

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**REDUCCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN EL
POSICIONAMIENTO DE POZOS DIRECCIONALES MEDIANTE
LA UTILIZACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS MWD
(MEASUREMENT WHILE DRILLING) Y GYRO (INFLEX).**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETROLEOS**

OPCIÓN: Estudio de Caso

MILTON ORLANDO BALLADARES IZURIETA

milton.balladares@epn.edu.ec

**DIRECTOR: MSc. Pablo D. Benalcazar F.
pablo.benalcazar@epn.edu.ec**

Quito, Noviembre 2019

APROBACIÓN DEL DIRECTOR

Certificado que el presente trabajo fue desarrollado por el estudiante Milton Orlando Balladares Izurieta, bajo mi supervisión.

MSc. Pablo D. Benalcazar F.
DIRECTOR DEL PROYECTO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Milton Orlando Balladares Izurieta, declaro bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el documento.

A través de la presente declaración cedo los derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Milton Orlando Balladares Izurieta

AUTOR

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación principalmente a Dios y a la Virgen de El Cisne por llenarme de bendiciones para poder culminar con éxito esta etapa pendiente de mi vida

A mis padres Orlando y Pola por el apoyo incondicional, por confiar en mis decisiones.

A mi esposa Sandra, quien ha estado a mi lado todo este tiempo brindándome su apoyo y con quien hemos batallado juntos las adversidades de la vida.

A mi hijo Nachito, por ser mi orgullo y mi gran motivación, por librar mi mente de todas las adversidades que se presentan y por impulsarme cada día a superarme en la carrera de ofrecerte siempre lo mejor.

AGRADECIMIENTO

Primeramente agradezco a la Escuela Politécnica Nacional por haberme aceptado ser parte de ella, por abrirme las puertas de su seno científico para poder estudiar mi carrera, así como también a los diferentes docentes que me brindaron sus conocimientos y sus experiencias profesionales.

Agradecer hoy y siempre a mis padres y hermanas que siempre han procurado mi bienestar que han estado a mi lado en los buenos y malos instantes de mi vida. A mis suegros y esposa, por ser mi apoyo incondicional y por motivarme para que culmine esta etapa pendiente de mi carrera que si no fuera por el esfuerzo realizado por todos ellos mis estudios no hubiesen sido posible.

Al Ing. MSc. Pablo Benalcazar F. director de este proyecto por la asistencia y colaboración en el desarrollo del mismo especialmente por su confianza hacia mí. Al Ing. Franklin Gómez por su eficiente orientación para el desarrollo del proyecto.

A VES Survey, prestigiosa empresa de servicios petroleros por darme la oportunidad de realizar este trabajo, especialmente al Ing. Galo Bustamante por su confianza, tiempo y por proporcionarme las herramientas necesarias para elaborar este trabajo.

RESUMEN

En la actualidad por motivos técnicos, ambientales y económicos se requiere que varios pozos direccionales estén ubicados en una misma locación, esto conlleva a que durante la etapa de perforación uno de los retos más importantes sea el correcto posicionamiento del pozo principalmente en la sección superficial que es una zona de interferencia magnética debido al revestimiento ferromagnético de pozos vecinos así como de otras fuentes de magnetismo.

La incertidumbre en el posicionamiento de los pozos se origina cuando los registros de prospección generados por la herramienta MWD se obtienen en intervalos de interferencia magnética debido a la proximidad del material metálico de los pozos. Para reducir esta incertidumbre, se requieren herramientas como sensores giroscópicos.

La compañía Ves Survey International ha introducido en el mercado nacional la herramienta Gyro Inflex con el fin de mejorar la adquisición de los registros de posicionamiento en términos de velocidad y cantidad de datos de registros (dato/pie) reduciendo así costos del taladro, debido a que con esta herramienta se puede realizar el registro en una sola corrida con la unidad de wireline sin hacer paradas como se lo realiza con el Gyro convencional.

Para el presente estudio se utilizó datos de seis pozos direccionales en los cuales se infiere la necesidad de emplear el método correctivo ISCWSA a los surveys de cada herramienta y posterior a éste para tener una mayor reducción de la incertidumbre en el posicionamiento de los pozos se requiere la utilización de las herramientas MWD y Gyro Inflex en conjunto, además fueron analizados el aspecto técnico y económico con los que se comprobó que al tener un adecuado posicionamiento del pozo éste influirá positivamente en su producción final.

Palabras clave: Incertidumbre, posicionamiento de pozos, interferencia magnética, MWD, Gyro (Inflex), pozos direccionales, herramientas magnéticas, giroscópicas.

ABSTRACT

At present, for technical, environmental and economic reasons, it is required that several directional wells be specifically in the same location, this means that during the drilling stage one of the most important challenges is the correct positioning of the well, mainly in the surface section that It is a zone of magnetic interference due to the ferromagnetic coating of neighboring wells as well as other sources of magnetism.

The uncertainty in the positioning of the wells originates when the survey records generated by the MWD tool are obtained in intervals of magnetic interference due to the proximity of the metallic material of the wells. To reduce this uncertainty, tools such as gyroscopic sensors are required.

The company Ves Survey International has introduced the Gyro Inflex tool in the national market in order to improve the acquisition of positioning records in terms of speed and amount of data records (data / foot) thus reducing drilling costs, due to With this tool you can register in a single run with the wireline unit without making stops as it is done with the conventional Gyro.

For the present study we used data from six directional wells in which the need to use the corrective method ISCWSA to the surveys of each tool and subsequent to it is inferred to have a greater reduction of the uncertainty in the positioning of the wells. The use of the MWD and Gyro Inflex tools together, also analyzed the technical and economic aspects with which it was found that having an adequate positioning of the well will positively influence its final production.

Keywords: Uncertainty, well positioning, magnetic interference, MWD, Gyro (Inflex), directional wells, magnetic tools, gyroscopic.

INDICE DE CONTENIDO

APROBACIÓN DEL DIRECTOR	i
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
RESUMEN.....	v
ABSTRACT	vi
ÍNDICE DE TABLAS.....	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE DIAGRAMAS	xiii
CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance.....	3
CAPÍTULO II.....	4
2. MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 Generalidades de pozos direccionales	4
2.1.1 Tipos de pozos direccionales	5
2.1.2 Aplicaciones de la perforación direccional.....	6
2.1.3 Ensamblaje de fondo direccional (BHA)	8
2.1.4 Posicionamiento de pozos direccionales (PPD)	10
2.1.5 Programa direccional de perforación (PDP)	12
2.1.6 Programa anticolidión de pozos direccionales	13
2.2 Registros de posicionamiento (Surveys)	19
2.2.1 Terminología de las variables de posicionamiento	20
2.2.2 Toolface (TF).....	22
2.2.3 Referencias de azimuth.....	23
2.2.4 Correcciones de grilla.....	24
2.2.5 Campo magnético de la tierra	25

2.2.6	Método de cálculo de surveys	26
2.3	Generalidades de las herramientas de posicionamiento de pozos	29
2.3.1	MWD (Measurement While Drilling)	30
2.3.2	Sensores Gyroscópicos (Gyro).....	34
2.4	Incertidumbre de Posicionamiento	44
2.4.1	Elipse de Incertidumbre	44
2.4.2	Incertidumbre de las variables de posicionamiento	46
2.5	Modelos correctivos de errores para las herramientas de posicionamiento	47
2.5.1	Clasificación de Errores de Herramienta de Posicionamiento	48
2.5.2	Clasificación de modelos de error de herramientas de posicionamiento	50
2.6	Modelo de Error ISCWSA.....	51
2.6.1	Fundamentos	51
2.6.2	Descripción general del modelo	51
2.6.3	Condiciones del modelo para las herramientas de posicionamiento..	53
2.6.4	Limitaciones del modelo	53
2.6.5	Modelo básico de error de ISCWSA para MWD	54
2.6.6	Modelo de Error de ISCWSA para Gyro	58
2.7	Comparación entre MWD y Gyro.....	60
2.7.2	Precisión de herramientas de posicionamiento	61
	CAPÍTULO III.....	62
3.	METODOLOGÍA.....	62
3.1	Modelado del proceso de metodología	62
3.1.1	Recolección de la Información	63
3.2	Aplicación del modelo correctivo de errores ISCWSA	64
3.2.1	Selección de pozos válidos para el análisis.....	64
3.2.2	Características de los pozos analizados.....	64
3.2.3	Pozo A	66
3.2.4	Pozo B	71
3.2.5	Pozo C	73
3.2.6	Pozo D	75

3.2.7 Pozo E-TOR.....	76
3.2.8 Pozo F-Pos	79
CAPITULO IV	83
4. DISCUSION DE RESULTADOS.....	83
4.1. Análisis técnico de los pozos seleccionados	83
4.1.1. Pozo A	83
4.1.2. Pozo B	86
4.1.3. Pozo C	87
4.1.4. Pozo D	88
4.1.5. Pozo E-Tor.....	90
4.1.6. Pozo F-Pos	91
4.2. Análisis Económico	93
4.2.1. Esquema de Análisis.....	93
4.2.2. Factor de Error de Posicionalidad	94
4.2.3. Costo de las Herramientas	94
4.2.4. Producción de petróleo en función de la utilización de herramientas de toma de registros de posicionamiento.....	95
4.3. Balance Económico Final.....	97
4.3.1. Calculo de Días de Retorno de la Inversión	97
4.3.2. Relación Costo / Beneficio:	98
CAPITULO V	100
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
5.1. Conclusiones.....	100
5.2. Recomendaciones	102
BIBLIOGRAFÍA.....	104
ANEXOS	107
Anexo A. Fichas Técnicas de los sensores Giroscópicos	107
Anexo B. Job Folder de los Pozos de Estudio	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Tipos de pozos direccionales	5
Tabla 2. 2 String BHA direccional	9
Tabla 2. 3 Terminología de variables de posicionamiento	21
Tabla 2. 4 Tabla comparativa Sensores Gyroflex - Inflex	44
Tabla 2. 5 Comparación de Fuentes de error.....	60
Tabla 2. 6 Precisión de los sensores MWD y Gyro	61
Tabla 3. 1 Registro Posicional	63
Tabla 3. 2 Información de Pozos Analizados	65
Tabla 3. 3 Plan direccional pozo A.....	65
Tabla 3. 4 Registro de posicionamiento pozo A	65
Tabla 3. 5 Registro de Gyro – Pozo D	65
Tabla 4. 1 .Corrección IHR pozo A	84
Tabla 4. 2 Tabulación Elipse de Incertidumbre Pozo A	85
Tabla 4. 3 Tabulación Elipse de Incertidumbre Pozo B.....	86
Tabla 4. 4 Intervalos de Mayor Tortuosidad Pozo E-TOR.....	90
Tabla 4. 5 Intervalos de Precaución al bajar la BES	92
Tabla 4. 6 Cálculo del Factor de Error	94
Tabla 4. 7 Inversión para Registros de Posicionamiento	95
Tabla 4. 8 Producción de Petróleo MWD + GYRO vs MWD	96
Tabla 4. 9 Ingresos por Pozo, MWD+ Gyro vs MWD	97
Tabla 4. 10 Periodo de recuperación de la Inversión	98
Tabla 4. 11 Relación Costo/Beneficio	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1. Perforación Direccional	4
Figura 2. 2. Aplicaciones de la perforación inicial	7
Figura 2. 3. PAD con cuatro cabezales.....	11
Figura 2. 4. Spider Plot Confiable	12
Figura 2.5. Modelos de escaneo para análisis anticolidión	14
Figura 2.6. Cilindro de viaje	15
Figura 2.7. Representación del factor de Separación	16
Figura 2.8. Factor de Separación.....	17
Figura 2.9. Mínima separación permitida	18
Figura 2.10. Puntos de trayectoria	19
Figura 2.11. Survey Terminología – Parte A	20
Figura 2.12. Survey Terminología – Parte B	20
Figura 2.13. Orientación Toolface y Highside	22
Figura 2.14. Norte Verdadero, Magnético y de Mapa.....	23
Figura 2.15. Relación Norte Verdadero – Norte de Grilla.....	24
Figura 2.16. Movimiento del Campo Magnético	25
Figura 2.17. Declinación Magnética	26
Figura 2.18. Métodos de Cálculo de Surveys.....	27
Figura 2.19. Método de Curvatura Mínima.....	28
Figura 2.20. Partes de MWD	30
Figura 2.21. Arreglo de Acelerómetros y Magnetómetros	31
Figura 2.22. Magnetómetros	32
Figura 2.23. Efecto de Collares no Magnéticos.....	34
Figura 2.24. Sistema giroscópico.....	35
Figura 2.25. Componentes Horizontal y Vertical del vector de rotación de la Tierra	35
Figura 2.26. Lectura de Azimuth	36

Figura 2.27. Configuración de los Acelerómetros	37
Figura 2.28. Proceso de Calibración de Gyro	38
Figura 2.29. Diagrama Básico de Wireline (Rig Up).....	39
Figura 2.30. Unidad de Wireline Ves Survey	40
Figura 2.31. Sensor Gyroflex	40
Figura 2.32. Sensor Gyroflex	41
Figura 2.33. Sensor Inflex.....	42
Figura 2.34. String de Gyro-Inflex	43
Figura 2.35. Correcciones para reducir la elipse de Incertidumbre	45
Figura 2.36. Modelos correctivos de errores	48
Figura 2.37. Errores Gruesos	50
Figura 2.38. Modelo Sistemático de Error de ISCWSA	52
Figura 2.39. Desalineamiento de la herramienta.....	55
Figura 2.40. Interferencia Magnética de BHA	56
Figura 3.1. Trayectoria Direccional – Pozo A.....	67
Figura 3.2. Calibración Probeta 302 –Pre Job Trabajo A	68
Figura 3.3. Verificación de Roll Test (Toolface Offset)	69
Figura 3.4. Vista de Planta trayectoria pozo A	70
Figura 3.5. Calibración Probeta 302 –Post Job Trabajo A.....	70
Figura 3.6. Plan anticolidión	71
Figura 3.7. Vista de 3D pozo B	73
Figura 3.8. Plan Direccional – Pozo C	75
Figura 3.9. Plan Direccional – Pozo D	75
Figura 3.10. Registro Gyro– Pozo D	76
Figura 3.11. Resultados de Inclinación	77
Figura 3.12. Resultados de Azimuth	78
Figura 3.13. Resultados de Dog Leg	79
Figura 3.14. Máximo diámetro Externo – Casing 9 5/8”	80
Figura 3.15. Máximo diámetro Externo – Liner 7”	81
Figura 3.16. Desplazamiento Transversal vs MD.....	81

Figura 3.17. Grafica 3D Pozo F-Pos – Casing 9 5/8”	82
Figura 3.18. Grafica 3D Pozo F-Pos – Liner 7”	82
Figura 4. 1. de Elipses de Incertidumbre pozo A.....	86
Figura 4. 2. Elipses de Incertidumbre pozo B.....	87
Figura 4. 3. Vista 3D de Comparación MWD, Gyro Vs. TVD.....	88
Figura 4.4. Comparación MWD, Gyro (1 RUN) Vs. TVD.....	89
Figura 4.5. Comparación Gyro RUN 1 y 2 Vs. TVD	89
Figura 4.6. Análisis de posicionamiento BES.....	91
Figura 4.7. Periodo de recuperación de la Inversión MWD+ Gyro vs MWD	99

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 2.1. Proceso de Posicionamiento de Pozos	10
Diagrama 2.2. Clasificación de las herramientas para el posicionamiento de pozos	29
Diagrama 2.3. Descripción General del Modelo ISCWSA.....	52
Diagrama 3.1. Modelado del Proceso	62

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

La reglamentación ambiental exige que las compañías petroleras efectúen la perforación de pozos desde una misma locación para que la extracción de petróleo se de en forma eficaz y amigable con el medio ambiente (Hidrocarburos, 2018), para ello se ha desarrollado la técnica de perforación direccional de pozos la cual se vuelve compleja en la sección superficial debido a que es un ambiente con interferencia magnética por la cercanía del material magnético de los pozos adyacentes.

Los registros de posicionamiento suministrados por el MWD en la sección superficial o en ambientes con interferencia magnética no son confiables lo que produce incertidumbre en el posicionamiento, para solucionar estos problemas se debe realizar un registro independiente para verificar y aprobar estos datos de posicionamiento, una de las medidas es el uso de herramientas giroscópicas que utiliza como principio el movimiento rotacional del planeta. La utilización de dichas herramientas ha solventado problemas operacionales de posicionamiento como la orientación del motor de fondo, asentamientos de cucharas para realizar aperturas de ventanas en pozos, entre otros, que al no ser corregidos a su debido tiempo no se llegaría al objetivo geológico y peor aún podría causar la colisión del pozo.

La utilización del sistema de Gyro convencional con la unidad de wireline en zonas de alta interferencia magnética ocasiona que se realice varias corridas lo que genera excesivo tiempo de taladro de perforación, para reducir estos tiempos operativos se ha buscado nuevas tecnologías como la investigada y desarrollada por Ves Survey Internacional que ha introducido al mercado el Gyro Inflex, el cual realiza la adquisición de surveys en una sola corrida sin la necesidad de hacer paradas en cada punto como lo requiere hacer el Gyro convencional.

El presente estudio de caso está enfocado a presentar una literatura relevante y relacionada con la incertidumbre del posicionamiento de pozos direccionales mediante una revisión bibliográfica de las herramientas MWD y Gyro Inflex entendiendo su funcionamiento y utilización en la perforación direccional. Además, se realiza una recopilación de información de posicionamiento de seis pozos direccionales del oriente ecuatoriano donde se utilizó las dos herramientas en conjunto efectuando un análisis comparativo de cada característica técnica y económica.

Identificando las fuentes de error que tienen las herramientas al efectuar las mediciones así como los métodos de reducción de errores se realiza una comparación técnica de las fuentes de error, al mismo tiempo se elabora una matriz de costo beneficio que justifica la utilización de las dos herramientas en conjunto lo que finalmente permite establecer conclusiones y recomendaciones de métodos para reducir la incertidumbre en el posicionamiento de pozos direccionales.

1.1 Objetivo general

Analizar la incertidumbre posicional en pozos direccionales mediante la utilización de registros de posicionamiento suministrados por las herramientas MWD y Gyro (Inflex).

1.2 Objetivos específicos

- ✓ Establecer los datos de posicionamiento de seis pozos direccionales del oriente mediante las herramientas (MWD) y Gyro (Inflex)
- ✓ Determinar la aplicabilidad de los registros de posicionamientos en trabajos de perforación y completación de pozos direccionales.
- ✓ Realizar un análisis económico de las herramientas frente a resultados alcanzados.

1.3 Alcance

La reducción de la incertidumbre en el posicionamiento de seis pozos direccionales de varios campos del oriente ecuatoriano donde se emplearán las herramientas MWD y Gyro Inflex en las secciones magnéticamente interferidas.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades de pozos direccionales

Al no poder efectuar una perforación vertical en yacimientos que están situados debajo de obstáculos naturales tales como montañas, ríos, carreteras y zonas habitadas estos son explotados utilizando la perforación direccional desde una locación fuera del área restringida.

Se definirá entonces a la perforación direccional como la técnica de la desviación planeada de la trayectoria del pozo hacia un determinado objetivo geológico que se encuentra a una cierta profundidad, cuya posición tiene dirección y un desplazamiento con respecto al eje vertical del pozo (Reyes, 2017).

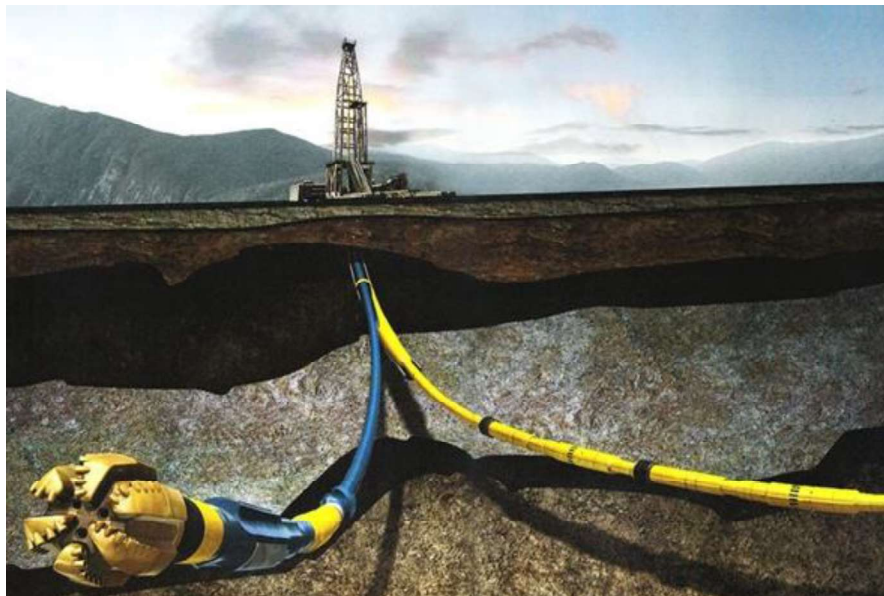

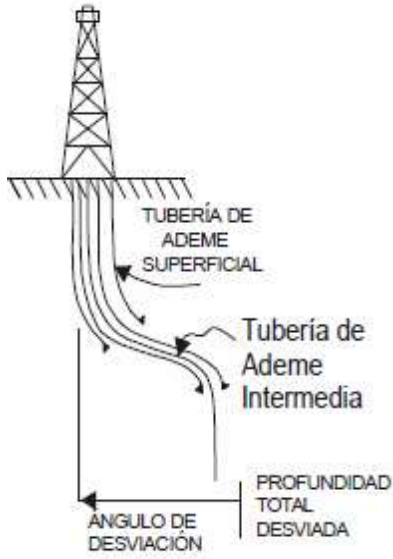


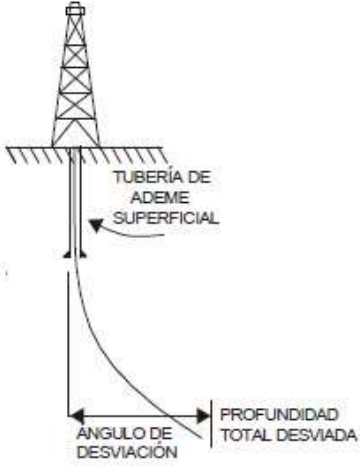
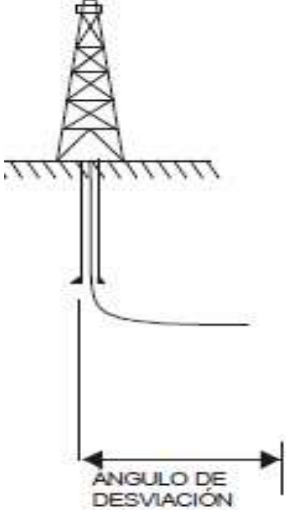
Figura 2. 1. Perforación Direccional
Fuente. (Madrid, 2017)

2.1.1 Tipos de pozos direccionales

Debido a las restricciones geológicas, geo mecánicas, económicas y de operación en la tabla 2.1 se describe los tipos de pozos direccionales

Tabla 2. 1Tipos de pozos direccionales

Ítem	Descripción	Representación Gráfica
<p style="text-align: center;">TIPO I “J”</p>	<p>La inclinación inicial se logra a corta profundidad manteniendo el ángulo de inclinación constante hasta alcanzar la profundidad del pozo.</p>	 <p>Este diagrama ilustra un pozo tipo J. Se muestra una torre de perforación en la superficie. El pozo comienza verticalmente y luego se inclina a un ángulo constante. El punto donde comienza la inclinación está etiquetado como 'ZAPATA DE LA TUBERÍA DE ADEME'. El ángulo de inclinación se indica como 'ÁNGULO DE DESVIACIÓN'. La profundidad total del pozo se indica como 'PROFUNDIDAD TOTAL DESVIADA'.</p>
<p style="text-align: center;">TIPO II “S”</p>	<p>La trayectoria tiene un intervalo de incremento de ángulo, otra de sección tangencial y una sección de declive donde el ángulo hace que el pozo regrese a la vertical</p>	 <p>Este diagrama ilustra un pozo tipo S. Se muestra una torre de perforación en la superficie. El pozo comienza verticalmente y luego se inclina. La trayectoria se divide en tres secciones: una 'TUBERÍA DE ADEME SUPERFICIAL' que se inclina, una 'Tubería de Ademe Intermedia' que es tangencial (curva suave), y una sección final que declina de vuelta a la vertical. El ángulo de inclinación se indica como 'ÁNGULO DE DESVIACIÓN'. La profundidad total del pozo se indica como 'PROFUNDIDAD TOTAL DESVIADA'.</p>

Ítem	Descripción	Representación Gráfica
<p align="center">TIPO III “Profundo KOP y Construcción”</p>	<p>Son pozos similares al tipo II, con diferencia que el punto KOP es ubicado lo más profundo posible.</p>	 <p>TUBERÍA DE ADEME SUPERFICIAL</p> <p>ANGULO DE DESVIACIÓN</p> <p>PROFUNDIDAD TOTAL DESVIADA</p>
<p align="center">TIPO HORIZONTAL</p>	<p>Comprende de una sección vertical, una sección KOP y una tangencial que tiene un ángulo contante mayor a 86°.</p>	 <p>ANGULO DE DESVIACIÓN</p>

Elaborado por Balladares, Milton (2019)
Fuente. (Madrid, 2017)

2.1.2 Aplicaciones de la perforación direccional

En la figura 2.2 se muestra las más importantes aplicaciones de la perforación direccional y a continuación se detallan cada uno:

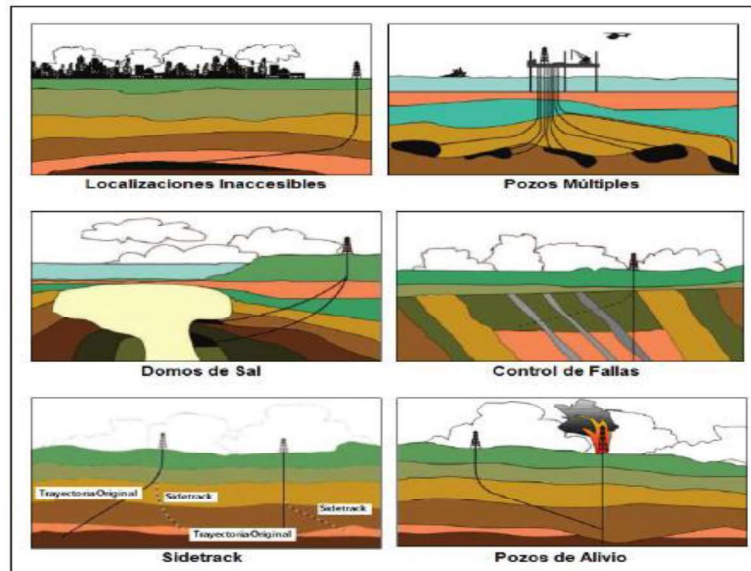


Figura 2. 2. Aplicaciones de la perforación inicial
Fuente. (Stigant, 2012)

✓ **Localizaciones inaccesibles**

Cuando los objetivos geológicos se encuentran bajo ciudades, ríos y áreas ambientalmente sensibles. De esta manera el taladro de perforación se lo instalara fuera de estas áreas (Reyes, 2017).

✓ **Pozos Múltiples**

Es la perforación de pozos desde una misma locación o plataforma, con este tipo de operaciones se reduce los costos por instalación de facilidades de superficie, perforación e impacto ambiental (Bourgoyne, Millheim, Chenevert, & Young, 2015).

✓ **Domo de sal**

Se aplica cuando el yacimiento está debajo de los domos de sal y se aplica para prevenir los problemas operacionales como la contaminación del lodo, ensanchamiento del agujero o corrosión de la tubería (asociados con la perforación) salina (Ekseth, 2010).

✓ **Control de fallas**

Con la perforación de pozos direccionales al perforar a través de un plano de falla permite a travesar la falla de forma perpendicular o paralela para llegar al objetivo geológico (Almeida & Cárdenas, 2010).

✓ **Sidetracking (desvío)**

Tiene la finalidad de desviar la trayectoria normal del pozo para pasar las obstrucciones debido a razones mecánicas como inestabilidad del pozo; pérdidas de circulación; basura no recuperable (pescados), y ciertas razones geológicas y evaluar otras ubicaciones en fondo (Pinchao, 2017).

✓ **Pozos de alivio**

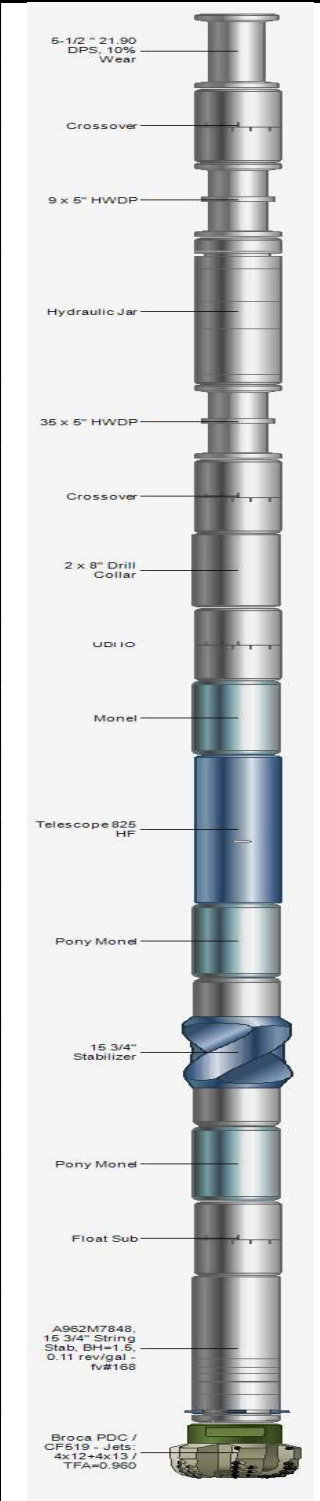
Se usan para matar o controlar pozos que están fuera de control donde la perforación se efectúa de manera cuidadosa y con gran precisión para a través del nuevo pozo bombear un fluido de mayor densidad y así retomar el control del pozo (BP AMOCO, 2001).

2.1.3 Ensamblaje de fondo direccional (BHA)

Se refiere a todos los componentes o herramientas metálicas los cuales son armados de forma secuencial conectando la broca con el ensamblaje de fondo BHA y con la tubería de perforación, todo este conjunto controla la desviación de un pozo debido a las fuerzas laterales ejercidas sobre la broca ocasionando la construcción o aumento del ángulo de inclinación o declive del mismo (Molero & Huamán, 2016).

Existen diferentes BHA de perforación direccional dependiendo de la sección a ser perforada, en la tabla 2.2 se muestra un ensamblaje de perforación direccional.

Tabla 2.2 String BHA direccional

STRING BHA DIRECCIONAL	
Ítem	Descripción
 <p>5-1/2" 21.90 DPS, 10% Wear</p> <p>Crossover</p> <p>9 x 5" HWDP</p> <p>Hydraulic Jar</p> <p>35 x 5" HWDP</p> <p>Crossover</p> <p>2 x 8" Drill Collar</p> <p>UDI 10</p> <p>Monel</p> <p>Telescope 825 HF</p> <p>Pony Monel</p> <p>15 3/4" Stabilizer</p> <p>Pony Monel</p> <p>Float Sub</p> <p>A952M7848, 15 3/4" String Stab. BH=1.5, 0.11 rev/gal - fv#168</p> <p>Broca PDC / CF519 - Jets: 4x12+4x13 / TFA=0.960</p>	<p>Drill Pipe</p> <p>Es la tubería de perforación, sirve como conductor del fluido, transmite la rotación de la superficie al fondo</p> <p>Heavy Weight</p> <p>Son tuberías con paredes gruesas y pesadas con juntas largas, igual a las dimensiones de la tubería de perforación, se utilizan para poner peso a la sarta de perforación.</p> <p>Jar (Martillos)</p> <p>Son herramientas que se utilizan en problemas de pega diferencial o atrapamientos de la sarta en el pozo, las cuales realizan impactos tanto en las subidas como en las bajadas de ser necesarios.</p> <p>UBHO (Orientación Universal de Fondo de Pozo)</p> <p>Llamado también Junta de Orientación, sirve para determinar la posición de la cara de la herramienta</p> <p>MWD</p> <p>Dispositivo para calcular la trayectoria del pozo, es un sistema que utiliza pulsos de lodo para transferir la información de la herramienta a la superficie en forma binaria.</p> <p>Estabilizador</p> <p>Se emplean para controlar la desviación del pozo, evita riesgo de pega diferenciales dog legs.</p> <p>Monel, Pony Monel</p> <p>Ayuda al MWD a tener datos más confiables de azimuth e inclinación debido a que está construido de un material no magnético que permite minimizar los efectos de la interferencia magnética ocasionadas por el BHA.</p> <p>Float Sub</p> <p>Válvula flotadora ubicada sobre el motor, insertada dentro del bit sub.</p> <p>Drill Collars</p> <p>Esta tubería se le ubica al final del BHA, con la finalidad de poner peso y rigidez a la sarta. Los de forma en espiral son los más usadas por tener menos contacto con las paredes del pozo evitando así la pega diferencial.</p> <p>Motores de fondo</p> <p>Son herramientas desviadoras, las cuales son operadas hidráulicamente por medio del lodo de perforación.</p> <p>Broca</p> <p>Herramienta básica del proceso de perforación que corta y penetra las formaciones, a través de ella sale el fluido de perforación a altas velocidades donde la fuerza hidráulica generada permite a la broca tener una dirección deseada.</p>

Fuente. (Reyes, 2017)
Elaborado por. Balladares, Milton (2019)

2.1.4 Posicionamiento de pozos direccionales (PPD)

Durante el proceso del posicionamiento de pozos se podría cometer varios errores por lo cual este proceso debe estar respaldado por información confiable como: la sísmica del lugar, las coordenadas del objetivo geológico, este proceso a menudo toma meses o años (BP AMOCO, 2001).

En el diagrama 2.1 se muestra el proceso para el adecuado posicionamiento de pozos, este proceso se ha desarrollado técnicamente y se lo puede dividir en subprocesos como son los de ejecutar y diseñar.

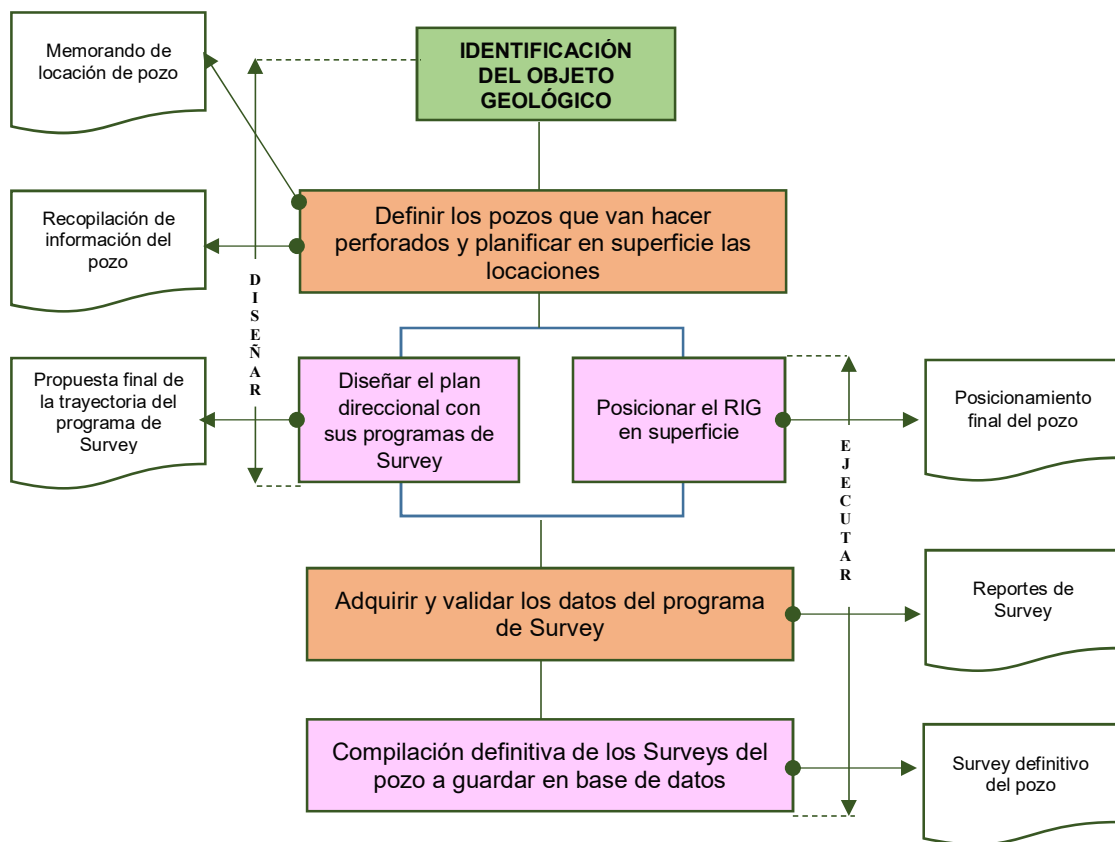


Diagrama 2. 1. Proceso de Posicionamiento de Pozos

Fuente. (BP AMOCO, 2001)

Además el correcto posicionamiento de pozos es indispensable para reducir el impacto ambiental aprovechando el espacio en superficie para ello se ha desarrollado la perforación de pozos direccionales desde una misma locación o PAD (Figura 2.3), que consisten en la designación de un conjunto de espacios para perforar pozos uno al lado de otro.

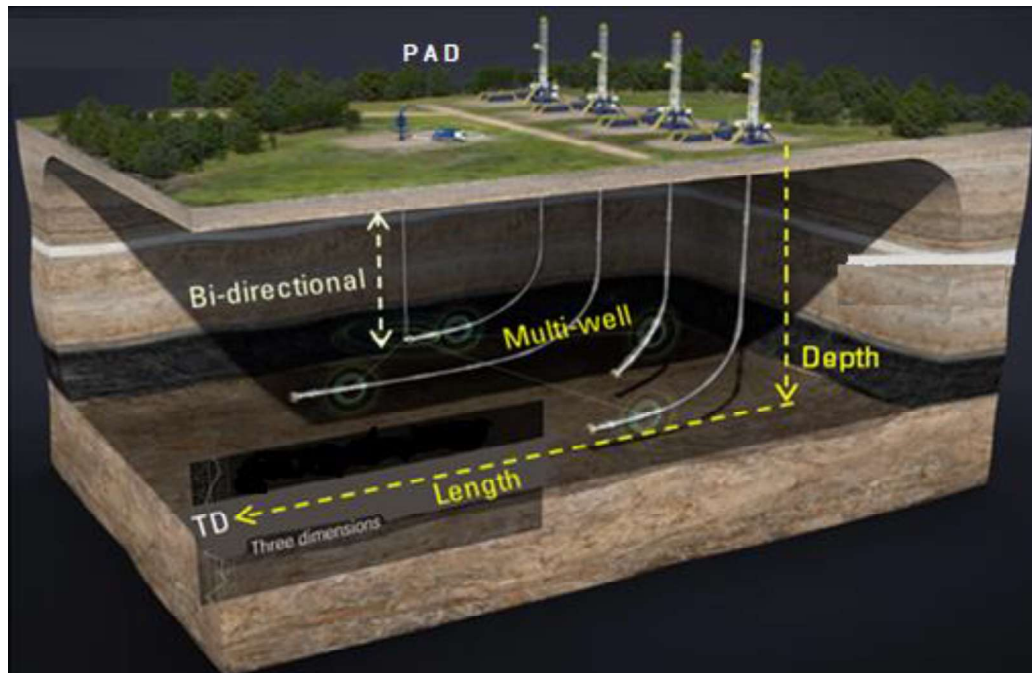


Figura 2. 3. PAD con cuatro cabezales
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

✓ PAD tipo araña

Al realizar varias perforaciones desde un mismo PAD se requiere diseñar un esquema de la trayectoria de cada pozo conocido como diagrama tipo araña o en el inglés como *Spider Plot*, en la figura 2.4 se presenta un ejemplo de un PAD con 9 pozos los cuales tienen diferentes geometrías e inclinaciones (BP AMOCO, 2001).

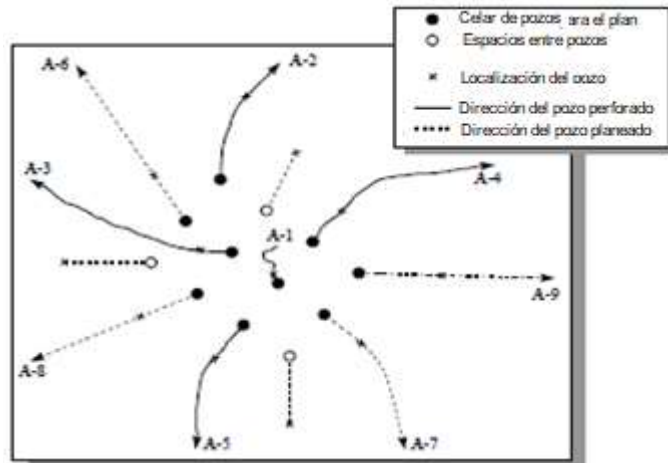


Figura 2. 4. Spider Plot Confiable
Fuente. (BP AMOCO, 2001)

2.1.5 Programa direccional de perforación (PDP)

Uno de los requisitos para dar inicio al proyecto de perforación de un pozo de petróleo es el programa direccional de perforación o plan de la trayectoria direccional cuyo fin es alcanzar los objetivos geológicos y que la ejecución de este estudio sea económicamente rentable.

La trayectoria direccional de un pozo tiene un punto de inicio que son las coordenadas en superficie con un punto final en el espacio que son las coordenadas del objetivo, este camino es diseñado por un programa de survey que es una secuencia de datos de posicionamiento que se requerirá para llegar al objetivo geológico planteado (BP AMOCO, 2001).

Entre las consideraciones para diseñar el programa o plan direccional se tiene los siguientes puntos:

- ✓ Cumplir con las regulaciones del gobierno local.
- ✓ Conocimiento de los objetivos geológicos, tope y base de las formaciones.
- ✓ Tener el programa de anticolidión de pozos.
- ✓ Para pozos problemáticos tener un pozo de alivio.

- ✓ Se debe utilizar métodos de cálculos de survey validados por la compañía direccional para tener una certeza del posicionamiento del pozo así como tener claro las herramientas de posicionamiento a utilizar.
- ✓ Existencia de facilidades en superficie.

2.1.6 Programa anticolidión de pozos direccionales

Cuando existen múltiples pozos desde una misma locación la posibilidad de colisión con pozos vecinos es considerable lo que resulta en una escenario extremadamente riesgosa, para controlar esta situación se elabora el programa de anticolidión de pozos el cual inicia con el análisis de los registros de posicionamiento de pozos vecinos y diseñando un escenario de las trayectorias de los futuros pozos para tener la máxima flexibilidad posible de navegación durante la perforación del nuevo pozo (Gómez, 2019).

Con la aplicación de los siguientes criterios básicos se realiza el análisis de anticolidión (Carreño, 2005).

Sistema de Error

Se refiere al método de cálculo de la elipse de incertidumbre posicional, la cual es analizada con los siguientes criterios:

- ✓ Elipse sistemática

Se refiere a las fuentes errores generados por las herramientas de toma de surveys.

- ✓ Cono de Error

Se basa este modelo en la comparación de las pruebas de campo y las observaciones de las diferentes posiciones calculadas por las herramientas de toma de surveys.

- ✓ ISCWSA

Mecanismo de escaneo

En la Figura 2.5 se aprecia los tres modelos de escaneo que son utilizados para realizar el análisis de anticollisión y calcular la trayectoria de los pozos (Chia, 2003).

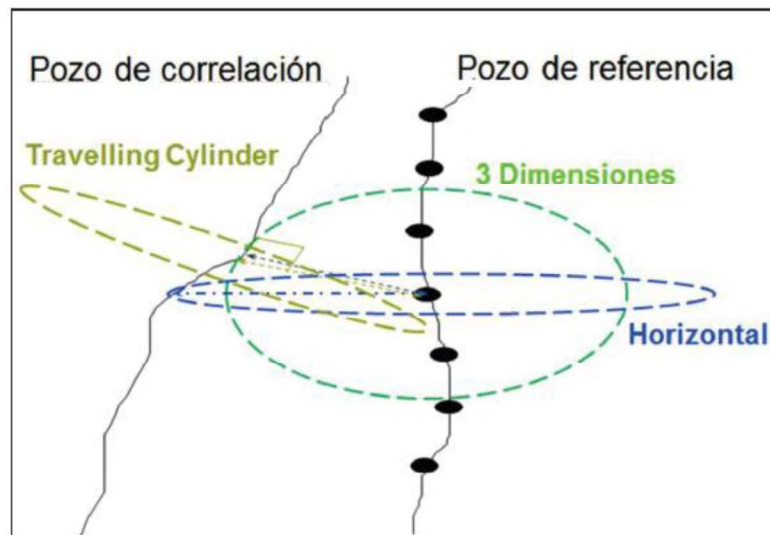


Figura 2.5. Modelos de escaneo para análisis anticollisión
Fuente. (Chia, 2003)

✓ Método plano horizontal

Este método muestra el cálculo de la distancia horizontal desde la trayectoria del pozo de referencia a la trayectoria del pozo vecino; sin embargo este método no es aplicado cuando el pozo está inclinado porque la distancia horizontal no es igual a la distancia verdadera entre ellos (Chia, 2003).

✓ Método de máxima aproximación 3D

Este método calcula la distancia más cercana a cada pozo vecino.

✓ Método del cilindro viajero (travelling cylinder)

El cilindro de viaje también conocido como diagrama de anti-collisión es una proyección matemática que utiliza un plano perpendicular a la trayectoria del pozo vecino representando las líneas de tolerancia de la trayectoria de perforación del pozo (Chia, 2003).

En la figura 2.6 se muestran las líneas de tolerancias que representan la mínima separación entre pozos y que garantizan el cumplimiento del procedimiento de anticolidisión. Además la gráfica muestra el desplazamiento de las intersecciones del desplazamiento de los surveys con el plano de proyección (BP AMOCO, 2001).

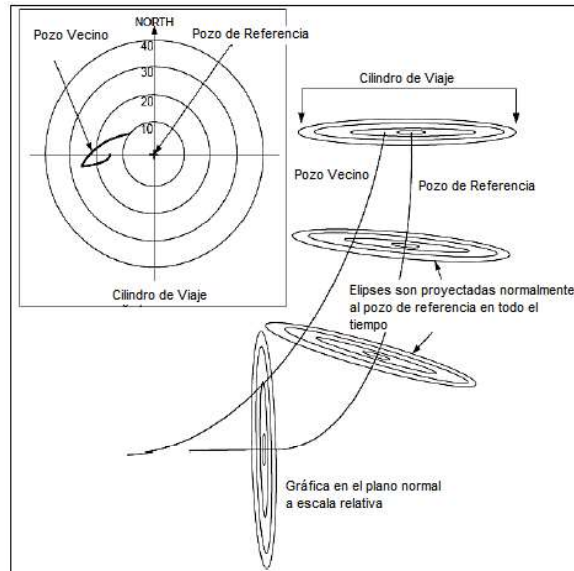


Figura 2.6. Cilindro de viaje
Fuente. (BP AMOCO, 2001)

Método de advertencia

Este método define como será calculada la separación o distancia entre el pozo que se está planteando o sujeto y el que esta perforado o vecino. (Chia, 2003)

✓ Factor de Separación (FS)

El FS tiene diferentes criterios o rangos que son utilizados para definir la separación entre pozos definiendo estos valores como un concepto matemático adimensional. En la figura 2.7 se puede apreciar como la elipse de incertidumbre es el espacio en donde puede estar ubicado el pozo aunque este no necesariamente debe estar ubicado en el centro sino en cualquier punto de la elipse (Carreño, 2005).

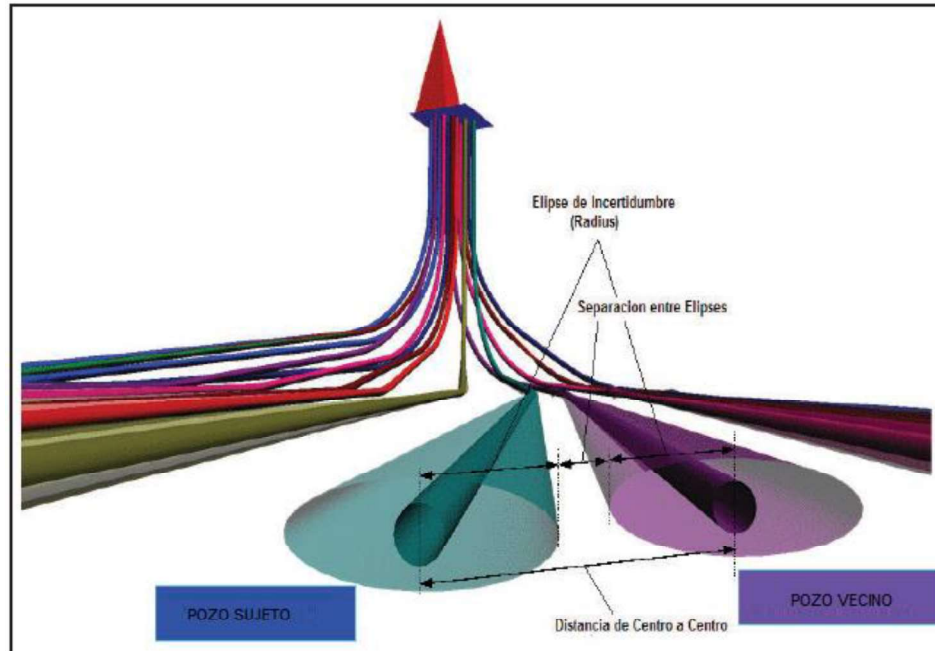


Figura 2.7. Representación del factor de Separación
Fuente. (Carreño, 2005)

Representando matemáticamente el factor de separación tenemos:

$$FS = \frac{D_C}{D_C + D_E} \quad (2.1)$$

Donde:

D_C = Distancia entre centros

D_E = Distancia entre elipses

Dentro de las actuales normas de la industria para tener un FS más real hay que tomar en cuenta el diámetro del casing, es así como se modifica la ecuación (2.1).

$$FS = \frac{D_C}{D_C - D_E + R_{CSG-HOLE}} \quad (2.2)$$

Donde:

$R_{CSG-HOLE}$ = Distancia casing & hueco combinadas

En la figura 2.8 se representa los diferentes criterios y valores para el FS donde la selección de estos dependerá de la política de colisión que cada empresa durante la planificación de un pozo (Carreño, 2005), de donde tenemos:

FS < 1: Riesgo inminente de colisión porque las elipses se intersecan, definitivamente no se perfora con este riesgo.

FS = 1: La separación entre las elipses de incertidumbre son igual a cero.

FS > 1: Las elipses de incertidumbre se encuentran separadas pero no lo suficiente, hay que llevar un control permanente.

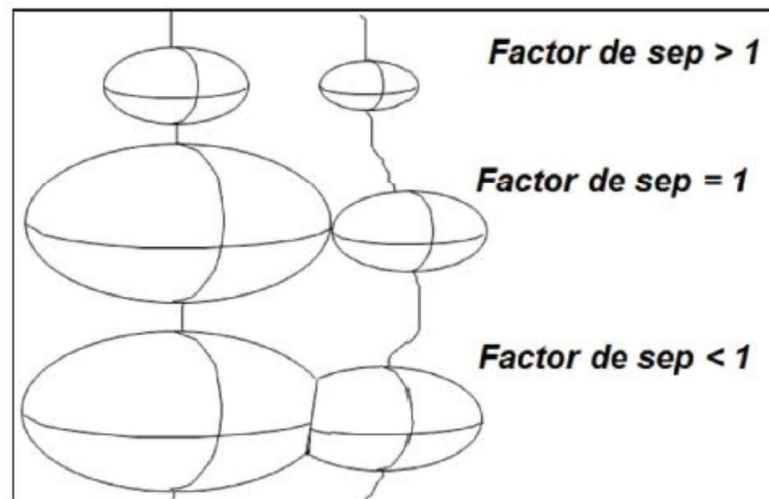


Figura 2.8. Factor de Separación
Fuente. (Carreño, 2005)

En las empresas las políticas de anticollisión se han vuelto más severas debido a la complejidad y a la cantidad de pozos en una misma locación, por ello han establecido su propia política (Chia, 2003), por ejemplo:

FS > 2: Se realiza los trabajos de diseño y perforación sin inconveniente.

FS 1,5 – 2: Se debe realizar continuos escaneos para establecer la cercanía del pozo vecino, generalmente las empresas toman como referencia el valor de 1.5 como confiable.

FS 1,5 – 1: Se debe para la operación de perforación hasta establecer normas seguras.

Mínima separación permitida

Se define como la distancia mínima de centro a centro entre el pozo sujeto y el pozo vecino que es tolerable sin afectar los procedimientos de la anticollisión y es calculada con la desviación aceptable del plan más la separación mínima aceptable (Chia, 2003). La representación de este criterio está en la figura 2.9.

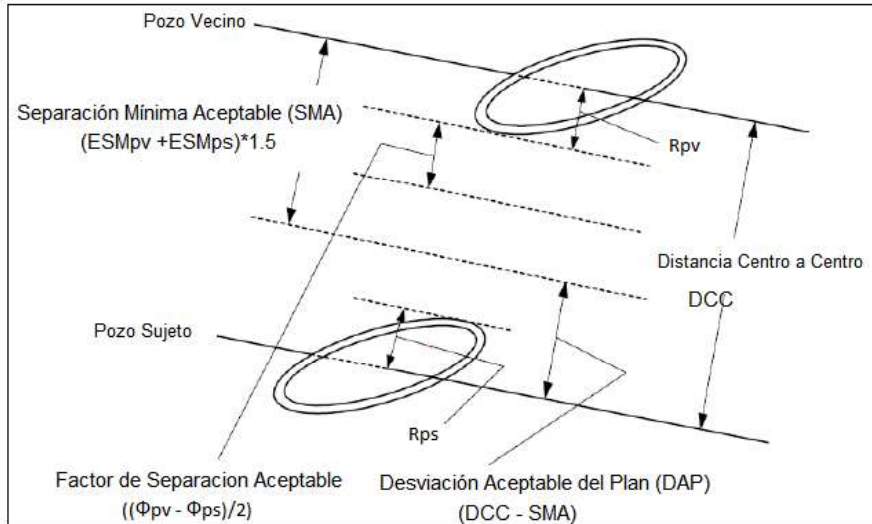


Figura 2.9. Mínima separación permitida
Fuente. (Carreño, 2005)

Para conocer la distancia mínima que se debe tener de centro a centro se analiza a partir de la figura 2.9.

$$DCC = Dmi$$

$$DAP = Dmi - SMA$$

$$Dmi = DAP + SMA$$

$$Dmi = \frac{1}{2}(\Phi_{pv} + \Phi_{ps}) + FS * (ESM_{pv} + ESM_{ps}) \quad (2.3)$$

Donde:

DCC = Distancia Centro – Centro

Dmi = Distancia Mínima

SMA = Separación mínima aceptable

DAP = Desviación aceptable del plan

Φ_{pv} = Diámetro pozo vecino

Φ_{ps} = Diámetro pozo sujeto

ESMpv = Semieje mayor pozo vecino

ESMps = Semieje mayor pozo Sujeto

FS = Factor de Separación

2.2 Registros de posicionamiento (Surveys)

Comprenden los parámetros direccionales que definen la trayectoria del pozo mediante la utilización de instrumentos de medición donde los principales parámetros es la inclinación, dirección y profundidad medida, con la utilización de ecuaciones matemáticas y en base a los parámetros principales se calculan los demás medidas (Weatehrford, 2012). En la figura 2.10 se puede apreciar los diferentes puntos de la trayectoria del pozo.

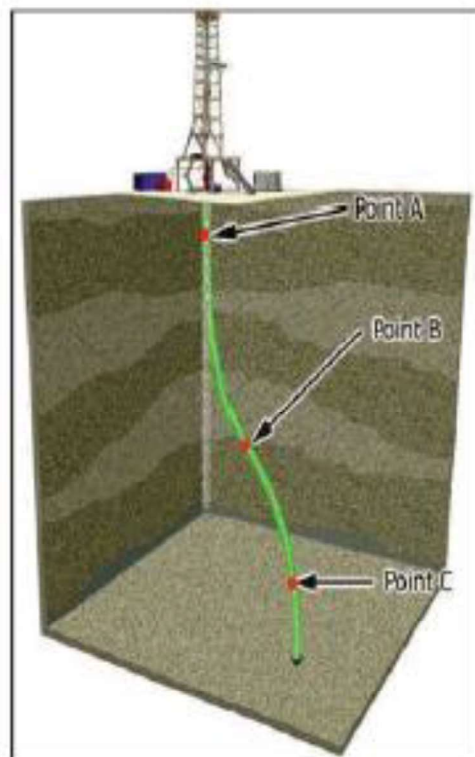


Figura 2.10. Puntos de trayectoria
Fuente. (Weatehrford, 2012)

2.2.1 Terminología de las variables de posicionamiento

En las figuras 2.11 y 2.12 están representados las variables de posicionamiento que encontramos en los survey y cuya descripción está en la tabla 2.3.

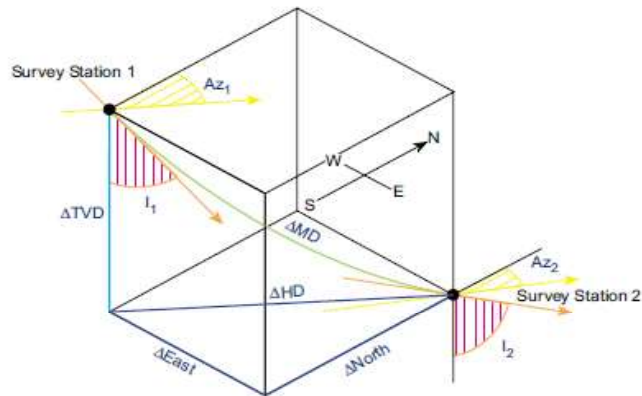


Figura 2.11. Survey Terminología – Parte A
Fuente. (Halliburton Company, 2001)

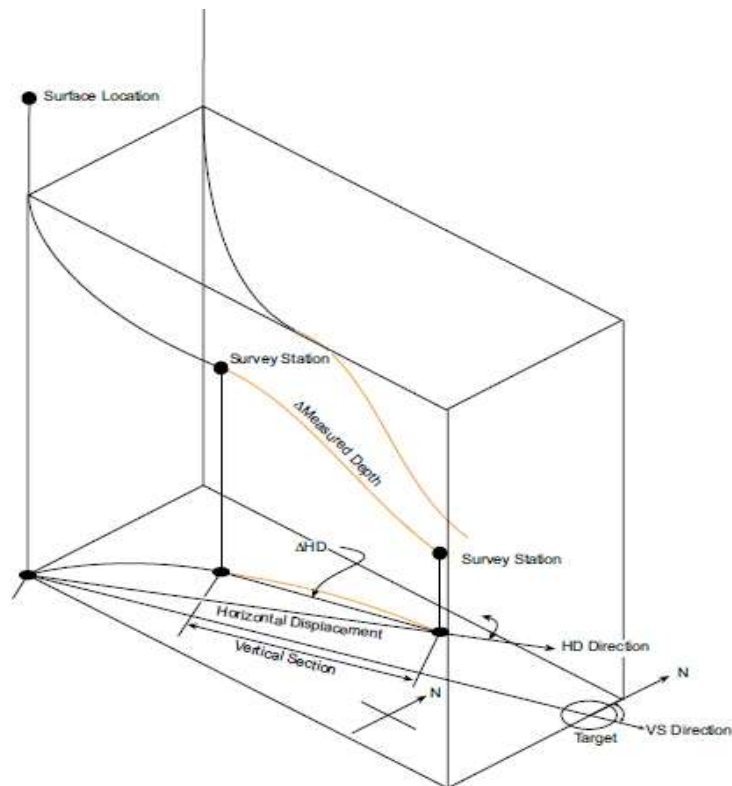


Figura 2.12. Survey Terminología – Parte B
Fuente. (Halliburton Company, 2001)

Tabla 2. 3Terminología de variables de posicionamiento

Ítem	Signo	Descripción
Incremento	Δ	Variación de un punto a otro
Profundidad Medida (Measured Depth)	MD	Comprende la longitud medida a lo largo de la trayectoria del pozo desde el punto de referencia en superficie hasta la profundidad total perforada.
Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth)	TVD	Comprende la longitud vertical desde el punto de referencia en superficie hasta la profundidad total perforada.
Inclinación	I	Es el ángulo medido en grados del pozo con respecto al eje vertical
Azimuth	Az	Es la dirección del pozo sobre el plano horizontal (0°-360°), tomando como referencia un ángulo en sentido de las agujas del reloj a partir del norte de referencia, este puede ser Norte Verdadero, Norte Magnético o Norte de Grilla. Las herramientas de tipo magnético generan inicialmente una lectura de azimuth referente al norte magnético, sin embargo este cambia constantemente con el tiempo, por lo tanto los cálculos de coordenadas finales están referentes al norte verdadero o Norte de Grilla con una referencia estable.
Incrementación de Azimuth	ΔAz	Cambio de azimuth, entre dos puntos.
Latitud	Lat	Se utiliza para graficar en una proyección horizontal que existe desde el origen hasta un punto cualquiera en dirección norte o sur, con valores positivos o negativos.
Longitud	Lon	Es la distancia que existe entre un punto cualquiera y el Meridiano de Greenwich donde un valor positivo indica un desplazamiento hacia el este y un valor negativo se da con un desplazamiento hacia el oeste. Se utiliza para graficar la trayectoria horizontal del pozo
Desplazamiento Horizontal, Cierre	HDisp	Es la distancia desde el origen hasta el último punto registrado.
Pata de Perro (Dogleg) (Severity)	DL DLS	Cambio angular tridimensional total usando la inclinación y el azimuth entre dos puntos dados en el pozo se lo realiza en grados por 100ft, durante la perforación es importante mantener las DL tan bajas como sean posibles (menos de 4° a 5° /100ft) para no tener problemas de pega diferencial, desgaste de la tubería.
Sección Vertical	VSDir	Línea que va desde la boca de pozo hasta la ubicación propuesta del fondo del pozo, esta sección es la distancia recorrida por el pozo perforado.

Elaborado por: Balladares, Milton (2019)

Fuente: (Halliburton Company, 2001)

2.2.2 Toolface (TF)

Es utilizado como una frase corta para referirse a la orientación del pozo donde la correcta orientación de la herramienta de deflexión y del BHA es vital para que el perforador direccional pueda controlar la dirección y el ángulo de la sección que se está perforando. Dependiendo de la herramienta que se utiliza para la toma de surveys hay dos tipos de toolface (VESSurvey, 2012).

- ✓ Magnético Toolface o Gyro Toolface.- Es el que proporciona la orientación de un punto con respecto al Norte Magnético o Verdadero dependiendo de la herramienta utilizada.
- ✓ Toolface gravimétrico o Lado Alto Toolface.- Es la distancia angular que indica si la guía de la herramienta de deflexión se movió sobre el eje de la herramienta señalando si el toolface de la herramienta mira hacia arriba.

En la figura 2.13 se puede apreciar cómo trabaja el toolface de la herramienta deflectora con respecto a la dirección del pozo.

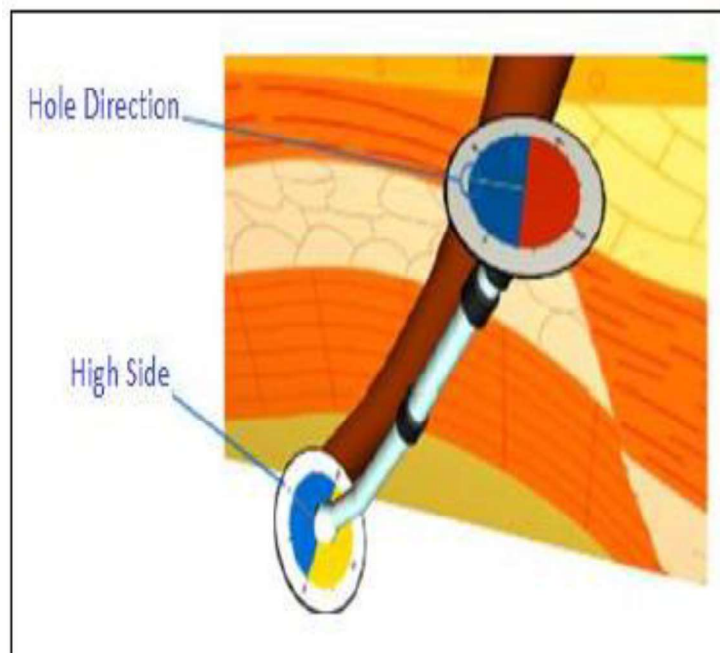


Figura 2.13. Orientación Toolface y Highside
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

2.2.3 Referencias de azimuth

Al realizar un registro de posicionamiento en un pozo el azimuth es expresado como una cifra de 0 a 360° desde la referencia del norte establecido por el cliente (V ESSurvey, 2012).

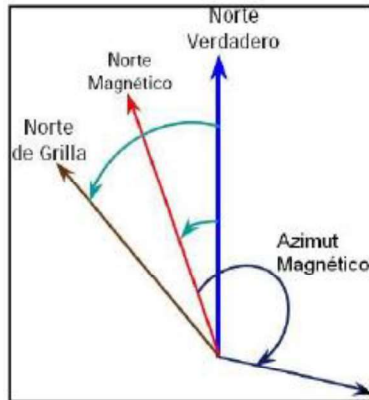


Figura 2.14. Norte Verdadero, Magnético y de Mapa
Fuente. (Halliburton Company, 2001)

En los registros direccionales existen tres sistemas de referencia de azimuth los cuales están representados en la figura 2.14 y su descripción se detalla a continuación:

✓ **Norte Geográfico Verdadero**

Es la trayectoria del polo norte verdadero, el cual está sobre el eje de rotación de la tierra y en donde las lecturas de azimuth son generadas por las herramientas giroscópicas (Directional Surveying Fundamentals, 2001).

✓ **Norte de Grilla o Norte de Mapa**

El norte de grilla es el lugar donde convergen las líneas paralelas que marcan los meridianos es la dirección norte que se visualiza en los mapas y en referencia al azimuth no coincide con el norte geográfico y a la diferencia entre ambos se conoce como convergencia de cuadrícula (V ESSurvey, 2012).

✓ **Norte Magnético**

Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético; estas mediciones son proporcionadas por herramientas de tipo magnética, debido a que norte magnético cambia constantemente los datos son convertidos al norte verdadero o al Norte de Grilla o Mapa (Directional Surveying Fundamentals, 2001).

2.2.4 Correcciones de grilla

Se refiere a los procedimientos de corrección entre el norte verdadero y el norte de grilla de esto según la figura 2.15 al norte verdadero lo podemos representar como un punto en la parte superior del Meridiano Central CM, adicional se puede apreciar que cuando el CM esta sobre la línea ecuatorial el norte verdadero y norte de grilla coinciden en todos los demás puntos existe un ángulo de diferencia entre estos dos nortes que es llamado convergencia cuya representación matemática se muestra a continuación (VESSurvey, 2012):

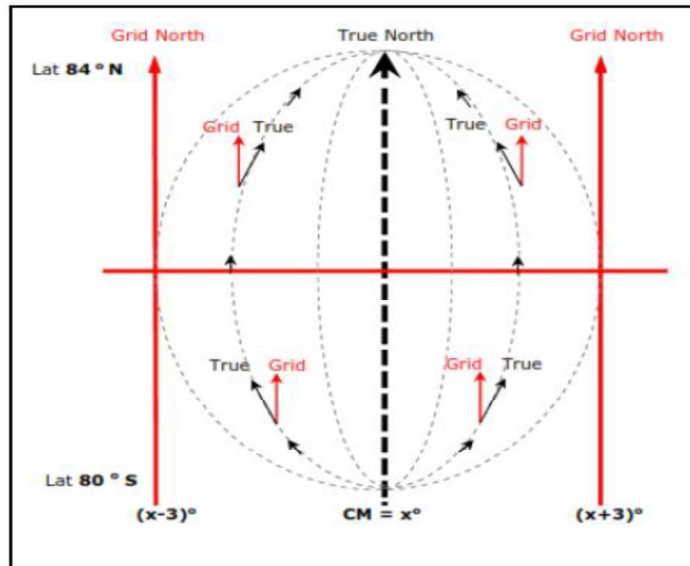


Figura 2.15. Relación Norte Verdadero – Norte de Grilla
Fuente. (Halliburton Company, 2001)

$$\text{Convergencia} = (\text{longitud} - \text{CM}) \sin \text{latitud} \quad (2.4)$$

Con el criterio de que si el norte de grilla está a la derecha del norte verdadero el signo de la convergencia es positiva y si el norte de grilla está a la izquierda la convergencia tendrá un signo negativo. Para representar matemáticamente lo mencionado se utiliza la siguiente formula (Halliburton Company, 2001):

$$\text{Azimuth Verdadero} = \text{Azimuth de Grilla} + \text{Convergencia} \quad (2.5)$$

Para la corrección de la grilla se utiliza la siguiente expresión matemática.

$$\text{Corrección de Grilla} = -(\text{Convergencia}) \quad (2.6)$$

De donde:

$$\text{Azimuth de Grilla} = \text{Azimuth Verdadero} + \text{Corrección de Grilla} \quad (2.7)$$

2.2.5 Campo magnético de la tierra

Es un fenómeno muy complejo que varía según su ubicación en la tierra y en el tiempo debido a que el polo norte magnético está en constante movimiento aunque lento así como se aprecia en la figura 2.16, con el afán de entender de mejor manera este fenómeno se puede imaginar que la Tierra tiene una gran barra magnética que atraviesa su centro, donde las fuerzas magnéticas van de sur a norte lo cual proporcionan una referencia a las brújulas (Schlumberger del Ecuador, 2019).

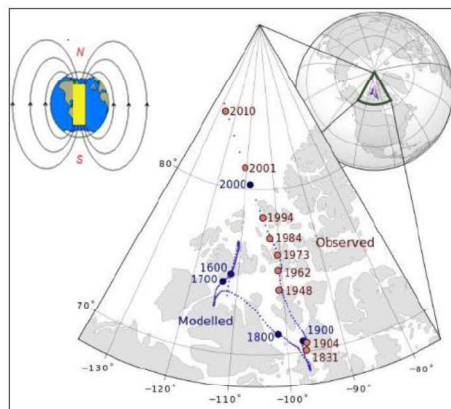


Figura 2.16. Movimiento del Campo Magnético

Fuente. (Stigant, 2012)

El campo magnético tiene los siguientes componentes:

✓ **Declinación Magnética**

Tomando como referencia la figura 2.17 donde la diferencia entre el norte verdadero y el norte magnético es la declinación magnética.

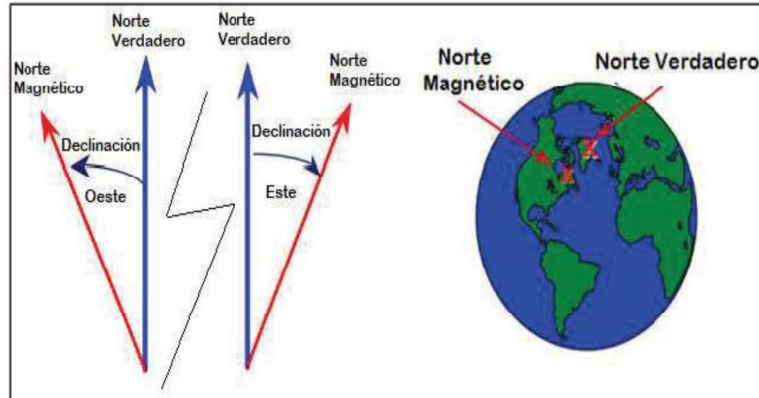


Figura 2.17. Declinación Magnética
Fuente. (VESSurvey, 2012)

La asignación del signo va a depender de la posición del norte magnético, si está a la derecha del norte verdadero la declinación magnética será positiva (Este); de lo contrario si el norte magnético está a la izquierda del norte verdadero la declinación será negativa (Oeste) (Schlumberger del Ecuador, 2019).

Es importante aplicar correcciones a las declinaciones magnéticas y a la convergencia para corregir el azimuth de grilla y al magnético; estas conversiones se las puede hacer utilizando y combinando la ecuación 2.5 de donde tenemos (VESSurvey, 2012):

$$\text{Azimuth de Grilla} = (\text{Azimuth Magnetico} + \text{Declinacion}) - \text{Convergencia} \quad (2.8)$$

2.2.6 Método de cálculo de surveys

Existen varios métodos para calcular los valores de posicionamiento tridimensional de un survey, los detallamos a continuación y están representados en la figura 2.18 (BP AMOCO, 2001).

- ✓ Método Tangencial
- ✓ Método de Ángulo Promedio
- ✓ Método de Radio de Curvatura
- ✓ Método de la Curvatura Mínima

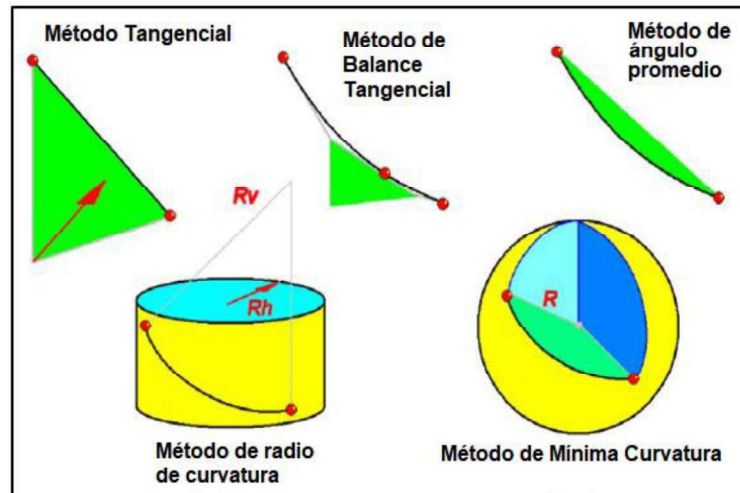


Figura 2.18. Métodos de Cálculo de Surveys
Fuente. (BP AMOCO, 2001)

El método más utilizado por los programas para la obtención de surveys y que se considera como estándar en la industria es el de mínima curvatura debido a que tiene mejor justificación técnica y también adecua un arco esférico entre las dos estaciones de survey.

Además en la tabla 2.4 se muestra los resultados de TVD y desplazamiento de un pozo al cual se aplicó todos los métodos de cálculo de surveys donde los resultados fueron comparados con el valor real, de este análisis comparativo se verifico que el método de mínima curvatura tiene menor error con respecto al valor real (Directional Surveying Fundamentals, 2001).

Tabla 2.4. Resultados de aplicar los métodos de cálculo de surveys

Métodos de Cálculo	TVD (Diferencias con el Real)	Desplazamiento - Trayectoria (Diferencias con el Real)
Tangencial	-3.34 feet	+13.94 feed
Angulo Promedio	-0.00 feet	-01.06 feet
Radio de Curvatura	-0.33 feet	-00.68 feet
Mínima Curvatura	-0.00 feet	-00.00 feet

Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

✓ **Método de mínima curvatura**

De la figura 2.19, este método utiliza las medidas de inclinación y azimuth de los puntos superior e inferior de la longitud del pozo generando una serie de arcos y líneas rectas que representa la trayectoria del pozo, asumiendo que la trayectoria se encuentra en una esfera mientras que la variación de TVD será función del azimuth y de la inclinación (Directional Surveying Fundamentals, 2001).

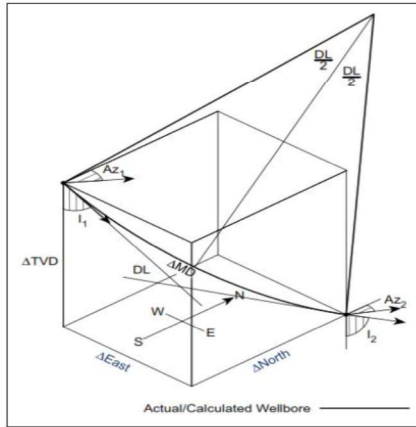


Figura 2.19. Método de Curvatura Mínima
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

A continuación se presenta las fórmulas utilizadas en el método de mínima curvatura:

$$\Delta North = \frac{\Delta MD}{2} ((\sin I_1 * \cos Az_1) + (\sin I_2 * \cos Az_2)) * RF \quad (2.9)$$

$$\Delta East = \frac{\Delta MD}{2} ((\sin I_1 * \sin Az_1) + (\sin I_2 * \sin Az_2)) * RF \quad (2.10)$$

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) * RF \quad (2.11)$$

$$RF = \frac{2}{DL} * \tan \frac{DL}{2} \quad (2.12)$$

$$Si DL(dogleg) \geq 0.0043633rad(0.25grados)$$

$$\cos DL = \cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 * \sin I_2 * (1 - \cos(Az_2 - Az_1)) \quad (2.13)$$

Dónde:

$\Delta North$ = Variación del desplazamiento Norte

$\Delta East$ = Variación del desplazamiento Este

ΔMD = Variación de la profundidad medida

DL = Dogleg

I_1 = Inclinación de Survey superior

I_2 = Inclinación de Survey Inferior

Az_1 = Azimuth de Survey superior

Az_2 = Azimuth de Survey inferior

2.3 Generalidades de las herramientas de posicionamiento de pozos

El posicionamiento de pozos direccionales es determinado por herramientas magnéticas y giroscópicas las cuales se pueden dividir en subcategorías como se muestra en el diagrama 2.2 (Carrillo, 2014).

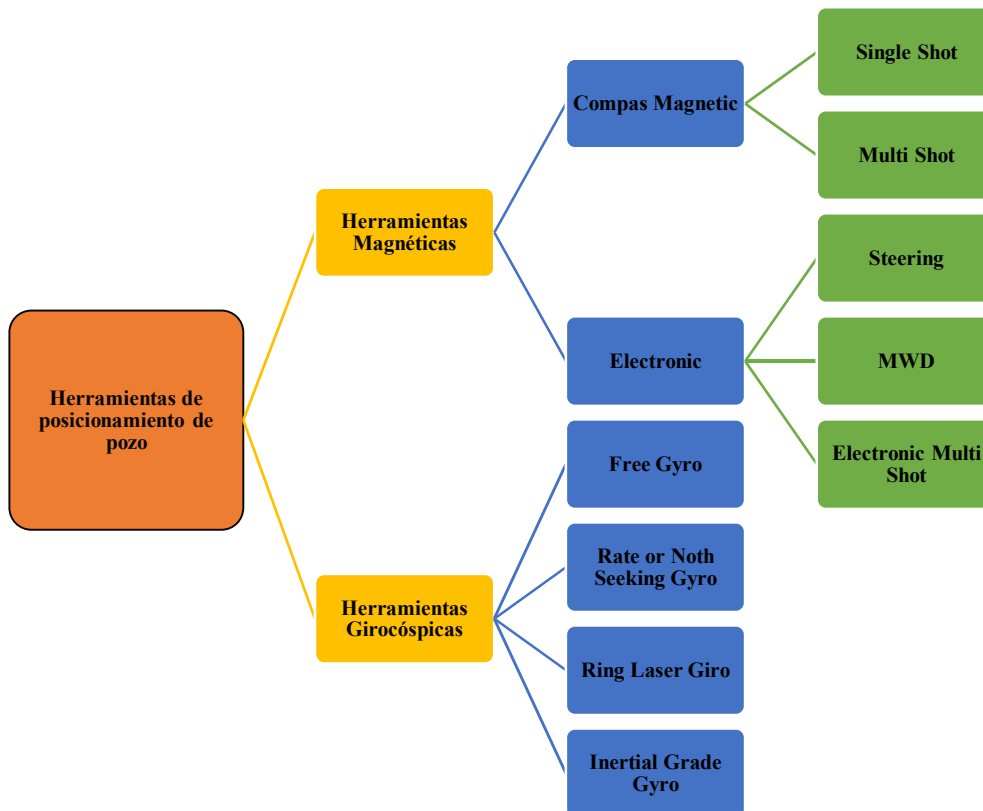


Diagrama 2.2. Clasificación de las herramientas para el posicionamiento de pozos
Elaborado por. Balladares, Milton (2019)

Fuente: (Carrillo, 2014)

En el presente caso de estudio se analiza más detalladamente las herramientas giroscópicas inerciales (Inflex) y la herramienta MWD (Measurement While Drilling).

2.3.1 MWD (Measurement While Drilling)

Es una herramienta electromecánica que está ubicada en el BHA de perforación cerca de la broca la cual contiene sensores que proporciona una gran variedad de datos direccionales que son enviados desde el fondo del pozo a superficie utilizando una telemetría de pulso positivo (Flores, 2011).

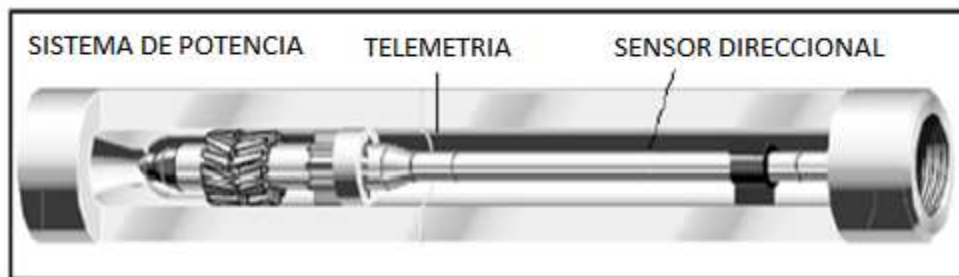


Figura 2.20. Partes de MWD

Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

En la figura 2.20 se aprecia que los sistemas de MWD están compuestos principalmente por tres componentes primarios:

✓ **Sistema de Potencia**

Este sistema está compuesto por una turbina que utiliza la fuerza del fluido de perforación el cual circula a través de las aspas de un rotor que alimenta a la batería interna la cual provee de energía suficiente para transmitir la información a superficie (Flores, 2011).

✓ **Sistema de Telemetría**

Este sistema se encarga de la medición, transmisión y recepción de toda la información a distancia utilizando sensores o transductores que se codifican para

transmitir a los receptores. La transmisión de esta información puede ser en formato analógico, digital y eléctrico. Entre los tipos de telemetría existentes tenemos (Flores, 2011):

- Telemetría por Pulso de Lodo
- Telemetría Electromagnética
- Telemetría Eléctrica
- Telemetría Acústica
- Telemetría con Fibra Óptica

✓ **Sensor direccional**

Estos sensores proporcionan las medidas de la inclinación y del azimuth a una profundidad dada con respecto a los campos magnéticos y gravimétricos de la tierra donde cada sensor consiste en un arreglo de 3 magnetómetros y 3 acelerómetros (ver figura 2.21) (BP AMOCO, 2001).

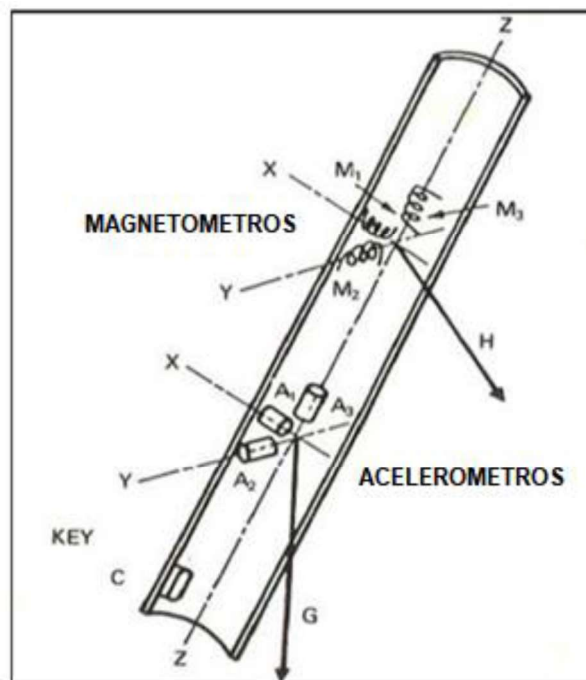


Figura 2.21. Arreglo de Acelerómetros y Magnetómetros
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

- **Acelerómetros**

Cada acelerómetro consiste de una masa magnética suspendida en un campo electromagnético donde la gravedad desvía la masa de su posición de equilibrio y para que esta regrese a su posición inicial es necesario aplicar una cantidad de corriente (Carrillo, 2014).

Referente a la figura 2.21 los acelerómetros miden la inclinación del campo gravitacional terrestre en los planos X, Y, Z; donde el plano Z está a lo largo del eje de la herramienta, X es perpendicular a Z y el plano Y es perpendicular a los dos planos. Los acelerómetros que comúnmente se utilizan son acelerómetros de balance de fuerza y acelerómetros de cuarzo (Carrillo, 2014).

- **Magnetómetros**

Estos dispositivos cuantifican la dirección o intensidad de la señal magnética proveniente de cada punto geográfico, estas señales son causadas por la naturaleza de las diferentes tipos de rocas así como del planeta.

Estos dispositivos contienen dos bobinas opuestas las cuales están alrededor de dos varillas metálicas (figura 2.22). Para magnetizar las varillas metálicas se aplica una corriente alterna (AC) a las bobinas lo que altera el campo magnético; durante la perforación al encontrar un campo magnético externo provoca que una de las bobina se sature más rápido que la otra y la diferencia en el tiempo de saturación representa la fuerza del campo externo (Directional Surveying Fundamentals, 2001).

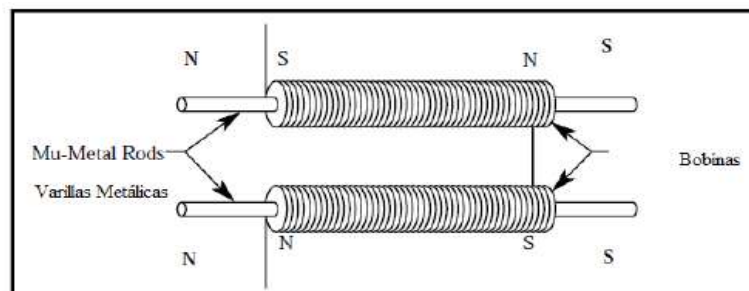


Figura 2.22. Magnetómetros

Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

Con la información proporcionada por tres acelerómetros ortogonales Gx, Gy y Gz (a veces llamado (Ax, Ay y Az) y se calcula la inclinación del pozo con respecto al eje vertical del pozo, de igual forma con los tres magnetómetros ortogonales (Bx, By y Bz) a veces llamado (Hx, Hy y Hz) y la inclinación, la herramienta puede hallar el azimuth del pozo de referencia. Utilizando las siguientes ecuaciones (Directional Surveying Fundamentals, 2001).

$$I = \cos^{-1} \left(\frac{Gz}{\sqrt{Gx^2 + Gy^2 + Gz^2}} \right) \quad (2.14)$$

$$A = \tan^{-1} \left(\frac{(GxBY - GyBx)\sqrt{Gx^2 + Gy^2 + Gz^2}}{Bz(Gx^2 + Gy^2) - Gz(GxBx + GyBy)} \right) \quad (2.15)$$

Dónde:

I = Inclinación

A = Azimuth

Gx = Medida realizada por el acelerómetro ubicado en el eje X

Gy = Medida realizada por el acelerómetro ubicado en el eje Y

Gz = Medida realizada por el acelerómetro ubicado en el eje Z

Bx = Medida realizada por el magnetómetro ubicado en el eje X

By = Medida realizada por el magnetómetro ubicado en el eje Y

Bz = Medida realizada por el magnetómetro ubicado en el eje Z

✓ **Problemas en las lecturas del MWD**

El principal problema que tiene la herramienta MWD es la interferencia magnética la cual puede ser de dos tipos:

- **Interferencias magnéticas internas**

Son causadas por la Sarta de Perforación, el cual es considerado como un imán largo que genera un campo magnético local que afecta al paquete de sensores para la dirección e inclinación ocasionando errores de desfase en el resultado del azimuth; este error es incrementado con la profundidad e inclinación y más significativo cuando se perfora a través de la línea del Este a Oeste (Flores, 2011).

Para reducir el efecto de este magnetismo se tiene que eliminar la mayor cantidad de magnetismo esto se logra utilizando unos collares no magnéticos (NMDC) que son colocados abajo y arriba de la ubicación del MWD para generar un entorno no magnético alrededor de los sensores (figura 2.23)

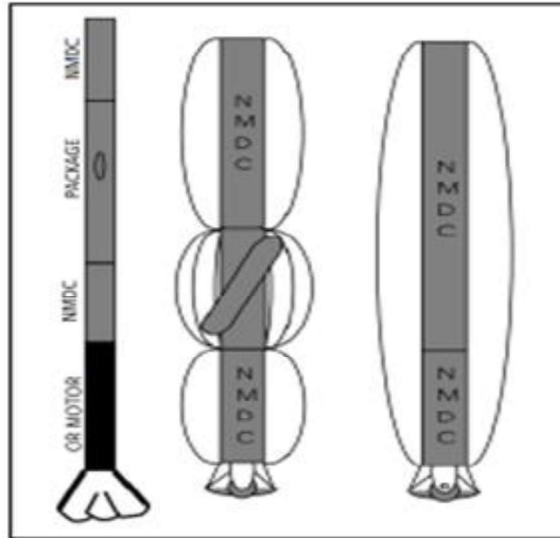


Figura 2.23. Efecto de Collares no Magnéticos
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

- **Interferencia magnética ocasionada por fuentes externas**

Este tipo de fuentes de magnetismo se refiere a BHA abandonados o mejor llamados pescados en el pozo o en las cercanías del casing donde los tres ejes son afectados.

2.3.2 Sensores giroscópicos (Gyro)

Son dispositivos que permite medir o mantener una orientación en el espacio libre con la capacidad de girar y donde su funcionamiento es sobre el principio de la conservación de movimiento angular (figura 2.24). Por lo general las herramientas giroscópicas se utilizan en profundidad someras mientras exista interferencia magnética (Martínez, 2015).



Figura 2.24. Sistema giroscópico
Fuente. (Salazar & Sánchez, 2011)

En la figura 2.25 podemos observar que al proyectar matemáticamente en un plano horizontal vemos que la componente horizontal del vector de rotación de la tierra apunta siempre al Norte Geográfico, con este tenemos una perfecta referencia al Norte Verdadero (Directional Surveying Fundamentals, 2001).

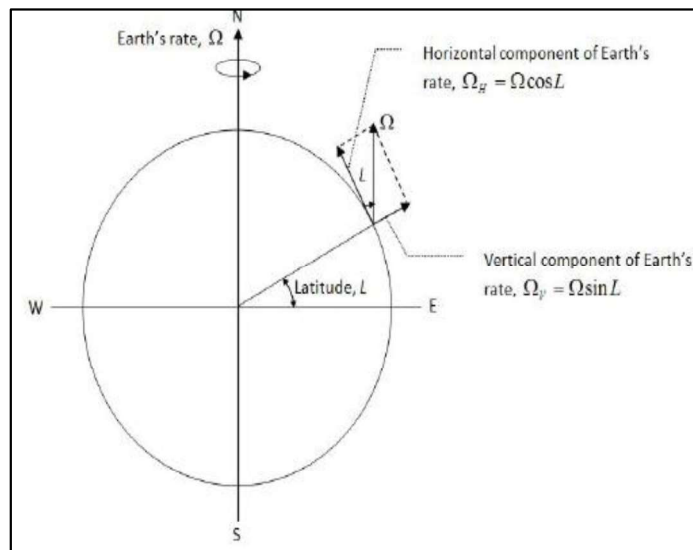


Figura 2.25. Componentes Horizontal y Vertical del vector de rotación de la Tierra
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

Además de la figura 2.26 de los ejes X y Y del giroscopio cuando la herramienta está en posición vertical genera dos componentes del vector horizontal de velocidad G_x y G_y donde al estar en posición inclinada las componentes transversales del pozo deben ser proyectadas matemáticamente en el plano horizontal.

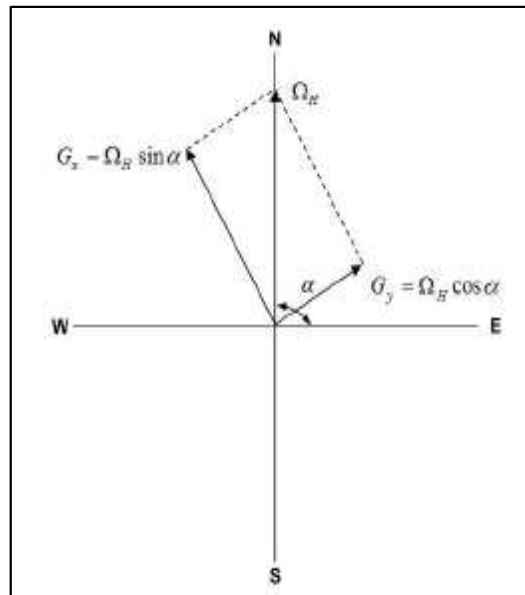


Figura 2.26. Lectura de Azimuth
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

Para calcular las medidas del Gyro en los ejes se utiliza las siguientes formulas:

$$x - eje; G_x = \Omega_H \sin \alpha \quad (2.16)$$

$$y - eje; G_y = \Omega_H \cos \alpha \quad (2.17)$$

En la figura 2.27 los acelerómetros generan lecturas en las componentes x, y, z de las fuerzas que actúan sobre la herramienta debido a la gravedad de componentes (A_x, A_y, A_z) (Directional Surveying Fundamentals, 2001).

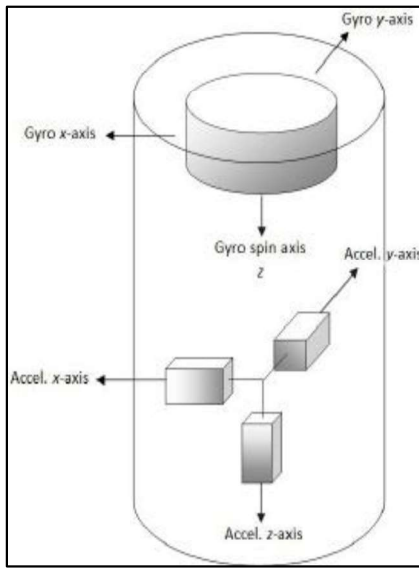


Figura 2.27. Configuración de los Acelerómetros
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

Estos valores de acelerómetros permiten calcular la inclinación (I), en la siguiente fórmula:

$$I = \arctan \left[\frac{\sqrt{A_x^2 + A_y^2}}{A_z} \right] \quad (2.18)$$

Las salidas del acelerómetro también es usado para determinar la relación entre la velocidad del eje de entrada del giroscopio con cada posición de medida del pozo, a menudo mencionaba el ángulo del TF (Toolface), así (Directional Surveying Fundamentals, 2001):

$$TF = \arctan \left[\frac{-A_x}{-A_y} \right] \quad (2.19)$$

Considerando esta información, el ángulo de Azimuth (A) puede ser calculado como una función de las medidas de giroscopio, la inclinación, ángulos del TF y del componente vertical que usa la siguiente ecuación.

$$A = \arctan \left[\frac{(G_x \cos TF - G_y \sin TF) \cos I}{G_x \sin TF + G_y \cos TF + \Omega_V \sin I} \right] \quad (2.20)$$

✓ **Procedimiento de calibración de los sensores giroscópicos**

El procedimiento de calibración tiene como finalidad evaluar los coeficientes para varios tipos de errores que se podrían tener, estableciendo patrones de correcto funcionamiento de cada sensor, donde cualquier error sistemático puede ser compensado para mejorar su exactitud (Vessurvey, 2012).



Figura 2.28. Proceso de Calibración de Gyro
Fuente. (INFLEX, 2016)

Para alcanzar esto la herramienta de medición o probeta es colocada sobre un soporte de calibración (figura 2.28) que permite al instrumento hacerlo girar entre una serie de orientaciones fijas conocidas, estas comprobaciones de calibración implican la medición de la gravedad y los campos magnéticos con la herramienta de diversas orientaciones (Vessurvey, 2012).

Los resultados de los valores medidos durante la calibración deben estar dentro de ciertos límites y puede compararse con los valores teóricos a la ubicación específica. Los valores sugeridos son los siguientes para cada variable: (Vessurvey, 2012)

B-Total spread < 3.5 mG,

G-Total spread < 6.0 mG,

Dip angle spread < 0.60 Deg.

Dónde:

B-Total = intensidad total del campo magnético

G-Total = campo de gravedad

✓ **Equipos para correr en el pozo las sensores giroscópicos**

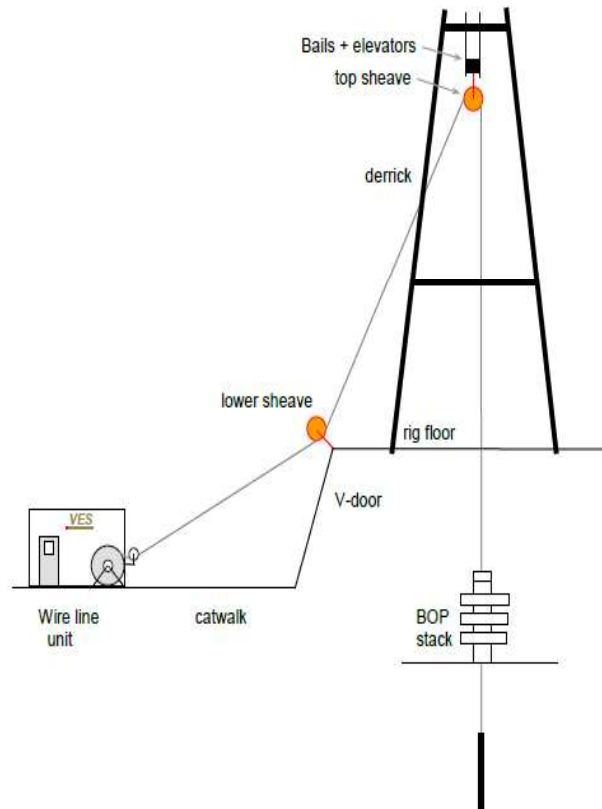


Figura 2.29. Diagrama Básico de Wireline (Rig Up)
Fuente. (INFLEX, 2016)

En la figura 2.29 muestra el diagrama de cómo se corre la herramienta en un taladro de perforación con la una unidad de wireline (figura 2.30) para un pozo, donde el forma de montaje de cada equipo se lo realiza de acuerdo a procedimientos estandarizados por la compañía. Obviamente, hay situaciones en las que este montaje básico de líneas de cable no es posible, pero esta es la situación más común.



Figura 2.30. Unidad de Wireline Ves Survey
Fuente. (INFLEX, 2016)

✓ **Principales sensores giroscópicos**

Entre los objetivos de la compañía Ves Survey International está el de proveer el más preciso y confiable instrumento de medición de la industria, optimizando el desempeño en términos de velocidad y precisión para sus clientes, para ello actualmente comercializa dos tipos de herramientas de toma de registros de posicionamiento (VESurvey, 2012).

• **Sensor GyroFlex**

Esta herramienta posee la tecnología de estado del North Seeking y tiene una construcción modular que le permite flexibilidad en su operación permitiendo usarse en varias aplicaciones petroleras donde tanto el giroscopio como el acelerómetro registran valores en los dos ejes (x, y) y eje transversal del pozo (eje z) es el que está, el de la herramienta (VESurvey, 2012).

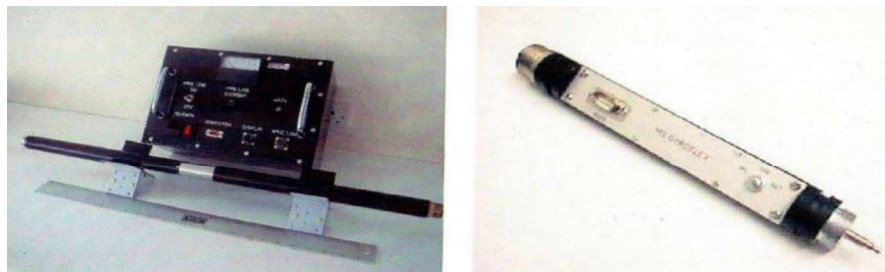


Figura 2.31. Sensor Gyroflex
Fuente. (INFLEX, 2016)

En la figura 2.31 se aprecia este tipo de sensor que utiliza un giroscopio de frecuencia que busca el Norte donde la adquisición de datos se lo puede realizar en tiempo real lo que permite que la herramienta funcione con un cable eléctrico tanto para su alimentación - comunicación y en modo memoria con batería, para que la adquisición de información sea confiable la herramienta debe estar estacionaria durante la recopilación de datos de survey (VESSurvey, 2012).

La Figura 2.32 se muestra el String para correr un Gyroflex con las unidad de wireline, en esta presentación tenemos en el fondo el Stinger que es la herramienta que se ubica o se posiciona en el UBHO instalado en el BHA de perforación y este a su vez está posicionado con el Toolface.

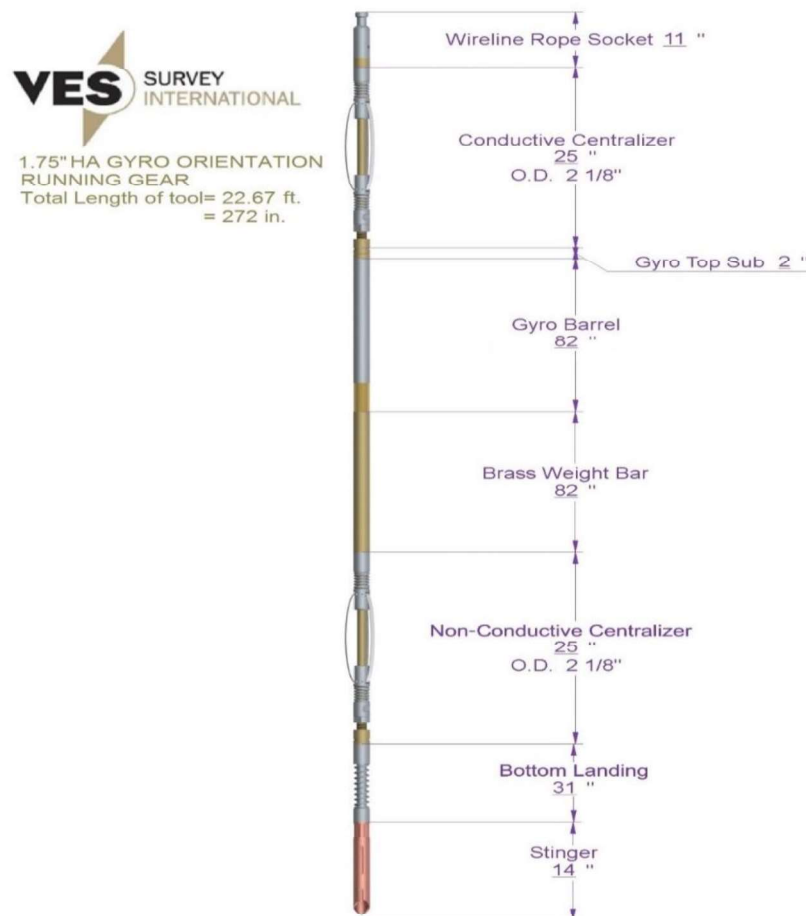


Figura 2.32. Sensor Gyroflex
Fuente. (BP AMOCO, 2001)

✓ **Gyro Inercial (INFLEX)**

Ves Survey son pioneros comercialmente en brindar el servicio en Sistema de Navegación Inercial (INS) que cuenta con dos giroscopios con 4 ejes de medición, y tres acelerómetros, los cuales se encuentran montados en una plataforma giratoria estabilizada (figura 2.33) (INFLEX, 2016).



Figura 2.33. Sensor Inflex
Fuente. (INFLEX, 2016)

Los sensores del Inflex realiza mediciones redundantes es decir cada giroscópico realiza una medición independiente, mismas que son comparadas entre sí, permitiendo que la precisión de cada giroscópico sea confirmada en cada lectura en campo.

Entre las ventajas de esta herramienta no tiene que realizar paradas de calibración, ni tiene límite de inclinación como el girocompás midiendo en 3 ejes, mientras realiza tomas continuas de información, 158 disparos por segundo, lo que permite obtener gran cantidad de información del pozo.

Estos sistemas se los desarrolla en tiempo real a alta velocidad (200 ft/min hasta 450ft / min), son capaces de registrar en todos los ángulos y direcciones sin limitaciones, velocidades de registro. La data de estos registros se puede presentar pie a pie, o dependiendo de las necesidades del cliente (INFLEX, 2016).

En la figura 2.34 se muestra un string del gyro Inflex de 1.75" sin protección térmica, pero con protección su diámetro sería de 2.1" este permite aumentar la resistencia a la temperatura hasta 200 °C, por un tiempo de exposición no mayor a 8 horas (INFLEX, 2016).

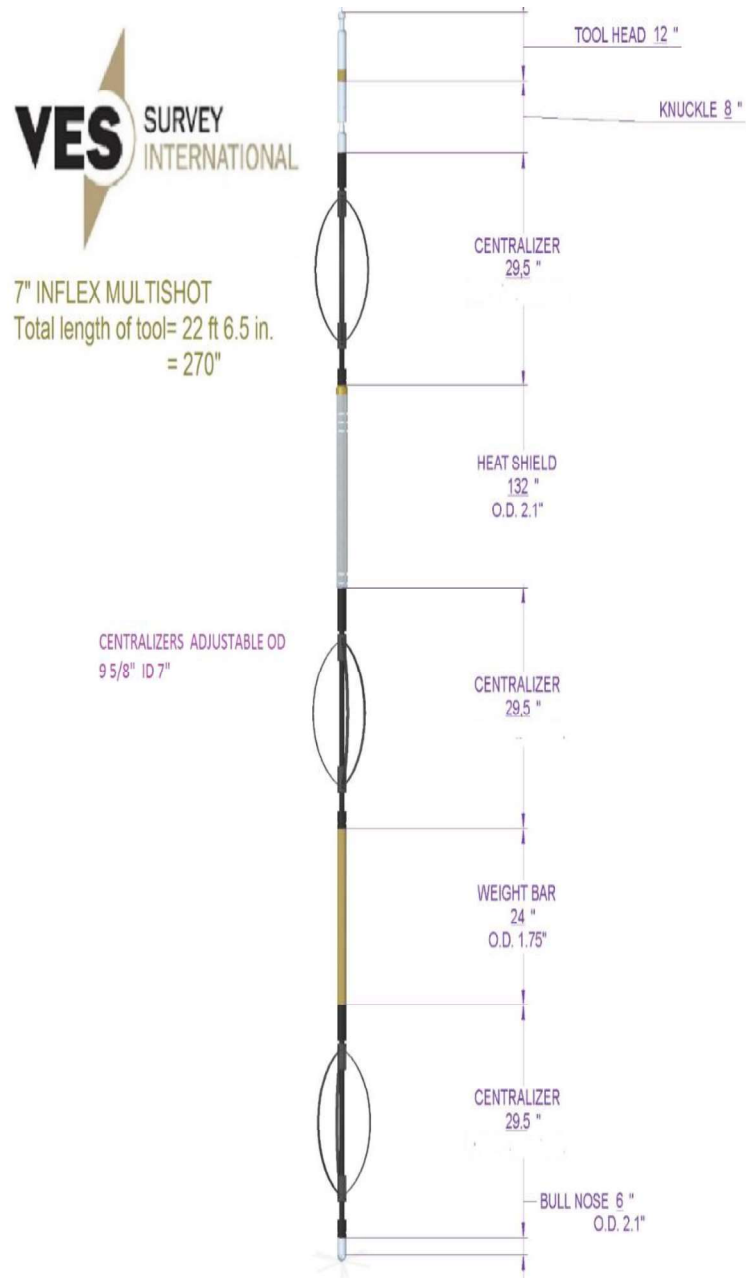


Figura 2.34. String de Gyro-Inflex
Fuente. (INFLEX, 2016)

✓ **GyroFlex vs INFLEX**

Tabla 2. 4Tabla comparativa Sensores Gyroflex - Inflex

GyroFlex	INFLEX
<ul style="list-style-type: none">✓ Orientaciones / Kick Off.✓ Toma sencilla de survey.✓ Orientaciones.✓ Whipstocks (Cuchara).✓ Motor (Otros).✓ Se puede correr en modo memoria✓ Soporta temperaturas hasta 200°.✓ El software de superficie Drillog es altamente flexible y confiable.✓ OD máximo 1.75"	<ul style="list-style-type: none">✓ Más información en menor tiempo✓ Reducción de Tiempos de Rig por toma de giroscópico.✓ No necesita paradas de calibración.✓ Capacidad de registrar en todas las inclinaciones o direcciones debido a que el sensor mide la fuerza angular de los cambios de dirección del grupo de giroscopios a diferencia del gyrocompass que a inclinaciones mayores a 75 grados se le complica medir el vector de gravedad de la tierra.✓ Toma de registro de manera continua.✓ Capacidad de presentar Microdogleg.✓ Alta precisión en la toma de survey.✓ Reducción de la elipse de incertidumbre.✓ Determinan con muy alta precisión.

Elaborado por. Balladares, Milton (2019)

2.4 Incertidumbre de Posicionamiento

Mencionando el principio de indeterminación o incertidumbre de Heisenberg, establece la imposibilidad de que determinados pares de magnitudes físicas sean conocidas con exactitud y la determinación de las magnitudes dependerá del instrumento de medida empleado y el modo en que tal instrumento se utiliza (Galindo, 2014).

Los errores en las mediciones pueden deberse tanto a la herramienta de adquisición como al medio ambiente y la acumulación de los errores combinados puede alcanzar un valor del 1% de la profundidad medida del pozo.

2.4.1 Elipse de Incertidumbre

La elipse de incertidumbre se la define como un cuerpo tridimensional aunque la mayoría de aplicaciones de software la proyectan en un plano vertical, horizontal o perpendicular a la trayectoria del pozo también se lo presentan como un volumen con forma de cono aplanado que rodea a la trayectoria estimada el pozo donde la posición del pozo se le considera dentro de la elipse y su trayectoria dependerá de

la acumulación de errores desde el cabezal del pozo hasta la profundidad total (figura 2.6) (Carrillo, 2014).

En la figura 2.35 se exhibe las diferentes elipses generadas por las herramientas de posicionamiento así como las correcciones para reducir la elipse de incertidumbre.

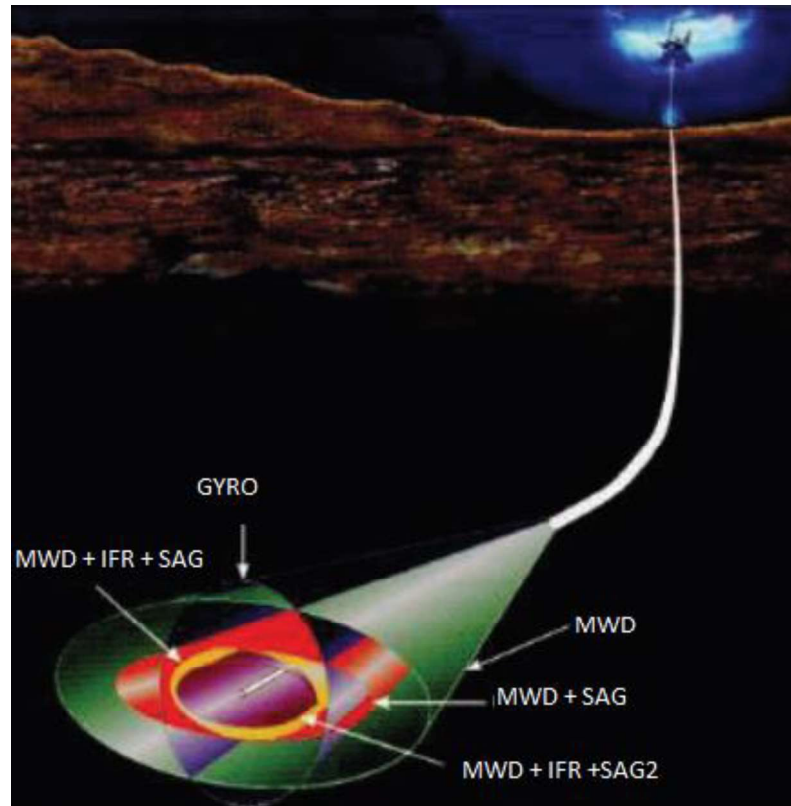


Figura 2.35. Correcciones para reducir la elipse de Incertidumbre
Fuente. (Carrillo, 2014)

La dimensión lateral o semieje mayor es proporcional al error de azimut y el semieje menor o la dimensión del lado alto (Highside) es proporcional al error de inclinación ambas alrededor del pozo; con estas variables se forma la elipse de incertidumbre; que el azimut fuera más preciso que la inclinación, la elipse sería menor en todo el pozo (Carrillo, 2014).

2.4.2 Incertidumbre de las variables de posicionamiento

Los datos de posicionamiento obtenidos tienen medidas en tres dimensiones y por ende está sujeta a incertidumbre en cada dimensión, lo que va a resultar en un volumen de incertidumbre, para cada punto a lo largo de la trayectoria.

✓ Incertidumbres de Inclinación

Estos valores de inclinación son debidos a la incertidumbre de la herramienta, para herramientas giroscópicas oscilan entre $\pm 0,25^\circ$ y $\pm 0,5^\circ$ y para herramientas magnéticas $\pm 0,1^\circ$; esta incertidumbre es ocasionada por la mala centralización de la herramienta para reducir este efecto es recomendable rotar la herramienta si es posible. (Maatschappi, 2004)

Cuando tenemos una inclinación en el pozo este valor puede diferir de la inclinación de la herramienta debido a la tensión axial debido a que el inclinómetro usado en 90 grados también tiene sus errores, para compensar el incremento del survey debido a este error se establece la siguiente ecuación:

$$\Delta I_t = \sin I * \Delta I_{t0} \quad (2.21)$$

Donde:

ΔI_t = Error de inclinación verdadera

ΔI_{t0} = Error de inclinación pertinente a un pozo horizontal

✓ Incertidumbres de Azimuth

Este tipo de incertidumbres se compone de dos errores, un error de brújula el cual tiene en cuenta tanto la desviación de la brújula giroscópica y de la magnética y un error de desviación que tiene en cuenta la desviación física de la herramienta con que se toma el survey en el pozo y las tolerancias del instrumento que van desde $0,25^\circ$ hasta 10° en casos extremos. A continuación se describe una fórmula que describe esta analogía. (Maatschappi, 2004)

$$\Delta A = \sqrt{\Delta C^2 + \left(\left(\sin^{-1} \frac{\Delta I_m}{\sin I} \right) \right)^2} \quad (2.22)$$

$$\Delta C = \sin I * \sin A \frac{\Delta BZ}{BN} \quad (2.23)$$

Donde:

ΔA = Error Azimuth

ΔC = Error de brújula

ΔI_m = Error de desviación

I = Inclinación

A = Azimuth

BN = componente del campo magnético de la tierra orientada hacia el norte, varía entre 40 μ T en el Ecuador magnético hasta 0 μ T.

2.5 Modelos correctivos de errores para las herramientas de posicionamiento

Se ha desarrollado modelos correctivos de error para reducir los problemas de incertidumbre de posicionamiento de pozos determinando cuán lejos podemos estar de un objetivo planteado, los modelos consideran varias fuentes de error, así como hacen énfasis en los coeficientes utilizados para definir las precisiones numéricas de las herramientas (Stigant, 2012)

A continuación, se muestra la clasificación y los modelos correctivos de errores de las herramientas:

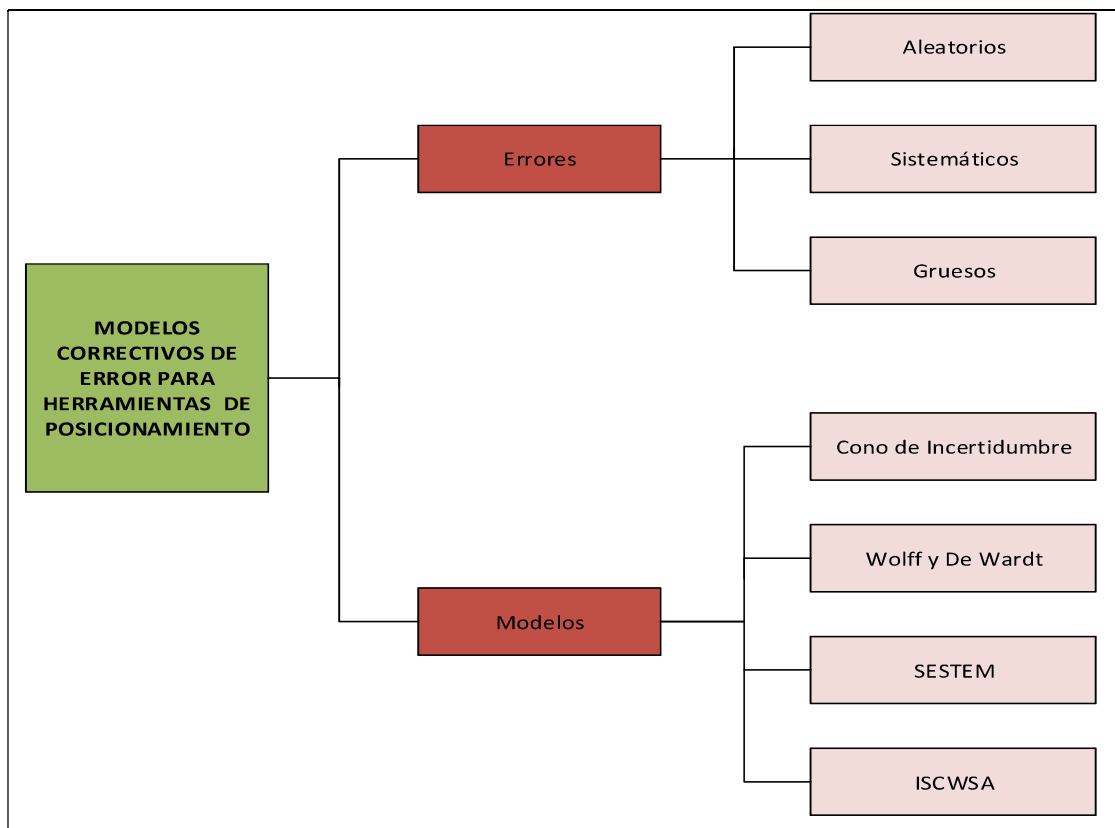


Figura 2.36. Modelos correctivos de errores
Fuente: (Ekseth, 2010)

2.5.1 Clasificación de Errores de Herramienta de Posicionamiento

Los errores detectados en los registros de posicionamiento de pozos direccionales se dividen en tres: errores aleatorios, sistemáticos y gruesos.

✓ Errores Aleatorios

Este tipo de errores son inevitables y suelen estar presentes en cualquier proceso de medición debido a que el resultado se obtiene de promediar un gran número de repeticiones que fueron medidas, algunos ejemplos de errores se muestran a continuación (Ekseth, 2010).

- ✓ Redondeo de errores
- ✓ Impredecibles variaciones ambientales
- ✓ Errores de ortogonalidad (Gyro en modo Log)

✓ **Errores Sistemáticos**

Este tipo de errores o equivocaciones se originan debido a los métodos o instrumentos de medida inadecuados. A continuación se muestran algunos ejemplos de errores sistemáticos (Ekseth, 2010).

- ✓ Problemas de alineamiento con la herramienta MWD
- ✓ Errores debido a la brújula magnética y giroscópica
- ✓ Errores de calibración en Gyro (Inflex).

✓ **Errores Gruesos**

Son causados principalmente por errores humanos, por utilización inadecuada de los instrumentos de medición presentando fallas en la lectura de las variables de posicionamiento (Ekseth, 2010).

Este tipo de errores pueden ser corregidos o anticipados al seguir el procedimiento de medición. A continuación se da a conocer algunos ejemplos de los errores en mención.

- ✓ Ingreso de datos del pozo al sistema Drillog (latitud, Coordenadas de superficie, profundidad)
- ✓ Inadecuada calibración de la herramienta en superficie antes de bajar al pozo.
- ✓ Herramientas defectuosas

En la figura 2.36 se puede apreciar un ejemplo de error grueso, antes de los 2900ft los surveys de las dos herramientas venían muy parecidos pero luego de los 2900ft y con un ángulo de 50 grados los surveys del MWD cambian bruscamente en relación al survey de Gyro, siempre que se tenga esta anomalía es porque algo paso en las lecturas de medición de las herramientas (SPE - Distinguished Lecturer Series, 2014).

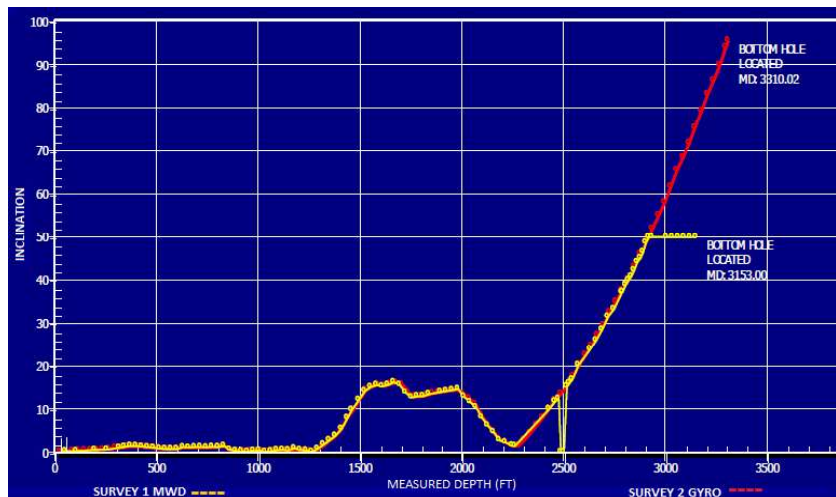


Figura 2.37. Errores Grosos
Fuente. (SPE - Distinguished Lecturer Series, 2014)

2.5.2 Clasificación de modelos de error de herramientas de posicionamiento

Los modelos de error con de venir del tiempo han venido evolucionando es así como desde los modelos de error de Walstrom, Wolf y D'Ward se ha llegado a obtener el modelo de ISCWSA (Carreño, 2005).

Existen varios modelos de error los cuales son seleccionados antes que inicie la perforación donde los resultados de error son presentados en programas de anticollisión o como radio del objetivo. Los modelos que se han venido utilizando cuatro modelos de error (Carreño, 2005).

- ✓ Modelo de Cono de Error
- ✓ Modelo de Error de Wolff y JP de Wardt
- ✓ Modelo de Error SESTEM
- ✓ Modelo de Error ISCWSA

Para seleccionar el modelo más idóneo a utilizar se tomó como referente los trabajos del SPE números 67616 y 90408 los que sostienen como hipótesis que los valores de las mediciones deben estar libre de errores gruesos y se recomiendan la

manera de identificarlos así como disminuirlos en las buenas prácticas en el diseño del programa de registros direccionales realizando una estimación consiente y confiable basándose en el registro direccional. (Torkildsen, 2004), (Grindrod, 2016).

Con los criterios anteriormente mencionados el modelo de error que se utilizó es el de ISCWSA.

2.6 Modelo de Error ISCWSA

2.6.1 Fundamentos

La *Industry Steering Committee for Wellbore survey Accuracy (ISCWA)*, fue creada por la industria quienes desarrollaron un modelo óptimo que es aplicado con mucho éxito en la actualidad, enfocado principalmente para el sistema MWD, debido a que con este método se obtiene la mayoría de datos de survey (Carreño, 2005).

La confiabilidad de este modelo se basa en los resultados del trabajo sobre un modelo de error para un servicio básico de MWD presentado en la SPE 56702 "*Accuracy Prediction for Directional MWD*" por Hugh Williamson, en la conferencia y exposición técnica anual de 1999 en Houston, Texas; a la vez una versión más actualizada se mencionó y publicó en el paper (SPE 90408) "*Predicction of Wellbore Position Accuracy*" por Torgeir Torkildise, Stein Havardstein, Jhon Weston and Roger Ekseth en el año 2016 (Carreño, 2005).

2.6.2 Descripción general del modelo

El modelo ISCWSA proporciona un enfoque matemático, combinando varios factores y fuentes físicas de error, demostrando así como los errores de las variables de posicionamiento profundidad, inclinación y azimuth las cuales se combinan para determinar la región de incertidumbre representada por una elipse 3D afectando la posición final del pozo (Carreño, 2005).

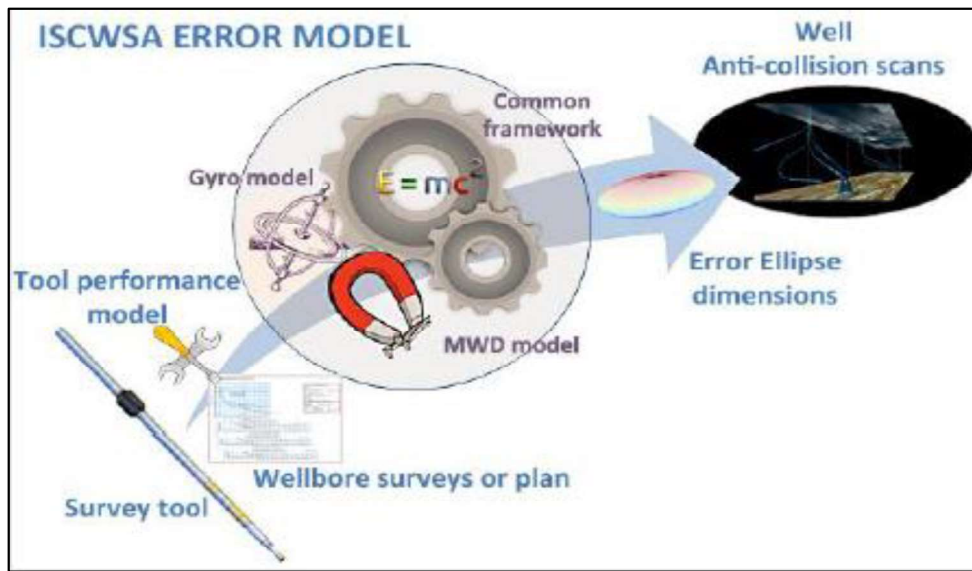


Figura 2.38. Modelo Sistemático de Error de ISCWSA
Fuente. (Stigant, 2012)

La figura 2.37 se muestra el proceso de funcionamiento del modelo de error el cual empieza con una anomalía en la herramienta, después evalúa como esta anomalía o error afecta a las lecturas del survey respecto a la inclinación y azimuth y los resultados son representados en una elipse de incertidumbre (Carreño, 2005).

El modelo de error es un método práctico que puede ser implementado en cualquier software y que puede ser utilizado en los diseños de pozos direccionales. La descripción general que utiliza este modelo está reflejado en el siguiente diagrama 2.3 (Carreño, 2005).

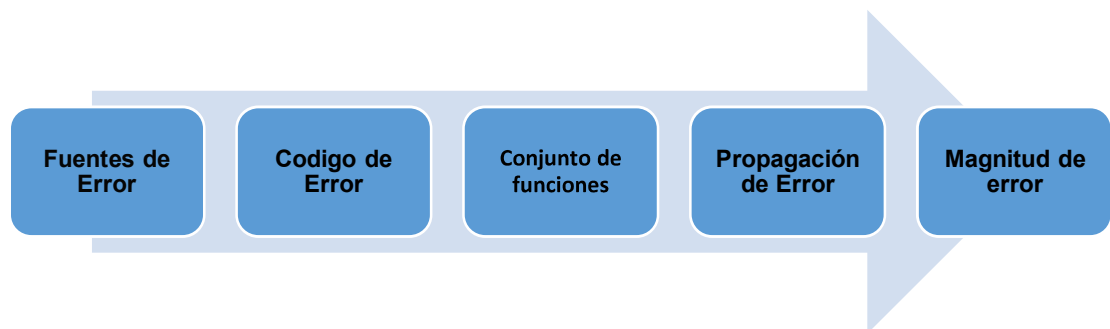


Diagrama 2.3. Descripción General del Modelo ISCWSA
Fuente: (Ekseth, 2010)

2.6.3 Condiciones del modelo para las herramientas de posicionamiento

Para obtener valores adecuados es imprescindible seguir procedimientos estándares de calibración de herramientas de los cuales tenemos: (Carreño, 2005)

- ✓ Las herramientas de toma de surveys deben ser calibradas periódicamente.
- ✓ Los intervalos de survey deben ser máximo 100ft
- ✓ Se debe tener en cuenta variables como el Gyro Drift, campo magnético total, campo gravitacional total magnético en cada lectura del survey.
- ✓ Descartar la utilización de collares magnéticos para los surveys tomados con MWD.
- ✓ Los surveys tomados con MWD válidos, son los que sean tomados en ambientes libres de interferencia magnética de lo contrario estos datos no serán confiables debido a que el modelo no va a determinar la magnitud del error para los surveys tomados en interferencia magnética.

2.6.4 Limitaciones del modelo

Entre estas tenemos que no cubre todas las variantes en el posicionamiento de pozos como los errores gruesos, además no proporciona modelos de error certificados para ciertas herramientas y solo definen el proceso para tener una estimación de incertidumbre posicional.

Sin embargo, el comité del ISCWSA considero que al existir fuentes de error estas deben ser corregidas siempre que sea posible, de lo contrario las elipses de error deberán ser lo suficientemente grandes para abarcar la ubicación real esperada objetivo (Ekseth, 2010).

2.6.5 Modelo básico de error de ISCWSA para MWD

Debido a que el campo geomagnético produce una variación de la magnetización de las rocas y al conocer que la herramienta MWD está conformada por tres magnetómetros que determinan el azimuth magnético estos valores generados se ven afectados y no son confiables.

Este modelo ha identificado que la inexactitud de los sistemas de mediciones se debe a los diferentes usos terminológicos, a las configuraciones durante la corrida, el diseño del BHA, a la localización geográfica y a herramientas utilizadas, estas fuentes se detallan seguidamente las fuentes de error para el Modelo Básico MWD (Carreño, 2005).

Fuentes de error para el modelo MWD

Tomando como referencia al SPE 67616 las fuentes de error se identificaron en la cantidad de 41 y con el estudio de la SPE 95611 se quedó finalmente en 4 fuentes de error MWD las cuales se detallan a continuación (Ekseth, 2010).

a) Error en los sensores

Entre la calibración los sensores del MWD presentaran pequeños desfases de rendimiento, expertos realizaron calibraciones sucesivas de las herramientas en donde encontraron desalineación en cada sensor (Carreño, 2005).

b) Interferencia magnética en el BHA

Esta interferencia es causada por el acero del BHA, esta va estar dividida en forma axial (paralelamente) y Cross Axial (perpendicular) al eje del pozo.

✓ Interferencia Axial

Esta interferencia es paralela al eje y está relacionada con el campo magnético generado afectando la lectura de los magnetos del MWD (Carreño, 2005).

✓ **Interferencia Cross Axial**

También conocida como el bias del magnetómetro es el que analiza diferentes surveys con valores anormales

c) Desalineamiento de la Herramienta

Este error se debe a no haber paralelismo entre el eje de la herramienta para la adquisición de survey y el eje centro del pozo que se está perforando. En la figura 2.38 muestra el desalineamiento del sensor con respecto al hueco perforado es debido a la deflexión de los collares de la sarta por factores de gravedad y curvatura del hueco (Carreño, 2005).

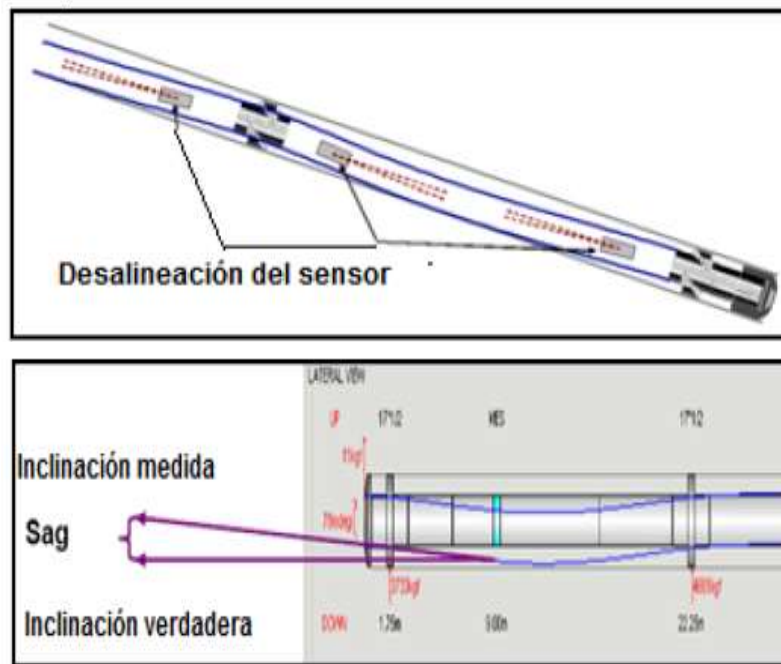


Figura 2.39. Desalineamiento de la herramienta
Fuente. (VESSurvey, 2012)

d) Errores de profundidad de pozo

Estos valores son afectados por la elongación debido al peso de la sarta.

Modelos Correctivos

✓ Corrección Collar Corto (Short Collar)

En referencia a la figura 2.39 esta corrección es una técnica matemática que reduce los efectos de interferencia magnética del BHA donde los sensores magnéticos del MWD realizan correcciones de azimuth, especialmente en condiciones de alta inclinación y cuando la trayectoria esta próximo al plano magnético Este/Oeste (Ekseth, 2010).

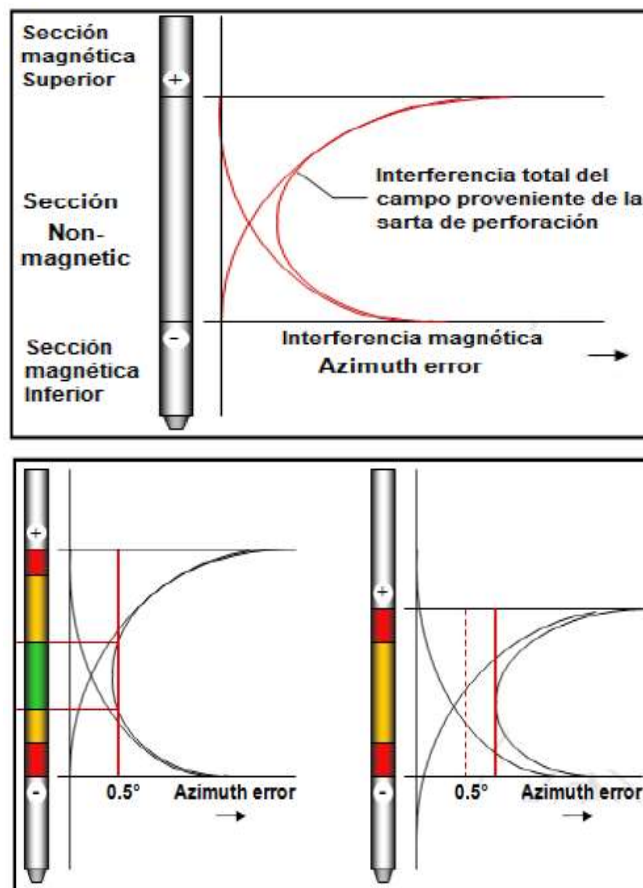


Figura 2.40. Interferencia Magnética de BHA
Fuente. (Directional Surveying Fundamentals, 2001)

✓ **Referencia en campo (*In Field Referencing IFR*)**

Se refiere a las correcciones de azimuth calculado el cual es afectado por el valor supuesto de inclinación magnética las estimaciones de inclinación magnética y la intensidad de campo magnético se obtiene correcciones convencionales para la interferencia axial (Carreño, 2005).

En la práctica se ha desarrollado modelo correctivos para esta fuente de error donde se ha visto necesario utilizar varios factores que servirán de apoyo, entre ellos tenemos:

- La variación del campo de la corteza local (B_c) sea relevante en distancias cortas.
- Los cambios en el campo (B_d) sea altos, impredecibles y espontáneos.
- Los datos magnéticos no sean exactos.

En la actualidad el desarrollo de estos modelos son a través de softwares entre los más principales tenemos el MAGUTM el cual utiliza los modelos matemáticos BGGM o BGS para así especificar y asegurar que el B_t del sitio propuesto con este software sea correctos.

✓ **En pozo de referencia (*In-Hole Referencing*)**

Es la técnica de procesamiento de la información de survey la cual elimina los mayores errores sistemáticos e inherentes en los surveys de MWD, es usada en la sección tangente del pozo (Ekseth, 2010).

Se fundamenta en realizar una comparación de los resultados de los intervalos de survey de MWD y Gyro realizando la corrección de azimuth del MWD mediante interpolaciones, debido a que este dato fue expuesto a las fuentes de error (declinación magnética y por interferencias del BHA).

Esta corrección es aplicada en intervalos de survey donde la inclinación es mayor a 20° y la constante de azimuth es mantenida sobre 200ft de intervalo así como las

variaciones de azimuth no sean mayores a 0.5° entre estaciones de survey. Si cada survey de MWD es tomado exactamente a la misma profundidad de la estación de Gyro se evitara realizar cálculos como interpolaciones de los surveys de Gyro. (Gómez, 2019)

✓ **Corrección SAG – Desalineamiento de la herramienta**

Esta corrección consiste en realizar el ajuste a la inclinación asociada a la deflexión del BHA con los puntos de contacto con el hoyo (Carrillo, 2014).

La importancia de esta corrección se debe a que en el reservorio se registra la acumulación de los sensores del TVD cuya magnitud podría ser significativa y compromete el posicionamiento del pozo dentro del radio de objetivo ya que en estudios realizados muestra que los problemas de inclinación están directamente relacionados con los errores en TVD en un 80%

Las correcciones para esta fuente de error se las realiza mediante softwares automáticos como el MaxBHA y el PLANIT para pozos direccionales y horizontales.

Errores omitidos por el modelo “Básico” MWD

En el modelo básico no han sido incluidos algunos errores que afectan las lecturas de survey del MWD, los cuales se detallan a continuación:

- ✓ Electrónica y resolución de la herramienta
- ✓ Efecto del Método de Cálculo de toma de Surveys
- ✓ Errores Gruesos

2.6.6 Modelo de Error de ISCWSA para Gyro

Del estudio anterior consideramos que todas las herramientas MWD son esencialmente iguales las cuales comprendían de seis sensores; por el contrario

para los sensores giroscópicos existe herramienta y formas de tomar las medidas en el pozo; por aquello existía la necesidad de implementar un modelo único de ahí donde se efectuó el modelo de ISCWSA para Gyro (BP AMOCO, 2001).

En términos generales el funcionamiento de los sensores giroscopios se definen en dos tipos:

a) Modo estacionario.- Herramientas que realizan las medidas de surveys en estaciones teniendo el requerimiento de estar detenida para tener datos válidas; aquí el modelo estima un conjunto completo y representativo (BP AMOCO, 2001).

b) Modo Continuo.- Herramientas que toman datos continuos en una sola corrida sin necesidad de detenerse; el modelo propone un guía mucho más útil y simple que facilita un perfil suficiente de la propagación de errores (BP AMOCO, 2001).

Fuentes de error para el modelo Gyro

De las dos tipos de sensores se establecería que el modelo es el mismo para el Gyro continuo como para el estacionario.

a) Errores en Inclinación.-

Cuando las lecturas del acelerómetro son influenciadas por ciertas fuentes de error como por ejemplo (BP AMOCO, 2001):

- ✓ Fallas en los sensores (Bias)
- ✓ Error en el componente de escala
- ✓ Desalineación de sensores

Como el error de declinación no tiene influencia en las herramientas giroscópicas por ende el modelo giroscópico no necesita incluir un término de error de declinación.

b) Errores en Azimuth.

El error del sensor giroscópico afecta las medidas de azimuth, actualmente se aplica diferentes funciones correctivas dependiendo del tipo de Gyro que se está utilizando (BP AMOCO, 2001).

En los sistemas de giroscopios continuos se ven afectados por los errores de deriva giroscópica los cuales dependen del tiempo transcurrido de la corrida.

2.7 Comparación entre MWD y Gyro

2.7.1 Por fuentes de error

En términos generales se podría mencionar que el modelo de error Gyro es mejor que el modelo MWD dado que la física detrás de las herramientas es diferente así como las fuentes de error y las funciones de ponderación (Carreño, 2005). Para efectuar una comparación entre los dos modelos se recalca que las fuentes de error son agrupadas con respecto al tipo de: acelerómetros, referencia magnética, desalineación que afectan el azimuth; los errores de profundidad afectan la medida de profundidad del registro (Ekseth, 2010)

Tabla 2. 5 Comparación de Fuentes de error

FUENTES DE ERROR	MWD	GYRO INFLEX	MWD + GYRO INFLEX
Errores de Acelerómetros			
Errores de Magnetómetros			
Errores de Gyro			
Desalineación			
Errores Magnéticos			
Errores de Profundidad			

Sin control	Poco Control	Buen Control	No Aplica
--------------------	---------------------	---------------------	------------------

Realizado por: Balladares, Milton (2019)

Fuente: (Ekseth, 2010)

La tabla 2.5 muestra las diferentes fuentes de error versus las herramientas de posicionamiento que se corren en el pozo ya sean solas o en conjunto, de ahí tenemos que en la primera columna se muestra los resultados que se podrían tener al correr solo el MWD y el control o no en cada fuente (Ekseth, 2010).

En la segunda columna tenemos el Gyro Inflex en el cual se aprecia que existe un mayor control en algunas fuentes de error. (Ekseth, 2010).

Pero en la tercera columna cuando en el pozo se corre las dos herramienta los niveles de calidad son mejor teniendo un mejor control de las fuentes de error y su vez una posicionalidad más precisa y confiable al instante de ubicar el pozo objetivamente (Ekseth, 2010).

2.7.2 Precisión de herramientas de posicionamiento

Tomando en cuenta a las compañías de MWD que actualmente están trabajando en el país se presentan la precisión de los dos tipos de sistemas surveys para los registros de posicionamiento (VESSurvey, 2012).

Tabla 2. 6 Precisión de los sensores MWD y Gyro

ITEMS	MWD			GYRO	
	Schlumberger	Halliburton	SDT	GyroFlex	INFLEX
Inclinación	±0,10°	±0,20°	±0,20°	±0,05°	±0,0025°
Azimuth	±1,00°	±1,50°	±1,00°	±0,10°	±0,13°
Tool face	±3,00°	±2,80°	±2,00°	±0,05°	±0,13°

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

Fuente: (Carrillo, 2014)

En la tabla 2.6, se observa los valores de precisión de cada variable de posicionamiento tanto para las herramientas giroscópicas y MWD de donde el Gyro Inflex tiene una mejor precisión en comparación con el Gyroflex, de igual se observa que la precisión de MWD varía dependiendo de cada compañía que tiene este servicio y en general el Gyro tiene mejor precisión que el MWD (Flores, 2011).

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1 Modelado del proceso de metodología

En el diagrama 3.1 se detalla el flujograma de la metodología a seguir:

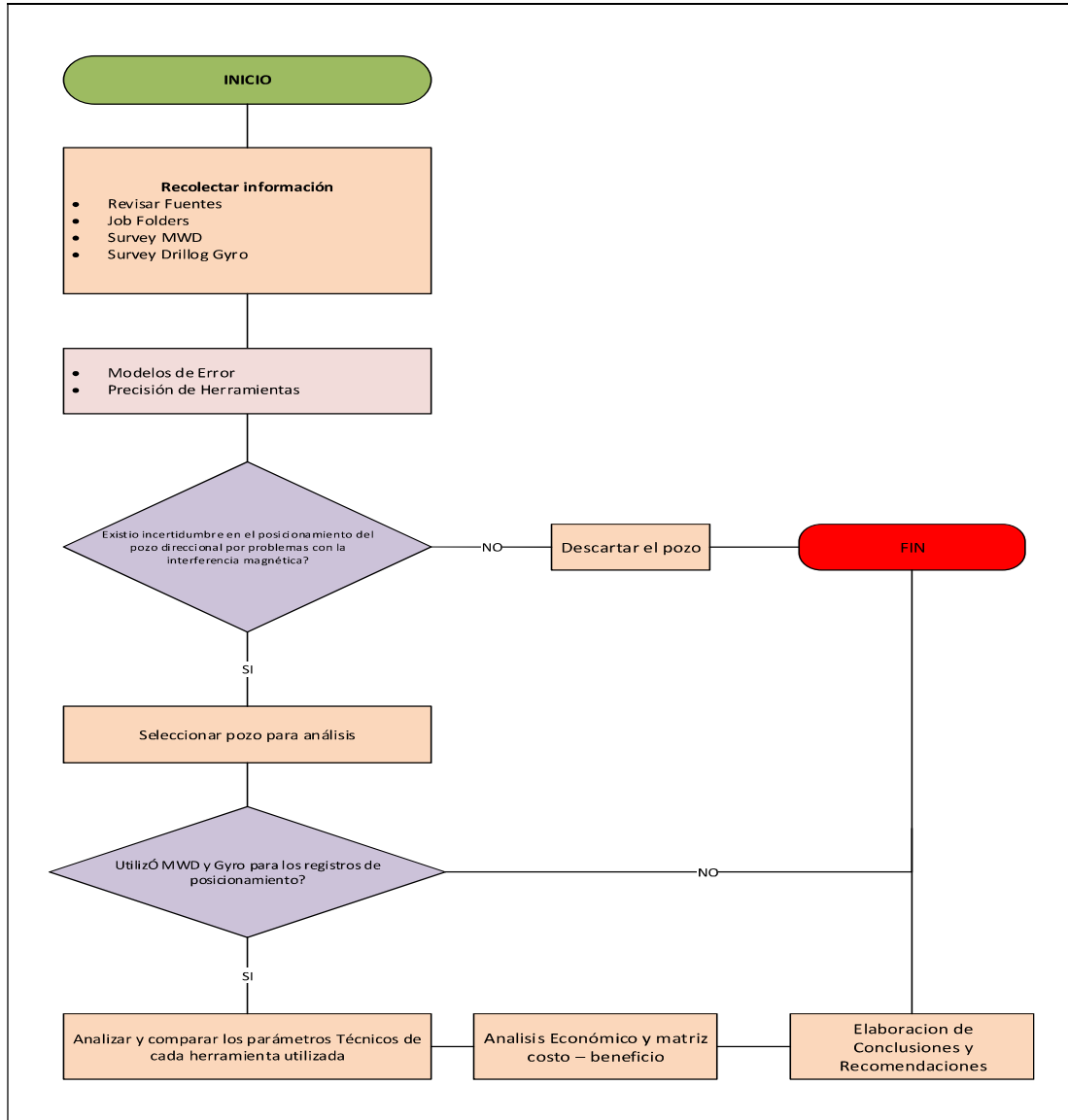


Diagrama 3.1. Modelado del Proceso
Realizado por. Balladares, Milton (2019)

3.1.1 Recolección de la Información

Para desarrollar el presente trabajo se seleccionó y analizó información respecto a los registros de posicionamiento de seis direccionales donde se utilizó MWD y Gyro.

✓ **Job Folders**

El Job Folder es una carpeta electrónica en la cual se ubican todos los documentos de respaldo que se analizó para hacer el trabajo en cada pozo, entre ellos se pueden enumerar los siguientes (Vessurvey, 2012):

- ✓ *Calibración del Herramientas*
- ✓ *Corridas de Gyro*
- ✓ *Corrida de MWD*
- ✓ *Registros Operacionales*
- ✓ *Requerimiento del servicio*

✓ **Registro de posicionamiento (Survey)**

En la tabla 3.1 se muestra un registro de survey tomado de un pozo el cual están las variables de posicionamiento:

Tabla 3.1. Registro Posicional

Measured Depth FT	Incl Angle Deg	Drift Direction Deg	TVD FT	+N/-S FT	+E/-W FT	Vertical Section FT	Closure Distance FT	Closure Direction Deg
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100.00	0.20	236.25	100.00	-0.10	-0.14	0.11	0.17	236.25
200.00	0.23	233.94	200.00	-0.31	-0.45	0.35	0.55	235.39
256.00	0.29	145.85	256.00	-0.50	-0.46	0.53	0.68	222.94
287.00	0.15	182.28	287.00	-0.60	-0.41	0.63	0.72	214.76

Fuente. (SURVEY, 2016)

Existen herramientas magnéticas (MWD) y giroscópicas (Gyros) de posicionamiento los cuales utilizan diferentes softwares computacionales para esta adquisición de datos de los cuales se tiene:

✓ **Survey - Drillog Gyro**

Son los registros de posicionamiento generados en Drillog que es un software instalado en un panel llamado power box que es capaz de conectarse, leer y grabar en una computadora los datos de las herramientas giroscópicas cuando esta se encuentra en el pozo, este software genera la trayectoria del pozo en planos 2D y 3D (VESurvey, 2012).

b) Survey –MWD

Son los registros de posicionamiento que se tiene del MWD.

3.2 Aplicación del modelo correctivo de errores ISCWSA

3.2.1 Selección de pozos válidos para el análisis

Para realizar el estudio de la reducción de la incertidumbre en el posicionamiento de pozos direccionales mediante la utilización de las herramientas Measurement While Drilling y Gyro Inflex, se seleccionó una muestra de seis trabajos efectuados por la compañía VES Survey International en diferentes campos del Oriente Ecuatoriano; utilizando figuras y tablas para facilitar la visualización del análisis.

De estas seis muestras, cuatro fueron desarrolladas durante la perforación donde existe mayor interferencia magnética y los otros dos pozos corresponden a trabajos de control posicional y análisis de tortuosidad en la etapa de completación de pozos.

3.2.2 Características de los pozos analizados

Para las muestras o pozos seleccionados se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ Pozos en los que se haya realizado más de una corrida de Gyro, excepto si son trabajos en la etapa de completación.

- ✓ Se consideran únicamente pozos donde se utilizó MWD y Gyro en conjunto.
- ✓ Tener toda la documentación de los pozos como: plan direccional, surveys-MWD, surveys – Gyro.

Por temas de confidencialidad y derechos con las compañías operadoras y direccionales a las cuales VES Surveys prestó su servicio de registro de posicionamiento en la tabla 3.2 se presenta los nombres de los pozos escogidos con una decodificación. También se presenta las características a ser analizada con los cuales se evidencia la aplicación de los sensores giroscópicos en las etapas de perforación y completación.

Tabla 3. 2 Información de Pozos Analizados

POZO	A	B	C	D	E - TOR	F - POS
Cliente	WE	PAM	AND	PAM	OR	PAM
Ubicación/ Bloque	57	61	79	57	54	54
Servicio	Survey y Orientación				Análisis de Tortuosidad	Análisis de posición
Tipo	II (S)	I	III (J)	III (J)	II (S)	III (J)
Zona Magnética Interferida	36.3 ft-2250ft	0ft -1300ft	0ft-722ft	0ft-300 ft	N/A	N/A
Número de Corridas	11	7	7	2	1	1
Etapas	Perforación				Completación	
TD (Ft)	10042	10745	12255	10810	10791	10435

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

A continuación se presenta la información de los trabajos realizados con la herramienta MWD y Gyro en los pozos del Oriente Ecuatoriano.

3.2.3 Pozo A

En el pozo A se prestó el servicio de survey y orientación, este pozo es de tipo S que alcanzó una profundidad de 10042ft que tenía una zona de interferencia magnética desde 36.6 ft a 2250ft en este intervalo fue necesario la utilización del sensor giroscópico. En la tabla 3.3 se presenta el plan direccional que es diseñado antes de iniciar el trabajo el cual tiene especificaciones de la trayectoria que tiene que tomar el pozo, para esto se toma como referencia los datos de los pozos cercanos para evitar colisiones y así llegar al radio del objetivo.

Tabla 3.3. Plan Direccional – Pozo A

Survey Program									
Start MD (ft)	End MD (ft)	Tool	Model		Log Name/Comment	Wellbore			
36.35	2250.00	Generic gyro - northseeking	Generic gyro - northseeking (Standard)		Seccion 16". Interferencia Mag.	DRAGO NORTE D-053 (DRRD-053) (PWB)			
2250.00	5827.29	NaviTrak	NaviTrak (SAG, MagCorr)		Seccion 16"	DRAGO NORTE D-053 (DRRD-053) (PWB)			
5827.29	9026.25	NaviTrak	NaviTrak (SAG, MagCorr)		Seccion 12-14"	DRAGO NORTE D-053 (DRRD-053) (PWB)			
9026.25	10410.00	NaviTrak	NaviTrak (SAG, MagCorr)		Seccion 8.5"	DRAGO NORTE D-053 (DRRD-053) (PWB)			
Targets									
Name	MD (ft)	TVD (ft)	Local N (ft)	Local E (ft)	Grid East (m)	Grid North (m)	Latitude	Longitude	
DRRD-053_TI_(OP).Rev-0_281114	10042.35	9735.59	1343.74	-418.34	305154.30	9983473.00	0°08'58.031"S	76°45'02.490"W	

Fuente. Compañía de Servicios Direccionales – Trabajo pozo A

En la figura 3.1 se detalla la trayectoria que debe tomar el pozo, señalando los top y Bottom para cada sección así como la inclinación que debe ir teniendo en cada punto de TVD, también indica las herramientas que se requerirá tanto para la sección de interferencia magnética así como para las demás secciones.

En el transcurso se registran los datos direccionales mediante herramienta MWD, los datos obtenidos por este sensor son mejorados aplicando el método de ISCWSA para esta herramienta como por ejemplo se le corrigió por la declinación (SAG) utilizando softwares computacionales de la compañía direccional, para este caso se utilizó el sistema de SDT; así como correcciones por el métodos de collar corto. A partir de estas correcciones se realiza la corrección del azimuth, mejorando con esto la precisión de los valores que determinan la dirección del pozo.

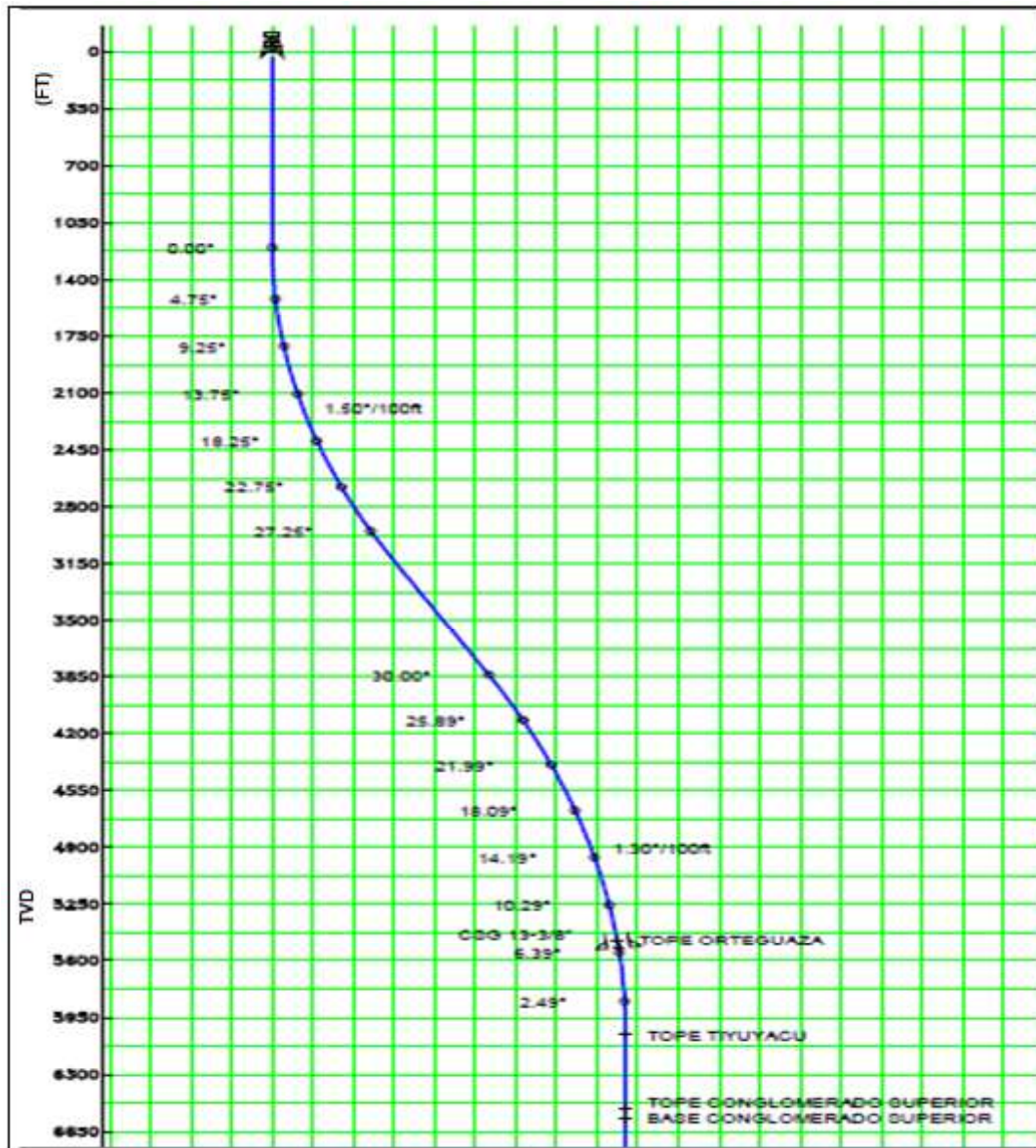


Figura 3.1. Trayectoria Direccional – Pozo A
Fuente. Compañía de Servicios Direccionales – Trabajo pozo A

En el intervalo de interferencia magnética los valores de MWD son verificados con las herramientas giroscópicas, para este pozo se utilizó el Gyro (Inflex) que proporcionan datos efectivos de interferencia magnética la cual para este pozo estuvo de 36.5ft a 2250ft que es la sección de 16" del casing superficial.

Según la teoría y aplicando el modelo de error de ISCWSA para Gyro, las probetas de registro son calibradas antes de bajar al pozo teniendo información del correcto funcionamiento y así tener una data confiable. Estos valores son suministrados por el software Drillog y están representados en la figura 3.2

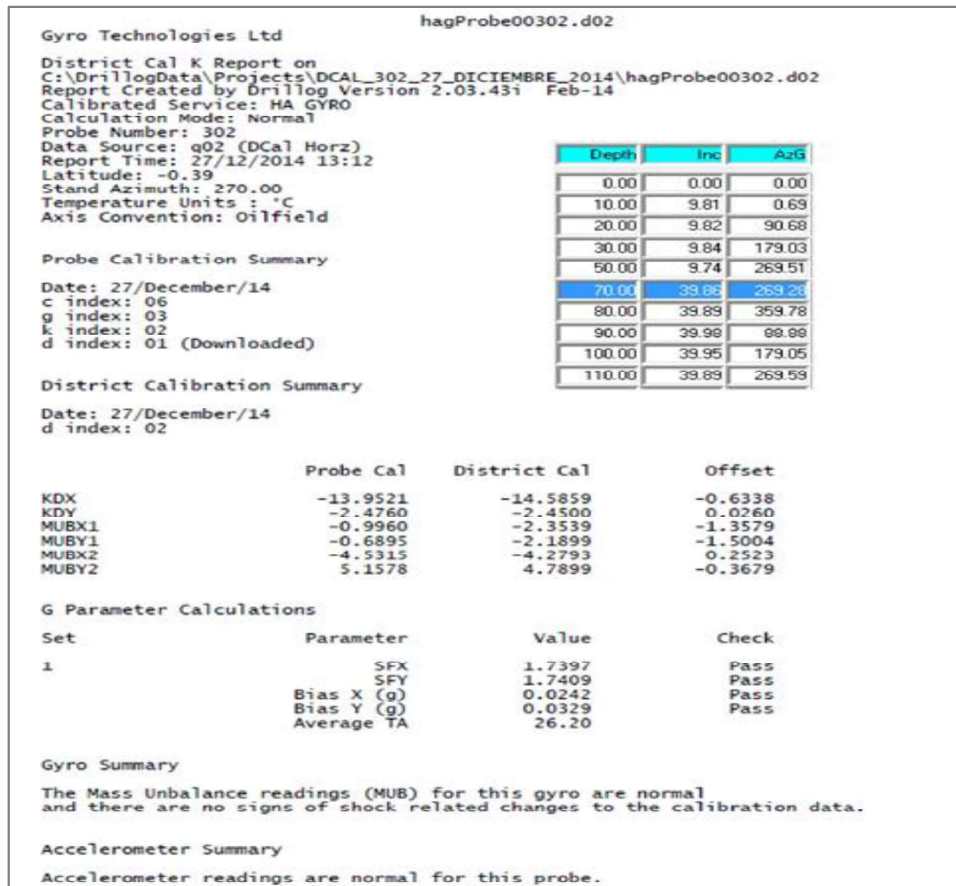


Figura 3.2. Calibración Probeta 302 –Pre Job Trabajo A
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo A

Una vez que se realizó la calibración en el software y este género datos correctos de calibración se procede en la mesa de perforación a realizar el registro de verificación de Roll Test el cual se calibra el Toolface Offset y se encuentra en la figura 3.3, posteriormente con este valor servirá de referencia para orientar el BHA, para este pozo se detectó que va a estar a 293.025, este valor es revisado y entregado en el formato adecuado al Company Man y al Ingeniero Direccional.

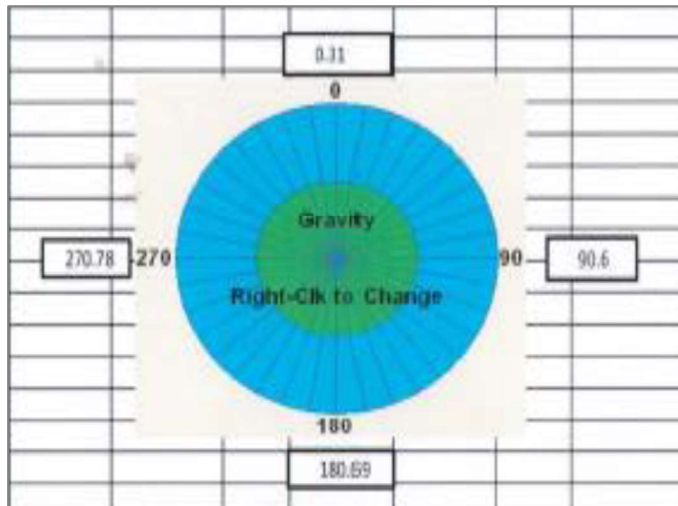


Figura 3.3. Verificación de Roll Test (Toolface Offset)
Fuente. VES Survey Internacional – Trabaja pozo A

Una vez revisado los parámetros del roll teste se procede a ensamblar el string del Gyro y en la planchada del taladro y posterior a ellos correrlo en el pozo, de este procedimiento se obtuvieron los datos de survey en las secciones requeridas, además muestra la trayectoria que va tomando el pozo, después de procesar esta información se lo presenta en un registro de posicionamiento (tabla 3.4).

Tabla 3.4. Registros de posicionamiento pozo A

Measured Depth FT	Incl Angle Deg	Drift Direction Deg	Gyro Tool Face Deg	+N-S FT	+E/W FT	Vertical Section FT	Closure Distance FT	Closure Direction Deg	Dogleg Severity Deg/100
0.00	0.00	0.00	***	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	***
100.00	0.14	352.81	71.02	0.12	-0.02	0.12	0.12	352.81	0.14
200.00	0.21	330.54	243.01	0.41	-0.12	0.43	0.43	343.30	0.10
300.00	0.33	323.54	187.41	0.80	-0.39	0.88	0.89	334.39	0.12
400.00	0.35	315.42	110.85	1.25	-0.77	1.41	1.47	328.40	0.05
500.00	0.59	293.57	30.34	1.67	-1.45	1.99	2.22	319.02	0.29
600.00	0.42	300.35	117.33	2.07	-2.24	2.57	3.05	312.65	0.17
700.00	0.19	264.99	339.03	2.24	-2.73	2.86	3.53	309.35	0.29
800.00	0.55	93.98	19.96	2.19	-2.42	2.73	3.26	312.17	0.74
900.00	0.92	84.05	223.96	2.24	-1.13	2.46	2.51	333.14	0.39
1000.00	0.91	17.80	80.51	3.08	-0.90	3.00	3.08	358.35	1.00
1100.00	0.78	325.64	293.74	4.40	-0.23	4.32	4.41	356.98	0.75
1200.00	1.05	329.64	340.57	5.76	-1.08	5.84	5.86	349.37	0.27
1300.00	1.94	336.91	123.22	8.10	-2.20	8.39	8.39	344.77	0.91
1400.00	3.16	340.48	79.25	12.25	-3.79	12.81	12.82	342.82	1.23

Fuente. VES Survey Internacional – Trabaja pozo A

El software identifica y grafica la trayectoria del pozo, esto es presentado en planos 2D y 3D, los cuales son mostrados en las figura 3.4.

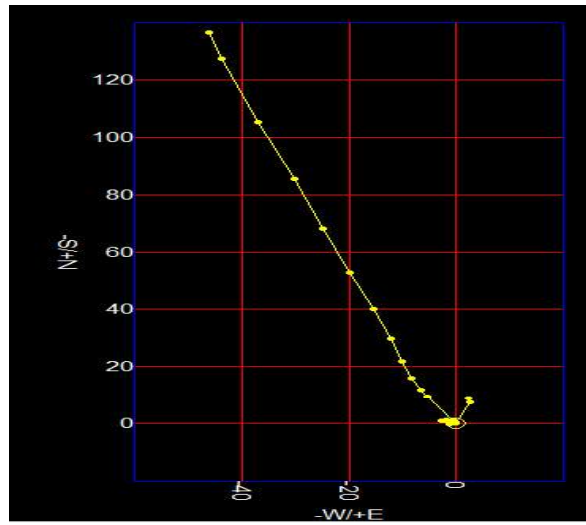


Figura 3.4. Vista de Planta trayectoria pozo A Fuente. VES Survey Internacional – Trabaja pozo A

Para verificar que los datos proporcionados son confiables se efectúa una calibración de la herramienta Post Job la cual va a mencionar el estado y correcto funcionamiento de los acelerómetros.

Una vez que terminó de realizar las corridas de Gyro se procedió a verificar el estado del sensor giroscopio para ello se realizó la prueba post job (figura 3.5).

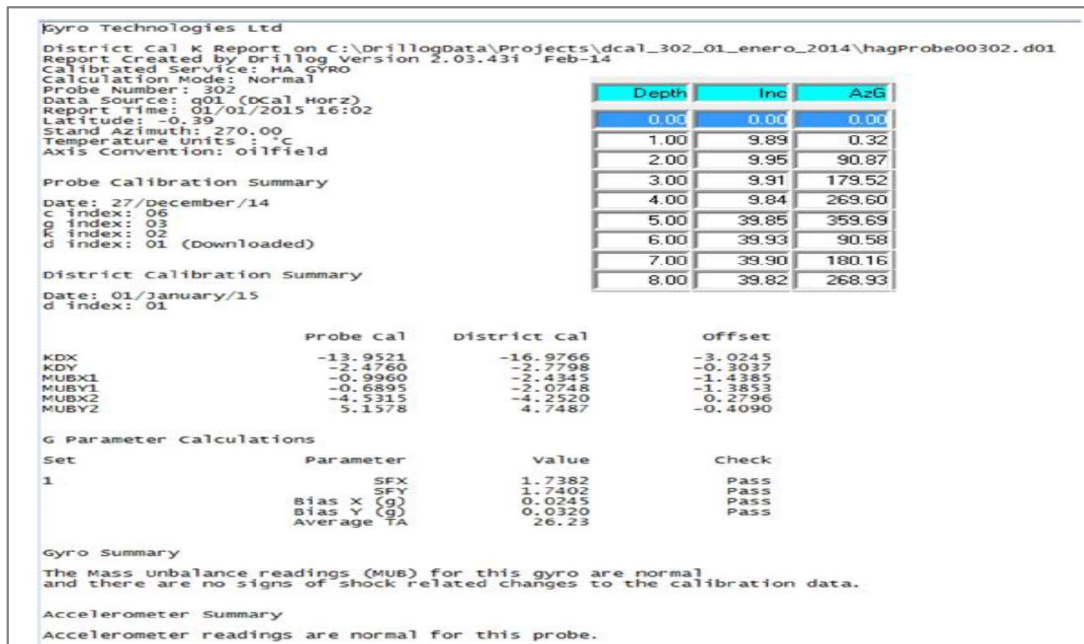


Figura 3.5. Calibración Probeta 302 –Post Job Trabajo A Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo A

Para las correcciones respectivas a los valores obtenidos por el MWD así como la verificación de los datos proporcionados por el Gyro, se procede a realizar una comparación de estos valores obtenidos con el Gyro y los valores corregidos por el método de IHR teniendo de esta forma el valor de MWD corregido reduciendo de esta manera las incertidumbres reducidas. Este análisis se realizara en el capítulo IV.

3.2.4 Pozo B

El pozo B tiene como objetivo geológico la Arena Hollín Inferior que esta entre 10600ft – 10745ft, para obtener los valores de posicionamiento se utilizó las herramientas direccionales de la compañía SDT que con su software obtuvo valores corregidos de MWD.

Para este caso el plan de anticollisión direccional se lo realizó en una locación que tenían 8 pozos (figura 3.6).

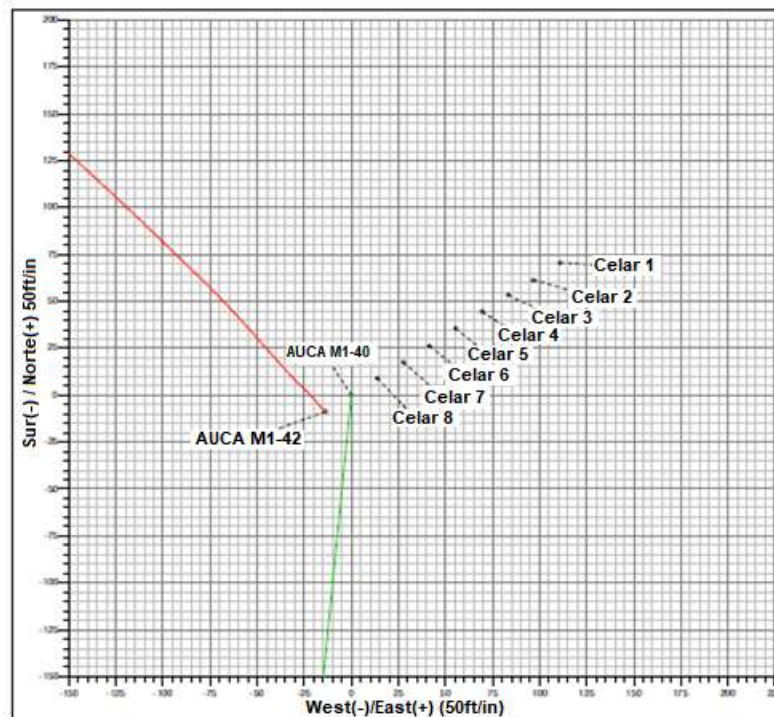


Figura 3.6. Plan anticollisión
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo B

Al tener interferencia magnética de los pozos cercanos, la toma de datos de posicionamiento por Gyro se realizó las corridas desde 1410 ft hasta superficie efectuando siete corridas de Gyro.

Similar a la presentación del trabajo del pozo A, para cualquier corrida se presentó las calibraciones respectivas del sensor para evitar cualquier duda al personal direccional.

Este trabajo tubo como procedimiento operativo los siguientes ítems:

- ✓ Se ejecutaron 07 corridas, en la primera corrida se realizó un control de verticalidad en el BHA Convencional con broca de 26" a los 264 ft profundidad de la broca y profundidad del sensor de 250 ft obteniendo una inclinación de 0.12° con un azimuth de 89.32°. Se tomó surveys a 200 ft y 100 ft.
- ✓ En la segunda corrida y tercera corrida se bajó a orientar el motor de fondo a una profundidad de la broca de 576 ft y profundidad del sensor de 470 ft obteniendo un Gyro Toolface de 184 grados en dos asentadas dato validado por el direccional, quedando ya orientado el motor, y se continua perforando.
- ✓ La cuarta corrida se la hizo a la profundidad de 758 ft. y profundidad del sensor de 652 ft obteniendo una inclinación de 1.62° con un azimuth de 169.82° y 206° de Gyro Toolface en dos asentadas. Se toma surveys a 600 ft y 500 ft.
- ✓ En la quinta corrida se obtuvo una inclinación de 3.98° con un azimuth de 182.59°, obteniendo un Gravity Toolface de 13° en dos asentadas a la profundidad del sensor de 835 ft.
- ✓ En la sexta corrida se obtuvo una inclinación de 7.87° con un azimuth de 169.70°, obteniendo un Gravity Toolface de 190° en dos asentadas a la profundidad del sensor de 1115 ft, se gira la tubería y se obtiene un Gravity Toolface de 25 grados en dos asentadas. Se toma surveys a 1100 ft, 1000 ft y 900 ft.

- ✓ La séptima corrida se la hizo a la profundidad de 1410 ft. y profundidad del sensor de 1305 ft obteniendo una inclinación de 11.86° con un azimuth de 168.56° . Se toma surveys a 1300 ft y 1200 ft.

En la figura 3.7 se presenta la trayectoria del pozo en 3D de la zona de interferencia magnética.

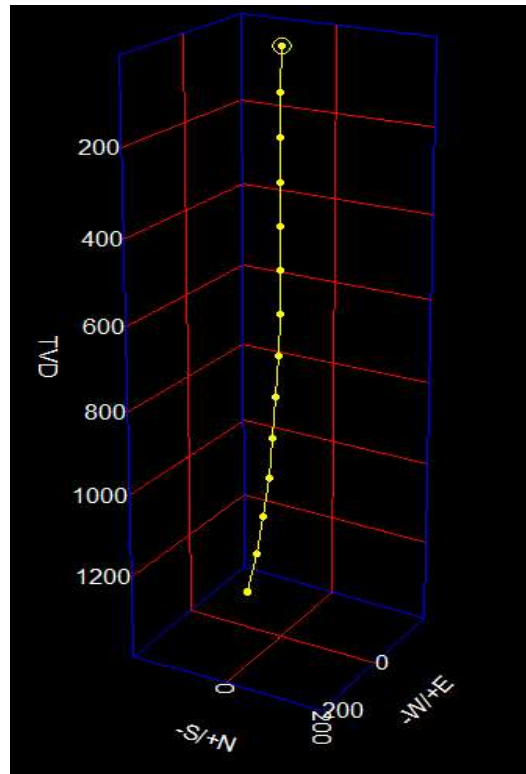


Figura 3.7. Vista de 3D pozo B
Fuente. VES Survey Internacional – Trabaja pozo B

3.2.5 Pozo C

Este caso tiene el servicio de toma de survey y orientación de la herramienta, según el plan direccional este pozo será de tipo II en forma de “J” muy parecido al tipo tangencial, según el plan va a empezar a desviarse a los 400ft más profundo y los ángulos de desviación será de $37,564^\circ$ y se visualiza que tendrá una sección ángulo permanentes hasta el punto final que será de 9900ft.

Para este caso la compañía direccional será Halliburton la cual presento el siguiente plan direccional (figura 3.8) así como género los surveys de MWD utilizando su software.

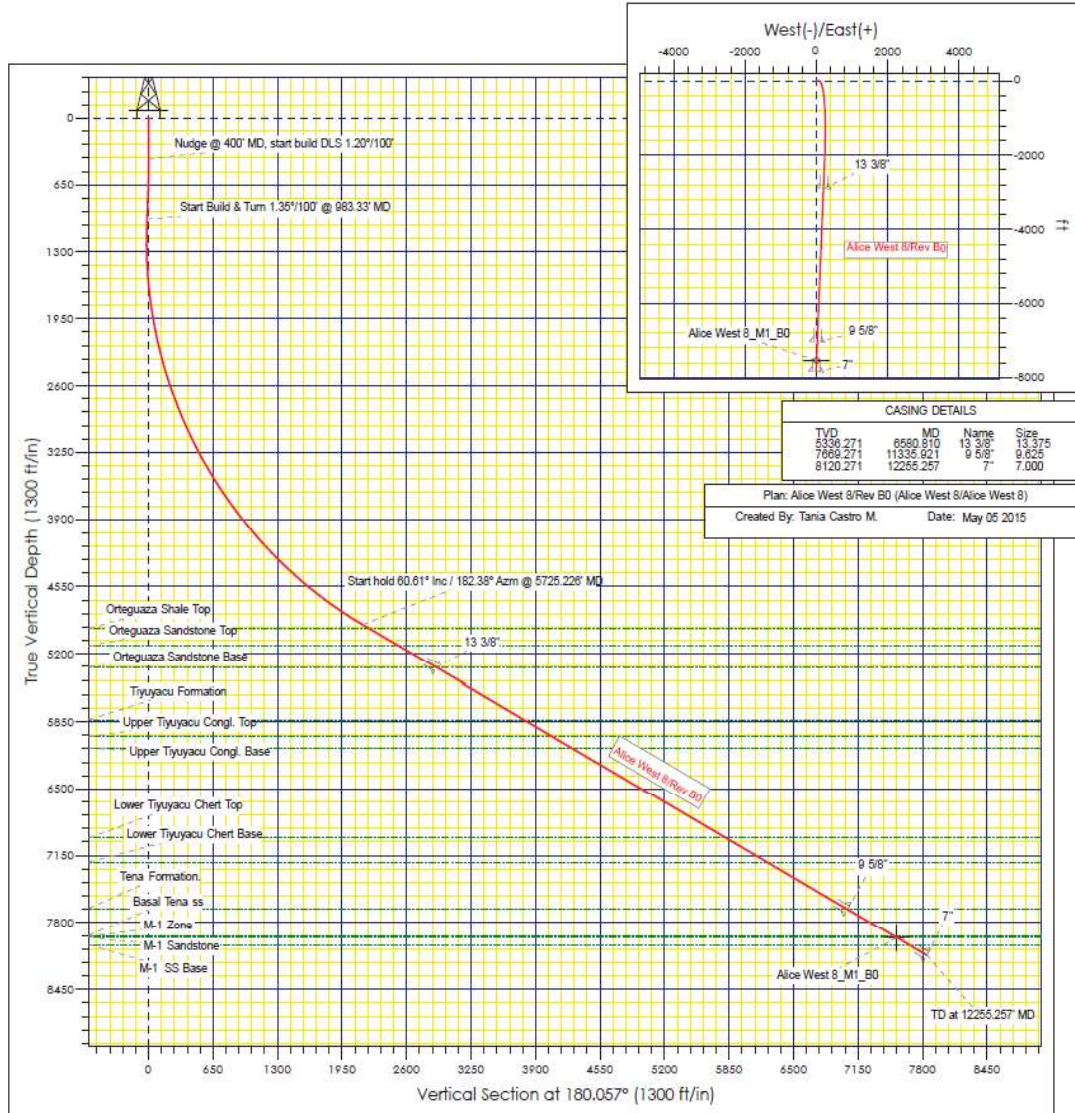


Figura 3.8. Plan Direccional – Pozo C
Fuente. Compañía de Servicios Direccionales – Trabajo pozo C

Siguiendo los procedimientos estándares de survey de la compañía y aplicando el modelo correctivo se obtuvo los registros de posicionamiento utilizando MWD de igual forma aplicando el modelo correctivo se obtuvo el registro de la compañía VesSurvey.

3.2.6 Pozo D

Para este ejemplo tenemos como empresa direccional a Weatherford quien presentó su programa direccional y su spider plot (figura 3.9):

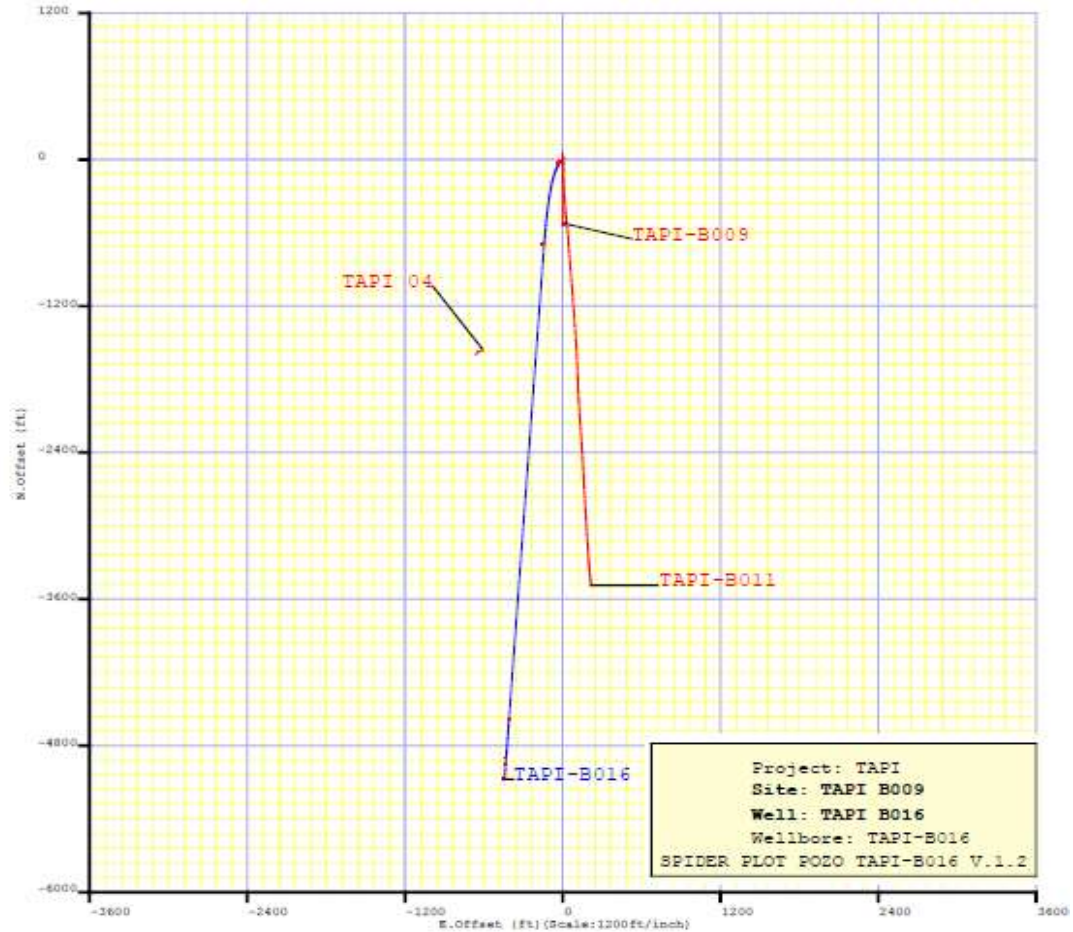


Figura 3.9. Plan Direccional – Pozo D
Fuente. Compañía de Servicios Direccionales – Trabajo pozo D

Siguiendo el procedimiento de los casos anteriores se presentó las calibraciones respectivas del sensor además para este ejemplo se realizaron 02 corridas hasta estar libre de interferencia.

En la 01 corrida se realizó un control de verticalidad, tomando surveys a 215fts, Inc=0.55; a 200fts, Inc=0.50 y 100fts, Inc=0.32; surveys que fueron aprobados por el direccional.

En la 02 corrida se realizó la Orientación de Motor de Fondo a una profundidad del sensor de 198fts obteniendo un Gyro Toolface de 195.05°, dato validado por el direccional, quedando ya orientado el motor, se continua perforando.

Después el procesamiento de datos se obtuvo el registro direccional presentado en la tabla 3.5:

Tabla 3.5. Registro Gyro– Pozo D

Measured Depth FT	Incl Angle Deg	Drift Direction Deg	TVD FT	+N/-S FT	+E/-W FT	Vertical Section FT	Closure Distance FT	Closure Direction Deg
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100.00	0.20	236.25	100.00	-0.10	-0.14	0.11	0.17	236.25
200.00	0.23	233.94	200.00	-0.31	-0.45	0.35	0.55	235.39
256.00	0.29	145.85	256.00	-0.50	-0.46	0.53	0.68	222.94
287.00	0.15	182.28	287.00	-0.60	-0.41	0.63	0.72	214.76

Fuente. Compañía de Servicios Direccionales – Trabajo pozo C

3.2.7 Pozo E-TOR

Este trabajo se lo realizo en tiempo real con el Gyro Inflex, el objetivo de este registro es identificar con precisión la severidad de los Dog legs, debido a que una vez terminada la etapa de perforación y empezada la completación se tubo incertidumbre en cuanto a la profundidad y dimensión de Dog legs para salir de esta duda se realizó el análisis de Tortuosidad, para ello se corrió la herramienta en los casing de 13”, 9-5/8” y 7” desde superficie hasta TD (10791 ft).

- **Alcances**

- ✓ Tomar el registro direccional en forma continua desde superficie hasta la profundidad máxima alcanzada TD.
- ✓ Registrar cada pie los datos del survey del pozo.
- ✓ Identificar los cambios de Dogleg del pozo.
- ✓ Hacer análisis de tortuosidad y zona(s) ideal de asentamiento para una sarta de 196 y 262 ft de longitud de BHA.

- **Resultados numéricos obtenidos**

Una vez realizada la corrida de survey en el tiempo real y luego del procesamiento de los datos se obtuvieron los siguientes resultados numéricos así como los resultados en graficas de las variables de posicionamiento:

- ✓ Maximo Dog Leg Severity 3.19 grados
- ✓ Distancia del Cierre 3694 ft
- ✓ Dirección del Cierre 96.14 grados
- ✓ Máxima profundidad registrada 10764 ft
- ✓ Máxima inclinación registrada 35.69 grados

- **Resultados gráficos obtenidos**

Como se ve en la figura 3.10 el pozo comienza a levantar el ángulo a partir de 1082ft, hasta llegar a un ángulo máximo de 35.69 grados.

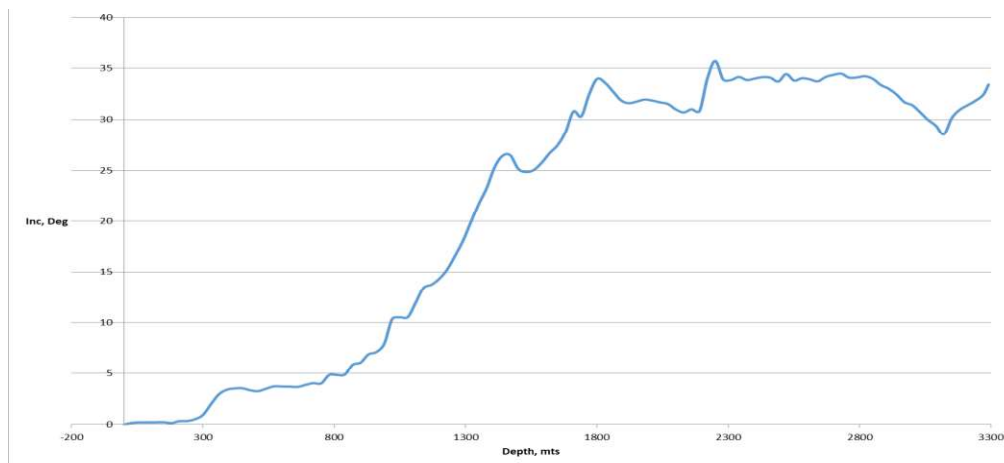


Figura 3.10. Resultados de Inclinación
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo E-TOR

En la figura 3.11 se observa que desde 800 ft hasta TD tiene una azimuth constante, en cambio desde 0ft – 500ft por la forma de la gráfica se concluye que en ese intervalo ha tenido cambios bruscos de dirección probablemente por el tipo de pozo.

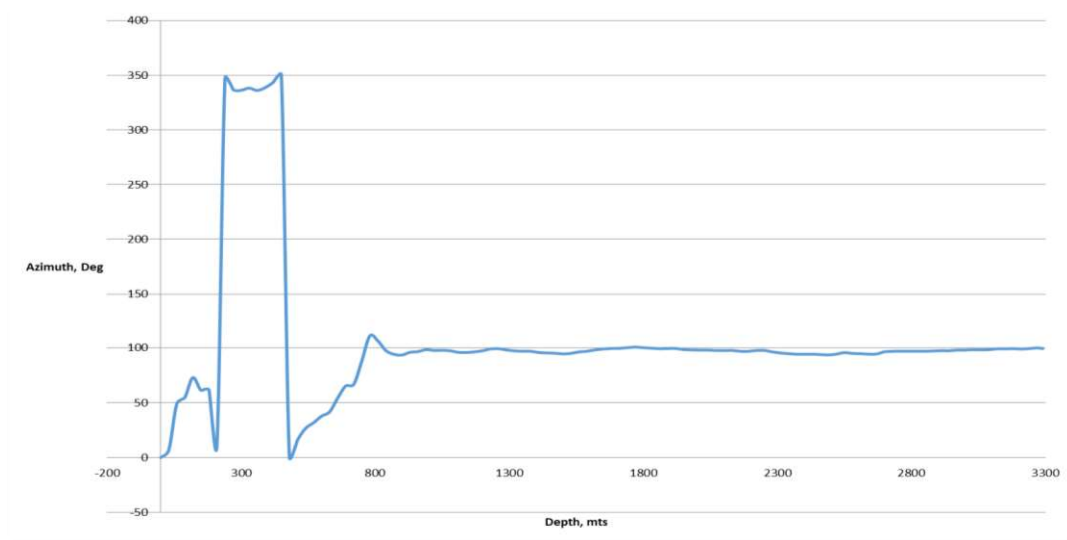


Figura 3.2. Resultados de Azimuth
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo E-TOR

En la gráfica 3.12 de coordenadas el pozo presento una dirección Sureste.

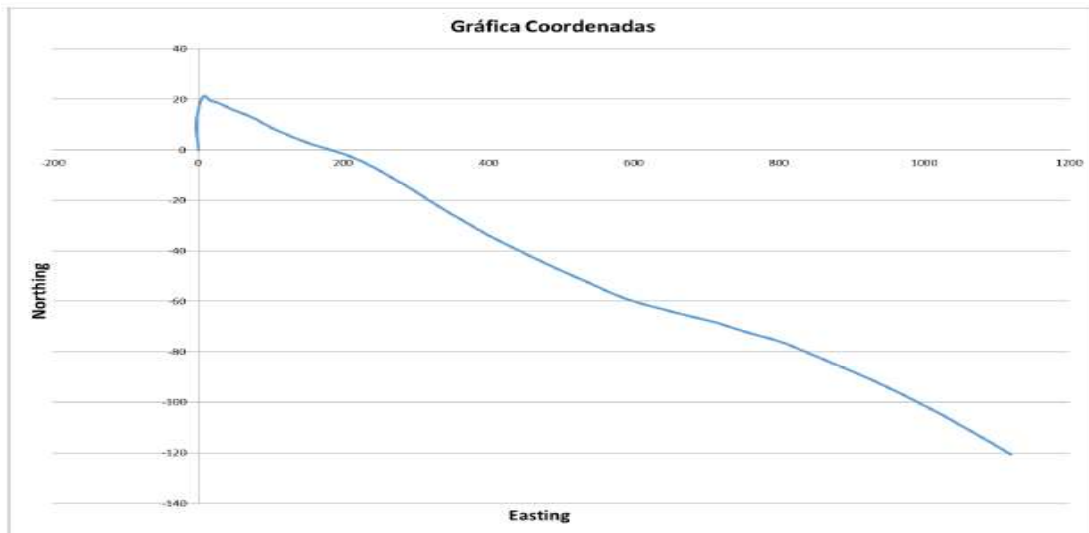


Figura 3.12. Resultados de Coordenadas
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo E-TOR

En la figura 3.13 sobre los Dogleg Severity vemos que los tramos de profundidad del pozo donde se presentan una mayor criticidad en el Dogleg Severity (>2.0) es el tramo de 900 ft – 1000ft con un dogleg de 2.4 y en el tramo de 2000ft – 2100ft tiene un dogleg de 3.5 siendo este intervalo el de mayor dogleg.

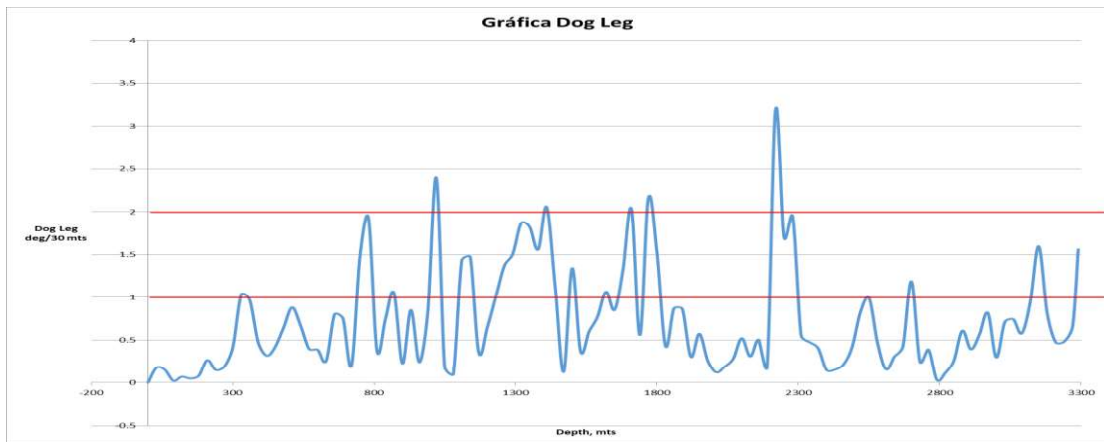


Figura 3.13. Resultados de Dog Leg
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo E-TOR

3.2.8 Pozo F-Pos

En este caso se efectuará una análisis de posicionamiento para poder instalar una Bomba Eléctrica Sumergible BES, este tipo de trabajos son especiales y se los realiza con la incertidumbre de los surveys del pozo.

El criterio de selección de BES es un proceso complejo y que tienen en cuenta varios factores para que durante la operación no tenga problemas como pérdida de carga, flujo turbulento, mala transferencia del calor y problemas de taponamiento del espacio anular con carbonato o arena, para lo cual necesitan ubicar a la bomba en lugar donde está presente menos daños o problemas por deformación de la herramienta por la inclinación, azimuth.

Para este caso mencionaremos que la posición del dispositivo se refiere a la profundidad a la cual el centro de la BES se recomienda sea ubicada.

- **Datos Generales del Pozo F-Pos**
 - ✓ Diámetro interno de Casing 9 5/8(in): **8.681**
 - ✓ Diámetro interno de Liner 7(in): **6.276**
 - ✓ Longitud de dispositivo a evaluar (ft): **131.0**

- ✓ Posición del dispositivo (ft): **10435**
- ✓ Profundidad de inicio del análisis (ft): **100**
- ✓ Profundidad de finalización del análisis (ft): **10780**
- ✓ Factor de escala grafico 3D: **300**
- ✓ Límite de doblez de la bomba BES (°/100ft): **4.0**
- ✓ Diámetro externo de la bomba BES (in): **5.50**

- **Resultados obtenidos**

La figura 3.14 muestra un análisis del máximo diámetro externo que un dispositivo de 131 ft de longitud puede ser bajado dentro de un casing de 9 5/8" de diámetro interno 8.681" sin que sufra deformación durante el viaje. De ellos se observa que en intervalos a 1600ft-3300ft, 4850ft, 6200ft-8100ft solo pasaría un OD menor al de la bomba de estudio.

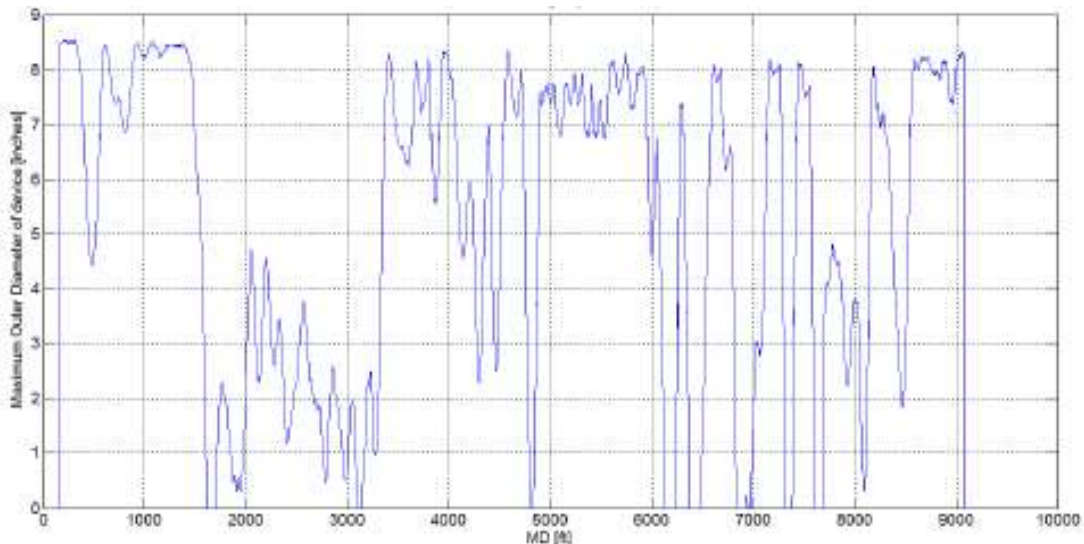


Figura 3.14. Máximo diámetro Externo – Casing 9 5/8"
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo F-Pos

En la figura 3.15 muestra los resultados para liner de 7" donde vemos que para la longitud del dispositivo de estudio este podría bajar sin problemas dentro del liner de 7" de diámetro interno de 6.276" excepto que al alrededor de 9780 ft solo pasaría un OD menor al de la bomba en estudio, sin sufrir deformación.

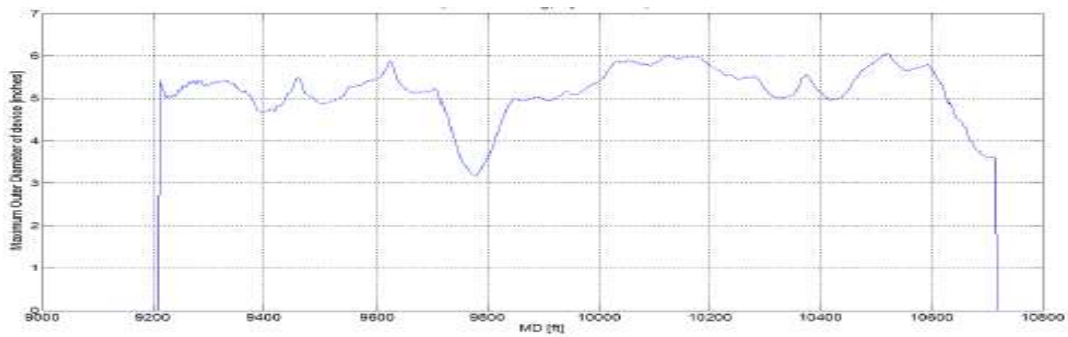


Figura 3.3. Máximo diámetro Externo – Liner 7”
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo F-Pos

En la figura 3.16 mencionando que el desplazamiento transversal total del casing en función de la profundidad medida, es la distancia de dicha estación respecto a la mejor línea recta ajustada alrededor de las estaciones cercanas. Donde una desviación pequeña indica una trayectoria suave, mientras que un valor alto indica una alta variación trayectoria, en la gráfica observamos que existe desviación pronunciada en los 6200ft y 7800ft con valores de desplazamiento de 45”.

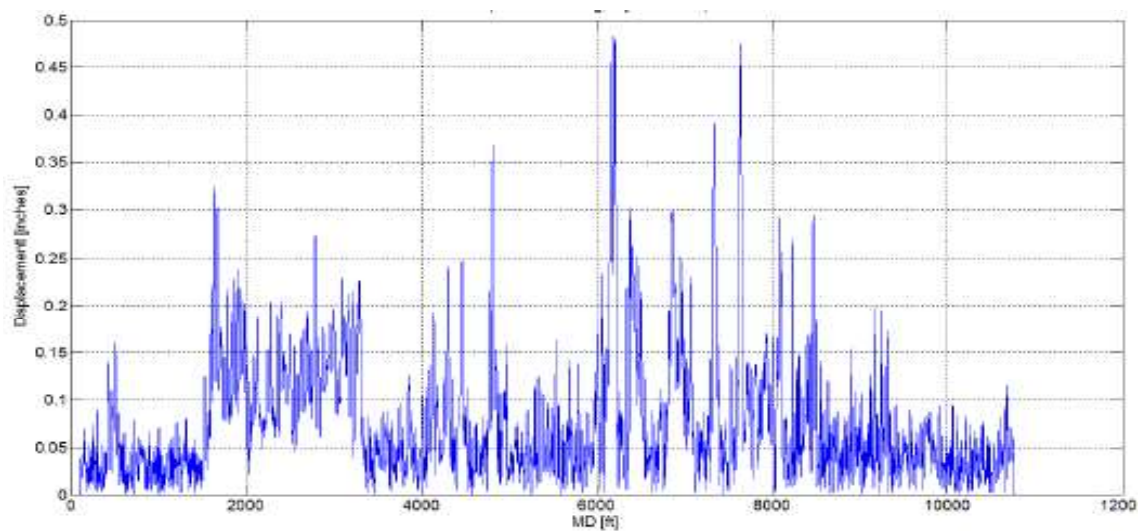


Figura 3.16. Desplazamiento Transversal vs MD
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo F-Pos

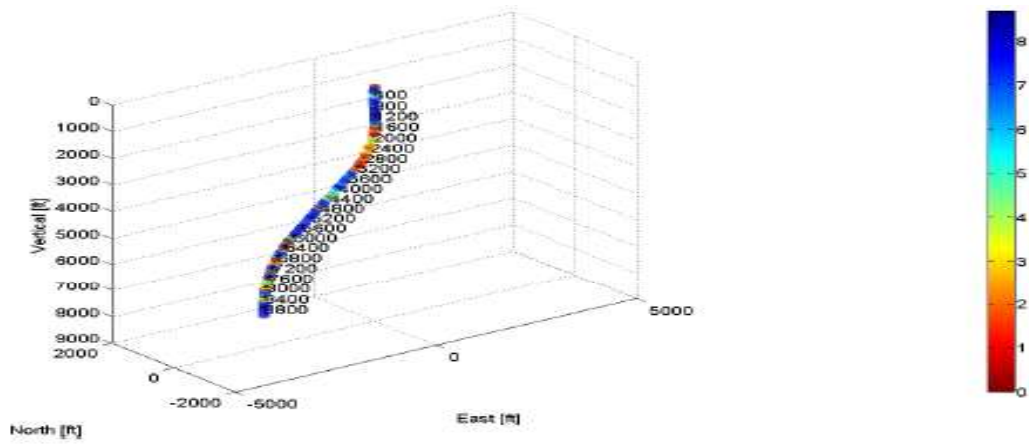


Figura 3.17. Grafica 3D Pozo F-Pos – Casing 9 5/8”
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo F-Pos

En la figura 3.17 es la representación gráfica en 3D del pozo en el Csg de 9 5/8” . El color del grafico es proporcional al máximo diámetro externo de un dispositivo sin deformación, medido en pulgadas. Para el casing de 9 5/8” tenemos que existirá un mayor dobléz en el intervalo de 1600ft – 3300ft.

En la figura 3.18 tenemos que para el liner de 7” existirá un mayor dobléz en el intervalo de 9750ft – 9850ft.

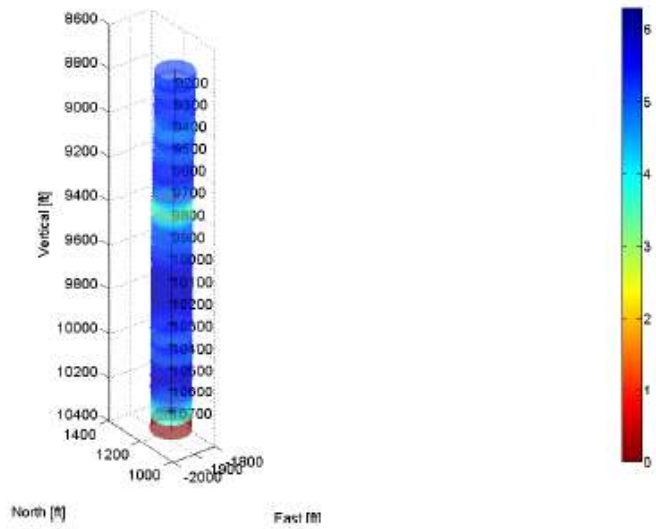


Figura 3.18. Grafica 3D Pozo F-Pos – Liner 7”
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo F-Pos

CAPITULO IV

4. DISCUSION DE RESULTADOS

La presente discusión de resultados se fundamenta en una comparación entre surveys tomados con los dos sistemas de medidas, donde las lecturas del MWD son registrado después de cada parada de perforación (90-100ft) y para las medidas del Gyro es adquirido en las zonas necesarias.

La adquisición de la información de los seis pozos direccionales se realizó con procedimientos de control de calidad generando un alto nivel de confiabilidad en las medidas direccionales.

Con la aplicación de los modelos correctivos se logra la disminución considerable del tamaño de las elipses ya que estas representan la incertidumbre de posicionamiento del pozo.

Luego de aplicar las correcciones a los datos generados por el MWD y por Gyro se aplica la corrección por IHR (*In Hole Reference*) para corregir los valores de azimuth de MWD.

Con los datos originales y los corregidos, se nota que el factor de separación entre pozos es mayor a 1.5, esto muestra que no hay intersección entre ambas elipses, lo que indica que el pozo está siguiendo el recorrido del plan direccional y no tiene riesgo de colisión.

4.1. Análisis técnico de los pozos seleccionados

4.1.1. Pozo A

Posterior a los trabajos con las herramientas de posicionamiento (MWD y Gyro), teniendo la data de MWD y Gyro se realiza la corrección por IHR con el propósito de

tener valores corregidos de azimuth de MWD, esta corrección se la hace principalmente en zona de interferencia magnética, en la tabla 4.1 se aprecia que para el intervalo entre 100-1100ft se tiene valores de Gyro y MWD pero en este caso al existir una diferencia considerable se utiliza los valores del Gyro como los valores corregidos, en el intervalo de 1152-1920ft se requiere efectuar una interpolación para conocer los valores de IHR para dichas profundidades y luego realizar las correcciones para el azimuth del MWD.

Tabla 4. 1 .Corrección IHR pozo A

Measured Depth	Gyro Azimuth	MWD Azimuth	Interpolación Gyro Azimuth	IHR Corrección	Corrected MWD Azimuth
100	41,733	28,7	-	-	41,733
200	112,895	197,8	-	-	112,895
300	122,011	170,23	-	-	122,011
400	158,487	149,86	-	-	158,487
500	149,232	172,49	-	-	149,232
600	158,344	162,44	-	-	158,344
700	170,49	179,68	-	-	170,49
800	166,03	180,44	-	-	166,03
900	174,842	178,02	-	-	174,842
1000	176,585	184,3	-	-	176,585
1100	191,072	195,5	-	-	191,072
1152	208,021	190,56	208,021	17,461	208,021
1269	283,51	312,29	283,51	-28,780	283,510
1357	320,43	321,74	320,43	-1,310	320,430
1454	331,36	331,75	331,36	-0,390	331,360
1546	333,897	342,76	333,897	-8,863	333,897
1639	332,275	338,21	332,275	-5,935	332,275
1733	333,936	353,04	333,936	-19,104	333,936
1826	343,2143	343,38	343,2143	-0,166	343,214
1920	345,855	344,53	345,855	1,325	345,855

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

En la tabla 4.2 tenemos los errores de la elipse de cada herramienta así como el factor de separación entre ellas, como se mencionó en el capítulo 2 este valor al ser mayor a 1.5 durante ese intervalo no hubo problemas de colisión con otros pozos.

Tabla 4. 2 Tabulación Elipse de Incertidumbre Pozo A

PLAN		InFlex		MWD Corregido		MWD		FS
MD	Inc	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)	
0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0
100	0,44	0,04	-0,04	0,06	-0,06	0,09	-0,09	1,50
200	0,2	0,1	-0,1	0,18	-0,18	0,3	-0,3	1,80
300	0,32	0,17	-0,17	0,29	-0,29	0,51	-0,51	1,71
400	0,33	0,24	-0,24	0,40	-0,40	0,73	-0,73	1,67
500	0,12	0,31	-0,31	0,50	-0,50	0,93	-0,93	1,61
600	0,38	0,38	-0,38	0,61	-0,61	1,14	-1,14	1,61
700	0,36	0,45	-0,45	0,71	-0,71	1,35	-1,35	1,58
800	0,59	0,52	-0,52	0,82	-0,82	1,56	-1,56	1,58
900	0,47	0,59	-0,59	0,92	-0,92	1,77	-1,77	1,56
1000	0,37	0,66	-0,66	1,03	-1,03	1,98	-1,98	1,56
1100	0,38	0,73	-0,73	1,14	-1,14	2,19	-2,19	1,56
1200	0,31	0,8	-0,8	1,24	-1,24	2,4	-2,4	1,55
1300	0,43	0,87	-0,87	1,34	-1,34	2,61	-2,61	1,54
1400	0,37	0,94	-0,94	1,45	-1,45	2,82	-2,82	1,54
1500	0,24	1,01	-1,01	1,55	-1,55	3,03	-3,03	1,53
1600	0,33	1,08	-1,08	1,66	-1,66	3,24	-3,24	1,54
1700	0,28	1,15	-1,15	1,76	-1,76	3,44	-3,44	1,53
1800	0,18	1,22	-1,22	1,87	-1,87	3,65	-3,65	1,53
1900	0,24	1,29	-1,29	1,97	-1,97	3,86	-3,86	1,53
2000	0,22	1,36	-1,36	2,07	-2,07	4,07	-4,07	1,52

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

En la figura 4.1 se observa que las trayectorias se encuentran dentro del radio de tolerancia establecido en el programa de perforación, al graficar todas las elipses se ve que la que más cerca de la trayectoria del plan es la elipse de la herramienta Inflex, también se aprecia la gráfica de las correcciones a la elipse de MWD y se comprueba que a mayor profundidad el tamaño de la elipse se incrementa.

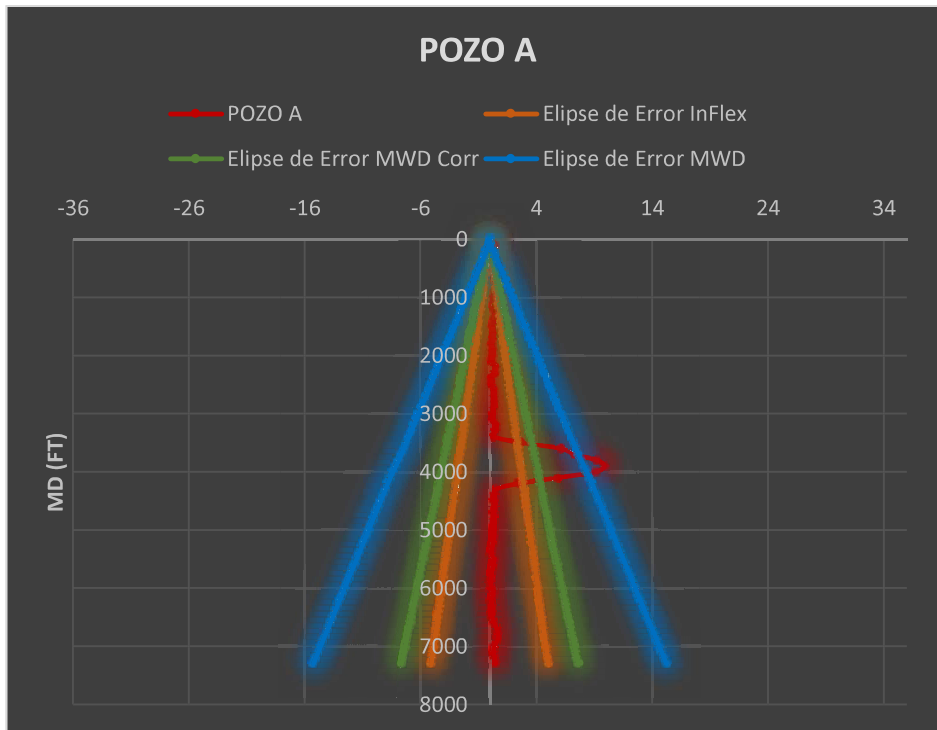


Figura 4. 1. Elipses de Incertidumbre pozo A
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo A

4.1.2. Pozo B

Para posicionar el pozo dentro del radio de objetivo se realizó varias corridas de Gyro para comprobar que el sensor este leyendo y entregando una data confiable así mismo se realizó las correcciones a la data de MWD.

Tabla 4. 3 Tabulación Elipse de Incertidumbre Pozo B

PLAN		InFlex		MWD Corregido		MWD	
MD	Inc	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)
0,00	0,00	0	0	0	0	0	0
100,00	0,17	0,05	-0,05	0,05	-0,05	0,07	-0,07
180,00	0,20	0,17	-0,17	0,15	-0,15	0,24	-0,24
200,00	0,28	0,2	-0,2	0,16	-0,16	0,29	-0,29
300,00	0,12	0,34	-0,34	0,27	-0,27	0,49	-0,49
365,00	0,13	0,44	-0,44	0,34	-0,34	0,62	-0,62
400,00	0,70	0,45	-0,45	0,38	-0,38	0,7	-0,7
500,00	2,19	0,4	-0,4	0,48	-0,48	0,91	-0,91

PLAN		InFlex		MWD Corregido		MWD	
MD	Inc	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)	Error Elipse (+)	Error Elipse (-)
600,00	3,28	0,4	-0,4	0,6	-0,6	1,13	-1,13
700,00	5,46	0,45	-0,45	0,71	-0,71	1,36	-1,36
800,00	6,39	0,55	-0,55	0,82	-0,82	1,61	-1,61
900,00	6,41	0,66	-0,66	0,93	-0,93	1,87	-1,87
1000,00	5,13	0,78	-0,78	1,04	-1,04	2,11	-2,11
1100,00	3,99	0,92	-0,92	1,14	-1,14	2,34	-2,34

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

En la figura 4.2 se observa que la gráfica de elipse de MWD sin corrección es mayor a la gráfica de la elipse de MWD luego de haberle hecho las correcciones y esta elipse se asemeja más a la elipse de Gyro.

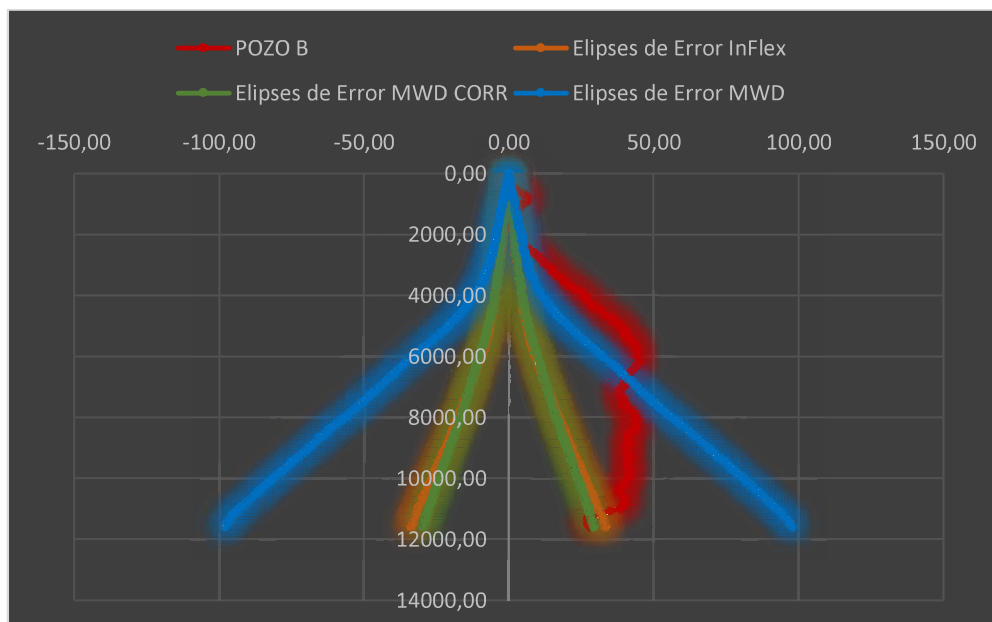


Figura 4. 2. Elipses de Incertidumbre pozo B
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo B

4.1.3. Pozo C

Una vez que se ha realizado la corrida de Gyro y se tiene los surveys de este sensor así como el del MWD ya hecha las correcciones y para poder determinar qué sistema presenta una posicionalidad más confiable se utilizó el software Drillog de VesSurvey para graficar la comparación entre sensores.

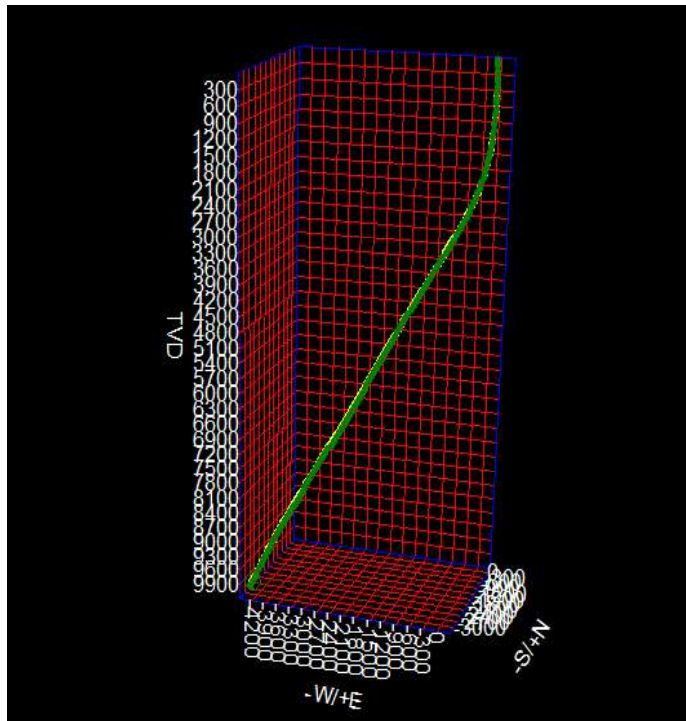


Figura 4. 3. Vista 3D de Comparación MWD, Gyro Vs. TVD
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo C

En la figura 4.3 donde la línea de color amarilla corresponde a la trayectoria de MWD y la de color verde a la trayectoria de Gyro, se observa un ajuste casi perfecto entre las dos datos por lo que no se distingue que existe variación en las medidas entre TVD y sección vertical, para comprobar que no existe casi variación en TVD se realiza una ampliación para tener una mejor apreciación.

4.1.4. Pozo D

Para este caso se realizó dos corridas de Gyro debido que al hacer la primera comparación con el MWD la diferencia de datos en algunos tramos era bastante notorio existiendo una diferencia de 20ft, cuya representación se aprecia en la siguiente figura 4.4

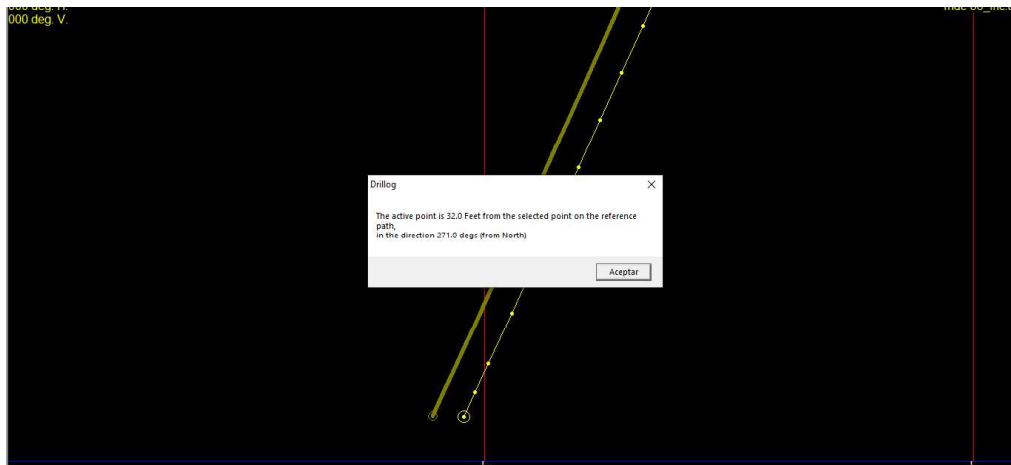


Figura 4.4. Comparación MWD, Gyro (1 RUN) Vs. TVD
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo D

Graficando los resultados de la segunda corrida de Gyro versus MWD se visualiza que aún hay cierta variación la trayectoria del pozo, con estos antecedentes y para verificar que las medidas de Gyro primera corrida estaban bien se los proyecto y gráfico con los datos de Gyro de la segunda corrida lo que se tuvo como resultado un ajuste perfecto entre estas dos datas, de este análisis se estableció que se debía revisar y corregir la data de MWD.

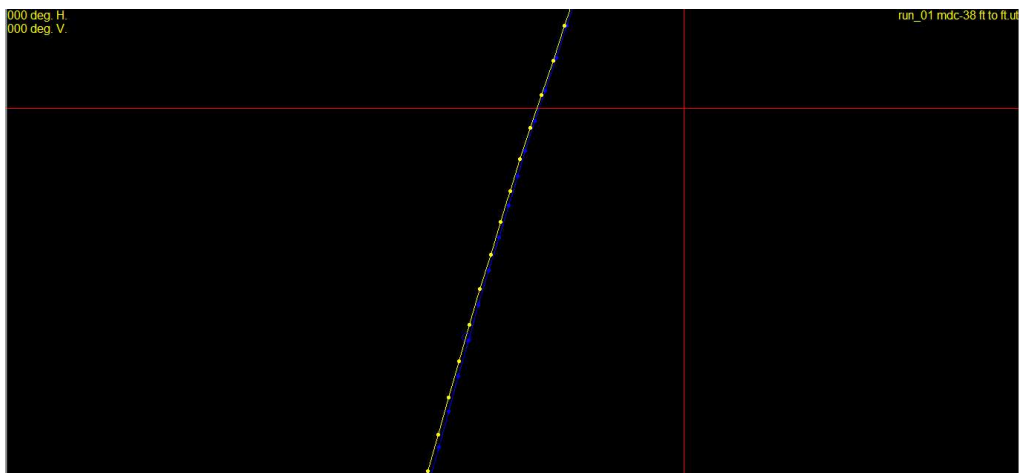
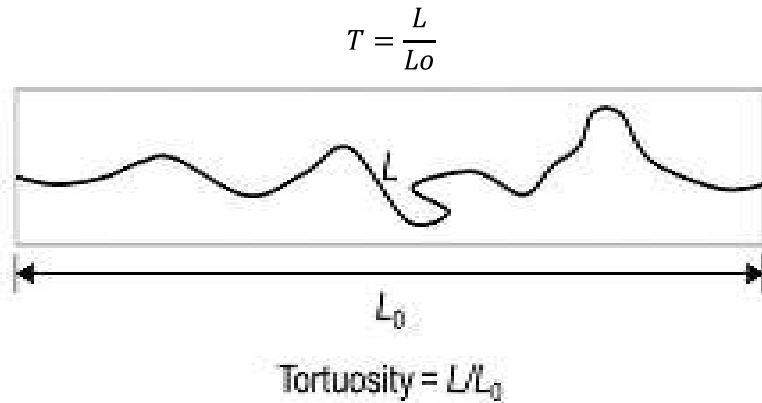


Figura 4.5. Comparación Gyro RUN 1 y 2 Vs. TVD
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo D

4.1.5. Pozo E-Tor

El análisis de la tortuosidad plantea una relación de aspecto entre la longitud real del pozo y la longitud recta entre dos puntos a partir de la expresión.



Con el programa DRILLOG se calcula la Tortuosidad como la razón entre esos dos valores de longitud y se realiza el mismo procedimiento iterativo a lo largo del pozo.

A continuación, se calcula la tortuosidad para tramos 196 y 262 ft (Longitud del BHA). Para la sección de los casing de 13" y 9-5/8". (Desde Superficie hasta 10791 ft de profundidad).

Tabla 4. 4 Intervalos de Mayor Tortuosidad Pozo E-TOR

Tramo	Intervalos		
1	2235,648	-	2427,528
2	3056,304	-	3244,248
3	3425,304	-	3589,632
4	3849,408	-	4539,192
5	5272,272	-	5763,288
6	7023,792	-	7380,984
7	10177,84	-	10725,6

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

En la tabla 4.3 se muestra los resultados del análisis realizado en donde tenemos que el tramo del casing de 13 3/8", muestra hay varias zonas de alta tortuosidad mas no representa dificultad para el paso de una BHA de 7" de OD máximo, pero si tener precaución en dichas zonas, se recomienda baja velocidad por estas.

La tortuosidad más baja en la zona de interés desde 10180ft hasta 10728ft es la comprendida desde 10334 ft hasta 10531ft.

Para el asentamiento de BHA, para analizar los tramos donde se puede asentar una BHA con una longitud menor a 196ft, se debe considerar en el análisis las principales variables de forma combinada: Dogleg Severity, Tortuosidad.

4.1.6. Pozo F-Pos

El objetivo de este ejemplo es estimar y recomendar la ubicación más adecuada para posicionar un String de una bomba BES de 4.5" que tiene una cámara enfriadora de 5.5" de diámetro, según requerimiento del cliente se pide hacer el estudio a una profundidad de 10435ft.

Para este análisis se lo representa en las siguientes figuras:

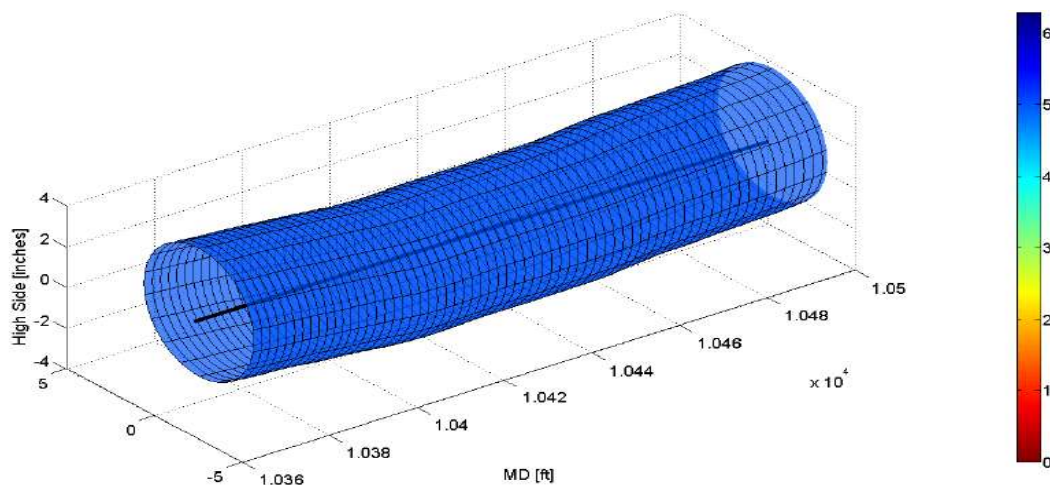


Figura 4.6. Análisis de posicionamiento BES
Fuente. VES Survey Internacional – Trabajo pozo F-POS

La figura 4.6 es la representación en 3D del desplazamiento transversal de la BES, donde el centro de este dispositivo va a estar ubicado a la profundidad de 10435ft, a esta profundidad el máximo diámetro de un elemento sin que sufra deformación es de 4.99”.

Del estudio realizado se concluye que una bomba BES de diámetro de 4.50” (con camisa enfriadora de 5.50”) y una longitud de 131.00 ft dentro de un casing de 9 5/8”, con diámetro interno de 8.625”, en ninguno caso, excederá el límite permitido de deformación para el equipo BES.

Las condiciones del posicionamiento de la BES no fueron críticas, por tener la deformación del fabricante igual a 4.00°/100 ft, este rango ha sido bastante amplio en el análisis y no es común tener esa condición, ya que normalmente en Ecuador han habido limitaciones del fabricante de la BES de hasta 1.00°/100 ft.

Adicional al estudio en la tabla 4.4 se recomienda que durante la bajada de la BES, se tenga cuidado en los siguientes intervalos, puesto que la BES sufrirá deformación y se podría inclusive dañar el cable de energía o pudiéndose dañar las secciones más frágiles del dispositivo, por tanto se sugiere que la velocidad de bajada sea menor en estas profundidades.

Tabla 4. 5 Intervalos de Precaución al bajar la BES

TRAMOS	INTERVALOS
1	1600ft @ 3250ft
2	4800ft @ 4900ft.
3	6200ft @ 6400ft.
4	7400ft @ 7600ft.
5	9145 ft Tope del Liner
6	9250ft @ 9350ft.
7	9750ft @ 9850ft.
8	10220ft @ 10320ft.

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

4.2. Análisis Económico

Para el desarrollo de un proyecto se deben tomar en cuenta aspectos técnicos y económicos, donde el objetivo principal de un proyecto no es más que el de incrementar la producción del reservorio por medio de un buen posicionamiento del pozo, para esto es necesario la utilización de herramientas modernas que mejoren la calidad de esta información, el uso de estos equipos genera una significativa inversión económica.

El costo de la etapa de perforación varía de acuerdo a los servicios requeridos por la empresa operadora y al tiempo utilizado que en promedio es de 25 días, aunque esto dependerá del tipo de pozo (VESurvey, 2012).

En la actualidad, la tecnología implementada durante la etapa de la perforación permite trabajar en condiciones seguras logrando así disminuir la incertidumbre que puede producir el posicionamiento del pozo dentro del radio objetivo.

Para el análisis económico de este trabajo es necesario recalcar que la perforación de pozos direccionales tiene la finalidad de realizar un posicionamiento adecuado en la zona de interés causando un incremento de la producción del reservorio.

Para el presente análisis se considera como parámetros económicos importantes la producción que tienen los pozos analizados.

4.2.1. Esquema de Análisis

Para el análisis económico del presente caso de estudio se tomó en cuenta el costo de los tickets de cada trabajo realizado con cada herramienta magnética y giroscópica, también se recolectó la información de la producción actual de cada pozo y tomando como referencia el costo de barril actual.

4.2.2. Factor de Error de Posicionalidad

Para el escenario de análisis con los resultados obtenidos de azimuth de los pozos A, B, C y D proporcionados con las herramienta MWD y Gyro, estos valores obtenidos al ser comparados con el azimuth del plan direccional tendremos una diferencia la cual representa el error de posicionalidad que tuvieron y al ser representado como porcentaje será el factor que afecto la posicionalidad y por ende la producción final del pozo.

Para identificar el factor de error se toma como ejemplo valores de azimuth a profundidades donde existió mayor problema de interferencia magnética, dicho análisis de lo representa en la siguiente tabla 4.6.

Tabla 4. 6 Cálculo del Factor de Error

DEPTH (Ft)		AZIMUTH			FACTOR DE ERROR			
		PLAN	MWD	GYRO	MWD		GYRO	
					VALOR	%	VALOR	%
POZO A	336,35	345,17	310,78	323,54	34,39	10,0%	21,63	6,3%
POZO B	1663,89	185,658	153,32	168,85	32,338	17,4%	16,808	9,1%
POZO C	900	65	68,12	67,88	-3,12	4,8%	-2,88	4,4%
POZO D	500	215	217,3	214,78	-2,3	1,1%	0,22	0,1%

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

4.2.3. Costo de las Herramientas

Es necesario tener en cuenta el tiempo operativos que se utilizó para obtener los registros de survey en cada pozo, así como el costo de cada servicio estos valores se obtuvo de los job folder; adicional considerando que el precio diario promedio de alquiler de un taladro de perforación en Ecuador está alrededor de los 30000 dólares americanos (Santos & Chirinos, 2015), que haciéndole por cálculos seria de 1250 dólares/hora, este costo diario y por hora representa el valor que la empresa operadora cancela por concepto de hora de taladro en la perforación de pozos de este tipo, estos datos están en la tabla 4.7.

$$\text{Costo de Taladro} = \text{Tiempo Operativo} * \text{Costo Hora de Taladro} \quad (4.1)$$

$$\text{Costo de Taladro} = 2,5 \text{ horas} * 1250\text{USD/hora}$$

$$\text{Costo de Taladro} = 3125\text{USD}$$

De la tabla 4.6 se tiene por ejemplo para el pozo A que el costo total del servicio de Gyro fue de 24125 USD este valor resultado de la suma entre el costo por hora de taladro que toma la adquirir este servicio 3125 USD más lo que se pagó por el servicio 21000 USD, el mismo criterio se utilizó para el MWD de todos los pozos, de igual forma se aprecia que para obtener los registros de posicionamiento se tiene una mayor inversión cuando se utiliza los sensores giroscopios y MWD al mismo tiempo.

Tabla 4. 7 Inversión para Registros de Posicionamiento

INVERSION - COSTO INDIVIDUAL						
	Tiempo Operativo Efectivo (Horas)		Costo de Taladro (USD)		Costo de Servicio (USD)	
	GYRO	MWD	GYRO	MWD	GYRO	MWD
POZO A	2,5	120	3125	150000	21000	500000
POZO B	3,5	144	4375	180000	23750	650000
POZO C	3,3	192	4125	240000	20800	420000
POZO D	1,1	168	1375	210000	22000	520000
INVERSION - COSTO TOTAL						
	Costo Total (USD)/Trabajo			Costo (USD)/Hora		
	GYRO	MWD	MWD + GYRO	GYRO	MWD	MWD + GYRO
POZO A	24125	650000	674125	9650	5417	15067
POZO B	28125	830000	858125	8036	5764	13800
POZO C	24925	660000	684925	7553	3438	10991
POZO D	23375	730000	753375	21250	4345	25595

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

4.2.4. Producción de petróleo en función de la utilización de herramientas de toma de registros de posicionamiento

Al utilizar tecnología moderna durante la perforación permite que se pueda tomar acciones prácticas y con buen criterio optimizando los recursos disponibles cuidando la inversión de capital y disminuyendo el costo de operaciones y riesgo en la ejecución del trabajo maximizando las ganancias.

Cabe recalcar que el incremento en el costo de un proyecto de perforación representa una inversión que realiza la operadora, el cual deber ser justificado con los beneficios que genera en nuestro caso la utilización de herramientas de adquisición de registros de posicionamiento.

Para los siguientes cálculos se tendrá en cuenta los valores de la tabla 4.6, además se utilizará la producción actual que tienen los pozos de estudio así como el valor de venta de barril de petróleo 61.63 USD/Barril, estos datos serán necesarios para realizar una comparación económica y de producción de los pozos estudiados.

Así para conocer la producción que habría tenido al haber utilizado solo la herramienta magnética MWD se multiplicará la producción actual de petróleo en cada pozo por el factor de error de posicionalidad, estos datos se los tiene en la tabla 4.8.

$$Producción_{MWD} = Producción_{MWD+GYRO} - (Producción_{MWD+GYRO} * \%error) \quad (4.2)$$

$$Producción_{MWD} = 700 - (700 * 10\%)BPPD$$

$$Producción_{MWD} = 630BPPD$$

Tabla 4. 8 Producción de Petróleo MWD + GYRO vs MWD

	PRODUCCION			
	MWD + GYRO		MWD	
	BPPD	BPPH	BPPD	BPPH
POZO A	700	29	630	26
POZO B	450	19	372	15
POZO C	850	35	791	33
POZO D	950	40	940	39

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

$$Ganancia_{MWD+Gyro} = 700Barril/dia * 61.63USD/Barril \quad (4.3)$$

$$Ganancia_{MWD+Gyro} = 43141USD/día$$

Tabla 4. 9 Ingresos por Pozo, MWD+ Gyro vs MWD

	Costo Barril de Petróleo = 61,63			
	MWD + GYRO		MWD	
	USD/DIA	USD/HORA	USD/DIA	USD/HORA
POZO A	43141	1798	38843	1618
POZO B	27734	1156	22903	954
POZO C	52386	2183	48759	2032
POZO D	58549	2440	57922	2413

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

En la tabla 4.9 se ha realizado los cálculos de producción versus tipo de herramienta utilizada, se ve que es más beneficioso el utilizar las dos herramientas en conjunto, así por ejemplo para el pozo A se recuperaría 43141 USD/día.

Cabe mencionar que en los pozos analizados existen otros factores que se pueden considerar como determinantes en la obtención de mayor o menor producción de un pozo en cambio que el posicionamiento eficiente del mismo si es un factor concluyente para el incremento de productividad plasmando de esta forma los distintos objetivos económicos y de planificación diseñados por la operadora.

4.3. Balance Económico Final

Luego de análisis realizado se desarrolla un balance donde la empresa operadora al efectuar una inversión mayor por la utilización del servicio de herramientas magnéticas y giroscópicas en conjunto, en la tabla 4.10 se muestra que los resultados justifican la inversión al utilizar este tipo de herramientas en conjunto.

4.3.1. Calculo de Días de Retorno de la Inversión

El periodo de recuperación o retorno de la inversión es el cálculo del tiempo requerido para que la empresa recupere la inversión de un proyecto.

Tabla 4. 10 Periodo de recuperación de la Inversión

	EGRESOS USD		INGRESOS USD/DÍA		Días de Retorno Inversión	
	MWD + GYRO	MWD	MWD + GYRO	MWD	MWD + GYRO	MWD
POZO A	494125	470000	43141	38843	10	12
POZO B	588125	560000	27734	22903	20	24
POZO C	684925	660000	52386	48759	12	14
POZO D	554250	530000	58549	57922	8	9

Realizado por. Balladares, Milton (2019)

$$\text{Días de Retorno Inversión}_i = \frac{\text{Egresos}}{\text{Ingreso}} \quad (4.4)$$

$$\text{Días de Retorno Inversión}_{\text{MWD+GYRO}} = \frac{494125}{43141}$$

$$\text{Días de Retorno Inversión}_{\text{MWD+GYRO}} = 10 \text{ dias}$$

Con los resultados obtenidos de la inversión o egresos que tiene la compañía operadora para los proyectos de perforación versus los ingresos percibidos; el balance final indica que por ejemplo para el pozo A la inversión al utilizar MWD y GYRO en conjunto se recupera en 10 días y al utilizar en el mismo pozo solo MWD se recupera en 12 días, el mismo análisis se realiza para los demás pozos.

4.3.2. Relación Costo / Beneficio:

Esta relación se lo llama también como Índice de Rendimiento el cual es un método de evaluación de proyectos que consiste en dividir el valor de los egresos para el valor de los ingresos, este mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto genera en el futuro. (Monchón & Beker, 2008)

Donde la viabilidad del proyecto se analiza considerando las siguientes relaciones:

- $\frac{\text{EGRESOS}}{\text{INGRESOS}} > 1$ Proyecto Viable
- $\frac{\text{EGRESOS}}{\text{INGRESOS}} = 1$ Proyecto indiferente
- $\frac{\text{EGRESOS}}{\text{INGRESOS}} < 1$ Proyecto no Viable

Tabla 4. 11 Relación Costo/Beneficio

	MWD + GYRO	MWD
POZO A	7,5	6,0
POZO B	10,3	8,4
POZO C	5,0	3,7
POZO D	6,8	5,6

Realizado por. Balladares, Milton (2019)



Figura 4.7. Periodo de recuperación de la Inversión MWD+ Gyro vs MWD
Fuente. Tabla Periodo de recuperación de la Inversión

Los resultados de la tabla 4.10 están graficados en la figura 4.7 en la cual se aprecia que los valores obtenidos son mayores a uno y de acuerdo a las relaciones anteriormente citadas los proyectos son rentables y ratifica la viabilidad del proyecto, de esta forma también se comprueba que al realizar los trabajos con MWD y Gyro en conjunto se tiene una mayor relación costo/beneficio que al utilizar el MWD solo.

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez finalizado el presente caso de estudio, se han obtenido las siguientes conclusiones y recomendaciones.

5.1. Conclusiones

- Una vez analizada la incertidumbre posicional en seis pozos direccionales mediante la utilización de herramientas magnéticas (MWD) y Gyro (Inflex) en conjunto, se pudo deducir que la herramienta giroscópica al obtener sus datos respecto al norte verdadero y estos al no ser afectado por la zona de inferencia magnética se tiene como beneficio información confiable logrando tener los resultados respecto al plan inicial (Tabla 4.1).
- Con la aplicación de métodos correctivos de errores ISCWSA se logró disminuir las incertidumbres de posicionamiento cuyo resultados se vieron reflejados en la tabla 4.2 donde el factor de separación entre pozos fue mayor a 1.5.
- Una vez analizado los registros de survey de los pozos A, B, C y D que fueron efectuados durante la perforación donde los datos proporcionada por Gyro Inflex fue cada 1 pie y MWD cada 93 pies comparando la posicionalidad de estos pozos con respecto a la del plan direccional se puede denotar que la data de Gyro es más confiable y proporciona un mejor control posicional teniendo en cuenta que la adquisición fue realizada cada pie (Tabla 4.1).
- Tomando como referencia el pozo E-TOR en el cual una vez que se terminó la etapa de perforación y al empezar la completación el cliente tuvo incertidumbre en cuanto a la profundidad y dimensión real de los Doglegs; para identificar con precisión estas variables se corrió el Gyro Inflex pie a pie en todo el pozo,

teniendo resultados exitosos al realizar este análisis de tortuosidad logrando identificar los tramos críticos de tortuosidad (Tabla 4.3), consiguiendo así satisfacer las inquietudes del cliente.

- En el análisis de posicionamiento del Pozo F-POS cuyo objetivo fue el establecer la posición más adecuada para instalar una bomba BES sin que esta sufra daños en su geometría por la inclinación del pozo, se logró identificar que según el requerimiento del cliente a la profundidad de 10435ft si se puede posicionar el dispositivo BES de características ya descritas aunque el posicionamiento final dependerá de otras condiciones del pozo como nivel de fluido.
- Se realizó un análisis de los efectos en la producción de cada pozo que genera la utilización de las herramientas de posicionamiento solas y en conjunto (tabla 4.7); en donde se tuvo como resultado para el pozo A que al utilizar los dos sensores en conjunto la producción fue de 700BPPD que al haber utilizado solo MWD hubiera tenido una producción de 630BPPD.
- En la tabla 4.8 al haber realizado un análisis comparativo de la producción de petróleo de cada pozo cuyos datos de posicionamiento fueron obtenidos con las herramientas MWD + Gyro y solo con la herramienta MWD, se tuvo como resultado que al realizar los trabajos con los dos sensores en conjunto se tiene una mayor producción de petróleo que al utilizar solo con MWD.
- Del estudio del tiempo de retorno de la inversión se puede verificar en la Tabla 4.9 que al utilizar las dos herramientas en conjunto se obtendrá la recuperación en menor tiempo que al utilizar un solo tipo de herramienta, de igual forma mediante al análisis del costo/beneficio (Tabla 4.10) se puede observar que el proyecto tiene mayor viabilidad al utilizar las herramientas MWD y Gyro en conjunto. Cabe recalcar que los datos de los surveys ya fueron corregidos aplicando el método de ISCWSA para reducir su incertidumbre.

5.2. Recomendaciones

- Utilizar las herramientas giroscópicas en ambientes con interferencia magnética para reducir la incertidumbre del posicionamiento en la trayectoria de pozos direccionales mediante la utilización del Gyro (Inflex) con la finalidad de optimizar el desempeño en términos de velocidad y precisión generando un mayor costo beneficio como el mejoramiento en la calidad del registro, permitiendo así tomar decisiones técnicas que a la vez resultaran un ahorro de tiempo productivo, evitando tener NPT (*Non Production Time*).
- Aplicar el método correctivo de errores ISCWSA porque permitirá minimizar datos imprecisos, negligencia del talento humano o incertidumbre asociada a la tecnología de las herramientas utilizadas, con la finalidad de reducir la incertidumbre del posicionamiento del pozo.
- Utilizar los surveys generados por los sensores giroscopios debido a la confiabilidad que estos representa así como emplear equipos de perforación modernos que faciliten los trabajos porque cualquier factor externo afecta las medidas registradas lo que ocasionaría un deficiente alcance de los objetivos planteados en el programa de perforación direccional, especialmente cuando se trata del posicionamiento de un pozo.
- Realizar un análisis de Tortuosidad en pozos donde se vaya a correr equipos de completación especiales que se puedan ver afectados por la inclinación o los Doglegs del pozo, con este análisis permitirá analizar los tramos donde se pueda asentar los diferentes BHAs, considerando las principales variables de forma combinada Dogleg Severity, Tortuosidad y Diámetros máximos.

- Efectuar un análisis de posicionalidad cuando se va a utilizar una Bomba Electro Sumergible como equipo de completación, identificando los intervalos donde se podría dañar el cable de energía durante la corrida del equipo en el pozo hasta la profundidad deseada evitando daños por deformación (Tabla 4.5).
- Aplicar el método de ISCWSA para corregir los datos de survey y así poder reducir la incertidumbre de posicionamiento del pozo y posterior a esto utilizar las dos herramientas MWD y Gyro en conjunto debido a que técnicamente se logra tener una mayor disminución de esta incertidumbre.

BIBLIOGRAFÍA

- Almeida, D., & Cárdenas, D. (2010). *Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos Petroproducción en la Cuenca del Oriente en base a su caracterización litológica*. Quito-Ecuador: Escuela Politécnica Nacional .
- Bourgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M., & Young, F. (2015). *Applied Drilling Engineering* ((J. Evers, & D. Pye, Edits.) ed., Vol. II). (Richardson, Ed.) Texas: United States: SPE. Recuperado el 10 de Febrero de 2019
- BP AMOCO. (2001). *Directional Survey Handbook*. HVW-UTG-BPA: BP Amoco.
- Carreño, D. (2005). *Evaluación de la aplicación del sistema ISCWSA*. Colombia.
- Carrillo, C. (2014). *Optimización de la perforación de pozos direccionales en el oriente ecuatoriano* . Quito.
- Chia, C. (2003). *Standard Anticollision Procedures*. Texas.
- Cusco. (14 de Agosto de 2018). *Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator – UTM*. Recuperado el 21 de Octubre de 2019, de Ingeniería Civil: <http://ingecivilcusco.blogspot.com/2009/09/sistema-de-coordenadas-universal.html>
- Directional Surveying Fundamentals. (2001).
- Ekseth, R. (15 de octubre de 2010). *Modelos de error de herramientas para el posicionamiento de pozo*. Obtenido de www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/trabajosPerfo/3VIERNES/09.30/iapgocubre2010Gyrodata.pdf: <http://www.iapg.org.ar>
- Fernandez, I. A. (2001). *Las Coordenadas Geograficas y la Proyección UTM*.
- Flores, D. (2011). *Estudio de las medidas suministradas por la herramienta MWD en varios pozos, para mejorar su posicionamiento dentro del radio del objetivo*. Quito.
- Galindo, A. (2014). *Mecanica Cuantica*.
- Gómez, M. (22 de Octubre de 2019). *Perforación Direccional*. Obtenido de Aplicaciones de la Perforación Lineal: <https://www.academia.edu/12000643/PERFORACION%20DIRECCIONAL>
- Grindrod, S. (2016). *Standard Survey Tool Error Model* .
- Halliburton Company. (2001). *Directional Surveying Fundamentals*.
- Hidrocarburos, M. d. (2018). *Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas*.

- INFLEX. (2016). *Innovative Technology Extraordinary service*, 9.
- Irua, A., Erazo, J., & Paz, E. (2017). *Metodología para la identificación y selección de pozos con oportunidades de convertirse en reinyectores en campos petrolíferos*. Tesis Ingeniería, Universidad Central del Ecuador, Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, Quito-Ecuador. Recuperado el 26 de Octubre de 2019, de [www.dspace.uce.edu.ec › bitstream › T-UCE-0012-19](http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/T-UCE-0012-19)
- Maatschappi. (2004). *Metodos y derivacion del madelo de error - incertidumbre de posicionamiento de pozos* .
- Madrid, M. (13 de Enero de 2017). *Perforación Direccional, Tipos de Perforación, Propósitos y Motor de Fondo*. Obtenido de Portal del Petróleo : http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de_6.html
- Martínez, M. (5 de Julio de 2015). *Giroscopio*. Obtenido de Buenas Tareas: <https://www.buenastareas.com/ensayos/Giroscopio/75809830.html>
- Molero, J., & Huamán, E. (2016). *Optimización de Sartas de Perforación y Diseño Direccional*. Perú: CONCYTEC. Obtenido de https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UUNI_22c39d3424360efed8491c7d53d468d0/Cite
- Monchón, F., & Beker, V. (2008). *Economía. Principios y Aplicaciones*. Mc Graw-Hill Interamericana.
- Pilla, Z., & Rodríguez, C. (2015). *Manual de Planificación, Diseño y Consideraciones para la Construcción de Pozos Direccionales en el Campo de Sacha*. Ingeniería en Petróleos, Universidad Central del Ecuador, Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, petróleo y Ambiental , Quito-Ecuador. Recuperado el 1 de Noviembre de 2019, de [www.dspace.uce.edu.ec › handle](http://www.dspace.uce.edu.ec/handle)
- Pinchao, D. (26 de Mayo de 2017). *Consideraciones Geomecánicas de un Sidetrack*. Universidad Nacional de Colombia , Medellín. Recuperado el 1 de Noviembre de 2019
- Reyes, Z. (10 de Febrero de 2017). *Perforación Direccional*. Obtenido de SlideShare <https://www.slideshare.net/saireroman1/perforacin-direccional-72678370>: <https://www.slideshare.net>
- Ruiz, R. (2006). En *Historia y Evolución del Pensamiento Científico* (pág. 46). Sinaloa, México: Culiacán.
- Salazar, O., & Sánchez, M. (2011). *Perforación Direccional*. México D.F. : Instituto Politécnico Nacional.

- Santos, O., & Chirinos, E. (2015). *Estudio de los Problemas Operacionales durante la Perforación de los Pozos Direccionales en la Plataforma Drago Norte 2*. Tesis de Ingeniería , Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito. Recuperado el 1 de Noviembre de 2019, de <https://bibdigital.epn.edu.ec › handle>
- Schlumberger del Ecuador. (14 de Agosto de 2019). *Interferencia Magnética Local*. Obtenido de Geofísica:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms//local_magnetic_interference.aspx
- SPE - Distinguished Lecturer Series. (2014).
- Stigant, J. (2012). *Introduction to Wellbore Positioning*. USA.
- SURVEY, V. (2016).
- Torkildsen, T. (2004). *Prediction of Wellbore Position Accuracy* . Texas.
- VESSurvey. (2012). *Introduction to Directional Survey*.
- Weatehrford. (2012). *Training Manual Oilfield*.

ANEXOS

Anexo A. Fichas Técnicas de los sensores Giroscópicos

Especificaciones del Sensor Giroscopio GyroFlex.

Instrument Performance	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Accuracy: Dependant on wellbore profile ▪ Typ Azimuth Accuracy 0.5° SPE WPTS (ISCWSA) error model available on request
Operating Features	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instrument OD: 1.3" (33mm) ▪ Instrument Length: 33" (838mm) ▪ Pressure Cased OD: 1.75" (without thermal shield) ▪ Pressure case length: 40" min ▪ Pressure Rating: 20,000psi ▪ Operating modes: Wireline or battery Orientation, survey, memory multishot, drop Continuous survey readout at wireline speeds up to 300 ft/min ▪ Memory Capacity: 3,000 shots in multishot / Drop mode ▪ Battery Life: Up to 20 hours (programmable hold off, shot interval) ▪ Drop Mode: Controlled descent and landing, drill string retrieved ▪ Wireline Telemetry: Digital, Mono or multi conductor to 30,000 ft
Electrical Power	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Max Power Consumption: 6 Watts
Sensors	<ul style="list-style-type: none"> State-of-the-art twin axis gyroscopes High accuracy tri-axial accelerometers
Environmental	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temperature: 32-400°F (200°C) with thermal shield for up to 8 hours 40-200°F (without thermal shield) ▪ Shock: 200g, 1/2 sine 1mS ▪ Vibration: 10g rms, 20-1,000Hz random
Surface Equipment	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wireline Power Supply: 110/240v AC in, 200w Out with protection ▪ Rig Floor Display: 256 x 128 Transflective LCD with backlight Sealed to IP65 ▪ Software: Windows (98, XP, Vista, Win7+) based Drillog™ service software

Características Técnicas Inflex

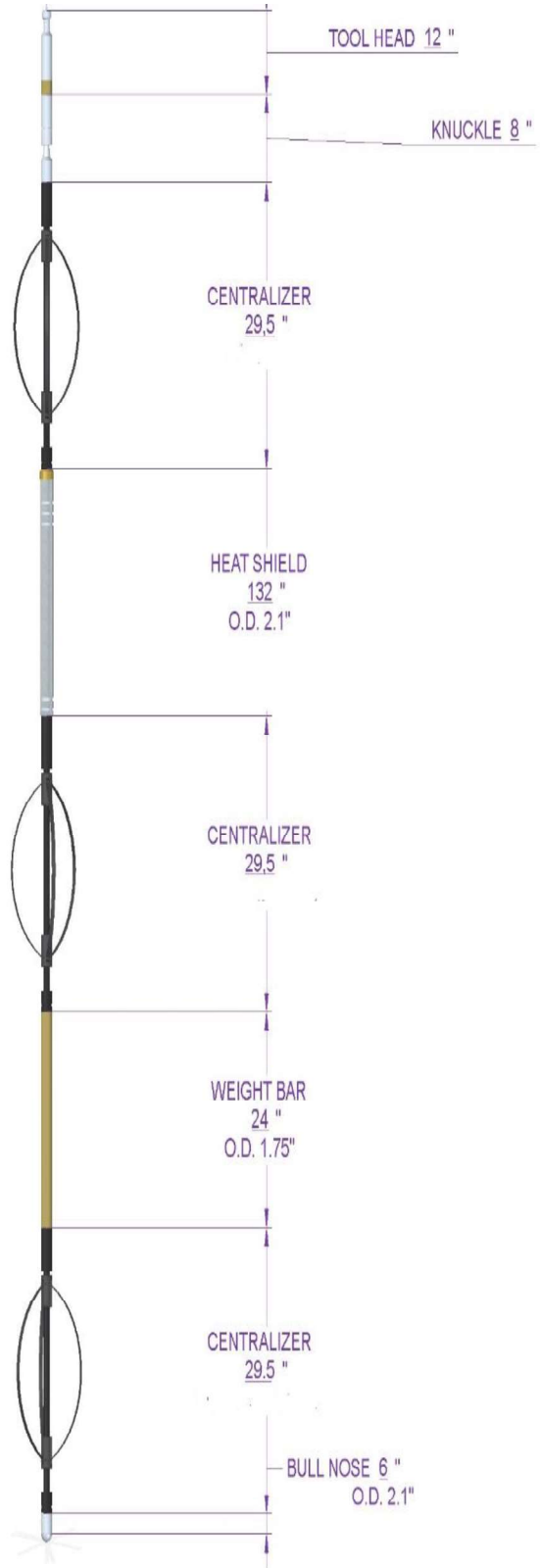
Rendimiento de Instrumentos	
Precisión :	Dependiendo del Perfil del Pozo 0.15° Az SPE WPTS (ISCWSA) modelo de error disponibles bajo petición.
Características de Funcionamiento	
OD de Instrumento :	1.587" 40.31mm
Longitud de Instrumento: OD del Tubo de Presión:	79" 1.98 m 1.75"(Sin escudo térmico) 2.2"(Con escudo térmico)
Longitud de Presión de la Caja: Presión de Servicio: Modos de Funcionamiento:	80"min 18,000 psi Línea de Cable, definido por el usuario sobre la base de los requisitos de servicio. (Orientación, Survey). Lectura de datos continuas a velocidades alámbricas hasta 130 m/min. Digital Mono o Multi conductor a 30000 ft.
Telemetría con Línea de Cable: Medición de Profundidad:	Auto continuo disponible.
Energía Eléctrica:	
Suministro con Línea de cable:	300 V.
Consumo Máximo de Energía:	20 Watts
Ambiental	
Temperatura:	0°C a 150 °C Sin escudo térmico 151 a 200 °C Con escudo Térmico
Impacto:	10 g, 1mS sinusoidales.
Vibración:	10 g rms, 20-1000 Hz al azar
Equipo de Superficie	
Fijo con fuente de Alimentación:	110/240 v AC, con salida de 300 V DC
Rig Floor Display (Pantalla):	256 x 128 LCD transreflectiva con retroiluminación. Sellado al IP65.
Software:	Windows 7 OSURVE™



7" INFLEX MULTISHOT
Total length of tool= 22 ft 6.5 in.
= 270"

String Gyro Inflex

CENTRALIZERS ADJUSTABLE OD
9 5/8" ID 7"



Anexo B. Job Folder de los Pozos de Estudio

Pozo A.- Reporte Cronológico

YES SURVEY INTERNATIONAL		REPORTE CRONOLOGICO DE OPERACIONES				
		Código: OP-R 029		Revisión: 04	Fecha de Revisión: 16/07/2014	
LUGAR DEL SERVICIO			DATOS DEL SERVICIO			
OPERADORA:	PETROAMAZONAS	TALADRO:	SINOPEC 169	TRABAJO No.	142121001	
CAMPO:	DRAGO NORTE	POZO:	DRAGO 53 D	SERVICIO:	HA GYRO ANTICOLISION	
PERSONAL Y EQUIPOS			CARACTERISTICAS DEL POZO			
Ingeniero:	DEIVY JIMENEZ	EQUIPOS	Serie:	MAX. TEMP. DEG C	45°C	
Winchero (s):	EDWIN YEPEZ	Sensor / Motor:	302/325	MAX. DESV.: DEG	14.81°	
Empresa Dir:	BAKER HUGHES	UBHO:	MA-5524	MAX. PROF. FT	2349	
		Unidad:	DS-01	PRESIÓN HID: PSI	1160	
FECHA	TIEMPOS (H/M)		TOTAL (FRACCION DE HORA)	SENSOR o MOTOR N°	DETALLE DE ACTIVIDADES	PROF. BIT DEPTHS
DATE	TIMES					
28-dic	7:30	9:00	1,50		PERSONAL Y UNIDAD DE WIRELINE SALEN DE BASE Y LLEGA AL RIG 169	
	9:00	9:30	0,50		INDUCCION A CARGO DEL DOCTOR DE TURNO DEL TALADRO SINOPEC 169	
	9:30	23:00	13,50		SE TERMINA DE REALIZAR EL SKIDDING DEL RIG 169 + MANTENIMIENTO TOP DRIVE + PRUEBAS DE EQUIPOS Y BOMBAS	
	23:00	0:00	1,00		SE ARMA BHA #1 CONVENCIONAL PARA EMPEZAR A PERFORAR SECCION DE 20" CON BROCA TRICONICA DE 26"	
29-dic	0:00	13:00	13,00		SE TERMINA DE PERFORAR SECCION DE 20" HASTA LOS 207 FTS + SACAN BHA #1 CONVENCIONAL HASTA SUPERFICIE + ARMAN EQUIPO DE FLOTACION Y PRUEBA + BAJAN CASING DE 20"	207 FTS
	13:00	16:00	3,00		ARMAN LINEAS DE CEMENTACION EN SUPERFICIE Y PRUEBAN CON 2000 PSI POR 10 MIN + REALIZAN CEMENTACION DE CASING DE 20" + SACAN HWDP DE 5" DESDE 207 FTS HASTA SUPERFICIE.	
	16:00	20:30	4,50		CORTAN CASING + SUELDAN TUBO CONDUCTOR	
	20:30	0:00	3,50		REUNION DE SEGURIDAD PARA ARMAN BHA #2 CONVENCIONAL + PERFORAN SECCION DE 16"	
30-dic	0:00	5:50	5,83		CONTINUAN PERFORANDO SECCION DE 16" + CIRCULACION DE PILDORA VISCOSA PARA LIMPIAR HOYO HASTA LOS 405 FTS	405 FTS
	5:50	6:10	0,33	302	RUN 1: SE REALIZA CONTROL DE VERTICALIDAD A LA PROFUNDIDAD DEL SENSOR 380 FTS; INC= 0.44"; AZ=312.29", ADEMAS SE TOMA SURVEYS A LAS PROFUNDIDADES DE 300, 200 Y 100 FTS	380 FTS
	6:10	8:30	2,33		QUEBRAN BHA #2 CONVENCIONAL	
	8:30	13:00	4,50		REUNION DE SEGURIDAD + ARMADA BHA #3 DIRECCIONAL + ALINEACION DEL UBHO CON LA LINEA DEL BENT SUB DEL MOTOR + PRUEBA EN SUPERFICIE DEL MOTOR	
	13:00	15:45	2,75		SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC HASTA LA PROFUNDIDAD DE 548 FTS + CIRCULACION LIMPIANDO HOYO	548 FTS
	15:45	15:58	0,21	302	RUN 2: SE REALIZA CONTROL DE VERTICALIDAD A LA PROFUNDIDAD DEL SENSOR DE 437 FTS; INC=0.61"; AZ=304.88", ADEMAS SE TOMA SURVEY A LA PROFUNDIDAD DE 400 FTS	437 FTS
	15:58	17:20	1,36		SE CONTINUA PERFORANDO HASTA LA PROFUNDIDAD DE 639 FTS + CIRCULAN PILDORA VISCOSA PARA LIMPIAR HOYO	639 FTS
	17:20	17:36	0,26	302	RUN 3: SE REALIZA CONTROL DE VERTICALIDAD A LA PROFUNDIDAD DEL SENSOR DE 528 FTS; INC=0.68"; AZ=282.48", ADEMAS SE TOMA SURVEY A LA PROFUNDIDAD DE 500 FTS	528 FTS
	17:36	18:45	1,15		SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC HASTA LA PROFUNDIDAD DE 727 FTS + CIRCULACION LIMPIANDO HOYO	727 FTS
	18:45	19:00	0,25	302	RUN 4: SE REALIZA CONTROL DE VERTICALIDAD A LA PROFUNDIDAD DEL SENSOR DE 616 FTS; INC=0.57"; AZ=288.54", ADEMAS SE TOMA SURVEY A LA PROFUNDIDAD DE 600 FTS	616 FTS
	19:00	20:00	1,00		SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC HASTA LA PROFUNDIDAD DE 817 FTS + CIRCULACION LIMPIANDO HOYO	817 FTS
	20:00	20:20	0,33	302	RUN 5: SE REALIZA CONTROL DE VERTICALIDAD A LA PROFUNDIDAD DEL SENSOR DE 707 FTS; INC=0.25"; AZ=260.99", ADEMAS SE TOMA SURVEY A LA PROFUNDIDAD DE 700 FTS	707 FTS

	20:20	22:40	2,33		SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC HASTA LA PROFUNDIDAD DE 1035 FTS + CIRCULACION LIMPIANDO HOYO	1035 FTS
	22:40	23:00	0,33	302	RUN 6: SE REALIZA CONTROL DE VERTICALIDAD A LA PROFUNDIDAD DEL SENSOR DE 924 FTS; INC=0,91"; AZ=83", ADEMAS SE TOMA SURVEY A LA PROFUNDIDADES DE 900 Y 800 FTS	924 FTS
	23:00	0:00	1,00		SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC	
31-dic	0:00	1:05	1,08		SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC HASTA LA PROFUNDIDAD DE 1224 FTS + CIRCULACION LIMPIANDO HOYO	1224 FTS
	1:05	1:32	0,46	302	RUN 7: SE REALIZA UNA TOMA DE SURVEY A LA PROFUNDIDAD DEL SENSOR DE 1113 FTS; INC=1,22"; AZ=328,30", ADEMAS SE TOMA SURVEY A LA PROFUNDIDADES DE 1100 Y 1000 FTS	1113 FTS
	1:32	12:00	10,53		SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC HASTA LA PROFUNDIDAD DE 2349 FTS	2349 FTS
	12:00	12:45	0,75	302	RUN 8: SE REALIZA UNA TOMA DE SURVEY A LA PROFUNDIDAD DEL SENSOR DE 2238 FTS; INC=14,81"; AZ=344,51", ADEMAS SE TOMA SURVEYS A LA PROFUNDIDADES DE 2200 Y 2100, 2000, 1900, 1800, 1700, 1600, 1500, 1400, 1300 Y 1200 FTS	2238 FTS
	12:45	0:00	11,75		SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC	
01-ene	0:00	7:00	7,00		LIBERACION DEL PERSONAL, VESSURVEY POR PARTE DE LOS DIRECCIONALES Y DEL COMPANY MAN + RIG DOWN DEL EQUIPO Y HERRAMIENTAS + SE CONTINUA PERFORANDO SECCION DE 16" CON BROCA PDC	
	7:00	7:30	0,50		ELABORACION DE DOCUMENTOS Y FIRMAS	
	7:30	8:00	0,50		LOGISTICA DEL PERSONAL PARA SU RETORNO A LA BASE VESSURVEY	
TIEMPO DE OPERAC.: HM		2,97	TIEMPO PERDIDO (NPT):	0	TIEMPO TOTAL (HM)	2,97
REPRESENTANTE DEL CLIENTE				REPRESENTANTE DE VES INTERNATIONAL		
LUIS GALARZA				 DEIVY JIMENEZ		

PETROAMAZONAS EP
SERVICIO RECIBIDO COMPANY MAN
SREZ. 000. 17

PETROAMAZONAS EP
SERVICIO RECIBIDO ING. DE SOPORTE

01 ENE 2016
Firma: 
Nombre: Luis Galarza

01 ENE 2016
Firma: 
Nombre: ANIBAL AGUILAR

Pozo B.- Reporte Cronológico

		REPORTE CRONOLOGICO DE OPERACIONES					
Código: OP-R 029		Revisión: 04		Fecha de Revisión: 16/07/2014			
LUGAR DEL SERVICIO			DATOS DEL SERVICIO				
OPERADORA:	PETROAMAZONAS EP	TALADRO:	CCDC 66	TRABAJO No.	150531001		
CAMPO:	AUCA	POZO:	ACAM 143	SERVICIO:	HA GYRO ORIENTACION		
PERSONAL Y EQUIPOS			CARACTERISTICAS DEL POZO				
Ingeniero:	Héctor Cusme	EQUIPOS		Serie:	MAX. TEMP. DEG C		
Winchero (s):	Miltón Jácome	Sensor / Motor:	421/287		45		
Empresa Dir:	SDT	UBHO:	MA 4931 1	MAX. DESV. . DEG	11.86		
		Unidad:	DS-04	MAX. PROF. FT	1411		
				PRESIÓN HID: PSI	675.0224		
FECHA	TIEMPOS (H/M)		TOTAL (FRACCION DE HORA)	SENSOR o MOTOR N°	DETALLE DE ACTIVIDADES	PROFUNDIDADES BIT DEPTHS	
DATE	TIMES						
25-may	07:00	09:00	2.00		EQUIPO Y PERSONAL SALE DE BASE Y LLEGA AL RIG		
	09:00	09:30	0.50		PERSONAL SE PRESENTA DONDE EL COMAN Y SE COORDINA ACTIVIDADES		
	09:30	00:00	14.50		PRUEBAS DE PODOCCION POZO ACAM 142		
26-may	00:00	12:00	12.00		PRUEBAS DE PODOCCION POZO ACAM 142		
	12:00	19:00	7.00		SKID DEL TALADRO		
27-may	06:00	10:00	4.00		FINALIZANDO SKID		
	14:00	15:30	1.50		ARMANDO BHA #1 CON BROCA TRICÓNICA DE 26"		
	15:30	01:30	10.00		PERFORANDO SECCIÓN DE 26"	266	
28-may	01:30	02:00	0.50		BOMBEA PILDORA VISCOSA + CIRCULACIÓN		
	02:00	02:30	0.50	GYROFLEX 421	TOMA REGISTRO GIROSCÓPICO RUN 01 @ 250 FTS.; INC=0.12"; AZM=89.32". SE TOMA SURVEYS A 200 FTS Y 100 FTS	264	
	02:30	03:30	1.00		SE REALIZA VIAJE DE CALIBRACIÓN		
	03:30	04:30	1.00		CIRCULACIÓN + DESPLAZA 150 BLS DE PILDORA VISCOSA		
	04:30	05:30	1.00		SE SACA Y QUIEBRA BHA #1		
	05:30	09:00	3.50		REALIZANDO CORRIDA DE CASING DE 20"		
	09:00	14:00	5.00		REALIZANDO OPERACIONES DE CEMENTACIÓN		
	14:00	17:00	3.00		CORTA CSG 20" + SUELDA NIPLÉ + INSTALA TUBO CONDUCTOR + RIG SERVICE		
	17:00	20:00	3.00		ARMANDO BHA DIRECCIONAL CON BROCA DE 16"		
	20:00	00:00	4.00		PERFORANDO SECCIÓN DE 16"	576	
	00:00	00:30	0.50		BOMBEA 30 BLS DE PILDORA VISCOSA + CIRCULA		
	00:30	00:45	0.25	GYROFLEX 421	TOMA REGISTRO GIROSCÓPICO RUN 02 @ 470 FTS.; INC=0.32 GYRO TOOLFACE EN TRES ASENTADAS 298", DIRECCIONAL HACE SACAR GYRO PARA VERIFICAR TESTIGO MARCADO Y HIGHSIDE, YA QUE SU LINEA NO CONCUERDA CON LO QUE DA EL GYRO. UNA VEZ EN SUPERFICIE DD VERIFICÓ CORRECTO FUNCIONAMIENTO DE GYRO	576	
	00:45	01:00	0.25	GYROFLEX 421	TOMA REGISTRO GIROSCÓPICO RUN 03 @ 470 FTS.; GIRA TUBERÍA Y GYRO TOOLFACE EN TRES ASENTADAS 199". SE GIRA LA TUBERÍA Y GYRO TOOLFACE EN DOS ASENTADAS 184". SE TOMA SURVEYS A 400 FTS Y 300 FTS	576	
	01:00	02:30	1.50		PERFORANDO	758	
	02:30	03:00	0.50		BOMBEA 30 BLS DE PILDORA VISCOSA + CIRCULA		
	03:00	03:30	0.50	GYROFLEX 421	TOMA REGISTRO GIROSCÓPICO RUN 04 @ 652 FTS.; INC=1.62; AZM=169.82"; GYRO TOOLFACE EN DOS ASENTADAS 206". SE TOMA SURVEY A 600 Y 500 FTS	758	
	03:30	05:30	2.00		PERFORANDO	942	
	05:30	06:00	0.50		REALIZANDO TOMA DE SURVEYS VARIANDO CON LAS BOMBAS DEL RIG, SIN ÉXITO		
	06:00	06:30	0.50	GYROFLEX 421	TOMA REGISTRO GIROSCÓPICO RUN 05 @ 835 FTS.; INC=3.98; AZM=182.59"; GRAVITY TOOLFACE EN DOS ASENTADAS 13". SE TOMA SURVEY A 800 Y 700 FTS	940	
	06:30	07:00	0.50		CAMBIO DE SAVERSUB		
	07:00	08:30	1.50		INTENTO DE TOMAR SURVEY CON MWD SIN ÉXITO		
08:30	11:00	2.50		PERFORANDO	1222		
	11:00	12:00	1.00	GYROFLEX 421	TOMA REGISTRO GIROSCÓPICO RUN 06 @ 1115 FTS.; INC=7.87; AZM=169.70"; GRAVITY TOOLFACE EN DOS ASENTADAS 190". SE GIRA TUBERÍA Y GRAVITY TOOLFACE 25" EN DOS ASENTADAS. SE TOMA SURVEYS A 1100, 1000 Y 900 FTS	1220	
	12:00	13:30	1.50		PERFORANDO	1411	
	13:30	14:00	0.50		BOMBEA 30 BLS DE PILDORA VISCOSA + CIRCULA		
	14:00	14:30	0.50	GYROFLEX 421	TOMA REGISTRO GIROSCÓPICO RUN 07 @ 1305 FTS.; INC=11.86"; AZM=168.56". SE TOMA SURVEYS A 1300 Y 1200 FTS.	1410	
30-may	14:30	18:00	3.50		SE SACA BHA#2 POR PROBLEMAS PARA SINCRONIZAR MWD + SE QUIEBRA UBHO		
	20:00	20:00	0.00		LIBERACIÓN DE PERSONAL		
	20:00	22:00	2.00		RIGDOWN Y ELABORACIÓN DE DOCUMENTACIÓN		
	09:00	11:00	2.00		EQUIPO Y PERSONAL SALE DE LOCACION Y LLEGA A BASE		
TIEMPO DE OPERAC.: H/M		3.50	TIEMPO PERDIDO (NPT):			TIEMPO TOTAL (H/M)	3.50
REPRESENTANTE DEL CLIENTE				REPRESENTANTE DE VES INTERNATIONAL			
 LEONARDO PARRALES				 HÉCTOR CUSME			

