



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**

**MAESTRIA EN INGENIERIA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN  
EN RECURSOS NATURALES**

**PERFORACION**

**APLICACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO 3D DE TORQUE Y  
ARRASTRE EN POZOS DIRECCIONALES Y HORIZONTALES DE  
MÉXICO**

**TESIS**

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:**

**ROBERTO RENE GARIBAY DE LA TEJERA**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**DR. RUBÉN NICOLÁS LÓPEZ  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 27 DE NOVIEMBRE DEL 2015.**



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.

## **JURADO ASIGNADO**

Presidente: Dr. Fernando Samaniego Verduzco

Secretario: M.C. Jaime Ortiz Ramírez

Vocal: Dr. Rubén Nicolás López

1er Suplente: M.I. Jesús Sánchez Martínez

2do Suplente: M.C. David Escobedo Zenil

Lugar donde se realizó la tesis:

Ciudad Universitaria, Universidad Nacional Autónoma de México, Distrito Federal.

TUTOR DE TESIS

Dr. Rubén Nicolás López.

---

**FIRMA**

## **AGRADECIMIENTOS**

Dedico esta tesis al gran espíritu, quien me inspiro para la conclusión de esta tesis. A mis padres quienes me dieron vida, educación, apoyo y consejos. A mis compañeros de estudio, a mis maestros y amigos, quienes sin su ayuda nunca hubiera podido hacer esta tesis. A todos ellos se los agradezco desde mi alma. Para todos ellos hago esta dedicatoria.

**Para realizar un acto consiente  
no bastan buenas intenciones,  
si no hacemos lo que es justo  
crearemos siempre nuevas confusiones.**

**Darwin Grajales**

## Contenido

CONTENIDO .....	IV
LISTA DE TABLAS .....	VII
LISTA DE FIGURAS .....	VIII
NOMENCLATURA .....	XI
RESUMEN .....	1
INTRODUCCIÓN .....	3
1 Generalidades .....	5
1.1 Problema .....	5
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 Objetivo general .....	5
1.2.2 Objetivos específicos .....	6
1.3 Justificación .....	6
1.4 Metodología .....	7
1.5 Contribución académica .....	9
1.6 Contribución industrial.....	9
2 Literatura de torque y arrastre .....	10
2.1 Definición de torque y arrastre .....	10
2.1.1 Torque .....	10
2.1.2 Arrastre .....	11
2.2 Como se mide el torque y el arrastre .....	13
2.2.1 Medición de arrastre .....	13
2.2.2 Medición de torque.....	14
2.3 Parámetros que afectan el torque y el arrastre.....	15
2.3.1 Parámetros involucrados con la limpieza del agujero .....	15
2.3.2 Parámetros involucrados con la trayectoria del pozo .....	16
2.4 Como reducir el torque y el arrastre .....	18

2.4.1 Selección de la barrena.....	18
2.4.2 Trayectoria del pozo .....	18
2.4.3 Fluido de perforación .....	18
2.4.4 Reducción de la fricción mecánica con herramientas .....	18
2.4.5 Motor de fondo y sistema de rotación dirigible (RSS).....	19
2.5 Modelo de sarta suave vs. Modelo la sarta rígida .....	21
2.5.1 Modelo de sarta suave .....	21
2.5.2 Modelo de sarta rígida .....	23
2.6 Factor de fricción.....	24
3. Trayectoria de pozos direccionales .....	26
3.1 Tipos de coordenadas para trayectorias.....	26
3.2 Tipos de perfiles direccionales .....	28
3.3 Características de un perfil direccional .....	32
3.4 Calculo de trayectoria (Modelo de curvatura mínima).....	36
4. Modelo analítico 3D para el cálculo de torque y arrastre .....	38
4.1 Factor de flotación.....	39
4.2 Modelado de secciones rectas .....	41
4.3 Modelado de secciones curvas .....	46
4.4 Combinación de movimiento axial y rotacional .....	47
4.5 Como aplicar el modelo 3D .....	48
5. Casos de estudio del modelo 3D de torque y arrastre .....	60
5.1 Pozos reales F-9 AYT4 .....	60
5.1.1 Análisis con trayectoria final .....	60
5.1.2 Análisis con trayectoria teórica .....	64
5.1.3 Análisis con incertidumbre máxima y mínima de la trayectoria.....	68
5.2 Pozo horizontal de México .....	73

5.2.1 Análisis de la trayectoria programada.....	74
5.2.2 Análisis de la trayectoria final.....	77
6. Conclusiones y recomendaciones .....	86
Conclusiones .....	67
Recomendaciones .....	88
Referencias .....	89
Apéndice A-Principio de flotación.....	93
Apéndice B-Teoría del modelo 3D para secciones curvas .....	97
Apéndice C-Teoría del movimiento combinado (axial y rotacional) .....	111
Apéndice D- Información detallada del pozo F-9 AYT4 .....	116
Apéndice E- Información detallada del pozo horizontal detallado .....	117

## Lista de tablas.

Tabla 2.1 Tabla para convertir la presión de la bomba del Top Drive torque .....	14
Tabla 2.2 Rango de factores friccionales, dependiendo del fluido con el que se requiera perforar .....	25
Tabla 4.1 Análisis de arrastre (Caso A) .....	51
Tabla 4.2 Análisis de torque (Caso A) .....	52
Tabla 5.1 Trayectoria del pozo F-9 AYT4 .....	60
Tabla 5.2 Torque y arrastre (pozo F-9 AYT4) .....	62
Tabla 5.3 Trayectoria teórica (pozo F-9 AYT4) .....	64
Tabla 5.4 Torque y arrastre del survey real y teórico (pozo F-9 AYT4) .....	65
Tabla 5.5 Trayectorias real y secundarias del pozo F-9 AYT4 .....	69
Tabla 5.6 Torque y arrastre de las trayectorias secundarias máxima y mínima (pozo F-9 AYT4) .....	71
Tabla 5.7 Trayectoria programada y real del pozo horizontal de México .....	73
Tabla 5.8 Resultados de torque y arrastre de la trayectoria programada (pozo horizontal México) .....	75
Tabla 5.9 Resultados de torque y arrastre de la trayectoria real (pozo horizontal México) .....	79
Tabla 1(D) Especificaciones de la sarta de perforación (pozo F-9 AYT4) .....	116
Tabla 1(E) Especificaciones de la sarta de perforación introducida al pozo horizontal de México .....	117
Tabla 2(E) Especificaciones de la sarta de perforación propuesta en el programa de perforación del pozo .horizontal de México .....	118
Tabla 3(E) Capacidades del equipo de perforación y sus componentes utilizados en para perforar el pozo horizontal de México .....	119

## Lista de figuras.

Figura 1.1 Ciclo CBR.....	7
Figura 2.1 Diagrama de torque y arrastre .....	12
Figura 2.2 Sensor de cargas .....	13
Figura 2.3 Ojo de llave .....	16
Figura 2.4 Tortuosidad .....	17
Figura 2.5 Herramienta reductora de fricción .....	19
Figura 2.6 Herramienta direccional.....	20
Figura 2.7 Sarta rotando en posición de equilibrio .....	22
Figura 2.8 Posición de la sarta en relación con el pozo .....	22
Figura 3.1 Diagrama de coordenadas cilíndricas .....	26
Figura 3.2 Diagrama de coordenadas rectangulares.....	27
Figura 3.3 Pozo vertical .....	28
Figura 3.4 Pozo tipo S.....	29
Figura 3.5 Pozo tipo J .....	30
Figura 3.6 Pozo horizontal.....	31
Figura 3.7 Puntos de un perfil direccional.....	32
Figura 3.8 Diagrama de un perfil direccional.....	34
Figura 3.9 Diagrama de un cuadrante .....	35
Figura 4.1 Efecto cabrestante al levantar la carga .....	39
Figura 4.2 Efecto cabrestante al bajar la carga .....	39
Figura 4.3 Fuerzas de fricción en un tubo deslizando a través de un plano inclinado .....	41
Figura 4.4 Geometría de una tubería dentro de una sección inclinada .....	43
Figura 4.5 Geometría de un pozo en S (Caso A) .....	49

Figura 4.6 Resultados torque y arrastre del pozo en S (Caso A) .....	53
Figura 4.7 Fuerzas de torque y arrastre (Caso A) .....	54
Figura 4.8 Fuerzas de torque en distintas operaciones (Caso A).....	55
Figura 4.9 Pozo tridimensional (Caso B) .....	56
Figura 4.10 Fuerzas de torque y arrastre (Caso B).....	57
Figura 4.11 Fuerzas de torque en distintas operaciones (Caso C) .....	58
Figura 5.1 Graficas para el torque y arrastre por el modelo analítico tridimensional de Aadnoy para el pozo F-9 AYT4 .....	61
Figura 5.2 Graficas para el torque y arrastre del survey teórico y survey real por el modelo analítico tridimensional de Aadnoy para el pozo F-9 AYT4 .....	65
Figura 5.3 Vista horizontal de las trayectorias secundaria máxima y mínima (Pozo F-9 AYT4).....	69
Figura 5.4 Graficas para el torque y arrastre de las trayectorias secundarias máxima y mínima del pozo F-9 AYT4 .....	70
Figura 5.5 Graficas para el torque y arrastre del programa de perforación del pozo Sur de México.....	74
Figura 5.6 Graficas para el torque y arrastre por el modelo de Aadnoy, Johansik y datos de torque y arrastre durante la perforación del pozo de Sur de México .....	77
Figura 5.7 Graficas para el torque y arrastre del programa de perforación por el modelo analítico tridimensional de Aadnoy .....	
Figura 5.8 Graficas para el torque y arrastre por el modelo de Aadnoy, Johansik y datos recompilados durante la perforación del pozo horizontal mexicano .....	77
Figura 5.9 Instrumento para visualizar el peso al gancho .....	79
Figura 5.10 Diferencia de arrastre subiendo entre los resultados de los modelos predictivos de arrastre y la información proporcionada por el peso al gancho .....	81
Figura 5.11 Diferencia de arrastre bajando entre los resultados de los modelos predictivos de arrastre y la información proporcionada por el peso al gancho .....	83

Figura 5.12 Diagrama de flujo del método propuesto para arrastre cuando la tensión de la sarta es baja .....	85
Figura 5.13 Diagrama de flujo del método propuesto para arrastre cuando la tensión de la sarta es baja .....	88
Figura A1 Fuerzas involucradas en la flotación de un objeto. ....	93
Figura B1 Cambio de dirección $\theta$ en una longitud $\Delta L$ .....	97
Figura B2 Vector unitario $\bar{e}$ descompuesto en los ejes X, Y y Z. ....	98
Figura B3 Diagrama tridimensional de la pata de perro .....	100
Figura B4 Proyección de un pozo en el plano vertical.....	101
Figura B5 Circulo representando la longitud de la circunferencia .....	102
Figura B6 Proyección de un pozo en el plano horizontal .....	103
Figura B7Pozo en S.....	105
Figura B8 Elemento de la tubería arrastrado a lo largo de una superficie curva .	107
Figura C1 Torque y arrastre en un elemento tubular .....	111
Figura C2 Relación entre la velocidad axial y rotacional.....	112
Figura C3 Relación entre las fuerzas de fricción de torque y arrastre para secciones rectas .....	113
Figura C4 Relación entre las fuerzas de fricción de torque y arrastre para secciones curvas .....	114

## **Nomenclatura.**

$A_e, A_i$  = *area externa, area interna de la tubería*

$DL$  = *pata de perro*

$DLS$  = *severidad de pata de perro*

$F_1$  = *fuerza parte baja de la tubería*

$F_2$  = *fuerza parte alta de la tubería*

$F_N$  = *fuerza Normal*

$F_f$  = *fuerza de fricción*

$L$  = *longitud del tramo de tubería*

$r$  = *radio de la tubería o de la conexión*

$R$  = *radio de la curvatura*

$T$  = *torque n la sarta*

$V_h$  = *velocidad de arraste  $F_1$  =*

$V_r$  = *velocidad tangencial debido a la rotación*

$w$  = *peso unitario de la tubería*

$W$  = *peso total de la sarta*

$\beta$  = *factor de flotación*

$\theta$  = *cambio absoluto de dirección*

$\mu$  = *factor de fricción*

$\rho$  = *densidad*

$\psi$  = *angulo entre las velocidades axiales y tangenciales [rad]*

$\alpha$  = *Inclinación del pozo*

$\varphi$  = *azimut del pozo*

## **Resumen.**

Con el incremento de pozos direccionales de alto ángulo, es importante realizar una predicción confiable del torque y arrastre, ya que en ocasiones una limitante durante la perforación en este tipo de pozos, es tener un torque y arrastre más alto de lo esperado.

Los modelos de torque y arrastre se utilizan en la etapa de planeación como una herramienta para monitorear problemas en el pozo, también se emplean para predecir si el equipo de perforación disponible tiene la capacidad de alcanzar el objetivo a perforar, con la trayectoria planificada.

Hoy en día los modelos para el cálculo de torque y arrastre están basados en ecuaciones presentadas hace aproximadamente tres décadas; esta tesis discute la aplicación del modelo analítico tridimensional desarrollado por Bernt S. Aadnoy en el año 2012 en dos pozos sintéticos y dos pozos reales, uno del mar del norte y otro del Sur de México. Para comprender el modelo analítico tridimensional de Aadnoy, este estudio se concentra en el desarrollo de las suposiciones utilizadas para obtener a las ecuaciones de torque y arrastre. Estas ecuaciones se programaron para probar el modelo y facilitar el análisis de torque y arrastre en cualquier tipo de trayectoria.

En un pozo del mar del norte se analizan tres casos, en el primer se tiene la trayectoria real del pozo, en el segundo se propone una trayectoria teórica aceptada mundialmente para pozos horizontales y en el tercer caso, se estudian las trayectorias secundarias máxima y mínima posibles que tiene la trayectoria real, debido a errores generados por los métodos existentes para el cálculo de trayectoria de un pozo petrolero, por instrumentos de medición o malas prácticas de operación.

El pozo mexicano se perforo en septiembre de 2015; la característica de este pozo es que tiene un alto ángulo de inclinación, severidades de hasta  $3.2^\circ/30\text{m}$  y 300 metros de desplazamiento horizontal; en este ejemplo se compararon los resultados durante la perforación con los resultados del modelo de Aadnoy y se propone un método para dar un solución más exacta en pozos donde la tensión es baja.

**Abstract.**

With the increased of directional high-angle wells it is important to make a reliable prediction of torque and drag, because sometimes a constraint during drilling high angle wells is to have torque and drag higher than expected, this factors will be discussed further.

The torque and drag models are used in the planning stage as a tool for monitoring problems in the well, they are also used to predict whether the rig available has the ability to achieve the target to drill, with the planned trajectory.

Today's models for calculating torque and drag are based on equations presented about three decades ago; this thesis presents the application of three-dimensional analytical model developed by Bernt S. Aadnoy in 2012 in two synthetic and two real wells, one North Sea and other Southern Mexico wells. To understand the three-dimensional analytical model Aadnoy, this study focuses on the development of the assumptions used to made equations of torque and drag. These equations were programming on Excel to test the model and facilitate analysis of torque and drag on any path.

In the real North Sea well three cases are analyzed, in the first case is the actual well trajectory in the second proposes a theoretical trajectory for horizontal well accepted worldwide and in the third case the maximum secondary paths are studied and minimum possible having the actual path due to errors generated by the existing methods for calculating trajectory of an oil well, measuring instrument or poor operating practices.

Mexico well was drilled in September 2015, the feature of this well is to have a high angle, severities of up to  $3.2^\circ / 30\text{m}$  and 300 meters of horizontal displacement, in this example we compared the results during drilling with Aadnoy model results.

## **Introducción.**

El exceso de torque y arrastre en la tubería de perforación, es una gran limitante al perforar pozos de alcance extendido (ERW) y pozos de alto ángulo; la clave para comprender y reducir el exceso en estas dos fuerzas es por medio de modelos matemáticos, los cuales se aplican en las tres etapas de un pozo:

1. Etapa de planeación: Los modelos matemáticos se utilizan para predecir el torque y arrastre en la trayectoria del pozo propuesta y por lo tanto, conocer si el equipo que se tiene disponible tiene la capacidad de alcanzar la trayectoria planificada.
2. Etapa de construcción: Algunos pozos complejos y desafiantes, al perforarse se monitorean en tiempo real, con el fin de detectar problemas de torque y arrastre con anticipación y así evitar que se convierta en un problema mayor.
3. Etapa después de la perforación: Realizar un post-análisis de la perforación, ayudara a facilitar la perforación del próximo pozo, permitiendo un ajuste para obtener mayor exactitud en el factor de fricción.

Actualmente existen tres modelos matemáticos para predecir el torque y el arrastre; el primer modelo fue ideado por Johansik, en 1986 y aún es muy usado en la industria petrolera. El segundo modelo lo formularon Aadnoy, Fazaeli y Hareland en el 2010, diseñado para pozos de alto ángulo y el tercer considera una sarta rígida pero aún sigue en desarrollo y por lo tanto todavía no existe una formulación estándar.

El modelo de torque ya arrastre utilizado hoy en día por compañías petroleras data de hace más de 3 décadas y ha dejado de ser útil en pozos con alto ángulo por razones que más adelante se verán. Aadnoy y sus colegas proponen un modelo para pozos con altas severidades, esta tesis pretende probar este modelo con la finalidad de predecir un torque y arrastre lo más cercano posible al de operación en de pozos de alto ángulo de México.

La mejor manera de evaluar el modelo de Aadnoy y sus colegas, es comparar sus resultados con las mediciones obtenidas en el campo durante la perforación de un pozo; en general la comparación brinda la oportunidad de determinar el potencial y las limitantes del modelo; de acuerdo con lo anterior, este modelo será probado con diferentes trayectorias de pozos anteriormente estudiados y también en un pozo de México que se encuentre en perforación, para así proponer el uso de este modelo en la industria petrolera mexicana.

## **1. Generalidades**

### **1.1 Problema**

La clave para comprender y reducir el exceso de torque y el arrastre es por medio de modelos matemáticos, los cuales se aplican en las tres etapas de un pozo:

- Etapa de diseño.
- Etapa de intervención.
- Etapa después de la perforación

Con la llegada de pozos de alcance extendido (ERW) y pozos con alto ángulo, los modelos tradicionales para la predicción (etapa de diseño) de torque y arrastre subestiman los resultados de las predicciones, en comparación con los resultados reales, teniendo como consecuencia abusar del ajuste de parámetros como el factor de fricción ( $\mu$ ), o el factor de seguridad (FS). Aadnoy propuso una solución para este problema, ya que los modelos tradicionales no consideran la fricción debido a la tensión de la sarta en las secciones curvas del pozo; por ello en pozos donde existe alto ángulo, también existe alta tensión y por lo tanto, durante la perforación se alcanzan torque y arrastres más altos de lo predicho con el modelo tradicional.

### **1.2 Objetivos.**

#### **1.2.1 Objetivo general.**

Modelar las fuerzas de torque y arrastre por medio del modelo analítico 3D de Aadnoy, para proponer el uso de este modelo predictivo en perforaciones futuras de pozos direccionales con alto ángulo en México, corroborando el funcionamiento del modelo correcto durante la perforación de un pozo mexicano del sureste de México.

### **1.2.2 Objetivos específicos.**

- Introducir al lector al tema de torque y arrastre y la necesidad de predecirlo.
- Dar a conocer al lector como afecta el diseño de la trayectoria del pozo al torque y arrastre.
- Analizar y describir la teoría del modelo analítico 3D de Aadnoy, ya que desde su desarrollo en el 2010 la predicción de torque y arrastre se ha aproximado a los resultados obtenidos en el campo.
- Programar el modelo 3D de Aadnoy.
- Enseñar cómo se utiliza el modelo de Aadnoy mediante un ejercicio de práctica.
- Probar el modelo de Aadnoy en un pozo de alto ángulo de México, de manera que se compare lo predicho con los datos recompilados en campo.

### **1.3 Justificación**

Recientemente, ha surgido la necesidad de perforar un gran número de pozos direccionales con alto ángulo, principalmente por que al hacerlo, trae reducción de costos y daños al medio ambiente, así como mejoras en la producción de los campos a explotar. Por lo anterior, la predicción de un torque y arrastre confiable asegura llegar al objetivo, sin problemas de perforación.

## 1.4 Metodología

Se utilizará la Metodología de Razonamiento Basado en Casos (CBR: Case-based-reasoning) (Aamodt y Plaza, 1994), la cual consiste en cuatro pasos principales a saber (figura 3):

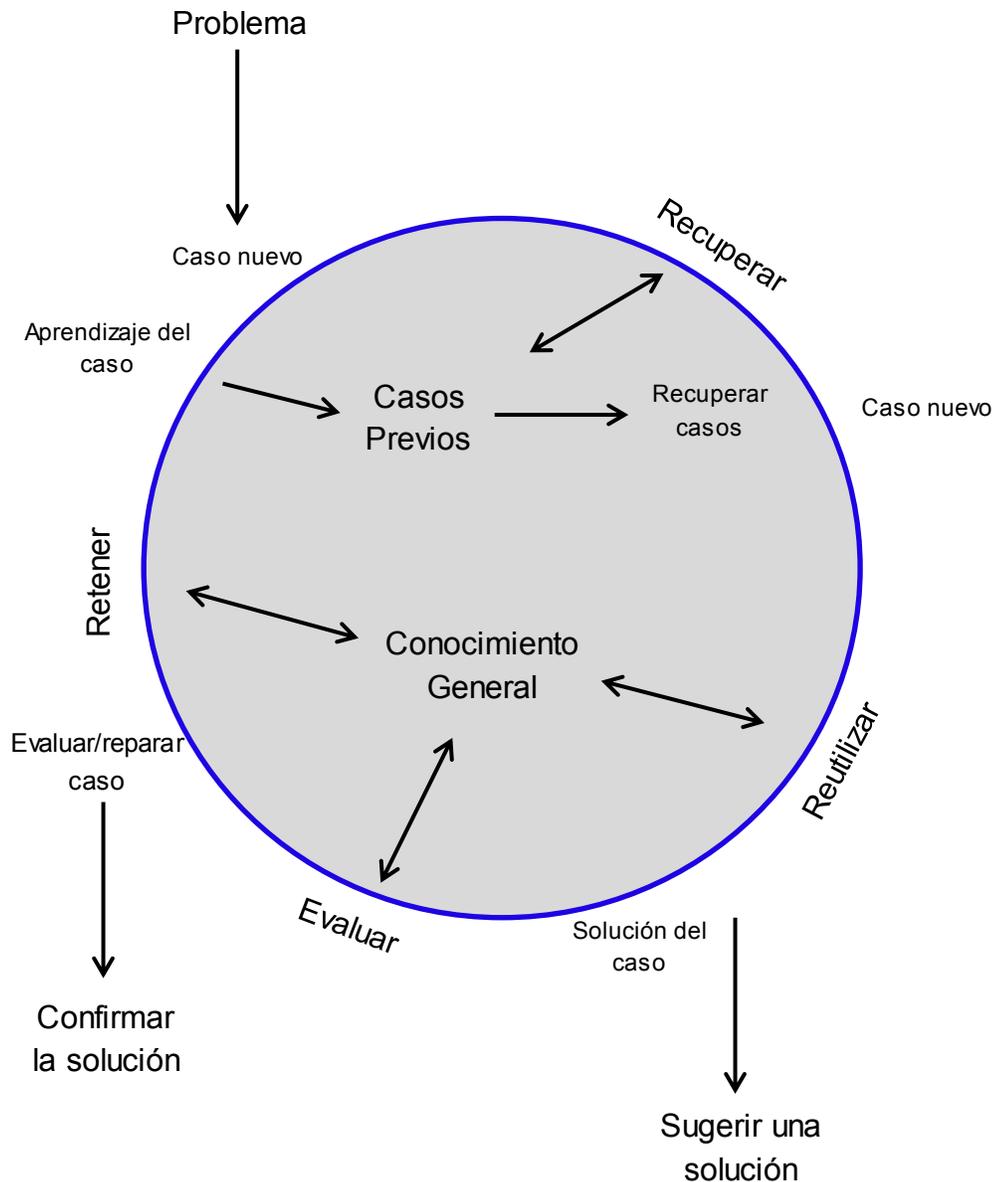


Figura 1.1 Ciclo CBR (Aamodt y Plaza, 1994).

### 1. RECUPERAR (el Caso o los Casos más similares o parecidos).

Revisar y analizar literatura técnica relacionada con trayectoria de pozos, torque y arrastre en pozos de alto ángulo y pozos de alto ángulo en México. Recabar información de algún pozo en el cual se pueda realizar la metodología que se propone, además de seleccionar y evaluar la información necesaria para este fin.

Después de seleccionar la información del pozo estudiado, se procede al análisis de torque y arrastre del pozo seleccionado para comparar los resultados con lo predicho por un modelo.

### 2. REUTILIZAR (la información y el conocimiento obtenido en casos previos, para resolver el problema de la tesis).

Identificar las diferencias y semejanzas que existen entre los estudios que se han desarrollado acerca del torque y arrastre y el objetivo central del tema de tesis de la propuesta presente. Reproducir y analizar los resultados que se obtienen de los modelos matemáticos de Johanskik (1986) y Aadnoy (2010) para la predicción de torque y arrastre, comparar los resultados de los modelos con los medidos en campo de un pozo real mexicano.

### 3. REVISAR Y EVALUAR (la solución propuesta).

En casos analizados anteriormente evaluar las soluciones de los dos modelos con el fin de determinar el funcionamiento correcto del programa y las diferencias entre los modelos.

Después evaluar los dos modelos en un pozo real del sureste de México, comparar los resultados con los datos reales obtenidos durante la perforación y concluir.

### 4. PRESERVAR (las partes de esta experiencia que puedan ser útiles para solucionar problemas en el futuro).

Redactar el trabajo de tesis documentando cada una de las partes del procedimiento y/o método utilizados, además de las conclusiones, sugerencias para trabajos futuros y las referencias utilizadas.

### **1.5 Contribución académica.**

Explicar de manera detallada las ecuaciones de toque y arrastre a partir de los supuestos que utiliza Aadnoy, así como también mostrar en un ejemplo la aplicación del modelo, esto con la finalidad de compartir al usuario los fundamentos teóricos del modelo y así tener una mejor comprensión de este, ya que en los artículos referentes al modelo no se explica la hipótesis de las ecuaciones analíticas propuestas.

### **1.6 Contribución industrial.**

Establecer un modelo capaz de predecir un torque y arrastre muy cercano al de la etapa de perforación, con el fin de que estas fuerzas no representen un problema para la industria petrolera al momento de perforar, ya que una mala predicción de esta fuerzas podría resultar en tener que recurrir a métodos para reducirlas aumentando los costos de perforación de manera significativa; además anticipando correctamente el torque y el arrastre se puede elegir correctamente el equipo de perforación.

## **2. Literatura de torque y arrastre.**

El estudio de las fuerzas de torque y el arrastre es un tema muy importante durante la etapa de planeación y construcción en pozos de alcance extendido (ERW). Durante cada fase, como la perforación y terminación, cuidadosamente las fuerzas de torque y arrastre deben evaluarse, ya que si se tiene una buena comprensión de tales fuerzas, se garantiza el éxito al perforar pozos de alcance extendido (ERW).

### **2.1 Definición de torque y arrastre.**

#### 2.1.1 Torque.

El torque consiste en aplicar una fuerza de rotación, para girar la sarta de perforación y las herramientas que la componen; está afectado por diferentes fuerzas dentro del pozo (Cardona et al. 2012):

- Torque friccional: Se genera debido a las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento o el agujero del pozo descubierto.
- Torque mecánico: generado por la interacción entre el agujero descubierto, la sarta de perforación (drillstring) y el ensamble de fondo (BHA-Bottom Hole Assembly), debido a la reducción de agujero, derrumbe del agujero, ojos llave, pegadura por diferencial o acumulación de recortes causada por una mala limpieza del agujero.
- Torque en la barrena: generado por la interacción entre la barrena y las formaciones que se están perforando.

### 2.1.2 Arrastre.

Es una fuerza axial generada de forma similar al toque, y básicamente toma el lugar del torque cuando la rotación de la sarta se detiene y la tubería se mueve únicamente en dirección axial. Al igual que con el torque, existe la componente friccional y mecánica. El arrastre siempre será una fuerza opuesta a la dirección en la cual la tubería está siendo movida (Cardona et al. 2012).

Para las operaciones de campo, los puntos de interés más importantes a medir son los siguientes:

- **Peso durante rotación en el fondo:** es el peso de la sarta que se mide cuando la barrena está girando en el fondo, pero no recargada en él y además se considera que no existe arrastre.
- **Peso durante el izaje:** es el peso de la sarta cuando la tubería se está levantando.
- **Peso durante la bajada:** es el peso de la sarta cuando esta se está introduciendo al pozo.
- **Torque en el fondo:** es el torque que se mide cuando la sarta gira y al mismo tiempo se encuentra en el fondo del pozo.

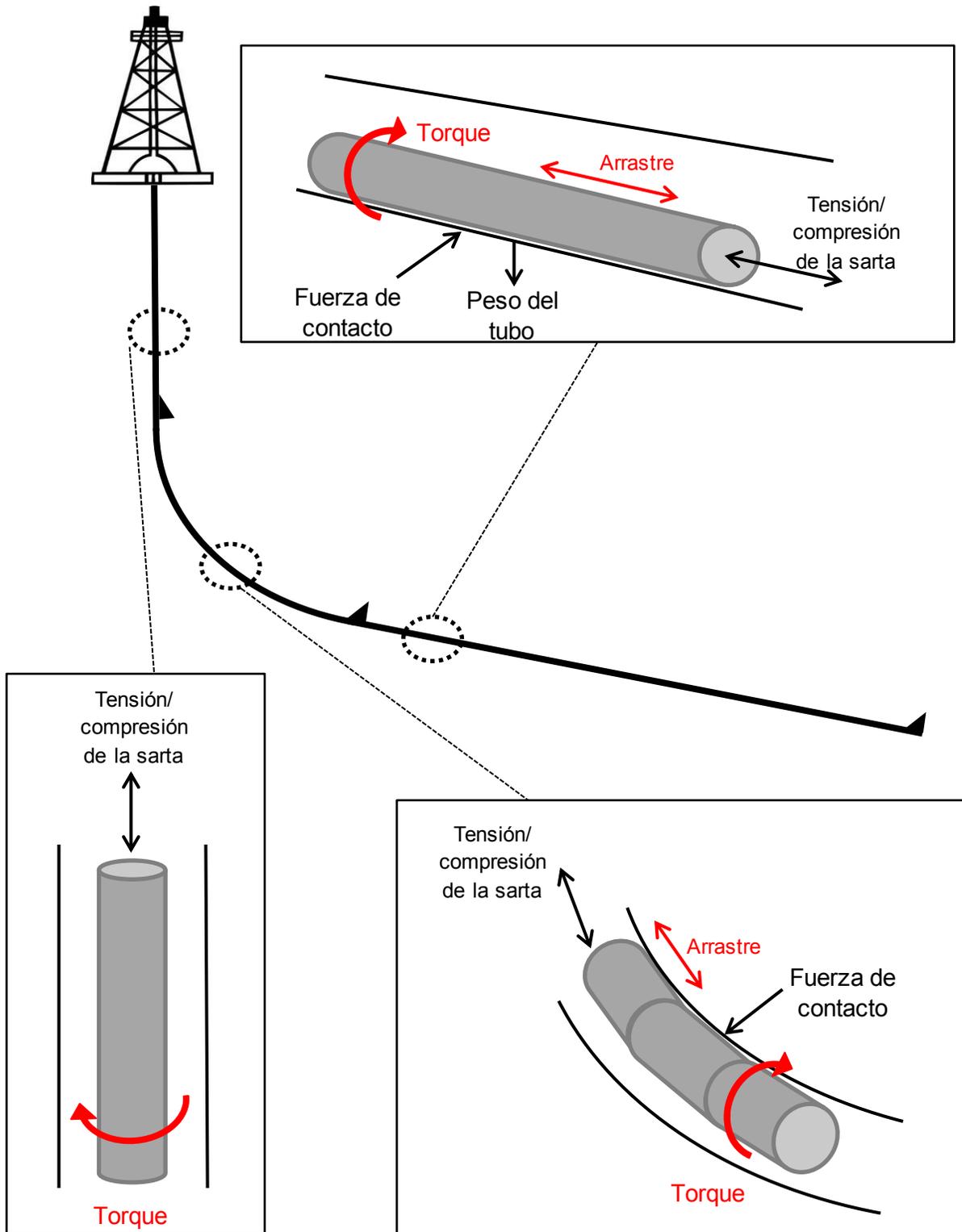


Figura 2.1 Diagrama de torque y arrastre.

## 2.2 Como medir el torque y el arrastre.

### 2.2.1 Medición de arrastre.

Si se quiere conocer el arrastre en el campo se utiliza un sensor para medir cargas, la cual es una herramienta que va montada en la línea muerta del gancho de perforación (sistema de levantamiento de cargas).

Un cable delgado va desde el malacate y se ramifica entre las poleas del bloque corona y del bloque Viajero. El gancho que se conecta al bloque viajero, es usado para suspender la carga de perforación. Uno de los extremos de las líneas se enrolla en el malacate, siendo conocida como la “línea rápida”, el otro extremo de la línea se denomina “línea muerta”, la cual va sujeta a un carrete que enrolla al cable de acero cuando el gancho de perforación es bajado, pero primero pasa por una polea llamada tambor que sirve para cambiar la dirección de la línea muerta. La figura 1.10 muestra el diagrama del sistema de levantamiento de cargas y un sensor de cargas es mostrado en la figura 1.9.



**Figura 2.2 Sensor de cargas.**



## 2.3 Parámetros que afectan el torque y arrastre.

Las mediciones de torque y arrastre que se hacen en el campo siempre se ven afectadas por varios factores, algunos de estos pueden ser modelados y otros están agrupados en un solo factor de fricción. Gracias al efecto combinado de todos estos parámetros se obtienen resultados más precisos

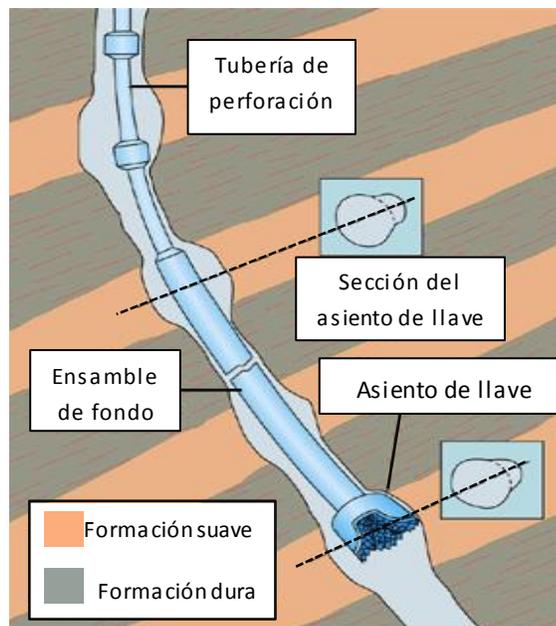
En general se pueden separar los parámetros que afectan el torque y el arrastre en dos grupos, el primero se debe a la limpieza del agujero o uso de un lodo inapropiado y el segundo a la trayectoria del pozo, dichos parámetros son explicados a continuación (Tveitdal 2011):

### 2.3.1 Limpieza del agujero:

- El tipo de fluido de perforación: un lodo base agua tiene un menor efecto lubricante que un lodo base aceite; se le pueden añadir lubricantes para reducir el torque y el arrastre, pero ello podría causarle daños a la formación.
- Propiedades de la formación, cada litología tiene diferentes propiedades que afectan al torque y el arrastre como lo es el tamaño de grano; para visualizar mejor lo anteriormente mencionado, imaginemos a un tubo de metal que es arrastrado sobre una lija.
- Fuerzas de viscosidad hidrodinámica.
- Tener dos tipos de fluidos de perforación con distintas densidades en el pozo o la tubería.
- Una mala limpieza del pozo: la acumulación de recortes representan obstrucción mecánica en el pozo, esto se reduce con un buen diseño de la hidráulica y un fluido de perforación apropiado.
- Inestabilidad en el agujero: hinchazón de las lutitas, agujero estrecho, desprendimientos del agujero.
- Adherencia diferencial: cuando la presión en el pozo es más grande que la presión de formación, provocando que la tubería sea empujada hacia una pared del agujero, aumentando las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación y el pozo.

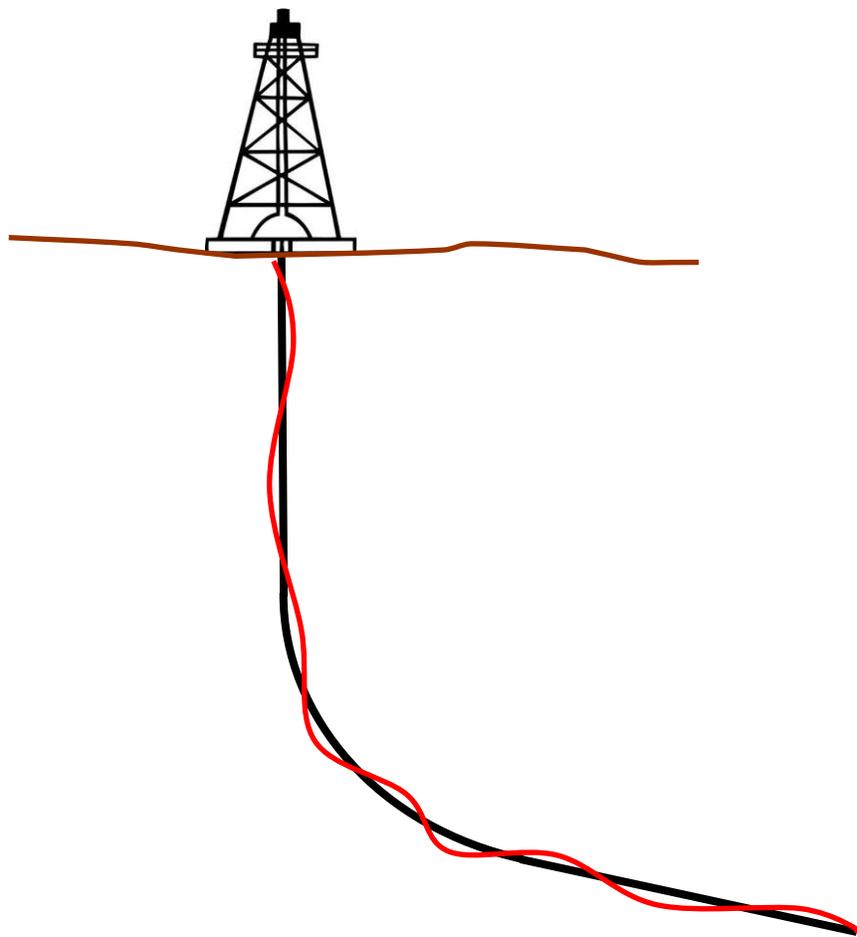
### 2.3.2 Trayectoria del pozo:

- La rigidez del ensamble de fondo y de la tubería siempre interactúan con la formación, lo cual resulta en tener un aumento en el torque y arrastre, especialmente cuando el ensamble de fondo se encuentra en una sección con alta severidad de pata de perro.
- El peso de la sarta: si se usa una tubería menos pesada es benéfico para la perforación de pozos de alcance extendido.
- Patas de perro.
- Inclinación.
- Relación entre el tamaño del agujero y de la sarta.
- Asientos de llave (Key Seat): Son agujeros que se producen en las paredes del pozo, se deben a las fuerzas laterales que hay entre el pozo y la sarta de perforación; cuando la tensión es alta el contacto de la tubería con el agujero hace que las paredes del pozo se derrumben, produciendo asientos de llave, el problema ocurre cuando las conexiones de la herramienta entran en esos espacios, provocando un aumento en el arrastre y en ocasiones la sarta se atora, un ejemplo de asiento de llave se muestra en la figura 1.2 (Sheppard et al. 1987).



**Figura 2.3 Ojo de llave (Tveitdal 2011).**

- Tortuosidad: la tortuosidad son las irregularidades que se presentan a lo largo de la trayectoria del pozo, estas se deben al deslizamiento del motor de fondo a través de los diferentes tipos de litología. Al detener la perforación rotacional y antes de iniciar la perforación por deslizamiento, se orienta la sección curva del motor hacia la dirección que se desea perforar, muchas veces queda en la orientación incorrecta, provocando que la sarta de perforación se deslice hacia una dirección indeseada. Se dice que se tiene una trayectoria tortuosa cuando el fenómeno anteriormente mencionado ocurre con frecuencia durante la perforación, generando aumento en el torque y el arrastre (Gaynor 2001). La siguiente figura muestra a una trayectoria tortuosa (rojo) y a otra sin irregularidades (negro).



**Figura 2.4 Tortuosidad.**

## **2.4 Como reducir el torque y el arrastre.**

Si durante la perforación de un pozo el torque y el arrastre son mucho más altos de lo predicho analíticamente y además exceden las capacidades del top drive, existen una variedad de métodos con los cuales se pueden reducir estas fuerzas. La aplicación de estos métodos es esencial para conseguir el objetivo antes de alcanzar los límites de torque y arrastre del equipo o de la sarta de perforación (Tveitdal 2011).

### 2.4.1 Selección de la barrena.

La selección de la barrena esta normalmente basado en el ritmo de penetración y durabilidad de acuerdo a las características de la formación, pero también es importante considerar la longitud de la pata de la barrena, ya que afecta significativamente el torque y el arrastre, debido a que una pata corta crea un caliper muy irregular y por lo tanto se crean micro tortuosidades, en cambio una pata larga crea un agujero más suave (Gaynor 2002).

### 2.4.2 Trayectoria del pozo.

La reducción de la tortuosidad también reduce significativamente las fuerzas de torque y arrastre durante la perforación, para ello es recomendable usar un sistema de rotación dirigible (RSS). También reducir las severidades de la pata de perro cuando se levanta o se tumba ángulo, disminuirá las fuerzas de torque y arrastre especialmente en la superficie del pozo, donde tales fuerzas son más altas (Tveitdal 2011).

### 2.4.3 Fluido de perforación.

La manera, más sencilla de reducir el torque y el arrastre es usar un fluido de perforación base aceite (OBM) o agregar lubricantes al fluido base agua (WBM).

### 2.4.4 Reducción de la fricción mecánica con herramientas.

Se ha demostrado en el golfo de México que usar herramientas y otras técnicas para reducir la fricción mecánica, ha funcionado de manera efectiva (Maehs et al.

2010). Existen varios tipos de estas herramientas como lo son patines mecánicos o cojinetes con baleros, estos se colocan en la tubería de perforación, en secciones donde se aprecian mayores fuerzas laterales, convirtiendo a la superficie de contacto en una superficie efectiva.

Estas herramientas han sido usadas en circunstancias donde al momento de ir perforando las fuerzas de torque y arrastre aumentan de manera inesperada, impidiendo completar la trayectoria deseada. El uso de estos reductores de fricción mecánica han aminorado el torque y arrastre lo suficiente como para continuar perforando y conseguir el objetivo (Long et al. 2009). Un ejemplo de una herramienta reductora de fricción, se muestra en la siguiente figura (1.8):



**Figura 2.5 Herramienta reductora de fricción (Tveitdal 2011).**

#### 2.4.5 Motor de fondo y sistema de rotación dirigible (RSS).

Un pozo perforado con motor de fondo es generalmente más tortuoso que uno perforado con sistema de rotación dirigible (RSS), esto se debe al principio que tiene cada herramienta para direccionar.

La perforación direccional con un motor de fondo se realiza mediante: rotación y deslizamiento. En el modo de rotación, toda la sarta de perforación rota, como ocurre en la perforación rotatoria convencional y tiende a perforar hacia adelante. En el modo por deslizamiento, la sarta de perforación no realiza un movimiento rotatorio, esta solo se desliza detrás de la barrena; para iniciar un cambio en la dirección del pozo, la rotación de la sarta de perforación es detenida y la cara alta de la herramienta direccional (tool high face) se posiciona en dirección a la nueva trayectoria deseada. Si bien esta tecnología ha funcionado en forma extraordina-

ria, se requiere una extrema precisión para orientar correctamente la cara alta de la herramienta direccional. Debido a la elasticidad torsional, la sarta de perforación adopta la forma espiral de un resorte, torciéndose hasta tal punto que resulta difícil orientarlo.

El mayor problema que se presenta en la perforación por deslizamiento convencional son los aprisionamientos, ya que al detener la rotación de la sarta, disminuye la capacidad del fluido de perforación de remover recortes, formándose una cama de recortes en el lado inferior del pozo.

Debido al camino tortuoso en proyectos de perforación de gran alcance, las fuerzas de fricción durante el deslizamiento se acumulan hasta tal punto que el peso axial resulta insuficiente para hacer frente al arrastre de la tubería de perforación contra el hoyo, haciendo imposible continuar la perforación.

Si se cambia del modo de deslizamiento al modo de rotación durante la perforación con herramientas direccionales, es probable que se obtenga una trayectoria más tortuosa en dirección al objetivo. El uso del sistema rotativo direccional (RSS) elimina el modo de deslizamiento mientras se perfora direccionalmente y produce agujeros más suaves debido a que permite la rotación continua, además las herramientas RSS proporcionan respuesta casi inmediata a los comandos provenientes de la superficie cuando el perforador necesita cambiar la trayectoria del pozo, lo cual reduce considerablemente la tortuosidad en el pozo (Maehs et al. 2010).



**Figura 2.6 Arreglo direccional.**

## **2.5 Modelo de sarta suave vs. Modelo la sarta rígida.**

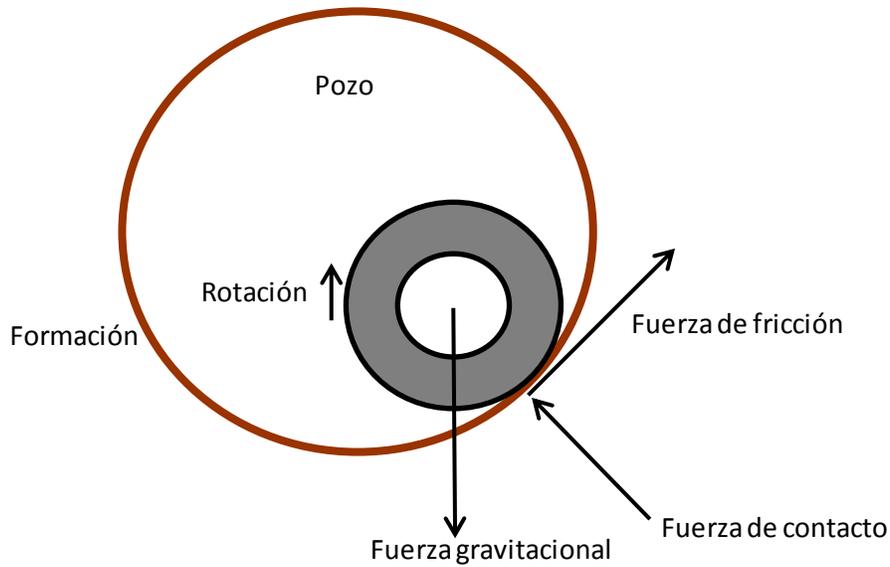
### 2.5.1 Modelo de sarta suave:

El modelo de sarta suave y el modelo sarta rígida, son básicamente los dos tipos de modelos más comunes para el análisis de torque y arrastre.

La exactitud de cada modelo depende en gran parte de la tortuosidad del pozo, la cual se divide en macro o micro y tiene un efecto en la superficie de contacto entre la sarta y el agujero. La macro tortuosidad se caracteriza por tener irregularidades en una longitud mayor a 10 metros, mientras que la micro tortuosidad tiene una longitud menor a 10 metros (Menand y Sellami 2006). Los dos tipos de irregularidades tienen un efecto en el parámetro friccional del pozo, el cual es un valor difícil de predecir durante la fase de planeación.

La mayoría de los modelos usados por la industria, están basados en el modelo de sarta suave, en ocasiones llamado modelo de “cable” o “cadena”. Este modelo asume que la sarta toma la forma que tiene la trayectoria del pozo y siempre existe el contacto entre el pozo y la tubería.

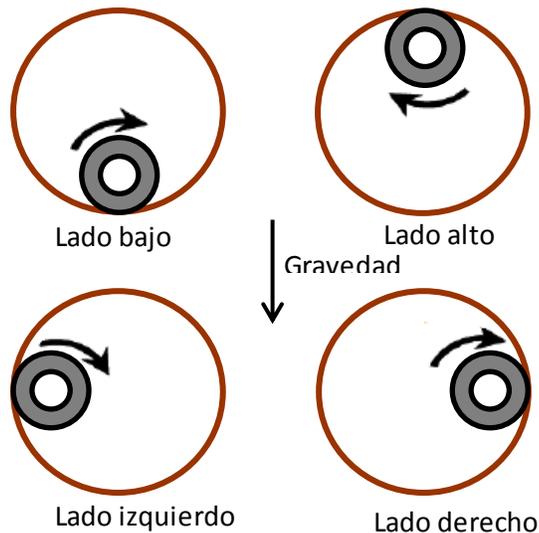
Debido a la fricción generada por la rotación, la tubería tiende a recargarse en un lado del pozo (lado derecho, izquierdo, arriba), en estos casos las fuerzas de contacto entre el pozo y la sarta serán menores si se compara cuando se tiene a la sarta recargada en la parte baja del pozo; de acuerdo a esto, otra importante suposición que hace el modelo de sarta suave es no considerar la posición de la tubería, lo que introduce errores a la hora de calcular el torque y el arrastre, algunos autores compensan este error ajustando el valor del factor de fricción (Mitchell et al. 2007).



**Figura 2.7 Sarta rotando en posición de equilibrio (Menand et al. 2006).**

En general, la posición de la sarta de perforación es relativa, ya que tal vez la superficie de contacto podría estar en la parte alta, baja, del lado derecho o izquierdo del pozo, dependiendo de la sección del pozo y la operación de perforación que se esté realizando (fig.2.3).

El modelo de sarta suave, no puede predecir la posición de la sarta en relación al pozo (figura 2.7), por lo tanto y en algunos casos tal falta de predicción provocara errores en los resultados del cálculo de torque y arrastre.



**Figura 2.8 Posición de la sarta en relación con el pozo (Menand et al. 2006).**

### 2.5.2 Modelo de sarta rígida.

El modelo de sarta rígida, como lo dice su nombre toma en cuenta la rigidez de la sarta de perforación en el agujero y también el tamaño del espacio anular. Aunque exista una variedad de modelos desarrollados de sarta rígida, ninguno de ellos tiene una formulación estándar de torque y arrastre como el modelo de sarta suave.

Menand y sus colegas introdujeron un modelo de sarta rígida basado en experimentos de visualización en 3D de la deformación de la sarta de perforación dentro del pozo, el cual muestra resultados más exactos si se compara con el modelo de sarta suave. Tal modelo contiene un algoritmo de contacto, el cual calcula todos los puntos que están en contacto entre el pozo y la sarta. Aplicando el nuevo modelo de tubería rígida de S. Menand, la sarta se comporta de manera más natural en cuanto a las fuerzas de contacto laterales y momentos de flexión dentro del pozo, por lo tanto es más precisa la predicción de torque y arrastre de acuerdo a las posiciones mostradas (figura 2.7).

Basado en experimentos, los modelos de sarta suave y rígida muestran resultados similares sobre una trayectoria con poca tortuosidad, pero al tener altas tortuosidades, el modelo de sarta rígida muestra mejores resultados (Menand et al. 2006). El criterio más importante que requiere la industria petrolera es dar un valor razonable para la predicción de torque y arrastre, por ello y por fines prácticos en esta tesis solo se trabajara con el modelo de sarta suave.

## 2.6 Factor de fricción.

Durante la perforación las principales fuerzas que actúan en la tubería de perforación son el peso flotado, la tensión axial, fuerza de fricción y la fuerza normal que es perpendicular a la superficie de contacto con el pozo. Para conocer la fuerza de fricción primero es necesario calcular la fuerza normal y multiplicarla por un factor de fricción, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$F_f = \mu * F_N \quad (2.1)$$

Dónde:

$F_f$  = Fuerza de fricción.

$\mu$  = Factor de fricción.

$F_N$  = Fuerza normal.

El factor de fricción no es simplemente un coeficiente, de hecho es la suma de varios coeficientes de fricción y además es un parámetro ambiguo debido a que contiene un número de consideraciones con cierta incertidumbre:

- Lubricidad de lodo.
- Rigidez de la tubería.
- Acumulación de recortes.
- Asientos llave.
- Pegadura por diferencial
- Severidad de la pata de perro.
- Efecto de la hidráulica.

Usualmente la tortuosidad provoca problemas para el cálculo de torque y arrastre, para tomar en cuenta estas irregularidades el factor de fricción debe ser calibrado. Debido a que no existe un estándar para definir la relación entre la tortuosidad del pozo y el factor de fricción, las estimaciones de arrastre deben ser sobreestimadas o subestimadas, comparándolo con las mediciones de pozos anteriormente perforados (Samuel 2010).

Otros factores como la acumulación de recortes, la temperatura del pozo, las partículas suspendidas en el fluido de perforación, tienen como resultado afectar el peso del fluido de perforación a lo largo del pozo. La variación del peso del lodo debe ser considerada para corregir el factor de fricción en cada intervalo en particular y obtener resultados más certeros, generalmente los cambios de peso del lodo no son considerados, debido a que se asume un buen diseño de la hidráulica; seguido de este párrafo se tiene una tabla (tabla 2.1) que contiene los tipos de fluidos con sus respectivos rangos de factores de fricción.

**Tabla 2.2 Rango de factores friccionales, dependiendo del fluido con el que se requiera perforar (Samuel 2010).**

Tipo de fluido	Factor de fricción	
	Agujero descubierto	Agujero entubado
Base aceite	0.16-0.20	0.17-0.25
Base agua	0.25-0.35	0.25-0.4
Salmuera	0.3-0.4	0.3-0.4
Base polímero	0.15-0.22	0.2-0.3
Base sintético	0.12-0.18	0.15-0.25
Espumoso	0.3-0.4	0.35-0.55
Aire	0.35-0.55	0.4-0.6

En la mayoría de los softwares para el cálculo de torque y arrastre, el usuario solo puede utilizar un solo factor de fricción para agujero descubierto y otro para agujero entubado. El mínimo cambio en el factor de fricción de un pozo de alcance extendido (ERW), puede tener un gran efecto en los cálculos de torque y arrastre, por ello es necesario que en la etapa de planeación se utilice la experiencia de pozos anteriormente perforados para ajustar la fricción. Para eliminar la incertidumbre del valor a seleccionar del rango de factor de fricción de la tabla 2.1, en la industria petrolera los valores más usados son de 0.20 para agujero entubado y 0.25 para agujero descubierto (Aadnoy et al. 2010).

### 3. Trayectoria de pozos direccionales.

La perforación direccional se define como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo a una ubicación u objetivo debajo de la superficie, y un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar el yacimiento en una posición predeterminada, localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección) (Bourgoyne 1991), de acuerdo a lo anterior la trayectoria de un pozo es el recorrido que sigue el pozo en la tierra al desplazarse de un punto a otro la cual es planificada con modelos matemáticos.

#### 3.1 Tipo de coordenadas para trayectorias.

- Coordenada polar: Es la distancia proyectada en un plano horizontal, que va desde un punto de referencia fijo hasta el ángulo que se desea medir.

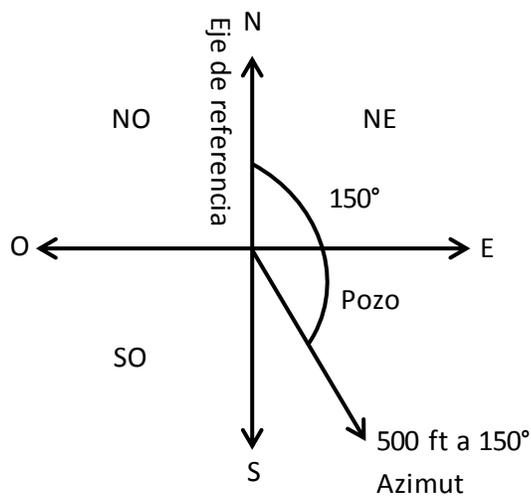
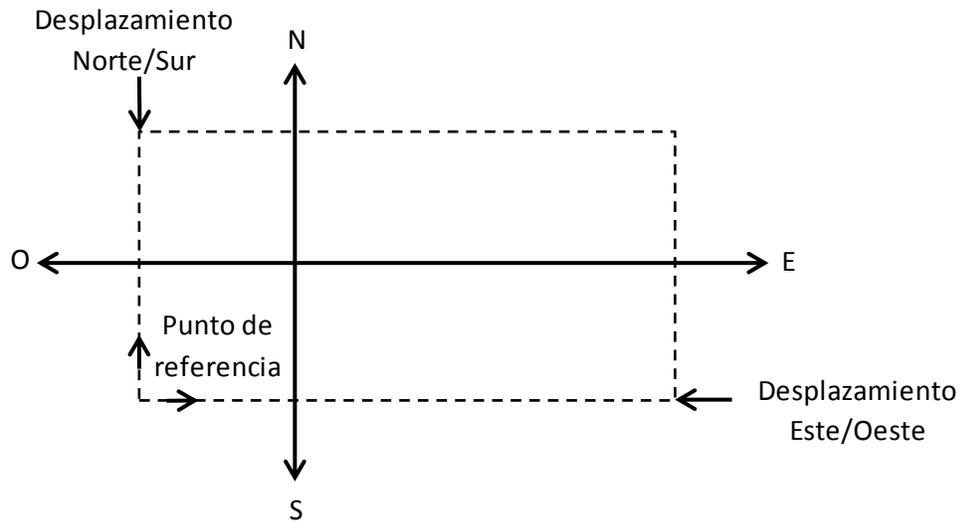


Figura 3.1 Diagrama de coordenadas cilíndricas.

- **Coordenadas rectangulares:** Las coordenadas polares de un punto son definidas como la distancia proyectada a lo largo de dos ejes de referencia, la distancia es medida a partir de la intersección de los ejes desde un punto de referencia, estos ejes residen en un plano que típicamente se compone de las direcciones norte, sur, este y oeste.



**Figura 3.2 Diagrama de coordenadas rectangulares.**

### 3.2 Tipos de perfiles direccionales.

Existen varios tipos de perfiles de pozos direccionales, diferenciados tanto por su forma, su función, limitaciones geológicas, geomecánicas, económicas y de operación. Con base en las perforaciones que se han venido realizando en los últimos años, los más frecuentemente usados son: pozos tipo tangencial, pozos tipo "S", pozos tipo "J", pozos inclinados, pozos horizontales y pozos multilaterales (Verteuil et al. 2001). En la literatura existen cuatro perfiles direccionales más comunes, su selección depende de los objetivos geológicos y el mecanismo de producción que se tendrá en el pozo: vertical, tipo S, tipo J, horizontal.

#### 1. Pozo vertical.

Generalmente utilizados para pozos exploratorios para localizar el contacto agua-aceite, y la localización exacta de planos de fallas.

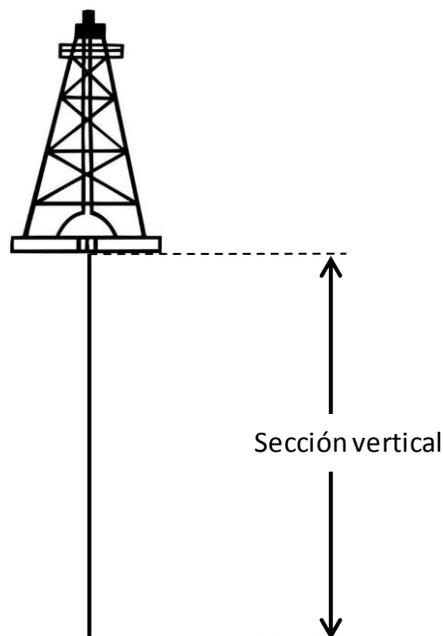
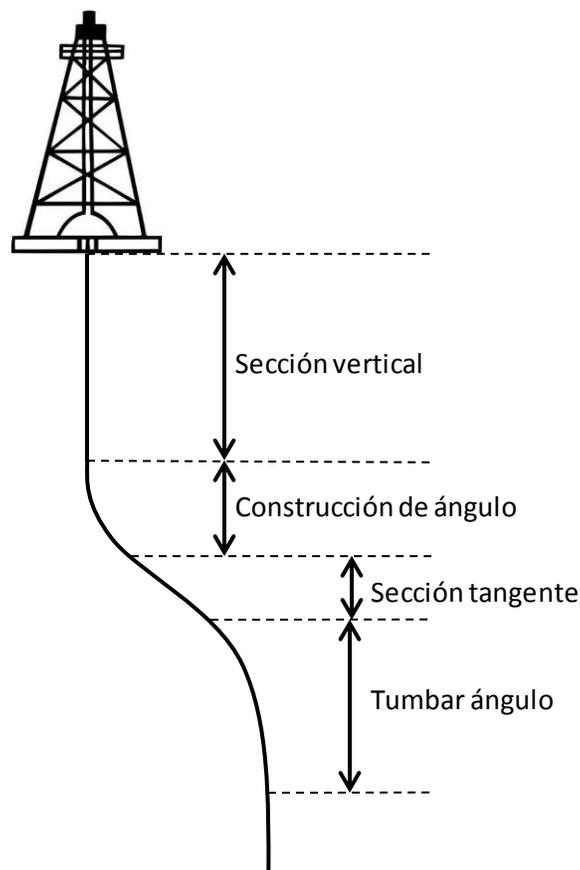


Figura 3.3 Pozo vertical.

## 2. Pozo tipo S.

Es el pozo de configuración en S, cuya desviación se inicia cerca de la superficie manteniendo su inclinación al igual que el pozo tangencial hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral; seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical para llegar al objetivo. Esta configuración se usa principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

En los pozos, el perfil S garantiza el espaciamiento en el fondo cuando varios pozos son perforados desde la misma plataforma.

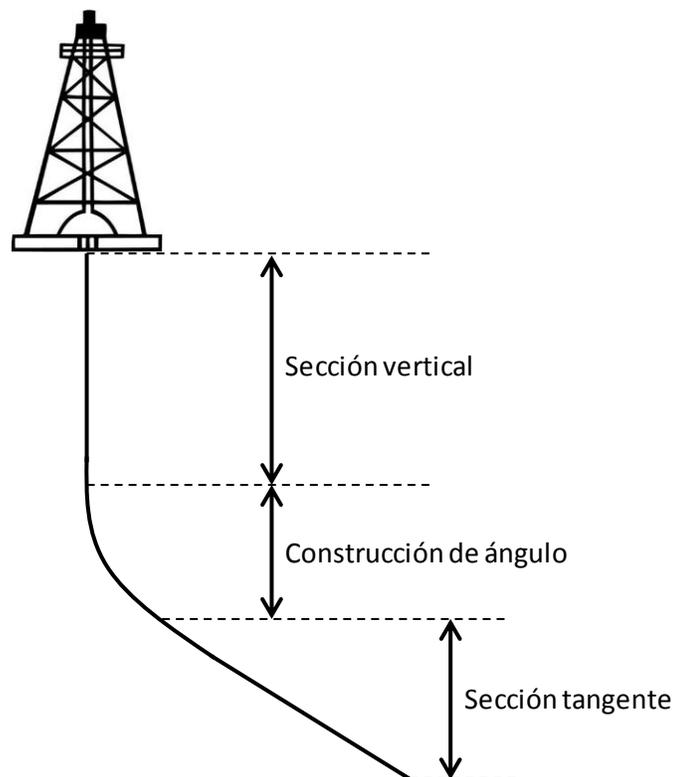


**Figura 3.4 Pozo tipo S**

### 3. Pozo tipo J.

La configuración de estos pozos tiene como característica que la desviación inicial se presenta a poca profundidad, el ángulo de inclinación que alcanza el pozo se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración se aplica usualmente en pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción se encuentra en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento, también se utiliza en pozos de mayor profundidad en los que se requiere mucho desplazamiento lateral.

Conocidos como pozos inclinados, estos se componen de una sección recta, sección de construcción y una sección tangente. Generalmente se utilizan en zonas donde no es posible ó no se desea perforar sobre el objetivo.

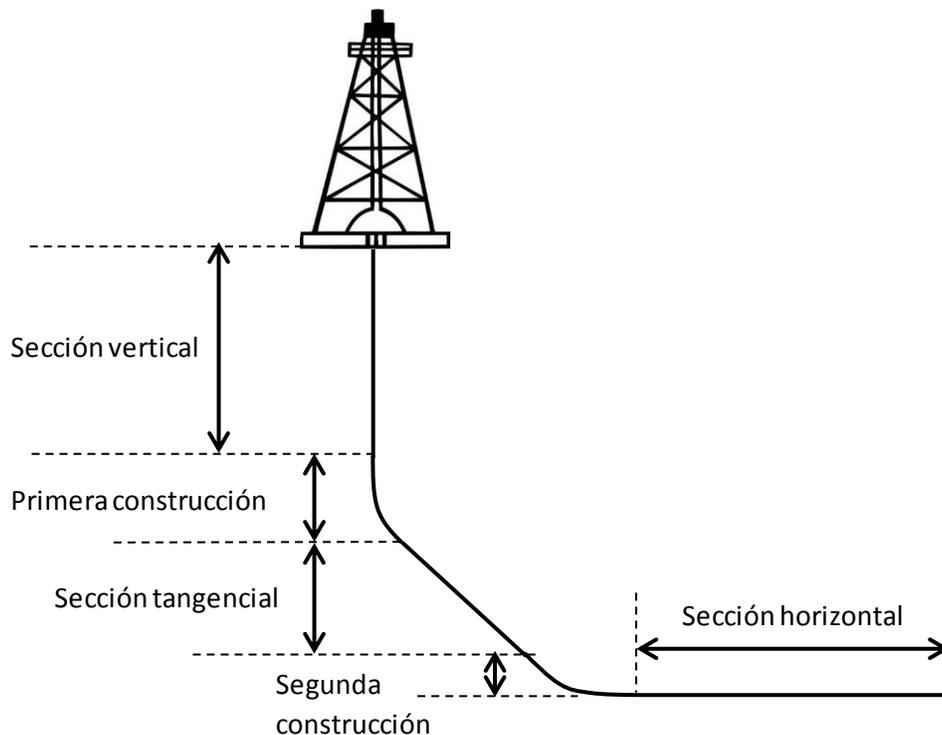


**Figura 3.5 Pozo tipo J**

#### 4. Pozo Horizontal.

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de  $86^\circ$  respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Los pozos horizontales constan de una sección vertical, sección de construcción, sección tangente, una segunda sección de construcción y una sección horizontal.

Estos pozos son usados cuando se tiene una zona con un espesor delgado, ya que la parte horizontal atravesara la zona, teniendo como resultado mayor área de contacto con el yacimiento.



**Figura 3.6 Pozo horizontal.**

### 3.3 Características de un perfil direccional.

El perfil de un pozo direccional es una trayectoria bien planificada que va desde la superficie hasta la profundidad donde termina la perforación, mediante la proyección del pozo en dos planos (Verteuil et al. 2001). Para determinar un perfil geométrico es importante considerar la siguiente información:

- La posición de la superficie.
- La posición del objetivo.
- Profundidad vertical verdadera.

En el siguiente diagrama se muestran las partes de un perfil direccional:

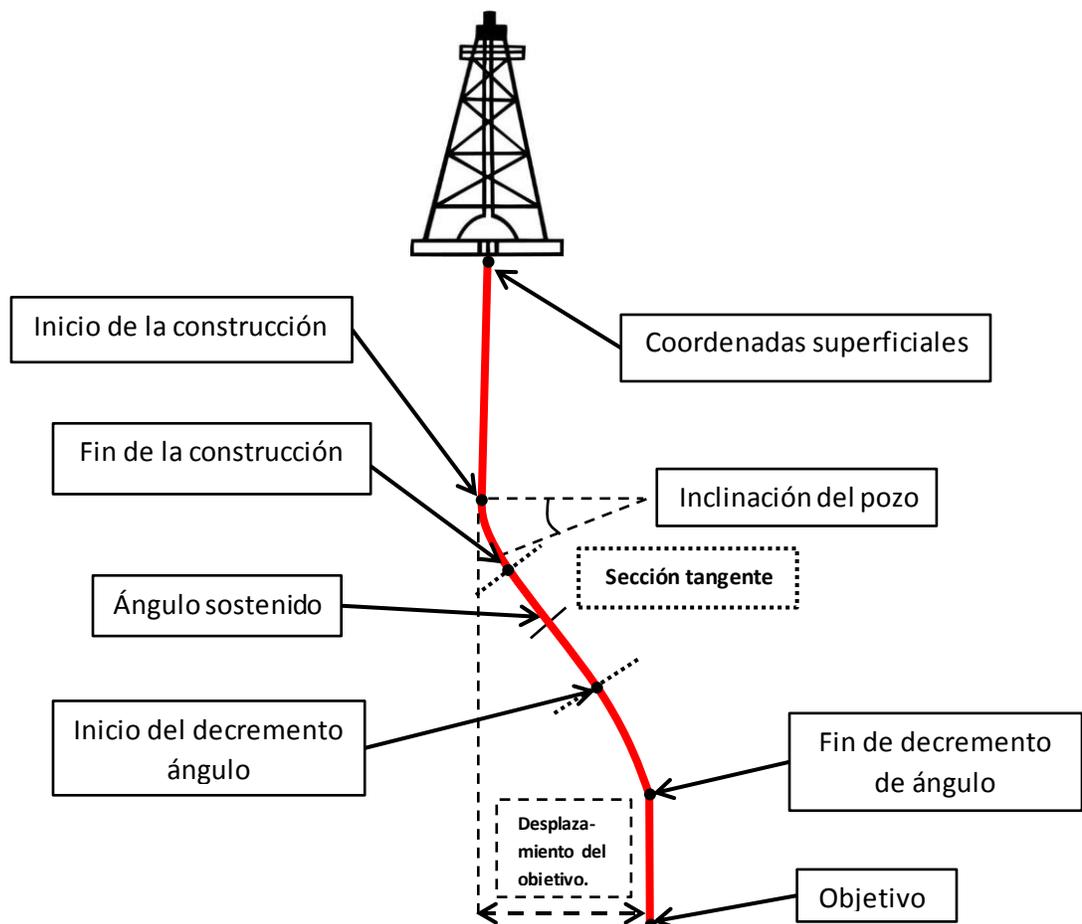
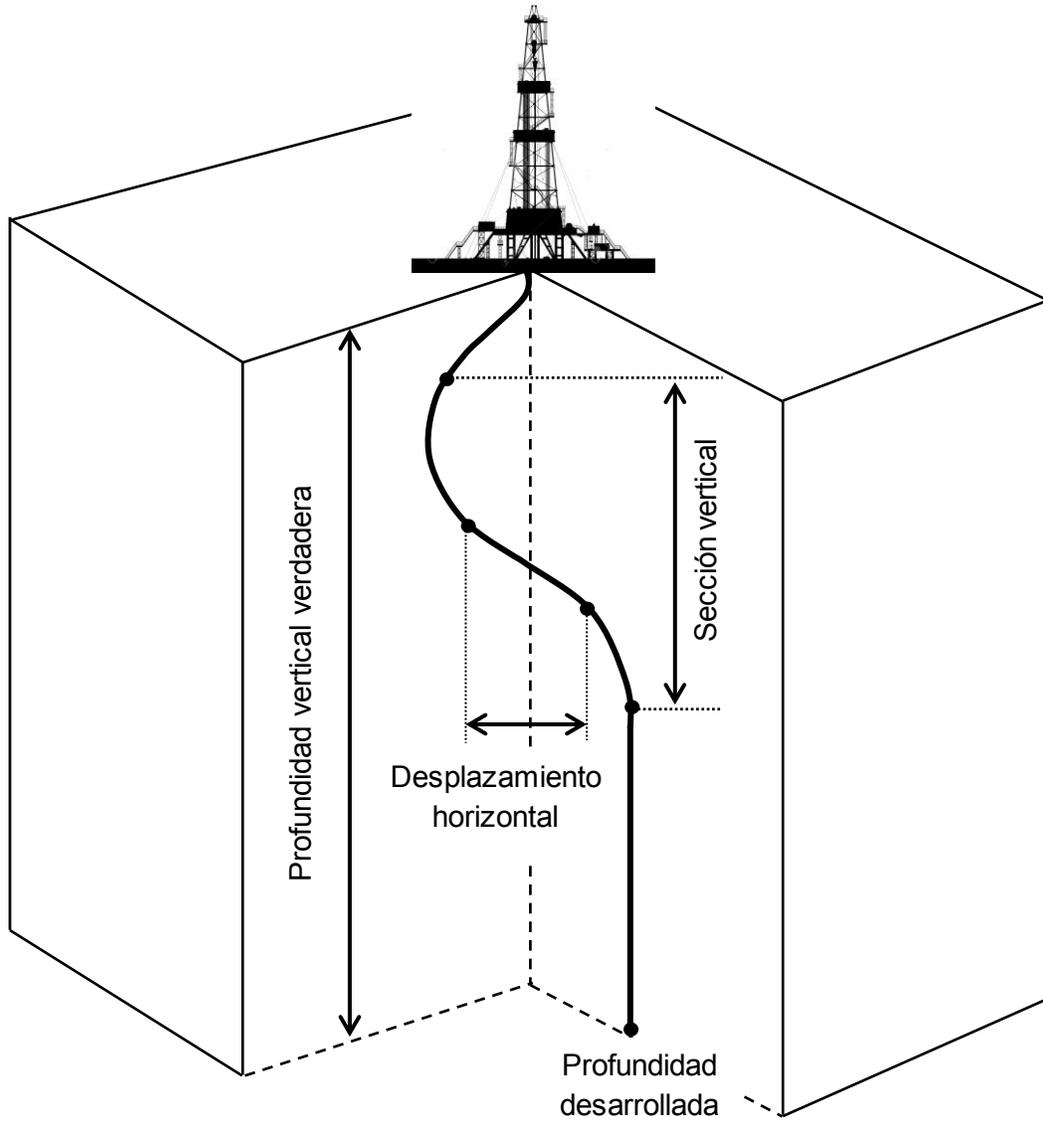


Figura 3.7 Puntos de un perfil direccional.

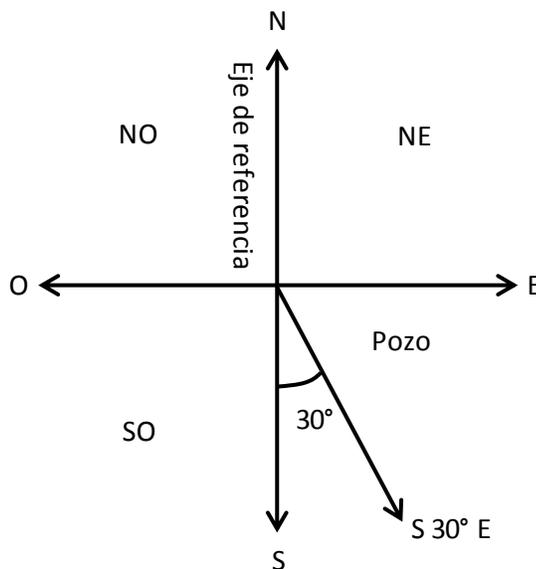
### Composición de perfil direccional:

- Coordenadas de superficie: El primer punto donde hace contacto la barrena con el suelo.
- Inicio de la construcción (KOP): Es el punto de referencia donde el pozo comienza a desviarse en una dirección dada.
  - Tasa de cambio cuando se construye ángulo (BUR): es el aumento de cambio en la inclinación medida que se construye el ángulo. La tasa de cambio es usualmente expresada en  $^{\circ}/100ft$  ó  $^{\circ}/30m$ .
- Inclinación del pozo: Es el ángulo por el cual el pozo se desvía desde la vertical.
- Fin de la construcción (EOB): Es el punto de referencia donde el ángulo del pozo termina de incrementar.
- Ángulo sostenido: Ocurre cuando la inclinación del pozo se mantiene constante.
- Tangente del ángulo: Ocurre después de la construcción, cuando inclinación del pozo se mantiene constante por una cierta distancia.
- Inicio del decremento del ángulo (SOD): Es el punto de referencia donde el pozo empieza a tumbar ángulo, en otras palabras vuelve a construir ángulo pero esta vez hacia la vertical.
  - Tasa de cambio cuando se tumba el ángulo: es la disminución del cambio en la inclinación a medida que se tumba el ángulo. La tasa de cambio es usualmente expresada en  $^{\circ}/100ft$  ó  $^{\circ}/30m$ .
- Finaliza de decremento del ángulo (EOD): Es el punto donde el pozo termina de tumbar ángulo.
- Desplazamiento del objetivo: Es la distancia horizontal que existe entre las coordenadas de superficie y el objetivo.
- Objetivo: Es el punto definido en el espacio mediante coordenadas geográficas, en una profundidad vertical verdadera.



**Figura 3.8 Diagrama de un perfil direccional**

- Profundidad vertical verdadera: Es la distancia vertical medida desde la superficie del pozo hasta el punto de referencia o la estación de interés.
- Profundidad medida: Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo, desde la superficie del pozo hasta el punto de referencia o la estación de interés.
- Desplazamiento horizontal: es la distancia medida entre dos puntos de interés del pozo, proyectada desde un plano horizontal o una vista en planta.
- Sección vertical: es la distancia medida entre dos puntos de interés del pozo, proyectada desde un plano vertical o una vista lateral.
- Azimut: es el ángulo en el plano horizontal, medido desde un punto de referencia fijo (Ejemplo: Norte verdadero), medido en sentido horario.
  - Tasa de giro: determina el cambio cuando el pozo gira en dirección azimut. La tasa de cambio es usualmente expresada en  $^{\circ}/100ft$  ó  $^{\circ}/30m$ .
- Cuadrante: el cuadrante de un pozo es el ángulo en el plano horizontal, que se mide ya sea de una dirección de referencia (norte o sur) hacia el este u oeste.



**Figura 3.9 Diagrama de un cuadrante.**

### 3.4 Calculo de trayectoria (Modelo de curvatura mínima).

El método más común usado para construir la trayectoria de un pozo en la industria petrolera es el “método de curvatura mínima”, el cual asume que la trayectoria curva del pozo, es envuelta entre dos puntos de la superficie de una esfera. El método de curvatura mínima calcula la desviación en Este, Norte y Vertical, por medio de las siguientes ecuaciones (Burgoyne 1986):

$$\Delta E = \frac{\Delta L}{2} (\sin \alpha_1 \sin \varphi_1 + \sin \alpha_2 \sin \varphi_2) RF \quad (3.1)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta L}{2} (\sin \alpha_1 \cos \varphi_1 + \sin \alpha_2 \cos \varphi_2) RF \quad (3.2)$$

$$\Delta V = \frac{\Delta L}{2} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) RF \quad (3.3)$$

Donde,

$$RF = \frac{2}{\theta} \tan \frac{\theta}{2} \quad (3.4)$$

$$\theta = \cos^{-1} [\sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos(\varphi_1 - \varphi_2) + \cos \alpha_1 \cos \alpha_2] \quad (3.5)$$

Los subíndices 1 y 2 se refieren a cada punto en el survey, donde 1 es el punto más alto y 2 es más bajo.  $\theta$  debe estar dado en radianes y el radio R de la esfera donde está envuelta la trayectoria curva está dado por:

$$R = \frac{\Delta L}{\theta} \quad (3.6)$$

Inclinación ( $\alpha$ ), es el ángulo entre la vertical y la tangente del pozo, proyectado en el plano vertical. Un pozo vertical tiene una inclinación de  $0^\circ$  y uno horizontal de  $90^\circ$ .

Azimut ( $\varphi$ ), es el ángulo entre el norte verdadero y la tangente del pozo, proyectado en el plano horizontal. Comienza de  $0^\circ$  (Norte), siempre los grados van a favor de las manecillas del reloj de tal manera que  $270^\circ$  representan al oeste.

Pata de perro ( $\theta$ ), es el ángulo entre las tangentes de dos posiciones en el pozo. Existen varios métodos para calcular la trayectoria de un pozo, entre los puntos de un survey.

Para convertir la pata de perro a radianes:

$$DL = \frac{180 |\theta|}{\pi} \quad (3.7)$$

La severidad de pata de perro DLS, es el cambio o aumento de la pata de perro (DL), por cada 30 m o 100 ft.

$$DL = \frac{DL}{\Delta L} 30 \quad (3.8)$$

La pata de perro  $\theta$  depende del azimut y la inclinación, esta propiedad es usada en el nuevo modelo 3D para el cálculo de torque y arrastre.

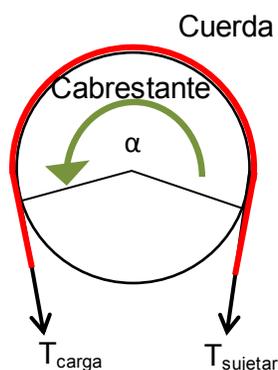
#### **4. Modelo matemático 3D para el cálculo de torque y arrastre.**

Aadnoy desarrollo una solución analítica para calcular el torque y arrastre en las diferentes geometrías que pudiera tener un pozo. El modelo se aplica en cada sección del pozo, como lo es en secciones verticales, construcción de las curvas, cuando se tumba ángulo y secciones rectas con cualquier ángulo de inclinación.

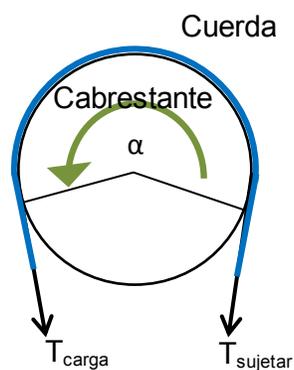
El modelo de Aadnoy es capaz de calcular el torque y el arrastre para los diferentes trabajos que se estén elaborando con la sarta de perforación, ya sea cuando se encuentra rotando, cuando se extrae o se introduce e incluso la combinación del movimiento axial y rotacional.

Aadnoy considera a la sarta como una sarta suave, en otras palabras la tubería es capaz de adaptarse a la forma que tenga la trayectoria, además es llamado modelo de sarta suave debido a que no considera la rigidez de la sarta, asumiendo que la tubería se comporta como un cable pesado o cadena que corre a lo largo de la trayectoria del pozo, lo que implica que la tensión axial y el torque estén directamente relacionados con la tubería y las fuerzas de contacto con las paredes del pozo (Ismayilov 2012).

Una de las ventajas de este modelo es que incluye el efecto cabrestante, el cual nos dice que al pasar un cable por una superficie curva (ejemplo: Cable enrollado en una polea), es necesario considerar la tensión del cable. La fuerza de tensión está relacionada con la reacción (fuerza normal) que existe entre el cable y la pared de la superficie curva, si se ignora la rigidez del cable, tal reacción es proporcional a la tensión y por lo tanto a la fuerza de fricción. Entonces, retomando el ejemplo de la polea, cuando un objeto es levantado la fuerza tensión en el cable aumenta al igual que la fuerza ejercida para levantar el peso y cuando el objeto es bajado la fuerza de tensión disminuye al igual que la fuerza necesaria para bajar el objeto, como se muestra en las siguientes imágenes:



**Figura 4.1 Efecto cabrestante al levantar la carga. El cable rojo representa un aumento en la tensión al levantar la carga.**



**Figura 4.2 Efecto cabrestante al bajarla carga. El cable azul representa una disminución en la tensión al bajar la carga.**

El efecto Capstan confirma una disminución en las fuerzas de arrastre al bajar la tubería de perforación y un aumento en el arrastre al levantarla.

El torque y el arrastre del pozo pueden ser modelados por dos ecuaciones, una para secciones rectas y otra para secciones curvas. En este capítulo se explicaran los conceptos que utilizo Aadnoy para crear las ecuaciones del cálculo de torque y arrastre.

#### 4.1 Factor de flotación.

Para el modelado de torque y arrastre, es importante considerar el efecto de la fuerza de flotación, ya que cuando la tubería de perforación está sumergida en un fluido, su peso es igual al peso de la tubería en el aire menos el peso del fluido de perforación desplazado por la tubería sumergida, este efecto es mejor conocido como el principio de Arquímedes, el cual se utiliza para deducir la ecuación del factor de flotación (Apéndice A).

Factor de flotación:

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{fl}}{\rho_{tuberia}} \tag{4.1}$$

Donde,

$\beta$  = Factor de flotación

$\rho_{fl}$  = Densidad del fluido de perforación

$\rho_{tuberia}$  = Densidad de la tubería

Cuando se multiplica el factor de flotación, por el peso de la tubería, obtenemos el peso de la tubería inmersa en fluido de perforación. Si existe una diferencia de densidades entre el fluido que está dentro y fuera de la tubería, como por ejemplo en una cementación durante el desplazamiento del cemento y el lodo de perforación que lo empuja, es necesario usar la siguiente formula (Aadnoy 2006):

$$\beta = 1 - \frac{\rho_e A_e - \rho_i A_i}{\rho_{sarta} (A_e - A_i)} \quad (4.2)$$

Dónde:

$\rho_e$  = densidad del fluido externo.

$A_e$  = Area externa.

$\rho_i$  = densidad del fluido interno.

$A_i$  = Area interna.

La ecuación 4.1, es la más comúnmente usada durante la perforación, la ecuación 4.2 suele usarse más en casos donde existe una diferencia de densidades entre el fluido contenido dentro de la tubería y el del espacio anular, como por ejemplo, en las operaciones de cementación, corrida de la tubería en el pozo, así como operaciones de perforación bajo balance.

## 4.2 Modelado de secciones rectas.

La principal característica de una sección recta, es que la tensión de la sarta de perforación no está relacionada con la fuerza normal entre la tubería y el pozo, por lo tanto la fuerza de tensión no afecta a la fuerza de fricción.

Debido a que la gravedad actúa empujando a la tubería hacia abajo, solo se utiliza el ángulo de inclinación de pozo ( $\alpha$ ) y los cambios de azimut no tienen ninguna contribución para el cálculo de arrastre en secciones rectas (Tveitdal 2011). La siguiente figura muestra el equilibrio de fuerzas en una tubería que se desliza en un plano inclinado (sección recta):

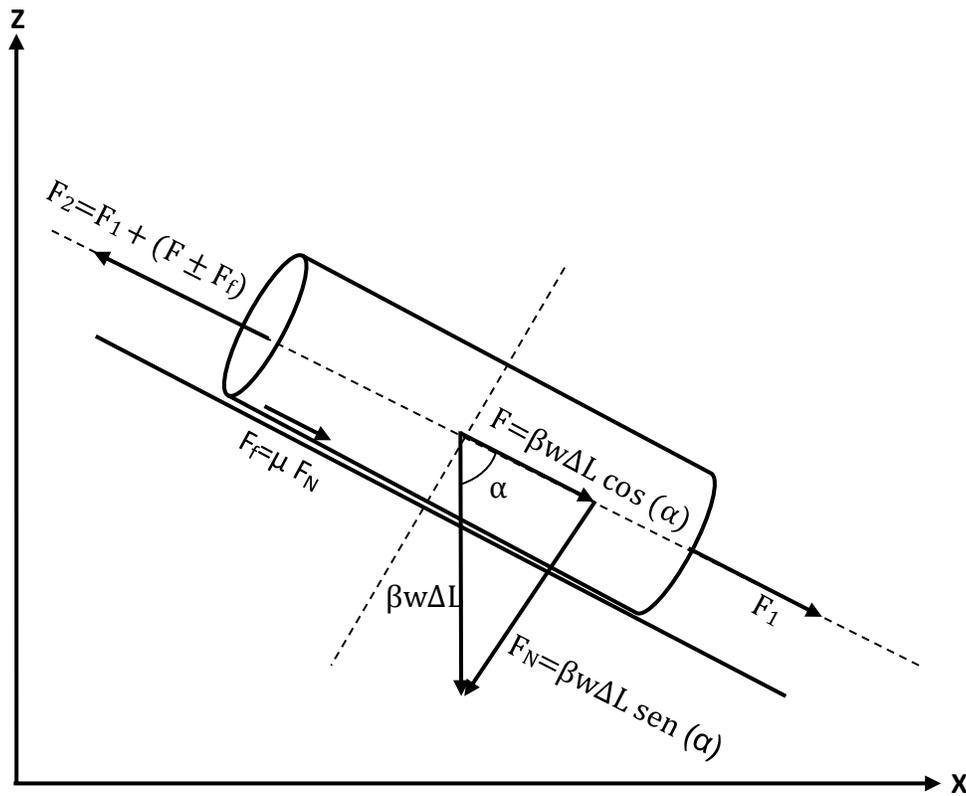


Figura 4.3 Fuerzas de fricción en un tubo deslizándose a través de un plano inclinado (Aadnoy et al. 2010)

La figura anterior muestra que la fuerza necesaria para levantar la tubería es:

$$F_2 = F_1 + (F \pm F_f) \quad (4.3)$$

El signo positivo (+), es usado para levantamiento y el negativo (-) para bajar la tubería.

Dónde:

$$w = \text{peso unitario} \left[ \frac{\text{N}}{\text{m}} \right]$$

$F_1$  = Fuerza de fricción provocada por la sección de tubería anterior [N].

$$F_f = \mu F_N = \text{Fuerza de fricción [N]}. \quad (4.4)$$

$$F = \beta w \Delta L \cos \alpha = \text{Peso de la sección anterior [N]}. \quad (4.5)$$

$$F_N = \beta w \Delta L \sin \alpha = \text{Fuerza normal [N]}. \quad (4.6)$$

Sustituyendo las equivalencias de cada fuerza en la ecuación 4.3, tenemos la siguiente ecuación (Johancsik 1986):

$$F_2 = F_1 + (\beta w \Delta L \cos \alpha \pm \mu \beta w \Delta L \sin \alpha) \quad (4.7)$$

Factorizando  $\beta w \Delta L$  de la ecuación 4.7:

$$F_2 = F_1 + \beta w \Delta L (\cos \alpha \pm \mu \sin \alpha) \quad (4.8)$$

El primer término  $F_1$  de la ecuación 4.8 se refiere al peso del elemento de la sección que anteriormente fue calculada y el segundo término a la fuerza de fricción necesaria para mover el elemento de tubería seleccionado. Si la inclinación de  $\alpha$  fuese igual a cero grados, quiere decir que en esa sección la tubería está en posición vertical y por lo tanto la fricción se anula. Si  $\alpha$  tiene un valor de 90 grados, significa que en tal sección de la tubería se encuentra horizontal, por lo tanto el arrastre de la sarta será menor, ya que el peso de la tubería se encuentra totalmente recargado en la parte baja del pozo (Aadnoy et al. 2010).

De la figura 4.5, Aadnoy y sus colegas infieren las siguientes ecuaciones:

- Componente axial de peso es:

$$w(\alpha) = w\Delta L \cos \alpha \quad (4.9)$$

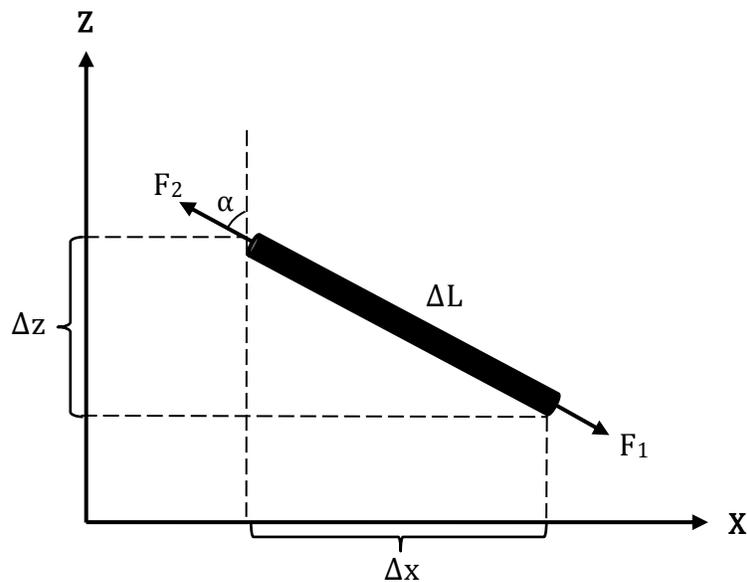
- Altura vertical es:

$$\Delta z = \Delta L \cos \alpha \quad (4.10)$$

Sustituyendo la ecuación 4.10 en la ecuación 4.9:

$$w(\alpha) = w\Delta z \quad (4.11)$$

La ecuación 4.11 nos dice que la carga estática axial de la tubería, es igual al peso unitario multiplicado por la altura vertical proyectada. Si un pozo vertical tiene una profundidad "D", y un pozo desviado tuviera la misma profundidad vertical proyectada, el peso estático de la sarta de perforación sería el mismo para ambos casos.



**Figura 4.4 Geometría de una tubería dentro de una sección inclinada (Aadnoy et al. 2010).**

Una vez que se tiene la descripción de la sarta de perforación, el survey y se especifica el coeficiente de fricción, los cálculos de arrastre comienzan desde la parte más baja de la sarta de perforación y se procede a calcular sección por sección hacia arriba.

Si la sarta es dividida en  $n$  elementos,  $F_{i-1}$  es la fuerza en la parte baja de cada elemento y  $F_i$  es la fuerza en la parte alta del elemento. A veces el pozo es llenado con fluidos de perforación de diferentes densidades, lo cual resulta en tener diferentes factores de flotabilidad  $\beta_i$  en las secciones del pozo. Si el pozo es llenado con un solo fluido de perforación, el factor de flotabilidad  $\beta_i$  será el mismo en todas las secciones del pozo. También existen casos en que la sarta de perforación tiene componentes con diferentes pesos unitarios  $w_i$ , como lo son la tubería de perforación, tubería de perforación pesada y el ensamble de fondo (Fazaelizadeh 2013).

Usando el coeficiente de fricción  $\mu$ , existen dos enfoques para calcular el torque y arrastre. El primero asume un solo coeficiente de fricción para todo el pozo incluyendo la tubería de revestimiento y las secciones para el agujero descubierto, tratando de obtener una igualdad entre la correlación de los resultados obtenidos en el campo y los resultados del modelo. La segunda asume diferentes coeficientes de fricción, uno para la tubería de revestimiento (pozo entubado) y otro para pozo descubierto. Los coeficientes de fricción  $\mu_i$  pueden ser iguales o diferentes en todo el pozo, esto depende del enfoque que se seleccione.

Si la sarta de perforación es dividida en  $n-1$  elementos, la ecuación general para calcular el arrastre en una sección recta, puede ser escrita de la siguiente manera según Mohammad Fazaelizadeh:

$$F_n = \sum_{i=2}^n \{ \beta w \Delta L (\cos \alpha \pm \mu \sin \alpha) \}_i \quad (4.12)$$

Cuando el coeficiente de fricción es igual a cero, la ecuación 4.12 puede usarse para calcular el peso estático de la sarta en una sección recta.

El mismo principio aplica para la fricción de rotación cuando se aplica un torque. El torque es el coeficiente de fricción multiplicado por el momento normal y el radio de la herramienta. La siguiente ecuación postulada por Johancsik en 1986, se utiliza para calcular el torque en una sección recta. En este caso las fuerzas axiales no afectan al torque y este se considera independiente de la dirección de rotación.

$$T = \mu \times \beta w \Delta L \text{sen } \alpha \times r \quad (4.13)$$

Cuando la inclinación del ángulo  $\alpha$  es igual a cero el valor del torque presentado es casi cero, debido a que la fuerza normal es insignificante cuando la tubería está completamente vertical, por el contrario si hay un ángulo  $\alpha$  de 90 grados, se tendrá un alto torque debido a que las fuerzas normales en una sección horizontal son máximas. En el año 2013 Mohammad Fazaelizadeh generaliza la ecuación de torque a lo largo de la tubería de perforación en una sección recta, cuando es dividida en  $n-1$  elementos.

$$T_n = \sum_{i=2}^n \{ \mu \times \beta w \Delta L r \text{sen } \alpha \}_i \quad (4.14)$$

Es necesario mencionar que la sarta de perforación se compone de diferentes herramientas y cada una con sus respectivos radios  $r_i$ . Si la barrena está en contacto con la roca, el torque de la barrena será añadido torque total calculado.

### 4.3 Modelado de secciones curvas.

Para las secciones curvas del pozo, la fuerza de contacto entre la sarta y el pozo depende de la carga axial de la tubería, debido a que en este proceso domina la tensión de la sarta. En la deducción de las ecuaciones para el cálculo de torque y arrastre en secciones curvas (Apéndice B), se asume que la tubería no tiene peso, aunque en la ecuación final se añade el peso (Aadnoy et al. 2010):

$$F_2 = F_1 e^{\pm\mu|\theta_2-\theta_1|} + \beta w \Delta L \left\{ \frac{(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1} \right\} \quad (4.15)$$

Cuando la sarta está rotando, aplican las mismas fuerzas de contacto que en el arrastre y solo la dirección de la fricción es tangencial.

El torque de la tubería cuando solamente está girando y no intervienen fuerzas de arrastre, se define con la siguiente ecuación, propuesta por Aadnoy:

$$T = \mu r N = \mu r F_1 |\theta| \quad (4.16)$$

El ángulo de la pata de perro  $\theta$  depende de la inclinación y el azimut. Debido a que la tubería está en contacto con la parte alta o la parte baja del pozo, su superficie de contacto está dada por el plano de la pata de perro.

Las fuerzas de torque y arrastre de un pozo con cierto perfil direccional, se calculan dividiendo el pozo en sus elementos rectos y curvos. Las cargas y torques se van sumando empezando desde el fondo del pozo.

Para el cálculo de arrastre en secciones curvas la ecuación general se muestra a continuación (Fazaelizadeh 2013):

$$F_n = \sum_{i=2}^n \left\{ F_{i-1} \times e^{\pm\mu_i|\theta_i|} + \beta_i w_i \Delta L_i \times \left[ \frac{(\sin \alpha_i - \sin \alpha_{i-1})}{\alpha_i - \alpha_{i-1}} \right] \right\} \quad (4.17)$$

La ecuación 3.18 muestra el torque para el número del elemento  $n$  que se tenga:

$$T_n = \sum_{i=2}^n \mu_i r_i F_{i-1} |\theta_i| \quad (4.18)$$

#### 4.4 Combinación de movimiento axial y rotacional.

Las ecuaciones presentadas en las secciones 4.2 y 4.3, el arrastre y el torque se calculan por separado, pero cuando se presenta la combinación de ambas fuerzas, es necesario modificar las ecuaciones. Aadnoy y Andersen (2001), presentaron ecuaciones para descomponer a la fricción en dos direcciones a la vez (combinación del movimiento axial y rotacional). Se sabe que el efecto de este movimiento combinado, facilita la introducción de la tubería al pozo. Un alto movimiento rotacional reduce considerablemente las fuerzas de arrastre, por ejemplo cuando se requieren de grandes fuerzas para levantar o bajar a la tubería, debido a que el pozo es estrecho, la solución a la reducción de estas fuerzas es hacer rotar a la tubería de perforación, en el campo esta gran diferencia es observada gracias a la medición del peso realizada por el gancho de perforación.

Las siguientes ecuaciones son usadas para calcular el torque y arrastre durante la combinación de estas dos fuerzas:

$$F_2 = F_1 + F_1(e^{\pm|\theta|} - 1) \sin \psi + \Delta L \beta w \left\{ \frac{\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \right\} \quad (4.20)$$

$$T = \mu r F_1 |\theta| \cos \psi \quad (4.21)$$

Para el cálculo de arrastre en secciones rectas y curvas durante el movimiento combinado, las ecuaciones generales se muestran a continuación (Fazaelizadeh 2013):

Secciones rectas.

$$F_n = F_{i-1} + \sum_{i=2}^n \{ \beta w \Delta L \cos \alpha \}_i \pm \sum_{i=2}^n \{ \mu \beta w \Delta L \sin \alpha \}_i \quad (4.22)$$

$$T_n = \sum_{i=2}^n \{ \mu \times \beta w \Delta L r \sin \alpha \cos \psi \}_i \quad (4.23)$$

Secciones curvas.

$$F_n = \sum_{i=2}^n \left\{ F_{i-1} \times (e^{\pm \mu_i |\theta_i|} - 1) \sin \psi_i + \beta_i w_i \Delta L_i \times \left[ \frac{\sin \alpha_i - \sin \alpha_{i-1}}{\alpha_i - \alpha_{i-1}} \right] \right\} \quad (4.24)$$

$$T_n = \sum_{i=2}^n \mu_i r_i F_{i-1} |\theta_i| \times \cos \psi_i \quad (4.25)$$

#### **4.5 Como aplicar el modelo 3D.**

A continuación se muestra cómo aplicar el modelo tridimensional, en tres casos que resuelve Aadnoy del artículo: 3D Analytical Model for Wellbore Friction 2010, SPE-141515-PA-P; con el fin de corroborar los resultados del programa utilizado en esta tesis con los del artículo.

##### **Caso A, análisis 2D de un pozo en S.**

La siguiente figura muestra a un pozo en un plano vertical. La profundidad desarrollada es de 2111m, el ensamble de fondo (BHA) tiene un peso unitario de 2.13 kN/m y una longitud de 161 m, los otros 1950 metros se componen de tubería de perforación de 5 in, con un peso de 19.5 lb/ft (0.285 kN/m). El radio del arreglo de fondo es de 0.1 m y el radio de la tubería de perforación es de 0.09 m. El pozo es perforado con un fluido que tiene una gravedad específica (SG) de 1.3 y el coeficiente de fricción es aproximadamente 0.2. El ensamble de fondo empieza exactamente terminando la sección curva 2 y está completamente vertical. Para este caso no hay cambio en el azimut y la ecuación para calcular la pata de perro (DL) es igual al cambio de la inclinación, el diagrama del pozo se muestra siguiente página.

# Caso A

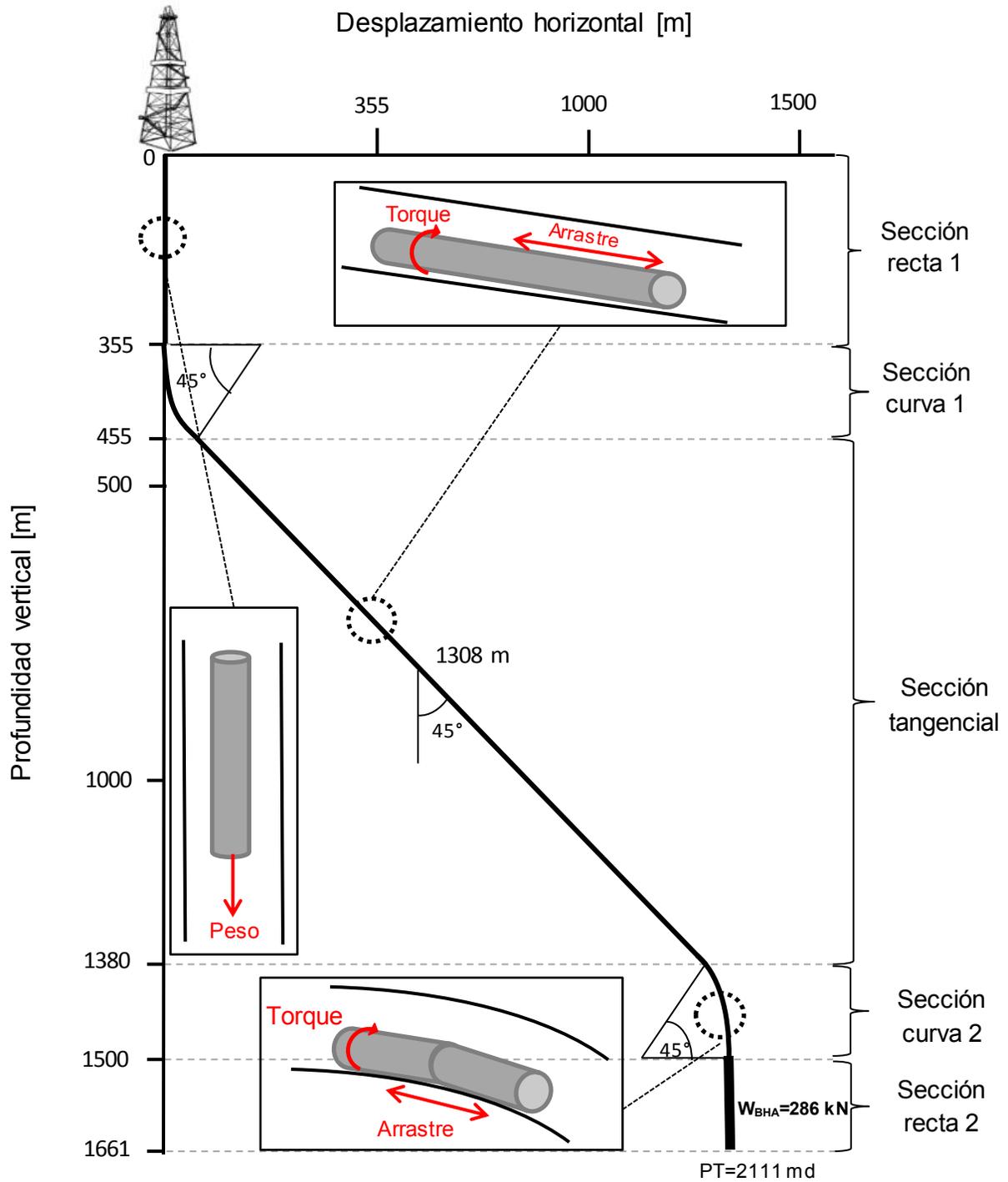


Figura 4.5 Geometría de un pozo en S (Aadnoy 2010).

**Solución:**

**A.1 Calculo del factor de flotabilidad ( $\beta$ ).**

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{\text{mud}}}{\rho_{\text{pipe}}} = 1 - \frac{SG_{\text{mud}}}{SG_{\text{Pipe}}}$$

$$SG_{\text{mud}} = 1.3 \quad \text{y} \quad SG_{\text{Pipe}} = 7.8$$

$$\beta = 1 - \frac{1.3}{7.8} = 0.833$$

**A.2 Peso neto del ensamble de fondo ( $W_{\text{BHA}}$ ).**

$$W_{\text{BHA}} = \beta * UW_{\text{DC}} * L_{\text{DC}}$$

$$W_{\text{BHA}} = 0.833 * \left( 2.13 \frac{\text{kN}}{\text{m}} \right) * (161\text{m}) \approx 286 \text{ kN}$$

**A.3 Peso flotado de la tubería de perforación ( $W_{\text{DPfloating}}$ ).**

$$W_{\text{DPfloating}} = \beta * UW_{\text{DP}}$$

$$W_{\text{DPfloating}} = 0.833 * 0.285 \frac{\text{kN}}{\text{m}} = 0.237 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

Los resultados numéricos del caso A:

**Tabla 4.1 Análisis de arrastre (caso A).**

Caso A: arrastre en la sarta de perforación			
Posición	Peso estático [t]	Peso durante el levantamiento [t]	Peso durante la bajada [t]
Fondo del pozo	$F_1 = 0 \text{ kN}$ <b>0 t</b>	$F_1 = 0 \text{ kN}$ <b>0 t</b>	$F_1 = 0 \text{ t}$ <b>0 t</b>
Sección recta 2	$F_2 = 286 \text{ kN}$ <b>29.15 t</b>	$F_2 = 286 \text{ kN}$ <b>29.15 t</b>	$F_2 = 286 \text{ kN}$ <b>29.15 t</b>
Sección curva 2	$F_3 = F_2 + \text{Peso de la sección curva 2}$ $F_3 = 29.15 \text{ kN} + (0.237 \text{ kN/m} * 120\text{m}) = 314.44 \text{ kN} =$ <b>32.04 t</b>	$F_3 = F_2 * e^{+(0.2+45 \frac{\pi}{180})} + 28.4 \text{ kN}$ $F_3 = (286 \text{ kN} * 1.17) + 28.4 \text{ kN} = 363 \text{ kN} =$ <b>37 t</b>	$F_3 = F_2 * e^{-(0.2+45 \frac{\pi}{180})} + 28.4 \text{ kN}$ $F_3 = (286 \text{ kN} * 0.855) + 28.4 \text{ kN} = 272.9 \text{ kN} =$ <b>27.81 t</b>
Sección tangencial	$F_4 = F_3 + \text{Peso de la sección tangencial}$ $F_4 = 341.44 \text{ kN} + (0.237 \text{ kN/m} * 925\text{m}) = 533.665 \text{ kN} =$ <b>54.30 t</b>	$F_4 = F_3 * +\beta w \Delta L (\cos \alpha \pm \mu \sin \alpha)$ $F_4 = 363 \text{ kN} + 0.237 \text{ kN/m} * 1308 \text{ m}$ $* (\cos(45) + 0.2 \text{sen}(45)) = 626.04 \text{ kN} =$ <b>63.81 t</b>	$F_4 = F_3 * +\beta w \Delta L (\cos \alpha \pm \mu \sin \alpha)$ $F_4 = 272.9 \text{ kN} + 0.237 \text{ kN/m} * 1308 \text{ m}$ $* (\cos(45) + 0.2 \text{sen}(45)) = 448.26 \text{ kN} =$ <b>45.69 t</b>
Sección curva 1	$F_5 = F_4 + \text{Peso de la sección curva 1}$ $F_5 = 533.665 \text{ kN} + (0.237 \text{ kN/m} * 120\text{m}) = 562.105 \text{ kN} =$ <b>57.29 t</b>	$F_5 = F_4 * e^{+(0.2+45 \frac{\pi}{180})} + 28.4 \text{ kN}$ $F_5 = 626.04 \text{ kN} * 1.17 + 28.5 \text{ kN} = 760.9 \text{ kN} =$ <b>77.56 t</b>	$F_5 = F_4 * e^{-(0.2+45 \frac{\pi}{180})} + 28.4 \text{ kN}$ $F_5 = 448.26 \text{ kN} * 0.855 + 28.5 \text{ kN} = 411.66 \text{ kN} =$ <b>41.96 t</b>
Sección recta 1	$F_6 = F_5 + \text{Peso de la sección recta 1}$ $F_6 = 562.105 \text{ kN} + (0.237 \text{ kN/m} * 335\text{m}) = 641.5 \text{ kN} =$ <b>65.35 t</b>	$F_6 = F_5 * +79.4 \text{ kN}$ $F_6 = 760.0 \text{ kN} + 79.4 \text{ kN} = 840.3 \text{ kN} =$ <b>85.66 t</b>	$F_6 = F_5 * +79.4 \text{ kN}$ $F_6 = 411.66 \text{ kN} + 79.4 \text{ kN} = 491 \text{ kN}$ <b>50.06 kN</b>

Para el cálculo del torque se tienen dos escenarios, el primero cuando la barrena está en el fondo del pozo, el segundo se aplica un peso sobre la barrena de 90 kN.

La siguiente tabla muestra los cálculos utilizados para obtener el torque del caso A; para obtener el peso estático del segundo escenario, solo hay que restar la fuerza aplicada sobre la barrena al peso estático de cada sección del pozo, como se muestra en la cuarta columna de la tabla 4.2:

**Tabla 4.2: Análisis de torque (caso A).**

Caso A: torque en la sarta de perforación					
Posición	Peso estático [t]	Torque [lb·ft]	Peso estático aplicando en la barrena una fuerza de 90 kN [t]	Torque en la sarta [lb·ft]	Torque en el pozo [lb·ft]
Fondo del pozo	$F_1 = 0 \text{ kN}$ <b>0 t</b>	$T_1 = 0 \text{ kN} \cdot \text{m}$ <b>0 lb·ft</b>	$F_1 = 0 \text{ kN} - 90 \text{ kN} = -90 \text{ kN}$ <b>9.17 t</b>	$T_1 = 0 \text{ kN}$ <b>0 lb·ft</b>	$T_1 = 22 \text{ kN} - 13 \text{ kN} = 9 \text{ kN}$ <b>6635.79 lb·ft</b>
Sección recta 2	$F_2 = 286 \text{ kN}$ <b>29.15 t</b>	$T_2 = 0 \text{ kN} \cdot \text{m}$ <b>0 lb·ft</b>	$F_2 = 286 \text{ kN} - 90 \text{ kN} = 196 \text{ kN}$ <b>18.98 t</b>	$T_2 = 0 \text{ kN}$ <b>0 lb·ft</b>	$T_2 = 9 \text{ kN}$ <b>6635.79 lb·ft</b>
Sección curva 2	$F_3 = F_2 + \text{Peso de la sección curva 2}$ $F_3 = 286 \text{ kN} + (0.237 \text{ kN/m} \cdot 120\text{m}) = 314.44 \text{ kN} = \mathbf{32 \text{ t}}$	$T_3 = \mu(\pi/4)rF_2$ $T_3 = (0.2 \cdot \pi/4 \cdot 0.09\text{m}) \cdot 286 \text{ kN} = 4.04 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{2978.73 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$	$F_3 = 314.44 \text{ kN} - 90 \text{ kN} = 224.4 \text{ kN}$ <b>22.88 t</b>	$T_3 = \mu(\pi/4)rF_2$ $T_3 = (0.2 \cdot \pi/4 \cdot 0.09\text{m}) \cdot 196 \text{ kN} = 2.77 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{2042.35 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$	$T_3 = \mu(\pi/4)rF_2$ $T_3 = 9 + (0.2 \cdot \pi/4 \cdot 0.09\text{m}) \cdot 196 \text{ kN} = 11.77 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{8678.15 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$
Sección tangencial	$F_4 = F_3 + \text{Peso de la sección tangencial}$ $F_4 = 314.44 \text{ kN} + (0.237 \text{ kN/m} \cdot 925\text{m}) = 533.665 \text{ kN} = \mathbf{54.4 \text{ t}}$	$T_4 = \mu r W \Delta L \sin \alpha$ $T_4 = 4.04 \text{ kN} \cdot \text{m} + (0.2 \cdot 0.09\text{m} \cdot 0.237 \text{ kN/m} \cdot 1308\text{m} \cdot \sin(45)) = 8 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{5898.48 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$	$F_4 = 533.66 \text{ kN} - 90 \text{ kN} = 443.6 \text{ kN}$ <b>45.22 t</b>	$T_4 = \mu r W \Delta L \sin \alpha$ $T_4 = 2.77 \text{ kN} \cdot \text{m} + (0.2 \cdot 0.09\text{m} \cdot 0.237 \text{ kN/m} \cdot 1308\text{m} \cdot \sin(45)) = 6.72 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{4954.72 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$	$T_4 = \mu r W \Delta L \sin \alpha$ $T_4 = 11.77 \text{ kN} \cdot \text{m} + (0.2 \cdot 0.09\text{m} \cdot 0.237 \text{ kN/m} \cdot 1308\text{m} \cdot \sin(45)) = 15.72 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{11590.52 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$
Sección curva 1	$F_5 = F_4 + \text{Peso de la sección curva 1}$ $F_5 = 533.665 \text{ kN} + (0.237 \text{ kN/m} \cdot 120\text{m}) = 562.105 \text{ kN} = \mathbf{57.29 \text{ t}}$	$T_5 = T_4 + \mu(\pi/4)rF_4$ $T_5 = 8.0 \text{ kN} \cdot \text{m} + (0.2 \cdot \pi/4 \cdot 0.09\text{m}) \cdot 533.6 \text{ kN} = 15.54 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{11457.81 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$	$F_5 = 562.10 \text{ kN} - 90 \text{ kN} = 472.1 \text{ kN}$ <b>48.11 t</b>	$T_5 = T_4 + \mu(\pi/4)rF_4$ $T_5 = 6.72 \text{ kN} \cdot \text{m} + (0.2 \cdot \pi/4 \cdot 0.09\text{m}) \cdot 443.6 \text{ kN} = 13 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{9585.042 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$	$T_5 = T_4 + \mu(\pi/4)rF_4$ $T_5 = 15.72 \text{ kN} \cdot \text{m} + (0.2 \cdot \pi/4 \cdot 0.09\text{m}) \cdot 443.6 \text{ kN} = 22 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{16220.84 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$
Sección recta 1	$F_6 = F_5 + \text{Peso de la sección recta 1}$ $F_6 = 562.105 \text{ kN} + (24.16 \text{ kg/m} \cdot 335\text{m}) = 641.5 \text{ kN} = \mathbf{65.39 \text{ t}}$	$T_6 = T_5$ $T_6 = 15.54 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{11457.81 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$	$F_6 = 641.5 \text{ kN} - 90 \text{ kN} = 551.5 \text{ kN}$ <b>56.22 t</b>	$T_6 = T_5$ $T_6 = 13 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{9585.042 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$	$T_6 = T_5$ $T_6 = 22 \text{ kN} \cdot \text{m} = \mathbf{16220.84 \text{ lb} \cdot \text{ft}}$

## Caso A

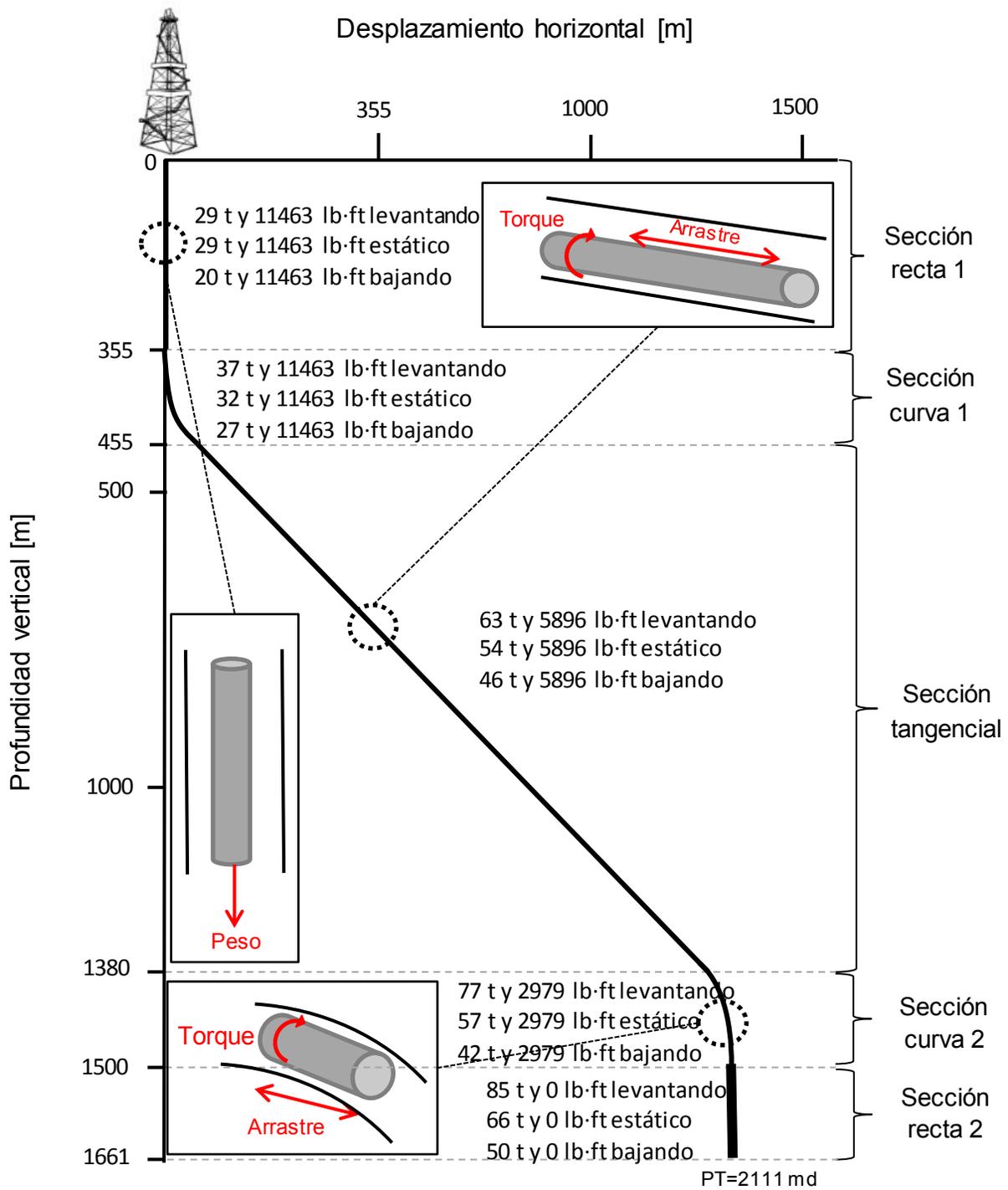


Figura 4.6 6 Resultados torque y arrastre del pozo en S (Caso A).

Resultados gráficos del caso A:

## Caso A

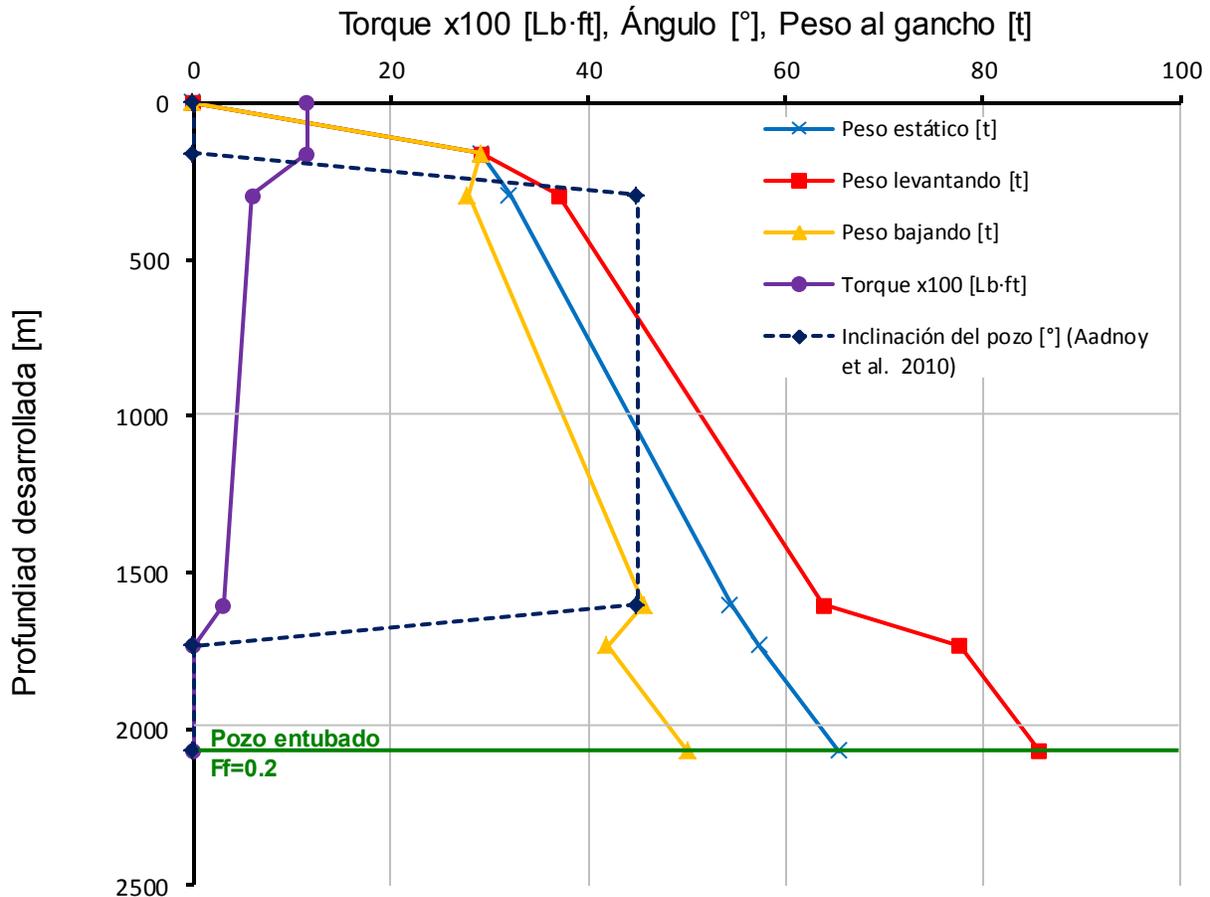


Figura 4.7 Fuerzas de torque y arrastre (caso A).

La grafica 4.7 muestra las fuerzas de arrastre para cada sección del pozo, cuando la tubería es levantada, bajada o se encuentra estática; además se aprecia que en las secciones curvas se tiene un efecto dominánte en la fricción del pozo, debido al gran aumento del arrastre durante el levantamiento o disminución durante la bajada en un corto tramo del pozo.

## Caso A

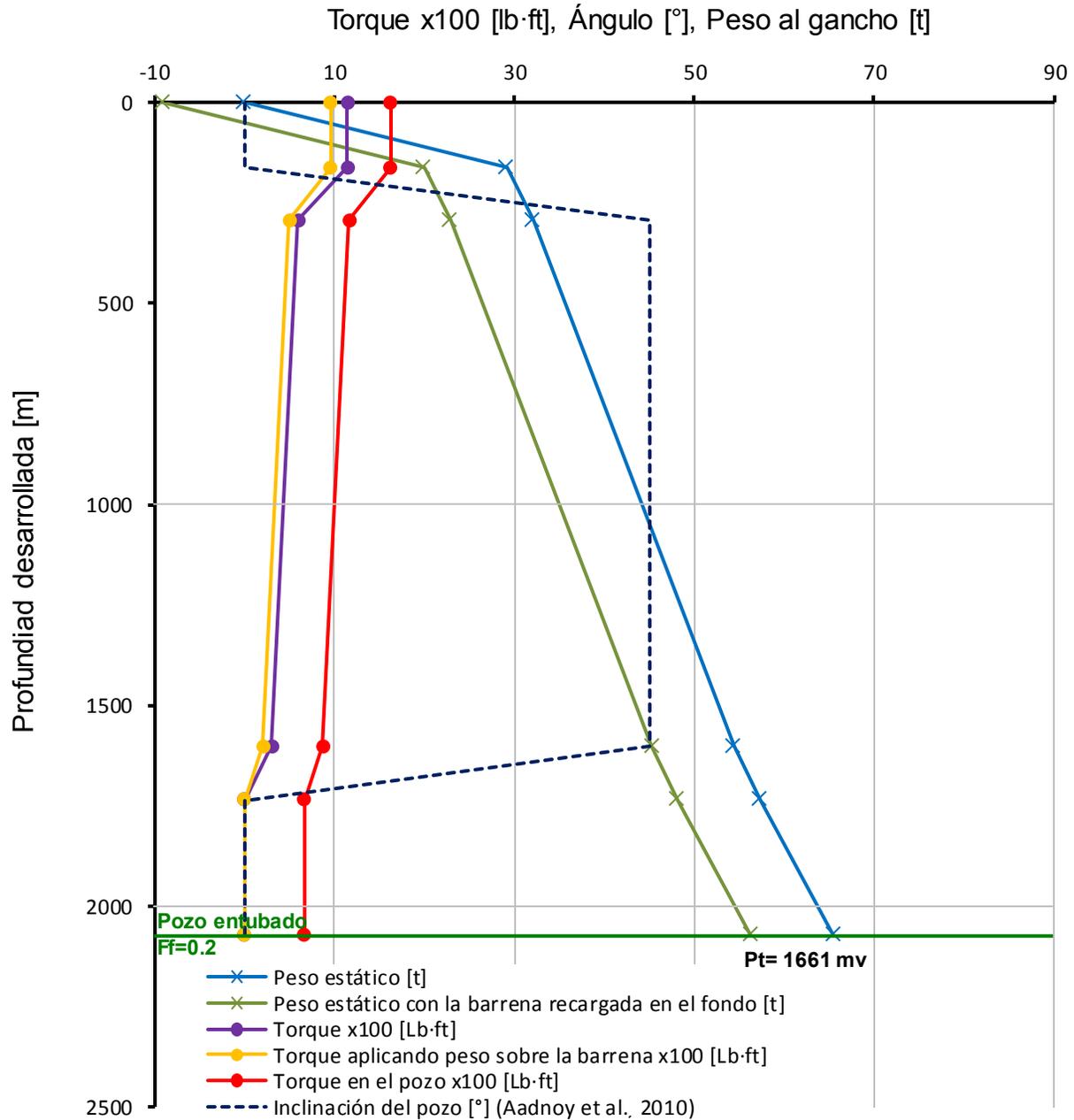


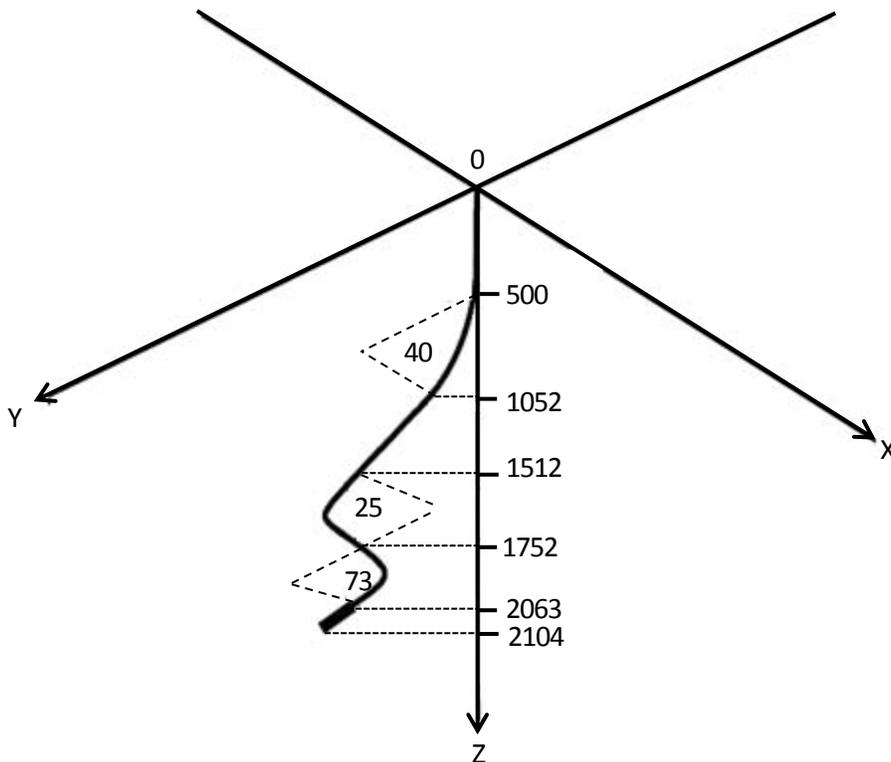
Figura 4.8 Fuerzas de torque en distintas operaciones (caso A).

Al aplicar una fuerza de 90 kN (9.17 t) en la barrena, la tensión estática es menor, por lo tanto el torque en la sarta disminuye (línea café). En el caso del torque este aumenta debido al aumento del peso sobre la barrena.

### Caso B, análisis de un pozo en 3D.

La figura 4.9 muestra un pozo tridimensional, el cual tiene cambios en inclinación y a la vez en azimuth. El análisis será similar al del caso A, con la excepción de que este pozo está limitado por un plano en 3D.

Las especificaciones de la tubería de perforación son las mismas que en el caso A, al igual que el peso del fluido de perforación y los factores friccionales. El pozo se compone de tres secciones curvas y tres rectas, como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 4.9 Pozo tridimensional (Caso B).**

La solución del análisis del caso B, se muestra en la figura 4.9; los resultados se calcularon con un programa hecho en esta tesis para facilitar el análisis de torque y arrastre, de este y otros casos que más adelante se presentarán.

### Caso C, análisis de un pozo en 3D con movimiento combinado.

Algunas operaciones durante la perforación se realizan con movimiento combinado, por ello es importante analizar el torque y arrastre durante la combinación de fuerzas rotacionales y axiales; en este ejercicio se retomará el ejemplo del caso B, solo que la sarta está rotando a 100 rpm, es bajada o levantada a una velocidad de 0.27 m/seg y el ángulo entre las velocidades axiales y tangenciales es de 30°. Los resultados se muestran en figuras 4.9 y 4.10.

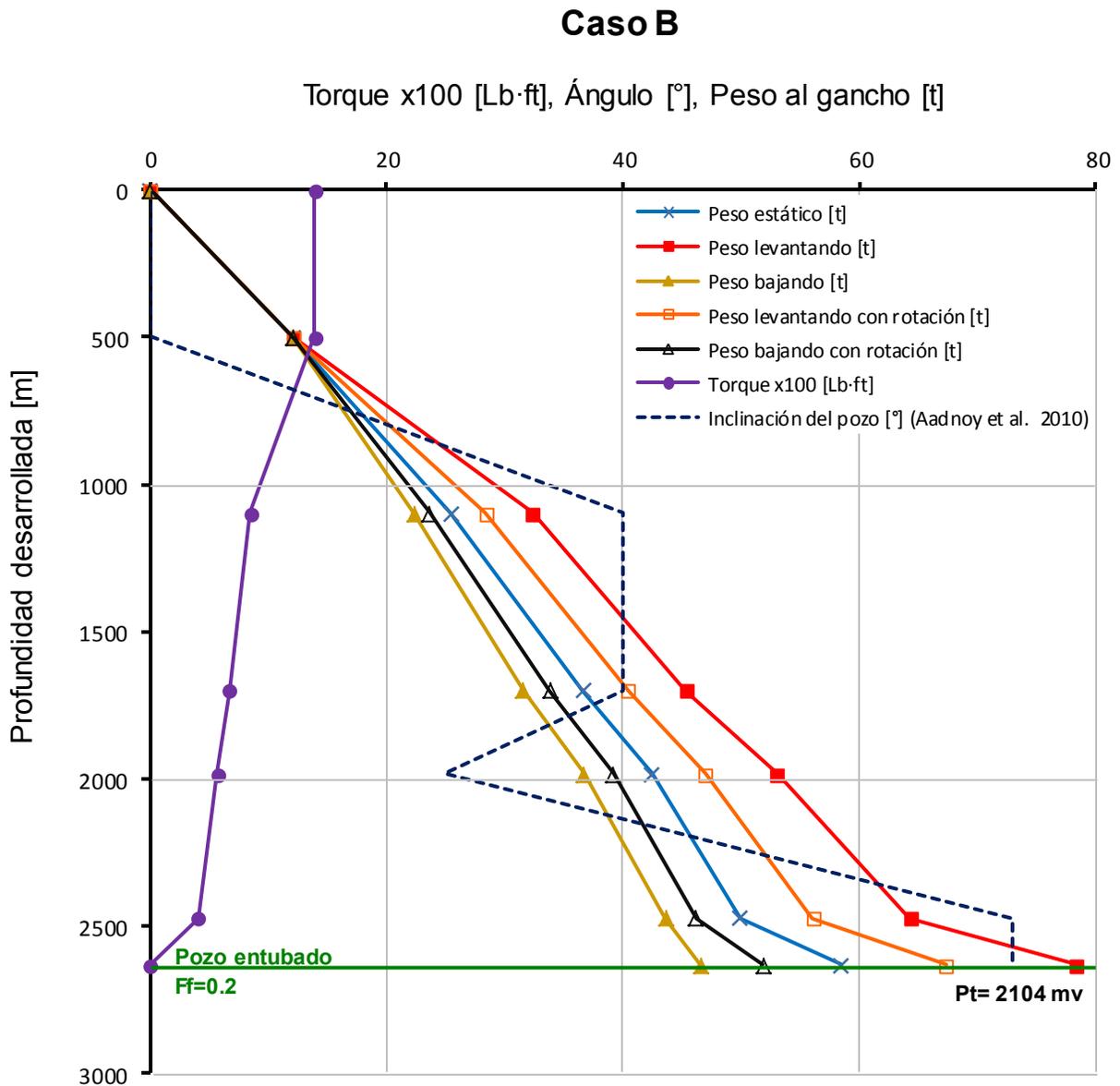
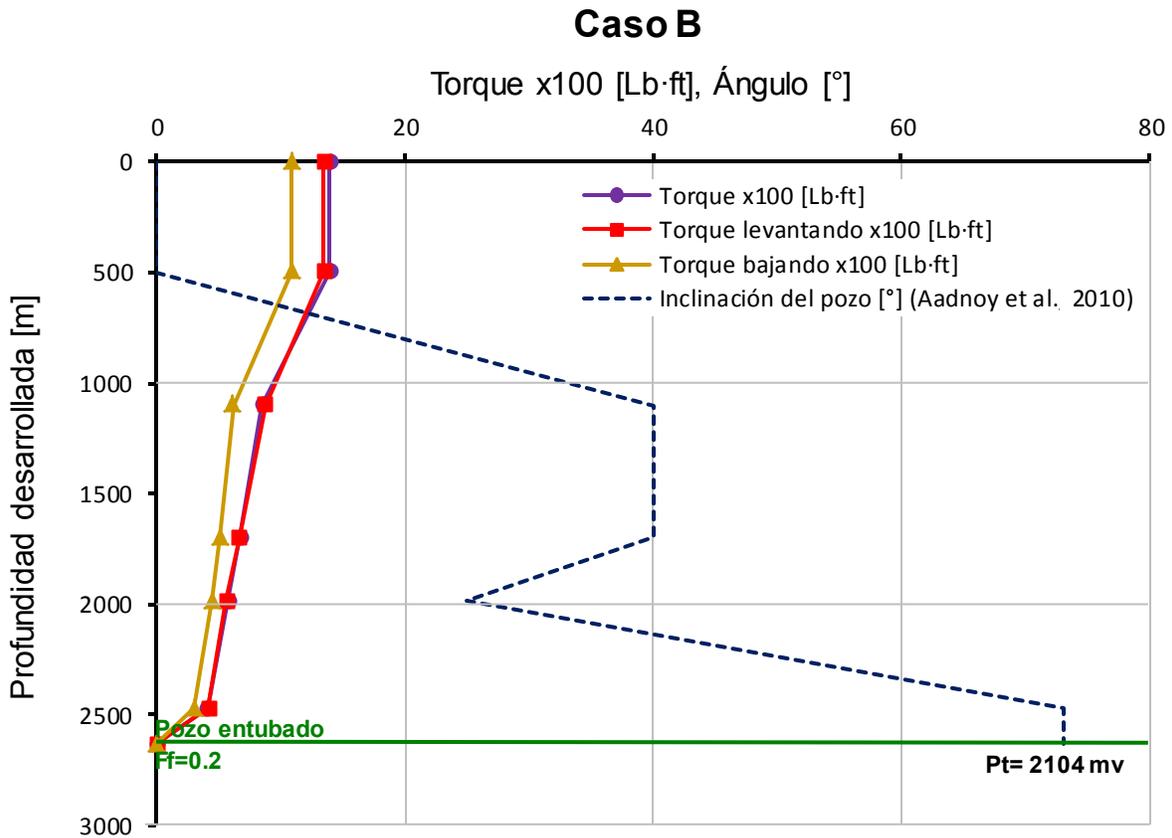


Figura 4.10 Fuerzas de torque y arrastre (caso B).

En la gráfica 4.10 se aprecia una reducción en el arrastre al levantar la tubería, esto se debe a que al aumentar la velocidad de rotación y disminuir la velocidad de levantamiento o bajada, el ángulo del vector de fricción ( $\psi$ ) tiende a reducirse a  $0^\circ$ , provocando que las fuerzas de arrastre se aproximen a tener un peso estático. En otras palabras la alta rotación elimina a la fricción axial.



**Figura 4.11 Fuerzas de torque en distintas operaciones (caso C).**

En la gráfica 4.11 el torque durante el levantamiento y bajada de la tubería es comparado con el torque estático. El torque durante el levantamiento disminuye ligeramente y durante bajada disminuye de manera notoria.

Con los casos resueltos anteriormente se concluye que el modelo tridimensional tiene el potencial para determinar factores friccionales a partir de resultados de torque y arrastre obtenidos en el campo (Aadnoy et al. 2010).

## **5. Casos de estudio del modelo 3D de torque y arrastre.**

Una de los objetivos principales de esta tesis es evaluar el potencial del modelo analítico tridimensional de Aadnoy, aplicándolo a un pozo Mexicano durante su perforación; el objetivo es comparar los resultados de torque y arrastre del modelo con los datos obtenidos en el campo.

En los subcapítulos siguientes se aplicará el modelo de Aadnoy a un pozo estudiado anteriormente, con la finalidad de comprobar el funcionamiento correcto del programa para el cálculo de torque y arrastre; en este caso el pozo F-9 AYT4 se analizará con su survey real, survey teórico y trayectorias secundarias máxima y mínima, ya que es importante analizar los cambios del modelo en distintas trayectorias siempre teniendo el mismo objetivo a perforar y la misma profundidad desarrollada.

El segundo pozo por analizar tiene un ángulo alto y una sección horizontal con 300 metros de longitud; perforado el septiembre de 2015 por la empresa petrolera mexicana; el análisis consiste en lo siguiente: obtener el torque y arrastre del programa de perforación por los modelos de Aadnoy 2010 y Johansik 1986; después visitar las instalaciones del pozo durante su perforación y obtener datos de campo como lo es el survey, peso del lodo y especificaciones técnicas de la tubería de perforación y del ensamble de fondo, para así volver a calcular el torque y arrastre y compararlo con las mediciones reales que proporciona el peso del gancho durante la perforación; debido a la experiencia de campo se aplicara un factor de fricción de 0.2 para agujero entubado y 0.24 para agujero descubierto. El propósito de este análisis es comparar los resultados obtenidos por medio de los modelos de Aadnoy y Johansik con los resultados capturados en campo, para así conocer el potencial y las limitantes de ambos modelos.

## 5.1 Pozos reales F-9 AYT4.

A continuación se describirán un caso real que se presenta en la tesis Application of 3-D Analytical Model for Wellbore Friction Calculation in Actual Wells de Orkhan Ismayilov en el 2012, con la finalidad de probar la solución completa del modelo 3D, ya que en estos casos está implicada la tensión y compresión de la sarta de perforación.

### 5.1.1 Análisis con trayectoria final.

El campo Oseberg se localiza en la parte norte del Mar del Norte y se caracteriza por ser productor de aceite; El pozo F-9 AYT4 tiene un tirante de agua de 101m, una profundidad desarrollada de 8583 m y una profundidad vertical de 3106 m; el fluido de perforación utilizado para perforar la última etapa tiene un peso de 1.25 g/cm<sup>3</sup> y una zapata de 9 5/8" se coloca a 7008 m de profundidad desarrollada. A continuación se muestra la trayectoria del pozo F-9 AYT4:

**Tabla 5.1 Trayectoria del pozo F-9 AYT4.**

Sección	Profundidad desarrollada [m]	Longitud de la sección [m]	Inclinación $\alpha(^{\circ})$	Azimut $\varphi(^{\circ})$
Vertical	0	276.83	0	264
Construcción de ángulo	276.83	133.08	0	264
Construcción de ángulo	409.91	248.78	8	231
Construcción de ángulo	658.69	560.04	23.25	266
Tangencial	1218.73	2134.69	60	266
Construcción de ángulo	3353.42	218.23	60	266
Tangencial	3571.65	481.21	68	258
Construcción de ángulo	4052.86	179.44	68	258
Tangencial	4232.3	1283.3	80	258
Tumbar ángulo	5515.6	875	80	258
Tangencial	6390.6	359.7	70	214
Construcción de ángulo	6750.3	433.7	70	214
Horizontal	7184	1399	90	191
Profundidad total	8583		90.26	190.77

La descripción del ensamble de fondo se encuentra en el apéndice D.

## Pozo F-9 AYT4

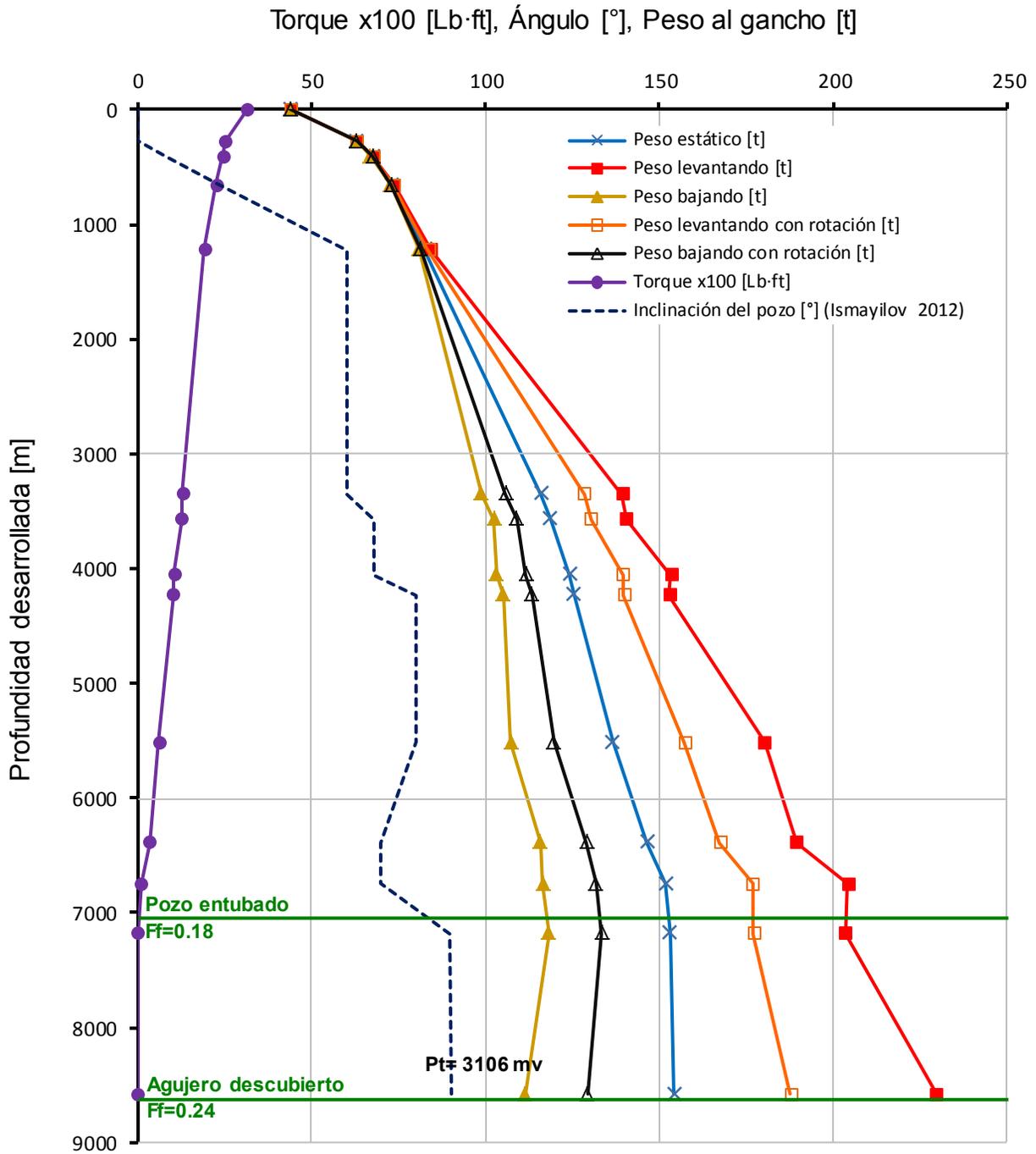


Figura 5.1 Graficas para el torque y arrastre calculada por medio del modelo analítico tridimensional de Aadnoy, para el pozo F-9 AYT4 (densidad del fluido de perforación =  $1.25\text{ g/cm}^3$ ).

**Tabla 5.2 Torque y arrastre (pozo F-9 AYT4).**

Resultados torque y arrastre						
Profundidad desarrollada [m]	Peso estático [t]	Arrastre [t]		Arrastre mov. combinado [t]		Torque [Lb·ft]
		Levantando	Bajando	Levantando	Bajando	
8583	154.4	229.7	111.4	187.7	129.4	3145

La figura 5.1 nos permite conocer el torque y arrastre de un pozo de alcance extendido del mar del norte; también incluye datos de torque y arrastre durante el levantamiento y bajada de la sarta mientras es rotada con el Top Drive.

Es importante conocer el torque y el arrastre más cercano posible al de operación, ya que se requiere para saber si el equipo de perforación tiene la capacidad de alcanzar el objetivo a perforar y no exceder los límites de tensión de la tubería de perforación; además en caso de una eventualidad de atrapamiento al tener una predicción certera de estas fuerzas, se asume que un torque y arrastre inesperado se puede deber a una mala limpieza del agujero, atrapamiento por pegadura, tortuosidad, entre otros.

La figura 5.1 muestra los resultados de torque y arrastre aplicados en un pozo de alcance extendido con una profundidad desarrollada 8853 metros y una sección horizontal de 1399 metros; entre los 0 y 658 metros el peso estático, levantando y bajando son similares debido a que la poca inclinación y al peso insuficiente, por lo tanto las fuerzas de torque y arrastre aún se comportan como si estuvieran en una sección recta. Al bajar la sarta a los 1218 metros desarrollados y con un ángulo de inclinación de 60 grados, se comienza a notar una diferencia entre las fuerzas de arrastre.

Al tener una profundidad de 4052.86 m la diferencia entre las fuerzas de arrastre en distintas operaciones es notoria, ya que el peso de la sarta es considerable (163.77 t en el aire), con un peso estático de 124 t, peso levantando de 153 t y peso bajando de 103 t.

Entre los 4052.86 m y 4232.3 m sucede un fenómeno singular en el peso al gancho durante el levantamiento, ya que tiende a descender en vez de aumentar, esto se debe a que el ensamble de fondo está recargado en la sección curva que tiene un ángulo un poco más alto que el de la sección anterior y además el peso de la tubería en 179 m aumenta muy poco, haciendo que la tensión disminuya y como consecuencia también el peso al gancho, el mismo fenómeno sucede entre los 6750.3 y 7184 m. En la sección horizontal el peso al gancho alcanza un valor máximo peso con 154.4 t en estático, 229.7 t durante el levantamiento y 111.4 t durante la bajada de la sarta, con un torque de 31500 Lb·ft.

Las gráficas de la figura 5.1 muestran el peso al gancho levantando y bajando con rotación de 60 RPM y un velocidad de deslizamiento de 0.3 m/s; la diferencia entre el peso al gancho con rotación y sin rotación es notoria cumpliéndose la condición más importante para el movimiento combinado; al aumentar las revoluciones por minuto el factor de fricción tiende a cero y por lo tanto, el peso al gancho en bajada y levantamiento se acerca al peso estático. Para las limitantes en este pozo de alcance extendido del mar del norte, se corroboró que el programa funciona correctamente, con el fin de probar el modelo en un pozo mexicano que más adelante en esta tesis se estudiara.

Los recursos utilizados para conocer el torque y el arrastre fueron la aplicación del modelo de Aadnoy y los datos de entrada son los siguientes: Peso del gancho 44t, densidad del fluido de perforación  $1.25 \text{ g/cm}^3$ , trayectoria de la tabla 5.1, factor de fricción 0.2 para agujero entubado y 0.25 para agujero descubierto, especificaciones de la tubería de perforación y ensamble de fondo que se muestra en el Apéndice D.

La figura 4.1 permite conocer el torque y arrastre a la profundidad desarrollada donde se encuentra la barrena, con la finalidad de entender el comportamiento de la trayectoria planificada en relación con la sarta de perforación y el fluido con que se perforará.

### 5.1.2 Análisis con trayectoria teórica:

La trayectoria del pozo F-9 AYT4 tiene seis construcciones de ángulo y se tumba ángulo una vez, teniendo un total de siete curvas y planeado así para perforar horizontalmente 1399 m a una profundidad vertical de 3099 m y 8853 m desarrollados; las siete curvas que componen la trayectoria del pozo lo convierten en un pozo de trayectoria compleja. La teoría dice que un pozo horizontal tiene dos secciones curvas, una sección tangente y una sección horizontal, por ello se ideó un survey teórico para comparar la realidad con los que propone la teoría.

El survey teórico tiene la misma profundidad desarrollada del survey real y trata de ir lo más ceca posible a la trayectoria del pozo F-9 AYT4, siempre respetando las reglas de un pozo horizontal.

La finalidad de trabajar con un survey teórico es comparar el torque y el arrastre bajo diferentes ángulos de inclinación y severidades de pata de perro, pero respetando la longitud de la sarta de perforación y el objetivo a perforar.

A continuación se muestra la trayectoria teórica del pozo F-9 AYT4:

**Tabla 5.3 Trayectoria teórica (pozo F-9 AYT4).**

Sección	Profundidad desarrollada [m]	Longitud de la sección [m]	Inclinación $\alpha(^{\circ})$	Azimut $\phi(^{\circ})$
Vertical	0	276.83	0	264
Construcción de ángulo	276.83	1280	0	264
Tangencial	1556.83	2818.966	70	231
Construcción de ángulo	4375.796	2342.08	70	266
Horizontal	6717.876	1865.124	90	266
Profundidad total	8583		90	266

Como puede verse en la tabla 4.2, se tiene un pozo en 3D con una sección horizontal, la descripción del ensamble de fondo se encuentra en el apéndice D.

En la siguiente tabla 5.4 se incluyen los resultados de torque y arrastre del survey teórico y survey real, para poder comparar entre si las diferencias obtenidas.

# Pozo F-9 AYT4

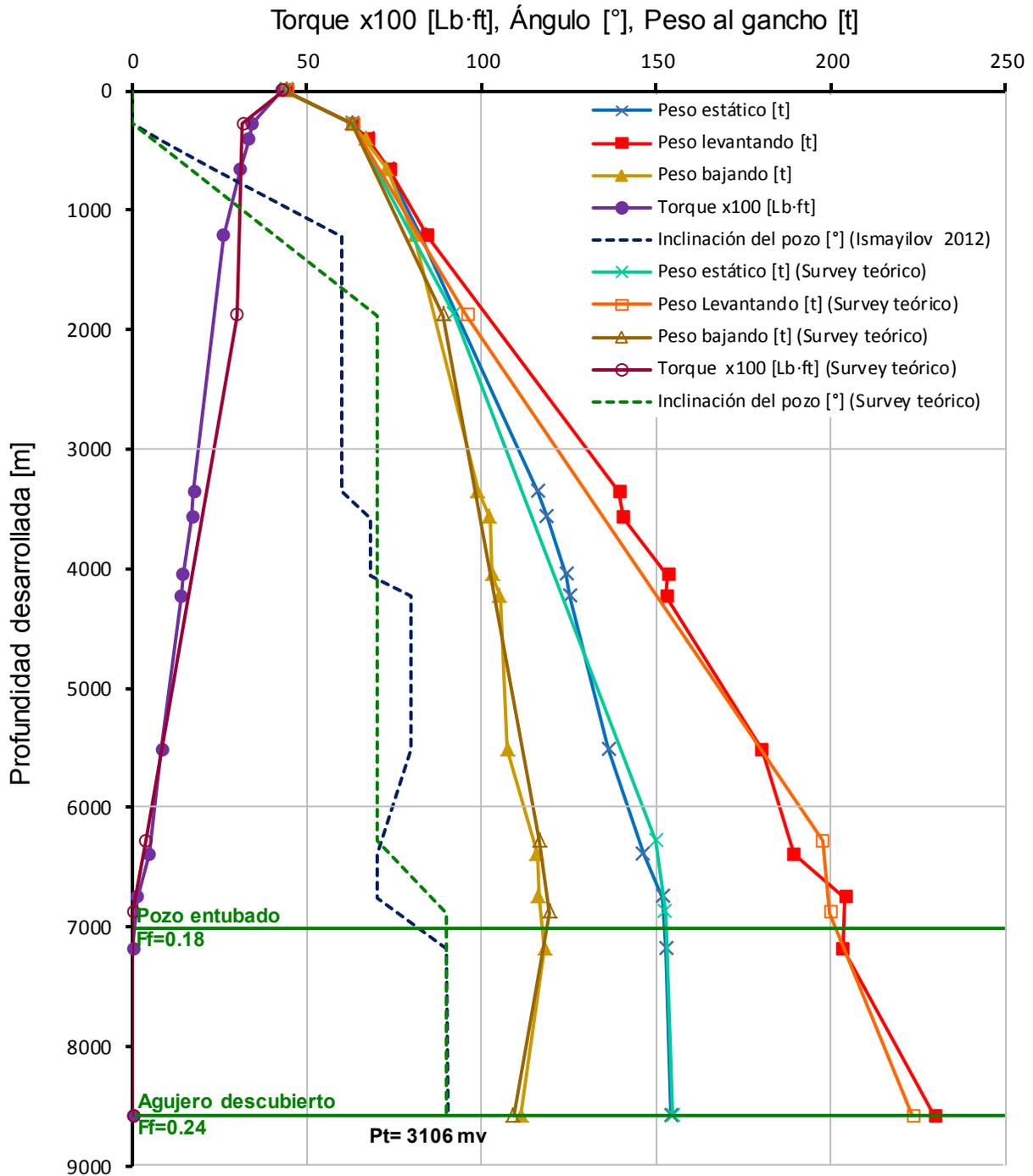


Figura 5.2 Gráficas para el torque y arrastre del survey teórico y survey real, para el pozo F-9 AYT4, empleando el modelo analítico tridimensional de Aadnoy (densidad del fluido de perforación= 1.25 g/cm<sup>3</sup>).

**Tabla 5.4 Torque y arrastre del survey real y teórico (pozo F-9 AYT4).**

Resultados torque y arrastre								
Profundidad desarrollada [m]	Arrastre surbey Ismayilov				Arrastre surbey teórico			
	Peso estático [t]	Levantando [t]	Bajando [t]	Torque [Lb·ft]	Peso estático [t]	Levantando [t]	Bajando [t]	Torque [Lb·ft]
8583	154.3	229.1	111.4	4264.5	154.9	223.5	109.1	4291.9

Al analizar los resultados de arrastre se aprecia una diferencia entre el arrastre de subida y bajada del survey teórico y el survey de Ismayilov, esto debido a dos factores muy importantes:

1. Severidad de pata de perro.
2. Ángulo de inclinación de las secciones tangenciales.

Durante el levantamiento al tener la barrena en una profundidad de 3353 metros desarrollados, el arrastre es de 139 t (survey real) y 128 t (survey teórico); esta diferencia de 11 t se debe a que la severidad de la pata de perro en la primera construcción de 0° a 60° del survey real es de 1.9° por cada 30 metros y en el survey teórico se construye de 0 a 70 grados con una severidad de 1.3° cada 30 metros. A una profundidad de 6276 metros desarrollados el arrastre durante el levantamiento del survey teórico se iguala con el del survey de real; este fenómeno se dio por dos construcciones hechas entre los 3353 y 4232 metros desarrollados en la trayectoria real, para llegar a los 80 grados de inclinación; en otras palabras, al aumentar el ángulo de inclinación; el peso del gancho se reduce en las secciones tangenciales y en este caso alcanza al peso del gancho del survey teórico. Finalmente en el fondo del pozo a 8583 metros desarrollados durante el levantamiento, se tiene un arrastre de 229.6 t (trayectoria real) y 223.5 t (trayectoria teórica); las 6 toneladas de diferencia se generan por que la tensión en la sarta de perforación aumenta al incrementar el ángulo en los 6390 metros desarrollados de la trayectoria de Ismayilov. Durante la bajada de la sarta de perforación, existe poca diferencia entre la trayectoria de Ismayilov y la trayectoria teórica, de aproximadamente 2 t; en ciertas profundidades, esta diferencia reducida es el resultado de tensiones

similares al bajar en las construcciones de ángulo de las dos trayectorias. Los resultados de este ejercicio demuestran que el torque y el arrastre está afectado principalmente por la trayectoria del pozo, ya que cuando se tienen un alto ángulo de severidad de pata de perro, seguido de la curva un ensamble de fondo, la tensión en la sarta aumenta notoriamente, produciendo un aumento en el torque y el arrastre.

### **5.1.3 Análisis con incertidumbre máxima y mínima de la trayectoria:**

Debido a que los métodos existentes para el cálculo de trayectoria de un pozo petrolero, consideran a la trayectoria del pozo entre estaciones de medición como una línea, sean estas curvas o rectas. Esta consideración genera que los métodos de cálculo no sean exactos y que exista una diferencia entre sus resultados en los desplazamientos, al Norte, Este, Profundidad Vertical Verdadera y Horizontal.

Esta diferencia, más errores generados por los instrumentos de medición y malas prácticas de operación genera una incertidumbre en la posición de la trayectoria final del pozo, al no conocer su ubicación exacta pueden tener problemas de colisión trayectorias, aprovechamientos ineficientes de zonas productoras, así como inexactitud en los parámetros de los que dependen la trayectoria del pozo.

En la actualidad no es posible predecir la posición exacta de la trayectoria del pozo, pero si se puede obtener con certeza una elipse o elipsoide de incertidumbre en los casos de dos y tres dimensiones respectivamente, las cuales se generan, a partir de las diferencias en los resultados obtenidos por los métodos de cálculo, sumadas a los errores inherentes en las operaciones y calibraciones de los instrumentos de medición, mediante la implementación de un modelo probabilístico descrito por Walstrom, en el cual se calcula la distribución de probabilidad a la variables que definen la trayectoria del pozo siendo estas los diferenciales de desplazamiento en la posición Norte, Este, Profundidad Vertical Verdadera y Desplazamiento Horizontal de los resultados obtenidos es posible construir una elipse o elipsoide en cada una de las estaciones de medición del registro direccional, a partir de estas obtener un cono de seguridad alrededor de la trayectoria principal (Orta, 2015), los resultados obtenidos son una trayectoria secundaria máxima y una mínima.

Al tener un conocimiento poco certero de trayectoria del pozo, también se tiene un torque y arrastre impreciso, generando problemas como atrapamiento de las tuberías, o torque y arrastre excesivo durante la perforación, donde el equipo de perforación no es capaz de continuar la perforación. Con la ayuda de un programa para calcular las trayectorias secundarias, se puede obtener un torque y arrastre máximo y mínimo posible.

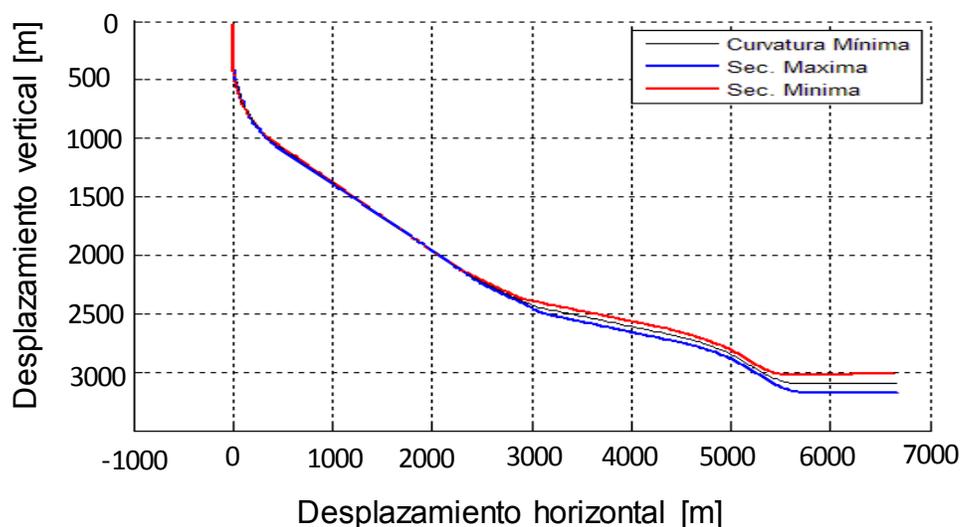
En la tabla 5.5 se muestra la trayectoria secundaria mínima y máxima del pozo F-9 AYT4, computadas con el programa elaborado para calcular trayectorias secundarias (Orta, 2015).

A continuación se muestra la trayectoria del pozo F-9 AYT4:

**Tabla 5.5 Trayectorias real y secundarias del pozo F-9 AYT4.**

Sección	Profundidad desarrollada [m]	Longitud de la sección [m]	Trayectoria (Ismayilov, 2012)		Trayectoria secundaria mínima		Trayectoria secundaria máxima.	
			Inclinación $\alpha(^{\circ})$	Azimut $\phi(^{\circ})$	Inclinación $\alpha(^{\circ})$	Azimut $\phi(^{\circ})$	Inclinación $\alpha(^{\circ})$	Azimut $\phi(^{\circ})$
Vertical	0.00	276.83	0.00	264.00	0.00	225.00	0.00	192.13
Construcción de ángulo	276.83	133.08	0.00	264.00	0.00	225.00	0.00	214.02
Construcción de ángulo	409.91	248.78	8.00	231.00	7.01	246.18	7.94	214.04
Construcción de ángulo	658.69	560.04	23.25	266.00	21.39	258.31	22.48	214.78
Tangencial	1218.73	2134.69	60.00	266.00	58.88	260.32	59.72	225.00
Construcción de ángulo	3353.42	218.23	60.00	266.00	60.22	266.02	59.76	225.00
Tangencial	3571.65	481.21	68.00	258.00	69.21	258.41	66.50	246.18
Construcción de ángulo	4052.86	179.44	68.00	258.00	70.21	258.02	67.78	256.35
Tangencial	4232.30	1283.30	80.00	258.00	82.18	256.35	78.86	258.01
Tumbar ángulo	5515.60	875.00	80.00	258.00	82.12	258.01	78.43	258.02
Tangencial	6390.60	359.70	70.00	214.00	72.05	214.78	68.83	258.31
Construcción de ángulo	6750.30	433.70	70.00	214.00	73.16	214.02	67.75	258.41
Horizontal	7184.00	1399.00	90.00	191.00	91.44	214.04	87.74	260.32
Profundidad total	8583.00		90.26	190.77	91.98	192.13	86.73	266.02

El programa para calcular las trayectorias secundaria máxima y mínima, permite obtener la gráfica mostrada en figura 5.3, donde la línea en rojo representa la trayectoria máxima, en azul la trayectoria mínima y en negro la trayectoria de real.



**Figura 5.3 Vista horizontal de las trayectorias secundaria máxima y mínima (pozo F-9 AYT4).**

## Pozo F-9 AYT4

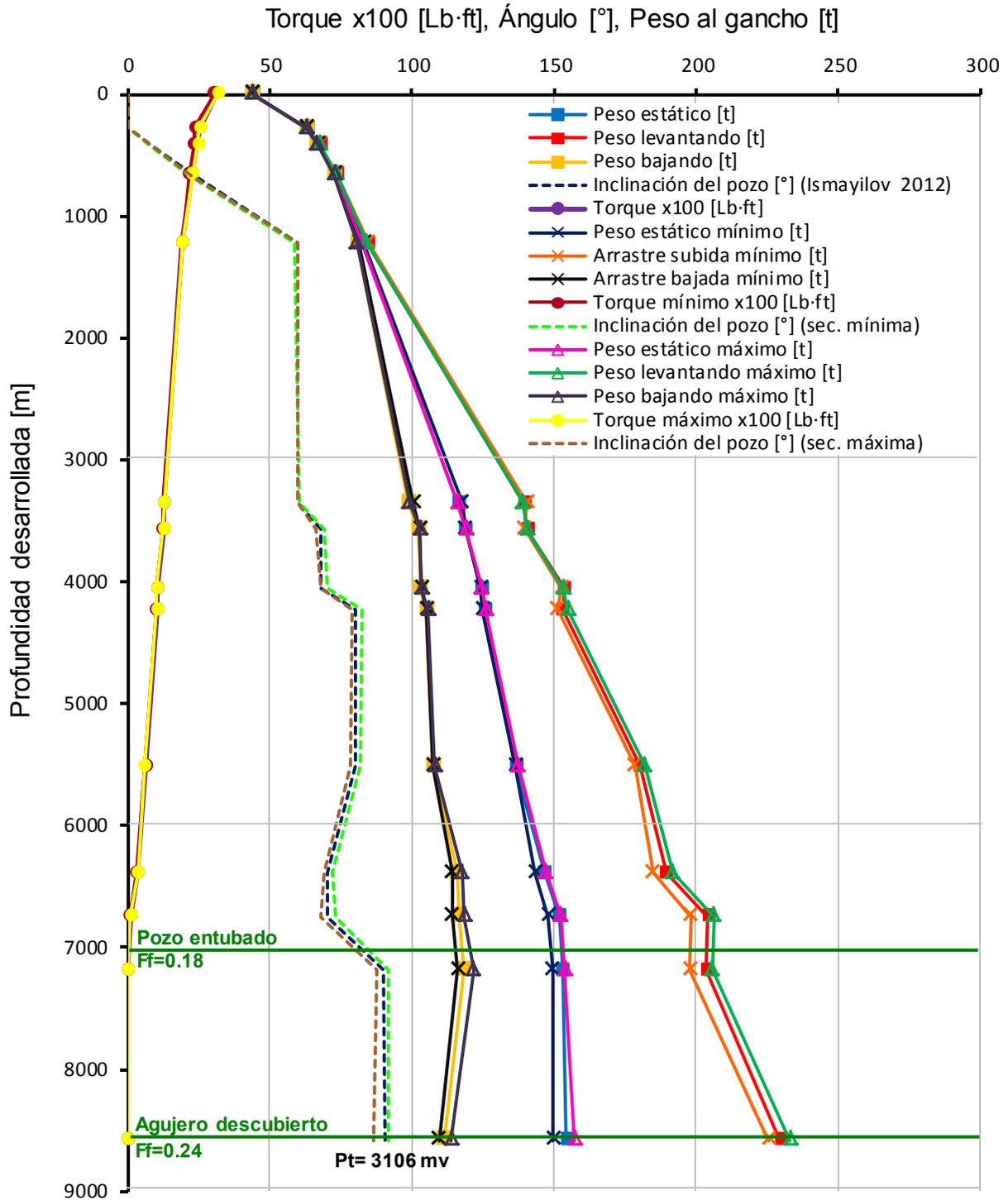


Figura 5.4 Graficas para el torque y arrastre de las trayectorias secundaria máxima y mínima del pozo F-9 AYT4 (densidad = 1.25 g/cm<sup>3</sup>).

**Tabla 5.6 Torque y arrastre de las trayectorias secundarias máxima y mínima (pozo F-9 AYT4).**

Trayectoria	Resultados torque y arrastre				
	Profundidad desarrollada [m]	Peso estático [t]	Arrastre Levantando [t]	Arrastre Bajando [t]	Torque [Lb·ft]
Ismayilov	8583	154.3	229.1	111.4	4264.5
Secundaria máxima	8583	157.3	233	113.7	3158
Secundaria mínima	8583	149.6	225.6	109.4	3118

En la figura 5.3 se aprecia la diferencia entre el resultado de torque y arrastre de la trayectoria de Ismayilov y el resultado de las trayectorias secundarias máxima y mínima.

Durante el levantamiento de la carga se empieza a observar una diferencia entre la trayectoria de Ismayilov, la secundaria mínima y la máxima en 4232.3 metros desarrollados, la diferencia empieza a ser notoria a tal profundidad porque en ese punto el modelo matemático de Walstrom empieza a producir una diferencia entre los ángulos de la trayectoria de Ismayilov y los de las trayectorias secundarias; además en ese punto el peso de la sarta es considerable para hacer más clara esta diferencia. Mientras se levanta la sarta los resultados de la trayectoria secundaria máxima van muy cercanos a la trayectoria de real, hasta los 5515 metros desarrollados, donde el arrastre de la trayectoria secundaria mínima disminuye aproximadamente 5 t de la trayectoria de Ismayilov, la cual tiene 2605 metros verticales.

Teniendo un resultado final en los 8583 metros desarrollados se tiene un resultado final de 229.7 t por la trayectoria de Ismayilov con 3098 metros verticales, 233 t y 225 t en la trayectoria secundaria máxima y mínima respectivamente, con 3176 metros verticales (sec. max) y 3015 metros verticales (sec. min).

Al bajar la sarta de perforación en 5515.6 metros desarrollados comienza a haber una diferencia entre la trayectoria de Ismayilov y las trayectorias secundarias, la diferencia es más notoria a los 6390 metros desarrollados donde se tiene un arrastre de 116 t por la trayectoria de Ismayilov con 2675 metros verticales, 117 t y 115 t en la trayectoria secundaria máxima y mínima respectivamente, con 2737 metros verticales (sec. max) y 2605 metros verticales (sec. min).

En los 8583 metros desarrollados se tiene un resultado final de 111.3 t por la trayectoria de Ismayilov con 3098 metros verticales, 113.7 t y 109.4 t en la trayectoria secundaria máxima y mínima respectivamente, con 3176 metros verticales (sec. max) y 3015 metros verticales (sec. min).

En el torque la diferencia no es muy notoria, simplemente porque no existe un cambio radical en la severidad de la parata de perro entre las trayectorias secundarias y la trayectoria de Ismayilov.

Estas diferencias observadas en el torque y el arrastre de la sarta de perforación, indican que el modelo de Walstrom funciona correctamente y gracias a él se pueden obtener mejoras en el diseño de la sarta de perforación o asentamientos de tuberías de revestimiento, ya que predice un torque y arrastre máximo posible y mínimo posible de la trayectoria a perforar, tomándolos como un factor de seguridad en caso que el equipo de perforación disponible apenas alcance el torque y el arrastre del pozo a perforar.

## 5.2 Pozo horizontal de México.

Esta parte de la tesis consiste en obtener los cifras reales que proporciona el gancho de perforación durante la perforación en subida, bajada, peso estático de la sarta así como también el torque y comparar los resultados del modelo de Aadnoy cargándole datos de perforación reales, como densidad de lodo, survey oficial, diámetro y pesos unitarios de las herramientas de perforación con la que se está operando.

El pozo utilizado para corroborar el modelo de Aadnoy se localiza en el sur de México y se caracteriza por ser productor de aceite; el pozo tiene una profundidad desarrollada de 3026 m y una profundidad vertical de 2246 m, a partir de los 2264 metros desarrollados las severidades de pata de perro están entre los 2.8° y 3.64° por cada 28.5 metros para llegar a los 90° y de ahí el pozo se extiende 300 metros horizontalmente. El fluido de perforación utilizado para la última etapa empleó un peso de 1.24 g/cm<sup>3</sup> y la última zapata se encuentra a 2693 m en profundidad desarrollada.

La descripción del ensamble de fondo y el resumen de trayectoria oficial se encuentran en el Apéndice E.

A continuación se muestra el resumen de la trayectoria programada y la real:

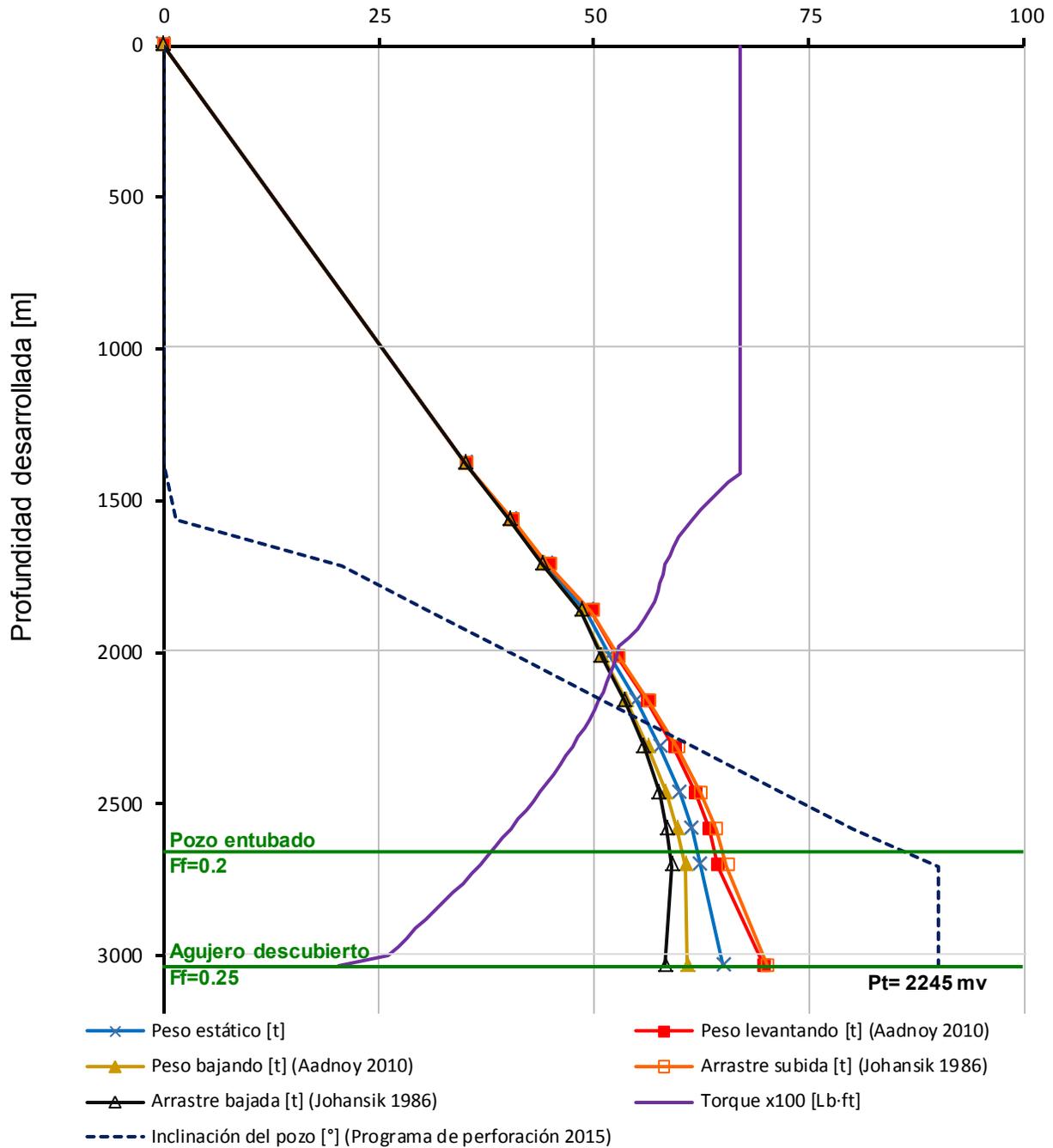
**Tabla 5.7 Trayectoria programada y real del pozo horizontal de México.**

Sección	Profundidad desarrollada [m]	Longitud de la sección [m]	Trayectoria programada		Trayectoria real	
			Inclinación $\alpha(^{\circ})$	Azimut $\phi(^{\circ})$	Inclinación $\alpha(^{\circ})$	Azimut $\phi(^{\circ})$
Vertical	0	1387	0	126.17	0	137.78
Construcción de ángulo	1387.00	142	0	126.17	0.57	137.78
Construcción de ángulo	1529.00	142	8.49	126.17	8.84	137.78
Construcción de ángulo	1670.99	140	18.72	126.17	17.22	125.53
Construcción de ángulo	1811.29	142	26.91	126.17	27.30	125.56
Construcción de ángulo	1953.14	142	37.14	126.17	38.24	125.78
Construcción de ángulo	2094.65	141	47.37	126.17	45.83	125.10
Construcción de ángulo	2235.82	130	56.56	126.17	55.19	123.98
Construcción de ángulo	2365.51	118	65.79	126.17	62.89	122.72
Construcción de ángulo	2483.95	140	73.86	126.17	73.52	124.29
Construcción de ángulo	2623.78	136	83.56	126.17	85.41	127.72
Horizontal	2760.00	137	90.00	126.17	91.65	127.11
Horizontal	2896.61	128	90.00	126.17	90.28	128.39
Profundidad total	3025.00		90.00	126.17		

5.2.1 Análisis de la trayectoria programada

**Pozo horizontal de México.**

Torque x100 [Lb-ft], Ángulo [°], Peso al gancho [t]



**Figura 5.7 Graficas para el torque y arrastre del programa de perforación por el modelo analítico tridimensional de Aadnoy.**

La figura 5.7 contiene el peso del gancho y el arrastre que se tendrá en el pozo real 1 al momento de ser perforado, el recurso utilizado para llegar al grafico fue el programa de perforación, que brinda información de la trayectoria, herramienta de perforación, peso del fluido de perforación y equipo de perforación propuestos. Es importante mencionar que si en el campo se toma la decisión de cambiar el ensamble de fondo o la tubería de perforación, el peso del gancho también cambiara esto porque también cambiaría el peso unitario de la tubería.

Siempre es necesario predecir el torque y el arrastre del programa de perforación con la intención de evitar problemas al momento de perforar o simplemente calcular el máximo jalón posible permitido con la trayectoria que se tiene en caso de un atrapamiento de la tubería de perforación.

**Tabla 5.8 Resultados de torque y arrastre de la trayectoria programada (Pozo horizontal México).**

Torque y arrastre trayectoria programada								
Profundidad desarrollada [m]	Arrastre modelo Aadnoy				Arrastre modelo Johansik			
	Peso estático [t]	Levantando [t]	Bajando [t]	Torque [Lb·ft]	Peso estático [t]	Levantando [t]	Bajando [t]	Torque [Lb·ft]
0	0	0	0	67016	0	0	0	67016
1380	35	35	35	67016	35	35	35	67016
1713	44.3	44.7	44.1	58318	44.3	44.7	44.1	58318
2163	54.98	56.63	53.94	50015	54.98	56.43	53.59	50015
2703	61.37	64.33	59.65	36772	61.37	65.39	59.12	36772
3025	60.06	69.68	60.83	26099	60.06	70.09	58.13	26099

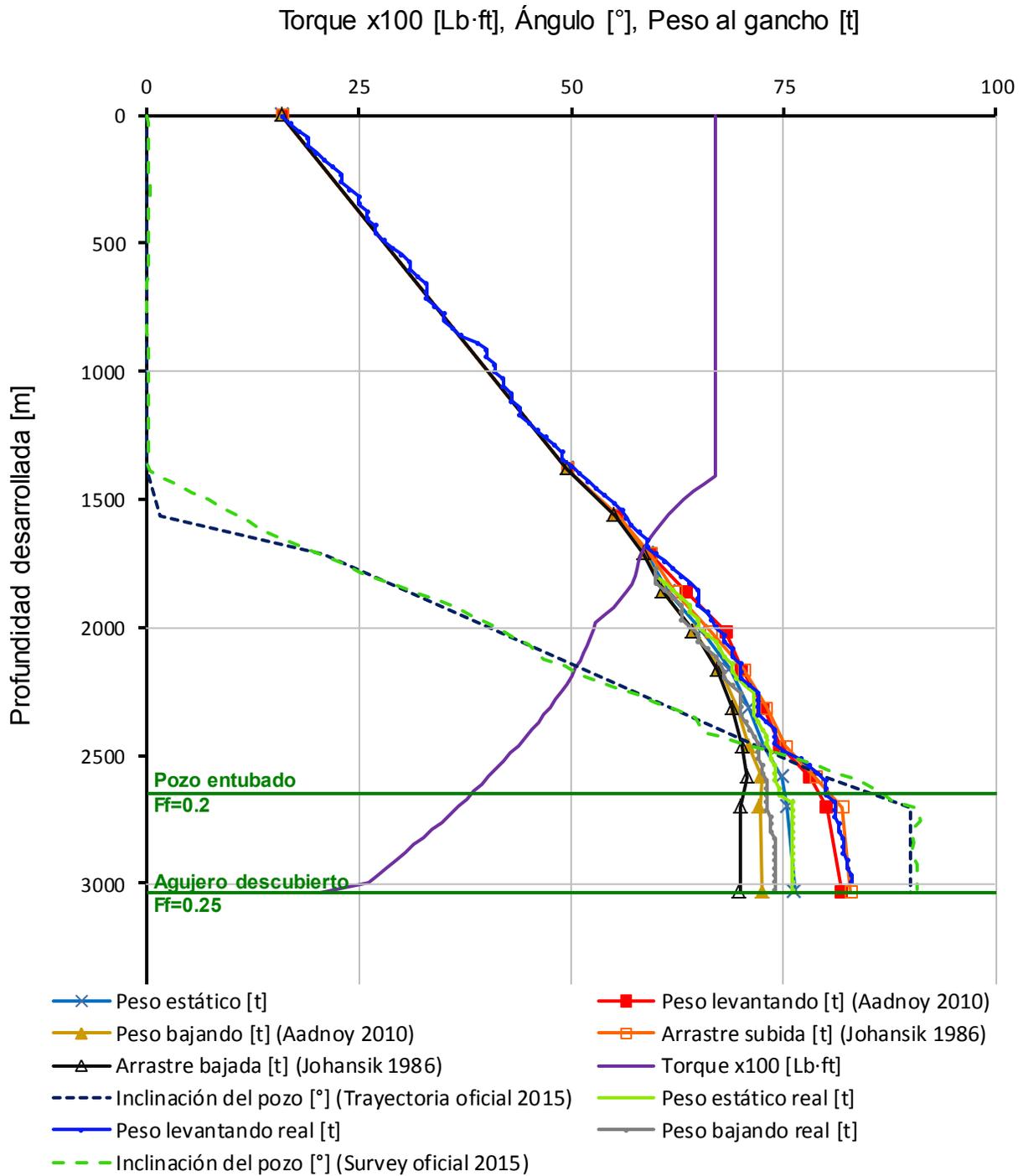
En la figura 5.7 se muestra el peso levantando y bajando de los modelos de Aadnoy y Johansik para comparar los resultados del modelo común y del nuevo modelo; Durante el levantamiento, a los 2313 metros desarrollados, comienza a notarse una diferencia entre los modelos la cual no es notoria y aproximadamente tiene una tonelada de diferencia, esto se debe a que al levantar la tubería la tensión en la sarta no es alta y por lo tanto el peso de la tubería es el que predomina en este pozo, haciendo que los modelos se comporten de un modo muy similar.

Durante la bajada, a los 2313 metros desarrollados, empieza a haber una diferencia entre el modelo de Aadnoy y el de Johansik, al ir bajando la diferencia va en aumento y en el fondo del pozo se tiene 60.84 toneladas por el modelo de Aadnoy y 58.3 toneladas por el modelo de Joahnsik, en los resultados se muestra una discrepancia de aproximadamente 3 toneladas.

El objetivo de este apartado es recompilar las mediciones de torque y arrastre, que se muestran en el tablero del perforador y compararlos con los resultados de los modelos predictivos, para así demostrar cual modelo está acercándose más a la realidad, por ello en el siguiente grafico se muestran los resultados de torque y arrastre durante una visita al Pozo real 1 en perforación.

5.2.1 Análisis de la trayectoria final.

**Pozo horizontal de México.**



**Figura 5.8 Graficas para el torque y arrastre por el modelo de Aadnoy, Johansik y datos recopilados durante la perforación del pozo horizontal mexicano.**

La figura 5.8 muestra el gráfico de arrastre calculado con los modelos de Johansik y de Aadnoy a partir de la trayectoria real, la cual medida con una herramienta MWD que toma mediciones de la trayectoria cada 28 metros, con la finalidad de evitar tortuosidad y así cada vez que se extraía una lingada ir corrigiendo la dirección y azimut del pozo, procurando crear una superficie suave para evitar complicaciones al momento de asentar los empacadores hinchables de producción; por ello este pozo tiene potencial para el análisis de torque y a arrastre, ya que la tortuosidad no afectara las mediciones reales registradas por el peso del gancho. Es importante mencionar que en pozos con tortuosidades ha sido necesario utilizar herramientas reductoras de fricción para llegar al objetivo, lo cual aumenta el costo de la perforación.

Los recursos utilizados para llegar al gráfico fueron las mediciones de la trayectoria tomadas en el campo, especificaciones de las herramientas de perforación, peso del fluido de perforación, peso del bloque viajero y peso del Top Drive.

El gráfico también contiene el peso de arrastre real registrado en el campo, este fue medido de la siguiente manera:

Al bajar la tubería de perforación con una barrena de 6 1/2", a partir de los 1714 metros desarrollados, se registraba el peso del gancho cada 28 metros (cada vez que se añadía una lingada a la sarta y esta era bajada). Al llegar a los 2700 metros desarrollados comenzó la perforación y se fueron registrando los datos del peso del gancho hasta llegar al objetivo (3025 metros desarrollados). Tras circular por unas horas el fluido de perforación con la barrena en el fondo del pozo, se tomó la decisión de sacar la tubería y al ir levantando se fue registrando el peso del gancho cada 28 metros hasta superficie.

La herramienta de medición para visualizar el peso al gancho es un instrumento marca TOTCO que se encuentra en el piso de perforación, que se encuentra en la siguiente página:



**Figura 5.9 Instrumento para visualizar el peso al gancho.**

De acuerdo con la página anterior, la figura 5.8 contiene el peso levantando y bajando de los modelos de Aadnoy y Johansik y del peso del gancho medido en campo, también incluye la inclinación del pozo propuesta y la del survey medido en campo (trayectoria oficial).

**Tabla 5.9 Resultados de torque y arrastre de la trayectoria real (Pozo horizontal México).**

Profundidad desarrollada [m]	Arrastre modelo Aadnoy				Arrastre modelo Johansik				Peso al gancho			
	Peso estático [t]	Levantando [t]	Bajando [t]	Torque [Lb-ft]	Peso estático [t]	Levantando [t]	Bajando [t]	Torque [Lb-ft]	Peso estático [t]	Levantando [t]	Bajando [t]	Torque [Lb-ft]
0	16	16	16	67016	16	16	16	67016	16	16	16	67016
1380	50	50	50	67016	50	50	50	67016	50	50	50	67016
1713	58.9	59.2	58.31	58318	58.9	59	58.23	58318	59	59	59	58318
2163	68	69.8	67.7	50015	68	70.24	67.19	50015	68	70	68	50015
2703	75.44	80.24	72.22	36772	75.44	80.28	69.94	36772	76	78	73	36772
3025	76	81.9	72.55	26099	76	81.9	69.88	26099	76	80	73	26099

Durante el levantamiento, los modelos de Aadnoy y Johansik se comportan de la misma manera la diferencia entre ellos es menor a media tonelada, pero lo más importante es que el peso del gancho registrado en el campo va de acuerdo a los resultados de los modelos, teniendo como arrastre durante levantamiento a 3033 metros desarrollados de 82 toneladas. No existe una gran diferencia entre los re-

sultados de los modelos predictores y el peso del gancho, ya que no hay altas severidades por lo tanto el peso de la sarta no es afectado por la tensión de la misma.

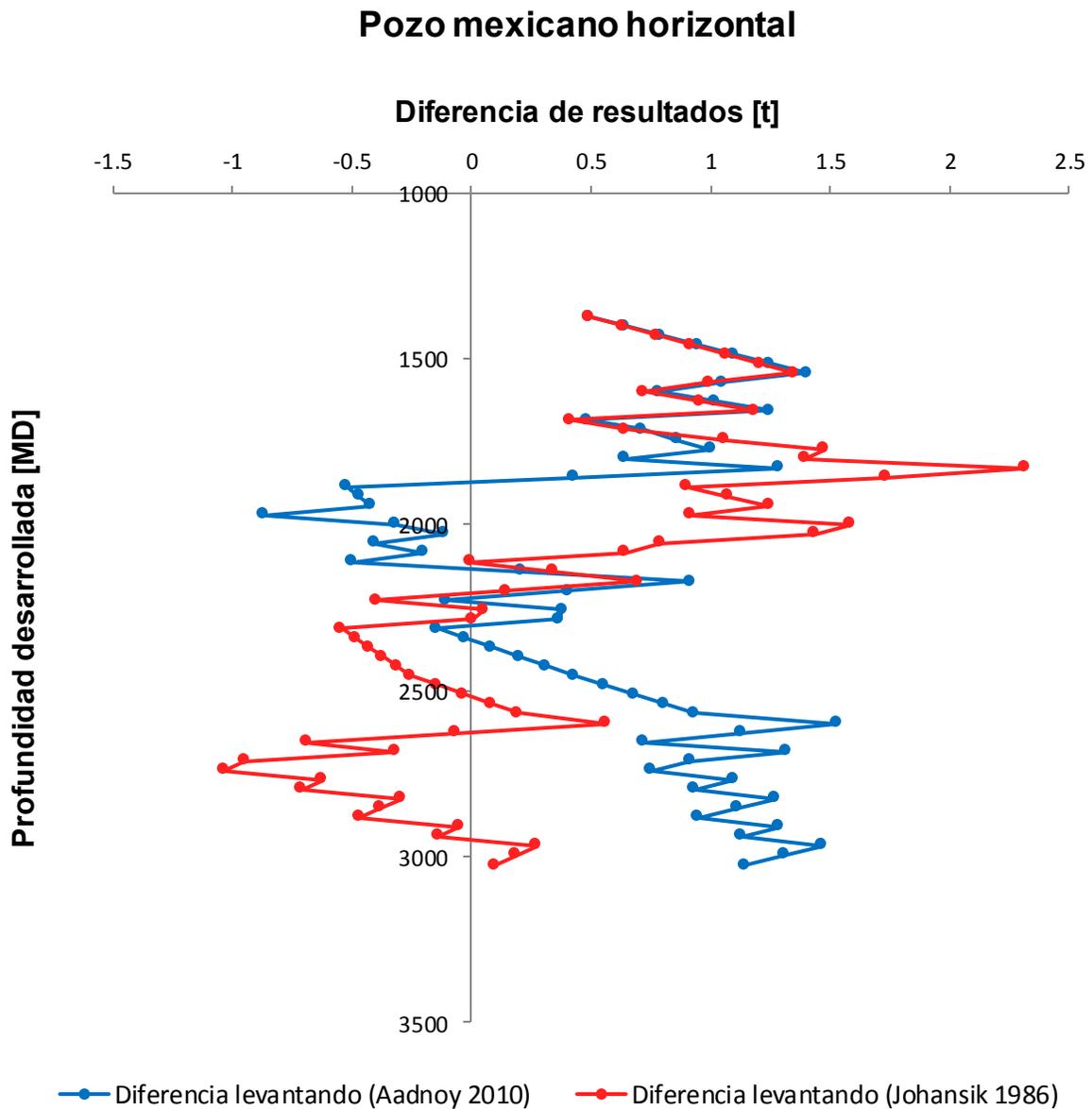
Durante la bajada, a los 2313 metros desarrollados, empieza a haber una diferencia entre el modelo de Aadnoy y Johansik, al ir bajando la diferencia va en aumento, teniendo un peso en el fondo del pozo de 72.5 toneladas por el modelo de Aadnoy y 70 toneladas por el modelo de Joahnsik, en este caso la discrepancia entre los resultados de los modelos es aproximadamente 3 toneladas; el resultado del peso del gancho durante la bajada de la sarta fue de 74 toneladas lo que se aproxima más a lo predicho por el modelo de Aadnoy.

Se concluye que ambos modelos son capaces de predecir con certeza el torque y el arrastre, además calculan los mismo resultados cuando se tienen curvaturas con poca severidad, pero cuando la severidad es alta como es el caso del pozo F-9 AYT4 se comienza a ver una gran diferencia entre los modelos, esto debido a que la tensión predomina cuando hay severidades por encima de los 3°/30m.

Con la finalidad de medir el error de cada modelo para este pozo, se hace una comparación entre el resultado del peso al gancho y el resultado de cada modelo; el error se mide con la siguiente formula:

$$\text{Diferencia de resultados} = \Delta w = w \text{ del modelo} - w \text{ del peso al gancho}$$

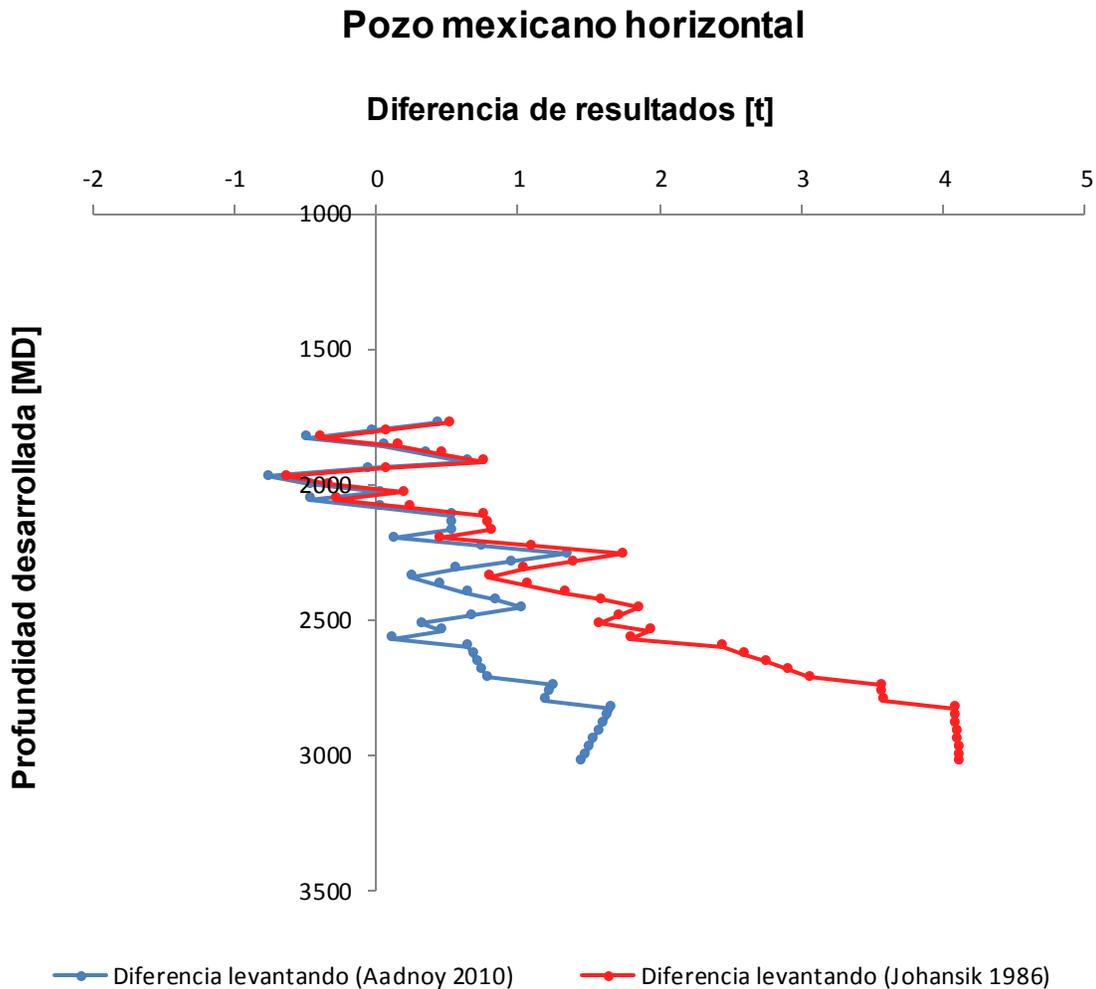
Obteniendo como resultado el siguiente gráfico:



**Figura 5.10 Diferencia de arrastre subiendo entre los resultados de los modelos predictivos de arrastre y la información proporcionada por el peso al gancho.**

Las figuras 5.10 muestra la diferencia entre el resultado del peso al gancho y el arrastre de cada modelo, mientras se saca la tubería de perforación, en 59 puntos que fueron medidos cada vez que se sacó una ligada. Como se puede ver, entre los 1750 y 2250 metros desarrollados el modelo de Johansik está 2.5 toneladas por debajo de lo real, en cambio el modelo de Aadnoy esta una tonelada arriba de lo observado en el sistema de medición del peso al gancho. Al observar los resultados entre los 2500 y 3000 metros desarrollados, el modelo de Johansik tiene un promedio de 0.5 toneladas por encima de lo real y el de Aadnoy 1.5 toneladas por debajo de lo real, con la tendencia de alejarse de los resultados reales.

De la descripción anterior se concluye que el modelo de Aadnoy arroja resultados cercanos a la realidad cuando la sarta se encuentra en tensión, como lo es entre los 1500 y 2500 metros desarrollados, tal tensión es debida al ángulo de inclinación en el que se encuentra el ensamble de fondo. Después de los 2500 metros desarrollados el ensamble de fondo se recarga en un ángulo de inclinación superior a los  $75^\circ$ , por lo tanto la tensión de la sarta disminuye y es ahí donde el modelo de Aadnoy comienza a tener errores, observándose un mejor resultado en el modelo de Johansik.



**Figura 5.11 Diferencia de arrastre bajando entre los resultados de los modelos predictivos de arrastre y la información proporcionada por el peso al gancho.**

Los gráficos de la figura 5.11 muestran la diferencia entre los resultados del peso al gancho y el arrastre de cada modelo, mientras se introduce la tubería de perforación, en 59 puntos que fueron medidos cada vez que se sacaba una ligada. Como se puede ver en la figura 5.11, entre los 1750 y 2500 metros desarrollados, los resultados entre los modelos son muy cercanos a la realidad, teniendo un error máximo de 2 toneladas por debajo de lo real. Después de los 2500 metros desarrollados la diferencia entre los modelos comienza ser más notoria, teniendo un error máximo de 2 toneladas por debajo de lo real con el modelo Aadnoy y 4 toneladas por debajo de lo real con el modelo de Johansik.

En este caso, durante la bajada de la tubería, el modelo de Aadnoy responde mejor que Johansik. Se concluye entonces que ambos modelos tienen sus atributos y limitantes; sus límites son influidos por las severidades de pata de perro y el peso del ensamble del fondo; gracias al análisis de los casos estudiados anteriormente en esta tesis, es posible criticar el modelo para más adelante hacer un aporte.

El nuevo modelo es simple, lo que nos permite ahorrar tiempo al momento de calcular el torque y el arrastre de un pozo a perforar. Cuando la tensión es alta la fuerza lateral debido a la tensión es más alta que la fuerza lateral debida al peso de la sarta. Cuando la tensión es baja la posición de la sarta en el pozo será dada por la suma del vector gravedad más y la fuerza lateral debida a la curvatura.

Este método propuesto es para ser usado solo donde las fuerzas laterales debido al peso de la sarta no es ignorado, esto ocurre cuando la sarta está bajo poca tensión. Este método es una mejor solución que también asume que las ecuaciones de las secciones rectas pueden ser usadas cuando no se tienen altos ángulos.

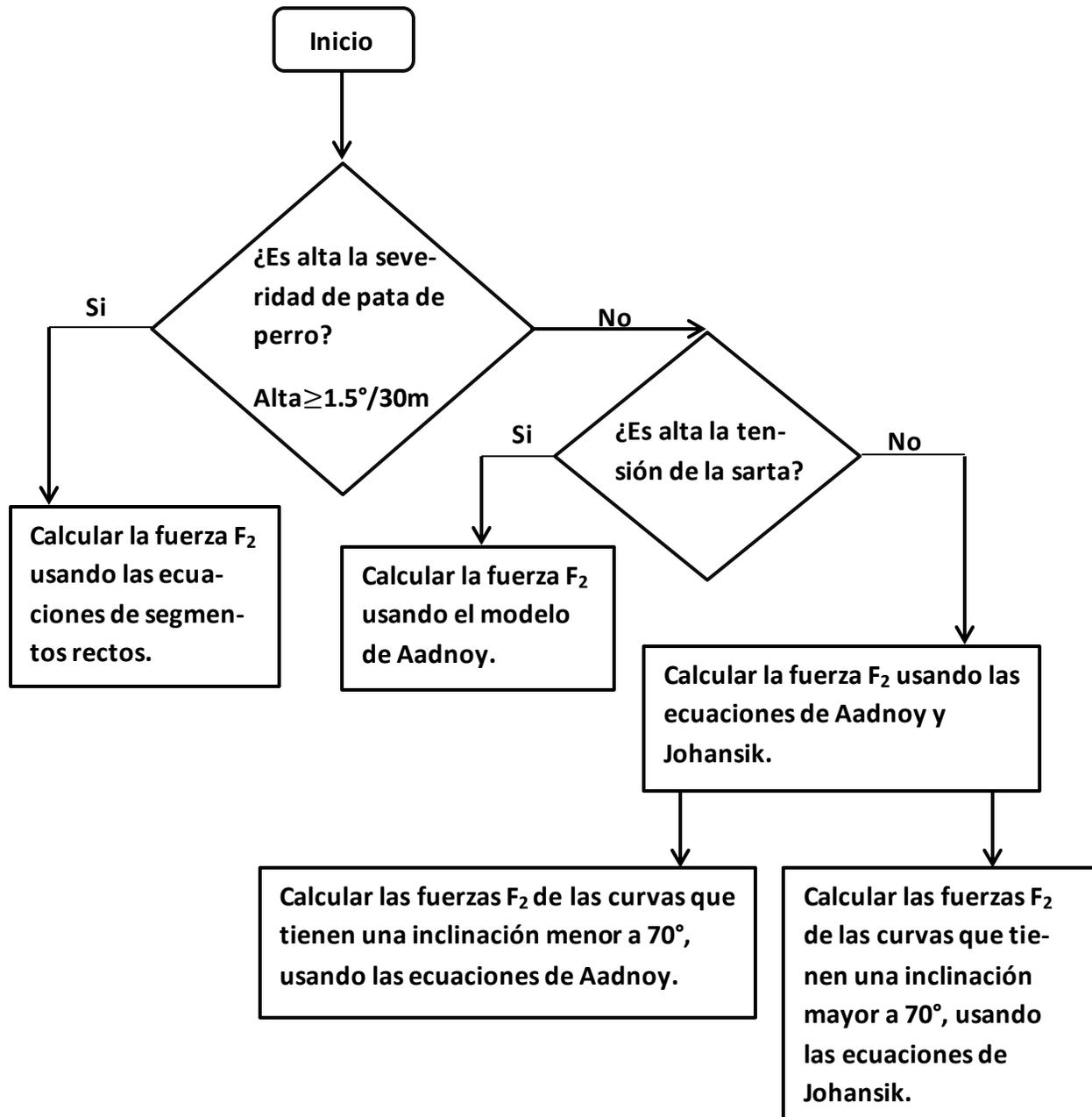


Figura 5.12 Diagrama de flujo del método propuesto para arrastre cuando la tensión de la sarta es baja.

## 6. Conclusiones y recomendaciones.

### Conclusiones.

Este trabajo explica conceptos de torque y el arrastre y como se ve afectado por varios factores; también muestra una comparación entre el modelo de sarta rígida y el modelo de sarta suave. Uno de los aportes principales consiste en explicar en forma matemática y muy detallada la teoría de las ecuaciones del modelo analítico tridimensional de Aadnoy y enseñar a utilizar el modelo al lector de la tesis. El aporte esencial de esta tesis es probar el modelo en México, durante la perforación de un pozo horizontal y compararlo con los resultados reales del peso del gancho.

Los puntos siguientes son las conclusiones de este trabajo de tesis:

- Al comparar las trayectorias real y teórica del pozo F-9 AYT4, la diferencia entre los resultados de torque y el arrastre es mínima porque las patas de perro que tiene la trayectoria real entre los 1218 y 6750 metros desarrollados, no son lo suficientemente severas como para afectar de manera importante al torque y al arrastre.
- De acuerdo al gráfico de torque y arrastre de las trayectorias secundarias, existe un cambio mínimo entre la trayectoria real, secundaria mínima y secundaria máxima; tal cambio es mínimo debido a que la profundidad desarrollada es la misma pero con poca diferencia en el cambio de dirección y de azimut. Al existir un cambio en la inclinación y azimut del pozo también hay un cambio en el torque y el arrastre, lo cual indica que el modelo de Aadnoy tiene el potencial para conocer en qué trayectoria secundaria se encuentra el pozo, si se compara con el peso de gancho real.
- Tomando en cuenta el hecho de que el modelo analítico tridimensional de Aadnoy asume una trayectoria sin tortuosidades, el pozo real mexicano fue un gran potencial para el análisis de este modelo, ya que se perforó con la

intención de no causar tortuosidad en el pozo; además los resultados del peso del gancho y los del modelo de Aadnoy son muy parecidos, tanto como para el arrastre levantando como para el arrastre bajando, lo que nos dice que el modelo tiene el potencial para predecir el peso del gancho, siempre y cuando en el campo se cumpla con el programa de perforación y no se cambie la herramienta para perforar.

## Recomendaciones.

- Cuando la rigidez de la sarta es alta el modelo arroja resultados erróneos por lo que el modelo de sarta suave no es recomendado para tuberías de revestimiento, a menos que se realice un estudio que muestre como el factor de fricción puede recompensar a la rigidez de la tubería de revestimiento, ya que el modelo de Aadnoy no incluye el término de rigidez, lo que eliminaría el error causado por asumir que la sarta se comporta como una cadena (sarta suave).
- Para realizar un simulador de torque y arrastre se recomienda añadir una función que reconozca en qué punto la sarta está a compresión y a tensión, además que el programa identifique los ángulos de la trayectoria y dependiendo de ello el tipo de sección que se tiene, ya sea construcción de ángulo, tumbado ángulo, sección recta o tangencial, para que de manera automática seleccione la ecuación a utilizar.
- El factor de fricción debe ser estudiado y confirmado por una correlación de pozos ya perforados en el mismo campo.
- En pozos que no tienen altas severidades o alto ángulo de inclinación los modelos de Aadnoy y Johansik se comportan de manera muy similar pero por lo tanto se pueden utilizar los dos modelos, pero en pozos de alcance extendido, con alto ángulo de inclinación o altas severidades de construcción de ángulo es recomendable dar a conocer que el error es menor al usar el modelo de Aadnoy.

## REFERENCIAS

1. Aadnoy, B.S. y Andersen, K. 1998. Friction Analysis for Long-Reach Wells. Artículo presentado en SPE/IADC Drilling Conference, Dallas, Texas, marzo 3-6. SPE-39391-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/39391-MS>.
2. Aadnoy, B.S. y Andersen, K. 2001. Design of Oil Wells Using Analytical Friction Models. Journal of Petroleum Science and Engineering 32 (1): 53-71. doi: 10.1016/S0920-4105(01)00147-4.
3. Aadnoy, B.S. y Djurhuus J. 2008. Theory and Application of a New Generalized Model for Torque and Drag. Artículo presentado en SPE/IADC Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, agosto 25-27. SPE-114684-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/114684-MS>.
4. Aadnoy, B.S. y Kaarstad, E. 2006. Theory and Application of Buoyancy in Wells. Artículo presentado en SPE/IADC Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Bangkok, Tailandia, noviembre 13-15. SPE-101795-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/101795-MS>.
5. Aadnoy, B.S., Fazelizadeh, M. y Hareland, G. 2010. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction. J Can Pet Technol 49 (10): 25-36. SPE-141515-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/141515-PA>.
6. A. Aamodt, E. Plaza (1994); Case-Based Reasoning: Foundational Issues, Methodological Variations, and System Approaches. AI Communications. IOS Press, Vol. 7: 1, pp. 39-59.
7. Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E. et al. 1986. Applied Drilling Engineering. Richardson, Texas: SPE.
8. De Verteuil, R. y McCourt, I. 2001. Introduction to Directional Drilling. Sugar Land, Texas: Schlumberger Sugar Land Learning Center.

9. Fazaelizadeh, M. 2013. Real Time Torque and Drag Analysis During Directional Drilling. PhD thesis, University of Calgary, Department of Chemical and Petroleum Engineering, Calgary, Alberta (marzo 2013).
10. Fazaelizadeh, M., Hareland, G. y Aadnoy, B.S. 2010. Application of New 3-D Analytical Model for Directional Wellbore Friction. Journal of Modern Applied Science 4 (2): 2-22. <http://www.ccsenet.org/journal/index.php/mas/article/viewFile/4418/4229> (Fecha de acceso 20 de julio de 2015 ).
11. Gaynor, T., Chen, D.C-K, Stuart, D. et al. 2001. Tortuosity Versus Micro-Tortuosity: Why Little Things Mean a Lot. Artículo presentado en SPE/IADC Drilling Conference, Ámsterdam, Holanda, febrero 27-marzo 1. SPE-67818-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/67818-MS>.
12. Gaynor, T., Hamer, D., Chen, D.C.-K. et al. 2002. Quantifying Tortuosities by Friction Factors in Torque and Drag Model. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 29–octubre 2. SPE-77617-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/77617-MS>.
13. Ismayilov, O. 2012. Applications of 3-D Analytical Model for Wellbore Friction Calculation in Actual Wells. MS thesis, Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim, Noruega.
14. Johancsik, C.A., Friesen, D.B. y Dawson, R. 1984. Torque and Drag in Directional Wells-Prediction and Measurement. J Pet Technol 36 (6): 987-992. SPE-11380-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/11380-PA>.
15. Kristensen, E. 2013. Model of Hook Load During Tripping Operation. Thesis, University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim, Noruega.
16. Maehs, J., Renne, S., Logan, B. et al. 2010. Proven Methods and Techniques to Reduce Torque and Drag in the Pre-Planning and Drilling Execu-

tion of Oil and Gas Wells. Artículo presentado en IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, febrero 2-4. SPE-128329-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/128329-MS>.

17. Menand, S., Sellami, H., Tijani, M. et al. 2006. Advancements in 3D Drillstring Mechanics: From the Bit to the Topdrive. Artículo presentado en IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, febrero 21-23. SPE-98965-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/98965-MS>.

18. Mirhaj, S.A., Kaarstad, E. y Aadnoy, B.S. 2010. Minimizing Friction in Shallow Horizontal Wells. Artículo presentado en IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Ciudad Ho Chi Minh, Vietnam, noviembre 1-3. SPE-135812-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/135812-MS>.

19. Mirhajmohammadabadi, S.A.A., Fazelizadeh, M., Kaarstad, E. et al. 2010. New Aspects of Torque and Drag Modelling in Extended Reach Wells. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, Italia, septiembre 19-22. SPE-135719-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/135719-MS>.

20. Nazari, T., Hareland, G. y Azar, J.J. 2010. Review of Cutting Transport in Directional Well Drilling Systematic Approach. Artículo presentado en Western Regional Meeting, Anaheim, California, mayo 27-29. SPE-132372-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/132372-MS>.

21. Pineda, G., Martínez, M.J., Ciccola, V.L. et al. 2012. Modelado Numérico del Fenómeno de Torque y Arrastre en Tuberías de Completación de Pozos de Petróleo y Gas. *Mecánica Computacional* 31 (7): 1085-1108.

22. Samuel, R. 2010. Friction Factors: What are they for Torque, Drag, Vibration, Drill Ahead and Transient Surge/Swab Analysis. Artículo presentado en IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Nuevo Orleans, Louisiana, febrero 2-4. SPE-128059-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/128059-MS>.

23. Sheppard, M.C., Wick, C. y Burgess, T. 1987. Designing Well Paths to Reduce Drag and Torque. SPE Drill Eng 2 (4): 344-350. SPE-15463-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15463-PA>.

24. Tviedal, K. 2011. Torque and Drag Analyses of North Sea Wells Using New 3D Model. MS thesis, University of Stavanger. Faculty of Science and Technology, Stavanger, Noruega.

## Apéndice A- Principio de flotación.

El principio descubierto por Arquímedes nos dice básicamente que la fuerza de empuje hacia arriba que experimenta un cuerpo que está total o parcialmente sumergido en un fluido, es igual al peso del volumen del fluido que es desalojado por el cuerpo.

Lo anterior nos dice que el empuje es igual al peso del fluido desalojado, así que la flotabilidad de un cuerpo es condicionada por su volumen, su densidad y la densidad del fluido, ya que la densidad es la relación entre masa y volumen.

Para que un cuerpo flote, el empuje debe ser mayor que el peso, así que su densidad debe ser menor que la del fluido en el que está sumergido, esto se aprecia en la siguiente demostración:

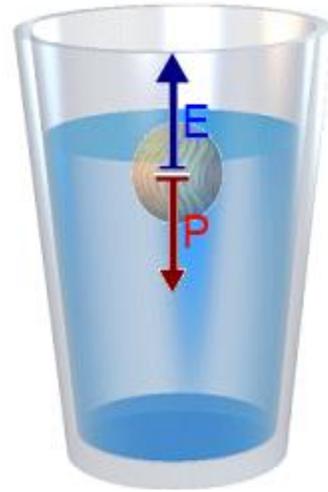
$$P_F = P_C - P_{fl} \quad (A.1)$$

Donde,

$P_F$ : Flotabilidad [N ó Lbf].

$P_C$ : Peso del cuerpo [N ó Lbf].

$P_{fl}$ : Peso del fluido [N ó Lbf].



**Figura A1- Fuerzas involucradas en la flotación de un objeto.**

- **Flotabilidad.**

$$P_F = \rho_{\text{Flot}} V_{\text{fl}} g \quad (\text{A.2})$$

Donde,

$\rho_{\text{Flot}}$ : Densidad de flotación  $\left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}, \frac{\text{Lb}}{\text{ft}^3} \right]$ .

$V_{\text{fl}}$ : Volumen del fluido desplazado  $[\text{m}^3 \text{ ó } \text{ft}^3]$ .

$g$ : Gravedad  $\left[ \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \text{ ó } \frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right]$ .

- **Peso del cuerpo.**

$$P_C = m_c g \quad (\text{A.3})$$

Donde,

$m_c$ : Masa del cuerpo  $[\text{kg} \text{ ó } \text{Lbm}]$

$g$ : Gravedad  $\left[ \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \text{ ó } \frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right]$ .

Si  $m_c = V_c \rho_c$

$\therefore P_C = V_c (\rho_c g)$ , peso del cuerpo expresado en términos de densidad. (A.4)

Donde,

$\rho_c$ : Densidad del cuerpo  $\left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}, \frac{\text{Lb}}{\text{ft}^3} \right]$ .

- **Peso del fluido.**

$$P_{fl} = V_{fl}\gamma$$

Donde,

$\gamma$ : Peso específico del fluido.

$V_{fl}$ : Volumen del fluido desplazado [ $m^3$  ó  $ft^3$ ].

$$\text{Si } \gamma = \frac{mg}{V_{fl}} = \frac{(\rho_{fl}V_{fl})g}{V_{fl}} = \rho_{fl}g$$

$$\therefore P_{fl} = V_{fl}(\rho_{fl}g), \text{ peso del fluido expresado en términos de densidad.} \quad (A.5)$$

Donde,

$$\rho_{fl}: \text{Densidad del fluido } \left[ \frac{kg}{m^3}, \frac{Lb}{ft^3} \right].$$

Expresando la ecuación A.1 en términos de densidad, según lo anteriormente mostrado:

$$\rho_{Flot}V_{fl}g = V_c(\rho_c g) - V_{fl}(\rho_{fl}g) \quad (A.6)$$

Como el volumen del cuerpo sumergido, es igual al volumen del fluido desplazado, se tiene:

$$V_c = V_{fl} = V \quad (A.7)$$

$$\therefore \rho_{Flot}Vg = V(\rho_c g) - V(\rho_{fl}g), \quad (A.8)$$

$$\text{Factorizando } V \text{ y } g \text{ de la ecuación A.8: } \rho_{Flot}Vg = (\rho_c - \rho_{fl})Vg \quad (A.9)$$

$$\therefore \rho_{Flot} = (\rho_c - \rho_{fl}), \quad (A.10)$$

Dividiendo la ecuación entre la densidad del cuerpo  $\rho_c$ , tenemos que:

$$\frac{\rho_{Flot}}{\rho_c} = \frac{\rho_c}{\rho_c} - \frac{\rho_{fl}}{\rho_c} \therefore \frac{\rho_{Flot}}{\rho_c} = 1 - \frac{\rho_{fl}}{\rho_c}, \quad (A.11)$$

$$\text{si } \frac{\rho_{Flot}}{\rho_c} = \beta,$$

Donde,

$\beta$  es el factor de flotabilidad.

Sustituyendo  $\beta$  en la ecuación A.11:

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{fl}}{\rho_{tuberia}} \quad (A.12)$$

## Apéndice B- Teoría del modelo 3D para secciones curvas.

Para las secciones curvas del pozo, la fuerza de contacto entre la sarta y el pozo depende de la carga axial de la tubería, debido a que en este proceso domina la tensión de la sarta. En la deducción de las ecuaciones para el cálculo de torque y arrastre en secciones curvas, se asume que la tubería no tiene peso, aunque en la ecuación final se añade el peso.

Durante la perforación los datos más importantes para seguir la trayectoria planeada son la inclinación del pozo y el azimut geográfico, estos datos son utilizados para calcular la profundidad y el desplazamiento horizontal.

El siguiente diagrama ejemplifica una sección curva en un pozo 2D,  $P_1$  y  $P_2$  se refieren a dos puntos en una circunferencia que al unirse resultan en una longitud de circunferencia  $\Delta L$ , como se muestra (Aadnoy 1998):

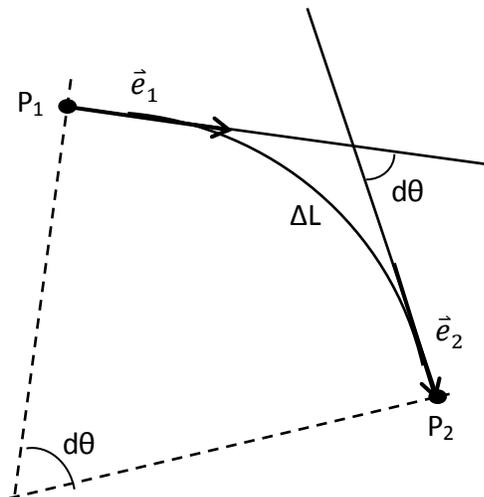


Figura B1- Cambio de dirección  $\theta$  en una longitud  $\Delta L$ .

El producto escalar de los vectores unitarios  $\vec{e}_1$  y  $\vec{e}_2$  resulta en un ángulo  $\theta$  con direcciones  $P_1$  y  $P_2$  tangentes al pozo (Gibbs 1871).

$$e_1 \cdot e_2 = |e_1||e_2| \cos \theta = \cos \theta \quad (\text{B.1})$$

Llevado lo anterior a tercera dimensión, la figura B.2 muestra un vector unitario  $\vec{e}$  en el espacio y su producto escalar se expresa de la siguiente manera:

$$e_1 \cdot e_2 = e_{1x} \cdot e_{2x} + e_{1y} \cdot e_{2y} + e_{1z} \cdot e_{2z} = \cos \theta \quad (\text{B.2})$$

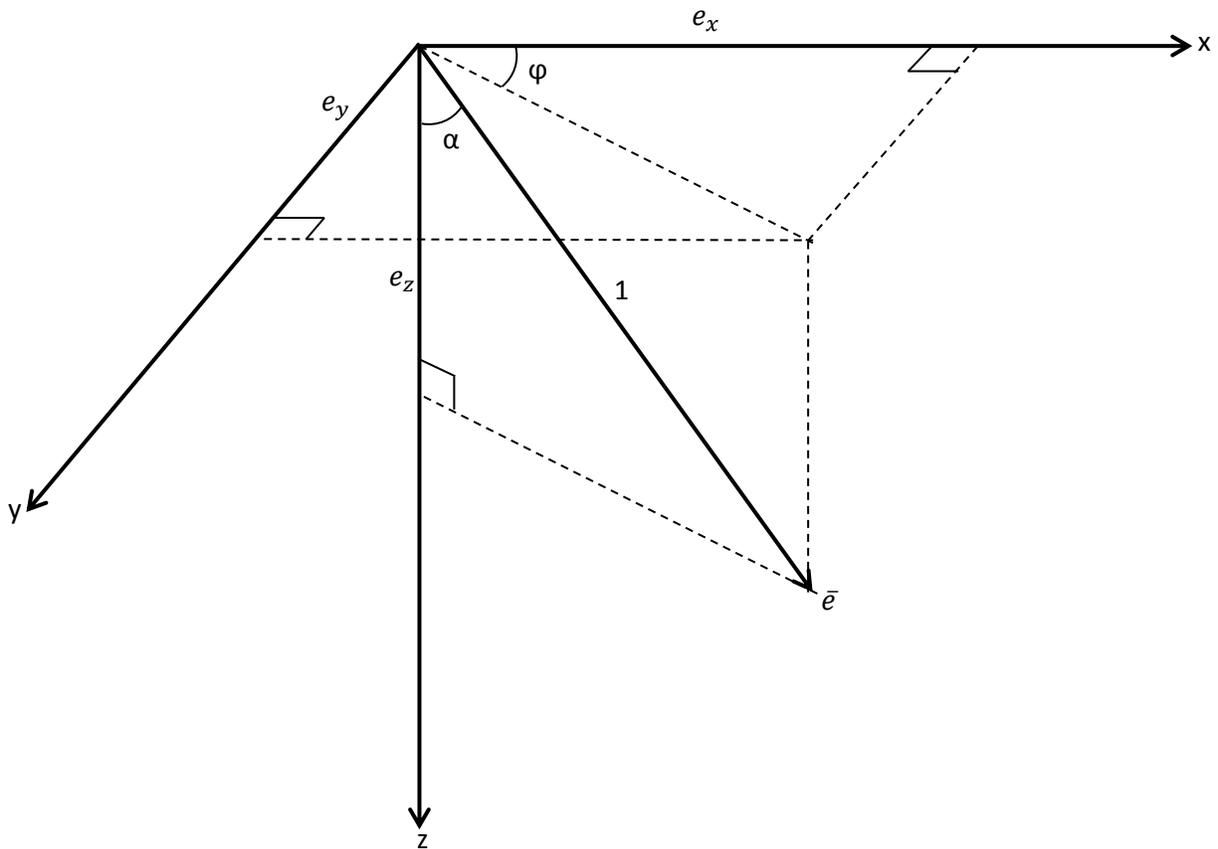


Figura B2- Vector unitario  $\vec{e}$  descompuesto en los ejes X, Y y Z.

Las componentes del vector unitario  $\bar{e}$  de la figura 2(B), están definidas por los ángulos de inclinación y azimut, como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$e_x = \sin \alpha \cos \varphi \quad (\text{B.3})$$

$$e_y = \sin \alpha \sin \varphi \quad (\text{B.4})$$

$$e_z = \cos \alpha \quad (\text{B.5})$$

Insertando las ecuaciones B.3, B.4 y B.5 dentro de la ecuación B.2, el cambio del ángulo está relacionado con las coordenadas cartesianas como se muestra en el siguiente desarrollo:

$$e_1 \cdot e_2 = e_{1x} \cdot e_{2x} + e_{1y} \cdot e_{2y} + e_{1z} \cdot e_{2z} = \cos \theta \quad (\text{B.2})$$

Sustituyendo las igualdades de  $e_x$ ,  $e_y$ ,  $e_z$ :

$$\sin \alpha_1 \cos \varphi_1 * \sin \alpha_2 \cos \varphi_2 + \sin \alpha_1 \sin \varphi_1 * \sin \alpha_2 \sin \varphi_2 + \cos \alpha_1 * \cos \alpha_2 = \cos \theta$$

Factorizando:

$$\sin \alpha_1 * \sin \alpha_2 \underbrace{(\cos \varphi_1 * \cos \varphi_2 + \sin \varphi_1 * \sin \varphi_2)}_{\text{Identidad trigonométrica}} + \cos \alpha_1 * \cos \alpha_2 = \cos \theta$$

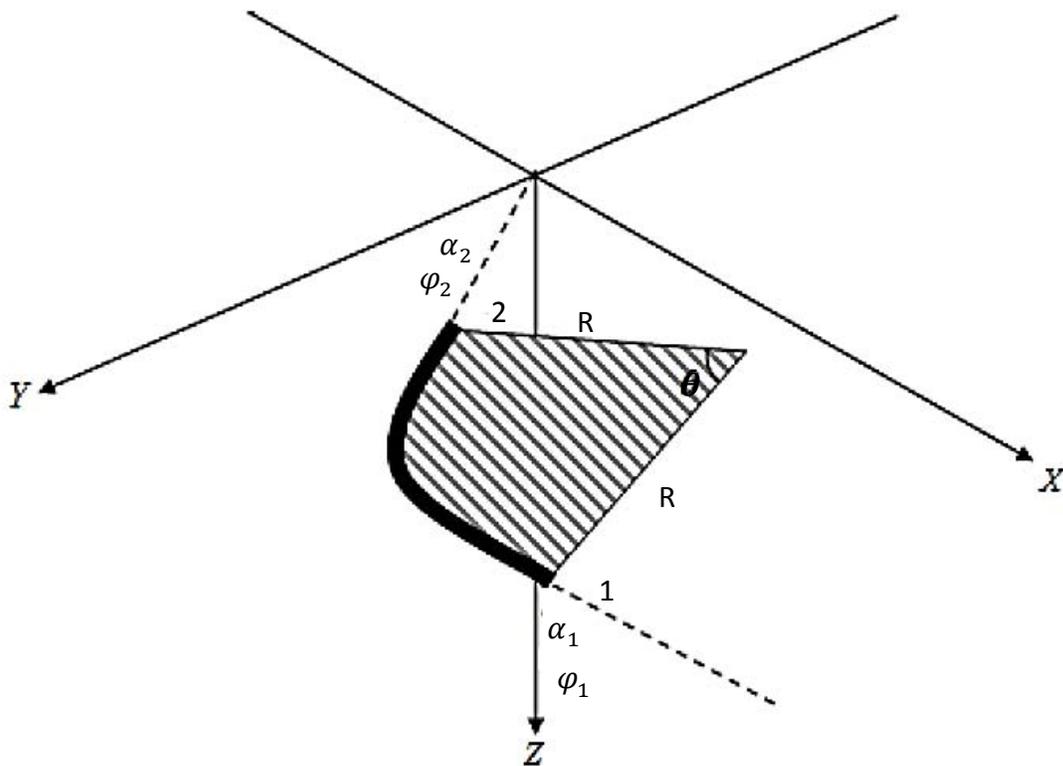
Aplicando la identidad:

$$\cos \theta = \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos(\varphi_1 - \varphi_2) + \cos \alpha_1 \cos \alpha_2 \quad (\text{B.6})$$

El ángulo  $\theta$  representa el cambio total de dirección. Si la inclinación y el azimut están cambiando, significa que el plano en el que  $\theta$  actúa no está limitado al plano vertical u horizontal, por lo tanto  $\theta$  es una representación tridimensional del cambio de dirección.

Aunque la inclinación  $\alpha$  es medida desde la proyección vertical y el azimut  $\varphi$  es medido desde la proyección horizontal, la pata de perro  $\theta$  es medida en un plano arbitrario como se muestra en la figura 3(B).

Regresando a la ecuación B.6, nos dice que la pata de perro depende de la inclinación y el azimut, tal propiedad utilizo Aadnoy para obtener las ecuaciones del modelo tridimensional.



**Figura B3-: Diagrama tridimensional de la pata de perro.**

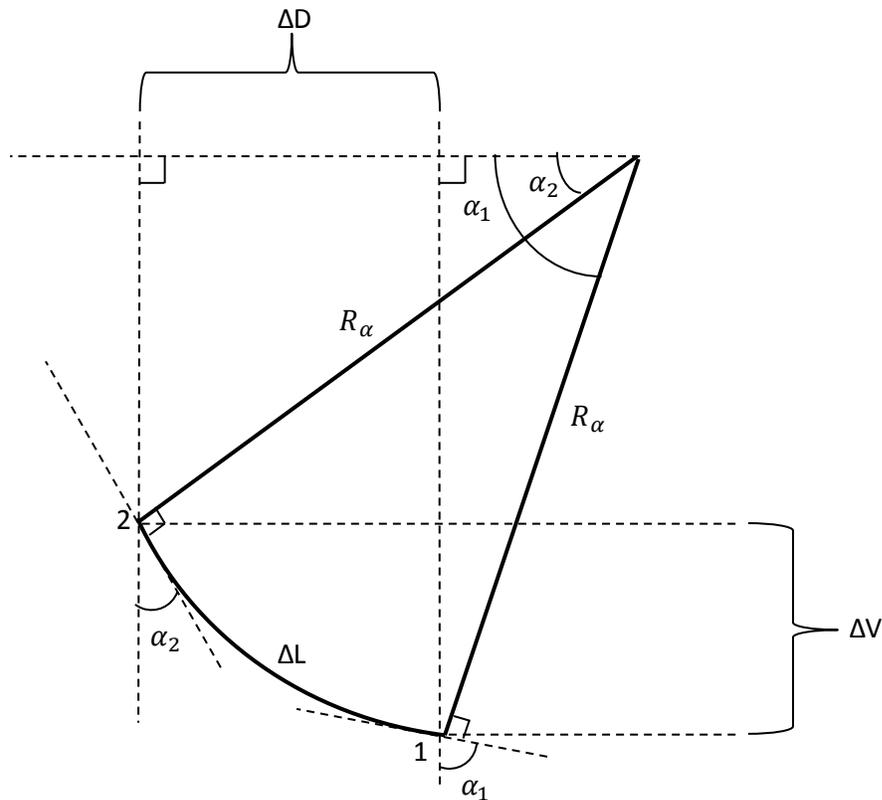
En la industria petrolera es común usar la expresión pata de perro (DL), para describir el cambio de dirección  $\theta$  (siempre es mejor definir la pata de perro en grados):

$$DL(^{\circ}) = \frac{180}{\pi} |\theta(\text{rad})| \quad (\text{B.7})$$

El cambio de inclinación con respecto a la longitud perforada es llamado severidad de pata de perro (DLS) y es definido como el cambio de ángulo por cada 30 m que tiene el pozo.

$$DLS(^{\circ}/30\text{m}) = \frac{DL}{\Delta L} 30 \quad (\text{B.8})$$

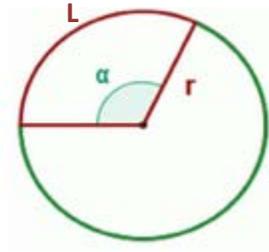
Se sabe que el azimut y la inclinación son dos posiciones en el pozo, los desplazamientos en diferentes direcciones serán definidos asumiendo una curva entre las dos posiciones. La figura 4(B) muestra la proyección vertical de la trayectoria de uno pozo.



**Figura B4- Proyección de un pozo en el plano vertical.**

La relación que existe entre la sección del pozo  $\Delta L$ , el radio del segmento circular  $R_\alpha$  y el ángulo  $\alpha$  es:

$$L = \frac{2\pi r \alpha}{360^\circ} \quad \therefore \text{si } \alpha \text{ se expresa en radianes : } L = \frac{2\pi r \alpha}{2\pi} = r\alpha$$



**Figura B5- Círculo representando la longitud de la circunferencia.**

Dejándolo en términos que contiene la figura 5(B):

$$\Delta L = R_\alpha (\alpha_1 - \alpha_2) \quad (\text{B.9})$$

Es importante mencionar que los ángulos de inclinación  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  están dados en radianes.

La altura vertical proyectada está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta V = R_\alpha \sin \alpha_1 - R_\alpha \sin \alpha_2 \quad (\text{B.10})$$

Por lo tanto la relación que existe entre la longitud de la sección curva del pozo  $\Delta L$  y la altura vertical proyectada  $\Delta V$  es:

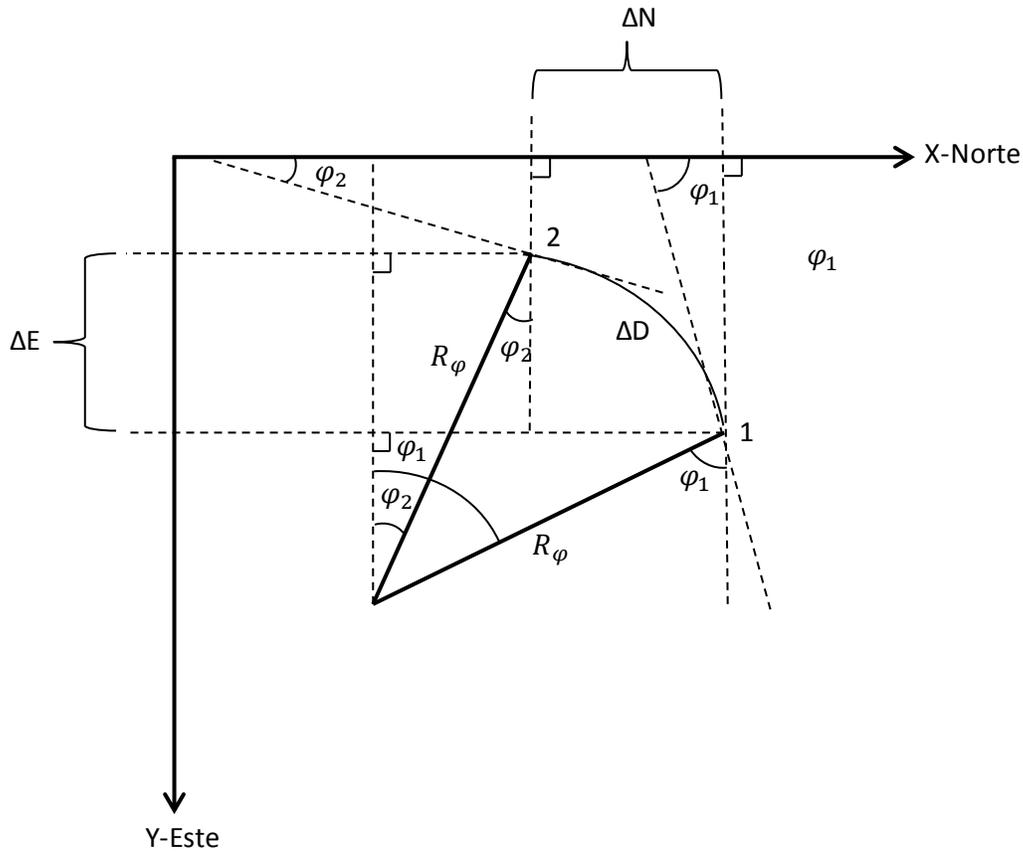
$$\Delta V = \frac{\Delta L (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1} \quad (\text{B.11})$$

La altura vertical proyectada será usada para calcular el peso axial de la tubería.

De la proyección mostrada en la figura 4(B) el segmento circular  $\Delta D$  puede ser expresado como:

$$\Delta D = R_\alpha \cos \alpha_2 - R_\alpha \cos \alpha_1 \quad (\text{B.12})$$

Para encontrar los cambios en las coordenadas norte y este, la trayectoria del pozo tiene que ser proyectada en el plano horizontal como se muestra en la siguiente figura:



**Figura B6- Proyección de un pozo en el plano horizontal.**

La siguiente ecuación muestra la longitud de la curva del pozo en el plano horizontal (figura 6(B)), la cual está relacionada con el radio  $R_\varphi$  y los ángulos del azimut  $\varphi_1$  y  $\varphi_2$ .

$$\Delta D = R_\varphi (\varphi_1 - \varphi_2) \quad (B.13)$$

Los cambios  $\Delta N$  y  $\Delta E$  están dados por la siguiente relación:

$$\Delta N = R_{\varphi} (\sin \varphi_1 - \sin \varphi_2) \quad (\text{B.14})$$

$$\Delta E = R_{\varphi} (\cos \varphi_2 - \cos \varphi_1) \quad (\text{B.15})$$

Las expresiones completas para obtener la diferencial de longitud en Norte y Este ( $\Delta N$  y  $\Delta E$ ) solo utilizando azimut, inclinación y longitud de la curva:

Insertando  $R_{\varphi}$  y  $\Delta D$  en  $\Delta N$  y  $\Delta E$ :

$$\Delta N = \frac{\Delta D \Delta N}{\Delta D} = \Delta L \frac{(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)(\sin \varphi_1 - \sin \varphi_2)}{(\alpha_1 - \alpha_2)(\varphi_1 - \varphi_2)} \quad (\text{B.16})$$

$$\Delta E = \frac{\Delta D \Delta E}{\Delta D} = \Delta L \frac{(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)(\cos \varphi_2 - \cos \varphi_1)}{(\alpha_1 - \alpha_2)(\varphi_1 - \varphi_2)} \quad (\text{B.17})$$

Las ecuaciones B.16 y B.17 están dadas con el propósito de indagar sobre como calcular la posición geográfica de cualquier punto en el pozo, cuando se tienen secciones curvas.

Tomando como referencia la figura B.2, se asume que el eje X representa el norte y el eje Y el este. Si se tiene un vector unitario con una longitud  $\Delta L$ , los desplazamientos en las secciones rectas estarán definidos por las siguientes ecuaciones:

Proyección vertical (para calcular el peso estático de la tubería):

$$\Delta V = \Delta L \cos \alpha \quad (\text{B.18})$$

Proyecciones horizontales en las direcciones norte y este:

$$\Delta N = \Delta L \sin \alpha \cos \varphi \quad (\text{B.19})$$

$$\Delta E = \Delta L \sin \alpha \cos \varphi \quad (\text{B.20})$$

Las proyecciones horizontales no serán usadas en la deducción para encontrar el arrastre en una sección curva. Pero se presentan para mostrar las ecuaciones necesarias para ubicar un punto en el pozo, como se muestra en el siguiente ejemplo:

# Caso A

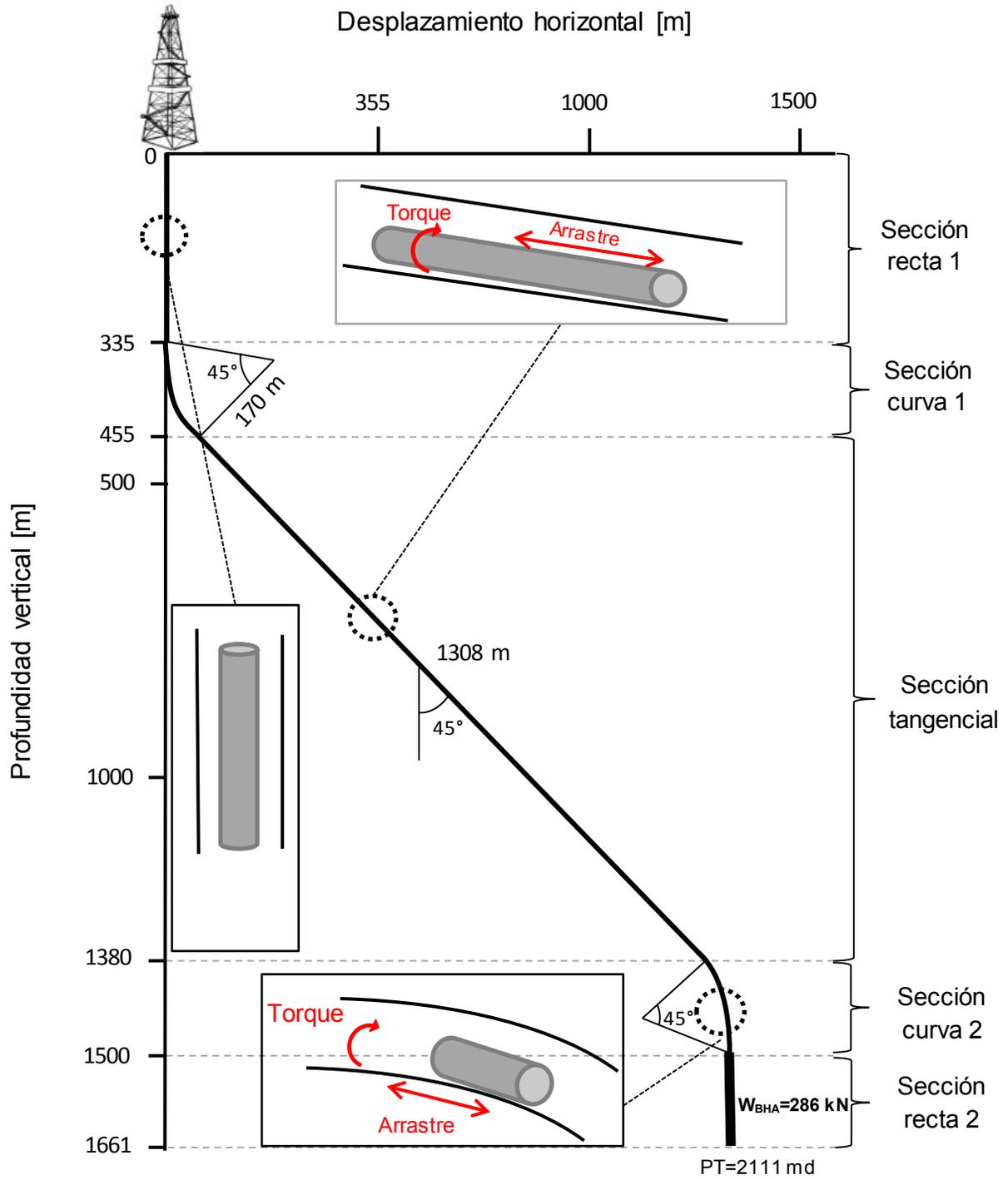


Figura B7- Pozo en S.

Del caso A calcular lo siguiente:

a) Severidad de pata de perro de la curva 1:

$$\cos \theta = \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos(\varphi_1 - \varphi_2) + \cos \alpha_1 \cos \alpha_2$$

$$\therefore \theta = \cos^{-1}(\sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos(\varphi_1 - \varphi_2) + \cos \alpha_1 \cos \alpha_2)$$

Si  $\alpha_1 = 0^\circ$ ,  $\alpha_2 = 45^\circ$   $\varphi_1 = 0^\circ$   $\varphi_2 = 0^\circ$  (No hay cambio en azimut por lo tanto  $\varphi = 0$ )

$$\theta = \cos^{-1}(\sin(0^\circ) \sin(45^\circ) \cos(0^\circ - 0^\circ) + \cos 0^\circ \cos 45^\circ) \therefore \theta = 45^\circ$$

b) Longitud de la curva 1:

$$\Delta L = R_\alpha(\alpha_2 - \alpha_1)$$

Si  $R_\alpha = 170 \text{ m}$ ,  $\alpha_1 = 0^\circ = 0 \text{ Rad}$ ,  $\alpha_2 = 45^\circ = 0.7853 \text{ Rad}$

$$\Delta L = 170(0.7853 - 0^\circ) \therefore \Delta L = 133.51 \text{ m}$$

c) Profundidad vertical verdadera de la curva 1:

$$\Delta V = \frac{\Delta L(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1}$$

Si  $\Delta L = 133.51 \text{ m}$ ,  $\alpha_1 = 0^\circ$ ,  $\alpha_2 = 45^\circ$

$$\Delta V = \frac{133.51 \text{ m} (\sin 45^\circ - \sin 0^\circ)}{45^\circ - 0^\circ} \therefore \Delta V = 120.2 \text{ m}$$

d) Longitud horizontal de la curva 1:

$$\Delta D = \frac{\Delta L(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1}$$

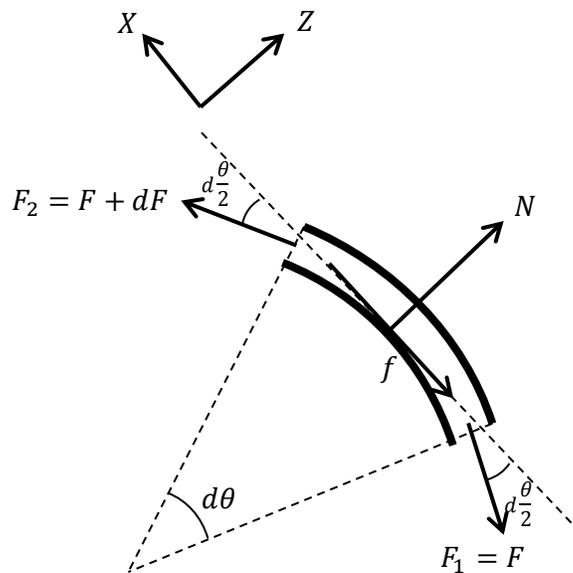
Si  $\Delta L = 133.51 \text{ m}$ ,  $\alpha_1 = 0^\circ = 0 \text{ Rad}$ ,  $\alpha_2 = 45^\circ = 0.7853 \text{ Rad}$

$$\Delta D = \frac{133.51 \text{ m} (0.7853 - 0)}{0.7853 - 0} \therefore \Delta D = 120.2 \text{ m}$$

Para las secciones curvas, la fuerza de contacto normal entre la sarta y el pozo está fuertemente relacionada con las cargas axiales de la tubería, ya que es un proceso en el que domina la tensión debido a la curvatura.

A continuación se demostraran las ecuaciones para calcular las fuerzas de torque y arrastre en secciones curvas, a partir del efecto Capstan (efecto cabrestante). El siguiente diagrama de cuerpo libre muestra una parte infinitesimal de la tubería de perforación dentro de una sección curva del pozo. Existen cuatro fuerzas actuando en tal sección de la tubería:

1.  $F_N$ = fuerza normal entre el pozo y la tubería.
2.  $F_{fs}$ = fuerza de fricción estática (siempre en contra del movimiento).
3.  $F$ = Fuerza de tensión que ejerce el peso de la sección anterior.
4.  $dF = F_2 - F_1$ = Diferencia de la fuerza necesaria para levantar a la tubería.



**Figura B8- Elemento de la tubería arrastrado a lo largo de la superficie curva.**

De la figura 7(B) la sumatoria de fuerzas en Z y en X se iguala a cero.

$$\sum F_z = 0 \therefore F_N - (F + dF)\sin\frac{d\theta}{2} - F\sin\frac{d\theta}{2} = 0 \quad (\text{B.21})$$

$$\sum F_x = 0 \therefore (F + dF)\cos\frac{d\theta}{2} - F\cos\frac{d\theta}{2} - F_{fs} = 0 \quad (\text{B.22})$$

Aproximando a  $d\theta$  por ángulos infinitesimales, tenemos que:

$$\cos\left(\frac{d\theta}{2}\right) \cong 1 \text{ y } \sin\left(\frac{d\theta}{2}\right) \cong \frac{d\theta}{2}$$

Al sustituir las igualdades de la aproximación por ángulos infinitesimales, en las ecuaciones B.21 y B.22, tenemos que:

Para el eje Z:

$$F_N - (F + dF)\sin\frac{d\theta}{2} - F\sin\frac{d\theta}{2} = 0$$

$$F_N - (F + dF)d\theta/2 - Fd\theta/2 = 0$$

$$F_N = Fd\theta - dFd\theta/2 \quad (\text{B.23})$$

De la ecuación B.23, se puede ignorar el término  $dF * d\theta$  debido a que es el producto de dos cantidades pequeñas, por tanto para el eje Z, tenemos:

$$F_N = Fd\theta \quad (\text{B.24})$$

Para el eje X:

$$(F + dF)\cos\frac{d\theta}{2} - F\cos\frac{d\theta}{2} - F_{fs} = 0$$

$$(F + dF) - F - F_{fs} = 0$$

$$\therefore dF = F_{fs} \quad (\text{B.25})$$

La fricción estática equivale al coeficiente de fricción multiplicado por la fuerza normal:

$$F_{fs} = \mu_s * F_N$$

Se sustituye la equivalencia de la fuerza de fricción estática en la ecuación B.25:

$$dF = \mu_s * F_N \quad (B.26)$$

Al combinar las ecuaciones B.24 y B.26:

$$Fd\theta = \frac{dF}{\mu_s} \quad (B.27)$$

Finalmente la ecuación se ordena de modo que exista una relación entre el cambio de la fuerza de tensión (dF) y el cambio en el ángulo (dθ):

$$\frac{dF}{d\theta} = \mu_s F \quad (B.28)$$

La ecuación diferencial lineal B.28, nos muestra que la tasa de cambio entre la tensión y el ángulo es proporcional a la fuerza F multiplicada por el coeficiente de fricción.

Reescribiendo la ecuación B.28:

$$\frac{dF}{F} = \mu_s d\theta \quad (B.29)$$

Integrando la ecuación B.29:

$$\int_{F_1}^{F_2} \frac{dF}{F} = \int_{\theta_1}^{\theta_2} \mu d\theta \quad \therefore \ln F_2 - \ln F_1 = \mu(\theta_2 - \theta_1) \quad \therefore \ln \frac{F_2}{F_1} = \mu(\theta_2 - \theta_1) \quad (B.30)$$

Eliminando el logaritmo natural de la ecuación B.30:

$$\frac{F_2}{F_1} = e^{\mu(\theta_2 - \theta_1)} \quad \text{despejando } F_2 \quad \therefore F_2 = F_1 e^{\mu(\theta_2 - \theta_1)} \quad (B.31)$$

Con el fin de levantamiento y bajada de la tubería tenemos el uso de signos más y menos:

$$F_2 = F_1 e^{\pm\mu|\theta_2 - \theta_1|} \quad (\text{B.32})$$

Definiendo a  $\theta$  como:

$$\theta = \theta_2 - \theta_1 \quad (\text{B.33})$$

Donde,

+ Para el levantamiento de la tubería.

– Para la bajada de la tubería.

Con los signos más y menos, se demuestra que al sacar la tubería el arrastre aumenta exponencialmente debido a que la fuerza de tensión es mayor al levantar que al introducir.

La ecuación B.31 nos muestra el gran impacto que tiene la tensión de la tubería en una sección curva, pero de todas formas el peso de la tubería siempre influye, por lo tanto, la ecuación final de arrastre en secciones curvas cuando se desvía el pozo (construir ángulo, tumbar ángulo, doblamientos laterales, la combinación de estas) es:

$$F_2 = F_1 e^{\pm\mu|\theta_2 - \theta_1|} + \beta w \Delta L \left\{ \frac{(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1} \right\} \quad (\text{B.34})$$

Para conocer la aplicación de la fórmula B.34, véase en el caso A de la página

### Apéndice C- Teoría del movimiento combinado (axial y rotacional).

Aadnoy y Andersen (2001), mostraron como descomponer la fricción en dos direcciones. La figura 1(B) muestra a una sección tubular con un peso de  $w\Delta L$ , si la tubería de perforación es halada a lo largo del pozo por una fuerza  $F$ , el arrastre será igual a la fuerza normal, por lo tanto el término  $w\Delta L$  se multiplica por el coeficiente de fricción  $\mu$ , obteniendo como resultado  $\mu w\Delta L$ . Si la tubería es rotada, la relación del torque  $T/r$  será igual a  $\mu w\Delta L$ , por lo tanto el peso multiplicado por el coeficiente de fricción  $\mu w$ , resultan en la misma resistencia friccional, independientemente de si el movimiento es axial o rotacional.

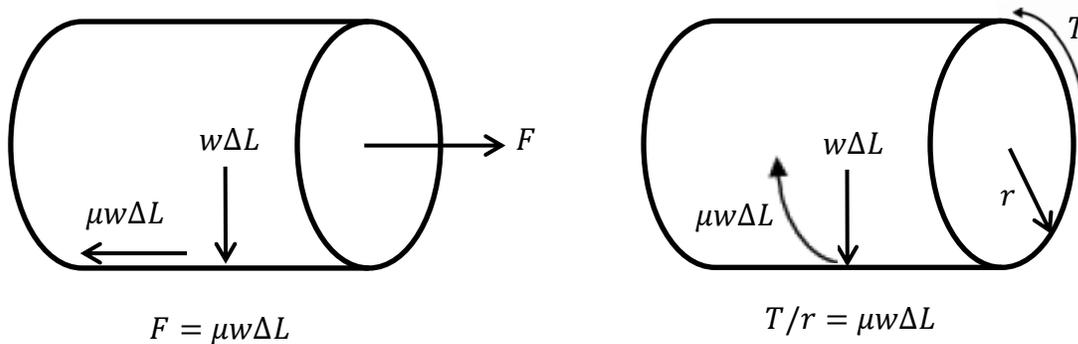


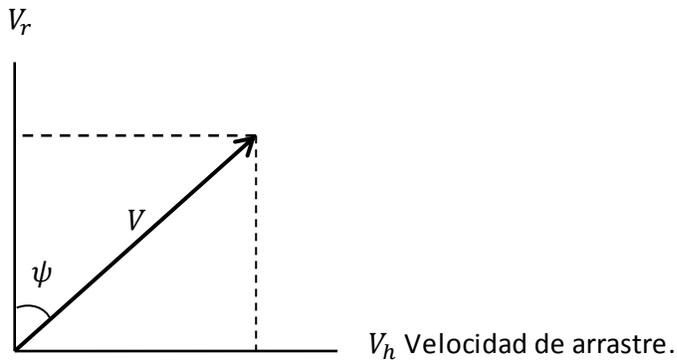
Figura 1(C) Torque y arrastre en un elemento tubular.

### Movimiento combinado para secciones rectas:

El siguiente modelo es desarrollado para conocer el efecto combinado de la rotación y el movimiento axial como función de la velocidad de arrastre y la velocidad rotacional.

Durante el movimiento combinado, una velocidad resultante  $V$  deriva de la velocidad axial  $V_h$  y velocidad tangencial  $V_r$  y ángulo que se forma entre las dos velocidades es definido en la siguiente figura:

Velocidad tangencial rotatoria.



**Figura C2- Relación entre la velocidad axial y rotacional.**

La figura 2(C) muestra las velocidades superficiales que hay en la tubería durante el movimiento combinado. Las cuales se definen por lo siguiente:

$$V_h = \text{velocidad de arraste (levantamiento o bajada)} \left[ \frac{m}{s} \right].$$

$$V_r = \text{velocidad tangencial debido a la rotación} \left[ \frac{m}{s} \right].$$

ó:

$$V_r = \frac{2\pi \times r}{60} N_r$$

Dónde:

$$r = \text{radio [m]}.$$

$N_r = \text{revoluciones [rpm]}$ .

Aadnoy asume que el valor de la fricción axial/tangencial es proporcional sus respectivas velocidades, por lo tanto ángulo  $\psi$  del vector fricción es igual a:

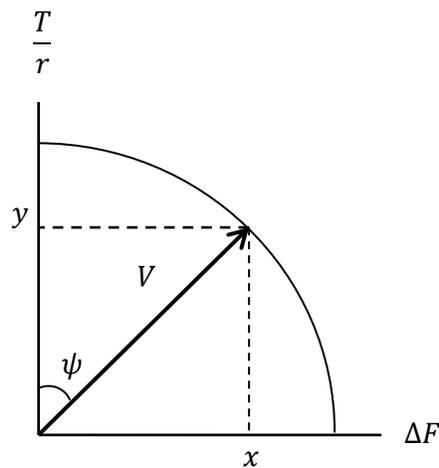
$$\psi = \tan^{-1} \left( \frac{V_h}{V_r} \right) \quad \text{C.1}$$

Para una sección recta de la tubería, las fuerzas de fricción axial y tangencial, se definen por las siguientes ecuaciones:

$$FF_{\text{axial}} = \mu \times \beta w \Delta L \sin \alpha \quad \text{C.2}$$

$$\frac{T}{r} = \mu \times \beta w \Delta L \sin \alpha \quad \text{C.3}$$

Como se puede apreciar en las formulas C.2 y C.3, las fuerzas de fricción son las mismas para el arrastre y la rotación. Para el movimiento combinado, la fuerza friccional resultante es contante, como se muestra en la figura 3(C):



**Figura C3- Relación entre fuerzas de fricción de torque y arrastre para secciones rectas.**

Para determinar las fuerzas durante el movimiento combinado, primero se determina la velocidad de arrastre y la velocidad rotacional, después se calcula el ángulo  $\psi$ , para después calcular el torque y arrastre resultante con las siguientes ecuaciones:

$$F_2 = F_1 + (\beta w \Delta L \cos \alpha \pm \mu \beta w \Delta L \operatorname{sen} \alpha \cos \Psi) \quad \text{C.4}$$

$$\frac{T}{r} = \mu \beta w \Delta L \operatorname{sen} \alpha \cos \Psi \quad \text{C.5}$$

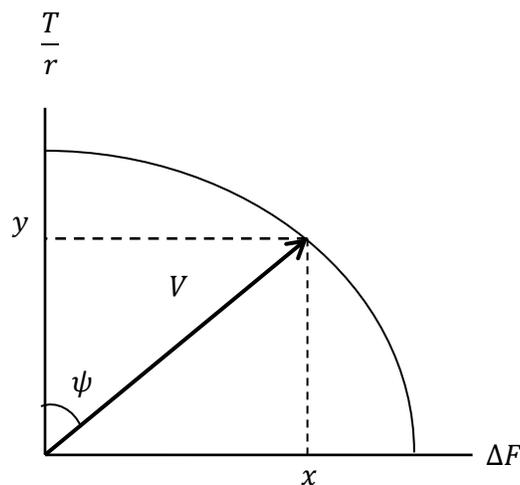
### Movimiento combinado para secciones curvas.

Las fuerzas friccionales involucradas en una sección curva son:

$$\Delta F = F_1 (e^{\pm|\theta|}) \quad \text{C.6}$$

$$\frac{T}{r} = \mu F_1 |\theta| \quad \text{C.7}$$

Para este caso la fuerza friccional resultante del movimiento combinado no es constante, debido a. El vector de la fuerza friccional resultante en este caso se representa con una elipse, como se muestra:



**Figura C4- Relación entre fuerzas de fricción de torque y arrastre para secciones curvas.**

Por lo tanto expresando la figura anterior mediante la ecuación de la elipse tenemos que:

$$\left(\frac{y}{T/r}\right)^2 + \left(\frac{x}{\Delta F}\right)^2 = 1 \quad \text{C.8}$$

Las fuerzas resultantes de torque y el arrastre durante el movimiento combinado, se expresan de la siguiente manera:

$$F_2 = F_1 + F_1(e^{\pm|\theta|} - 1) \sin \psi + \Delta L \beta w \left\{ \frac{\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \right\} \quad \text{C.9}$$

$$T = \mu r F_1 |\theta| \cos \psi \quad \text{C.10}$$

Cuando  $\psi$  es igual a  $90^\circ$ , significa que no hay rotación durante el movimiento axial y cuando  $\psi$  es igual a  $0^\circ$  no hay movimiento axial durante la rotación.

## Apéndice D- Información detallada del pozo F-9 AYT4.

**Tabla D1- Especificaciones de la sarta de perforación (pozo F-9 AYT4).**

Herramienta	Longitud [m]	Profundidad [m]	Díámetro externo [mm]	Peso unitario [kg/m]
Tubería de perforación	4374.726	4374.73	168.28	43.25
Combinación	1.07	4375.8	184.15	142.57
Tubería de perforación	2340.99	6716.79	149.22	39.7
Combinación	1.09	6717.88	168.28	106.54
Tubería de perforación	1650.83	8368.71	127	34.14
Tubería de perforación pesada	27.3	8396.01	127	73.96
Acelerador.	11.28	8407.29	168.28	135.24
Tubería de perforación pesada	81.8	8489.09	127	73.96
Martillo mecánico	9.24	8498.33	171.45	103.27
Tubería de perforación pesada	27.34	8525.67	127	73.96
Estabilizador ajustable	2.972	8528.64	171.45	132.79
LWD	9.4	8538.04	172.97	150
Válvula de pie	0.93	8538.97	171.75	106.54
Rimador	4.14	8543.11	215	77.24
Combinación	2.31	8545.42	171.75	156.36
Estabilizador ajustable	2.972	8548.39	171.45	137.36
Herramienta MWD	5.66	8554.05	174.62	142.82
LWD	3.6	8557.65	169.93	150
LWD	5.64	8563.29	209.55	142.82
LWD	9.45	8572.74	212.73	138.55
LWD	2.8	8575.54	171.45	142.82
Combinación	7.08	8582.62	212.73	142.82
Barrena triconica.	0.38	8583	215.9	133.93

## Apéndice E- Información detallada del pozo real 1.

**Tabla E1- Especificaciones de la sarta de perforación introducida al pozo horizontal de México.**

Herramienta	Longitud [m]	Profundidad desarrollada [m]	Diametro externo [in]	Peso unitario [kg/m]
Barrena PDC 6 1/8" MS1613UBPX	0.2	0.2	6.13	0.00
Sistema Rotatorio PowerDrive 4 3/4" x 6'	4.46	4.66	6.00	75.06
Receiver Liso c/VCP	2.14	6.8	5.50	69.27
IMPulse 20k Medium Flow	10.2	17	5.25	74.41
SonicScope 475 c/ 5 3/4" Stabilizer	9.52	26.52	5.75	103.00
ADN-4 c/ 5 7/8" Stabilizer	7.64	34.16	5.88	92.65
DC Monel 4 3/4"	8.78	42.94	4.75	69.27
Combinacion NC-38 (Pin) x XT39 (caja)	0.36	43.3	5.00	81.09
4" 14.00 DPG, Class 2 (114 joints)	1073.69	1116.99	5.25	23.66
Combinacion XT39 (Pin) x 4" FH (caja)	0.79	1117.78	5.13	71.64
21 HWDP 4" (21 joints)	196.84	1314.62	5.25	43.01
Combinacion 4" FH (Pin) x NC-50 (caja)	0.38	1315	6.44	102.44
Martillo Hidraulico 6 1/2"	9.93	1324.93	6.50	108.23
5" 19.50 DPX, 10% Wear (126 joints)	1186.56	2511.49	6.63	31.91
5" 19.50 DPG, 10% Wear (54 joints)	513.51	3025	6.63	33.42

Tabla de herramientas propuestas por el programa de perforación:

**Tabla E2- Especificaciones de la sarta de perforación propuesta en el programa de perforación del pozo horizontal de México.**

Herramienta	Longitud [m]	Profundidad desarrollada [m]	Diametro externo [in]	Peso unitario [kg/m]
Barrena 6 1/8"	0.25	0.25	6.125	
4-3/4" Sistema Rotatorio	7.9	8.15	4.75	57.03
VCP 4 3/4" - OD 4.75"	0.3	8.45	4.75	69.94
4-3/4" MWD	3.35	11.8	4.75	66.97
LWD 4.75"	9	20.8	4.75	110.51
LWD 4.75"	4	24.8	4.75	69.94
4-3/4" Lastrabarrena no magnético	9	33.8	4.75	69.69
Combinación - OD 4.75"	0.3	34.1	4.75	69.69
4" Drill Pipe 14.00# - G105 - Class I	1026	1060.1	4	23.29
Combinación - OD 4.50"	0.3	1060.4	4.5	62.50
4-3/4" Martillo	6.04	1066.44	4.75	103.43
4-3/4" Drill Collar	81	1147.44	4.75	69.69
Combinación - OD 4.75"	0.3	1147.74	4.75	69.69
4" HWDP 28.00#	108	1255.74	4	44.20
Combinación - OD 5.00"	0.3	1256.04	5	74.69
5" Drill Pipe 19.50# - G105		Hasta superficie	5	34.33

Equipo de perforación:

**Tabla E3- Capacidades del equipo de perforación y sus componentes utilizados en para perforar el pozo horizontal de México.**

Unidad/Componente	Marca	Modelo	Capacidad/potencia
Malacate	IDECO	E-2100	2000 HP (Freno de tambor)
Torre/Mástil	IDECO	CMEFM-150-1000	454 Ton y 6500 metros de profundidad
Corona	IDECO	1 3/8"	357 Ton (12 líneas)
Polea viajera y gancho	IDECO	UTB-525-6-50	525 Ton
Unión Giratoria	IDECO	TL-400	400 Ton
Top Drive	TESCO	650T HCI(S)	650T/1205 HP
Ancla	NATIONAL	E-2100	100,000 LBS
Sistema de control y conversión de potencia		PCR (5 SCR'S)	Tipo caseta planta de luz
Sistema de generación	EMD	12-645-E1	3 motores de 1500 HP y 3 generadores
Bombas para lodos	EMSCO	F1000	2 bombas triplex de 1000 HP
Sistema BOP	KOOMEY	T-80	3000 PSI