



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TRABAJO DE TITULACION

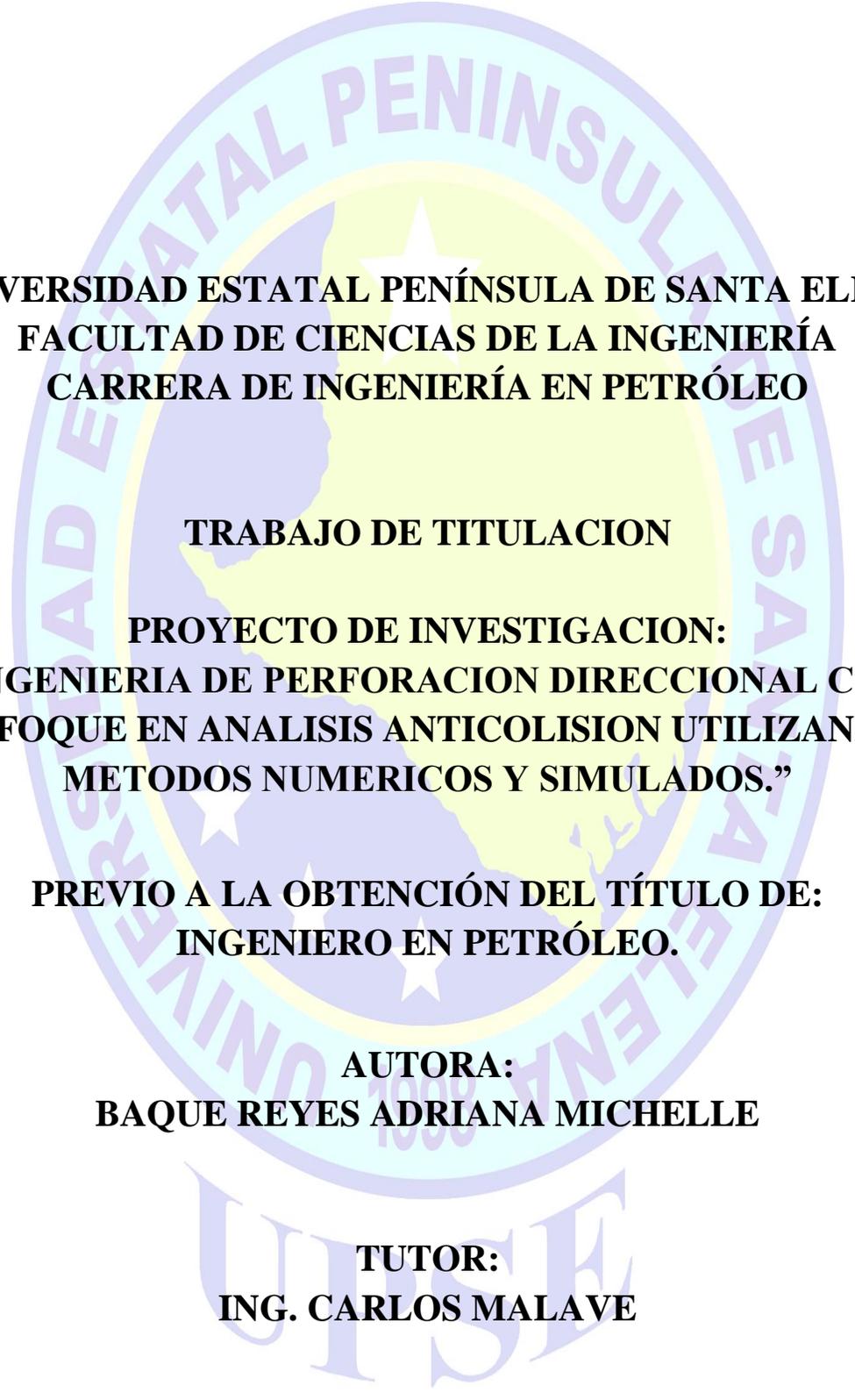
**PROYECTO DE INVESTIGACION:
“INGENIERIA DE PERFORACION DIRECCIONAL CON
ENFOQUE EN ANALISIS ANTICOLISION UTILIZANDO
METODOS NUMERICOS Y SIMULADOS.”**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO.**

**AUTORA:
BAQUE REYES ADRIANA MICHELLE**

**TUTOR:
ING. CARLOS MALAVE**

**SANTA ELENA - ECUADOR
2018**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TRABAJO DE TITULACION

**PROYECTO DE INVESTIGACION:
“INGENIERIA DE PERFORACION DIRECCIONAL CON
ENFOQUE EN ANALISIS ANTICOLISION UTILIZANDO
METODOS NUMERICOS Y SIMULADOS.”**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO.**

**AUTORA:
BAQUE REYES ADRIANA MICHELLE**

**TUTOR:
ING. CARLOS MALAVE**

**SANTA ELENA - ECUADOR
2018**

AGRADECIMIENTO

A Dios, mi mayor agradecimiento por ser mi fortaleza en los momentos de mayor debilidad, por ser esperanza cuando estuve por decaer, y enseñarme a afrontar las adversidades con la cabeza en alto y siempre confiando en él, por nunca soltar mi mano y guiarme a través de mi carrera con gran sabiduría, y sobre todo por haberme dado la vida y permitirme cumplir este gran reto.

A mis padres y hermanos, quienes me apoyaron de una u otra manera con sus palabras de aliento los cuales fueron mis pilares fundamentales para continuar y no abandonar este proyecto.

Ingeniero Darío Cedeño, por su apoyo, y el tiempo dedicado a lo largo de este trabajo, y por motivarme a terminar a pesar de las dificultades.

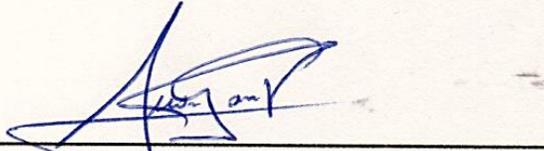
Adriana Baque R.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres y hermanos que, gracias a sus consejos, su comprensión, y amor hacia a mí, y sobre todo por el apoyo en los momentos difíciles y con los recursos necesarios para estudiar. Por nunca dejarme sola y pelear a mí lado sin desistir en este duro camino y por todos los sacrificios que hicieron a lo largo de mi carrera.

Adriana Baque R.

TRIBUNAL DE GRADO.



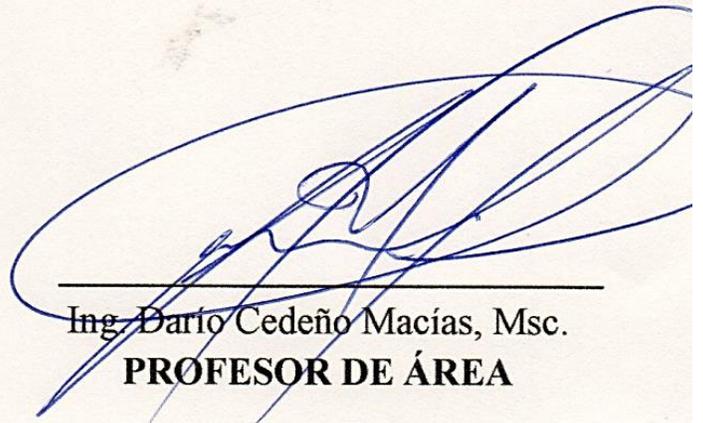
Ing. Juan Garcés Vargas, Mg.
**DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



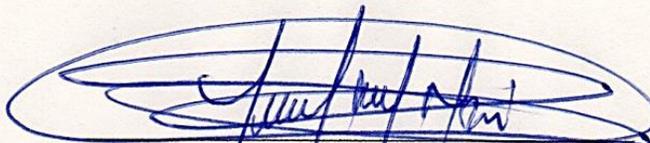
Ing. Marllelis Gutiérrez, Msc.
**DIRECTOR DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



Ing. Carlos Malavé Carrera, Mg.
TUTOR DE TESIS



Ing. Darío Cedeño Macías, Msc.
PROFESOR DE ÁREA



Abg. Lidia Villamar Moran, Mgt.
SECRETARIA GENERAL

CERTIFICADO DEL TUTOR

Como Tutor del Proyecto: **“INGENIERIA DE PERFORACION DIRECCIONAL CON ENFOQUE EN ANALISIS ANTICOLISION UTILIZANDO METODOS NUMERICOS Y SIMULADOS.”**, desarrollada por la estudiante Srta. Adriana Michelle Baque Reyes egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Carlos Malavé', is written over a horizontal line. The signature is stylized and somewhat circular.

Ing. Carlos Malavé Carrera, Mg.
TUTOR DE TESIS

CERTIFICADO ANTI PLAGIO.

04-CMC-2018

En calidad de tutor del Trabajo titulación denominado **“INGENIERIA DE PERFORACION DIRECCIONAL CON ENFOQUE EN ANALISIS ANTICOLISION UTILIZANDO METODOS NUMERICOS Y SIMULADOS.”** elaborado por la SRТА. ADRIANA MICHELLE BAQUE REYES egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleo, de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniería en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con el 1% de la valoración.

Atentamente,



Ing. Carlos Malavé Carrera, Mg.
TUTOR DE TESIS

NARCISA GARCÍA CAJAPE
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MÁSTER EN EDUCACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
DOCENTE NIVEL SUPERIOR EN LENGUAJE ESPAÑOL Y LEXICOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

A petición de la interesada tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del presente trabajo de titulación con el tema:

“INGENIERIA DE PERFORACION DIRECCIONAL CON ENFOQUE EN ANALISIS ANTICOLISION UTILIZANDO METODOS NUMERICOS Y SIMULADOS”, de la egresada **BAQUE REYES ADRIANA MICHELLE** con cédula de identidad N° 0919475889, de la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos dados por la Real Academia Española para el uso del idioma español.

Certificación, que otorga en la ciudad de Santa Elena a los quince días del mes de enero del dos mil dieciocho, para fines académicos respectivos.

CERTIFICA,



Lic. Narcisca García Cajape

C.I 1307095818

Información Personal							
Identificación:	E2080248						
Nombres:	GARCIA CAJAPE NARCISA DEL JESUS						
Género:	FEMENINO						
Nacionalidad:	ECUADOR						

Imprimir Información

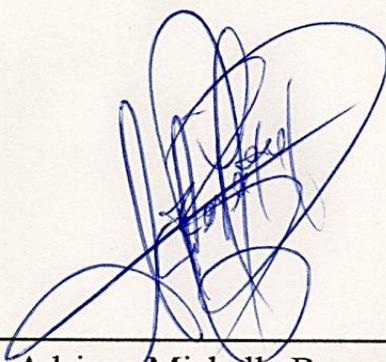
TÍTULOS DE CUARTO NIVEL							
Título	Institución de Educación Superior	Tipo	Reconocido Por	Número de Registro	Fecha de Registro	Observaciones	
MAESTRÍA EN EDUCACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ECUATORIAL	Nacional		100013863628	2017-09-03		

TÍTULOS DE TERCER NIVEL							
Título	Institución de Educación Superior	Tipo	Reconocido Por	Número de Registro	Fecha de Registro	Observaciones	
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN ESPECIALIDAD EDUCACIÓN BÁSICA	UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA	Nacional		100140470083	2000-09-27		
PROFESORA DE ESPECIALIDAD ENSEÑANZA ESPECIALIDAD EDUCACIÓN BÁSICA	UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA	Nacional		100140470084	2000-09-27		

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo, Adriana Michelle Baque Reyes con C.I. N° 091947588-9, declaro bajo juramento, que el trabajo de Proyecto de Tesis presentado es de mi autoría que no ha sido previamente utilizado, para ningún grado o calificación profesional. Que he consultado las referencias bibliográficas, que están incluidas en este trabajo.

Paralelamente, cedo mis derechos de propiedad intelectual sobre esta tesis, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la Normativa Institucional vigente.



Adriana Michelle Baque Reyes
C.I. N° 091947588-9

ÍNDICE GENERAL

PORTADA	I
TEMA.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
DEDICATORIA.....	IV
TRIBUNAL DE GRADO	V
CERTIFICADO DEL TUTOR	VI
CERTIFICADO ANTI-PLAGIO	VII
CERTIFICADO ORTOGRAFICO Y GRAMATICAL.....	VIII
DECLARACION	
EXPRESA.....	IX
ÍNDICE GENERAL.....	X
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE ECUACIONES Y TABLAS.....	XIV
INTRODUCCION	XV
CAPITULO I – GENERALIDADES	1
1.1 Planteamiento del Problema.....	1
1.2 Introducción.....	1
1.3 Antecedentes.....	2
1.4 Hipótesis.....	3
1.5 Objetivos	3
1.5.1 Objetivo General	3
1.5.2 Objetivos Específicos.....	3
1.6 Justificación	3
CAPITULO II – GENERALIDADES DE LA PERFORACION DIRECCIONAL	4
2.1 Antecedentes	4
2.2 Definiciones y Conceptos Básicos	5
2.3 Razones que originan la Perforación Direccional	8
2.3.1 Formaciones con fallas	8
2.3.2 Domo de sal.....	8
2.3.3 Pozo de alivio.....	8

2.3.4 Pozos Multilaterales	9
2.3.5 Localizaciones inaccesibles	9
2.4 Tipos de pozos direccionales	10
2.4.1 Según su objetivo operacional	10
2.4.1.1 Pozos Sidetrack.....	10
2.4.2 Según su Trayectoria y Ángulo de Inclinación	10
2.4.2.1 Tipo J.....	10
2.4.2.2 Tipo “S”	10
2.4.2.3 “S” Especial.....	11
2.4.3 Inclinados o de Alto Ángulo.....	11
2.5 Pozos Horizontales.....	12
2.5.1 Clasificación de los Pozos Horizontales	12
2.5.1.1 Radio Corto.....	12
2.5.2.2 Radio Medio	13
2.5.3.3 Radio Largo	14
2.6 Herramientas utilizadas para dar Dirección	16
2.6.1 Herramientas deflectoras	16
2.6.1.1 Bent Sub.....	16
2.6.1.2 Mecha de Perforación Jetting	16
2.6.1.3 Cucharas Recuperables	16
2.6.1.4 Cucharas Permanentes Whipstock.....	16
2.6.2 Herramientas auxiliares.....	17
2.6.2.1 Estabilizadores.....	17
2.7 Herramientas usadas para el Control Direccional	17
2.7.1 MWD (Measurement While Drilling).....	17
2.7.2 LWD (Logging While Drilling).....	28
2.7.3 Monel.....	45
2.8 Consideraciones para la Planificación de Pozos Direccionales	45
2.8.1 Tasa de penetración (ROP)	45
2.8.2 Tortuosidad.....	45
2.8.3 Punto de inicio de curvatura (KOP)	45
2.8.4 Grado de construcción	46
2.8.5 Sección de construcción	46
2.8.6 Tiempos de perforación.....	46
2.8.6.1 Tiempos Productivos	46
2.8.6.2 Tiempos NO Productivos	46

CAPITULO III – CÁLCULOS DE ANTICOLISIÓN IMPLEMENTANDO MODELOS MATEMÁTICOS APLICANDO SOFTWARE COMPASS.....

3.1 Métodos de Cálculo Matemáticos	47
3.1.1 Factor de Separación.....	47
3.1.2 Factor de Separación Orientada	48
3.1.3 Distancia entre Centros y Centros	49

3.1.4 Reporte Escaneado de Anticolisión- Minino Local.....	50
3.1.5 Desviación Admisible del Plano.....	50
3.1.6 Mínima Separación Permitida.....	50
3.1.7 Distancia Menor en 3D.....	51
3.1.8 Plano Normal.....	52
3.1.9 Plano Horizontal.....	53
3.1.10 Grafico del Cilindro Viajero.....	54
3.2 Modelos Matemáticos.....	55
3.2.1 Modelo de Error Sistemático.....	55
3.2.1.1 Fuentes Físicas de Error.....	55
3.2.2 Modelo de Error ISCWSA.....	59
3.3.2.1 Modelo de Error para MWD básico.....	59
3.3 Especificación del Software.....	63
3.3.1 ¿Qué es COMPASS?.....	63
3.4 Módulo de Planificación / Edición de Planes.....	65
3.5 Análisis de Survey (Analysis Survey).....	66
3.6 Anticolisión.....	67
3.6.1 Preferencias de Anticolisión.....	67
3.6.2 Procedimientos de Anticolisión.....	71
3.6.2.1 Ejemplo Práctico.....	71
CAPITULO IV - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	80
4.1 Conclusiones.....	80
4.2 Recomendaciones.....	82
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1: Factor de separación = 1 (Proyección de esferas tocándose)	48
Figura 2: Factor de Separación Orientada= 1 (elipses se están tocando con una probabilidad fija de colisión).	49
Fig. 3: MAS (For OSF = 1.5) = $((R1+R2) * 1.5)$ or (CtC – ADP)	51
Fig. 4: Método de menor distancia en 3D	52
Fig. 5: Método de escaneo plano normal.....	53
Fig.6: Gráfica del Cilindro Viajero	54
Fig.7 Propiedades de la Compañía	71
Fig. 8 Configuración de Anticolisión	72
Fig. 9 Método de Cálculo por Defecto.....	72
Fig.10 Información de Mapa.....	72
Fig.11 Coordenadas	73
Fig.12 Propiedades del Pozo.....	73
Fig.13 Objetivos (Cellars)	74
Fig.14 Ingreso de Formaciones.....	74
Fig.15 Planificación de la trayectoria del pozo	75
Fig.16 Pozo Planificado	75
Fig.17 Trayectoria del pozo planeado con sus respectivos objetivos (Cellars)	76
Fig.18 Diagrama de Anticolisión	77

INDICE DE ECUACIONES Y TABLAS

Tabla N° 1 Grados API°	2
Tabla N° 2 Ventajas y Desventajas del Radio Corto	13
Tabla N° 3 Ventajas y Desventajas del Radio Medio	14
Tabla N° 4 Ventajas y Desventajas del Radio Largo	15
Tabla N° 5 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD DigiScope	20
Tabla N° 6 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD TeleScope	22
Tabla N° 7 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD Impulse	24
Tabla N° 8 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD ShortPulse	25
Tabla N° 9 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD SlimPulse.	26
Tabla N° 9.1 Especificaciones de la operación del COLLAR de la herramienta MWD SlimPulse.	27
Tabla N° 10 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD EcoScope	30
Tabla N° 11 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD proVISION Plus.....	31
Tabla N° 12 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD AdnVISION.....	33
Tabla N° 13 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD SonicScope.	35
Tabla N° 14 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD sonicVISION	37
Tabla N° 15 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD seismicVISION	39
Tabla N° 16 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD StethoScope.	41
Tabla N° 17 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD VPWD.	42
Tabla N° 18 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD GeoShpare.....	44
Ecuación N° 1 Errores de Azimuth	55
Ecuación N° 2 Errores debido a la Brújula Magnética.....	56
Ecuación N° 3 Errores debido a la Brújula Giroscópica.	57
Ecuación N° 4 Error de desviación e Inclinación Verdadera	58
Ecuación N° 5 Clearance Factor	78

INTRODUCCION

La mayor cantidad de pozos al inicio son verticales, y a una determinada profundidad se realiza la primera inflexión de trayectoria con respecto a la vertical, denominado en inglés “Kick Off Point” (KOP), la tasa de construcción de ángulo está basada según el plan direccional para alcanzar la inclinación que nos permita alcanzar las coordenadas del objetivo cumpliendo los requerimientos del área de geología. El perforador direccional debe constantemente monitorear estas mediciones y ajustar la trayectoria del pozo lo necesario para interceptar el objetivo u objetivos durante su trayectoria.

Al diseñar un pozo nuevo, se hace necesario correr un reporte de Anticolisión con el fin de visualizar que tan cerca se encuentra los pozos vecinos y el riesgo de colisionar. Se procede a realizar 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 más 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, las empresas petroleras, en su compromiso de brindar 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, haciendo necesario la evaluación de la aplicabilidad de dicho sistema en los cálculos de proximidad de pozos.

Hoy en día, operadores usan sofisticados ensambles direccionales para perforar complejas estructuras identificadas desde una data sísmica 3D; reservas anteriormente consideradas inalcanzables, ahora son accesibles y económicamente rentables para producir. La perforación direccional incluye tres aplicaciones especializadas: La perforación de alcance extendida (ERD – Extended reach drilling), perforación de pozos multilaterales y de radios cortos.

Actualmente las empresas operadoras vienen usando la perforación de alcance extendido para acceder reservorios costa afuera desde una locación, algunas veces eliminando la necesidad de instalar una plataforma nueva.

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 que arroja cálculos más exactos.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. Planteamiento del problema.

Desde que inició la perforación de pozos direccionales, las desviaciones de trayectoria supusieron un nuevo reto.

Sin embargo, cuando un pozo será perforado en una plataforma o “Path” donde ya se encuentran varios pozos, se debe tomar en cuenta la cercanía entre ellos, ya que causaría problemas por colisión, especialmente cuando los pozos se encuentran produciendo hidrocarburos.

Al momento de realizar una perforación direccional con poca distancia entre pozo y pozo, está presente como uno de los riesgos inherentes la colisión entre sí, por lo que existen herramientas que permiten disminuir tal riesgo.

La mayoría de las empresas operadoras y de servicio de perforación direccional a nivel mundial están revisando de forma más exhaustiva los controles que actualmente se cuentan para evitar la colisión de pozos durante la perforación, puesto una colisión en fases someras y sobre todo en locaciones mar adentro las consecuencias pueden ser muy severas para el medio ambiente y personal involucrado en la operación.

1.2 Introducción.

La perforación direccional, es un procedimiento que consiste en dirigir un pozo a través de una trayectoria determinada con el fin de llegar a un objetivo que no es viable por medio de una perforación vertical convencional.

En años recientes la evolución de la industria petrolera está enfocada principalmente en el desarrollo de técnicas en el área de la perforación direccional.

Debido a que el país cuenta con reservas de hidrocarburos pesados, las cuales, para poder ser extraídas de manera eficiente, deben aplicarse tecnologías de punta en el área de perforación direccional, a través del uso de simuladores que permitan verificar su trayectoria de acuerdo con los parámetros establecidos, las condiciones de operatividad de las herramientas utilizadas durante la perforación de un pozo.

Crudo	Escala API	Densidad	Descripción
Ligero	30-40°	0.87 - 0.83 g/cm ³	Fácil transporte y extracción, ideal para refinar en combustibles y derivados.
Mediano	22-29.9°	0.92 - 0.87 g/cm ³	Fácil transporte y extracción, ideal para combustibles y derivados.
Pesado	10-21.9°	1.00 - 0.92 g/cm ³	Fácil transporte y difícil extracción, ideal para combustibles y derivados.
Extrapesados	Menos 10°	> 1.00 g/cm ³	Difícil transporte y difícil extracción, ideal para derivados.

Tabla N°1 GradosAPI° (Handbook)

1.3 Antecedentes.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a cierta distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En sus principios, esta tecnología surgió como una operación de remediación. Se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización en la producción de yacimientos hidrocarbúricos, por lo tanto esta tecnología comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, alcances extendidos y multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar durante la perforación: la inclinación y dirección de un pozo mediante la geo navegación (MWD), registro y evaluación en tiempo real (LWD) estabilizadores, motores de fondo incluyendo brocas (PDC, Tricónicas, Impregnadas, Bicéntricas etc.).

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.

La perforación direccional aplica técnicas para acceder a las reservas que de otro modo resultarían inaccesibles, especialmente aquellas perforadas desde pozos marinos, estas primeras perforaciones se hicieron con ángulo levemente mayor a 5° con respecto a la vertical. La primitiva tecnología de perforación direccional implicaba el empleo de dispositivos tales como las cuñas de desviación que provocaban la deflexión de la mecha de perforación, método que ofrecía un control

limitado y que con demasiada frecuencia se traducían en pérdida de los objetivos. La introducción del motor de desplazamiento positivo ofrecía capacidad de dirección, y junto con esa capacidad, control direccional, pero el motor carecía de la eficacia a la que aspiraban los perforadores. Con el tiempo, los motores direccionales permitieron la rotación y el deslizamiento de la columna de perforación desde la superficie, lo que mejoró aún más el control direccional.

1.4 Hipótesis.

En el pasado la perforación direccional se utilizó para solucionar problemas relacionados con herramientas o equipos dejados dentro del hoyo, las técnicas de control direccional fueron mejorando, y hoy en día se cuenta con equipos especiales que permiten determinar con más exactitud la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD).

Así mismo, al igual que las técnicas y equipos, los instrumentos de medición son más precisos y los cálculos se realizan por medio de software, lo que permite obtener mejores resultados con un mínimo esfuerzo.

1.5. Objetivos.

1.5.1. Objetivo general.

Conocer los conceptos y parámetros mandatorios involucrados en el diseño y construcción de pozos, considerando la metodología de perforación direccional junto a cada una de las herramientas y procesos que la componen.

1.5.2. Objetivos específicos.

- Calcular la incertidumbre de posición y la separación del agujero del pozo – módulo anti-colisión.
- Enseñar cómo se utiliza los modelos matemáticos mediante un ejercicio de práctica.
- Visualizar tridimensionalmente los pozos de un “Path” utilizando el Software COMPASS.

1.6. Justificación.

De acuerdo con la expansión económica de la industria a nivel global y los requerimientos de abastecer las necesidades energéticas de la población mundial, los contratistas petroleros ven de manera imperativa no tener agravantes al momento de perforar un pozo productor de hidrocarburos, ya que consecuentemente tendrá repercusiones en sus ganancias monetarias.

CAPITULO II

GENERALIDADES DE LA PERFORACION DIRECCIONAL.

2.1 Antecedentes.

La perforación direccional, tiene sus orígenes en el año de 1850, año en el cual se hizo realidad la perforación rotativa, la cual consistía en el uso de motores de rotación para lograr hacer perforaciones para la exploración del subsuelo a fin de encontrar yacimientos petrolíferos para su posterior explotación. Posteriormente en el año de 1873 se patentó el primer motor de fondo.

Los motores de fondo (Mud Motors) son herramientas utilizadas para la perforación de pozos verticales y direccionales de hidrocarburos. A partir del accionamiento hidráulico, proporcionado por el lodo de perforación, se transmite la energía rotacional a una unidad de potencia. La unidad de potencia de (Mud Motors) es accionada en forma hidráulica mediante el bombeo del lodo de perforación a través de un sistema de rotor estator, es decir que dichos motores hidráulicos son accionados mediante un tornillo energizado por la circulación del fluido de perforación.

Al comienzo, la industria de la perforación direccional sólo se preocupaba de controlar la trayectoria de un pozo. Como los métodos de perforación direccional no eran muy eficientes, surgió la necesidad de introducir más eficiencia en el proceso de perforación.

2.2 Definiciones y conceptos básicos.

Para la planificación de un pozo direccional, es necesario conocer la definición de los conceptos generales que están relacionados con esta técnica de perforación. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Profundidad medida (MD: Measured Depth).

Distancia que existe desde la superficie a un punto en la trayectoria del pozo, medida a lo largo del hoyo. Esta medición se realiza con la sarta de perforación. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Profundidad vertical verdadera (TVD: True Vertical Depth).

Distancia vertical entre la posición de dos puntos, en la trayectoria del pozo. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Desplazamiento horizontal.

Distancia horizontal de cualquier punto de la trayectoria del hoyo, con respecto al eje vertical. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Punto de inicio del desvío (KOP: Kick of Point).

El KOP es el punto de inicio del desvío en un lugar a determinada profundidad debajo de la superficie, donde el pozo se desvía hacia una dirección dada. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Ángulo de inclinación.

Ángulo del pozo existente con respecto al eje vertical. Se mide en grados. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Tasa de construcción de ángulo (Build up Rate).

Número de grados que incrementan o disminuyen el ángulo de inclinación sobre una longitud específica. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Dirección.

Angulo medido en el plano horizontal, desde el Norte o Sur (hacia el Este u Oeste). La medición del ángulo se realiza en una escala de 90°, de cuatro cuadrantes. También se le denomina como orientación del pozo. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Azimuth.

Angulo medido en el plano horizontal del pozo, a partir del Norte franco, con base en la escala completa del círculo (360°). La medición del ángulo se realiza, en sentido horario, con un compás magnético. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Sección de aumento de ángulo.

Parte de la trayectoria del hoyo donde se incrementa el ángulo de inclinación. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Sección tangencial.

Parte de la trayectoria del hoyo en donde el ángulo de inclinación y la dirección permanecen constantes. Cuando esta se construye después de la sección de aumento de ángulo. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Sección de disminución de ángulo.

Es la parte de la trayectoria del hoyo donde disminuye el ángulo de inclinación. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Giro.

Cambio de dirección u orientación del pozo. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Registro (Survey).

Medición por medio de instrumentos, de los parámetros direccionales que definen la trayectoria del hoyo. Los principales parámetros direccionales son la dirección, inclinación y profundidad medida. El resto de los parámetros se calculan mediante

ecuaciones matemáticas, con base en los parámetros principales. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Coordenadas.

Las coordenadas de una localización o de un punto en la trayectoria del hoyo, son distancias en las direcciones N-S y E-O, con respecto a un punto determinado. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Rumbo.

Intersección entre el estrato de la formación y un plano horizontal, medido en el plano N-S. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Buzamiento.

Angulo de inclinación del estrato respecto al plano horizontal. Se mide perpendicular al rumbo. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Pata de perro.

Cambio de ángulo severo en la dirección del hoyo o en la inclinación de dos secciones del mismo. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Severidad de la pata de perro.

Tasa de cambio de ángulo entre las secciones del hoyo, expresado en grados sobre una longitud específica. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Longitud del rumbo.

Distancia a lo largo del hoyo entre las profundidades de dos registros. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Incremento de la profundidad vertical.

Diferencia de longitud entre las profundidades verticales verdaderas de dos registros. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Incremento del desplazamiento horizontal.

Diferencia de longitud entre los desplazamientos horizontales de dos registros. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Sección vertical (Vertical Section).

Proyección del desplazamiento horizontal sobre el plano vertical, usualmente a lo largo de la dirección del objetivo. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

Objetivo (Target).

Punto fijo del subsuelo en una formación, que debe ser penetrado por el hoyo. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

2.3 Razones que originan la perforación direccional.

2.3.1 Formaciones con fallas.

El perforar un pozo vertical a través de un plano de falla inclinado es muchas veces una tarea difícil, debido a cambios importantes de la presión en las formaciones. En lugar de esto, el pozo puede ser perforado paralelo a la falla, logrando una mejor producción. En áreas inestables, una perforación a lo largo de una falla podría ser un riesgo, debido a la gran posibilidad de desprendimiento de rocas de la formación. Esta situación puede requerir el uso de técnicas de perforación direccional para evitar pasar por la falla. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

2.3.2 Domo de sal.

Frecuentemente las formaciones productoras se encuentran bajo capas o levantamientos de sal. Un pozo vertical tendría que atravesar estas capas para poder llegar al objetivo. Hacerlo, aunque no es imposible, incrementa la posibilidad que ocurran ciertos tipos de problemas tales como lavado de hoyo, perdidas de circulación, corrosión en la tubería y herramientas, los cuales incrementan sustancialmente los costos de la operación. Para estos casos se recomienda realizar una perforación direccional a un lado del domo, e interceptar el yacimiento. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

2.3.3 Pozo de alivio.

Una de las aplicaciones de la perforación direccional es la construcción de pozos de alivio, el cual consiste en interceptar un pozo existente cerca del fondo, el cual haya sufrido un reventón, con el objeto de contrarrestar las presiones que ocasionaron la erupción del pozo. Los controles direccionales en este tipo de perforaciones son severos, debido a la extrema exactitud requerida para ubicar el interceptar el fondo del pozo existente. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

2.3.4 Pozos multilaterales.

Consiste en la intersección de múltiples arenas objetivos mediante un pozo simple. Por medio de un pozo principal se sacan otras ramas independientes (pozos multilaterales), con el fin extraer el crudo de zonas de producción adyacentes, evitando la construcción de un pozo por cada yacimiento. Esto genera un ahorro en los costos de perforación además de un menor impacto ambiental, al aprovechar la misma locación en superficie. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

2.3.5 Localizaciones inaccesibles.

Los campos petroleros están frecuentemente ubicados justo debajo de obstrucciones naturales o hechas por el hombre, tales como montañas, ríos, carreteras y zonas habitadas. Debido a esto no es posible obtener un permiso en algunas áreas, en las cuales el trabajo de perforación pueda constituir un riesgo para el ambiente, personas o infraestructuras que allí se encuentren. En tales casos, dichos yacimiento son explotados por medio de la perforación de pozos direccionales desde una locación fuera del área restringida. (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)

2.4 Tipos de pozos direccionales.

Los pozos direccionales se clasifican dependiendo de su objetivo operacional y de la trayectoria y de su ángulo de inclinación, su clasificación más común es la siguiente:

2.4.1 Según su objetivo operacional.

2.4.1.1 Pozos sidetrack.

Son perforaciones de pozos con desviaciones que pueden hacerse para evitar una obstrucción (un pez) en el hoyo original o para explorar la magnitud de la zona productora en un cierto sector de un campo. También son pozos con otros propósitos que fueron planificados verticales y por problemas operacionales durante su perforación, tuvieron que ser desviados seleccionando su punto de arranque (KOP) y perforando una sección de incremento y de mantenimiento de ángulo, transformándolo así en un pozo direccional u horizontal, pudiendo atravesar o no el mismo objetivo. Esta operación puede hacerse también en pozos verticales como medida de rehabilitación.

2.4.1.2 Pozos de reentrada.

Son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose re-perforar un nuevo hoyo utilizando parte de un pozo perforado previamente. Esta nueva sección puede ser re-perforada con una sección vertical o direccional.

2.4.2 Según su trayectoria y ángulo de inclinación.

2.4.2.1 Tipo J.

Éste es el perfil principal o más común para la mayoría de los pozos direccionales. Incluye una sección de construcción de ángulo terminal y una sección que mantiene dicha inclinación para atravesar los objetivos. La inclinación normalmente es 15° o más.

2.4.2.2 Tipo "S".

En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. Estos pozos están constituidos por una sección de mantener el ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0°).

2.4.2.3 "S" Especial.

Constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados (0°) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.

2.4.3 Inclinaos o de alto ángulo.

Son pozos iniciados desde superficie con un ángulo de desviación predeterminado constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados. Los Taladros Inclinados son equipos cuya cabria puede moverse de 90° de la horizontal hasta un máximo de 45° .

2.5 Pozos horizontales.

Los pozos horizontales son más utilizados en yacimientos delgados ya que estos no deben ser excesivamente largos para mejorar la producción de un pozo vertical, en el mismo yacimiento. Como regla general, asumiendo que la permeabilidad horizontal es igual a la permeabilidad vertical ($K_h=K_v$), los pozos horizontales producen más que los pozos verticales cuando la longitud horizontal excede el espesor de la formación productora. La producción de un pozo horizontal, o de alto ángulo, se reduce drásticamente si la permeabilidad vertical es representativamente menor que la permeabilidad horizontal. Los yacimientos con bajas relaciones de permeabilidad, donde $K_h>K_v$, no son buenos candidatos para ser perforados horizontalmente a menos que la longitud lateral exceda en gran medida el espesor de la formación.

También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximo hasta el objetivo.

2.5.1 Clasificación de los pozos horizontales.

2.5.1.1 Radio corto

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre los 70 y 150 grados cada 100 pies. Con lo cual se obtienen radios de curvatura entre 40 y 82 pies. Entre sus principales aplicaciones están que pueden ser utilizados en zonas de gas superficial o yacimientos suprayacentes a los objetivos con altas saturaciones de gas, y cuando existe riesgo estratigráfico, es decir, en aquellos casos donde la arena tiende a perderse a ciertos pies, como también son muy utilizados en los casos de yacimientos altamente agotados donde la presión de formación no es suficiente para levantar la columna de fluido cerca de la curvatura en un radio largo. También pueden sustituir el trabajo de re-completación normal de un pozo vertical, siempre y cuando no interfiera con la producción de otro pozo y preferiblemente cuando se haya drenado ese punto en específico.

Ventajas	Desventajas
Más precisión para drenar el yacimiento que el de radio medio y largo.	Requiere de un motor de fondo con una articulación ensamblada.
Atractivo en yacimientos pequeños.	La longitud de drenaje en el pozo, generalmente es menor que 300 pies.
Se puede emplear desde un pozo convencional (Reentry).	Se completa únicamente a hoyo abierto.
Se pueden aislar zonas problemáticas inmediatas a la zona productora.	No pueden tomarse núcleos, ni perfilarse; en vista del radio de curvatura presente.

Tabla N°2 Ventajas y Desventajas del radio corto.

2.5.2.2 Radio medio.

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre los 6 y 40 grados cada 100 pies. Con lo cual se obtienen radios de curvatura entre 140 y 1000 pies. Entre sus principales aplicaciones están que pueden sustituir pozos verticales en zonas de severos problemas de conificación de agua o de gas, igualmente pueden ser utilizados para penetrar varias arenas, incrementar la rentabilidad de un campo marginal, como también en el caso de que sea recomendable alejarse del radio de drenaje de un pozo específico.

Ventajas	Desventajas
Menor torque y arrastre que en pozos de radio cortó.	No aplicable para formaciones superficiales y delgadas.
Para drenar el yacimiento puede perforarse horizontalmente hasta una longitud de 300 pies.	Se requiere equipo de perforación especial.
Existe la posibilidad de sacar núcleos convencionales.	
Puede ser normalmente completado.	
Puede acomodarse normalmente el tamaño de la herramienta (MWD); la cual tiene un acceso desde 1 3/4" de diámetro hasta 4 3/4"	

Tabla N°3 Ventajas y Desventajas del radio medio.

2.5.3.3 Radio largo.

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre 2 y 6 grados cada 100 pies. Con lo cual se consiguen radios de curvatura entre 2000 y 6000 pies de longitud. Entre sus principales aplicaciones están que pueden ser utilizados en zonas de cierto riesgo estructural con la finalidad de cortar la falla y penetrar el bloque objetivo, igualmente en arenas de poco espesor con el propósito de penetrarlas con la menor severidad posible, también pueden ser utilizados para penetrar varias arenas, y en el caso de que sea recomendable alejarse del radio de drenaje de algún pozo específico.

Ventajas	Desventajas
Fácil para perforar usando un equipo de perforación convencional y revestidor estándar.	Frecuentemente se requiere de un tope en el manejo del sistema, grandes bombas y grandes cantidades de lodo.
Los costos por día de los servicios frecuentemente son más bajos que los de radio medio y corto.	El riesgo a hoyo abierto es mayor; ya que la tubería de perforación puede pegarse y causar daño al yacimiento mientras se perfora.
Permite perforar longitudes horizontales de aproximadamente 5000 pies, con un promedio de 3500 pies.	Es menos preciso para determinar la profundidad vertical verdadera (TVD), porque el comienzo de la perforación (superficie), queda muy lejos (horizontalmente) de la sección horizontal perforada.
Existe una mayor facilidad para la completación.	Es mucho más costoso en revestidores, cemento y fluidos.
Se puede acomodar fácilmente el juego completo de herramientas de perfilaje.	

Tabla N°4 Ventajas y Desventajas del radio largo.

2.6 Herramientas utilizadas para dar dirección.

Para conseguir la desviación necesaria de un pozo hacia el objetivo es necesario tomar en cuenta las siguientes herramientas que son las más utilizadas en materia de perforación direccional:

2.6.1 Herramientas deflectoras.

2.6.1.1 Bent Sub.

Es una herramienta que se coloca directamente arriba del motor de fondo y obliga a la mecha a seguir un determinado arco de curvatura mientras perfora.

La conexión de esta herramienta (pin) es maquinado con un ángulo de 1° a 3° de la vertical que incrementa cada medio grado, y viene en diferentes diámetros para ser compatible con la caja (box) del motor de fondo. (FEBRES. J., Julio 2009)

2.6.1.2 Mecha de perforación Jetting.

Son mechas de tamaño convencional pudiendo tener una configuración de salida del fluido a través de sus orificios o jets, con uno o dos chorros de mayor tamaño y uno o dos ciegos y uno de gran tamaño. La fuerza hidráulica generada por el fluido erosiona una cavidad en la formación, lo que permite dirigirse en esa dirección, haciendo que el pozo se separe de la vertical. Este método, es generalmente usado en formaciones semi blandas y blandas, el mismo es conocido con el nombre de jetting; la perforación se realiza en forma alternada, es decir se “jetea” y luego se rota la sarta.

2.6.1.3 Cucharas Recuperables.

Se utiliza para iniciar el cambio de inclinación y dirección de un hoyo. Generalmente, cuando se requiere salirse lateralmente del hoyo. Consta de una larga cuña invertida de acero, cóncava en un lado para sostener y guiar la sarta de perforación.

2.6.1.4 Cucharas permanentes Whipstock.

Este tipo de herramienta queda permanente en el pozo, sirviendo de guía a cualquier trabajo requerido en él. Su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción o colapso de un revestidor (sidetracks). Esta herramienta es conocida con el nombre de Whipstock. (FEBRES. J., Julio 2009)

2.6.2 Herramientas auxiliares.

2.6.2.1 Estabilizadores.

Son componentes que sirven para centralizar y estabilizar el ensamblaje de fondo, realizando un hoyo lo más recto posible y a su vez para controlar o modificar el ángulo de inclinación del pozo de acuerdo con lo deseado. El uso de los estabilizadores permite: proporcionar carga a la mecha, prevenir la inestabilidad del ensamblaje del porta mecha, reducir al mínimo la flexión y las vibraciones que se originan dentro el revestimiento, prevenir el contacto de las tuberías con las paredes del hoyo y reducir al mínimo la diferencia de presión.

2.7 Herramientas usadas para el control direccional.

El control direccional para la mayoría de los pozos de hoy con trayectoria controlada se hace a través de dos tipos básicos de BHA's: BHA's deslizados con motores de fondo y BHA's rotatorios. Los principales métodos de deflexión tales como whipstocks o jetting, no son tan comunes como en el pasado. Éstas han sido remplazadas por herramientas de tercera generación que incluso permite la adquisición de registros durante la perforación.

Para construir pozos más eficientes y efectivos, la obtención de registros de desviación en tiempo real mientras se perfora y registros eléctricos en tiempo real, es posible mediante las herramientas Measurement While Drilling y Logging While Drilling respectivamente.

2.7.1 MWD (Measurement While Drilling).

Es una herramienta electromecánica, de alta tecnología, posicionada en el ensamblaje de fondo, que realiza mediciones del hoyo, cerca de la mecha de perforación y son transmitidas a la superficie sin interrumpir las operaciones normales de perforación, es decir, en tiempo real. Todos los sistemas MWD, están compuestos típicamente por tres componentes principales: sistema de potencia, sensor direccional y sistema de telemetría.

Esta herramienta contiene sensores direccionales que se encargan de realizar mediciones al pozo, esta información es enviada en forma de Surveys, los cuales son entregados en tiempo real, por lo que la perforación se hace de una manera más efectiva y rápida.

La transmisión de datos se realiza utilizando telemetría de pulso positivo desde el fondo del pozo hasta superficie. La sonda MWD contiene magnetómetros y acelerómetros que permiten determinar la inclinación y azimuth a una profundidad dada.

Actualmente la herramienta MWD, está firmemente establecida como un elemento que forma parte integral de las operaciones de perforación direccional. Entré los principales beneficios de la utilización de esta herramienta, se encuentran:

- Ahorros en reducción de tiempo de taladro, ya que la toma de los registros direccionales (surveys) es menor, en comparación con las técnicas convencionales utilizadas con guaya.
- Mayor facilidad para orientar la posición de la cara de la herramienta.
- Con el MWD, la toma del survey es más rápida, por lo que la sarta de perforación permanece menos tiempo en condiciones estáticas, lo cual reduce el riesgo por pegas diferenciales.
- Mejor monitoreo y control de la trayectoria del pozo, ya que se pueden realizar mediciones en toda la trayectoria del pozo, sin afectar, significadamente, el tiempo del taladro.
- Los cambios de los paramentos de perforación o los cambios de formación, que se presentan durante la construcción de la trayectoria del pozo, pueden ser detectados más rápidamente, reduciendo el riesgo de requerir tasa de construcciones más severas o de realizar viajes de correcciones adicionales.

El ensamblaje de la herramienta MWD, está compuesto por un rotor, los sensores direccionales y por una fuente de energía (baterías o turbina).

Existen varios sistemas para transmitir las medidas desde la herramienta (en el fondo del pozo) hasta la superficie. Estos pueden ser: mediante pulsos a través del lodo de perforación, mediante sistemas de ondas electromagnéticas, a través de sistema de cables aislados o con la utilización de sistemas acústicos.

La sarta de sensores MWD, esta albergada dentro de una barra antimagnética (monel), ya que posee un diámetro interno superior a uno normal, lo cual contribuye a sí mismo, a que el flujo del fluido de perforación no sea restringido.

Las mediciones realizadas por el MWD, al ser enviadas a la superficie, son decodificadas por un terminal de computación, para transformarlas a un sistema métrico decimal. El sistema en superficie está compuesto por un traductor, caja de distribuciones, filtro activo, monitor visual, graficador, unidades de cintas magnéticas y un computador.

Aplicación de telemetría de pulso positivo.

Se envía el fluido de perforación desde las bombas hacia el fondo del pozo, este al momento de pasar por las válvulas hidráulicas que se encuentran dentro del pulser genera un incremento de presión, creando así pulsos positivos. La señal del pulso viaja hacia superficie a través del fluido de perforación, que es incompresible y compacto.

Esta señal es captada por el transductor que se encuentra ubicado en el stand pipe del taladro, luego esta es enviada a la Barrier Box la cual contiene filtros análogos que se encargan de convertir la señal en digital. Finalmente, la información es almacenada con la Instrunet y enviada al Software "SPECTRUM" donde se van a decodificar los pulsos.

DigiScope.

Aplicaciones.

Transmisión de datos en tiempo real en agujeros delgado en la tierra, alcance extendido y pozos de aguas profundas. (Schlumberger, 2013)
 Datos de presión para la formación para pruebas de integridad y pruebas laekoff. (Schlumberger, 2013)
 Datos de presión de la formación para pruebas de integridad y pruebas laekoff. (Schlumberger, 2013)
 Datos de presión para pruebas de integridad y pruebas laekoff para la formación. (Schlumberger, 2013)

Características.

Datos en tiempo real. (Schlumberger, 2013)
 Alta velocidad de incrustación de cambio de fase fluida (SPSK) utilizando el método de telemetría para obtener una alta calidad de los datos. (Schlumberger, 2013)
 Capacidad de potencia y transmitir datos desde todas las herramientas LWD en el BHA. (Schlumberger, 2013)
 Toolface. (Schlumberger, 2013)
 Dirección e inclinación continua. (Schlumberger, 2013)
 Datos de choque y vibración triaxial. (Schlumberger, 2013)
 Cuadrante Azimuthal GR. (Schlumberger, 2013)
 Compatibilidad con los servicios de visión y alcance LWD. (Schlumberger, 2013)



de
 29.90ft
 Dirección e inclinación – 12.75 ft
 Choque y Vibración – 8.90 ft
 GR – 8.20 ft
 0.74ft Presión anular e interna

Especificaciones de funcionamiento	475
Tamaño de agujero, in	5 ³ / ₄ - 6 ³ / ₄
Lodo	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft	Rotating 15 Sliding 30
Rango de caudal. galUS/min	150-400
Máx. presión, psi	25.000 HP opción 30.000

Tabla N°5 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD **DigiScope**. (Schlumberger, 2013)

TeleScope.

Aplicaciones.

La perforación es rápida en secciones donde se necesitan datos de alta densidad. (Schlumberger, 2013)

La perforación en aguas profundas y de amplio alcance requiere la transmisión de múltiples mediciones. (Schlumberger, 2013)

Características.

Datos en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Capacidades de telemetría para maximizar la eficiencia y la entrega de datos en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Capacidad de potencia y transmisión de datos múltiples de herramientas LWD. (Schlumberger, 2013)

Toolface (Schlumberger, 2013)

Dirección e inclinación continua. (Schlumberger, 2013)

APWD y GR. (Schlumberger, 2013)

Datos del Stick/slip y, peso de fondo de pozo, torque y revoluciones por minuto (rpm). (Schlumberger, 2013)

Datos Stick/slip y, peso de fondo de pozo, torque y revoluciones por minuto (rpm)

Choque de 4 ejes y datos de vibraciones. (Schlumberger, 2013)

Especificaciones de Funcionamiento	950	900	825	675
Tamaño de agujero, in	14 ³ / ₄ – 26	14 ³ / ₄ – 26	10 ⁵ / ₈ – 12 ¹ / ₄	8 ³ / ₈ – 9 ⁷ / ₈
Máx. temperatura operativa, degF(degC) HP opción	300(150)	300(150)	300(150)	300(150)
	300(175)	300(175)	300(175)	300(175)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft Rotating Sliding	6	6	7	8
	10	10	12	15
Rango de caudal. galUS/min	300-2000	300-2000	200-2000	200-1000
Máx. presión, psi HP opción	25.000	25.000	25.000	25.000
	30.000	30.000	30.000	30.000

Tabla N°6 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD **TeleScope**. (Schlumberger, 2013)

950



24.85 ft.
Surveys-13.40 ft.
GR-10.50 ft.
Vibraciones de 4 ejes – 10.50 ft.

900



24.75 ft.
Surveys-13.40 ft.
GR-10.50 ft.
Vibraciones de 4 ejes – 10.50 ft.

825



24.59 ft.
Surveys-13.40 ft.
GR-10.50 ft.
Vibraciones de 4 ejes – 10.50 ft.

675



24.870 ft.
Surveys-13.40 ft.
GR-10.50 ft.
Vibraciones de 4 ejes – 10.50 ft.

475

ImPulse.

Plataforma integrada de MWD.

Aplicaciones.

Surveys en tiempo real, Gamma Ray, y mediciones de Resistividad. (Schlumberger, 2013)

Fiable, precisa en tiempo real para todas las mediciones de perforación. (Schlumberger, 2013)

Características.

Datos en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Azimutal GR. (Schlumberger, 2013)

Toolface. (Schlumberger, 2013)

Dirección e Inclinación. (Schlumberger, 2013)

Poder en la herramienta de fondo del pozo. (Schlumberger, 2013)

Perfiles de invasión. (Schlumberger, 2013)

Calibrador de fase en WBM. (Schlumberger, 2013)

Combinabilidad con la visión y alcance de servicios LWD. (Schlumberger, 2013)



32.00 ft.
GR-15.70 ft.
Surveys-12.60 ft.
Resistividad - 7.40 ft.

Especificaciones de Funcionamiento	475
Tamaño de agujero, in	5 3/4 - 6 3/4
Lodo	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)
HP	300(175)
option	
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft	Rotating 15
	Sliding 30
Rango de caudal. galUS/min	130-360 (HP:130-310)
Máx. presión, psi	20000(HP:25000)

Tabla N°7 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD ImPulse.

ShortPulse.

475

Aplicaciones.

Mediciones en tiempo real de estudio y gamma ray.
(Schlumberger, 2013)

Mediciones en tiempo real de Survey y Gamma Ray.
(Schlumberger, 2013)

Fiable, precisa en tiempo real para todas las mediciones de perforación. (Schlumberger, 2013)

Características.

Datos en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Azimutal GR. (Schlumberger, 2013)

Toolface. (Schlumberger, 2013)

Dirección e Inclinación. (Schlumberger, 2013)

Perfiles de invasión. (Schlumberger, 2013)

Combinabilidad con la visión y alcance de servicios LWD. (Schlumberger, 2013)



28.00 ft.
GR-15.60 ft.
Surveys-12.60 ft.

Especificaciones de Funcionamiento	475
Tamaño de agujero, in	5 ³ / ₄ - 6 ³ / ₄
Lodo	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)
HP	300(175)
option	
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft	Rotating 15 Sliding 30
Rango de caudal. galUS/min	130-360
Máx. presión, psi	20000

Tabla N°8 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD **ShortPulse**. (Schlumberger, 2013)

SlimPulse.

Aplicaciones.

Fiable, precisa en tiempo real para mediciones direccionales. (Schlumberger, 2013)

Wireline recuperable y reseatable para la eficiencia y la reducción de riesgos. (Schlumberger, 2013)

Perforación de radio cortó. (Schlumberger, 2013)

Pozos de reingreso. (Schlumberger, 2013)

Características.

Datos en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Gamma Ray. (Schlumberger, 2013)

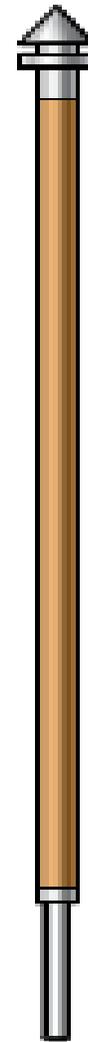
Toolface. (Schlumberger, 2013)

Dirección e Inclinación. (Schlumberger, 2013)

Revisiones rotatorias continuas. (Schlumberger, 2013)

Surveys rotarias continuas. (Schlumberger, 2013)

- Choque y vibración. (Schlumberger, 2013)
- Stick/slip. (Schlumberger, 2013)

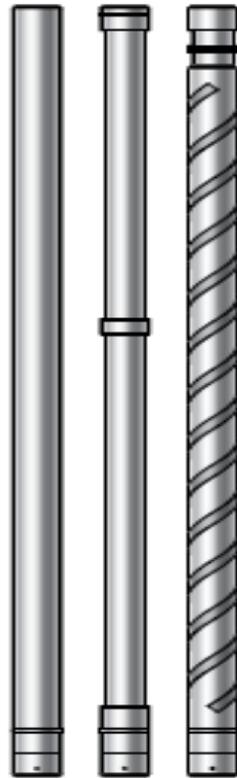


29.00 ft.
GR-18.00 ft.
Dirección e Inclinación. -15.10 ft.

Especificaciones de Funcionamiento

Sonda OD, in	1 ³ / ₄
Pulso OD, in	1 ⁷ / ₈ 2 ¹ / ₈ 2 ³ / ₈ 2 ⁵ / ₈
Lodo	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)
HP	300(175)
option	
Máx. prueba de curvatura "/100ft	50
Máx. presión, psi	20000

Tabla N°9 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta MWD SlimPulse. (Schlumberger, 2013)



ESPECIFICACIONES DE LA OPERACIONES DEL COLLAR

Tamaño de collar, in	9 1/2	8 1/4	6 – 6 3/4	4 3/4	3 1/4	2 1/2
Tamaño de agujero, in	14 3/4	>9 7/8	>8 1/2	>5 7/8	>4 3/4	Extra Slim
Max. Caudal, galUS/min	1200	1200	500	440	240	80
Max. herramienta de curvatura, Referencias de las especificaciones del collar “/100ft						

Tabla N 9.1 Especificaciones de las operaciones del COLLAR de la herramienta MWD **SlimPulse**. (Schlumberger, 2013)

2.7.2 LWD (Logging While Drilling)

La eficiencia en la perforación, el manejo del riesgo y la exacta colocación del pozo son las claves para disminuir los costos de exploración y desarrollo. La avanzada tecnología actual de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés), proporciona mediciones e imágenes en tiempo real destinadas a evitar problemas de perforación, mediante la actualización de los modelos utilizados para alcanzar los yacimientos y mantenerse dentro de los mismos.

EcoScope.

Aplicaciones.

Optimización de perforación con:

- Fractura inducida por perforación e identificación de fallo. (Schlumberger, 2013)
- Perforación de datos dinámicos en tiempo real para limpiar el agujero, la presión de lodo, la temperatura, y la evaluación de la estabilidad del pozo. (Schlumberger, 2013)

Formación de evaluaciones con:

- Porosidad y Saturación. (Schlumberger, 2013)
- Litología basada en la espectroscopia para la estimación exacta de la porosidad. (Schlumberger, 2013)
- Correlación de pozo a pozo. (Schlumberger, 2013)
- Saturación de agua signa. (Schlumberger, 2013)

Ubicación del pozo mediante pendientes de formación e imágenes.

Características.

Natural GR. (Schlumberger, 2013)

Gamma- Densidad Gamma. (Schlumberger, 2013)

Porosidad de Neutrones. (Schlumberger, 2013)

Espectroscopia de captura elemental. (Schlumberger, 2013)

Formación Sigma. (Schlumberger, 2013)

Factor Fotoeléctrico (PEF) (Schlumberger, 2013)

Resistividad Matriz. (Schlumberger, 2013)

Calibrador Ultrasónico-Dual. (Schlumberger, 2013)

Inclinación de la broca- Cercano (Schlumberger, 2013)

Triaxial y choque torsional y vibración. (Schlumberger, 2013)

Temperatura anular. (Schlumberger, 2013)

Datos en tiempo real usando el servicio MWD. (Schlumberger, 2013)

675



16.00 ft ----- Resistividad, Porosidad, Espectroscopia, y Sigma
 25.20 ft ----- Calibrador Ultrasonico ----- 10.30 ft.
 9.00 ft: Densidad y PEF
 6.70 ft. ----- Inclinación, Choque, Vibración
 5.00ft. ----- GR, AWPD, y Temperatura de fondo del pozo.

Especificaciones de Funcionamiento	675
Tamaño de agujero, in	$8 \frac{3}{8} - 9 \frac{7}{8}$
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)
HP option	300(175)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft	Rotating 8 Sliding 16
Máx. Caudal. galUS/min	800
Máx. presión, psi	20.000

Tabla N°10 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD **EcoScope**. (Schlumberger, 2013)

Aplicaciones.

- Medición en tiempo real de las propiedades de poro y de fluidos para decisiones de geo navegación. (Schlumberger, 2013)
- Análisis de distribución de tamaño del poro. (Schlumberger, 2013)
- Evaluación de yacimientos con gas. (Schlumberger, 2013)
- Identificación de petróleo pesado y alquitrán. (Schlumberger, 2013)
- Resistencia - identificación de la paga independiente. (Schlumberger, 2013)
- Caracterización de facies del carbonato. (Schlumberger, 2013)
- Caracterización de capa fina. (Schlumberger, 2013)
- Saturación de agua irreducible. (Schlumberger, 2013)

Características.

- Resonancia magnética. (Schlumberger, 2013)
- Continua, tiempo real, permeabilidad. (Schlumberger, 2013)
- Datos en tiempo real usando el servicio de MWD. (Schlumberger, 2013)



7.00 ft. -----Antenas de alto gradiente
 4.90ft. -----Antenas de bajo gradiente
 (Schlumberger, 2013)

Especificaciones de Funcionamiento	675
Tamaño de agujero, in	8 ³ / ₄ - 10 ⁵ / ₈
Lodo	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)
Investigación de diámetro, in	14
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft	Rotating 8 Sliding 16
Rango de caudal. galUS/min	300-800
Máx. presión, psi	20.000
Potencia de la turbina	

Tabla N°11 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD **proVISION Plus**. (Schlumberger, 2013)

AdnVISION.

Aplicaciones.

Aplicable a cualquier desviación del agujero. (Schlumberger, 2013)

Evaluación de formaciones. (Schlumberger, 2013)

Formación con pendiente. (Schlumberger, 2013)

Identificación de fallas. (Schlumberger, 2013)

Identificación de capa fina. (Schlumberger, 2013)

Aplicaciones del calibrador. (Schlumberger, 2013)

Características

Azimutal de densidad y PEF (Factor Fotoeléctrico). (Schlumberger, 2013)

Porosidad de Neutrones. (Schlumberger, 2013)

Choques de fondo de pozo y rpm. (Schlumberger, 2013)

Imágenes de pozo (densidad y PEF). (Schlumberger, 2013)

Calibrador de densidad 3D. (Schlumberger, 2013)

Densidad derivada de la imagen. (Schlumberger, 2013)

Porosidad de invariantes de perforación. (Schlumberger, 2013)

Slick o estabilizador. (Schlumberger, 2013)

Wireline-recuperable y fuentes de datos. (Schlumberger, 2013)

Datos en tiempo real usando el servicio MWD. (Schlumberger, 2013)

825s



22.00 ft.
 Porosidad de neutrones--16.10 ft.
 Densidad-----9.50 ft.
 Calibrador Ultrasónico-----9.30 ft.

1

825



22.29 ft.
 Porosidad de neutrones-14.80 ft.
 Densidad-----10.0 ft.
 Calibrador Ultrasónico-----9.80 ft.

675



17.50 ft.
 Porosidad de neutrones-14.10 ft.
 Densidad-----10.50 ft.
 Calibrador Ultrasónico-----9.10 ft.

475



23.70 ft.
 Porosidad de neutrones--8.50 ft.
 Densidad-----3.50 ft.

Especificaciones de Funcionamiento	825s	825	675	475
Tamaño de agujero, in	12 1/4	10 1/2 – 17 1/2	8 1/4 – 9 7/8	5 3/4 – 6 3/4
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)	300(150)	300(150)	300(150)
HP option			300(175)	300(175)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft				
Rotating (IBS collar)	4	7	4.5	10
Rotating (Slick)			8	15
Sliding	12	13	16	30
Max. Caudal, galUS/min	1000	1600	800	400
Máx. presión, psi	18000	18000	25000	25000

Tabla N°12 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD **AdnVISION**. (Schlumberger, 2013)

SonicScope.

Aplicaciones.

Presión de los poros en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Control de la estabilidad del pozo. (Schlumberger, 2013)

Sismograma de la porosidad para relación sísmica. (Schlumberger, 2013)

Evaluación de la porosidad e identificación del hidrocarburo. (Schlumberger, 2013)

Optimiza la ubicación para perforar. (Schlumberger, 2013)

Optimiza el fracturamiento hidráulico. (Schlumberger, 2013)

Evaluación de cemento. (Schlumberger, 2013)

Mecánica de rocas. (Schlumberger, 2013)

Características

Datos en tiempo real de la compresión y distorsiona los datos independientemente de la lentitud del lodo. (Schlumberger, 2013)

Recorrido de datos de modo Stonely. (Schlumberger, 2013)

Proyección de lentitud-tiempo-coherencia en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

En tiempo real usando el servicio MWD. (Schlumberger, 2013)

Exhaustivo control de calidad en las gráficas. (Schlumberger, 2013)

825



30.00 ft.
Serie del Receptor-----15.76 ft.

475



32.00 ft.
Serie del Receptor-----17.76 ft.

Especificaciones de Funcionamiento	825	475
Tamaño de agujero, in	10 1/2 – 17 1/2	5 5/8 – 8
Lodo	WBM/OBM/SOBM	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)	300(150)
HP option		300(175)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft		
Rotating	7	15
Sliding	14	30
Max. Caudal, galUS/min	1200	400
Máx. presión, psi	30000	25000

Tabla N°13 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD **SonicScope**. (Schlumberger, 2013)

sonicVISION.

Aplicaciones.

Presión del poro en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Sismograma sintético para relación sísmica. (Schlumberger, 2013)

Evaluación de la porosidad e identificación del hidrocarburo. (Schlumberger, 2013)

Evaluación cualitativa de cemento. (Schlumberger, 2013)

Mecánica de rocas. (Schlumberger, 2013)

Características.

Datos en tiempo real de compresión y cizallamiento. (Schlumberger, 2013)

Proyección de lentitud-tiempo-coherencia en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Datos en tiempo real usando el servicio MWD. (Schlumberger, 2013)

900



22.60 ft.
Serie del Receptor-----13.50 ft.

825



22.60 ft.
Serie del Receptor-----13.50 ft.

675



23.80 ft.
Serie del Receptor-----13.50 ft.

Especificaciones de Funcionamiento	900	825	675
Tamaño de agujero, in	12 1/4 – 30	10 5/8 – 30	8 1/2 – 30
Lodo	WBM/OBM/SOBM	WBM/OBM/SOBM	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)	300(150)	300(150)
HP option		300(175)	300(175)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft			
Rotating	4	6	8
Sliding	12	14	16
Max. Caudal, galUS/min	1400	1200	800
Máx. presión, psi	25000	25000	25000

Tabla N° 14 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD **sonicVISION**. (Schlumberger, 2013)

seismicVISION.

Aplicaciones.

Colocación de la broca en el mapa sísmico durante la perforación. (Schlumberger, 2013)

Predicción de la ubicación del objetivo para los ajustes de trayectoria del pozo. (Schlumberger, 2013)

Actualizaciones de extracción de muestras y puntos de casing durante la perforación. (Schlumberger, 2013)

Actualización del modelo de velocidad por encima de la broca y perfil sísmico futuro. (Schlumberger, 2013)

Optimización del peso de lodo. (Schlumberger, 2013)

Identificación de proximidad de sal en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Características.

Forma de onda en tiempo real para control de calidad (QC) a futuro. (Schlumberger, 2013)

Las formas de onda multicomponentes registradas avanzan el procesamiento. (Schlumberger, 2013)

Datos en tiempo real usando el servicio MWD. (Schlumberger, 2013)

Adquisición de datos en tiempo real durante las conexiones de las tuberías. (Schlumberger, 2013)

900



13.80 ft.
 Hidrófonos-----5.38 ft.
 Geófono Radial-----5.02 ft.

825



13.80 ft.
 Hidrófono Geófono -----5.38 ft.
 Geófono Radial-----5.02 ft.

675



14.00 ft.
 Hidrófonos-----6.12 ft.
 Geófono Radial-----4.98 ft.

Especificaciones de Funcionamiento	900	825	675
Tamaño de agujero, in	12 1/4 – 30	10 5/8 – 26	8 3/8 – 10 5/8
Lodo	WBM/OBM/SOBM	WBM/OBM/SOBM	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)	300(150)	300(150)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft			
Rotating	4	7	8
Sliding	12	14	16
Max. Caudal, galUS/min	2000	2000	2000
Máx. presión, psi	23000	23000	23000
HP Opción		30000	30000

Tabla N°15 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD seismicVISION. (Schlumberger, 2013)

StethoScope.

Aplicaciones.

Optimización del peso de lodo. (Schlumberger, 2013)
Calibración de la presión del poro. (Schlumberger, 2013)
Selección de puntos de casing. (Schlumberger, 2013)
Identificación de gradientes, de líquidos y contactos fluidos. (Schlumberger, 2013)
Presión, y movilidad de Geonavegación. (Schlumberger, 2013)
Monitoreo de depletación. (Schlumberger, 2013)

Características.

Presión de formación en tiempo real. (Schlumberger, 2013)
Movilidad de formación en tiempo real. (Schlumberger, 2013)
Presión anular durante prepruebas. (Schlumberger, 2013)
Índices de alta resolución y calidad en bombas apagadas. (Schlumberger, 2013)
Optimiza el tiempo máximo de preprueba (5min). (Schlumberger, 2013)
Medida de cuarzo de cristal avanzada ACQG. (Schlumberger, 2013)
Datos en tiempo real usando el servicio MWD. (Schlumberger, 2013)

825



31.50 ft.
11.30 ft. -----APWD.
Sonda de presión de la formación-
4.80 ft.

675



31.00 ft.
11.30 ft. -----APWD.
Sonda de presión de la formación-
4.80 ft.

475



41.24 ft.
19.63 ft. -----APWD.
Sonda de presión de la formación-
5.03 ft.

Especificaciones de Funcionamiento	825	675	475
Tamaño de agujero, in	10 ⁵ / ₈ – 13 (10 ³ / ₈ – in, stabilizer)	8 ¹ / ₂ – 10 ¹ / ₂ (8 ¹ / ₄ – in, stabilizer)	5 ⁵ / ₈ – 7 ¹ / ₈ (5 ¹ / ₂ – in, stabilizer)
	12 ¹ / ₄ – 15 (12 – in, stabilizer)	9 ¹ / ₂ – 11 ¹ / ₂ (9 ¹ / ₄ – in, stabilizer)	5 ⁵ / ₈ – 7 ³ / ₈ (5 ³ / ₄ – in, stabilizer)
Alcance de diámetro, in	15 (13 – in max. with 10 ³ / ₈ – in, stabilizer)	11 ¹ / ₂ (10 ¹ / ₂ in max. with 8 ¹ / ₄ – in, stabilizer)	7 ³ / ₈ (7 ¹ / ₈ in max. with 5 ¹ / ₂ – in, stabilizer)
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)	300(150)	300(150)
HP Opción		330(165)	
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft			
Rotating	7	8	15
Sliding	13	16	30
Max. Caudal, galUS/min	1600	800	400
Máx. presión, psi	20000 (ACQG gauge)	20000 (ACQG gauge)	20000 (ACQG gauge)
HP Opción	25000 (strain gauge)	25000 (strain gauge)	25000 (microsappihre gauge)

Tabla N°16 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD **StethoScope**. (Schlumberger, 2013)

VPWD.

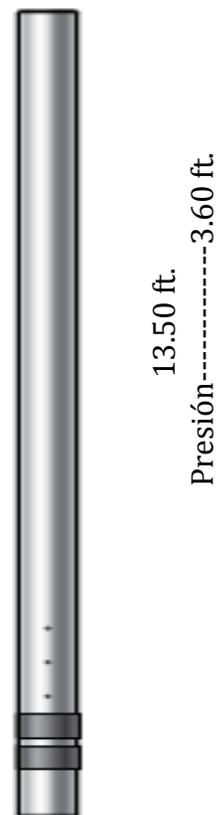
475

Aplicaciones.

Optimización del peso de lodo. (Schlumberger, 2013)
Integridad de formación y pruebas de fugas.
(Schlumberger, 2013)

Características.

Temperatura anular mientras que perfora. (Schlumberger, 2013)
Presión interna durante la perforación. (Schlumberger, 2013)
Datos en tiempo real usando el servicio MWD.
(Schlumberger, 2013)



Especificaciones de Funcionamiento	475
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)
HP Opción	330(165)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft	Rotating 15 Sliding 30
Máx. Caudal. galUS/min	400
Máx. Presión , psi	25.000

Tabla N°17 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD VPWD. (Schlumberger, 2013)

GeoShpare.

Aplicaciones.

Mapeo e interpretación de múltiples superficies estratigráficas, espesores de capa, y formación con pendientes. (Schlumberger, 2013)

Aterrizaje preciso de los pozos. (Schlumberger, 2013)

Maximización de la exposición del reservorio. (Schlumberger, 2013)

Detección de la zona de agua y evitación. (Schlumberger, 2013)

Reducción del riesgo de perforación. (Schlumberger, 2013)

Modelado de múltiples capas de la formación. (Schlumberger, 2013)

Modelado estructural 3D cerca de pozo. (Schlumberger, 2013)

Características.

Profundidad de investigación superior a 100 pies (30 m). (Schlumberger, 2013)

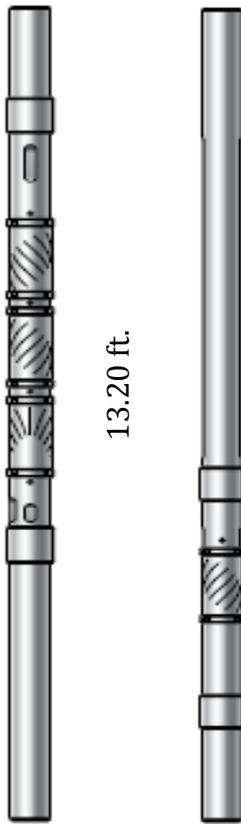
Mediciones electromagnéticas profundas direccionales, con sensibilidad 3D. (Schlumberger, 2013)

Mediciones multifrecuencia para dar cabida a una variedad amplia de la resistividad de la formación. (Schlumberger, 2013)

Inversiones estocásticas automatizadas en tiempo real. (Schlumberger, 2013)

Diseño del sistema modular adaptado para aplicaciones múltiples. (Schlumberger, 2013)

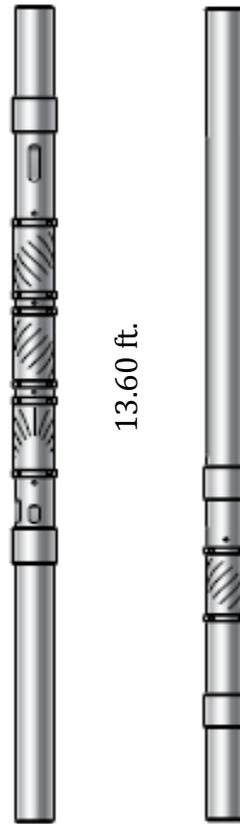
675



13.20 ft.

12.80 ft.

825



13.60 ft.

13.40 ft.

Especificaciones de Funcionamiento	675	825
Tamaño de agujero, in	8 1/2 – 9 7/8	12 1/4 – 14 3/4
Lodo	WBM/OBM/SOBM	WBM/OBM/SOBM
Máx. temperatura operativa, degF(degC)	300(150)	300(150)
Máx. curvatura de la herramienta "/100ft		
Rotating	8	7
Sliding	16	14
Máx. Caudal, galUS/min	800(3.028)	1200(4,542)
Máx. Presion de operación,psi (MPa)	25000(172)	25000(172)
Máx. choques de fondo de pozo, min continuo	30 at level 3	30 at level 3
Máx. presión, psi	20-300	20-300

Tabla N 18 Especificaciones del funcionamiento de la herramienta LWD **GeoShpare**. (Schlumberger, 2013)

2.7.3 Monel.

Es una herramienta que corrige los efectos del campo magnético de la tierra y el material metálico de la sarta de perforación en la obtención de los datos tanto del MWD y el LWD. Está hecho de una aleación que permite despreciar la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar datos confiables de azimut de inclinación.

2.8 Consideraciones para la planificación de pozos direccionales.

2.8.1 Tasa de penetración (ROP).

Es la medida de los pies perforados en una hora (pies/hora), este parámetro indica si se debe continuar perforando con la mecha o si es necesario cambiarla debido a que su valor no se encuentra dentro del rango adecuado de operación y además dependerá del modo en que se está trabajando (rotando o deslizando).

2.8.2 Tortuosidad.

La tortuosidad se define como cualquier desviación no deseada de la trayectoria óptima y suave del pozo. La tortuosidad del pozo es una fuente potencial de torque y arrastre adicional y puede conducir a problemas durante la perforación, como problemas de corridas de revestidores y terminación del pozo.

2.8.3 Punto de inicio de curvatura (KOP).

Este es el punto en el cual el pozo se aparta de la vertical hacia un nuevo rumbo. La selección de los puntos de inicio de la curva depende de muchos factores, inclusive de la formación, trayectoria del hoyo, programa del lodo, el desplazamiento requerido y la severidad e inclinación máxima aceptable.

Este punto (KOP) se selecciona cuidadosamente para que el ángulo máximo de inclinación del pozo se encuentre dentro de los límites de perforación. Menos problemas se enfrentan cuando el ángulo del hoyo está entre 30 y 55 grados. Mientras más profundo sea el KOP, será mayor la inclinación necesaria para alcanzar el objetivo o hacer severidades más agresivas. El KOP debe estar a una profundidad promedio donde el ángulo máximo para construir sería 40 grados y el mínimo preferido sería de 15 grados.

2.8.4 Grado de construcción.

El cambio en la inclinación por longitud moderada perforada (típicamente en $^{\circ}/100'$ o $^{\circ}/30$ m). La proporción de la curva se logra a través del uso de una herramienta desviadora (defección en el motor de fondo la cual crea la construcción de ángulo y se regula a través del Bent sub del motor).

2.8.5 Sección de construcción.

Ésta es la parte del hoyo dónde el ángulo vertical se aumenta a una cierta proporción, dependiendo de las formaciones y las herramientas de perforación utilizadas. Durante la construcción se debe verificar constantemente la inclinación del ángulo y el rumbo por si debe realizarse alguna corrección. En esta parte del hoyo es más crítico asegurar la trayectoria deseada.

2.8.6 Tiempos de perforación.

2.8.6.1 Tiempos productivos.

Es el periodo de tiempo que ocurre de las actividades de aquellos equipos de perforación, que contribuyen al progreso de la construcción o rehabilitación del pozo de acuerdo a lo planificado o a eventos adicionales no contemplados en la planificación, que surgen a requerimiento del cliente. El tiempo productivo está subdividido en: productivo planificado y productivo adicional.

2.8.6.2 Tiempos NO productivos.

Se define como el periodo acreditable, a evento o actividades en las operaciones de equipos de perforación, que retarda el avance de las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo, según lo planificado. Inicia desde que se evidencia una actividad no productiva hasta que se encuentre de nuevo las condiciones operacionales productivas que se tenían antes del evento improductivo.

CAPITULO III

CÁLCULOS DE ANTICOLISIÓN IMPLEMENTANDO MODELOS MATEMÁTICOS APLICANDO SOFTWARE COMPASS.

3.1 Métodos de Cálculo Matemáticos.

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. (Chia, 15th November 2003)

3.1.1 Factor de Separación

La definición tradicional de factor de separación utilizada por Schlumberger, se define como la relación entre la distancia centro-a-centro entre los pozos y la suma de los radios (semi-eje mayor) de los elipsoides de incertidumbre, entre los pozos sujetos y pozos vecinos que están siendo escaneados, teniendo en cuenta los diámetros de agujero. (Chia, 15th November 2003)

Además, el riesgo de colisión ha sido tradicionalmente gestionado por considerar la separación entre las esferas que contienen los elipsoides de incertidumbre (EOU) como se muestra en la figura. Sin embargo, utilizando este enfoque simplista, es posible tener dos escenarios de colisión con el mismo factor de separación, pero que tienen muy diferentes probabilidades de colisión debido a la orientación y la forma de la EOU's no son explicadas. Esto puede resultar excesivamente conservador en un pozo planeado, que puede ser innecesariamente restrictivo. Factor de separación orientado (OSF) es un nuevo método de Factor de seguridad definición que toma en cuenta la geometría del EOU's de modo que todos los escenarios con el mismo factor de seguridad tengan la misma probabilidad de colisión. (Chia, 15th November 2003)

La adopción de este nuevo Factor de Separación Orientada (OSF) para todos los futuros procedimientos anticolidión estándar es uno de los grandes avances introducidos en estos procedimientos. Las versiones antiguas del software de escaneo anticolidión, que pueden producir resultados basada en el factor de separación naturalmente pueden seguir utilizándose para satisfacer estos procedimientos, sin embargo, los resultados en algunas circunstancias serán más conservadora. (Chia, 15th November 2003)

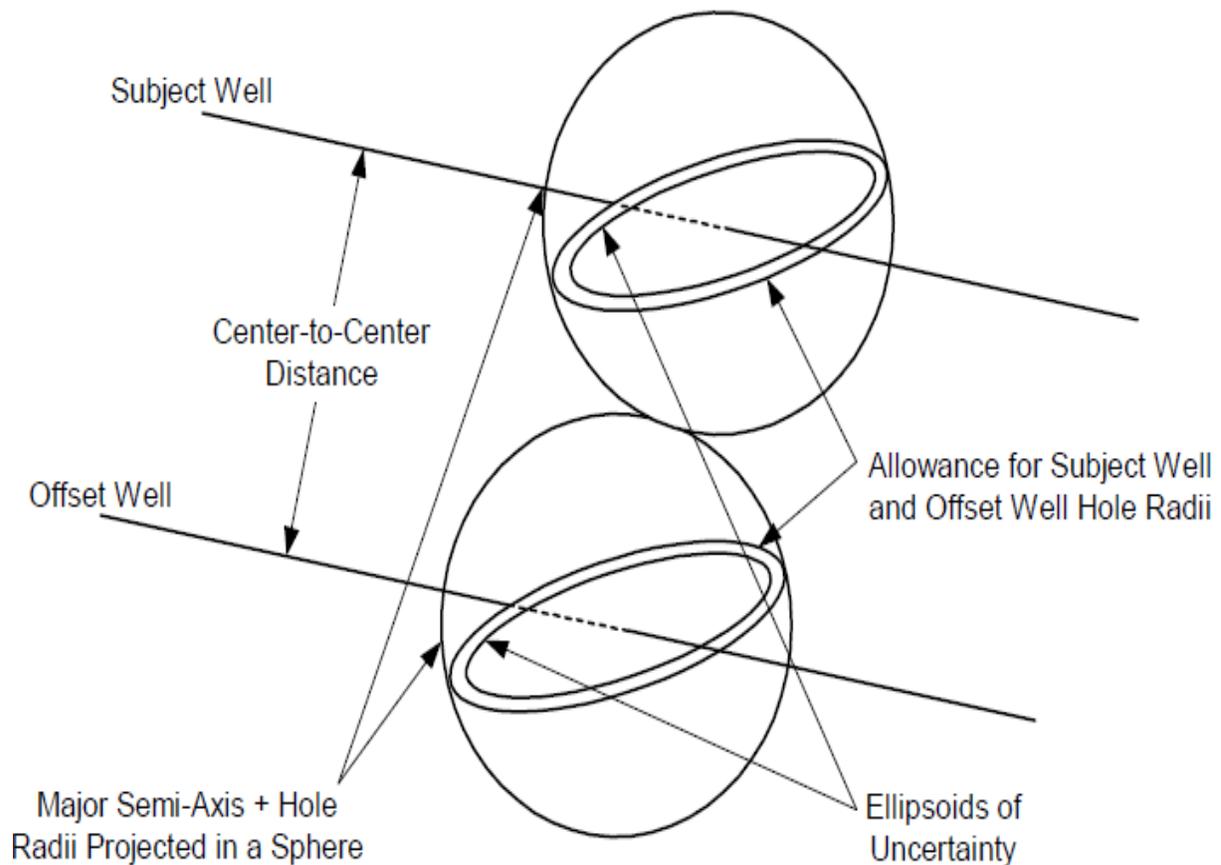


Fig. 1: Factor de separación = 1 (Proyección de esferas tocándose). (Chia, 15th November 2003)

3.1.2 Factor de Separación Orientada.

El Factor de separación orientado (OSF) se define como la relación entre la separación de centro a centro entre los pozos y la separación del elipsoide de incertidumbre, tomando en cuenta una probabilidad fija de colisión como la representación de un factor de separación de uno. Este método compensa la variación en la probabilidad de colisión cuando el factor de separación es igual a uno. Se hace una provisión para los diámetros de los agujeros para el pozo sujeto y cada uno de los pozos vecinos que se está explorando. (Chia, 15th November 2003)

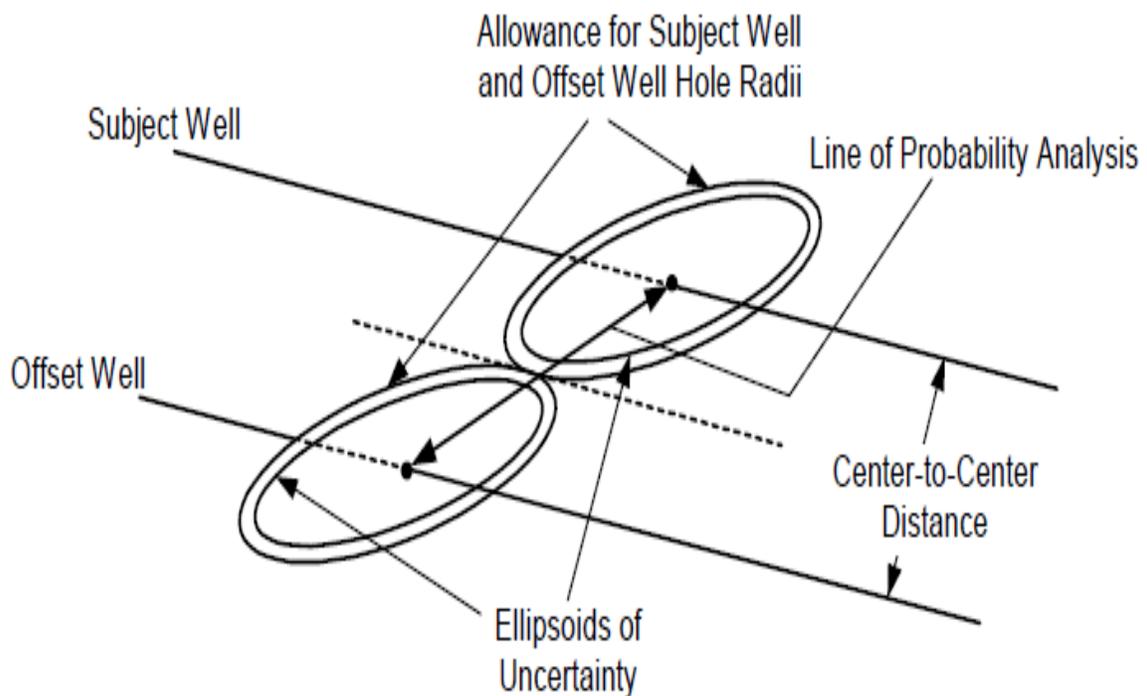


Figura 2: Factor de Separación Orientada= 1 (elipses se están tocando con una probabilidad fija de colisión)
(Chia, 15th November 2003)

3.1.3 Distancia entre centros y centros.

La distancia de centro a centro se define como la distancia entre el pozo sujeto (pozo planeado) y el pozo vecino escaneado cuando el método de análisis utilizado es de menos distancia en 3D o plano normal. Otros métodos de exploración (como plano horizontal) pueden ser utilizados para producir cálculos geométricos relativos, pero no va a producir una medición aceptable para usar con cálculos anticolidión. (Chia, 15th November 2003)

3.1.4 Reporte escaneado de anticolidión- mínimo local.

Los locales mínimos indicados en el análisis del Informe del resumen de Anticolisión desde la oficina de perforación se definen como los puntos de inflexión del enfoque del pozo vecino. Estos son todos los puntos más cercanos de enfoque para cada uno de distancia de centro a centro, la elipse de incertidumbre de separación y el factor de separación, y se determinan independientemente de cualquier frecuencia de exploración elegido por el usuario. (Chia, 15th November 2003)

Aparecerá un cuadro alrededor del resultado indicando el parámetro específico que ha activado la notificación de los mínimos locales. (Chia, 15th November 2003)

3.1.5 Desviación admisible del plano.

La desviación admisible del plan (ADP) se define como el "túnel de perforación" que se crea como resultado de evitar cualquier violación de aproximación con el uso de factores de separación orientado. Por lo tanto, es representado como la distancia radial desde el plan en cualquier punto, para que el perforador pueda apartarse del plan durante el proceso de perforación para los fines de eficiencia en la perforación, sin ninguna violación de la "perforar por delante " normas de anticolidión. (Chia, 15th November 2003)

3.1.6 Mínima separación permitida.

La separación mínima permisible (MAS) se define como la mínima distancia de centro a centro entre el sujeto y pozo vecino que es aceptable sin cualquier violación de la "perforar por delante " reglas de anticolidión. Por lo tanto, la desviación aceptable del plan y la separación aceptable mínima debería sumar para dar la distancia del centro a centro actual observado en todas las circunstancias de perforación normales, cuando se ha hecho para los respectivos diámetros de agujero. (Chia, 15th November 2003)

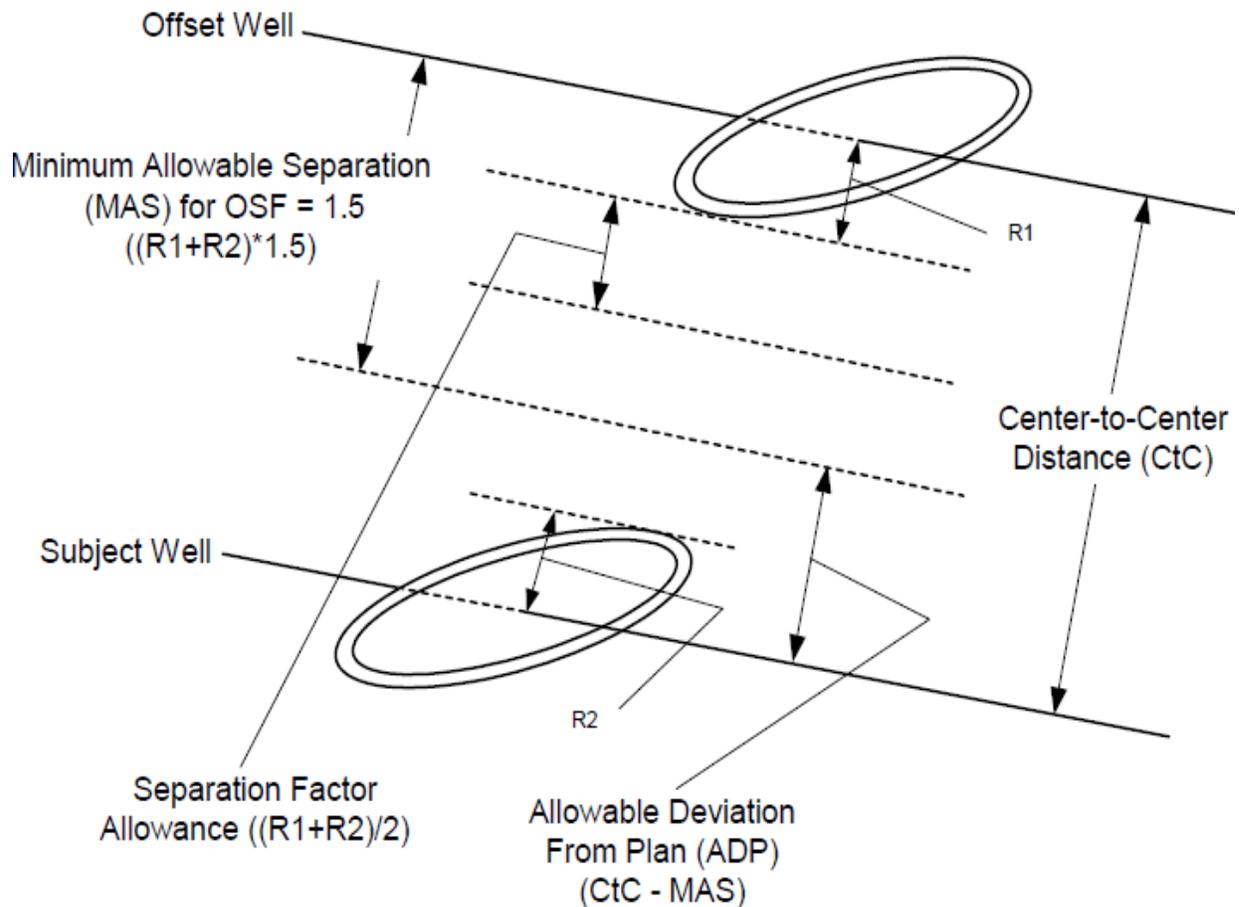


Fig. 3: MAS (For OSF = 1.5) = $((R_1 + R_2) * 1.5)$ or $(CtC - ADP)$ (Chia, 15th November 2003)

3.1.7 Distancia menor en 3D.

El método de menor distancia en 3D de análisis de proximidad calcula la distancia más cercana a cada pozo vecino dejando por debajo al pozo sujeto a intervalos específicos. En cada paso de este análisis explora el pozo vecino para determinar un plano que es normal al survey del pozo vecino, y que intersecta al pozo sujeto en el punto del intervalo. Matemáticamente, esta distancia es la más corta (menor) la distancia entre el pozo sujeto y pozos vecinos de cada uno de los respectivos pozos y análisis de puntos. (Chia, 15th November 2003)

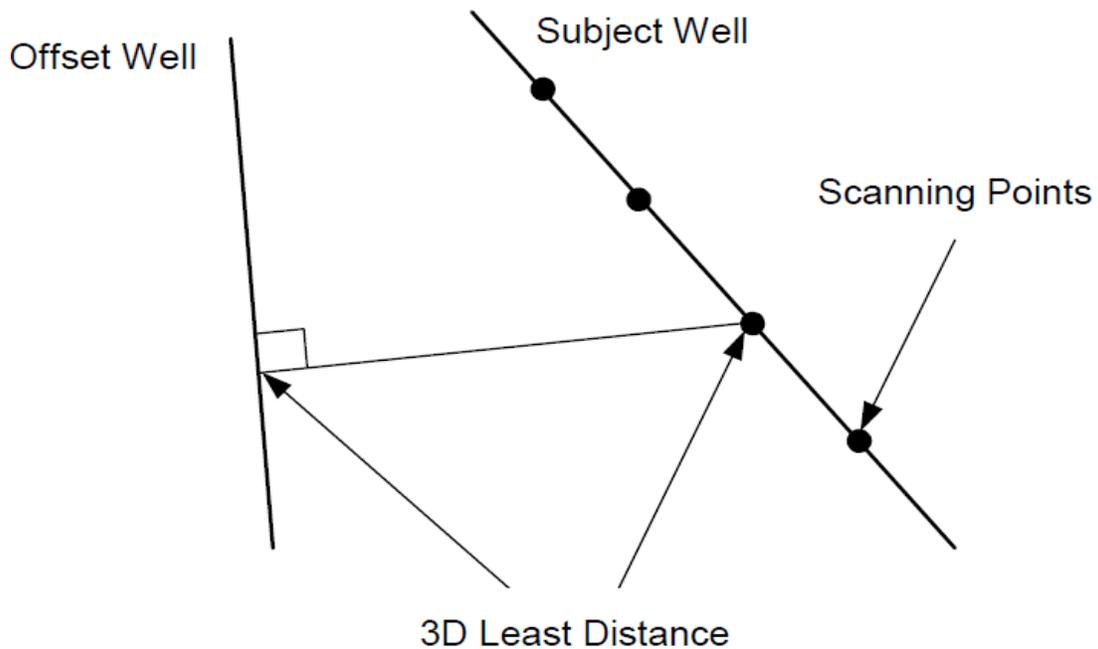


Fig. 4: Método de menor distancia en 3D. (Chia, 15th November 2003)

3.1.8 Plano normal.

El método del plano normal de proximidad calcula los pasos hacia abajo de cada pozo vecino en los intervalos especificados. Este paso a paso hacia abajo de cada pozo vecino se hace para asegurarse de que la proximidad de todo pozo vecino es analizada y para garantizar la captura de cualquier potencial que perpendicularmente se acerca del pozo. En cada paso hacia abajo el pozo vecino de este método analiza el pozo sujeto para determinar donde un plano normal al pozo sujeto se interseca con el pozo vecino en el punto de análisis respectivo. (Chia, 15th November 2003)

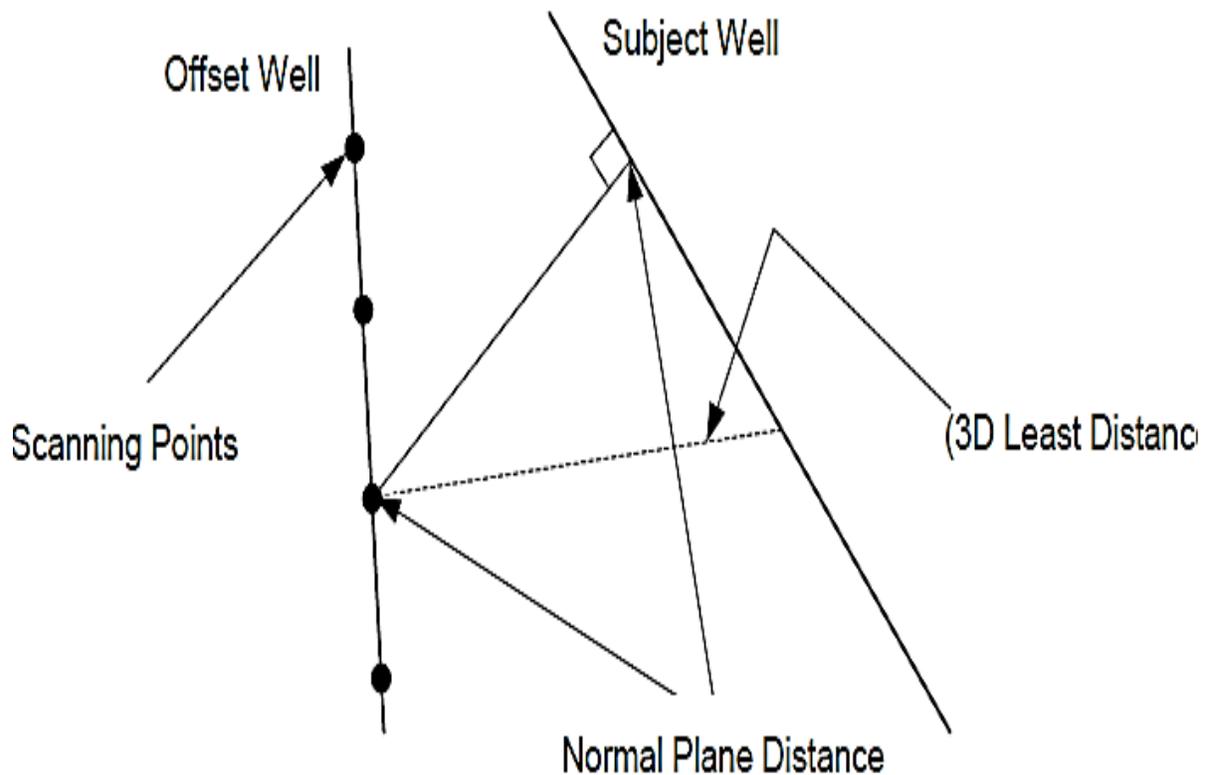


Fig. 5: Método de escaneo plano normal. (Chia, 15th November 2003)

Cabe señalar que ambos métodos de escaneo, distancia menor 3D y el plano normal, sufren distintas debilidades de condición de límites, y, por lo tanto, ambos métodos deben utilizarse durante el proceso de análisis anticollisión para investigar completamente el potencial de colisión. Como consecuencia de la posibilidad de la escala relativa de la distorsión, el método del plano normal es el método preferido de escaneo anticollisión para producir la gráfica del cilindro viajero. (Chia, 15th November 2003)

3.1.9 Plano horizontal.

El método de plano horizontal de proximidad analiza los pasos horizontalmente hacia abajo del pozo sujeto en los intervalos especificados. Este método de análisis de proximidad no debe ser utilizado como una herramienta de anticollisión y se menciona aquí solo por cualquier motivo. (Chia, 15th November 2003)

3.1.10 Gráfico del cilindro viajero.

Una Gráfica de Cilindro Viajero es un gráfico polar centrado sobre el sujeto del survey. Esta gráfica muestra el desplazamiento de las intersecciones del desplazamiento de los surveys con el plano de proyección. El estándar de Schlumberger para el cilindro viajero será el método de análisis de plano normal y la orientación de referencia del norte. (Chia, 15th November 2003)

Los círculos de No-go o líneas de tolerancia pueden ser utilizados en la gráfica del cilindro viajero para garantizar el cumplimiento de estos procedimientos. (Chia, 15th November 2003)

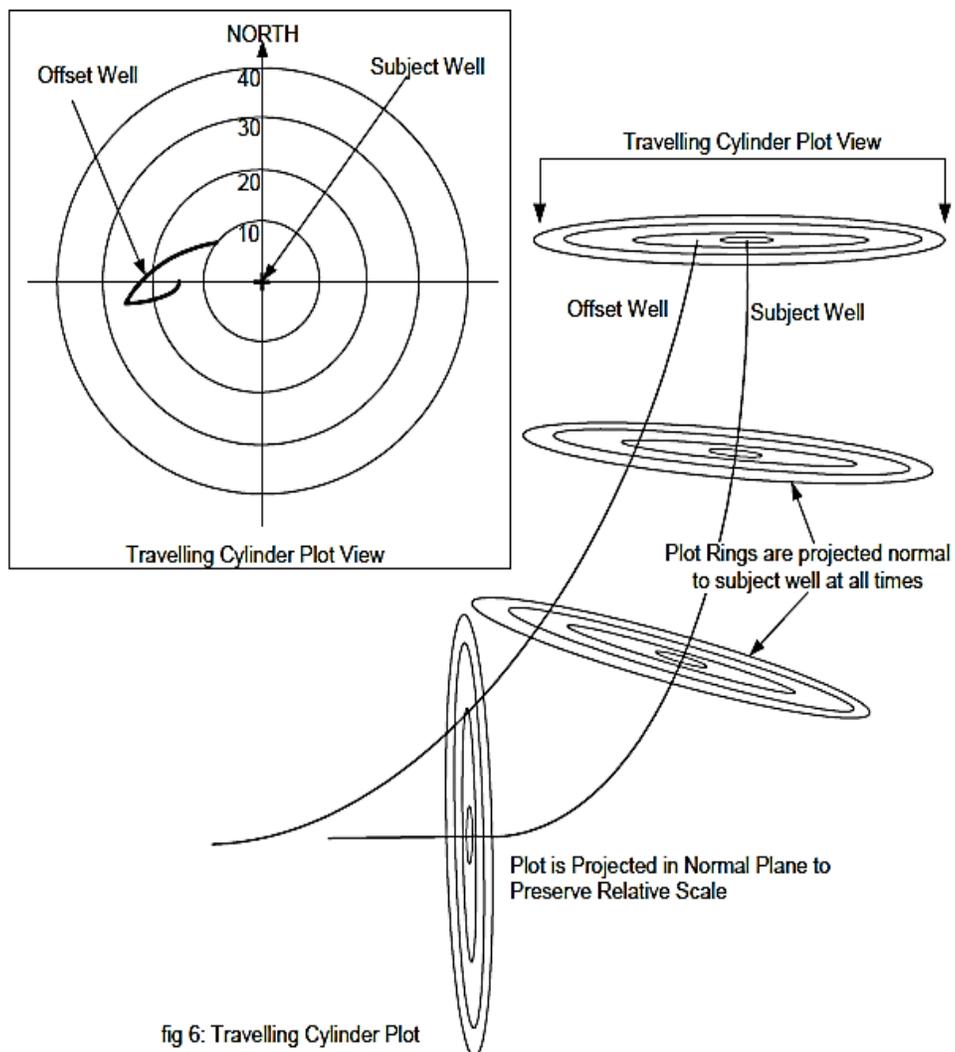


Fig.6 Gráfica del Cilindro Viajero. (Chia, 15th November 2003)

3.2 Modelos matemáticos.

3.2.1 Modelo de Error Sistemático. (Maatschappij), Diciembre,1981)

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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

3.2.1.1 Fuentes físicas de error. (Maatschappij), Diciembre,1981)

- 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 fórmulas 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. 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 está controlado por la desviación. A continuación, se presenta una fórmula que describe esta relación. (Maatschappij), Diciembre,1981)

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

Ecuación N°1 Errores de Azimuth

- 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 sería el caso con los errores al azar. (Maatschappij), Diciembre,1981)

Entonces, cuando se trata con fuentes de error individual, es necesario dar atención a los errores sistemáticas que tienen un efecto más grave en la incertidumbre de la posición final. (Maatschappij), Diciembre,1981)

- 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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

Esta prueba sencilla demuestra que los errores de instrumentos no fueron al azar, como fue creído anteriormente, sino que tienen un componente sistemático. (Maatschappij), Diciembre,1981)

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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

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

$$\Delta C = \sin I * \sin A \frac{\Delta BZ}{BN}$$

Ecuación N°2 Errores debido a la brújula magnética

Dónde:

I y A: son la inclinación y el azimuth del pozo.

BN: es la componente del campo magnético de la Tierra orientada hacia el Norte, BN varia con la posición de la Tierra entre 40 μT en el Ecuador magnético hasta 0μT, por definición, en los polos magnéticos.

- 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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

Antes y después de una corrida de survey, el giroscopio es referenciado a un punto de dirección conocida. (Maatschappij), Diciembre,1981)

Los giroscopios no pueden ser usados en pozos de una inclinación de más de 70 grados, si se tiene una inclinación cerca de este valor, se puede suponer que su rendimiento disminuye. (Maatschappij), Diciembre,1981)

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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

Una fórmula matemática que expresa las características del giroscopio es:

$$\Delta C = \frac{1}{\cos I} * \Delta C_3$$

Ecuación N°3 Errores debido a la brújula giroscópica

Dónde:

$\frac{1}{\cos I}$ representa como disminuye el rendimiento del giroscopio cuando se aumenta la inclinación.

- 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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

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. (Maatschappij), Diciembre,1981)

En las secciones inclinadas del pozo, es diferente. La inclinación de la herramienta puede diferir de la inclinación del pozo, 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. Para compensar el incremento del survey debido a este tipo de error, se propone la siguiente formula: (Maatschappij), Diciembre,1981)

$$\Delta I_t = \sin I * \Delta I_{to}$$

Ecuación N°4 Error de desviación e inclinación verdadera

Dónde:

ΔI_t = Es el error de inclinación verdadera.

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

- Medida de la Profundidad: En pozos inclinados, la medida de la profundidad también afecta la posición horizontal del pozo. (Maatschappij), Diciembre,1981)

Una unidad de Wireline bien mantenida puede dar profundidades con una inexactitud de 2×10^{-3} de la profundidad a lo largo del pozo (AHD), pero una mala supervisión podría aumentar esta cifra a 1×10^{-3} . (Maatschappij), Diciembre,1981)

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). (Maatschappij), Diciembre,1981)

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). (Maatschappij), Diciembre,1981)

3.2.2 Modelo de Error ISCWSA.

3.3.2.1 Modelo de error para MWD básico. (Williamson, 1999 ACTE)

Existen varias razones por las cuales el MWD es el servicio para survey más conveniente para ilustrar un nuevo método de modelamiento de error: (Williamson, 1999 ACTE)

El error es dominado por efectos en el ambiente. (Williamson, 1999 ACTE)

Esta es la herramienta de survey mas opcionada para pozos direccionales, donde la posición de incertidumbre es el asunto más grave. (Williamson, 1999 ACTE)

Los principios físicos de esta operación, incluye las ecuaciones de navegación (las cuales están en el dominio público). (Williamson, 1999 ACTE)

- Suposiciones 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. (Williamson, 1999 ACTE)
 - 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. (Williamson, 1999 ACTE)
 - Hay una relación lineal entre el número de cada error de medida y el cambio correspondiente en la posición calculada del pozo. (Williamson, 1999 ACTE)
 - 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. (Williamson, 1999 ACTE)

- Fuentes físicas de error. (Williamson, 1999 ACTE)
 - Error de sensores: Los sensores de MWD mostraran un pequeño desfase en el desempeño entre calibraciones. (Williamson, 1999 ACTE)
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. (Williamson, 1999 ACTE)
 - 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. (Williamson, 1999 ACTE)
 - 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. (Williamson, 1999 ACTE)
Para un campo de interferencia fijado, y un magnetismo inducido, el error en el azimuth depende fuertemente de la dirección del pozo. (Williamson, 1999 ACTE)
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 está cerca de la horizontal y tiene Este Magnético u Oeste Magnético. (Williamson, 1999 ACTE)
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. (Williamson, 1999 ACTE)

- 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 magnética y en el campo de fuerza. Algún error en estas estimaciones causará un error en el cálculo del azimuth. (Williamson, 1999 ACTE)

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 más cerca de la superficie, se mostrará grandes variaciones. (Williamson, 1999 ACTE)

En otras áreas, donde predominan las rocas sedimentarias, la variación será menor. (Williamson, 1999 ACTE)

- 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: (Williamson, 1999 ACTE)

- 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. (Williamson, 1999 ACTE)

Se asume un BHA similar a través de toda la sección del hueco, el error por pandeo de todo el BHA será clasificado como Sistemático. (Williamson, 1999 ACTE)

- 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° . (Williamson, 1999 ACTE)
 - 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. (Williamson, 1999 ACTE)

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 más cerca de la superficie, mostraran grandes variaciones. En otras áreas, donde predominan las rocas sedimentarias, la variación será menor. (Williamson, 1999 ACTE)

- 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. (Williamson, 1999 ACTE)
 - 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. (Williamson, 1999 ACTE)
 - Efecto de los Intervalos de Surveys y su método de Cálculo: El método presentado depende de la suposición que un vector de medida p errores resultará en un vector posición r en el pozo libre de error. Si las fórmulas 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. (Williamson, 1999 ACTE)

- 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. (Williamson, 1999 ACTE)

3.3 Especificación del Software.

COMPASS es una aplicación orientada a ejecutar cálculos geométricos que permitan diseñar de forma eficiente y eficaz las trayectorias direccionales de pozos. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

3.3.1 ¿Qué es COMPASS?

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

COMPASS está diseñado para incrementar la eficiencia y costo-beneficio en la planeación de pozos horizontales y monitoreo de los mismos. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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.

Funciones de COMPASS (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Análisis de Comportamiento Direccional
- Análisis de Colisión
- Generación de trayectorias planificadas
- Optimización de Trayectorias
- Proyecciones Direccional
- GEO navegación
- Monitoreo en tiempo real (COMPASS – OW)

Datos de ingreso requeridos. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Herramientas para medición de trayectoria, para emplear la característica del error de la herramienta en la incertidumbre de sus mediciones. Cada herramienta puede ser asociada a un modelo de error. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Datos generales del pozo, como sistema geodésico empleado, elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie del pozo, nombre del pozo entre otros. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Pozos vecinos al planeado con su trayectoria cargada. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Coordenadas de fondo de los objetivos que debe alcanzar el pozo planeado. El objetivo debe tener su geometría definida y demás propiedades como tolerancias de error. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Definición general de la trayectoria del pozo. Con esto se define la forma final del pozo, cantidad de secciones verticales, tasa de construcción y método de construcción de ángulo. También requiere definir el tipo de curva para girar y construir (build/turn curves). (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Objetivos secundarios de perforación usados para asegurar alcanzar el objetivo geológico. Este es reducido en tamaño para evitar problemas por mediciones en las herramientas de medición corridas con el pozo entubado. Por lo general esto genera objetivos lo suficientemente grandes para entrar en los errores de medición y una trayectoria planeada que atraviese dicho objetivo. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

3.4 Módulo de planificación / Edición de planes.

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

3.5 Análisis de Survey (Analysis 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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Modelos de error posicional. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Usar la herramienta de “Manejo Adelantado” para comparar la trayectoria del pozo común con la trayectoria nueva generada por cambio en formaciones o plan. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

3.6 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 los elipsoides de los pozos perforados), spider plots (vista de planta de todos los pozos incluidos en el reporte de anticolisión), entre otros. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

3.6.1 Preferencias de anticolisión.

Sistema de Error. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Esto se define al nivel de compañía en la aplicación COMPASS. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Cono: emplea un error esférico alrededor de las estaciones de Survey comparando la posición del fondo de varios instrumentos. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- ISCWSA (Industry Steering Committee for Wellbore Survey Accuracy): En COMPASS expande el modelo al emplear un formato en una grilla para definir el error. El valor del error, formula, un vector de dirección en punto de medición. Una fila en la grilla puede ser para una fuente individual de error que puede ser por la lectura de la medición, profundidad, alineamiento del instrumento e interferencias externas. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Métodos de escaneo (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Al momento de seleccionar el método de escaneo, se define como los pozos se separan. Diferentes métodos son disponibles para calcular la distancia del pozo actual a los otros pozos. Cuatro métodos están disponibles en COMPASS: (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Enfoque del más cercano 3D: A cada intervalo de MD en la trayectoria de referencia, el programa calcula la distancia más cercana a la trayectoria. Para entender mejor considere en la profundidad de escaneo en la trayectoria de referencia, se tiene una burbuja expandible. La distancia mínima ocurre cuando la superficie de la esfera toca el pozo vecino. Porque la trayectoria del pozo vecino es tangente a la burbuja esférica, la línea del enfoque más cercano es perpendicular. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Cilindro viajero: Usa un plano perpendicular a la trayectoria de referencia con el pozo vecino. La superficie asume un cilindro con el tamaño máximo del radio de escaneo, calculando la distancia entre las dos trayectorias. El beneficio es que el método detecta intercepciones aun cuando los pozos se aproximan de forma perpendicular, aunque no es recomendado. En este caso, más de un punto puede estar en el plano del cilindro para la misma profundidad en referencia. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Plano horizontal: distancia horizontal de la trayectoria en referencia con el pozo vecino. Muy útil para pozos verticales. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Cilindro Viajero al Norte: Usa el mismo método de plano perpendicular que el cilindro viajero, pero con la orientación del toolface hacia el norte del mapa, pero en ángulos bajos, así evitando confusiones por desviación contra la vertical. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Superficie de error (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

El programa genera una superficie de incertidumbre que rodeará la trayectoria planeada del pozo. La superficie seleccionada permite al usuario sobrescribir la tasa entre elipses y en cambio usa la dimensión de error mayor en un punto para definir un cono en el pozo. En la mayoría de los casos será el eje mayor de las elipses. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Cónico elíptico: Interpola la superficie de error en cada pozo al asumir que la superficie es una elipse con un eje mayor y menor al pozo. Porque el plano de centro a centro puede interceptar al elipsoide de error en cualquier dirección, el radio resultante para el factor de separación está en el rango de la menor dimensión (eje menor) a la máxima dimensión (eje mayor). (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Cónico circular: Usa la dimensión mayor (eje mayor) de la elipsis de error a un punto para definir una esfera para el pozo. Al proyectarla pozo abajo, se vuelve un cono. El método cónico circular es el más conservador y produce una tasa menor lo cual genera más advertencias. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Covarianza combinada: Este método combina los errores de referencia y separación por adición de covarianza antes de realizar cálculos de distancia. La distancia de error se calcula con el cónico elíptico resultando en un elipsoide simple. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Tipo de alerta. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Hay diversos métodos para alarmar de potenciales problemas de colisión. La selección realizada indica como las alarmas de anticolisión son empleadas, siendo las siguientes: (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Tasa de error: Depende en la distancia de separación dividida por el radio de error combinado entre el pozo de referencia y los vecinos a una profundidad dada. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Tasa de profundidad: La alarma depende de la tasa de separación dividida para la profundidad multiplicada por una tasa (esto es 10/100 MD). Valores de error pueden ser aumentados a este cono. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Basado en reglas: Cada pozo es asignado con una regla, desplegando una alarma si la regla falla. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Resultados analizados de anticolidión. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

El módulo está diseñado para usar la trayectoria activa como la trayectoria de referencia cuando se realiza un escaneo de anticolidión contra pozos vecinos. Si un plan está abierto, el módulo de anticolidión escanea hacia abajo en el plan. Esta propiedad permite usar las políticas de anticolidión que cada compañía define.

Cambios en las trayectorias planeadas causan que todos los gráficos de anticolidión sean actualizados automáticamente. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Una forma para analizar el riesgo de anticolidión es mediante gráficos con diferentes perspectivas. El diagrama de araña (spider plot) es una vista de planta de un número de pozos. Tradicionalmente eran dibujados a mano a medida que obtenía datos direccionales. Los diagramas muestran trayectorias de Este contra el Norte. Hay dos tipos de diagramas: (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Local: muestra los datos usando coordenadas locales. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Mapa: indica el mapa, pero con coordenadas de mapa (grilla). (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Porque solamente se visualiza el recorrido horizontal de las trayectorias del pozo, resulta difícil visualizar el riesgo de anticolidión, a menos que las etiquetas de TVD estén encendidas para visualizar como dos trayectorias se aproximan a un mismo TVD. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

3.6.2 Procedimientos de Anticolisión.

3.6.2.1 Ejemplo Práctico.

Para realizar este caso práctico se usarán los datos de 5 pozos perforados por la compañía Halliburton.

Con los datos recopilados, se procede a abrir COMPASS. El primer paso es revisar los datos de anticolisión en el nivel de la Compañía.

- Sistema de Error: ISCWSA.
- Método de Escaneo: más cercano a 3D.
- Superficie de Error: Cónico circular.
- Tipo de alarma: Tasa de error (tabla).

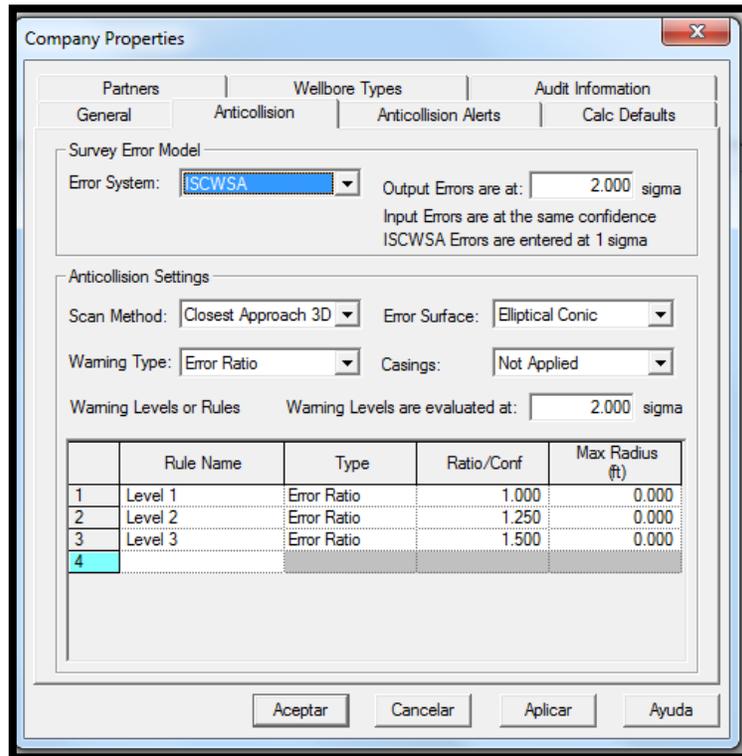


Fig.7 Propiedades de la Compañía

Se debe revisar la opción de alertas de anticolisión para ingresar la distancia mínima de anticolisión. En este caso se usará 2' al inicio, pero a medida que vamos profundizando, el valor aumentara según él valor de expansión del cono (10/1000ft), que serán añadidos a la profundidad total del pozo.

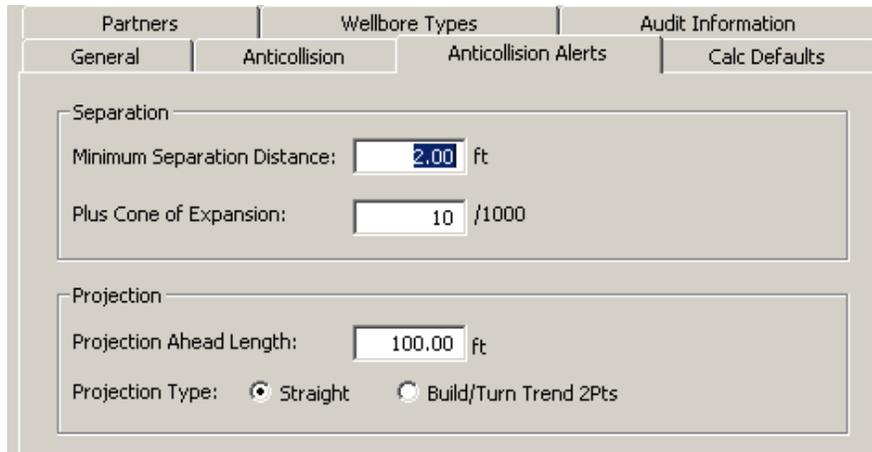


Fig. 8 Configuración de Anticollisión

En la opción de cálculos por defecto, "Calc Defaults", es posible seleccionar la forma en que se calcula la trayectoria. Por defecto se emplea el método de curvatura mínima y radio de curvatura ya que son los más precisos tomando en consideración el modelo matemático que los describe.

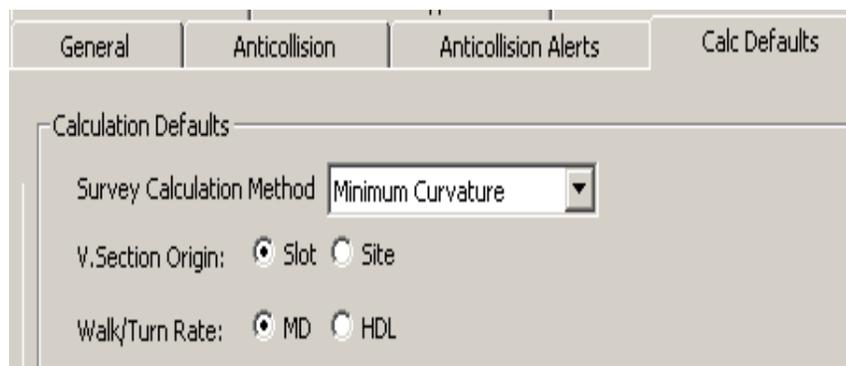


Fig. 9 Método de Cálculo por Defecto.

Se selecciona las opciones de geo-referencia, usando el sistema UTM.

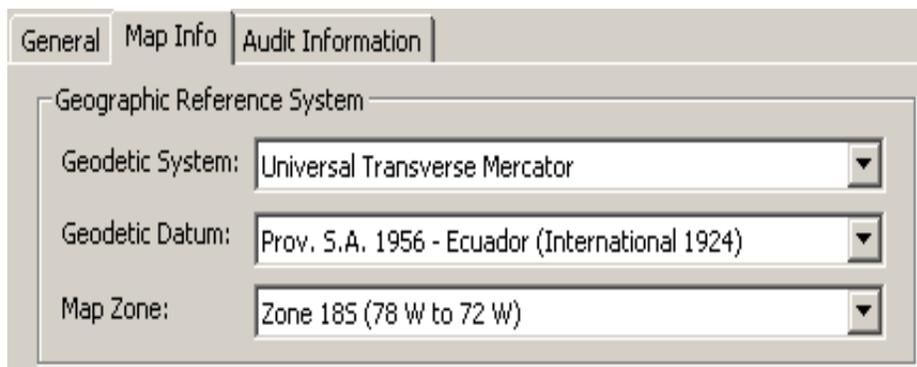


Fig.10 Información de Mapa.

Se continúa con la plataforma y sus coordenadas de superficie. Es importante ingresar el valor de referencia del azimut con el norte verdadero para la convergencia al momento de aplicar anticollisión.

General | Location | Audit Information

Centre Location

None Use Local Co-ordinates Only Scale Factor: 0.99977418

Map Northing: 9938922.67 m Easting: 381376.05 m

Geographic Latitude: 0° 33' 8.940 5 Longitude: 76° 3' 57.560 W

Lease Line +FSL/-FNL: 0.0 ft +FWL/-FEL: 0.0 ft

Location Uncertainty

Radius of Uncertainty: 0.0 ft (2.0 sigma) Slot Radius: 15.000 in

Azimuth Reference

North Reference: True Grid Convergence Angle: 0.01 ° (from True North)

Fig.11 Coordenadas

Se procede a crear el pozo, un dato importante al momento de crear el pozo es la elevación sobre el nivel de mar para el terreno y la mesa rotatoria del taladro.

Well Properties

General | Depth Reference | Location | Associated Partners | Audit Information

Datum elevation above: Mean Sea Level

	Datum	Default	Elevation (ft)	Contractor	Rig	Rig Name	Date
1	RKB	<input checked="" type="checkbox"/>	707.0			Original W	2 / 7
2							

Configuration

Offshore Ground Elevation: 680.6 ft

Subsea Wellhead Elevation: 0.0 ft (from Mean Sea Level)

Summary

Datum: RKB
Datum Elevation: 707.0ft
Air Gap (Ground): 26.4 ft
Ground Elevation: 680.6 ft
Mean Sea Level

Fig.12 Propiedades del Pozo.

Al finalizar, el programa indica que debemos crear un nuevo wellbore.

Una vez ingresado los datos generales, es necesario crear los objetivos requeridos para la perforación.

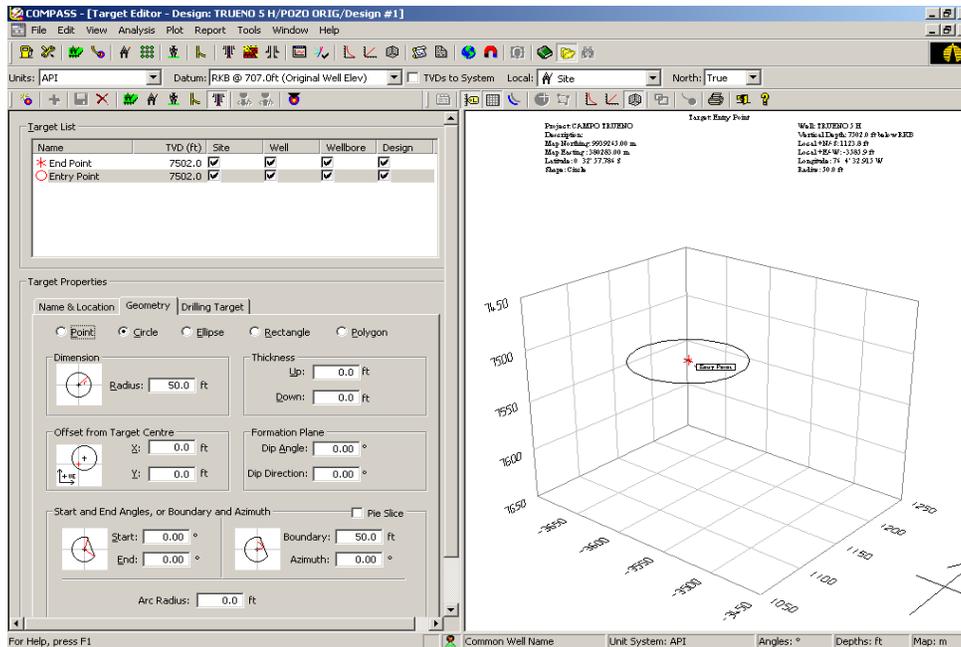


Fig.13 Objetivos (Cellars)

Se ingresa las formaciones del pozo en COMPASS.

Design Formation Top Editor - TRUENO 5 H/POZO ORIG/Design #1

	MD (ft)	TVD WH (ft)	TVD Sys (ft)	TVD Path (ft)	Name	Lithology	Dip (°)	Dip
1		1889.0	1182.0		Chalcana Superior	(none)	0.00	
2		2772.0	2065.0		Chalcana Inferior	(none)	0.00	
3		3947.0	3240.0		Orteguaza	(none)	0.00	
4		4839.0	4132.0		Tiyuyacu	(none)	0.00	
5		6082.0	5375.0		Tena	(none)	0.00	
6		6482.0	5775.0		Napo	(none)	0.00	
7		6512.0	5805.0		M1 Superior	(none)	0.00	
8		6559.0	5852.0		M1 Principal	(none)	0.00	
9		6604.0	5897.0		Base M1	(none)	0.00	
10		6651.0	5944.0		Napo Shale	(none)	0.00	
11		6847.0	6140.0		Caliza M1	(none)	0.00	
12		6997.0	6290.0		Caliza M2	(none)	0.00	
13		7204.0	6497.0		Arena U Superior	(none)	0.00	
14		7381.0	6674.0		Arena U Inferior	(none)	0.00	

Fig.14 Ingreso de Formaciones

Para diseñar la trayectoria del pozo, se iniciará cada 500' según el pozo deseado, es posible emplear ciertos métodos como mantener o construir ángulo.

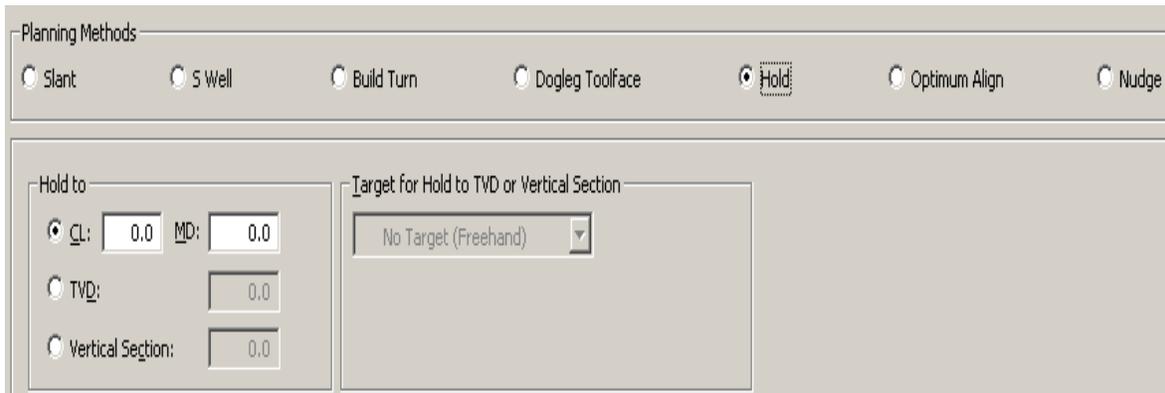


Fig.15 Planificación de la trayectoria del pozo.

Al finalizar el proceso, el pozo se muestra mediante gráficas indicando la trayectoria, elipses de incertidumbre y toques de las formaciones que se alcanzaron.

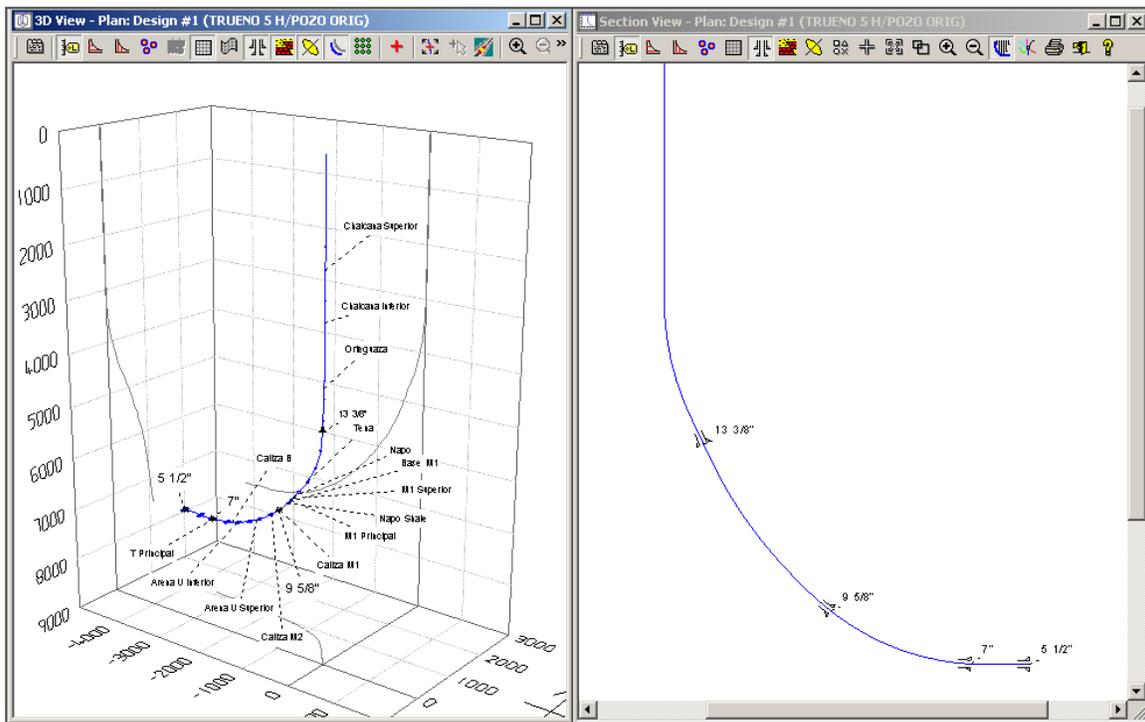


Fig.16 Pozo Planificado

Para cerciorarse que la trayectoria del pozo alcance los objetivos planteados, se debe mostrar en la gráfica que el pozo pasa por los objetivos planteados.

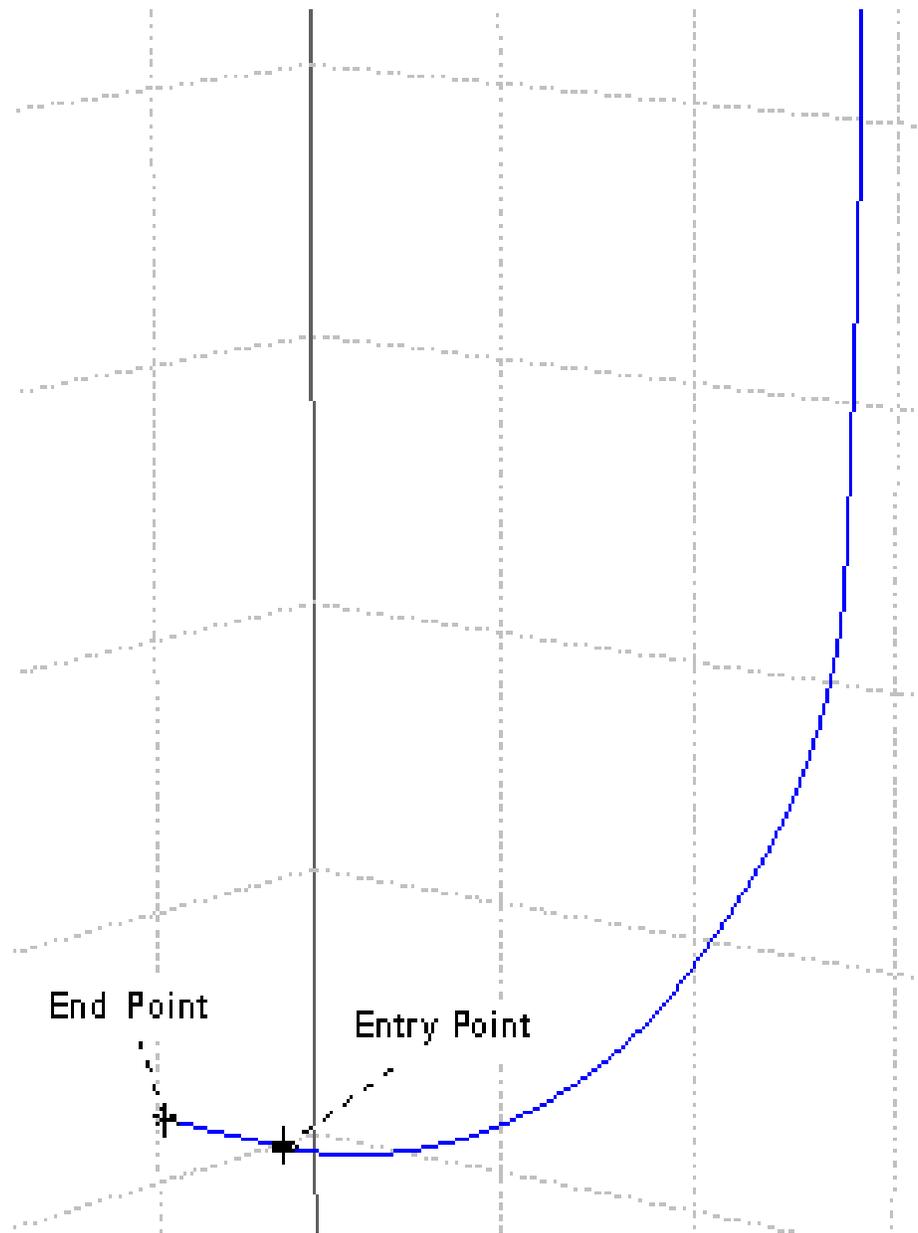


Fig.17 Trayectoria del pozo planeado con sus respectivos objetivos (Cellars)

El paso final es revisar la colisión con pozos vecinos según los parámetros de anticollisión ingresados. Después de seleccionar los pozos vecinos y confirmar que no hay alarmas presentes, la forma más rápida de visualizar los pozos es mediante un diagrama de araña. Se puede tener una vista de planta de todos los pozos vecinos. Como se muestra en la siguiente figura, el pozo planeado en rojo alcanza los dos objetivos sin colisionar con sus vecinos.

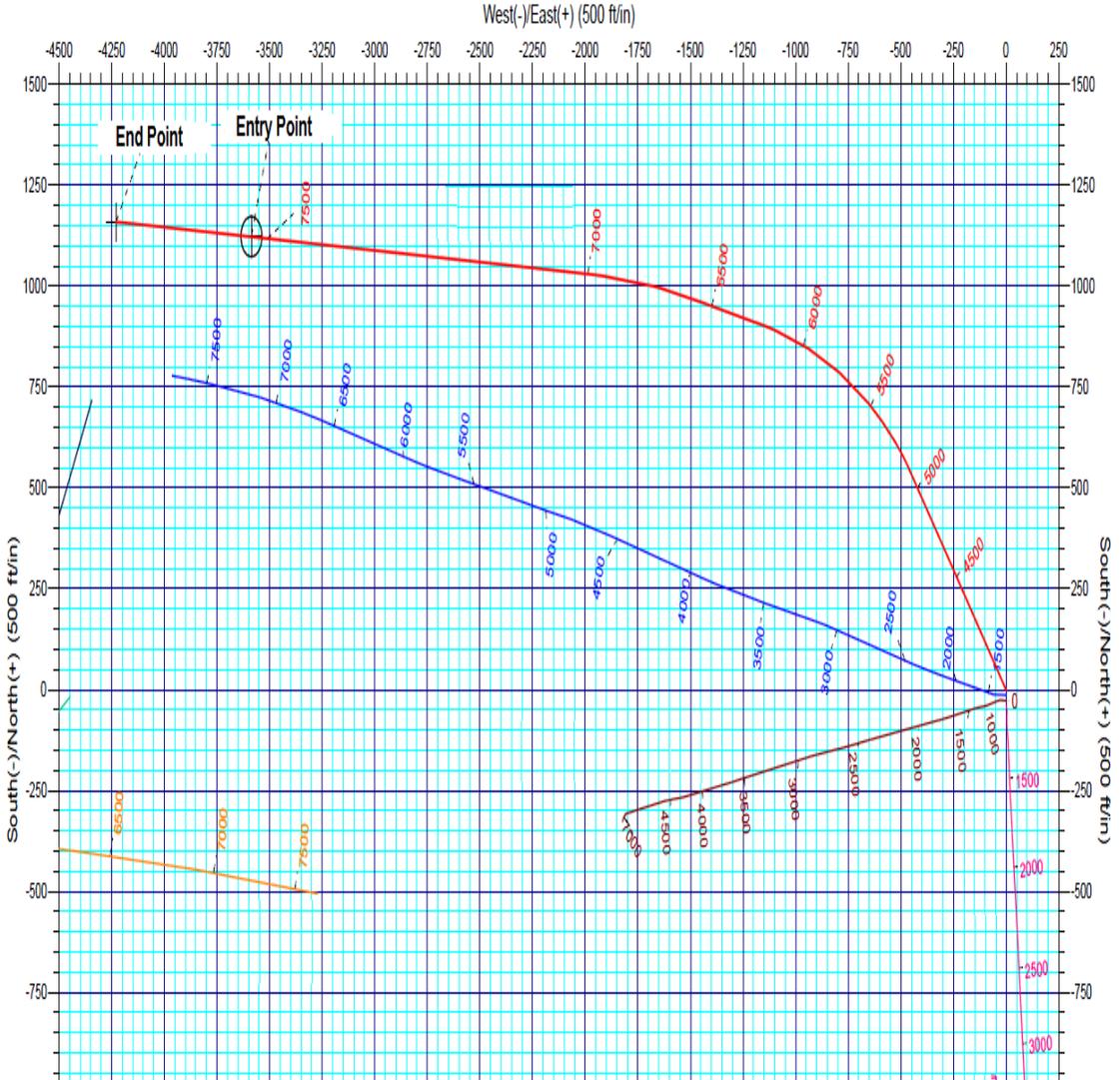


Fig.18 Diagrama de Anticollisión

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). (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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 esté perforando el pozo planeado) para calcular las elipses que estiman la posición de incertidumbre en el pozo. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- 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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- 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). (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Existen diferentes métodos para calcularlo, el más común es:

$$CF = \frac{\textit{Distancia entre centros}}{(\textit{Distancia entre centros} - \textit{Distancia entre elipsoides})}$$

Ecuación N° 5 Clearance Factor

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 más hacia el sur de donde el instrumento de survey registra. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

En algunos métodos de cálculo, la distancia entre elipsoides se interpreta como la distancia entre los dos centros de los elipsoides a lo largo de una línea recta.

Otros métodos interpretan la distancia entre elipsoides como la distancia entre los dos pozos menos la suma del semieje mayor de ambas. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

- Si el Factor de separación 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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Si el Factor de separación es mayor que 1.0 pero menor que 1.5 el pozo planeado está 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. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)
- Si el Factor de separación es mayor que 1.5 el pozo planeado está a una distancia segura del pozo perforado. (Halliburton-Landmark, Marzo,2014)

Como se ha manifestado con anterioridad el software que se ha usado en la Planeación de pozos es "COMPASS"; los gráficos y reportes que se muestran a continuación son el resultado de la manipulación del programa.

En este reporte se registran datos de proximidad solo del punto más 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 semi eje mayor de la elipse para el pozo planeado y los pozos perforados (vecinos).

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1 CONCLUSIONES.

- El software COMPASS es una de las aplicaciones más importantes de la industria para la planificación direccional, la gestión de datos de la encuesta y el análisis de anti-colisión permitiendo a los ingenieros dirigir la broca en la zona productiva. Deduciendo que COMPASS:
 - Brinda una amplia gama de herramientas para el diseño de las trayectorias de los pozos facilitando así la identificación de problemas.
 - Aumenta la eficiencia al momento de realizar las trayectorias de pozos.
- Con el modelo de error ISCWSA 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 anticolidión debido a que arroja cálculos más exactos.
- Para la planeación de pozos es más cómodo trabajar con el modelo “SISTEMATIC ELIPSE” porque tiene elipses más grandes y facilita al Well Planer el diseño de la trayectoria, al encontrarse más 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 “SISTEMATIC ELIPSE” porque aleja al pozo planeado del perforado.
- 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.
- Un acercamiento sistemático para soluciones de construcción de pozos petroleros significa la maximización de utilidades y producción al tener contacto con el área del reservorio al momento de alcanzar el objetivo.

- Si se compara los dos modelos se tiene:
 - Semieje Mayor de la Elipse.
 - SISTEMATIC ELIPSE > ISCWSA
 - Distancia entre centros.
 - SISTEMATIC ELIPSE = ISCWSA
 - Distancia entre Elipses.
 - SISTEMATIC ELIPSE < ISCWSA
 - Clearance Factor.
 - SISTEMATIC ELIPSE < ISCWSA

4.2 RECOMENDACIONES.

- En zonas limitadas, por ejemplo: plataformas petroleras o cuando se debe perforar en la misma zona para minimizar gastos se necesita exactitud ya que los pozos deben pasar muy cerca uno del otro y se recomienda usar el modelo ISCWSA.
- Se debe crear una base de datos en donde necesariamente todos los pozos perforados deban trabajar con el modelo de error ISCWSA, 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 los pozos que se vayan a perforar deberán quedar definidos con el modelo de error ISCWSA.
- Si se cambia de modelo de error no significara que se tendrá alguna alteración en el diseño de los pozos ya perforados, ni en los Surveys, solo hace más exacto el cálculo de Anticolisión que se correrá cuando se estén diseñando nuevos pozos, al contar con una nueva base de datos COMPASS permitirá correr anticolisión pues se estaria trabajando con el mismo modelo de error tanto en los pozos perforados como en el pozo que se planea, es importante recalcar que si se da una nueva base de datos y se quisiera realizar un reporte de anticolisión entre los pozos perforados con el modelo de error SISTEMATIC ELIPSE y un pozo nuevo (pozo planeado) que tuviera el modelo de error ISCWSA el programa no lo permitirá por la tanto se debe escoger el modelo a utilizar para realizar un reporte de Anticolisión.
- A mayor número de observaciones se controla el error al azar (aleatorio), pero no el sesgo (error sistemático).
- El éxito requiere un esfuerzo de un equipo multidisciplinario, e integrado. Los miembros del equipo deben trabajar juntos para asegurar el desarrollo y ejecución del plan. Al cruzar los límites tradicionales y la integración de sus funciones, los recursos corporativos son más utilizados para lograr el objetivo común.

Referencias Bibliográficas.

- (Ing. Marcos Fernandez Msc., Julio 2003)
 - Ing. Marcos Fernandez Msc., Ing. Jorge Romero Msc., Curso Basico de Perforacion Direccional, Primera Version, Julio 2003.

- (Schlumberger, 2013).
 - Schlumberger, Reference Guide of Drilling and Measurement Technologies, 2013.

- (Chia, Standard Anticollision Procedures, Schulmberger, 15th November 2003).
 - Chris Chia, Standard Anticollision Procedures, Schulmberger- Drilling Planning and Surveying Product Champion Sugarland Product Center 200 Gillingham Lane MD3, 15th November 2003, Texas 77478, USA.

- (Maatschappij), Borehole Position Uncertainty - Analysis of Measuring Methods and Derivation of Systematic Error Model, Diciembre,1981).
 - C.J.M. Wolff (Koninklijke/Shell Exploratie en Productie Laboratorium) | J.P. de Wardt (Nederlandse Aardolie Maatschappij), Borehole Position Uncertainty - Analysis of Measuring Methods and Derivation of Systematic Error Model, SPE-9223-PA, Diciembre,1981.

- (Williamson H. S., 1999 ACTE).
 - Hugh S. Williamson. , Accuracy Prediction for Directional MWD, SPE-56702-MS, 1999 ACTE, Houston,Texas.

- (Halliburton-Landmark, Marzo,2014).

- Halliburton-Landmark, COMPASS™ Software Release 5000.1.12, Training Manual, Marzo,2014, Houston,Texas.
- FEBRES, J. GUEVARA, C. “Perforación Direccional” Maturín, Julio 2009. Universidad de Oriente, núcleo Monagas, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Perforación Avanzada.
- BAÑO, F. MAYALICA, D. “Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación”. Quito, 2009, 267h. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleo y Ambiental, Escuela de Ingeniería de Petróleo.
- ARELLANO, L. TAYMARA, R. “Aplicación de la metodología VCD (Visualización Conceptualización y Definición) en la elaboración del programa de perforación de una localización del campo Sinco de la unidad de explotación Barinas del distrito sur de PDVSA” Caracas, 2002. 432h. Trabajo Especial de Grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo.
- COMPUTALOG DRILLING SERVICES. “Directional Drilling I”. (sin año de publicación).
- BRICEÑO. G. KARLA. M, “Análisis comparativo de los tiempos de perforación de las tecnologías direccionales: RSS vs MDF en la construcción del hoyo intermedio de 12¼ pulgadas en los pozos del Campo Borburata”, Edo. Barinas”. Caracas, 2009, 88h. Trabajo Especial de Grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo.
- (Handbook)
 - Petroleum Engineering Handbook.