normalmente las uniones pueden pegarse al ojo de llave y en otros casos si la unión no es atrapada causa un alto torque y arrastre en la sarta, otro caso muy común y similar sucede con las pegaduras en los lastrabarrenas en la parte superior de un ojo de llave.

2.4. PROBLEMAS DE FORMACIÓN.¹⁵

Los problemas de formación son en estratos que presentan dificultades a la perforación, o formaciones que crean problemas durante o después de la perforación.

Los problemas de formación, son aquellos lugares donde las propiedades físicas y químicas de la formación afectan su perforación o estabilidad de agujero después de perforar. Estas formaciones incluyen formaciones fracturadas, secciones saladas, hinchamiento de lutitas, lutitas con alta presión de poro y formaciones que conducen a la pérdida de circulación.

En el campo de práctica las diferencias en las capas no son claras, y normalmente los problemas de formación ocurren en combinación. Las roscas tienen la característica de dos o más de las clasificaciones de los problemas de formación notables sobre todo. Es estimado que aproximadamente el 25% de todos los problemas del agujero y los trabajos de pesca pueden ser atribuidos a problemas de formación. Esto pone hincapié de la importancia de reconocer a las diferentes

¹⁵ Adams, Neal J. "Drilling engineering: A complete well planning approach", Tulsa, Oklahoma, Penn well, 1985 (Chaper 15, Drillstring)

características de las formaciones y los problemas asociadas con ellas, además de la comprensión y entendimiento de cómo tocar el problema.

Algunos de los medios de precaución cuando se detecta y conoce el problema en la perforación incluyen los siguientes pasos en general:

- Estar familiarizado con el problema de formación.
- Realizar planes de cambio de barrena nueva en zonas problemáticas.
- Planeación para continuas operaciones en el fondo para grandes tiempos.
- Considerar posibles pegaduras de tubería.
- Donde los problemas son encontrados, trabajar en superficie para eliminarlos

2.4.1. FORMACIONES FRACTURADAS.

Las formaciones fracturadas pueden ocurrir como un fenómeno natural en toda la formación. Son generalmente más comunes en las rocas duras, y más consolidadas. Son muy comunes dentro y cerca de áreas falladas pero algunas ocurren también en cualquier área que esta sujeta a deformación, plegamientos y en otras naturalmente ocurren fuerzas y tensiones.

El rango del tamaño de la fracturas van desde microfracturas hasta anchuras excesivas de 1/8-in, y el rango de orientación desde manera ordenada hasta hechos al azar. La dureza de las lutitas antiguas, usualmente ocurren a mayores profundidades, generalmente tienden a ser más altamente fracturadas que lo blando en lutitas jóvenes, esto ocurren para profundidades someras.

La existencia de largas fracturas es evidencia por el hecho de algunas zonas de perdidas de circulación tienen a ser en perforaciones secas con todos los fluidos y recortes que vienen dentro de la zona de perdida de circulación. Algunas de estas fractura puede ser relativamente largas, entonces algunos pozos tienden a ser perforadas con bastante rapidez, indicando por grandes recortes. Esto debería de

indicar largas y anchas fracturas en orden para los recortes a pasar a través de las fracturas.

Las formaciones fracturadas sin consolidar al estar perforando las paredes tienden a derrumbarse y caer dentro en los agujeros. El volumen y tamaño de material que cae dentro del pozo depende sobre un número de factores, incluyendo tamaño de agujero, inclinación del agujero, ángulo de inclinación de la formación, y extensión de la fractura. Una muestra de la formación de la zona fracturada son frecuentemente block o tabulaciones, con puntas, filo, angulares y esquinas. Estos filos después son difíciles para reconocer si la muestra tiende a ser molida excesivamente o si ellos son de grandes profundidades y tienen a ser destruidos mientras se circula el pozo. También en si los agujeros pueden ser mas grandes que el calibrador de diámetro y no lo reconocerá.

Las formaciones fracturadas pueden ser creadas por bancos de arrecifes y dependiendo del ángulo de desviación en esta sección se puede genera un parte donde se forme ojos de llave. Ellos también son la causa de agrandamiento de la sección del agujero. La velocidad del lodo es reducida debido al aumento de la sección. Esto crea que una sección de agujero donde los recortes pueden acumularse debido a la reducción de la velocidad del lodo y reduce la capacidad de acarreo de los recortes hacia fuera del pozo. Si un gran volumen de recortes es acumulado en una gran sección del agujero, esto podría resbalarse dentro del agujero rodeando a la tubería y pegando a la sarta y generando incremento de arrastre y torque.

2.4.2. PROBLEMAS CON LUTITAS.

Más del 50% de las formaciones perforadas son lutitas. Estas son un número de problemas de perforación atribuidas a las lutitas. Porque de la preponderancia de las formaciones de lutitas, ya que son el mayor problema de perforación.

Las lutitas son definidas como rocas arcillosas sedimentarias conteniendo pequeñas partículas compactadas usualmente menores de 2 μ -in de diámetro. Químicamente las lutitas son complejas. Si las lutitas son expuesta a los fluidos estas pueden experimentar reacciones químicas, cambios iónicos, absorción y adsorción, hidratación y deshidratación, reacciones químicas para fuerzas iónicas, fenómeno osmótica, o una variación de reacciones físicas.

Las lutitas pueden clasificarse como sensibles a los fluidos y presión anormal alta. Las lutitas también se pueden fracturar y producen problemas de formación ya descritas anteriormente

Lutitas sensibles a fluidos. Casi todas las lutitas son sensibles a los fluidos el tipo y grado de sensibilidad dependen sobre el tipo y composición química de los fluidos contenidos en las lutitas y tiempo de contacto de exposición. Para el objetivo practico. Los problemas de lutitas sensibles a fluidos pueden ser clasificados como hinchamiento de lutitas y desintegración de lutitas.

Lutitas hinchadas usualmente dominantes en formaciones jóvenes que ocurren en profundidades someras. Estas son conocidas como formaciones bentoníticas o creación de lodos y son primeramente Montmorillonita.

Lutitas no hinchadas tienden a ocurrir a distancias mas profundas en formaciones más viejas que son expuestas a un alto grado de metamorfismo. Estas lutitas son problemáticas si son fracturadas o altamente laminados. Disolviendo o reaccionado con el enlace de material, donde se pueden realizar piezas o blocks de formación, el resultado de la perforación es similar a la de formaciones fracturadas, pero el mecanismo es diferente.

Problemas con lutitas sensibles a fluidos son causa de reducción del diámetro del agujero y el excesivo arrastre de la tubería sobre conexiones. Esto con frecuencia puede ser confundido con la formación de un ojo de llave, en este caso el arrastre

tiende a ser estable, mientras que el arrastre en ojos de llave después es periódico para intervalos, dependiendo de la longitud de las uniones de la tubería.

Desintegración de las propiedades es otro indicador de las lutitas sensibles a fluidos. Esto incluye incremento de la fuerza de gel, sólidos y viscosidad. Requiere de un incremento de tratamiento de lodo.

Los recortes de las lutitas son de varios tamaños y estos pueden exhibir fracturas y planos de divisiones pueden causar un agrandamiento del diámetro de agujero. Las lutitas sensibles a los fluidos pueden causar pegadura de tubería y subsecuentemente operaciones de pescado.

Lutitas asociadas a presiones anormales altas son definidas como formaciones con cambio en la presión de poro y características físicas que causan fragmentación de las lutitas por expandir o salir el fluido a velocidad, cayendo dentro de pozo los fragmentos. Las evidencias indican que también pueden ocurrir en rocas de grano fino.

Los problemas del agujero causados por lutitas con presión anormal alta son algo único y que no ocurre en otras formaciones y el incremento de la densidad del lodo es probablemente el mejor método de alivio a los problemas de lutitas presión anormal alta. Esto sucede debido a que la fuerza creada por la presión de poro causa en algún lugar de la formación facturamiento libre que cae dentro del pozo. El espacio intersticial del poro contiene fluidos para una presión igual a la presión de poro de la formación. La presión normal de poro es equivalente a la presión de una columna de agua salada con una presión hidrostática proporcional a la profundidad de sepultamiento.

La presión de poro anormal alta puede ocurrir por diversas razones, que incluyen las fuerzas tectónicas, plegamientos a poca profundidad de sepultamiento, y a la compactación.

2.4.3. PERDIDAS DE CIRCULACIÓN.

Las pérdidas por circulación, es uno de las mayores problemas en la perforación. En el mejor de los casos. Esta puede causar tiempo extras de operaciones con la asociación de incrementos de riesgos y costos. En el peor de los casos esto puede generar pegadura de tubería y una tarea de pescada, descontroles o pérdida del agujero. La pérdida de circulación frecuentemente sucede en combinación con otros problemas de agujeros.

Las pérdidas de circulación tienden a ocurrir en casi todas las formaciones y virtualmente en todas las profundidades. La pérdida de lodo podría ser más crítico en lo más profundo del pozo. La alta densidad del lodo usualmente es requerido para distancias mas profundas. Esto puede incrementar la incidencia y la severidad del problema. Desde entonces el operador tiene una gran inversión en pozos profundos, el gastar mas dinero sobre correctivos de trabajo para salvar un agujero profundo. La operación de viajes requiere de más tiempo para profundidades distantes, incrementando la revelación de otros problemas si la pérdida de circulación ocurre. Los riesgos son en un futuro mas complicados desde entonces en uno u otra perdida por circulación o la acción tomada para recuperar circulación puede causar problema en otra formación expuesta.

El más importante factor que afecta al éxito de la perforación en una zona de pérdida e circulación es planeado y preparado. Esto viene con una preparación del programa de perforación y aplicaciones para toda operación hasta la terminación del pozo. Si la información obtenida indica que la perdida de circulación es sospechada. Varios pasos deberían ser considerados en el diseño de programa.

Otras formas de tener pérdida de circulación:

- Procedimiento de operación. El incorrecto equipo de operación produce perdida por circulación.

- La pérdida natural de circulación, zonas donde la formación toma al fluido bajo condiciones normales de perforación, formaciones someras sin consolidar, formaciones porosas y; con fracturas vacías.
- La inducción de pérdida de circulación es definido como pérdida de lodo causado por alguna acción del operador durante los trabajos de perforación. Debido a la inadvertida sobrepresión y fracturación en el fondo de la formación.

2.4.4. OTROS PROBLEMAS.

Formaciones fracturadas, lutitas y zonas de pérdidas de circulación son el mayor problema de formación en la perforación. Otros causas de problemas de formación se describen a continuación:

- Formaciones en superficie que puede causar problemas de circulación, derrumbes, gravas y cantos rodados son muy difícil para perforar y de limpiar el pozo. Los cantos rodados caen dentro el pozo puede causar una desviación superficie de agujero. Un proceso, en este caso, es para cavar un contra pozo y poner un largo conductor antes de que el equipo se mueva sobre la locación. Frecuentemente se pone una tubería de revestimiento conductor a través de formaciones someras.
- Si la formación que aflora es extremadamente dura el principal problema es el peso que se necesita sobre la barrena para perforar.
- Algunas áreas someras en zonas de alta presión de gas. Esto relativamente es peligrosa, primeramente porque sucede a profundidad somera, y esto esta bajo advertencia o tiempo de reacción el gas si puede patear.
- Las secciones de sal no crean problemas si son perforados con el lodo correcto, pero si el fluido de control es agua dulce esto podría disolver sal. Esto

crea cavidades donde se pueden acumular recorte y el proceso de tratamiento del fluido es costoso.

- Los flujos o corrientes de agua frecuentemente crea problemas a una perforación. Normalmente las zonas someras tienen agua dulce que se va convirtiendo en agua salada conforme se profundiza. Y es detectado por el continuo flujo después de bombear y esto diluye al lodo.
- Anhidrita o formación engañosa, frecuentemente causan problemas al contaminar al lodo de formación. Similar a la contaminación por cemento.
- Formaciones con altas temperaturas generalmente ocurre a grandes profundidades debido al gradiente de temperatura. Algunos químicos utilizados para el lodo tienden a destruirse en altas temperaturas.
- Formaciones a alta presión frecuentemente causa problemas durante la perforación. La alta fuerza de presión de los fluidos de formación. La alta presión del gas es mas peligrosa esto es debido a la alta densidad del fluido y a la alta compresibilidad del gas

2.4.5. PROBLEMAS COMBINADOS.

Si un problema de formación singular es encontrado durante la operación de perforación. El usual remedio para proceder de una serie de recomendaciones y la acción requerida para sanear el problema es inédita. Pero si el problema de formación combinado ocurre, el remedio es mas complicado, y de alto riesgo es involucrado. Algunos de los problemas de formación que ocurren en combinación son la pérdida de circulación, formaciones sensibles a los fluidos y formaciones fracturadas.

Distintas clasificaciones de problemas de formación ocurren naturalmente en combinación. Probablemente, el ejemplo mas frecuente es el de formaciones

fracturadas y lutitas sensibles al los fluidos, es considerada como un problema en particular, pero es importante reconocer las diferencias por tratarse de objetivos. Otra combinación natural que ocurre con menor frecuencia es la de formaciones fracturadas y lutitas presión anormal. El tratamiento en ambos casos es algo que es similar excepto la recomendación de cementar en zona de fracturas podrá ser probablemente inefectiva como tratamiento de lutitas presión anormal. La perdida de circulación ocurre naturalmente en combinación de con casi todos lo demás problemas de formación. Otra de las combinaciones es la perdida de circulación y el gas que patea

El mas difícil de tratar un problema de formación sin afectar a otra. El más común es la de una formación de alta presión y una zona de perdida de circulación. En este caso pone en verdadero riesgo al pozo y la solución es aislar los intervalos con tubería de revestimiento.

2.5. SARTA DE PERFORACIÓN.^{16 17}

La sarta de perforación es un elemento importante en el proceso de la perforación rotatoria. Esto es la conexión entre le equipo de perforación superficial con la barrena. Aunque la sarta esta frecuentemente expuesta a problemas originados por los daño torsión y fallas a colapso. En muchos casos unos minutos de diseño de sarta pueden prevenir verdaderos problemas, y en pozos desviados considerar el efecto de torque y arrastre al meter, sacar y rotar la sarta beneficia para alcanzar el éxito en la perforación.

Componentes de la sarta

La sarta consiste en lo general: 1) una sección superficial, 2) una sección de tubería de perforación (partes de mayor importancia de la sarta de perforación), 3) sección aparejo de fondo y, 4) además algunas herramientas especiales.

¹⁶ Adams, Neal J. "Drilling engineering: A complete well planning approach", Tulsa, Oklahoma, Penn well, 1985 (Chaper 15, Drillstring).

¹⁷ Facultad de Ingeniería "Apuntes de ingeniería de peroración" 1999.

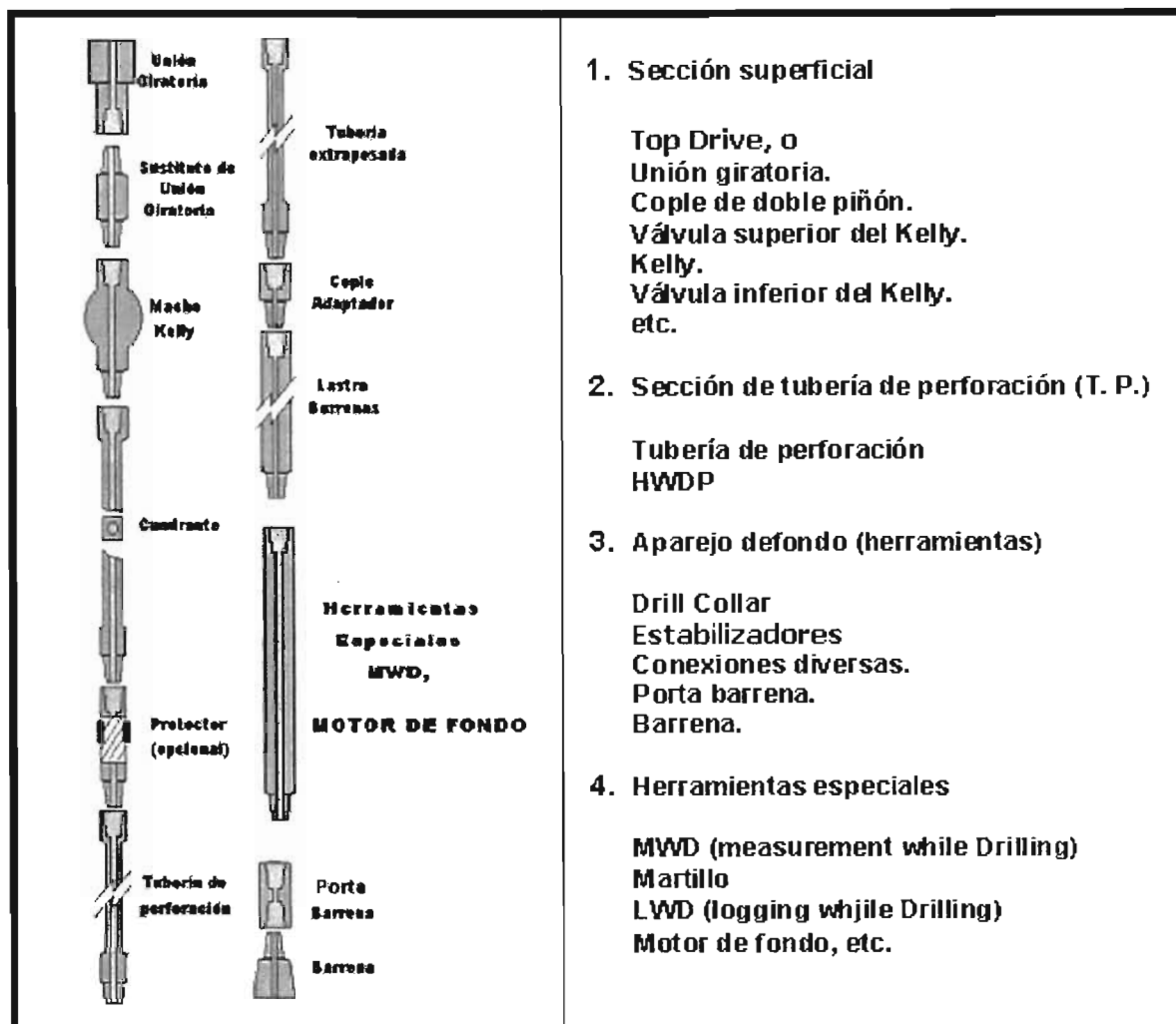


Figura 2.10 Combinación de sarta de perforación

2.5.1. TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

Dado que la tubería de perforación es diferente a otro tipo de tuberías utilizadas en el pozo por el hecho de que trabaja en condiciones de desgaste y es la que presenta menor resistencia a la cedencia a los esfuerzos, se utiliza el concepto de tipo de tubería de perforación.

Por lo tanto, la tubería de perforación. Se clasifican de acuerdo a su peso nominal, clase y grado. Por tal motivo se han generado tablas donde podemos encontrar las resistencias máximas antes de ser dañadas en torque, tensión, etc.

Peso nominal

El peso unitario de la tubería puede variar debido a los diferentes tipos de juntas, por ejemplo para Tubería de Perforación de 4½-in, su peso unitario es de 16.60 lb/ft. El peso de 18.60 se le conoce como peso ajustado de la tubería., donde 16.60 lb/ft que es el cuerpo del tubo se le suman 2 lb/ft que es el peso del piñon y la caja.

Los tamaños más comunes son

Diámetro exterior (in)	Peso Nominal (lb/ft)
3½	13.30
4½	16.60
5	19.50

Tabla 2.3 Diámetro y pesos nominales

El API (American Petroleum Institute) establece la siguiente clasificación para clases de tubería útiles para la perforación:

- Tubería nueva, sin desgaste y nunca ha sido utilizada
- Tubería Premium, desgaste uniforme y un espesor mínimo de pared de 80% del nominal
- Tubería clase 2, con un mínimo de pared de 65% con todo el desgaste de un solo lado, de tal manera que el área de la sección transversal es la misma que la Premium, es decir, no mas de un 20% de reducción de pared uniforme.
- Tubería clase 3 con un mínimo de espesor del 55% con el desgaste en un solo lado.

Grado de la tubería El grado de tubería describe la resistencia mínima a la cedencia de tensión de la tubería.

Este valor es importante dado que se utiliza para fines de diseño. Los grados más comunes son:

GRADO		RESISTENCIA A LA CEDENCIA (PSI)
DESIGNACION CON LETRA	DESIGNACION ALTERNA	
D	D-55	55,000
E	E-75	75,000
X	X-95	95,000
G	G-105	105,000
S	S-135	135,000

Tabla 2.5 Grados de tubería de perforación

Con el peso nominal, clase de tubería y grado, se han generado tablas donde se indica el esfuerzo máximo a la que se puede operar la tubería antes de ceder a la ruptura, colapso, etc.

2.5.2. TUBERÍA EXTRAPESADA.

Las tuberías extrapesadas tiene esencialmente el mismo diámetro exterior que la tubería de perforación. Su diámetro interior es menor debido a que el espesor de la pared es mayor y esto da un peso de dos a tres veces mayor que la tubería de perforación.

Diámetro Exterior In	Diámetro Interior In	Peso Lb/ft
3 ½	2 1/16	26
4	2 9/16	28
4 ½	2 ¾	42
5	3	50

Tabla 2.5 Tipos de tuberías extrapesadas más comunes

Los principales beneficios de las tuberías extrapesadas son:

- Reducir costos de perforación mediante la eliminación virtual de fallas de la tubería de perforación en la zona de transición
- Mejora significativamente el comportamiento y capacidad de la profundidad de equipos pequeños en ares de perforación someras a través del fácil manejo y reemplazo de algunos Lastrabarrenas.
- Proporciona ahorro sustancial en costos de perforación direccional mediante el reemplazo de la parte mas pesadas de la sarta, lastrabarrenas, reduciendo el torque de perforación y disminuyendo las tendencias del cambio de dirección.

Rowen observo que casi todas las fallas por fatiga de tubería de perforación son el resultado final de una acumulación de daño por fatiga que ocurre cuando esos tramos se corrieron en la zona de transición o estuvieron sometidos a esfuerzos por arriba del límite de resistencia en agujeros desviados.

Algunas de las juntas de las tuberías extrapesadas son mas largas de lo normal. Esta característica permite una aplicación para trabajo rudo diseñada especialmente de metal endurecido y es igual aproximadamente a tres veces la magnitud de endurecimiento de la tubería de perforación y permite varias reparaciones. Se utilizan los mismos tipos de juntas que los lastrabarrenas para resistir las cargas de compresión adicionales localizados en esta sección de la sarta.

La mayoría de las tuberías extrapesadas tiene una parte de mayor diámetro en la parte media de cada tramo que sirve para centrar y estabilizar la sarta. Esto ayuda a prevenir el desgaste excesivo del tubo cuando se somete a la compresión. Los HWDP tienen menos contactos con las paredes del pozo que los lastrabarrenas y por lo tanto reduce el riesgo de pegaduras por presión diferencial.

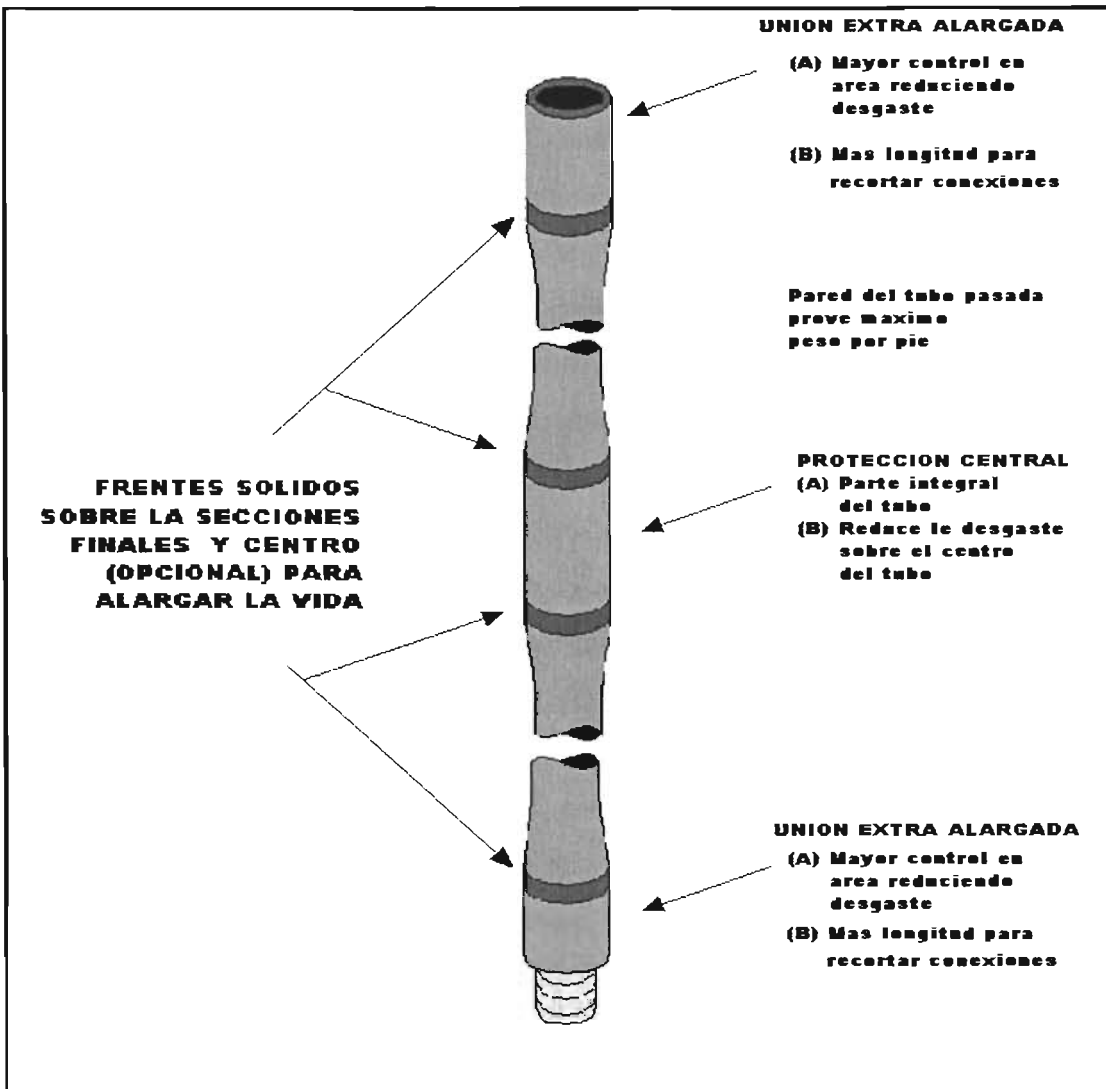


Figura 2.11 Cuerpo de un Tubería de Perforación Extra-pesada

2.5.3. LASTRABARRENAS.

Los lastrabarreras son las partes mas importantes del aparejo de fondo. Algunas de sus funciones son:

- Proporcionar peso a la barrena.
- Proporcionar la resistencia necesaria para someter a compresión.
- Minimizar los problemas de estabilidad de la barrena debidos a vibraciones, trepidaciones o brincoteos.

- Minimizar los problemas de control direccional al proporcionar rigidez al aparejo de fondo.

La selección de los lastrabarrenas puede prevenir diversos problemas de perforación, por lo tanto se cuentan con varios tamaños y formas, los mas comunes son redondos lisos y ranurados en espiral. Actualmente se utilizan lastrabarrenas de diámetros que van desde 3 1/8 in hasta 10 in.

Las ventajas de los lastrabarrenas son

- Se requieren cierta cantidad menor de lastrabarrenas menor para generar un peso requerido.
- Menos conexiones de lastrabarrenas
- Se requieren menos tiempo en el manejo durante el viaje.
- El daño por fatiga de las conexiones es menor con los lastrabarrenas que se ajustan más cercanamente al agujero.
- Un mejor control de la dirección de la trayectoria.

Es importante diseñar de acuerdo el aparejo de fondo cuando se utiliza lastrabarrenas de gran diámetro. Un aparejo rígido puede causar fatiga de la tubería de perforación debido a la diferencia de rigidez entre la tubería de perforación y los lastrabarrenas. Se recomienda reducir la diferencia de rigidez, utilizando lastrabarrenas de menor diámetro en la parte superior o utilizar tubería extrapesada entre la tubería de perforación los lastrabarrenas.

2.5.4. BARRENAS.¹⁸

La barrena es una herramienta de corte localizado el fondo de la sarta que se utiliza para cortar y triturar a la formación durante el proceso de perforación

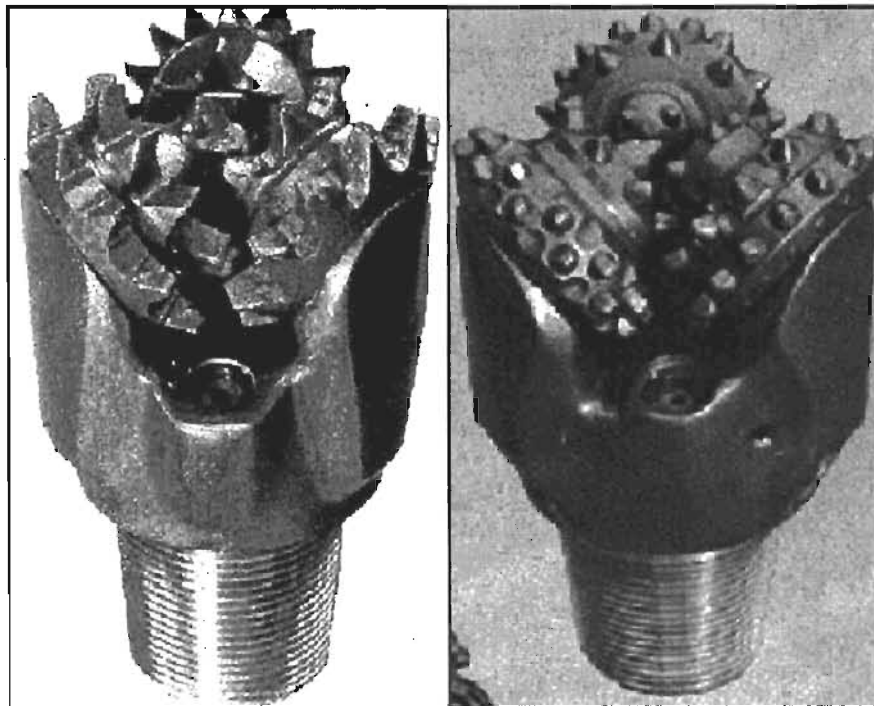
¹⁸ Schlumberger "Cien Años de la Perforación", Tomo IV

rotatoria. Los tipos de barrenas mas utilizados para la perforación se clasifican en: barrenas tricónicas; barrenas de cortadores fijos y barrenas especiales.

Barrenas tricónicas

Como su nombre indica tiene tres conos cortadores que giran en su propio eje. Las barrenas consta de tres partes importantes: estructura de corte, los cojinetes y el cuerpo de la barrena.

La estructura de corte esta montada sobre *los cojinetes*, los cales corren sobre pernos y contribuyen a una parte integral del cuerpo de la barrena. Los elementos de corta de la barrena de conos, son hileras circunferenciales de dientes extendidas sobre cada cono y entrelazadas entre hileras de dientes de los conos adyacentes. Los elementos de corte son dientes de acero maquinados desde un cono básico de material, o de insertos de carburo de tungsteno colocados a presión en agujeros perforados en la superficie de los conos.



ACERO FRESADO

INSERTOS DE CARBURO DE TUNGSTENO

Figura 2.12 Barrenas Tricónicas

Aunque hay muchas diferencias entre barrenas, las consideraciones sobre el diseño son las mismas. Existen barrenas para formaciones suaves, y barrenas para formaciones duras.

Cada compañía tiene sus propios diseños de barrenas tricónicas con características especificadas por el fabricante, pero de acuerdo con un código de estandarización emitido por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC). A continuación se explica la clasificación.

Primer dígito: 1, 2 y 3 describen el diente de acero de la barrena con 1 para formaciones suaves, con el 2 para formaciones de dureza media y con 3 para formaciones duras. 4, 5, 6, 7 y 8 describen barrenas con insertos de carbono de tungsteno para varias formaciones duras con 4 suaves y 8 duras. Identifica la estructura de corte y también el diseño de la estructura de corte con respecto al tipo de formación

Segundo dígito: 1, 2, 3 y 4 son el tipo de formación a perforar, con 1 para formaciones suaves y 4 para formaciones duras. Identifica el grado de dureza de la formación en el cual se usara la barrena.

Tercer dígito: Este dígito podría ser 1-7, clasifica a las barrenas conforme a el tipo de cojinete/ sello y medida especial de protección de desgaste como sigue: Identifica el sistema de rodamiento y lubricación de las barrenas

1. Cojinete de rodillo abierto estándar para barrena
2. Cojinete de rodillo abierto estándar para barrena para perforaciones con aire.
3. Cojinete de rodillo abierto estándar para barrena con medida de protección donde es definido un inserto de carbón en la punta del cono.
4. Cojinete de rodillo sellado para barrena
5. Cojinete de rodillo sellado para barrena con inserto de carbón en la punta del cono.

6. Cojinete sellado al día para barrena.
7. Cojinete sellado al día para barrena con inserto de carbón en la punta del cono.

Cuarto dígito: el siguiente código de letras es usado en la posición en el cuarto dígito para indicar la adición de características.

- A. Aplicación de aire.
- R. Reforzamiento en las uniones
- C. Toberas centradas
- S. Dientes de acero estándar.
- D. Control de la desviación.
- E. Toberas extendidas
- X. Insertos cincelados.
- G. Medida de protección extra.
- J. Toberas reflexionadas.
- Y. Insertos cónicos.
- Z. Otros tipos de insertos

Barrenas de cortadores fijos.

Las barrenas de diamante tienen un diseño muy elemental. A diferencia de las tricónicas, carecen de partes móviles, aunque estas características serían deseables. El material usado para su construcción, además de los diamantes, puede variar según el tipo de las barrenas y de las características de fabricante. Normalmente el cuerpo de la barrena puede ser de acero o de carburo de tungsteno (matriz) o de una combinación de ambos.

Estas barrenas de diamante son fabricadas con diamante natural o sintético, según el tipo y características de la misma. La dureza extrema y alta conductividad térmica del diamante lo hace un material con alta resistencia para perforar en

formaciones duras a semiduras y en algunos tipos de barrenas para formaciones suaves.

Las barrenas de diamantes, a excepción de las barrenas PDC, no usan toberas de lodos para circular el fluido de perforación para atravesar su hidráulica. Esta diseñada de tal manera de que el fluido de control pueda pasar por el centro de la misma, alrededor de la cara de la barrena y entre los diamantes por unas canales llamados vías de agua o de circulación.

Por la configuración de este tipo de barrenas, el fondo del agujero se encuentra junto a las vías de circulación para crear restricciones al flujo y así forzar el fluido de perforación a través del diamante para limpiar y enfriar la barrena, y a la vez, cortar la roca por fricción y compresión. Por lo general entre mas duras y mas abrasivas sea la formación, mas pequeño debe de ser el diamante que se debe de usar en la barrena.

La IADC desarrollo un sistema de codificación para identificación de las barrenas de cortadores fijos que incluyen todos lo tipos: diamante natural, compactos de diamante policristalino (PDC) o de diamante térmicamente estable (TSP). Este código consiste de cuatro características (una letra y tres números) que describen siete características básicas:

1. Tipo de cortadores.
2. Material del cuerpo de la barrena.
3. Perfil de la barrena.
4. Diseño hidráulico para el fluido de perforación
5. Distribución del flujo.
6. Tamaño de los cortadores.
7. Densidad de los cortadores.

1er CARÁCTER		2do CARACTER			3er CARACTER			4to CARACTER						
Tipo de cortador	Material del cuerpo	Perfil del cuerpo			Diseño hidráulico			Tamaño y densidad de cortadores						
		Altura del flanco	Altura del codo			Distribución de cortadores	Tipo de orificio			Tamaño	Densidad			
			Alta	Media	Baja		Toberas	Orificio fijo	Salida abierta		Alta	Media	Baja	
D	Diamante natural	MATRIZ	Alto	1	2	3	En Aletas	1	2	3	Grandes	1	2	3
M	PDC	MATRIZ	Media	4	5	6	En Costillas	4	5	6	Mediano	4	5	6
S	PDC	ACERO	Bajo	7	8	9	No Agrupados	7	8	9	Pequeño	7	8	9
T	TPS	MATRIZ	O = de doble centro o asimétrico			R = flujo radial X = Flujo cruzado O = Otros			O = Impregnado					

Codigo IADC para Barrenas de Cortadores Fijos
Tabla 2.7

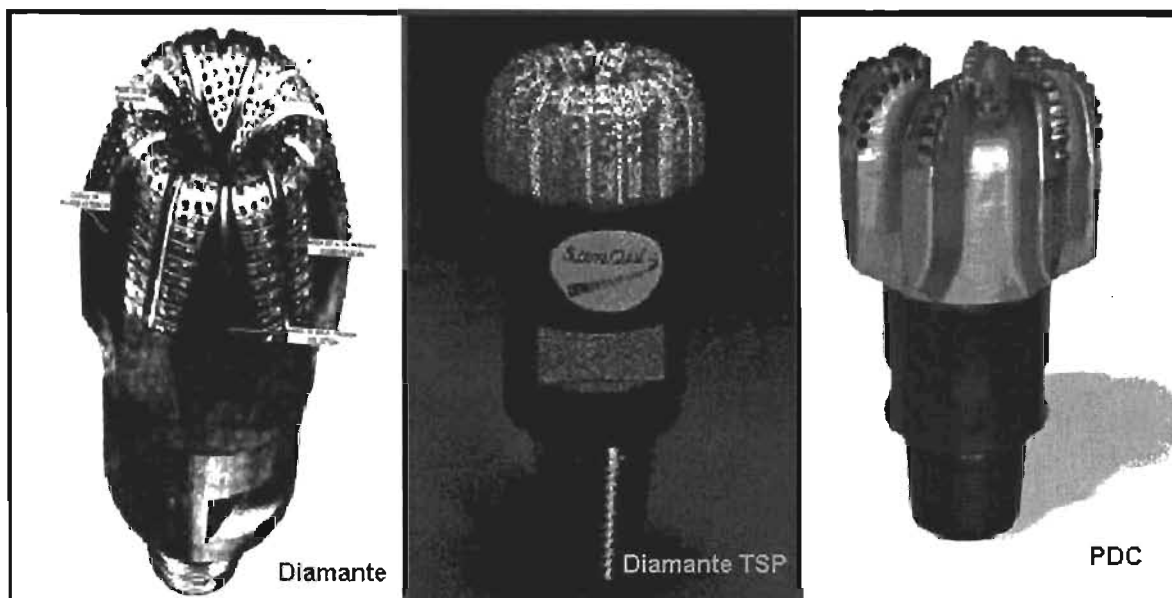


Figura 2.13 Barrenas de Cortadores Fijos

Barrenas especiales.

Barrenas desviadoras. Las barrenas de chorro desviadoras a veces se emplea la perforación direccional de formaciones blandas durante operaciones de desviación del agujero. La tubería de perforación y la barrena especial son bajadas dentro del agujero y el chorro grande es apuntado de modo que , cuando se aplica presión de las bombas, el chorro deslava el lado del agujero en una dirección específica.

Una barrena considerada para trabajar en condiciones especiales es la barrena para perforar con aire. Las barrenas de chorro de aire están diseñadas para la perforación con aire, gas o neblina como medio de circulación. Estas barrenas están provista de conductos para circular a través de los cojines no sellados, con el fin de enfriarlos y mantenerlos limpios. Los filtros de tela metálica colocados sobre la abertura de la entrada de aire evitan que los ripios, u otras materias extrañas obstruyan a los cojinetes.

Además existen otros tipos de barrenas especiales que, como su clasificación lo indica, se usan para operaciones muy específicas y por lo tanto, no se considera su análisis económico comparativo para su aplicación directa. Entre estas se puede mencionar: las barrenas ampliadoras, barrenas para perforar diámetros demasiado grandes o pequeños, con aplicación de tubería flexible, etc.

2.5.5. OTROS ACCESORIOS.¹⁹

En la actualidad para la perforación de pozos desviados algunos otros accesorios para la sarta son de gran importancia y vitales, para su desarrollo y control de la misma, tales como: motor de fondo y algunas herramienta que mida mientras se perfora (MWD y LWD).

¹⁹ Sperry Sun, Drilling Services Inc. "Technology" Houston, Texas 1996.

Motor de fondo.

Son operados por el lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la sarta de perforación, esta herramienta se puede utilizar para perforar pozos verticales como direccionales. Entre las principales ventajas en el empleo de motores de fondo en la perforación se encuentran las siguientes:

- Mejor control de la desviación.
- Perforación desviada en cualquier punto de la trayectoria del pozo.
- Reducción de la fatiga de la tubería de perforación
- Mayor velocidad de rotación de la barrena
- Genera curvas suaves durante la perforación
- Mejor ritmo de penetración.
- Abatimiento del tiempo de perforación.
- Además reduce los riesgos de pescados, optimiza la perforación y en consecuencia disminuye los costos totales de perforación.

Los fluidos de perforación con los que pueden trabajar el motor de fondo, son cualquier fluido de perforación base agua o aceite, lodos con aditivos e incluso con algunos materiales obturantes; aire en lodo; pero, los lodos con altos contenidos de sólidos pueden reducir la vida útil de la herramienta; gas o aire causan daño por la cavitación en el hule del estator.

Los motores de fondo existen de dos tipos: turbinas y helicoidales.

Motor de turbina. Esta construida por una serie de rotores y estatores montados en una flecha localizada a lo largo del motor, así como los cojinetes los cuales permiten transmitir el movimiento rotatorio a un sustituto de rotación de la barrena.

Motor helicoidal. Este equipo diferente al de turbina por el hecho de que el movimiento rotatorio no es generado por los juegos de rotor y estator, sino por una flecha de forma helicoidal la cual orina al giro del sustituto al pasar el fluido de

perforación a través de las diferentes etapas constitutivas del motor. El principio de operación esta basada en el motor de fondo de tornillo de desplazamiento esta sustituido por un rotor de acero cromado (para reducir el desgaste por abrasión) colocado en un conductor en forma espiral (estator) fabricado con hule de alta resistencia.

Medición y registros durante la perforación (MWD y LWD). Es crucial para el control de la trayectoria exacta, evaluación de la formación, georumbo, incremento de la eficiencia de la perforación, evitando riesgos y seguridad a los equipos. Y los más comunes son los sistemas de pulsos de presión y el de transmisión de pulsos modulados de presión.

Los sistemas de MWD y LWD utilizan pulsos para transmitir en forma digital (binaria). Estos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son decodificados en una computadora. En la actualidad los datos que pueden ser obtenidos son inclinación y rumbo, rayos gama, resistividad, densidad de volumen, neutrón de porosidad, efecto de potencial eléctrico, vibración, presión y temperatura de circulación, esto depende de los sensores que se deseen utilizar y el tipo de información que se requiera.

2.6. CONCEPTOS BÁSICOS DE APAREJO DE FONDO.²⁰

La tendencia de desviación de los pozos es función de las características de la formación, y de las condiciones de perforación (peso sobre la barrena y velocidad de rotación), así como la posición y la construcción de estabilizadores y Lastrabarrenas.

Woods y Lubinski, sentaron las bases para el análisis de las fuerzas actuantes en la perforación de pozos direccionales. Las suposiciones consideradas en su teoría son las siguientes:

²⁰ Schlumberger “Cien Años de la Perforación”, Tomo XVIII

- La barrena simula una junta articulada de rotula y esfera que gira libremente en el pozo.
- Los Lastrabarrenass se apoyan en la parte baja del pozo y permanecen estables.
- La barrena perfora en la dirección de la fuerza que actua sobre la barrena, se divide en tres componentes: la carga axial, la fuerza pendular o lateral y la fuerza resultante de la resistencia de la formación.

La carga axial es la que aplican los Lastrabarrenas. La fuerza lateral es la resultante del peso del tramo del Lastrabarrenas situado entre la barrena y el primer punto de apoyo con la pared del pozo. La tendencia del tramo no apoyado con la pared a oscilar hacia el lado bajo como consecuencia de la gravedad. Por ultimo la relación de las formaciones se puede descomponer en dos fuerzas: la paraela al eje del agujero y otro perpendicular al eje del mismo.

Aparejo estabilizada simple. La estabilizada simple o principio de Fulcro, es el principio que se aplica cuando se desea incrementar el ángulo de desviación de la inclinación, lo cual se consigue generando un efecto de palanca al colocar un estabilizador arriba de la barrena y dejando una sección flexible en los siguientes Lastrabarrenas (sin estabilizar). Entre mas flexible sea el aparejo, mayor será la velocidad de incremento del ángulo cuando se aplique peso sobre la barrena.

Aparejo multiestabilizada. Aparejo multiestabilizada o principio de aparejo empacado, se utiliza cuando se desea mantener el ángulo de inclinación. El aparejo de fondo se diseña de tal forma que las fuerzas laterales resultantes sean completamente nulas. Este efecto se logra dando una rigidez completa a la sección localizada entre la barrena y aproximadamente el 60% de la longitud del aparejo.

Aparejo péndulo. El principio del péndulo se aplica cuando se desea disminuir el ángulo de inclinación. Este efecto se logra eliminando el estabilizador colocado

arriba de la barrena de la barrena y manteniendo el localizador inmediatamente arriba. Así, la gravedad obliga a la barrena a perforara verticalmente. La velocidad de la disminución del ángulo dependerá d la longitud existente entre la barrena y el estabilizador colocado arriba de ella.

2.7. APAREJO DE FONDO.²¹

A continuación se presentan los arreglos más comunes de aparejos de fondo. Se considera los efectos de los principios básicos mencionados.

Aparejos para formaciones suaves.

El manejo de gastos altos en este tipo de formaciones provoca erosión en la pared del agujero. Originan que las funciones de control del aparejo sean nulificadas.

Aparejos para incrementar el ángulo. Si el agujero es mayor de 12 ½-in se recomienda perforar con una barrena de diámetro menor y posteriormente ampliar al diámetro final. Al perforar con diámetros reducidos, utilizan Lastrabarrenas que limiten el movimiento lateral del aparejo. Sino existe riesgo de pegadura por presión diferencial, es recomendable utilizar un aparejo de 30m, con un solo estabilizador colocado sobre la barrena y otro, después del tercer Lastrabarrenas normal. Los treinta metros mencionados antes se refiere a la longitud que produce el efecto de desviación y no a la longitud total del aparejo. Otra opción la constituye el aparejo de 20 m.

Aparejos para mantener el ángulo. Se presenta una intercalación de estabilizadores y Lastrabarrenas para mantener el ángulo en formaciones suaves. La distribución de los estabilizadores evita la caída o incremento de ángulo.

Aparejo para disminuir el ángulo. El grado de disminución que se requiere, dependerá de la longitud existente entre la barrena y la primera estabilizador de la

²¹ Schlumberger “Cien Años de la Perforación”, Tomo XVIII

sarta. Se recomienda empezar con una reducción gradual con el aparejo con un incrementos de la distancia para del primer estabilizador con respecto a la barrena en los Lastrabarrenas.

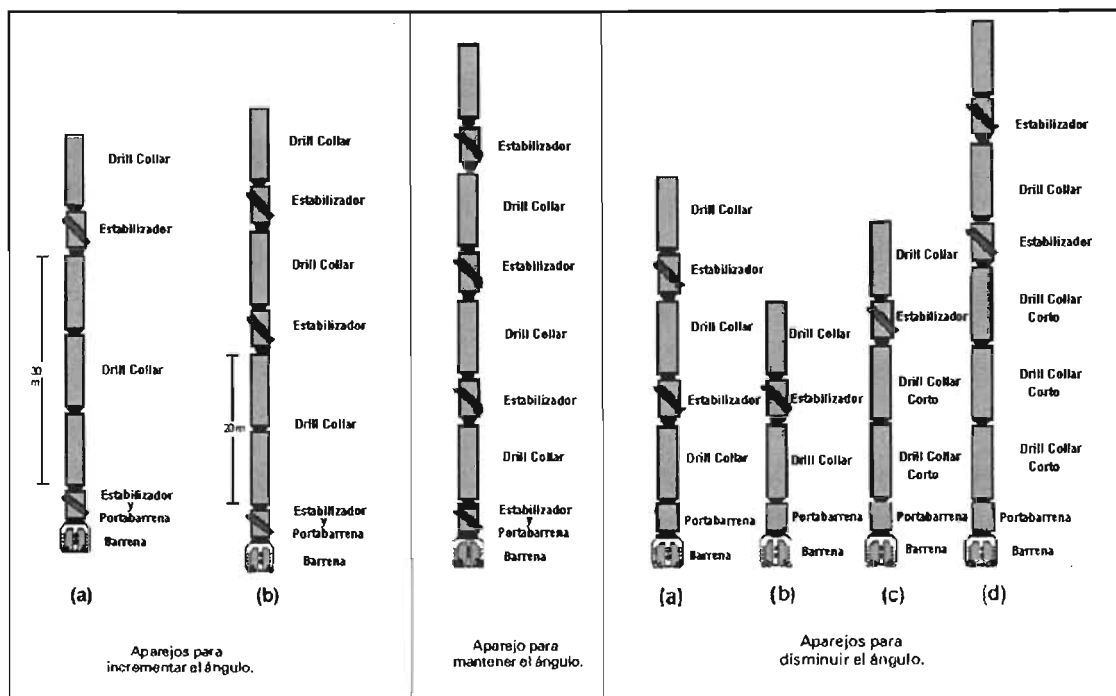


Figura 2.14 Aparejos para formaciones suaves.

Aparejos para formaciones con dureza media, a medio suaves.

Las características de las estructuras y las direcciones de los echados característicos de este tipo de formaciones son mas severas comparadas con las de las formaciones suaves.

Aparejos para incrementar el ángulo. Se pueden alcanzar altos grados de incremento de ángulo con los aparejos a y b de la figura 2.10. los aparejos c y d se utilizan para incrementos moderados (menores de 2º/30 metros).

Aparejos para mantener el ángulo. En este tipo de formaciones resulta algunas veces problemático mantener el ángulo. La mayor de los aparejos empacados siempre presenta un valor de fuerza lateral, lo que hace difícil mantener el ángulo. En la siguiente figura se muestra los arreglos más comunes. El aparejo resulta ser el más adecuado para mantener un fuerza lateral baja.

Aparejo para disminuir el ángulo. En este tipo de formaciones es muy difícil disminuir el ángulo. Puede intentarse haciendo un aparejo péndulo, reduciendo el peso de la barrena; y aumentando la velocidad de rotación. Esto provocara una disminución en el ritmo de penetración

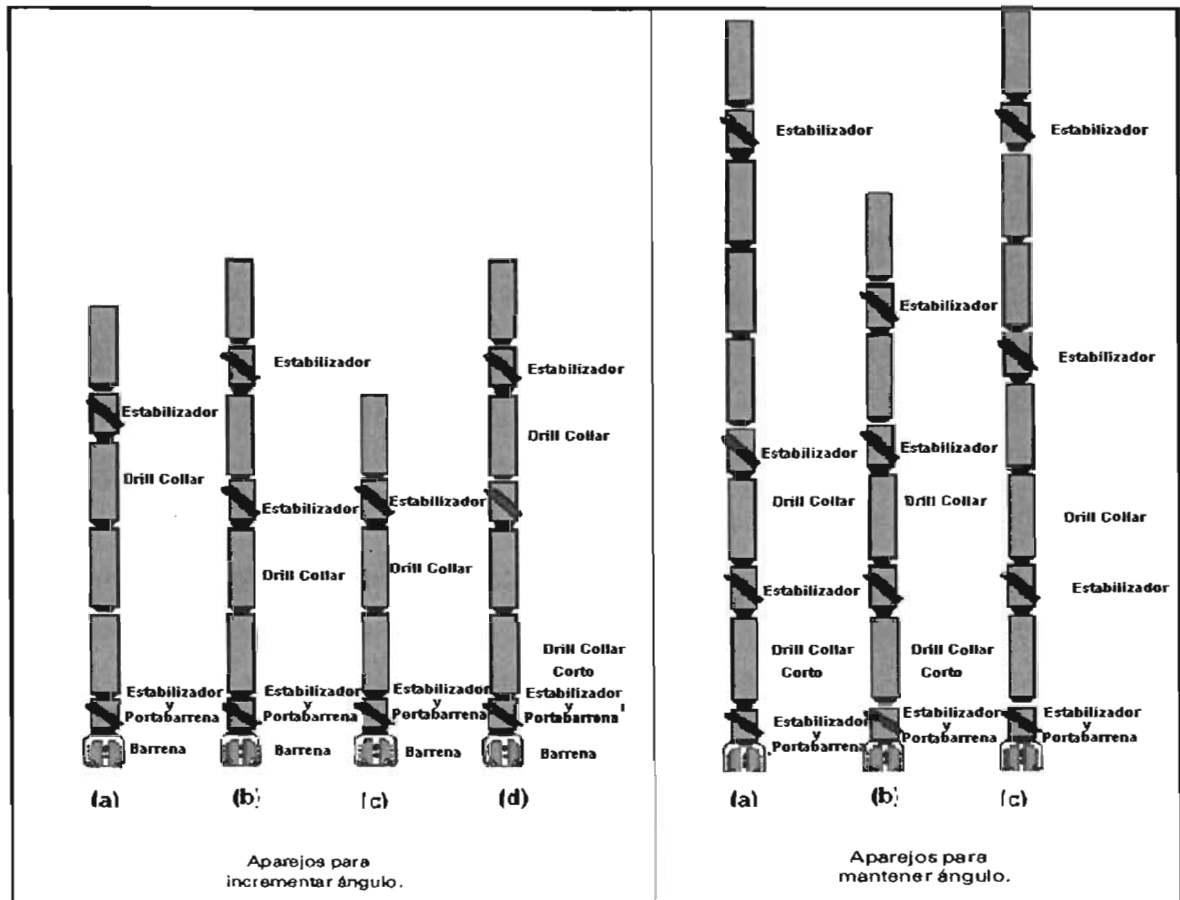


Figura 2.15 Aparejo para formaciones medias duras y medias suave.

Aparejo para formaciones semiduras a duras

Estas formaciones presentan una resistencia mayor resistencia al corte lateral de la barrena y de los estabilizadores. Por eso, en lugar de erosionar la formación, se desgasta el calibre de la barrena y de los estabilizadores, creándose un agujero de menor diámetro. La operación mas frecuente en estas formaciones es mantener el ángulo, ya que normalmente es donde se terminan los pozos.

Aparejo para incrementar el ángulo. Se puede utilizar los aparejos ya presentados para tal efecto con la observación de que si la barrena pierde calibre al utilizar estabilizadores con aletas, esto deberá sustituirse por escariadores de 3 o 6 puntos.

Aparejos para mantener el ángulo. La siguiente figura muestra dos tipos de aparejos que trabajan adecuadamente para mantener el ángulo en este tipo de formaciones. El cambio de trayectoria debe de ser gradual.

Aparejos para disminuir el ángulo. No es recomendable planear disminución del ángulo en este tipo de formaciones, pues la alta resistencia al corte lateral, provoca una resistencia lenta casi imposible de lograrla por medio de un aparejo de fondo.

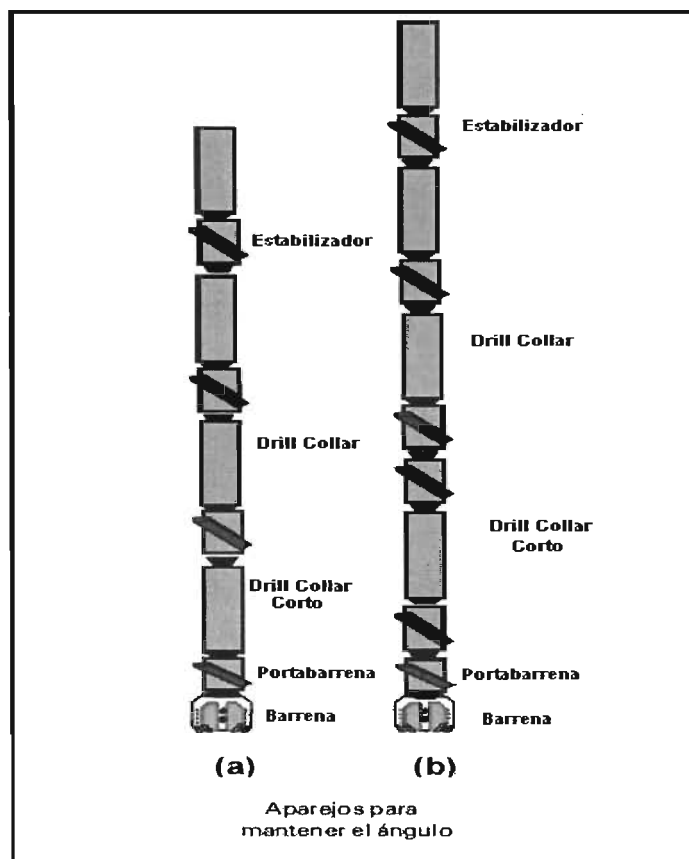


Figura 2.16 Aparejo para formaciones semiduras a duras

3. DESARROLLO MATEMATICO DEL MODELO DE JOHANCSEK.

3.1. ANTECEDENTES.²²

El arrastre de la sarta perforando se presenta como un incremento de peso al ir sacando la tubería y decremento al estar metiendo tubería, observado en el indicador de peso del equipo de perforación, generado por una fuerza de fricción entre la sarta y la pared del pozo, causado por los diferentes problemas de formación y trabajos operativos de la perforación (desviaciones severas, etc.).

Actualmente el problema de torque y arrastre ha tenido consecuencias, que impactan a la perforación en lo económico por incrementar los costos (renta de equipo, herramientas especiales) y tiempo de terminación del pozo. Motivo por el cual investigadores de perforación direccional de EXXON (Johancsik, Friesen y Dawson. 1983) desarrollaron un modelo matemático para predecir y describir el torque y arrastre en la sarta.

En principio del modelo para la predicción de torque y arrastre en un agujero direccional se basa en la fricción del deslizamiento de la sarta de perforación. La fuerza de fricción por el deslizamiento de la sarta se calcula multiplicando la fuerza de contacto de la desviación por un coeficiente de fricción.

Los coeficientes de fricción se han determinado de información obtenida en el campo utilizando el mismo modelo de predicción de torque y arrastre. Estos datos de campo fueron reunidos utilizando indicadores de torsión y peso, dando buenos resultados entre los coeficientes de fricción calculados a diferente carga en el mismo pozo, también como en diferentes pozos, indican la validez del modelo de predicción para el aparejo de perforación. Se concluye que la fuerza de fricción por deslizamiento es la principal fuente de arrastre y torsión en pozos direccionales.

²² Johancsik, C. A.; Friesen, D. B.; and Dawson, R.: "Torque And Drag In Directional Wells- Prediction And Measurement"; JPT (June 1984) 87-92

El modelo seleccionado de torque y arrastre desarrollado por Johancsik, Friesen y Dawson es el denominado también "modelo Suave de Johancsik", es decir, no toma en cuenta la inercia de los componentes de la sarta de perforación.

3.2. CONSIDERACIONES BASICAS Y DESCRIPCION DEL MODELO.²³

En el modelo de torque y arrastre Johancsik realizó consideraciones el cual simplifica al modelo y se describen a continuación

3.2.1. CONSIDERACIONES BASICAS.

Un conjunto de parámetros provee de la base para predecir el efecto de torque y arrastre. Torque y arrastre juntos, se asume son causa totalmente por las fuerzas de fricción por el deslizamiento que resulta del contacto de la sarta con el agujero. Otros fuentes de menor importancia de torque y arrastre no son considerados en este modelo.

Dos factores afectan la fricción deslizante en el agujero:

- La fuerza normal de contacto (N) y
- El coeficiente de fricción entre las paredes de contacto (μ).

El producto de estos dos factores representa la magnitud de la fuerza de fricción deslizante.

$$F = \mu N$$

Ecuación 3.1

²³ Johancsik, C. A.; Friesen, D. B.; and Dawson, R.; "Torque And Drag In Directional Wells- Prediction And Measurement"; JPT (June 1984) 87-92

La fuerza normal de contacto entre la tubería y la pared del pozo dependen de varios factores en específico. Este trabajo contiene dos contribuciones para la fuerza normal:

- Los efectos de la gravedad sobre la tubería y
- Los efectos de la tensión que actúa sobre la tubería través de la curvatura del agujero.

Estas fuerzas, su contribución a la fuerza normal son mostradas en los esquemas a continuación (Figura 3.1). Otros factores tales como la dobladura de la tubería, peden aportar pequeñas fuerzas normales pero no son considerados.

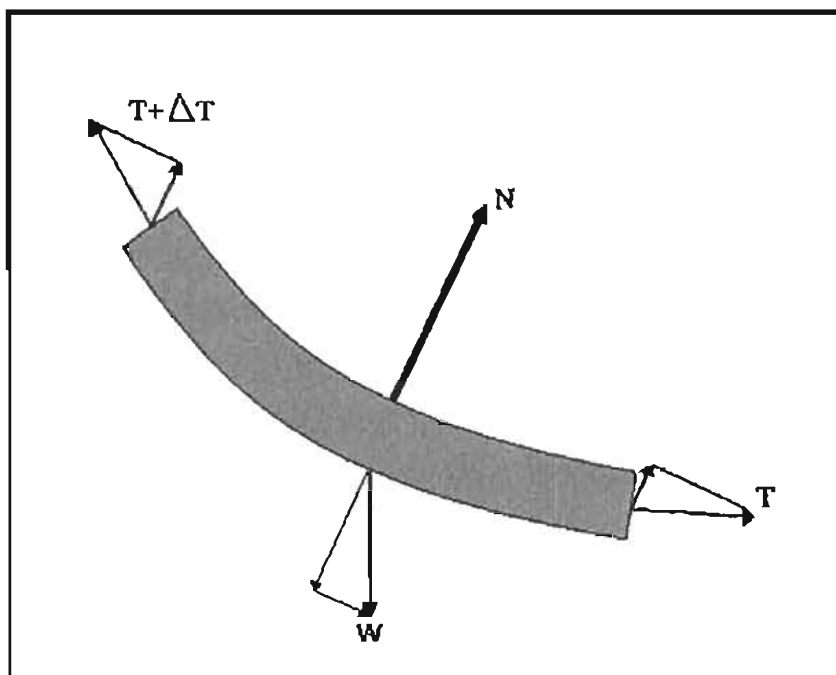


Figura 3.1 Fuerzas que contribuyen a la fuerza normal en una sección de tubería.

El coeficiente de fricción deslizante es la relación de las fuerza de fricción con la fuerza normal de contacto. En realidad, este valor depende de los materiales de contacto específico y el grado de lubricación en los diferentes lugares dentro del agujero. Sin embargo, todos estos efectos son expresados como coeficiente de fricción de característica única que representa las condiciones promedio en un agujero en particular, la determinación de este coeficiente de parámetro alcanzado

es fundamental para la aplicación del modelo. También al coeficiente de fricción se le conoce como factor de fricción.

La experiencia en campo ha permitido conocer algunos rangos de coeficientes de fricción para contactos tubo/tubo y tubo/formación con diferentes fluidos de perforación empleados aplicables en diferentes campos. Johancsik propone la siguiente tabla de rangos para factores de fricción.

FLUIDO DE PERFORACION	T. R. μ	FORMACION M
BASE ACEITE	0.16 a 0.20	0.17 a 0.25
BASE AGUA	0.25 a 0.35	0.25 a 0.40
SALMUERA	0.30 a 0.40	0.30 a 0.40

Tabla 3.1 Rango de factores de fricción

3.2.2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO.

En los siguientes párrafos describiremos el cálculo de las fuerzas de torque y/o arrastre donde el coeficiente de fricción deslizado es dado. El cálculo de arrastre y torque es hecho directamente. El cálculo inverso donde se determina un coeficiente de fricción es determinado donde se tienen datos de torque y arrastre, se realiza al asumir un coeficiente de fricción y se itera para varios datos. En otros casos la descripción de la sarta y el survey del agujero son requeridos.

Una vez descrita la sarta, datos de survey y coeficiente de fricción son especificados, el cálculo comienza desde la parte mas baja de la sarta y procesando paso a paso de forma ascendente, cada sección contribuye a un pequeño incremento de carga axial y torsión para una corrida total. El cálculo de las cargas se incrementa hasta la cima del pozo.

El cálculo de la fuerza normal es el primer paso para después calcular los incrementos de la carga para cada elemento de la sarta (en torque y arrastre).

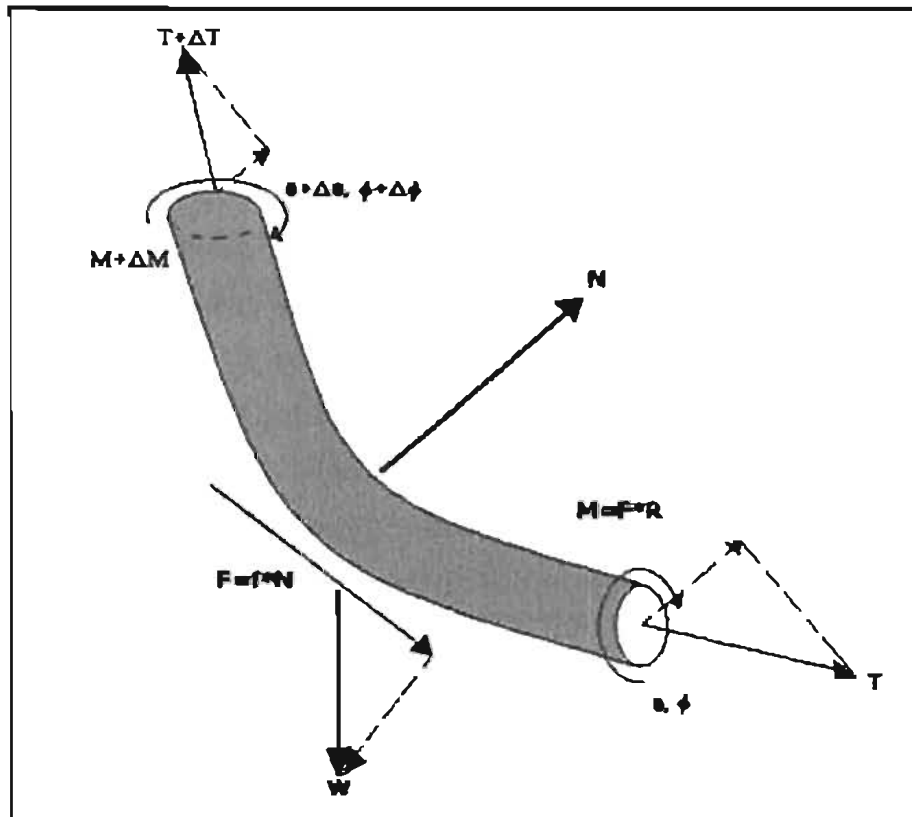


Figura 3.2. Muestra las fuerzas que actúan sobre una sección corta, deslizando en elemento curvado.

3.3. DESARROLLO DEL MODELO.

La fuerza normal neta, N , es la suma del vector negativo del componente al peso, W y dos componentes de fuerzas de tensión T y $T + \Delta T$ paralela a la normal, aunque el eje del elemento está en forma de un arco de circunferencia y a parte de tener una proyección en un plano vertical también puede tener proyección en un plano horizontal, por lo tanto, la fuerza normal neta es usualmente en dos planos. Afortunadamente, para cálculo de la fricción solo se requiere la magnitud y no es la dirección de la fuerza normal.

La magnitud de la fuerza normal neta es:

$$N = F(W) + F(T + \Delta T) + F(T)$$

Ecuación 3.2

3.3.1. FUERZA NORMAL.

Para analizar las fuerzas que concurren con la fuerza normal, N , se realiza la proyección de una sección de tubería en dos planos (plano vertical y plano horizontal), de tal forma que al trazar una línea tangente a la sección de tubería sea paralela al plano vertical y perpendicular al vector fuerza normal. Al hacer la proyección de N al plano horizontal (N_H) siempre estará perpendicular al plano vertical y la proyección al plano vertical (N_V) será también siempre perpendicular N_H , como lo muestra la siguiente figura 3.3. Al tener N_V y N_H perpendiculares se obtiene N por la regla de Pitágoras ($a^2 + b^2 = c^2$):

$$N^2 = N_v^2 + N_H^2$$

Ecuación 3.3

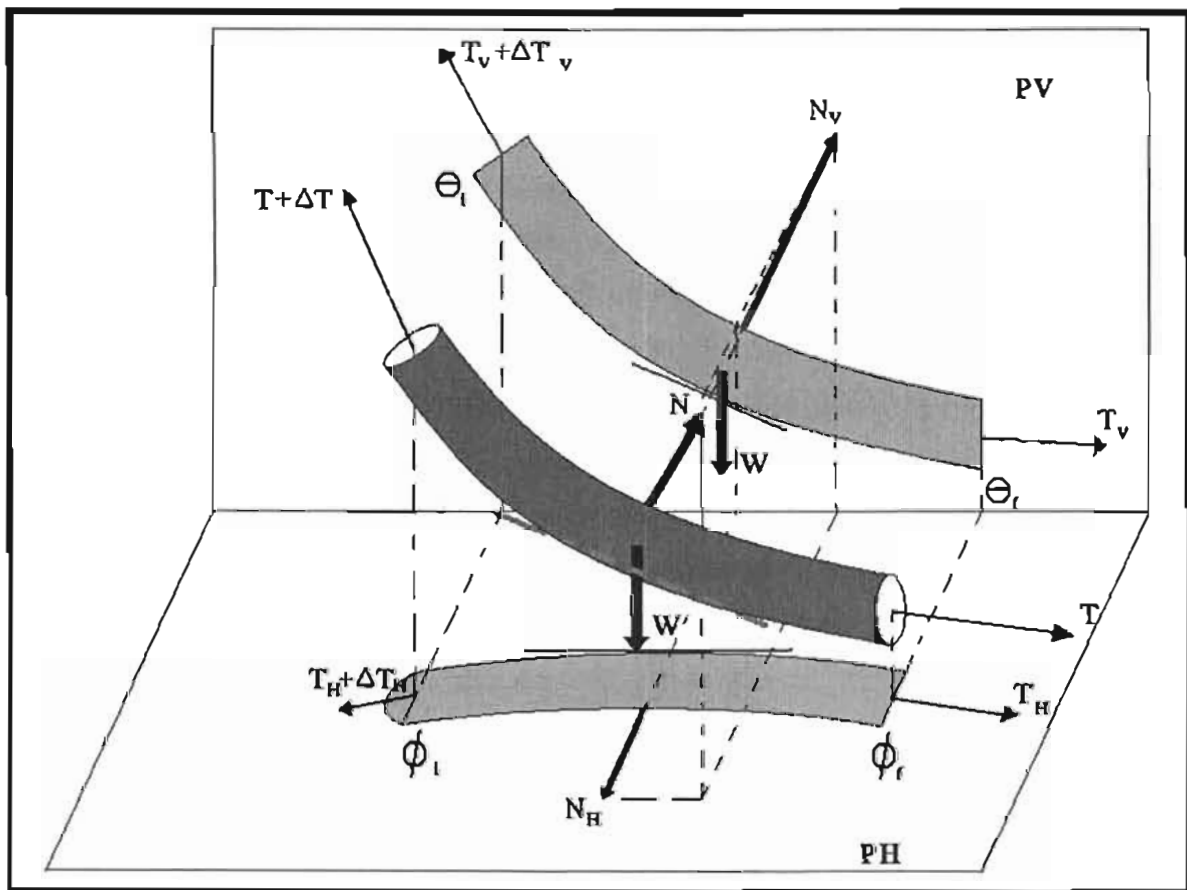


Figura 3.3 Proyecciones de las fuerzas al plano vertical y horizontal.

Proyección de la fuerza normal al plano vertical

El análisis de fuerzas concurrentes al N_v es dada por el efecto gravitatorio y de tensión, al estar la sección recargada al plano vertical la $T + \Delta T$ es casi igual ($T_v + \Delta T_v$) de la misma forma T y T_v .

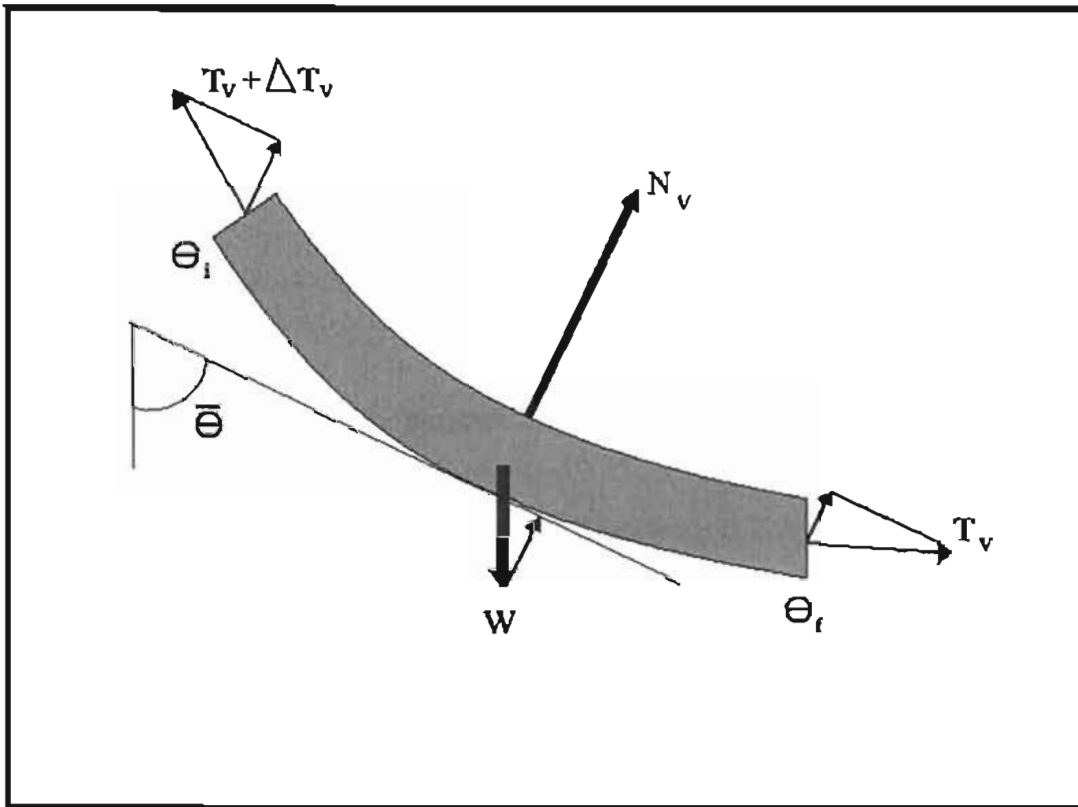


Figura 3.4 Proyección al plano vertical.

$$N_v = F(T_v + \Delta T_v) + F(T_v) + F(W)$$

$F(W)$ es la componente negativa del peso.

$$F(W) = W \text{Sen} \bar{\theta}$$

$$\text{Si } F(T_v + \Delta T_v) + F(T_v) = F(T + \Delta T) + F(T)$$

En el análisis $F(T + \Delta T)$ y $F(T)$ forman vectores semejantes por lo tanto:

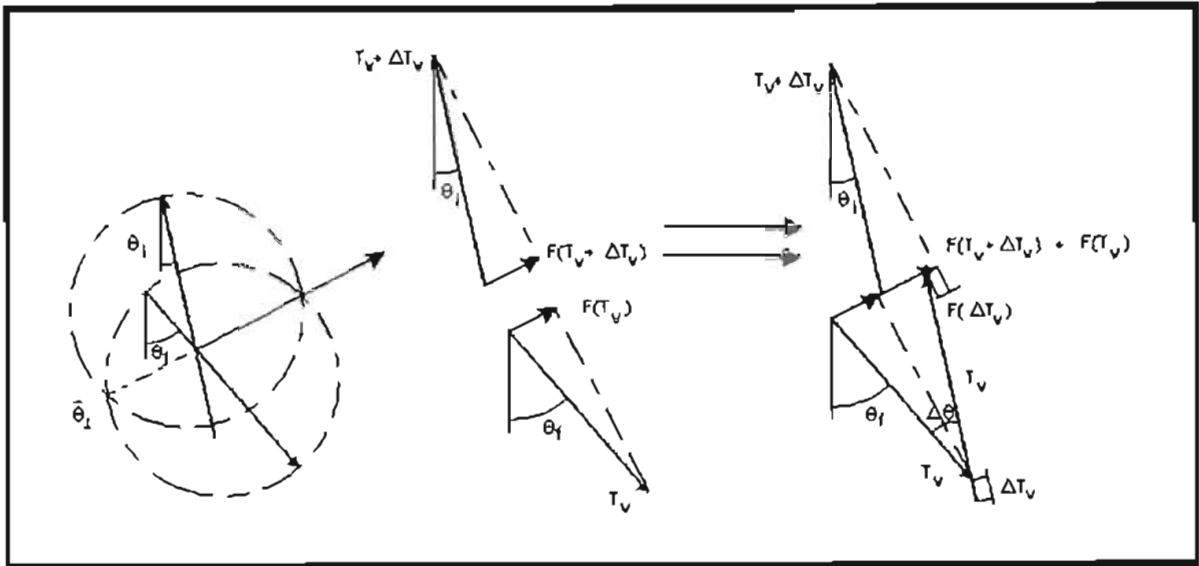


Figura 3.5 Análisis de las componentes de tensión al plano vertical.

De una aproximación, donde, $Arco = \theta r$, por lo tanto.

$$F(T_v + \Delta T_v) + F(T_v) = F(T + \Delta T) + F(T) = T \Delta \theta$$

Sustituyendo:

$$N_v = T \Delta \theta + W \text{Sen} \bar{\theta}$$

Ecuación 3.4

Proyección de la fuerza norma al plano horizontal

Para N_H tenemos un caso similar a N_v , donde la fuerza principal es la proyección de la tensión al plano horizontal y el peso no suma.

$$N_H = F(T_H + \Delta T_H) + F(T_H) + F(W)$$

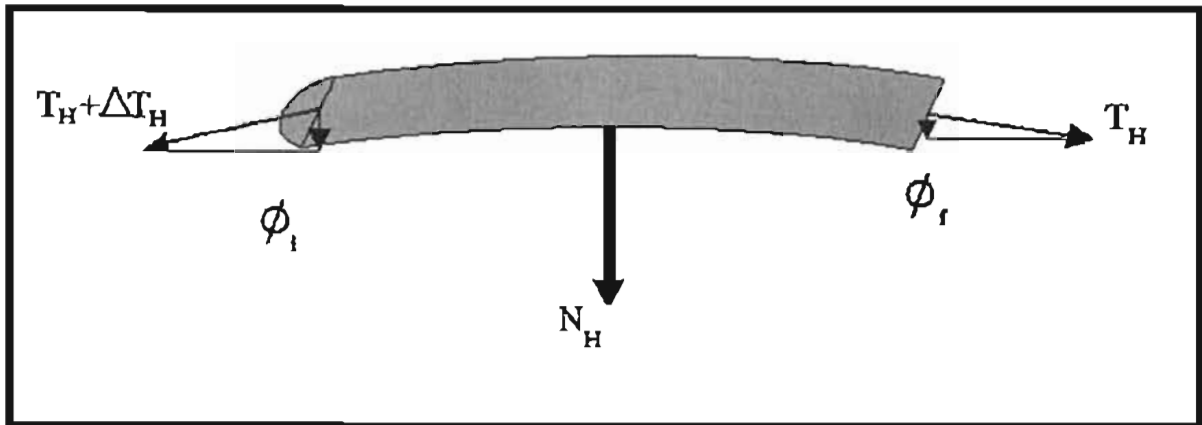


Figura 3.6 Proyección al plano horizontal.

El peso de la sección, W , no tiene efecto en el plano horizontal $F(W)=0$, por lo tanto, las componentes de fuerzas de tensión solo son las únicas que actúan para obtener a fuerza normal neta proyectada al plano horizontal.

$$N_H = F(T_H + \Delta T_H) + F(T_H)$$

$$F(T_H + \Delta T_H) + F(T_H) = (F(T + \Delta T) + F(T)) \text{Sen} \bar{\theta}$$

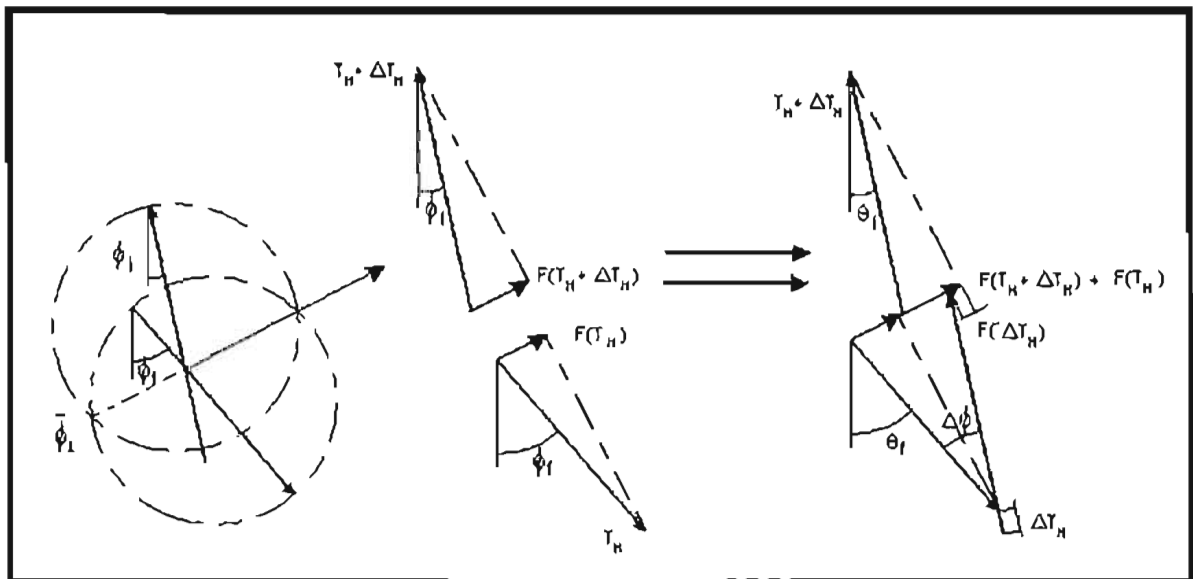


Figura 3.7 Análisis de las componentes de tensión al plano horizontal.

Donde, $\text{Arco} = \phi r$

$$N_H = F(T_H + \Delta T_H) + F(T_H) = T_H \Delta \phi = T \Delta \phi \text{Sen} \bar{\theta}$$

$$N_H = T \Delta \phi \text{Sen} \bar{\theta} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Sustituyendo 3.4 y 3.5 en 3.3

$$N^2 = (T \Delta \theta + W \text{Sen} \bar{\theta})^2 + (T \Delta \phi \text{Sen} \bar{\theta})^2 \quad \text{Ecuación 3.6}$$

3.3.2. ECUACIONES DEL MODELO MATEMATICO DE JOHANCSIK.

Si la sección esta sumergida en algún fluido el peso es el flotado $W = W_{TM}$

$$N = \left[(T \Delta \phi \sin \bar{\theta})^2 + (T \Delta \theta + W_{TM} \sin \bar{\theta})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

La ecuación **N** conduce inmediatamente al incremento de la tensión

$$\Delta T = W_{TM} \cos \bar{\theta} \pm F$$

$$F = \mu N$$

Ecuación para calcular los incrementos de tensión o arrastre.

$$\Delta T = W_{TM} \cos \bar{\theta} \pm \mu N \quad \text{Ecuación 3.8}$$

En la ecuación 3.8 el signo positivo o negativo depende del movimiento de la sección. El signo positivo para movimiento ascendente, la fricción suma a la carga axial y el signo negativo es para el movimiento ascendente opuesto al caso anterior.

Cuando la sección esta rotando, no hay una con contribución de la fuerza de fricción ($F = 0$), la ecuación se reduce a:

$$\Delta T = W_{TM} \cos \theta \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Durante la rotación, el arrastre contribuye a incrementar el torque como sigue:

$$\Delta M = \mu NR \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Las ecuación 3.7, 3.8 y 3.10 representan al modelo de Johancsik

Para el caso de multi-elementos o secciones. Como el proceso del calculo a lo largo de la sarta de perforación inicia de abajo hacia arriba tenemos que $T + \Delta T$ pasa a ser T para el elemento de arriba en el presente sección de calculo y ΔM contribuye a la suma total de torque requerido para rotar.

Donde

- μ = factor de fricción
- F = fuerza de fricción axial
- M = fuerza de torsión
- N = fuerza normal
- T = tensión
- R = radio efectivo del tubo
- θ = ángulo de inclinación
- $\bar{\theta}$ = promedio del ángulo de inclinación
- ϕ = ángulo azimut
- Δ = valores de incremento
- W_{TM} = peso flotado

3.3.3. ERROR DE APROXIMACION DEL MODELO.

La ecuación 3.7 a hasta la ecuación 3.10 puede ser exacta si se aplica un infinitésimo de secciones de sarta (dividir la sarta en estaciones). El uso de sus longitudes de las secciones introduce pequeños errores causados por negligencia de términos de segundo orden. Por ejemplo, Ecuación 3.7 usa la tensión debajo de cada elemento y considera que la tensión no cambia sobre la longitud del elemento. Primera orden de aproximación son apropiadas aquí por que el problema fundamental es complejo, predecir el arrastre de la sarta esta en una zona 3D en problemas de fricción con gravedad. No cierra de soluciones a este problema existe excepto para casos especiales donde $\Delta\alpha = 0$ y $W = 0$

Los errores introducidos por la ecuación 3.8 a través de 3.10 son pequeños si la curvatura de cada elemento de la sarta es pequeña. En el texto calcularon datos de survey 1 a 100 ft (0.3 a 30.5m) elementos produciendo de 1% de cambios en los resultados totales. Todos los cálculos discutidos en esta hoja son hechas con la sarta dividida en cada 100 ft (30.5m) en los elementos.

El mejor camino para elegir los elementos de la sarta es el usado por los datos básicos de survey por cada estación para establecer el cálculo del intervalo. Donde de inmediato se calcula punto para el diseño, por ejemplo. Para un cambio de las propiedades de la sarta, una línea de interpretación puede ser hecha. Con estas aproximaciones mide errores probablemente y contribuyen a más errores para el resultado que aproximadamente en el modelo de cómputo.

3.4. EXPANSIONES AL MODELO DE JOHANCSEIK.²⁴

El modelo de Johancsik puede ser expandido para calcular torque y arrastre mientras existe movimiento simultáneo en la sarta de perforación de rotación y reciprocación, como un factor que afecta a la fuerza de tensión.

²⁴ Manual DDRAG-8; Maurer Technology Co. Houston, Texas, 2000

Movimiento simultaneo de rotación y reciprocación.

Donde rotación y reciprocidad simultánea son consideradas para el modelo expandido de torque y arrastre de Johancsik, la definición de las variables, son las siguientes:

F_a =Fuerza de fricción axial

F_c =Fuerza de fricción circunferencial

F =Fuerza de fricción total = $\sqrt{(F_a)^2 + (F_c)^2}$

V_a =Velocidad axial de un punto sobre la circunferencia de la tubería

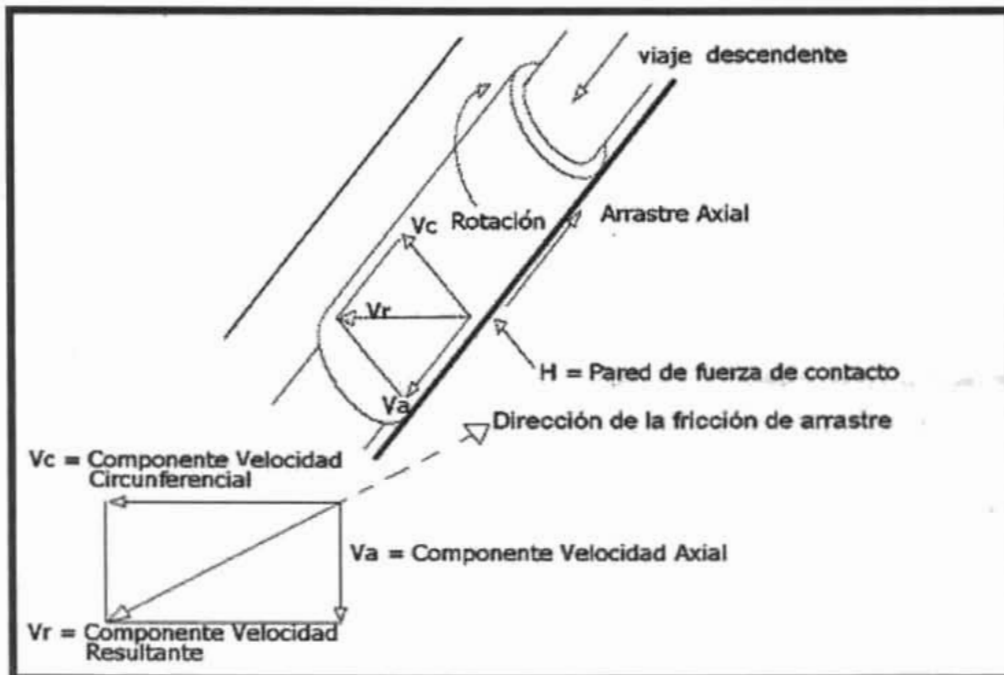
V_c =Velocidad circunferencial de un punto sobre la circunferencia de la tubería

V_r =Velocidad resultante en un punto de la circunferencia de la tubería

= $\sqrt{(V_a)^2 + (V_c)^2}$

D =Diámetro de la tubería

La relación entre las velocidad axial, circunferencial y resultante de la sarta relativa para la pared del pozo con rotación y reciprocación simultanea se muestra a continuación en la figura 3.8.



Vector Coeficiente de Fricción. Figura 3-8

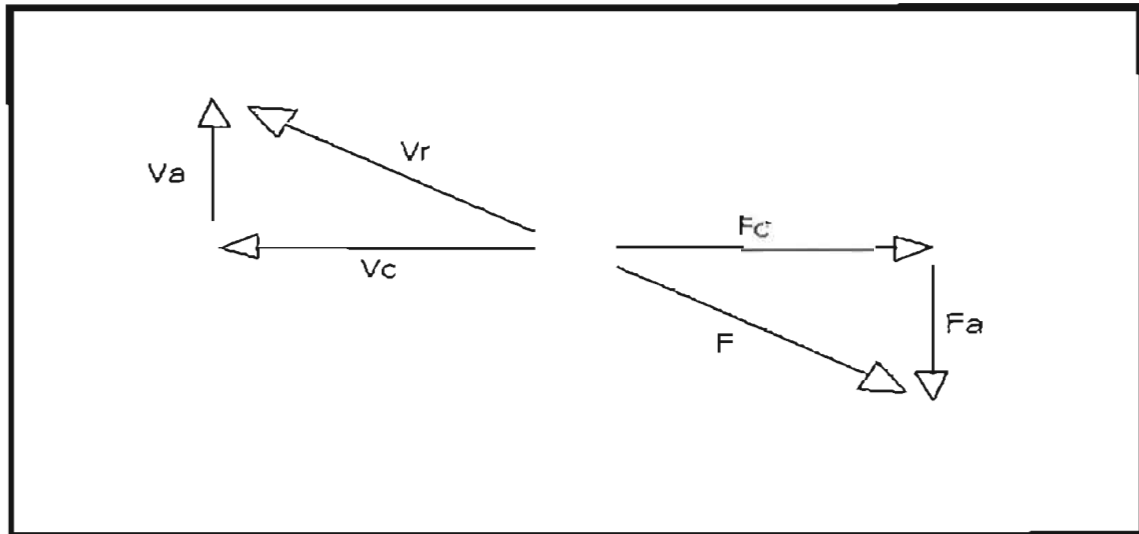
La fricción axial llega a ser muy pequeña si la tubería es rotada mientras es movida axialmente. Esto ocurre porque la fuerza de fricción de arrastre actúa en una dirección opuesta a la velocidad de un punto sobre la superficie de la tubería de perforación. Si la tubería se rota y se mueve axialmente en conjunto, la velocidad relativa de la tubería para el pozo es una combinación de dos vectores cuantificados, velocidad axial (V_a) y velocidad rotacional (V_c). V_c es la velocidad circunferencial de un punto sobre la superficie de la tubería donde la ecuación es:

$$V_c = \pi * D * rpm \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Donde rpm = la velocidad de rotación de la tubería..

V_a y V_c son perpendiculares y hay un resultado, V_r , es el vector suma de esta dos.

$$V_r^2 = V_c^2 + V_a^2 \quad \text{Ecuación 3.12}$$



Fuerzas de Fricción y Velocidad en rotación y reciprocación simultanea.

Figura 3.9

La magnitud de la fricción de arrastre, F , es dependiente solo en el producto de los coeficiente de fricción y la fuerza normal, N empujando la tubería dentro de las paredes del pozo. La fricción de arrastre actúa en una dirección opuesta a la

velocidad resultante a la tubería relativa para la pared del pozo. Esta fricción de arrastre puede ser resuelta dentro de sus componentes, exactamente igual como la velocidad de la tubería resulta dentro de sus componentes. Un componente opuesto al movimiento axial, después de otro movimiento circunferencial opuesto como se muestra en la figura.

Desde los dos triángulos mostrados en la figura anterior son similares, la fuerza de arrastre axial.

$$F_a = F * \frac{V_a}{V_r}$$

Ecuación 3.13

Y la fuerza de arrastre circunferencial, F_c .

$$F_c = F * \frac{V_c}{V_r}$$

Ecuación 3.14

3.5. OTROS MODELOS.²⁵

En el cálculo de la predicción de torque y arrastre existen otros modelos matemáticos que permiten estimar dicho efecto. En Texas A & M University at Galveston en el curso de Ingeniería de Perforación desarrollaron un modelo matemático para el cálculo de torque y arrastre (PETE 661 Drilling Engineering, Lesson 15, Torque and Drag Calculations). El cálculo básico de torque y arrastre es realizado para tomar en cuenta dos condiciones en la trayectoria de pozos desviados, cuando se incrementa el ángulo y mantiene se dice "no efecto de pata de perro", y cuando existe incremento o decremento continuo en la trayectoria del pozo se dice "efecto de pata de perro"; cada condición cuenta con sus ecuaciones de para el calculo de torque y arrastre.

²⁵Texas A&M University: Drilling Engineering(PETE 661, Lesson 15), ó Well Drilling (PETE 411 Lesson 36) "Torque and Drag Calculations"

No efecto de pata de perro

Observando la trayectoria en este caso, existe un ángulo de desviación el cual no se considera; de tal forma que para la parte de la inclinación se tienen las siguientes ecuaciones:

$$N = W_{TM} \text{Sen} \theta \quad T = W_{TM} \text{Cos} \theta \pm \mu N$$

Y para la parte donde esta vertical

$$N = 0$$

El torque se obtiene

$$M = \mu N r = N r \text{Sen} \alpha$$

Efecto de pata de perro

Para este caso la ecuaciones que presentaremos son:

$$N = W_{TM} \text{Sen} \theta \pm 2T \text{Sen} \delta \quad \Delta T = W_{TM} \text{Cos} \theta \pm \mu N$$

Para el torque:

$$M = \mu N r = N r \text{Sen} \theta$$

Donde δ es el incremento del ángulo de inclinación.

4. PREDICCIÓN DE ARRASTRE Y TORQUE OCASIONADO POR LA SARTA

La necesidad de la industria petrolera para minimizar los efectos de torque y arrastre en la sarta de perforación, han venido desarrollando y mejorando a los programas de computo que permiten predecir y calcular dicho efecto en la sarta; por lo tanto, existen compañías que ofrecen programas de computo para estos fines. Estos programas utilizan al modelo de torque y arrastre de "Johancsik" como base para los cálculos, también en algunos casos se les agrega la extensión de movimiento simultáneo de rotación y reciprocación de la sarta.

Un ejemplo para el análisis de torque y arrastre es generado por las diferentes trayectorias de los pozos; esto permite observar el comportamiento del peso en superficie (indicador de peso) y la tensión a través de la sarta, y otro ejemplo es la aplicación de torque y arrastre de la sarta para los datos reales, esta hecha para el pozo perforado recientemente en el campo Topila llamado MexGulf 2A (Activo Integral Poza Rica - Altamira, Región Norte, Pemex), Tampico el Alto, Ver.

4.1. DESCRIPCIÓN DE SOFTWARE

En la realización de los cálculos y predicciones de torque y arrastre, para las trayectorias más comunes y el ejemplo del Mex Gulf 2A nos hemos apoyado en un programa de cómputo comercial. En el cual describiremos a los datos necesarios de entrada para realizar una corrida de dicho programa y los datos de salida.

El programa de cómputo utiliza el modelo de torque y arrastre desarrollado por "Johancsik", de tal forma que el modelo que describimos en el capítulo anterior es base para este y otros programas. Este programa nos ofrece la oportunidad de calcular el torque y arrastre mientras hacemos movimiento de rotación y reciprocación simultanea de la sarta. Las operaciones que se pueden realizar para predecir y calcular torque y arrastre son las siguientes:

- Levantando sarta con rotación.
- Levantando sarta sin rotación.
- Bajando sarta con rotación.
- Bajando sarta sin rotación.
- Perforando con rotación.
- Perforando con deslizamiento.
- Rotación de sarta.

4.1.1. ENTRADA DE DATOS

Este programa trabaja en un ambiente amigable de ventanas, la introducción de datos se realiza en cinco páginas las cuales se describen en los siguientes párrafos de este trabajo.

- Pagina de proyecto. En esta página introducimos los datos que darán el nombre del proyecto y el modo de operar la sarta para la corrida, esta parte es vital por que en el se indica que tipo de operación que se realiza con la sarta, metiendo.
- Página trayectoria. Para esta página se introducen los datos de la trayectoria del pozo (profundidad desarrollada, ángulo de inclinación y ángulo azimuth); cuando se tienen los datos completos de él, pero también nos permite diseñar la trayectoria del pozo, así como considerar la tortuosidad si se desea incluir en la trayectoria, calcula la TVD (profundidad vertical verdadera) y pata de perro, y graficas de estas descripciones.
- Página tabular. En esta página se introducen las características de forma más detallada y minuciosa de los componentes de la sarta, y también cuenta con base de datos para las tuberías de mayor uso, donde se especifican estas características, así como introducir algunos factores de diseño o seguridad que permitan garantizar el éxito de la perforación.

- Pagina paredes del pozo. Aquí se hace una descripción de las condiciones de las paredes del pozo (revestido o no), y sus principales características y factores de fricción, esta página también cuenta con su base de datos además de que nos permite calcular un factor de fricción en el caso que se desee obtener uno con ayuda de datos de campo.
- Pagina de operación. En esta página se indica las condiciones en las que se esta operando la sarta, y uno de los datos mas importantes como es la densidad del fluido de control.

Nota: Para fines de este trabajo utilizaremos movimientos axiales de la sarta sin rotación, y rotación de sarta para determinar el calculo de arrastre y torque de la sarta de perforación

4.1.2. SALIDA DE DATOS

Los datos de salida que podemos obtener de este programa son:

- El comportamiento del peso de la sarta en superficie.
- La distribución de las fuerzas de tensión y torsión a través de la sarta.
- Calculo de un coeficiente de fricción.
- Graficas de los resultados o datos de salida.

Estos parámetros dependen mucho del tipo de operación que se este realizando, de la misma forma para obtener un coeficiente de fricción necesitamos datos de campo sobre torque y arrastre; datos que obtenemos del torquimetro y el indicador de peso de la sarta respectivamente, para poder calibrar nuestro programa de computo.

Al ejecutar el programa de cómputo los datos que arroja son mostrados en ventanas de la forma tabular y graficas. Dependiendo del tipo de operación será el número de ventanas que se presenten en una corrida. Las ventanas que podemos visualizar dependiendo del tipo de operación de la sarta son:

1. Tabulación de datos de carga en el gancho y torque
2. Tabulación de arrastre axial y torque
3. Gráfica de carga en el gancho
4. Gráfica de arrastre axial
5. Gráfica torque en superficie
6. Gráfica de torque en la sarta

4.2.COMPORTAMIENTO DE TORQUE Y ARRASTRE PARA DIFERENTES TRAYECTORIAS.

Alguna vez nos hemos preguntado ¿En cual de las cuatro trayectorias mas comunes que conocemos se observa un mayor torque y arrastre, indicado en superficie? y ¿Cómo se comporta las fuerzas de tensión y torsión a través de la sarta en estas trayectorias?

Para realizar una comparación entre las diferentes trayectorias, cual de ellas tiene menor y en cual tiene mayor fuerza incremento de torque y arrastre en superficie, fuerza tensión y torsión a través de la sarta, realizaremos el siguiente ejercicio, para análisis:

Consideramos condiciones operacionales, mecánicas y elementos de sarta iguales para las cuatro trayectorias, también en las trayectorias el azimut no sufre incrementos. De tal forma que tienen la misma densidad del fluido de control, manera de operación y coeficiente de fricción (μ). La única variedad que necesitamos para realizar el análisis de las diferentes trayectorias son los cambios

en el ángulo de desviación y de las condiciones se presentan en las siguientes tablas, para el ejemplo son:

Datos Tabulados de los Componentes de la Sarta (Desde el fondo):								
Descripción	Longitud de Sección (m)	Tubería OD (in)	Tubería ID (in)	Peso Ajustado (lb/ft)	Cople OD (in)	Cople ID (in)	Limite Tensión (ITon)	Limite Torsión (m-Kg)
6-3/4 Motor de fondo Sperry Drill Lobe 6/7-5.0stg	8.50	6.75	4.50	67.81	6.75	4.50	1410	2489
Lastrabarrenas 6.5NW API NC44	12.50	6.50	2.50	96.00	6.50	2.50	1410	2489
Tubería Extrapesada 4.5NW N/A No Spec. N.C. 46	108.51	4.50	2.75	41.00	6.25	2.88	249	3014
Lastrabarrenas 6.75NW 5 H-90	9.81	6.75	2.81	100.00	6.75	2.81	1475	4079
Tubería Extrapesada 4.5NW N/A No Spec. N.C. 46	188.79	4.50	2.75	41.00	6.25	2.88	249	3014
Tubería de perforación Nueva 4.5NW X-95 IEU XH	908.40	4.50	3.83	18.70	6.25	3.00	190	2738
Tubería de perforación Nueva 4.5NW G-105 IEU XH	1350.69	4.50	3.83	18.70	6.25	3.00	210	2738
Tubería de perforación Nueva 4.5NW S-135 IEU XH	413.57	4.50	3.83	18.90	6.25	2.75	270	3111

Tabla 4.1 Descripción de los componentes de la sarta de perforación.

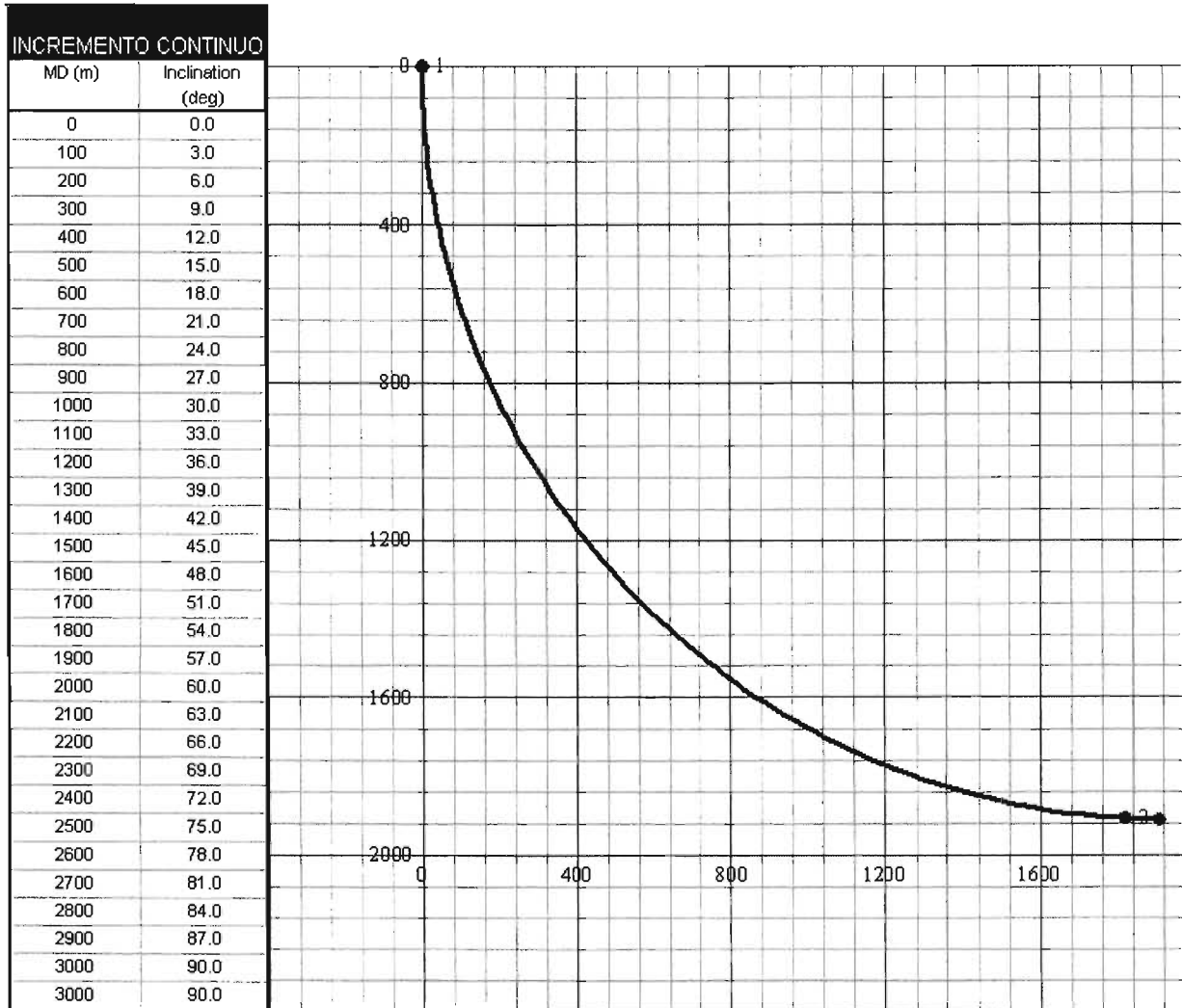
Datos Pared Pozo – Geometría TR y Agujero Descubierta (desde la superficie)			
Descripción	Sección de Fondo (m)	Diametro (in)	Factor Friction (-)
OPEN HOLE	3000	8.50	0.40

Tabla 4.2 Condiciones mecánicas del pozo

Densidad de fluido de control es de 0 gr/cc (al aire)

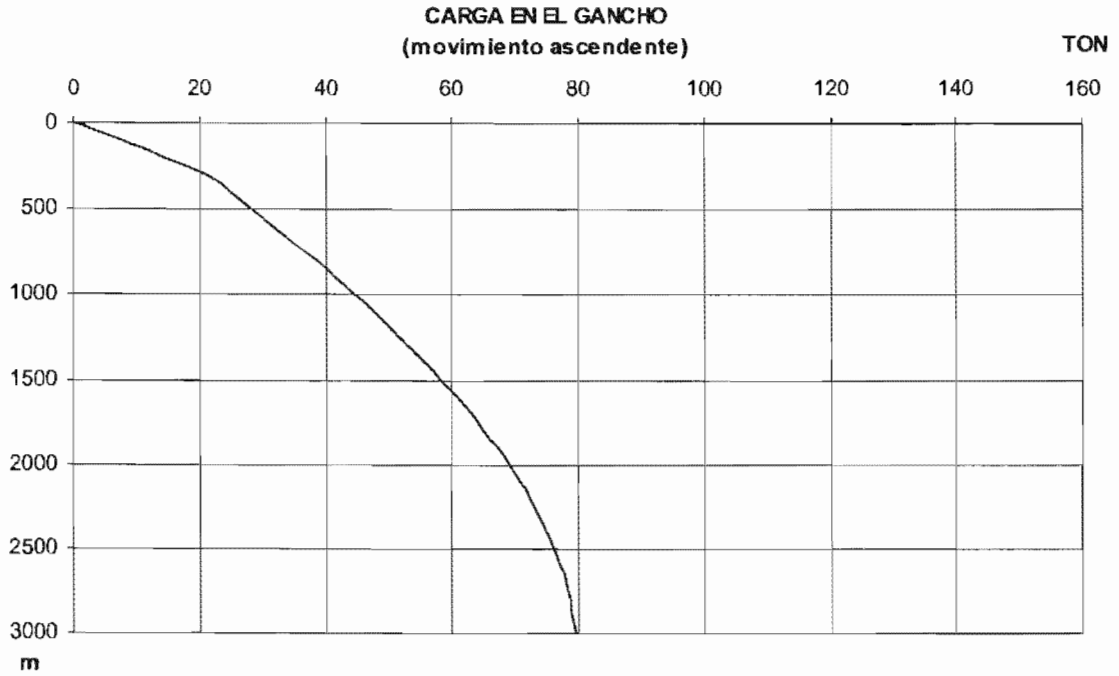
Los datos de la trayectoria son a una profundidad desarrollada de 3000 m, el ángulo de inclinación es particular para cada trayectoria y el ángulo azimut es constante (no tiene incrementos) solo existe la proyección en un solo plano.

4.2.1. TRAYECTORIA DE INCREMENTO CONTINUO



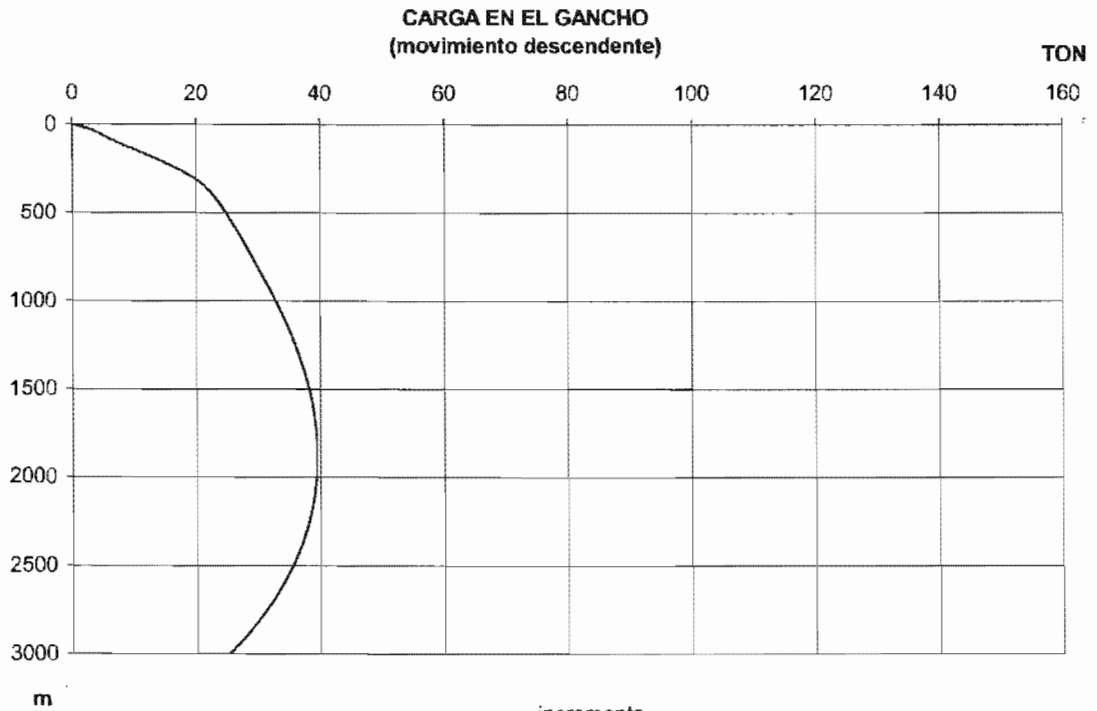
Gráfica 4.1 Trayectoria de una curva de incremento continuo.

Los resultados de la corrida para esta trayectoria se encuentran de forma grafica para su análisis mas adelante.



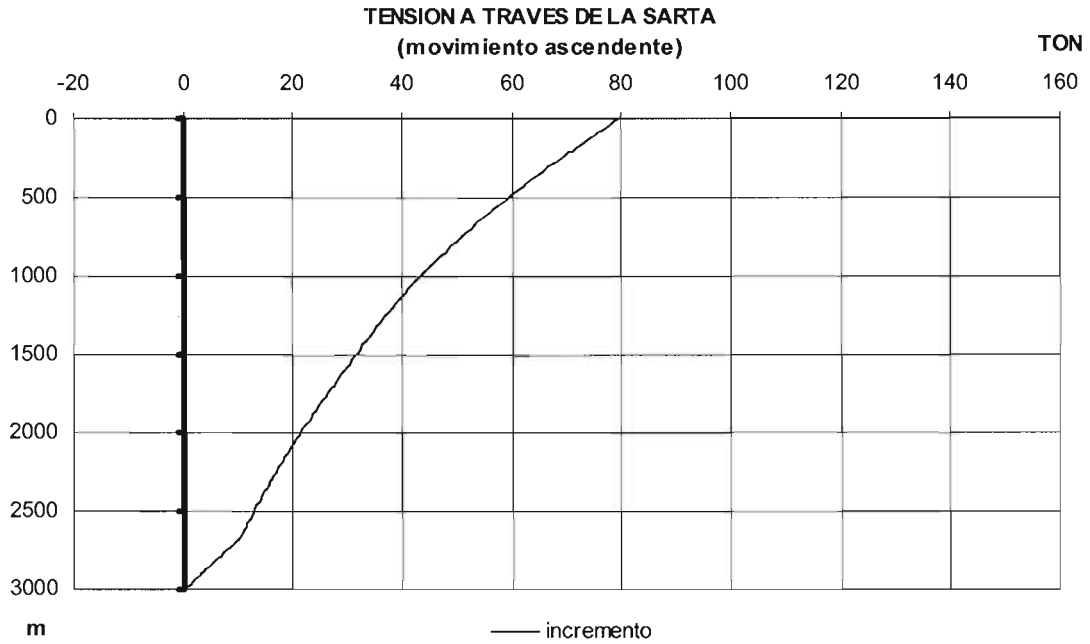
Gráfica 4.2

— incremento

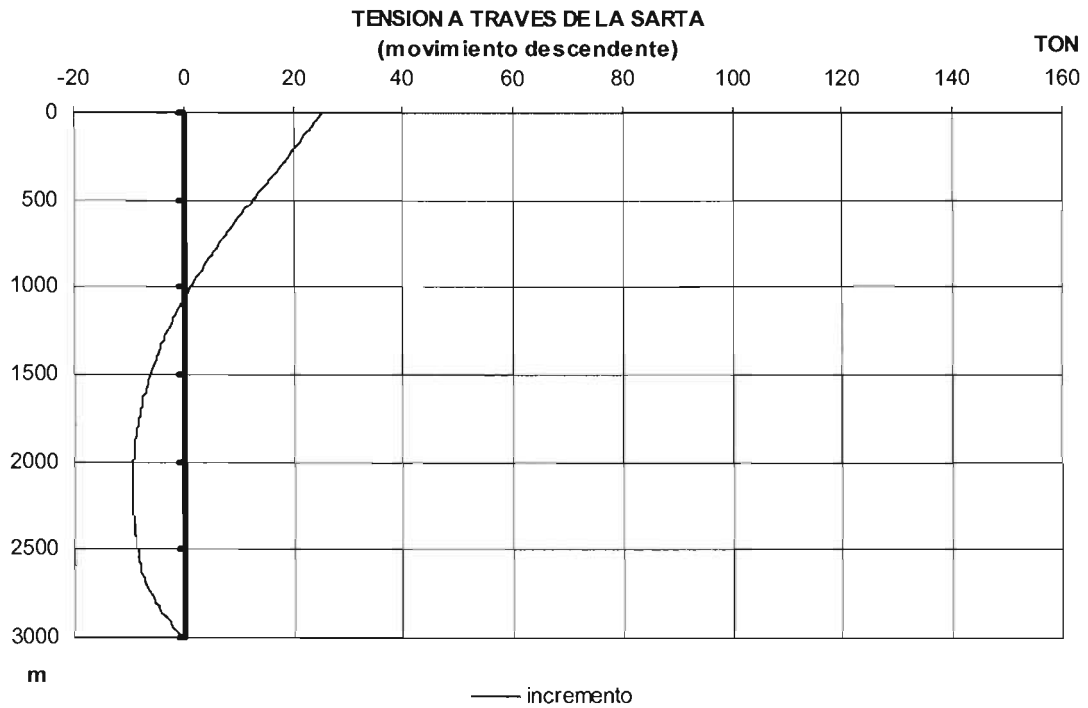


Gráfica 4.3

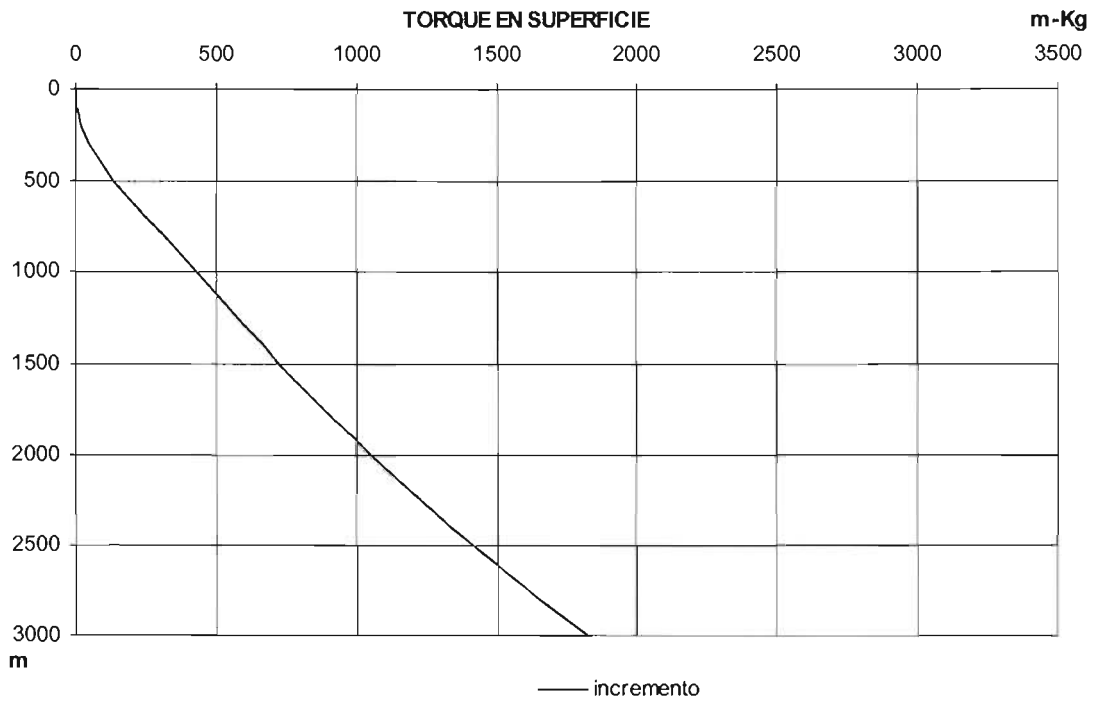
— incremento



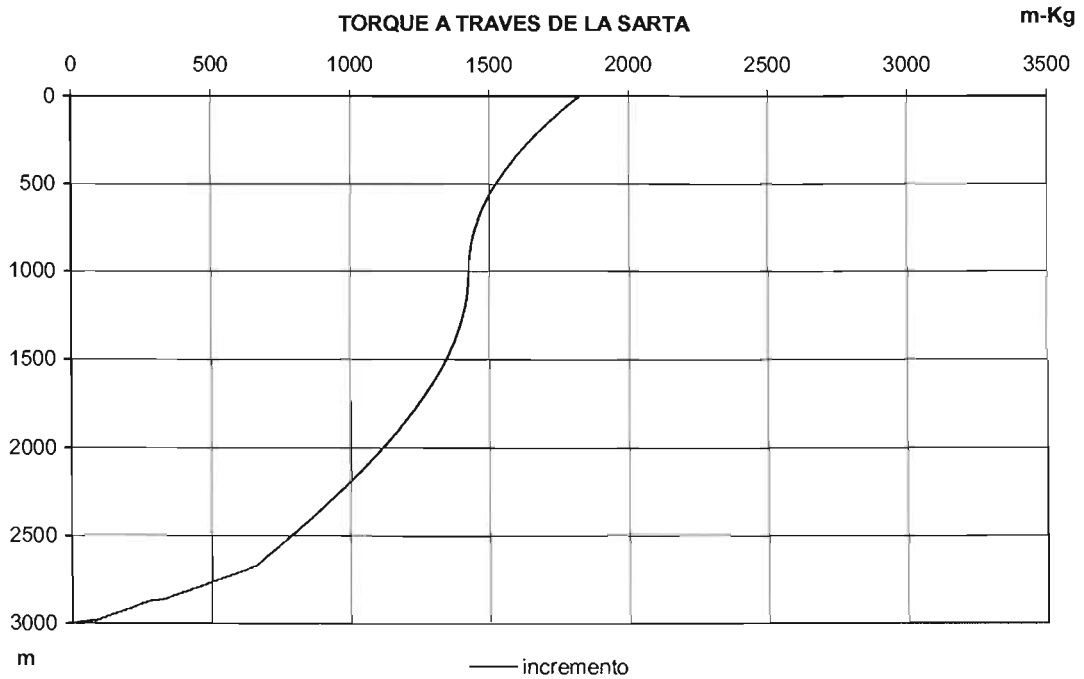
Gráfica 4.4



Gráfica 4.5

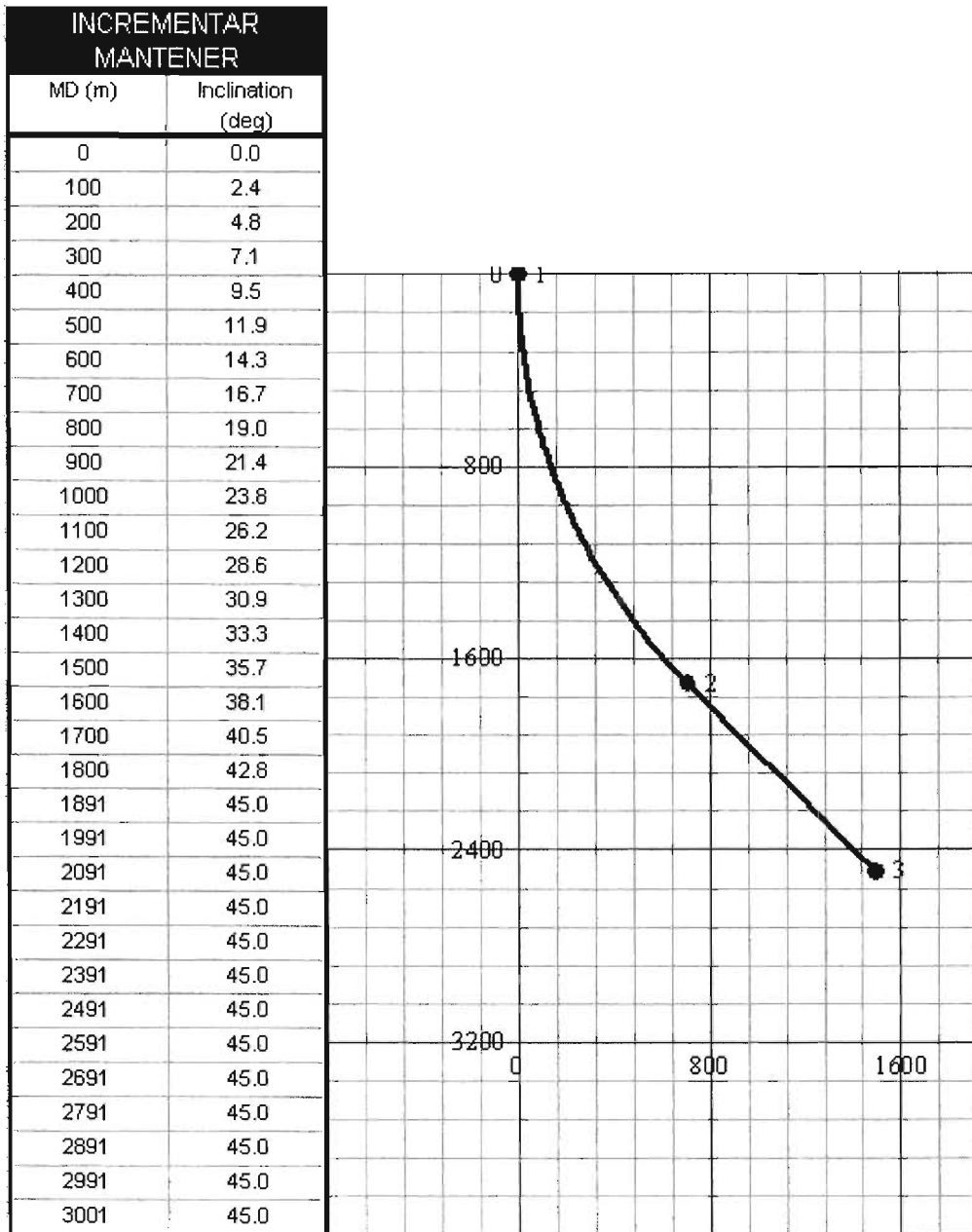


Gráfica 4.6



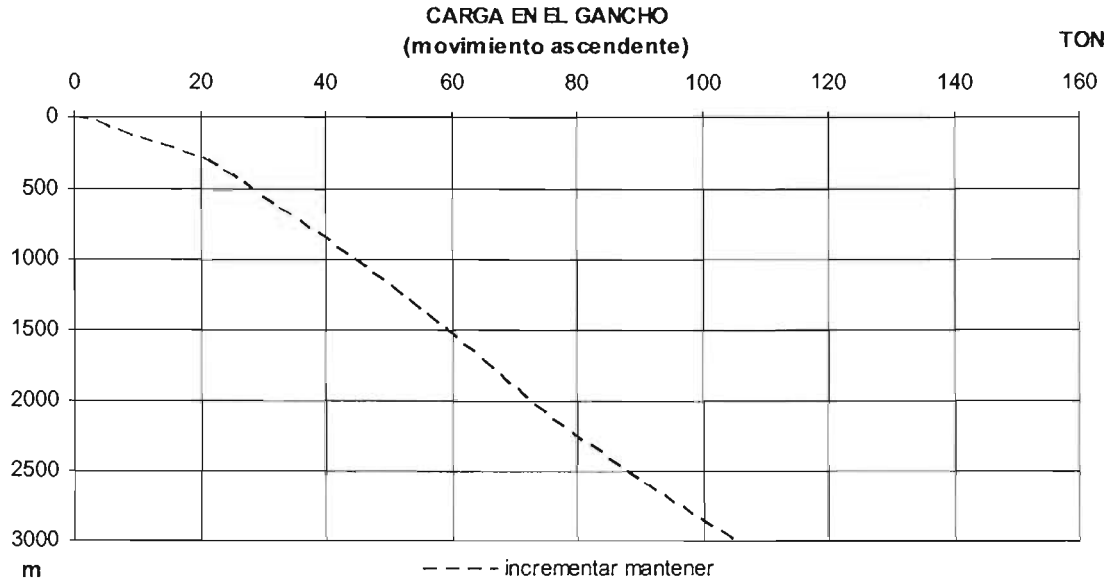
Gráfica 4.7

4.2.2. TRAYECTORIA DE TIPO SLANT

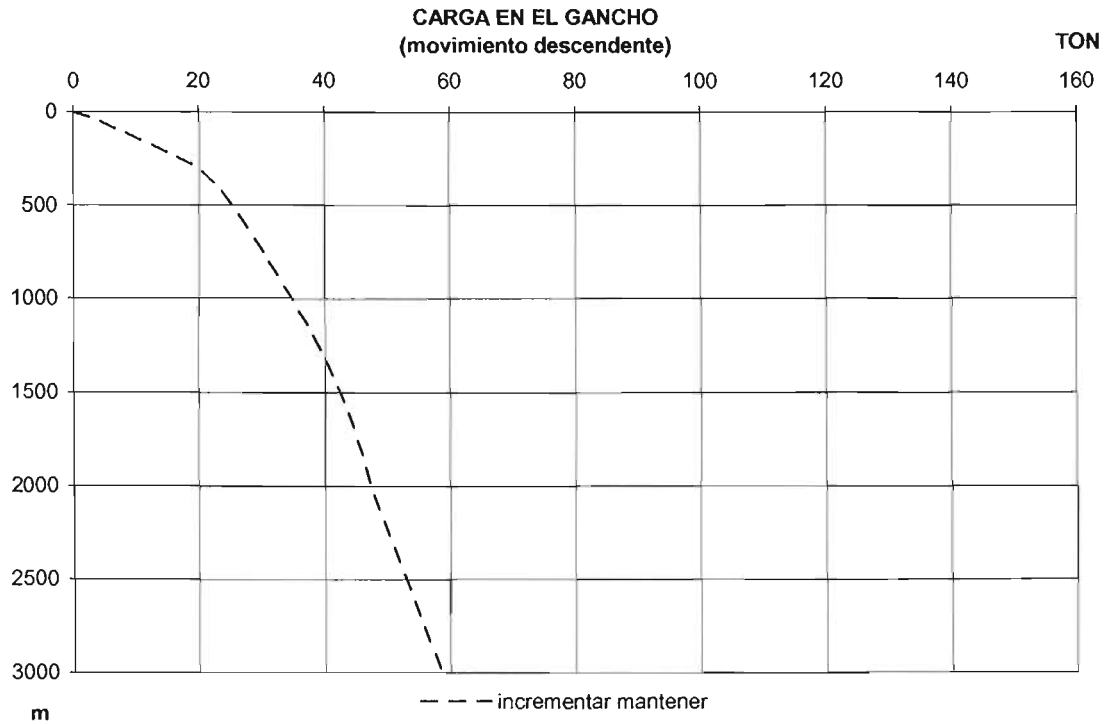


Gráfica 4.8

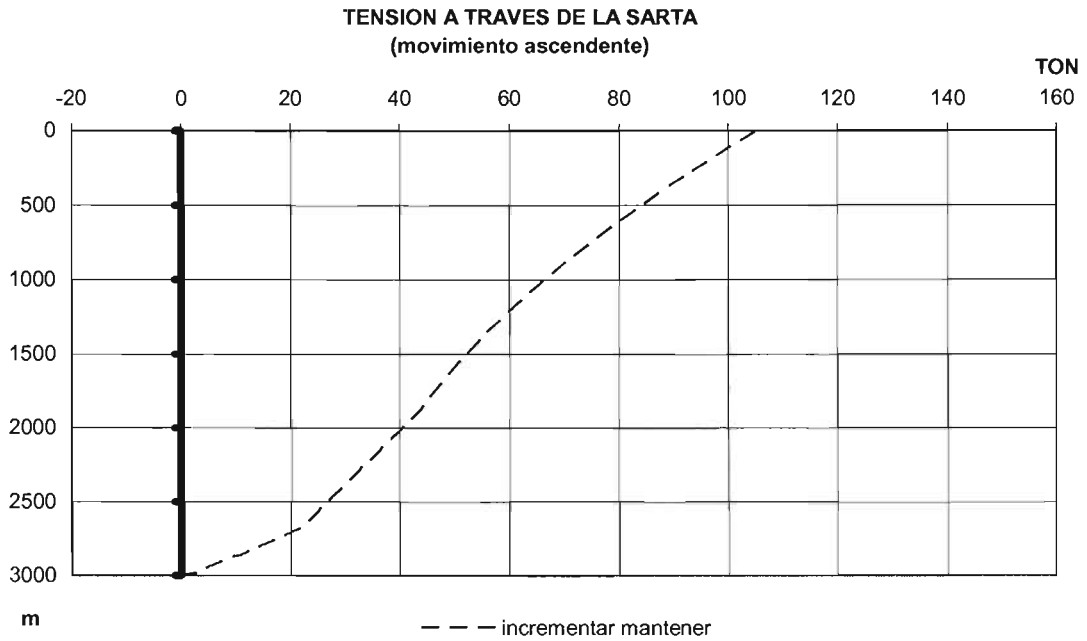
Los resultados de la corrida para esta trayectoria se encuentran de forma grafica para su análisis mas adelante



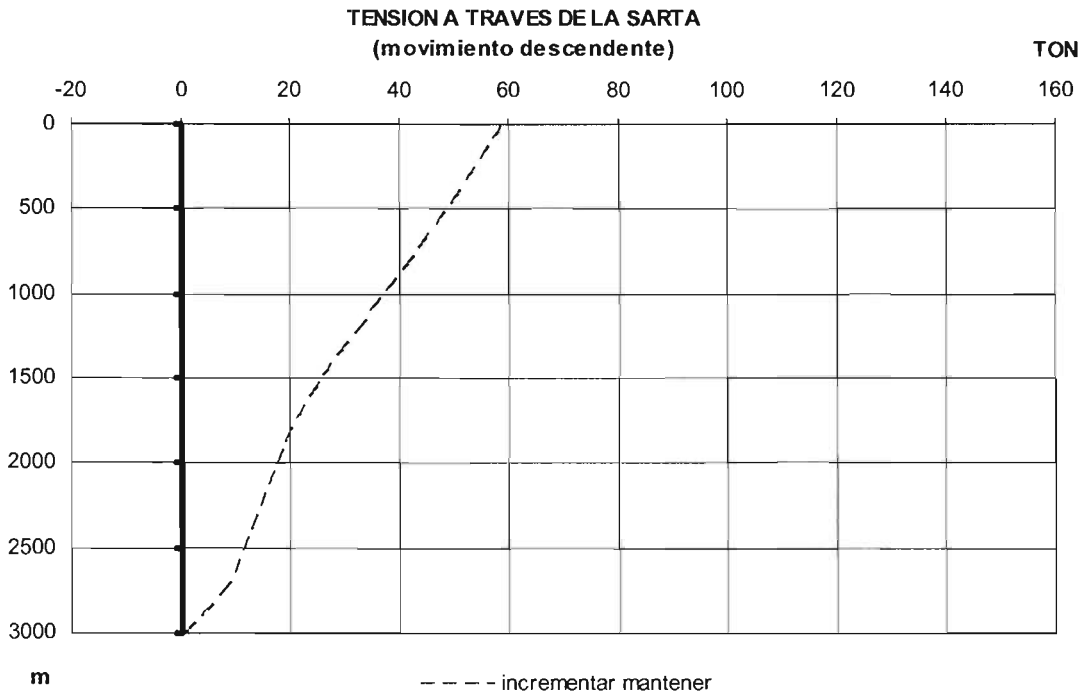
Gráfica 4.9



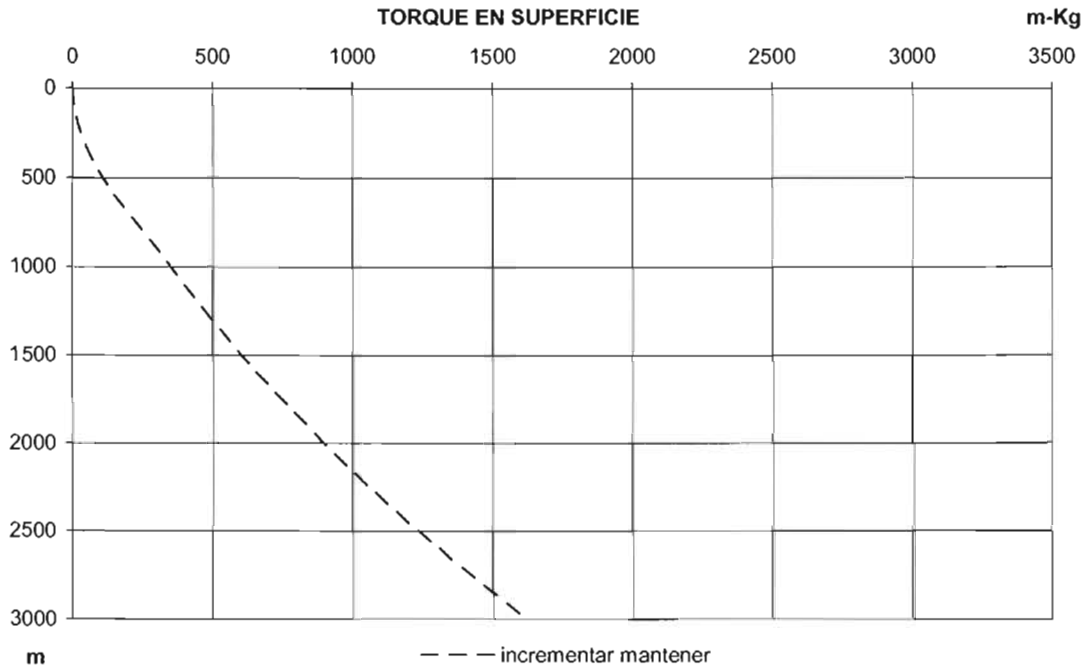
Gráfica 4.10



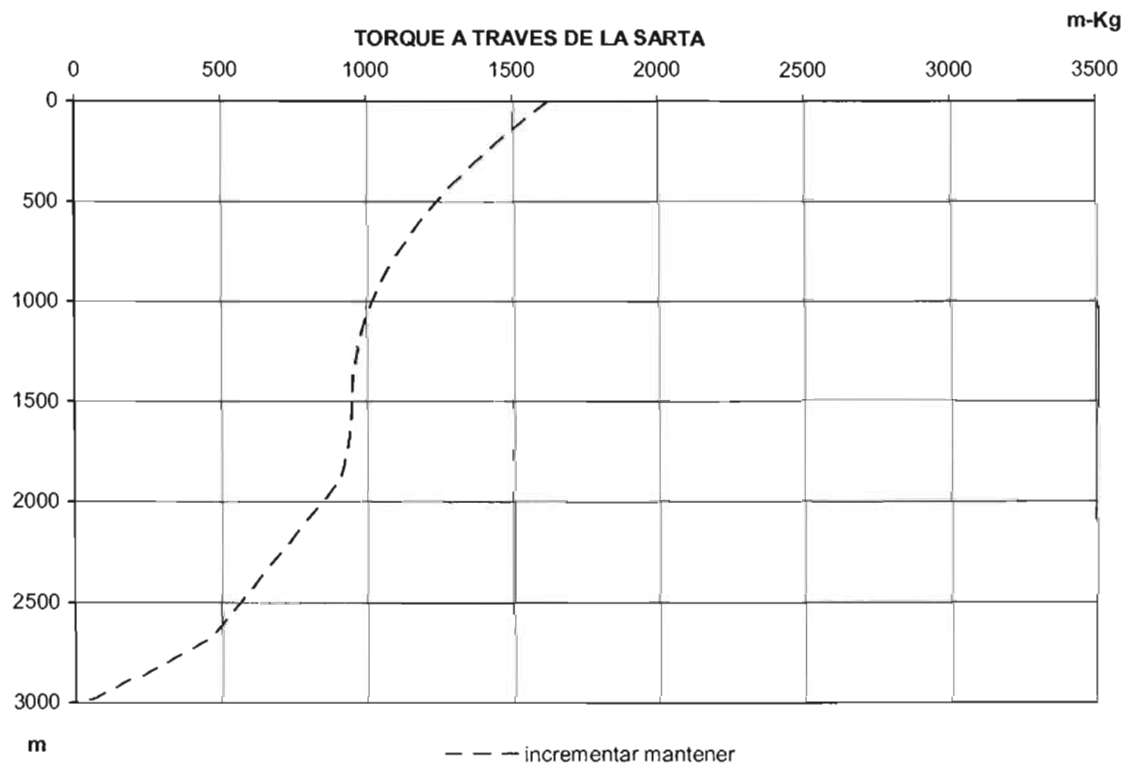
Gráfica 4.11



Gráfica 4.12



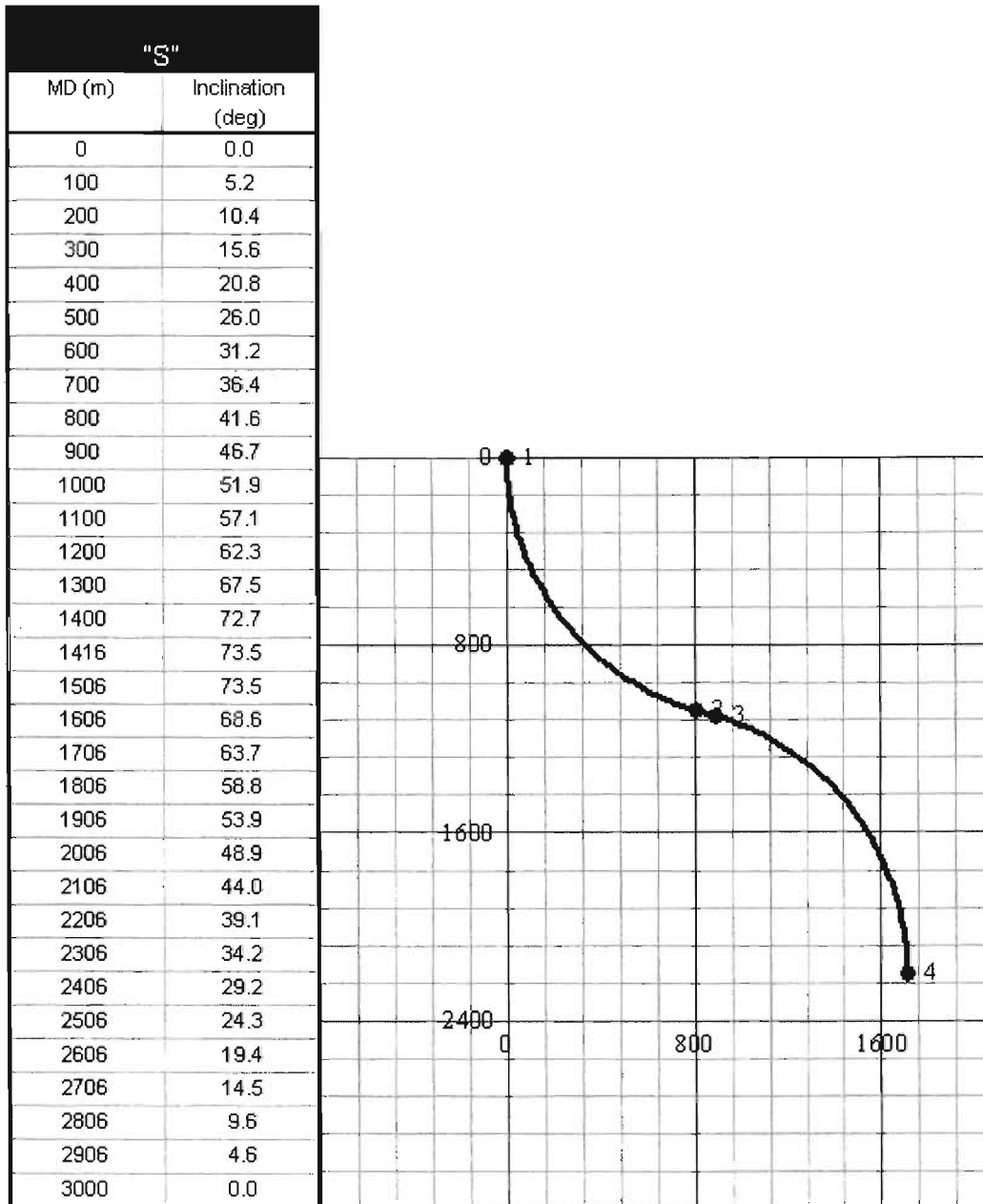
Gráfica 4.13



Gráfica 4.14

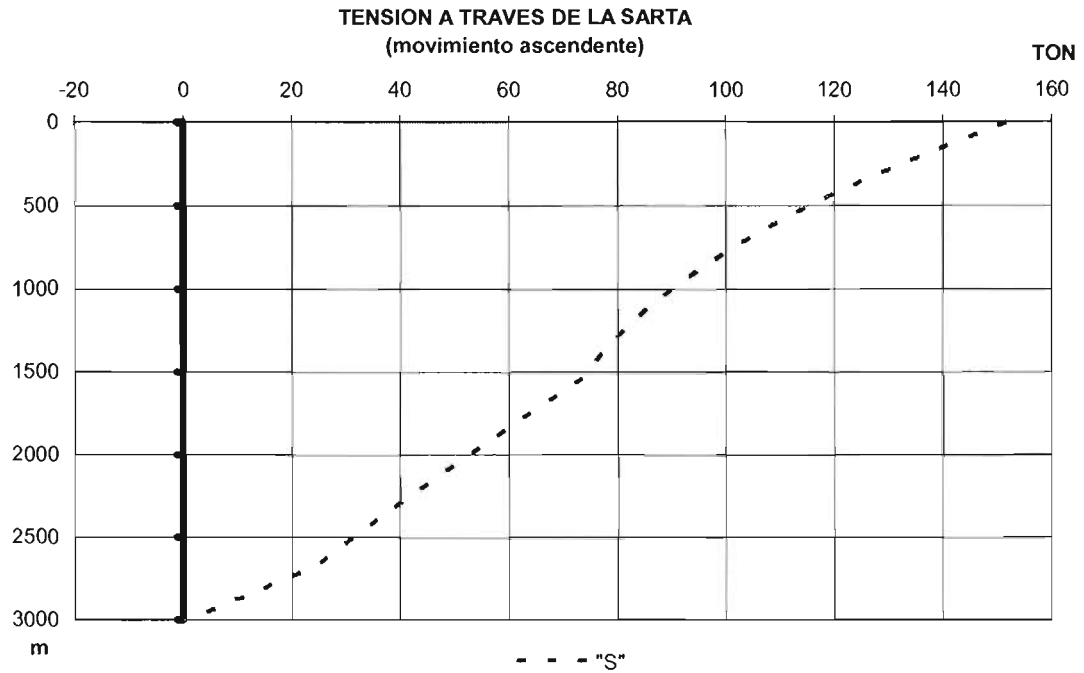
ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

4.2.3. TRAYECTORIA DE TIPO "S"

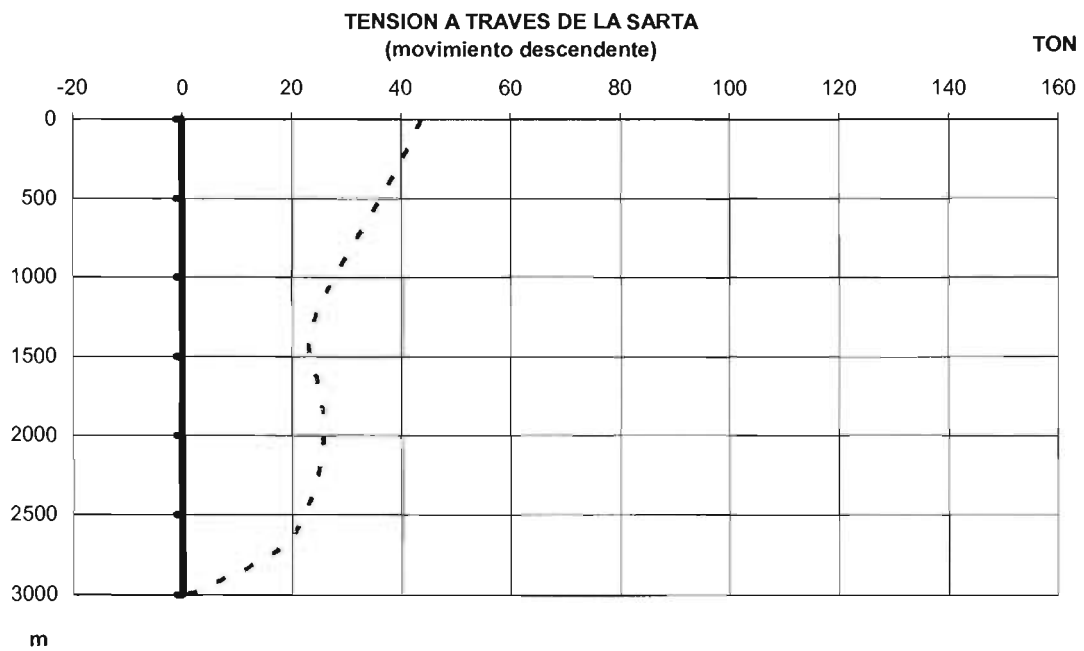


Gráfica 4.15

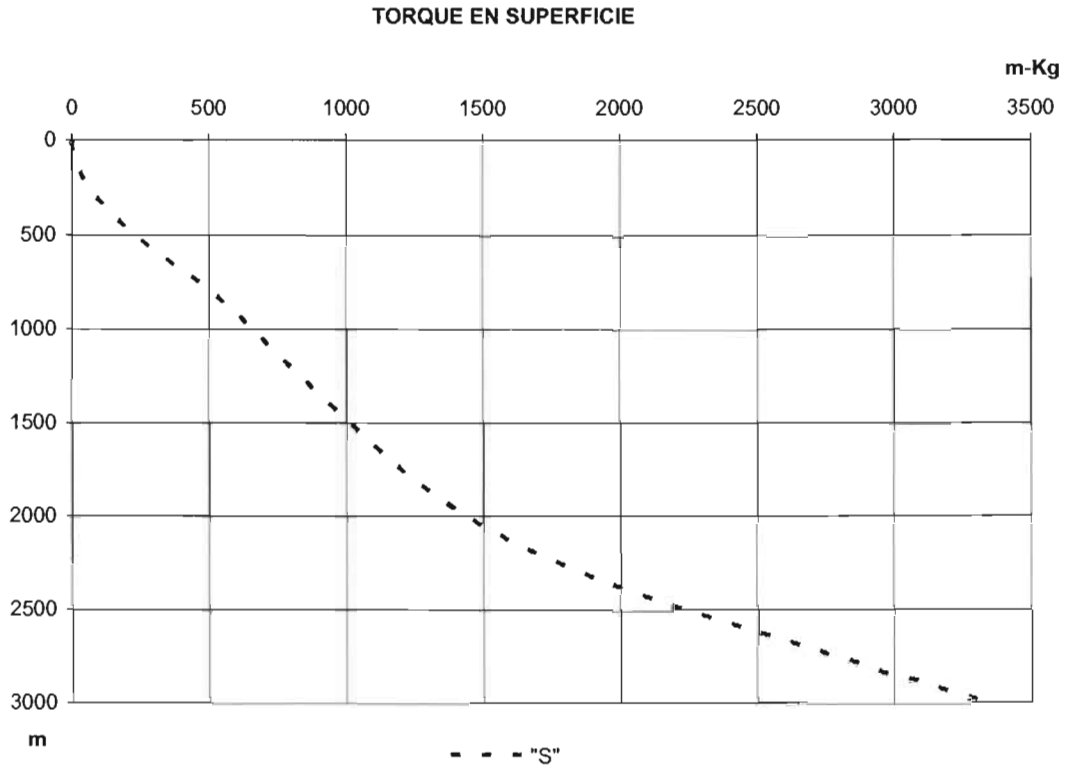
Los resultados de la corrida para esta trayectoria se encuentran de forma grafica para su análisis mas adelante



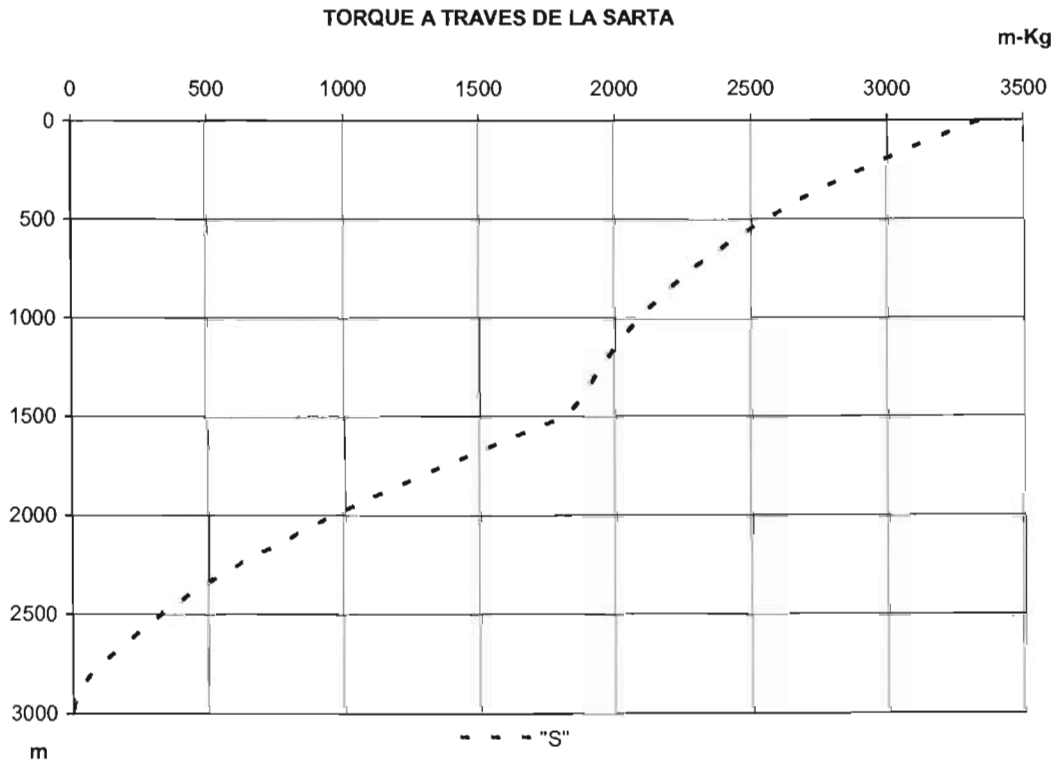
Gráfica 4.18



Gráfica 4.19

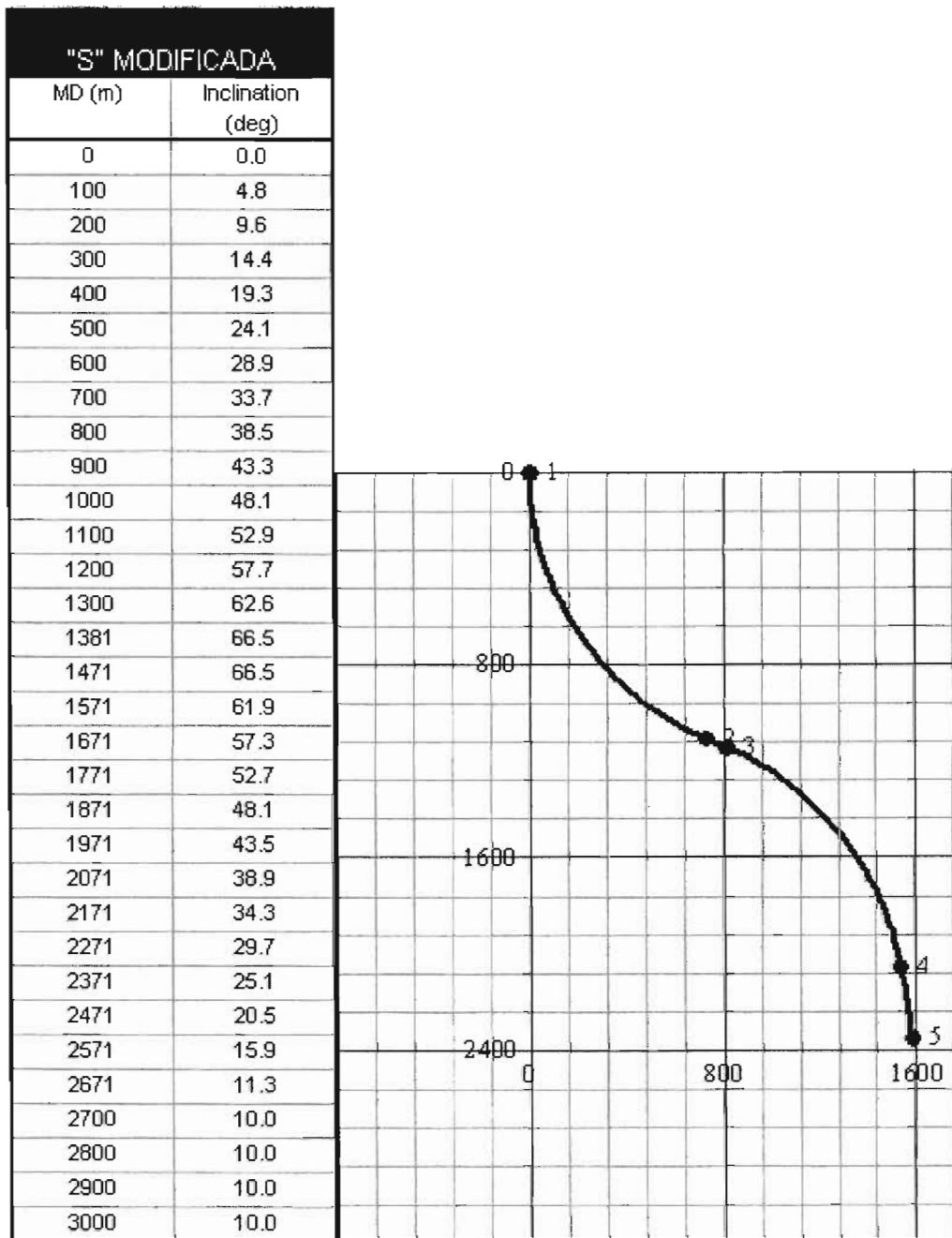


Gráfica 4.20



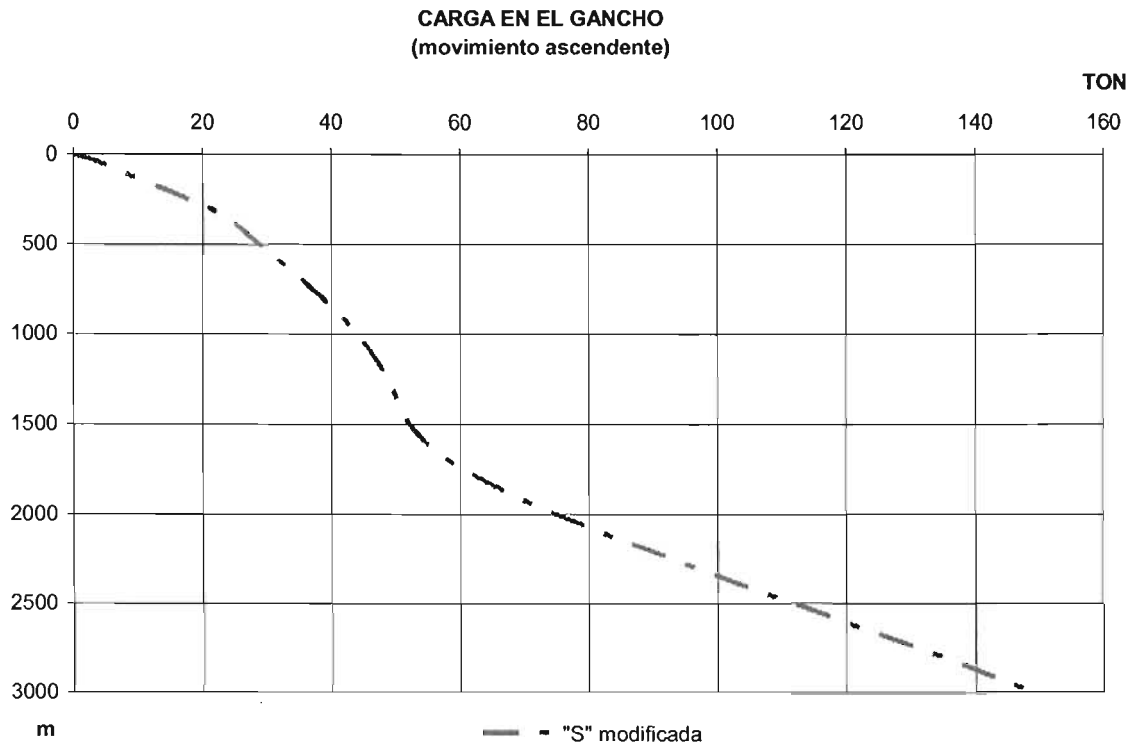
Gráfica 4.21

4.2.4. TRAYECTORIA TIPO "S" MODIFICADA.

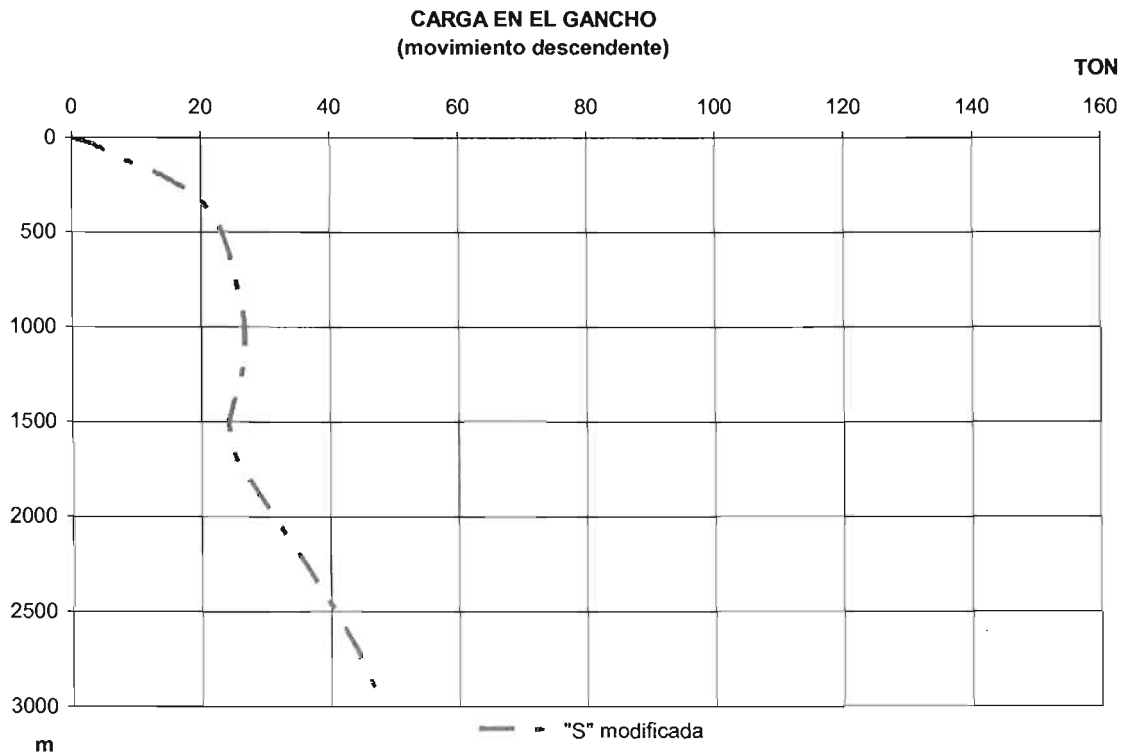


Gráfica 4.22

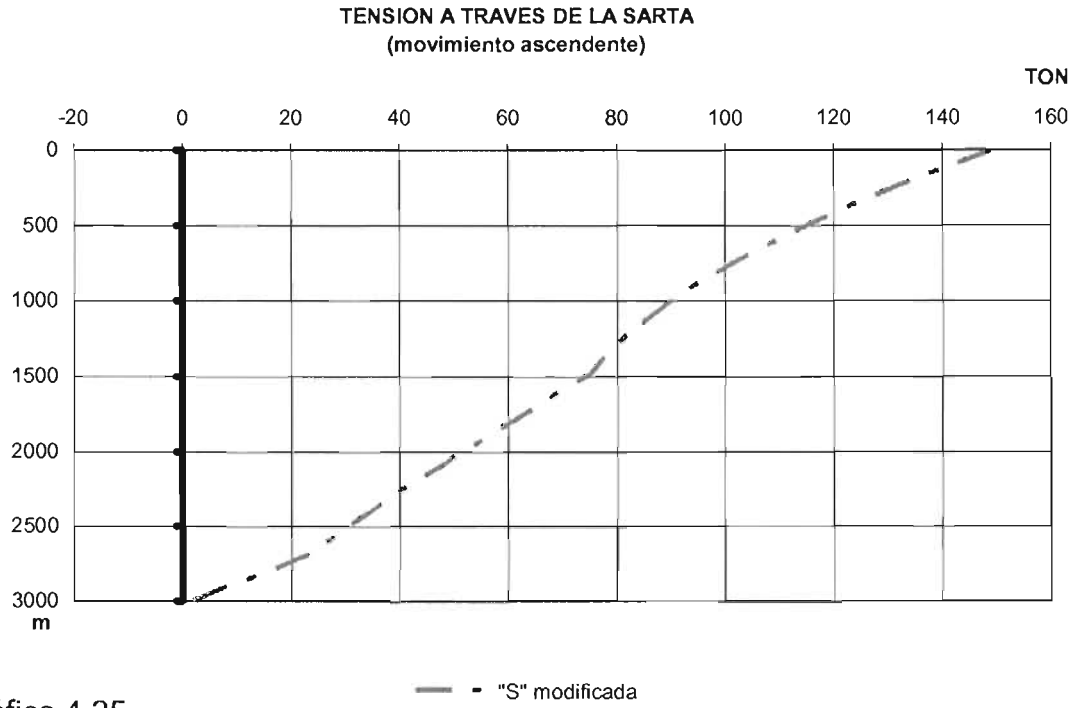
Los resultados de la corrida para esta trayectoria se encuentran de forma grafica para su análisis mas adelante



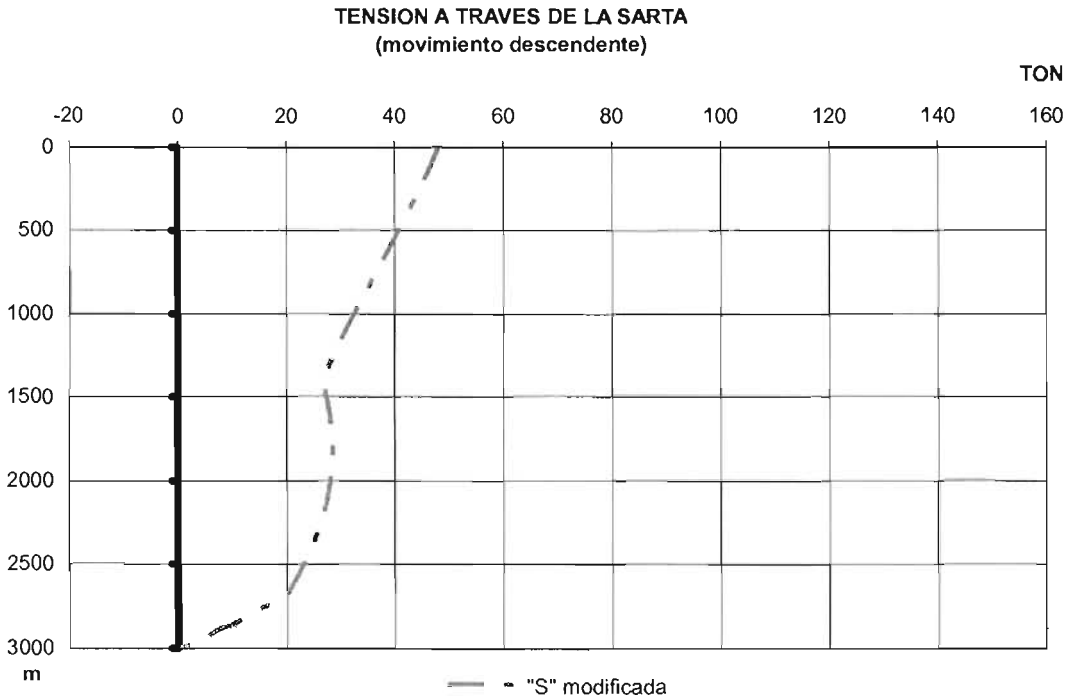
Gráfica 4.23



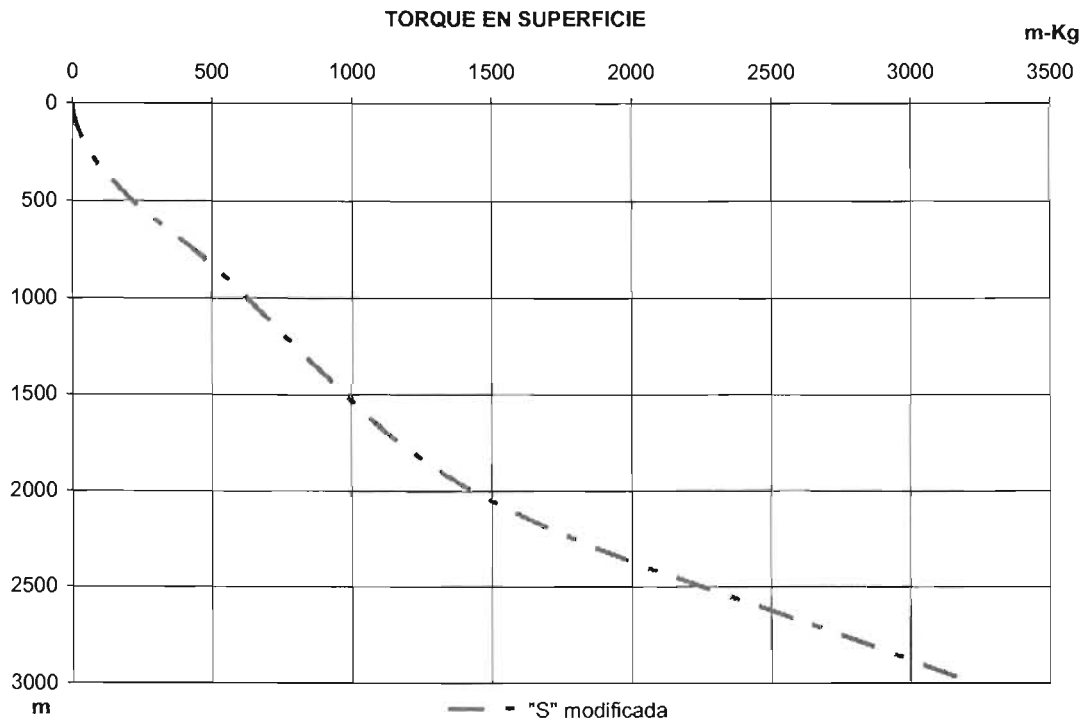
Gráfica 4.24



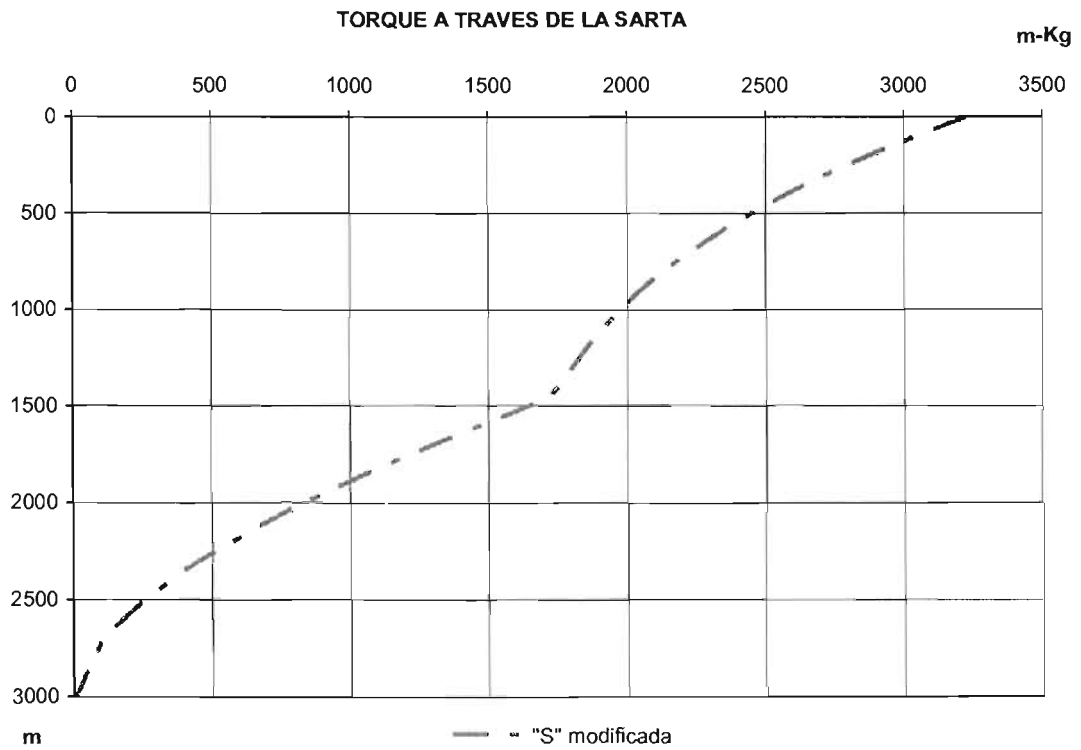
Gráfica 4.25



Gráfica 4.26

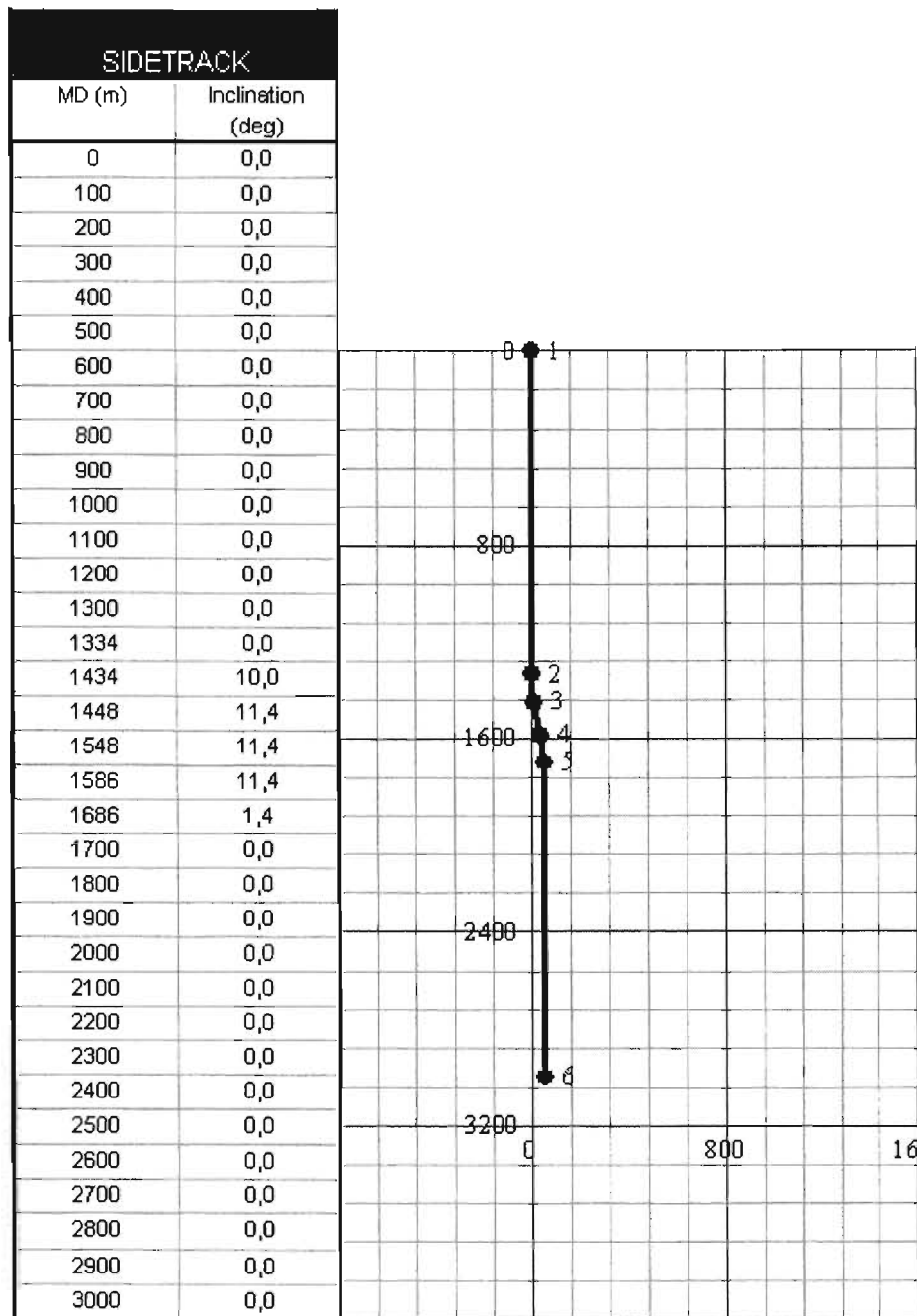


Gráfica 4.27



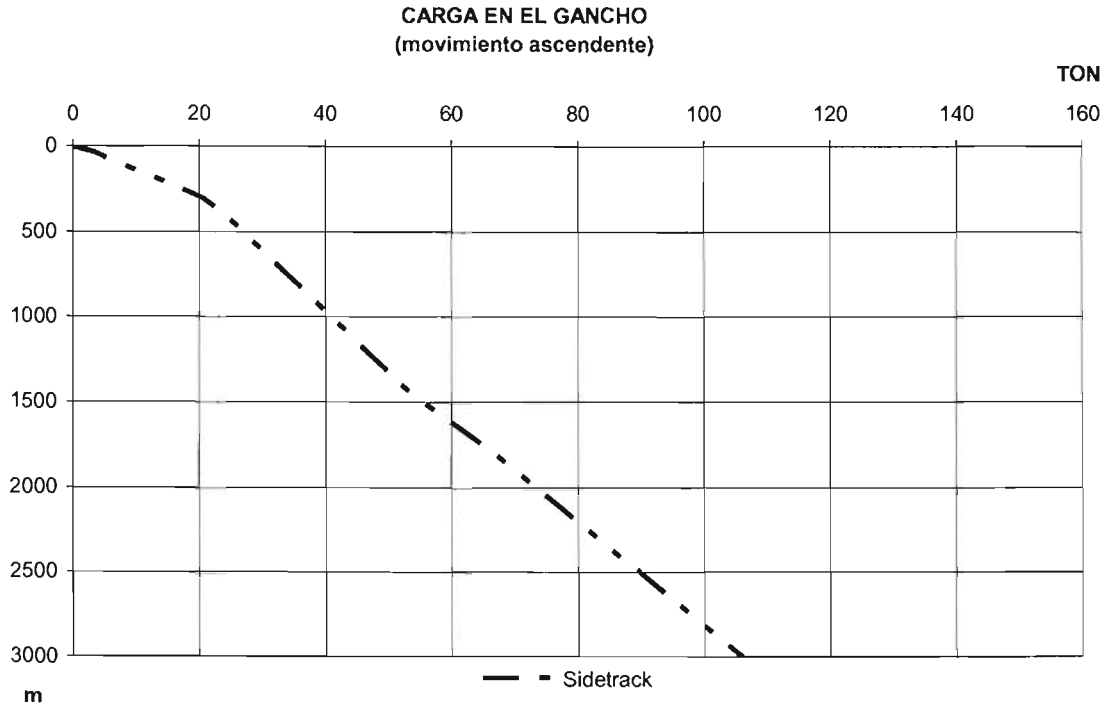
Gráfica 4.28

4.2.5. TRAYECTORIA DE UN SIDETRACK.

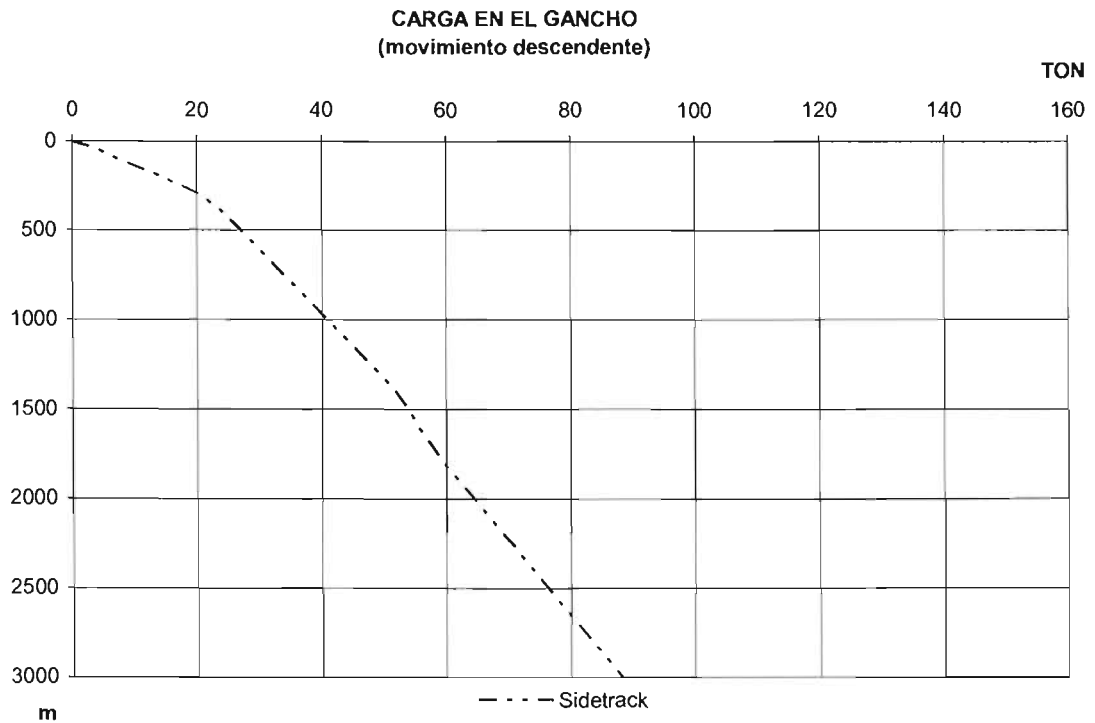


Gráfica 4.29

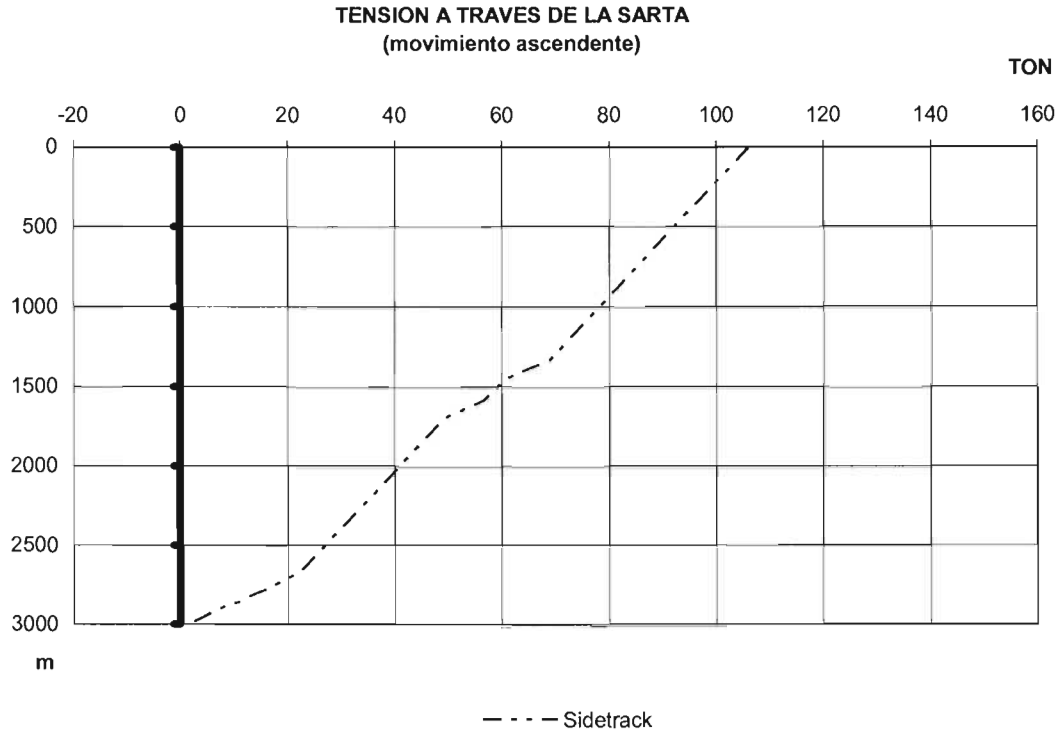
Los resultados de la corrida para esta trayectoria se encuentran de forma grafica para su análisis mas adelante



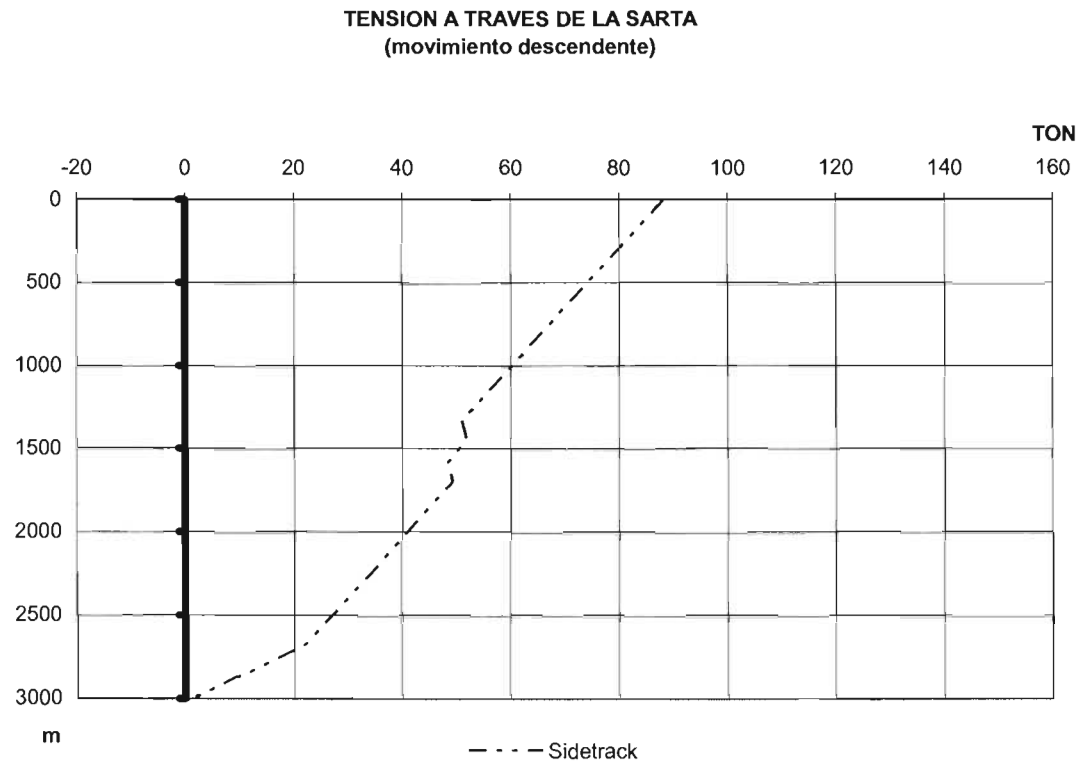
Gráfica 4.30



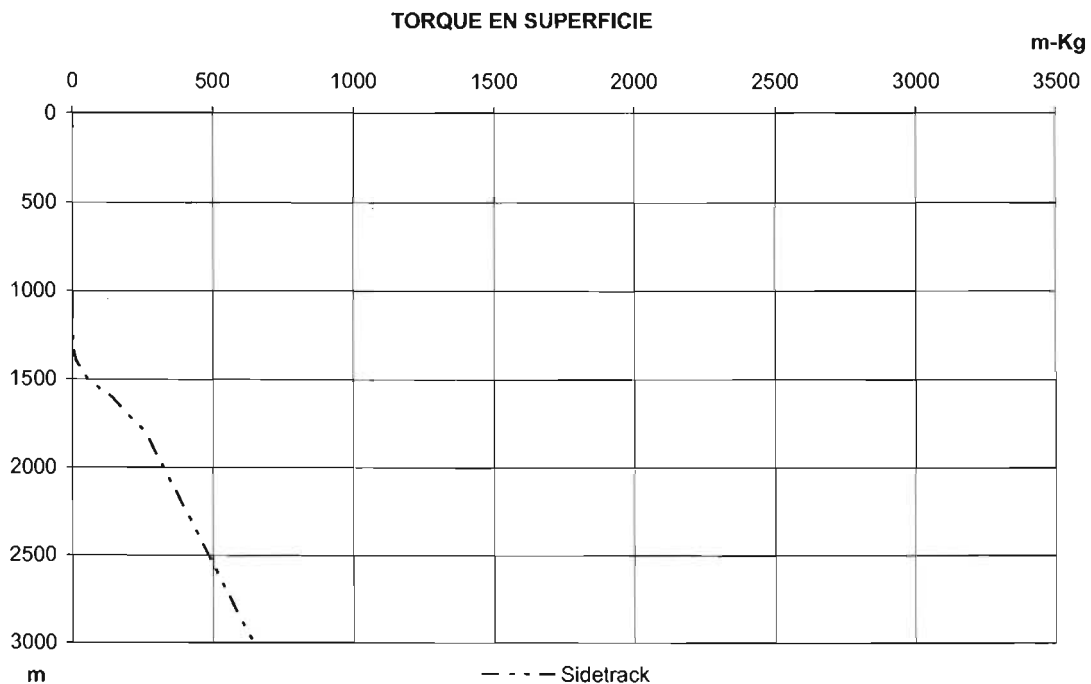
Gráfica 4.31



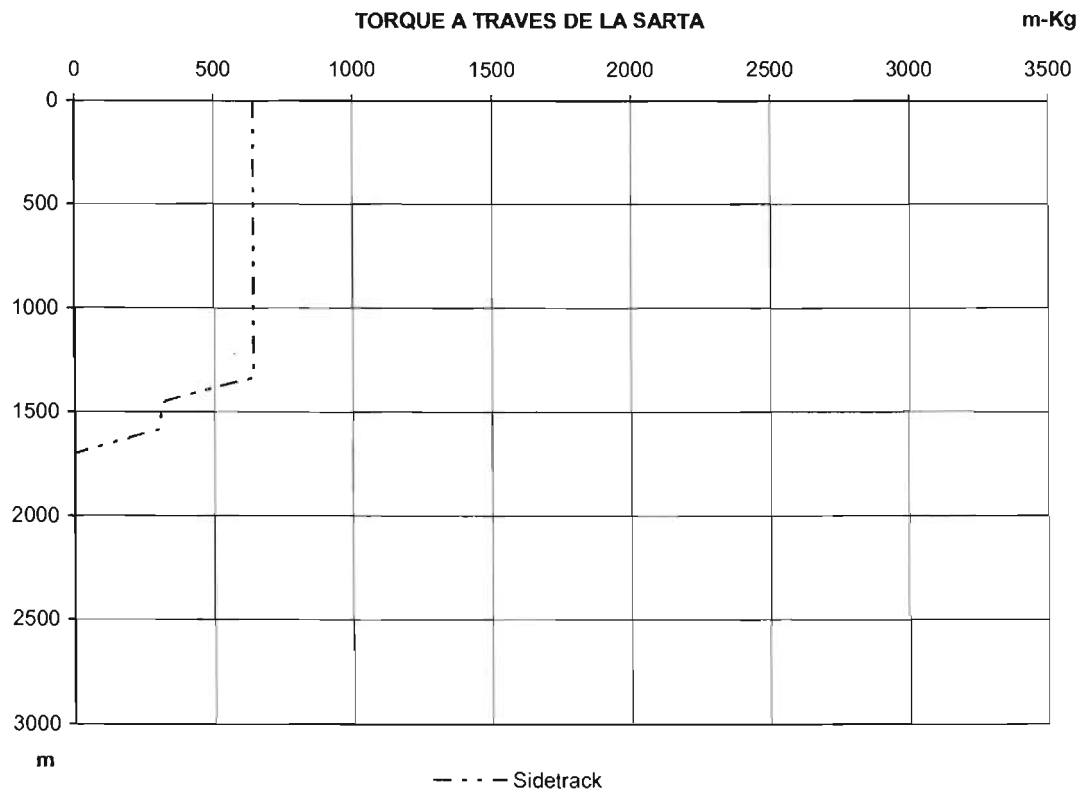
Gráfica 4.32



Gráfica 4.33

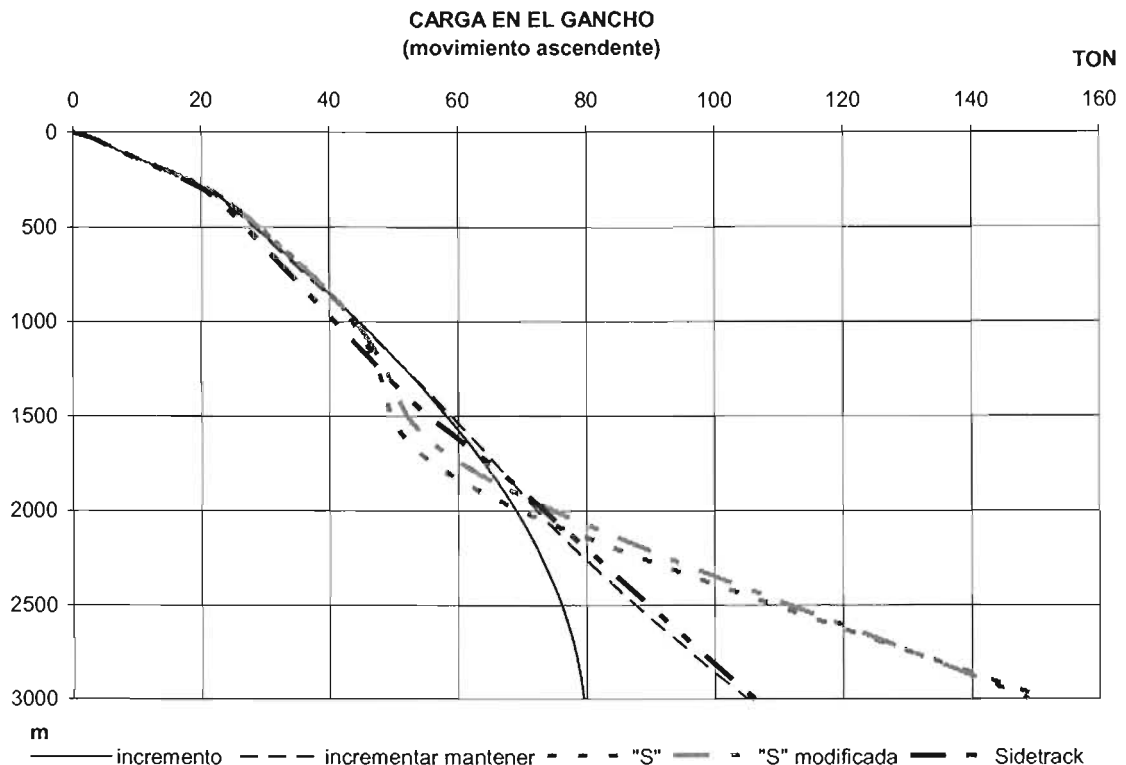


Gráfica 4.34



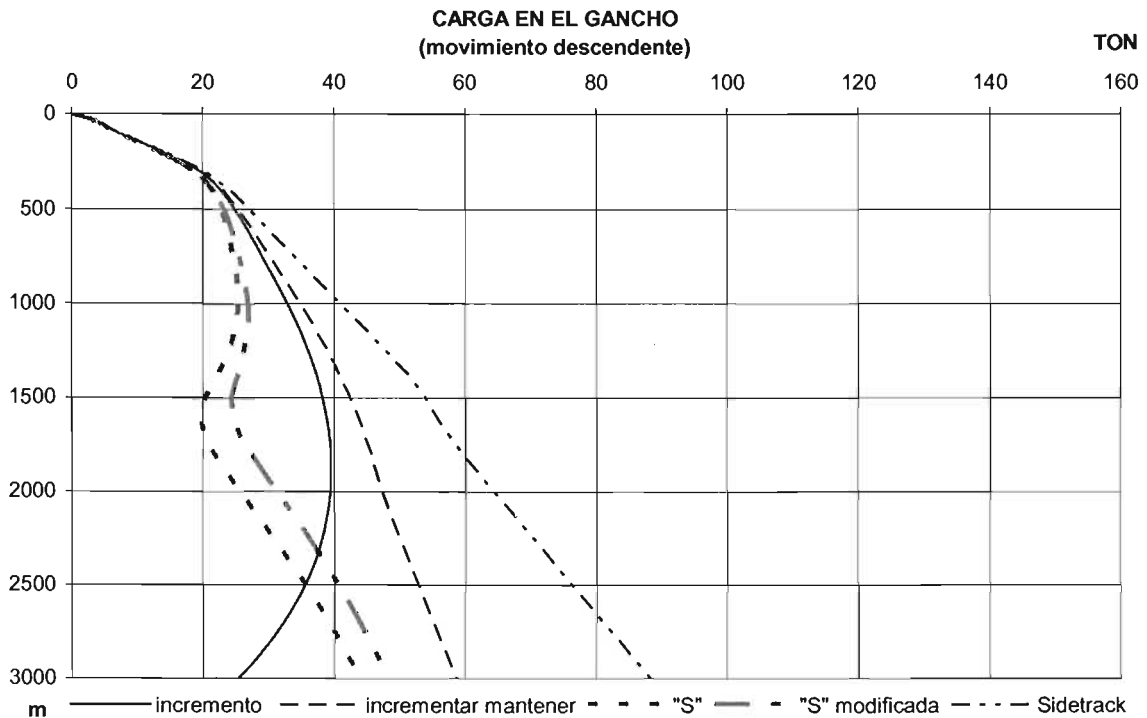
Gráfica

4.2.6. ANÁLISIS DE LAS TRAYECTORIAS



Gráfica 4.36

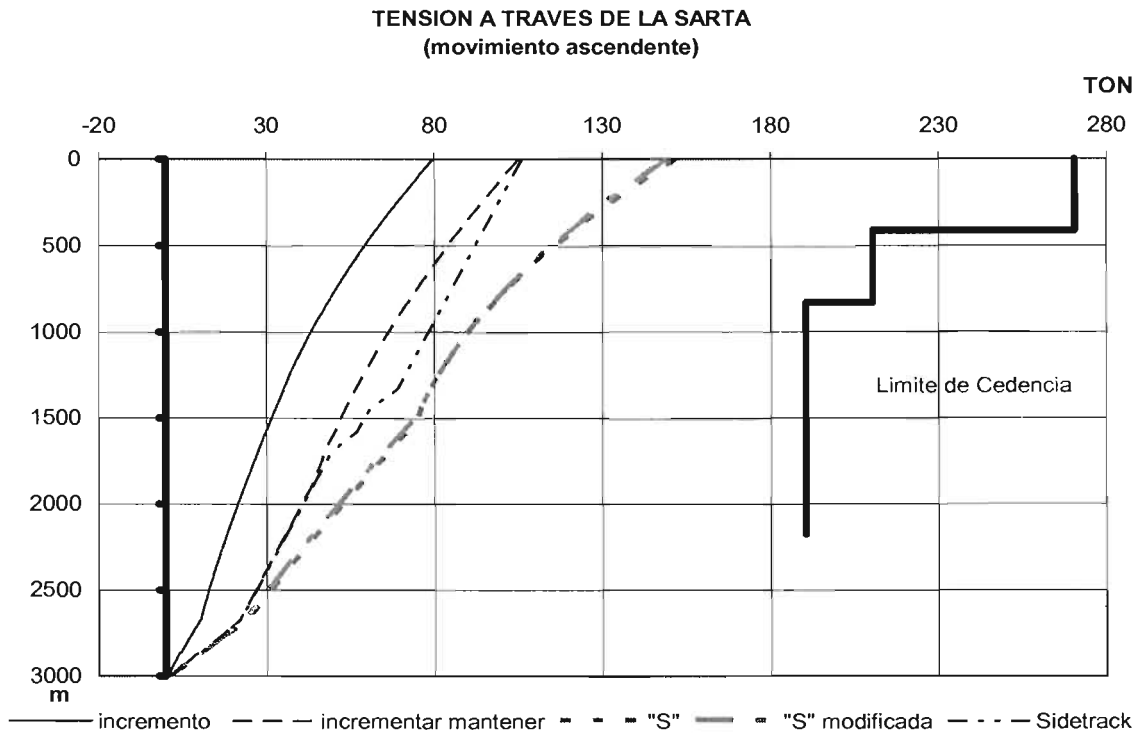
El análisis de la carga del gancho en superficie cuando la sarta está viajando hacia arriba (ascendente), el comportamiento de la trayectoria de incremento continuo es el que menor carga de arrastre presenta en la máxima profundidad y pareciera que es una buena opción para el diseño de trayectorias para minimizar el esfuerzo de arrastre en la sarta. Las curvas de tipo "S" y modificada serían la de mayor riesgo, la curva incrementar y mantener está en medio, y el Sidetrack en el comportamiento de los esfuerzos de arrastre no presenta cargas críticas, que puedan afectar para el éxito; pero sin embargo, en un Sidetrack hay que cuidar otro tipo de problema que pueden incrementar el arrastre de la sarta es la formación de ojo de llave.



Gráfica 4.37

Ahora en este tipo de operación de meter o deslizar tubería pareciera que las mejores opciones sigue siendo la trayectoria de incremento continuo o curvar tipo "S" y la peor opción es la de incrementar mantener o el mismo Sidetrack; pero si observamos un poquito a detalle la característica de las curvas de incremento continuo y tipo "S" pueden ser un verdadero riesgo pues existe en su comportamiento un retroceso en la carga de la sarta en gancho en la superficie.

El retroceso o pérdida de la carga la podríamos describir como un problema que nos puede generar la tubería o sarta de perforación al trabajar una sección de la misma en tensión y otra parte de la misma en compresión, cuando la sarta trabaja en compresión se puede ver afectada por un fenómeno llamado pandeamiento que no consideramos en este trabajo de tesis, pero es muy importante para la perforación, problemas que se genera en la tubería es por deformación permanente de la misma.

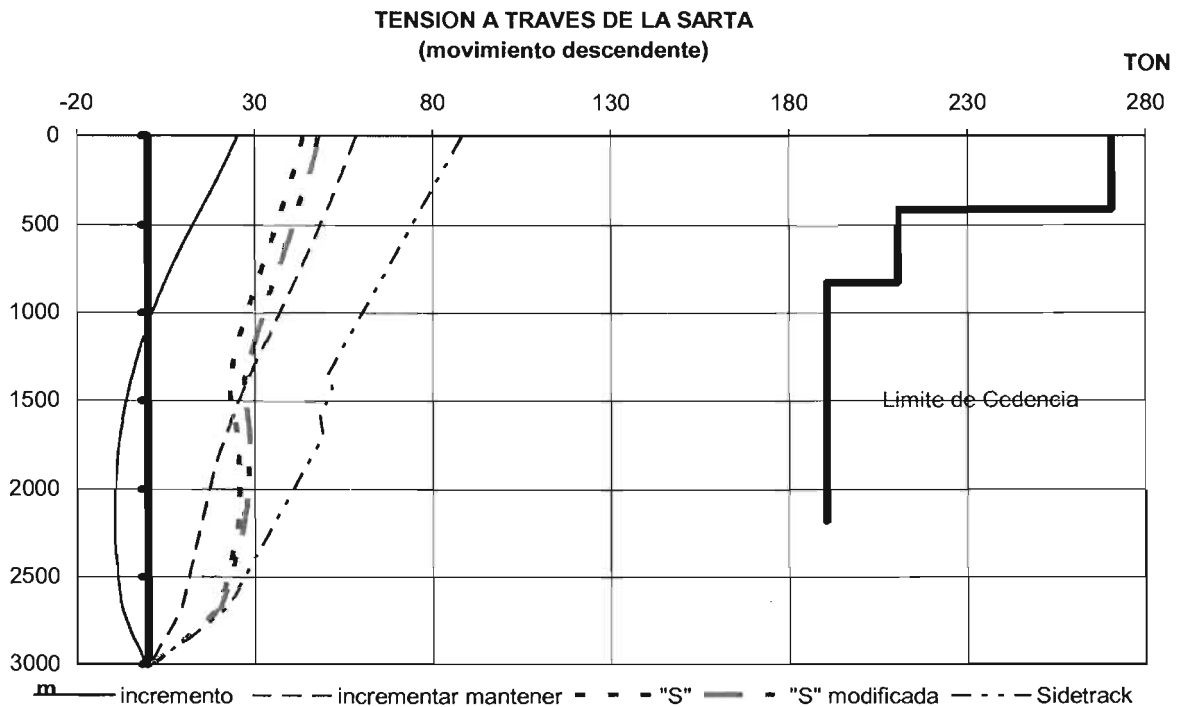


Gráfica 4.38

El arrastre a través de la sarta se representa como tensión y observamos como la tensión se comporta para todos los caso de forma de incremento de la parte mas profunda a la superficie. En la superficie la tensión la medimos con el indicador de peso del gancho.

Aun, podemos ver que la trayectoria de incremento continuo es buena opción al estar sacando la sarta, en este caso este tipo de trayectorias ofrecen una mayor seguridad para sacar tubería y las trayectoria de curva tipo "S" siguen presentando un riesgo, por tener la mayor carga de tensión. Los límites de cedecia de la tubería en curvas tipos "S" tienen menor margen para jalar.

Mas adelante veremos que las trayectorias de incremento continuo tambien tiene sus desventajas al ir metiendo la sarta o deslizando, pues las fuerzas de tensión cambian su signo en algunos casos.



Gráfica 4.39

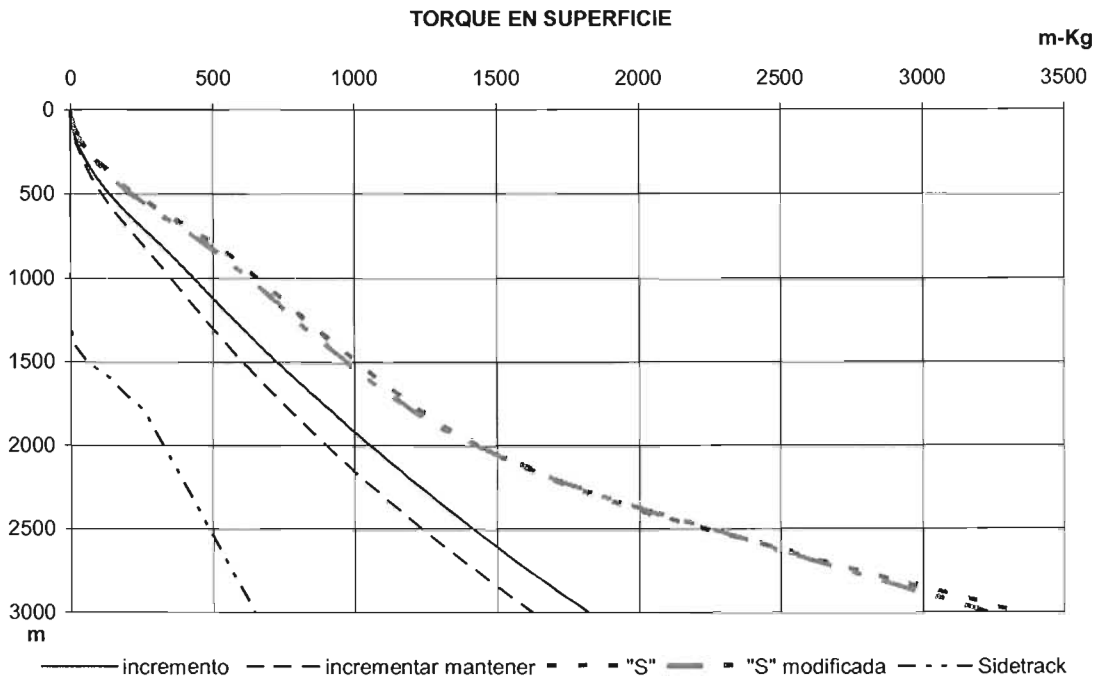
La trayectoria de incremento continuo y curvas tipo "S" presentan una sección en la cual el comportamiento de la gráfica presenta una regresión, pero para la trayectoria de incremento continuo una sección de la sarta entra en tensión negativa que también la llamamos compresión.

En esta sección de compresión es donde pueden ocurrir otro tipo de efectos que anteriormente ya mencionamos como pandeamiento de tubería, y no fue tema de estudio de este trabajo de tesis; pero, es muy importante mencionar por los problemas que también genera a la sarta.

Por lo tanto, la trayectoria de incrementar mantener sigue presentando la mejor opción para minimizar el efecto de arrastre, pues no entra en compresión y los incrementos de tensión son positivos.

El caso del Sidetrack no presenta problema alguno en el comportamiento de tensión, si se cuidan las operaciones y las condiciones mecánicas del pozo, esto

es no generar la formación de ojo de llave que pueda ser clave para el incremento de arrastre o atropamiento de tubería, que conduzca al fracaso de la perforación.

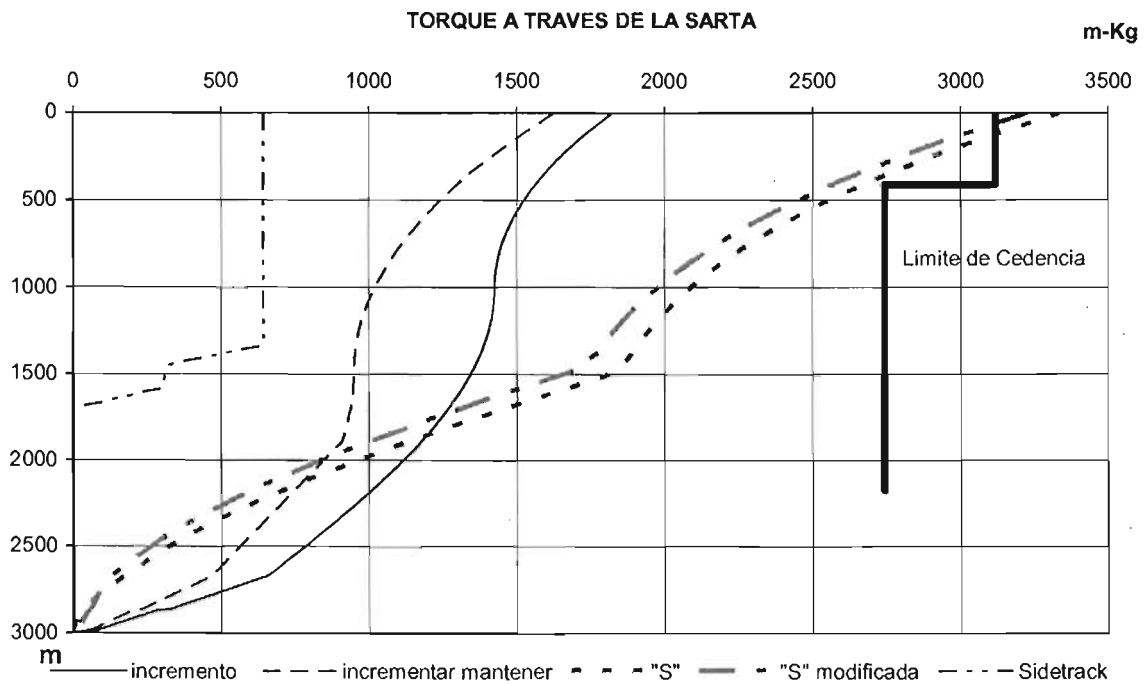


Gráfica 4.40

El torque es el reflejo del arrastre y si para una trayectoria de incrementar y mantener es la mejor opción para el arrastre, en el torque en superficie el comportamiento es mas inédito; pues presenta ser menor que todas las otras trayectorias en todos los puntos.

En teoría el Sidetrack sigue siendo una trayectoria que no presenta problemas en su esfuerzo de torque, y una trayectoria de curva tipo "S" nos puede llevar al riesgo del fracaso de la perforación.

De igual forma en el torque a través de la sarta se la trayectoria de incrementar y mantener también presenta la mejor opción para reducir los esfuerzos de torque con una trayectoria de incrementar y mantener. Para este caso se ilustra a las curvas "S" como un fracaso, por que el torque en superficie excede los limes de resistencia.



Gráfica 4.41

4.3. CASO DE APLICACIÓN.

El caso de aplicación del modelo matemático de Johansick para el evaluar el efecto del ángulo sobre el torque y arrastre en la tubería de perforación, se realizó en el pozo Mexgulf 2A (perforado del 12 al 28 de Noviembre de 2004), en el cual buscaremos un factor o coeficiente de fricción que satisfaga a los arrastre medidos durante la segunda etapa de la perforación donde se presenta el inicio de la desviación del pozo y en un futuro poder mejorar el mismo para predecir el arrastre de otros pozos desviados a perforar cerca del área del Campo Topila.

La primera etapa se perforo con un lodo bentonítico con una densidad inicial de 1.05 gr/cc, finalizando con 1.07 gr/cc a la profundidad de 27m. La segunda etapa se perforo con un lodo polimérico con una densidad de 1.15 gr/cc incrementando gradualmente hasta 1.20 gr/cc a la profundidad de 840m. Para la última etapa es el mismo con una densidad de 1.22 gr/cc y terminando 1.23gr/cc.

4.3.1. DATOS GENERALES.²⁶

La Perforación del Pozo MEXGULF 2A (Desarrollo), se encuentra ubicada dentro de la Provincia Geológica de la Cuenca Tampico–Misantla, del Municipio Tampico Alto Ver. Campo Topila, Activo Integral Poza Rica – Altamira. El descubrimiento de este yacimiento de **gas seco** fue en las décadas de los años 10's a finales de 50's, dentro de la Brecha Terciaria.

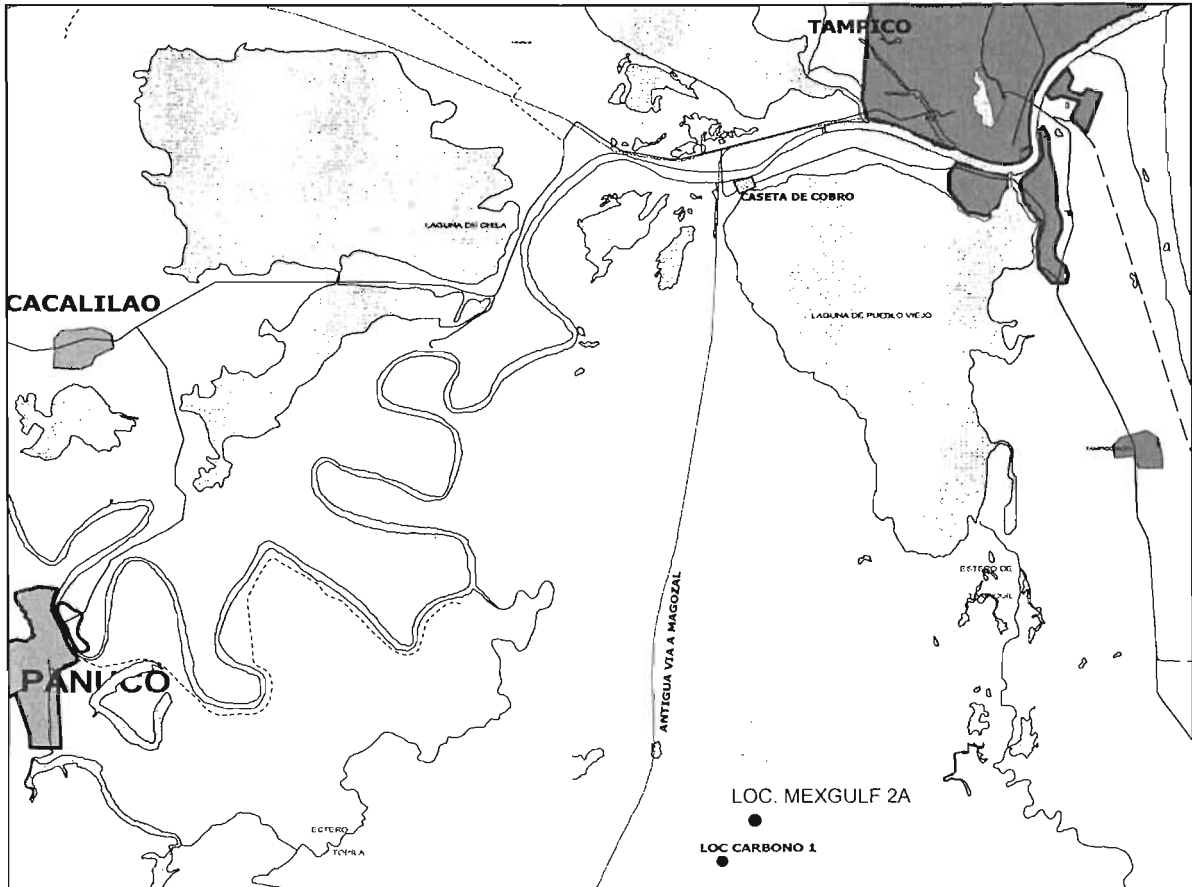


Figura 4.1 Plano de localización del pozo Mexgulf 2A.

El objetivo de la perforación es incrementar la producción de gas CO_2 en las calizas fracturadas del Cretácico Tamaulipas Superior y/o zonas de discordancia para aplicarlo en la recuperación secundaria del Campo Tamaulipas-Constituciones y localizado a 40Km. al Norte del Campo Quebrache y será de

²⁶ Pemex, Coordinación de diseño AIPA área Altamira, "Programa de perforación, Mexgulf 2A"

gran utilidad para tomar información en la aplicación de nuevas técnicas de perforación y reevaluación del área.

	Tipo de coordenadas	X	Y
Inicio	UTM	611,427.2692	2,433,106.0108
	GEO	22° 00' 0.921" N	97° 55' 14.009" W
Objetivo	UTM	611,727.2700	2,433,106.0100
	GEO	22° 00' 0.852" N	97° 55" 03.548" W

Tabla 4.3 Coordenadas GEO y UTM de Mexgulf 2A.

Elevación del terreno: 38.684m SNM.

La columna geológica probable a perforar esta dada por:

FORMACION	PROFUNDIDAD MV	PROFUNDIDAD MD	ESPEJOR M
TERCIARIO-OLIGOSENIO	AFLORA	AFLORA	900
BRECHAS TERCARIO	900	956	60
K.TAM. SUP (DISC)	960	1022	50
PTP	1010	1078	

Tabla 4.4 Columna Geológica probable

Programa de perforación propuesto.

Trayectoria.

MD (m)	Inc (deg)	Az (deg)	TVD (m)	N/S (m)	E/W (m)
0.00	0.00	49,48	0,00	0,00	0,00
310.00	0.00	49,48	310,00	0,00	0,00
667.60	29.80	49,48	651,70	59,08	69,11
1080.51	29.80	49,48	1010,00	192,41	225,09

Tabla 4.5 Trayectoria programada para MexGulf 2A.

Asentamiento de Tuberías de Revestimiento y Densidades del Fluido de Control

Diámetro (pg)	Profundidad (m)		Densidad Fluido de Perforación (gr/cc)	Observaciones
	Vertical	Desarrollada		
13 3/8"	30	50	1.05 - 1.10	CONDUCTOR
9 5/8"	200	200	1.10 - 1.15	INTERMEDIA
7"	795	836	1.15 - 1.20	EXPLOTACION
5 5/8"	1010	1080		

Tabla 4.6 Asentamiento de TR programada para MexGulf 2A.

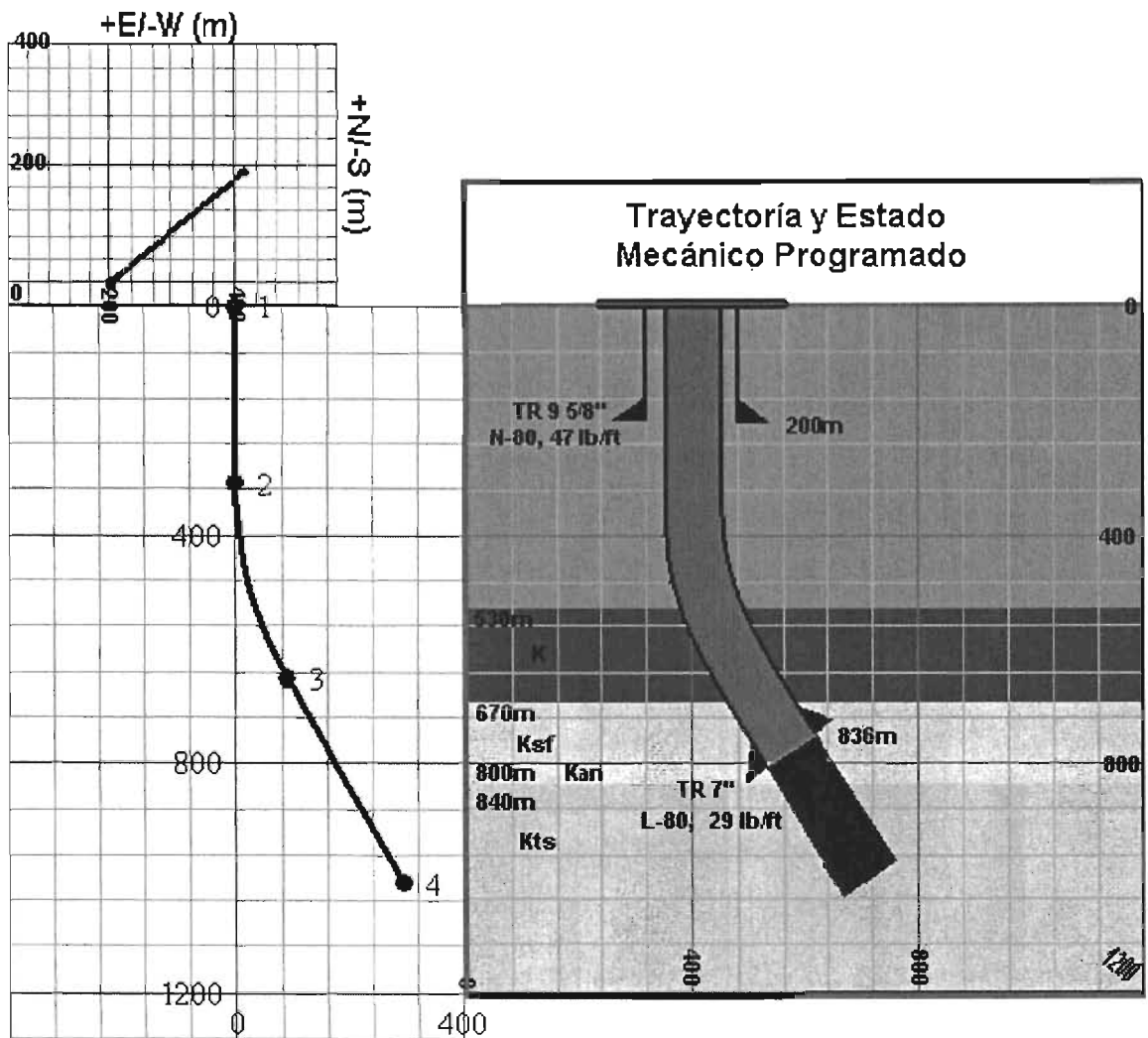


Figura 4.2

Programa de sarta de perforación se realizo para tres etapas, dependiendo del asentamiento de tubería de revestimiento programada.

PRIMERA ETAPA

Barrena de 12 ¼"					Intervalo 50 - 200m						
Densidad de Lodo 1.15 gr/cc					Ff = 0.85						
Tramos	Sección	Diam. (pg)	Long (m)	Grado	P. Ajust. (kg/m)	P. Aire (kg)	P. Flot. (kg.)	P. Acum. (kg)	Apriete (lb-p)	R. Ten (ton)	MPJ (ton)
3	1	8	28	D.C.	219.05	9053	7700	7700	85000		
3	2	8"X12.125	6	ESTAB	219.05	1940	1650	9350	85000		
3	3	5"	27	H.W.	74.5	2013	1710	11060	29400		
12	4	4 ½"	139	x-95	33.37	4640	3940	15000	19800	186	
Tot			200			17646	15000				145

Tabla 4.7 Sarta de perforación y barrena programada para MexGulf 2A.

Peso sarta en el aire = 17646 Kg
 Peso sarta en el lodo = 15000 Kg
 Margen para jalar =145 Toneladas

SEGUNDA ETAPA

Barrena de 8 ½					Intervalo 200-320m						
Densidad de Lodo 1.20 gr/cc					Ff = 0.84						
Tramos	Sección	Diam. (pg)	Long (m)	Grado	P. Ajust. (kg/m)	P. Aire (kg)	P. Flot. (kg.)	P. Acum. (kg)	Apriete (lb-p)	R. Ten (ton)	MPJ (ton)
12	1	6 ½ »	110	D.C.	137.0 8	15079	12666	12666	29500		
3	2	6 ½" x 8 ½"	9	ESTAB	137.0 8	1234	1036	13702	29500		
6	3	3 ½"	55	HW	37.70	2070	1739	15441	11500		
16	4	3 ½"	146	X-95	24.77	3616	3037	18478	9100	144	
Total			320			21999	18478				103

Tabla 4.8 Sarta de perforación y barrena programada para MexGulf 2A.

Peso sarta en el aire = 21999 Kg
 Peso sarta en el lodo = 18478 Kg
 Margen para jalar = 103 Ton

CONTINUACION DE LA SEGUNDA ETAPA

Barrena de 8 ½" CON MWD - LWD					Intervalo 320-836m						
Densidad de Lodo 1.20 gr/cc					Ff = 0.84						
Tramos	Sección	Diam. (pg)	Long (m)	Grado	P. Ajust. (kg/m)	P. Aire (kg)	P. Flot. (kg.)	P. Acum. (kg)	Apriete (lb-p)	R. Ten (ton)	MPJ (ton)
1	1	6 ½ »	6	MF.	137.08	822	690	690	29500		
1	2	6 ½"	2	D.C	137.08	274	230	920	29500		
1	3	6 ½"	6	MWD	137.08	822	690	1610	29500		
1	4	6 ½"	6	LWD	137.08	822	690	2300	29500		
6	5	6 ½"	54	DC	137.08	7402	6218	8518	29500		
8	6	3 ½"	75	HW	37.70	2827	2375	10893	11500		
1	7	6 ¾"	6	Martillo	37.70	226	190	11083	11500		
9	8	3 ½"	54	HW	37.70	1998	1678	12761	11500		
68	9	3 ½"	627	TP °X	24.70					144	
Total			836			15193	12761				109

Tabla 4.9 Sarta de perforación y barrena programada para MexGulf 2A.

Peso sarta en el lodo = 12761 Kg

Margen para jalar = 109 Toneladas

TERCERA ETAPA

Barrena de 5 7/8" CON MWD – LWD					Intervalo 836-1078m						
Densidad de Lodo 1.26 gr/cc					Ff = 0.83						
Tramos	Sección	Diam. (pg)	Long (m)	Grado	P. Ajust. (kg/m)	P. Aire (kg)	P. Flot. (kg.)	P. Acum (kg)	Apriete (lb-p)	R. Ten (ton)	MPJ (ton)
1	1	4 ¾ »	6	MF	73.09	438	364	364	9900		
1	2	4 ¾ »	1	V.C	73.09	73	61	425	9900		
1	3	4 ¾ »	6	LWD	73.09	438	364	789	9900		
1	4	4 ¾ »	6	MWD	73.09	438	364	1153	9900		
1	5	4 ¾ »	9	DC	73.09	658	546	1699	9900		
27	6	3 ½"	243	HW	37.70	9161	7603	9302	9100		
1	7	4 ¾ »	6	Martillo	73.09	438	363	9665	9900		
18	8	3 ½"	162	HW	37.70	6107	5069	14734	9100		
70	9	3 ½"	639	°X	24.70				9100	144	
Total			1078			17751	14734				107

Tabla 4.10 Sarta de perforación y barrena programada para MexGulf 2A.

Peso sarta en el aire = 7761 Kg

Peso sarta en el lodo = 14734 Kg

Margen para jalar = 70 Toneladas

4.3.2. DATOS NECESARIOS PARA CALCULAR TORQUE Y ARRASTRE.

Trayectoria o survey, es uno de los datos de mayor importancia, necesarios para poder predecir el cálculo de arrastre y torque para la sarta de perforación, y en el caso de encontrar un factor de fricción útil para el cálculo también es importante conocer los datos de la trayectoria.

Los datos de trayectoria que a continuación se presentan son las medidas reales tomadas con la herramienta MWD, por parte de una compañía que ofrece servicios de medición a Pemex Exploración y Producción.

MD (m)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (m)	N/S (m)	E/W (m)	V Sec (m)
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
221	0,69	43,61	221,00	0,96	0,92	1,32
259	1,06	19,99	258,98	1,46	1,20	1,86
290	1,25	56,24	289,97	1,92	1,57	2,44
319	1,50	61,61	318,98	2,27	2,17	3,13
346	3,69	48,49	345,96	3,02	3,13	4,34
375	5,94	50,24	374,84	4,60	4,99	6,78
402	7,69	50,11	401,65	6,65	7,45	9,99
431	9,44	50,24	430,32	9,41	10,76	14,29
458	11,31	50,36	456,87	12,52	14,50	19,16
486	13,75	50,61	484,21	16,38	19,19	25,23
514	15,50	51,11	511,32	20,85	24,68	32,31
543	17,69	50,86	539,10	26,06	31,11	40,58
571	20,38	49,86	565,57	31,89	38,14	49,71
599	23,06	48,49	591,56	38,66	45,97	60,06
628	26,44	47,99	617,91	46,76	55,03	72,21
655	28,63	48,36	641,83	55,07	64,32	84,67
683	30,38	48,86	666,21	64,19	74,67	98,47
711	30,25	48,49	690,39	73,53	85,29	112,61
739	30,31	47,99	714,56	82,92	95,82	126,72
767	30,31	49,24	738,74	92,27	106,42	140,85
795	30,13	48,61	762,94	101,53	117,05	154,95
823	29,25	49,86	787,25	110,58	127,54	168,80
840	29,25	49,86	802,09	115,94	133,90	177,12

Tabla 4.11 Trayectoria real del pozo

Estratigrafía

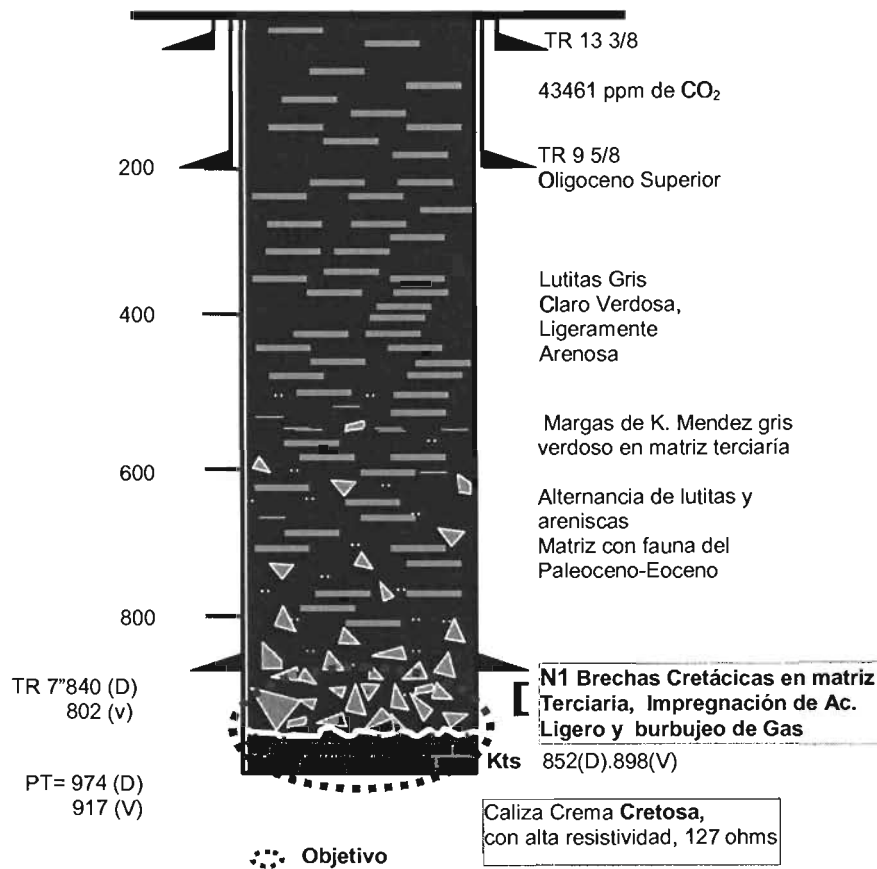


Figura 4.3 Columna geológica real.

27 a 203m. Constituido por lutita gris claro verdosa, en suaves partes arenosa y ligeramente calcárea e intercalación de areniscas gris claro de grano fino subredondeado, regularmente clasificados en matriz arcillo-calcárea y presencia de líticos oscuros.

203 a 490m. Lutitas gris claro a verdosa, suave en partes arenosa ligeramente calcárea, trazas de arenisca gris claro de grano fino, subredondeado, regularmente clasificado en matriz arcillo-calcárea y presencia de líticos oscuros.

490 a 640m. Lutitas calcáreas gris claro a verdosas, suave, en partes arenosa y margas gris verdosa, semicompacta con abundante presencia de microfósiles.

Traza de mudstone gris claro arcilloso, también trazas de marga café rojizo y bentonítico gris verdosa, blanca.

640 a 760m. Lutitas calcárea gris a gris claro con fragmentos de bentonita verde con trazas de pirita y calcita blanca.

760 a 810m. Lutita gris calcárea con variación con variaciones a margas con fragmentos de bentonita verdes y trazas de calcita blanca.

810 a 840m. Lutitas calcárea gris a gris claro con fragmentos de bentonita verde y trazas de pirita y calcita blanca.

Datos Tabulados de los Componentes de la Sarta (Desde el fondo):								
Descripción	Longitud d Sección (m)	Tubería OD (in)	Tubería ID (in)	Peso Ajustado (lb/ft)	Cople OD (in)	Cople ID (in)	Limite Tensión (Ton)	Limite Torsión (m-Kg)
MOTOR DE FONDO	7.86	6.75	4.250	110.500	6.750	4.250	3,450	1,369
V. CONTRA PRESION	1.40	7.25	2.750	120.260	7.250	2.750	32,491	4,079
CAJA DOBLE PIÑON	0.82	6.75	3.250	93.540	6.750	3.250	32,491	4,079
MWD	6.00	6.75	2.750	110.000	6.750	2.750	32,491	4,079
EMIT SUB	3.29	6.75	2.750	190.000	6.750	2.750	32,491	4,079
DC 6.75NW 5 H-90	38.34	6.75	2.813	100.000	6.750	2.813	32,491	4,079
MARTILLO	4.82	6.25	2.250	90.870	6.250	2.250	32,491	4,078.7
COMBINACION	1.07	6.25	2.750	84.180	6.250	2.750	32,491	4,078.7
HW 3.5NW Non Upset N.C. 38 DP New	137.53	3.50	2.062	25.300	4.750	2.188	3,450	1,368.8
3.5NW G1-5 EU IF	626.61	3.50	2.764	14.700	5.000	2.438	3,796	1,534.7
KELLY	12.6	4.50	2.750	41.000	6.250	2.875	5,475	3,014.1

Tabla 4.12 Sarta de perforación utilizada para la 2ª etapa.

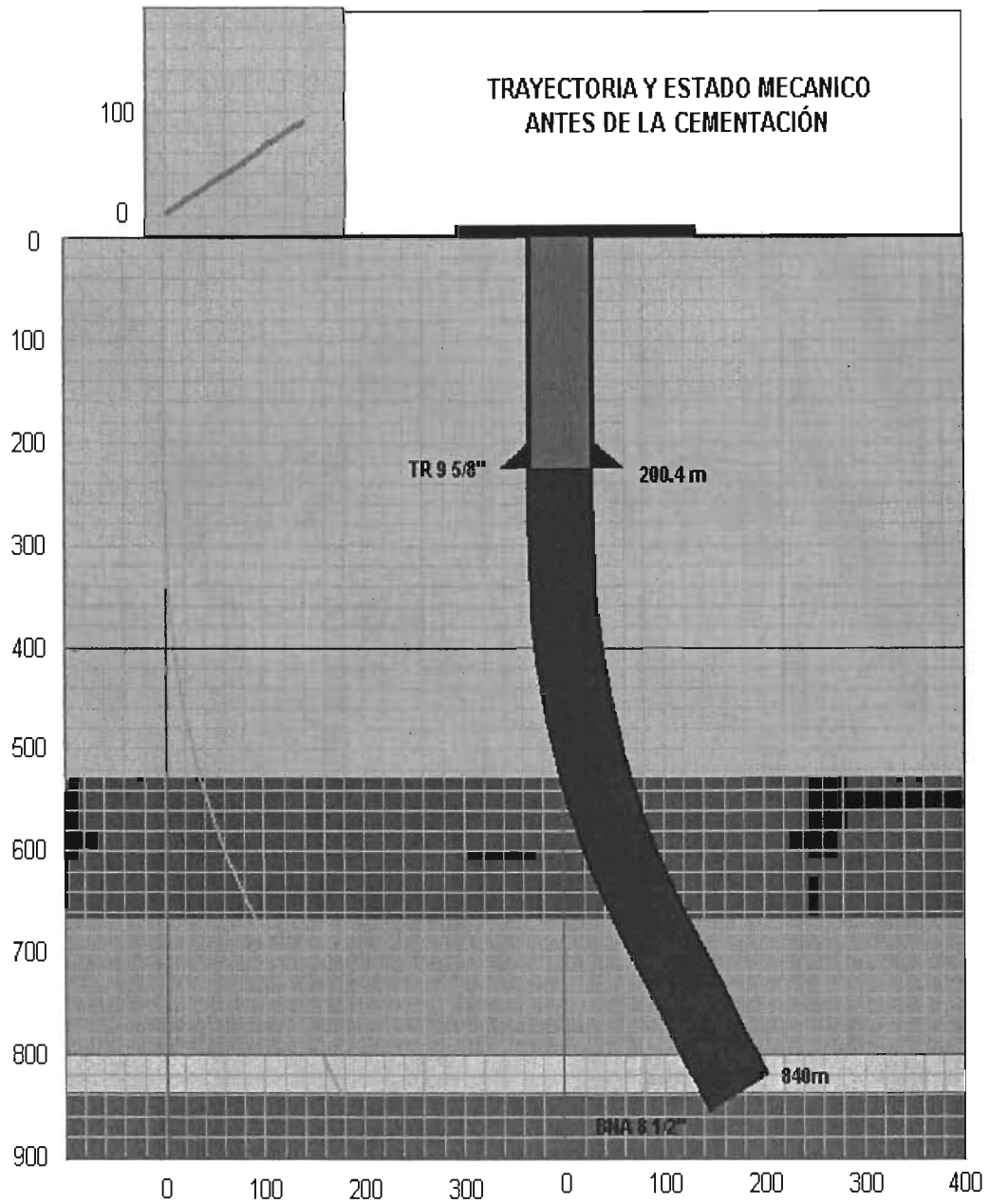


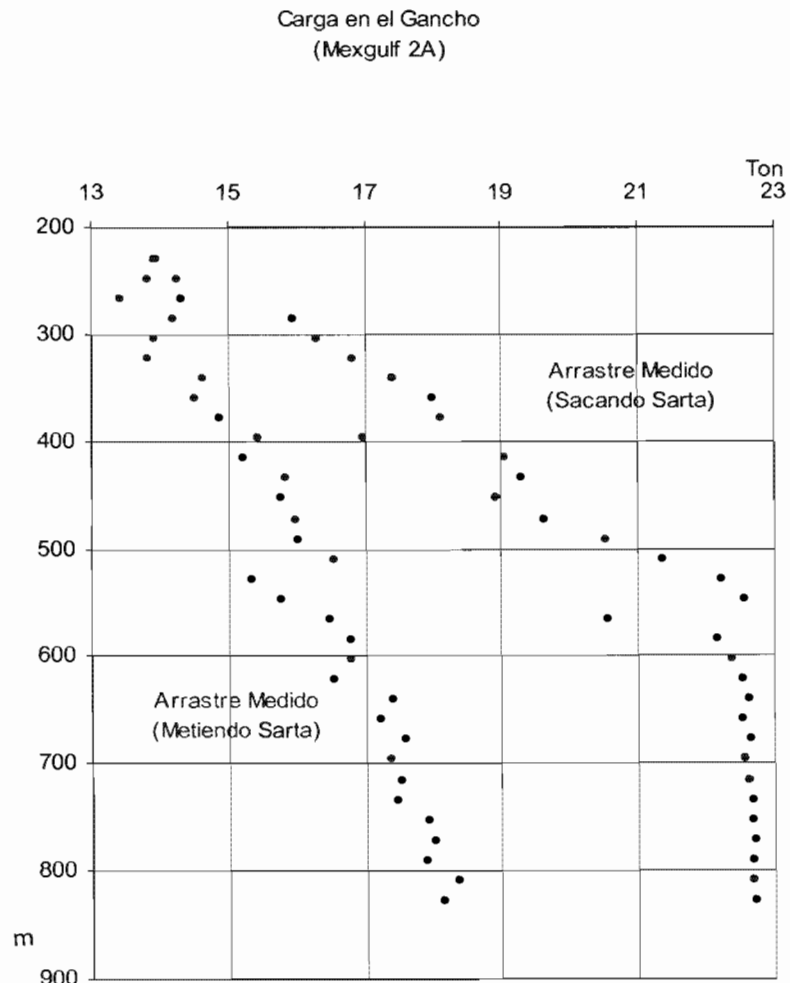
Figura 4.4

Fluido de perforación base agua

1.19 gr/cc X 53 seg March

Los datos de arrastre medidos en campo se presentan a continuación de forma tabular y gráfica, estos datos se tomaron del indicador de peso analógico del equipo de perforación. Cuyas características eran 0 a 150 toneladas y una resolución 0.5 ton de la cual se realizó un ajuste de aproximación de la aguja. Para las fracciones.

Prof. M	Sacando Ton	Metiendo Ton
228.92	14.0	14.0
247.84	14.3	13.8
266.73	14.3	13.4
285.42	16.0	14.1
304.00	16.3	13.9
322.55	16.8	13.8
341.33	17.4	14.6
359.86	18.0	14.5
378.58	18.1	14.9
397.26	17.0	15.4
416.08	19.0	15.2
434.70	19.3	15.9
453.43	18.9	15.8
472.05	19.6	16.0
490.68	20.5	16.0
509.39	21.4	16.5
528.20	22.2	15.3
546.95	22.6	15.8
565.73	20.6	16.5
584.41	22.2	16.8
603.31	22.4	16.8
622.15	22.5	16.5
640.43	22.6	17.4
659.15	22.5	17.2
677.74	22.7	17.6
696.62	22.6	17.4
715.26	22.7	17.5
733.88	22.7	17.5
752.61	22.7	17.93
771.20	22.7	18.0
789.93	22.7	17.9
808.80	22.7	18.4
827.43	22.7	18.2
840.00	22.7	18.5

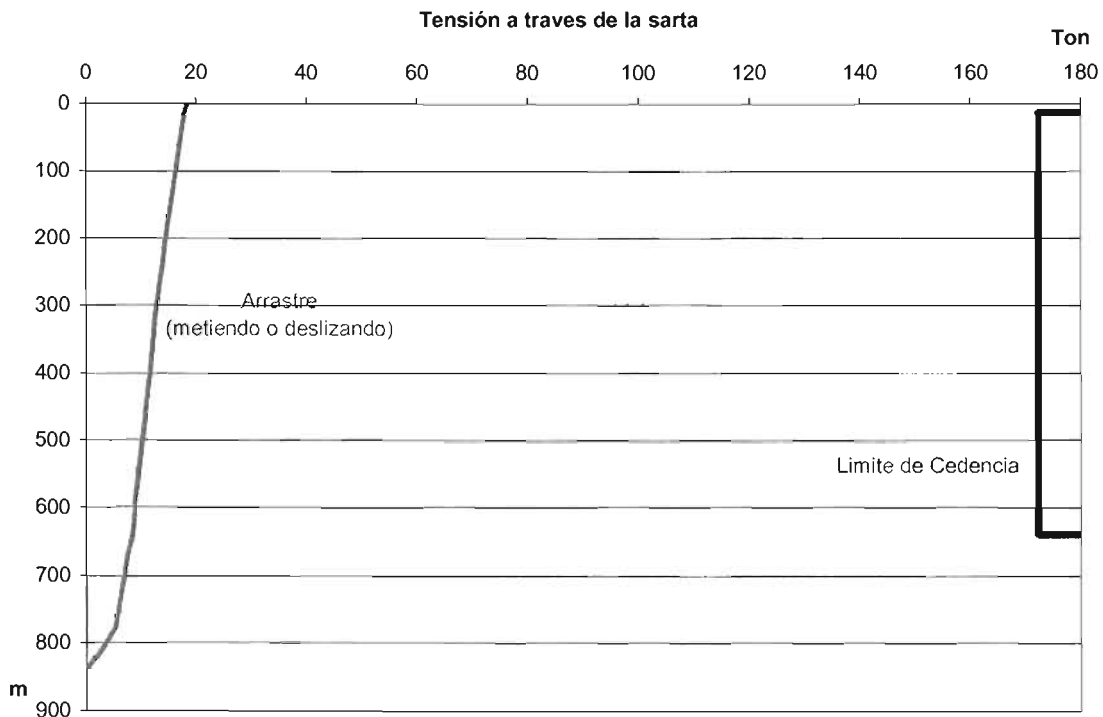


Grafica 4.42

4.3.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Uno de los procedimientos para determinar el factor de fricción del pozo Mexgulf 2A, es realizar para cada datos medido en superficie una corrida iterada del arrastre a través de la sarta hasta obtener el valor del coeficiente de fricción que satisfaga el dato medido de arrastre en superficie del indicador de peso; así de esta forma para cada dato registrado en la medición, por ejemplo:

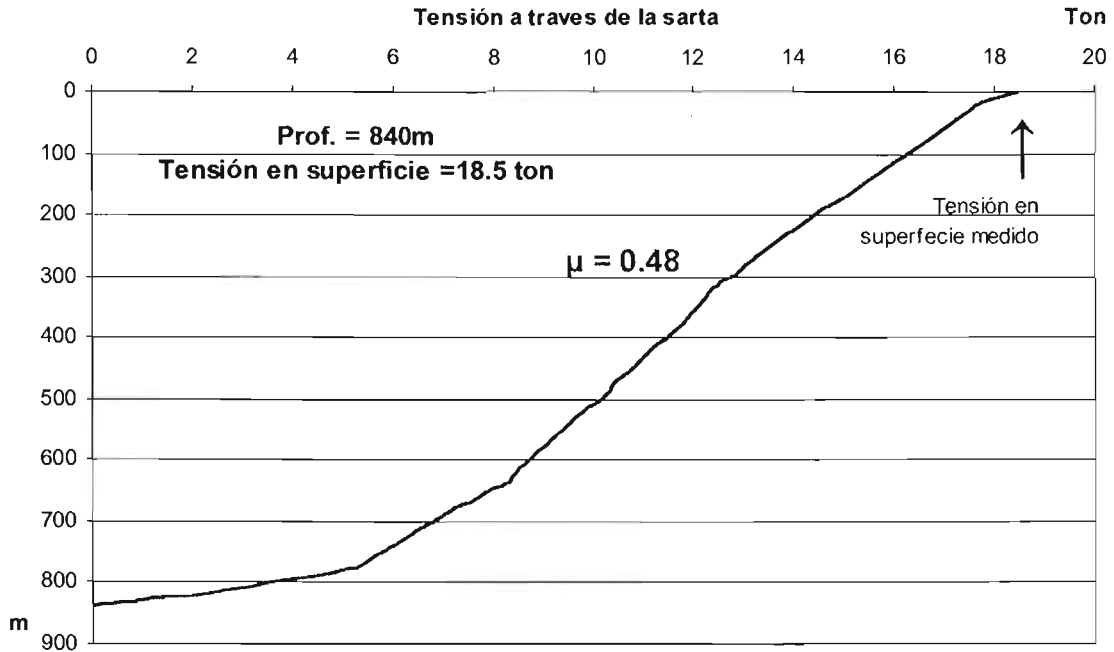
Con ayuda de un programa de computo comercial, se tiene integrado el calculo del factor de fricción (μ) al introducir el arrastre medidos en campo (Prof. = 840m; Tensión en superficie =18.5 ton), con la operación de estar metiendo o deslizando tubería. El resultado de la corrida es un factor de fricción de 0.48, para este parámetro.



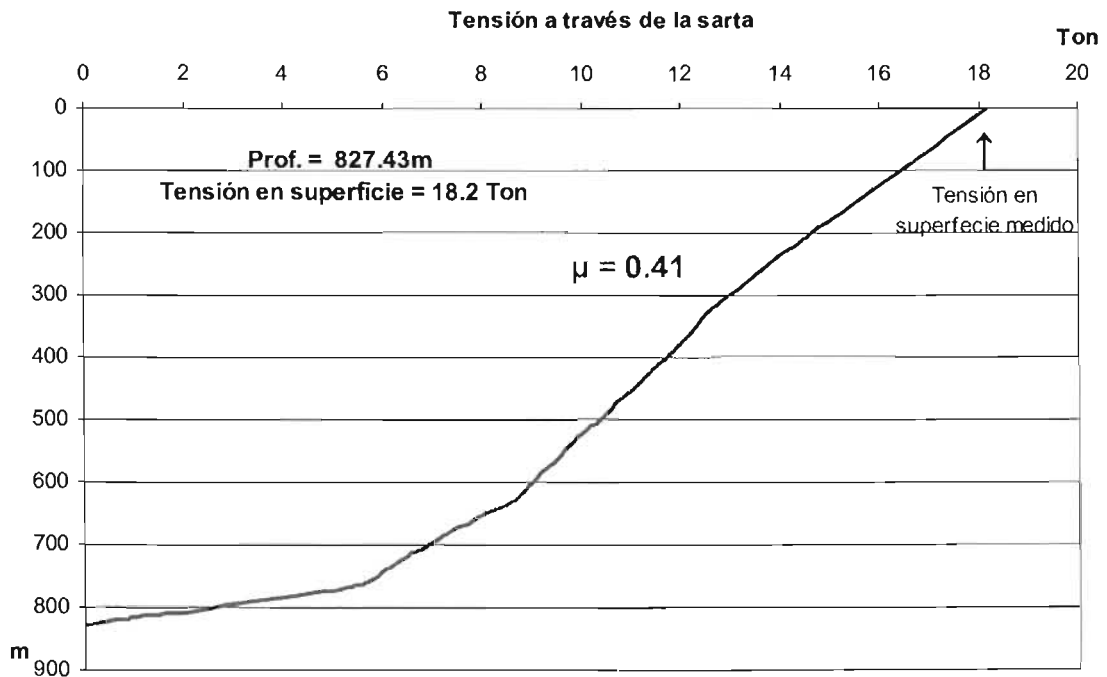
Gráfica 4.43

El límite de cedencia de la tubería se tiene un margen grande para jalar, por lo tanto realizaremos una reducción de la escala para observar a mejor detalle el

efecto de la tensión a través de la sarta y analizaremos otro dato (Prof. = 827.43m, Tensión en superficie =18.2 Ton).



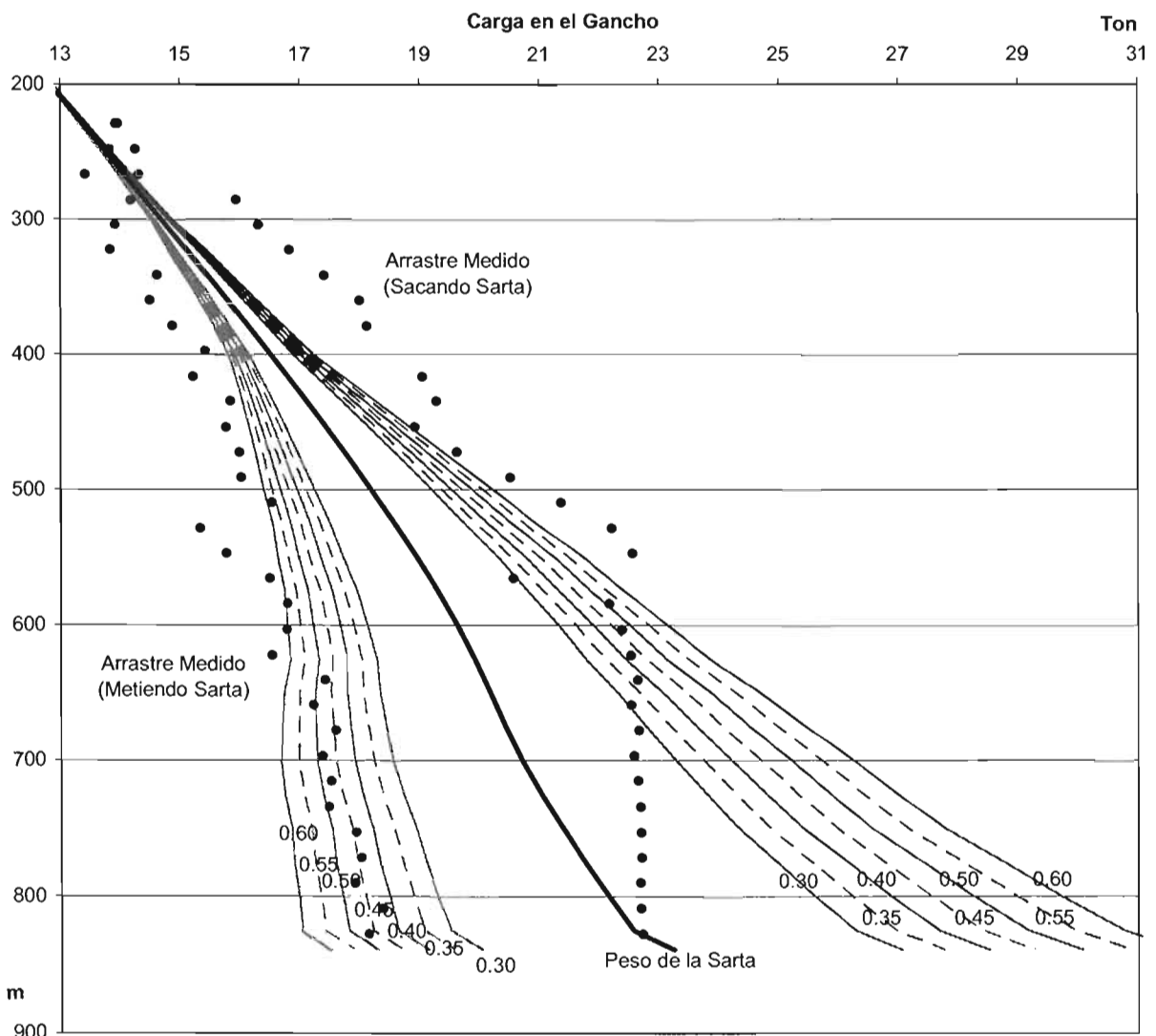
Gráfica 4.44



Gráfica 4.45

Este procedimiento para calcular el coeficiente de fricción y graficar se realiza para cada dato registrado en campo; tanto, como sacando y metiendo sarta, para encontrar un solo coeficiente de fricción que satisfaga a cada dato y después de alguna técnica de estadística buscar un factor de fricción que satisfaga a todo pozo Mexgulf 2A.

Otra forma de calcular el coeficiente de fricción que satisfaga al pozo es con la carga en superficie, utilizando un coeficiente de fricción, que pase por todos los puntos medidos en superficie.



Gráfica 4.45

El análisis de la comparación de resultados entre predicciones de torque ya arrastre del programa de cómputo para diferentes coeficientes contra los datos medidos en campo se observa una discrepancia entre curvas calculadas y los puntos medidos.

Esta discrepancia se puede justificar por:

- La toma de lecturas se realizó en un indicador de peso analógico cuya resolución está dada en 0.5 ton y el ajuste lo tratamos de realizar cualitativamente.
- La descalibración y falla del instrumento de medición, por falta de mantenimiento a los equipos.
- Las formaciones que se atravesaron al perforar pueden jugar un papel muy importante para la variación del factor de fricción para diferentes superficies de contacto.

Como vemos en la gráfica 4.45 un factor de fricción para el campo puede ser tomado para el mayor número de datos medidos que pasen por una curva de predicción calculadas, así de esta manera el rango de 0.45 a 0.50 se ajusta para el coeficiente de fricción.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El modelo matemático de Johancsik, es un modelo fuertemente basado en los principios básicos de la física; en fuerza de fricción y momento de torsión (torque). El interés que ha despertado para su aplicación a programas de computo comerciales es muy grande, porque a diferencia de algunos otros modelos que existen, ofrece algunas ventajas bien marcadas, como son el poder considerar los efectos de torque y arrastre en tres dimensiones, aplicación de las ecuaciones para todo tipo y cambios de la trayectoria.

En la actualidad la aplicación de este modelo matemático en programas de computó nos ofrece las siguientes ventajas:

- La reducción de tiempo para el cálculo y predicción del fenómeno de torque y arrastre.
- Los datos de salida de una corrida de cualquier programa de cómputo son de forma tabular y/o gráfica, para su análisis.
- Ambientes amigables y de fácil manejo en la carga de datos necesarios para predecir y calcular torque y arrastre.

El análisis del comportamiento de torque y arrastre para las diferentes trayectorias, permite realizar una buena elección de trayectoria para minimizar los efectos de torque y arrastre, y de esta forma conocer el comportamiento de torque y arrastre.

Conocer las características petrofísicas de los estratos que se van a perforar, así como el comportamiento del yacimiento y objetivos que se desean explotar, aunque una trayectoria de incrementar y mantener es la que mejor se recomienda para una terminación de la perforación con éxito, si la necesidad es la de perforar con otro tipo de trayectoria debemos tomar en cuenta el comportamiento que se

espera, por medio de una corrida de algún programa de computo, con esto nosotros estaremos garantizando una buena perforación.

La interpretación de datos de salida o el comportamiento de la carga en el gancho en una perforación desviada cuando conocemos la predicción de los esfuerzos de torque y arrastre podemos determinar si algún problema de los ya mencionados esta ocurriendo dentro del pozo, y de acuerdo con la experiencia del responsable de la perforación le dará la solución al problema.

Una corrida de torque y arrastre nos da la ventaja de:

- Poder predecir los esfuerzos de torque y arrastre antes de la perforación, comparar datos durante la perforación.
- Verificar sí los elementos del diseño de la sarta satisfacen la garantía de resistencia a la tensión y torsión a la que serán sometidos.
- Conocer el comportamiento de los esfuerzos de tensión y torsión para el cambio de parámetros como son: densidad y tipo del fluido de control, coeficiente de fricción y tipo de operación realizada.

Hablar de un coeficiente de fricción, es tan importante como el tipo de fluido de perforación, pues estos parámetros si sufren una variación las condiciones y comportamiento de los efectos de torque y arrastre cambian, así como el sentido del arrastre; pero nosotros si podemos controlar algunas características del fluido de control tales como la base, densidad y viscosidad, y del tipo de operación si bajamos o subimos, (arrastre negativo y positivo respectivamente). En el caso del coeficiente de fricción este puede variar de formación a formación, de pozo a pozo dependiendo en gran parte del tipo de roca, pero si podemos realizar o construir un rango de factores de fricción que satisfaga la corrida del programa de computo.

Un rango de coeficientes de fricción se tiene que realizar con datos históricos en la carga de gancho durante la perforación, y este rango es aplicable para el campo donde se realizó la toma de datos, aunque se puede correlacionar para otros campos o áreas, en el caso del pozo Mexgulf 2A, los datos obtenidos fueron malos, pues no tenemos un coeficiente de fricción para el pozo, pero si podemos utilizar el rango de 0.45 a 0.50 como rango para poder predecir el arrastre en otros pozos que se vayan a perforar desviados en el área.

Con ayuda de otras perforaciones futuras en el campo Tópila podremos seguir mejorando y ajustando el rango de coeficientes de fricción.

Realizar corridas de torque y arrastre en programas de cómputo también son utilizados en la aplicación de nuevas y novedosas tecnologías de reparación de pozos tales como en la reparación de TR en la cual con rotación se realiza una reparación de TR rotas al agrandar una sección de tubería que se enchaquetar por dentro.

El hecho de no realizar corridas de torque y arrastre en pozos desviados ponen en riesgo las operaciones de perforación, terminación y reparación, pues minimizan la probabilidad el éxito e incrementan la posibilidad de dejar pescados dentro del pozo, uno de los principios de la ingeniería petrolera es optimizar la perforación y sus costos, y garantizar el éxito, esto requiere del uso de técnicas y equipos que nos ayude a conseguir los objetivos.

No toda la perforación es torque y arrastre; pero si cuidamos este efecto estaremos garantizando y cuidando parte de los objetivos del la ingeniería de diseño y el compromiso de cada ingeniero petrolero con la profesión y su trabajo.

Bibliografía

1. Archivo Pemex, "**Fichas Técnicas de Pozos**", Grupo Panuco Ebano, Activo Poza Rica – Altamira.
2. Schlumberger "**Cien Años de la Perforación**", Tomo XVIII
3. Pemex, "**El petróleo, 50 Aniversario de Pemex**" Ed Pemex, México, 1984 pag 176 encargado de edición Hernando Bonilla de Leon.
4. Johancsik, C. A.; Friesen, D. B.; and Dawson, R.; "**Torque And Drag In Directional Wells- Prediction And Measurement**"; JPT (June 1984) 87-92
5. Koshkin N. I., Shirkévich M. G. "**Manual de Física Elemental**" Editorial Mir 1975.
6. Serway R. A. "**Física**" Editorial McGraw-Hill. (1992)
7. Short, J. A. "**Drill and casing operation**", Tulsa, Okla, Penn well, 1986 (Chaper 3, Drilling).
8. Adams, Neal J. "**Drilling engineering: A complete well planning approach**", Tulsa, Oklahoma, Penn well, 1985 (Chaper 15, Drillstring).
9. Bourgoyne, Adam T. "**Applied drilling engineering**", Richarson, tx; Society of Petroleum Engineers, 1986 (Chaper Well dictional)

10. Serway R. A. **“Física”**, Ed. McGraw_Hill, 1992; Dinámica, Fuerza de Rozamiento.
11. Facultad de Ingeniería, UNAM. Apuntes de Ingeniería Perforación, **“Diseño de sarta de perforación”**, 1998.
12. Sperry Sun, Drilling Servicess Inc. **“Technology”** Houston, Texas 1996.
13. Manual DDRAG-8; Maurer Technology Co.
14. Glosario de Ingeniería Petrolera.
15. Texas A&M University: Drilling Engineering(PETE 661, Lesson 15), ó Well Drilling (PETE 411 Lesson 36) **“Torque and Drag Calculations”**
16. Pemex, Coordinación de diseño AIPA área Altamira, **“Programa de perforación, Mexgulf 2A”**.Noviembre, 2004

Internet.

17. Cesar Arroyo Cabrera, Alex Fernández Castillo **“Torque de una Fuerza”**, Ciencia-Net;, publicado el 16 de mayo de 2004.
18. Hector Barco y otros **“Cursos Interactivos de Física”**, D. R. Universidad Nacional de Colombia, 2004.