

**EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DEL SISTEMA ISCWSA EN LOS
CÁLCULOS DE PROXIMIDAD DE POZOS**

DIANA FABIOLA CARREÑO HERRERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DEL SISTEMA ISCWSA EN LOS
CÁLCULOS DE PROXIMIDAD DE POZOS**

DIANA FABIOLA CARREÑO HERRERA

Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial para
optar el título de Ingeniero de Petróleos

Tutor

GUSTAVO SALAZAR C.

Directional Drilling Coordinator
Halliburton – Sperry Drilling Services.

Tutor

NICOLAS SANTOS

Ingeniero de Petróleos
Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

AGRADECIMIENTOS

A la empresa **Halliburton**, por permitir estructurar mi futuro profesional con la realización de la práctica empresarial y en especial a **Sperry Drilling Services**.

A mi tutor **Gustavo Salazar** por transmitir incondicionalmente su conocimiento en la realización de mi tesis y ser un apoyo permanente a nivel profesional, a **Rolland Castelas** por acogerme como un miembro mas de su equipo de trabajo, a **Ciro Ayala, Nelson Lizarazo, Sergio Poveda** por sus continuos consejos, a **Astrid Ramos** y a todos los ingenieros que forman parte de Sperry Drilling Services, por su recibimiento y colaboración durante mi práctica.

Al Ingeniero **Nicolás Santos**, profesor de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander UIS, tutor del proyecto y a la **Universidad Industrial de Santander** y la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por haber sido una escuela de vida.

A todas aquellas personas que de una u otra forma han colaborado para mi realización profesional, a mi familia, compañeros y amigos.

DEDICATORIA

A mi mejor amigo, quien nunca falla y
Siempre esta ahí, a quien debo lo que soy.

A mi mamá **Fabiola Herrera**

Por ser la inspiración de mis triunfos

y a **Néstor Vergara**

por asumir con amor y paciencia el rol de padre.

A mi hermana

Por ser mi permanente compañía en la vida

A mi hermanito, Abuelitos y a toda mi familia

Por su apoyo y cariño en los momentos de alegría y dificultad.

A ellos les regalo este Triunfo tan especial.

CONTENIDO

	Página
1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN	13
1.1 Objetivo de la Perforación	13
1.1.1 Coordenadas del Conductor y Objetivo	13
1.1.2 Posición Estructural	13
1.1.3 Columna Geológica esperada	13
1.1.4 Recopilación y análisis de la información de pozos de correlación	14
1.2 Perforación Direccional	14
1.2.1 Aspectos Generales	14
1.3 Definiciones y Conceptos básicos	17
2. PLANEACIÓN DEL PROYECTO DIRECCIONAL	22
2.1 Tipos de Trayectorias	22
2.1.1 Trayectoria Tipo Slant	22
2.1.2 Trayectoria Tipo S	24
2.1.3 Trayectoria Tipo S Modificada	25
2.2 Diseño de un Pozo Direccional	25
2.2.1 Consideraciones para la selección del tipo de trayectoria	26
2.3 Cálculo de la trayectoria de un Pozo Direccional	30
2.3.1 Datos e información requerida	30
2.3.2 Métodos de Cálculo	30
2.4 Aspectos de Operación	31
2.4.1 Dispositivos para la medición de la dirección	31
2.4.2 Herramientas y/o equipos de desviación	34
2.5 Perforación Horizontal, Multilateral y de Alcance Extendido	38
3. SURVEYS DIRECCIONALES	40

4.	COMPASS	47
4.1	Planning	48
4.2	Anticolisión	48
4.3	Surveys	49
4.3.1	Herramientas para la toma de surveys	49
5.	MODELOS DE ERROR PARA HERRAMIENTAS DE SURVEY	51
5.1	Modelo de Cono de Error	51
5.2	Modelo de error Sistemático de la Elipse	51
5.3	Modelo de error ISCWSA	55
6.	MODELO DE ERROR SISTEMATICO	57
6.1	Fuentes Físicas de Error	57
6.1.1	Errores de Azimuth	57
6.1.2	Errores Sistemáticos	58
6.1.3	Errores debido a la Brújula Magnética	59
6.1.4	Errores debido a la Brújula Giroscópica	60
6.1.5	Error de desviación y de inclinación verdadera	62
6.1.6	Medida de la profundidad	64
6.2	Conversión de errores de medida en incertidumbre de posición	64
7.	MODELO DE ERROR ISCWSA	68
7.1	Modelo de error para MWD Básico	68
7.1.1	Suposiciones y definiciones	68
7.1.2	Fuentes Físicas de Error	69
7.1.3	Errores Omitidos del modelo básico de MWD	72
8.	REPORTE DE ANTICOLISIÓN	74
8.1	Caso de Estudio	77
8.1.1	Ellipse Separation Summary	82
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
	ANEXOS	97

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Componentes en la desviación de un Pozo.	15
Figura 2. Lecturas de dirección.	21
Figura 3. Geometría de una Trayectoria Tipo Slant.	23
Figura 4. Geometría de una Trayectoria Tipo S.	24
Figura 5. Geometría de una Trayectoria Tipo S Modificada.	25
Figura 6. Spider Plot.	29
Figura 7. Arreglo de un Motor Dirigible.	37
Figura 8. Sección Transversal de un motor de fondo.	38
Figura 9. Parámetros Claves en un Survey	40
Figura 10. Estación de Survey.	41
Figura 11. Terminología de Surveys.	43
Figura 12. Error de Profundidad Relativa.	52
Figura 13. Error debido al desalineamiento.	53
Figura 14. Error de inclinación Verdadera.	53
Figura 15. Trayectoria de un pozo y sus Elipses de Incertidumbre.	54

Figura 16.	Principio Básico de un Giroscopio.	60
Figura 17.	Posición de la herramienta en sección inclinada del pozo.	63
Figura 18.	Ejes de la Elipse de Incertidumbre.	65
Figura 19.	Elipses de Incertidumbre.	76
Figura 20.	Vista en 3D del Campo Bengala.	78
Figura 21.	Trayectoria de los Pozos Bengala 2 y Bengala 9.	79
Figura 22.	Comportamiento de Elipses de Incertidumbre (Sistematic Elipse).	85
Figura 23.	Comportamiento de Elipses de Incertidumbre (ISCWSA).	92

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Valores Típicos para Errores de Medida.	66

LISTA DE ANEXOS

		pág
Anexo A	Tipos de Errores de Medición.	97
Anexo B	Métodos de Cálculo.	98

TITULO: EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DEL SISTEMA ISCWSA EN LOS CÁLCULOS DE PROXIMIDAD DE POZOS *

CARREÑO HERRERA, Diana Fabiola.**

Palabras Claves: Perforación Direccional, Instrumento Direccional, Survey, Anticolisión, Elipse de Incertidumbre, Modelo de Error ISCWSA, Modelo de Error Sistemático.

Resumen

Al diseñar un pozo nuevo, se hace necesario correr un reporte de Anticolisión con el fin de visualizar qué tan cerca se encuentran los pozos vecinos y el riesgo de colisionar. SPERRY DRILLING SERVICES, en este momento realiza el cálculo de Anticolisión con el "Modelo de Error Sistemático", el cual trabaja con elipses de incertidumbre grandes facilitando al Well Planer el diseño de la trayectoria de un pozo nuevo, al encontrarse mas lejos de los pozos perforados; es un modelo conservador que de cierta forma permite en el momento de la operación pequeños errores sin correr el riesgo de colisionar. Sin embargo, la compañía, en su compromiso por brindar soluciones en perforación direccional y evaluación de yacimientos en tiempo real, es consciente de la importancia de la cuantificación de los errores en la posición de los pozos; por esto de común acuerdo con los clientes, se ha determinado el uso del Sistema ISCWSA (The Industry Steering Committee for Wellbore Survey Accuracy, por sus siglas en inglés), haciendo necesario la evaluación de la aplicabilidad de dicho sistema en los cálculos de proximidad de pozos. El "Modelo de Error ISCWSA" usa elipses de incertidumbre muy pequeñas debido a que se tienen en cuenta diferentes parámetros de los instrumentos direccionales, haciendo que la incertidumbre disminuya. De esta forma este modelo se convierte en la mejor opción en el momento de correr anticolisión debido a que arroja cálculos más exactos.

TITULO: EVALUATION OF THE APPLICABILITY OF THE ISCWSA SYSTEM IN WELLBORE PROXIMITY CALCULATIONS *

CARREÑO HERRERA, Diana Fabiola.**

Key Words: Directional Drilling, Directional Instrument, Survey, Anticollision, Ellipse of Uncertainty, ISCWSA Model of Error, Model of Systematic Error.

Summary

When designing a new well, it becomes necessary to run an Anticollision report in order to visualize how close the surrounding wells are and be aware of risks of collision. At this moment SPERRY DRILLING SERVICES makes the calculation of Anticollision using the "Model of Systematic Error" which works with large ellipses of uncertainty facilitating the Well Planers the design of the trajectory of new wells, farther from drilled wells; it is a conservative model that in certain ways allows small errors without taking the risk of collision at the moment of the operation. Nevertheless the company, in its commitment to offer solutions in directional drilling and real time reservoir evaluation, is conscious of the importance of the quantification of the errors in the position of wells; this is why by mutual consent with the clients, the use of the ISCWSA System (the Industry Steering Committee for Wellbore Survey Accuracy) has been established, making it necessary the evaluation of the applicability of this system in the calculations of well proximity. The ISCWSA Model of Error uses very small ellipses of uncertainty taking into account different parameters of the directional instruments, leading the uncertainty to decrease. Thus this model becomes the best option at the moment of running anticollision, because it yields more accurate calculations.



UNIVERSIDAD
INDUSTRIAL
DE SANTANDER

NOTA DEL PROYECTO DE GRADO

Enero 20/2006

NOMBRE DEL ESTUDIANTE		CODIGO	
DIANA FABIOLA CARREÑO HERRERA		1993207	
TITULO DEL PROYECTO: PRACTICA EMPRESARIAL			
“EVALUACION DE LA APLICABILIDAD DEL SISTEMA ISCWSA EN LOS CALCULOS DE PROXIMIDAD DE POZOS”			
Registros No.	FACULTAD CIENCIAS FISICO-QUIMICAS	CARRERA ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS	
Calificación (letra y número)			Créditos
APROBADO			
DIRECTORA DE LA ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS			
Firma por:		Firma	
ING. GUSTAVO SALAZAR C.		 ING. NICOLAS SANTOS SANTOS <i>Director Escuela Ingeniería de Petróleos</i>	
CALIFICADORES			
Firma		Firma	
 ING. NICOLAS SANTOS SANTOS		Nombre	



UNIVERSIDAD
INDUSTRIAL
DE SANTANDER

NOTA DEL PROYECTO DE GRADO

Enero 20/2006

NOMBRE DEL ESTUDIANTE		CODIGO	
DIANA FABIOLA CARREÑO HERRERA		1993207	
TITULO DEL PROYECTO: PRACTICA EMPRESARIAL			
“EVALUACION DE LA APLICABILIDAD DEL SISTEMA ISCWSA EN LOS CALCULOS DE PROXIMIDAD DE POZOS”			
Registros No.	FACULTAD CIENCIAS FISICO-QUIMICAS	CARRERA ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS	
Calificación (letra y número)			Créditos
CUATRO, SIETE (4,7)			
DIRECTORA DE LA ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS			
Firma por:		Firma	
ING. GUSTAVO SALAZAR C.		 ING. NICOLAS SANTOS SANTOS <i>Director Escuela Ingeniería de Petróleos</i>	
CALIFICADORES			
Firma		Firma	
 ING. NICOLAS SANTOS SANTOS		Nombre	

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el manejo de la perforación de pozos horizontales o de alto ángulo ha cambiado de tal manera, que los objetivos se han reducido al tamaño de un punto.

La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, lo cual se presenta en plataformas marinas y en determinados campos, que tienen pozos adyacentes en producción y una colisión podría resultar en una situación extremadamente peligrosa. Por esta razón, después de diseñar un pozo nuevo, se debe realizar el cálculo de Anticolisión con los pozos vecinos, con el fin de visualizar que tan cerca se encuentran y si hay riesgo de colisión.

La línea **SPERRY DRILLING SERVICES** de **HALLIBURTON** en su compromiso por brindar soluciones en perforación direccional y evaluación de yacimientos en tiempo real, es consciente de la importancia de la cuantificación de los errores en la posición de los pozos.

En este momento el cálculo de Anticolisión se realiza con el “Modelo de Error Sistemático”, pero en común acuerdo con los clientes se ha determinado el uso del Sistema ISCWSA; por eso se hace necesario la “Evaluación de la aplicabilidad del sistema ISCWSA en los cálculos de proximidad de pozos” con el fin de conocer las ventajas y desventajas que puede traer su implementación.

1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN

1.1 OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil: un ducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible.

1.1.1 Coordenadas del conductor y objetivo. Una forma de posicionar exactamente un punto en la tierra es mediante el uso de las coordenada U.T.M. (Universal Transversal Mercator) que son universales y están referenciadas a cierta proyección cónica de la tierra.

Para perforar un pozo se requiere de uno o más puntos, con el objetivo de ubicar la trayectoria a seguir. Una coordenada nos indicará la posición desde la cual se inicia la perforación y otra el punto en el que se localiza el objetivo definiendo así si el pozo será vertical o direccional. Sin embargo, es posible que un pozo sea perforado para alcanzar más de un objetivo.

1.1.2 Posición Estructural. El primer paso en la planeación de un pozo es la recolección de información de los pozos vecinos perforados en el área, una vez que se establecen los objetivos del pozo, se deberán considerar los pronósticos geológicos que consisten en:

- La columna geológica esperada
- Los bloques fallados de la estructura para seleccionar los pozos vecinos
- Contar con mapas geológicos para seleccionar los pozos que se revisarán para programar el nuevo pozo.

1.1.3 Columna geológica esperada. La columna litológica consiste en una secuencia alternada de rocas sedimentarias. Con el estudio sísmico, y los datos

geológicos obtenidos de los pozos vecinos perforados, se correlaciona y obtiene la columna geológica que se espera atravesar en la intervención del pozo a perforar.¹

1.1.4 Recopilación y análisis de la información de pozos de correlación. Uno de los aspectos más importantes en el proceso del diseño de la perforación de un pozo es el de determinar las características técnicas (formaciones a perforar, estabilidad, etc.) y problemas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo. Esto se puede realizar mediante el análisis de la información generada en el campo.

De la calidad y cantidad de información disponible dependerán los resultados del proyecto a realizar.

- Pozos exploratorios: La información disponible para el diseño de la perforación en pozos exploratorios se limita a estudios geológicos y geofísicos realizados en el campo prospecto.
- Pozo de desarrollo: Si el pozo prospecto es de desarrollo se contará con la información generada durante la perforación de pozos perforados anteriormente en el mismo campo.

1.2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

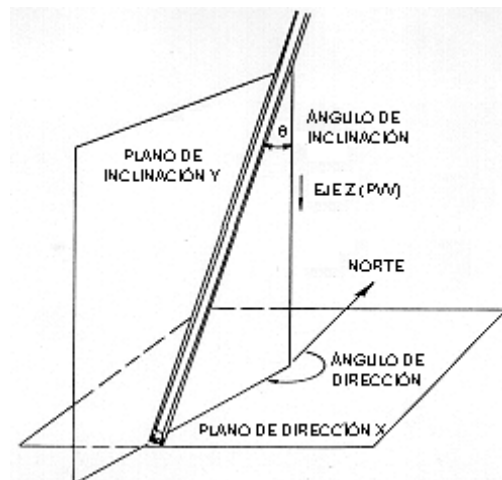
1.2.1 Aspectos Generales. La tecnología de la perforación direccional tuvo sus inicios en la época de los veinte. En 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En 1934 se perforó el primer pozo de alivio en Corroe, Texas.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En sus principios,

esta tecnología surgió como una operación de remedio. Se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos. Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, alcance extendido y multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD), estabilizadores, motores de fondo y brocas (PDC, Ticónicas, Impregnadas, bicéntricas).

Con frecuencia el control de la desviación es otro concepto que se relaciona con la perforación direccional. Se define como el proceso de mantener el pozo dentro de algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

Figura 1. Componentes en la desviación de un pozo.



Tomada de: Manual del Petróleo.¹

Durante muchos años la perforación se consideró como el proceso unidimensional de penetrar la tierra con la broca a determinada profundidad vertical. Sin embargo, la perforación es un proceso tridimensional. La broca no solo penetra verticalmente, sino que se desvía intencionalmente o no hacia los planos X- Y (ver figura 1). El plano X se define como el plano de dirección y el Y como el de

inclinación. Los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos X y Y son llamados ángulos de “dirección” y de “inclinación” respectivamente.

Existen ciertas situaciones que requieren el uso de tecnología de perforación avanzada. La geología local puede determinar una trayectoria complicada para un pozo, tal como perforar alrededor de domos salinos o láminas de sal. Se podría incrementar el drenaje o la producción del yacimiento desde un pozo en particular, si el mismo penetra varios bloques de fallas o se construyera en forma horizontal para interceptar fracturas o maximizar la superficie del hueco que se encuentra dentro del yacimiento. Un pozo con múltiples tramos laterales, por lo general, drena varios compartimientos del yacimiento. En los campos maduros, los compartimientos pequeños también pueden ser producidos en forma económica si los pozos direccionales se encuentran ubicados de manera adecuada.

Los operadores perforan los pozos de alcance extendido para llegar a los yacimientos que no se pueden explotar de otra manera sin incurrir en costos o riesgos ambientales inaceptables, por ejemplo perforar desde una superficie terrestre a una locación marina en lugar de construir una isla artificial. La perforación de varios pozos desde una locación de superficie ha sido la práctica habitual en las áreas marinas durante muchos años y, hoy en día, es común en zonas terrestres restringidas, por ejemplo en las selvas tropicales, como medida de protección del medio ambiente. También existen casos en los cuales el operador desea perforar un pozo vertical, y utiliza un sistema direccional para mantener la trayectoria del hueco vertical.

En ciertas situaciones de emergencia, la tecnología de perforación direccional resulta esencial, por ejemplo para construir pozos de alivio cuando se produce un descontrol. En situaciones menos peligrosas, como las desviaciones alrededor de una obstrucción en el hueco, también resultan de utilidad por su capacidad para controlar la trayectoria del hueco. En el campo de la comercialización y

distribución de los hidrocarburos, la perforación direccional se utiliza para construir huecos para la instalación de oleoductos y gasoductos sin afectar el medio ambiente.

Al igual que en otras operaciones de perforación, en la perforación direccional también existe la necesidad de obtener un rendimiento que resulte efectivo en costos. De acuerdo con los informes de las compañías dedicadas a la exploración y producción, los gastos de perforación representan alrededor del 40% de los costos de descubrimiento y desarrollo.

Resulta evidente, que sin la tecnología avanzada de la perforación direccional, no sería físicamente posible perforar un pozo determinado, ya que el mismo sería perforado en una locación poco adecuada o resultaría más costoso o más riesgoso.²

1.3 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS

Con el fin de familiarizar al lector con los conceptos y definiciones más comunes, relacionados con la tecnología de perforación direccional, a continuación se presentan aquellos considerados como más importantes.

- **Profundidad Medida (Measured Depth / MD):** Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad se conoce contando la tubería.
- **Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth / TVD):** Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria de pozo. Normalmente es un valor calculado.

- **Inclinación (Drift):** Es definida como el ángulo, medido en grados, en que el hueco (o instrumento de medición) varía desde una línea vertical verdadera. Una inclinación de 0° es vertical, y una inclinación de 90° es horizontal o paralelo a la superficie de la tierra.
- **Azimuth (Dirección del pozo):** el azimuth de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimuth con respecto al norte magnético.
- **Norte verdadero:** Es la dirección del polo norte geográfico el cual yace sobre el eje de rotación de la tierra.
- **Norte cuadrícula o norte de mapa:** Es la dirección norte sobre un mapa. Corresponde al norte verdadero solo en determinados meridianos. Todos los otros puntos deben corregirse por convergencia, esto es por el ángulo entre el norte de mapa y el norte verdadero en cualquier punto.
- **Norte Magnético:** Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la tierra.
- **High Side (Lado alto del pozo):** Es el lado del pozo directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para la orientación de la cara de la herramienta.

Es importante notar que a una inclinación de 0° no existe high side. En este caso, los lados del pozo o de la herramienta de registros direccionales son paralelos al vector de gravedad y no existe un punto de intersección desde el

cual se pueda definir un lado alto. Otro concepto importante es que sin inclinación (0°) el pozo no tiene dirección horizontal. Es decir el eje del pozo se representaría como un punto y no como una línea sobre el plano horizontal.

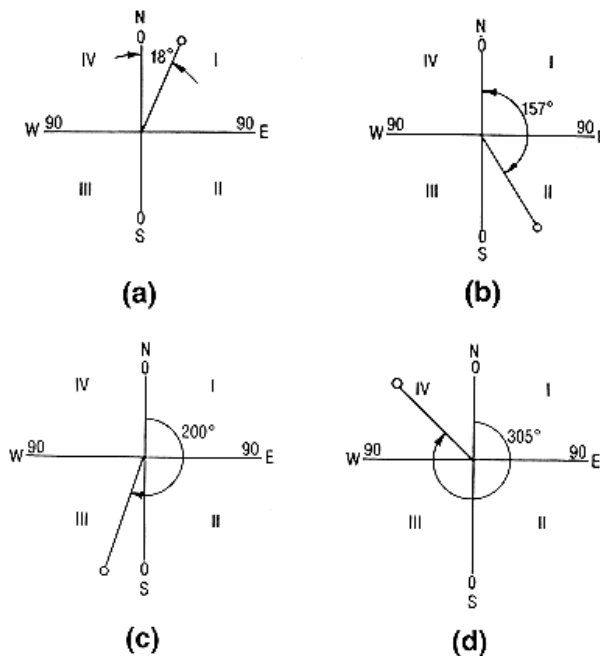
- **Herramienta (de fondo):** Cualquier elemento o dispositivo que se incluya en la sarta de perforación y se corra dentro del pozo. Los motores de fondo, las camisas de MWD, las herramientas de registros direccionales, etc., son ejemplo de herramientas de fondo.
- **Toolface (Cara de la herramienta):** el término se usa en relación a las herramientas desviadoras o a los motores dirigibles y se puede expresar en dos formas:
 - **Física.** El lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.
 - **Conceptual.** En el pozo el término toolface es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación. Por ejemplo el toolface puede ser la orientación de un motor dirigible, expresada como una dirección desde el norte o desde la boca del pozo.
- **Orientación de la herramienta:** es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al high side o al norte.
- **Interferencia Magnética:** Son los cambios en el campo magnético de la tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causado por la presencia de la tubería de revestimiento u otras tuberías en el pozo, en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

- **Corrección por declinación magnética:** Es la corrección angular en grados, para convertir una lectura magnética a una lectura de norte verdadero.
- **Buzamiento magnético:** Es el ángulo de intersección, medido desde la horizontal, entre las líneas de flujo magnético y el plano horizontal (superficie de la tierra).
- **Pata de perro (Dog leg):** Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos estaciones de registros direccionales. La pata de perro se mide en grados.
- **Severidad del Dog Leg:** Es la magnitud de la pata de perro, referida a un intervalo estándar. La severidad se reporta en grados por cada 100 ft o grados por cada 30 metros. En la conversación normal, la severidad se nombra como "pata de perro". Esto puede causar confusión al principio. Es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 4 o 5°/100 ft). Las severidades altas provocan problemas en el pozo como atrapamiento de tubería o desgaste de la misma o de la tubería de revestimiento.
- **Pescado:** Es cualquier objeto abandonado accidentalmente en el pozo durante las operaciones de perforación o terminación, el cual debe recuperarse o eliminarse antes de que la perforación pueda continuar.
- **Acelerómetro:** Los acelerómetros se utilizan para medir el campo gravitacional terrestre local. Cada acelerómetro consiste de una masa magnética (péndulo) suspendida en un campo electromagnético. La gravedad desvía la masa de su posición de equilibrio. Se aplica al sensor una cantidad de corriente suficiente para que regrese la masa a su posición original. Esta corriente es directamente proporcional a la fuerza gravitacional que actúa sobre la masa.

Las lecturas gravitacionales se utilizan para calcular la inclinación del pozo y el toolface.³

Además de la profundidad y el desplazamiento horizontal, todos los pozos horizontales tienen una componente X que esta asociada con la dirección. En la perforación direccional, se utiliza un esquema de cuadrantes de 90° para citar las direcciones. Los grados son siempre leídos a partir del norte hacia el este u oeste y a partir del sur hacia el este u oeste. Por ejemplo, el ángulo de dirección en la figura 2a, dado por una brújula (siempre leída a partir del norte) es de 18°, mientras que por el esquema de cuadrante es N18E. El pozo en el segundo cuadrante (fig.2b) a 157°, se lee S23E. En el tercer cuadrante (fig.2c) el pozo esta en S20W, para un ángulo de 200°. En el cuarto cuadrante (fig.2d), el ángulo de brújula de 305° se lee N55W.¹

Figura 2. Lecturas de dirección



Tomada de: Manual del Petróleo.¹

2. PLANEACIÓN DEL PROYECTO DIRECCIONAL

La planeación de la perforación es la base del proceso completo. El cliente conceptualiza el proyecto y proporciona la información básica de las formaciones que se van a atravesar, las condiciones de la localización y los pozos de correlación. Este proceso normalmente se lleva a cabo en el ciclo de planeación del cliente.

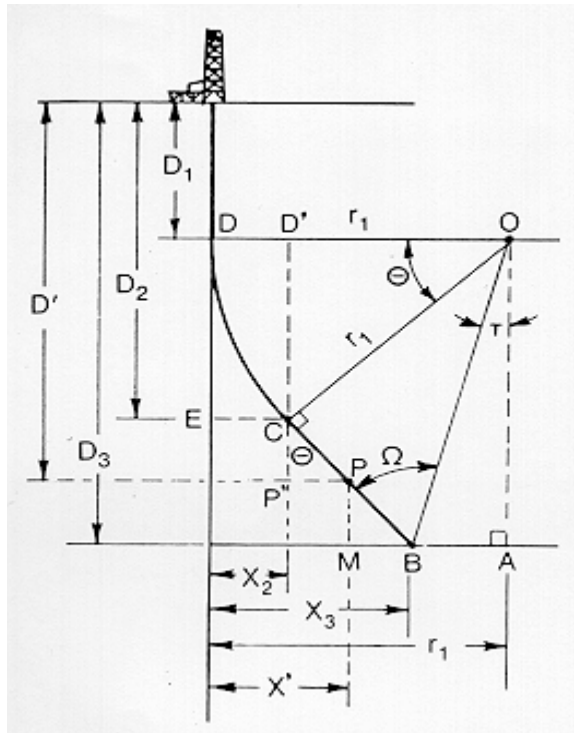
El primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional es diseñar la trayectoria del pozo para alcanzar un objetivo dado. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectorias que pueden ser perforados económicamente. El segundo, o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los BHA's que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria final del pozo. Por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica
- Espaciamiento entre pozos
- Profundidad vertical
- Desplazamiento horizontal del objetivo

2.1 TIPOS DE TRAYECTORIA

2.1.1 Trayectoria “Tipo Slant” (Incrementar y Mantener) .

Figura 3. Geometría de una trayectoria Incrementar- Mantener para $X_3 < r_1$



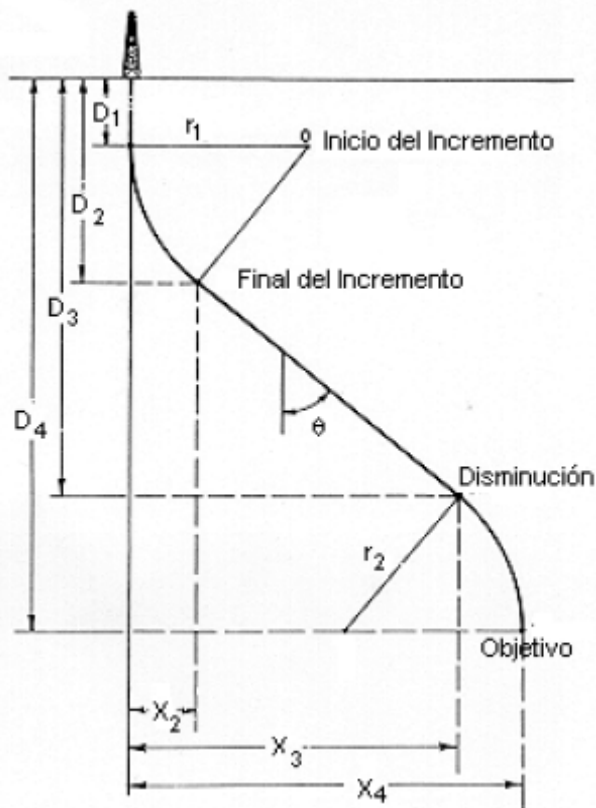
Tomada de: Directional Surveying Fundamentals.²

La figura muestra una trayectoria sencilla de incremento y mantenimiento de ángulo, la cual intercepta un objetivo a una profundidad vertical verdadera (TVD) de D_3 y a un desplazamiento horizontal de X_3 (punto B). El punto de desviación se encuentra a una TVD de profundidad D_1 , donde el ritmo de incremento del ángulo de inclinación es q , el cual está en grados por unidad de longitud.

En esta trayectoria el hueco penetra al objetivo a un ángulo igual al máximo ángulo de incremento.

2.1.2 Trayectoria “Tipo S” (incrementar, mantener y disminuir).

Figura 4. Trayectoria “Tipo S” en donde $r_1 < x_3$ y $r_1 + r_2 < x_4$

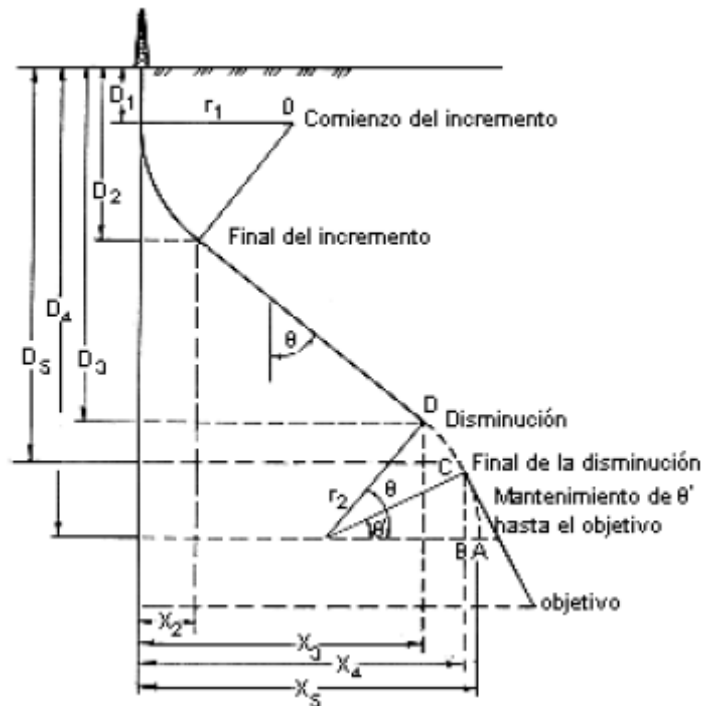


Tomada de: Directional Surveying Fundamentals.²

El segundo tipo de trayectoria es la de incrementar, mantener y disminuir el ángulo de inclinación, la cual se muestra en la figura 4 en donde $r_1 < x_3$ y $r_1 + r_2 < x_4$. La inclinación máxima se reduce a cero en D_4 , con un radio de disminución r_2 . En esta trayectoria el pozo penetra verticalmente el objetivo.

2.1.3 Trayectoria “Tipo S modificada” (Incrementar, mantener, disminuir parcialmente y mantener).

Figura 5. Trayectoria “S modificada” para $r_1 < x_3$ y $r_1 + r_2 < x_4$



Tomada de: Directional Surveying Fundamentals.²

Para cualquiera de las curvas “tipo S”, las profundidades desarrolladas y los desplazamientos horizontales pueden calcularse del mismo modo que para la trayectoria de incrementar y mantener, derivando las relaciones apropiadas para las distintas geometrías.³

2.2 DISEÑO DE UN POZO DIRECCIONAL

Los pasos para planear una trayectoria son los siguientes:

- A partir de consideraciones geológicas o de otro tipo, establecer las coordenadas de superficie del pozo, coordenadas del objetivo, profundidad del objetivo, el número de objetivos, el radio del objetivo y el desplazamiento horizontal al mismo.
- Estado mecánico propuesto para el pozo
- Columna estratigráfica (Formaciones a perforar)
- Información de pozos vecinos o de correlación
- Seleccionar el punto de desviación que parezca apropiado y escoger el tipo de trayectoria. Realizar un plan en dos dimensiones,
- Calcular el punto de máxima inclinación y demás información de la trayectoria.
- Determinar el ángulo principal y estimar el ritmo de cambio en la dirección.
- Calcular la trayectoria del pozo en tres dimensiones para alcanzar el objetivo utilizando el plan inicial de dos dimensiones como guía.

Con este procedimiento se puede obtener una trayectoria para la mayoría de los pozos direccionales.

Las consideraciones prácticas en el diseño de un pozo direccional se verán a continuación.

2.2.1 Consideraciones para la selección del tipo de trayectoria. Los parámetros necesarios para la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en que se realizará la perforación. De esta zona se debe conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores.

Realizando un análisis de esta información, se deben considerar los siguientes factores:

- **Características del Objetivo:** Cuando se planea un pozo direccional, se proporcionan la profundidad y el desplazamiento horizontal del objetivo, así

como sus dimensiones. Los objetivos pueden ser rectangulares, cuadrados o circulares. Si el objetivo es un círculo el radio es fijado.

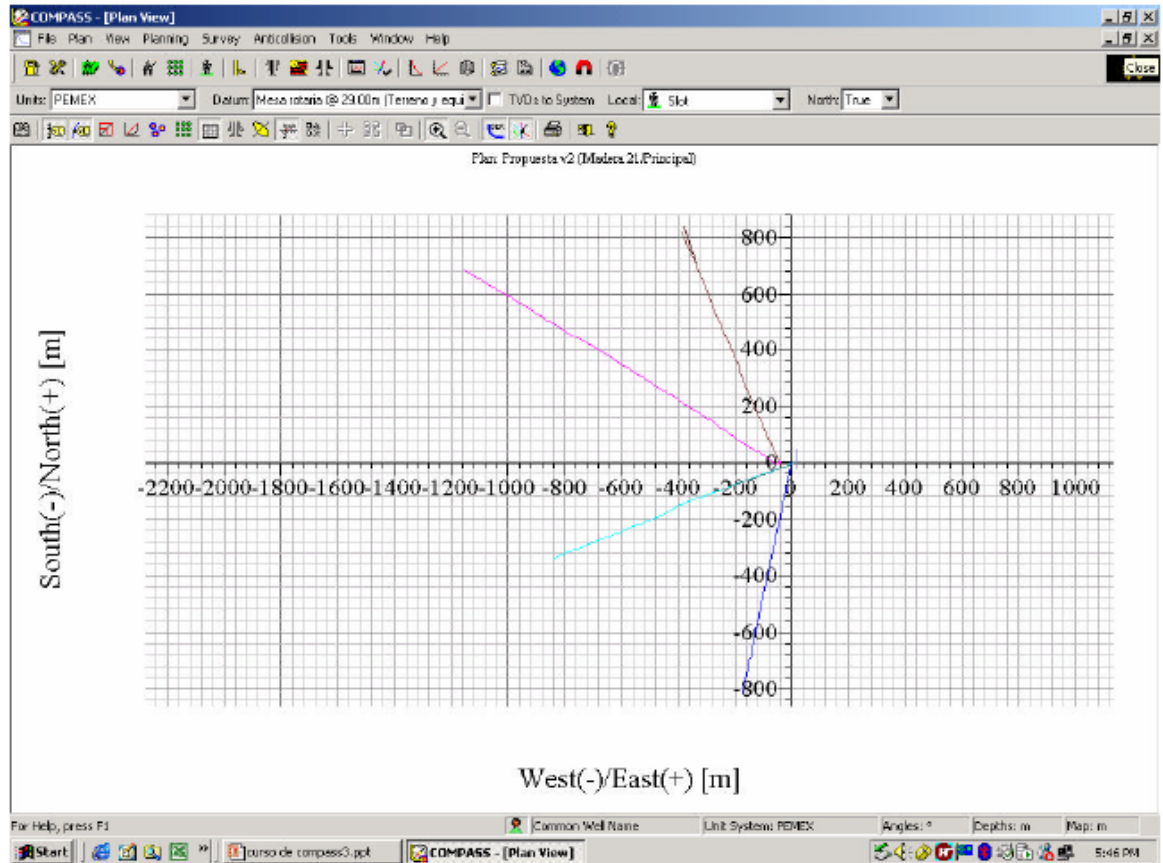
El área del objetivo proporciona una zona de tolerancia para que la trayectoria del pozo pase a través de ella. Usualmente, el tamaño y las dimensiones del objetivo se basan en factores relacionados con las condiciones de drenaje del yacimiento, los criterios geológicos y las restricciones de frontera.

- **Profundidad Vertical del Objetivo:** Este dato no es posible modificarlo, ya que es función de la profundidad a la cual se encuentra la estructura productora.
- **Localización del equipo:** La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. Se deberá aprovechar la tendencia que presentan determinadas formaciones de desviar el curso de la broca o de mantener su rumbo dentro de la perforación, de tal manera que la broca sea dirigida hacia el objetivo según la trayectoria planeada. El conocimiento de las tendencias 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 a los objetivos.
- **Desplazamiento Horizontal del objetivo:** Este valor es función de la localización 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 como un dato fijo.
- **Profundidad de inicio de desviación (KOP):** Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar. Se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves a

medias suaves. Puede considerarse que la profundidad del KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

- **Velocidad de incremento de ángulo:** Si el espesor y la tendencia de las formaciones que se espera encontrar lo permiten, se pueden utilizar diferentes velocidades de incremento. El personal encargado de las operaciones direccionales debe seleccionar la más conveniente de acuerdo a los ángulos máximos observados y a la experiencia acumulada en otros pozos.
- **Tipo de Formación:** Siempre que se analice un estudio direccional, se deberá tener en cuenta la columna geológica que se desea perforar (dureza de las formaciones a atravesar, entre otros), para planear el trabajo direccional en las formaciones mas estables y con mejores tasas de penetración, además predecir la variación del rumbo del pozo durante la perforación.
- **Diámetro del pozo:** El diámetro del pozo y consecuentemente, el programa de tuberías de revestimiento, son parámetros que dependen de la profundidad del objetivo, de las características de las formaciones (Presión de poro, estabilidad etc.) a perforar y de la producción esperada.
- **Consideraciones Anticolisión:** La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, lo cual se presenta en plataformas marinas y en campos, que tienen pozos adyacentes en producción y una colisión podría resultar en una situación extremadamente peligrosa. La planeación anticolisión comienza con la toma de registros de desviación exactos del pozo en cuestión y con la recolección de todos los pozos vecinos, así como de un juego completo de los programas de pozos a perforar en el futuro en la misma localización o plataforma. Los registros y los programas de los pozos se utilizan para “mapear” el pozo propuesto con respecto a todos los existentes.⁴

Figura 6. Spider Plot



Fuente: La autora.

Estos mapas llamados comúnmente “arañas” muestran la proyección horizontal de los pozos. Generalmente están construidas a una escala pequeña para proporcionar una vista general del campo (figura 6), aunque también pueden construirse a una escala mayor, para permitir realizar análisis detallados de una parte específica del campo, tal como la localización superficial. La araña puede ser utilizada para trazar una trayectoria programada y analizar visualmente el riesgo de colisionar con otros pozos.

Actualmente, existen varios programas que ofrecen un análisis de anticollisión o un análisis de proximidad (Sperry utiliza el software COMPASS). El realizar

estos cálculos a mano no es práctico debido a que se involucran un gran número de estaciones de registro.

2.3 CÁLCULO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO DIRECCIONAL

2.3.1 Datos e información requerida. Para elaborar el cálculo del proyecto direccional se deberán tener los siguientes datos:

- Coordenadas de superficie
- Coordenadas del objetivo
- Profundidad vertical del objetivo

Con esta información preliminar es posible determinar las siguientes incógnitas:

- Desplazamiento Horizontal
- Rumbo
- Ángulo Máximo

2.3.2 Métodos de Cálculo. El método normal para determinar la trayectoria de un pozo es establecer las coordenadas. Se utiliza algún tipo de instrumento de medición, para determinar la inclinación y la dirección a diferentes profundidades (estaciones) y con esto, calcular la trayectoria. En cada estación se miden los ángulos de inclinación y dirección, así como distancia entre estaciones. Cada ángulo de dirección obtenido por medio de un dispositivo magnético debe ser corregido con respecto al norte verdadero y cada giroscópico debe corregirse por la inclinación. Todas las lecturas de dirección están corregidas por la declinación de la interferencia magnética.

Existen 18 o más técnicas de cálculo para determinar la trayectoria del pozo. La principal diferencia entre dichas técnicas es que un grupo utiliza aproximaciones

de línea recta y el otro supone que el pozo es una curva y se aproxima con segmentos de curvas. Explicar cada método esta fuera del alcance de esta tesis.

2.4 ASPECTOS DE OPERACIÓN

2.4.1 Dispositivos para medición de la dirección. La trayectoria real de un pozo, se determina midiendo la inclinación y la dirección a varias profundidades. Esto se realiza principalmente para orientar de manera adecuada el equipo desviador, ya sea una cuchara, un estabilizador con excentricidad, un codo desviador, o un bent housing.

Anteriormente, la inclinación y dirección se determinaban con herramientas magnéticas y giroscópicas (single o multishot). Todas estas herramientas son autónomas y pueden ser alimentadas por baterías o desde la superficie. Las herramientas magnéticas se corren con línea de acero, cuando se están realizando viajes con la tubería. Algunas herramientas giroscópicas son corridas con cable conductor, lo cual permite que las mediciones puedan ser leídas en superficie, además de que la energía es transmitida hacia la herramienta por el mismo cable. Las herramientas giroscópicas son corridas con baterías.

Debido al desarrollo de la tecnología de telemetría, actualmente existen otras maneras de medir la dirección, la inclinación y el toolface de la herramienta, tales como arreglos de magnetómetros y acelerómetros.

La energía se proporciona con baterías, cable conductor o por un generador accionado por el fluido de perforación. Si la herramienta de medición es colocada cerca de la broca, y las mediciones son tomadas durante la perforación, a esta se le llama: Herramienta de medición durante la perforación o MWD (Measurement While Drilling).

Estos instrumentos constituyen un elemento vital para el buen desarrollo de la perforación direccional; puede decirse que conforman los ojos con los cuales el personal encargado de las operaciones puede “ver” la trayectoria que sigue el pozo.

Los instrumentos mas utilizados en la actualidad para obtener la inclinación y el rumbo de un pozo son:

- Instrumentos giroscópicos
- Herramienta de orientación direccional
- Sistemas MWD

Con excepción de los instrumentos dotados con giroscopios, los demás necesitan de un monel (antimagnético) para obtener resultados confiables. Esto se debe a que pueden verse afectados por materiales metálicos cercanos (tuberías de revestimiento de pozos cercanos) o por el campo magnético terrestre.

El intervalo de registro se ha estandarizado, considerándose que es recomendable registrar a cada 30 metros de hueco desviado.

- **Instrumentos Giroscópicos:** Como ya se mencionó, estos instrumentos no requieren del uso de un monel, ya que un giroscopio toma el lugar de la brújula magnética.

Ya sea desde superficie o mediante un sistema de encendido automático, el giroscopio se pone en funcionamiento a unas 40.000 o 60.000 rpm. Esta operación genera un campo magnético que elimina el efecto del campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero.

Para la interpretación del registro se utiliza un lector que amplifica la fotografía. La pantalla del visor se coloca de tal manera, que la línea norte-sur pueda

ponerse sobre la manecilla indicadora del norte en la fotografía. De esta manera es posible leer directamente el rumbo verdadero en la circunferencia del lector e inspeccionar en forma precisa el grado de inclinación del hueco.

- **Herramientas de Orientación Direccional:** Constan de una probeta con equipo electrónico, esta se adapta a una varilla con “pata de mula”, la cual se asienta en la base correspondiente del orientador.

La probeta está conectada a un cable conductor, por medio del cual se envía la información de las condiciones direccionales del pozo a la superficie; este cable se conecta a la manguera del stand pipe, por medio de la cual se bombea el fluido de perforación para operar el motor del instrumento. El cable transmite la información a una computadora, la cual procesa los datos y presenta la inclinación y rumbo del pozo, así como la posición de la cara de la herramienta.

- **Sistema MWD:** Desde hace algunas décadas, las compañías buscaron la manera de registrar las formaciones durante la perforación, aunque tecnológicamente era muy difícil fabricar herramientas que pudieran contrarrestar las difíciles condiciones de fondo y transmitir información confiable. Diferentes métodos de transmisión fueron utilizados: electromagnéticos, acústicos, de pulsos, de modulación de pulso, de cable y tubería. De todos los métodos de transmisión, los de pulsos de presión y los de modulación de pulsos han evolucionado a sistemas comerciales actualmente utilizados por la comunidad de perforación direccional.

Los dos sistemas MWD más comunes son el sistema de pulsos de presión y el de transmisión de pulsos modulados de presión.

El sistema MWD utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta a la superficie en forma digital (binaria). Estos pulsos son convertidos en

energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son decodificados por una computadora.

2.4.2 Herramientas y/o equipos de desviación. Para la perforación direccional es sumamente importante contar con herramientas de desviación adecuadas así como con brocas, herramientas auxiliares y la instrumentación apropiada. Las herramientas de desviación son el medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo.

La apertura de la llamada ventana (KOP), resulta una etapa crítica durante la perforación de un pozo direccional, ya que un inicio correcto de la desviación dará la pauta para lograr un desarrollo satisfactorio del curso.

Conforme la perforación direccional evolucionó, las herramientas de desviación han sufrido cambios considerables en su diseño, predominando en la actualidad el uso de motores de fondo dirigibles en la perforación de pozos direccionales. A continuación se mencionaran algunas de estas herramientas de manera general sólo con fines didácticos.

- **Codos desviadores (Bent Sub):** Se corren en la parte superior de un motor de fondo y son elementos de tubería, el cual se conecta de manera normal a la sarta a través de su extremo superior y el extremo inferior está maquinando con un ángulo de desviación fuera del eje del cuerpo. Estos elementos le proporcionan un ángulo a la sarta para poder perforar, generalmente a bajos ritmos de incremento. Solo pueden ser utilizados sin rotar (deslizándose). Su uso ya no es común debido a los aparatos dirigibles.
- **Motores de Fondo:** Los motores de fondo constituyen el último desarrollo en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de

perforación. Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales.

Entre las principales ventajas proporcionadas por el empleo de los motores de fondo podemos mencionar las siguientes:

- Proporcionan un mejor control de la desviación.
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la broca.
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Se pueden obtener mejores tasas de penetración.
- Reduce los riesgos de pescados, hace óptima la perforación y en consecuencia, disminuye los costos totales de perforación.

Un motor de fondo se configura con un “codo desviador (bent sub)” ajustable en la carcasa del motor cerca de la broca y con uno o mas estabilizadores. El motor puede operar en dos modos: el modo deslizado u orientado y el modo rotario. En el modo deslizado, el motor se orienta rotando la sarta muy despacio utilizando las señales del MWD para determinar el “toolface” o la orientación del codo. Una vez se alcance la orientación determinada la sarta de perforación se “desliza” (avanza perforando sin rotar). El torque necesario para alcanzar la rotación de la broca es proporcionado por el motor. La combinación de estabilizadores y el codo genera una carga lateral en la broca causando como resultado que la broca perfore en la dirección del “toolface”. La capacidad de construir y girar del motor se conoce como capacidad de “dog Leg” y va típicamente de 1 a 15°/100 ft.

Colocar el codo ajustable en el motor cerca a la broca en vez de encima del motor reduce el esfuerzo y hace que la rotación sea posible. En el modo rotario

la sarta se rota y el codo pierde su efecto al menos en cuanto al cambio de dirección se refiere. Cuando se rota, el motor se comporta como un BHA rotario en donde la tendencia direccional esta determinada por el diámetro y la posición de los estabilizadores. Usualmente el motor se configura para que perforo recto en el modo rotario aunque se puede configurar para tumbar ángulo o construir mientras se rota. Los porcentajes de deslizamiento y rotación pueden ser manipulados por el perforador direccional para alcanzar la tasa de construcción deseada y seguir la trayectoria diseñada.

Los motores de fondo pueden trabajar (en la mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite). Aunque los fluidos con altos contenidos de sólidos reducen en forma significativa la vida de la herramienta.

El tipo y diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

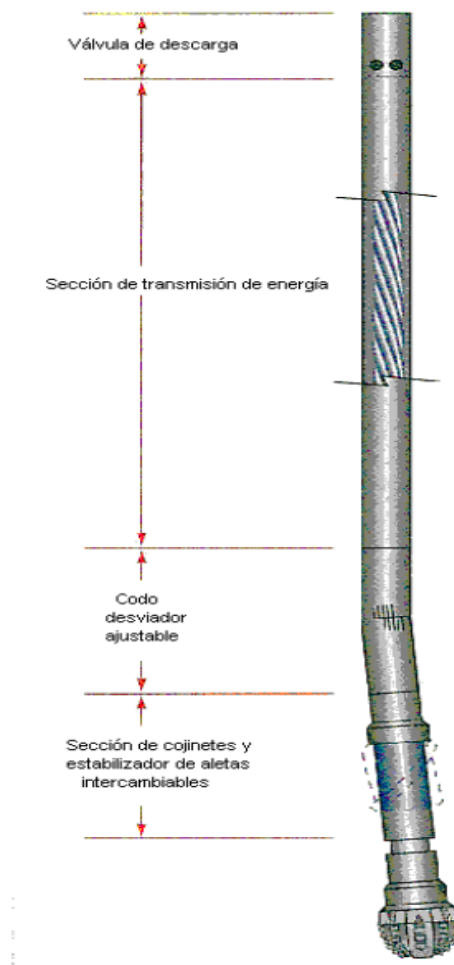
- Diámetro del hueco
- Programa Hidráulico
- Angulo del hueco al comenzar la operación de desviación
- Accesorios (estabilizadores, codos, etc.)

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Tipo de fluido
- Altas temperaturas
- Caídas de presión en el motor
- Peso sobre la broca
- Tipo de formación

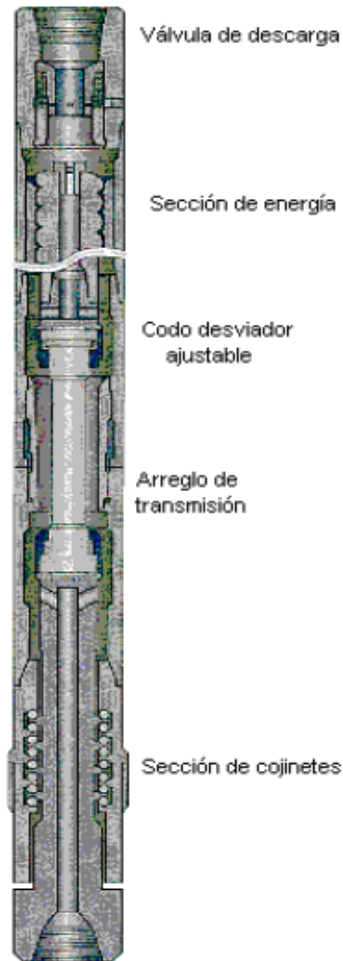
En la figura 7 se muestra un diagrama de un motor dirigido, el cual es la herramienta mas utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por tener la versatilidad de poder perforar tanto en el modo rotario, como deslizando. Estos aparatos evitan la necesidad que se tenía en el pasado de realizar viajes con la tubería para cambiar los aparatos de fondo. En la figura 8 se muestra una sección transversal de un motor de fondo, estos pueden dividirse en los siguientes componentes: conjunto de válvulas de descarga o de paso, sección de potencia, codo desviador ajustable, arreglo de transmisión, sección de cojinetes.

Figura 7. Arreglo de un motor dirigido



Tomada de: Directional Surveying Fundamentals.²

Figura 8. Sección transversal de un motor de fondo



Tomada de: Directional Surveying Fundamentals.²

2.5 PERFORACIÓN HORIZOTAL, MULTILATERAL Y DE ALCANCE EXTENDIDO

Dentro del desarrollo mas reciente en la perforación de pozos, se cuenta con la tecnología de perforación horizontal. De esta tecnología, se deriva la perforación multilateral. Hoy en día ambas están enfocadas para su aplicación en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento, explotado con pozos convencionales.

Cuando se desea incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la elaboración de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos horizontales como buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos. Esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales y reducen las caídas de presión.

La planeación y construcción de estos proyectos requieren de la integración de grupos multidisciplinarios. Formados por Ingenieros de petróleos de perforación, geólogos, petrofísicos y expertos de las compañías de servicio. Se contemplan todos los planteamientos que se necesitan, no sólo en el diseño de la perforación y terminación, sino también los requerimientos de la perforación direccional, horizontal y multilateral, y más específicamente, en la etapa de terminación y futuras intervenciones de reparación del pozo.¹

3. SURVEYS DIRECCIONALES

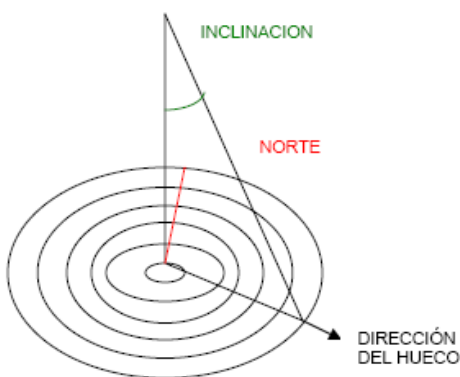
Cuando se llega a un campo en el que están perforando, la primera duda que nos asalta es en donde está ubicado el pozo y que dirección debe tomar para llegar al objetivo.

Para resolver estas dudas es necesario conocer “los surveys direccionales”, los cuales hacen referencia al registro direccional del hueco. Puede definirse como el método utilizado para medir, calcular y graficar la trayectoria del pozo en tres dimensiones.³

Esto requiere que ciertos parámetros sean medidos en múltiples puntos a través de la trayectoria del pozo. Las medidas necesarias para esto son:

- profundidad medida
- inclinación
- rumbo del hueco.

Figura 9. Parámetros claves en un survey

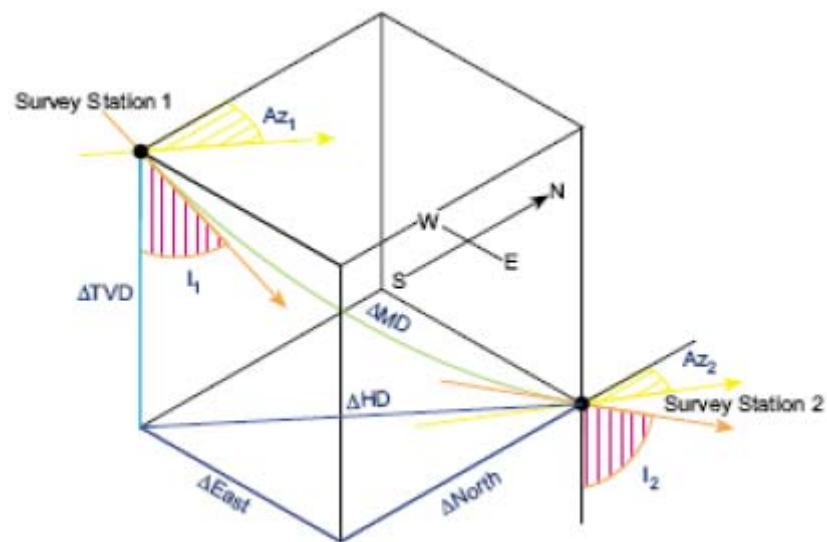


Tomada de: Directional Surveying Fundamentals.²

- **Inclinación:** El concepto fue dado en el capítulo 1.(fig. 9)

- **Profundidad Medida (MD):** Se define como la longitud del hueco desde superficie hasta otro punto a través de la trayectoria del pozo. Esta longitud es medida tanto por wireline o por la tubería que se baja al hueco (fig.10).

Figura 10. Estación de Surveys



Tomada de: Directional Surveying Fundamentals.²

- **Rumbo del Hueco:** La dirección del hueco o rumbo, se define como el rumbo de la inclinación, medida en grados, del componente horizontal del hueco (o eje del instrumento de medida) desde un norte de referencia conocido. El norte de referencia puede ser norte verdadero, norte magnético o norte de grid. El rumbo del hueco es normalmente expresado en forma de azimuth, esto es de 0° hasta 360° , donde 0° es el norte.

Cada instancia de profundidad medida, inclinación y rumbo del hueco es una estación de survey. Existirán muchas estaciones de surveys a lo largo de la trayectoria (fig.10). Estas medidas juntas son utilizadas para calcular las coordenadas 3D. Esta información presentada en una tabla de números es lo que se conoce como registro de survey.

Existen muchas razones por las que se toman surveys. Los diferentes departamentos que reciben los surveys tienen diferentes usos para ellos, luego los requerimientos de precisión varían de unos a otros.

Por ejemplo, el departamento de geología se centra principalmente con profundidades verticales a lo largo de las trayectorias para conocer los TVD de los registros de evaluación. Ellos requerirán estos registros para ubicar las formaciones en los mapas si es el primer pozo perforado, o para correlacionar el actual pozo con otros cercanos.

El departamento de producción quiere conocer la ubicación exacta del hueco con respecto a la zona de producción para que puedan determinar si otros pozos están drenando efectivamente el mismo yacimiento o reservorio, ubicación de pozos futuros para mejorar el drenaje, etc.

El departamento de perforación utiliza los surveys para monitorear la trayectoria del hueco mientras se perfora para asegurar que el objetivo, como fue definido por geología, se alcance. Ellos tendrán que dirigir o direccionar el pozo constantemente para alcanzar el objetivo.

Conociendo cuando hacer esto y que surveys se requieren tomar para seguir la trayectoria, direccionar el pozo involucra el direccionamiento de herramientas de deflexión en el hueco, que requieren información suministrada por los surveys y experiencia.

En todo el mundo, las agencias del gobierno requieren también de esta información. Podría incluir información como tipo de sensores, mínimo intervalo para registro, y tipo de referencia de norte utilizado.

- **Longitud de curso o Course Length:** CL corresponde a la distancia perforada entre dos estaciones de surveys (fig.11).
- **Curso de Desviación o Course Deviation:** CD corresponde a la componente horizontal de cada CL (fig.11).
- **Profundidad Vertical Verdadera:** La distancia desde la superficie en una línea recta a cualquier punto particular se conoce como profundidad vertical verdadera TVD (fig.11).
- **Latitud:** Es la distancia horizontal que la trayectoria del hueco se mueve desde un origen de survey en dirección norte (+) o sur (-). La latitud se utiliza para graficar la trayectoria del hueco en una proyección horizontal.
- **Desplazamiento:** Es la distancia horizontal que la trayectoria del hueco se mueve desde un survey original en dirección este (+) u oeste(-). El desplazamiento se utiliza para poder graficar la trayectoria en un plano horizontal.
- **Closure Distance:** Es la distancia en el plano horizontal desde el origen a un survey específico.
- **Closure Direction:** Es la dirección en el plano horizontal desde el origen a un survey específico. Nos ayuda a determinar que tan lejos, acompañado del “Closure distance” esta un punto específico del origen del pozo.

Cualquier pozo con un objetivo geológico específico, tendrá una dirección de objetivo. Para controlar el progreso de la trayectoria, hay que tener en cuenta dos componentes:

- Sección Vertical (Vertical section)
- Dirección de Sección Vertical (Vertical section direction): Se refiere a la dirección en donde se encuentra el objetivo. Es la dirección en el plano horizontal, desde el origen hasta el centro del objetivo. Tiene la misma referencia que el rumbo del hueco. Se utiliza para calcular la vertical section que es la distancia horizontal en la dirección del objetivo.

Todos los métodos de cálculo de surveys comienzan con lecturas de inclinación y rumbo a varias profundidades medidas. La diferencia en el método es como se procesan estos datos en coordenadas 3D de TVD, latitud y desplazamiento.¹

La búsqueda de mejor productividad de pozos es una constante en la industria petrolera. Esto es especialmente cierto para la perforación de pozos en donde continuamente se introducen nuevas tecnologías buscando mejorar tanto los tiempos de perforación como la productividad de los pozos.

Día a día son mayores los retos a los que debemos enfrentarnos:

- Los pozos están llegando a ser más complejos
- Plataformas congestionadas
- Formaciones Geológicas mas pequeñas
- Manejo de Survey
 - traslado de datos
 - exactitud posicional
 - Seguridad y eficiencia

Es por esto que todo proyecto que desarrolla **SPERRY DRILLING SERVICES** esta sometido a una rigurosa “Planeación Estratégica”, constituida por:

- Objetivos, Coordenadas, Limitaciones

- Programa de Pozo y TR
- Históricos
- Anticolisión (pozos offset)
- Torque y arrastre
- Tendencias
- Hidráulica
- Selección del Equipo de Perforación
- Terminación

La herramienta utilizada para el estudio y diseño de cada uno de los componentes citados es el programa COMPASS.

4. COMPASS

El propósito de este capítulo no es enseñar fundamentos sobre COMPASS sino repasar algunos parámetros que influyen de manera directa, en el cálculo de proximidad de pozos.

La Planeación Computarizada y el Sistema de Análisis de Surveys (COMPASS) es una herramienta de software comprensivo ideado para el diseño de pozos direccionales, usado por compañías petroleras o contratistas.

COMPASS para Windows es una herramienta que permite elaborar rápida y exactamente plan de pozos con múltiples trayectorias e identificar problemas potenciales en las primeras etapas. El programa incluye planeación, optimización de torque y arrastre, planos de anticolidión y elipses de incertidumbre.

COMPASS está diseñado para incrementar la eficiencia y costo-beneficio en la planeación de pozos horizontales y monitoreo de los mismos.

Las siguientes características garantizan que COMPASS es el software más comprensivo en estos días:

- Modelo Lógico de datos.
- Interfase fácil de usar.
- Manejo flexible de unidades.
- Ambiente gráfico.
- Planeación integrada y análisis de corridas con gráficos modernos y actualizados.
- Definición de formaciones con diferentes tipos de geometrías.
- Fácil manejo de planeación de soluciones en 2D y 3D.

- Desarrollo de pozos horizontales llegando hasta múltiples formaciones.

COMPASS además cuenta con 3 módulos principales integrados por datos de soporte:

4.1 PLANNING

El editor “Plan” se usa para diseñar la forma de los pozos. El ambiente de Planning tiene una hoja de trabajo interactiva permitiendo construir la trayectoria del pozo en secciones. En cada ambiente de “Planeación de Pozos”, el usuario puede ver gráficas de pozos dinámicamente actualizados, cuando los cambios son hechos. El usuario puede insertar o borrar alguna sección del plan y todo el plan será recalculado.

El “optimizador de pozo” integra el análisis del torque y arrastre en el módulo Planning; este determinará la mejor combinación de parámetros en el diseño de trayectorias que lleva a un mínimo costo.

4.2 ANTICOLISIÓN

El módulo de Anticolisión es usado para revisar la separación entre el pozo planeado y los pozos perforados. Posee herramientas importantes como Reportes de Elipses de Error (describe la geometría del elipsoide de incertidumbre a todas las profundidades de la trayectoria del pozo planeado y los radios de separación con las elipsoides de los pozos perforados), spider plots (vista de planta de todos los pozos incluidos en el reporte de anticolisión), entre otros.

Algunos registros de anticolisión pueden ser corridos interactivamente planeando pozos, tomando surveys o haciendo proyecciones adelantadas. El programa alerta al usuario cuando los pozos convergen con un radio mínimo o distancia específica según política de la compañía.

4.3 SURVEY

El módulo de survey calcula “la trayectoria del pozo”. COMPASS considera que un “survey” es un conjunto de observaciones realizadas con una herramienta simple en el instante en que se corre la sarta. Los datos pueden ser introducidos, importados y procesados de diferentes formas.

Existen además métodos que permiten determinar datos de survey para surveys introducidos incorrectamente o malas lecturas en las herramientas, estos errores deben ser minimizados y tomados en cuenta en:

- Procedimientos de corrida
- Modelos de error posicional

Los datos en el módulo “Survey” de COMPASS pueden ser referenciados para cualquier número de usuarios definidos y puede incluir un número de reservas o información acerca de planes anteriores.

Después de ingresados los datos, se puede hacer lo siguiente:

- Realizar interpolación de puntos para cualquier número de medidas o profundidades verticales verdaderas, Inclinación o Azimuth.
- Usar la herramienta de “Manejo Adelantado” para comparar la trayectoria del pozo común con la trayectoria nueva generada por cambio en formaciones o plan.

4.3.1 Herramientas para la toma de Surveys. Un “Survey Tool” es un instrumento usado para medir la posición del pozo (inclinación y azimuth). Cada herramienta tiene errores característicos, los cuales se deben tener en cuenta para calcular la magnitud de incertidumbre del pozo.

COMPASS permite seleccionar Survey Tools con diferentes modelos de error. Generalmente todas las herramientas de survey operan en una o mas condiciones diferentes que deberían tener un modelo de error definido.⁵

5. MODELOS DE ERROR PARA HERRAMIENTAS DE SURVEY

Un modelo de error para herramientas de survey, describe como es calculada la posición de incertidumbre del pozo planeado.

Cuando se corre Anticolisión, COMPASS usa el error calculado alrededor de cada pozo planeado basado en el modelo de error definido y la herramienta de survey usada.

Para una sola herramienta, sólo se necesita introducir parámetros para el modelo de error seleccionado. Por ejemplo, si el modelo es “Cono de Error”, no se necesita introducir valores de error para el “Error Sistemático (Systematic Error)”, “ISCWSA” etc.

Los Modelos De Error más comunes son:

5.1 MODELO DE CONO DE ERROR (Cone of Error): Se puede introducir diferentes tasas de expansión para un rango de inclinaciones.

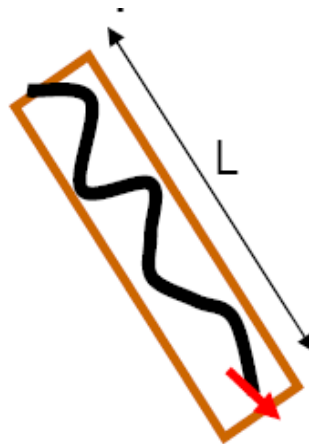
5.2 MODELO DE ERROR SISTEMÁTICO DE LA ELIPSE (Systematic Error Ellipse): Esta basado en el paper SPE 9223 por Wolf and J.P de Wardt; publicado primero en “Journal of Petroleum Technology” en Diciembre de 1981. El modelo es una estadística de la distribución de errores causados por factores internos y externos. El paper demuestra que las principales causas del error son sistemáticas (presentes casi siempre en un vector dirección) de una lectura de survey a la siguiente.

En este modelo de error se deben introducir 6 coeficientes para los componentes de error de la herramienta de surveys, teniendo en cuenta que los modelos matemáticos aplicados en el paper han sido estandarizados en la industria, pero alguno de los valores de los coeficientes no son aptos para el modelamiento de surveys con instrumentos direccionales modernos (Ej: MWD y GYROSCOPES).

Los coeficientes del Modelo de Error Sistemático son:

- Error De Profundidad Relativa: Corresponde al error en la lectura de la profundidad por cada 1000<ft> de profundidad medida. Este error se deriva de la medición de tubería y error de medición en wireline (corrida de herramienta por cable).

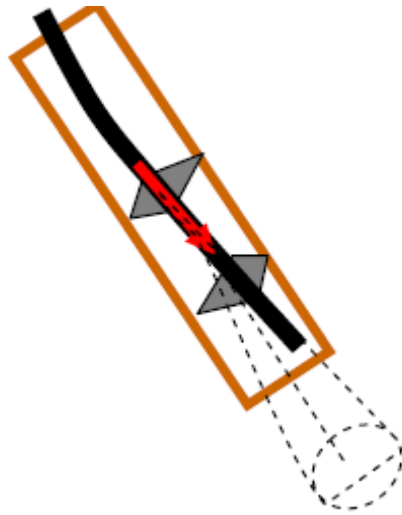
Figura 12. Error de Profundidad Relativa.



Tomada de: Manual del Petróleo.¹

- Error debido al Desalineamiento: Es un error debido al desalineamiento de la herramienta de survey en el hueco, el cual es deducido por el eje del sensor y por la desviación del centralizador. Tanto la Inclinación como el Azimuth son afectados por este desalineamiento.

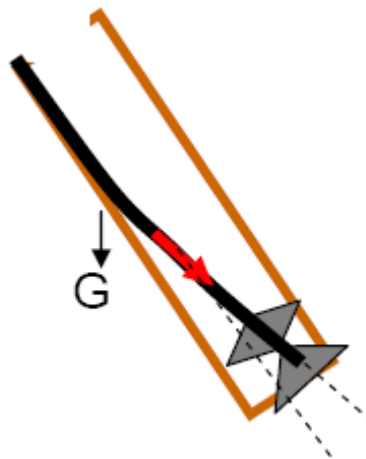
Figura 13. Error debido al desalineamiento.



Tomada de: Manual del Petróleo.¹

- Error de Inclinación Verdadera: El error debido a inclinación se puede obtener del efecto causado por el peso cuando se esta corriendo tubería.

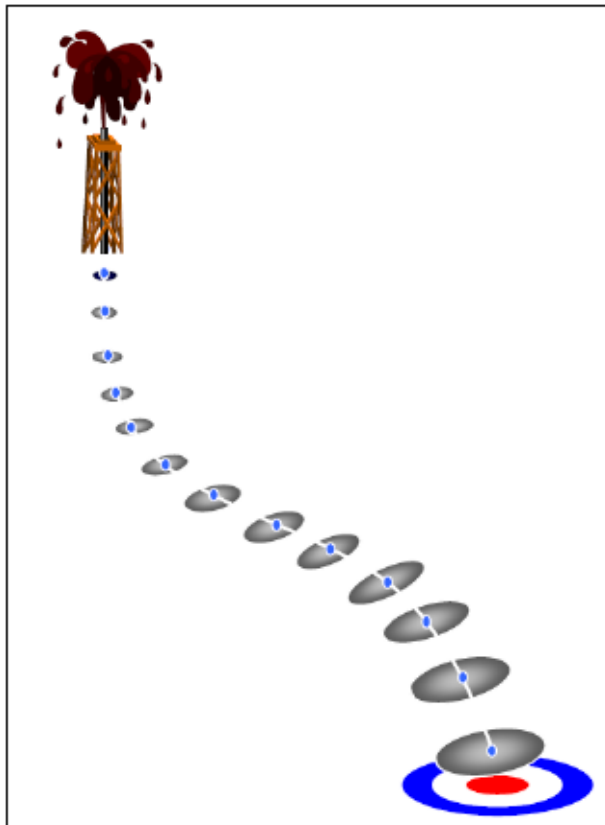
Figura 14. Error de inclinación verdadera.



Tomada de: Manual del Petróleo.¹

- Error de Referencia del Sistema Elegido (Compass): El error en el Norte de referencia para surveys magnéticos es el error en la lectura de la declinación para la localidad. Para surveys tomados con Gyro este es el error en el azimuth referenciado en superficie.
- Magnetización de la Sarta de Perforación: El error por magnetización es el error obtenido en la lectura del azimuth magnético causado por la magnetización de la sarta de perforación. El error aumenta al incrementar la inclinación y el azimuth Este/Oeste.
- Azimuth tomado con Brújula Giroscópica: El error en la lectura del azimuth tomado con Gyro es causado por el balanceo de dicha herramienta.

Figura 15. Trayectoria de un pozo y sus elipses de incertidumbre.



Tomada de: Manual del Petróleo.¹

De la variación de los parámetros de error a lo largo de los vectores X, Y, Z, depende que la forma resultante del error sea un Elipse (2D) o una Elipsoide (3D). La orientación de la Elipse con respecto a la trayectoria del pozo depende del cambio relativo de la inclinación y azimuth del mismo (fig.15). Los coeficientes del Modelo de Error Sistemático y sus factores son reconocidos como inadecuados para instrumentos modernos magnéticos y Gyroscopios. COMPASS proporciona la opción “Error Inclinación / Azimuth” para ayudar a definir los modelos de error para instrumentos mas complejos. Además el Error de Inclinación y Azimuth característico para cada rango de ángulo de inclinación es proporcionado por el fabricante.⁶

5.3 MODELO DE ERROR ISCWSA

“The Industry Steering Committee for Wellbore Survey Accuracy” (es un grupo constituido informalmente por compañías e individuos establecidos siguiendo el SPWLA (actual conferencia en MWD realizada en Kerrville, Texas en 1995). El objetivo general del grupo es “PRODUCIR Y MANTENER STANDARES PARA LA INDUSTRIA, CONTANDO CON SURVEYS EXACTOS DE LOS POZOS”. Han construido un modelo de error para instrumentos utilizados en la toma de surveys, específicamente para instrumentos magnéticos modernos (Ej: MWD y EMS).

- Publicado en 1999
- Cuenta con la descripción matemática de todas las Fuentes de Error.
- Tiene en cuenta tanto la ubicación geográfica, el rendimiento de la herramienta y todo el modelo del pozo.
- No presenta problemas frecuentes con el survey.

El modelo profundiza el trabajo iniciado en el Modelo de Error Systematic Elipse e incorpora la experiencia de varias partes participantes.⁷

A cada herramienta de survey se le debe asignar el Modelo de Error mas apropiado con parámetros exactos.

La información sobre el Modelo De Error con que trabaja cada herramienta se puede encontrar en las páginas de Sperry Drilling Services , SDC, Anadrill etc.

En algunos casos las compañías operadoras deciden el modelo de error y el valor de los parámetros a utilizar para cada herramienta.

Independiente de donde sea obtenida la información, la definición del Modelo de Error en una herramienta para survey es DECISIVA.

6. MODELO DE ERROR SISTEMATICO

Durante los últimos diez años, las incertidumbres existentes en el cálculo de la trayectoria de los pozos han causado preocupación. En pozos desviados y profundos se encontraron diferencias inexplicables entre los surveys tomados en el mismo pozo. En 1969 Walstrom presentó el concepto de **Elipse de incertidumbre** para describir la incertidumbre de la posición, usada en varios métodos de survey. Sin embargo la práctica ha demostrado que las elipses generadas por este modelo de error al azar son pequeñas y creen que esto es, principalmente debido al modelo de error estadístico usado. En las siguientes páginas, primero son examinados los errores de medida individuales, y después son presentados una serie de ideas que explican la conversión de errores de medida en incertidumbre de posición.

El modelo de error sistemático presenta seis fuentes que contribuyen a la incertidumbre de la posición del pozo, los cuales son principalmente sistemáticos y no generados al azar (como concluyó Walstrom).

Cabe resaltar que especificar un nivel de confianza para las elipses de incertidumbre no es apto y por eso esta práctica ha sido abandonada. El tamaño del volumen de incertidumbre es calculado por una función directa de los errores de medida.

6.1 FUENTES FÍSICAS DE ERROR

6.1.1 Errores de Azimuth (dirección) o de brújula. La incertidumbre en las medidas de la dirección del pozo es normalmente descrita en forma de inclinación y de error de azimuth (dirección). Sin embargo, para inclinaciones pequeñas, se

usan formulas complicadas y poco reales, en las cuales el error de azimuth a menudo es una función discontinua de la inclinación. Para superar este problema, se puede suponer que el error de azimuth (ΔA) se compone de dos errores, un error de brújula (ΔC) el cual tiene en cuenta tanto la desviación de la brújula giroscópica y la brújula magnética; y un error de desviación (ΔI_m) el cual tiene en cuenta tanto la desviación física de la herramienta con la que se toma el survey en el pozo y las tolerancias del instrumento, por ejemplo la excentricidad del gimbal mounting (sistema de gyro), como también la diferencia del voltaje en instrumentos electrónicos. El error de desviación puede tener cualquier dirección. En inclinaciones altas el error de azimuth iguala al error debido a la brújula, pero a inclinaciones bajas el error de azimuth esta controlado por la desviación. A continuación se presenta una fórmula que describe esta relación.

$$\Delta A = \sqrt{\Delta C^2 + \left(\arcsin \left(\frac{\Delta I_m}{\sin I} \right) \right)^2} \quad (1)$$

6.1.2 Errores Sistemáticos o Errores al Azar. Algunos estudios tratan los errores de medida al azar. Es decir varían de una estación a otra durante el survey. Sin embargo, un análisis de varios casos, con más de un survey hecho en el mismo pozo, indicó que la discrepancia entre los surveys tuvo un componente sistemático significativo. Es decir que quedaron más o menos constantes durante el survey o durante una parte de este. Esto implica que las cifras no están fuera del promedio como seria el caso con los errores al azar. Se puede mostrar matemáticamente que los errores de posición resultan de errores de medida sistemáticos los cuales son mayores que los errores de medida al azar. Más precisamente, si el número de estaciones en el survey es N, la posición de

incertidumbre del error sistemático es aproximadamente \sqrt{N} veces más grande que la posición de incertidumbre del error al azar.

Esto fue demostrado empíricamente cuando se compararon los tamaños de las elipses de incertidumbre generadas por un programa estadístico para errores al azar (de la compañía Shell) con las discrepancias entre posiciones de pozos (encontradas en otros estudios realizados en el mismo pozo).

Entonces, cuando se trata con fuentes de error individual, es necesario dar atención a los errores sistemáticos que tienen un efecto más grave en la incertidumbre de la posición final.

6.1.3 Errores debido a la Brújula Magnética. Para probar las propiedades de la brújula magnética, Shell comparó en una cabina de prueba dieciséis unidades, tipo single shot. Dos unidades mostraron una desviación sistemática de 2 grados, aunque la precisión supuesta de los instrumentos era de +/- un grado. Una inspección por el fabricante reveló la fuente del error como daños en los cojinetes. Esta prueba sencilla demuestra que los errores de instrumentos no fueron al azar, como fue creído anteriormente, sino que tienen un componente sistemático. Además demostró la importancia de revisar los instrumentos con regularidad y concluye que la principal fuente de error en una brújula es la naturaleza del instrumento.

Dependiendo de la posición geográfica, la fluctuación de la declinación es del orden de 0.1 grado. Las tormentas magnéticas podrían causar alguna variación en el Norte magnético de unos grados, pero afortunadamente estas no ocurren más de diez veces al año y duran solo un día. En general, los errores de brújula son constantes durante todo el survey y deben ser tratados, entonces, como sistemáticos.

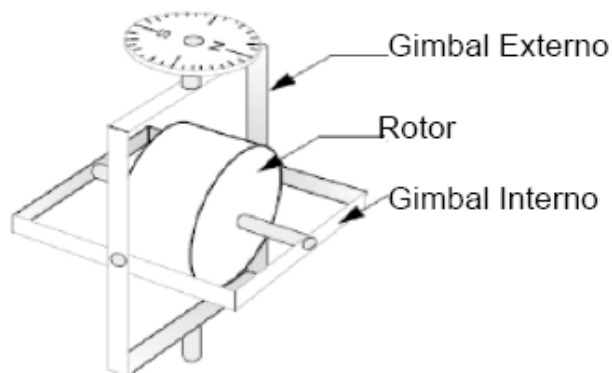
La desviación de una brújula depende de la dirección del pozo de acuerdo con:

$$\Delta C = \sin I \cdot \sin A \frac{\Delta BZ}{BN} \quad (2)$$

Donde I y A son la inclinación y el azimuth del pozo y BN es la componente del campo magnético de la Tierra orientada hacia el Norte, BN varía con la posición de la Tierra entre $40 \mu\text{T}$ en el ecuador magnético hasta $0\mu\text{T}$, por definición, en los polos magnéticos. En la zona del Mar del Norte, varía entre 14 hasta $18\mu\text{T}$. La magnitud del error del campo magnético ΔBZ depende tanto de la magnetización real del drill string como de la longitud de los drill-collars no magnéticos usados. Este error también es sistemático.

6.1.4 Errores debido a la Brújula Giroscópica. La mayoría de los instrumentos giroscópicos usados para la toma de surveys en los pozos tienen una tarjeta, cuya orientación es estabilizada en el momento de la toma de datos. El giroscopio, entonces, permite que se pueda transferir una dirección de referencia desde la superficie hasta las estaciones de medida en el pozo.

Figura 16. Principio básico de un Giroscopio.



Tomada de: Directional Surveying Fundamentals.²

Los giroscopios usados son de “dos grados de libertad”. La rueda es suspendida en un sistema de dos gimbals lo cual permite que se pueda girar la caja de instrumentos en cualquier eje (fig.16).

Antes y después de una corrida de survey, el giroscopio es referenciado a un punto de dirección conocida. La experiencia muestra que esta dirección de referencia esta fijada por medios geográficos, la precisión de la orientación del giroscopio que se puede lograr es de 0.1 grados. En este caso, la incertidumbre de la referencia es del orden de un grado. Obviamente los errores de referencia quedan constantes durante todo el survey y, así, son sistemáticos.

Un control muy útil para comprobar la validez de un survey tomado con giroscopio es comparar las medidas del azimuth hechas en el in-run, con medidas de control hechas en el out-run. Un criterio razonable para esta comparación es que las diferencias de in-run/ out-run deben ser menores que un grado en secciones de pozo de inclinación superior a 10 grados. Para inclinaciones más pequeñas, el criterio depende de los instrumentos en uso. El hecho de que este criterio no puede ser siempre resuelto, demuestra que la precisión óptima del survey giroscópico es del orden de un grado.

Los giroscopios no pueden ser usados en pozos de una inclinación de más de 70 grados, si tenemos una inclinación cerca de este valor, podemos suponer que su rendimiento disminuye.

Una formula matemática que expresa las características del giroscopio es:

$$\Delta C = \frac{1}{\cos I} \cdot \Delta C_3 \quad (3)$$

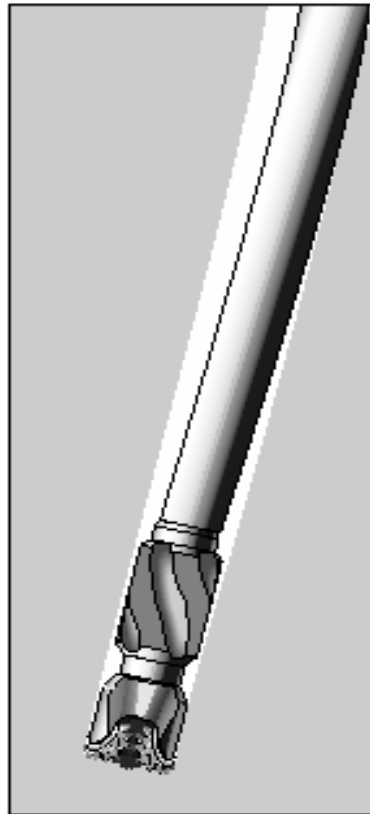
Donde:

$\frac{1}{\cos I}$ representa como disminuye el rendimiento del giroscopio cuando se aumenta la inclinación. Para inclinaciones bajas, la variable mas importante es la unidad, aumentando gradualmente hasta 2 a los 60 grados de inclinación y entonces mas rápidamente, acercándose a infinito a los 90 grados. La fórmula se puede aplicar tanto a los sistemas giroscópicos convencionales como a los sistemas giroscópicos electrónicos con la capacidad de leer los resultados en la superficie. Sin embargo, el valor numérico de la constante ΔC_3 puede ser diferente.

6.1.5 Error de desviación y de inclinación verdadera. Comúnmente los valores sobre la precisión de inclinación varían entre 0.03 grados en surveys giroscópico excelentes y 0.1 grados en surveys magnéticos buenos. El nombre del error sugiere que su efecto existe solamente en plano vertical a través del pozo, pero esto no es posible, especialmente en pozos casi verticales. Los errores de inclinación pueden tener cualquier orientación y resultan de centralizar mal la herramienta o de la tolerancia del instrumento. Para reducir el efecto de este error es recomendable rotar la herramienta entre estaciones, de no ser posible dicha rotación el error será totalmente sistemático.

En el caso de un survey giroscópico hecho dentro de un casing, la desviación es generalmente menor que por un survey magnético, por las siguientes razones: la lisura del casing permite mejor centralización y mejor alineación, y la desviación de la herramienta (giroscopio) puede ser medida y compensada.

Figura 17. Posición de la herramienta en sección inclinada del pozo.



Tomada de: Manual del Petróleo.¹

En las secciones inclinadas del pozo, es diferente. La inclinación de la herramienta puede diferir de la inclinación del pozo (fig.17), debido a una tensión no axial o a que la gravedad no comprime equitativamente los centralizadores. El tipo de inclinómetro usado en 90° de inclinación también tiene sus propios errores. Este tipo de error se llama **Error de Inclinación Verdadera** ya que, en contraste con el error de desviación, actúa puramente en el plano vertical en todo el pozo. Una investigación realizada en varios pozos con inclinaciones entre 30° y 60° demostró que este error de inclinación verdadera es del orden de 1°. Para compensar el incremento del survey debido a este tipo de error, se propone la siguiente formula:

$$\Delta I_t = \sin I \cdot \Delta I_{to} \quad (4)$$

Donde:

ΔI_t Es el error de inclinación verdadera

ΔI_{to} Es el error de inclinación pertinente a un pozo horizontal

6.1.6 Medida de la Profundidad. En pozos inclinados, la medida de la profundidad también afecta la posición horizontal del pozo. Después de hablar con varios operadores, se obtuvo los siguientes valores cuantitativos:

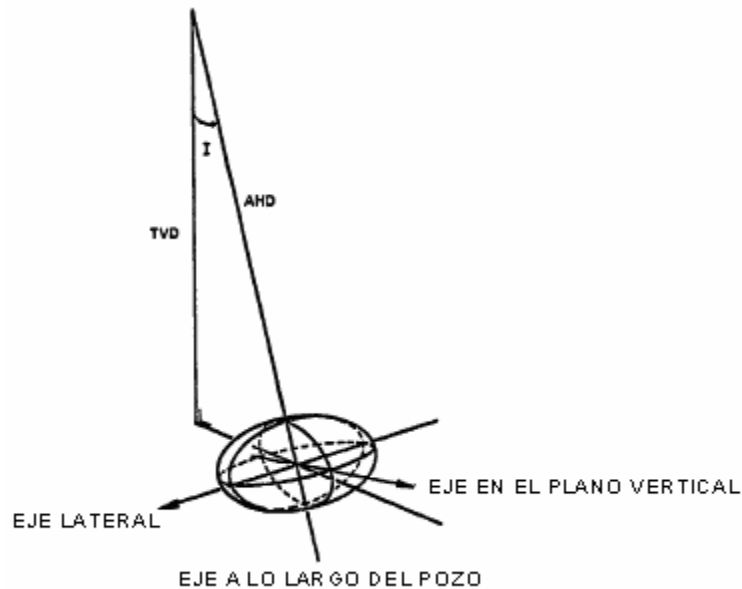
- Un unidad de wireline bien mantenida puede dar profundidades con una inexactitud de 0.2×10^{-3} de la profundidad a lo largo del pozo (AHD), pero una mala supervisión podría aumentar esta cifra a 1.5×10^{-3} .
- La fricción de la herramienta en el pozo puede causar diferencias entre el in run y el out run y una diferencia de 9 m a 4000 m, correspondiente a 10^{-3} y -10^{-3} de la profundidad a lo largo del pozo (AHD).
- La unión entre el casing y drill pipe normalmente se mide al centímetro más cercano; es decir, un centímetro por cada 10 m de longitud promedio, lo cual es 10^{-3} de la profundidad a lo largo del pozo (AHD).

6.2 CONVERSION DE ERRORES DE MEDIDA EN INCERTIDUMBRE DE POSICIÓN

En los párrafos anteriores, se analizó que la mayoría de los errores de medida son sistemáticos durante el survey, y no varían al azar de una estación a otra. El método Walstrom de calcular elipses de incertidumbre, no puede manejar este tipo de error, por lo cual hay que realizar la conversión de errores de medida en incertidumbre de posición. El procedimiento matemático de esta conversión esta

fuera del alcance de esta tesis, sin embargo a continuación se exponen ideas claves para su realización.

Figura 18. Ejes de la elipse de Incertidumbre



Tomada de: Behole Position Uncertainty. Analysis of Measuring Methods Derivation of Systematic Error Model. SPE 9223.⁶

Considere un pozo recto, con inclinación I y azimuth A . Debido a los errores de medida, existe incertidumbre relacionada con la posición del fondo del pozo lo cual podemos describir como una elipsoide de incertidumbre (ver Figura 18). Los tres ejes principales de este elipsoide son:

- Uno a lo largo del pozo causada por error de profundidad relativa ϵ
- Uno lateral y perpendicular al pozo, relacionada con errores de desviación y errores de brújula, ΔI_m y ΔC .
- Uno en el plano vertical y perpendicular a los otros dos ejes, relacionado con errores de desviación y errores de inclinación verdadera, ΔI_m y ΔI_t .

Para describir el volumen de incertidumbre del fondo de este pozo, se elige un elipsoide con los siguientes tamaños de ejes medios:

Eje a lo largo del pozo $AHD \cdot \varepsilon$

Eje Lateral $AHD \cdot \sqrt{\Delta I_m^2 + (\Delta C \sin I)^2}$ (5)

Eje hacia arriba $AHD \cdot \sqrt{\Delta I_m^2 + \Delta I_t^2}$

Se debe anotar que estas expresiones son simplemente una norma (la raíz de la suma del cuadrado) de los componentes contribuyentes. En el momento de realizar los cálculos se incluye normalmente solo uno de los errores de brújula, dados en la Tabla 1.

Tabla 1. Valores típicos para Errores de Medida

	Profundidad Relativa	Desalineamiento	Inclinación Verdadera	Error de Referencia	Drill String Magn	GyroCompass
	ε	ΔI_m	ΔI_{to}	ΔC_1	ΔC_2	ΔC_3
	10^{-3}	deg	deg	deg	deg	deg
Good gyro	0.5	0.03	0.2	0.1	-	0.5
Poor gyro	2.0	0.2	0.5	1.0	-	2.5
Good Magn	1.0	0.1	0.5	1.5	0.25	-
Poor Magn	2.0	0.3	1.0	1.5	5	-
Weighting	1	1	sin I	sin I	sin I sin A	$(\cos I)^{-1}$

Tomada de: Behole Position Uncertainty. Analysis of Measuring Methods Derivation of Systematic Error Model. SPE 9223.⁶

En contraste con el modelo de Walstrom, estas fórmulas no involucran un nivel de confianza sino son un conjunto de los componentes de errores individuales. Es

importante resaltar que una de las principales razones por las que se abandonan los niveles de confianza y se opta por el modelo de Walstrom es debido a que este usa un nivel de confianza del 100% para la desviación estándar de los errores de medida. Sin embargo, las magnitudes de los errores de medida que se conocen son solo aproximaciones.⁶

7. MODELO DE ERROR ISCWSA

Este modelo esta basado en el conocimiento del **ISCWSA** (El comité de la industria especializado en surveys realizados en pozos, es un grupo constituido informalmente por compañías e individuos establecidos siguiendo el SPWLA actual conferencia en MWD realizada en Kerrville, Texas en 1995.) cuyo objetivo general es “PRODUCIR Y MANTENER STANDARES PARA LA INDUSTRIA CONTANDO CON SURVEYS EXACTOS DE LOS POZOS”).

La ISCWSA emprende un desarrollo matemático detallado de un Modelo de propagación de error, este fue complementado por Sysdrill Ltd., Statoil, Baker Hughes INTEQ and BP Exploration. El modelo matemático creado está disponible para el uso de la industria.

7.1 MODELO DE ERROR PARA MWD BÁSICO

Existen varias razones por las cuales el MWD es el servicio para survey más conveniente para ilustrar un nuevo método de modelamiento de error:

- El error es dominado por efectos en el ambiente.
- Esta es la herramienta de survey mas opcionada para pozos direccionales, donde la posición de incertidumbre es el asunto mas grave.
- Los principios físicos de esta operación, incluye las ecuaciones de navegación (las cuales están en el dominio público).

7.1.1 Supocisiones y Definiciones. Las siguientes suposiciones están implícitas en los modelos matemáticos y de error que hacen parte del modelo:

- Los errores producidos en los cálculos de posición de pozo son ocasionados exclusivamente por la presencia de errores en la medición en los surveys de los pozos.
- Las estaciones en los surveys de los pozos son o pueden ser modeladas como vectores de medida de tres elementos, estando los elementos a lo largo de la profundidad del hueco: profundidad D, Inclinación, I, Azimut, A. La propagación matemática también requiere un Angulo Toolface (τ) en cada estación.
- Hay una relación lineal entre el número de cada error de medida y el cambio correspondiente en la posición calculada del pozo.
- El efecto combinado en el cálculo de la posición del pozo de algún número de error de medición a algún número de estación de survey es igual al vector suma de sus efectos individuales.

7.1.2 Fuentes Físicas de Error.

- **Error de sensores:** Los sensores de MWD mostraran un pequeño desfase en el desempeño entre calibraciones.

Se puede hacer la suposición que los desfases entre calibraciones sucesivas son representativos de los desfases entre calibración y desarrollo en el campo.

Los datos suministrados por los ingenieros de MWD sugiere que el desalineamiento de un sensor en servicio es menor que en la escala de error.

- **Interferencia Magnética en el BHA:** La interferencia magnética causada por el acero presente en el BHA puede estar dividida en componentes actuando paralela (axial) y perpendicularmente (cross-axial) en el eje del pozo.

- **Interferencia Axial:** Para un pozo establecido se requiere un espaciamiento No magnético suficiente para obtener el error en el azimuth por debajo de una tolerancia fija (0.5° a 1°) para asumir fuerzas en los polos y la dirección del pozo. Esta tolerancia puede necesitar ser acomodada por lo menos en las direcciones favorables del pozo.

Para un campo de interferencia fijado, y un magnetismo inducido, el error en el azimuth depende fuertemente de la dirección del pozo. Así para el modelo de error de Azimuth, en surveys incorrectos se requiere una combinación de términos de error los cuales arrojan error 0 (cero) si el pozo es vertical o tiene Norte Magnético o Sur Magnético, así como también se obtienen errores mayores a la tolerancia usual si el pozo esta cerca de la horizontal y tiene Este Magnético u Oeste Magnético.

Estos requerimientos podrían satisfacerse con la construcción de una función, pero violaría nuestra restricción para términos de error físicos. Una constante de error de 0.25° es quizás lo mejor que podemos lograr. Ambos términos de error pueden ser propagados como sistemáticos.

- **Interferencia en el Eje Perpendicular:** La interferencia en el eje perpendicular del BHA ocasiona imprecisión en los magnetómetros. Anne Holmes analizó la imprecisión en magnetómetros para 78 surveys tomados con MWD concluyendo que la Interferencia en el eje perpendicular no hace un aporte significativo al balance total de error del MWD.

- **Desalineamiento de la herramienta:** El desalineamiento es el error causado por el eje de la dirección del sensor a lo largo del hueco, estando fuera del paralelo con la línea del centro del pozo. El error puede ser modelado como una combinación de dos fenómenos independientes:

- **Pandeo del BHA:** Se presenta debido a la distorsión del drill collar del MWD bajo acción de la gravedad. La magnitud del error depende del tipo y de la geometría del BHA, del sensor de espaciamiento, tamaño del hueco entre otros factores. Un modelo típico de BHA en dos dimensiones calcula una corrección de inclinación de 0.2° o 0.3° para ensamblajes de fondo pobremente estabilizados en pozos horizontales. Para pozos con ensamblajes estabilizados el valor es usualmente menor de 0.15° . Cuando no se tiene información, 0.2° puede considerarse un buen valor en un modelo de error básico.

Si asumimos un BHA similar a través de toda la sección de hueco, el error por pandeo de todo el BHA será clasificado como Sistemático.

- **Desalineamiento Simétrico Radial:** Una fuente de desalineamiento, es la distorsión del collar fuera del plano vertical debido a las fuerzas que producen pandeo, este error sistemático se presenta por no existir rotación con la herramienta. La práctica considera que una estimación para la magnitud del error puede ser de 0.06° .
- **Campo Magnético de Incertidumbre:** Para surveys tomados con MWD, el azimuth calculado se ve afectado sólo por los valores asumidos para la declinación magnética. Sin embargo, cuando se realizan correcciones al eje de interferencia se requiere de estimaciones en la declinación

magnética y en el campo de fuerza. Algún error en estas estimaciones causará un error en el cálculo del azimuth.

La fuente de error dominante son las anomalías causadas por la variación de la magnetización de las rocas en la corteza de la tierra. Algunas áreas, particularmente aquellas ubicadas a mayores latitudes y donde las rocas volcánicas están mas cerca a la superficie, mostraran grandes variaciones. En otras áreas, donde predominan las rocas sedimentarias, la variación será menor.

7.1.3 Errores omitidos del Modelo Básico de MWD: Existen algunos errores que afectan los surveys tomados con MWD que no han sido incluidos en el modelo básico de error.

- **Herramientas Electrónicas y de Resolución:** El efecto total en precisión causado por las limitaciones de las herramientas electrónicas y de resolución del sistema telemétrico desde la herramienta hasta superficie no es considerado significativo.
- **Efecto de los Intervalos de Surveys y su método de Cálculo:** El método presentado depende de la suposición que un vector de medida \mathbf{p} libre de errores resultará en un vector posición \mathbf{r} en el pozo libre de error. Si las formulas de mínima curvatura son usadas para el cálculo de surveys, esta suposición solo será verdadera cuando el recorrido del pozo entre estaciones sea un arco circular exacto. Los errores resultantes pueden ser significantes para escasa información, pero probablemente pueden ser omitidos siempre y cuando el intervalo de la estación no sea mayor de 100 ft.

- **Incertidumbre del campo de gravedad:** Las Diferencias entre las fuerzas del campo de gravedad actual y nominal no inciden en la precisión del MWD porque solo se usa la relación de las medidas del acelerómetro en los cálculos de inclinación y azimuth.⁷

8. REPORTE DE ANTICOLISIÓN

Después de crear una propuesta (diseño de un pozo nuevo) se debe realizar el cálculo de Anticolisión con los pozos que rodean al pozo diseñado, con el fin de visualizar que tan cerca se encuentran y si hay riesgo de colisión (en tal caso se debe rediseñar el pozo).

Al correr un reporte de Anticolisión el programa realiza cálculos de Incertidumbre teniendo en cuenta los parámetros de error de las herramientas que toman surveys (las cuales se van a utilizar cuando se este perforando el pozo planeado) para calcular las elipses que estiman la posición de incertidumbre en el pozo.

Al producir un reporte de Anticolisión se debe tener en cuenta:

- Aunque es posible seleccionar pozos individuales para hacer un cálculo de proximidad, debería realizarse con todos los pozos del proyecto. Esto reduce el riesgo de olvidar algún pozo.
- Se debe definir un radio de cálculo con el fin de obtener resultados rápidos y satisfactorios, especialmente si los pozos están ubicados en áreas geográficas amplias.
- El uso del Clearance Factor es vital debido a que permite conocer que tan cerca se encuentra el pozo planeado de los pozos perforados (vecinos). Existen diferentes métodos para calcularlo, el mas común es:

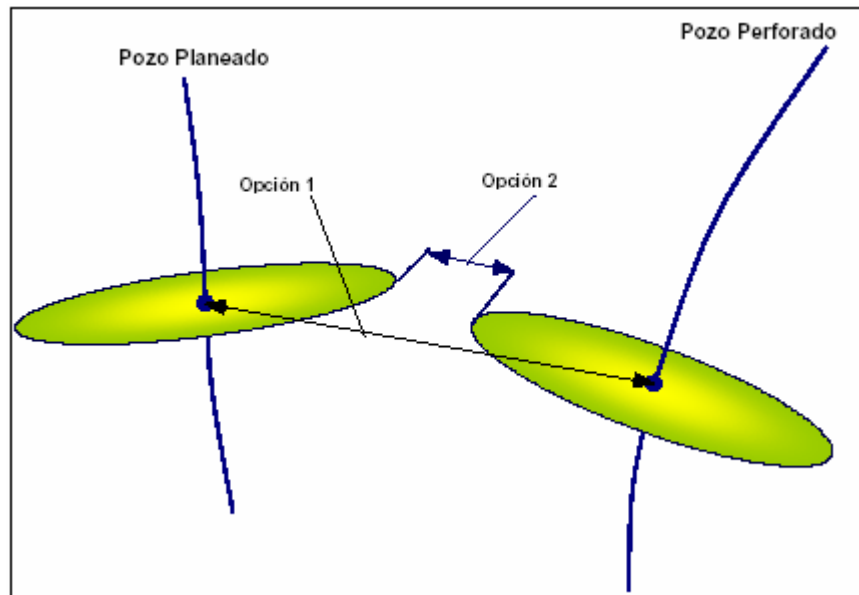
$$CF = \frac{\text{Distancia entre centros}}{\text{(Distancia entre centros – Distancia entre elipsoides)}} \quad (6)$$

La distancia de centro a centro se refiere a la distancia entre centros de elipsoides, no a la distancia entre centros de pozos, los centros no necesariamente están en el mismo punto ya que para surveys magnéticos la posición de la elipse no corresponde a la posición del survey actual; esto se presenta debido a que los efectos de la sarta de perforación hacen que los instrumentos de detección magnética sean atraídos hacia el norte magnético a medida que la inclinación del pozo se incrementa y la dirección tienda hacia el este u oeste, sin embargo hay mayor probabilidad de que el pozo este mas hacia el sur de donde el instrumento de survey registra.

En algunos métodos de cálculo, la distancia entre elipsoides se interpreta como la distancia entre los dos centros de las elipsoides a lo largo de una línea recta (opción 1 - Fig. 19). Otros métodos interpretan la distancia entre elipsoides como la distancia entre los dos pozos menos la suma del semieje mayor de ambas (opción 2 – Fig.19).

- Si el Clearance Factor es menor que 1.0, indica que las elipses calculadas para el pozo planeado y el perforado están sobrepuestas y el riesgo de colisión es alto. En este caso se debe rediseñar el pozo.
- Si el Clearance Factor es mayor que 1.0 pero menor que 1.5 el pozo planeado esta cerca del pozo perforado, se debe evaluar que tan necesario es que el pozo tenga esta trayectoria (único camino para llegar al target, locación limitada etc), y finalmente tomar medidas en el momento de perforar.
- Si el Clearance Factor es mayor que 1.5 el pozo planeado esta a una distancia segura del pozo perforado.⁵

Figura 19. Elipses de Incertidumbre



Tomada de: Manual del Petróleo.¹

IMPORTANTE: Algunos clientes calculan su clearance factor de formas diferentes. Antes de presentar un informe de proximidad al cliente, asegúrese de haber usado el cálculo correcto.

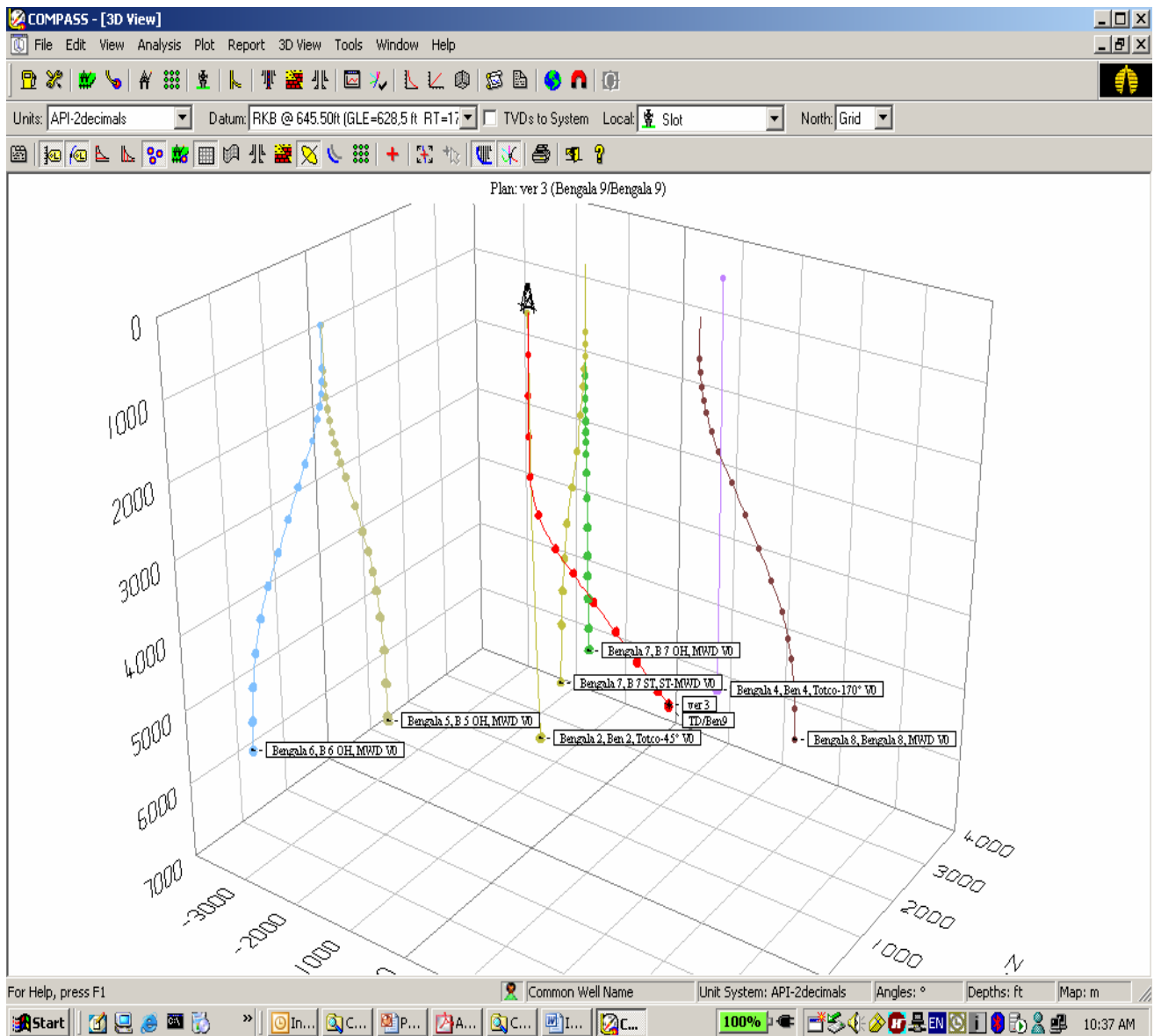
8.1 CASO DE ESTUDIO

El análisis se realiza asumiendo un pozo (bengala 9) que Hupecol necesita perforar muy cerca del pozo Bengala 2 (vertical) ubicados en los Llanos Orientales (no se puede suministrar mas información pues es confidencial), se estudiará el comportamiento de las elipses de incertidumbre en el cálculo de Anticolisión implementando primero el modelo de error SISTEMATIC ELIPSE y posteriormente el modelo ISCWSA.

Como se ha manifestado con anterioridad el software que usa SPERRY DRILLING SERVICES en la Planeación de pozos es “COMPASS”; los gráficos y reportes que se muestran a continuación son el resultado de la manipulación del programa.

Es conveniente primero ubicarnos en el campo Bengala y visualizar los pozos perforados (fig.20):

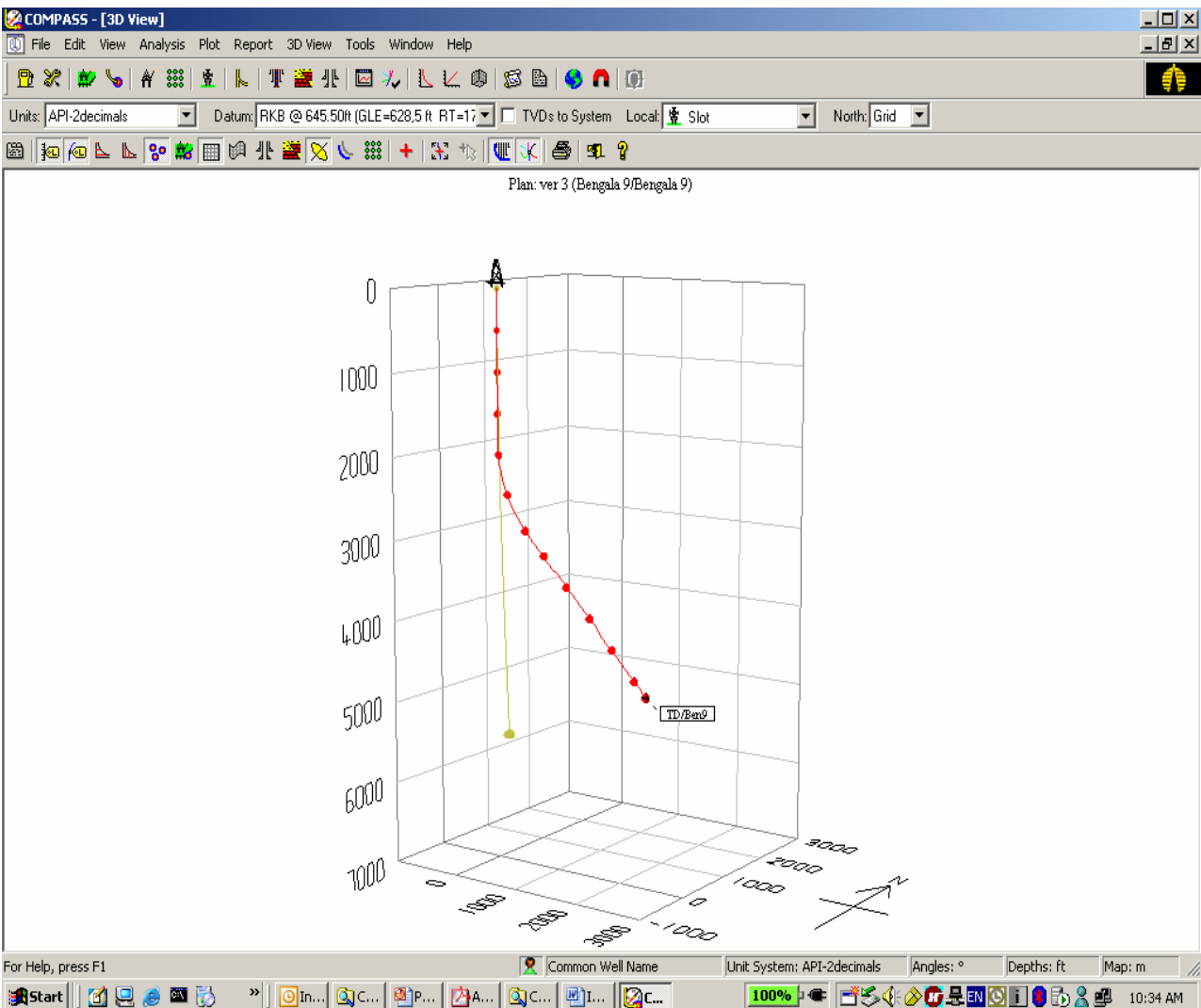
Figura 20. Vista en 3D del campo Bengala.



Fuente: La autora

Después de analizar la información suministrada por el cliente y realizar el diseño correspondiente obtenemos:

Figura 21. Trayectoria de los pozos Bengala 2 y 9



Fuente: La autora

La figura 21 permite visualizar como podría ser perforado nuestro pozo, se hace necesario correr un reporte de Anticolisión para saber que tan cerca se encuentra el pozo Bengala 2 y otros pozos vecinos, a Bengala 9. En este momento asumimos que Hupecol trabaja con el modelo de error SISTEMATIC ELIPSE.



HUPECOL

HUPECOL 3E

Bengala

Bengala 9

Bengala 9

ver 3

Sperry-Sun

Ellipse Separation Summary

Anticollision Report

01 September, 2005

HALLIBURTON

Anticollision Report for Bengala - Bengala 9 - Bengala 9 - ver 3

Closest Approach 3D Proximity Scan on Current Survey Data (Grid North Reference)
Scan Radius is ft

Comparison Well Name - Wellbore Name - Design	Reference Well			Comparison Well			Proximity		Relative North Direction	Clearance Factor
	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Ellipse Major Axis/2	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Ellipse Major Axis/2	Between Centres (ft)	Between Ellipsoids (ft)		
Bengala										
Bengala 5 - B 5 OH - MWD	2,158.72	2,156.62	5.73	2,724.21	2,617.62	18.23	2,470.36	2,448.96	-122.77	115.436
Bengala 6 - B 6 OH - MWD	420.97	420.97	1.06	420.65	424.63	1.11	2,801.05	2,798.89	-133.45	1,295.813
Bengala 7 - B 7 OH - MWD	1,100.00	1,100.00	2.84	1,080.23	1,089.78	2.79	1,981.20	1,975.58	-11.07	352.405
Bengala 7 - B 7 ST - ST-MWD	3,500.00	3,314.78	20.96	3,433.78	3,413.00	13.22	1,611.07	1,577.94	-41.04	48.628
Bengala 2 - Ben 2 - Totoo-45'	2,125.93	2,124.35	5.61	2,124.64	2,124.31	11.17	9.74	-7.03	-33.66	0.581
Bengala 4 - Ben 4 - Totoo-170'	5,654.82	5,000.00	57.09	4,969.34	4,969.43	26.20	1,559.21	1,481.62	-4.71	20.093
Bengala 8 - Bengala 8 - MWD	5,654.82	5,000.00	57.09	5,109.65	4,830.51	0.00	1,811.87	1,795.58	55.66	111.216

Survey tool program

From (ft)	To (ft)	Survey/Plan	Survey Tool
0.00	5,654.82	ver 3	MWD+SCC

8.1.1 Ellipse Separation Summary (reporte de anticolidión). En este reporte se registran datos de proximidad solo del punto mas cercano entre las elipses (de cada uno de los pozos perforados que se hayan tenido en cuenta en el cálculo de anticolidión) y el pozo planeado.

Este reporte incluye cálculos de incertidumbre y solo muestra los valores de MD (measured depth), VD (vertical depth) y semieje mayor de la elipse para el pozo planeado y los pozos perforados (vecinos). En las otras columnas presenta la distancia entre centros de elipses, distancia entre límites de elipses, la dirección del Norte Relativo y el clearance factor.

El parámetro principal con que se evalúa la proximidad de los pozos es el Clearance factor, en este caso después de analizar el reporte realizado en Compass podemos concluir que el único pozo que podría presentar problemas por su cercanía seria Bengala 2 ya que arroja un valor de 0.581, luego hablamos de un riesgo de colisión muy alto, los otros pozos están lo suficientemente lejos.

A continuación se presenta un reporte mas detallado solo del pozo con el que podemos colisionar, se evalúan los mismos parámetros pero a través de toda la trayectoria de Bengala 2.



HUPECOL

HUPECOL 3E

Bengala

Bengala 9

Bengala 9

ver 3

Sperry-Sun Ellipse Separation Anticollision Report

01 September, 2005

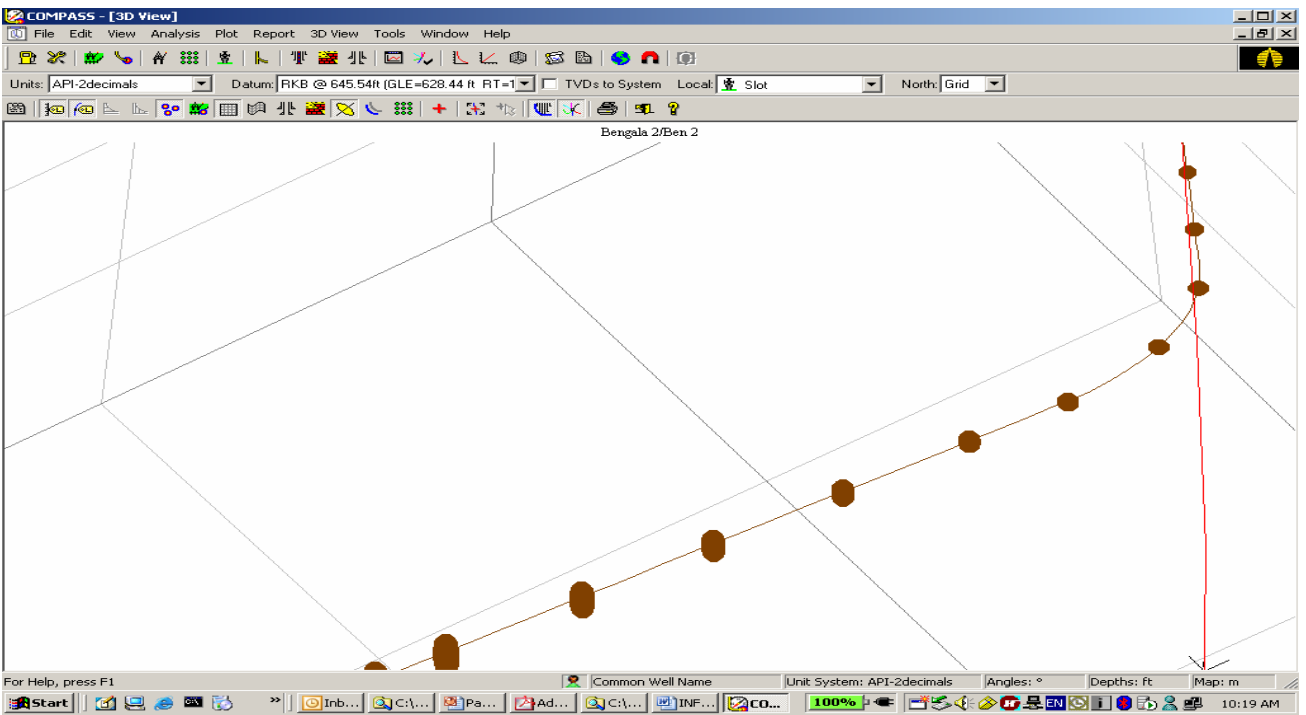
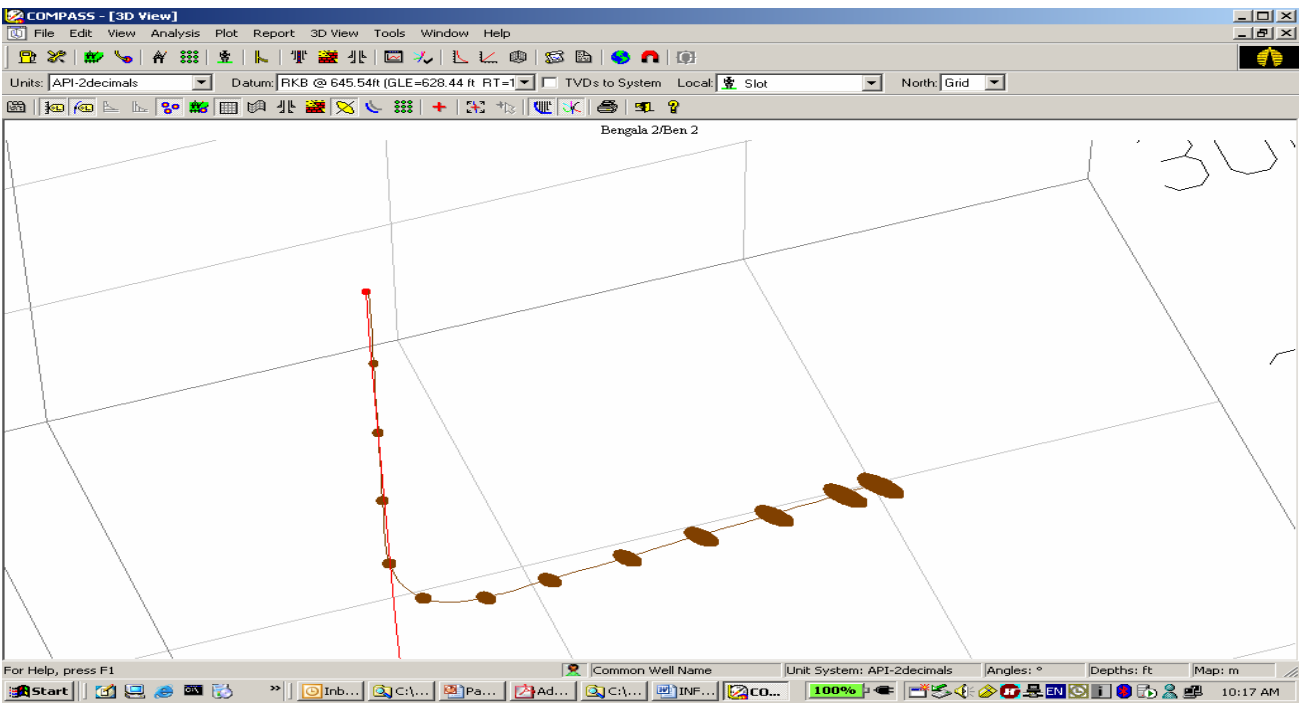
HALLIBURTON

Anticollision Report for Bengala - Bengala 9 - Bengala 9 - ver 3

Closest Approach 3D Proximity Scan on Current Survey Data (Grid North Reference)
Offset Design: Bengala - Bengala 2 - Ben 2 - Totco-45°
Scan Radius is ft

Uncertainty Data for Reference Well				Uncertainty Data for Comparison Well				Separation (Ref. > Comp.)					
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Ellipse Centre +N/-S (ft)	Ellipse Centre -E/W (ft)	Ellipse Major Axis/2	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Ellipse Centre +N/-S (ft)	Ellipse Centre -E/W (ft)	Ellipse Major Axis/2	Between Centres (ft)	Between Ellipsoids ft	Relative North Bearing	Clearance Factor
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	-5.56	0.00	6.56	6.56	-90.00	10,000.000
100.00	100.00	0.00	0.00	0.22	100.06	100.02	0.17	-5.39	0.53	6.40	5.65	-88.50	8.608
200.00	200.00	0.00	0.00	0.48	200.08	200.03	0.67	-5.89	1.05	5.93	4.40	-83.52	3.874
300.00	300.00	0.00	0.00	0.74	300.09	300.04	1.51	-5.06	1.58	5.28	2.96	-73.41	2.275
400.00	400.00	0.00	0.00	1.00	400.08	400.02	2.66	-3.90	2.10	4.72	1.61	-65.71	1.519
450.28	450.28	0.00	0.00	1.13	450.36	450.28	3.28	-3.28	2.37	4.64	1.13	-45.00	1.324
500.00	500.00	0.00	0.00	1.26	500.06	499.58	3.89	-2.57	2.63	4.72	0.82	-34.41	1.211
600.00	600.00	0.00	0.00	1.53	600.05	599.55	5.13	-1.43	3.15	5.32	0.64	-15.62	1.137
700.00	700.00	0.00	0.00	1.79	700.03	699.52	6.36	-0.20	3.68	6.37	0.50	-1.80	1.164
800.00	800.00	0.00	0.00	2.05	800.02	799.89	7.60	1.03	4.20	7.67	1.41	7.75	1.226
900.00	900.00	0.00	0.00	2.31	900.00	899.86	8.83	2.27	4.73	9.12	2.08	14.41	1.286
1,000.00	1,000.00	0.00	0.00	2.57	999.99	999.83	10.06	3.50	5.26	10.66	2.84	19.19	1.363
1,100.00	1,100.00	0.00	0.00	2.84	1,099.97	1,099.80	11.30	4.74	5.78	12.25	3.65	22.74	1.424
1,200.00	1,200.00	0.00	0.00	3.10	1,199.96	1,199.77	12.53	5.97	6.31	13.88	4.49	26.47	1.478
1,300.00	1,300.00	0.00	0.00	3.36	1,299.94	1,299.74	13.77	7.20	6.83	15.54	5.36	27.62	1.527
1,400.00	1,400.00	0.00	0.00	3.62	1,399.93	1,399.71	15.00	8.44	7.36	17.21	6.25	29.36	1.570
1,500.00	1,500.00	0.00	0.00	3.88	1,499.91	1,499.68	16.23	9.67	7.88	18.90	7.15	30.79	1.609
1,600.00	1,600.00	0.00	0.00	4.14	1,599.90	1,599.65	17.47	10.91	8.41	20.59	8.06	31.98	1.643
1,700.00	1,700.00	0.00	0.00	4.41	1,699.88	1,699.62	18.70	12.14	8.93	22.30	8.98	32.99	1.674
1,800.00	1,800.00	0.00	0.00	4.67	1,799.87	1,799.59	19.93	13.37	9.46	24.01	9.90	33.86	1.702
1,900.00	1,899.96	1.49	2.15	4.93	1,899.85	1,899.56	21.17	14.61	9.99	23.29	8.40	32.34	1.664
2,000.00	1,999.63	5.97	8.59	5.21	1,999.65	1,999.34	22.40	15.84	10.51	17.96	2.31	23.80	1.147
2,100.00	2,098.77	13.42	19.31	5.51	2,098.99	2,098.67	23.63	17.06	11.03	10.45	-6.07	-12.40	0.633
2,125.93	2,124.35	15.83	22.78	5.61	2,124.64	2,124.31	23.84	17.38	11.17	9.74	-7.03	-33.66	0.881
2,200.00	2,197.08	23.82	34.27	5.88	2,197.60	2,197.27	24.84	18.28	11.55	16.02	-1.16	-86.34	0.933
2,300.00	2,294.31	37.14	53.44	6.32	2,295.22	2,294.86	26.05	19.49	12.05	35.72	19.01	-108.09	2.017
2,400.00	2,390.18	53.35	76.76	6.86	2,391.56	2,391.19	27.24	20.68	12.57	61.87	43.61	-114.97	3.388
2,500.00	2,484.43	72.40	104.16	7.53	2,486.38	2,486.00	28.41	21.85	13.07	93.35	74.57	-118.12	4.971
2,600.00	2,576.81	94.24	135.58	8.34	2,579.53	2,579.13	29.60	23.03	13.56	129.81	110.56	-119.87	6.743
2,700.00	2,667.06	118.80	170.93	9.30	2,670.71	2,670.30	30.82	24.26	14.05	171.06	151.39	-120.96	8.696
2,800.00	2,754.93	146.03	210.11	10.41	2,759.69	2,759.25	32.08	25.52	14.52	216.97	196.94	-121.69	10.830
2,900.00	2,840.18	175.85	253.01	11.65	2,846.22	2,846.77	33.36	26.80	14.98	267.40	247.06	-122.21	13.146
3,000.00	2,922.69	208.17	298.51	13.05	2,930.08	2,928.61	34.66	28.10	15.42	322.21	301.62	-122.59	15.649
3,084.99	2,980.21	237.55	341.77	14.35	2,999.08	2,998.60	35.77	29.21	15.79	372.13	351.38	-122.84	17.929
3,100.00	3,001.95	242.89	349.45	14.58	3,011.08	3,010.59	35.96	29.40	15.85	381.22	360.36	-122.88	18.280
3,200.00	3,080.16	278.46	400.63	16.14	3,091.06	3,090.55	37.30	30.74	16.28	441.68	420.16	-123.10	20.626
3,300.00	3,158.36	314.02	451.80	17.73	3,171.15	3,170.61	38.68	32.12	16.70	502.09	479.90	-123.27	22.632
3,400.00	3,236.57	349.59	502.97	19.34	3,251.33	3,250.77	40.12	33.56	17.13	562.42	539.57	-123.40	24.609
3,500.00	3,314.78	385.16	554.14	20.96	3,331.62	3,331.03	41.61	35.05	17.55	622.70	599.17	-123.50	26.469
3,600.00	3,392.98	420.73	605.32	22.59	3,412.01	3,411.39	43.15	36.59	17.98	682.90	658.71	-123.58	28.221
3,700.00	3,471.19	456.29	656.49	24.24	3,492.51	3,491.86	44.74	38.18	18.40	743.05	718.17	-123.65	29.873
3,800.00	3,549.40	491.86	707.56	25.89	3,573.11	3,572.42	46.38	39.82	18.83	803.12	777.57	-123.70	31.433
3,900.00	3,627.61	527.43	758.64	27.55	3,653.81	3,653.09	48.07	41.51	19.26	863.13	836.90	-123.75	32.908
4,000.00	3,705.81	563.00	810.01	29.21	3,734.61	3,733.86	49.82	43.26	19.69	923.06	896.16	-123.79	34.304
4,100.00	3,784.02	598.56	861.19	30.88	3,815.52	3,814.72	51.61	45.05	20.12	982.94	955.35	-123.83	35.627
4,200.00	3,862.23	634.13	912.35	32.55	3,896.53	3,895.69	53.46	46.90	20.55	1,042.74	1,014.47	-123.86	36.883
4,300.00	3,940.43	669.70	963.53	34.22	3,977.65	3,976.76	55.36	48.80	20.98	1,102.47	1,073.52	-123.89	38.075
4,400.00	4,018.64	705.27	1,014.70	35.90	4,058.87	4,057.94	57.32	50.76	21.41	1,162.14	1,132.50	-123.91	39.209
4,500.00	4,096.85	740.83	1,065.87	37.58	4,140.30	4,139.32	59.33	52.77	21.84	1,221.73	1,191.40	-123.93	40.283
4,600.00	4,175.05	776.40	1,117.04	39.26	4,221.97	4,220.93	61.40	54.84	22.28	1,281.25	1,250.22	-123.95	41.301
4,700.00	4,253.26	811.97	1,168.22	40.95	4,303.76	4,302.67	63.55	56.98	22.72	1,340.68	1,308.96	-123.96	42.270
4,800.00	4,331.47	847.54	1,219.39	42.63	4,385.68	4,384.53	65.75	59.19	23.16	1,400.02	1,367.61	-123.97	43.193
4,900.00	4,409.67	883.10	1,270.56	44.32	4,467.72	4,466.51	68.02	61.46	23.60	1,459.28	1,426.17	-123.98	44.074
5,000.00	4,487.88	918.67	1,321.73	46.01	4,549.90	4,548.62	70.36	63.80	24.04	1,518.46	1,484.65	-123.99	44.915
5,100.00	4,566.09	954.24	1,372.91	47.70	4,632.20	4,630.88	72.76	66.20	24.49	1,577.55	1,543.05	-124.00	45.717
5,200.00	4,644.30	989.81	1,424.08	49.39	4,714.62	4,713.20	75.23	68.67	24.93	1,636.56	1,601.36	-124.01	46.485
5,300.00	4,722.50	1,025.37	1,475.25	51.08	4,797.17	4,795.67	77.76	71.20	25.37	1,695.48	1,659.58	-124.02	47.219
5,400.00	4,800.71	1,060.94	1,526.42	52.77	4,879.85	4,878.27	80.37	73.80	25.82	1,754.32	1,717.71	-124.02	47.921
5,500.00	4,878.92	1,096.51	1,577.60	54.46	4,962.66	4,960.99	83.03	76.47	26.26	1,813.07	1,775.76	-124.02	48.593
5,600.00	4,957.12	1,132.08	1,628.77	56.16	5,045.59	5,043.83	85.77	79.21	26.71	1,871.74	1,833.73	-124.03	49.237
5,654.82	5,000.00	1,151.57	1,656.82	57.09	5,091.12	5,089.30	87.30	80.74	26.96	1,903.87	1,865.47	-124.03	49.579

Figura 22. Comportamiento de Elipses de Incertidumbre (SISTEMATIC ELIPSE)



Fuente: La autora.

En la figura 22 se puede apreciar como las elipses de incertidumbre del pozo bengala 9 (en donde se piensa correr MWD) interceptan la trayectoria del pozo Bengala 2(en el cual se corrió Totco).

Cuando se presenta un caso como este es indispensable rediseñar el pozo que se desea perforar, por ahora tomemos esta situación para analizar el comportamiento de las elipses de incertidumbre.

Veamos ahora los reportes de anticolisión si se eligiera el modelo de error ISCWSA.



HUPECOL

HUPECOL 3E

Bengala

Bengala 9

Bengala 9

ver 3

Sperry-Sun

Ellipse Separation Summary Anticollision Report

01 September, 2005

HALLIBURTON

Anticollision Report for Bengala - Bengala 9 - Bengala 9 - ver 3

Closest Approach 3D Proximity Scan on Current Survey Data (Grid North Reference)
Scan Radius is ft

Comparison Well Name - Wellbore Name - Design	Reference Well			Comparison Well			Proximity			
	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Ellipse Major Axis/2	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Ellipse Major Axis/2	Between Centres (ft)	Between Ellipsoids (ft)	Relative North Direction	Clearance Factor
Bengala										
Bengala 5 - B 5 OH - MWD	2,158.72	2,158.62	4.74	2,724.21	2,617.62	18.23	2,470.36	2,449.87	-122.77	120.591
Bengala 6 - B 6 OH - MWD	420.97	420.97	0.81	420.65	424.63	1.11	2,801.05	2,799.13	-133.45	1,459.842
Bengala 7 - B 7 OH - MWD	1,100.00	1,100.00	2.34	1,080.23	1,089.78	2.79	1,981.20	1,976.08	-11.07	388.360
Bengala 7 - B 7 ST - ST-MWD	3,500.00	3,314.78	13.13	3,433.78	3,413.00	13.22	1,611.07	1,585.59	-41.04	63.239
Bengala 2 - Ben 2 - Totco-45°	2,125.93	2,124.35	4.66	2,124.64	2,124.31	11.17	9.74	-6.11	-33.66	0.615
Bengala 4 - Ben 4 - Totco-170°	5,654.82	5,000.00	35.12	4,969.34	4,969.43	26.20	1,559.21	1,500.99	-4.71	26.780
Bengala 8 - Bengala 8 - MWD	5,654.82	5,000.00	35.12	5,109.65	4,830.51	0.00	1,811.87	1,793.91	55.66	100.886

Survey tool program

From (ft)	To (ft)	Survey/Plan	Survey Tool
0.00	5,654.82	ver 3	MWD+SCC



HUPECOL

HUPECOL 3E

Bengala

Bengala 9

Bengala 9

ver 3

Sperry-Sun Ellipse Separation Anticollision Report

01 September, 2005

HALLIBURTON

Anticollision Report for Bengala - Bengala 9 - Bengala 9 - ver 3

Closest Approach 3D Proximity Scan on Current Survey Data (Grid North Reference)
Offset Design: Bengala - Bengala 2 - Ben 2 - Totco-45°
Scan Radius is ft

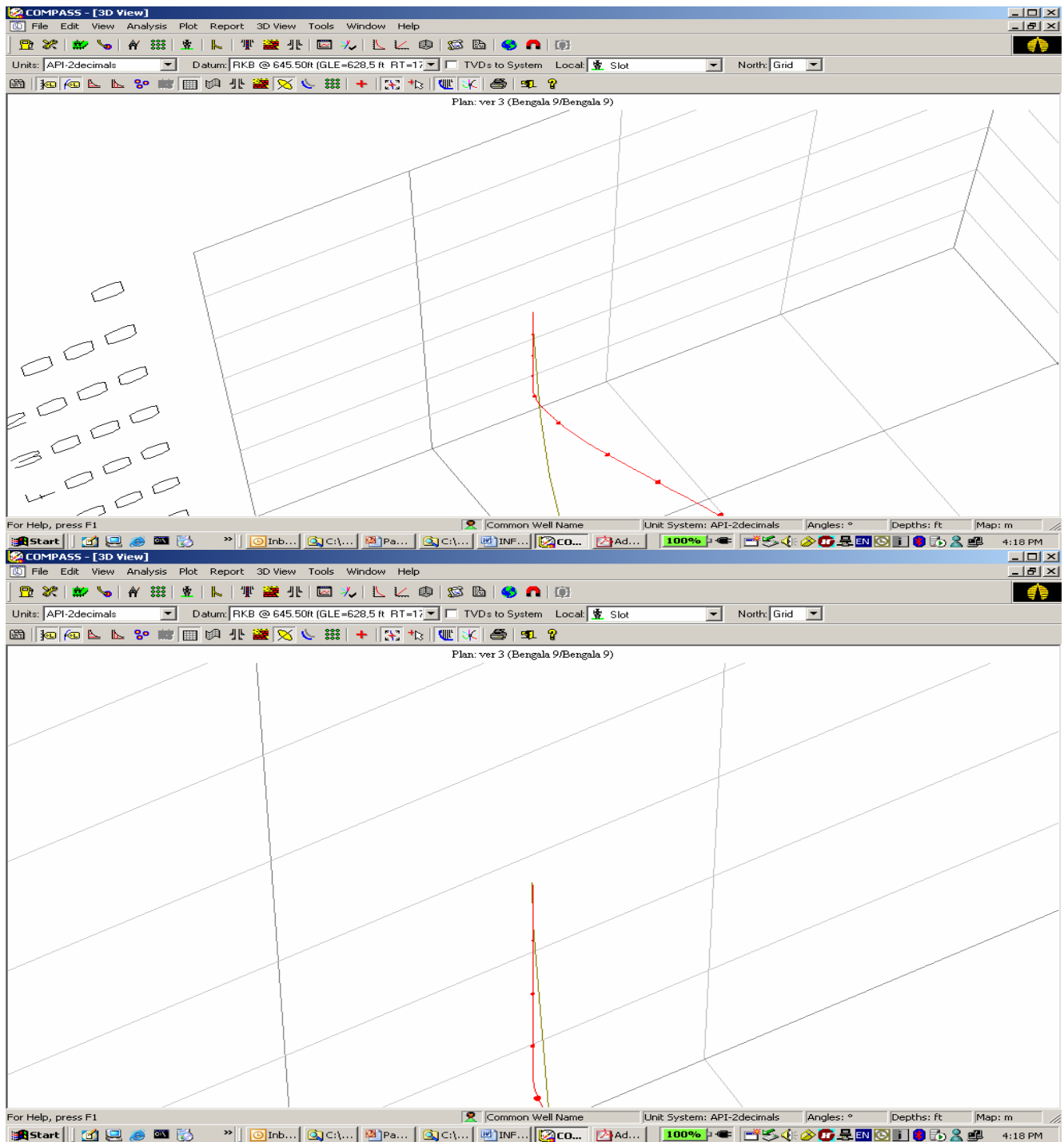
Uncertainty Data for Reference Well				Uncertainty Data for Comparison Well				Separation (Ref. > Comp.)					
Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Ellipse Centre +N/-S (ft)	Ellipse Centre +E/-W (ft)	Measured Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Ellipse Centre +N/-S (ft)	Ellipse Centre +E/-W (ft)	Ellipse Major Axis/2	Between Centres (ft)	Between Ellipsoids ft	Relative North Bearing	Clearance Factor	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	-5.56	0.00	6.56	6.56	-90.00	10,000.000
100.00	100.00	0.00	0.00	0.09	100.06	100.02	0.17	-5.39	0.53	6.40	5.74	-88.50	9.697
200.00	200.00	0.00	0.00	0.32	200.08	200.03	0.67	-5.89	1.05	5.93	4.55	-83.52	4.291
300.00	300.00	0.00	0.00	0.54	300.09	300.04	1.51	-5.06	1.58	5.28	3.15	-73.41	2.481
400.00	400.00	0.00	0.00	0.77	400.08	400.02	2.66	-3.90	2.10	4.72	1.85	-55.71	1.543
450.28	450.28	0.00	0.00	0.88	450.35	450.28	3.28	-3.28	2.37	4.54	1.39	-45.00	1.427
500.00	500.00	0.00	0.00	0.99	500.06	499.98	3.89	-2.67	3.89	4.72	1.10	-34.41	1.302
600.00	600.00	0.00	0.00	1.22	600.05	599.95	5.13	-1.43	3.15	5.32	0.95	-15.62	1.217
700.00	700.00	0.00	0.00	1.44	700.03	699.92	6.36	-0.20	3.68	6.37	1.24	-1.80	1.243
800.00	800.00	0.00	0.00	1.67	800.02	799.89	7.60	1.03	4.20	7.67	1.80	7.75	1.306
900.00	900.00	0.00	0.00	1.89	900.00	899.86	8.83	2.27	4.73	9.12	2.50	14.41	1.378
1,000.00	1,000.00	0.00	0.00	2.12	999.99	999.83	10.06	3.50	5.26	10.66	3.29	19.19	1.447
1,100.00	1,100.00	0.00	0.00	2.34	1,099.97	1,099.80	11.30	4.74	5.78	12.25	4.14	22.74	1.510
1,200.00	1,200.00	0.00	0.00	2.57	1,199.96	1,199.77	12.53	5.97	6.31	13.88	5.02	26.47	1.567
1,300.00	1,300.00	0.00	0.00	2.79	1,299.94	1,299.74	13.77	7.20	6.83	15.54	5.93	27.62	1.617
1,400.00	1,400.00	0.00	0.00	3.02	1,399.93	1,399.71	15.00	8.44	7.36	17.21	6.85	29.36	1.662
1,500.00	1,500.00	0.00	0.00	3.24	1,499.91	1,499.68	16.23	9.67	7.88	18.90	7.79	30.75	1.702
1,600.00	1,600.00	0.00	0.00	3.46	1,599.90	1,599.65	17.47	10.91	8.41	20.59	8.74	31.98	1.737
1,700.00	1,700.00	0.00	0.00	3.69	1,699.88	1,699.62	18.70	12.14	8.93	22.30	9.70	32.99	1.769
1,800.00	1,800.00	0.00	0.00	3.91	1,799.87	1,799.59	19.93	13.37	9.46	24.01	10.66	33.86	1.798
1,900.00	1,899.95	1.49	2.15	4.14	1,899.85	1,899.56	21.17	14.61	9.99	23.29	9.19	32.34	1.552
2,000.00	1,899.63	5.97	8.59	4.37	1,899.55	1,899.34	22.40	15.84	10.51	17.96	3.14	23.80	1.211
2,100.00	2,098.77	13.42	19.31	4.60	2,098.99	2,098.67	23.63	17.06	11.03	10.45	-5.17	-12.40	0.669
2,125.93	2,124.35	15.83	22.78	4.66	2,124.54	2,124.31	23.94	17.38	11.17	9.74	-6.11	-33.66	0.515
2,200.00	2,197.08	23.82	34.27	4.85	2,197.60	2,197.27	24.84	18.28	11.55	16.02	-0.20	-86.34	0.388
2,300.00	2,294.31	37.14	53.44	5.12	2,295.22	2,294.86	26.05	19.49	12.06	35.72	19.02	-108.09	2.139
2,400.00	2,390.18	53.35	76.76	5.43	2,391.56	2,391.19	27.24	20.68	12.57	61.87	44.67	-114.97	3.598
2,500.00	2,484.43	72.40	104.16	5.79	2,486.38	2,486.00	28.41	21.85	13.07	93.35	75.69	-118.12	5.287
2,600.00	2,576.81	94.24	135.58	6.21	2,579.53	2,579.13	29.60	23.03	13.56	129.81	111.74	-119.67	7.193
2,700.00	2,667.06	118.80	170.93	6.69	2,670.71	2,670.30	30.82	24.26	14.05	171.06	152.63	-120.96	9.278
2,800.00	2,754.93	146.03	210.11	7.25	2,759.69	2,759.25	32.08	25.52	14.52	216.97	198.22	-121.69	11.571
2,900.00	2,840.18	175.85	253.01	7.90	2,846.22	2,845.77	33.36	26.80	14.98	267.40	248.39	-122.21	14.063
3,000.00	2,922.59	208.17	299.51	8.63	2,930.08	2,929.61	34.66	28.10	15.42	322.21	302.98	-122.59	16.757
3,084.99	2,990.21	237.55	341.77	9.32	2,999.08	2,998.60	35.77	29.21	15.79	372.13	352.76	-122.84	19.208
3,100.00	3,001.95	242.89	349.45	9.45	3,011.08	3,010.59	35.96	29.40	15.85	381.22	361.74	-122.88	19.568
3,200.00	3,080.16	278.46	400.63	10.33	3,091.06	3,090.55	37.30	30.74	16.28	441.68	421.47	-123.10	21.855
3,300.00	3,158.36	314.02	451.80	11.24	3,171.15	3,170.61	38.68	32.12	16.70	502.09	481.13	-123.27	23.963
3,400.00	3,236.67	349.59	502.97	12.17	3,251.33	3,250.77	40.12	33.56	17.13	562.42	540.72	-123.40	25.908
3,500.00	3,314.78	385.16	554.14	13.13	3,331.62	3,331.03	41.61	35.05	17.55	622.70	600.22	-123.50	27.707
3,600.00	3,392.98	420.73	605.32	14.09	3,412.01	3,411.39	43.15	36.59	17.98	682.90	659.65	-123.58	29.373
3,700.00	3,471.19	456.29	656.49	15.07	3,492.51	3,491.86	44.74	38.18	18.40	743.05	719.01	-123.65	30.918
3,800.00	3,549.40	491.86	707.66	16.06	3,573.11	3,572.42	46.38	39.82	18.83	803.12	778.30	-123.70	32.354
3,900.00	3,627.61	527.43	758.84	17.06	3,653.81	3,653.09	48.07	41.51	19.26	863.13	837.51	-123.75	33.691
4,000.00	3,705.81	563.00	810.01	18.06	3,734.61	3,733.86	49.82	43.26	19.69	923.06	896.64	-123.79	34.938
4,100.00	3,784.02	598.56	861.18	19.07	3,815.52	3,814.72	51.61	45.05	20.12	982.94	955.71	-123.83	36.103
4,200.00	3,862.23	634.13	912.35	20.09	3,896.63	3,895.69	53.46	46.90	20.55	1,042.74	1,014.70	-123.86	37.193
4,300.00	3,940.43	669.70	963.53	21.10	3,977.55	3,976.76	55.36	48.80	20.98	1,102.47	1,073.62	-123.89	38.215
4,400.00	4,018.64	705.27	1,014.70	22.13	4,058.87	4,057.94	57.32	50.76	21.41	1,162.14	1,132.47	-123.91	39.174
4,500.00	4,096.85	740.83	1,065.87	23.16	4,140.30	4,139.32	59.33	52.77	21.84	1,221.73	1,191.24	-123.93	40.071
4,600.00	4,175.05	776.40	1,117.04	24.18	4,221.97	4,220.93	61.40	54.84	22.28	1,281.26	1,249.93	-123.95	40.909
4,700.00	4,253.26	811.97	1,168.22	25.21	4,303.76	4,302.67	63.55	56.98	22.72	1,340.69	1,308.52	-123.96	41.698
4,800.00	4,331.47	847.54	1,219.39	26.24	4,385.68	4,384.53	65.75	59.19	23.16	1,400.02	1,367.04	-123.97	42.441
4,900.00	4,409.67	883.10	1,270.55	27.28	4,467.72	4,466.51	68.02	61.46	23.60	1,459.28	1,425.46	-123.98	43.143
5,000.00	4,487.88	918.67	1,321.73	28.31	4,549.90	4,548.62	70.36	63.80	24.04	1,518.46	1,483.80	-123.99	43.806
5,100.00	4,566.09	954.24	1,372.91	29.35	4,632.20	4,630.85	72.76	66.20	24.49	1,577.55	1,542.05	-124.00	44.432
5,200.00	4,644.30	989.81	1,424.08	30.39	4,714.62	4,713.20	75.23	68.67	24.93	1,636.55	1,600.21	-124.01	45.025
5,300.00	4,722.50	1,025.37	1,475.25	31.43	4,797.17	4,795.67	77.76	71.20	25.37	1,695.48	1,659.29	-124.02	45.597
5,400.00	4,800.71	1,060.94	1,526.42	32.47	4,879.86	4,878.27	80.37	73.80	25.82	1,754.32	1,718.28	-124.02	46.119
5,500.00	4,878.92	1,096.51	1,577.60	33.51	4,962.66	4,960.99	83.03	76.47	26.26	1,813.07	1,774.19	-124.02	46.625
5,600.00	4,957.12	1,132.08	1,628.77	34.55	5,045.59	5,043.83	85.77	79.21	26.71	1,871.74	1,832.01	-124.03	47.105
5,654.82	5,000.00	1,151.57	1,656.82	35.12	5,091.12	5,089.30	87.30	80.74	26.96	1,903.87	1,863.67	-124.03	47.358

Anticollision Report for Bengala - Bengala 9 - Bengala 9 - ver 3

Survey tool program

From (ft)	To (ft)	Survey/Plan	Survey Tool
0.00	5,654.82	ver 3	MWD+SCC

Figura 23. Comportamiento de Elipses de Incertidumbre (ISCWSA)



Fuente: La autora.

Con este modelo de error las elipses de incertidumbre son mucho más pequeñas debido a que se tienen en cuenta más parámetros de la herramienta haciendo que la incertidumbre disminuya. De esta forma este modelo se convierte en la mejor opción en el momento de correr anticollisión debido a que arroja cálculos más exactos.

Si comparamos los dos modelos tenemos:

- Semieje Mayor de la Elipse

Systematic Elipse > ISCWSA

- Distancia entre centros

Systematic Elipse = ISCWSA

- Distancia entre elipses

Systematic Elipse < ISCWSA

- Clearance Factor

Systematic Elipse < ISCWSA

CONCLUSIONES

- Para hacer el análisis de los modelos se eligió el campo Bengala (compañía HUPECOL) ya que este presenta pozos sin surveys, corridas de herramientas como Totco (Bengala 2), MWD, existen además pozos verticales y tipo J. La elección de este campo fue solo como referencia pues el análisis de las elipses de incertidumbre que se realizó aplica para cualquier pozo.
- Para la planeación de pozos es más cómodo trabajar con el modelo “SYSTEMATIC ELIPSE” porque tiene elipses más grandes y facilita al Well Planer el diseño de la trayectoria, al encontrarse mas lejos de los pozos perforados. Es un modelo conservador que de cierta forma permite en el momento de perforar pequeños errores sin colisionar.
- Cuando se tienen pozos sin surveys (en la mayoría de los casos son muy antiguos) también es mejor usar el modelo “SYSTEMATIC ELIPSE” porque aleja al pozo planeado del perforado.
- En zonas limitadas (por ejemplo: plataformas petroleras o cuando se debe perforar en la misma isla para minimizar gastos) se necesita exactitud porque los pozos deben pasar muy cerca el uno del otro se recomienda usar el modelo ISCWSA.
- La selección del Modelo de error (Sistematic Elipse o ISCWSA) se realiza según las necesidades del cliente; En COMPASS este modelo se debe definir en las opciones: Properties y Survey Tools, ubicadas en:

Por esta razón todos los pozos que se encuentren registrados debajo de este icono tendrán el mismo modelo de error.

El programa no permite correr reportes de Anticolisión entre compañías diferentes, debido a que pueden estar trabajando con distintos modelos de error, y la información de colisión que se estaría generando sería errónea.

RECOMENDACIONES

En este momento todos los pozos se están trabajando con el modelo de error Systematic Elipse (excepto el pozo Tángara, de la compañía Hocol), si por petición del cliente o por iniciativa de Sperry Drilling Services (con el objetivo de brindar estudios de Anticolisión mas precisos) se decide trabajar con ISCWSA, se recomienda lo siguiente:

- Crear una base de datos en donde necesariamente todos los pozos perforados deben trabajar con el modelo de error ISCWSA (este cambio no es tedioso, pues solo se debe definir el modelo de error en el momento de la creación de la compañía y conseguir los valores de los coeficientes que dicho modelo requiere, dependiendo de la herramienta con que se tomaron los surveys en el momento de perforar cada pozo). De aquí en adelante todos los pozos que se vayan a perforar deberán quedar definidos con el modelo de error ISCWSA.
- El cambio de modelo de error no implica alteración en el diseño de los pozos ya perforados (cambio de la versión con que se perforo), ni en los surveys, solo hace más exacto el cálculo de Anticolisión que se correrá cuando se estén diseñando nuevos pozos. Asumiendo que contamos con la nueva base de datos, COMPASS permitirá correr anticolisión pues estaríamos trabajando con el mismo modelo de error tanto en los pozos perforados como en el pozo que se planea. Cabe anotar la importancia de la creación de esta nueva base de datos pues si se quisiera en este momento realizar un reporte de anticolisión entre los pozos perforados que tienen el modelo de error Systematic Elipse y un pozo nuevo que tuviera el modelo de error ISCWSA el programa NO LO PERMITIRIA.

ANEXO A

TIPOS DE ERRORES DE MEDICIÓN

Medir es contar, comparar una unidad con otra, dar una valoración numérica, asignar un valor, asignar número a los objetos. Todo lo que existe está en una cierta cantidad y se puede medir.

La medición nos permite alejarnos de la realidad para formarla a partir de números.

El tipo de error cometido puede ser:

- 1. Aleatorio:** Es el producido por el sistema de realización de la medición. Ejemplo: al pesar un cuerpo. Es el producido por el mecanismo de la pesada, por el sistema de realización de las pesadas, es un error constante, que esta presente en todas y cada una de las pesadas que se efectúen. Su valor no afecta el valor real ni al promedio.
- 2. Sistemático:** En el ejemplo de la pesada, es el producido por la medición de cada una de las pesadas, no es constante, es el error de redondeo que se lleva a cabo en cada una de las pesadas que se efectúan. Es el llamado sesgo.

Los dos tipos de errores pueden darse conjuntamente. Es muy importante conocer la cantidad de error que se está cometiendo.

“A MAYOR NÚMERO DE OBSERVACIONES CONTROLAMOS EL ERROR DEL AZAR (ALEATORIO), PERO NO EL SESGO (ERROR SISTEMÁTICO)”.

ANEXO B

MÉTODOS DE CÁLCULO

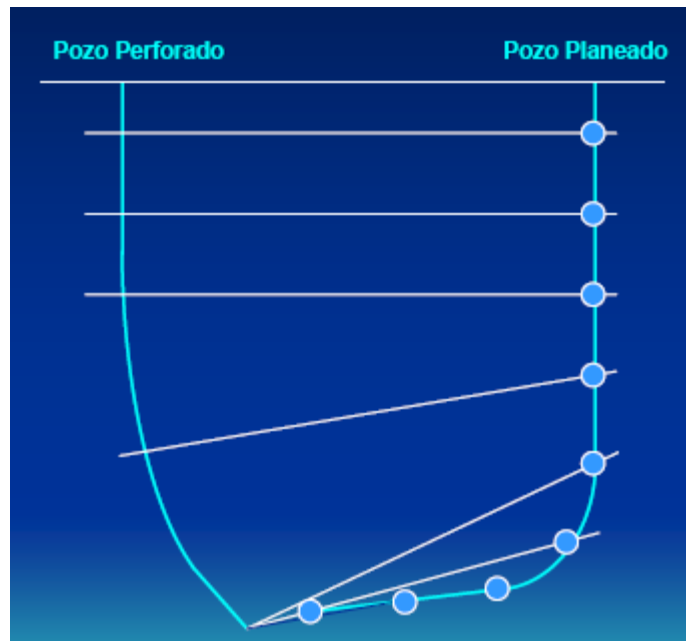
Cuando seleccionamos un método, definimos como será calculada la separación entre pozos. Existen diferentes métodos para el cálculo de la distancia del pozo que se está planeando y los pozos perforados.

Compass cuenta con:

1. Método “Aproximación mas cercana”(Closest Approach 3D) :

A cada intervalo de MD de la trayectoria del pozo planeado, COMPASS calcula la distancia al punto más cercano de la trayectoria del pozo vecino. La mínima distancia se presenta cuando una esfera toca la trayectoria del pozo vecino y esta trayectoria queda tangente a la esfera.

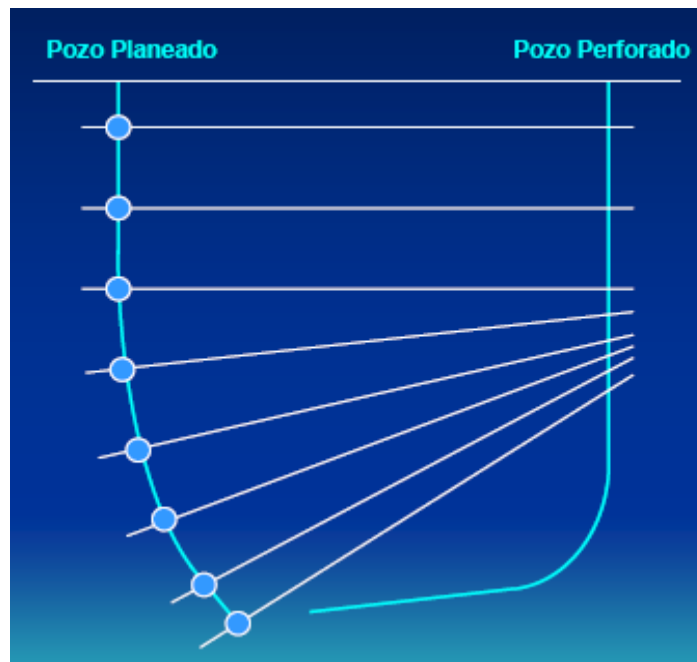
Figura 24. Método “Aproximación mas cercana”.



Tomada de: Compass Manual.⁵

2. Método del Cilindro Viajero: Este método de cálculo usa un plano perpendicular a la trayectoria del pozo planeado e intercepta la trayectoria del pozo vecino cuando esta se corta con dicho plano. El método del cilindro viajero calcula la distancia de la estación (pto de referencia) del pozo planeado al pozo perforado. Una de las ventajas es que las intercepciones son detectadas incluso cuando la trayectoria del pozo planeado se acerca al plano perpendicular. En este caso puede existir más de un punto en el plano para la misma profundidad en el pozo planeado.

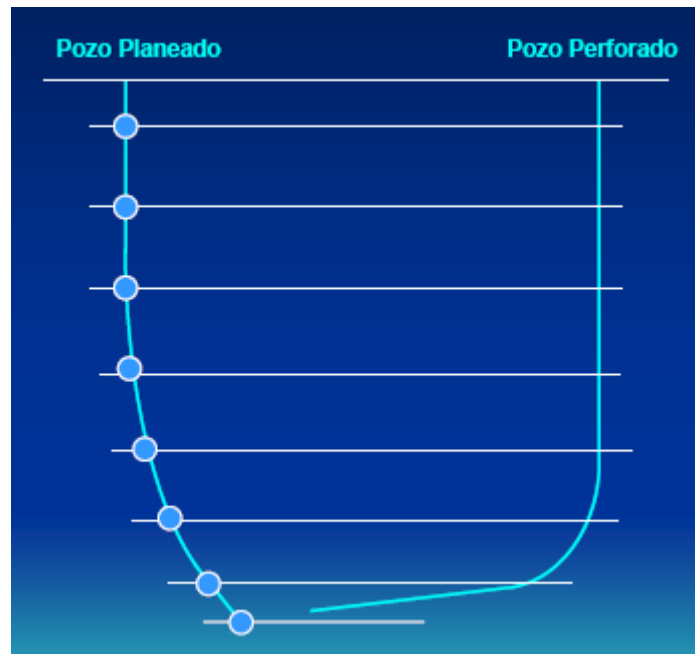
Figura 25. Método del Cilindro Viajero.



Tomada de: Compass Manual.⁵

3. Método del Plano Horizontal: Este método calcula la distancia horizontal del pozo planeado al pozo perforado.⁵

Figura 26. Método del Plano Horizontal.



Tomada de: Compass Manual.⁵

BIBLIOGRAFÍA

1. MEXICO. HALLIBURTON. Manual del Petróleo. 4 ed. Mexico: s.n, 2002. v.8, p. 7-11, 57, 80-85, 102-164.
2. ESTADOS UNIDOS. SPERRY DRILLING SERVICES. Directional Surveying Fundamentals. 110 ed. U.S.A: s.n., 1999. p. 1-9, 42-46, 54-66.
3. NEAL J. ADAMS., Drilling Engineering: A complete well planning approach. Penm Well Books, Tulsa 1985. p 42-74.
4. EASTMAN CHRISTENSEN, Directional Drilling: An engineered approach. Houston 1990. p 21-56
5. ESTADOS UNIDOS. LANDMARK. Compass Manual. 4 ed. U.S.A: s.n., 2003.
6. WOLFF, Chris J.M AND DE WARDT, John. Behole Position Uncertainty. Analysis of Measuring Methods Derivation of Systematic Error Model. SPE 9223, Septiembre 1980. 12 p.
7. HUGH S, Williamson. Accuracy Prediction for Directional MWD. SPE 56702, Octubre 1999. 16 p.
8. THOROGOOD, John. Instrument Performance Models and Their Application to Directional Surveying Operations. SPE 18051, Diciembre 1990. 13 p.
9. _____ AND SAWARYN, S.J. The Traveling – Cylinder Diagram: A Practical Tool for Collision Avoidance. SPE 19989, Marzo 1991. 6 p.

10. HARVEY, R.P AND WALSTROM, J.E. A Comparison of Various Directional Survey Models and an Approach To Model Error Analysis. SPE 3379, Agosto 1972. 9 p.
11. _____ A Mathematical Analysis of Errors in Directional Survey Calculations. SPE 3718, Noviembre 1971. 7 p.
12. BROOKS, Andrew AND WILSON, Harry. An Improved Method for Computing Wellbore Position Uncertainty and Its Application to Collision and Target Intersection Probability Analysis. SPE 36863, Octubre 1996. 10 p.
13. HUGH S, Williamson. Accuracy Prediction for Directional MWD. SPE 56702, Octubre 1999. 16 p.
14. BOURGOYNE, JR., ADAM T., Applied Drilling Engineer. SPE Texbook Series, Vol 2. Texas, 1991. p 30-50.
15. DAWSON R AND PASLAY P.R. Drillpipe Buckling in Inclined Holes. SPE 11167, Octubre 1984. 8 p.