



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

Tema:

**“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES APLICANDO
TECNOLOGÍA GYRO WHILE DRILLING (GWD) PARA OPTIMIZAR LA
RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN ZONAS MEDIO-
AMBIENTALMENTE SENSIBLES EN EL CAMPO ITT”.**

**TESIS DE GRADO
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE: INGENIERA EN PETRÓLEO**

AUTOR:

JHAJAIRA JANINA NÁJERA GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS

ING. HUMBERTO PEÑA RIVAS PhD.

LA LIBERTAD – SANTA ELENA-ECUADOR

2018

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

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES APLICANDO
TECNOLOGÍA GYRO WHILE DRILLING (GWD) PARA OPTIMIZAR LA
RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN ZONAS MEDIO-
AMBIENTALMENTE SENSIBLES EN EL CAMPO ITT”.**

TESIS DE GRADO

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE: INGENIERA EN PETRÓLEO

AUTOR:

JHAJIRA JANINA NÁJERA GARCÍA

TUTOR:

ING. HUMBERTO PEÑA RIVAS PhD.

LA LIBERTAD – SANTA ELENA – ECUADOR

2018

DECLARACIÓN DE PROPIEDAD INTELECTUAL

Yo, **Jhajaira Janina Nájera García**, declaro bajo juramento que el presente trabajo escrito de investigación es de mi autoría, cuyo tema no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento. Paralelamente, cedo mis derechos de propiedad intelectual sobre este trabajo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Jhajaira Janina Nájera García

C.I. 1207485432

APROBACIÓN DEL TUTOR

Como tutor de la tesis **“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES APLICANDO TECNOLOGÍA GYRO WHILE DRILLING (GWD) PARA OPTIMIZAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN ZONAS MEDIO-AMBIENTALMENTE SENSIBLES EN EL CAMPO ITT”**, desarrollada por la estudiante Jhajaira Janina Nájera García, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleo, me permito declarar que luego de haberle dirigido, estudiado y revisado, la apruebo en su totalidad.

Ing. Humberto Peña Rivas PhD.

Tutor

CERTIFICADO GRAMATÓLOGO

Dra. Marianela Silva Sánchez.

Cédula de identidad: 0962550133

Número de celular: 0999504411

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dra. Marianela Silva Sánchez, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **Geoposicionamiento de pozos horizontales aplicando tecnología Gyro While Drilling (GWD) para optimizar la recuperación de crudos pesados en zonas medio-ambientalmente sensibles en el campo ITT;** elaborado por **Jhajaira Janina Nájera García**, cédula de ciudadanía 1207485432; presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Santa Elena a los veinticuatro días del mes de agosto del dos mil dieciocho.

Certifica,



Dra. Marianela Silva Sánchez

Licenciada en educación: SENESCYT número 862194454

Doctora en ciencias de la educación: SENESCYT número 8622110183

Especialista en Psicología Educacional

Diplomada en Metodología de investigación cualitativa

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES APLICANDO TECNOLOGÍA GYRO WHILE DRILLING (GWD) PARA OPTIMIZAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN ZONAS MEDIOAMBIENTALMENTE SENSIBLES EN EL CAMPO ITT”**, elaborado por la estudiante **Jhajaira Janina Nájera García**, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de **Ingeniera en Petróleos**, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 1% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente,

Ing. Humberto Peña Rivas, PhD.

C.I.: 1757625635

DOCENTE TUTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por haberme guiado a lo largo de mi carrera, ser mi fortaleza en los momentos de debilidad, bendecirme con dones como la perseverancia, fe y sabiduría que han sido esenciales para cumplir este gran propósito en mi vida y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

A mis padres, Luz y Arturo, que han sido mi pilar fundamental para alcanzar este objetivo, porque su cariño me animó durante los años de permanencia lejos de casa, y por enseñarme día a día lo que significa la responsabilidad y los buenos valores.

A mi tía Liliana, porque siempre estuvo ahí cuando la necesité por su infinito apoyo y amor.

A la familia Tomalá Pérez por el apoyo incondicional brindado durante mi estadía en su hogar.

A los distintos catedráticos de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por compartir sus conocimientos y experiencia, por su dedicación en la formación de estudiantes de calidad, agradezco en especial al Ingeniero Darío Cedeño MSc., por su entereza y profesionalismo, paciencia, tiempo y amistad, por todo lo que me enseñó durante la elaboración de este proyecto de tesis.

Un especial agradecimiento, a quienes fueron mis mejores amigos durante mi vida académica: Lissette López y Gabriel Merejildo, por apoyarme cuando más los necesité, por extender su mano en momentos difíciles y por el amor brindado cada día, gracias totales.

Jhajaira Nájera

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y estar conmigo en cada paso que doy, fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y poner en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mis adorados Padres, Arturo y Luz, por sus sacrificios, amor y apoyo incondicional para que salga adelante y por haberme enseñado que en la vida nada es inalcanzable, solo hay que ser perseverantes y esforzarnos para lograr nuestros objetivos.

A mi abuelita Bertha, a pesar de que su presencia física ya no está entre nosotros, sé que jamás me abandona y está conmigo en cada momento, le dedico cada instante de mi vida por todo lo que me enseñó, por el gran ejemplo que sembró en mí y, sobre todas las cosas, por su infinito amor.

A mis apreciados hermanos, sobrinos y cuñadas por ser mi alegría e inspiración para continuar adelante en momentos adversos.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena y su personal docente, por los conocimientos brindados durante mi preparación académica.

A todos aquellos que participaron directa e indirectamente en la elaboración de este trabajo.

Jhajaira Nájera.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

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

Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc.
**DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Ing. Humberto Peña Rivas, PhD.
TUTOR DE TESIS

Ing. Tarquino López Cadena, MSc.
PROFESOR DE AREA

Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.
SECRETARIO GENERAL

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN DE PROPIEDAD INTELECTUAL	iii
APROBACIÓN DEL TUTOR.....	iv
CERTIFICADO GRAMATÓLOGO	v
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	vi
AGRADECIMIENTO	vii
DEDICATORIA	ix
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	x
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	iv
ÍNDICE DE IMÁGENES	vi
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE ECUACIONES	ix
SIMBOLOGÍA	x
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	3
1.1. Planteamiento y formulación del problema.....	3
1.2. Justificación	5
1.3. Objetivos	5
1.3.1. Objetivo general.....	5
1.3.2. Objetivos específicos.....	6
1.4. Hipótesis.....	6
CAPITULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1. Geología de la cuenca oriente	7
2.1.1. Generalidades	7
2.1.2. Columna estratigráfica de la cuenca oriente	9
2.1.3. Ubicación geográfica del campo ITT	10
2.1.4. Estructura del campo ITT	11
2.1.5. Características de los reservorios	12
2.1.6. Características de los crudos	13
2.1.7. Restricciones político-ambientales	13
2.2. Antecedentes generales de la perforación direccional.....	16
2.2.1. Análisis de perfiles de pozos Direccionales.	17
2.2.2. Perforación direccional a través de fallas.	19
2.2.3. Perforación en pozos de alivio (Control de pozos).	20
2.2.4. Perforación horizontal y alcance extendido.....	21
2.2.5. Análisis de trayectorias de pozos direccionales.	23
2.2.6. Trayectoria de incrementar y mantener (Build and hold).	24
2.2.7. Trayectoria de incrementar, mantener y tumbar (build, hold and Drop).	25
2.2.8. Trayectoria de construir, mantener y tumbar parcialmente, también llamada “S” modificado (Build and partial drop and hold).....	26
2.2.9. Trayectoria de incremento continuo (continuous build).....	27
2.3. Geometría básica para pozos direccionales.....	29
2.3.1. Radio de curvatura y proyección en un plano vertical.....	30
2.4.2. Cálculo de los puntos característicos del perfil vertical teórico. Pozo tipo J: D > R.	32
2.4.3. Cálculo de los puntos característicos del perfil vertical teórico. Pozo tipo J: D < R.....	34

2.4.4. Cálculo de los puntos característicos del perfil vertical teórico. Pozo tipo S: R1+R2 < D.....	36
2.4.5. Cálculo de los puntos característicos del perfil vertical teórico. Pozo tipo S: R1+R2 > D.....	38
CAPITULO III	40
APLICABILIDAD EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON TECNOLOGÍA DE GIRÓSCOPOS.	40
3.1. Descripción del principio físico de un giroscopio.....	45
3.2. Tecnología GWD.....	50
3.3. Técnica de referenciado en campo.....	51
3.4. La incertidumbre posicional.....	53
3.5. MWD Magnético	60
3.6. Fuente de errores en las mediciones de magnetómetro	62
3.7. Magnetización de la sarta de perforación	63
3.8. Método MSA utilizando el algoritmo de Levenberg-Marquardt (LMA).	64
3.9. MSA mejorado con IFR variable	67
3.10. Cálculo de referencias magnéticas	68
CAPITULO IV.....	72
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	72
4.1. Resultados reales.....	72
4.2. Perforación rápida real	75
CAPITULO V	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
5.1. Conclusiones.....	77
5.2. Recomendaciones.....	78
5.3. Referencias bibliográficas	80

ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente. (López, 2017).....	8
Imagen 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente. (López, 2017).....	9
Imagen 3. Ubicación de los campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini. (López, 2017).	10
Imagen 4. Mapa estructural Ishpingo, Tambococha y Tiputini. (López, 2017).....	11
Imagen 5. Algunas aplicaciones de la perforación direccional. (Rezabala, 2017)...	19
Imagen 6. Perforación a través de un plano de falla. (Rezabala, 2017).	20
Imagen 7. Perforación de pozo de alivio. (Rezabala, 2017).....	20
Imagen 8. Perforación de pozos horizontales y Alcance Extendido. (Rezabala, 2017).	22
Imagen 9. Geometría Básica de un Pozo Direccional. (Gabolde & Nguyen, 2014). 24	24
Imagen 10. Trayectoria de pozo llamada de incremento y mantener o “J” (Build and Hold). (Rezabala, 2017).	25
Imagen 11. Trayectoria de incrementar y mantener y disminuir o también llamada curva en "S" (Build, hold and drop). (Rezabala, 2017).	26
Imagen 12. Trayectoria de incrementar y mantener y disminuir parcialmente, también llamada “S”. (Build, partial drop and hold). (Rezabala, 2017).....	27
Imagen 13. Trayectoria de incremento continuo (Continuous Build). (Rezabala, 2017).	28
Imagen 14. Geometría Básica de un Pozo Horizontal. (Gabolde & Nguyen, 2014). 29	29
Imagen 15. Radio de Curvatura y proyección en un plano vertical para construir pozos horizontales. (Gabolde & Nguyen, 2014).	31
Imagen 16. Diagrama de Pozo tipo J: D>R. (Gabolde & Nguyen, 2014).	32
Imagen 17. Diagrama de Pozo tipo J: D<R. (Gabolde & Nguyen, 2014).	34
Imagen 18. Diagrama de Pozo tipo S: $R_1+R_2 < D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).....	36
Imagen 19. Diagrama de Pozo tipo S: $R_1+R_2 > D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).....	38
Imagen 20. Diseño de trayectorias horizontales con análisis de torque y arrastre. (Gabolde & Nguyen, 2014).	41
Imagen 21. Orientación del campo magnético. (Buchanan et al., 2013).....	43
Imagen 22. Descripción de los componentes del giroscopio. (Gutiérrez & Rodríguez, 2013).	46
Imagen 23. La sonda modular GWD se coloca en la parte inferior de la sarta MWD para colocar los sensores del giroscopio lo más cerca posible de la broca. (Garza et al., 2010).....	50
Imagen 24. Intensidad total del campo magnético (arriba) y anomalía total del campo magnético (abajo) de un estudio IFR, frente a variaciones de campo magnético del modelo IGRF (centro). (Kabirzadeh et al., 2017).	53
Imagen 25. Variación de la posición del polo magnético, Se muestra la declinación magnética. (Buchanan et al., 2013).	56
Imagen 26. Campo cortical geomagnético. (Buchanan et al., 2013).	57
Imagen 27. Distorsión de la magnetósfera terrestre por la acción del viento solar. (Buchanan et al., 2013).	58
Imagen 28. Ensamblaje de Fondo de Pozo (BHA) – con collares no magnéticos. (Beattie et al., 2015).	59
Imagen 29. Mediciones del sensor MWD en perforación direccional. (Kabirzadeh et al., 2017).....	60
Imagen 30. Tecnologías de variación magnética activa y pasiva. (Kabirzadeh et al., 2017).	63
Imagen 31. Estimación del campo magnético vertical a diferentes profundidades. (Kabirzadeh et al., 2017).....	70
Imagen 32. Cálculo de referencias magnéticas variables en cada estación mediante	

interpolación trilineal. (Kabirzadeh et al., 2017).	71
Imagen 33. Secciones de cambio de modo de perforación. (Balke & Rosauer, 2002).	73
Imagen 34. Perforación desde la parte superior. (Balke & Rosauer, 2002).	74
Imagen 35. Ahorro de tiempo total en hora por PAD utilizando tecnología GWD vs Gyro mediante Wireline. (Garza, T., Wimberg, J., Woolridge, T., North, E., Beattie, K., 2010).	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Radios de Curvatura para diferentes Ratas de Construcción.....	31
Tabla 2. Cálculo de TVD, MD y Desplazamiento en pozos tipo J: $D > R$	33
Tabla 3. Cálculo de TVD, MD y Desplazamiento en pozos tipo J: $D < R$	35

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Ángulo de inclinación en pozo tipo J: $D > R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).	32
Ecuación 2. Profundidad vertical en función a la profundidad perforada a pozos tipo J: $D > R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).	33
Ecuación 3. Ángulo de inclinación en pozo tipo J: $D < R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).	34
Ecuación 4. Profundidad vertical en función de la profundidad perforada a pozos tipo J: $D < R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).	35
Ecuación 5. Ángulo de inclinación en pozo tipo S: $R_1 + R_2 < D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).	37
Ecuación 6. Profundidad total medida en pozo tipo S: $R_1 + R_2 < D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).	37
Ecuación 7. Ángulo de inclinación en pozo tipo S: $R_1 + R_2 > D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).	39
Ecuación 8. Azimut del pozo. (Kabirzadeh et al., 2017).	61
Ecuación 9. Inclinación del pozo. (Kabirzadeh et al., 2017).	61
Ecuación 10. Corrección magnética multi-estación componente (B_X). (Kabirzadeh et al., 2017).	64
Ecuación 11. Corrección magnética multi-estación componente (B_Y). (Kabirzadeh et al., 2017).	64
Ecuación 12. Corrección magnética multi-estación componente (B_Z). (Kabirzadeh et al., 2017).	64
Ecuación 13. Componentes verticales de la densidad de flujo magnético. (Kabirzadeh et al., 2017).	65
Ecuación 14. Componentes horizontales de la densidad de flujo magnético. (Kabirzadeh et al., 2017).	65
Ecuación 15. Varianza del error total de campo magnético en n surveys. (Kabirzadeh et al., 2017).	65
Ecuación 16. Azimut corregido por MSA. (Kabirzadeh et al., 2017).	67
Ecuación 17. Matriz del núcleo (K). (Kabirzadeh et al., 2017).	69
Ecuación 18. Modelo estimado de Intensidad de Magnetización (MI). (Kabirzadeh et al., 2017).	69
Ecuación 19. Declinación total en cualquier profundidad. (Kabirzadeh et al., 2017).	71

SIMBOLOGÍA

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDAD
KOP	Kickoff point	°/100ft
TVD	True vertical depth	ft or m
Gbu	Rata de construcción	°/10m
MD	Profundidad medida	ft or m
ROP	Velocidad de penetración	Ft/min or ft/h
WOB	Weight over bit	Klbf
TORQUE	Fuerza torsional (giro)	Klbf. ft
ΔP	Variación de Presión	psi
θ	Inclinación	°
φ	Azimut	°
ψ	Roll	°
μ_p	Viscosidad Plástica	cp
μ_e	Viscosidad Efectiva	cp
NRE	Número de Reynolds	
ρ	<i>Densidad del fluido</i>	$\frac{gr}{cm^3}$
d	<i>Diámetro interno de la tubería</i>	pulg
A_t	Área de la boquilla	(pulg) ²
Q	Caudal	Gpm
γ	Gravedad específica	$\frac{lbs}{gal}$
E	Eficiencia	% (1.0)
f	Factor de fricción	-Adimensional-
τ_o	Punto de Cedencia	$\left(\frac{lb}{100pie^2}\right)$
K	Índice de consistencia	$\left(\frac{lb\ seg}{100pie^2}\right)$

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

“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES APLICANDO TECNOLOGÍA GYRO WHILE DRILLING (GWD) PARA OPTIMIZAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN ZONAS MEDIOAMBIENTALMENTE SENSIBLES EN EL CAMPO ITT”

Autora: Jhajaira Janina Nájera García

Tutor: Ing. Humberto Peña Rivas

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal, proporcionar información que permita optimizar la producción de crudos pesados en zonas con limitantes ambientales, mediante la colocación de pozos horizontales en reservorios de bajo espesor, con tecnología de medición mientras se perfora utilizando sistemas de giroscopios (GWD). Ayudará a estudiantes y profesionales a comprender el alcance del avance tecnológico con respecto a la innovación de herramientas y su aporte para desarrollos de trabajos con altas tasas de complejidad. Siendo imperativo conocer el desarrollo de este sistema en el mundo y su posterior avance, y aplicación, sustituyendo en cierto modo a procesos convencionales para mejorar la toma de decisiones en tiempo real, garantizando el desarrollo en el proceso operacional de desviar un pozo desde la vertical hasta su objetivo. Se incluye como parte del análisis los resultados reales obtenidos en la Faja Petrolera del Orinoco, el cual tiene similitud con el campo de estudio (campo ITT), cuya información específica del uso del sistema de GWD y su comportamiento en locaciones dificultosas en función de políticas ambientales, litología / estratigrafía y magnetismo terrestre, obteniendo como resultado que a través de la aplicación del sistema GWD se minimiza la incidencia de los posibles riesgos inherentes a las operaciones de upstream en la industria petrolera.

Palabras claves: Sistema GWD, Pozo horizontal, medio ambientes sensibles.

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

“GEOPOSITIONING OF HORIZONTAL WELLS APPLYING GYRO WHILE DRILLING TECHNOLOGY (GWD) TO OPTIMIZE THE RECOVERY OF HEAVY CRUDE IN ENVIRONMENTALLY SENSITIVE ZONES IN THE ITT FIELD”

Autora: Jhajaira Janina Nájera García

Tutor: Ing. Humberto Peña Rivas

ABSTRACT

The main objective of this work is to provide information that optimizes the production of heavy crude oil in areas with environmental limitations, by placing horizontal wells in low-thickness reservoirs, with measurement technology while drilling using gyroscope systems (GWD). It will help students and professionals to understand the scope of the technological advance with respect to the innovation of tools and their contribution for developments of works with high complexity rates. Being imperative to know the development of this system in the world and its subsequent progress, and application, replacing in some way conventional processes to improve decision making in real time, ensuring the development in the operational process of diverting a well from the vertical up to your goal. The real results obtained in the Orinoco Oil Belt are included as part of the analysis, which is similar to the field of study (ITT field), whose specific information on the use of the GWD system and its behavior in difficult locations according to policies environmental, lithology / stratigraphy and terrestrial magnetism, obtaining as a result that through the application of the GWD system the incidence of possible risks inherent in upstream operations in the oil industry is minimized.

Key words: GWD system, horizontal well, sensitive environments

INTRODUCCIÓN

La finalidad de este proyecto de investigación esta principalmente enfocada a estudiar las características, funcionamiento y procedimientos de operación del sistema Gyro While Drilling (GWD) en conjunto con la herramienta Measurement While Drilling (MWD) para la perforación de pozos horizontales en zonas que poseen limitaciones ambientales, políticas entre otras, lo cual agrega complejidad a las operaciones de upstream. Para tal fin este trabajo de investigación se estructura en 5 capítulos.

El capítulo I, planteamiento y formulación del problema, enlista los requisitos estructurales de este trabajo, en el mismo se plantea, formula y justifica la problemática de estudio, se establecen los objetivos de la investigación y propone la hipótesis de trabajo.

El capítulo II, comprende el marco teórico y en él se detalla la geología de la cuenca oriente, la descripción litológica y estratigráfica. Además, se da a conocer los principios básicos de la perforación direccional, horizontal y las principales técnicas utilizadas en áreas que son medioambientalmente sensibles obteniendo un mayor alcance en dichos yacimientos.

El capítulo III, describe la aplicabilidad en la perforación direccional con tecnología de giroscopio, detallando las herramientas para la toma de surveys MWD & GWD con sus distintos componentes demostrando sus beneficios y funcionalidad en el proceso de la perforación horizontal.

En el capítulo IV, referido al análisis de los resultados, detalla los resultados reales evidenciados en los pozos horizontales perforados en el campo HAMACA con tecnología GWD, en la Faja Petrolera del Orinoco, ya que presenta características similares al campo ITT, en materia de gravedad API del petróleo, e interferencia magnética.

En el capítulo V, se presentan las conclusiones y recomendaciones de este proyecto, con base a los datos operacionales y beneficios de las herramientas del sistema GWD & MWD.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Planteamiento y formulación del problema

Uno de los retos más cruciales al momento de la extracción de hidrocarburos es el posicionamiento exitoso del pozo, sobre todo si se realiza este tipo de operaciones en entornos complejos, ya sea en superficie como en subsuelo. Todo esto aunado a un marco geopolítico que establece normas y regulaciones que de una u otra manera aumenta el grado de complejidad de dichas operaciones; considerando a su vez que la conciencia social y medioambiental que gira entorno a la industria de petróleo y gas se ha acrecentado en las últimas décadas.

Con base a lo anteriormente expuesto, es necesario perforar pozos horizontales que permitan extraer hidrocarburos de tal manera que no represente un impacto agresivo al medio ambiente, debido a eventualidades inherentes a las operaciones de perforación de pozos direccionales. Tal es el caso del Campo ITT (Ishpingo –Tambococha – Tiputini), el cual es objeto de estudio en el presente trabajo, representando un reto para los profesionales de la industria y para el estado ecuatoriano quien figura como el operador de dicho campo.

Realizando un breve análisis en retrospectiva, se puede determinar la sensibilidad con la cual se manejan todas las operaciones de extracción de

recursos no renovables en el Bloque 43 (ITT), debido a que, además de ser el área protegida más grande del Ecuador continental y una de las zonas de mayor diversidad genética del planeta, es el hogar de varios pueblos indígenas, entre ellos pueblos en aislamiento voluntario (PAV), y a su vez, es un espacio sometido a la extracción petrolera.

El campo ITT se encuentra ubicado en una zona estratégica para el Ecuador en materia energética, así como para la conservación de la Amazonía. El Estado en su afán de satisfacer la necesidad de generar un plan sostenible en materia de finanzas del país (se calcula que su explotación permitiría la extracción diaria de 107.000 barriles durante 13 años, el 20% del total del país, que constituye la mayor reserva de Ecuador) promueve el aprovechamiento de dichos recursos. (San Lucas, 2015).

No obstante, desde que en 1986 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), firmara los primeros contratos para la exploración/explotación de petróleo en los bloques 14, 16 y 17, empezaron las críticas a nivel nacional e internacional referente a la explotación hidrocarburífera en la actual zona el ITT, ya que con estas actividades se ponían en riesgo territorios indígenas huaorani, atentando contra sus formas sociales, económicas y culturales, además de los respectivos efectos adversos colaterales a producirse en el área tales como colonización, deforestación, reducción de los espacios para la caza, entre otros.

Derivado de lo antes planteado, es imperativo que el sector de la industria que se dedica a los procesos de upstream preste especial atención a los detalles al

momento de realizar las perforaciones de pozos, definiendo así a los pozos con perfiles horizontales como la mejor opción en materia de desempeño y optimización.

1.2. Justificación

Debido a la dificultad que suponen los retos dentro del proceso de extracción de crudos pesados en zonas que son medioambientalmente sensibles en superficie, y presentan mayor interferencia electromagnética en el subsuelo al momento de realizar la perforación, la industria petrolera se ha visto orientada a implementar nuevas tecnologías para la perforación y producción de dichas zonas. En vista de ello, es necesario realizar operaciones que permitan recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos minimizando los tiempos operacionales (tiempos planos). Para el desarrollo de este trabajo se analiza la viabilidad de perforar pozos en la zona del campo ITT, caracterizado por su alta complejidad operacional tanto en superficie como en subsuelo, para determinar la posibilidad de aplicar la tecnología GWD.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Optimizar la recuperación de crudos pesados en el campo ITT aplicando perfiles de pozos horizontales para mejorar su geoposicionamiento mediante el uso de tecnología GWD (Gyro While Drilling), para incrementar el factor de recobro de un campo catalogado como medioambientalmente sensible.

1.3.2. Objetivos específicos

- Procesar la información existente de los parámetros petrofísicos del campo ITT para la implementación de la tecnología GWD.
- Realizar un análisis operacional entre el sistema GWD y Gyro Convencional para la orientación de motor de fondo y la toma de Surveys (registros) en la perforación de pozos horizontales.
- Reducir el impacto ambiental optimizando la calibración de los pozos horizontales.

1.4. Hipótesis

Mediante el geoposicionamiento de pozos horizontales se prevé optimizar el recobro de crudos pesados al adaptar el giroscopio del sistema Gyrocontrol a la herramienta MWD, el cual según su principio físico determina que el proceso de direccionamiento y ubicación de los pozos no se verá alterado por la presencia de campos magnéticos, la precisión de la combinación de estos dos dispositivos permitirá también obtener en tiempo real la efectividad del posicionamiento de la trayectoria del pozo.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Geología de la cuenca oriente

2.1.1. Generalidades

Antes de realizar el análisis operacional de la construcción de pozos horizontales, es imperativo conocer las características del campo ITT, para lo cual se exponen algunos aspectos relevantes que sirven de soporte para tener una idea general de cómo realizar este tipo de operaciones en zonas sensibles.

La Cuenca Oriente es parte de una gran cuenca pericratónica que se extiende entre los Andes y Cratón Guayanés-Brasileño. Está situada al este de la denominada Cordillera Real del Ecuador. La morfología de la Cuenca Oriente está caracterizada por relieves con alturas comprendidas entre 1,000 y 2,000 m. en la zona subandina e inferiores a 200 m. en la planicie amazónica. Los relieves subandinos considerados como los de mayor importancia dentro de la cuenca, corresponden al Levantamiento Napo, al NW, y de la Cordillera de Cutucú, al SW, entre los cuales desemboca el megacono aluvial del río Pastaza.

La Cuenca Oriente, ha sido estructurada dentro de un sistema extensivo desarrollado en el Permo-Triásico y el Jurásico, presentando posteriormente esfuerzos transpresivos a partir del Cretácico Tardío, provocando la emersión de la Cordillera Real y la formación del sistema de Cuenca de ante-país propiamente dicha. El tectonismo compresivo (transpresión), se inició en el Turaniano marcando la inversión tectónica y la formación de la Zona Subandina, del Corredor Sacha - Shushufindi y del Sistema Invertido Capirón – Tiputini. (López, 2017).



Imagen 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente. (López, 2017).

2.1.2. Columna estratigráfica de la cuenca oriente

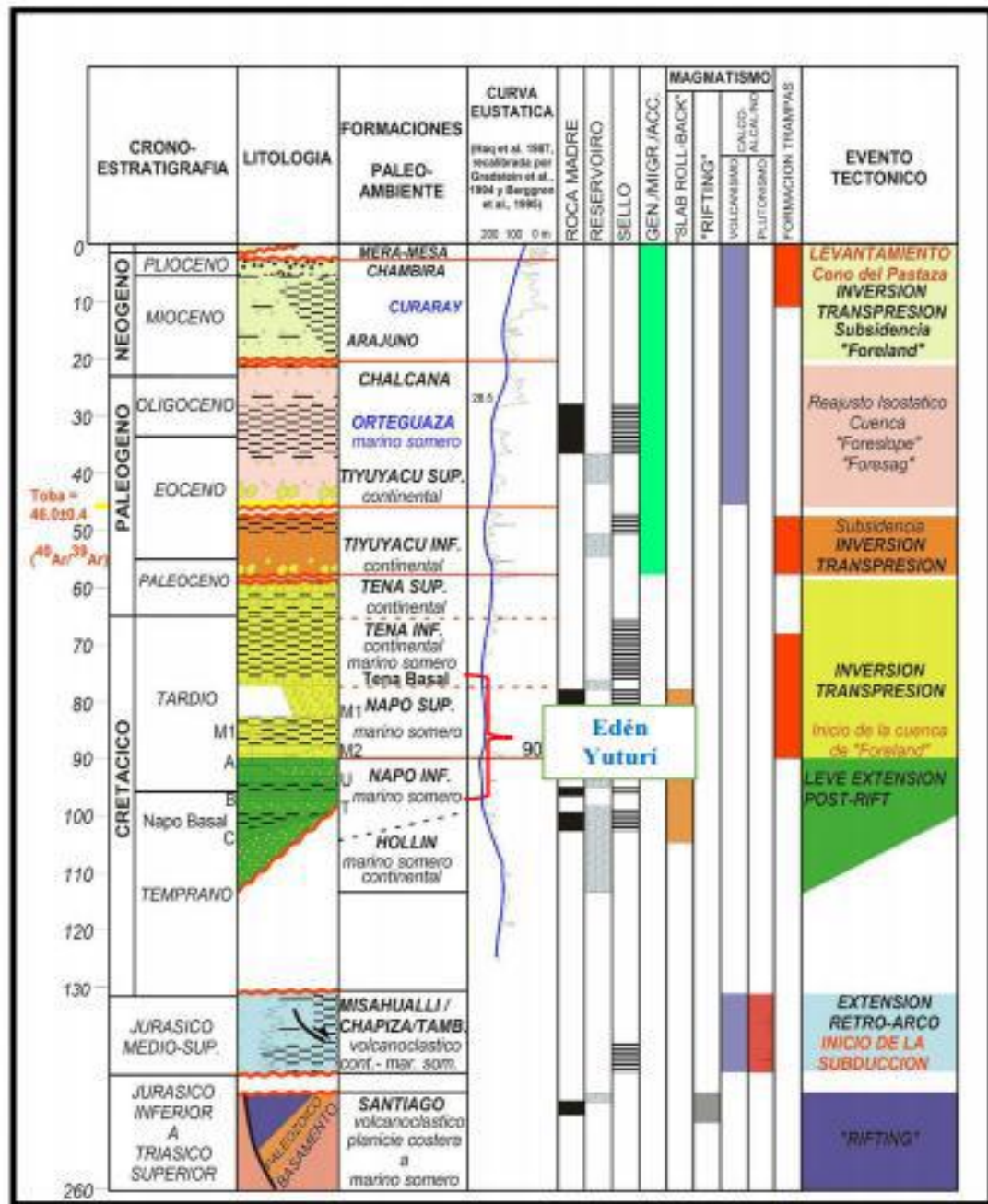


Imagen 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente. (López, 2017).

2.1.3. Ubicación geográfica del campo ITT

El campo ITT se encuentra localizado en la región amazónica, provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana (imagen 3), se encuentra conformado por los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini. Es un campo nuevo donde su aporte de producción está ligado a la explotación de crudos pesados provenientes de la Arenisca M1 con un valor promedio de 14.1 °API. Actualmente Tambococha e Ishpingo se encuentran en planes a futuro de producción (López, 2017).

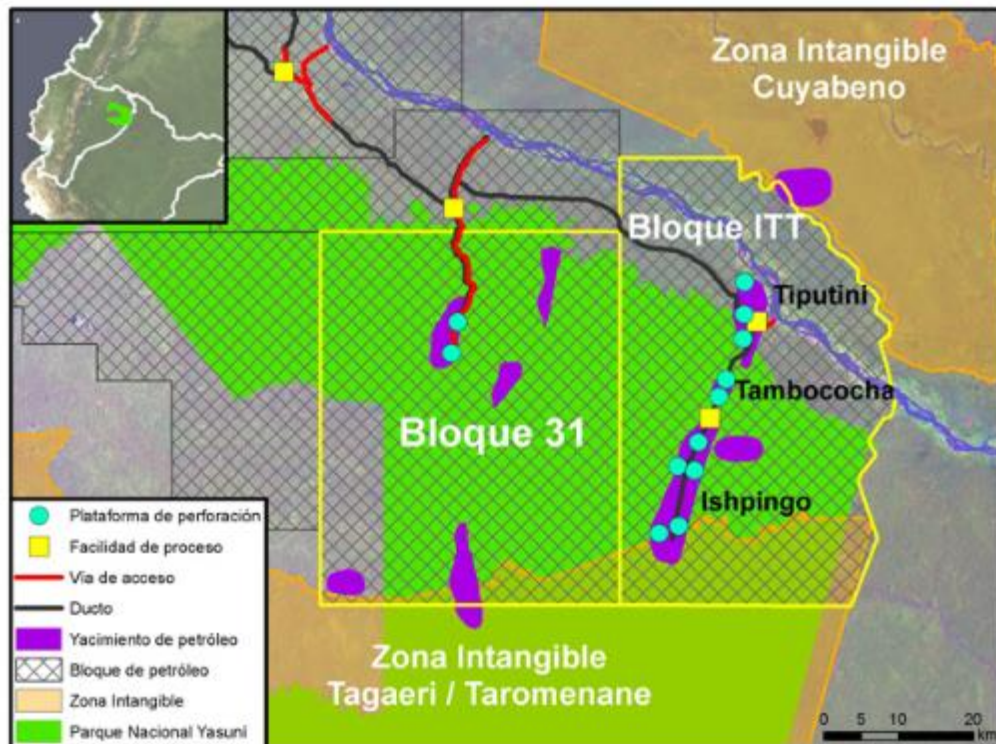


Imagen 3. Ubicación de los campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini. (López, 2017).

2.1.4. Estructura del campo ITT

Está geológicamente conformado por cuatro estructuras anticlinales de dirección aproximada Norte-Sur, controladas por una falla inversa en la misma dirección, este eje estructural es regional y se extiende desde el norte de la cuenca hasta el sur oriente de la misma. (López, 2017).

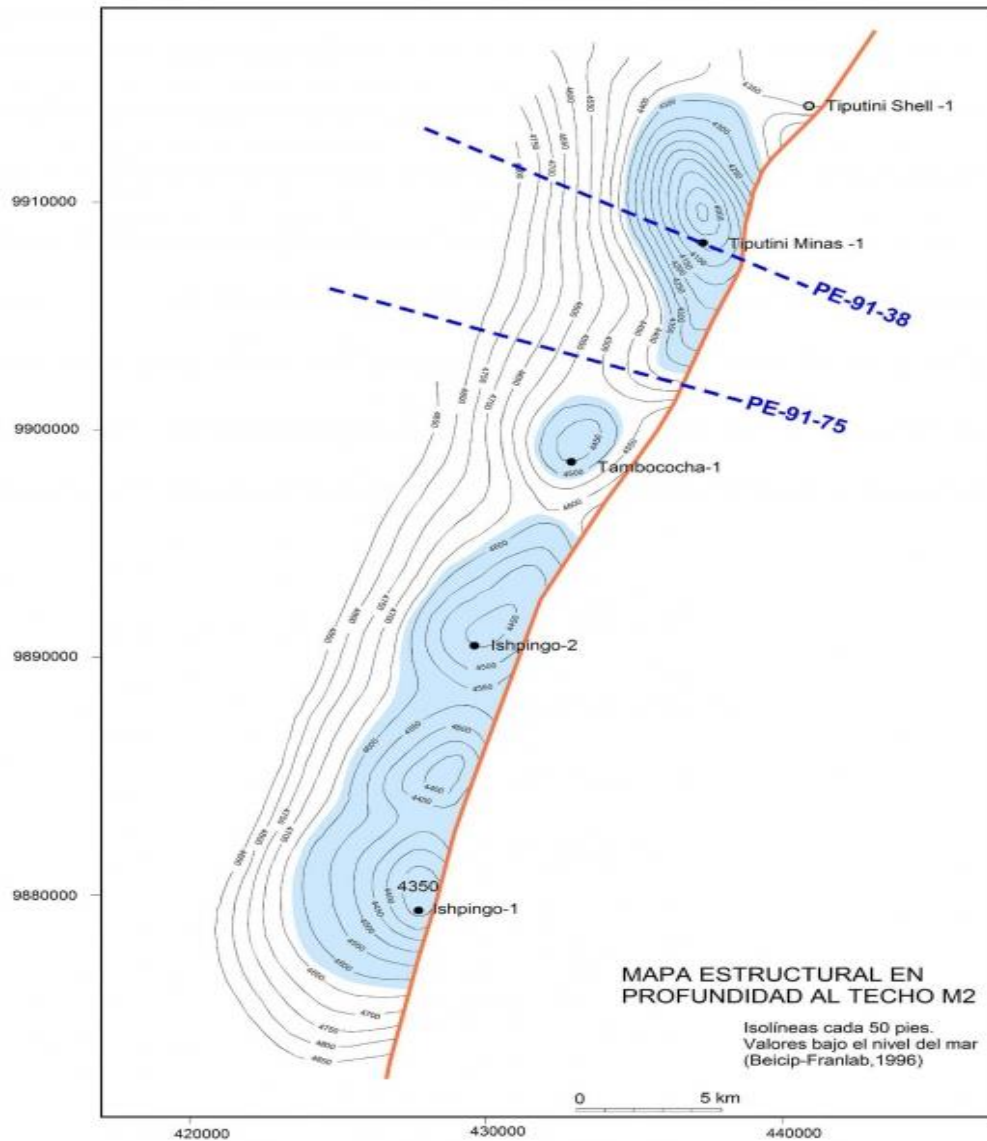


Imagen 4. Mapa estructural Ishpingo, Tambococha y Tiputini. (López, 2017).

2.1.5. Características de los reservorios

Los yacimientos identificados en el campo ITT son:

Arenisca U

Esta formación se depositó en un ambiente fluvial de canales, evolucionando hacia el techo a un ambiente transicional de canales retrabajados por marea (White et al., 1997). Beicip-Franlab (1995) en cambio lo define como un ambiente deltaico-estuarino, con influencia mareal. Se presentan ocasionales niveles de lutitas negras y tobáceas blancas. (López, 2017).

Arenisca M1

El ambiente de depositación hacia la base, parece corresponder a canales fluviales, lo que se confirma por la ausencia total de fósiles marinos en varias muestras analizadas. LABOGEO (1995), sugiere un ambiente transicional. Es una arenisca transgresiva que culmina con lutitas de ambiente marino somero reductor. Generalmente una arenisca. (López, 2017).

Basal Tena

El reservorio M2 es de muy pobre calidad y se desarrolló en condiciones marino-marginales. Basal Tena parece fue depositada en un ambiente fluvial, evolucionando a marginal marino, es una arenisca cuarzosa, de grano grueso a medio, en ocasiones fino, suelta a la base y con cemento calcáreo hacia el techo. (Baby, Rivadeneira, Barragán, & Christophoul, 2014, pág. 410).

2.1.6. Características de los crudos

Los crudos analizados presentan una gravedad que varía entre 12 y 16 °API y un porcentaje en peso de azufre que va de 2,4 a 3%; las tendencias de madurez termal de los crudos varían entre bajas y moderadas, y muestran un grado variable de degradación, estando la mayoría severamente degradados, como muestran sus cromatogramas de gases, en los que se observa una pérdida casi completa de las fracciones livianas (López, 2017). Considerando las características ya mencionadas, se cataloga el crudo que produce el campo ITT, en la denominación pesada, lo cual requiere de optimización en su proceso de extracción para que los proyectos logren ser rentables.

2.1.7. Restricciones político-ambientales

Cabe mencionar algunas restricciones que actualmente se encuentran enmarcadas en la Constitución del Estado ecuatoriano y que no están lejos de presentar complejidades en los procesos de upstream, en consecuencia, se menciona de manera breve una reseña histórica de los antecedentes legales relacionados al campo objeto de estudio de esta investigación.

El 26 de julio del 1979 el Parque Nacional Yasuní fue declarado Área Protegida y en 1989 la UNESCO lo declara Reserva de la Biosfera por ser una de las regiones más biodiversas del planeta. Tiene una extensión de 1.022.736 hectáreas (10.227 km²), siendo así el área protegida más grande del Ecuador continental. Dentro del Parque se encuentra la Reserva Étnica Waorani, hogar de la nacionalidad indígena que lleva el mismo nombre, adjudicada por el

Estado ecuatoriano en 1990. También se encontró una Zona Intangible, donde viven en aislamiento voluntario los pueblos indígenas de la etnia Tagaeri y Taromenane. En esta área no pueden llevarse a cabo actividades extractivas, está protegida debido a su enorme biodiversidad, y la riqueza cultural de los pueblos que en ella habitan. (Vanegas, 2010).

También tienen asentamientos en esta zona la comunidad Kichwa y la comunidad Shuar, así como los colonos que llegaron a mediados del siglo XX con el comienzo de la exploración y explotación del petróleo. En el Parque Nacional Yasuní se encuentran un total de 546 especies de aves, 2704 plantas vasculares, 169 mamíferos, 128 anfibios, 121 reptiles y 362 especies de peces. En una sola hectárea del parque existen tantas especies de árboles y arbustos como en toda América del Norte (Vallejo et al, 2011). Toda la riqueza del Yasuní contribuye a que Ecuador se haya convertido en el lugar megadiverso más compacto del mundo. (Vanegas, 2010).

La Constitución Política de la República del Ecuador, en el capítulo séptimo, artículos 71, 72, 73 y 74 garantiza que la naturaleza o Pacha Mama, donde se reproduce y realiza la vida, tenga el derecho a que se respete integralmente su existencia, el mantenimiento y la regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos. Adicionalmente, contempla el derecho de la naturaleza a su restauración, protección y respeto de todos los elementos que forman los diferentes ecosistemas por parte de todas las personas, sean estas naturales o jurídicas.

El Estado ecuatoriano podrá establecer los mecanismos que considere más eficaces en casos de impactos ambientales graves o permanentes, incluidos los ocasionados por la explotación de los recursos naturales no renovables.

El Estado aplicará medidas de precaución y restricción para las actividades que puedan conducir a la extinción de especies, la destrucción de ecosistemas o alteración permanente de los ciclos naturales; además prohíbe la introducción de organismos y material orgánico e inorgánico que pueda alterar de manera definitiva el patrimonio genético nacional.

Por lo tanto, toda persona, comunidad, pueblo o nacionalidad podrá exigir al Estado el cumplimiento de los derechos de la naturaleza expresados en los artículos antes mencionados. (Constitución de la República del Ecuador, 2008).

El Artículo 57 de la Constitución expresa que “Los territorios de los pueblos en aislamiento voluntario son de posesión ancestral irreductible e intangible, y en ellos estará vedada todo tipo de actividad extractiva. El Estado adoptará medidas para garantizar sus vidas, hacer respetar su autodeterminación y voluntad de permanecer en aislamiento, y precautelara la observancia de sus derechos. La violación de estos derechos constituirá delito de etnocidio, que será tipificado por la ley. El Estado garantizará la aplicación de estos derechos colectivos sin discriminación alguna, en condiciones de igualdad y equidad entre mujeres y hombres”. (Constitución de la República del Ecuador, 2008).

2.2. Antecedentes generales de la perforación direccional.

La razón por la cual los yacimientos simples y someros decrecieron rápidamente fue porque a principios del siglo XX la explotación de hidrocarburos se propagó en grandes cantidades, convirtiendo a la perforación en una actividad estratégica, debido a que cada vez las profundidades son más elevadas, las ubicaciones y condiciones son más severas, y es por eso que esta actividad debió apoyarse en distintas disciplinas para obtener el éxito deseado y descubrir nuevas reservas. En el año de 1934 se perforó el primer pozo de alivio para controlar un reventón en Conroe, Texas, Estados Unidos (Mejía, 2010). Una de esas disciplinas es el desplazamiento de la trayectoria de un pozo sobre la horizontalidad, en otras palabras, hacer una perforación direccional (Rezabala, 2017).

Con el uso de las técnicas de Perforación Direccional se puede hacer más rentable la producción de un pozo, además de proteger el medio ambiente, ya que se evita realizar demasiadas intervenciones en lugares ecológicamente sensibles. La perforación direccional inicialmente fue usada como operación correctiva, ya fuera para liberar pescados, verticalizar agujeros desviados accidentalmente o para perforar pozos vecinos de alivio y poder controlar reventones. El interés en la perforación direccional controlada comenzó alrededor de 1929 después de la introducción de sistemas de medición más precisos en los campos de Seminole, en Oklahoma. (Rezabala, 2017).

El primer pozo direccional se perforó en 1930 en Huntington Beach, California, pero no recibió reconocimiento favorable hasta 1934, donde se perforó un pozo direccional para interceptar un pozo descontrolado (pozo de alivio) en Conroe -Texas. (Mantle, 2014).

En la década de 1960 empezó el desarrollo de los motores de fondo que constituyó un gran aporte en la tecnología de perforación. A lo largo de los años los descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales tanto en el mar, en zonas pobladas, en zonas más hostiles y en zonas de protección ambiental (zonas protegidas), han incrementado la aplicación de técnicas de perforación direccional y ahora es una de las técnicas más comunes para desarrollar campos marinos y terrestres. (Rezabala, 2017).

2.2.1. Análisis de perfiles de pozos Direccionales.

La Perforación Direccional es definida como “El arte y la ciencia que implica la desviación intencional de un pozo en una dirección específica en orden para buscar un objetivo predeterminado por debajo de la superficie de la tierra.”, API (American Petroleum Institute).

Una vez realizada la consulta sobre las conceptualizaciones que realizan diversos autores, se asume la definición de Rezabala (2017) quien afirma que la perforación direccional es la técnica que permite la desviación de un pozo intencionalmente a partir de un punto inicial desde un hoyo vertical midiendo variables como profundidad, ubicación del objetivo, espaciamiento entre

pozos, coordenadas de ubicación referente al Norte Geográfico, Magnético o de Grilla, buzamiento y espesor del objetivo.

De igual manera, la desviación controlada de pozos permite optimizar las operaciones de perforación con previa planificación para lograr maximizar la recuperación de hidrocarburos en distintos yacimientos y reducir altos costos que conllevan dichas operaciones; sobre todo si se presentan eventualidades inherentes a las mismas y por lo tanto ameriten un cambio de programa en la perforación. (Rezabala, 2017).

Es de destacar que el proceso de la perforación direccional se aplica debido principalmente a las siguientes causas:

- Reducción de costos.
- Locaciones inaccesibles.
- Perforación a través de domos salinos.
- Perforación en presencia de fallas.
- Perforación de pozos de alivio (control de alivio).
- Desviación de pozo (sidetracking)
- Perforación de pozos multilaterales.
- Perforación de alcance extendido. (Ver Imagen 5.)

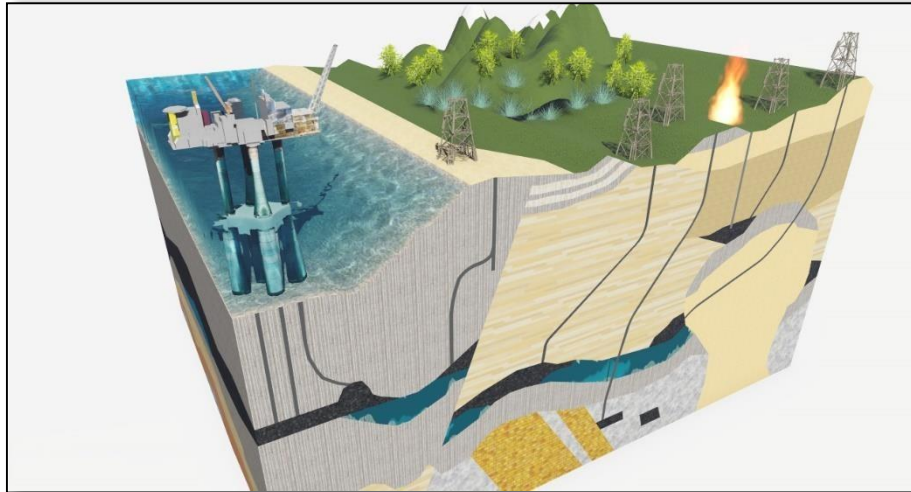


Imagen 5. Algunas aplicaciones de la perforación direccional. (Rezabala, 2017).

2.2.2. Perforación direccional a través de fallas.

La perforación direccional también se aplica para perforar en zonas donde existen fallas (Imagen 6), esto se debe a que es más complicado perforar la sección vertical de un pozo horizontal en lugares con planos de fallas inclinados, lo cual ocasionará desviación de la broca o siga el plano de falla (Thompson, 1979). Para evitar este problema, el pozo puede ser perforado por la parte superior o inferior del bloque de falla para ser desviado posteriormente a la zona productora o que la broca de perforación cruce a un ángulo suficiente para que no cambie de dirección. (Rezabala, 2017).

Además, utilizando la información de pozos cercanos y datos geofísicos se puede desarrollar un modelo de geonavegación robusto que permita prever cambios estructurales, lo que ayudará a la tomar las mejores decisiones mediante la correlación y validación de modelos estáticos y dinámicos de geonavegación. (Rezabala, 2017).



Imagen 6. Perforación a través de un plano de falla. (Rezabala, 2017).

2.2.3. Perforación en pozos de alivio (Control de pozos).

La perforación direccional en sus inicios se desarrolló para realizar pozos de alivio o de control, esta es una de las aplicaciones más especializadas debido a que se requiere alta precisión con respecto al riesgo que involucra. (Rezabala, 2017). Si un pozo presenta problemas por descontrol y no puede ser controlado, es necesario perforar un pozo de control o de alivio para interceptar el pozo descontrolado desde su parte inferior (Imagen 7). (Carden & Grace, 2007).

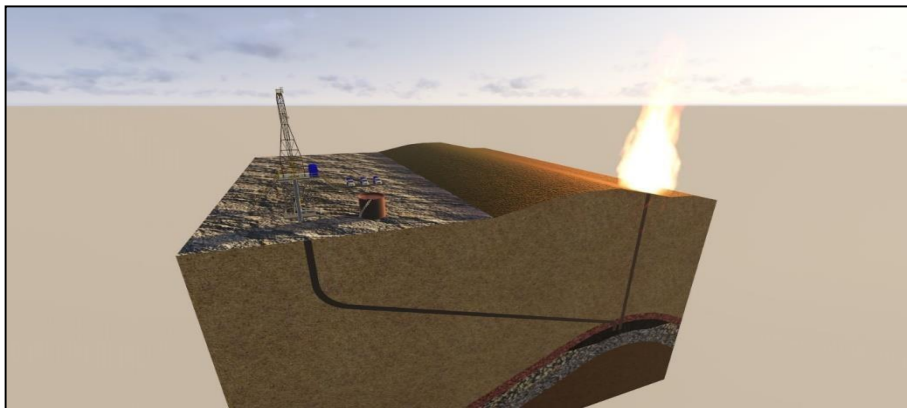


Imagen 7. Perforación de pozo de alivio. (Rezabala, 2017).

La perforación direccional debe ser extremadamente precisa y requiere de herramientas especiales para interceptar el pozo, debido a que los datos de medición (surveys) no son lo suficientemente precisos utilizando herramientas direccionales convencionales, por lo cual es necesario aplicar registros de proximidad, anticolisión, y resistividad azimutal. (Rezabala, 2017).

2.2.4. Perforación horizontal y alcance extendido.

La perforación horizontal es otra aplicación especial de la perforación direccional, siendo este tipo de perfiles en el que se enfocará la investigación. El mismo que se utiliza para aumentar la productividad de varias formaciones (Imagen 8). Una de sus primeras aplicaciones se realizó en yacimientos naturalmente fracturados o que presentan fracturamiento vertical, esto debido a que la mayor cantidad de producción viene de las fracturas. (Rezabala, 2017).

Se hace la observación que un pozo vertical se encuentra limitado debido a que es menos probable que se encuentre con un sistema de fracturas, esto ocasionará que sus gastos de producción sean bajos, por lo tanto, en un pozo horizontal se tienen más posibilidades de encontrar sistemas de fracturas. Un ejemplo de la perforación horizontal es en el yacimiento naturalmente fracturado en Austin Chalk en Texas. (Bargach, 2001).

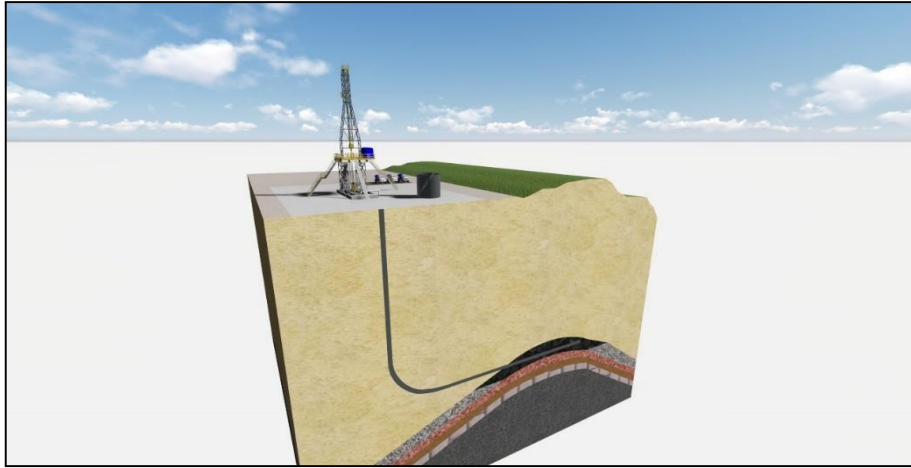


Imagen 8. Perforación de pozos horizontales y Alcance Extendido. (Rezabala, 2017).

Los pozos horizontales en muchos casos permiten aumentar el radio de drenaje y consecuentemente el incremento de la producción, de igual manera permite reducir los problemas de conificación de agua o de gas. Al colocar el pozo de forma óptima en la zona productora, permite que se produzcan altos gastos de crudo con mucho menos caídas de presión debido a la cantidad de formación expuesta al pozo. (Schroeter & Chan, 1989).

Otra de las aplicaciones de los pozos horizontales es el fracturamiento hidráulico, el cual aprovecha al diseño horizontal del pozo para generar numerosos sistemas de fracturas a lo largo del mismo aumentando la producción y reduciendo significativamente el número de pozos verticales necesarios para explotar el yacimiento, también pueden utilizarse para optimizar y maximizar la eficiencia de drenado del yacimiento ya que conecta las partes del campo que son productivas. (Criado, 2015).

Adicionalmente, utilizando el diseño horizontal de los pozos se puede aplicar tecnología moderna para darle alcance extendido, Extended-Reach Drilling (ERD), el cual es una mejora en el diseño horizontal original pero con altas inclinaciones y grandes desplazamientos horizontales consecuentes de la profundidad vertical verdadera, logrando perforar pozos con altas relaciones de MD/TVD de 6/1, lo que indica que el desplazamiento horizontal es más de seis veces la profundidad total medida respecto a la profundidad vertical verdadera (Rezabala, 2017). Para desarrollar campos con menos estructuras artificiales o el uso de costosas plataformas debido a su distante ubicación con el lecho marino donde se requerirá nuevas estructuras para su alcance, pudiendo realizar la tecnología de ERD. (Rabanal, 2009).

2.2.5. Análisis de trayectorias de pozos direccionales.

Para la perforación direccional uno de los puntos fundamentales es su cuidadosa planeación. Para comenzar la planeación de un pozo direccional se precisa establecer las coordenadas del objetivo con respecto a la ubicación en la superficie, para poder tener una idea del curso o la trayectoria del pozo. (Inglis, 1987).

Existen cuatro tipos básicos de pozos direccionales, como se puede observar en la imagen 9, y la mayoría de los pozos se pueden clasificar dentro de estas cuatro trayectorias básicas o una combinación de ellas, (PEMEX, 2002). Estas trayectorias son:

- Trayectoria de Incrementar y mantener (Build and hold).

- Trayectoria de Incrementar, mantener y disminuir parcialmente, también llamada “S modificado” (Build and partial drop and hold).
- Trayectoria de Incrementar y mantener y disminuir, también llamada curva en “S” (Build and hold and drop).
- Trayectoria de Incremento continuo (Continuous Build).

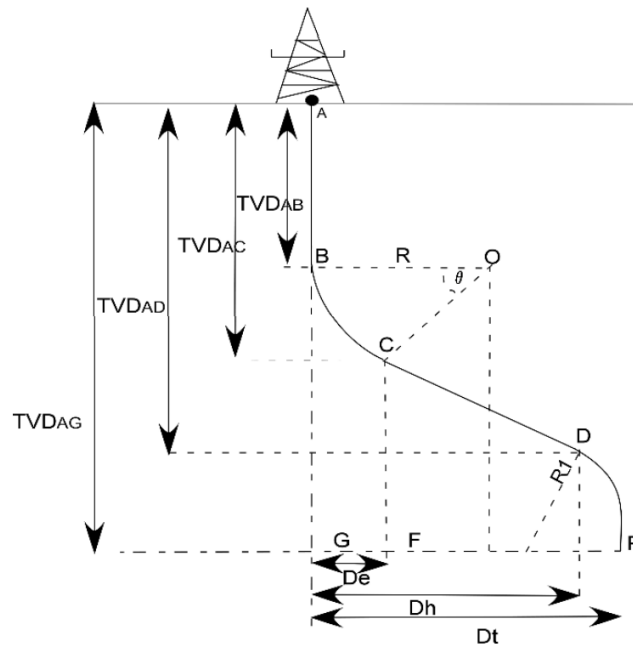


Imagen 9. Geometría Básica de un Pozo Direccional. (Gabolde & Nguyen, 2014).

2.2.6. Trayectoria de incrementar y mantener (Build and hold).

La trayectoria del pozo de incrementar y mantener o comúnmente llamada tipo “J” (Imagen 10) se realiza cuando inicialmente se perfora de forma vertical desde la superficie hasta el punto de inicio de desvío (Kickoff), el cual estará a una profundidad somera, a partir de ese punto el pozo se desviará constantemente referente al ángulo de construcción final de la sección anterior hasta alcanzar el desplazamiento horizontal máximo la dirección del reservorio. (Inglis, 1987).

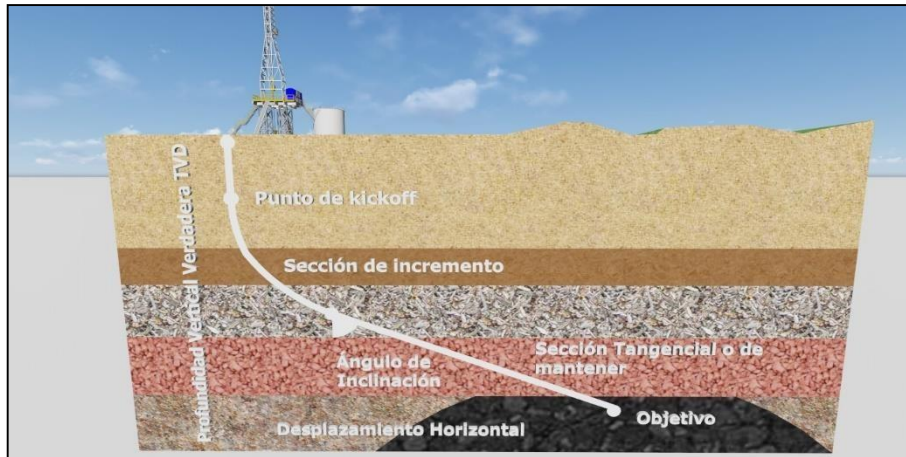


Imagen 10. Trayectoria de pozo llamada de incremento y mantener o “J” (Build and Hold). (Rezabala, 2017).

Este método o trayectoria usualmente se aplica en zonas productoras individuales a moderadas profundidades y en ocasiones para perforaciones de pozos profundos con grandes desplazamientos horizontales. (Brantly, 1981).

2.2.7. Trayectoria de incrementar, mantener y tumbar (build, hold and Drop).

Esta trayectoria es conocida como curva en “S” (Imagen 11), iniciando con una perforación vertical hasta llegar al (KOP) a una profundidad específica, a partir de este punto la inclinación se incrementará hasta una cierta cantidad (final del incremento), posteriormente el ángulo y la dirección se mantendrán, la cual se conoce como trayectoria tangencial hasta la profundidad específica y de la misma forma hasta alcanzar el desplazamiento horizontal deseado, una vez que se llega a esta profundidad, el segundo punto de inicio (kickoff), a partir de este segundo punto se disminuirá levemente el ángulo con tendencia a una dirección vertical o casi vertical. (Marquez, 2009; Muñoz, 2014).

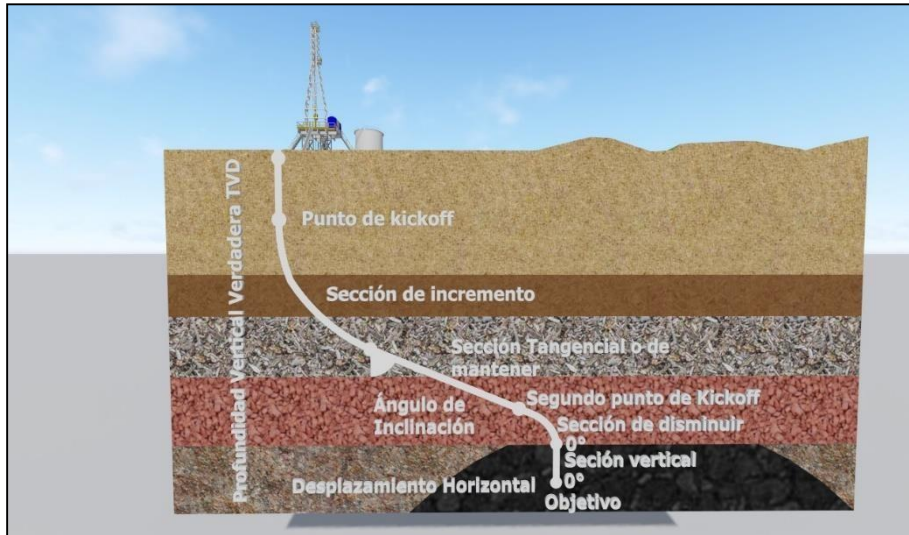


Imagen 11. Trayectoria de incrementar y mantener y disminuir o también llamada curva en "S" (Build, hold and drop). (Rezabala, 2017).

En esta planeación de trayectoria se generan altos índices de torque y arrastre debido a la curvatura tomada, para ello se debe utilizar, en la medida de lo posible, sistemas que permitan perforar direccionalmente mientras que la sarta de perforación rote en todo momento y así minimizar los índices de torque y arrastre. En el contexto de esta investigación, se enfocará el tipo de herramienta conocidas como Sistemas de Rotación Continua (RSS). (Rezabala, 2017).

2.2.8. Trayectoria de construir, mantener y tumbar parcialmente, también llamada "S" modificado (Build and partial drop and hold).

Esta trayectoria también llamada "S modificada" (Imagen 12), inicia con una sección vertical como en los casos anteriores hasta llegar al punto de inicio (kickoff) a una profundidad específica, a partir de este punto la inclinación se incrementa gradualmente hasta alcanzar el radio de curvatura planificado, posteriormente el ángulo y la inclinación se mantendrán en la sección tangencial

con respecto al eje vertical o TVD hasta llegar al siguiente punto o sección de tumbado. (Carden & Grace, 2007).



Imagen 12. Trayectoria de incrementar y mantener y disminuir parcialmente, también llamada “S”. (Build, partial drop and hold). (Rezabala, 2017).

Desde el inicio del punto de tumbado hasta el final de este segmento se reducirá la inclinación, pero de manera diferente a la trayectoria en “S” debido a que en esta trayectoria la inclinación no tenderá a la verticalidad, creando así una sección tangencial hasta interceptar el objetivo. Las aplicaciones y características de esta trayectoria son similares a las de la trayectoria en “S”. Siendo óptimos para obtener grandes desplazamientos horizontales en relación a la vertical en el eje Y, pero incrementando las considerables variables de torque y arrastre que se podrían generar al crear una nueva sección tangencial en el segundo (KOP) entre tubería y pared del hoyo. (Rezabala, 2017).

2.2.9. Trayectoria de incremento continuo (Continuous build).

La trayectoria de incremento continuo es similar a la trayectoria de tipo “J”, esta trayectoria comienza con la primera sección construida mediante una perforación vertical, la diferencia con la del tipo “J” es que el punto de inicio (kickoff) se

encontrará a una mayor profundidad. A partir de ese punto se comenzará a realizar el incremento de la desviación y esta será de forma continua hasta llegar a intersectar el objetivo (target) como se muestra en la imagen 13 (Gong, 1988).

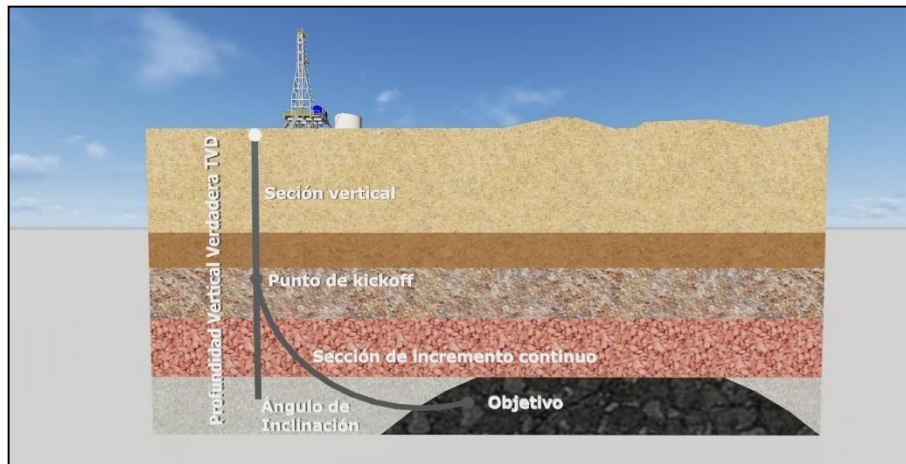


Imagen 13. Trayectoria de incremento continuo (Continuous Build). (Rezabala, 2017).

En este tipo de trayectoria, la inclinación es muy alta mientras que el desplazamiento horizontal es bajo. Este tipo de trayectoria de pozos se utiliza principalmente cuando se presentan zonas múltiples de arenas productoras, perforación en domos salinos, en perforaciones con bloques de fallas y para realizar pruebas estratigráficas. Esta trayectoria no se utiliza muy comúnmente, con esta afirmación concuerdan (Inglis, 1987) y (Rezabala, 2017).

En este tipo de perforaciones es necesario utilizar herramientas de telemetría de alta gama (MWD, giroscopios, acelerómetros, magnetómetros, entre otros) y registros históricos de los pozos anteriores en el mismo path para obtener una adecuada geonavegación. De esta forma se evitan inconvenientes con los campos magnéticos en subsuelo, los cuales inhabilitan la herramienta de

geoposicionamiento, proporcionando datos erráticos de la ubicación de la misma en subsuelo. (Schlumberger, 1998).

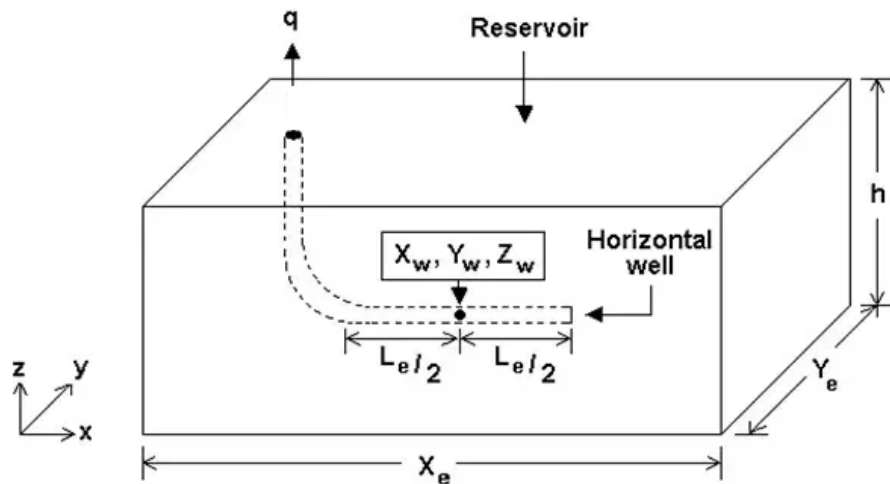


Imagen 14. Geometría Básica de un Pozo Horizontal. (Gabolde & Nguyen, 2014).

2.3. Geometría básica para pozos direccionales.

Los diseños o diagramas de pozos son modelos ideales pero relevantes en la aplicación, ya que sirven de guía para el desarrollo del proceso de la perforación direccional. Se considera que la geonavegación y la precisión juegan un rol importante, debido a las coordenadas de referencia presentes en la adquisición de datos, obteniendo así una ubicación y proyección de la herramienta durante la perforación. (Rezabala, 2017).

Entre las referencias de coordenadas se tiene el azimut, que en dependencia de la dirección mide en ángulos referidos al Norte Geográfico, Norte Magnético o Norte de Grilla (Lambert o Norte UTM). Otra de las referencias es la declinación siendo el ángulo entre el Norte Magnético y el Geográfico, pudiendo ser positiva hacia el Este. (Rezabala, 2017). Por último, está la convergencia,

que es el ángulo entre el Norte Verdadero y el Norte de Grilla o Lamber. Siendo así de gran relevancia los valores de declinación relacionados a la grilla y los valores de convergencia para indicar sobre mapas topográficos o un diagrama de margen a mano. (Gabolde & Nguyen, 2014).

Esta relación entre los diferentes ángulos permite el desarrollo del diagrama usando los cuadrantes para el cálculo de puntos del perfil de los pozos. A continuación, se demostrarán los distintos perfiles de pozos direccionales que fueron usados para el estudio con sus respectivos diagramas y fórmulas para una mejor interpretación del lector. (Rezabala, 2017).

2.3.1. Radio de curvatura y proyección en un plano vertical.

$AE = L$ Longitud perforada de A-E

$R = \frac{360 \Delta L}{2\pi \Delta i}$ Radio de curvatura (m)

$gbu = \frac{\Delta L}{\Delta i}$ Rata de construcción (°/10m)

Siendo $\frac{\Delta L}{\Delta i}$ una constante para obtener el radio de curvatura.

Por lo tanto:

$$R = \frac{573}{gbu}$$

$$D_E = R(1 - \cos i)$$

$$\Delta Z = R \sin i$$

Radios de curvatura para diferentes ratas de construcción:

Tabla 1. Radios de Curvatura para diferentes Ratas de Construcción.

gbu (°/10m)	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
R (m)	1146	573	382	286	191	143	115	95	82	72	64	57

Fuente: (Gabolde & Nguyen, 2014).

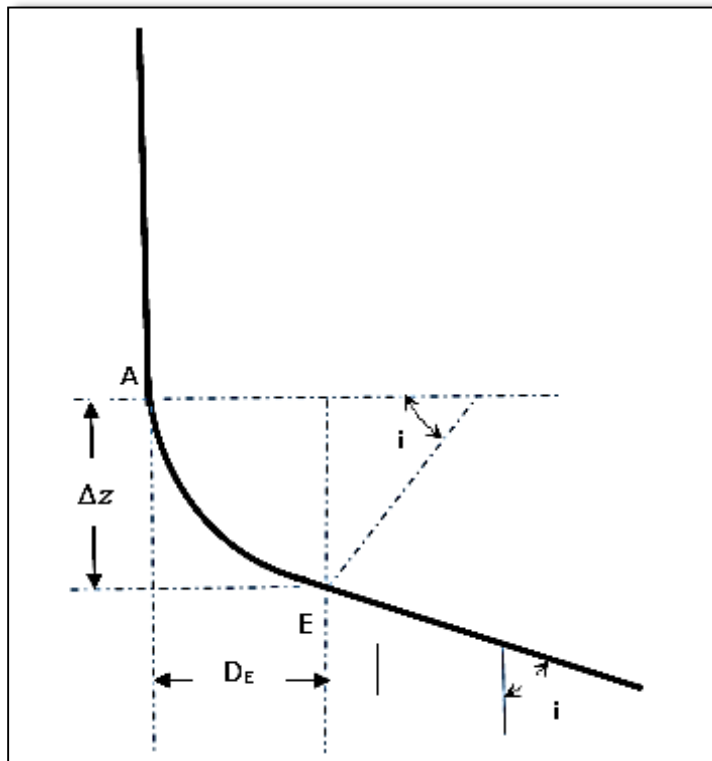


Imagen 15. Radio de Curvatura y proyección en un plano vertical para construir pozos horizontales. (Gabolde & Nguyen, 2014).

2.4.2. Cálculo de los puntos característicos del perfil vertical teórico. Pozo tipo J: $D > R$.

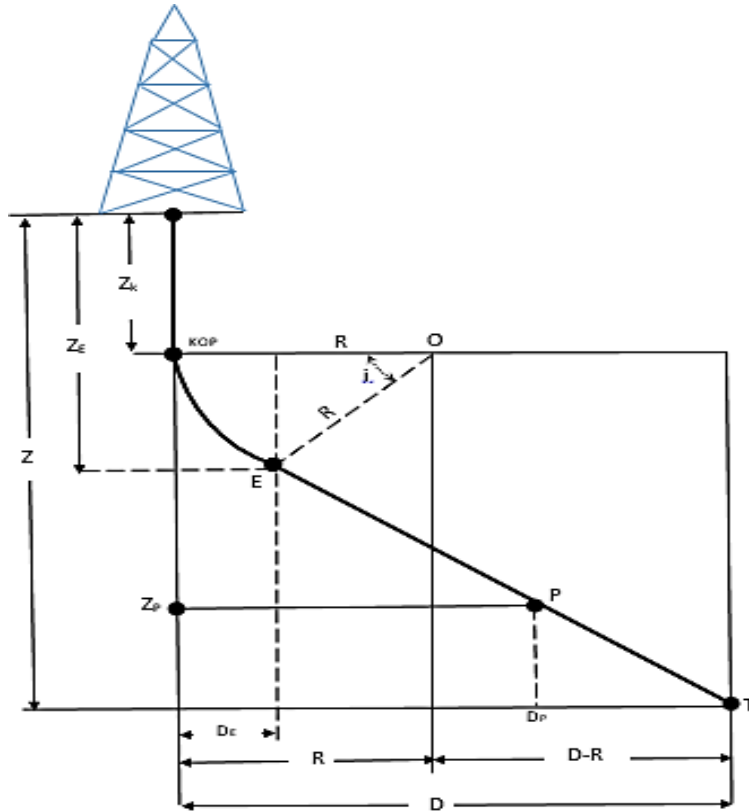


Imagen 16. Diagrama de Pozo tipo J: $D > R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

$$i = 180 - \tan^{-1} \left[\frac{Z - Z_K}{D - R} \right] - \cos^{-1} \left[\frac{R}{Z - Z_K} \sin \tan^{-1} \frac{Z - Z_K}{D - R} \right]$$

Ecuación 1. Ángulo de inclinación en pozo tipo J: $D > R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

Ejemplo:

Desplazamiento $D = 700m$

KOP $Z_K = 350m$

Profundidad vertical al objetivo $Z = 2350m$

Rata de construcción $gbu = 1^\circ/10m$ ($R = 573m$)

$$i = 180 - \tan^{-1} \left[\frac{2000}{700 - 573} \right] - \cos^{-1} \left[\frac{573}{2000} \sin \tan^{-1} \frac{2000}{700 - 573} \right]$$

$$i = 20^\circ$$

Método en J

Tabla 2. Cálculo de TVD, MD y Desplazamiento en pozos tipo J: D>R

Kickoff point (K)	Profundidad medida L (TMD)	Profundidad vertical Z (TVD)	Inclinación	Desplazamiento
	ZK	ZK	0	0
Fin de la desviación (E)	$L_E = Z_K + \frac{\pi i R}{180}$	$Z_E = Z_K + R \sin i$	i	$D_E = R(1 - \cos i)$
Objetivo (T)	$\frac{+Z - Z_K - R \sin i}{\cos i}$	Z	i	D

Fuente: (Gabolde & Nguyen, 2014).

La profundidad vertical ZP está en función de la profundidad perforada LP al punto P.

$$Z_P = Z_K \frac{573}{gbu} \sin i + \left(L_P - Z_K - \frac{10i}{gbu} \right) \cos i$$

Ecuación 2. Profundidad vertical en función a la profundidad perforada a pozos tipo J: D>R. (Gabolde & Nguyen, 2014).

2.4.3. Cálculo de los puntos característicos del perfil vertical teórico. Pozo tipo J: $D < R$.

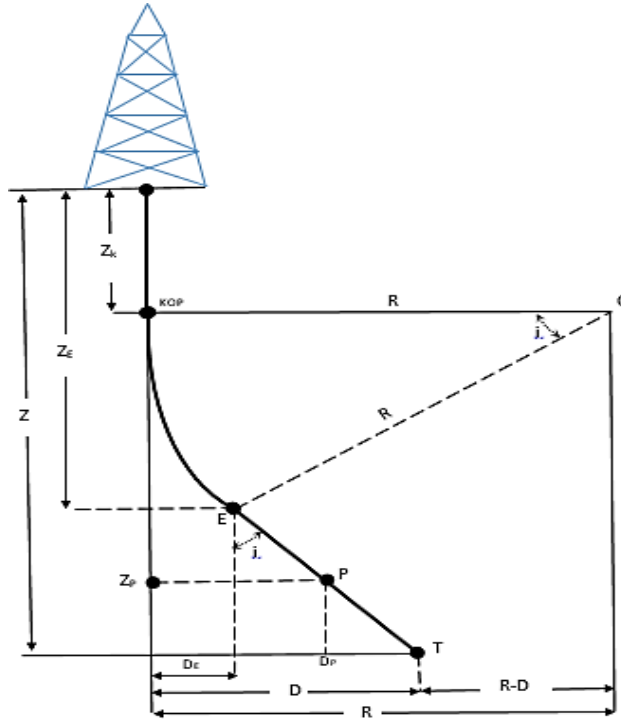


Imagen 17. Diagrama de Pozo tipo J: $D < R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

$$i = \tan^{-1} \left[\frac{Z - Z_K}{R - D} \right] - \cos^{-1} \left[\frac{R}{Z - Z_K} \sin \tan^{-1} \frac{Z - Z_K}{R - D} \right]$$

Ecuación 3. Ángulo de inclinación en pozo tipo J: $D < R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

Ejemplo:

Desplazamiento $D = 300m$

KOP $Z_K = 600m$

Profundidad vertical al objetivo $Z = 1800m$

Rata de construcción $gbu = 1^\circ/10m$ $R = 573m$

$$i = 180 - \tan^{-1} \left[\frac{1200}{573 - 300} \right] - \cos^{-1} \left[\frac{573}{1200} \sin \tan^{-1} \frac{1200}{573 - 300} \right]$$

$$i = 15^\circ$$

Método en J

Tabla 3. Cálculo de TVD, MD y Desplazamiento en pozos tipo J: $D < R$

	Profundidad medida L (TMD)	Profundidad vertical Z (TVD)	Inclinación	Desplazamiento
Kickoff point (K)	ZK	ZK	0	0
Fin de la desviación (E)	$L_E = Z_K + \frac{\pi i R}{180}$	$Z_E = Z_K + R \sin i$	i	$D_E = R(1 - \cos i)$
Objetivo (T)	$L_T = Z_K + \frac{\pi i R}{180}$ $\frac{+Z - Z_K - R \sin i}{\cos i}$	Z	i	D

Fuente: (Gabolde & Nguyen, 2014).

La profundidad vertical ZP está en función de la profundidad perforada LP al punto P.

$$Z_P = Z_K + \frac{573}{gbu} \sin i + \left(L_P - Z_K - \frac{10i}{gbu} \right) \cos i$$

Ecuación 4. Profundidad vertical en función de la profundidad perforada a pozos tipo J: $D < R$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

2.4.4. Cálculo de los puntos característicos del perfil vertical teórico. Pozo tipo S: $R_1+R_2 < D$.

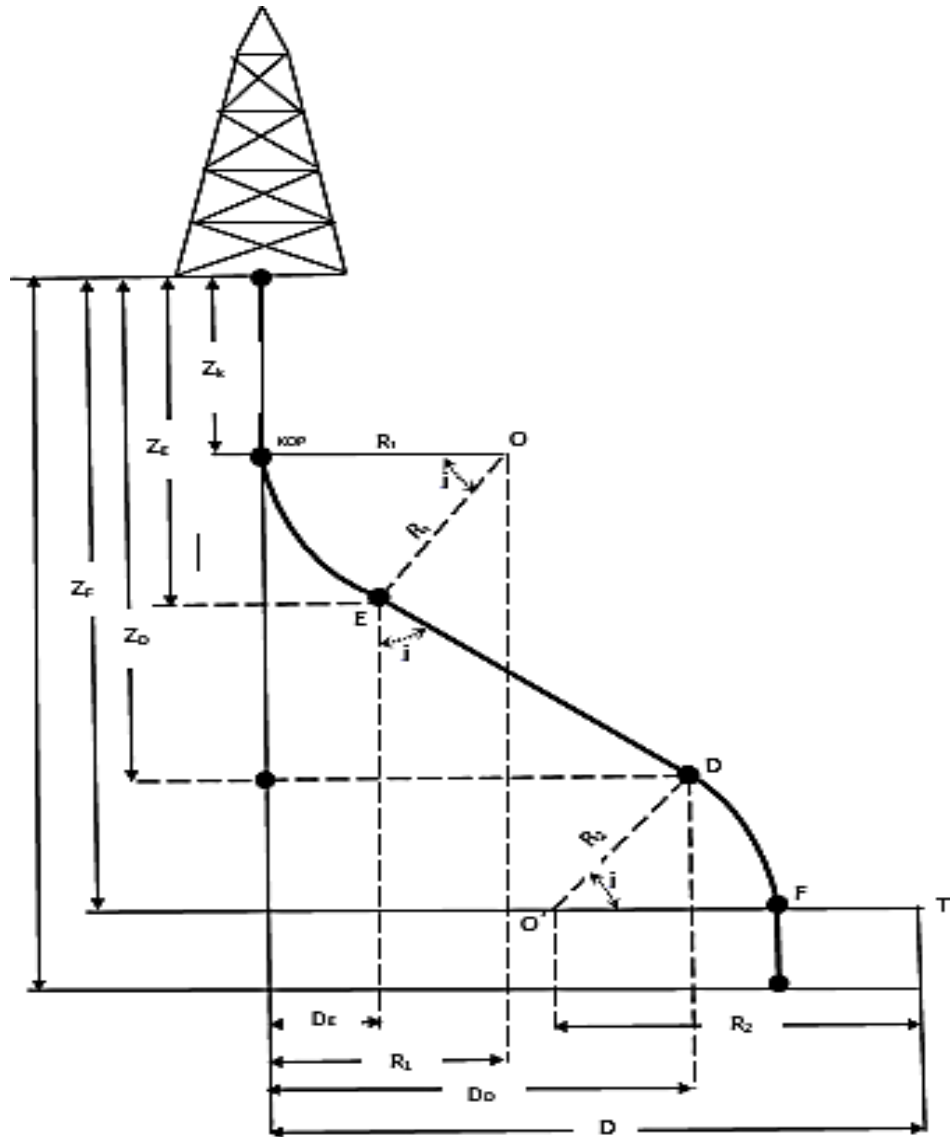


Imagen 18. Diagrama de Pozo tipo S: $R_1+R_2 < D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

Se asume que en F el pozo vuelve a ser vertical, la inclinación i depende de la profundidad seleccionada para el punto F.

$$i = 180 - \tan^{-1} \left[\frac{Z_F - Z_K}{D - R_1 - R_2} \right] - \cos^{-1} \left[\frac{R_1 + R_2}{Z_F - Z_K} \sin \tan^{-1} \frac{Z_F - Z_K}{D - R_1 - R_2} \right]$$

Ecuación 5. Ángulo de inclinación en pozo tipo S: $R_1 + R_2 < D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

Proyección vertical a D:

$$Z_D = Z_F - R_2 \sin i$$

Profundidad Medida a D:

$$L_D = Z_K + \frac{\pi i R_1}{180} + \frac{Z_D - Z_K - R_1 \sin i}{\cos i}$$

Desplazamiento a D:

$$D_D = R_1(1 - \cos i) + (Z_D - Z_K - R_1 \sin i) \tan i$$

Profundidad Medida a F:

$$L_F = L_D + \frac{\pi i R_2}{180}$$

Profundidad total medida a T:

$$L_T = Z_K + \frac{\pi i R_1}{180} + \frac{Z_D - Z_K - R_1 \sin i}{\cos i} + \frac{\pi i R_2}{180} + Z - Z_F$$

Ecuación 6. Profundidad total medida en pozo tipo S: $R_1 + R_2 < D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

2.4.5. Cálculo de los puntos característicos del perfil vertical teórico. Pozo tipo S: $R_1+R_2 > D$.

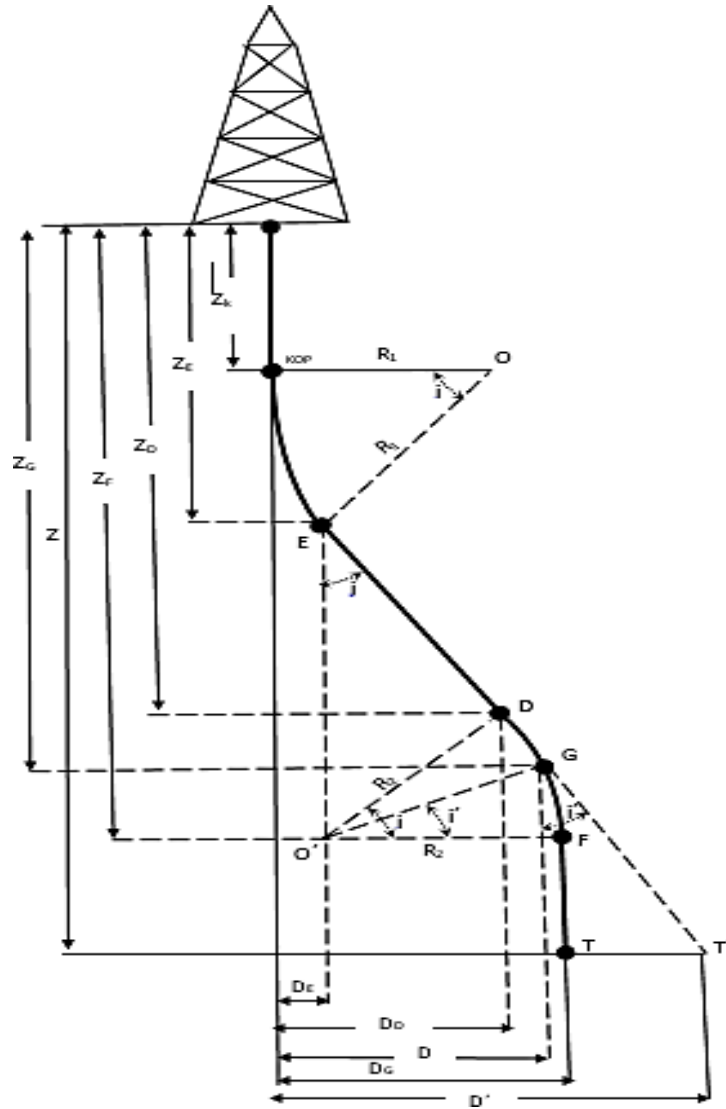


Imagen 19. Diagrama de Pozo tipo S: $R_1+R_2 > D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

Asumiendo un retorno al pozo de la vertical F , la inclinación i depende de la profundidad seleccionada para el punto F .

$$i = \tan^{-1} \left[\frac{Z_F - Z_K}{R_1 + R_2 - D} \right] - \cos^{-1} \left[\frac{R_1 + R_2}{Z_F - Z_K} \sin \tan^{-1} \frac{Z_F - Z_K}{R_1 + R_2 - D} \right]$$

Ecuación 7. Ángulo de inclinación en pozo tipo S: $R_1 + R_2 > D$. (Gabolde & Nguyen, 2014).

Si el pozo no culmina vertical, el desplazamiento a T' desde el punto G es:

$$D' = D_G + (Z - Z_G) \tan i'$$

$$L_{T'} = L_G + \frac{(Z - Z_G)}{\cos i'}$$

CAPITULO III

APLICABILIDAD EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON TECNOLOGÍA DE GIRÓSCOPOS.

Para establecer con exactitud la localización y dirección de un pozo, los perforadores direccionales se basan en mediciones obtenidas con acelerómetros, magnetómetros y giroscopios. En el pasado, los métodos de orientación de pozos de alta precisión requerían la interrupción de la perforación para obtener mediciones direccionales. Los avances logrados en materia de referenciamiento geomagnético ahora permiten que las compañías utilicen los datos adquiridos en tiempo real durante la perforación para posicionar con exactitud los pozos horizontales, reducir el espaciamiento entre pozos y perforar múltiples pozos desde localizaciones limitadas en la superficie. (Buchanan et al., 2013).

La colocación exacta del fondo de pozo (wellbore) controlada direccionalmente es esencial a fin de maximizar la producción petrolera, evitando así colisiones con los pozos adyacentes. Para ello existen modelos que permiten determinar errores y estimaciones de la incertidumbre posicional que puede esperarse cuando se utiliza una herramienta de surveys (registros direccionales) específicas.

Por ejemplo, una herramienta de medición durante la perforación (MWD por sus siglas en inglés) tendrá un elipsoide de incertidumbre diferente en relación a un giroscopio utilizado durante la perforación (GWD). Cualquiera que sea el instrumento de survey, la incertidumbre en la posición calculada del pozo es dependiente de la trayectoria y la latitud de la proyección del mismo. (Beattie et al., 2015).

Muchos proyectos de perforación han sido diseñados asumiendo determinados instrumentos de survey y direcciones de perforación favorables. Sin embargo, estas suposiciones no son a menudo cumplidas debido a la vecindad de pozos en determinados proyectos (Imagen 20), a causa de la complejidad de perforar en reservorios de bajo espesor. La seguridad ambiental es otro de los factores importantes que se debe analizar, las cuestiones relacionadas a políticas de suelo, los costes de perforación y disponibilidad de herramientas de registros direccionales. (Beattie et al., 2015).

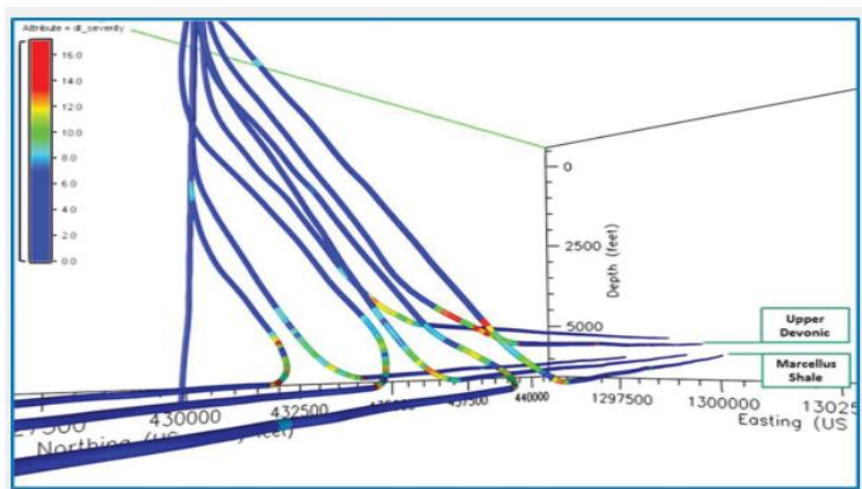


Imagen 20. Diseño de trayectorias horizontales con análisis de torque y arrastre. (Gabolde & Nguyen, 2014).

En la actualidad, los perforadores direccionales se basan principalmente en mediciones MWD del campo gravitacional y el campo magnético, obtenidas con acelerómetros y magnetómetros triaxiales reforzados. Existen otras herramientas de prospección, entre ellas las herramientas de sólo inclinación, las herramientas magnéticas de disparos múltiples y una familia de herramientas basadas en la aplicación de giroscopios. (Buchanan et al., 2013).

Varias de estas herramientas especiales se corren mediante servicios con cable, por lo que requieren el cese de la perforación. No obstante, las herramientas giroscópicas en la actualidad están siendo incorporadas con más frecuencia en los instrumentos de direccionamiento y prospección de fondo de pozo para aplicarlas durante la perforación. (Kabirzadeh et al., 2017).

Es importante conocer que los acelerómetros triaxiales son los encargados de medir el campo gravitacional local a lo largo de tres ejes ortogonales. Por lo tanto, estas mediciones proporcionan la inclinación del eje de la herramienta a lo largo del pozo y además la orientación de la herramienta (toolface) con respecto a su lado alto. De un modo similar, los magnetómetros triaxiales miden la intensidad del campo magnético terrestre a lo largo de tres ejes ortogonales. Sobre la base de estas mediciones y de las mediciones del acelerómetro, la herramienta determina la orientación azimutal del eje de la herramienta con respecto al norte magnético. La conversión de las mediciones magnéticas en la orientación geográfica constituye el meollo de la prospección de pozos con sistemas MWD. (Buchanan et al., 2013).

Por lo tanto, la inclinación magnética (también denominado buzamiento magnético), el campo magnético total y la declinación magnética son mediciones clave (Imagen 21). Diversas herramientas explotan los principios de los sistemas giroscópicos, estos sistemas no son afectados por los materiales ferromagnéticos, lo que les proporciona una ventaja con respecto a las herramientas magnéticas en ciertos escenarios de perforación. Algunas herramientas obtienen mediciones a intervalos discretos de profundidad medida (MD), a lo largo del trayecto del pozo, cuando la herramienta de prospección se encuentra fija; otras, operan en modo de medición continuo. (Buchanan et al., 2013).

Los giroscopios de velocidad angular proveen una salida proporcional a la velocidad de rotación del instrumento y pueden ser utilizados para determinar la orientación a medida que la herramienta de prospección atraviesa el trayecto del pozo. (Buchanan et al., 2013).

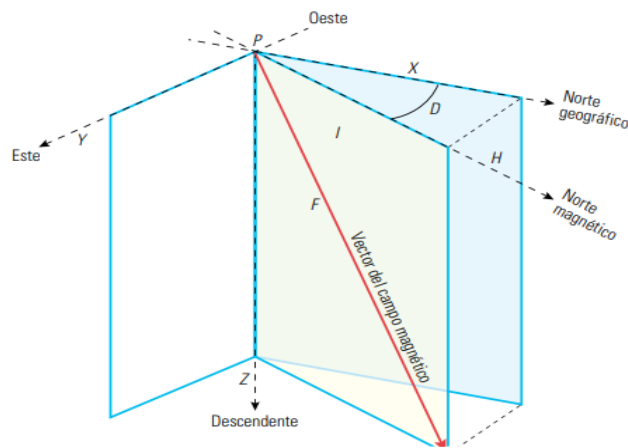


Imagen 21. Orientación del campo magnético. (Buchanan et al., 2013)

Los ingenieros de perforación también las utilizan en modo de girocompás, en el que la herramienta fija responde a la componente horizontal de la velocidad de rotación de la Tierra. El uso de giroscopios de velocidad angular redujo los errores asociados con los giroscopios convencionales, tales como los errores de referencia geográfica y las desviaciones inexplicables de las mediciones. Lamentablemente, dado que se obtienen mientras la herramienta se encuentra fija, las prospecciones giroscópicas conllevan riesgos operacionales y el costo del tiempo de equipo de perforación asociado con el acondicionamiento del pozo cuando se interrumpe la perforación. (Buchanan et al., 2013).

En algunos intervalos, la interferencia magnética significativa de los pozos vecinos impide la ejecución de prospecciones magnéticas precisas. Para abordar esta limitación, los científicos desarrollaron métodos giroscópicos de prospección durante la perforación. Los ingenieros de diseño de herramientas están extendiendo los límites operacionales de algunos sistemas giroscópicos de prospección comerciales durante la perforación a todo el rango de inclinaciones de pozos. En ciertas situaciones, los especialistas combinan la prospección giroscópica con la prospección magnética. Una de las técnicas combinadas —los estudios de referenciamiento en el pozo— utiliza mediciones giroscópicas de alta precisión en secciones someras del pozo para alinear los datos subsiguientes derivados de prospecciones magnéticas en secciones más profundas. (Buchanan et al., 2013).

En los pozos altamente desviados y de alcance extendido, este enfoque brinda niveles de precisión comparables con los de las prospecciones giroscópicas sin incurrir en tiempo o costos adicionales. En estos sistemas de referenciamiento en el pozo, se utilizan mediciones giroscópicas en secciones someras de pozos casi verticales, cercanos a la tubería de revestimiento, hasta poder obtener prospecciones magnéticas MWD libres de interferencias y en secciones de mayor alcance en las que las inclinaciones se incrementan. Una ventaja adicional de la utilización de prospecciones giroscópicas y MWD es la detección de fuentes de errores groseros en cualquiera de ambas herramientas. (Buchanan et al., 2013).

3.1. Descripción del principio físico de un giroscopio

Debido a que el objetivo de este trabajo es examinar la utilidad de sistemas direccionales utilizando giroscopios en sustitución de magnetómetros para monitorización en tiempo real del azimut, es imperativo conocer los principios físicos y de funcionamiento de un giróscopo.

¿Por qué un trompo parece desafiar la ley de la gravedad? ¿Por qué los proyectiles que giran sobre su eje mantienen una trayectoria tan estable? Todos estos fenómenos cotidianos, rodean y suceden normalmente. Y por supuesto, al igual que todo suceso que ocurre en la Tierra poseen una explicación física. Todos estos hechos, implican una cierta estabilidad por parte de cuerpos rígidos en rotación. Esta estabilidad intrínseca y otros fenómenos pueden ser explicados gracias al efecto giroscópico. (Chini, s.f.).

En sí, un giroscopio o giróscopo es un dispositivo mecánico formado esencialmente por un cuerpo con simetría de rotación que gira alrededor de su eje de simetría y cuyo eje de giro no es fijo, sino que puede cambiar de orientación en el espacio. Cuando se somete el giroscopio a un momento de fuerza que tiende a cambiar la orientación del eje de rotación su comportamiento es aparentemente paradójico ya que el eje de rotación, en lugar de cambiar de dirección como lo haría un cuerpo que no girase, cambia de orientación en una dirección perpendicular a la dirección "intuitiva". (Chini, s.f.).

Este principio se ha utilizado en diversas aplicaciones, particularmente en relación con el control y guía de aeroplanos, barcos, proyectiles, entre otros. Los giroscopios se han utilizado en girocompases y giropilotos. A su vez, la Tierra es un gran giróscopo. (Chini, s.f.).

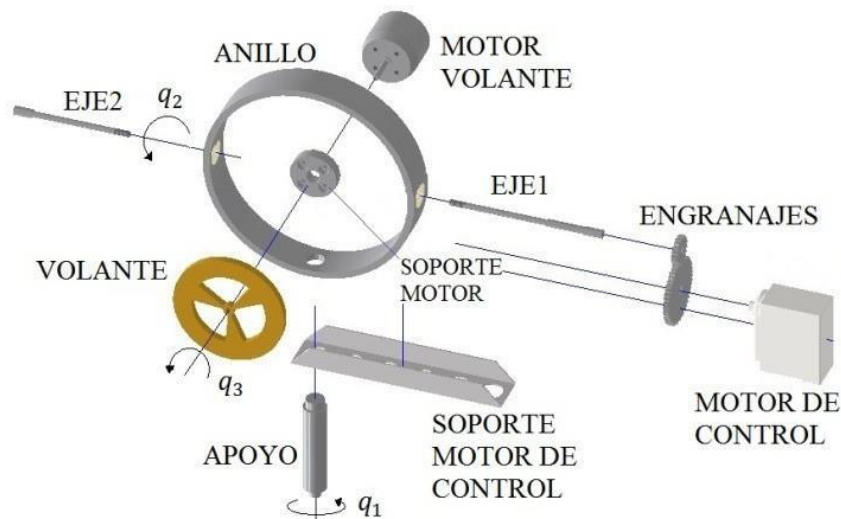


Imagen 22. Descripción de los componentes del giroscopio. (Gutiérrez & Rodríguez, 2013).

Cuando la trayectoria de un objeto es una curva, en cada uno de sus puntos se definen su velocidad lineal V como un vector tangente. Esta velocidad lineal numérica o V , es el cociente entre el arco recorrido (espacio) y el tiempo empleado. (Chini, s.f.).

En:

$$V = \frac{AB}{t}$$

A sí mismo, la velocidad angular es una medida de la velocidad de rotación y corresponden al cociente entre el ángulo descrito y el tiempo empleado en describirlo. En símbolos:

$$\omega = \frac{\alpha}{t}$$

El vector que se le asocia tiene como módulo el valor escalar de la velocidad angular y como dirección, la del eje de rotación. Por otra parte, puede probarse que en el movimiento circular nivelado el módulo de la velocidad lineal v y el de la angular ω se relacionan, a través del Radio r de la circunferencia, mediante la siguiente expresión (Chini, s.f.):

$$V = r \cdot \omega$$

Cuando se ejerce una fuerza sobre un cuerpo rígido y se modifica su movimiento de rotación, el origen de este cambio es el momento de fuerza, también llamado impulso, o par. Se llama momento de una fuerza con respecto a un punto, al producto de la fuerza aplicada por la distancia al punto considerado. (Chini, s.f.).

En el caso del sólido rígido en rotación, sea cual fuere la dirección de la fuerza ejercida, ésta puede descomponerse en dos, una F_n en la dirección del radio r y la otra F_t perpendicular al mismo. El momento de la primera respecto al punto es nulo y el de la segunda es un vector que tiene por módulo:

$$M = r \cdot F_t$$

Siendo su dirección paralela al eje y su sentido el indicado por la regla del tornillo de Maxwell o de la mano derecha. Esta expresión del momento la podemos escribir teniendo en cuenta que $F = m \cdot a$:

$$M = m \cdot a \cdot r$$

Llamando α a la aceleración angular. Se tiene: $A = r \cdot \alpha$ (siendo $a = dv$ por lo tanto quedaría $a = r \cdot d\omega$, y por lo que $a = r \cdot \alpha$), queda, en definitiva:

$$M = m \cdot r^2 \cdot \alpha$$

Cuando se genera el momento de una fuerza sobre un cuerpo, se le provoca una aceleración angular que será mayor, cuanto mayor sea el momento que se le aplique. Por otro lado, el momento de inercia es una medida de la resistencia que opone un cuerpo a sufrir aceleraciones angulares, éste se representa con la siguiente ecuación (Chini, s.f.):

$$I = \sum m \cdot r^2$$

En conclusión, podría definirse al momento M de una fuerza con la ecuación $M = I \alpha$, siendo ésta la expresión fundamental de la Dinámica ($F = m \cdot a$) en el movimiento de rotación. (El momento de inercia depende de la forma del elemento y del eje escogido). (Chini, s.f.). Si se multiplica los dos miembros de la fórmula por dt , teniendo en cuenta que $\alpha = d\omega$, obtendremos:

$$Mdt = I \alpha dt = Id\omega = d(I\omega) = dH$$

La expresión Mdt recibe el nombre de impulso de rotación elemental, y la magnitud $H = I\omega$ de momento cinético. La ecuación nos indica que el impulso de rotación es un intervalo de tiempo determinado, el cual es igual a la variación que ha experimentado el momento cinético durante el mismo intervalo de tiempo. (Chini, s.f.).

De la expresión anterior se deduce:

$$M = \frac{dH}{dt} = \frac{d(I\omega)}{dt}$$

Si suponemos $M=0$, es decir, que el momento resultante de las fuerzas aplicadas es nulo, el momento cinético permanece constante, ya que:

$$\frac{d(I\omega)}{dt} = 0$$

$$I\omega = cte$$

3.2. Tecnología GWD

El GWD fue desarrollado para que el perforador direccional pueda tener un sensor giroscópico tan cerca de la broca como sea posible (Imagen 23) y tener la capacidad de obtener la orientación del giróscopo de manera rápida, de igual forma pueda obtener los datos de los survey en tiempo real y en cuestión de minutos en lugar de la media de 30 a 60 minutos. El toolface del sistema GWD es en tiempo real, mientras que los datos completos de los registros direccionales se pueden bombear a la superficie después de 3 minutos de tiempo fijo. Se pueden obtener lecturas giroscópicas y magnéticas 'MWD' que pueden indicar claramente el espacio libre de cualquier interferencia magnética existente en el pozo. (Bashaar et al., 2010).

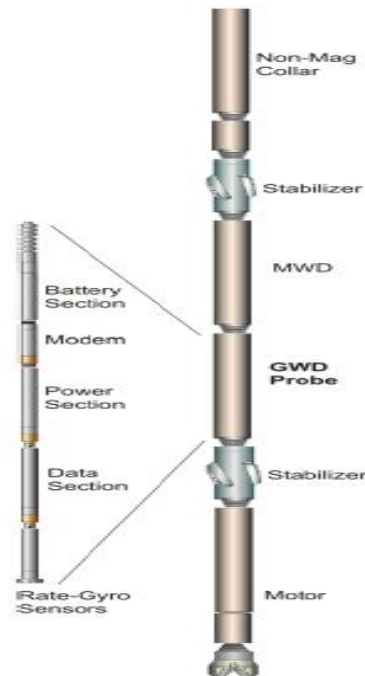


Imagen 23. La sonda modular GWD se coloca en la parte inferior de la sarta MWD para colocar los sensores del giroscopio lo más cerca posible de la broca. (Garza et al., 2010).

3.3. Técnica de referenciado en campo

En continuidad con la temática, y como se enlista en los sub puntos anteriores, el común denominador de los errores de medición es el magnetismo terrestre de alta frecuencia, por lo tanto, en el arte de la perforación direccional los ingenieros realizan técnicas que aplican directamente en el campo, las cuales permite detectar el campo magnético que surge de varias fuentes.

La señal principal proviene del campo magnético de la Tierra, que es una combinación de fuentes internas y externas. La señal interna es debido a las corrientes eléctricas en el núcleo externo, y su magnitud varía entre 25000 y 65000 nT. El campo externo procede principalmente de las actividades solares, así como las corrientes eléctricas en la atmósfera superior terrestre y la magnetósfera las cuales tienen algunas variaciones. (Kabirzadeh et al., 2017).

La mayor variación es diurna con unas pocas decenas de magnitud nanoTesla, que debe considerarse en caso de alta precisión, o de lo contrario puede afectar la posición estimada del pozo de manera significativa. Una solución para las variaciones diurnas es utilizar una estación de referencia en la superficie de la tierra. De esta manera, las variaciones observadas en la superficie, pueden aplicarse a los datos de fondo de pozo que experimentarán variaciones similares. Las otras importantes variaciones aleatorias son las tormentas que no tienen comportamiento periódico y son producidas por las actividades nucleares en el sol. La dotación total de los efectos externos alcanza del 1% al 5% del total de la materia. (Kabirzadeh et al., 2017).

A lo largo del tiempo, las turbulencias en el núcleo de la Tierra han causado un vector magnético que cambia constantemente. En escalas de tiempo geológicas este cambio es muy rápido y se conoce como la variación secular. Esta variación ha sido tomada cuidadosamente como modelo de referencia. Para identificar el campo geomagnético en cualquier ubicación, se requieren tres valores escalares de intensidad de campo, la declinación, y ángulo de buzamiento. Una precisión mínima de $0,1^\circ$ en declinación, $0,05^\circ$ en ángulo de buzamiento y 50 nT en fuerzas de los campos magnéticos es necesaria en aplicaciones de perforación direccional. (Kabirzadeh et al., 2017).

Por lo tanto, aunque las aplicaciones de perforación direccional son consideradas en una escala local, las variaciones en el campo magnético deben ser tenida en cuenta para reducir considerablemente la incertidumbre de la posición del pozo con todas las ventajas de la precisión mejorada para evitar riesgo de colisión, dimensionamiento del objetivo, proximidad, registro de perforación precisión posicional, la planificación de la trayectoria del pozo, y así sucesivamente. (Kabirzadeh et al., 2017).

Un ejemplo se da en mapas de anomalía magnética adquiridos por un estudio de suelo en una parte sureste de Corea. En la imagen 24, el mapa de anomalía magnética total (TMI) (abajo) se generó restando regional tendencia del modelo global (IGRF) (centro) del mapa de campo magnético total (arriba). Como se muestra, el efecto de las anomalías de alta frecuencia varía en el orden de decenas de nanoTesla, lo que puede afectar la posición estimada del pozo de manera significativa. (Kabirzadeh et al., 2017).

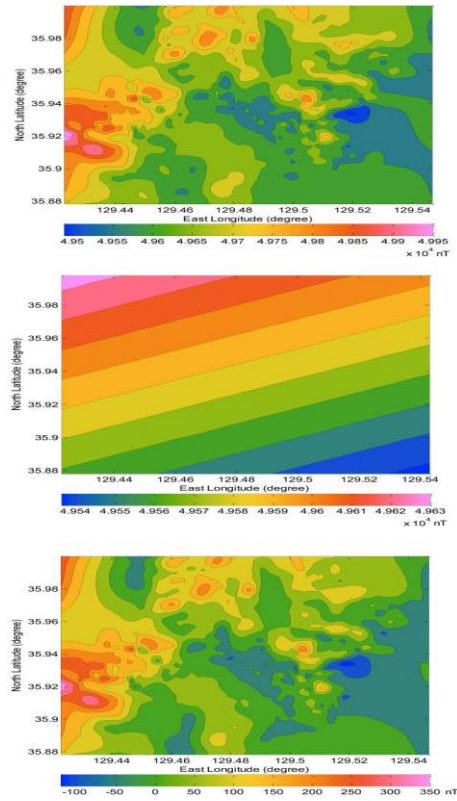


Imagen 24. Intensidad total del campo magnético (arriba) y anomalía total del campo magnético (abajo) de un estudio IFR, frente a variaciones de campo magnético del modelo IGRF (centro). (Kabirzadeh et al., 2017).

3.4. La incertidumbre posicional

Los perforadores utilizan estimaciones de la incertidumbre posicional para determinar la probabilidad de hallar un objetivo geológico e intersectar otros pozos. Y basan esas estimaciones en las predicciones de los modelos de error de las herramientas, que a su vez dependen del control de calidad de los datos derivados de las prospecciones. Los controles de calidad de las herramientas de prospección ayudan a identificar las fuentes de error, a menudo con prospecciones redundantes como comprobaciones independientes. (Balke & Rosauer, 2002).

Los datos de salida de la mayoría de las herramientas de prospección son el azimut, la inclinación y la profundidad medida. Los errores de las mediciones pueden deberse tanto a la herramienta como al medio ambiente. Las precisiones disponibles con las mediciones obtenidas en condiciones fijas con herramientas MWD estándar se encuentran en el orden de $\pm 0,1^\circ$ para la inclinación, $\pm 0,5^\circ$ para el azimut y $\pm 1,0^\circ$ para la orientación de la herramienta. (Brantly, 1981).

La capacidad de un especialista para determinar la trayectoria del pozo depende de la acumulación de errores desde el cabezal del pozo hasta la profundidad total. En vez de especificar un punto en el espacio, los especialistas consideran que la posición del pozo se encuentra dentro de un elipsoide de incertidumbre (EOU). Normalmente, la incertidumbre asociada con la dirección lateral es mayor que en la dirección vertical o a lo largo del pozo. (Weston, Ledroz, & Ekseth, 2014)

Si se despliegan en forma continua a lo largo del pozo, presentan un volumen con forma de cono aplanado que rodea la trayectoria estimada del pozo. Los efectos combinados de los errores acumulados pueden alcanzar un valor del 1% de la profundidad medida del pozo, cifra que podría resultar inaceptablemente grande para pozos largos. (Weston, Ledroz, & Ekseth, 2014).

La Comisión Directiva de la Industria para la Precisión de las Prospecciones de Pozos ISCWSA, que se ha convertido ahora en la Sección Técnica de Posicionamiento de Pozos de la SPE, ha fomentado el desarrollo de un

procedimiento matemático riguroso para la combinación de varias fuentes de error en una elipse de incertidumbre 3D. Entre los efectos externos que inciden en la precisión se encuentran la desalineación axial, la deflexión del conjunto de fondo (BHA), las variaciones no modeladas del campo geomagnético y la interferencia inducida por la sarta de perforación. Los últimos dos factores controlan el desempeño de las herramientas magnéticas y de sus modelos de error, y esos modelos dependen de la resolución del modelo geomagnético de referencia en uso. (Buchanan et al., 2013).

Para utilizar mediciones magnéticas con el fin de hallar la dirección, es necesario tener en cuenta la complejidad del campo geomagnético. El campo geomagnético rodea la Tierra y se extiende hacia el espacio cercano. El campo magnético total medido cerca de la superficie terrestre es la superposición de los campos magnéticos originados por numerosos procesos físicos variables en el tiempo, que se agrupan para definir cuatro componentes generales: el campo magnético principal, el campo cortical, el campo de perturbaciones externo y la interferencia magnética local. La importancia de estas contribuciones para la dirección, la intensidad y la estabilidad del campo magnético total varía con la región geográfica y con la dirección de la prospección magnética. (Kabirzadeh et al., 2017).

La relevancia de dar cuenta de cada componente en la medición depende del propósito y de la exactitud requerida de la prospección. Los físicos determinaron que el campo magnético terrestre principal se genera en el núcleo externo líquido de la Tierra. Aproximadamente un 95% del campo magnético

total medido en la superficie terrestre proviene de este campo principal, una porción significativa del cual puede ser descrita como el campo de un dipolo emplazado en el centro de la Tierra con una inclinación cercana a 11° con respecto al eje de la misma (izquierda, extremo superior). (Kabirzadeh et al., 2017).

La magnitud del campo magnético principal es de casi 60 000 nT cerca de los polos y de aproximadamente 30 000 nT cerca del ecuador magnético. Sin embargo, existen significativas contribuciones no dipolares al campo magnético principal que complican su representación matemática y gráfica (izquierda, extremo inferior). Como complicación adicional, el campo principal varía lentamente debido a los cambios producidos en el núcleo terrestre. Las intensidades relativas de los componentes no dipolares cambian y hasta la posición del polo del eje del dipolo magnético se desvía con el tiempo (imagen 25). (Buchanan et al., 2013).

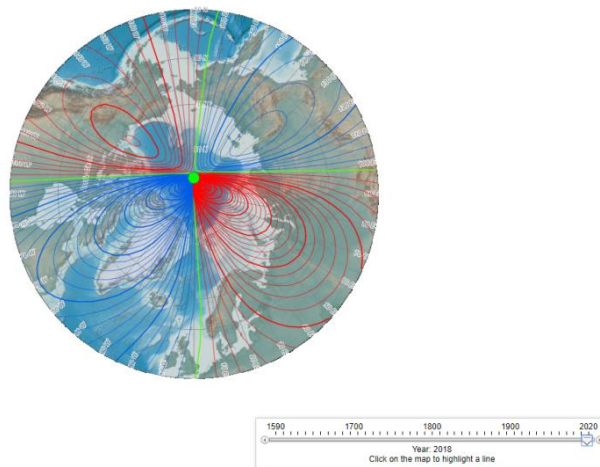


Imagen 25. Variación de la posición del polo magnético, Se muestra la declinación magnética. (Buchanan et al., 2013).

El campo magnético asociado con la corteza terrestre tiene su origen en el magnetismo inducido y remanente. El campo cortical —también denominado campo de anomalías— varía en dirección e intensidad si se mide a través de la superficie terrestre (imagen 26). Dicho campo es relativamente intenso en las proximidades de los materiales ferrosos y magnéticos, tal como sucede en la corteza oceánica y cerca de concentraciones de minerales metálicos, y constituye el foco de la exploración geofísica de minerales. El campo de perturbaciones es un campo magnético externo originado en las corrientes eléctricas, que fluyen en la ionósfera y la magnetósfera, y en las corrientes especulares inducidas en la Tierra y los océanos por las variaciones temporales del campo magnético externo. (Kabirzadeh et al., 2017).

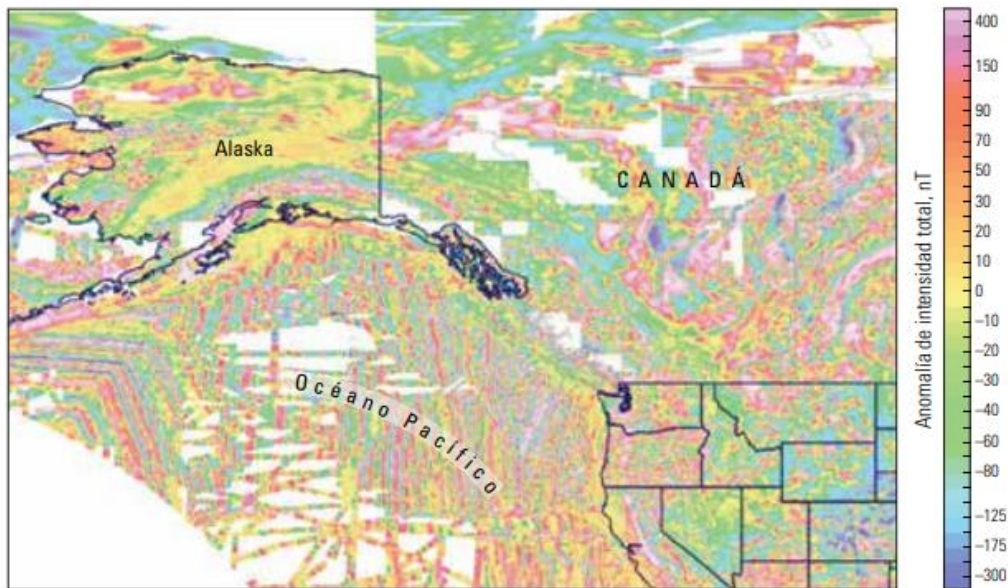


Imagen 26. Campo cortical geomagnético. (Buchanan et al., 2013).

Las mediciones aéreas de la intensidad del campo magnético proporcionan datos que se utilizan para determinar la contribución anómala de los materiales de la corteza terrestre. La anomalía de intensidad total (TIA) es la diferencia entre la magnitud del campo total y la magnitud del campo magnético principal. El campo de perturbaciones se asocia con las variaciones del campo diurno y las tormentas magnéticas. Este campo es afectado por la actividad solar (viento solar), el campo magnético interplanetario y el campo magnético de la Tierra (imagen 27).

El campo magnético externo exhibe variaciones en diversas escalas de tiempo, lo que puede afectar la aplicabilidad de los modelos de referencia del campo magnético. Las variaciones a largo plazo se relacionan con el ciclo solar de aproximadamente 11 años. Las variaciones a corto plazo se originan en la variación diaria de la luz solar, las mareas atmosféricas y las variaciones diurnas de la conductividad. Las variaciones temporales irregulares son influenciadas por el viento solar. (Buchanan et al., 2013).

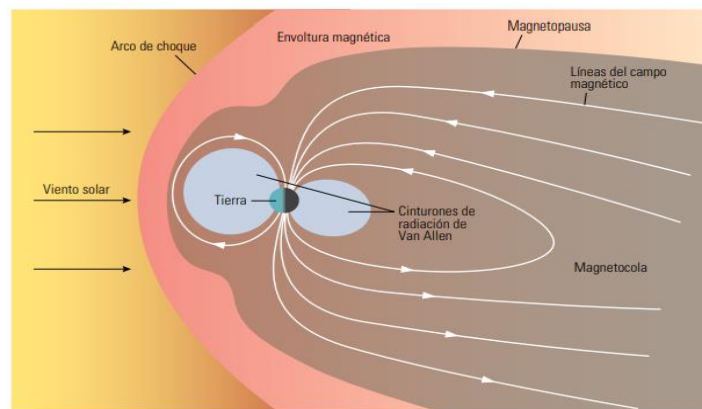


Imagen 27. Distorsión de la magnetósfera terrestre por la acción del viento solar. (Buchanan et al., 2013).

Los estados magnéticos perturbados, denominados tormentas magnéticas, muestran variaciones temporales rápidas, impulsivas e impredecibles. En la escala local, las estructuras cercanas, tales como equipos de perforación y pozos, pueden inducir interferencias magnéticas. La magnetización remanente de la sarta de perforación y la permeabilidad magnética contribuyen a las perturbaciones del campo magnético medido (derecha). Los operadores pueden utilizar collares no magnéticos (drill collars) para reducir estos efectos, junto con técnicas de software para compensarlos (imagen 28). (Buchanan et al., 2013).

La perforación horizontal aumenta la productividad de los procesos de perforación, pero inevitablemente requiere una medición durante su desarrollo empleando el sistema de acelerómetros de tres ejes para determinar la inclinación y los ángulos de superficie útil, y magnetómetros de tres ejes para proporcionar la exactitud del azimut. Pero debido a que las mediciones tomadas por los magnetómetros son afectadas por las interferencias magnéticas y depósitos minerales en el fondo del pozo, es necesario la instalación de los magnetómetros dentro collares no magnéticos (Drill collars). (Noureldin et al., 2000).

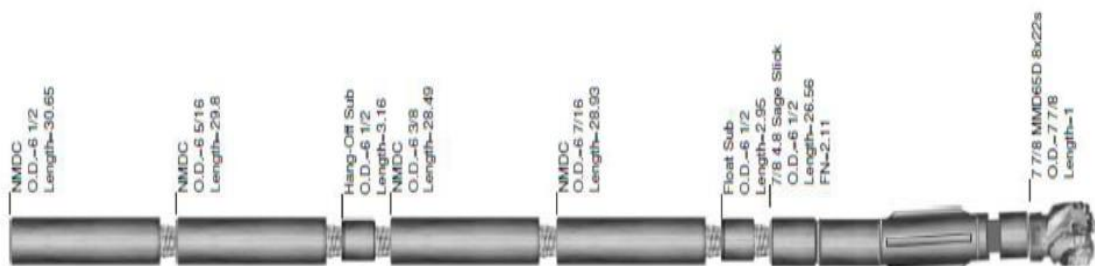


Imagen 28. Ensamblaje de Fondo de Pozo (BHA) – con collares no magnéticos. (Beattie et al., 2015).

3.5. MWD Magnético

Los recientes avances en el modelado de campos magnéticos han llevado a mejoras en los métodos de topografía magnética. Los surveys basados en GRS (sensores de referencia geomagnética), utilizan el norte magnético como referencia para la determinación del azimut de la trayectoria del pozo. Los sensores implementados son un magnetómetro de tres ejes y un acelerómetro de tres ejes que se han alineado con el eje axial de la columna de perforación. Como se muestra en la (imagen 29), los acelerómetros miden la fuerza de la Tierra, componentes del campo de gravedad (A_x, A_y, A_z) a lo largo de sus ejes, que se utilizan principalmente para determinar el plano horizontal y, en consecuencia, la inclinación del pozo. (Kabirzadeh et al., 2017).

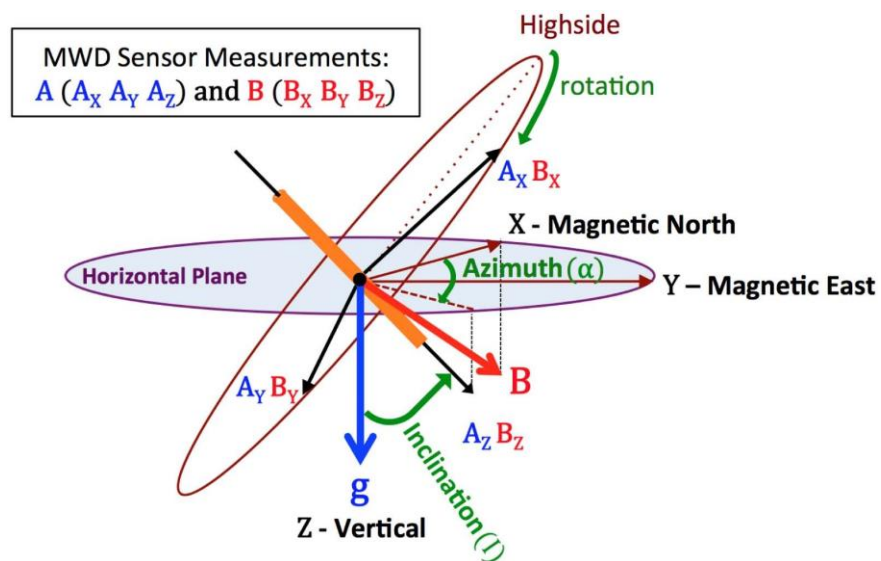


Imagen 29. Mediciones del sensor MWD en perforación direccional. (Kabirzadeh et al., 2017).

Por otro lado, los magnetómetros miden la fuerza del campo magnético de la Tierra (B_X, B_Y, B_Z) , que se usa para estimar el azimut del pozo. Las siguientes ecuaciones se utilizan para calcular la inclinación del pozo y el azimut:

$$Azimut = \tan^{-1} \left(\frac{(A_X B_Y - A_Y B_X) \sqrt{A_X^2 + A_Y^2 + A_Z^2}}{B_Z (A_X^2 + A_Y^2) - A_Z (A_X B_X + A_Y B_Y)} \right)$$

Ecuación 8. Azimut del pozo. (Kabirzadeh et al., 2017).

$$Inclination = \cos^{-1} \frac{A_Z}{\sqrt{A_X^2 + A_Y^2 + A_Z^2}}$$

Ecuación 9. Inclinación del pozo. (Kabirzadeh et al., 2017).

En estas ecuaciones, se supone que el eje Z apunta hacia abajo a lo largo del pozo, el eje X y el eje Y son ejes axiales cruzados. En esta formulación, la inclinación se define como el ángulo entre la línea vertical y el eje Z. El azimut magnético también se define como el ángulo entre la componente horizontal del vector magnético y el componente de la trayectoria del pozo en el plano horizontal. El verdadero azimut se calcula conociendo el ángulo entre el norte verdadero y el norte magnético (declinación) en cualquier ubicación. (Kabirzadeh et al., 2017).

3.6. Fuente de errores en las mediciones de magnetómetro

Dentro de la problemática tratada en esta investigación se deben considerar los errores en las mediciones, los cuales representan la parte medular de este análisis, ya que al lograr identificarlos se logrará estimar el proceso para rectificar los inconvenientes que se puedan presentar.

De acuerdo con el planteado, existen varios errores en las mediciones del magnetómetro que deben ser detectados y eliminados antes del cálculo del azimut del pozo. Estos errores magnéticos surgen específicamente en direcciones horizontal este/oeste. (Kabirzadeh et al., 2017).

Los errores en los magnetómetros se pueden observar y clasificarse como:

- ✓ Errores en los valores de referencia de campo magnético total, vaivenes, y declinación.
- ✓ Las variaciones temporales del campo magnético.
- ✓ Factor de escala de errores en los magnetómetros
- ✓ Las interferencias magnéticas causadas por componentes de la sarta de perforación magnetizada.

Las interferencias magnéticas resultantes de piezas de componentes ferromagnéticos drillstring pueden ser reducidas parcialmente por la tubería de revestimiento del pozo (casing) y por drill collars no magnéticos (NMDC) (Kabirzadeh et al., 2017).

3.7. Magnetización de la sarta de perforación

Debido a que los componentes de la sarta de perforación son ferromagnéticos y son rotados y tensionados en el campo magnético terrestre, pueden desarrollar magnetización permanente en otras palabras tienden a desarrollar energía estática (Imagen 30). Estos componentes se acoplan normalmente al menos varios metros, axialmente, lejos de los sensores. No obstante, la magnetización permanente todavía crea campos interferentes estrechamente alineados con el eje z. Un dispositivo (Bias) axial también se puede presentar como resultado de polos magnéticos fuera de eje, pero normalmente en un orden de magnitud menor. Los componentes de la sarta de perforación pueden generar magnetización tanto remanente e inducida. (Kabirzadeh et al., 2017).

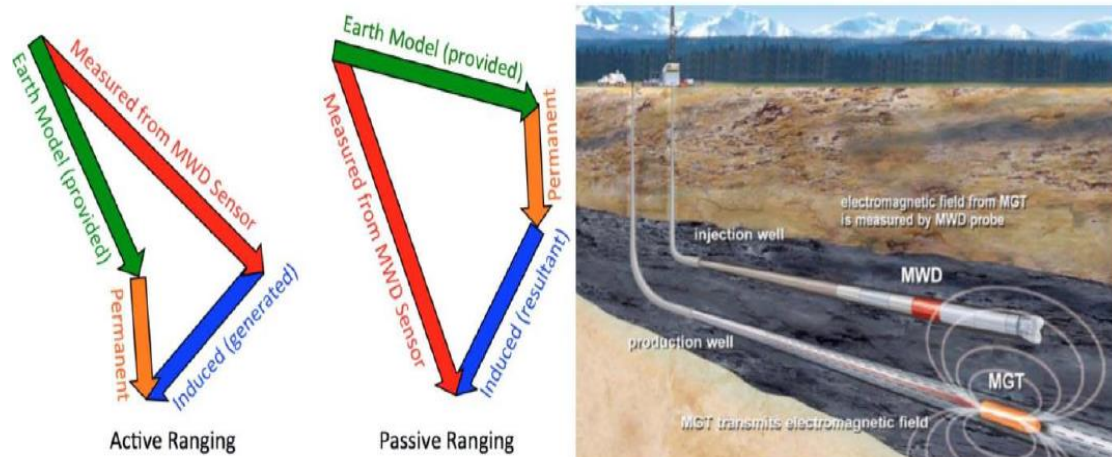


Imagen 30. Tecnologías de variación magnética activa y pasiva. (Kabirzadeh et al., 2017).

Por lo tanto, los experimentos han demostrado que la magnetización inducida asociada con componentes a la sarta de perforación generalmente es pequeña comparada con la de magnetización remanente. El campo de error causado por la magnetización inducida es muy pequeño en direcciones horizontales este/oeste debido a que el campo externo se aproxima a cero. (Kabirzadeh et al., 2017).

3.8. Método MSA utilizando el algoritmo de Levenberg-Marquardt (LMA).

En la corrección magnética multiestación, el error se considera constante en las tres direcciones, ya que la posición del sensor se fija con respecto a la sarta de perforación. Si suponemos errores magnéticos comunes de $(\beta_x, \beta_y, \beta_z)$ respectivamente, en los componentes magnéticos de todas las mediciones (B_x, B_y, B_z) , cada medición de survey es corregida de la siguiente manera (Kabirzadeh et al., 2017):

$$B_{X_MSA} = B_{X_measured} - \beta_x$$

Ecuación 10. Corrección magnética multi-estación componente (B_x). (Kabirzadeh et al., 2017).

$$B_{Y_MSA} = B_{Y_measured} - \beta_y$$

Ecuación 11. Corrección magnética multi-estación componente (B_y). (Kabirzadeh et al., 2017).

$$B_{Z_MSA} = B_{Z_measured} - \beta_z$$

Ecuación 12. Corrección magnética multi-estación componente (B_z). (Kabirzadeh et al., 2017).

Donde el subíndice MSA significa valores corregidos de análisis de estación múltiple. (Kabirzadeh et al., 2017). Los componentes verticales y horizontales de la densidad de flujo magnético local se derivan de:

$$B_V = \frac{(B_{X_{MSA}} \cdot A_X + B_{Y_{MSA}} \cdot A_Y + B_{Z_{MSA}} \cdot A_Z)}{\sqrt{A_X^2 + A_Y^2 + A_Z^2}}$$

Ecuación 13. Componentes verticales de la densidad de flujo magnético. (Kabirzadeh et al., 2017).

$$B_H = \sqrt{B_{X_{MSA}}^2 + B_{Y_{MSA}}^2 + B_{Z_{MSA}}^2 - B_V^2}$$

Ecuación 14. Componentes horizontales de la densidad de flujo magnético. (Kabirzadeh et al., 2017).

Si consideramos $(B_{H_{ref}}, B_{V_{ref}})$ como campos magnéticos de referencia horizontal y vertical en el sitio de los surveys, el error de la varianza del campo magnético total en n surveys se puede calcular mediante:

$$V = \frac{1}{(n-1)} \sum_{i=1}^n \left[(B_H(i) - B_{H_{ref}})^2 + (B_V(i) - B_{V_{ref}})^2 \right]$$

Ecuación 15. Varianza del error total de campo magnético en n surveys. (Kabirzadeh et al., 2017).

La solución puede obtenerse por medio de la varianza en n puntos de survey. El algoritmo de Levenberg-Marquardt (LMA) es uno de los métodos más utilizados en la optimización no lineal. Se implementa el algoritmo de Gauss-Newton con algunas modificaciones, al agregar un factor de amortiguación del algoritmo Trust Region. Donde el LMA pretende encontrar la ubicación mínima, debemos asignar un punto de partida razonable. (Kabirzadeh et al., 2017).

Sin embargo, se encuentra una solución en la mayoría de los casos, incluso cuando el punto de partida no está cerca del mínimo. El LMA normalmente converge más lento que el método de Gauss-Newton, por lo tanto, los resultados son una solución más robusta. Esto es debido a que el método de Gauss-Newton descuida la derivada de segundo orden y, por lo tanto, carece de precisión cuando este término no es pequeño. En una solución robusta, los valores atípicos en las observaciones tienen menos impacto en los resultados finales. (Kabirzadeh et al., 2017).

En este caso, LMA localiza entre los enfoques Gauss-Newton y Descenso de gradiente. Levenberg-Marquardt es un algoritmo iterativo que se acerca un poco más al mínimo resolviendo:

$$J(\beta)J(\beta)^T + \lambda_{kdiag}(J(\beta)J(\beta)^T)\delta\beta_k = -J(\beta)^TV(\beta)$$

Donde $\delta\beta_k = \beta_{k+1} - \beta_k$, $\beta = \beta_x, \beta_y, \beta_z$, y $J(X_k)$, la m por n matriz Jacobiana de la función de varianza, en la cual m es el número de observaciones y n es el número de parámetros del modelo, que se deriva de:

$$J_{ij} = \frac{\partial V_i(\beta)}{\partial \beta_j}$$

Debido a la complejidad del cálculo de los derivados, se utiliza un método de diferencia finita para obtener la matriz Jacobiana λ_k en la ecuación $J(\beta)J(\beta)^T + \lambda_{kdiag}(J(\beta)J(\beta)^T)\delta\beta_k = -J(\beta)^TV(\beta)$, la cual indica la magnitud y dirección de $\delta\beta_k$. Este factor puede ser ajustado en cada iteración de tal

manera que controle la reducción de los errores residuales en cada paso. Si la reducción es alta, se aplica un λ_k más pequeño en la iteración k, que se aproxima al método de Gauss-Newton. (Kabirzadeh et al., 2017).

Por otro lado, si la reducción es lenta, se aplica un mayor λ_k en la siguiente iteración. Esto lleva a resultados más cercanos al método de gradiente de ascendencia de descenso. En la práctica, usualmente se comienza con $\lambda_1 = 0.01$ y en las siguientes iteraciones se multiplica o se divide por 10. Los errores actualizados se utilizan para calcular $(\beta_x, \beta_y, \beta_z)$ para la siguiente iteración. En cada iteración, se calcula la varianza y se verifica si el valor cumple con los criterios de convergencia. Cuando se acepta la varianza, se utiliza $(\beta_x, \beta_y, \beta_z)$ para calcular $(B_{X_MSA}, B_{Y_MSA}, B_{Z_MSA})$ en las ecuaciones (8), (9) y (10), y, luego obtenemos azimut corregida por MSA de la siguiente manera:

$$Azimuth_{msa} = \tan^{-1} \left(\frac{(A_X B_{Y_MSA} - A_Y B_{X_MSA}) \sqrt{A_{X^2} + A_{Y^2} + A_{Z^2}}}{B_{Z_MSA} (A_{X^2} + A_{Y^2}) - A_Z (A_X B_{X_MSA} + A_Y B_{Y_MSA})} \right)$$

Ecuación 16. Azimut corregido por MSA. (Kabirzadeh et al., 2017).

3.9. MSA mejorado con IFR variable

Las variaciones en el campo magnético normalmente no se consideran en aplicaciones de escala local. En ausencia de cualquier survey IFR, solo se utiliza un valor de modelos globales, como IGRF, para la recuperación del azimut norte verdadero y como referencia para MSA. Los avances en los survey IFR, sin embargo, han dado lugar a la implementación de referencias magnéticas en dos niveles para la corrección de interferencias corticales, una

para la construcción y otra para las secciones laterales. (Kabirzadeh et al., 2017).

Los resultados se utilizan para calcular el azimut del norte verdadero más preciso desde el azimut magnético. La referencia magnética variable también se puede implementar en MSA. En este caso, podemos sustituir B_{H_ref} y B_{V_ref} en la ecuación (15) con la variable $B_{H_ref}(i)$ y $B_{V_ref}(i)$, que a su vez derivan de una serie de los procedimientos de modelado inverso y avanzado. (Kabirzadeh et al., 2017).

3.10. Cálculo de referencias magnéticas

La intensidad total del campo magnético es la cantidad escalar que se mide en la mayoría de los estudios magnéticos. El primer paso en el cálculo de las referencias magnéticas verticales y horizontales requeridas en MSA en cada estación es el cálculo de TMI en la superficie, que luego es seguido por la estimación de cuerpos que causan magnetismo ubicado suficientemente debajo de la estación más profunda en el pozo. En el cálculo de TMI, se supone que la magnitud de TMI es pequeña en comparación con la del campo principal, y que la dirección del vector anómalo está muy cerca del campo principal. (Kabirzadeh et al., 2017).

Un enfoque de modelado inverso lineal se utiliza para estimar la magnetización en una estructura de una sola capa que consiste en prismas rectangulares. El número de prismas se elige de acuerdo con el número de puntos de la cuadrícula de medición magnética en la superficie de la Tierra. El modelo de

inversión se convierte en un problema bien determinado con un número igual de parámetros de modelo y datos que se pueden resolver usando una técnica de mínimos cuadrados. (Kabirzadeh et al., 2017). La matriz del núcleo (K) y el modelo estimado de Intensidad de Magnetización (MI) se obtienen de la siguiente manera (Bhattacharyya, 1964):

$$K = C_m [l \quad m \quad n] \times \begin{bmatrix} -\tan^{-1}\left(\frac{yz}{xr}\right) & \ln(r+z) & \ln(r+y) \\ \ln(r+z) & -\tan^{-1}\left(\frac{xz}{yr}\right) & \ln(r+x) \\ \ln(r+y) & \ln(r+x) & -\tan^{-1}\left(\frac{xy}{zr}\right) \end{bmatrix} \begin{matrix} \Delta x_2 \\ \Delta y_2 \\ \Delta z_2 \\ \Delta x_1 \\ \Delta y_1 \\ \Delta z_1 \end{matrix} \times \begin{bmatrix} L \\ M \\ N \end{bmatrix}$$

Ecuación 17. Matriz del núcleo (K). (Kabirzadeh et al., 2017).

$$B = MI.K$$

Ecuación 18. Modelo estimado de Intensidad de Magnetización (MI). (Kabirzadeh et al., 2017).

$$MI = (K^T K)^{-1} K^T B$$

Donde:

- ✓ R es la distancia entre la estación de medición (x_i, y_i, z_i) y el prisma en (x'_j, y'_j, z'_j) .
- ✓ $\Delta x_p = x_i - x'_j, \Delta y_p = y_i - y'_j, \Delta z_p = z_i - z'_j$;
- ✓ l, m, n, son cosenos directores del campo geomagnético en la estación.
- ✓ L, M, N son cosenos directores del campo geomagnético en cada prisma.
- ✓ $C_m = l$ en sistema EMU mientras $C_m = \mu_0/4\pi = 10^{-7}$ está en el sistema de unidad SI.
- ✓ B es el campo magnético de un prisma magnetizado homogéneamente.

Los cosenos directores en cada punto se obtienen a partir de la información de campo principal de modelos globales tales como IGRF. Al tener la fuerza y dirección de magnetización, los componentes norte, este y vertical de los campos magnéticos corticales (B_{NC}, B_{EC}, B_{VC}) a cualquier profundidad se pueden lograr mediante modelado directo utilizando las ecuaciones (17) y (18) y suponiendo (1, 0,0) como la dirección del coseno del norte, (0, 1,0) como la dirección del este del coseno, y (0, 0,1) como la dirección vertical del coseno. Componente horizontal del campo magnético puede ser derivado utilizando $\sqrt{B_{HC}^2 + B_{VC}^2}$. Como se muestra las variaciones de campo que se vuelven aún más importantes en niveles, ya que el efecto magnético se magnifica en áreas que están más cerca de las fuentes de magnetización de la corteza. (Kabirzadeh et al., 2017).

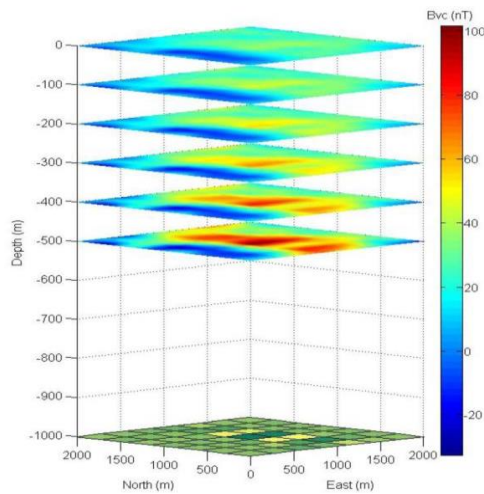


Imagen 31. Estimación del campo magnético vertical a diferentes profundidades. (Kabirzadeh et al., 2017).

Después de la estimación de los campos magnéticos de la corteza en diferentes niveles, componentes verticales y horizontales del campo principal (B_{Vm}, B_{Hm}) se agregan a los componentes corticales asociados a cada profundidad. Los

mapas magnéticos resultantes crean un voxel 3D, similar al que se muestra en la (Imagen 32). (Kabirzadeh et al., 2017).

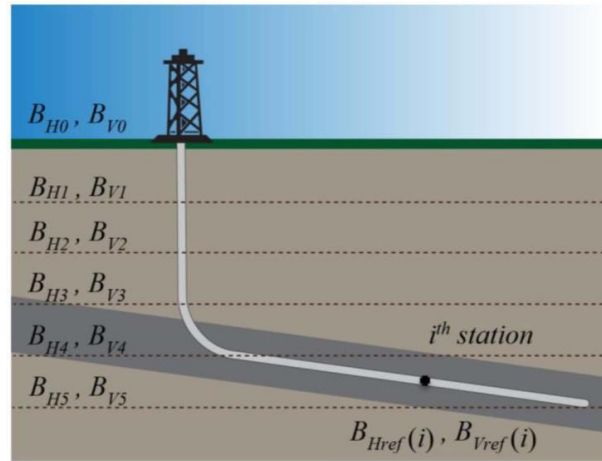


Imagen 32. Cálculo de referencias magnéticas variables en cada estación mediante interpolación trilineal. (Kabirzadeh et al., 2017).

Para convertir el azimut magnético de la perforación en el azimut verdadero, es necesario conocer la declinación local que es proporcionada por un modelo geomagnético. En este estudio, se considera que la declinación es la suma de la declinación del campo principal y las perturbaciones de declinación originadas por la magnetización de la corteza. Los modelos globales como IGRF proporcionan componentes cartesianos del campo principal (B_{Nm}, B_{Em}, B_{Vm}) a cualquier profundidad. El mapa de declinación total en cualquier profundidad se puede lograr (Kabirzadeh et al., 2017):

$$Declination = \tan^{-1} \left(\frac{B_{Em} + B_{EC}}{B_{Nm} + M_{NC}} \right)$$

Ecuación 19. Declinación total en cualquier profundidad. (Kabirzadeh et al., 2017).

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Resultados reales

Una vez establecidos los criterios y realizados los cálculos pertinentes para la aplicación de tecnología con giroscopio para mejorar el proceso de la colocación de pozos horizontales, se analiza la conjunción de los dos sistemas para medir la dirección del pozo en tiempo real y el resultado operativo que se obtiene de aquello.

Para lo cual se toman como resultados reales y plausibles los evidenciados en los pozos horizontales perforados en el campo HAMACA con tecnología GWD, en la Faja Petrolera del Orinoco, ya que presenta características similares al campo ITT, en materia de gravedad API del petróleo, e interferencia magnética. (Balke & Rosauer, 2002). En ese sentido, se detalla de manera general algunos aspectos relevantes de la construcción de los pozos perforados en HAMACA.

Cada pozo se divide en tres partes direccionales durante la operación de perforación: el agujero en superficie, una sección de construcción y la sección horizontal. En cada plataforma de perforación, todos los agujeros en superficie son perforados con una broca de 16 pulgadas y revestidos con una tubería de 13 3/8" sin ningún tipo de registro. (Balke & Rosauer, 2002).

En Hamaca se realizó la perforación del pozo P11 B4, que es uno de los pozos más desafiantes de este campo, el cual fue perforado primero en el programa de desarrollo y contribuyó con información para la comprensión de lo que debería y no debería haberse hecho, especialmente en las secciones donde se cambia de modo rotacional a modo deslizamiento (slide). Considerando si el balance del tiempo invertido en cambiar al modo slide es negativo en comparación al tiempo invertido en reconfigurar el BHA. (Imagen 33). La trayectoria de este pozo está precedida por más de 60 pies de arena (pozo objetivo) y otro pozo al este (pozo piloto) con más de 70 pies de arena. La sísmica de señal de movimiento se correlaciona bien entre los pozos objetivo y piloto. (Balke & Rosauer, 2002).

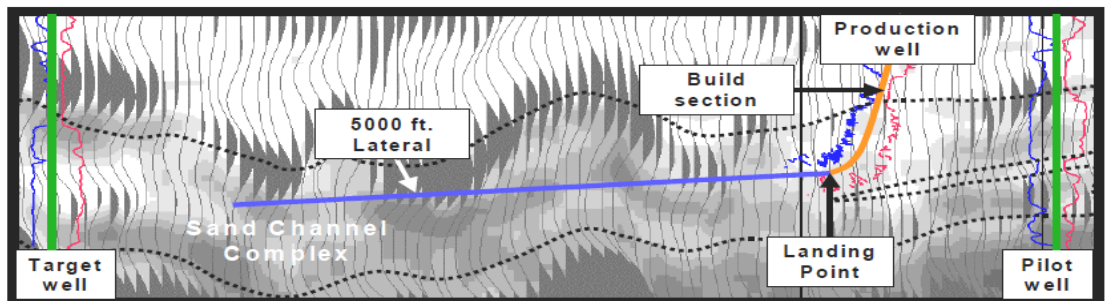


Imagen 33. Secciones de cambio de modo de perforación. (Balke & Rosauer, 2002).

Debido a que la sección de construcción tiene 89 grados y 30 pies en la arena objetivo, fue necesario el uso de sensores que permitan medir la dirección de la trayectoria del pozo en tiempo real, sin que la interferencia magnética tanto de la corteza terrestre como de los pozos adyacentes sea un limitante. La sección lateral se perforó normalmente con el BHA deslizándose hacia arriba para llevar el ángulo hasta 90 grados. Es ahí cuando uno de los puntos en el cual se refleja de manera pragmática los beneficios de las herramientas con sistemas GWD,

ya que se hace notorio de manera inmediata, debido a que la broca pasa de arena a lutita, provocando que el ángulo ascendente aumente rápidamente a 93 grados, producto de los esfuerzos de corte generados en ese momento. Por lo que, de existir interferencias magnéticas, y haber trabajado con sistemas MWD convencionales, hubiese sido imposible no requerir un viaje de recalibración de la trayectoria, y por ende tomar decisiones en tiempo real que beneficien a la trayectoria final del pozo (Imagen 34, punto A).

Es necesario el uso de herramientas GWD acoplado en sistemas de rotación continua RSS en un esfuerzo para disminuir el ángulo en la broca y obtener el aterrizaje (landing) deseado para encontrar la arena. Después de perforar 430 pies de lutita se vuelve a ingresar en la parte superior de la arena (Imagen 34, punto B). (Balke & Rosauer, 2002).

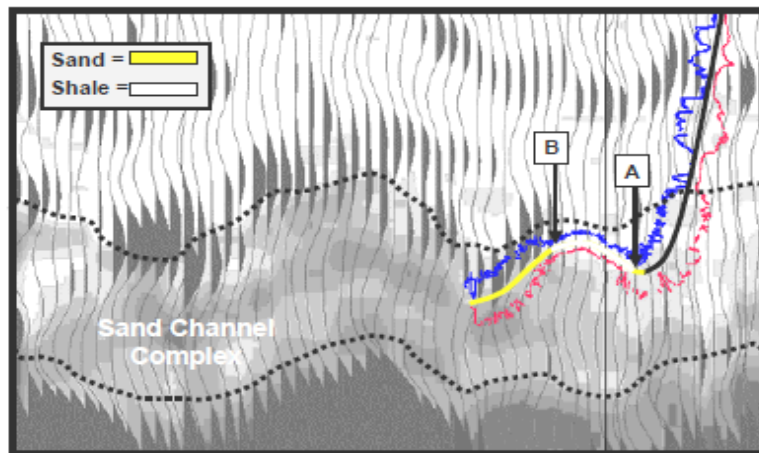


Imagen 34. Perforación desde la parte superior. (Balke & Rosauer, 2002).

Todas las secciones de construcción se perforaron con una broca de 12 1/4" y se revisten con una tubería de 9 5/8". Las herramientas de Gyro While Drilling (GWD) permitieron registrar la inclinación estacionaria del pozo, el azimut y la

rotación. Por último, las secciones horizontales se perforan con una broca de 8- $\frac{1}{2}$ " y se revisten con un casing de 7".

En resumen, las operaciones de perforar pozos horizontales en una zona donde el potencial magnético es notorio, es necesario el uso de herramientas que permitan medir la dirección de la trayectoria de dichos pozos sin la necesidad de detener la perforación, cambiar las configuraciones de los ensamblajes de fondo (BHA), y realizar viajes por recalibración de la trayectoria.

4.2. Perforación rápida real

Dentro del marco de los resultados reales del sistema GWD se encuentra la perforación rápida real, misma que da valor agregado al asegurar el éxito en perforaciones de pozos horizontales, colocándolo adecuadamente en el reservorio. Esto debido a que la velocidad a la que un pozo puede ser perforado está estrechamente relacionado a costos y en la mayoría de los casos, cuanto más rápido, mejor (Imagen 35).

Las tasas de perforación en los sedimentos blandos son extremadamente rápidas con un ROP instantáneo de 2.000 pies por hora que se logra regularmente. Cuando se tienen en cuenta el tiempo de conexión y las inspecciones, aunque la cantidad real de pies perforados en una hora raramente superan los 500, durante esa hora un stand de tubería dura solo unos minutos. (Balke & Rosauer, 2002).

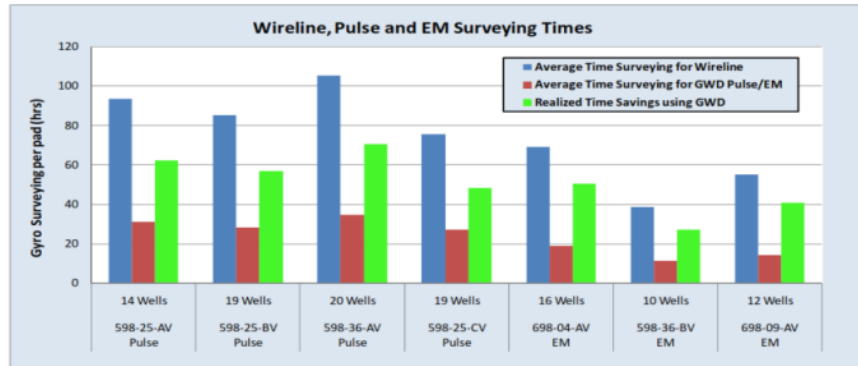


Imagen 35. Ahorro de tiempo total en hora por PAD utilizando tecnología GWD vs Gyro mediante Wireline. (Garza, T., Wimberg, J., Woolridge, T., North, E., Beattie, K., 2010).

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

Lo expuesto durante el desarrollo de la investigación, permite arribar a las siguientes conclusiones:

La tecnología GWD no solo es una herramienta eficiente, sino también beneficiosa para aumentar el rendimiento de ROP y la geometría del pozo, lo cual minimiza eventualidades que requieran de remediaciones del pozo y superficie, tales como micro severidades de pata de perro, y operaciones de re-entradas.

Elimina la necesidad de cualquier equipo de Wireline, personal adicional y operaciones de cableado ascendente / descendente. Resultando en menor tiempo de espera para determinar la ubicación de la trayectoria del pozo ya que permite obtener registros (surveys) en tiempo real.

Los magnetómetros son los que se encargan de medir el campo magnético de la tierra en cada dirección (X, Y, Z), los cuales se aplican para la dirección magnética, en cambio los acelerómetros son los que calculan la fuerza gravitacional en cada dirección (X, Y, Z), por lo tanto, se utilizan para obtener la dirección de la gravedad y la ubicación azimutal del pozo.

La implementación de giroscopios disminuye los niveles de errores relacionados con las herramientas MWD convencionales, tales como los errores de referencia geográfica y las desviaciones inexplicables de las mediciones.

En relación a las políticas medioambientales a las cuales están sujetas el campo ITT y considerando factores tales como: gravedad específica del petróleo, profundidad de los pozos y gradiente de presión, es imperativo utilizar tecnología GWD desde el inicio del KOP hasta el fin de la sección de landing, ya que esto evitará en gran parte que se produzcan reventones de pozo, lo cual generaría un impacto ambiental negativo.

5.2. Recomendaciones

Utilizar la tecnología GWD en la perforación de pozos horizontales en el campo ITT, ya que al permitir medir la trayectoria y dirección del pozo en tiempo real reduce potencialmente el impacto ambiental que podría generarse debido a eventualidades inherentes a la perforación.

Acoplar los sensores GWD por encima de las herramientas MWD / LWD, ya que se puede evitar pérdidas de información por desconfiguración entre los gyros y el pulser del MWD, considerando que el segundo sensor es el que actuará de interface comunicativa.

Potenciar la toma de decisiones al momento de geoposicionar la sección horizontal (landing) en la arena productora mediante el uso de sistemas de rotación continua (RSS), de esa manera garantizar en 80% de eficiencia de la zona de pago.

5.3. Referencias bibliográficas

- Bashaar et al. (2010). Use of Gyro-MWD Technology Offshore, A Step Change in Drilling Performance in Saudi Aramco. *SPE 136499*.
- Baby, P., Rivadeneira, M., Barragán, R., & Christophoul. (2014). *Thick Skinned Tectonics in the Oriente Foreland Basin of Ecuador*. (pág. 410 ed.).
- Balke, S. C., & Rosauer, M. S. (2002). Real Time, Real Fast: Drilling Horizontal Wells in a Heavy Oil Environment. *SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 78954*.
- Bargach, S. F. (2001). LWD en tiempo real: Registros para la perforación. *Oilfield Review*.
- Beattie et al. (2015). All-Attitude Gyro While Drilling Technology Provides Accurate Surveys in High Angle East/West Directionals Wellbores Delivering Reduced Costs and Increasing the Length of the Producing Zone. *SPE/IADC-173081-MS*.
- Beicip-Franlab. (1995). *Proyecto Ishpingo-Tambococha-Tiputini-imuya, Plan de desarrollo*.
- Bhattacharyya, B. (1964). *Magnetic anomalies due to prism-shaped bodies with arbitrary magnetization: Geophysics, 29, 517–531*.
- Brantly, J. E. (1981). Technical advances broaden use of highly deviated and horizontal drilling methods. *Journal of Petroleum Technology. History of Oil Well Drilling, Gulf Publishing Company, 1971*.
- Brown, K., Beattie, K., & Kohut, C. (2012). High-Angle Gyro-While-Drilling Technology Delivers An Economical Solution To Accurate Wellbore Placement And Collision Avoidance In High-Density Multilateral Pad Drilling In The Canadian Oil Sands. *IADC/SPE 151431*.

- Buchanan et al. (2013). Referenciamiento geomagnético: La brújula en tiempo real para los perforadores direccionales. *Oilfield Review*, XXV(3).
- Carden, R. S., & Grace, R. D. (2007). Horizontal and Directional Drilling Manual. *PetroSkills OGCI. PetroSkills, LLC. AN OGCI Company.*
- Carrillo, C. I. (2014). “Optimización de la perforación de pozos direccionales en el oriente ecuatoriano mediante la utilización del sistema Gyro While Drilling en la sección magnéticamente interferida.”. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Chini, M. R. (n.d.). *El efecto giroscópico*. Retrieved from www2.ib.edu.ar/becaib/cd-ib/trabajos/Chini.pdf: www2.ib.edu.ar/becaib/cd-ib/trabajos/Chini.pdf
- Constitución de la República del Ecuador*. (2008).
- Criado, J. (2015). Estudio de las Tecnologías de Producción del Shale Gas.
- Duck et al. (2014). Combining MWD Ranging Technology and Gyro While Drilling (GWD) In High Inclination Wellbores Deliver Reduced Drilling Costs and Complexity without Compromising Safety. *IADC/SPE168051*.
- ElGizawy, M., Noureldin, A., & El-Sheimy, N. (2010). Continuous Wellbore Surveying While Drilling Utilizing MEMS Gyroscopes Based on Kalman Filtering. *SPE(135602)*.
- Ewelike Okwu, A. (2015). Applying Gyro While Drilling Technology to Enhance Tophole Drilling: Niger Delta Experience. *SPE-178289-MS*.
- Gabolde, G., & Nguyen, J. P. (2014). *Drilling Data Handbook* (Novena ed.). Paris, Francia: Technip.
- Garza et al. (2010). Gyro Guidance Techniques and Telemetry Methods Prove Economical in Onshore Multi-Well Pad Drilling Operations in the Piceance Basin. *IADC/SPE(128299)*.

- Gong, W. (1988, 1 enero). Directional Drilling Technology with the Parabola Method. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/17829-MS
- Gutiérrez, J. D., & Rodríguez, C. F. (2013, diciembre). Diseño de un sistema de control de orientación utilizando giroscopios de control de momento. *Scientia Et Technica*, XVIII(4).
- Inglis, T. A. (1987). *Petroleum Engineering and Development Studies*. Salisbury: Acorn Bookwork.
- Kabirzadeh et al. (2017). Variable In-Field Geomagnetic Referencing for Improved Wellbore Positioning in Directional Drilling. *SPE-188653-MS*.
- LABOGEO. (1995). *Estudio Sedimentológico de las Areniscas U y T. Campo Libertador: Informe Técnico Petroproducción No. PPR-GL-346*. Guayaquil, Ecuador.
- López, M. (2017). *Optimización del transporte de crudo pesado, mediante la implementación de un sistema de calentamiento de fluido en el campo Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT)*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Lowdon, R., Igarashi, J., & Sargin, D. (2017). Solid State Gyro While Drilling Technology Provides Accuracy And Robustness. *SPE-187220-MS*.
- Mantle, K. (2014). *Oilfield Review. Defining Directional Drilling. The Art of Controlling Wellbore Trajectory*.
- Marquez, G. (2009). "Diseño de Trayectorias de Perforación de Pozos Petroleros Utilizando Algoritmos Genéticos". P 19.
- Mejía, P. M. (2010). *Técnicas en operaciones de desvío de pozos, uso de whipstock*.
- Muñoz, A. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. Tesis de

- Grado, Universidad Nacional Autónoma de México. Retrieved from
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>
- Noureldin et al. (2000). Estudio cuantitativo de la aplicabilidad de los giróscopos de fibra óptica
Pozo de MWD Topografía. *SPE*.
- PEMEX. (2002). Un Siglo de la Perforación en México. “Diseño de Perforación de Pozos”. 109.
- Poedjono, B. A. (2011). Using geomagnetic referencing technology for precise wellbore
placement AADE-11-NTCE-13, AADE. *National Technical Conference and Exhibition*.
- Rabanal, J. C. (2009). Optimización del emplazamiento de pozos direccionales y horizontales
usando registros de imágenes en tiempo real de las herramientas LWD.
- Rezabala, B. (2017). *APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA DE ROTACIÓN CONTINUA (RSS)
PARA OPTIMIZAR EL PROCESO DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO AUCA*. Santa
Elena: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Ruslan Kasumov, S. S., Joris Houvet, S. G., & Timur Kasumov, S. E. (2010). Gyro-While-
Drilling Technology—Solution for Directional Tophole Drilling. *IADC/SPE 135910*.
- San Lucas, C. M. (2015). *LOS DERECHOS DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS ANTE LA
EXPLOTACIÓN PETROLERA DEL YASUNÍ-ITT*. TARRAGONA: UNIVERSITAT
ROVIRA I VIRGILI.
- Schlumberger. (1998). Anadrill Sugar Land Learning Center. “Calculating Directional Well
Profile Variables”. P. 65.
- Schroeter, D. R., & Chan, H. W. (1989, Septiembre 1). Successful Application of Drilling
Technology Extends Directional Capability. *Society of Petroleum Engineers*.
doi:10.2118/17660-PA

Thompson, J. C. (1979, Enero 1). Deep Directional Drilling. *Society of Petroleum Engineers* .

doi:10.2118/7835-MS

Vanegas, C. (2010). *Análisis de la viabilidad del proyecto Ishpingo-Tiputini-Tambococha*.

Cuenca: Universidad del Azuay.

Weston, J., Ledroz, A., & Ekseth, R. (2014). New Gyro While Drilling Technology Delivers

Accurate Azimuth and Real-Time Quality Control for All Well Trajectories. *SPE*

Drilling & Completion.