



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

METODOLOGIA TENTATIVA PARA EVITAR LA COLISION ENTRE POZOS DIRECCIONALES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MELCHOR ERNESTO RAMIREZ MARTINEZ



DIRECTOR DE TESIS: DR. DANIEL GARCIA GAVITO

281677

CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO, D.F.

AGOSTO DE 2000



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-780

SR. MELCHOR ERNESTO RAMIREZ MARTINEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Daniel García Gavito y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**METODOLOGIA TENTATIVA PARA EVITAR LA COLISION ENTRE POZOS
DIRECCIONALES**

- I INTRODUCCION**
- II PERFORACION DIRECCIONAL**
- III DETERMINACION DEL CURSO REAL**
- IV ELIPSE DE INCERTIDUMBRE**
- V NORMAS Y PRACTICAS ANTICOLISION DE POZOS**
- VI PROCEDIMIENTO TENTATIVO PARA EVITAR LA COLISION DE POZOS**
- VII RECOMENDACIONES PARA REDUCIR LA INCERTIDUMBRE EN LA POSICION DEL POZO**
- VIII CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 6 de julio del 2000
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

TITULO:

**METODOLOGÍA TENTATIVA PARA EVITAR LA COLISIÓN ENTRE POZOS
DIRECCIONALES**

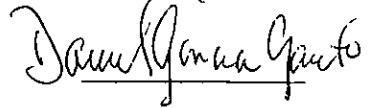
DIRECTOR DE TESIS:

DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

PRESIDENTE: ING.SALVADOR MACÍAS HERRERA



VOCAL: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO



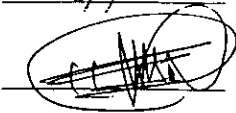
SECRETARIO M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ



1ER. SPTE ING. NORMA MUÑOZ GARCÍA



2DO. SPTE. M.I. MAXIMINO MEZA MEZA



Ciudad Universitaria, México D.F., Julio 19 de 2000

AGRADECIMIENTOS

A nuestro padre celestial, por iluminarme y guiarme en todo momento por el camino correcto, en lo espiritual y material.

A mi padre, Ernesto Ramírez, por su ejemplo, confianza, apoyo y cariño.

A mi madre, Mirna Martínez, por impulsarme y apoyarme siempre, por su inmenso amor; gracias por ser la mejor mamá.

A mis hermanos, Socorro, Elizabeth, Pilar, Concepción, Mirna, Aureliano, Wilberto, y muy especialmente a José, por poner con mucho entusiasmo e ilusión la primera piedra de mi proyecto profesional, tal vez sin ti esto no sería posible.

A Silvia Reynoso, mi gran amor, gracias por acompañarme en la vida, por tu paciencia, apoyo y comprensión. Te amo.

A Citali y Kevin, dos soles que Dios me regaló para iluminar mi vida. Deseo de corazón que mi ejemplo los impulse siempre a ser mejores. Los quiero de aquí al cielo, de ida y vuelta.

A la familia Cachón Sansores, por la hospitalidad y apoyo, a María Elena, la mejor prima, a Pépe, a tía Blanca, a tío Mechito, y especialmente a tío Diego, por la confianza. Gracias por todo, que ha sido mucho.

A la familia Cao-Romero Gurrola, de manera especial a la tía Cóquis, porque en los momentos difíciles siempre ha estado presente para brindar el apoyo necesario, además de su gran amor, un agradecimiento especial.

A la Lic. Layda Sansores San Román, por la confianza y apoyo sincero durante el tiempo de estancia en el D.F.

A Luis Martínez, un buen amigo, en los buenos y malos momentos. Tarde pero llegamos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi Alma Mater; la mejor universidad de México.

A la Facultad de Ingeniería, a mis maestros, por darme la mejor formación profesional; a mis compañeros, también de ellos aprendí.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, por apoyarme y darme la oportunidad de desarrollar mi trabajo de tesis.

Al Dr. Daniel García Gavito; director de tesis, por su guía y asesoría, por su tiempo. Un formador de profesionales de la industria petrolera.

Al Ing. Rodolfo Rodríguez Arenas, asesor interno del I.M.P., por su apoyo, confianza y amistad.

Un agradecimiento especial al Ing. Joaquín Mendiola Sánchez, por la confianza y el apoyo sincero. Por el tiempo dedicado a la revisión de tesis y sus valiosos consejos.

Al ingeniero Eliséo Alvarez, por su apoyo, asesoría, amistad y confianza, gracias de corazón.

A los ingenieros José Luis Cázares, Alonso Plata, Mario García, compañeros del I.M.P., por su confianza y amistad.

A los buenos amigos de Servicios Escolares de la Facultad de Ingeniería, a la Sra. Mireya Fernández, a Maripaz, Silvia, Cordelia, Jorge, Miguel, Leobardo, etc., etc.

CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN	1
2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	3
2.1 Motivos de la perforación direccional	3
2.1.1 Desarrollo de campos marinos	3
2.1.2 Perforación de pozos de alivio	4
2.1.3 Perforación de estructuras afalladas o intervalos múltiples	5
2.1.4 Localizaciones superficiales inaccesibles	6
2.1.5 Desviación de un pozo	7
2.2 Planeando la trayectoria del pozo	9
2.3 Tipos de trayectorias	10
2.3.1 Pozo tipo Slant	10
2.3.2 Pozo tipo S	12
2.4 Métodos de perforación	13
2.4.1 Selección del aparejo	13
2.4.2 Método de radio largo	15
2.4.3 Método de radio medio	16
2.4.4 Método de radio corto	17
3 DETERMINACIÓN DEL CURSO REAL	20
3.1 Cálculos de mediciones	21
3.2 Método tangencial	22
3.3 Método tangencial balanceado	24
3.4 Método del ángulo medio	26
3.5 Método de radio de curvatura	27

3.6	Método de mínima curvatura	31
3.7	Principales factores que afectan a las mediciones	34
3.7.1	Corrección por combamiento	34
3.7.2	El campo magnético y sus efectos en las mediciones	34
3.7.3	Intensidad total del campo magnético	38
3.7.4	Angulo de inclinación magnética	39
3.7.5	Angulo de declinación magnética	39
3.7.6	Interferencia magnética	41
3.7.7	Interferencia magnética de la sarta de perforación	42
3.7.8	Corrección para la interferencia magnética de la sarta de perforación	44
3.7.9	Estimación de la interferencia magnética de la sarta de perforación	44
4	ELIPSE DE INCERTIDUMBRE	47
4.1	Modelo del error sistemático	47
4.2	Fuentes físicas de error	50
4.2.1	Error de azimuth o de brújula	50
4.2.2	Errores de la brújula magnética	50
4.3	Errores del giroscopio	52
4.4	Desalineación y error de inclinación verdadero	54
4.5	Medición de la profundidad	55
4.6	Conversión de los errores de medición en la posición de incertidumbre	55
4.7	Cuantificación de los valores del error	57
4.8	Discusiones y futuros desarrollos	58
4.9	Métodos para calcular la incertidumbre	61
4.9.1	Método del cono simple	61
4.9.2	Método Shell	62
4.9.3	Método Wolff y deWardt	63
4.9.4	Método topográfico	63

4.10	Herramientas medidoras y su descripción	64
4.11	Ejemplo numérico para calcular la elipse de incertidumbre	68
5	NORMAS Y PRÁCTICAS ANTICOLISIÓN DE POZOS	74
5.1	Geological survey, MMS, gobierno de los E.E.U.U.	74
5.2	Federal register, MMS, gobierno de los E.E.U.U.	75
5.3	Code of federal regulations, MMS, gobiernos de los E.E.U.U.	76
5.3.1	Pruebas, mediciones y muestreos	76
5.4	Prácticas desarrolladas por la compañía Statoil	77
5.4.1	Requerimientos generales para las operaciones	77
5.4.2	Localización de la instalación	77
5.4.3	Indicación de la posición	78
5.4.4	Control direccional	78
5.4.5	Distancia mínima aceptada entre pozos	78
5.4.6	Implementación de operaciones	79
6	PROCEDIMIENTO TENTATIVO PARA EVITAR LA COLISIÓN DE POZOS	81
7	RECOMENDACIONES PARA REDUCIR LA INCERTIDUMBRE EN LA POSICIÓN DEL POZO	84
7.1	Problemas en pozos cercanos a la vertical	84
7.2	Errores en las mediciones	85
7.3	Fuentes de error	85
7.3.1	Elección del procedimiento para calcular la posición	85
7.3.2	Errores relacionados con el propio instrumento	85
7.3.3	Errores relacionados con el ambiente del pozo	86
7.3.4	Errores relacionados con la profundidad de medición	86
7.3.5	Errores en las lecturas o en los reportes de las mediciones	86

7.4 Recomendaciones para reducir los errores de medición	86
7.4.1 Instrumentos magnéticos	86
7.4.2 Instrumentos giroscópicos	87
7.4.3 Prácticas para realizar buenas mediciones	87
7.4.4 Programa de medición	87
7.4.5 Estimación del error en la posición del pozo	87
8 CONCLUSIONES	89
NOMENCLATURA	91
BIBLIOGRAFÍA	93
APÉNDICE A	A-1

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Desarrollo de campos marinos	4
Figura 2.2	Estructura afallada	5
Figura 2.3	Perforación de intervalos múltiples	6
Figura 2.4	Desarrollando un campo debajo de una ciudad	7
Figura 2.5	Desviando alrededor de un pescado	8
Figura 2.7	Pozo tipo "slant"	11
Figura 2.8	Pozo tipo "S"	12
Figura 2.9	Comparación de métodos de radio largo, medio y corto	18
Figura 3.1	Método tangencial	22
Figura 3.1.a	Método tangencial	23
Figura 3.2	Método tangencial balanceado	24
Figura 3.2.a	Método tangencial balanceado	25
Figura 3.3	Método del ángulo medio	26
Figura 3.3.a	Método del ángulo medio	27
Figura 3.4	Método del radio de curvatura	29
Figura 3.4.a	Método del radio de curvatura	30
Figura 3.5	Método del radio de curvatura	32
Figura 3.6	Núcleo magnético de la tierra	35
Figura 3.7	Fluctuaciones en el campo magnético de la tierra	36
Figura 3.8	Orientación de los componentes vectoriales	37
Figura 3.9	Angulo de inclinación magnética	39

Figura 3.10	Angulo de declinación magnética	40
Figura 3.11	Relación entre el azimut y el norte magnético	41
Figura 3.12	Magnetismo de la sarta de perforación	42
Figura 3.13	Interferencia de la sarta de perforación	43
Figura 3.14	Requerimientos de lastrabarrenas no magnéticos	44
Figura 4.1	Relación entre errores sistemáticos y la incertidumbre	49
Figura 4.2	Definición de los ejes del elipsoide de incertidumbre	56
Figura 4.3	Posición de incertidumbre lateral en pozos direccionales	60
Figura 4.4	Método del cono simple	62
Figura 4.5	Elipse de incertidumbre resultante del ejemplo numérico	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Criterios de selección para determinar el método de perforación	19
Tabla 3.1	Comparación de métodos de medición	33
Tabla 4.1	Niveles de confianza para una, dos y tres dimensiones	57
Tabla 4.2	Herramientas medidoras y su descripción	64

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

El alto costo de la perforación, así como las profundidades perforadas, han incrementado la importancia de conocer con precisión en dónde se encuentra localizado el pozo, y esto a la vez ha provocado un correspondiente incremento en la variedad de métodos para llevar a cabo mediciones direccionales en pozos.

La tecnología de perforación continua demandando métodos más precisos para poder determinar la localización de la trayectoria de un pozo. Se han desarrollado varios métodos de cálculo, algunos de los cuales se adaptan fácilmente para ser usados en campo, mientras otros requieren del apoyo de una computadora.

Es importante resaltar que los errores inherentes a los métodos simples sobre cálculos de mediciones en pozos pueden conducir a malas estimaciones sobre la posición del pozo. Estos errores pueden producir problemas mayores en la perforación, por lo tanto, deben ser eliminados por las siguientes razones:

1. Cuando varios pozos son perforados muy cercanamente, existe una posibilidad muy alta de que las trayectorias colisionen.
2. En el caso de E.U., es necesaria una medición precisa cuando la trayectoria de un pozo está próxima al límite de una propiedad.⁽²⁾
3. Cuando los objetivos son pequeños y están localizados a grandes profundidades, se requiere un mínimo error.
4. Una medición precisa de un pozo cerrado proporciona un buen objetivo para un pozo de alivio, en caso de requerirse.
5. Debe obtenerse la trayectoria precisa del pozo en una región donde existe un gran número de pozos perforados.
6. La perforación de un pozo debe ser acompañada por mediciones precisas de la trayectoria del pozo para evitar la intersección de dos pozos perforados debajo de una plataforma marina.
7. Debe obtenerse la información precisa relativa al tamaño y localización de diferentes capas de la formación, para usos futuros en la planeación de trayectorias de pozos.
8. Localizar una formación y tener una definición geológica correcta con respecto a alguna falla o discontinuidad.⁽²⁾

9. Para determinar el espesor de un yacimiento.

Entre otras razones, por ello, los objetivos del trabajo de tesis fueron los siguientes:

- 1 Se desarrolló un procedimiento para construir la elipse de incertidumbre alrededor de un pozo con base en la información y prácticas recientes, en la perforación de pozos direccionales.
- 2 Se elaboró una metodología para evitar la colisión de pozos direccionales, en plataformas marinas.

Para conseguir los objetivos planteados se desarrollaron los siguientes capítulos:

En el capítulo 2 se explican los motivos de la perforación direccional, los tipos de trayectorias de pozos, los métodos de perforación: radio largo, radio medio y radio corto.

En el capítulo 3 se presentan los métodos que se aplican para conocer la posición del pozo: método tangencial, tangencial balanceado, ángulo medio, radio de curvatura y mínima curvatura. También se presentan los principales factores que afectan a las mediciones; como el combamiento, los efectos del campo magnético y la interferencia magnética.

En el capítulo 4 se explica con detalle el método de Wolff y deWardt para calcular la elipse de incertidumbre en un pozo, también se mencionan los métodos que tienen más aplicación en la actualidad, describiendo sus ventajas y desventajas, como los métodos del cono simple, Shell y topográfico. Se presentan las herramientas medidoras más comunes, su descripción y la lista de proveedores. Por último se realiza un ejemplo numérico, con valores reales, para calcular la elipse de incertidumbre aplicando el método de Wolff y deWardt.

En el capítulo 5 se presentan las normas anticolidión de pozos que existen actualmente, vigentes en los Estados Unidos de Norteamérica, en virtud de que en México no existe normatividad al respecto; así como un procedimiento de la compañía Statoil.

En el capítulo 6 se desarrolla un procedimiento tentativo para evitar la colisión entre pozos direccionales.

En el capítulo 7 se realizan recomendaciones para reducir la incertidumbre en la posición del pozo, durante el proceso de perforación y medición.

En el capítulo 8 se presentan las conclusiones.

CAPÍTULO 2

PERFORACIÓN DIRECCIONAL

2.1 MOTIVOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo determinado. El control de la desviación consiste en procurar que el pozo contenga, dentro de algunos límites preestablecidos relativos al ángulo de inclinación, la distancia horizontal de la vertical, o ambos.⁽¹⁰⁾

Sin embargo, la perforación es un proceso tridimensional. La barrena no solamente penetra verticalmente sino que puede, o no, ser desviada intencionalmente en los planos X-Y.

El plano "X" está definido como el plano de la dirección, y el plano "Y" como el plano de la inclinación. Los ángulos asociados con los desplazamientos de los planos "X" y "Y" son llamados ángulos de dirección e inclinación, respectivamente.

La perforación direccional controlada de un pozo petrolero, ya sea debido a problemas de perforación en el área o a consideraciones económicas, tiene muchas aplicaciones.

En un gran número de casos se han descubierto campos debajo de centros de población, y la única manera para desarrollarlos económicamente ha sido con el uso de la perforación direccional. Los obstáculos naturales como montañas u otros rasgos topográficos severos frecuentemente obstruyen la construcción de localizaciones superficiales e impiden la perforación de pozos verticales.

2.1.1 DESARROLLO DE CAMPOS MARINOS

Esta es una de las aplicaciones más usuales de la perforación direccional pues debido al costo de las instalaciones marinas, resulta incosteable el empleo de plataformas para perforar y explotar únicamente pozos verticales. Por ello se practica la perforación de varios pozos direccionales desde una misma plataforma marina.

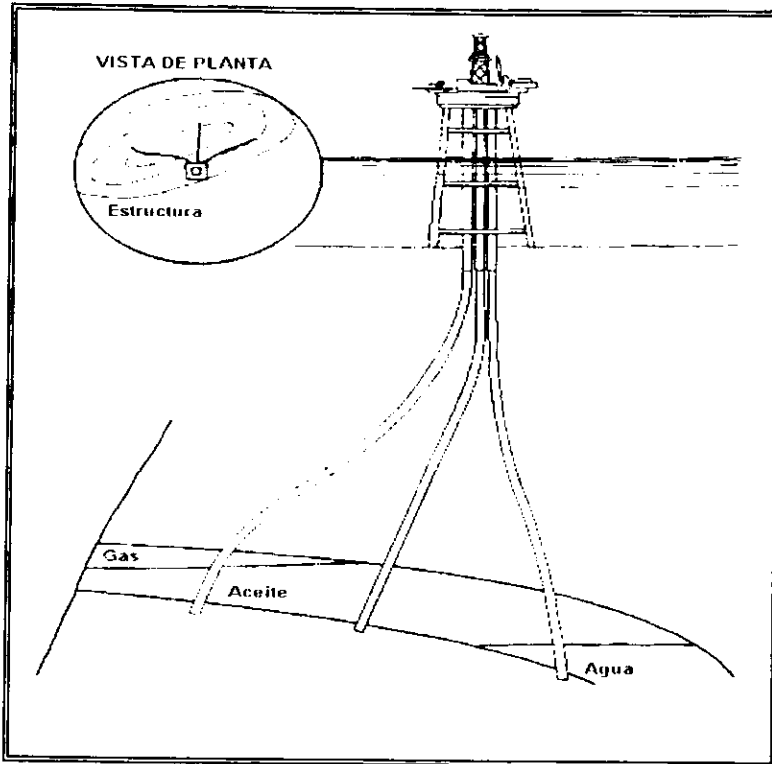


Fig. 2.1 Desarrollo de campos marinos⁽¹⁰⁾

2.1.2 PERFORACIÓN DE POZOS DE ALIVIO

En ciertas ocasiones, durante la perforación de un pozo, se llega a perder el control del mismo, dando como resultado un reventón. Algunas veces se hace necesario perforar un pozo direccional que intercepte al pozo descontrolado, o bien, que llegue lo suficientemente cerca de él, de tal manera que se establezca una vía de comunicación entre los dos pozos, a través de la cual se puedan inyectar fluidos a presión que permitan recuperar el control del pozo.

2.1.3 PERFORACIÓN DE ESTRUCTURAS AFALLADAS O INTERVALOS MÚLTIPLES.

Existen casos en donde la perforación vertical presenta un serio problema operacional o económico. En estos casos, la perforación direccional puede ser aplicada para resolver estos problemas.

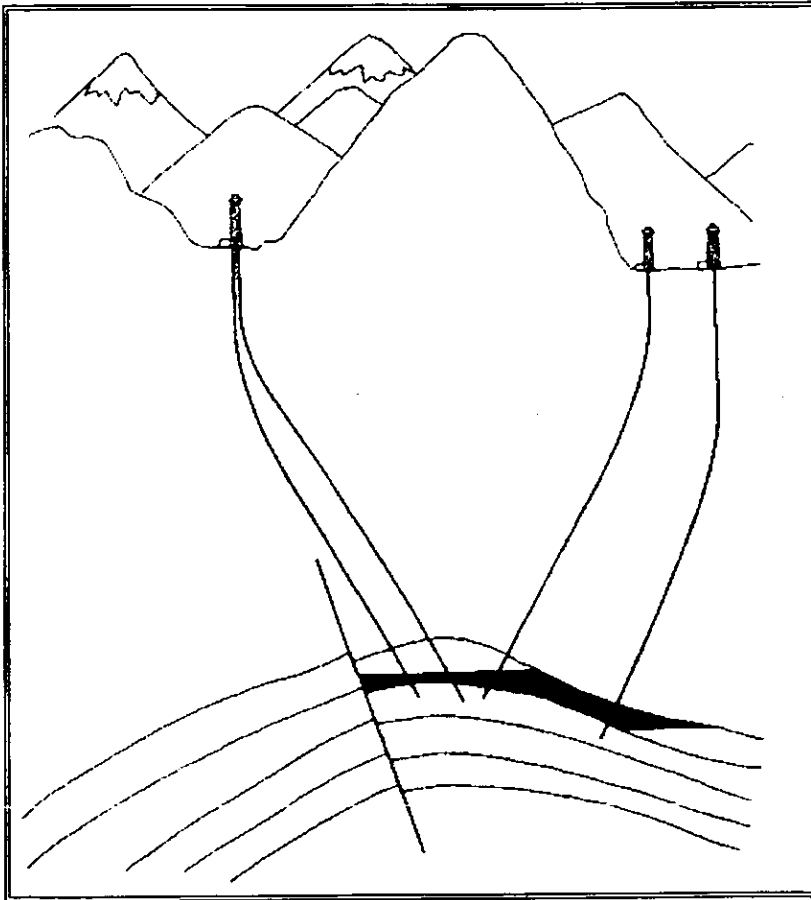


Figura 2.2 Estructura afallada^[10]

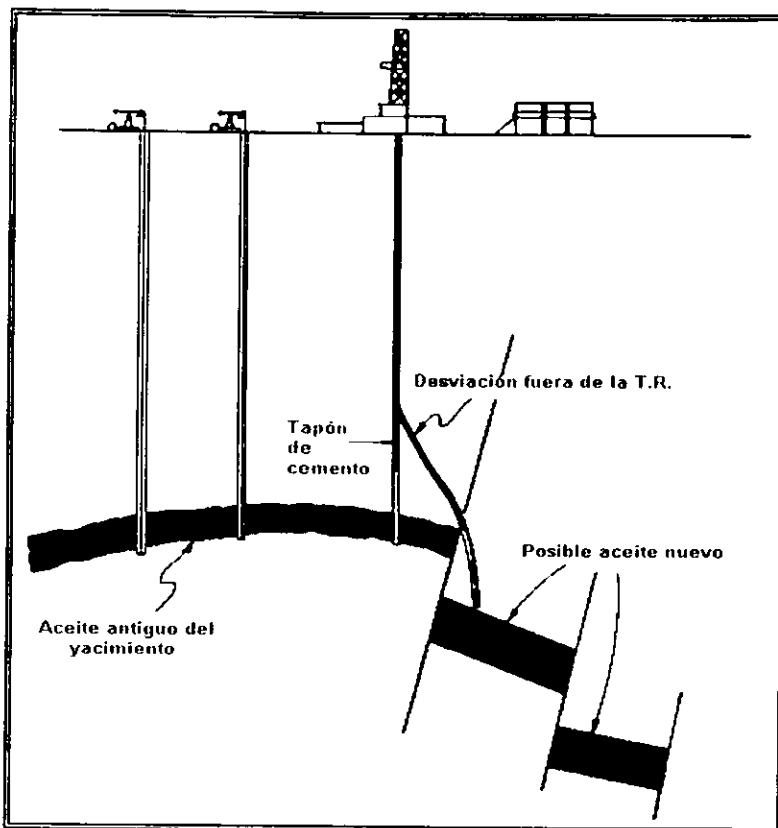


Figura 2.3 Perforación de intervalos múltiples⁽¹⁰⁾

La perforación direccional en intervalos múltiples se lleva a cabo, principalmente, con el objeto de aprovechar los yacimientos que se encuentran de manera escalonada en una formación.

2.1.4 LOCALIZACIONES SUPERFICIALES INACCESIBLES.

En muchas ocasiones los pozos no pueden ser perforados verticalmente por la existencia de obstáculos naturales o zonas urbanas, los cuales evitan que el equipo de perforación pueda ser colocado directamente sobre la localización deseada, o conveniente. Por ejemplo, cuando el yacimiento se encuentra sobre un lago o una zona de difícil acceso.⁽¹⁰⁾

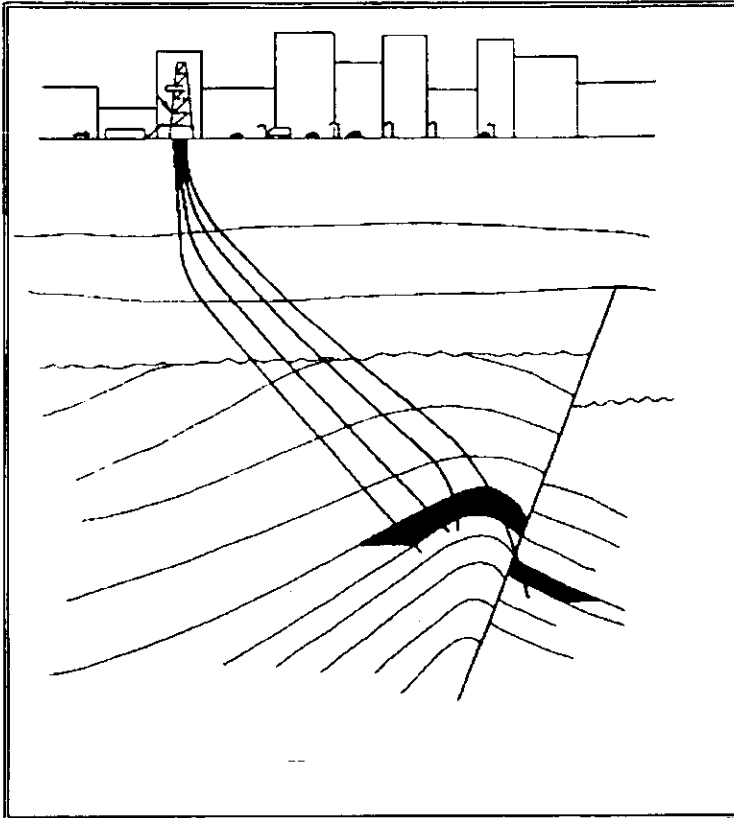


Figura 2.4 Desarrollando un campo debajo de una ciudad⁽¹⁰⁾

En algunas situaciones no existe otra alternativa más que perforar un pozo direccional. Por ejemplo, en un lugar donde exista un lago encima de un yacimiento, el lago puede ser el único recurso para beber agua en el área, y de este modo pueden existir restricciones ambientales que prohíben el uso de cabezales y equipos de perforación.

2.1.5 DESVIACIÓN DE UN POZO

La desviación hacia fuera del agujero, del pozo existente, es otra aplicación de una perforación direccional. Esta desviación puede hacerse para evitar una obstrucción (pescado) en el agujero del pozo original, o para explorar horizontes adicionales en sectores adyacentes en el campo.

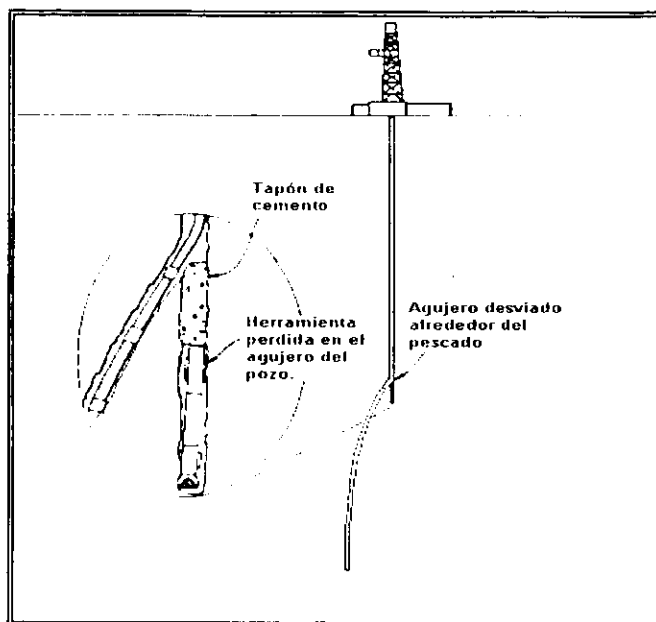


Figura 2.5 Desviando alrededor de un pescado⁽¹⁰⁾

En caso de que durante la perforación se presente un accidente mecánico y se tenga que dejar el pescado en el pozo, al transcurrir un tiempo razonable para llevar a cabo las maniobras de pesca y no se resuelva el problema, antes de taponar y abandonar el pozo debe considerarse la perforación direccional como una alternativa para llegar al objetivo, con un cierto desplazamiento horizontal. De esta manera se puede salvar el pozo y la inversión inicial realizada.

Las presiones ambientales han incrementado el uso de la perforación direccional. En algunas áreas no es posible desarrollar un campo haciendo caminos para cada localización y perforar un pozo vertical.

En cambio, en instalaciones costa afuera, las plataformas de perforación pueden perforar un número alto de pozos (hasta 12 pozos, convencionalmente). No solamente se ha registrado un incremento de la perforación direccional, los programas de trayectorias están siendo más complicados y la perforación direccional está siendo aplicada en situaciones y áreas donde no era común. En desarrollos de formaciones de rocas ígneas, los pozos direccionales están siendo perforados en granitos duros y en rocas ígneas y metamórficas. Los proyectos geotérmicos han sido desarrollados con pozos direccionales.

Como los costos del desarrollo de campos se han incrementado; en aguas profundas, localizaciones remotas, ambientes hostiles y zonas de producción profundas; el uso de la perforación direccional también se ha incrementado.

2.2 PLANEANDO LA TRAYECTORIA DEL POZO

El primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional es el diseño del camino del agujero del pozo, o trayectoria, para interceptar un objetivo dado. El diseño inicial puede proponer varios tipos de caminos que pueden ser perforados económicamente. El segundo paso es el plan, que puede incluir los efectos de la geología en las conexiones de fondo que serán usadas, y otros factores que pueden influir en la trayectoria final del agujero del pozo.

La selección de la configuración dependerá principalmente de los siguientes factores: de las características de la estructura geológica, del espaciamiento entre pozos, de la profundidad vertical y del desplazamiento horizontal del objetivo.⁽¹⁰⁾

Los parámetros necesarios en la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en la cual se llevará a cabo la perforación.

De esta zona se deben conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical del objetivo. Se deberán considerar los siguientes factores⁽¹⁰⁾

▪ Características del objetivo

La forma, tamaño y profundidad vertical del objetivo son parámetros básicos que pueden obtenerse de estudios realizados en la zona. La correcta caracterización de las formaciones que se atravesarán constituye el factor básico para la selección de las condiciones óptimas de operación durante la perforación del pozo.

▪ Localización del equipo

La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. Debe aprovecharse la tendencia que presentan algunas formaciones de desviar el curso de la barrena, o de mantener su rumbo, conforme ésta gira, de tal manera que sea dirigida hacia el objetivo, según la trayectoria planeada.

El conocimiento de la tendencia de desviación y el tipo de formaciones determinará la posición del equipo de perforación, la profundidad de inicio de desviación, y en consecuencia, el desplazamiento horizontal hacia los objetivos.

▪ Tendencia a desviar el curso de la barrena.

Para la perforación de un pozo direccional, se han fijado algunas restricciones en la desviación:

En el tramo vertical el pozo debe mantenerse dentro de un cilindro imaginario de 25 pies de radio, mientras que en la sección desviada no debe salirse de un cilindro de 50 pies de radio, alcanzando el objetivo con un diámetro de 50 pies. Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.

- **Diámetro del pozo**

El diámetro del pozo, y en consecuencia el programa de tuberías de revestimiento, son parámetros que dependen de la profundidad del objetivo, características de las formaciones que se van a perforar y de la producción esperada.

- **El tipo de fluido que se utilizará**

El tipo de lodo que se utilizará, así como las características de lubricación y arrastre, son factores que deben ser supervisados continuamente durante la perforación.

2.3 TIPOS DE TRAYECTORIAS⁽¹⁰⁾

Dependiendo del problema que se tenga, se elegirá el tipo de trayectoria del pozo que se perforará. La experiencia acumulada por la perforación de otros pozos en la zona será un factor muy importante para el cálculo del proyecto, ya que de ahí se puede afinar el programa de lodos, la profundidad de inicio de la desviación, el programa de tuberías de revestimiento, etc.

En general, las trayectorias de los pozos direccionales pueden clasificarse en dos tipos: tipo "Slant" y tipo "S".

2.3.1 POZO TIPO "SLANT"

En este tipo de pozos el ángulo de desviación se incrementa a un cierto número de grados por cada 30 metros (100 pies), hasta obtener el ángulo máximo permitido. Una vez que se alcanza, éste es mantenido hasta alcanzar el objetivo.

Los datos necesarios para calcular una trayectoria tipo "Slant" son⁽¹⁰⁾

- **Profundidad vertical al objetivo.**

Este dato no es posible de modificar ya que es función de la profundidad a la cual se encuentra el yacimiento.

- **Desplazamiento horizontal al objetivo.**

Este valor es función de la colocación superficial que tenga el equipo de perforación, se supone que dicha localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar, por lo tanto puede considerarse un dato fijo.

▪ **Profundidad de inicio de desviación.**

Este dato debe ser obtenido considerando las características de la formación a perforar, ya que se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves o medianamente suaves, además es conveniente que las zonas geopresionadas se atraviesen con un ángulo constante. Puede considerarse que la profundidad de inicio de desviación y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

▪ **Ritmo de incremento de ángulo**

Si el espesor y la tendencia de presurización de las formaciones esperadas lo permiten, se pueden utilizar diferentes velocidades de incremento para calcular la trayectoria.

Los pozos tipo "Slant" pueden, a su vez, dividirse en pozos con punto inicial de desviación somero y con punto de desviación profundo, dependiendo de la profundidad a la cual se inicie el incremento de ángulo. Cuando el punto inicial es muy profundo, la sección perforada con el ángulo máximo alcanzado puede ser muy pequeña, o no existir. En este último caso, el objetivo es alcanzado al terminar el incremento de ángulo.

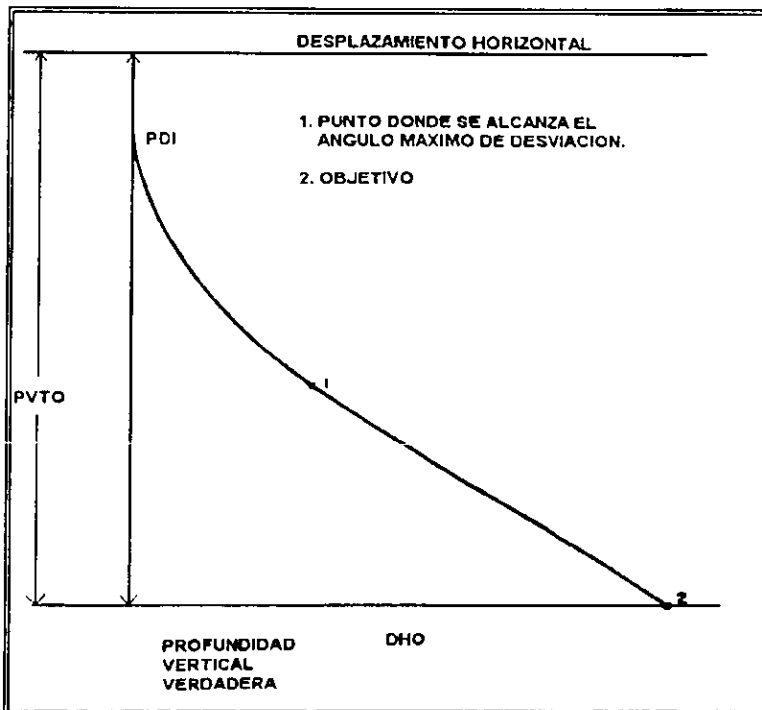


Fig. 2.7 Pozo tipo "slant"

Se recomienda no cementar por ninguna razón las tuberías de revestimiento durante la etapa de incremento o decremento de ángulo. Por lo tanto, en este tipo de configuración se recomienda cementar después de alcanzar el ángulo máximo y también al llegar al objetivo, de ser necesario se introducirán tuberías intermedias.

2.3.2 POZO TIPO "S"

En la perforación de este tipo de pozos, la desviación se inicia cerca de la superficie, incrementando el ángulo de desviación lo necesario para alcanzar el ángulo máximo permitido. Una vez alcanzado dicho ángulo, éste se mantiene hasta lograr el desplazamiento horizontal establecido. Posteriormente, el ángulo de inclinación se va disminuyendo hasta retornar a la vertical para llegar al objetivo.⁽¹⁰⁾

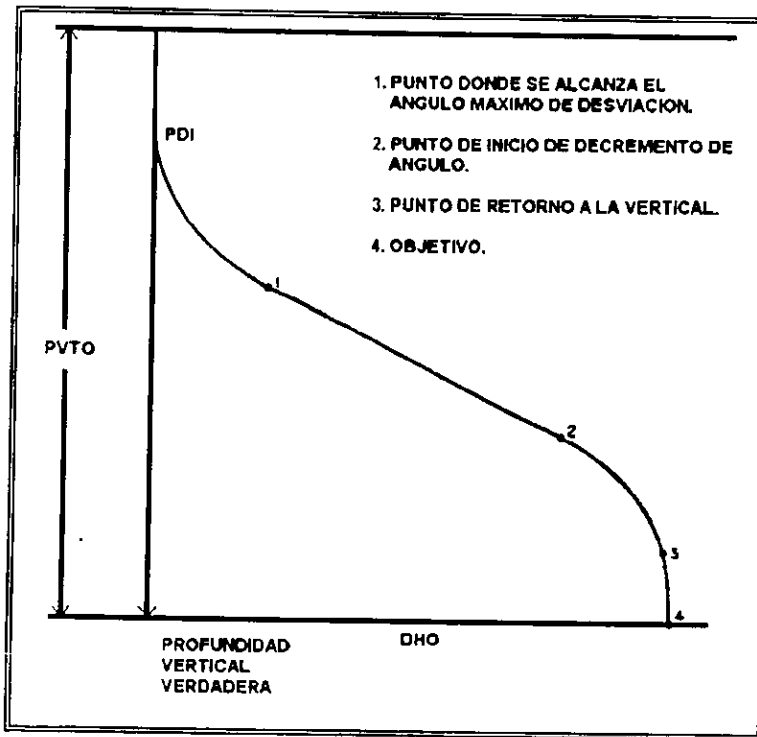


Fig. 2.8 Pozo tipo "S"

Todos los métodos operan con un conjunto de datos de inclinación, profundidad desarrollada y rumbo o azimut, medidos en diferentes puntos (llamados estaciones) a lo largo de la trayectoria del pozo.

La exactitud de estos datos es función de la técnica y de la herramienta utilizada. Cualquiera que sea el método elegido, la exactitud de los resultados obtenidos disminuirá cuando la distancia entre dos estaciones consecutivas de registro aumente, particularmente si se presenta un cambio severo en el ángulo de inclinación y/o rumbo.

2.4 MÉTODOS DE PERFORACIÓN⁽¹⁹⁾

Desde años atrás se ha logrado un avance en la perforación a través de la investigación a escala mundial. Al inicio de los años 80 algunos grupos estuvieron experimentando con este concepto. Así, los primeros esfuerzos se concentraron en dos métodos para cambiar las paredes del pozo de un plano vertical a uno horizontal. En Rusia se tuvo éxito al emplear el método para perforar curvaturas que ahora conocemos como radio largo, mientras que al mismo tiempo, en América, se desarrolló el de radio corto.

La investigación en los últimos años ha permitido crear una técnica para llenar la diferencia que existía entre estos dos métodos. Esta técnica fue la base para sistemas de perforación de radio medio.

Actualmente los sistemas disponibles son:

- Radio largo
- Radio corto
- Radio medio
- Radio ultracorto

2.4.1 SELECCIÓN DEL APAREJO

Para la selección del aparejo se deben de tomar en cuenta muchos factores que intervienen cuando se determina el perfil óptimo, estos factores son:⁽¹⁹⁾

- Localización, espesor y echado de la formación.
- Azimut de la trayectoria.
- Diseño del pozo y planeación de las tuberías de revestimiento.
- Modelos de torque, arrastre y trayectoria.
- Selección y diseño de los aparejos de fondo.
- Mediciones direccionales.
- Fluidos de perforación.

- Registros eléctricos.
- Selección de la terminación y cementación.
- Disparos y estimulaciones.
- Aplicación en el yacimiento (extensión horizontal requerida)

Basados en esta información, se debe tomar la decisión del sistema que mejor se adapte a las condiciones. La mayoría depende del tipo de terminación, la cual está en función del yacimiento y de las zonas que se requieren aislar a lo largo de la trayectoria, además, el costo es otro factor importante en la selección del método de terminación.

El mejor sistema de perforación horizontal es aquel que permita llegar al objetivo al menor costo total, lo cual generalmente significa llegar al objetivo con un agujero uniforme en el menor tiempo posible. En pozos horizontales se determina en función del costo por pie perforado en la sección vertical y de curvatura más el costo por barril o pie cúbico producido en la zona de interés.

Desde un punto de vista práctico, por lo que respecta a la perforación y al diseño del aparejo de fondo, la diferencia más importante entre la perforación de un radio largo y un radio medio es la habilidad para rotar el parejo y la sarta sin exceder los límites de resistencia de los componentes. Este factor tiene un gran impacto en casi todos los aspectos del diseño, del aparejo de fondo, del perfil, y de otros parámetros tales como las propiedades de los lodos y el programa hidráulico.

Teniendo en cuenta el diseño y la operación, se considera que los pozos de radio largo son aquellos donde la rotación de la sarta es factible durante toda la perforación. En los pozos de radio medio, en determinadas etapas, no es posible rotar el aparejo de fondo (en índices de construcción mayores a 20°/100 pies).

Para la planeación de un pozo largo, medio y corto, se deben determinar los siguientes aspectos:⁽¹⁹⁾

- El punto de inicio de la desviación basado en el ángulo de construcción.
- El ángulo y longitud de la tangente basado en el ritmo de construcción mínimo y máximo.
- La óptima profundidad del objetivo.
- La longitud, dirección e inclinación de la sección horizontal.

Cabe aclarar que en todos los casos, durante el diseño de la curva de construcción, se debe procurar:

- Evitar las formaciones problemáticas.
- Minimizar el desplazamiento.
- Disminuir la longitud de la curva de construcción.
- Proporcionar un intervalo de ajuste para el manejo de otras curvas que no sea la ideal.
- Llegar al objetivo dentro de los límites de tolerancia.
- Proporcionar una curva que permita conseguir la longitud horizontal planeada.
- Proporcionar un agujero que permita el empleo de todas las herramientas y equipo de producción.

2.4.2 MÉTODO DE RADIO LARGO

En esta técnica de perforación se emplean radios de curvatura de 600 a 2000 pies. Se utiliza para perforar pozos nuevos con longitudes horizontales de 500 a 9000 pies. En general, los largos pueden ser definidos como un agujero con al menos una sección en la cual la inclinación del pozo se incrementa de 1 a 6° por cada 100 pies.⁽¹⁹⁾

El método de radio largo ofrece usos limitados para su desarrollo, ya que a pesar de que numerosos agujeros de radio largo han sido perforados con el propósito de investigar y determinar la extensión del yacimiento, esta técnica es la más empleada cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la localización superficial, tales como plataformas de perforación costa afuera, localizaciones remotas y/o abruptas, o yacimientos ubicados bajo ciudades, además donde se tengan problemas con conificaciones de agua, bajas permeabilidades y desarrollos de gas, entre otros.

Estos pozos son perforados con equipo de perforación y aparejos de fondo convencionales, además tienen la flexibilidad de perforar con amplios rangos de tamaños de agujeros y herramientas.⁽¹⁹⁾

Los métodos para perforar radios largos son más flexibles que los otros sistemas, debido a que se requiere poca preparación del pozo. Por el contrario, la perforación con radios medios y cortos deben desarrollarse después de que el pozo vertical se ha perforado.

Otra de las ventajas de este método es que pueden llevarse a cabo terminaciones selectivas. También se pueden registrar fácilmente en agujero descubierto usando la técnica de transportación con tubería de perforación y los registros de producción que

utilizan tubería flexible equipada con cable conductor. Con este método se pueden emplear todas las técnicas de producción artificial.

Una de las grandes desventajas de este sistema es que, debido a la gran longitud de la sección de la curvatura (desde el punto de inicio de la desviación al objetivo) se tienen que atravesar gran cantidad de formaciones sin aislar, esto puede ocasionar problemas en formaciones inestables o problemáticas.

2.4.3 MÉTODO DE RADIO MEDIO

En esta técnica de perforación el radio de curvatura es de 300 a 500 pies y la longitud del agujero de drenaje es de 1000 a 1500 pies. La perforación de radio medio se lleva a cabo conforme la tubería lo permita, dadas las limitaciones impuestas por esfuerzos combinados de pandeo y torsión en la sarta de perforación. Esto equivale a una máxima de 20°/100 pies, cuando se perfora con sistema rotatorio, y arriba de 30°/100 pies de un modo orientado.⁽¹⁹⁾

La tolerancia de las herramientas en las tuberías de revestimiento también afectan estos límites.

La naturaleza del yacimiento tiene gran efecto sobre este método, pero mucho menos que con el de radio largo. Los sistemas de radio medio pueden ser más económicos cuando se emplean en yacimientos fracturados, en problemas de conificación de agua y gas, en yacimientos fracturados verticalmente, de baja permeabilidad, en yacimientos con poca energía y en formaciones de poco espesor.

Las formaciones inestables o problemáticas ocasionan variaciones impredecibles en el índice de curvatura y en la veracidad del objetivo, esta situación es uno de los factores que influyen para determinar cual técnica debe de emplearse. La amplia profundidad vertical que se necesita para alcanzar el yacimiento en los pozos de radio medio es una de las más fuertes ventajas del sistema. Con este método, muchas zonas problemáticas pueden ser perforadas en la sección vertical y revestidas antes de perforar la zona crítica de curvatura consiguiendo así la horizontal del pozo.

Los agujeros de radio medio pueden ser perforados en pozos nuevos o existentes. En pozos nuevos el procedimiento es similar a los pozos de radio largo, en pozos existentes, se requiere de varias etapas de preparación.

Normalmente se tienen dos grandes categorías:

- Una TR colocada arriba de donde se planea el punto de inicio de la desviación, con terminaciones en agujero descubierto.
- En pozos con TR en el punto de inicio de la desviación.

En general, los sistemas de radio medio ofrecen numerosas ventajas sobre la perforación de radios largos, con ningún (o mínimo) costo adicional, en la combinación de aparejos, el incremento del costo de un sistema de perforación de radio medio podría ser minimizado ya que a diferencia de los pozos de radio largo, que requieren de una o dos herramientas especiales, con el radio medio se requieren más de cinco en un proyecto simple.

Las desventajas de la perforación de radio medio son relativamente pocas:

- Altos ritmos de inclinación
- Los momentos de pandeo a través de las juntas de las herramientas.
- Los esfuerzos en el cuerpo del tubo.
- La fuerza lateral de la barrena causada por la gran curvatura ocasionando grandes diámetros y posibles desviaciones de la barrena.
- Limitación de la sección lateral.

2.4.4 MÉTODO DE RADIO CORTO

En esta técnica de perforación el radio de curvatura es de 20 a 40 pies y la longitud del agujero de drene es de 200 a 1200 pies. El diámetro del agujero de drene varía de 4 ½ a 6 ¾ de pg.

La perforación horizontal de radio corto ha sido practicada tanto como la perforación de radio largo.

Por definición, abarca un amplio rango de índices de construcción fuera de los sistemas, empleando herramientas articuladas o flexibles para perforar patas de perro del rango de 60° a 120° /100 pies. Esta técnica es empleada en yacimientos de tamaño limitado, ya que el pozo puede ser cambiado a horizontal y terminarse con menos desplazamiento del requerido por 45° de un pozo de radio largo. También se aplica para yacimientos con baja permeabilidad, naturalmente fracturados y para formaciones irregulares.⁽¹⁹⁾

Los pozos de radio corto pueden ser perforados en agujeros nuevos o existentes, además, con esta técnica se tiene la ventaja de poder perforar varias secciones horizontales en un mismo pozo, cambiando la orientación de la herramienta. El poco desplazamiento y la limitada profundidad requerida para pozos de radio corto lo hacen más apropiado en formaciones con cimas problemáticas causadas por la litología o yacimiento.

La perforación de radio corto tiene algunas desventajas: las herramientas son menos vigorosas que las de otros sistemas, y no están completamente estandarizadas por el API. El manejo de estas herramientas puede ser lento y difícil con equipos de

perforación. Pero en contraparte, con esta técnica se pueden emplear equipos de terminación.⁽¹⁹⁾

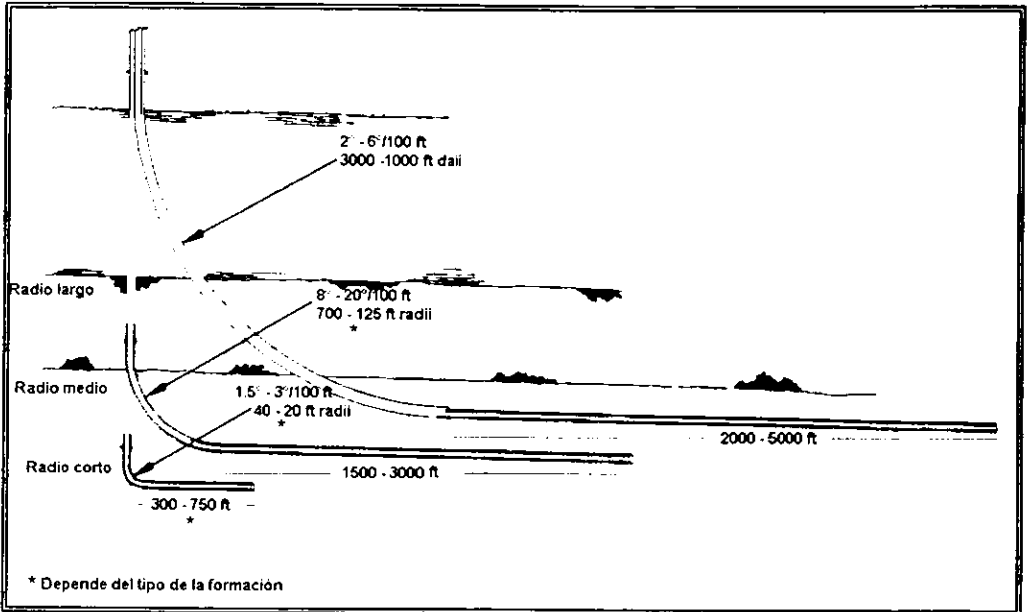


Figura 2.9 Comparación de métodos de radio largo, medio y corto

Tabla 2.1 Criterios de selección para determinar el método de perforación

CONDICIONES	RADIO LARGO	RADIO MEDIO	RADIO CORTO
Conificación de agua	x	x	
Yacimiento con alta permeabilidad		x	x
Baja permeabilidad	x	x	x
Yacimiento con gas			x
Yacimiento con baja energía		x	x
Yacimiento heterogéneo			x
Largas extensiones	x	x	
Yacimiento con gas			
TÉCNICAS DE PERFORACIÓN			
Convencional	x		
Direccional	x	x	x
TIPO DE AGUJERO			
Mínimo	5 7/8	4 1/2	4 1/2
Máximo	26	13 1/2	6
RITMOS DE CONSTRUCCIÓN (%/100')			
Mínimo	1	1	1
Máximo	6	30	3.5
MÉTODOS DE PERFORACIÓN			
Convencional	x	x	
Direccional			x
TIPOS DE MEDICIONES			
Mediciones simples			x
Disparos múltiples	x	x	x
Mediciones simples			x
Herramientas guía flexibles			x
Mediciones			x
Orientación giroscópica	x	x	x
MÉTODOS DE TERMINACIÓN			
Agujero abierto	x	x	x
TR con empacado			x
TR corta con empaque	x	x	x
TR con empacado			x
Cedazo	x	x	
Agujero abierto y cementado	x		
EQUIPO DE PRODUCCIÓN ARTIFICIAL			
TR			x

CAPÍTULO 3

DETERMINACIÓN DEL CURSO REAL

El conocimiento de la posición exacta de cada punto a través del curso perforado es de suma importancia, por las siguientes razones⁽⁵⁾

- Prevenir la intersección de pozos perforados desde una misma localización.
- Localización de formaciones para una definición geológica apropiada con respecto al contorno o discontinuidad de una estructura.
- Lograr la intersección entre un pozo descontrolado y un pozo de alivio.
- Corregir la trayectoria de un pozo cuando se ha alejado de la trayectoria programada, o si se presenta un accidente mecánico.
- Calcular el espesor neto del yacimiento.

Entre otros objetivos, mencionados en el capítulo I.

Al inicio de la perforación direccional y al incrementarse su aplicación, se fueron desarrollando métodos de cálculo de coordenadas más exactos y generalmente con una mayor complejidad matemática.⁽¹⁾

Dentro de la variedad de métodos existen: los simples, que solo requieren de tabulaciones de funciones trigonométricas, o de una calculadora científica, para su ejecución; y otros relativamente complejos que necesitan de una máquina programable para poder tener resultados prácticos desde el punto de vista de velocidad de respuesta.

Cualquiera que sea el método elegido, la exactitud de los resultados obtenidos disminuirá conforme la distancia entre dos estaciones consecutivas de registro aumente, particularmente si se presenta un severo cambio en el ángulo de inclinación y/o rumbo.

La suposición de que el pozo describe una curva suave, entre dos estaciones, hace que el método sea menos sensible a los cambios de inclinación y azimut entre las estaciones. Esta es la razón principal por la que se recomienda su aplicación. Ahora bien, para el procedimiento de cálculo se requiere la utilización de una computadora para lograr una aplicación eficiente.

Tomando en cuenta las consideraciones teóricas, pueden establecerse cuatro casos, dependiendo de la forma en que varíen la inclinación y rumbo entre dos estaciones consecutivas:

Se hace énfasis en que la variación del azimut está limitada a un cambio de $\pm 180^\circ$, si este aspecto no es tratado adecuadamente puede producir un error considerable en los cálculos.

El resultado es lógico ya que físicamente es imposible que la sarta de perforación describa una trayectoria con un ángulo de 326° en un tramo perforado tan corto, como el desarrollado entre dos estaciones consecutivas de registro.

3.1 CÁLCULOS DE MEDICIONES

En la siguiente sección se utilizarán los siguientes símbolos: la inclinación y el azimut serán representados por α y β respectivamente, con el subíndice 1 denotando la estación superior y 2 denotando la estación inferior. La longitud de la trayectoria L entre las dos estaciones es igual a la diferencia en las profundidades medidas. Los símbolos ΔV , ΔN y ΔE son los incrementos de distancia entre estaciones a lo largo de los tres ejes: Vertical, Norte y Este. En cada método, la longitud de la trayectoria L se ha resuelto en los planos vertical y horizontal.⁽²⁾

Los resultados de una medición direccional están dados en términos del azimut y la inclinación del agujero del pozo a una cierta profundidad. Aquí se supone que todas las correcciones necesarias (declinación magnética, desviación del giroscopio) han sido aplicadas a los resultados de las mediciones. Esta información deberá ser analizada para calcular la posición real del fondo del pozo en la estación de medición con respecto a una localización superficial. Para hacer esto en orden, el incremento de distancias ΔV , ΔE , ΔN entre las estaciones sucesivas de medición deben ser calculadas. Con las coordenadas conocidas de la estación superior, las coordenadas de la estación inferior pueden ser encontradas por adición. Las coordenadas de un punto están referidas al Norte (o latitud) y el Este (o desviación).⁽⁴⁾

La inclinación y el azimut en cada estación de medición define dos vectores que son tangenciales a la trayectoria del pozo. El vector inclinación está ubicado en el plano vertical mientras que el azimut está ubicado en el plano horizontal. La única información disponible es la longitud del curso (la diferencia en las profundidades medidas) entre dos estaciones. Esto es necesario para establecer algunos tipos de trayectorias idealizadas del pozo entre la estación superior e inferior. Diferentes clases de modelos geométricos han sido usados, con cada modelo se ha generado un número de ecuaciones matemáticas. La trayectoria asumida del pozo puede ser sencillamente una línea recta uniendo las dos estaciones de medición, o podrían ser algunos tipos de líneas curvas definidas por los puntos finales.

La precisión de las coordenadas finales naturalmente dependerá de la trayectoria establecida usada en el modelo aproximado a la trayectoria real del pozo.

La posición del pozo debe ser conocida de manera precisa en las etapas críticas durante la perforación (por ejemplo, cuando se desvía cerca de pozos existentes).

Los métodos más comunes que han sido adoptados se describen a continuación.

3.2 MÉTODO TANGENCIAL

En este modelo la trayectoria del pozo puede establecerse como una línea recta definida por la inclinación y el azimut en la estación de medición inferior. Note que los ángulos medidos en la estación superior no se usan en el análisis. De la figura 3.1 puede verse que:

$$\Delta V = L \cos \alpha_1$$

$$\Delta N = L \sin \alpha_1 \cos \beta_1$$

$$\Delta E = L \sin \alpha_1 \sin \beta_1$$

Este método genera claramente grandes errores en la posición del pozo cuando la trayectoria está cambiando significativamente entre estaciones. En un pozo direccional, donde aún durante intervalos relativamente cortos pueden haber cambios significativos en el azimut y la inclinación, este método de cálculo no es recomendable.⁽²⁾

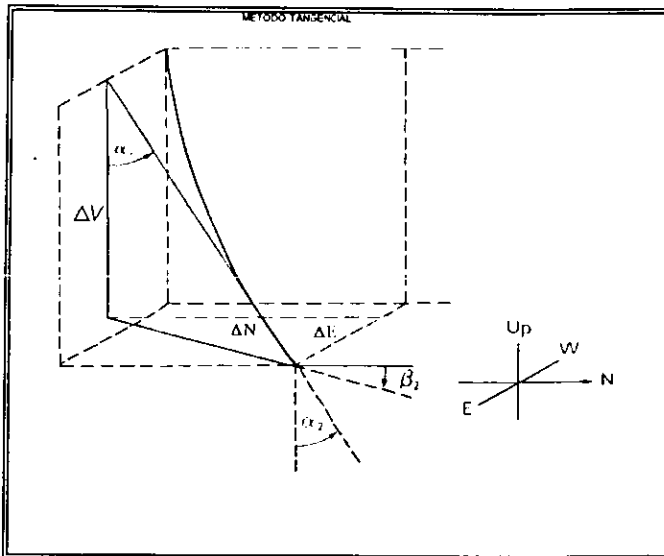


Fig. 3.1 Método tangencial

Este método es fácil de usar, bueno para usar en campo, precisión razonable para estaciones de medición de pozos estrechamente espaciados (poca distancia de separación), sin embargo, los errores son acumulativos y de esta manera se introducen grandes errores para estaciones de medición que tienen mucha distancia de separación.

Los errores surgidos del uso del Método Tangencial han sido identificados por varios investigadores. Estos pueden ser cuantificados examinando las diferencias entre el vector desplazamiento (de estación a estación) y están registrados por el método tangencial como derivados de una técnica más "precisa", como el Método de Curvatura Mínima.

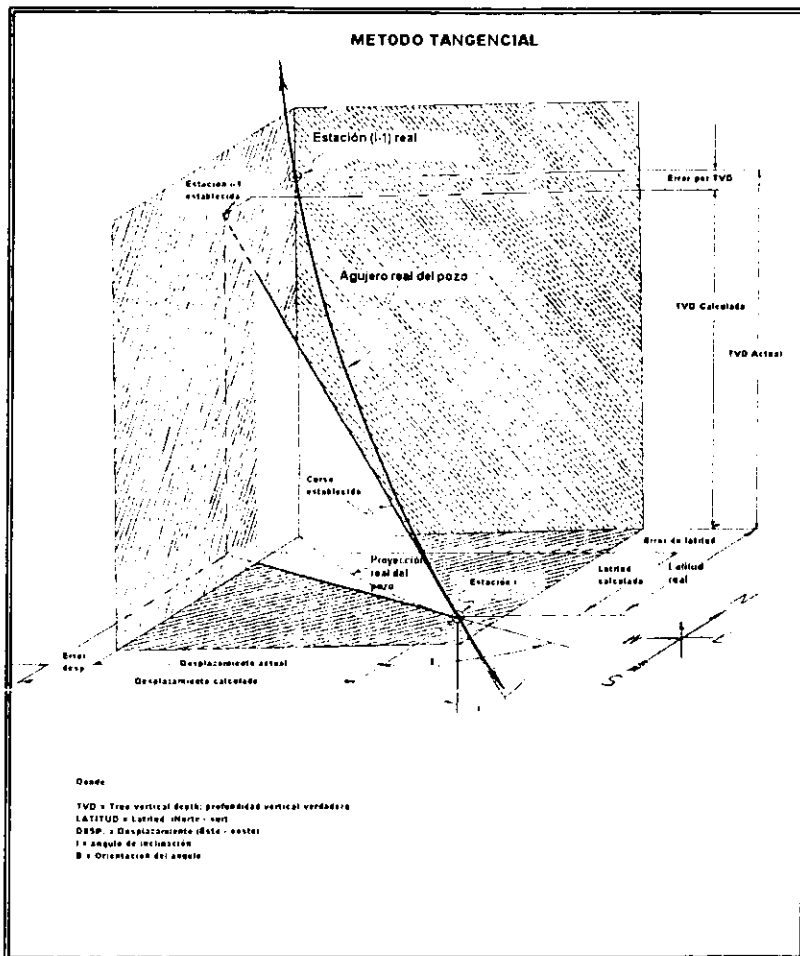


Fig. 3.1.a Método tangencial

3.3 MÉTODO TANGENCIAL BALANCEADO.

Este método establece que la trayectoria real del pozo puede ser aproximada por dos segmentos de líneas rectas de igual longitud. El segmento superior está definido por α_1 y β_1 , mientras el segmento inferior está definido por α_2 y β_2 . La longitud de cada segmento es igual a $L/2$.⁽¹⁾ De la figura 3.2 se puede ver que:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \frac{1}{2}L \cos \alpha_1 + \frac{1}{2}L \cos \alpha_2 \\ &= \frac{1}{2}L(\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \\ \Delta N &= \frac{1}{2}L \sin \alpha_1 \cos \beta_1 + \frac{1}{2}L \sin \alpha_2 \cos \beta_2 \\ &= \frac{1}{2}L(\sin \alpha_1 \cos \beta_1 + \sin \alpha_2 \cos \beta_2) \\ \Delta E &= \frac{1}{2}L \sin \alpha_1 \sin \beta_1 + \frac{1}{2}L \sin \alpha_2 \sin \beta_2 \\ &= \frac{1}{2}L(\sin \alpha_1 \sin \beta_1 + \sin \alpha_2 \sin \beta_2) \end{aligned}$$

Es un tanto más complicado que el Método del Angulo Medio o el Método Tangencial. Este método se aplica dos veces, en el ángulo inicial y en el ángulo final, y de esta manera produce un efecto de cancelación del error. Muy buena precisión para estaciones de medición estrechamente espaciados y bajos índices de curvatura. Buena precisión para estaciones con grandes distancias de separación.

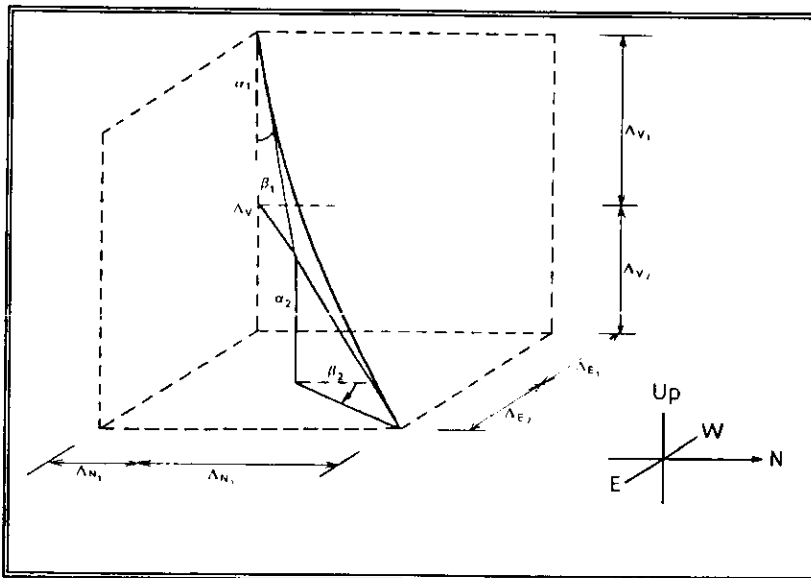


Figura 3.2 Método tangencial balanceado

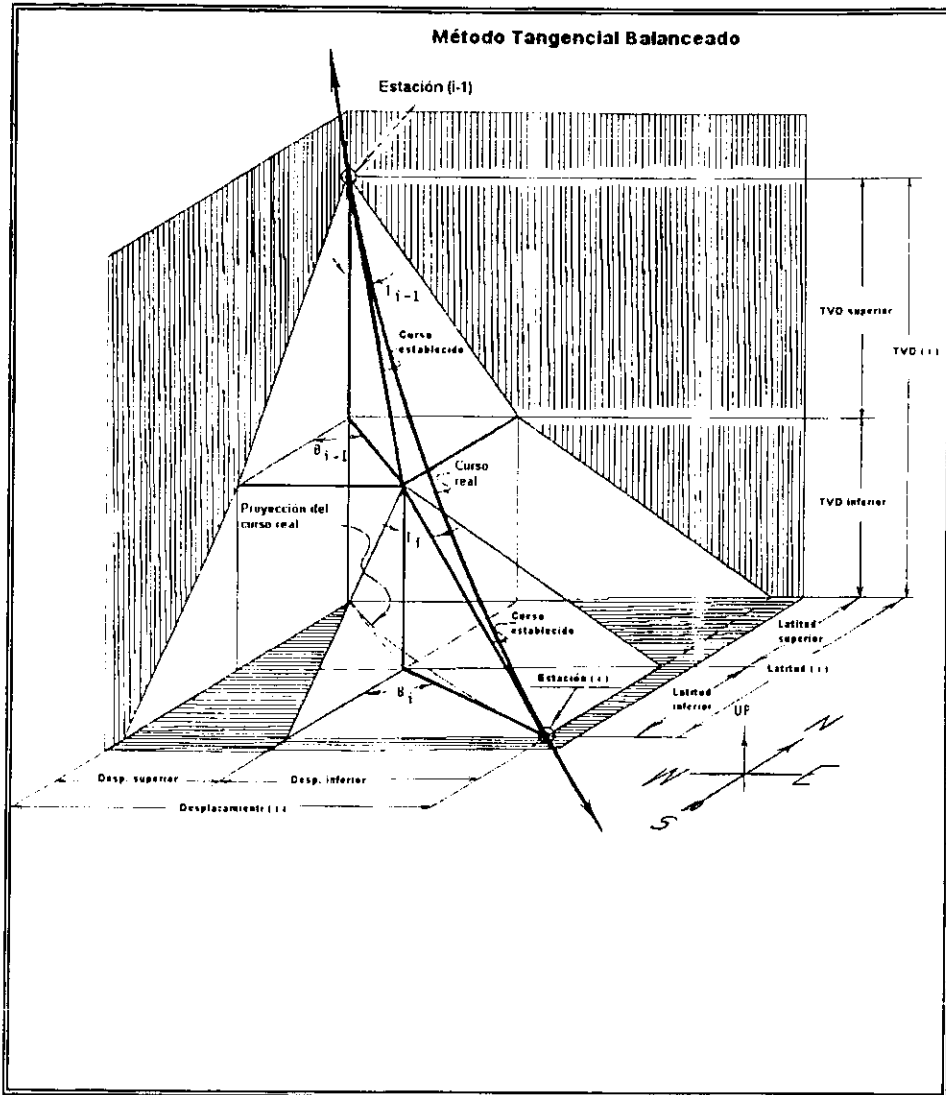


Fig. 3.2.a Método tangencial balanceado

Este método es considerablemente más preciso que el método tangencial, ya que toma en cuenta los dos conjuntos de datos de mediciones.⁽⁷⁾

3.4 MÉTODO DEL ÁNGULO MEDIO

Este método establece solamente una línea recta que intersecta las estaciones superior e inferior. La línea recta se define promediando la inclinación y el azimut en ambas estaciones.⁽⁸⁾

$$\Delta V = L \cos\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right)$$

$$\Delta N = L \cos\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\beta_1 + \beta_2}{2}\right)$$

$$\Delta E = L \sin\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \sin\left(\frac{\beta_1 + \beta_2}{2}\right)$$

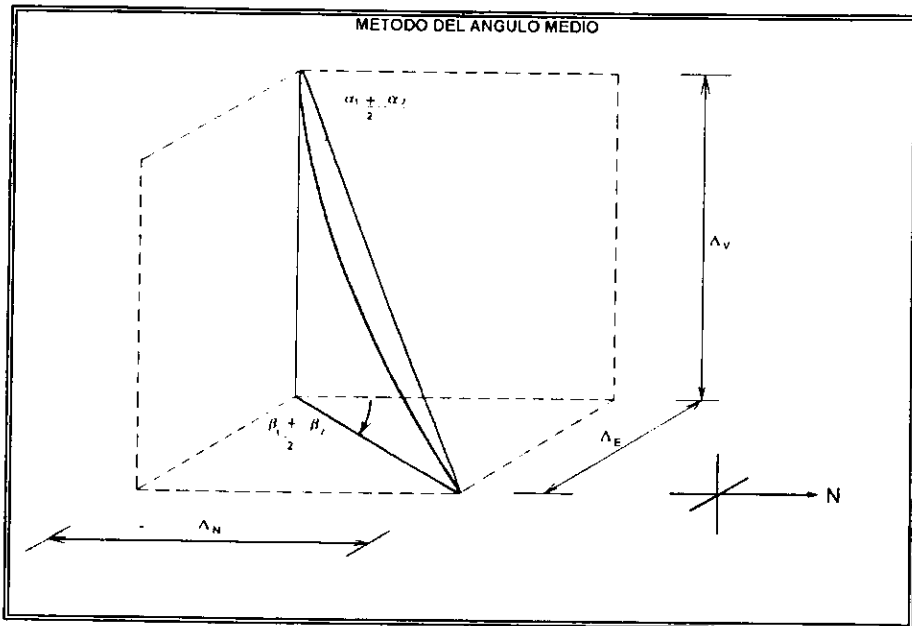


Fig. 3.3 Método del ángulo medio

Este es un método muy popular, desde hace mucho tiempo, proporciona resultados precisos y es bastante simple para usar con auxilio de una calculadora de mano. Por esta razón con frecuencia es usado en el lugar del pozo.

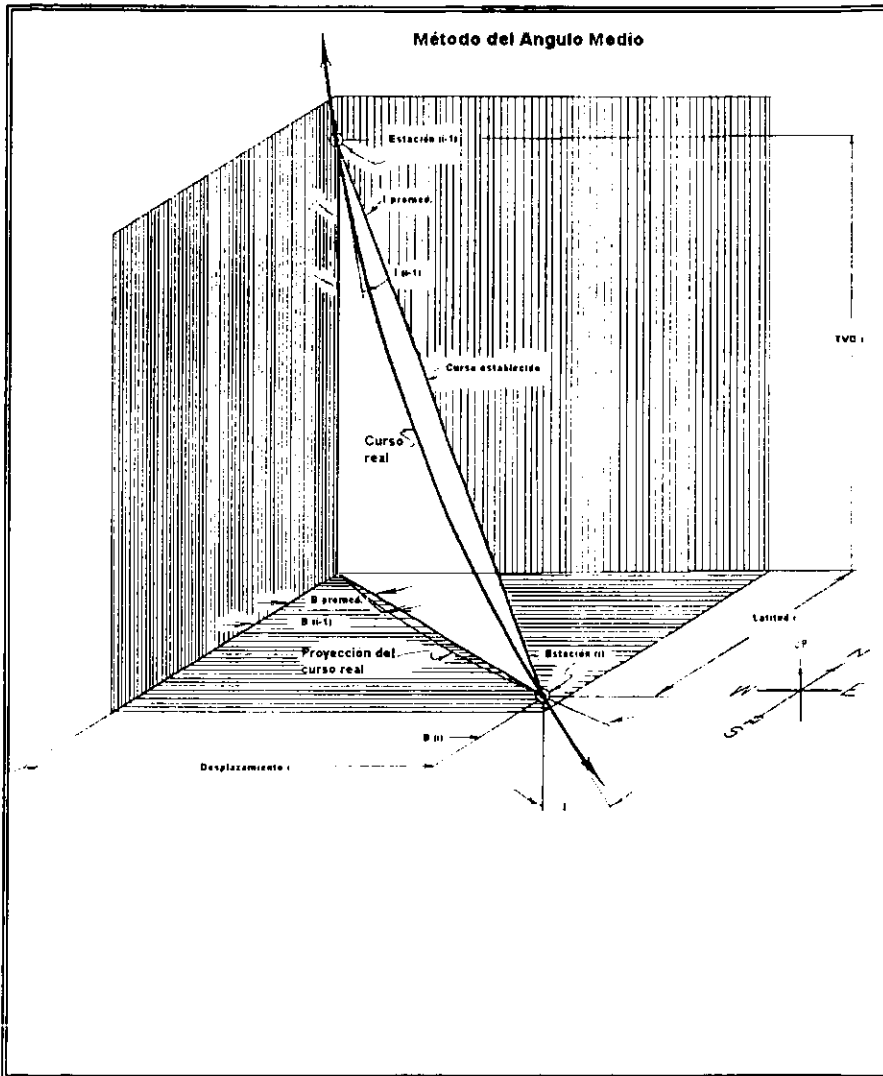


Fig. 3.3.a Método del ángulo medio

3.5 MÉTODO DEL RADIO DE CURVATURA

Este método establece que la trayectoria del pozo no es una línea recta, pero se forma una línea circular cuando se ven los planos vertical y horizontal al mismo tiempo. El arco es tangencial a la inclinación y al azimut en cada estación de

medición. Ver figura 3.4. La trayectoria del pozo puede, por lo tanto, ser descrita como un arco en el plano vertical, el cual concluye alrededor de un cilindro vertical.⁽⁸⁾

En el plano vertical:

$$AOB = \alpha_2 - \alpha_1.$$

Por consiguiente

$$\frac{\alpha_2 - \alpha_1}{360} = \frac{L}{2\pi R_v}$$

El radio en el plano vertical, R_v , puede encontrarse por:

$$R_v = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right)$$

$$\Delta V = R_v \operatorname{sen} \alpha_2 - R_v \operatorname{sen} \alpha_1 = R_v (\operatorname{sen} \alpha_2 - \operatorname{sen} \alpha_1)$$

Sustituyendo para R_v , el plano vertical tiene un incremento

$$\Delta V = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) (\operatorname{sen} \alpha_2 - \operatorname{sen} \alpha_1)$$

El incremento horizontal (ΔH) puede encontrarse de:

$$\Delta H = R_v (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)$$

En el plano horizontal:

$$EOB = \beta_2 - \beta_1. \quad \text{Por lo tanto}$$

$$\frac{\beta_2 - \beta_1}{360} = \frac{\Delta H}{2\pi R_h}$$

El radio en plano horizontal, R_h , es:

$$R_h = \frac{\Delta H}{\beta_2 - \beta_1} \left(\frac{180}{\pi} \right)$$

$$\Delta N = R_h \operatorname{sen} \beta_2 - R_h \operatorname{sen} \beta_1 = R_h (\operatorname{sen} \beta_2 - \operatorname{sen} \beta_1)$$

Sustituyendo para Rh:

$$\Delta N = \frac{\Delta H}{\beta_2 - \beta_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) (\text{sen } \beta_2 - \text{sen } \beta_1)$$

Sustituyendo para ΔH:

$$\Delta N = \frac{R_v (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) \left(\frac{180}{\pi} \right) (\text{sen } \beta_2 - \text{sen } \beta_1)}{\beta_2 - \beta_1}$$

Sustituyendo para Rv:

$$\Delta N = \frac{L}{\alpha_1 - \alpha_2} \left(\frac{180}{\pi} \right)^2 \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) (\text{sen } \beta_2 - \text{sen } \beta_1)}{\beta_2 - \beta_1}$$

Similarmente para ΔE:

$$\Delta E = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right)^2 \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) (\cos \beta_1 - \cos \beta_2)}{\beta_2 - \beta_1}$$

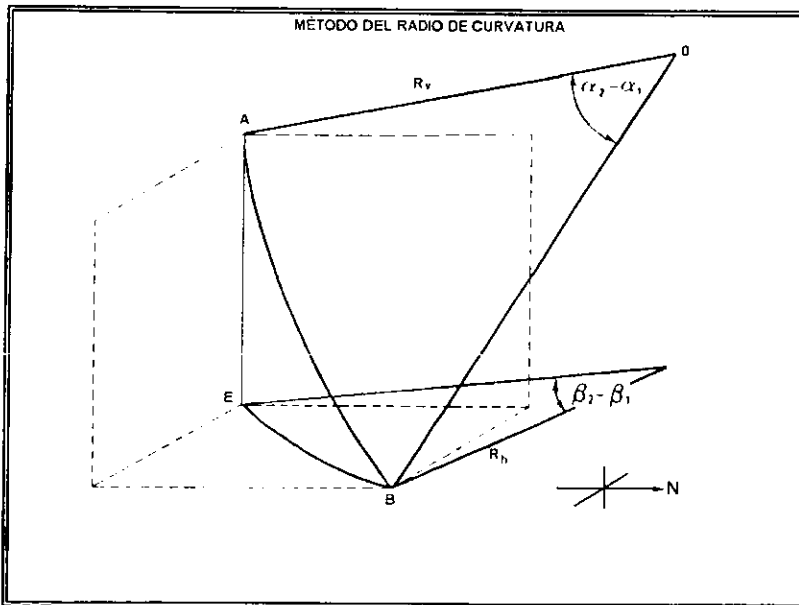


Fig. 4.3 Método del radio de curvatura

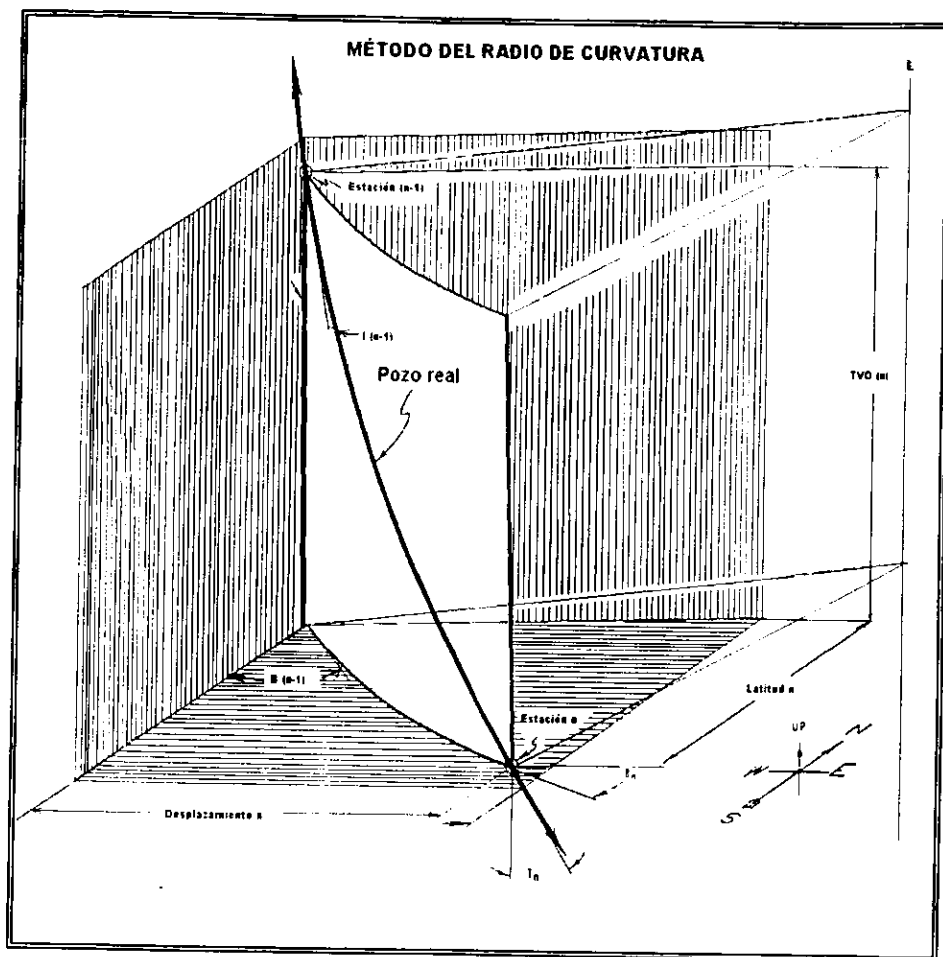


Fig. 3.4.a Método del radio de curvatura

Este método proporciona mejores resultados que el ángulo medio en secciones del agujero donde la trayectoria es parecida a un arco circular (por ejemplo, durante la desviación). Sin embargo, se establece un radio constante, el cual puede no ser verdadero en intervalos largos. En secciones rectas del agujero existen problemas de cómputo debido a división entre cero.⁽⁶⁾

Es el método más complicado ya que hasta los cálculos se ven afectados. Es el único método, de todos los descritos, que considera un pozo curvo. Muy buena precisión para pozos que no tienen estaciones de medición estrechamente espaciadas, o espaciadas con gran distancia entre estaciones, también es bueno para pozos con bajos índices de curvatura.

3.6 MÉTODO DE MÍNIMA CURVATURA

Este método es realmente una extensión del método tangencial balanceado. Más que establecer la trayectoria real del pozo, está aproximado por dos segmentos de línea recta, este método sustituye las líneas rectas por un arco circular. Esto se complementa aplicando un factor de razón basado en la cantidad de inclinación en la trayectoria del pozo entre las dos estaciones (ángulo de pata de perro).⁽⁸⁾ El ángulo de pata de perro puede ser calculado con:

$$\phi = \cos^{-1}[\cos\alpha_1 \cos\alpha_2 + \sin\alpha_1 \sin\alpha_2 \cos(\beta_1 \beta_2)]$$

La derivación de esta fórmula está dada en la siguiente sección. De la figura 3.5 puede verse que el factor de razón F puede ser calculado de:

$$F = \frac{AB + BC'}{\text{arc}(AC')}$$

También

$$AB = BC' = R \cdot \tan\left(\frac{\phi}{2}\right)$$

$$Y \quad \frac{AC'}{2\pi R} = \frac{\phi}{360} \Leftrightarrow AC' = \frac{\pi R \phi}{180}$$

$$\text{Por lo tanto:} \quad F = \frac{2 \left(\frac{180}{\pi}\right) \tan\left(\frac{\phi}{2}\right)}{\phi}$$

Este factor de razón es aplicado a los resultados de ΔV , ΔN , ΔE y está dado por el método tangencial balanceado. Las ecuaciones para el método de mínima curvatura pueden ser resumidas como sigue:

$$\Delta V = F(L/2)(\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2)$$

$$\Delta N = F(L/2)(\sin\alpha_1 \cos\beta_1 + \sin\alpha_2 \cos\beta_2)$$

$$\Delta E = F(L/2)(\sin\alpha_1 \sin\beta_1 + \sin\alpha_2 \sin\beta_2)$$

El método de mínima curvatura es el más adoptado con frecuencia para cálculos en mediciones direccionales. Debido a las matemáticas más complicadas involucradas, este método es más adecuado para técnicas computacionales.

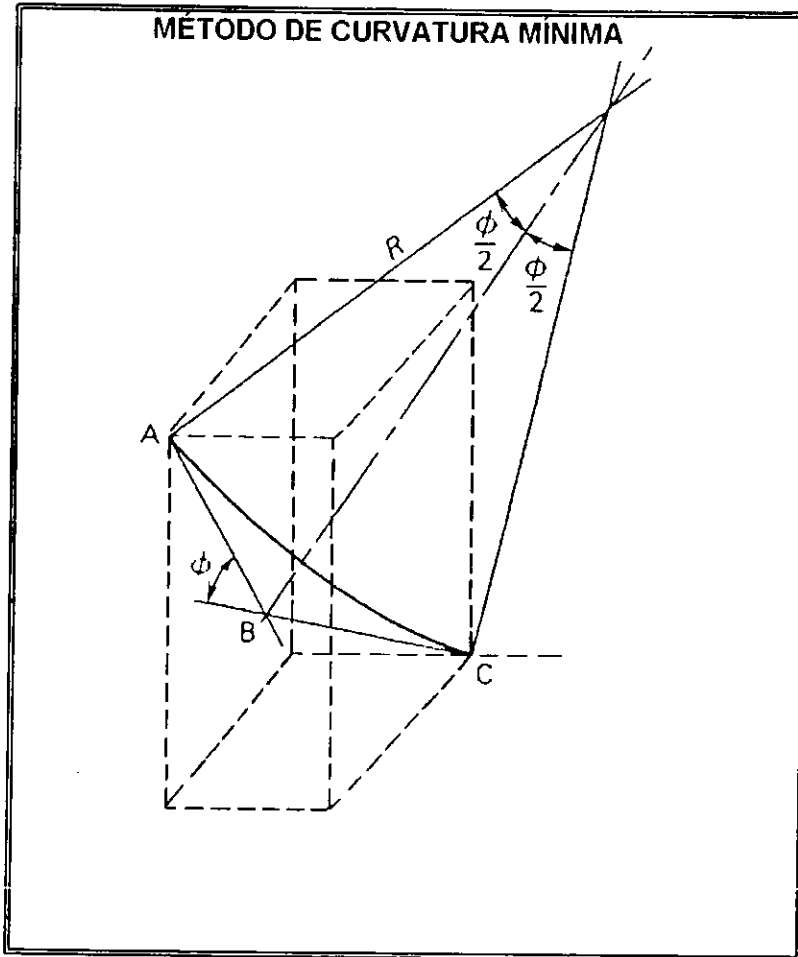


Fig. 3.5 Método de curvatura mínima

De la tabla N° 3.1 puede verse que para un conjunto típico de datos de medición, los diferentes métodos tienen relaciones comunes, con excepción del método tangencial.

Tabla 3.1 Comparación de métodos

	TANGENCIAL	TANGENCIAL BALANCEADO	ANGULO MEDIO	RADIO DE CURVATURA	MINIMA CURVATURA
MD	2000	2000	2000	2000	2000
	2090	2090	2090	2090	2090
	2180	2180	2180	2180	2180
	2270	2270	2270	2270	2270
	2360	2360	2360	2360	2360
INC.	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0
AZIM	45	45	45	45	45
	50	50	50	50	50
	53	53	53	53	53
	48	48	48	48	48
	55	55	55	55	55
ΔV	-	-	-	-	-
	89.72	89.83	89.86	89.85	89.84
	89.23	89.48	89.51	89.50	89.50
	88.49	88.86	88.89	88.88	88.88
	87.33	87.91	87.95	87.94	87.94
ΔN	-	-	-	-	-
	4.54	3.38	3.45	3.45	3.38
	7.07	5.80	5.86	5.86	5.80
	10.98	9.02	8.96	8.95	9.02
	12.49	11.73	11.89	11.88	11.73
ΔE	-	-	-	-	-
	5.41	3.82	3.76	3.76	3.82
	9.38	7.40	7.36	7.36	7.40
	12.19	10.79	10.86	10.86	10.79
	17.84	15.01	14.94	14.93	15.02

3.7 PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN A LAS MEDICIONES

Entre los principales factores que afectan a las mediciones están:

- Combamiento
- Campo magnético
- Interferencia magnética

3.7.1 CORRECCIÓN POR COMBAMIENTO

A la desalineación en el plano vertical entre el eje de la herramienta de medición y el eje del pozo se le llama combamiento. Este error se origina por las deformaciones del pozo o por las fuerzas mecánicas que actúan en las conexiones del aparejo de fondo (BHA) en las líneas de acero. Por lo tanto, el combamiento está en función del aparejo de fondo y de la geometría del pozo. Es posible calcular el error por combamiento usando una herramienta que analiza la deflexión del aparejo de fondo. El combamiento es, predominantemente, un error de inclinación causado por la fuerza gravitacional que actúa sobre el aparejo de fondo y representa la desalineación de la herramienta de medición con respecto al pozo. El error por combamiento se considera una corrección cuando se integra a la medición.

3.7.2 EL CAMPO MAGNÉTICO Y SUS EFECTOS EN LAS MEDICIONES

Las herramientas magnéticas de medición proporcionan lecturas referenciadas al norte magnético no verdadero (norte geográfico). El campo magnético total experimentado en un lugar de la tierra es la suma de tres campos magnéticos de diferentes orígenes:

- El campo principal de la tierra que se origina dentro del núcleo de la tierra.
- La contribución de fallas magnéticas localizadas cerca de la superficie de la tierra.
- El campo transitorio generado desde afuera de la tierra, causado por la rotación de la tierra con respecto al sol y por los ciclos de la actividad solar.

Se cree que el campo magnético de la tierra es causado por la rotación de la corteza sólida de la tierra, con respecto al núcleo de hierro líquido. En consecuencia, se induce una rotación lenta del núcleo.

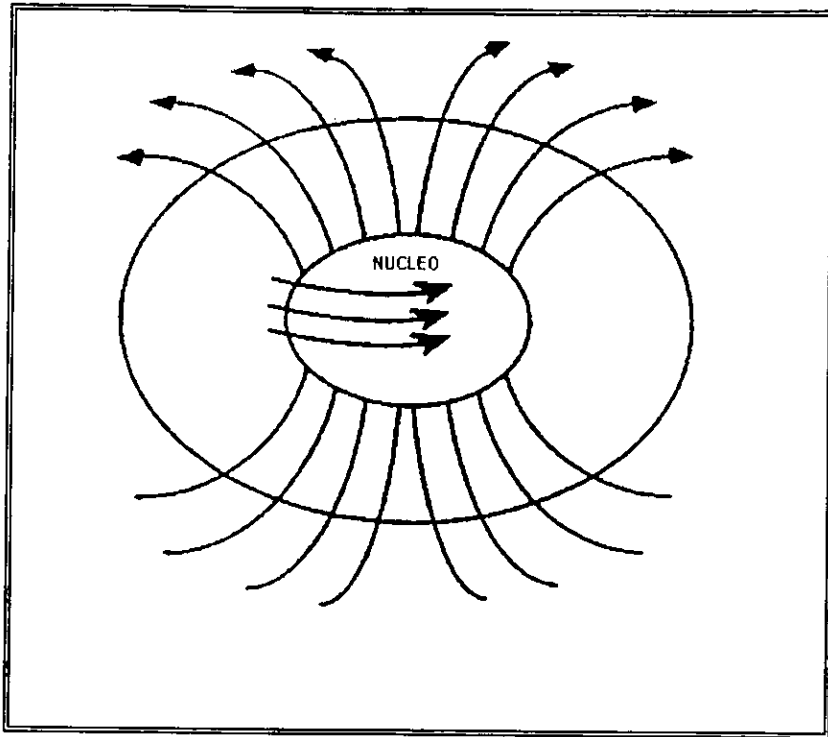


Figura 3.6 Núcleo magnético de la tierra

El campo magnético resulta de corrientes eléctricas generadas por el movimiento relativo entre el núcleo líquido y el manto. Los polos magnéticos no están alineados con los ejes de rotación de la tierra. La precisión de las mediciones es afectada por anomalías locales originadas en el manto, corteza o superficie de la tierra, distorsionando las predicciones magnéticas. Son ejemplos de anomalías locales:

- Depósitos de minerales ferromagnéticos.
- Fracturas geológicas de origen volcánico, como las fallas o mantos de lava.
- Fracturas topográficas, como sierras, depresiones, montes marinos y montañas.

El campo transitorio es responsable de las siguientes variaciones del campo magnético:

- Tormentas magnéticas que pueden alcanzar varios cientos de gammas (un efecto mayor).
- Variaciones seculares de aproximadamente 15 gammas por año (un efecto menor)
- Variaciones solares diurnas del orden de 30 a 40 gammas por día (un efecto menor)

El campo magnético de la tierra se extiende aproximadamente 8 veces el radio del planeta, una región en el espacio donde el campo magnético se pone en contacto con el viento solar. En el lado de sombra, la magnetósfera de la tierra es comprimida por partículas de alta energía provenientes del viento solar.

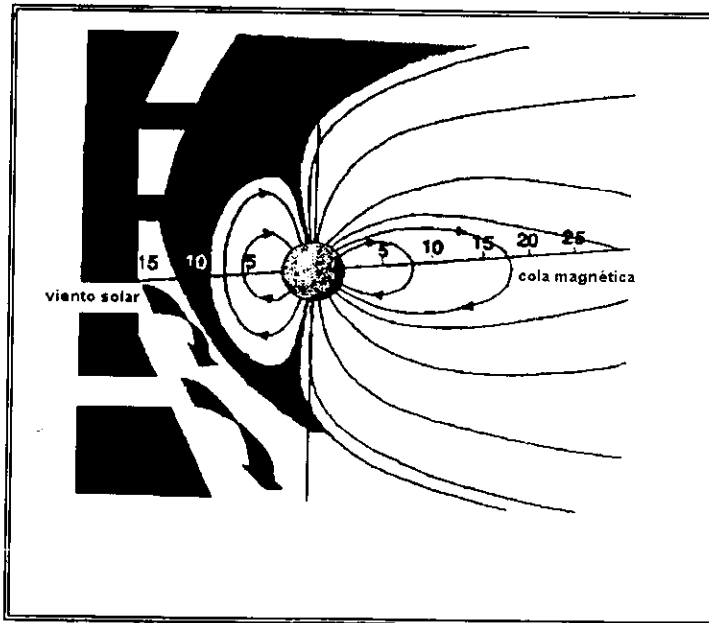


Figura 3.7 Fluctuaciones en el campo magnético de la tierra

Las variaciones en el viento solar producen variaciones en el campo magnético de la tierra. Las partículas solares alcanzan la tierra en aproximadamente 2 días.

El choque de la onda proveniente de la nube de plasma del resplandor solar comprime la magnetósfera y rápidamente se intensifica el campo magnético. Esta compresión toma lugar en unos cuantos minutos y es llamado principio de la tormenta, seguido de la fase inicial con duración de 30 minutos a unas cuantas horas.

La fase principal produce una caída en la intensidad del campo magnético, debido a un campo opuesto generado por las partículas energéticas en la magnetósfera. Esta condición normalmente no es un problema para lugares localizados en el Golfo de México y latitudes inferiores; sin embargo, puede tener serios efectos en mediciones magnéticas en Alaska y algunas partes del Mar del Norte.

Los principales parámetros del campo magnético son: intensidad total del campo, intensidad del campo horizontal, ángulo de inclinación, y ángulo de declinación.

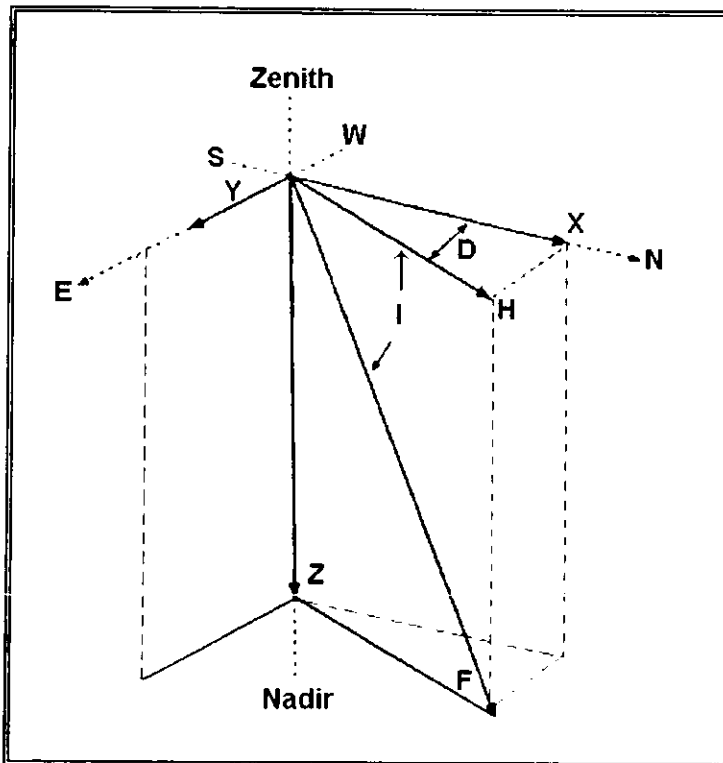


Figura 3.8 Orientación de los componentes vectoriales

Donde:

F = Intensidad total, intensidad magnética que varía de 23 microtesla alrededor de Sao Paulo, Brasil, a 67 microtesla cerca de Australia.

Z = Intensidad vertical; componente de la intensidad total.

H = Intensidad horizontal, componente de la intensidad total.

I = Inclinación, ángulo del campo relativo al nivel de la superficie, también llamado inclinación, el cual varía de 90° en el polo norte magnético a 0° en el Ecuador.

D = Declinación, ángulo de la intensidad horizontal con respecto al polo norte geográfico.

X = Intensidad norte – sur, intensidad medida de norte a sur.

Y = Intensidad este – oeste, intensidad medida de este a oeste.

3.7.3 INTENSIDAD TOTAL DEL CAMPO MAGNÉTICO

La intensidad total del campo magnético es la suma vectorial de su componente vertical y su componente horizontal. Puede referirse al valor de H y considerar HFH como la intensidad del campo magnético o campo total. El sistema de unidades centímetro-gramo-segundo (cgs) es el más antiguo de varias versiones del sistema métrico decimal. Las unidades del sistema cgs usadas para medir la intensidad del campo magnético de la tierra son llamadas gammas; algunas conversiones usuales son:

- 1 gamma = 1 nano tesla (1nT)
- 1 micro tesla = 1000 gammas
- 1 tesla = 10^9 gammas
- 1 gauss = 10^5 gammas
- 1 gauss = 10^{-4} tesla
- 1 gauss = 1 oersted

La intensidad del campo magnético registrada en la superficie terrestre es de una magnitud más pequeña que la predominante en el núcleo de la tierra. En la periferia del núcleo, aproximadamente a 2,175 millas del centro de la tierra (3,500 kms aproximadamente) la intensidad del campo alcanza 800.000 gammas.

La intensidad del campo total en la superficie de la tierra varía de 63,000 gammas cerca del polo norte, a 27,000 gammas cerca del ecuador.

La intensidad horizontal del campo magnético define a la dirección del norte magnético. La magnitud se calcula con la fórmula:

Componente horizontal = $H \times \cos(\text{ángulo de inclinación magnética})$

3.7.4 ÁNGULO DE INCLINACIÓN MAGNÉTICA

El ángulo de inclinación magnética es el ángulo entre la horizontal y el vector del campo magnético.

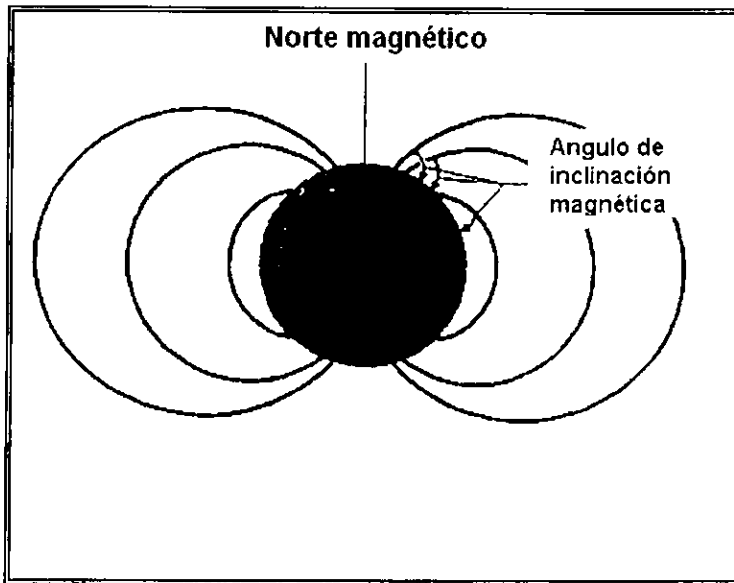


Figura 3.9 Ángulo de inclinación magnética

La inclinación es el ángulo en el cual las líneas del campo magnético entran a la tierra. Los valores para el ángulo de inclinación varían de 90° cerca del polo norte hasta 0° en el ecuador. Existen varios puntos en la superficie de la tierra donde la inclinación es igual a 90° , debido a anomalías locales.

3.7.5 ÁNGULO DE DECLINACIÓN MAGNÉTICA

La Tierra puede ser imaginada con un dipolo corriendo a través de su centro, con los polos norte y sur en cada extremo. Este dipolo no corresponde con el eje rotacional de la tierra. Como resultado de ello, el norte magnético y el norte geográfico no

están alineados. El ángulo entre el norte magnético y el norte geográfico (norte verdadero) se define como declinación magnética o ángulo de declinación.

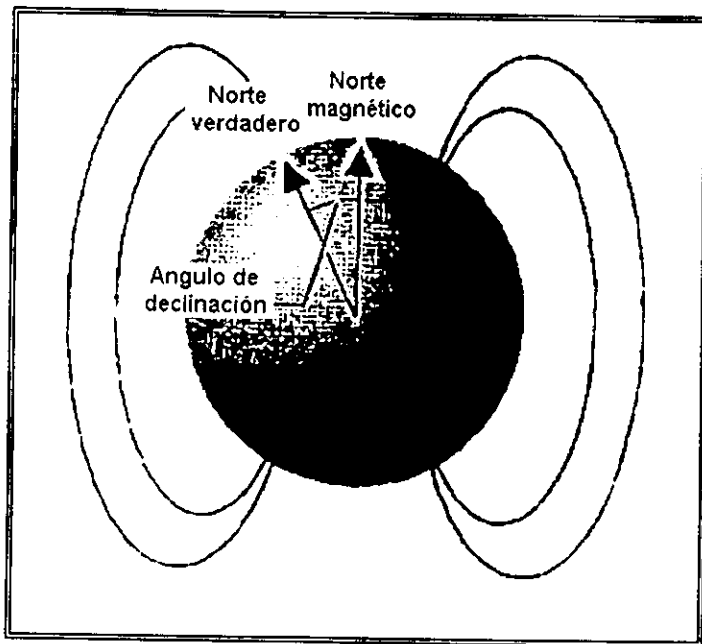


Figura 3.10 Ángulo de declinación magnética

Dependiendo de la posición en donde se encuentre localizado un punto en la tierra, el norte magnético puede estar a unos cuantos grados al este u oeste del norte verdadero. A principios de 1998, la posición del polo norte magnético estaba a 1170 kilómetros del polo norte verdadero. La ubicación de los polos magnéticos es transitorio, causado por el complejo movimiento de fluido en el núcleo de la tierra que provoca que el campo magnético cambie lentamente con el tiempo. A este cambio temporal se le conoce como "variación secular". La variación secular resulta en una relación dependiente del tiempo entre el norte verdadero y el norte magnético. La declinación magnética es dependiente del tiempo y del lugar en la superficie terrestre.

Al integrar la declinación magnética a las mediciones de azimut con herramientas magnéticas, es necesario corregir las mediciones con respecto al norte verdadero o geográfico. Una declinación con rumbo al este se expresa como un valor positivo y una declinación con rumbo al oeste se expresa como un valor negativo.

Pasar de una referencia a otra parece una tarea simple, pero es necesario tener mucho cuidado, si convertimos mediciones al norte grid también debe considerarse la convergencia grid.

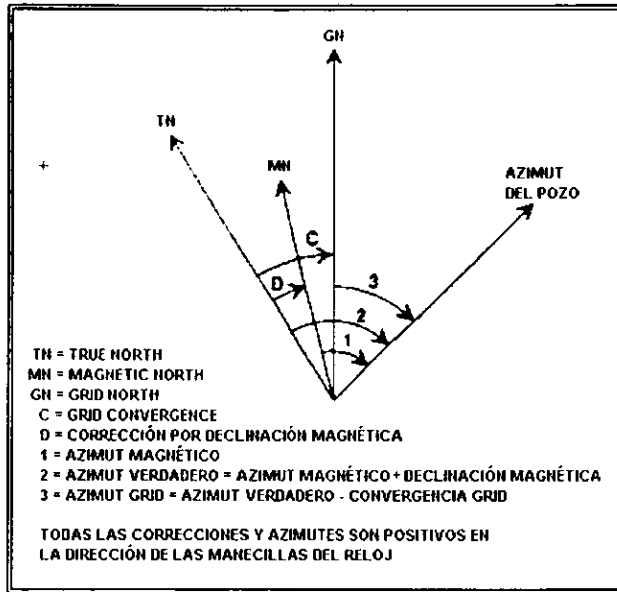


Figura 3.11 Relación entre el azimut del pozo y los nortes verdadero, magnético y grid.

En una escala global el comportamiento del campo magnético de la tierra es bastante constante y predecible; la declinación magnética puede ser calculada en cualquier punto de la tierra en cualquier momento. En la actualidad se usan ampliamente cartas describiendo el comportamiento de la declinación y la velocidad de cambio, usualmente expresada como un cambio anual.

3.7.6 INTERFERENCIA MAGNÉTICA

Existen dos fuentes de interferencia magnética en el medio ambiente de la perforación:

- Interferencia magnética en la sarta de perforación.
- Interferencia magnética externa, por ejemplo: fluctuaciones en el campo magnético de la tierra, pescados en el agujero, cercanía de la tubería de revestimiento, formaciones con pirita o hematita.

Cualquier variación de los parámetros del campo magnético detectada por el instrumento de medición magnética puede indicar interferencia magnética. La interferencia puede ocurrir a medida que la sarta de perforación se mueve lejos de la zapata. La interferencia también puede ocurrir a medida que un pozo adorado se encuentra cerca. Todos los instrumentos de medición son afectados por la interferencia magnética. En estos casos puede requerirse el uso de mediciones giroscópicas. La interferencia magnética causada por la sarta de perforación se puede aceptar con límites tolerables.

3.7.7 INTERFERENCIA MAGNÉTICA DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

El magnetismo de la sarta de perforación puede ser una fuente de error al calcular el azimut con datos de mediciones magnéticas. Los instrumentos miden el vector resultante entre el campo magnético de la tierra y la sarta de perforación. La sarta de perforación es parecida a un largo dipolo magnético con sus líneas de flujo paralelas a la sarta, por ello el eje Z del instrumento es afectado, típicamente se ha detectado un incremento del campo magnético en este eje.

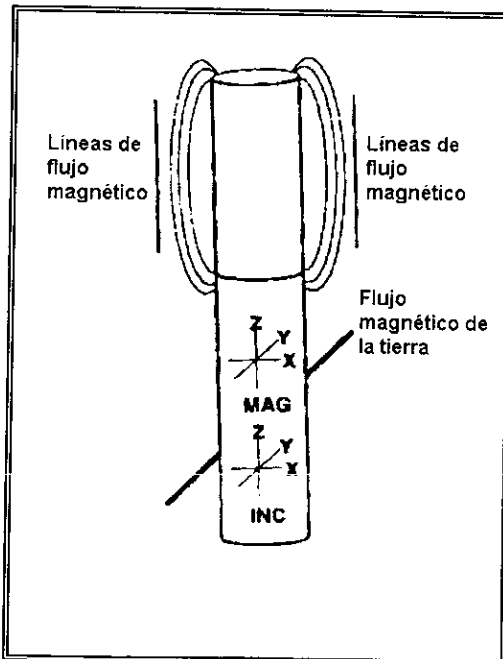


Figura 3.12 Magnetismo en la sarta de perforación

La magnitud de este error es dependiente de la intensidad del polo de los componentes magnetizados de la sarta de perforación y de su distancia a la herramienta MWD. El error normalmente aparecerá como un incremento en el valor total de HFH y la intensidad de este campo total es mayor que el de la tierra. El mayor valor total de H permanecerá constante, independientemente de la orientación o profundidad de la herramienta, mientras la inclinación del pozo, azimut y aparejo de fondo (BHA) permanezcan relativamente constante.

Cuando el magnetismo de la sarta de perforación está causando un error en las mediciones sobre el eje Z, solamente la componente horizontal de este error afecta al momento de calcular el azimut.

La componente horizontal del error en el eje Z es igual al error en dicho eje por el seno de la desviación del pozo. Por lo tanto, el efecto del magnetismo de la sarta de perforación sobre el error del azimut se incrementa al incrementarse el ángulo del pozo. Por consiguiente, ya que la componente horizontal del campo magnético de la tierra es más pequeño a mayor latitud, el error de la misma sarta de perforación será relativamente mayor a la que se experimenta en latitudes bajas.

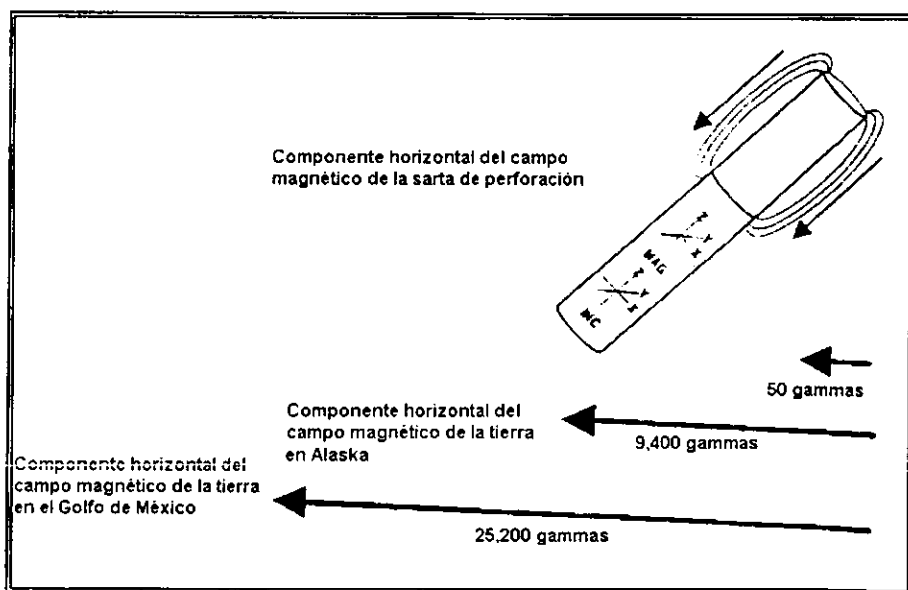


Figura 3.13 Interferencia magnética de la sarta de perforación a diferentes latitudes

Un error de 50 gammas tiene un efecto mayor sobre una componente horizontal más pequeña. Por ejemplo, el error en Alaska es de 0.53% comparado con solamente 0.20% en el Golfo de México. Finalmente, el error de azimut resultante del magnetismo de la sarta de perforación también depende de la dirección en la cual el aparato de perforación está perforando. El máximo error de azimut se tendrá en la orientación este-oeste, y se reducirá gradualmente en la orientación norte-sur.

3.7.8 CORRECIÓN PARA LA INTERFERENCIA MAGNÉTICA DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Una manera de minimizar el error causado por la interferencia magnética de la sarta de perforación es aislando el instrumento de medición incorporando lastrabarrenas no magnéticas en el aparato de perforación. La longitud del material no magnético requerido depende de la intensidad del polo de los componentes magnéticos en el aparato de perforación, la intensidad del campo magnético, el ángulo de inclinación, y la dirección y ángulo del pozo.

3.7.9 ESTIMACIÓN DE LA INTERFERENCIA MAGNÉTICA DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

Existen ecuaciones que pueden ser usadas para predecir errores en el azimut generados por la interferencia magnética del aparato de perforación.

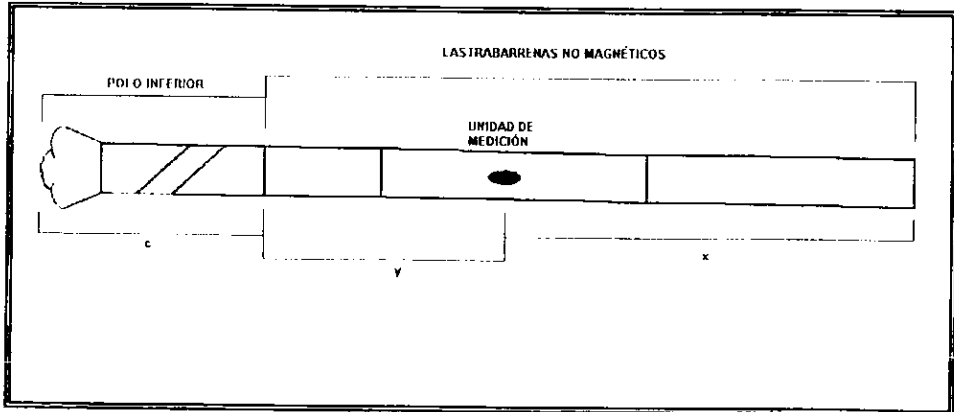


Figura 3.14 Requerimientos de lastrabarrenas no magnéticos

Esta metodología ha sido desarrollada para proporcionar una estimación conservadora de la interferencia magnética de la sarta de perforación. En la medida en que las intensidades de los polos magnéticos son desconocidas, el error del azimut de un aparato (BHA) puede ser menor que el estipulado.

Las ecuaciones para predecir la interferencia de la sarta de perforación son:

$$IF = \frac{770}{X^2} + \frac{LP}{Y^2} - \frac{LP}{(Y+C)^2}$$

$$AE = \frac{57.300 \cdot IF \cdot \text{sen } I \cdot \text{sen}(A_z - MD)}{H \cdot \text{cos } \text{ángulo}}$$

Donde:

IF = Interfering field; campo que está interfiriendo, en microtesla (μT)

LP = Intensidad del polo de los componentes que se encuentran debajo del instrumento de medición, en microtesla por m^2 ($\mu\text{T} \cdot \text{m}^2$)

AE = Error de azimut debido a la interferencia del campo IF.

H = Intensidad total del campo magnético, en gammas.

A_z = Azimut del pozo, relativo al norte verdadero.

I = Inclinación del pozo.

MD = Magnetic declination; declinación magnética.

Dip = Angulo de inclinación magnética.

X = Longitud de lastrabarrenas no magnéticos arriba del instrumento de medición.

Y = Longitud de lastrabarrenas no magnéticos abajo del instrumento de medición.

C = Longitud de material magnético abajo de los lastrabarrenas no magnéticos.

Para LP se selecciona uno de los siguientes valores. Estos valores de intensidad polar representan los límites máximos que pueden encontrarse, típicamente, en componentes actuales de aparejos de fondo (BHA).

- Estabilizador y barrena = 77 ($\mu\text{T} \cdot \text{m}^2$)
- 30 pies de lastrabarrenas o componentes de BHA = 260 ($\mu\text{T} \cdot \text{m}^2$)
- Motor de fondo o turbina = 860

Este procedimiento, con las ecuaciones, es relativamente fácil de usar e interpretar. El valor absoluto del error de azimut (AE) debe ser menor a 0.5° , en caso de no ser así se debe continuar agregando lastrabarrenas no magnéticas arriba y abajo del MWD hasta que el valor de AE sea menor o igual a 0.5° .

Para perforación horizontal, y especialmente para trayectorias de pozos con radio medio de curvatura, este procedimiento puede no ser práctico para conseguir errores de azimut menores a 0.5° . Algunos operadores prefieren perforar con un error de 1° durante la fase de construcción del pozo y después corregir.

Si se usa el motor de fondo para corregir el azimut del pozo y se observa un cambio en el campo magnético debido a la interferencia magnética del motor, esto puede no ser problema si el cambio es conocido y estimado. Una manera simple de resolver este problema es medir la trayectoria corregida con un espaciado diferente o un aparejo de fondo (BHA) diferente.

CAPÍTULO 4

ELIPSE DE INCERTIDUMBRE

En este capítulo se presenta un modelo para determinar la incertidumbre de la posición del pozo. Un análisis para conocer los errores demuestra que son principalmente sistemáticos más que aleatorios. El modelo, basado en errores sistemáticos, hace comparaciones con la experiencia práctica. También se presenta una gráfica que muestra la incertidumbre de la posición lateral típica de pozos desviados para varios tipos de mediciones.

4.1 Modelo del error sistemático

Durante los pasados 10 años, la incertidumbre involucrada en la determinación del curso verdadero de un pozo ha sido una causa de preocupación. Los pozos perforados con mayor desviación y profundidad se hicieron con el método del operador, con diferencias inexplicables entre varias medidas hechas en el mismo pozo.

En 1971, Truex mencionó que los posibles errores de la posición lateral de pozos altamente desviados pueden ser hasta de 30 metros, a una profundidad de 2000 metros. Dos años después, Walstrom introduce el concepto de *elipse de incertidumbre* para describir la incertidumbre de la posición, la cual puede ser determinada con varios métodos de medición. La experiencia, sin embargo, ha mostrado que la elipse calculada por este método de error aleatorio es poco realista, se piensa que es debido principalmente a la naturaleza del modelo del error estadístico usado.⁽³⁾ Las diferencias esenciales entre el modelo del error aleatorio existente y el método propuesto en este capítulo están ilustradas en el siguiente ejemplo simplificado:

Considerando la parte inclinada y recta de un pozo con las siguientes características: Profundidad total a lo largo del agujero (AHD o D_{AH}) = 2 500 m, 100 medidas realizadas a intervalos de 25 m, con una inclinación de $I \pm \Delta I = 30^\circ \pm 0.5^\circ$ y un azimut de $A \pm \Delta A = 90^\circ \pm 1^\circ$.

La posición del fondo del pozo, según las coordenadas norte, este y vertical se encuentran fácilmente de la siguiente manera:

$$N = D_{AH} \cos I \cos A = 0$$

$$E = D_{AH} \cos I \sin A = 1250 \text{ m}$$

$$V = D_{AH} \sin I = 2165 \text{ m}$$

La incertidumbre de la posición del fondo del pozo, de acuerdo al modelo del error, siguiendo una tendencia recta y suponiendo que la medida de los errores en las 100 estaciones tienen la misma magnitud, por simple trigonometría, de la figura 4.1⁽³⁾

$$\Delta N = D_{AH} \sin I \cdot \Delta A = 2\,500 \times 0.5 \times (\pi/180) (1.0) = 22 \text{ m}$$

$$\Delta E = D_{AH} \cos I \cdot \Delta I = 2\,500 \times 0.87 \times (\pi/180) (0.5) = 19 \text{ m}$$

$$\Delta V = D_{AH} \sin I \cdot \Delta I = 2\,500 \times 0.5 \times (\pi/180) (0.5) = 11 \text{ m}$$

En el modelo del error aleatorio, sin embargo, se supone que los errores varían aleatoriamente de una estación a otra, lo cual les da una tendencia de compensarse uno a otro. La aleatoriedad de los errores provoca que la incertidumbre de la posición sea menor en el valor anterior, por un factor igual a la raíz cuadrada del número de estaciones medidas, la cual es $N = 100 = 10$

Por lo tanto:

$$\Delta N = \pm 2.2 \text{ m}$$

$$\Delta E = \pm 1.9 \text{ m}$$

$$\Delta V = \pm 1.1 \text{ m}$$

En adición, un estudio detallado de las fórmulas de Walstrom revela que la incertidumbre de la posición de $\Delta N = 2.2 \text{ m}$ y $\Delta E = 1.9 \text{ m}$ corresponde con la reducción del 68% del nivel de confianza de la elipse. En el modelo del error sistemático presentado aquí los niveles de confianza no se usan, y la incertidumbre de la posición es calculada tomando directamente las dimensiones principales de las áreas y volúmenes de la elipse de incertidumbre (elipsoides).⁽³⁾

El ejemplo anterior muestra claramente que los errores sistemáticos contribuyen mucho más a la eventual incertidumbre de la posición del pozo que los errores aleatorios. Un análisis de varios casos donde se hicieron más de una medición en un pozo, indica que las discrepancias entre las medidas tienen un componente sistemático significativo. Como se demuestra en el ejemplo, los componentes sistemáticos en la medición de los errores justifica el error aleatorio en la elipse de incertidumbre donde con frecuencia son mucho más pequeños que las discrepancias observadas entre varias medidas hechas en el mismo pozo.

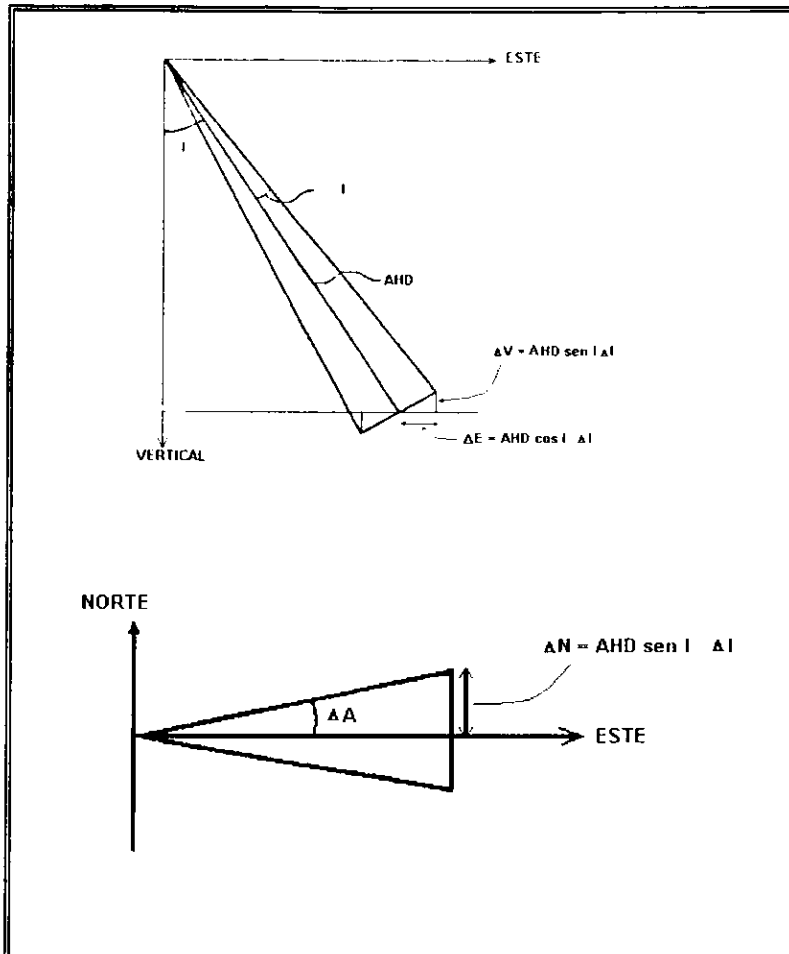


Fig. 4.1 Relación básica entre errores de medición sistemáticos y la posición de incertidumbre

Se establece que el modelo del error sistemático proporciona resultados más realistas. En primera instancia, se lleva a cabo la medición individual de errores y la atención especial para sus componentes sistemáticos.⁽²⁰⁾

Subsecuentemente, se presenta un procedimiento matemático para convertir los errores medidos en una posición de incertidumbre. Se asignan valores numéricos a los errores y se discuten las consecuencias.

4.2 FUENTES FISICAS DE ERROR

4.2.1 Error de azimut o de brújula.

La incertidumbre en las mediciones de la trayectoria del pozo usualmente se describe en forma de error de inclinación y azimut. Sin embargo, para inclinaciones pequeñas, esto hace menos real el error de azimut, el cual es una función discontinua de la inclinación. Para superar este problema podemos establecer que el error de azimut está compuesto de dos errores físicos reconocibles, un error de brújula (ΔC), y un error por mala centralización de la herramienta, (ΔI_m), los cuales se establecen, de las mediciones de la herramienta en el interior del pozo y de las tolerancias del instrumento, como resultado de la excentricidad de cada una de las plomadas en suspensión y los voltajes compensados en instrumentos electrónicos. El error por mala centralización de la herramienta puede tener cualquier orientación. A altas inclinaciones, el error de azimut es casi igual al error de la brújula, pero a bajas inclinaciones, el error de azimut es controlado por la mala centralización de la herramienta.⁽³⁾

Anticipándonos a la parte matemática de este capítulo, se presenta una fórmula que describe las siguientes relaciones:

$$\Delta I = \Delta C \cdot \left[\arcsin \left(\frac{\Delta I_m}{\sin I} \right) \right]$$

El error de brújula, ΔC , está compuesto por varios componentes, ΔC_i , de acuerdo a:

$$\Delta C = \left(\sum \Delta C_i^2 \right)^{1/2}$$

Más adelante se discute la naturaleza y magnitud de las fuentes de estos errores físicos: los errores de la brújula magnética (ΔC_1 y ΔC_2), errores del giroscopio (ΔC_1 y ΔC_3), error por la mala alineación (ΔI_m), error por inclinación verdadera (ΔI), y error por profundidad relativa (ϵ).

4.2.2 Errores de la brújula magnética

La fuente de error más obvia en brújulas que miden echados se origina en los propios instrumentos. Para investigar las propiedades típicas de las brújulas, 16 unidades usadas regularmente fueron comparadas en una prueba normal. Dos unidades mostraron una desviación sistemática de 2° , aunque la exactitud demandada de los instrumentos fue de $\pm 1^\circ$.⁽²⁰⁾

Una inspección hecha por el fabricante reveló que la fuente del error está relacionada con el instrumento. Esta prueba simple demostró que los errores del instrumento no fueron puramente aleatorios, como previamente se había creído, sino que tuvo un componente sistemático. Esto mostró, además, la necesidad de revisar el instrumento regularmente.

La lectura de una brújula magnética nunca puede ser más confiable que el valor de la variación de la inclinación usada. La comparación de las variaciones en las cartas navales usadas extensamente a escala mundial, y otras variaciones de cartas detalladas a gran escala, revela diferencias locales por arriba de 0.5° . La experiencia de Shell indica que 0.5° puede ser considerada una precisión típica para cartas mundiales. Dependiendo de la posición geográfica, la fluctuación diaria de la declinación es del orden de 0.1° .⁽³⁾

Las tormentas magnéticas pueden causar variación en el norte magnético de pocos grados, pero afortunadamente éstos usualmente ocurren no más de 10 veces al año. En general, los correspondientes errores de la brújula permanecen constantes a través de las mediciones, por consiguiente, pueden ser tratados como sistemáticos.

Por lo tanto, el error de referencia de brújula, ΔC_i , es una constante:

$$\Delta C_i = \Delta C_{10}$$

Una fuente mayor de error de la brújula es la magnetización de la sarta de perforación. Los operadores de perforación generalmente seleccionan sartas de lastrarrenas no magnéticas.

La Shell recientemente hizo mediciones magnéticas en tubos lastrarrenas, turbinas, líneas de acero, y cables de acero, en su mayor parte en la superficie pero también, en un número menor, en el fondo del pozo. La mayoría de las mediciones fueron hechas en el área del mar del norte, de esta manera, la aplicación de estos resultados puede ser restringida a esta área. Además, para una prueba, los 15 lastrarrenas y estabilizadores presentados para la magnetización fueron orientados de la caja hacia el piñón, correspondiendo con la orientación de la componente vertical del campo magnético de la tierra. La magnetización fue principalmente baja, la cual contrasta con las suposiciones recientes.⁽³⁾

Para los lastrarrenas, la componente de fuerza inducida de los polos fue medida y resultó ser menor a $60 \mu\text{Wb}$ por $30 \mu\text{T}$ (microtesla) del cambio del campo magnético, el cual corresponde con los valores de permeabilidades relativas entre 60 y 80, medidas en el laboratorio.

Discusiones detalladas sobre la magnetización de sartas de perforación están más allá del alcance de este capítulo, pero se dan las relaciones más relevantes.

La deflexión real, o inclinación, de la brújula, (ΔC_2), depende de la dirección del agujero, de acuerdo a:

$$\Delta C_2 = \sin I \cdot \sin A \cdot \frac{\Delta B_z}{B_N} = \sin I \cdot \sin A \cdot \Delta C_{20}$$

Donde I y A son la inclinación y el azimut del agujero y B_N es la señalización del norte de la componente horizontal del campo magnético de la tierra. B_N varía con la posición de la tierra entre $40 \mu\text{T}$, en el ecuador magnético, a $0 \mu\text{T}$, por definición, en el norte magnético.

En el área del Mar del Norte, varía de 14 a $18 \mu\text{T}$. La fuerza del error magnético del campo, ΔB_z , depende de la magnetización real de la sarta de perforación y de la longitud de las NMDC's usadas. Estableciendo un caso típico de dos NMDC's (18 metros) con polos magnéticos arriba y debajo de ellos de $+900$ y $-300 \mu\text{Wb}$, respectivamente, el error magnético del campo en la posición menos estable está por debajo de los 7.2 m , y es igual a $1.08 \mu\text{T}$.⁽³⁾

Suponiendo de nuevo que $B_N = 16 \mu\text{T}$, entonces $\Delta C_{20} = \Delta B_z / B_N = 0.067 \text{ rad} = 3.8^\circ$, que corresponde con un error de azimut de 3.4° si el agujero tuviera una inclinación de 60° al este u oeste. Si la brújula no está posicionada óptimamente, este valor será más grande.

Este error se considera también sistemático. Nuevamente, las fuentes del error magnético son los baches calientes en las NMDC's y las interferencias de los estabilizadores, de las tuberías de revestimiento adyacentes, y los instrumentos de las baterías.

4.3 ERRORES DEL GIROSCOPIO

La mayoría de los actuales instrumentos giroscópicos usados en la medición de agujeros de pozos usan una carta de brújula, la cual está orientada sobre un soporte en la parte superior del giroscopio con sus ejes horizontales giratorios. De esta manera, el giroscopio permite una dirección de referencia para ser transferida desde la superficie hasta las estaciones de medición en el agujero del pozo.⁽²⁰⁾

El giroscopio tiene las ruedas suspendidas en un sistema de dos soportes, los cuales permiten que el instrumento pueda rotar libremente en cualquiera de sus ejes.

Antes y después de una corrida de medición, el giroscopio debe ser referenciado a una dirección preestablecida. La experiencia de la Shell muestra que, cuando esta dirección de referencia está fijada por medios topográficos, la precisión de la orientación es de 0.1° . Las mediciones del giroscopio, referenciadas con la brújula

magnética, pueden ser afectadas por los errores discutidos previamente. En este caso, la incertidumbre es del orden de 1° .⁽³⁾

Obviamente, los errores de referencia son constantes a lo largo de las mediciones, por lo tanto, son sistemáticos.

Durante una medición, el giroscopio puede desviarse unos cuantos grados. Las partes que juegan un rol importante en la desviación son: el momento de inercia del giroscopio, la rotación de la tierra, la construcción y orientación del soporte, el tiempo, la temperatura, la orientación del pozo, la severidad de la pata de perro, y los procedimientos de las corridas.

La desviación del giroscopio es una fuente de error, pero si fuera constante a través de una corrida, puede ser capaz de autocorregirse. La desviación observada, la cual es el ángulo en el que el giroscopio cambia su orientación al inicio y al final de la corrida, puede ser proyectado linealmente sobre la duración de la medición. Pero la desviación aparentemente no es constante.⁽²⁰⁾

La disminución del error se logra monitoreando intermitentemente la velocidad de desviación y construyendo una curva de desviación, la cual se usa posteriormente para ajustar la línea de desviación lineal. La diferencia entre la desviación total observada y la calculada se llama cierre. Para una buena medición, este cierre puede ser pequeño, en el orden de más o menos unos pocos grados por hora de duración de la medición.

El cierre puede ser considerado como una desviación no monitoreada, y después de cerrar la curva de desviación, el error de azimut puede ser proporcional al valor del cierre. Obviamente, estos errores no varían aleatoriamente de una estación a otra, generalmente se generan errores positivos o negativos sobre intervalos largos.

Una comprobación muy práctica en la validación de una medición del giroscopio es comparar las medidas de azimut realizadas al inicio y al final de la corrida. Un criterio razonable es que la diferencia puede ser de 1° en secciones del agujero donde la inclinación es mayor a 10° .

Para inclinaciones menores, el criterio depende del instrumento usado. Al observar que este criterio no puede satisfacerse siempre, se demuestra que la precisión óptima de una medición con giroscopio es del orden de 1° .

La construcción del soporte del giroscopio establece un límite para la máxima inclinación a la cual el giroscopio es confiable.

A bajas inclinaciones, el giroscopio está totalmente soportado, pero a altas inclinaciones la efectividad del sistema de soporte disminuye. Eventualmente, a 90° los soportes coinciden totalmente y cualquier cambio pequeño en el azimut del

agujero causará que el giroscopio falle. En realidad, el giroscopio no puede ser usado confiablemente en agujeros de más de 70° de inclinación debido a los límites que se encuentran en los soportes, y en pozos aproximándose a esta inclinación, indudablemente causará errores.⁽¹⁰⁾

Una fórmula matemática para expresar estas características del giroscopio es:

$$\Delta C' = \frac{l}{\cos l} \cdot \Delta C'_{30}$$

Donde $(l / \cos l)$ representa la disminución de la precisión del giroscopio al incrementarse la inclinación.

La fórmula se considera aplicable al giroscopio convencional y al giroscopio electrónico, recientemente desarrollado, con capacidad de lectura en superficie. No obstante, el valor numérico de la constante, $\Delta C'_{30}$, puede diferir.

No ha sido posible encontrar una fórmula matemática apropiada para definir la exactitud de la medición del giroscopio durante la corrida.

4.4 DESALINEACIÓN Y ERROR DE INCLINACIÓN VERDADERO

Comúnmente, el rango de valores de precisión para la inclinación varía entre 0.03°, para buenas mediciones excelentes del giroscopio y 0.1° para algunas brújulas magnéticas. El error indica que es efectivo solamente en el plano vertical a través del agujero del pozo.⁽³⁾

La mala centralización de la herramienta y la tolerancia del instrumento tienden a aumentar el error de inclinación, que puede tener cualquier orientación.

La rotación de la herramienta entre estaciones reduce parcialmente el efecto de este error, pero donde la rotación no ocurre, el error será completamente sistemático.

Para una medición del giroscopio en el interior de la tubería de revestimiento, el error por centralización es generalmente menor en mediciones magnéticas por dos razones: lo liso de la tubería de revestimiento permite una mejor centralización y alineación, y la mala centralización del giroscopio puede ser medida y parcialmente compensada. En las secciones inclinadas del pozo, la situación es diferente. La inclinación de la herramienta puede variar en el agujero del pozo pues el empuje de la línea de acero, o la fuerza de gravedad, comprimen los centradores.⁽¹⁰⁾

El tipo de inclinómetro usado en inclinaciones de 90° también tiene sus propios errores. Este error es registrado también como error de inclinación verdadera, en contraste con el error por mala alineación, éstas actúan solamente en el plano vertical a través del agujero del pozo. El estudio de varios pozos con inclinación entre 30° y 60° demostró que el error de inclinación verdadera es del orden de 1°.

Para incrementar la sensibilidad de una medición para este tipo de error con inclinación, se propone la siguiente fórmula matemática:

$$\Delta l_i = \text{sen } i \cdot \Delta l_o$$

donde Δl_i es el error real de inclinación verdadera y Δl_o es el error de inclinación aplicable a un pozo horizontal. El error por mala centralización puede concebirse como un cono alrededor del agujero del pozo con la mitad del vértice igual a Δl_m . Las fórmulas para describir matemáticamente esto se dan en el apéndice A.⁽³⁾

4.5 MEDICIÓN DE LA PROFUNDIDAD

En pozos inclinados, la medición de la profundidad también afecta a la posición horizontal de un pozo. De discusiones con varios operadores de perforación, se obtuvieron los siguientes valores cuantitativos. Una línea de acero mantenida en un pozo puede dar profundidades con una precisión de 0.2×10^{-3} de la AHD (profundidad a lo largo del pozo), pero con una mala supervisión ésta puede incrementarse a 1.5×10^{-3} .

La fricción de la herramienta en el agujero puede causar diferencias entre el inicio y el final de la corrida. En adición, las uniones de las T.R. y la tubería de perforación deben ser medidas con precisión cercana al cm, 1 cm por cada 10 metros, en promedio, de longitud, representa 10^{-3} de la AHD.⁽³⁾

4.6 CONVERSIÓN DE LOS ERRORES DE MEDICIÓN EN LA POSICIÓN DE INCERTIDUMBRE.

En la sección previa, la mayoría de los errores de medición demostraron ser más sistemáticos que aleatorios durante una corrida de una estación a otra.

El método de Walstrom para calcular la elipse de incertidumbre es incapaz de manejar este tipo de errores, por consiguiente, se desarrollará un nuevo método. La derivación matemática completa está dada en el apéndice A.

En este capítulo se presentan solamente las características del modelo para usarse en el caso simplificado de un agujero en línea recta. Fundamentalmente, la única diferencia con el procedimiento matemático es que también puede ser aplicado a pozos direccionales.

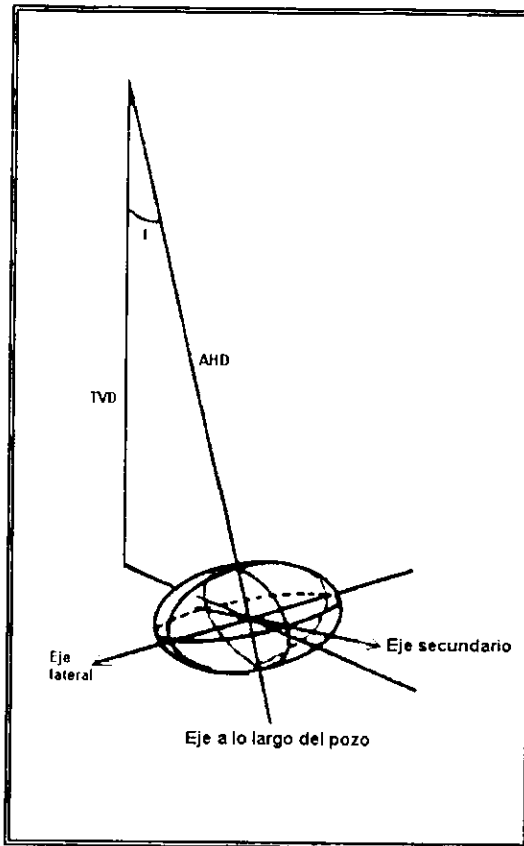


Fig. 4.2 Definición de los ejes del elipsoide de incertidumbre

Considerando un pozo en línea recta, de profundidad D_{AH} , inclinación I , y azimut A . Debido a los errores de medición existe incertidumbre respecto a la posición del pozo, dicha incertidumbre puede describirse como una elipse. Los tres ejes principales de este elipsoide están, uno a lo largo del pozo, causado por el error de la profundidad relativa, ϵ , otro eje perpendicular, relacionado con la mala alineación de la brújula, ΔI_m y ΔC , y el otro eje en el plano vertical, perpendicular a los otros dos ejes, relacionado con el error por la inclinación verdadera, ΔI_t . Para determinar el tamaño de la incertidumbre en el pozo, se calculó un elipsoide con las siguientes dimensiones, desde el eje medio.

$$\text{A lo largo del agujero} = D_{AH} \cdot \varepsilon$$

$$\text{Lateral} = D_{AH} \cdot \sqrt{\Delta I_m^2 + (\Delta C \cdot \text{sen } I)^2}$$

$$\text{Ascendente} = D_{AH} \cdot \sqrt{\Delta I_M^2 + \Delta I_r^2}$$

Hay que señalar que estas expresiones están ajustadas a una normal (la raíz de la suma de los cuadrados) de los componentes.

Por cuestiones de simplicidad solamente se incluye un término general del error de brújula, el cual está constituido de varios componentes. La proyección de este elipsoide en el plano horizontal es una elipse con ejes laterales iguales pero con un eje intermedio radial.⁽³⁾

En contraste con el modelo de Walstrom, estas fórmulas no incluyen un nivel de confianza pero están compuestas de errores individuales. Si se considera que la ausencia de niveles de confianza en estas fórmulas es una gran ventaja, es necesario decir que en la práctica su uso es muy limitado.⁽³⁾

En consecuencia, la proyección de un elipsoide tridimensional de un nivel de confianza seguro, dentro del plano horizontal, requerirá un ajuste de cada uno de los niveles de confianza en la elipse. Además, un rasgo importante es la asimetría del error de la brújula magnética.

Tabla 4.1 Niveles de confianza para una, dos y tres dimensiones

	UNA DIMENSIÓN (%)	DOS DIMENSIONES(%)	TRES DIMENSIONES(%)
1σ	68	39	20
√3σ	92	78	61
2σ	95	86	74
3σ	99.7	98.9	97

4.7 CUANTIFICACIÓN DE LOS VALORES DEL ERROR

El cálculo de la elipse de incertidumbre para pozos requiere valores de las magnitudes de las componentes del error individual. Por consiguiente, es difícil asignar valores numéricos a estos parámetros. Para superar esta dificultad, se usan dos conjuntos de valores para cuantificar los posibles errores de medición.⁽²⁰⁾

El primer conjunto llamado "bueno" consta de valores precisos de las componentes del error, como los encontrados cuando son usados equipos y procedimientos buenos. Este conjunto resulta en una elipse/elipsoide, reflejando la menor incertidumbre (posible error) de la posición del pozo para la técnica particular de medición aplicada. Más precisamente, el giroscopio bueno se refiere a la situación de procedimientos de uso estándar pero realizando una supervisión minuciosa de la operación del instrumento e interpretación de los datos medidos. Para esto es muy importante seleccionar correctamente los tubos lastrabarrenas no magnetizados y el espaciado óptimo de brújulas en el pozo.⁽³⁾

El otro conjunto llamado "malo", resulta en una elipse/elipsoide que refleja la incertidumbre de la posición correspondiente al caso de peores condiciones. Afortunadamente, si se da la atención correcta a la calidad de la medición, la incertidumbre puede ser menor.

A una inclinación de 60° , los valores del error de la brújula serán igual a dos veces la longitud por la función complementaria ($\cos I$)¹.

En el ejemplo del pozo en línea recta, previamente presentado, la incertidumbre de la posición lateral correspondiente a estos cuatro casos se ha determinado como una función de la inclinación promedio del pozo. Una comparación de las magnitudes de los errores vertical, radial y lateral reveló que el último es el mayor, por lo tanto, solamente éste es presentado en este capítulo. Un pozo de 4000 m de profundidad, con una inclinación promedio de 45° no puede ser medido con una precisión mayor a ± 35 m y la incertidumbre puede ser un múltiplo de este valor si la medición no es óptima. Otra observación interesante es que para inclinaciones mayores a 70° , la medición magnética es preferible a la medición giroscópica.⁽³⁾

4.8 DISCUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS

El punto débil en la medición direccional indudablemente es la inclinación en las brújulas, resultando en grandes incertidumbres en la posición lateral de pozos con grandes desplazamientos horizontales.

Si se hicieran esfuerzos extremos en el control de la calidad en instrumentos y componentes de la sarta de perforación no magnéticos, diseño de conexiones de fondo, y supervisión de la medición, la calidad promedio de las mediciones pueden ser mejoradas considerablemente. La automatización de los procesos, usando la nueva generación de instrumentos electrónicos, también puede contribuir a una mejora en la calidad de las mediciones.⁽²⁰⁾

En adición, realizando dos tipos de mediciones en un pozo; por ejemplo, magnética y herramientas giroscópicas de tomas múltiples; revelarían posibles errores en cada medición y, además, incrementarían la confiabilidad del resultado.

Esto nunca puede ser posible más allá de los límites de la precisión inherente en los principios de los métodos de medición aplicados. El logro de una mejor precisión necesita el uso de diferente tecnología, y afortunadamente están siendo desarrollados nuevos instrumentos, incluyendo el uso de microcomputadoras, las cuales están jugando un papel importante para lograrlo.⁽¹⁰⁾

Desde el punto de vista de la precisión, existen instrumentos que han mejorado su potencial, basados en el principio del giroscopio. Cuando el giroscopio del tipo que se aplica en sistemas de navegación inercial es usado, una precisión de la brújula de 0.1° parece posible. En la evolución de los instrumentos giroscópicos, dos aspectos importantes deben ser tomados en cuenta.⁽³⁾

1. La capacidad de buscar el norte nos permite referenciar los errores para ser calculados y/o ser medidos en un punto superficial de referencia.
2. Muchas herramientas giroscópicas, de este tipo, ya están disponibles y siendo desarrolladas de tal manera que no pierden su precisión al incrementar la inclinación.

Aunque las mediciones magnéticas no tienen el mismo potencial en la precisión, como las giroscópicas, está mejorando. Para el control del curso del pozo, y en el caso de un reventón, los datos de las mediciones magnéticas son a menudo los únicos datos disponibles.

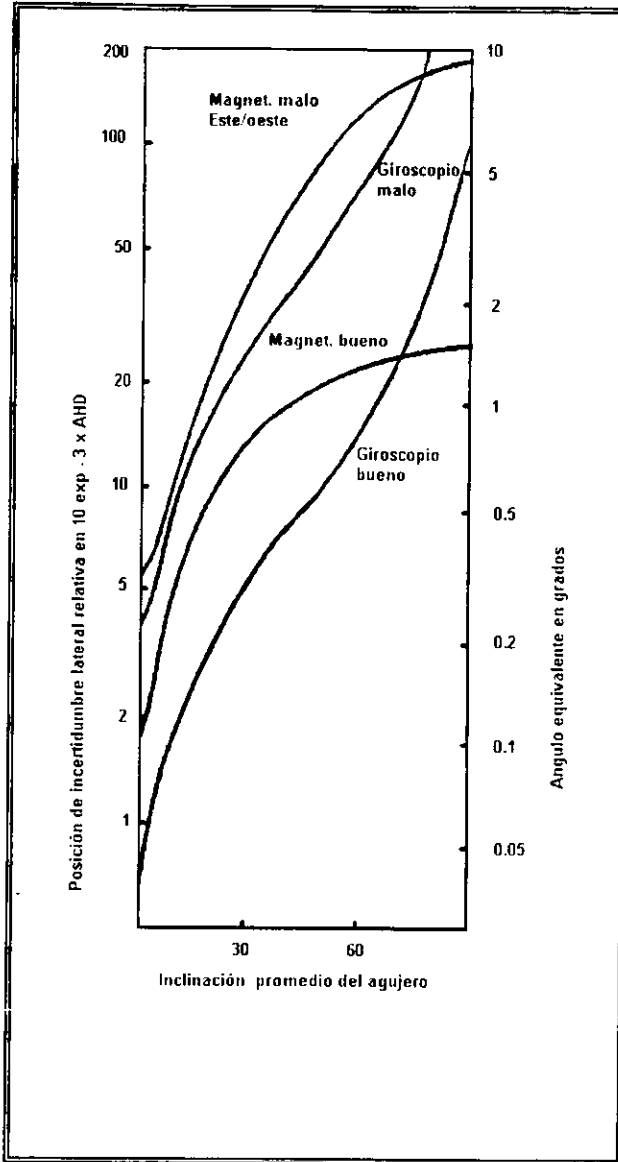


Fig. 4.3 Posición de incertidumbre lateral típica de pozos inclinados para brújula magnética y giroscopio convencional.

Desde 1978, el departamento de exploración y producción de la Shell ha tenido dos sistemas bajo estudio. Estos instrumentos tienen un diámetro externo de 10 5/8 de pulgada, el cual no permite que sean corridos en tuberías de revestimiento menores a 13 3/8 de pulgada. Repetidas veces, de las mediciones hechas con estas herramientas, se ha demostrado tener una precisión de 0.2×10^{-3} de la AHD, la cual es mejor que la última precisión obtenida con el giroscopio en agujeros cercanos a la vertical (0.5×10^{-3}).

Experiencias con el mismo, sistema durante y al final de la medición, muestra una precisión similar para mediciones horizontales (0.5×10^{-3} a 1×10^{-3}). Por lo tanto, puede concluirse que la precisión de los sistemas internos es, para propósitos prácticos, independiente de la inclinación del agujero.

Para conseguir una reducción significativa en el diámetro externo de las herramientas que se utilizan internamente, se requiere un cambio en los equipos de medición. Sin embargo, esto probablemente sería sacrificando la precisión de algunas extensiones.

Por lo tanto, podemos decir que se ha demostrado que la incertidumbre de la posición de los pozos esta controlada por errores sistemáticos, errores que son constantes a lo largo de una corrida mas que errores que varían aleatoriamente de una estación de medición a otra, como hasta la fecha se ha asumido.

4.9 MÉTODOS PARA CALCULAR LA INCERTIDUMBRE

Además del modelo Wolff y deWardt, presentado con detalle en este capítulo, en la actualidad existen varios modelos que se usan para determinar los errores en las herramientas de medición. Cada modelo intenta cuantificar los errores para una medición determinada. Los modelos difieren considerablemente en la complejidad y en los métodos usados para cuantificar los errores; los modelos son:

- Cono simple
- Shell
- Topográfico (TERM)

4.9.1 MÉTODO DEL CONO SIMPLE

Es el modelo más simple y se usa cuando se conocen los parámetros del error de la herramienta. El modelo del cono simple consiste en desarrollar secciones cónicas con algún radio inicial en la cabeza del pozo. Este método aproxima los errores de medición creando un volumen de espacio en forma cónica y se considera que contiene la trayectoria real del pozo. La base de este cono se incrementa en función de la profundidad.

Cada sección cónica puede tener un ritmo diferente de expansión.

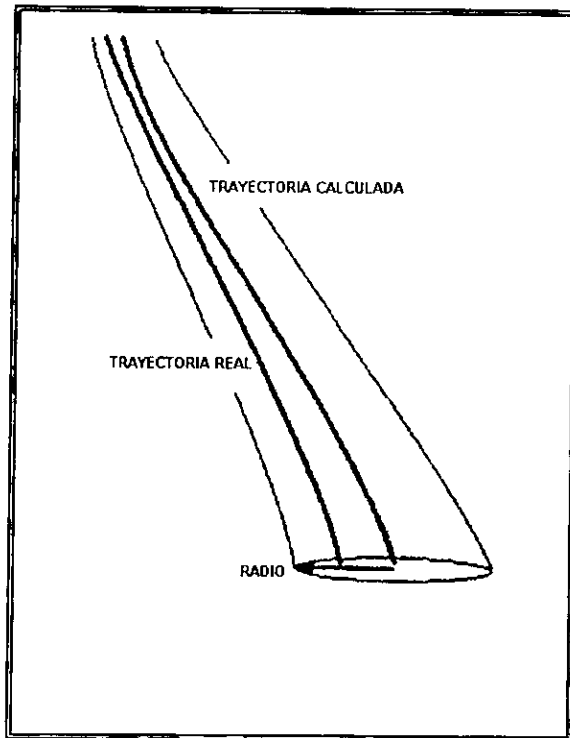


Figura 4.4 Método del cono simple

En virtud de que el método del cono simple es el más sencillo, es el usado con mayor frecuencia. Este método supone un error de medición de 1°/100 pies de profundidad medida. El radio del cono en la cabeza del pozo puede ser usado para modelar la incertidumbre del lugar. Se le puede agregar un factor de seguridad adicional al volumen desarrollado, por ejemplo, buscar siempre tener 50 pies de más alrededor del pozo.

4.9.2 MÉTODO SHELL

El método Shell es básicamente el mismo del método del cono simple. La mayor diferencia consiste en que los conos del método Shell se incrementan con la profundidad en función de la inclinación. El método Shell no controla la incertidumbre con la profundidad y trata de la misma manera el error de azimut y el error de inclinación, ya que el cono solamente puede tener un radio único para definir su

forma. Por lo tanto, el modelo Shell tiende a sobrevalorar los errores de inclinación para compensar los grandes errores de azimut.

4.9.3 MÉTODO DE WOLFF Y DEWARDT

Wolff y deWardt estudiaron los datos de mediciones de la compañía Shell en el Mar del Norte e intentaron cuantificar el error sistemático para cada tipo de herramienta de medición. Determinaron también dos grupos de valores para cada herramienta: "bueno" y "malo". Una buena medición está clasificada como aquella donde nada pudo funcionar mal, significativamente, y los datos más o menos fueron iguales durante la corrida de diferentes herramientas.

Una medición mala esta clasificada como aquella donde los errores sistemáticos son diferentes durante la corrida de varias herramientas. Esta situación puede ocurrir en el caso de extrema interferencia por la magnetización de la sarta de perforación, cálculo incorrecto de la declinación magnética, o por mala calibración de la herramienta.

La estimación de la incertidumbre de la profundidad y el trato por separado a la incertidumbre en la inclinación y en el azimut son las principales ventajas al usar el método de Wolff y deWardt; sin embargo, tiene los siguientes puntos débiles:

- El conjunto de datos que utilizan es una buena representación, pero solamente para una parte del mundo, el Mar del Norte.
- La configuración específica del aparejo de fondo (BHA) puede tener un efecto significativo en la magnetización de la sarta de perforación.
- No hace previsiones para corregir las mediciones; por ejemplo, corrección por combamiento, y referenciar correctamente el campo. Cuando estas correcciones se hacen, la incertidumbre de la posición del pozo se reduce y puede reflejarse en una elipse de incertidumbre más pequeña.

4.9.4 MÉTODO TOPOGRÁFICO

El modelo topográfico es el mas reciente, es un medio simple y sencillo para describir el funcionamiento de instrumentos de medición. Este método maneja una matriz que define la incertidumbre esperada desarrollada por un instrumento de medición. La matriz representa un error tridimensional, teniendo como ejes a los errores por azimut, inclinación y desplazamiento. La incertidumbre por inclinación es una función de la inclinación solamente, mientras que la incertidumbre por azimut está en función de la inclinación y el azimut. Una fuente de error adicional, que se toma en cuenta, es el error por profundidad que consta de un componente aleatorio. Como en el modelo de Wolff y deWardt, estos errores crean una elipse de incertidumbre que representa la incertidumbre en la posición del pozo.

Una ventaja mayor del método topográfico es su flexibilidad. Introduciendo las constantes correctas, cualquier configuración de aparjos (BHA), lugar, o corrección de medición pueden ser modelados. De la misma manera, cualquier método puede ser emulado utilizando el método topográfico.

4.10 HERRAMIENTAS MEDIDORAS Y SU DESCRIPCIÓN.

Las siguientes herramientas medidoras, presentadas en la tabla 4.2, son las principales herramientas utilizadas en la perforación direccional:

Tabla 4.2 Herramientas medidoras y su descripción

NOMBRE HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN	PROVEEDORES
<p>Giroscopio libre</p>	<p>Giroscopio con sistema de orientación, requiere que esté alineado para prevenir una desorientación en la superficie, antes de correr en el pozo</p>	<p>Orientación en el fondo del pozo. Utiliza algunos sistemas mecánicos de fotografía para tomas múltiples. Se corre con línea de acero. Las mediciones pueden necesitar ser corregidas por desviación, basado en el tiempo de medición.</p>	<p><u>Scientific Drilling</u> Surface Readout Gyro (SRG)</p> <p><u>Sperry Sun</u> Surface Readout Orienter (SRO)</p> <p><u>Humphrey Inc.</u> Ultimax SURVEYOR (SRG)</p> <p><u>Baker Hughes Inteq.</u> Sigma</p>
<p>Giroscopio estacionario con capacidad para buscar el norte</p>	<p>Alta precisión. Busca el norte verdadero automáticamente. Requiere estar completamente estacionado para registrar un punto de medición. La medición es registrada por el instrumento "sintiendo" la rotación y la fuerza de gravedad de la tierra así como los acelerómetros del giroscopio.</p>	<p>Realiza tomas simples y tomas múltiples a cualquier profundidad pero solamente con inclinaciones máximas de aproximadamente 75°. Corre con cable eléctrico en pozos ademados y pozos descubiertos a través de la tubería de perforación.</p>	<p><u>Scientific Drilling</u> Finder (ángulo bajo < 15°) Keeper (ángulo bajo <=3°)</p> <p><u>Gyrodata</u> Gyrodata Wellbore Surveyor (GWS) Rate Gyro System Battery (RGS-BT)</p> <p><u>Baker Hughes Inteq.</u> Seeker</p>

NOMBRE HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN	PROVEEDORES
NSG continuo	Alta precisión. Opera en modo continuo "dinámico" para buscar el norte. El sensor se activa en un punto de medición estacionario y corre dentro del agujero. Dependiendo de la longitud de medición, realiza paradas intermedias para corregir sus errores.	Giroscopio de tomas múltiples, especialmente en ángulos grandes donde el instrumento se asienta a lo largo de la tubería de perforación. Corre con cable eléctrico, individualmente o como parte de una sarta de registro.	<p><u>Schlumberger</u> GCT Gyro</p> <p><u>Scientific Drilling</u> Finder (modo de alta velocidad >15°)</p> <p>Keeper (modo de alta velocidad)</p> <p><u>Gyrodata</u> Rate Gyro System Continuous (RGS.CT)</p> <p><u>Sperry Sun</u> G2 Gyro System</p>
Giroscopio inercial	Alta precisión, alta velocidad. Sistema de navegación inercial completa que usa un sensor para mediciones de 3 ejes. Instrumento de medición de la más alta precisión.	Giroscopio de tomas múltiples en pozos además con diámetros internos menores a 6 pulgadas. El diámetro externo de la herramienta previene asentamientos a través de la tubería de perforación en zonas con ángulos grandes, tiene como límite, para una buena operación, 65° de inclinación aproximadamente.	<p><u>Baker Hughes Integ.</u> Ring Laser Inertial Guidance Surveyor (RIGS)</p> <p><u>Ferranti</u> Finds</p>
Giroscopio de inclinación	Tipo MWD. Instrumento que proporciona solamente inclinación. Tiene un péndulo que altera una restricción anular a través de la cual los pulsos son transmitidos a la superficie.	Ángulos bajos. Aplicaciones en pozos verticales con menos de 10° de inclinación.	<p><u>Scientific Drilling</u> Teledrift</p> <p><u>Anderguage</u> Anderdrift</p>

NOMBRE HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN	PROVEEDORES
<p>Inclinómetro de resultados generales (GPIT)</p>	<p>Instrumento de medición magnética, corre con sistemas de registros con línea de acero, usualmente como parte de los registros de echados. Contiene 3 ejes magnetométricos y 3 ejes acelerométricos.</p>	<p>Opera en agujero descubierto. Puede correr dentro de la T.R. para medir inclinación. Propenso a errores por mala centralización cuando el calibrador de echados esta abierto.</p>	<p><u>Schlumberger Wandt</u> GPIT</p>
<p>Tomas múltiples electromagnético (EMS2)</p>	<p>Sistema de tomas múltiples. Corre fijo en el cople arriba de la herramienta MWD. Tiene 3 ejes magnetométricos y acelerométricos.</p>	<p>Usualmente corre con tandem pero puede ser corrido en una configuración de arreglo simple o triple. Usado en aplicaciones en pozos descubiertos. Puede ser colocado en secciones no magnéticas o en BHA para operar.</p>	<p><u>Scientific Drilling</u> Super eye <u>Gyrodatta</u> Gyrodatta Electronic Multishot (GEMS) <u>Tensor</u> Champ Tool <u>Sperry Sun</u> ESS/ESI <u>Baker Hughes Integ.</u> Electronic Multishot (Champ Tool)</p>
<p>Midiendo mientras se perfora / Tomas múltiples electromagnético</p>	<p>Herramienta magnética; corre en el interior de los lastrabarrenas no magnéticos como parte del aparejo durante operaciones de perforación. Un sistema de telemetría mud-pulse envía datos de mediciones en tiempo real a la superficie.</p>	<p>Usado en ambientes completamente magnéticos. Puede ser usado para indicar el mejor funcionamiento posible.</p>	<p><u>Schlumberger Anadrill</u> Powerpulse, Slim, Sharp, <u>Baker Hughes Integ</u> Navitrac, Teleco, DMWD <u>Sperry Sun</u> DWD, Superslim <u>Halliburton</u> BGD, Datadrill</p>

NOMBRE HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN	USO	MARCAS
MWD2	<p>Herramienta magnética. Corre dentro de coples no magnéticos como parte del aparejo durante operaciones de perforación. Un sistema de telemetría mud-pulse envía datos de mediciones en tiempo real a la superficie.</p>	<p>Se utiliza en aparejos estabilizados con datos de mediciones estándar y corregidos.</p>	<p><u>Schlumberger Anadrill</u> Powerpulse, Slim, Sharp</p> <p><u>Baker Hughes Inteq.</u></p> <p><u>Sperry Sun</u> DWD, Superstim</p> <p><u>Halliburton</u> BGD, Datadrill</p>
MWD2-S	<p>Las mismas características del anterior. El sufijo "s" significa SAG. Se calcula y aplica una corrección por combamiento basada en la localización y tamaño de los estabilizadores en el aparejo y toma en cuenta el momento de combamiento de varios elementos del aparejo de fondo (BHA)</p>	<p>Se utiliza con aparejos. Debe correrse con un aparejo arreglado con 30 pies de lastrabarrenas no magnéticas abajo del MWD y 120 pies de lastrabarrenas no magnéticas arriba del MWD.</p>	<p><u>Schlumberger Anadrill</u> Powerpulse, Slim, Sharp</p> <p><u>Baker Hughes Inteq.</u></p> <p><u>Sperry Sun</u> DWD, Superstim</p> <p><u>Halliburton</u> BGD, Datadrill</p>

4.9 EJEMPLO NUMÉRICO PARA CALCULAR LA ELIPSE DE INCERTIDUMBRE

Lo primero que se hace es calcular, para cada estación, las coordenadas de la posición del pozo y los elementos de los vectores.

Para los vectores \bar{a}_j , el método tangencial se considera lo suficientemente preciso. Por lo tanto, se realizarán los siguientes cálculos:

Se procede a determinar las coordenadas N, E y V del pozo, así como todos los vectores \bar{a}_j . Después se realizan, desde la estación (k-1) hasta la estación (k), para k=1 hasta el máximo valor de k, los siguientes cálculos

Pata de perro

$$\text{Pata de perro} = \arccos[\text{sen } I_k \text{ sen } I_{k-1} \cos(A_k - A_{k-1}) + \cos I_k \cos I_{k-1}]$$

Posición

$$\begin{bmatrix} N \\ E \\ V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N \\ E \\ V \end{bmatrix} + \frac{\tan \frac{\text{pata de perro}}{2}}{\frac{\text{pata de perro}}{2}} \cdot \Delta s_k \begin{bmatrix} \text{sen } I_k \cos A_k + \text{sen } I_{k-1} \cos A_{k-1} \\ \text{sen } I_k \text{ sen } A_k + \text{sen } I_{k-1} \text{ sen } A_{k-1} \\ \cos I_k + \cos I_{k-1} \end{bmatrix}$$

Vectores \bar{a}_j

$$\bar{a} = \bar{a}_1 + \text{sen } I_k \cdot \Delta s_k \begin{bmatrix} -\text{sen } A_k \\ \cos A_k \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\bar{a}_2 = \bar{a}_2 + \text{sen}^2 I_k \cdot \text{sen } \Delta_k \cdot \Delta s_k \begin{bmatrix} -\text{sen } A_k \\ \cos A_k \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\bar{a}_3 = \bar{a}_3 + \tan I_k \cdot \Delta_{S_k} \cdot \begin{bmatrix} -\text{sen } A_k \\ \cos A_k \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\bar{a}_4 = \bar{a}_4 + \text{sen } I_k \cdot \Delta_{S_k} \cdot \begin{bmatrix} \cos I_k \cos A_k \\ \cos I_k \text{sen } A_k \\ -\text{sen } A_k \end{bmatrix}$$

$$\bar{a} = \begin{bmatrix} N \\ E \\ V \end{bmatrix}$$

$$D_{AH} = D_{AH} + \Delta_{S_k}$$

A todas las profundidades, donde se requiere determinar la elipse, se calcula la matriz de elementos a_{j1}, a_{j2}, a_{j3} y el valor del error seleccionado se determina de acuerdo a:

$$h_{11} = \Delta C_{10}^2 \cdot a_{11}^2 + \Delta C_{20}^2 \cdot a_{21}^2 + \Delta C_{30}^2 \cdot a_{31}^2 + \Delta I_{10}^2 \cdot a_{41}^2 + (\varepsilon^2 - \Delta I_m^2) \cdot N^2 + \Delta I_m^2 \cdot D_{AH}^2$$

$$h_{21} = h_{12} = \Delta C_{10}^2 \cdot a_{11} \cdot a_{12} + \Delta C_{20}^2 \cdot a_{21} \cdot a_{22} + \Delta C_{30}^2 \cdot a_{31} \cdot a_{32} + \Delta I_{10}^2 \cdot a_{41} \cdot a_{42}$$

$$h_{22} = \Delta C_{10}^2 \cdot a_{12}^2 + \Delta C_{20}^2 \cdot a_{22}^2 + \Delta C_{30}^2 \cdot a_{32}^2 + \Delta I_{10}^2 \cdot a_{42}^2 + (\varepsilon^2 - \Delta I_m^2) \cdot E^2 + \Delta I_m^2 \cdot D_{AH}^2$$

$$h_{13} = h_{32} = \Delta C_{10}^2 \cdot a_{12} \cdot a_{13} + \Delta C_{20}^2 \cdot a_{22} \cdot a_{23} + \Delta C_{30}^2 \cdot a_{32} \cdot a_{33} + \Delta I_{10}^2 \cdot a_{42} \cdot a_{43} + (\varepsilon^2 - \Delta I_m^2) \cdot E \cdot V + 0$$

$$h_{33} = 0 + \Delta I_{10}^2 \cdot a_{43}^2 + (\varepsilon^2 - \Delta I_m^2) \cdot V^2 + \Delta I_m^2 \cdot D_{AH}^2$$

Las coordenadas del centro de la elipse, para un caso magnético, son:

$$N_{\text{mag.}} = N + \Delta C_2 \cdot a_{21}$$

$$E_{\text{mag.}} = E + \Delta C_2 \cdot a_{22}$$

La elipse en el plano horizontal está caracterizado por el ángulo de posición ϕ definido desde el norte en el sentido de las manecillas del reloj.

$$\phi = \frac{1}{2} \arctan \left[\frac{2h_{12}}{(h_{11} - h_{22})} \right]$$

y los ejes medios son

$$eje\ medio(\phi) = (h_{11} \cos^2 \phi + h_{22} \sin^2 \phi + 2h_{12} \sin \phi \cos \phi)$$

$$eje\ medio(\phi + 90^\circ) = (h_{11} \sin^2 \phi + h_{22} \cos^2 \phi - 2h_{12} \sin \phi \cos \phi)$$

Utilizando los datos presentados al principio de este capítulo, con $I=30^\circ$, $A = 90^\circ$ y $D_{AH} = 2,500$ m, se sustituyen los valores:

Pata de perro = 0

$$\begin{bmatrix} N \\ E \\ V \end{bmatrix} = 2,500 \begin{bmatrix} \text{sen}30 \cdot \text{cos}90 \\ \text{sen}30 \cdot \text{sen}90 \\ \text{cos}30 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1250 \\ 2165 \end{bmatrix}$$

$$\bar{a}_1 = 2500 \cdot \text{sen}30 \begin{bmatrix} -\text{sen}90 \\ \text{cos}90 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1250 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\bar{a}_2 = 2500 \cdot \text{sen}^2 30 \cdot \text{sen}90 \begin{bmatrix} -\text{sen}90 \\ \text{cos}90 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -625 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\bar{a}_3 = 2500 \cdot \tan 30 \begin{bmatrix} -\text{sen}9 \\ \text{cos}90 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1443 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\bar{a}_4 = 2500 \cdot \text{sen}30 \begin{bmatrix} \cos 30 \cdot \cos 90 \\ \cos 30 \cdot \text{sen}90 \\ -\text{sen}30 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1082 \\ -625 \end{bmatrix}$$

$$\bar{a}_5 = \begin{bmatrix} 0 \\ 1250 \\ 2165 \end{bmatrix}$$

$$D_{AH} = 2500 \text{ m}$$

Usando el valor del error determinado para el caso magnético, los elementos de la matriz H son:

$$h_{11} = \left[\frac{\pi}{180} (1.5)(-2500) \right]^2 + \left[\frac{\pi}{180} (5.0)(-625) \right]^2 + 0^2 + 0^2 + 0^2 + \left[\frac{\pi}{180} (0.3)(2500) \right]^2 = 4217 \text{ m}^2$$

De la misma forma se calculan los demás valores:

$$h_{12} = 0.0 \text{ m}^2$$

$$h_{22} = 491.4 \text{ m}^2$$

$$h_{13} = 0.0 \text{ m}^2$$

$$h_{23} = -269.4 \text{ m}^2$$

$$h_{33} = 180.6 \text{ m}^2$$

La elipse en el plano horizontal forma un ángulo medio con los ejes coordenados a partir de $h_{12} = 0.0$

Los ejes medios son:

$$\Delta N = \sqrt{h_{11}} = 64.9 \text{ m}$$

$$\Delta E = \sqrt{h_{22}} = 22.2 \text{ m}$$

Las coordenadas del centro de la elipse son:

$$N_{\text{mag}} = \frac{\pi}{180}(0.5)(-625) = -54.5 \text{ m}$$

$$E_{\text{magn}} = 1250 + 0 = 1250 \text{ m}$$

Hay que hacer notar que la posición probable del pozo se encuentra al sur de la posición de medición. La proyección de la elipse de incertidumbre en el plano vertical del pozo es la determinada por h_{22}, h_{23}, h_{33} . Su ángulo de posición es:

$$\phi^1 = \frac{1}{2} \arctan \left[\frac{2h_{23}}{(h_{22} - h_{33})} \right] = -30^\circ$$

y sus ejes medios son:

$$\text{eje medio}(\phi^1) = 25.4 \text{ m}$$

$$\text{eje medio}(\phi^1 + 90^\circ) = 5 \text{ m}$$

Estos resultados también pudieron ser obtenidos de la siguiente manera:

$$D_{\text{AH}} \cdot (\Delta I_{10}^2 \cdot \sin^2 I + \Delta I_m^2)^{\frac{1}{2}} = 25.4 \text{ m}$$

$$D_{\text{AH}} \cdot \epsilon = 5 \text{ m}$$

Por lo tanto, se tiene como resultado final una elipse de incertidumbre con las siguientes magnitudes, considerando que el pozo se encuentra a una profundidad de 2,500 metros:

$$\text{Eje lateral} = 25.4 \text{ m.}$$

$$\text{Eje secundario} = 5 \text{ m}$$

En la figura 4.5 se pueden ver claramente las magnitudes con los valores reales, resultantes del procedimiento desarrollado en el ejemplo numérico. De esta misma manera, aplicando el mismo procedimiento, se pueden calcular las magnitudes de la elipse de incertidumbre para condiciones diferentes, en pozos diferentes.

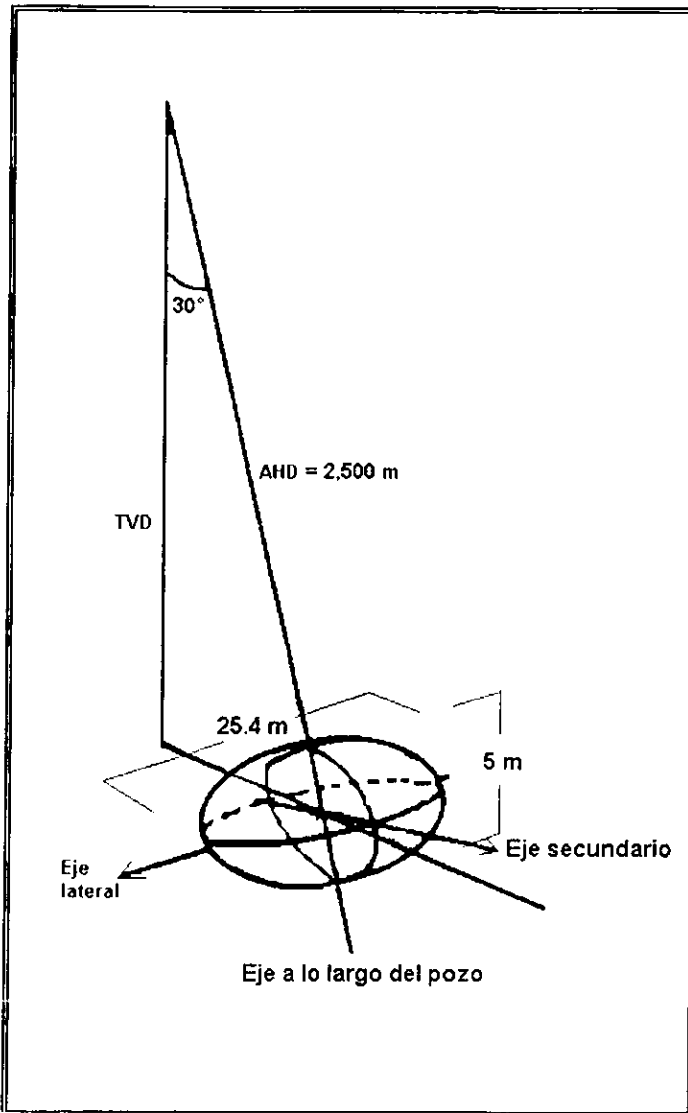


Figura 4.5 Elipse de incertidumbre, resultante del ejemplo numérico

CAPÍTULO 5

NORMAS Y PRÁCTICAS ANTICOLIDIÓN DE POZOS

Encontrar normas y prácticas relacionadas con la anticolidión de pozos es bastante difícil; en México la regulación sobre perforación direccional es prácticamente inexistente. Las compañías perforadoras nacionales no cuentan con la tecnología necesaria para perforar pozos direccionales, y por consiguiente, no tienen conocimientos de las pocas regulaciones sobre la materia, existentes principalmente en los Estados Unidos de Norteamérica.

En la actualidad, las normas disponibles sobre el tema *anticolidión de pozos en plataformas marinas* son las siguientes:

5.1 NORMAS "MEDICIÓN DIRECCIONAL" PUBLICADAS POR LA GEOLOGICAL SURVEY, DIVISIÓN AREA GOLFO DE MÉXICO, DEPENDIENTE DE LA MINERAL MANAGEMENT SERVICES, DEL DEPARTAMENTO DEL INTERIOR DE LOS ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA.

Orden N° 2 OCS, de fecha 1 de enero de 1975⁽¹²⁾

Capítulo "Procedimientos de perforación"

Inciso 1 párrafo F.

Los pozos son considerados verticales si la inclinación no excede un promedio de 3° de la vertical. Las mediciones de la inclinación pueden ser obtenidas en todos los pozos verticales en intervalos que no excedan 1,000 pies durante el curso normal de la perforación.

Los pozos son considerados direccionales si la inclinación excede un promedio de 3° de la vertical. Las medidas para el azimut y la inclinación pueden ser obtenidas en todos los pozos direccionales en intervalos que no excedan 500 pies durante el curso normal de la perforación y a intervalos que no excedan los 100 pies en partes donde exista cambio de ángulo del pozo.

Tanto en pozos direccionales como en verticales, las mediciones para obtener el azimut y la inclinación, pueden ser obtenidas a intervalos que no excedan los 500 pies, previo o posterior a la colocación de una tubería de revestimiento superficial o intermedia, a la profundidad total.

El intervalo muestreado podrá ser desde el fondo de la tubería de revestimiento conductora, o, en ausencia de ésta, desde el fondo de la tubería de revestimiento estructural.

En el cálculo de todas las mediciones, debe hacerse una corrección desde el norte verdadero hasta el norte Lambert-Grid, después de hacer la corrección al norte magnético verdadero.

5.2 FEDERAL REGISTER, DEPARTAMENTO DEL INTERIOR DEL GOBIERNO DE LOS ESTADOS UNIDOS DE NORTE AMÉRICA.

DICIEMBRE 21 DE 1979.

Ordenes para costas continentales externas que regulan operaciones de contrato de gas y aceite.

Parte XII, Orden N° 2, en vigencia a partir de enero de 1980.⁽¹³⁾

Capítulo “Operaciones de perforación”, inciso 4.

Mediciones direccionales, Golfo de México.

Los pozos son considerados verticales si la inclinación no excede un promedio de 3° de la vertical. Las medidas para el azimut y la inclinación pueden ser obtenidas en todos los pozos direccionales en intervalos que no excedan 150 metros (492 pies) durante el curso normal de la perforación, y a intervalos que no excedan los 30 metros (100 pies) en las partes donde existan cambios de ángulo del pozo.

Tanto en pozos direccionales como verticales, las mediciones para obtener el azimut y la inclinación, pueden ser obtenidas a intervalos que no excedan los 150 metros (492 pies), previo o posterior a la colocación de una tubería de revestimiento superficial o intermedia, a la profundidad total.

El intervalo muestreado podrá ser desde el fondo de la tubería de revestimiento conductora, o, en ausencia de ésta, desde el fondo de la tubería de revestimiento estructural.

En el cálculo de todas las mediciones, debe hacerse una corrección desde el norte verdadero hasta el norte Universal Transverse Mercator Grid, o Norte Lambert-Grid después de hacer la corrección al norte magnético verdadero.

Una medición compuesta de la dirección incluye una lista de inclinaciones y azimutes en un pozo clasificado como vertical, será aceptable si cubre los requerimientos de este párrafo.

5.3 CODE OF FEDERAL REGULATIONS

GOBIERNO DEL INTERIOR DE LOS ESTADOS UNIDOS DE NORTE AMÉRICA.

Clasificación: 30CFR250 – Subparte D⁽¹⁴⁾

“Operaciones de perforación de gas y aceite”

Sección 250.401, inciso (e).

5.3.1 Pruebas, mediciones y muestreos.

- (1) El arrendatario podrá manejar pruebas, obtener registros o mediciones del lodo y del pozo, y tomar muestras para determinar la energía del yacimiento, la presencia, calidad y cantidad de aceite, gas, sulfuro, y agua, y la presión en las formaciones penetradas. El arrendatario podrá tomar muestras de la formación o núcleos para determinar la identidad, contenido de fluidos, y características de cualquier formación penetrada de acuerdo con los requerimientos aprobados o prescritos por el supervisor del Distrito.
- (2) Las mediciones de la inclinación pueden ser obtenidas en todos los pozos verticales en intervalos que no excedan 1,000 pies durante el curso normal de la perforación. Las medidas del azimut e inclinación podrán ser obtenidas en todos los pozos direccionales en intervalos que no excedan 500 pies durante el curso normal de la perforación, y en intervalos que no excedan 100 pies en todas las partes del pozo donde exista cambio de ángulo.
- (3) Tanto en pozos perforados direccionalmente como verticalmente, las medidas direccionales, el azimut y la inclinación, pueden ser obtenidas en intervalos que no excedan 500 pies, antes o después de la colocación de la tubería de revestimiento superficial o intermedia, liners, etc. a la profundidad total. Las medidas direccionales compuestas podrán obtenerse en el intervalo desde el fondo de la tubería de revestimiento estructural hasta la profundidad total. Las medidas direccionales pueden ser tomadas desde el fondo de la tubería de revestimiento conductora, o en ausencia de ésta, desde el fondo de la tubería de revestimiento estructural, hasta la profundidad total.

Durante el cálculo de todas las correcciones, debe hacerse una corrección desde el norte verdadero al Universal-Transverse-Mercator-Grid-North o Norte-Grid-Lambert, después de hacer la corrección magnética al norte verdadero. Una medición compuesta de la medida direccional, o una medida direccional compuesta durante la perforación (measurement-

while-drilling, MWD,) incluyendo un listado de las medidas direccionales, inclinaciones y azimutes, en un pozo clasificado como vertical, será aceptable si cubre los requerimientos de este párrafo. Si en el evento se corre una medición compuesta MWD, se pueden obtener varias medidas a lo largo de la tubería de revestimiento hasta confirmar los resultados del MWD.

- (4) Los pozos son clasificados como verticales si el promedio calculado de las lecturas, en el respectivo intervalo de longitud entre las lecturas hechas desde la superficie hasta la profundidad perforada, no excede los 3° de la vertical, en caso contrario, el pozo es clasificado como direccional.
- (5) El Supervisor Regional, a solicitud de un poseedor de un contrato adyacente puede, para protección de los derechos correlativos, preparar una copia de una medición direccional de un pozo perforado dentro de 500 pies del contrato adyacente, para el arrendador.

5.4 PRÁCTICAS DESARROLLADAS POR DIVERSAS COMPAÑÍAS QUE PERFORAN POZOS DIRECCIONALES.

ESTAS PRÁCTICAS SE CONSIGUIERON A TRAVÉS DE LA EMPRESA STATOIL, QUIEN LAS APLICA EN SU DEPARTAMENTO DE PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES.

5.4.1 CAPÍTULO VII⁽¹⁵⁾

Requerimientos generales para las operaciones

5.4.2 Sección 37

Localización de la instalación

Previo a una instalación en el lugar, para llevar a cabo la perforación y actividades del pozo, el estrato marino deberá ser examinado para asegurar que su localización no cause daño a las instalaciones existentes.

Cuando una instalación o un ancla es posicionada en la vecindad de un ducto u otra instalación, y no existe zona de seguridad o área específica con limitaciones, según las regulaciones relativas a las zonas de seguridad, etc., el Decreto Real del 9 de octubre de 1987, que estableció el procedimiento para la instalación y amarre, estaría vigente con la operación interesada. Lo mismo aplica cuando una línea de anclaje atraviesa un ducto.

Antes de que la instalación sea colocada en, o abajo, del estrato marino, el estrato deberá ser examinado considerando la posibilidad de encontrar gas a profundidad

somera. La instalación podría ser movida fuera de una área de gas somera, si esto es posible. Necesariamente las mediciones serán tomadas en orden para asegurar que la instalación pueda ser mantenida en el lugar todo el tiempo, mientras la perforación y las actividades del pozo están en proceso.

5.4.3 Sección 38

Indicación de la posición

La posición del pozo sería indicada de acuerdo con métodos de posicionamiento reconocidos.

5.4.4 Sección 39

Control direccional

La trayectoria del pozo será planeada para todos los tipos de pozos. La distancia calculada entre pozos será verificada durante la perforación. Durante la perforación, la posición provisional de la trayectoria del pozo y la distancia de los pozos en la vecindad será conocida en todo momento.

Previo a la perforación del yacimiento se puede verificar la posición del pozo con la incertidumbre asociada estimada. Las mediciones pueden ser realizadas otra vez si a criterio del operador la posición de la trayectoria del pozo no ha sido encontrada.

En el caso de un posicionamiento dinámico durante la perforación y las actividades de servicios en el pozo, igualmente pueden determinarse las condiciones específicas del posicionamiento con relación a las operaciones planeadas, alta regularidad operacional y la posibilidad de un aseguramiento afectivo de la desconexión del riser marino del pozo.

5.4.5 Re. sección 38

Indicación de la posición

De acuerdo a la práctica actual, la posición del pozo está indicada por medio de coordenadas UTM. Sistemas alternativos de coordenadas proporcionarían un correspondiente conocimiento del pozo y una precisión aceptable.

La posición de la perforación planeada no está restringida al límite de un bloque vecino o la plataforma continental de un país extranjero más que por la incertidumbre documentada del sistema de coordenadas indicado.

5.4.6 Re. sección 39

Control direccional

Esta estipulación es relativa a pozos localizados a pequeñas distancias de otros y la consideración a la planeación e implementación del desahogo necesario del pozo si se presentara una situación de control del pozo.

De acuerdo con la posición exacta de la trayectoria del pozo, es importante determinar los estados coordenados con una estimación asociada de la incertidumbre del elipsoide. La posición exacta de la trayectoria del pozo se conocería en todo momento. Esto significa que durante la perforación, las mediciones continuas serán realizadas para determinar la inclinación y el azimut del pozo así como los cálculos de la profundidad vertical verdadera (TVD), coordenadas geográficas (UTM), y la distancia a pozos vecinos, todo como una función de la profundidad medida (MD).

5.4.7 Distancia mínima aceptada entre pozos:

Durante la perforación de un pozo desviado, dentro de la distancia mínima calculada para pozos perforados y terminados, las barreras (tapones de cemento) serán introducidas debajo de un punto de posible contacto con los pozos vecinos. Si un posible punto de contacto es localizado arriba de la válvula de tormenta (SCSSV), cerrando y probando la SCSSV será suficiente.

El espacio anular de los pozos dentro de la distancia mínima definida y que puede ser expuesta a la colisión con un pozo donde la perforación está en proceso, podría resultar en una condición de sobrepresión en relación con el pozo perforado existente. La presión anular de los pozos deberá ser monitoreada. Un cambio de presión en el espacio anular de un pozo vecino, consecuentemente indica que podría estar en conexión con la trayectoria del pozo que está siendo perforado.

5.4.8 Re. sección 40

Implementación de operaciones

La cementación y la tubería de revestimiento deberán ser llevadas fuera de la sección perforada para poder estimar las condiciones geológicas y de presiones relativas, en orden, para asegurar el control completo del pozo en todo momento. Las tuberías de revestimiento, junto con la cementación total realizada, podrían ser de tal naturaleza y calidad que en combinación son capaces de soportar las fuerzas y presiones que pueden ocurrir durante la perforación. Juntos aseguran el sellamiento hidráulico y la migración de fluidos de la formación, así como gas ascendente en el pozo.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

Se puede establecer, con base en el análisis, que las consideraciones comunes para todas las normas son las siguientes:

- El pozo se considera vertical si la inclinación hasta la profundidad perforada no excede un promedio de 3° de la vertical, en caso contrario se considerará pozo direccional.
- La medidas para azimut e inclinación deben ser obtenidas en los pozos direccionales en intervalos que no excedan 150 metros durante el curso normal de la perforación, y a intervalos que no excedan los 30 metros en las partes donde existan cambios de ángulo del pozo.
- Durante el cálculo de todas las mediciones, debe hacerse una corrección desde el norte verdadero hasta el norte Lambert-Grid, después de haber hecho la corrección al norte magnético.

CAPÍTULO 6

PROCEDIMIENTO TENTATIVO PARA EVITAR LA COLISIÓN DE POZOS.

La metodología más adecuada para evitar la colisión de pozos petroleros, como resultado de la investigación del trabajo de tesis, es la siguiente:

1. Realizar el programa de perforación, definiendo la trayectoria que deberá seguir el pozo.
2. Partir de la premisa de que la incertidumbre de la posición del pozo está regida por errores sistemáticos, errores que son constantes a lo largo de una corrida, más que errores que varían aleatoriamente de una estación de medición a otra, como hasta la fecha se ha supuesto.
3. Existen diferentes fuentes de errores que pueden llevar a imprecisiones en la determinación de la posición del pozo. Para minimizar los errores, todos los instrumentos de medición deberán ser revisados y calibrados antes de correrlos en el pozo; por ejemplo: el espaciamiento de la brújula magnética dentro de los tubos lastrabarrenas es muy importante ya que no debe ser colocada demasiado cerca de una conexión; la brújula, en su conjunto, debe ser revisada comparándola con una brújula maestra.
4. Se recomienda utilizar tubos lastrabarrenas no magnéticos y asegurarse que las tuberías de revestimiento adyacentes, y otras fuentes de interferencia magnética, estén fuera del rango de influencia de los sensores magnéticos.
5. En el caso del giroscopio, cuando se encuentra en la superficie, la orientación debe ser revisada con respecto al norte, punto de referencia. Si se conoce la cantidad de desviación, el azimut observado puede ser corregido, el giroscopio requiere una calibración cuidadosa en un lugar de pruebas. Los azimutes y las inclinaciones usadas en el lugar de pruebas deben ser representativos de los ángulos esperados en el pozo. Todos los instrumentos giroscópicos son sensibles a la vibración excesiva y pueden ser dañados fácilmente mientras corren en el pozo.
6. En el caso del MWD, los sensores direccionales deben ser calibrados en una prueba estándar antes de ser enviado al equipo de perforación, sin olvidar que los coeficientes de calibración deben ser aplicados en el pozo y que la declinación magnética variará con el tiempo y el lugar geográfico.

7. Es sumamente importante que la herramienta esté centrada correctamente en el interior del pozo, ya que la mala centralización es una fuente importante de error durante una medición.
8. Es necesario revisar que no se excedan las especificaciones de la herramienta, con respecto a la presión y temperatura, ya que de lo contrario el mecanismo puede ser incapaz de proporcionar resultados confiables. Las especificaciones pueden también imponer límites en la inclinación; por ejemplo, el giroscopio normalmente no debe ser corrido en pozos cuya inclinación exceda los 70°.
9. La medición de la profundidad también debe hacerse con precisión; es importante registrar correctamente las longitudes de la tubería de perforación y de la línea de acero, de esta manera se podrá determinar con mayor confiabilidad la profundidad del pozo.
10. Leer correctamente las fotografías de las herramientas de tomas simples y tomas múltiples ya que pueden ser difíciles de leer y de esta manera provocan equivocaciones, especialmente en inclinaciones pequeñas.
11. El pozo debe ser medido cada determinados intervalos para asegurar la continuación de la trayectoria planeada; el intervalo de medición variará dependiendo de la parte de la trayectoria en la que se esté perforando. Las medidas del azimut y la inclinación deben ser obtenidas, en todos los pozos direccionales, en intervalos que no excedan los 500 pies (152 metros) durante el curso normal de la perforación (parte tangencial) y a intervalos que no excedan los 100 pies (30 metros) en partes donde existan cambios de ángulo del pozo.
12. Calcular la elipse de incertidumbre del pozo, siguiendo el procedimiento desarrollado en el apéndice A, tomando en cuenta que los errores más significativos se producen en el posicionamiento lateral del pozo; la incertidumbre lateral se incrementa al incrementarse la inclinación. El grado de incertidumbre que puede ser tolerado depende de la aplicación en particular. Para localizar exitosamente el objetivo en un pozo direccional es permitido tener un error lateral de 10 pies por cada 1000 pies perforados; sin embargo, cuando se desvía desde una plataforma multipozos es necesario limitar el error a 2 pies por cada 1000 pies perforados, para evitar el riesgo de colisión con pozos adyacentes. En el caso de un pozo de alivio, la localización del fondo del pozo debe estar dentro de 50 pies, o menos, del objetivo.
13. Respetar la elipse de incertidumbre, para evitar colisiones entre pozos vecinos o cercanos.

Como complemento a la revisión de los instrumentos, algunos errores pueden eliminarse con buenas prácticas de operación. Hasta donde sea posible, deberán correrse varios instrumentos iguales para comparar los resultados y determinar si algún instrumento falla en su correcta operación.

Deberán archivarse registros documentados de mediciones de todos los pozos, estos pueden consultarse fácilmente si están almacenados en una computadora; graficando la inclinación y el azimut contra la profundidad, se podrán identificar anomalías que hayan podido ocurrir. Para alcanzar altos niveles de precisión, el programa de medición debe ser cuidadosamente diseñado, en términos de la selección de los instrumentos y de la manera en que se realicen las corridas.

CAPÍTULO 7

RECOMENDACIONES PARA REDUCIR LA INCERTIDUMBRE EN LA POSICIÓN DEL POZO

Uno de los aspectos más críticos de una operación de medición es la reducción de la información usando un procedimiento que proporcione una representación significativa de la trayectoria del pozo con los datos obtenidos en las estaciones. Se han hecho muchas investigaciones sobre el desarrollo de estos procedimientos de medición y estos esfuerzos han sido determinantes para definir la forma óptima del pozo entre estaciones de medición.

Se ha demostrado, por medio de una técnica de desplazamiento normalizada que muchos métodos son muy parecidos en los primeros términos o pasos. Las diferencias en los términos con valores grandes han tenido un pequeño impacto en el resultado final.⁽¹⁾ La experiencia confirma que, viendo las diferencias entre los métodos, a menudo tienen un error de medición más pequeño que cualquier error potencial del instrumento o de las pequeñas variaciones en los factores de corrección aplicadas a los datos del instrumento, con los que se obtiene la dirección del pozo. Consecuentemente, cuando se diseña un sistema de cómputo para perforación direccional, la selección del algoritmo generalmente está basado en consideraciones matemáticas más que en suposiciones acerca de la forma precisa del pozo entre estaciones de medición.

7.1 PROBLEMAS EN POZOS CERCANOS A LA VERTICAL

Los métodos del ángulo medio y del radio de curvatura son medios perfectamente aceptables de cálculo, partiendo de las premisas de que el azimut es razonablemente constante y la inclinación no demasiado cercana a la vertical. No obstante, al mismo tiempo exhibe deficiencias en pozos cercanos a la vertical. Como un ejemplo de la naturaleza potencialmente seria del problema, en una ocasión cuando se estaba perforando debajo de una plataforma, se atravesó una línea de no tolerancia.

En este caso, los cálculos de campo usaron el método del ángulo medio y ubicaron al pozo dentro de la línea de tolerancia, mientras que una prueba subsecuente de cálculo, usando el método de mínima curvatura, mostró que el pozo estaba fuera de la línea de tolerancia. No obstante, en pozos cercanos a la vertical, cambios pequeños en la dirección del agujero pueden producir grandes cambios en el azimut.

El problema ocurre porque tanto el método del ángulo medio como el método del radio de curvatura asumen que la inclinación y el azimut pueden ser tratados como parámetros independientes. Consecuentemente, el ángulo medio pronosticado es un punto, en este caso es completamente obvio que esto no es el ángulo medio, el ángulo medio es el punto medio entre dos puntos, un efecto similar ocurre con el método del radio de curvatura, y este error proporciona una poderosa razón para discontinuar su uso.

7.2 Errores en las mediciones

Existen diferentes fuentes de errores que pueden llevar a imprecisiones en la determinación de la posición del pozo. A pesar del uso de sofisticados instrumentos de medición, las coordenadas del agujero nunca pueden ser determinadas exactamente.

Es importante, sin embargo, que los errores involucrados sean cuantificados de tal manera que sea posible especificar la posición del pozo dentro de ciertos límites tolerantes. Para conocer la precisión de la profundidad, se deben medir la inclinación y el azimut en la estación de medición, una área de incertidumbre alrededor de la estación puede ser definida. Esto toma la forma de un elipsoide, dentro del cual se determina la posición del pozo.⁽³⁾

7.3 FUENTES DE ERRORES

7.3.1 Elección del procedimiento para calcular la posición.

Como se describió anteriormente, existe un número de métodos diferentes de cálculo que pueden ser empleados. En un pozo direccional, en el cual el azimut y la inclinación están probablemente cambiados en varias etapas de la trayectoria del pozo, el método tangencial es claramente inconveniente.⁽²⁾ Si consideramos que la distancia entre cada medición no es grande, existen pequeñas diferencias en los resultados obtenidos con los métodos restantes. Un número mayor de perforadores ha adoptado el método de mínima curvatura como el más preciso.⁽¹⁹⁾

7.3.2 ERRORES RELACIONADOS CON EL PROPIO INSTRUMENTO.

En los aparatos magnéticos y giroscópicos el mecanismo de operación que mide los ángulos tiene imprecisiones inherentes.

La brújula magnética responderá a cualquier campo magnético presente. En algunos casos, un campo magnético local debido al acero de la sarta de perforación puede causar un error de 10° en la lectura de la brújula.⁽²⁰⁾

Un giroscopio convencional mejora la precisión de la alineación si en la superficie se orienta correctamente. Cualquier error al colocar el punto de referencia en el equipo,

o al alinear los ejes del giroscopio, afectará todas las subsecuentes mediciones tomadas con ese instrumento.⁽²⁰⁾ Cuando los cojinetes del soporte dentro del instrumento no están perfectamente balanceados también pueden conducir a errores.

7.3.3 ERRORES RELACIONADOS CON EL AMBIENTE DEL POZO

A altos ángulos de latitud la componente de la horizontal del campo magnético de la tierra afectará la confiabilidad de la brújula magnética. La perforación en la dirección este-oeste también reducirá la confiabilidad de la brújula magnética.⁽²⁰⁾

La mala alineación de la herramienta de medición con respecto a los ejes del agujero es otra fuente de error. Esto es causado por una mala centralización de la herramienta en el interior del lastrabarrena, o de la inclinación de los mismos en el interior del pozo.⁽³⁾

7.3.4 ERRORES RELACIONADOS CON LA PROFUNDIDAD DE MEDICIÓN

Así como existen valores confiables para el azimut y la inclinación, la medición de la profundidad también debe hacerse con precisión. Los errores pueden originarse de un incorrecto registro de longitudes de la tubería de perforación, o mediciones inadecuadas de la línea de acero.

7.3.5 ERRORES EN LAS LECTURAS O REPORTES DE LAS MEDICIONES.

Fotografías de disparos simples y múltiples pueden ser difíciles de leer y provocar equivocaciones fácilmente, especialmente en inclinaciones pequeñas.⁽³⁾

La corrección para la declinación magnética algunas veces se aplica indebidamente, o se omite completamente en algunos casos.

7.4 RECOMENDACIONES PARA REDUCIR LOS ERRORES DE MEDICIÓN.

Para minimizar los errores involucrados, todos los instrumentos de medición deben ser revisados y calibrados antes de correrlos en el agujero. La selección del instrumento está regido por la precisión requerida y los límites de operación especificados por el fabricante. Las revisiones que deben llevarse a cabo dependen del instrumento que será usado.⁽¹⁰⁾

7.4.1 INSTRUMENTOS MAGNÉTICOS

El número correcto de tubos lastrabarrenas no magnéticos debe ser corrido en el aparejo de fondo. Todos los tubos lastrabarrenas usados deben ser revisados regularmente para detectar posibles puntos calientes. El espaciamento de la brújula

dentro de los tubos lastrabarrenas es muy importante también ya que la brújula no debe ser colocada demasiado cerca de una conexión.

Para revisar la interferencia magnética cuando se está perforando debajo de una zapata, tanto la brújula magnética como el giroscopio deben usarse y compararse sus resultados. Cuando existen similitudes entre los dos conjuntos de resultados, no es necesario realizar mediciones con el giroscopio.⁽²⁰⁾

7.4.2 INSTRUMENTOS GIROSCÓPICOS

Un giroscopio convencional, para alinearse con precisión, utiliza un telescopio colocado sobre un punto de referencia. El punto de referencia debe ser localizado con precisión por métodos de medición topográficos. La desviación del giroscopio debe ser registrada a ciertos intervalos durante la medición.⁽³⁾

Una vez que la herramienta está colocada en la superficie, la orientación del giroscopio debe ser revisada con respecto al punto de referencia

Los resultados precisos pueden obtenerse solamente con un manejo cuidadoso.

7.4.3 PRÁCTICAS PARA REALIZAR BUENAS MEDICIONES.

Cuando corremos una herramienta de tomas múltiples, se debe continuar más allá de la zapata hasta conseguir un traslape con la herramienta de tomas múltiples previa y comparar los resultados.⁽³⁾

Las subsecuentes corridas de MWD o herramientas de toma simple deben realizarse en la tubería complementaria desde la zapata previa. Deben mantenerse los registros de las herramientas usadas, número de serie del tubo lastrabarrena no magnético, instrumentos de medición, etc., hasta que el desperfecto pueda ser detectado y comprobado.⁽³⁾

7.4.4 PROGRAMA DE MEDICIÓN.

El intervalo de medición variará dependiendo de la parte de la trayectoria en la que se esté perforando. Durante la desviación, las mediciones deben tomarse en intervalos menores a 30 pies. En la sección tangencial, cuando la inclinación no está cambiando tan rápidamente, un intervalo de medición de 90 o 120 pies puede ser suficiente. La trayectoria final usualmente es medida con la corrida de herramientas de tomas múltiples o herramientas más complejas.⁽¹⁰⁾

7.4.5 ESTIMACIÓN DEL ERROR EN LA POSICIÓN DEL POZO.

La mayoría de los errores ya discutidos pueden clasificarse como sistemáticos. El efecto de un campo magnético local en la sarta de perforación, por ejemplo, afectará

a la brújula magnética de la misma manera en cada estación de medición. El modelo del error identifica los siguientes errores⁽³⁾

1. Error en la brújula magnética, el cual incluye los efectos como el error del instrumento, el valor de la declinación magnética y la magnetización de la sarta de perforación.
2. Error del giroscopio. El cual incluye el error de la orientación inicial y la desviación del giroscopio.
3. Mala alineación (error de inclinación verdadera), el cual incluye los efectos de la mala centralización y efectos de inclinación.
4. Errores en la medición de la profundidad, los cuales incluyen las imprecisiones en las mediciones de la línea de acero y la tubería de perforación.

Se requiere una estimación del tamaño del error relativo a cada una de estas fuentes. Para cada una de estas fuentes, por lo tanto, debe especificarse un límite superior y otro inferior.

Por ejemplo, un error por mala alineación de 0.2° puede darse en un giroscopio considerado malo, mientras que un error de 0.03° puede darse en un giroscopio considerado bueno.⁽³⁾

Los errores más significativos se producen en el posicionamiento lateral del pozo. La incertidumbre lateral para todos los tipos de instrumentos de medición se incrementan al incrementarse la inclinación, pero no en la misma proporción.

Usando estos resultados, por lo tanto, es posible estimar el error lateral en la posición del fondo del pozo.

Por ejemplo, a una inclinación de 30° , con un giroscopio bueno, el error en la posición a 10,000 pies es, considerando que el instrumento tiene un error de 0.005, por lo tanto, el error será:

$$0.005 \times 10,000 \text{ pies} = 50 \text{ pies}$$

Con un giroscopio malo, con un error de 0.03, a la misma profundidad, el error será:
 $0.03 \times 10,000 \text{ pies} = 300 \text{ pies}$.

CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES

Determinar con precisión la posición de un pozo es necesario para evitar accidentes que originen pérdidas económicas y/o provoquen daños ecológicos al medio ambiente en lugares donde se desarrolla la industria petrolera.

En la actualidad, existe poca información y nula práctica para lograr dicho objetivo. Hasta hoy se ha pensado que los errores que provocan la incertidumbre en la posición de un pozo varían aleatoriamente de una estación de medición a otra; pero con base en la investigación del presente trabajo de tesis se puede establecer lo siguiente:

1. La incertidumbre de la posición de un pozo está regida por errores sistemáticos a lo largo de una corrida de medición.
2. Las herramientas de medición y las condiciones del pozo son fuentes de error.
3. Algunos errores pueden eliminarse con buenas prácticas de operación durante las mediciones.
4. Para alcanzar altos niveles de precisión, el programa de medición debe ser cuidadosamente diseñado, en términos de la selección de los instrumentos y de la manera en que se realicen las operaciones de medición.
5. La elipse de incertidumbre incrementa su tamaño con la profundidad; a mayor profundidad, mayor será la elipse. Al mismo tiempo, cuando se realizan adecuadamente las correcciones, puede disminuir el tamaño de la elipse.
6. Con el cálculo de la elipse de incertidumbre se puede determinar la posición del pozo con una tolerancia razonable.
7. La incertidumbre de la posición del pozo no puede ser eliminada completamente, pero sí reducirse considerablemente.
8. Se presenta un método y una metodología que permite calcular la elipse de incertidumbre, se desarrolla un ejemplo numérico con valores reales que permite ilustrar claramente la metodología propuesta.

9. El cálculo de la elipse de incertidumbre es un procedimiento valioso y necesario en las prácticas de perforación de pozos direccionales, principalmente en plataformas marinas y en localizaciones multipozos.
10. Se recomienda la aplicación de la metodología desarrollada para evitar la colisión entre pozos direccionales.

NOMENCLATURA

A: α = Azimut; en la perforación direccional es la dirección de la cara de la herramienta de desviación con respecto al norte magnético y que se registra en el inclinómetro. Arco en el horizonte medido entre un punto fijo (como el norte verdadero) y el círculo vertical que pasa por el centro de un objeto.

A₁: α_1 = Azimut en el punto 1.

A₂: α_2 = Azimut en el punto 2.

AHD: **D_{AH}** = Profundidad a lo largo del pozo, profundidad total desarrollada.

B_N = Señalización del norte magnético de la tierra.

DHO = Desplazamiento horizontal al objetivo.

ΔA = Cambio de azimut, del punto de medición 1 al punto de medición 2.

ΔC = Error causado por la brújula al momento de realizar la medición.

ΔE = Incremento de distancia entre la estación 1 y la estación 2.

ΔH = Incremento horizontal.

ΔI = Cambio de inclinación, del punto de medición 1 al punto de medición 2.

ΔI_m = Error por mala centralización de la herramienta de medición.

ΔI_t = Error por inclinación verdadera.

ΔN = Incremento de distancia entre estaciones a lo largo del eje norte.

ΔV = Incremento de distancia entre estaciones a lo largo del eje vertical.

E = Coordenada este.

ε = Error por profundidad relativa.

ϕ = Angulo de pata de perro: curvatura pronunciada en la tubería de perforación.

I : β = Inclinación; ángulo variable que forma la aguja magnética y el plano horizontal en el que se encuentra el punto de medición.

I₁ : β_1 = Inclinación en el punto 1.

I₂ : β_2 = Inclinación en el punto 2.

L = Longitud de la trayectoria del pozo entre la estación 1 y la estación 2.

MD = Measured dept; profundidad medida.

MWD = Measuring while drilling; midiendo durante la perforación.

N = Coordenada norte.

NMDC = Nonmagnetic drill collar; lastrabarrena no magnético. Tubo lastrabarrena hecho de una aleación que no afecta las lecturas de una brújula magnética colocada dentro de él, para obtener las lecturas de una dirección de un pozo direccional.

PDI = Punto de inicio de desviación.

PVTO = Profundidad vertical total al objetivo.

R_n = Radio en el plano horizontal.

R_v = Radio en el plano vertical.

SCSSV = Niple para válvula de seguridad subsuperficial controlada desde la superficie, válvula de tormenta.

V = Coordenada vertical.

μ T = Microtesla; milésima parte de una tesla, que es la unidad para medir la densidad del flujo magnético, en el sistema métrico internacional.

μ Wb = Microweber, milésima parte del weber, que es la unidad para medir el flujo magnético, en el sistema métrico internacional.

BIBLIOGRAFÍA

1. "A guide to accurate wellbore survey calculations"
P. Daley
Drilling-DCW
Mayo de 1977
2. "Directional survey calculation"
J.T. Craig and B.V. Randall
Petroleum Engineer
Marzo de 1976
3. "Borehole position uncertainty. Analysis of measuring methods and a derivation of systematic error model"
C.J.M. Wolff and J.P. deWardt
S.P.E., paper N° 9223
4. "Analysis of uncertainty in directional surveying"
J.E. Walstrom, A.A. Brown and R.P. Harvey
Journal of Petroleum Technology
Abril de 1969
5. "Program challenges directional survey accuracy claims"
M Stephenson
Oil and Gas Journal, Agosto 20 de 1984
6. "An improved method for computing directional surveys"
G.J. Wilson
Journal of Petroleum Technology
Agosto de 1968
7. "Directional drilling survey calculation Methods and terminology"
API Bulletin D20
1985
8. "Directional survey calculation methods compared and programmed"
N.P. Callas, P.C. Novak, J.R. Henderson
Oil and Gas Journal
Enero 22 de 1979
9. "How to get the best results from well surveying data"
J.L. Thorogood
World Oil
Abril de 1986

10. Capitulo 8 "Directional drilling and deviation control"
A.T. Bourgoyne Jr, Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, F.S. Young Jr
Applied drilling Engineering
Society of petroleum Engineers
1991
11. "Training and qualifications of personnel in well-control equipment and techniques for drilling on offshore locations"
Norma MMSS-OCS-T 1
Minerals Management Service, Outer continental shelf
Departamento del Interior
Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica
Segunda edición
Mayo de 1982
12. "Drilling procedures"
Norma OCS ORDEN N° 2
Geological survey conservation division
Area Golfo de México
Departamento del Interior
Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica
Enero 1 de 1975
13. "Revised outer continental shelf orders governing oil and gas operations"
Federal Register, parte XII
Departamento del Interior
Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica
Diciembre 21 de 1979
14. Parte 250.- "Oil and gas sulphur operations in the outer continental shelf"
Subparte D.- "oil and gas drilling operations"
Code of Federal Regulations
Departamento del Interior
Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica
1998
15. Prácticas desarrolladas por la empresa STATOIL, en su departamento de perforación de pozos direccionales.
1999
16. Página en internet de la Mineral Management Services
www.mms.gov.com

17. "Application of small-diameter inertial grade gyroscopes significantly reduces borehole position uncertainty"
G.W. Uttech and J.P. deWardt
Paper 11358
IADC/SPE Drilling conference
Febrero de 1983
18. "How to get the best results from well surveying data"
J.L. Thorogood
World Oil
Abril de 1986
19. "Directional drilling"
Millheim, K.K.
Oil and Gas Journal
Febrero de 1979
20. "Well design and survey editor"
Powerplan technical manual
Schlumberger
Junio de 1999

APENDICE A

PROCEDIMIENTO MATEMÁTICO PARA CONVERTIR LOS ERRORES EN POSICIÓN DE INCERTIDUMBRE⁽³⁾

Asumiendo un sistema de coordenadas norte-este-vertical, la fórmula básica para describir la relación entre la dirección y posición del agujero del pozo es la ecuación vectorial:

$$\vec{r}_m - \Delta\vec{r} = \int_0^{D_w} [\vec{n}(s) - \Delta\vec{n}(s)] ds \quad \text{A.1}$$

Donde :

$\vec{n}(s)$ = dirección medida del agujero del pozo como una función de la profundidad s a lo largo del pozo.

$\Delta\vec{n}(s)$ = vector que describe los errores de medición.

\vec{r}_m = vector de posición del agujero del pozo basado en los datos de las mediciones y teniendo componentes en N, E, y V.

$\Delta\vec{r}$ = vector del error de posición (ΔN , ΔE y ΔV) resultante de los errores medidos.

El vector de errores medidos $\Delta\vec{n}$ está compuesto de varias fuentes físicas de errores ya descritas. La descripción matemática general está dada por:

$$\Delta\vec{n}(s) = \sum_j \Delta n_j(s) = \sum_j \Delta m_j \cdot w_j(s) r(s) \quad \text{A.2}$$

donde:

Δm_j = magnitud del j -ésimo error individual.

(ΔC_{10} , ΔC_{20} , ΔC_{30} , y ΔC_{t0})

$w_j(s)$ = complemento de la función que se toma de los errores individuales los cuales dependen de la inclinación real, azimut real, o duración de la medición.

$\vec{n}_i(s)$ = vector unitario indicando la dirección en el cual la medición del error es efectiva.

Los tres vectores unitarios ortogonales se usan de la siguiente manera:

A lo largo del agujero del pozo

$$\vec{u}_1' = (\sin I \cdot \cos A, \sin I \cdot \sin A, \cos I)$$

Lateral

$$\vec{v}_2' = (-\sin A, \cos A, 0)$$

Ascendente

$$\vec{v}_3' = (\cos I \cdot \cos A, \cos I \cdot \sin A, -\sin I)$$

Las fórmulas reales para los vectores $\Delta \vec{n}_i$ son los siguientes:

Error de referencia de la brújula

$$\Delta \vec{n}_1 = \Delta C_{10} \cdot \sin I \cdot \vec{v}$$

Magnetización de la sarta de perforación

$$\Delta \vec{n}_2 = \Delta C_{20} \cdot \sin^2 I \cdot \sin A \cdot \vec{v}$$

Giroscopio

$$\Delta \vec{n}_3 = \Delta C_{30} \cdot \tan I \cdot \vec{v}$$

Error por inclinación verdadera

$$\Delta \vec{n}_4 = \Delta C_{40} \cdot \sin I \cdot \vec{v}_3$$

Error por profundidad relativa

$$\Delta \vec{n}_5 = \varepsilon \cdot I \cdot \vec{v}_1$$

Los errores de mediciones individuales, Δm_i , se consideran constantes a lo largo de una corrida; sin embargo, sus valores reales no son conocidos y se asume que varían de una medición a otra según las posiciones aleatorias.

Excepto para el error de magnetización de la sarta de perforación, todos los Δm son establecidos para tener una esperanza igual a cero. El error de magnetización de la sarta de perforación tiene una compensación ΔC_{20} .

La probabilidad de distribución del vector posición r en el agujero del pozo está caracterizado ahora por un elipsoide teniendo un centro r y dimensiones dadas por la matriz de covariantes COV:

$$COV = \begin{bmatrix} \text{var}(N,N) & \text{cov}(N,E) & \text{cov}(N,V) \\ \text{cov}(N,E) & \text{var}(E,E) & \text{cov}(E,V) \\ \text{cov}(N,V) & \text{cov}(E,V) & \text{var}(V,V) \end{bmatrix}$$

Donde:

$\text{Var}(N,N)$, $\text{var}(E,E)$ y $\text{var}(V,V)$ son las discordancias de la posición de incertidumbre al norte, este y vertical, y $\text{cov}(N,E)$, $\text{cov}(E,V)$, y $\text{cov}(V,N)$ son las discordancias entre ellos.

La mejor estimación del centro del elipsoide se obtiene corrigiendo la posición del pozo por la aportación esperada de los errores de medición.

$$r_0 = r_m - \Delta C_{20} \int_0^{D_m} \text{sen } \gamma \text{ sen } A \cdot r_2 ds \quad \text{A.3}$$

La definición de la matriz de covariantes es:

$$COV = E \left\{ \Delta r - E(\Delta r) \cdot \Delta r' - E(\Delta r') \right\} \quad \text{A.4}$$

en el cual

$$\Delta r' = \sum_i \Delta m_i \cdot \int w_i(s) \cdot r(s) ds \quad \text{A.5}$$

Sustituyendo la inclinación medida y los valores de azimut, una estimación de las integrales puede ser calculada de la siguiente manera:

$$\bar{a}_i \int_0^{D_m} w_i(s) \cdot r(s) \cdot ds \quad \text{A.6}$$

La resultante^a estimada para la matriz de covariantes es:

$$COV = \sum_i \sum_k \bar{a}_i \cdot \bar{a}_k' \cdot E \left\{ \left[\Delta m_i - E(\Delta m_i) \right] \left[\Delta m_k - E(\Delta m_k) \right] \right\} \quad \text{A.7}$$

y puesto que los errores individuales Δm_i no están correlacionados, el producto cruz desaparece y solamente queda:

$$COV = \sum \sigma_j^2 \bar{a} \cdot a_j^t \quad \text{A.8}$$

Aparentemente, es una combinación lineal de un cálculo de matrices complementado con las variaciones de los correspondientes errores de las mediciones.

En esta etapa, el tratamiento para el error por mala alineación se ha incluido. Como se indicó inicialmente, la posición de incertidumbre debido al error por mala alineación Δl_m puede concebirse como un disco de radio $D_{AH} \cdot \Delta l_m$ en el plano perpendicular al agujero del pozo. La contribución de este disco a la matriz de covariantes COV puede ser formulada como:

$$cov(I_m) = var(I_m) \left[D_{AH} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} - r \cdot r^t \right] \quad \text{A.9}$$

La primera matriz representa una esfera, la segunda matriz representa la componente a lo largo del agujero, $r \cdot r^t$, por lo tanto, la diferencia entre las dos representa la elipse deseada.

Los elipsoides de igual densidad de probabilidad (o elipses en dos dimensiones) pueden ser escritos en notación vectorial:

$$\Delta r^t \cdot COV^{-1} \cdot \Delta r = \lambda^2 \quad \text{A.10}$$

donde λ es el parámetro que determina el tamaño del elipsoide.

Una relación similar existe entre la discordancia σ_j^2 y las magnitudes de posibles errores citados Δm_j de cada parámetro medido j .

$$(\Delta m_j)^2 = \lambda^2 \cdot \sigma_j^2 \quad \text{A.11}$$

donde, desafortunadamente, el valor de λ^2 es desconocido. Mataremos dos pájaros de un tiro seleccionando $\lambda = \lambda^*$. En este caso, todos los parámetros desconocidos quedan fuera de la ecuación, generando la ecuación del elipsoide:

$$\Delta r^t \cdot H^{-1} \cdot \Delta r = 1 \quad \text{A.12}$$

con

$$H = \sum \Delta m_j^2 \cdot a_j \cdot a_j^t + M^2 m \left[D_{AH} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} - r \cdot r^t \right]$$

los cuales siempre pueden ser calculados.

Saliendo del caso del agujero en línea recta, pero inclinado, se podrán obtener fórmulas como las vistas en este apéndice. Denominando al elemento general de H como h_i , lo cual puede ser demostrado estableciendo que la proyección del elipsoide en el plano horizontal es la elipse.

$$(\Delta N, \Delta E) \begin{bmatrix} h_{11} & h_{12} \\ h_{21} & h_{22} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta N \\ \Delta E \end{bmatrix} = 1 \quad \text{A.13}$$

$$\frac{h_{11}\Delta N^2 - 2h_{12}\Delta N \cdot \Delta E + h_{22}\Delta E^2}{h_{11}h_{22} - h_{12}^2} = 1 \quad \text{A.14}$$

y la dimensión vertical del elipsoide es:

$$2\Delta V = 2h_{11} \quad \text{A.15}$$