



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

**PROYECTO DE TITULACIÓN PARA OPTAR EL GRADO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE
EXTENDIDO APLICANDO GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL PARA
MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL
CAMPO ITT”**

AUTOR:

LUIS VICENTE COLORADO FRANCO

TUTOR:

ING. ROMEL ERAZO BONE, MSc.

LA LIBERTAD-SANTA ELENA -ECUADOR

2018

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

**PROYECTO DE TITULACIÓN PARA OPTAR EL GRADO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE
EXTENDIDO APLICANDO GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL PARA
MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL
CAMPO ITT”.**

AUTOR:

LUIS VICENTE COLORADO FRANCO

TUTOR:

ING. ROMEL ERAZO BONE, MSc.

LA LIBERTAD-ECUADOR

2018

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo, **Luis Vicente Colorado Franco**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de investigación es de mi autoría; cuyo tema no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Posteriormente, 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.

Atentamente,

Luis Vicente Colorado Franco
C.I. N° 2400094484

CERTIFICACIÓN DE TUTOR

En mi calidad de Tutor de proyecto de titulación:

**“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE
EXTENDIDO APLICANDO GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL PARA
MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL
CAMPO ITT”**, desarrollada por el estudiante Sr. **Luis Vicente Colorado**

Franco egresado 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 Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,

Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
CI. 0802990838
Docente Tutor

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.

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

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

A petición del interesado tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del presente Trabajo de Titulación con el tema:

"GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO APLICANDO GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL CAMPO ITT", del egresado *LUIS VICENTE COLORADO FRANCO* con cédula de identidad N°2400094484, de la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

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

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

CERTIFICA,


Lic. Narcisa García Cajape
C.I 1307095818

La Libertad, _11 de _Abril__ del _2018_

**CERTIFICADO ANTIPLAGIO
001-TUTOR RAEB-2018**

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “ **GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO APLICANDO GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL CAMPO ITT** ”, elaborado por el(a) estudiante **Luis Vicente Colorado Franco**, egresado(a) de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de CIENCIAS DE LA INGENIERIA de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, 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 4% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Ing. Romel Angel Erazo Bone, MSc.

C.I.:0802990838

DOCENTE TUTOR

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios infinitamente por su bondad y misericordia al permitirme alcanzar una de las tantas metas profesionales proyectadas en mi vida.

A mi madre, Fanny, ya que prácticamente ha sido mi mayor ejemplo de superación, mi pilar fundamental y la persona que le ha dado sentido y rumbo a mi vida y a mi padre Luis, por haber colaborado en los momentos más oportunos.

A mis abuelos, Vicente y Martha, por haber creído profundamente en mí, por su apoyo incondicional y por su gran enseñanza de valores de vida para conmigo.

A mis hermanas, Judith, María y Narcisa, por estar ahí brindándome su apoyo a pesar de las adversidades de la vida.

A mis tíos (as), Nelly, Martha, Víctor y Lucho, por estar ahí siempre cuando pensaba que no había alguien en quien apoyarse.

A mis amigos, Andrés, Carlos, Toro Gabriel y Selena, ya que prácticamente han sido personas fundamentales e indispensables para mi vida y en mi formación como profesional.

A mi tutor, Ingeniero Romel Erazo, que aparte de ser mi guía en mi proyecto de grado ha sido un gran amigo y al Ingeniero Darío Cedeño que colaboro para la elaboración de la actual investigación.

Y finalmente, agradezco a los Ingenieros Alamir Álvarez, Carlos Portilla, Ricardo gallegos, Fidel Chuchuca, José Villegas por compartir conmigo sus experiencias y conocimientos en el proceso académico.

LUIS COLORADO

DEDICATORIA

A mi padre Jehová, luz, esperanza y guía en todo este viaje hacia el éxito.

A mi madre, por su gran sacrificio, por su amor y apoyo incondicional para que este sueño se hiciera realidad.

A mis abuelos, Martha y Vicente, por creer en mí a pesar de todas las circunstancias y dificultades de la vida.

A mis hermanas, Judith, Narcisa y María, a mis sobrinas Luisa y Camila, por alegrar los días más difíciles de mi vida.

A la universidad, a los docentes de la facultad y a todos los que colaboraron para la elaboración de esta investigación.

LUIS COLORADO

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

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

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

Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
DOCENTE TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo
DOCENTE ESPECIALISTA

Abg. Lidia Villamar Moran, MSc.
SECRETARIA GENERAL

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	PÁGINA
DECLARACIÓN EXPRESA	III
CERTIFICACIÓN DE TUTOR.....	IV
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	V
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA	VIII
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	IX
RESUMEN.....	21
PRESENTACIÓN.....	25
CAPÍTULO I.....	27
1. MARCO METODOLÓGICO.....	27
1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA.....	27
1.2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN.....	28
1.3. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	30
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.....	31
1.5. OBJETIVOS.....	31
1.5.1. OBJETIVO GENERAL.....	31
1.5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	32
1.6. HIPÓTESIS.....	32
CAPÍTULO II.....	33
2. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	33
2.1. INTRODUCCIÓN.....	33
2.2. DEFINICIÓN DE POZO HORZONTAL.....	33
2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	34
2.4. PERFILES DE POZOS HORIZONTALES.....	35
2.4.1. POZOS HORIZONTALES DE RADIO LARGO.....	36
2.4.1.1. PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO EN LOS POZOS HORIZONTALES DE ALTO ÁNGULO.....	37
2.4.2. POZOS HORIZONTALES DE RADIO MEDIO.....	38
2.4.3. POZOS HORIZONTALES DE RADIO INTERMEDIO.....	39
2.4.4. POZOS HORIZONTALES DE RADIO CORTO.....	41

2.5.	ASPECTOS A CONSIDERAR PARA REALIZAR UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	41
2.6.	PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	42
2.7.	APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES.....	45
2.8.	PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA LA APLICACIÓN DE PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	45
2.8.1.	YACIMIENTOS NO FRACTURADOS.....	45
2.8.2.	ESPESOR DE LA ARENA.....	46
2.8.2.1.	ANISOTROPIA DE LAS PERMEABILIDADES.....	46
2.8.2.2.	DISCONTINUIDAD DE LAS PERMEABILIDADES.....	47
2.8.2.3.	FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS.....	48
2.8.3.	INCERTIDUMBRE GEOLOGICA.....	49
2.9.	AFLUENCIA DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES.....	49
2.9.1.	ÁREA DE DRENAJE DE POZOS HORIZONTALES.....	49
2.9.2.	RELACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN.....	50
2.10.	PARÁMETROS GEOMÉTRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL.....	51
2.11.	CONCEPTOS Y HERRAMIENTAS PARA DIRECCIONAR POZOS HORIZONTALES DE ALTO ÁNGULO Y ALCANCE EXTENDIDO.....	53
2.11.1.	SARTA DE PERFORACIÓN.....	53
2.11.2.	TÉCNICAS DE PERFORACIÓN.....	54
2.12.	HERRAMIENTAS DIRECCIONALES.....	55
2.12.1.	MOTORES DE FONDO.....	55
2.12.1.1.	MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM).....	56
2.13.	SISTEMA DE MEDICIÓN.....	57
2.13.1.	SISTEMA MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING).....	57
2.13.1.1.	TELEMETRÍA.....	58
2.13.2.	SISTEMA LWD (LOGGING WHILE DRILLING).....	60
2.14.	SISTEMA ROTATORIO.....	61
2.14.1.	SISTEMA ROTATORIO DIRIGIBLE (RSS).....	61
2.14.1.1.	EMPUJE DE LA BROCA – PUSH THE BIT.....	62
2.14.1.2.	DIRECCIONAMIENTO DE LA BROCA – POINT THE BIT.....	63
2.15.	HERRAMIENTAS DE DEFLEXIÓN.....	64
2.15.1.	CODO DESVIADOR – BENT SUB.....	64
2.16.	ESTABILIZADORES.....	65
2.16.1.	TIPOS DE ENSAMBLAJES DE PERFORACIÓN.....	66
2.16.1.1.	ENSAMBLAJE FULCRUM (BUILD / CONSTRUIR).....	67
2.16.1.2.	ENSAMBLAJE PENDULAR (TUMBAR / CAER).....	68
2.16.1.3.	ENSAMBLAJE DE MANTENER ÁNGULO.....	69

CAPÍTULO III70

3. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA Y FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.....70

3.1.	MÉTODOS DE ESTUDIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS SURVEYS DIRECCIONALES PARA EL DISEÑO DE POZO.....	70
3.1.1.	MÉTODO DE BALANCE TANGENCIAL.....	71

3.1.2.	MÉTODO DE ÁNGULO PROMEDIO.....	72
3.1.3.	MÉTODO DE RADIO DE CURVATURA.....	73
3.1.4.	MÉTODO DE CURVATURA MÍNIMA.....	75
3.2.	MÉTODOS DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES.....	76
3.2.1.	CURVA DE CONSTRUCCIÓN SENCILLA.....	76
3.2.2.	CURVA DE CONSTRUCCIÓN TANGENTE SIMPLE.....	77
3.2.3.	CURVA DE CONSTRUCCION TANGENTE COMPLEJA.....	78
3.2.4.	CURVA DE CONSTRUCCIÓN IDEAL.....	79
3.3.	DISEÑO DE TRAYECTORIA PARA UN POZO HORIZONTAL DE ALCANCE EXTENDIDO.....	79
3.4.	FACTORES A CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.....	82
3.4.1.	BOTTOM HOLE ASSEMBLIES (BHA).....	83
3.4.2.	TORQUE Y ARRASTRE.....	86
3.4.2.1.	MEDIDA DE ARRASTRE DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.....	87
3.4.2.2.	ARRASTRE POR FRICCIÓN.....	87
3.4.3.	PANDEO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.....	88
3.4.4.	DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.....	90
3.4.4.1.	FACTOR DE FLOTACIÓN.....	90
3.4.4.2.	LONGITUD DE LOS DRILL COLLAR (DC) Y TUBERÍA PESADA (HWDP).....	91
3.4.5.	TENSIÓN.....	93
3.4.5.1.	RESISTENCIA DEL DRILL PIPE (DP) A LA TENSIÓN (Pt).....	94
3.4.5.2.	FACTOR DE SEGURIDAD POR TENSIÓN.....	95
3.4.5.3.	CARGA PERMISIBLE (Pa).....	95
3.4.5.4.	MARGEN DE SOBRETENSIÓN (MOP).....	95
3.4.5.5.	CARGA O TENSIÓN DE TRABAJO (PW).....	95
3.4.6.	LONGITUD MÁXIMA DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.....	96
3.4.7.	PESO SOBRE LA BROCA EN POZOS VERTICALES E INCLINADOS.....	96
3.4.8.	MECANISMO DE APLICACIÓN DE LOS ESTABILIZADORES.....	97

CAPÍTULO IV.....99

**4. GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL EN EL GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS
HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO.....99**

4.1.	INTRODUCCIÓN.....	99
4.2.	GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE.....	100
4.2.1.	ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE.....	100
4.2.2.	PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA DE LAS DIFERENTES FORMACIONES EN LA CUENCA ORIENTE.....	102
4.3.	GEONAVEGACIÓN.....	102
4.3.1.	GEONAVEGACIÓN EN POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO.....	103
4.3.1.1.	VELOCIDADES DE PERFORACIÓN EN LA GEONAVEGACIÓN DEL ALCANCE EXTENDIDO DEL POZO.....	104
4.3.1.2.	CONSIDERACIONES PARA LA PERFORACIÓN/DIRECCIÓN DEL ALCANCE EXTENDIDO DEL POZO EN EL PROCESO DE GEONAVEGACIÓN.....	105
4.3.1.3.	TÉCNICAS PARA GEONAVEGAR EN UN POZO HORIZONTAL DE ALCANCE EXTENDIDO.....	106
4.3.1.3.1.	CURVA SIMPLE.....	106

4.3.1.3.2.	CURVAS AZIMUTALES.....	107
4.3.1.3.2.1.	MEDIDA DE GEOSSEÑALES.....	109
4.3.1.3.3.	IMÁGENES DE PARED DEL POZO.....	111
4.4.	GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO.....	112
4.4.1.	GEOPOSICIONAMIENTO.....	112
4.4.2.	TIPOS DE GEOPOSICIONAMIENTO PARA UN POZO HORIZONTAL DE ALCANCE EXTENDIDO.....	113
4.4.2.1.	GEOPOSICIONAMIENTO REACTIVO.....	113
4.4.2.2.	GEOPOSICIONAMIENTO PROACTIVO.....	114
4.5.	ESCENARIOS GEOLÓGICOS PARA EL GEOPOSICIONAMIENTO EN LOS POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO.....	115
4.5.1.	ESCENARIOS DE ACUÑAMIENTO.....	115
4.5.2.	ESCENARIO DE DISCORDANCIA.....	115
4.5.3.	ESCENARIOS DE CANALES DE ARENAS.....	116
4.5.4.	ESCENARIOS DE CONTACTO GAS-PETRÓLEO Y PETRÓLEO- AGUA.....	116
4.5.5.	ESCENARIO DE UN YACIMIENTO CON POROSIDAD VARIABLE.....	116
4.6.	HERRAMIENTA PERISCOPE LWD PARA GEONAVEGAR EN ZONAS DIFÍCILES DE PERFORAR.....	117
4.6.1.	PERISCOPE.....	117
4.6.2.	TEORÍA DE OPERACIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	120
4.6.2.1.	FÍSICA BÁSICA DE SERVICIO DE MEDICIÓN.....	121
4.6.2.2.	MEDICIONES DIRECCIONALES.....	121
4.6.3.	FUNDAMENTOS BÁSICOS DE MEDICIÓN.....	123
4.6.3.1.	VARIACIÓN AZIMUTAL DEL ACOPLAMIENTO DIRECCIONAL.....	123
4.6.3.2.	DEFINICIÓN DE MEDICIONES.....	125
4.6.3.3.	RESPUESTA DIRECCIONAL Y LÍMITE DE LA CAPA.....	127
4.6.3.4.	INVERSIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL.....	129
4.6.3.4.1.	TELEMETRÍA: TRANSMISIÓN DE DATOS A SUPERFICIE.....	130

CAPÍTULO V 132

5. MODELO GEOLÓGICO Y CURVAS DE RESISTIVIDAD PARA LA GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL (CASO DE ESTUDIO).....132

5.1.	MODELO GEOLÓGICO PARA EL PROCESO DE GEONAVEGACIÓN.....	133
5.2.	MODELO DE REGRESIÓN MATEMÁTICO PARA GENERAR LA CURVA DE TENDENCIA DE RESISTIVIDAD DE LOS LÍMITES DEL ESTRATO.....	136
5.2.1.	CURVA DE TENDENCIA DE RESISTIVIDAD DEL TOPE DEL ESTRATO.....	136
5.2.2.	CURVA DE TENDENCIA DE RESISTIVIDAD DE LA BASE DEL ESTRATO.....	139
5.3.	ESCENARIO PROPUESTO DE ACUERDO AL MODELO GEOLÓGICO-CURVAS DE RESISTIVIDAD.....	142

CAPÍTULO VI..... 144

6. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES.....144

6.1.	CONCLUSIONES.....	144
6.2.	RECOMENDACIONES.....	146

6.3.	BIBLIOGRAFÍA.....	148
6.4.	ANEXOS.....	151

ÍNDICE DE FIGURAS

CONTENIDO	PÁGINA
<i>Figura 2.1: Representación esquemática de la perforación horizontal, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	34
<i>Figura 2.2: Tipos de pozos horizontales.</i>	35
<i>Figura 2.3: Pozo Horizontal de radio largo, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	36
<i>Figura 2.4: Perfil horizontal de radio medio, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	38
<i>Figura 2.5: Pozo horizontal de radio corto, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	39
<i>Figura 2.6: Etapas de perforación de un pozo horizontal, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	42
<i>Figura 2.7: Fase de construcción continua, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	43
<i>Figura 2.8: Fase de construcción de dos puntos de desvío, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	44
<i>Figura 2.9: Pozo horizontal en presencia de discontinuidades.</i>	48
<i>Figura 2.10: Intersección de fracturas en pozo vertical vs horizontal, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	48
<i>Figura 2.11: Desarrollo de un yacimiento perforando pozos horizontales vs verticales.</i>	49
<i>Figura 2.12: Fractura de pozo horizontal vs uno vertical.</i>	50
<i>Figura 2.13: Parámetros geométricos de un pozo horizontal, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	51
<i>Figura 2.14: Motor de fondo-PDM.</i>	56
<i>Figura 2.15: Relación Rotor/Estator de motores de fondo PDM.</i>	57
<i>Figura 2.16: Sistema MWD.</i>	58
<i>Figura 2.17: Pulsos positivos o negativos.</i>	60
<i>Figura 2.18: Registros eléctricos obtenidos por la herramienta LWD.</i>	61
<i>Figura 2.19: Sistema rotatorio dirijible Push the Bit.</i>	63
<i>Figura 2.20: Power Drive Xceed Point the Bit.</i>	64
<i>Figura 2.21: Codo desviador- Bent Sub.</i>	65
<i>Figura 2.22: Estabilizadores.</i>	66
<i>Figura 2.23: Principios de estabilización.</i>	66
<i>Figura 2.24: Ensamblaje con dos estabilizadores.</i>	68
<i>Figura 2.25: Configuración del ensamblaje de fondo Tumbler /Drop.</i>	69
<i>Figura 2.26: Configuración de ensamblaje de fondo Empacado / Rígido (Hold / Mantener).</i>	69
<i>Figura 3.1: Locaciones de surveys en superficie y objetivo.</i>	71
<i>Figura 3.2: Método de balance tangencial, elaborado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	71
<i>Figura 3.3: Método de ángulo promedio.</i>	73
<i>Figura 3.4: Método de radio de curvatura.</i>	74
<i>Figura 3.5: Método de curvatura mínima.</i>	75
<i>Figura 3.6: Curva de construcción sencilla, modificado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	77

<i>Figura 3.7: Curva de construcción tangente simple, elaborado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	78
<i>Figura 3.8: Curva de construcción tangente compleja, elaborado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	78
<i>Figura 3.9: Curva de construcción ideal, elaborado en Autocad por Colorado Luis, 2018.</i>	79
<i>Figura 3.10: Diseño de trayectoria (vista en planta), generada en Matlab por Colorado Luis, 2018</i>	82
<i>Figura 3.11: Componentes del BHA.</i>	84
<i>Figura 3.12: Formas de dogleg.</i>	87
<i>Figura 3.13: Tipos de pandeo en la tubería de perforación.</i>	89
<i>Figura 3.14: Representación gráfica del factor de flotación.</i>	90
<i>Figura 3.15: Tipos de BHA, 1 parte superior izquierda, 2 parte superior derecha y 3.</i>	93
<i>Figura 3.16: Criterios para diseño de BHA bajo tensión.</i>	94
<i>Figura 3.17: Mecanismo de aplicación de estabilizadores para configuración del BHA.</i>	98
<i>Figura 4.1: Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). Columna estratigráfica del oriente ecuatoriano. Recuperado de http://books.openedition.org/ifea/2984?lang=es#authors.</i>	101
<i>Figura 4.2: Requerimientos básicos para una geonavegación exitosa, obtenido del artículo Horizontal Well Geosteering: Planing, Monitoring and Geosteering.</i>	104
<i>Figura 4.3: Método para calcular la distancia de reentrada cuando el pozo ha salido de la formación objetivo, obtenido del artículo: The Principles and Procedures of Geosteering.</i>	106
<i>Figura 4.4: Respuestas de resistividad de la herramienta LWD no azimutal, obtenido del artículo: Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale, SPE 152160.</i>	107
<i>Figura 4.5: Respuesta azimutal de la herramienta LWD, obtenido del artículo: Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale, SPE 152160.</i>	108
<i>Figura 4.6 Respuestas de las medidas de geoseñales direccional en la geonavegación, obtenido del artículo: Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale, SPE 152160.</i>	109
<i>Figura 4.7: Medidas de resistividad azimutal como imágenes, , obtenido del artículo: Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale, SPE 152160.</i>	111
<i>Figura 4.8: Puntos de distancia del límite de las capas (Distance to Bed Boundary, DTBB), obtenido del artículo: Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale, SPE 152160.</i>	112
<i>Figura 4.9: Geoposicionamiento reactivo, imágenes donde se observa si la trayectoria de la perforación esta sobre o bajo un evento geológico.</i>	113
<i>Figura 4.10: Resistividad azimutal para geoposicionamiento proactiva. Obtenida del artículo SPE-132439.</i>	115
<i>Figura 4.11: Herramienta PeriScope 475 combinada. Obtenido del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.</i>	119
<i>Figura 4.12: Herramienta PeriScope 675 combinada. Obtenida del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.</i>	120

<i>Figura 4.13: Distribución de las antenas transmisoras y receptoras de la herramienta. Obtenido del artículo: Field Evaluation of LWD Resistivity Logs in Highly Deviated and Horizontal Wells in Saudi Arabia, SPE-168079.</i>	<i>122</i>
<i>Figura 4.14: Acoplamiento direccional de la antena axial comparada con el acoplamiento de la antena axial-axial. Obtenido del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 4.15: Respuesta de medición de propagación direccional de 96 in. Obtenido del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 4.16: Modelado previo de respuesta de herramienta. Obtenido del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.</i>	<i>130</i>
<i>Figura 4.17: Sistematización de los componentes de telemetría. Obtenido del artículo: Reliable High-speed Mud Pulse Telemetry, SPE/IADC-173032-MS.....</i>	<i>131</i>
<i>Figura 5.1: Modelo geológico del campo UPSE con tres pozos perforados, elaborado en CMG por Colorado Luis, 2018.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 5.2: Modelo geológico desarrollado mediante parámetros petrofísicos para el proceso de geonavegación, elaborado en CMG por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>134</i>
<i>Figura 5.3: Representación gráfica de la curva de tendencia del tope del estrato, generado en Excel por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>139</i>
<i>Figura 5.4: Representación gráfica de la curva de tendencia de la base del estrato, generado en Excel por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>141</i>
<i>Figura 5.5: Curvas de resistividad de tope y base del estrato, elaborado en Excel por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>142</i>
<i>Figura 5.6: Trayectoria no deseada de posicionamiento del pozo dentro de la arena productora con las curvas de resistividad integradas, elaborado en CMG por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>143</i>
<i>Figura 5.7: Trayectoria del posicionamiento del pozo dentro de la arena productora con las curvas de resistividad integradas, elaborado en CMG por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>143</i>
<i>Figura 6.1: Diseño de planificación de pozo (TVD vs VS) (ft), realizado en Compas por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>152</i>
<i>Figura 6.2: Diseño de planificación de pozo [West (-)/East (+)] (ft), realizado en Compas por Colorado Luis, 2018.....</i>	<i>152</i>
<i>Figura 6.3: Uso de estabilizador en un pozo de 6 1/8 in.</i>	<i>152</i>
<i>Figura 6.4: Uso de estabilizador en un pozo de 6 1/8 in.</i>	<i>152</i>

ÍNDICE DE ECUACIONES

CONTENIDO	PÁGINA
<i>Ecuación 1: Para calcular incremento ΔV.....</i>	72
<i>Ecuación 2: Para calcular incremento ΔN.</i>	72
<i>Ecuación 3: Para calcular incremento ΔE.....</i>	72
<i>Ecuación 4: Para calcular incremento ΔV.....</i>	73
<i>Ecuación 5: Para calcular incremento ΔN.</i>	73
<i>Ecuación 6: Para calcular incremento ΔE.....</i>	73
<i>Ecuación 7: Para calcular radio de curvatura.</i>	74
<i>Ecuación 8: Para calcular incremento ΔV.....</i>	74
<i>Ecuación 9: Para calcular incremento horizontal.</i>	74
<i>Ecuación 10: Para calcular radio en el plano horizontal.</i>	74
<i>Ecuación 11: Para calcular incremento ΔN.</i>	75
<i>Ecuación 12: Para calcular incremento ΔE.....</i>	75
<i>Ecuación 13: Para calcular el ángulo de pata de perro.....</i>	76
<i>Ecuación 14: Para calcular el factor de radio.</i>	76
<i>Ecuación 15: Para calcular incremento ΔV.....</i>	76
<i>Ecuación 16: Para calcular incremento ΔN.</i>	76
<i>Ecuación 17: Para calcular incremento ΔN.</i>	76
<i>Ecuación 18: Para calcular el radio de curvatura con respecto a la tasa de construcción.</i>	80
<i>Ecuación 19: Para calcular la dirección de la zona de interés.</i>	80
<i>Ecuación 20: Para calcular el desplazamiento horizontal en la que se encuentra el objetivo.</i>	80
<i>Ecuación 21: Para calcular la longitud de cada sección perforada.</i>	80
<i>Ecuación 22: Formula para determinar el arrastre por fricción.</i>	88
<i>Ecuación 23: Formulas para determinar el pandeo de la tubería.</i>	89
<i>Ecuación 24: Para calcular el Factor de flotación.</i>	90
<i>Ecuación 25: Para determinar la longitud de los DC.</i>	91
<i>Ecuación 26: Para Determinar la Longitud total de los DC, PARA UN BHA Tipo 1.</i>	91
<i>Ecuación 27: Para determinar la longitud total de la tubería pesada, para un BHA Tipo 3.</i>	92
<i>Ecuación 28: Para determinar la carga permisible en la DP.</i>	95
<i>Ecuación 29: Para determinar la tensión de trabajo en la DP.</i>	95
<i>Ecuación 30: Para determinar la Longitud Máxima de la DP.</i>	96
<i>Ecuación 31: Formula para determinar el peso sobre la broca en pozos verticales.....</i>	96
<i>Ecuación 32: Formula para determinar el peso sobre la broca en pozos inclinados.....</i>	96
<i>Ecuación 33: Para determinar datos direccionales.</i>	123
<i>Ecuación 34: Para determinar datos direccionales.</i>	123
<i>Ecuación 35: Parámetros usados en las fórmulas de datos direccionales.....</i>	124
<i>Ecuación 36: Para determinar la atenuación direccional.</i>	126
<i>Ecuación 37: Para determinar el cambio de fase direccional.....</i>	126
<i>Ecuación 38: Ángulo relacionado con el de la formación.....</i>	126

<i>Ecuación 39: Ecuación cuadrática para hallar los valores de resistividad</i>	<i>136</i>
<i>Ecuación 40: Ecuación para determinar constantes</i>	<i>136</i>
<i>Ecuación 41: Ecuación para determinar constantes</i>	<i>136</i>
<i>Ecuación 42: Ecuación para determinar constantes</i>	<i>136</i>
<i>Ecuación 43: Sistema de ecuaciones para hallar las constantes definidas.</i>	<i>138</i>
<i>Ecuación 44: Ecuación cuadrática para hallar los valores del tope del estrato</i>	<i>140</i>
<i>Ecuación 45: Sistema de ecuaciones para hallar las constantes definidas.</i>	<i>140</i>

ÍNDICE DE TABLAS

CONTENIDO	PÁGINA
<i>Tabla 1: Cálculo de los diferentes surveys, realizado en Matlab por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 2: Componentes de BHA para construcción de ángulo en un pozo de 9 7/8".</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 3: Componentes de BHA para construcción de ángulo en un pozo de 6 1/2".</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 4: Componentes de BHA para alcance lateral en un pozo de 6 /12.</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 5: Profundidad vertical verdadera de las formaciones de la Cuenca Oriente Ecuatoriano</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 6: Medidas que proporciona la herramienta PeriScope 475, obtenida del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.</i>	<i>118</i>
<i>Tabla 7: Medidas que proporciona la herramienta PeriScope 675, obtenida del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.</i>	<i>118</i>
<i>Tabla 8: Resistividad de los pozos a diferente profundidad, elaborado por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>135</i>
<i>Tabla 9: Valores de resistividades del tope del estrato, elaborado por Colorado Luis, 2018. ...</i>	<i>136</i>
<i>Tabla 10: Valores de las variables para el sistema de ecuaciones, generado en Excel por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>138</i>
<i>Tabla 11: Valores de resistividad de la base del estrato, elaborado por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>139</i>
<i>Tabla 12: Valores de las variables para el sistema de ecuaciones, generado en Excel por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>140</i>
<i>Tabla 13: Informe de planificación para diseño de curva de un pozo horizontal de alcance extendido, realizado en Compas por Colorado Luis, 2018.</i>	<i>151</i>

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

**“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE
EXTENDIDO APLICANDO GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL PARA
MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL
CAMPO ITT”**

Autor: Luis Vicente Colorado Franco

Tutor: Ing. Romel Erazo Bone, MSc.

RESUMEN

En este proyecto de investigación se analiza el geoposicionamiento de pozos horizontales de alcance extendido aplicando geonavegación azimutal para mejorar la recuperación de crudos pesados en el campo ITT.

El objetivo de este estudio es analizar los principios básicos de tecnología moderna como ERD (Extended Reach Drilling-Perforación de Alcance Extendido), geonavegación azimutal y herramientas azimutales. Lo cual permita tener una perforación eficaz y precisa, además reduciendo el impacto ambiental dentro de las zonas protegidas del campo ITT.

Esta investigación comprende un desarrollo progresivo de diferentes etapas, dando inicio de una recopilación bibliográfica hasta la especificación de la herramienta azimutal que hace posible el geoposicionamiento de los pozos horizontales de alcance extendido.

A través de un caso de estudio para la geonavegación azimutal elaborando un modelo geológico y usando curvas de resistividad generadas mediante un modelo matemático, se precisa maximizar el

entendimiento del lector para la respectiva comprensión del proceso de geoposicionamiento del pozo dentro de la arena productora.

En el caso de estudio anteriormente mencionado, se muestran dos escenarios de perforación. Primero, una trayectoria de pozo dentro de la arena productora y segundo, una trayectoria de pozo no deseada.

Palabras claves: Geonavegación azimutal, geoposicionamiento, pozos horizontales, crudos pesados.

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

**“GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE
EXTENDIDO APLICANDO GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL PARA
MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL
CAMPO ITT”**

Autor: Luis Vicente Colorado Franco

Tutor: Ing. Romel Erazo Bone, MSc.

ABSTRACT

This research project analyzes the geo-positioning of horizontal wells of extended reach applying azimuthal geosteering to improve the recovery of heavy oil in the ITT field.

The objective of this study is to analyze the basic principles of modern technology such as ERD (Extended Reach Drilling), azimuthal geosteering and azimuthal tools. This allows having an effective and precise drilling, also reducing the environmental impact within the protected areas of the ITT field.

This investigation includes a progressive development of different stages, starting a bibliographic compilation up to the specification of the azimuthal tool that makes possible the geo-positioning of horizontal wells of extended reach.

Through a case study for azimuthal geosteering, elaborating a geological model and using resistivity curves generated by a mathematical model, it is necessary to maximize the understanding of the reader for the respective understanding of the process of positioning of the well within the production arena.

In the case of the aforementioned study, two drilling scenarios are shown, the first is the scenario of a well trajectory within the producing sand and the second scenario is an unwanted well trajectory.

Key words: Azimuthal geosteering, geo-positioning, horizontal wells, heavy oil.

PRESENTACIÓN

El objetivo de este proyecto de investigación es proporcionar información veraz y precisa, sobre la geonavegación azimutal en pozos horizontales de alto alcance, tanto para profesionales y alumnos. La cual se basa en los siguientes capítulos desarrollados:

En el capítulo 1.- se realiza un breve escrito sobre el tema que se va a tratar, detallando su problemática, sus objetivos tanto general como específicos, antecedentes de la geonavegación azimutal aplicada en pozos horizontales de alcance extendidos y las actuales herramientas que se usan para perforar este tipo de pozos.

En el capítulo 2.- se realiza una investigación bibliográfica de las generalidades de la perforación horizontal, ventajas y desventajas de la misma, equipos que hacen posible la perforación horizontal como los sistemas de medición (MWD y LWD), de rotación (motores de fondo y RSS) y desviación (estabilizadores).

En el capítulo 3.- se realiza un diseño de planeación del pozo en el software Matlab, basado en diferentes métodos de construcción de curva a partir de los surveys, eligiendo el que tiene mayor aplicación en el campo petrolero (método de curvatura mínima), también se describe las partes con las que debe contar la sarta de perforación para este tipo de pozos y los factores que en esta influyen.

En el capítulo 4.- se describe la herramienta azimutal (PeriScope LWD) capaz de permitir la geonavegación en el pozo, los escenarios geológicos que están presentes en estos diseños de pozos, los principios de geonavegación, el principio de funcionamiento de la herramienta y los tipos de geoposicionamiento que se dan en un pozo horizontal de alcance extendido.

En el capítulo 5.- se realiza un modelo geológico para el proceso de geonavegación dentro de la arena productora y se emplea un modelo matemático para hallar las curvas de resistividad del tope y base del estrato.

En el capítulo 6.- finalmente se procede a terminar con las conclusiones, recomendaciones y los anexos.

CAPÍTULO I

1. MARCO METODOLÓGICO.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA.

En la industria petrolera, la explotación y desarrollo del petróleo abarca varias especialidades, una de las más importantes entre todas aquellas, por su alto costo de inversión, complejidad, tiempo y el alto riesgo de operación, es la perforación de nuevos pozos.

El inicio de la explotación de los campos de hidrocarburos se enfocó mayormente en la extracción de grandes volúmenes de crudo por medio de la perforación intensiva. Debido a esto la declinación de crudo en los yacimientos fáciles y someros disminuyó rápidamente, volviendo a la perforación en una actividad más estratégica ya que cada vez son mayores las profundidades que se desean alcanzar.

Las compañías petroleras tienen como prioridad el aumento de reservas, para esto recurren al uso de la tecnología de perforación de pozos direccionales, sistemas de geonavegación y medición de los parámetros del yacimiento en tiempo real.

El tema objeto de esta investigación es la optimización del posicionamiento de pozos horizontales de alcance extendido, basándose en el análisis de las mediciones electromagnéticas (EM) que da la herramienta LWD de profundo alcance, la cual provee información geométrica crítica necesaria para corregir los cálculos de evaluación de formaciones en pozos horizontales altamente desviados y el sistema de navegación que ayuda edificar el rumbo de la perforación en función de los registros obtenidos.

Los datos obtenidos con esta herramienta ayudan a mejorar los procedimientos de simulación de yacimientos y los pronósticos de

producción, forjando una relación fundamental entre las operaciones de perforación, registros de datos y producción.

1.2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN.

(Cuadros, 2010), realizó la publicación de: **Optimización del posicionamiento de pozos horizontales para la explotación de petróleo pesado**, aplicando el servicio de mapeo de límites de capas PeriScope LWD, en la revista “**Petroleum**”, ejecutado en el Campo Girasol situado en Colombia.

El sistema de mapeo de límites de capas PeriScope (tecnología LWD) se adjuntó en la sarta de perforación utilizada en la geonavegación para la construcción de los pozos la cual provee mediciones de resistividad electromagnética azimutal de lectura profunda, permitiendo calcular la distancia y orientación de los límites de las formaciones hasta 21 ft (6,4 m) del pozo, 360° alrededor de este. Estas mediciones transmitidas a superficie en combinación con un software, permiten el mapeo de los límites de la formación perforada independientemente de la anisotropía y del buzamiento.

Aplicando dicha tecnología para el posicionamiento de pozos horizontales de alcance extendido y aplicando un sistema de recuperación mejorada dieron mejoras en resultados con respecto a los pozos perforados verticalmente, aumentando la producción de 100 barriles por día a 700 barriles por día, rectificando que los niveles máximos de producción se dan cuando los pozos horizontales se colocan cerca de la base del yacimiento.

(Weichman, 2013), realizó la publicación de: **El posicionamiento preciso de un tramo lateral maximiza la exposición del yacimiento y las tasas de producción de Vietnam**, aplicando el servicio de mapeo de límites de capas PeriScope LWD con el sistema rotativo direccional RSS, ejecutado

en el campo petrolero Cuu Long Prospect situado en el área marina del sur de Vietnam.

Durante la perforación del primer tramo lateral, el servicio Periscope detectó un límite conductivo por debajo de la trayectoria del pozo, lo que permitió la toma de decisiones en la geonavegación para aumentar la desviación de la trayectoria. El tramo lateral de 423 ft (129 m) de largo fue posicionado en la arenisca objetivo superando el objetivo inicial que era de 328 ft (100 m) dando como resultado el aumento en la producción en el pozo. Debido al éxito que se obtuvo en el alargamiento del tramo en el primer pozo se procedió a realizar la misma operación para los pozos restante.

(Hart, 2011), realizó la publicación de: **Una nueva técnica de geonavegación permite a Maersk Oil optimizar el emplazamiento de un pozo complejo**, aplicando mapeo de límites de capas PeriScope LWD, en un pozo del Mar del Norte.

Para resolver el problema rápidamente, los ingenieros decidieron comparar los datos de la distancia existente hasta los límites (DTB) PeriScope en tiempo real con los datos DTB registrados previamente en el pozo original. El servicio PeriScope que se añadió la sarta de perforación utiliza un dispositivo de resistividad de lectura profunda, que detecta los límites de formaciones hasta una distancia de 21 ft (6,4 m) con la direccionalidad de la capa.

Como resultados se identificó un echado (buzamiento) de formación muy marcado, previamente insospechado, y utilizando información bioestratigrafía se efectuó un giro azimutal con dirección hacia el yacimiento, lo cual ayudó a lograr una exposición de 1804 ft (550 m) en las arenas productoras.

1.3. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

Si bien las reservas de crudos livianos disminuyen significativamente al pasar el tiempo, y la necesidad de producir crudo es mayor, las compañías de exploración y producción recurren a explotar reservas que contienen hidrocarburos pesados, las cuales por lo general se encuentran a mayor profundidad y que para llegar a ellas el nivel operacional en la perforación aumenta significativamente. Siendo así la complejidad que conlleva la perforación de nuevos pozos da por obligación a recurrir a nueva tecnología.

Por lo que la planificación de los pozos se hace más representativa, ya que se necesita producir la mayor cantidad de crudo proveniente del yacimiento, para esto es necesario que los pozos de producción cubran la mayor parte de la arena productora, lo cual se puede lograr perforando pozos horizontales de alcance extendido.

Además, el propósito de este trabajo es analizar la aplicación de geonavegación azimutal en la perforación de dichos pozos dentro de la arena productora, basándonos en las características petrofísicas del yacimiento, registros mientras se va perforando (LWD) de alcance profundo y aplicación de rotación continua (RSS) para mejorar la orientación de perforación dentro del yacimiento, maximizando el posicionamiento del pozo en la zona productora y por consecuencia mejorar la recuperación de hidrocarburos.

¿Cómo influye la geonavegación azimutal en el geoposicionamiento de pozos horizontales de alcance extendido?

1.4. JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

La importancia de este trabajo de investigación es determinar como la geonavegación azimutal aplicada a pozos horizontales de alcance extendido mejora el posicionamiento del pozo dentro la zona de interés, permitiendo recuperar la mayor cantidad de crudo posible.

La perforación de pozos horizontales aplicando geonavegación azimutal ha logrado en los últimos años ser una técnica de perforación eficiente, especialmente para los pozos anteriormente mencionados, ya que esto permite por medio de herramientas azimutales obtener un posicionamiento preciso de los pozos en áreas más complicadas de perforar, minimizando así los costos de operación, el impacto ambiental y aumentando el radio de drenaje del pozo. Reflejando su eficiencia no sólo en la ubicación de los pozos, sino también mejorando la producción de crudo, debido a la exposición que tiene el pozo con el yacimiento. Permitiendo explotar zonas con mayor cuidado ambiental.

Por tal razón, se debe tomar en cuenta las consideraciones básicas para el diseño de la perforación de un pozo horizontal de alto ángulo y el conocimiento sobre la tecnología disponible para el ensamblaje de fondo de pozo, estableciendo las características de funcionamiento que permitan mejorar la productividad y recuperación de hidrocarburos.

1.5. OBJETIVOS.

1.5.1. OBJETIVO GENERAL.

- ❖ Aplicar geonavegación azimutal en el geoposicionamiento de pozos horizontales de alcance extendido para mejorar la recuperación de crudos pesados en el campo ITT.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- ❖ Construir la trayectoria para un pozo horizontal de alcance extendido.
- ❖ Determinar los factores que afectan en el ensamblaje de fondo (BHA) para pozos horizontales de alcance extendido.
- ❖ Describir el tipo de herramienta de geonavegación para el éxito en el posicionamiento del pozo dentro de la zona de interés.
- ❖ Distinguir los posibles escenarios geológicos para el geoposicionamiento en los pozos horizontales de alcance extendido.
- ❖ Plantear los diferentes tipos de geoposicionamiento para los pozos horizontales de alcance extendido.
- ❖ Realizar modelo geológico para el proceso de geonavegación.

1.6. HIPÓTESIS.

Mediante los principios básicos de la perforación horizontal y el conocimiento de tecnología de geonavegación azimutal se precisa maximizar el posicionamiento de pozos horizontales de alcance extendido para mejorar la producción de crudos pesados en zonas donde la perforación convencional afectaría ambientalmente y económicamente.

CAPÍTULO II

2. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.

2.1. INTRODUCCIÓN.

Hasta mediados de los años 80 solo se perforaban pozos verticales en el mundo. A medida que la innovación de la tecnología mejoraba, se introdujeron los pozos inclinados, los cuales permitieron mayor accesibilidad a localizaciones en superficie que podían estar ubicadas a una distancia considerable con respecto a la formación objetivo. Siendo muy provechosos para áreas costa afuera (Fernández, 2010).

Un pozo horizontal tiene como objetivo principal aumentar la productividad de varias formaciones, debido a que estos pozos aumentan el radio de drenaje y con esto se puede incrementar la producción al igual que evitar problemas de conificación de agua o gas. Un pozo horizontal ubicado de forma óptima en la zona productora aparte de producir altos gastos en la producción, genera menos caída de presión debido a que está expuesto a múltiples formaciones (González, Aiza, Montaña, Sibauty & Fernández, 2016).

2.2. DEFINICIÓN DE POZO HORIZONTAL.

Un pozo horizontal:

“Es aquel que se cataloga como un agujero perforado que posee una sección con un arco circular que intercepta el plano del yacimiento con un ángulo de desviación de 90° con respecto al eje vertical (**Figura 2.1**). En la práctica esta teoría no es del todo cierto, ya que pocas veces un pozo horizontal alcanza realmente los 90° , por lo que el término horizontal es aplicable a perfiles de pozos que posean ángulos de desviación superiores a los 70° ”., (Fernández, 2010).

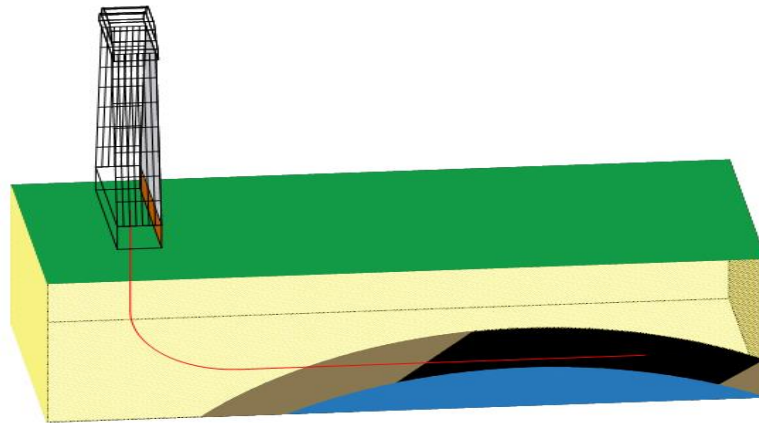


Figura 2.1: Representación esquemática de la perforación horizontal, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.

Las principales ventajas que presenta la aplicación de un pozo horizontal son las siguientes:

- Menor conificación de agua y gas.
- Menor velocidad del fluido
- Menor caída de presión

Unas de las desventajas que presenta esta tecnología son las siguientes:

- Costo más alto que un pozo vertical, el cual oscila entre 1.5 a 2.5 veces más alto.
- Las barreras de permeabilidad vertical (K_v) limitan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- Requieren de fluidos especiales y libres de sólidos para evitar daño a la formación.

2.4. PERFILES DE POZOS HORIZONTALES.

La tecnología de perforación horizontal ha venido desarrollándose a lo largo de los años, dando como resultado diferentes métodos para perforar un pozo horizontal. La particularidad en el radio de curvatura del pozo a ser perforado desde un plano vertical hasta alcanzar la horizontal provee una categoría de tecnología adecuada.

El radio de curvatura está determinado por la tasa de construcción del ángulo que se utilice para pasar desde la vertical hasta la horizontal, existiendo una relación inversa entre las dos; es decir, que cuando se usa una tasa de construcción o tasa de ganancia de ángulo, el radio de curvatura disminuye.

Actualmente existen cuatro tipos básicos de pozos horizontales, los cuales dependen del radio de curvatura que se aplique durante la perforación (**Figura 2.2**).

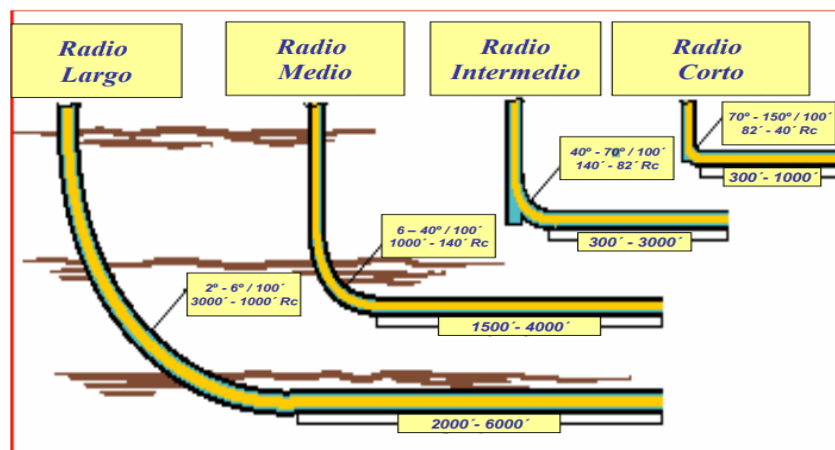


Figura 2.2: Tipos de pozos horizontales.

Fuente: (Calero, 2011) Diseño de Sartas y Perforación Direccional.

2.4.1. POZOS HORIZONTALES DE RADIO LARGO.

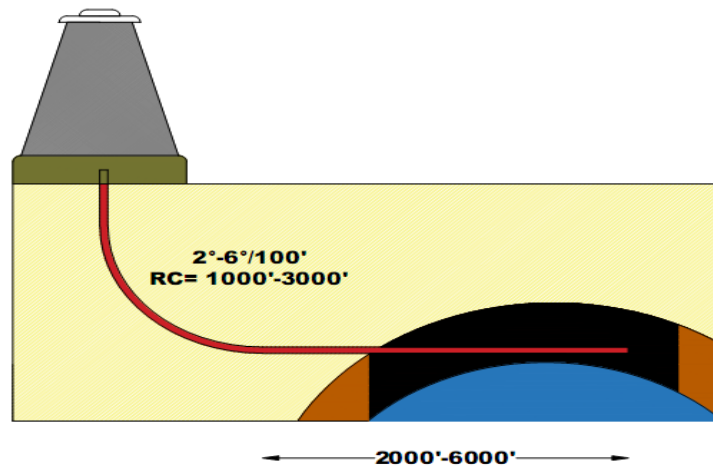


Figura 2.3: Pozo Horizontal de radio largo, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

El método de radio largo ofrece usos limitados para su desarrollo. A pesar de que han sido perforados numerosos pozos de radio largo con el objetivo de investigar y determinar la extensión del yacimiento. Esta técnica se la emplea con mayor frecuencia cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la locación superficial, tales como plataformas de perforación costa afuera, locaciones inaccesibles o yacimientos ubicados bajo áreas restringidas, siendo este método más flexible que los otros métodos.

En esta técnica el punto de desvío (KOP) se encuentra cerca de la superficie para permitir que el objetivo sea alcanzado a la profundidad correcta y como la longitud de la sección de construcción es mayor, se incrementa la longitud en las formaciones encontradas, por lo que se requiere varios tamaños de agujeros.

El control de direcciones es pobre en cuanto a la navegación, debido a esto el manejo de la tubería de perforación (dril pipe) se hace difícil y con frecuencia esta dificultad incrementa el tiempo de perforación. Actualmente este problema es solucionado con el avance de la tecnología y nuevas herramientas de perforación horizontal, este desarrollo ha tenido

dos principales avances, como es la aplicación de: PowerDrive y sistema de registro LWD de profundo alcance.

Los pozos horizontales de radio largo tendrán una inclinación de (2° a 6°) /100 pies y el alcance del radio del pozo será de 1000 a 3000 pies y tendrá un alcance horizontal en la formación de 2000 a 6000 pies hasta llegar el objetivo planteado.

Una de las principales ventajas de la aplicación de esta técnica es:

- Sección lateral larga
- Altos puntos de partida desde la superficie.
- Mejor comportamiento de la perforación rotatoria.
- Puede perforarse con motor de fondo.

Este método también presenta las siguientes desventajas:

- Incremento de costo.
- Mayor requerimiento de casing.

2.4.1.1. PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO EN LOS POZOS HORIZONTALES DE ALTO ÁNGULO.

En los últimos años, la industria de petróleo y gas han desarrollado nuevas tecnologías para perforar pozos de alto ángulo cada vez más largos a través de trayectos más complejos. Hoy las longitudes horizontales de estos pozos de alcance extendido se miden en kilómetros y en millas, y múltiples depósitos aislados se vinculan a un solo pozo.

Un pozo ERD (Extended Reach Drilling-Perforación de Alcance Extendido) se define como aquel que posee una relación entre el desplazamiento horizontal y la profundidad vertical verdadera (HD/TVD) de 2.0 o mayor. Esta relación indica una alta complejidad del pozo, cuanto mayor sea la relación, más complejo es el pozo. Pero se trata solamente

de un indicador básico de la dificultad que implicará la perforación y la terminación del pozo (Schlumberger, 2012).

2.4.2. POZOS HORIZONTALES DE RADIO MEDIO.

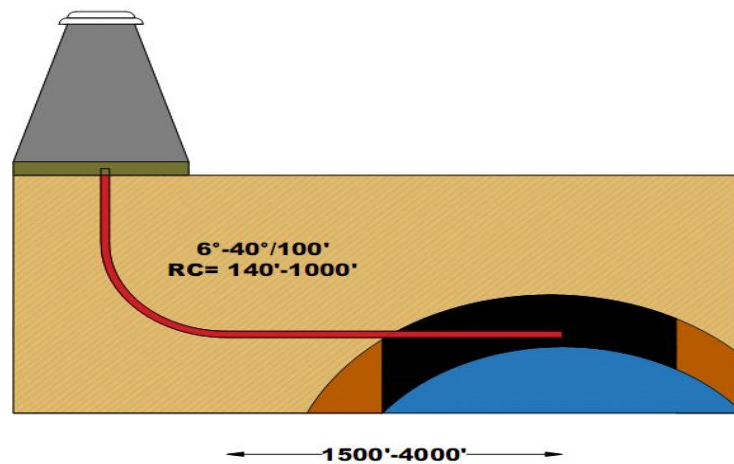


Figura 2.4: Perfil horizontal de radio medio, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

La perforación de un pozo mediante el método de radio medio se lleva a cabo conforme la tubería de perforación lo permita, dada las limitaciones impuestas por esfuerzos combinados de flexión y torsión en la sarta de perforación. Esto es equivalente a una pata de perro de 20°/100 pies cuando se perfora con rotaria, y de 30°/100 pies cuando se perfora con motor de fondo (Meza , 2000).

La profundidad vertical que se necesita para alcanzar el yacimiento en los pozos de radio medio se reduce siendo ventajoso para esta técnica. El perfil de un pozo de radio medio indicará que se requiere menos longitud a perforar y por ende menos longitud en el desplazamiento horizontal para alcanzar el objetivo.

Los pozos horizontales de radio medio tendrán una inclinación de (6° a 40°) /100 pies, el mismo que define un radio de curvatura de 140 a 1000

pies y tendrá un alcance horizontal en la formación de 1500 a 4000 pies hasta llegar el objetivo dentro del reservorio.

Los pozos horizontales de radio medio pueden ser perforados en pozos nuevos o ya existentes, dando a conocer las siguientes ventajas:

- Reduce los costos de operación.
- Disminuye los riesgos geológicos en pozos desviados.
- Pocas longitudes de hueco abierto en comparación al método de radio largo.

Desventajas del método de radio medio:

- Los esfuerzos en la tubería y la fuerza lateral de la broca, causada por la gran curvatura, puede causar grandes diámetros y posible desviación de la broca.
- En el diseño del ensamblaje de fondo se debe poner énfasis para alcanzar uniformes y predecibles índices de construcción.

2.4.3. POZOS HORIZONTALES DE RADIO INTERMEDIO.

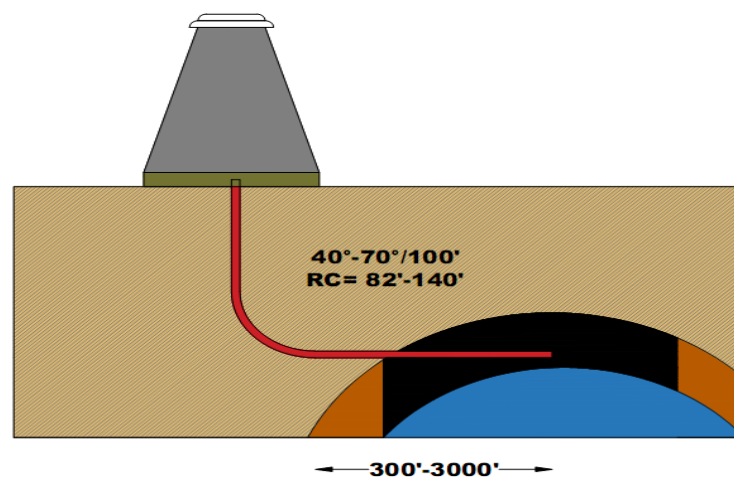


Figura 2.5: Pozo horizontal de radio corto, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

Esta técnica es empleada en yacimientos de tamaño limitado, ya que el pozo puede ser cambiado a horizontal y terminado con menos

desplazamiento del requerido por un pozo horizontal de radio largo. También se aplica en yacimientos que tienen baja permeabilidad y naturalmente fracturados (Meza , 2000).

En los pozos de radio corto la inclinación con respecto a la horizontal se la realiza rápidamente con una tasa de construcción de (40° a 70°) /100 pies, definiendo un radio de curvatura para alcanzar los 90° en 82 a 140 pies logrando un alcance horizontal dentro del reservorio de 300 a 3000 pies.

Las principales ventajas que presenta este método son las siguientes:

- Curva corta.
- Yacimientos que se encuentran a pocas profundidades.
- Se puede perforar varias secciones laterales desde un mismo pozo.
- Se emplean en yacimientos con presiones bajas, aproximadamente unos 18 psi.

Las desventajas que presenta esta técnica son:

- Múltiples viajes con poco control de azimut
- Las herramientas son menos vigorosas que las requeridas por los otros sistemas, y no están en su totalidad estandarizadas por el API.
- La curva y la parte horizontal del pozo serán perforadas con herramientas especiales sujetas a la tubería de perforación, la broca será impulsada a través del radio por dos posibles métodos:
 - a) Por la rotación completa de toda la sarta de perforación desde la superficie,
 - b) Por el desarrollo de los motores articulados de fondo, accionados por la fuerza motriz del lodo y el manejo de las herramientas.

2.4.4. POZOS HORIZONTALES DE RADIO CORTO.

Este método utiliza fluido a alta presión para perforar un agujero semi-horizonta, con un radio que puede cambiar de pulgadas a pies.

Esta técnica puede ser definida como un sistema que no tiene sección de construcción, como una sección lateral. Esta técnica emplea equipos especializados y la preparación del pozo que se requiere depende de la configuración del pozo (abierto o entubado).

Este sistema es empleado para formaciones suaves con fácil penetración, tales como arenas. El tamaño del agujero varia de 2 a 6 pulgadas y está en función de la formación, de las bombas de inyección y del fluido bombeado, mientras que la longitud horizontal se limita a unos pocos metros.

Una de las principales ventajas de esta técnica es que se puede realizar múltiples cavidades de drenaje en la zona a ser producida.

Este sistema presenta las siguientes desventajas:

- Perdidas de control direccional.
- El efecto hidráulico puede ser perjudicial en formaciones sensitivas al agua o en yacimientos que poseen fracturaras naturales.

2.5. ASPECTOS A CONSIDERAR PARA REALIZAR UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL.

Los aspectos que se necesitan tomar en cuenta para considerar la perforación de pozos horizontales son:

- Costos operacionales.
- Características de la roca reservorio (porosidad, saturaciones, temperatura, presión, gravedad específica, relación gas aceite-

GOR, permeabilidad, efecto del drenaje, distancia entre pozos, etc.)

- Métodos de producción.
- Objetivos de las compañías operadoras.
- Problemas causados por la litología cerca de la zona designada.
- Métodos de completación.
- Profundidad de inicio de desvío (KOP).
- Desplazamiento horizontal obligatorio.
- Construcción de la curva.
- Locación en superficie y del objetivo en el pozo a perforar.
- Rendimiento estimado de la producción.

2.6. PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.

La planeación para perforar un pozo horizontal es un proceso organizado que sirve para el diseño exitoso del pozo, básicamente se divide en tres etapas (**Figura 2.6**), las cuales se describen a continuación.

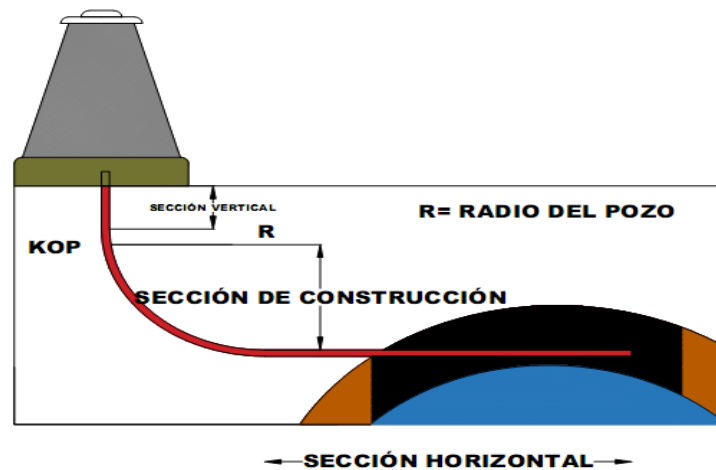


Figura 2.6: Etapas de perforación de un pozo horizontal, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

Sección vertical: Es la sección que finaliza hasta una profundidad determina, justo antes de empezar el punto de desvío (KOP).

Sección de construcción: Esta sección comienza a partir del punto KOP, donde se construye un arco circular a una tasa de construcción dada ($^{\circ}/100\text{ft}$). Esta sección finaliza al alcanzar el punto de entrada, el cual puede estar ubicado dentro o en el tope del yacimiento.

Esta fase consta de dos tipos de perforación direccional a seguir:

- La primera consta de la perforación de una sección vertical, seguida de una sección curva (construcción) y finalmente una sección horizontal en el interior de la arena productora (**Figura 2.7**).

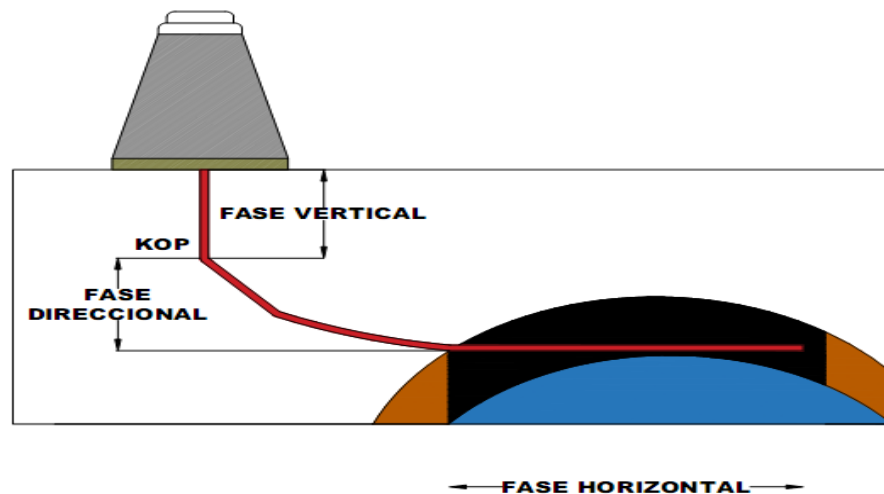


Figura 2.7: Fase de construcción continua, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

- La segunda prácticamente se tiene dos puntos de desvío a diferentes profundidades, consta con las secciones de la primera etapa agregando una sección más de desvío (**Figura 2.8**).

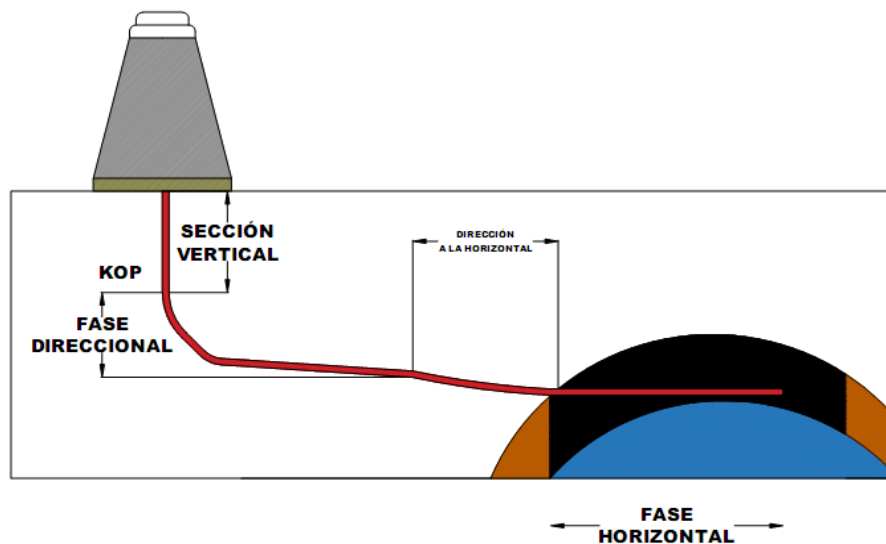


Figura 2.8: Fase de construcción de dos puntos de desvío, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

Sección horizontal o lateral: En este tramo de la construcción del pozo, se perfora el hoyo de forma tangencial al arco construido en la sección de construcción. Dicha sección se perfora completamente dentro del yacimiento hasta alcanzar la profundidad total desarrollada.

Es aquí donde el actual tema de investigación se basa, perforando esta sección con tecnología avanzada, tal como lo es la Geonavegación Azimutal, ya que el éxito de perforar y completar un pozo depende del momento en que la sarta de perforación está dentro del yacimiento para evitar problemas con la ubicación del pozo al interior del yacimiento, optimizando el posicionamiento del mismo y evitando pérdidas en la producción.

La planeación en la perforación de pozos horizontales consiste generalmente de especificaciones (datos) para la entrada en la arena productora mediante una longitud de drenaje en el interior del mismo. Por lo tanto la planeación de los pozos horizontales debe alcanzar los siguientes objetivos (Luna, 2007):

- Que el objetivo a alcanzarse sea económicamente rentable.

- Que la sección horizontal a ser perforada sea realizada con técnicas y tecnología que garanticen su óptima funcionalidad.

2.7. APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES.

Para lograr el éxito en la aplicación de los pozos horizontales en yacimientos de petróleo, es ineludible estimar sus beneficios y costos en un amplio rango de usos. Sin embargo, la razón para perforar un pozo horizontal, se debe, a que cuando es utilizado correctamente, su economía es superior a la de un pozo convencional, reflejándose en la mejora del retorno de la inversión. (Fernández, 2010):

Entre las principales aplicaciones se encuentran:

- Yacimientos naturalmente fracturados.
- Yacimientos de bajo espesor.
- Yacimientos parcialmente depletados.
- Proyectos de recuperación térmica.
- Yacimientos de crudos pesados.

2.8. PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA LA APLICACIÓN DE PERFORACIÓN HORIZONTAL.

A continuación, se describen los parámetros que se deben tomar en cuenta en los yacimientos, para seleccionar pozos candidatos bajo la tecnología de perforación horizontal.

2.8.1. YACIMIENTOS NO FRACTURADOS.

Los yacimientos que no presentan fractura se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

2.8.2. ESPESOR DE LA ARENA

Por lo general, los pozos horizontales logran obtener un mayor factor de recobro que los verticales debido a la exposición de contacto que tienen con el yacimiento. Sin embargo, (si se asume $K_v/K_h=1$) (Fernández, 2010), los pozos horizontales mejorarán la productividad siempre y cuando la longitud de la sección tangente horizontal del pozo sea mayor al espesor de la formación.

Por lo tanto, los pozos horizontales tienen mejor efectividad en yacimientos de bajo espesor, puesto que la sección horizontal no tendría que ser exageradamente larga para superar el espesor de la formación, obteniendo de esta forma un incremento notorio en la productividad con respecto a un pozo vertical. Por el contrario, en las formaciones de mayor espesor, se requiere perforar secciones horizontales más largas, para obtener el mismo incremento de producción, lo cual implica un costo adicional a evaluarse.

2.8.2.1. ANISOTROPIA DE LAS PERMEABILIDADES.

Es una formación con propiedades direccionalmente dependientes según la observación. Muchas formaciones tienen anisotropía en la relación entre las permeabilidades verticales y horizontales. Se da la anisotropía en aquellos yacimientos donde la permeabilidad vertical es mayor a la permeabilidad horizontal puesto que generalmente esta última es de magnitud mayor. (Da Silva, 2010).

En los pozos horizontales de alto ángulo, la productividad se ve afectada si la permeabilidad vertical es significativamente menor a la horizontal. De tal forma que, en yacimientos que tengan baja relación de permeabilidad

vertical y horizontal (K_v/K_h), no deben ser explotados para mejora en su producción.

Un pozo horizontal será más productivo cuando se cumpla la siguiente condición:

$$LH > h\sqrt{K_h/K_v}$$

Ecuación 2.19: Factor de relación de las permeabilidades

Donde:

LH: Longitud de la sección horizontal (ft).

h: Espesor de la formación (ft).

K_h : Permeabilidad horizontal (md).

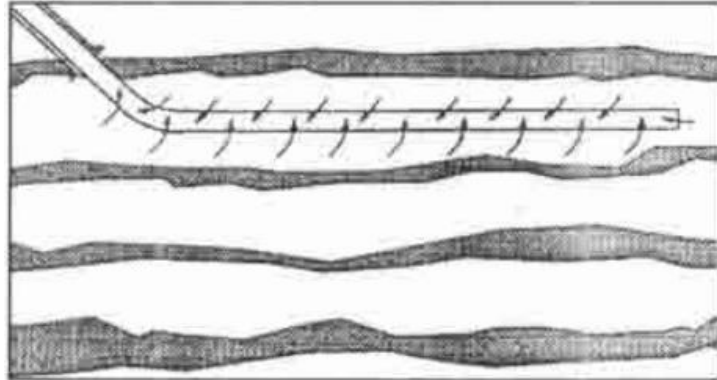
K_v : Permeabilidad vertical (md).

2.8.2.2. DISCONTINUIDAD DE LAS PERMEABILIDADES.

La permeabilidad de una formación está grandemente influenciada por la presencia de discontinuidades de lutitas, calcitas cementadas, fracturas y capas subyacentes, las cuales afectan el flujo de manera vertical. La presencia de dichas discontinuidades, reducen el grado de factibilidad de los resultados obtenidos por los simuladores de yacimientos (Fernández, 2010).

En la **Figura 2.9**, se puede observar un pozo horizontal dentro de un yacimiento en presencia de lutitas, las áreas que están afectadas por estas barreras pueden ocasionar que solo pueda ser drenado el fluido en una sola capa del reservorio, minimizando el drenaje de crudo en el resto de las capas del yacimiento. Asimismo, un pozo horizontal de alto ángulo

que penetre las diferentes zonas en presencia de estas capas, puede ser más atractivo.



*Figura 2.9: Pozo horizontal en presencia de discontinuidades.
Fuente:(Fernández, 2011) Diseño óptimo de la perforación y completación de pozos horizontales bajo el método de producción de drenaje por gravedad asistido con vapor.*

2.8.2.3. FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS.

Un yacimiento que contenga fracturas naturales mejorara notablemente la producción de crudo, ya que las fracturas naturales son extremadamente permeables. Para este tipo de yacimientos la longitud que se perforara es muy importante, puesto que mientras más alcance se logre en la sección horizontal tangencial, existe mayor probabilidad de interceptar dichas fracturas (**Figura 2.10**).

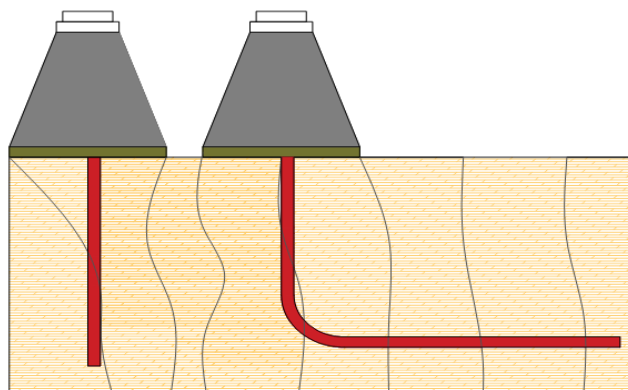


Figura 2.10: Intersección de fracturas en pozo vertical vs horizontal, realizado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

2.8.3. INCERTIDUMBRE GEOLOGICA.

El éxito de la perforación de pozos horizontales (de alto ángulo), se reflejará en la correcta ubicación de la sección horizontal del pozo, dentro de la arena productora. Esta ubicación dependerá de los estudios descriptivos del yacimiento, lo cual se puede lograr empleando registros de largo alcance, tal como Loggin While Drilling (por sus siglas en inglés, LWD), pero configurado para la toma de datos a tiempo real de manera horizontal. Ya que la sección horizontal debe estar ubicada en las arenas con mayor permeabilidad, de lo contrario se corre el riesgo de que el pozo sea menos productivo.

2.9. AFLUENCIA DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES.

2.9.1. ÁREA DE DRENAJE DE POZOS HORIZONTALES.

El área de drenaje de un pozo horizontal de alcance extendido es mucho mayor que la de un pozo vertical, debido a que este tiene mayor área de contacto con la arena productora. Las prácticas y resultados de campo demuestran que, en un plan de desarrollo de un yacimiento, un pozo horizontal puede reemplazar entre dos a cuatro pozos verticales (**Figura 2.11**).

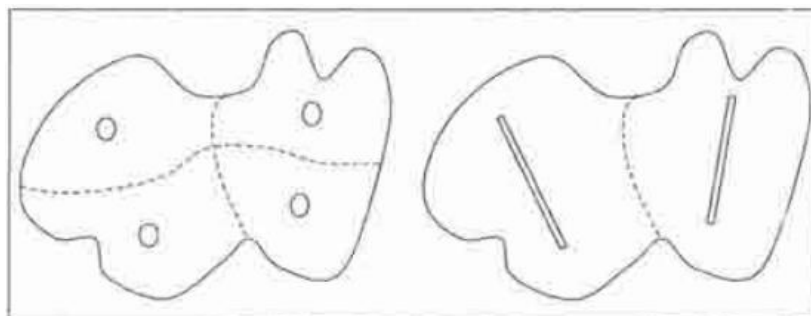


Figura 2.11: Desarrollo de un yacimiento perforando pozos horizontales vs verticales.

Fuente: (Fernández, 2011) Diseño óptimo de la perforación y completación de pozos horizontales bajo el método de producción de drenaje por gravedad asistido con vapor.

2.9.2. RELACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN.

Los pozos horizontales tienen una mayor tasa de producción y producen grandes cantidades de petróleo crudo y gas que los pozos perforados por otros métodos, debido a que los pozos horizontales tienen una sección horizontal de amplia longitud dentro de la formación comparada con secciones cortas en pozos verticales y direccionales, dando constancia en los análisis de producción y de simulación (Short , 1993).

La perforación horizontal también mejora la productividad de formaciones que contienen baja permeabilidad. Muchas formaciones contienen petróleo y gas, pero producen bajos volúmenes de fluido si son perforados vertical o direccionalmente, debido a la baja permeabilidad que estos presentan. El aumento de las tasas de flujo en los pozos horizontales se da porque estos cubren la mayor parte de la arena productora y requieren menor energía del yacimiento (Short , 1993).

Debido a que los pozos horizontales tienen una mayor exposición en la zona de producción, tienen la ventaja de fracturarse hidráulicamente de manera más efectiva, creando múltiples fracturas a lo largo de sección horizontal, lo cual no se puede lograr perforando verticalmente (**Figura 2.12**).

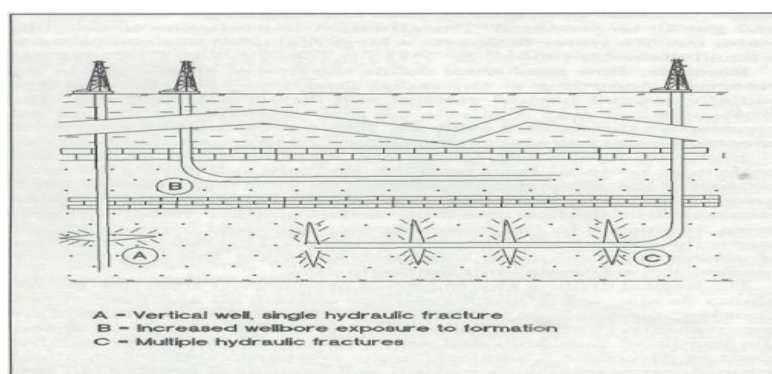


Figura 2.12: Fractura de pozo horizontal vs uno vertical.

Fuente : (Fernández, 2011) Diseño óptimo de la perforación y completación de pozos horizontales bajo el método de producción de drenaje por gravedad asistido con vapor.

Como dato general y constancia del incremento de producción en los pozos horizontales con respecto a los perforados vertical y direccionalmente; en el Mar del Norte un pozo horizontal obtuvo un flujo de 30.000 BOPD (Barriles Por Día), aproximadamente 10 veces la rata de producción de un pozo vertical o direccional promedio en el mismo campo (Short , 1993).

2.10. PARÁMETROS GEOMÉTRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL.

Al realizar el diseño de un pozo horizontal se deben considerar una serie de datos sobre las características del área superficial, del yacimiento, del taladro que será utilizado y de las herramientas disponibles. Dichas características dan origen a una serie de parámetros (**Figura 2.13**), que son (Huera, 2013):

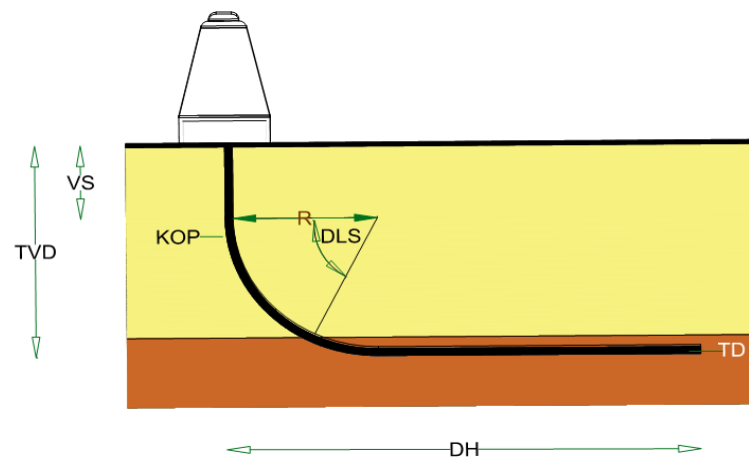


Figura 2.13: Parámetros geométricos de un pozo horizontal, realizado en Atucad por Colorado Luis, 2018.

Profundidad vertical verdadera (TVD): Es la distancia vertical medida de cualquier punto dado del hoyo al piso del taladro.

Objetivo (Target): Punto fijo en el subsuelo de la formación que va ser conectado para su posterior producción.

Sección vertical (VS): Profundidad vertical planificada hasta el que inicie el punto de desvío (KOP).

Punto de inicio de desvío (KOP): Punto de la trayectoria en el cual el pozo comienza a desviarse con respecto a la sección vertical perforada.

Radio de curvatura (R): Es la distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.

Sección de incremento de ángulo (BUR): Sección donde se incrementa el ángulo a una tasa controlada hasta alcanzar el ángulo máximo de inclinación, la cual se mide en grados por cada 100 pies ($^{\circ}/100$ pies).

Sección tangencial o mantenimiento del ángulo: Es la parte que se da después del incremento del ángulo de inclinación, donde la dirección del pozo debe mantenerse constante. En el caso de los pozos horizontales con esta sección se puede llegar al objetivo y terminarlo.

Profundidad Final (TD): Profundidad o longitud total alcanzada por el pozo.

Profundidad Medida (MD): Distancia medida de cualquier punto dado del hoyo al piso del taladro de perforación, el cual considera el ángulo de inclinación de la trayectoria de navegación.

Desplazamiento Horizontal (DH): Sección vertical perforada hasta cierta profundidad, terminando en el inicio de la sección de desvío (KOP).

Tasa de construcción de Ángulo o Severidad de la Pata de Perro (DLS): Razón de cambio de la inclinación por unidad de longitud medida generalmente en grados por cada 100 pies de longitud.

2.11. CONCEPTOS Y HERRAMIENTAS PARA DIRECCIONAR POZOS HORIZONTALES DE ALTO ÁNGULO Y ALCANCE EXTENDIDO.

Una de las actividades más complicadas en el desarrollo de la planeación y perforación de un pozo, es la del diseño adecuado del BHA para el tipo de trayectoria elegida, ya que se requiere minimizar los viajes por cambios de BHA, reduciendo el tiempo en la perforación y los costos de operación de la misma.

Esta sección del capítulo tiene como objetivo dar una introducción a los principios, conceptos y herramientas que se van a utilizar para el posterior diseño del BHA.

2.11.1. SARTA DE PERFORACIÓN.

La sarta de perforación es un acople mecánico entre la parte rotatoria de superficie y la broca, por medio de componentes metálicos armados secuencialmente, tales como lastrabarrenas, tubería pesada y de perforación, a fin de cumplir las siguientes funciones (Molero, 2011):

- Proporcionar peso sobre la barrena o broca de perforación.
- Proporcionar verticalidad o direccionalidad al pozo.
- Proteger la tubería del pandeo o de la torsión.
- Soportar y transmitir cargas axiales y torsionales.
- Guiar y controlar la trayectoria del pozo.
- Permitir circulación de fluido para limpiar el fondo del hoyo.
- Enfriar y lubricar la broca de perforación.

El proceso de la sarta de perforación inicia con una sección vertical para obtener las mejores condiciones al momento de desviar el pozo y llegar hasta el objetivo planteado. Por consiguiente se perfora direccionalmente desde el fin del eje vertical hasta dar inicio al tramo horizontal, para llegar

al tramo horizontal se requiere lo siguiente (Correa, Jara & Quicaliquin , 2010):

- A partir del punto de inicio de desvío (KOP), se construye una curva mínima para alcanzar el ángulo máximo de inclinación.
- Manteniendo el ángulo, se da inicio a la construcción de un tramo tangencial hasta un punto dado de acuerdo a lo planificado.
- Una nueva sección de construcción de ángulo, que finaliza cuando se alcance la inclinación requerida (86° - 90°) dando inicio a la perforación horizontal.
- Finalmente se perfora el tramo horizontal navegando en una longitud predeterminada o diseñada dentro de la arena productora. En esta sección se deben de tener en cuenta lo siguiente: Cambios en la trayectoria del pozo para minimizar los problemas que se presenten en la perforación (limpieza e inestabilidad del hueco, arrastre de la tubería y torque sobre la sarta).

2.11.2. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN.

Actualmente para perforar direccionalmente un pozo se aplican dos técnicas:

Deslizamiento: Proceso mediante el cual se perforará un pozo rotando solamente la broca, por lo que la sarta se desliza. Esta técnica tiene como objetivo principal incrementar o disminuir el ángulo de inclinación del pozo.

Este método requiere de mucha precisión ya que al no girar la sarta, la capacidad de remover los recortes por medio de los fluidos de perforación tiende a disminuir, al igual que el ROP, incrementado el riesgo de pega de tubería (Estrada, Medina & Moscoso, 2014).

Rotación: Esta técnica es lo inverso del deslizamiento, es decir rota todo el ensamblaje de fondo, el cual permite mantener el ángulo de inclinación del pozo, por lo cual sirve para la construcción tangencial del pozo. Este procedimiento disminuye el riesgo de pega de tubería porque se tiene un ROP mayor que usando el método de deslizamiento.

2.12. HERRAMIENTAS DIRECCIONALES.

Para desviar la trayectoria de un pozo existen una serie de herramientas que permiten lograr este objetivo, las cuales se clasifican de la siguiente manera:

- Motores de fondo.
- Sistema de medición.

Sistema MWD (Measurement While Drilling).

Sistema LWD (Logging While Drilling).

- Herramientas de rotación.

2.12.1. MOTORES DE FONDO.

Para los procesos de perforación direccional, es indispensable disponer de un motor de fondo en la sarta de perforación con la finalidad de construir la desviación y dirección requerida por el pozo.

Existen dos tipos de motores de fondo: El de turbina, básicamente es una bomba centrífuga o axial y el Motor de desplazamiento Positivo (PDM). Sin embargo los motores más usados actualmente para una perforación direccional son los de desplazamiento positivo o PDM (Cevallos, 2010).

2.12.1.1. MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM).

Los motores de desplazamiento positivo presentan las siguientes características:

- Es un motor helicoidal de dos o más etapas, que consta adicionalmente de una válvula de descarga, conjunto de bielas, cojinetes y ejes.
- Posee una cavidad en forma de espiral forrada en caucho, la cual es conocida como estator y una sección transversal helicoidal conocida como rotor.
- El fluido de perforación entra a la cavidad espiral y hace que el rotor se desplace y gire, generando una fuerza de torsión que se transmite a la broca.

Una de las características principales al momento de seleccionar un motor de fondo, es saber que se desea obtener con él, si más RPM o mayor potencia. Prácticamente esto dependerá de las características de la formación que se desea perforar (Molero, 2011).

En este tipo de motor siempre existirá una diferencia entre el espacio ocupado por el rotor con respecto al estator (**Figura 2.14**).



Figura 2.14: Motor de fondo-PDM.
Fuente: (Calero, 2011) Diseño de Sartas y Perforación Direccional.

La regla universal dice que a mayor relación de lóbulo entre el Rotor/Estator mayor potencia o torque y menor RPM. En caso contrario a menor relación de lóbulo entre el Rotor/Estator menor potencia o torque, pero mayor RPM (**Figura 2.15**) (Molero, 2011) .



Figura 2.15: Relación Rotor/Estator de motores de fondo PDM.

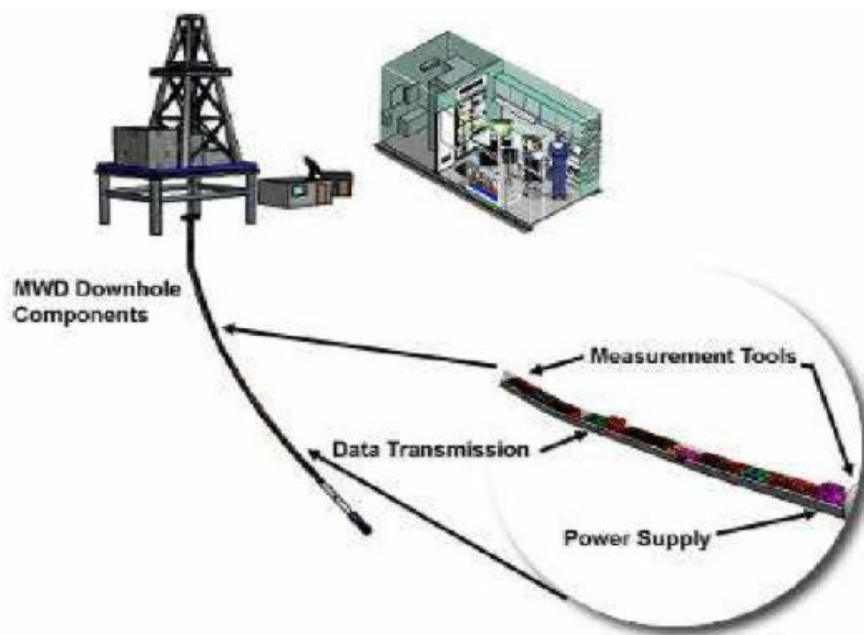
Fuente: (Calero, 2011) Diseño de Sartas y Perforación Direccional.

2.13. SISTEMA DE MEDICIÓN.

2.13.1. SISTEMA MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING).

El sistema MWD fue diseñado con el único objetivo de proporcionar información en tiempo real durante la perforación de un pozo mediante el uso de un dispositivo electromagnético localizado en el BHA, proporcionando data exacta de la trayectoria de la perforación (dirección e inclinación), así como también torque y peso sobre la broca (WOB) en tiempo real (**Figura 2.16**), este sistema cuenta con los siguientes componentes (Cevallos, 2010):

- Sistema de potencia
- Sistema de telemetría
- Sensores direccionales



*Figura 2.16: Sistema MWD.
Fuente: (Navajas, 2007) MWD Introduction.*

2.13.1.1. TELEMETRÍA.

La telemetría es un conjunto que comprende un sistema de medición, transmisión y recepción de datos. Existen diversos sistemas de telemetría (Cevallos, 2010):

- Telemetría eléctrica.
- Telemetría con fibra óptica.
- Telemetría acústica.
- Telemetría mediante pulso de lodo.
- Telemetría electromagnética.

Debido a que el estudio a realizarse comprende geonavegación en pozos horizontales de alcance extendido, el sistema de telemetría mediante pulso de lodo será detallado.

TELEMETRÍA POR PULSO DE LODO.

Este sistema de telemetría utiliza un collar no magnético donde se sitúa una sonda electrónica equipada con sensores que miden los diferentes parámetros codificados en sistema binario, los cuales son enviados a superficie a través del lodo mediante una onda continua de pulsos de presión (Cevallos, 2010).

SISTEMA DE TELEMETRÍA DE PULSO DE LODO POSITIVO.

Este sistema se fundamenta en la generación del incremento de presión en la columna de lodo extendido hidráulicamente, generando una restricción momentánea al flujo de lodo. La presión positiva resultante es detectada en superficie por un transductor de presión en la línea de flujo, el cual se ubica cerca de la tubería. Cada pulso de presión emitido es decodificado como un bit binario de información. Esto dependerá del tamaño de la herramienta que se montará en un collar no magnético (Cevallos, 2010).

SISTEMA DE TELEMETRÍA DE PULSO DE LODO NEGATIVO.

Este sistema se basa en el movimiento de una válvula que libera momentáneamente fluido desde el interior de la sarta de perforación hacia el anular, creando una caída de presión que se propaga hacia la superficie como un pulso negativo (Cevallos, 2010).

En la **Figura 2.17**, se representa el sistema de telemetría de pulso de lodo tanto positivo, como negativo.

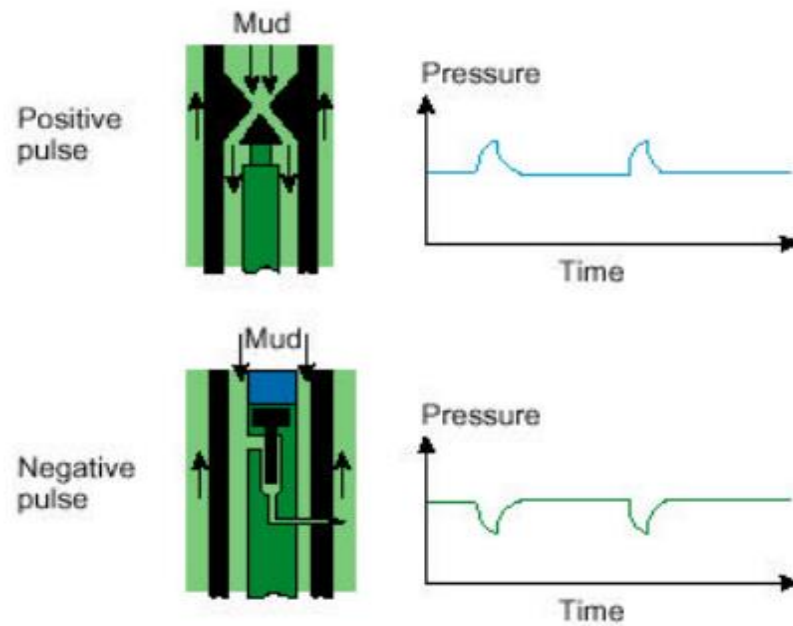


Figura 2.17: Pulsos positivos o negativos.
Fuente: (Calero, 2011) Diseños de sarta de perforación

2.13.2. SISTEMA LWD (LOGGING WHILE DRILLING).

El sistema LWD está estrechamente relacionado con la herramienta MWD, la cual proporciona mediciones de formación.

Este sistema está conformado por una serie de registros en donde se encuentran los de: densidad, sónico, neutrones, resistividad, rayos gamma (**Figura 2.18**), los cuales permiten obtener datos de la litología, porosidad y resistividad en tiempo real mientras se perfora, dando la información necesaria para identificar las zonas porosas y permeables (Estrada, Medina & Moscoso, 2014).

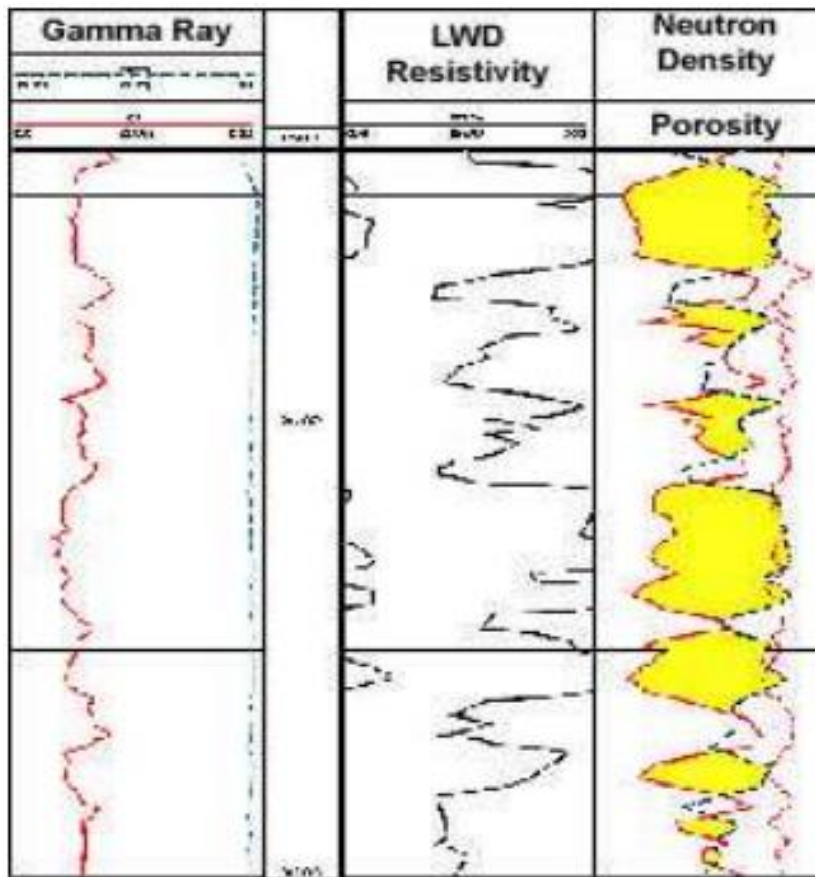


Figura 2.18: Registros eléctricos obtenidos por la herramienta LWD.
Fuente: (Navajas, 2007) MWD Introduction.

2.14. SISTEMA ROTATORIO.

2.14.1. SISTEMA ROTATORIO DIRIGIBLE (RSS).

El sistema rotatorio dirigible es un avance en la tecnología para la perforación direccional, cuya característica principal es la capacidad de crear un ángulo en la perforación direccional, mientras toda la sarta de perforación se encuentra girando; es decir sin necesidad de deslizar como sucedía con los motores de fondo (Vásquez & Soque , 2012).

Los sistemas rotatorios dirigibles se clasifican en dos grupos:

- Empuje de la broca (Power Drive).
- Direccionamiento de la broca (Power Drive Xceed, Geopilot).

2.14.1.1. EMPUJE DE LA BROCA – PUSH THE BIT.

El sistema de empuje de la broca (**Figura 2.19**) está constituido por Pads o almohadillas para generar contacto con la formación haciendo un efecto de acción reacción, debido a que los Pads se abren y se cierran aleatoriamente utilizando la presión del lodo de perforación; al golpear la formación desvían la sarta hacia el lado contrario dando como efecto la construcción de un ángulo en el pozo, permitiendo que la sarta de perforación no se detenga durante la perforación (Vásquez & Soque , 2012).

Los cambios de ángulos y control de la trayectoria se manejan desde la superficie cambiando el caudal de flujo del lodo de perforación; esta herramienta se usa en conjunto con el MWD como vía de transmisión de datos.

El sistema de empuje de la broca está constituido por:

- **Unidad sesgada:** Detrás de la broca de perforación. Aplica una fuerza sobre la broca en una dirección controlada mientras toda la columna gira.
- **Unidad de control:** Detrás de la unidad sesgada. Esta unidad contiene dispositivos electrónicos, sensores y un mecanismo que proporcionan la magnitud y dirección promedio de las cargas del lado de la broca.

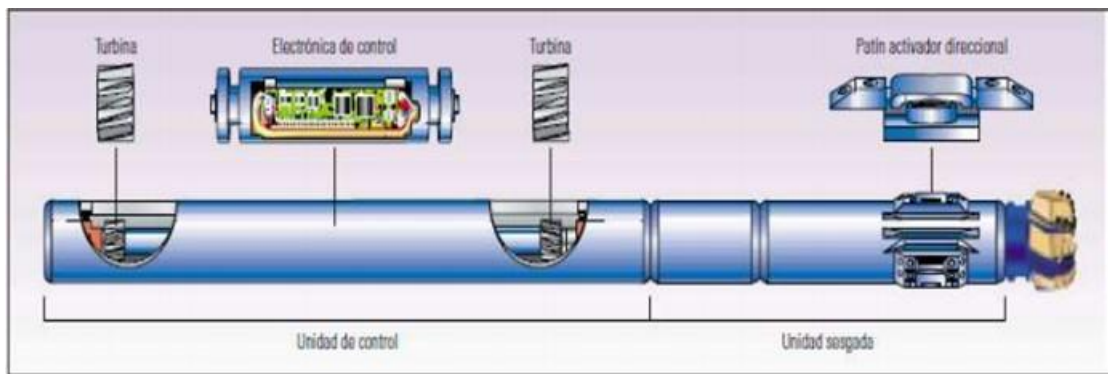


Figura 2.19: Sistema rotatorio dirigible Push the Bit.

Fuente: (Vásquez & Soque , 2012) Estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del oriente ecuatoriano.

2.14.1.2. DIRECCIONAMIENTO DE LA BROCA – POINT THE BIT.

Este sistema es completamente rotativo y direccionan a la barrena a través de un mecanismo interno de direccionamiento (**Figura 2.20**). Una de las ventajas de este sistema es que reducen la dependencia del direccionamiento con respecto al contacto con la pared del pozo (Vásquez & Soque , 2012).

La combinación de este sistema con la herramienta MWD permite transmitir mediciones de inclinación y azimut frente a la broca en tiempo real. El uso de esta información cercana a la barrena permite direccionar el pozo al mejor lugar del yacimiento con el objetivo de mejorar la producción.

Este sistema está constituido por:

- **Sección direccional:** Orienta continuamente el eje inclinado de la barrena para controlar la dirección de la perforación y la severidad de la pata de perro del agujero.
- **Sistema de control:** Obtienen mediciones para controlar el arreglo direccional mediante dispositivos electrónicos y el paquete de sensores.

- **Módulo de generación de potencia:** El turboalternador suministra potencia para el direccionamiento y control.

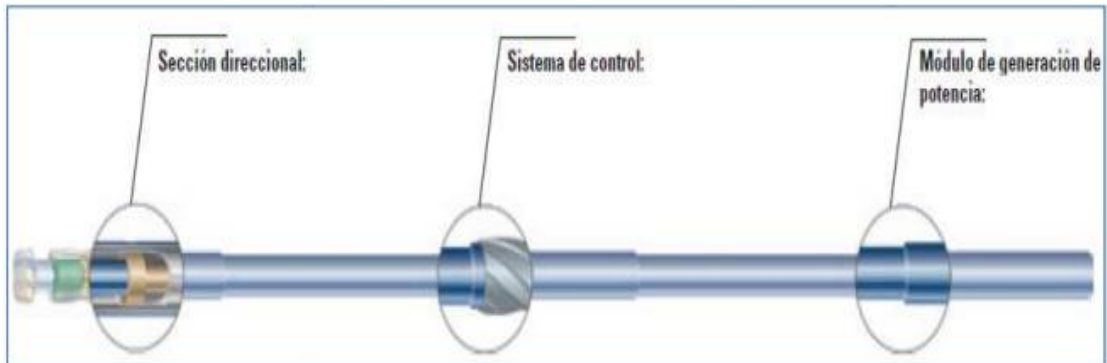


Figura 2.20: Power Drive Xceed Point the Bit.

Fuente: (Vásquez & Soque , 2012) Estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del oriente ecuatoriano.

2.15. HERRAMIENTAS DE DEFLEXIÓN.

2.15.1. CODO DESVIADOR – BENT SUB

Las herramientas Bent Sub son usadas para cambiar la dirección de la broca que perfora el pozo. El Bent Sub tiene una curva transversal en un punto a lo largo de su longitud (**Figura 2.21**). Esta se coloca comúnmente entre la sección de potencia de un motor sin orificio y un conjunto de cojinete al que está conectada la broca. La herramienta Bent Sub es coaxial con el eje longitudinal de la sección de potencia y la sarta de perforación, pero debajo de la curva, el eje longitudinal del extremo inferior del Bent Sub y el conjunto de cojinete unido al mismo está desplazado en un ligero ángulo (típicamente hasta 3 °) (Lawrence, 2003).

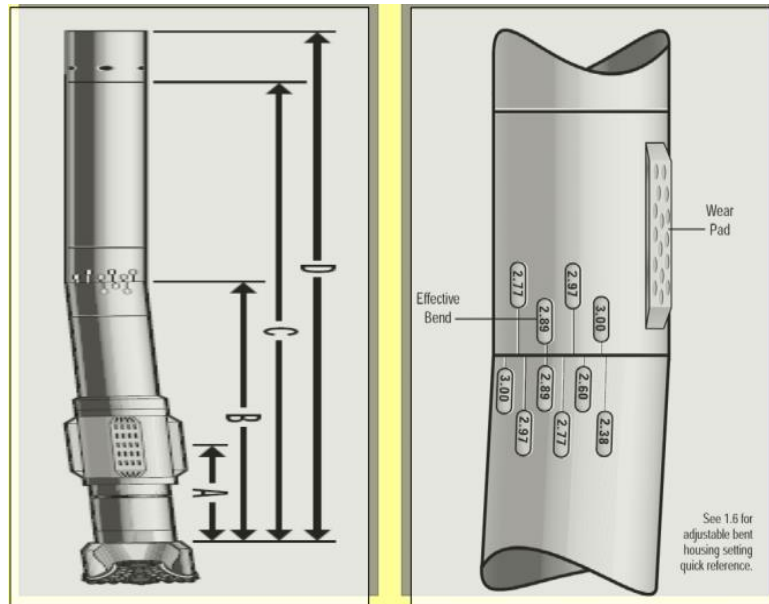


Figura 2.21: Codo desviador- Bent Sub.

Fuente: (Calero, 2011) *Diseño de Sartas y Perforación Direccional*.

2.16. ESTABILIZADORES.

Los estabilizadores son tramos cortos de tubería que se colocan entre los collares de perforación para centralizarlos y mantener un orificio recto. A través de una acción de raspado, mantienen un orificio de tamaño completo o calibrado. (Weatherford, 2013).

El calibre completo lo proporcionan las cuchillas montadas en un mandril (**Figura 2.22**). Estos pueden estar hechos de caucho sólido o aluminio. Más típicamente, están hechos de acero con inserciones de carburo de tungsteno en los bordes opuestos (Weatherford, 2013).

Esta herramienta está diseñada para:

- Ayudar a concentrar el peso sobre la broca (WOB-Weight On Bit).
- Minimizar el pandeo y las vibraciones.
- Reducir el torque (fricción) de la perforación por medio de disminuir el contacto del collar con las paredes del hoyo.

- Ayudar a prevenir el atascamiento por diferencial y el Key seating (ojo de llave o cerradura).



Figura 2.22: Estabilizadores.

Fuente: (Calero, 2011) Diseño de Sartas y Perforación Direccional.

2.16.1. TIPOS DE ENSAMBLAJES DE PERFORACIÓN.

El estabilizador en el BHA está para construir, mantener o tumbar el ángulo de inclinación, para ello se presentan los siguientes principios de estabilización (**Figura 2.23**).

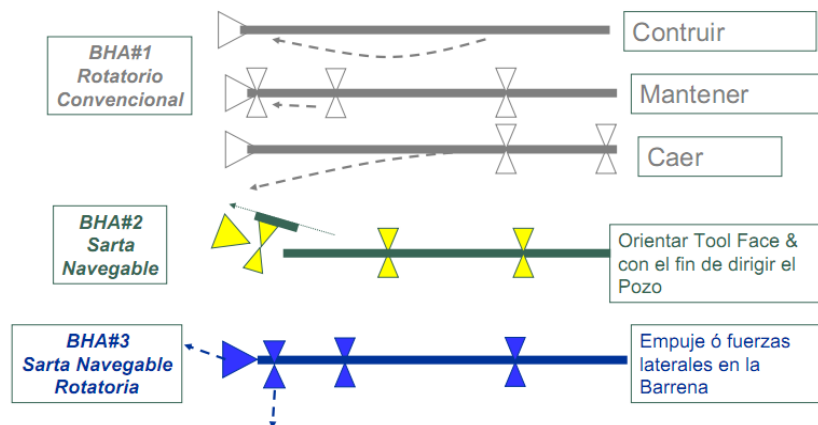


Figura 2.23: Principios de estabilización.

Fuente: (Weatherford, 2010) Directional Drilling.

Los tipos de ensamblajes de fondo se clasifican debido al efecto sobre la inclinación del hoyo durante la perforación (Weatherford, 2010), se clasifican en:

- Fulcrum / Palanca (Build / Construir).
- Pendulum (Drop / Tumbiar).
- Packed / Empacado o Rígido (Hold / Mantener).

2.16.1.1. ENSAMBLAJE FULCRUM (BUILD / CONSTRUIR).

Este tipo de configuración de ensamblaje empuja a la broca de perforación fuertemente contra la pared alta del hoyo, creando una tendencia a construir ángulo debido a las fuerzas laterales positivas en la barrena (Weatherford, 2010). Este tipo de ensamblaje presenta las siguientes características:

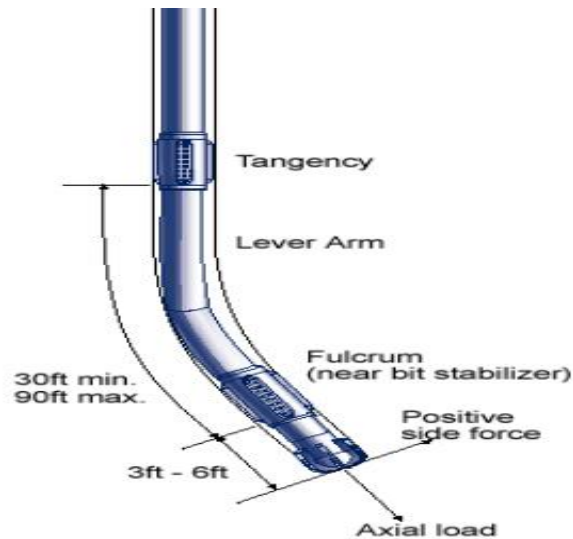
- Un estabilizador insertado en la sarta de perforación justo encima de la barrena actúa como apoyo o pivote.
- El drill collar encima del estabilizador actúa como palanca.
- A partir de los cinco grados de inclinación el collar se pandea hacia la cara baja del hoyo (por gravedad).

POSICIÓN DEL FULCRUM.

La ubicación del estabilizador a mayor cercanía de la barrena (**Figura 2.25**), mayores serán las fuerzas laterales generadas para un diámetro del drill collar dado.

Un ensamblaje de fondo con dos estabilizadores aumenta el control de las fuerzas laterales (**Figura 2.24**).

La longitud de la tangente determina la efectividad del largo de la palanca.



*Figura 2.24: Ensamblaje con dos estabilizadores.
Fuente: (Weatherford, 2010) Directional Drilling.*

2.16.1.2. ENSAMBLAJE PENDULAR (TUMBAR / CAER).

El estabilizador que se encuentra ubicado por encima de la barrena es removido y se añade un drill collar adicional, haciendo al ensamblaje de fondo menos flexible. Este tipo de configuración de ensamblaje presenta las siguientes características (Weatherford, 2010):

- Un estabilizador por encima del drill collar, apropiadamente ubicado, evita que el drill collar se recueste en el lado bajo del hoyo.
- La fuerza gravitacional actúa sobre la parte inferior del drill collar y la broca, causando que el hoyo pierda o disminuya el ángulo.
- Incrementando el largo de la tangente, y el peso del drill collar, y/o la rigidez del collar ampliará la tendencia a tumbar de este ensamble de fondo.

Configuración de ensambles de fondo Tumar / Drop Assembly (**Figura 2.26**).

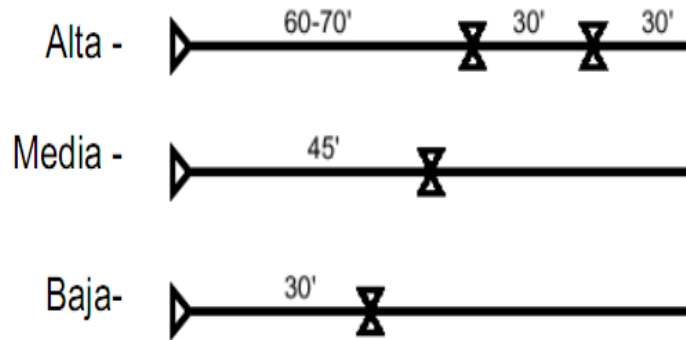


Figura 2.25: Configuración del ensamblaje de fondo Tumbiar /Drop.
Fuente: (Weatherford, 2010) Directional Drilling.

2.16.1.3. ENSAMBLAJE DE MANTENER ÁNGULO

Este tipo de ensamblaje que mantiene ángulo presenta las siguientes características:

- Se usa para mantener ángulo.
- Multiplica la cantidad de estabilizadores emplazados en puntos específicos espaciados de forma regular para controlar la sarta minimizando la desviación del pozo.
- Da aumento en la rigidez en el BHA al adicionar estabilizadores y previene a la sarta del pandeo y fuerza a la barrena a ir derecho.

Configuración de ensamblaje de fondo Empacado / Rígido (Hold / Mantener) (**Figura 2.27**).

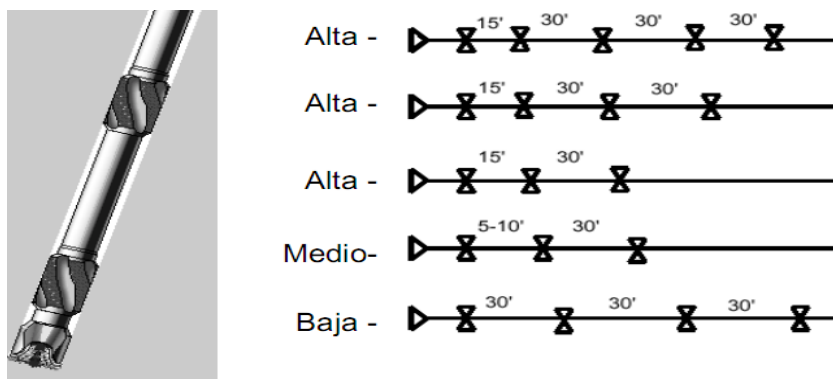


Figura 2.26: Configuración de ensamblaje de fondo Empacado / Rígido (Hold / Mantener).

Fuente: (Weatherford, 2010) Directional Drilling.

CAPÍTULO III

3. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA Y FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

3.1. MÉTODOS DE ESTUDIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS SURVEYS DIRECCIONALES PARA EL DISEÑO DE POZO.

Uno de los parámetros claves para el diseño del perfil del pozo son los distintos métodos de cálculo que permiten definir la trayectoria del mismo y los beneficios de cada uno de ellos. Con estos métodos se calcula la posición del hoyo que se está perforando con respecto a las coordenadas de superficie. Con respecto a esto se calculan los desplazamientos horizontales y verticales entre las estaciones de verificación. Una vez definidas las coordenadas de la estación superior, las de cualquier punto de la trayectoria pueden ser calculados (Fernandez & Romero, 2003).

De acuerdo a (Farah, 2013) en su artículo: **Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, With a Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti**, publicado en **United Nations University**, define que hay varios métodos para calcular los surveys direccionales (**Figura 3.1**). Por lo tanto, actualmente se usan cuatro métodos. Los principales métodos son:

- Ángulo promedio
- Tangencial
- Balance tangencial
- Radio de curvatura
- Curvatura mínima

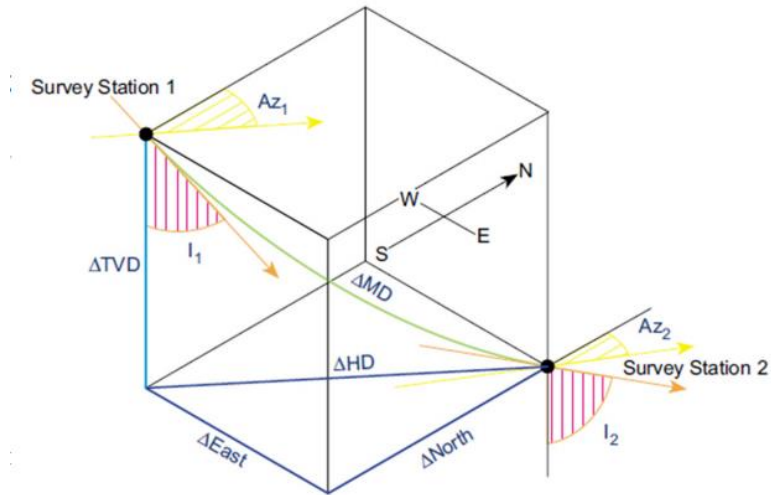


Figura 3.1: Locaciones de surveys en superficie y objetivo.
 Fuente: (Farah, 2013) *Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, With a Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti.*

3.1.1. MÉTODO DE BALANCE TANGENCIAL.

Este método supone que la trayectoria a diseñar puede estar aproximada por dos segmentos de línea recta de igual longitud. El primer segmento se define α_1 y β_1 , mientras que el segmento inferior está definido α_2 y β_2 . La longitud de cada segmento es $L/2$, permitiendo establecer las siguientes relaciones (Figura 3.2).

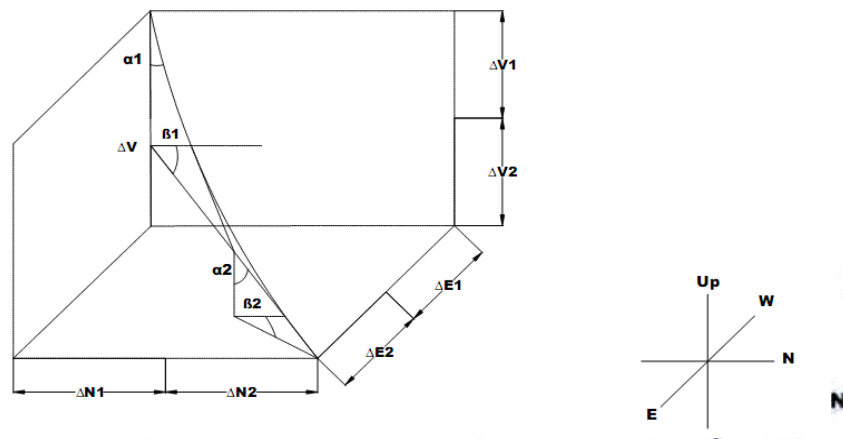


Figura 3.2: Método de balance tangencial, elaborado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

Terminología:

- α : Inclinación
- β : Dirección
- ΔV : ΔN : ΔE : Incrementos de distancia a lo largo de los ejes verticales, norte y este respectivamente.

Fórmulas establecidas para el método tangencial:

$$\bullet \Delta V = \frac{1}{2} * L * \cos \alpha_1 + \frac{1}{2} * L * \cos \alpha_2$$

Ecuación 1: Para calcular incremento ΔV .

$$\bullet \Delta N = \frac{1}{2} * L * \sin \alpha_1 * \cos \beta_1 + \frac{1}{2} * L * \sin \alpha_2 * \cos \beta_2$$

Ecuación 2: Para calcular incremento ΔN .

$$\bullet \Delta E = \frac{1}{2} * L * \sin \alpha_1 * \sin \beta_1 + \frac{1}{2} * L * \sin \alpha_2 * \sin \beta_2$$

Ecuación 3: Para calcular incremento ΔE .

3.1.2. MÉTODO DE ÁNGULO PROMEDIO.

El método del ángulo promedio (**Figura 3.3**), usa las inclinaciones promedias y los azimuts medidos en la parte superior e inferior de la locación de los survey. El promedio de los dos ángulos se asume que será la inclinación y el azimut sobre el incremento de profundidad medida. Entonces la trayectoria del pozo se calcula utilizando funciones trigonométricas simples.

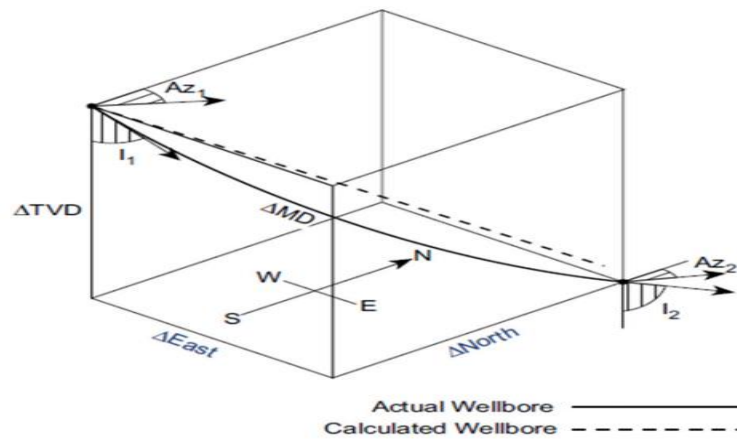


Figura 3.3: Método de ángulo promedio.
 Fuente: (Farah, 2013) Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, With a Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti.

Fórmulas establecidas para el método de ángulo promedio:

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

Ecuación 4: Para calcular incremento ΔV .

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

Ecuación 5: Para calcular incremento ΔN .

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

Ecuación 6: Para calcular incremento ΔE .

3.1.3. MÉTODO DE RADIO DE CURVATURA.

El método de radio de curvatura (**Figura 3.4**) usa la inclinación y el azimut medido en los extremos (superior e inferior) de la longitud de la trayectoria para generar un arco circular el cual se observa en los planos vertical y horizontal. Este método supone que la trayectoria del pozo se encuentra en un cilindro cuyo eje es vertical, y tiene un radio igual al radio de curvatura en el plano horizontal. Determina la longitud del arco entre los extremos (superior e inferior) de la longitud de la trayectoria en el plano horizontal. El cilindro supuesto se puede abrir para calcular la longitud del arco circular a lo largo de la superficie del cilindro.

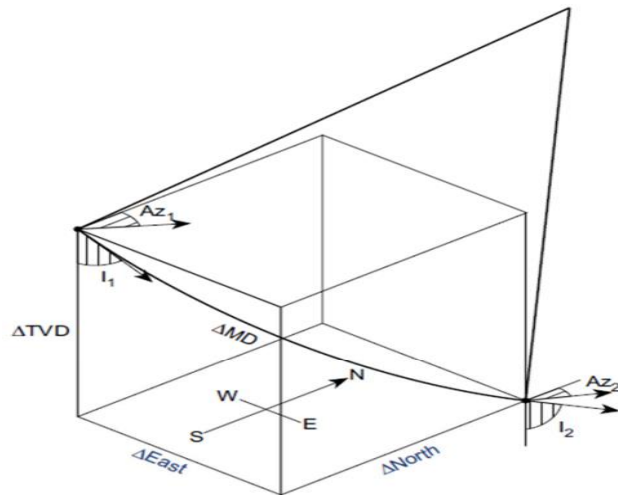


Figura 3.4: Método de radio de curvatura.
 Fuente: (Farah ,2013) Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, With a Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti.

Fórmulas establecidas para el método de radio de curvatura:

Radio de curvatura en el plano vertical, R_v :

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

Ecuación 7: Para calcular radio de curvatura.

- $$\Delta V = R_v * (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$$

Ecuación 8: Para calcular incremento ΔV .

Incremento horizontal, ΔH :

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

Ecuación 9: Para calcular incremento horizontal.

Radio en el plano horizontal, R_h :

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

Ecuación 10: Para calcular radio en el plano horizontal.

- $$\Delta N = \frac{180}{\pi} * R_v * \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) * (\sin \beta_2 - \sin \beta_1)}{\beta_2 - \beta_1}$$

Ecuación 11: Para calcular incremento ΔN .

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

Ecuación 12: Para calcular incremento ΔE .

3.1.4. MÉTODO DE CURVATURA MÍNIMA.

El método de curvatura mínima es prácticamente una extensión del método de balance tangencial en donde se reemplazan los segmentos lineales por un arco circular. Es uno de los métodos más precisos en el cálculo de trayectorias para la construcción del pozo, esto se logra aplicando un factor de radio, el cual se basa en la intensidad de la curva de la trayectoria entre las dos estaciones de medición “Dog-Leg” (Pata de Perro) (**Figura 3.6**). Este método tiende a minimizar la curva de la trayectoria.

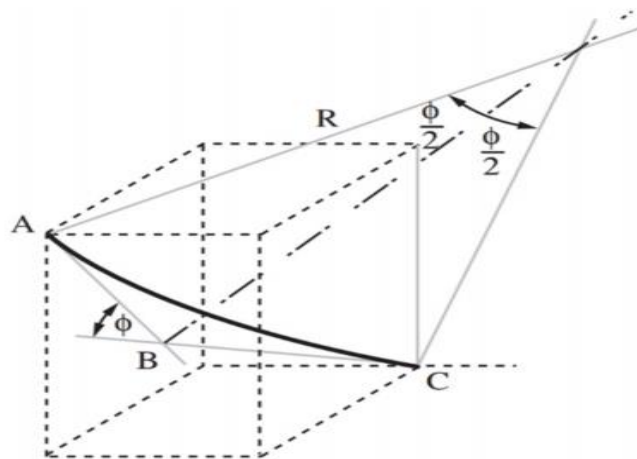


Figura 3.5: Método de curvatura mínima.

Fuente: (Farah, 2013) Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, With a Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti.

Fórmulas establecidas para el método de curvatura mínima:

El ángulo de pata de perro (Φ) puede ser calculado por la siguiente ecuación:

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

Ecuación 13: Para calculara el ángulo de pata de perro.

Se incluye el factor de radio, el cual se lo puede calcular con la siguiente ecuación:

- $F = \frac{2}{\phi} * \left(\frac{180}{\pi}\right) * \tan\left(\frac{\phi}{2}\right)$

Ecuación 14: Para calcular el factor de radio.

Este factor de radio es aplicado para los cálculos de ΔV , ΔN y ΔE , entonces las ecuaciones para el método de curvatura mínima se resumen en:

- $\Delta V = F * \frac{L}{2} * (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2)$

Ecuación 15: Para calcular incremento ΔV .

- $\Delta N = F * \frac{L}{2} * (\sin \alpha_1 * \cos \beta_1 + \sin \alpha_2 * \cos \beta_2)$

Ecuación 16: Para calcular incremento ΔN .

- $\Delta E = F * \frac{L}{2} * (\sin \alpha_1 * \sin \beta_1 + \sin \alpha_2 * \sin \beta_2)$

Ecuación 17: Para calcular incremento ΔE .

3.2. MÉTODOS DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES.

En la actualidad existen cuatro métodos de construcción de pozos horizontales, los cuales se diferencian por la forma de construcción del ángulo máximo al objetivo planteado.

3.2.1. CURVA DE CONSTRUCCIÓN SENCILLA.

La construcción de curva sencilla está compuesta por un intervalo de construcción continua, el cual comienza desde el punto final de la profundidad vertical dando inicio al punto de desvío (Kickoff Point)

alcanzando 90° en el final de la curva (**Figura 3.7**). Para el diseño de la construcción de la curva es necesario definir dos variables:

- ❖ Definir la profundidad vertical del objetivo.
- ❖ Definir la posición estructural en el reservorio.

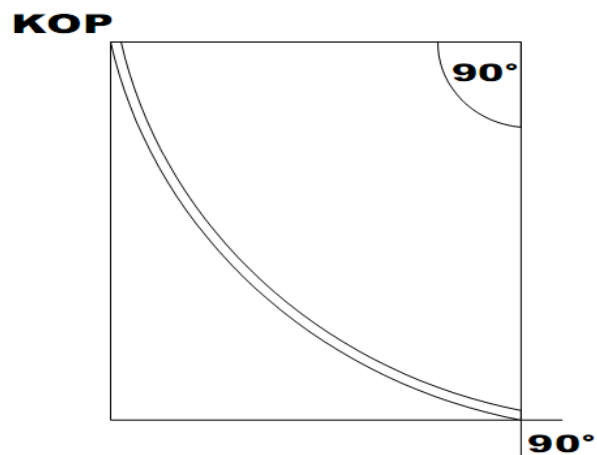


Figura 3.6: Curva de construcción sencilla, modificado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

Fuente: (Fernández & Romero, 2003) Curso básico de perforación direccional.

3.2.2. CURVA DE CONSTRUCCIÓN TANGENTE SIMPLE.

Este tipo de curva está construido por dos intervalos de incremento de ángulo, las cuales se ven separadas por una sección tangencial (**Figura 3.8**). Generalmente para generar estos dos intervalos se usa la misma tasa de construcción (°/100ft) configurada en el motor de fondo.

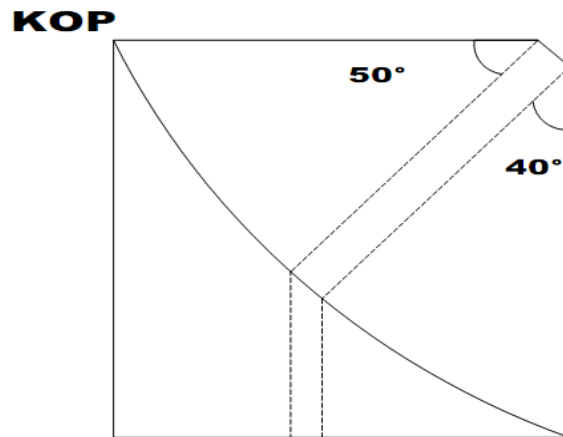


Figura 3.7: Curva de construcción tangente simple, elaborado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

3.2.3. CURVA DE CONSTRUCCION TANGENTE COMPLEJA.

Este método al igual que el de la tangente simple consta de dos intervalos separados por una sección constante o tangente (**Figura 3.9**), la principal diferencia es que en la segunda curva se requiere una combinación de tasa de construcción (diferente al usado para construir la primera curva) y giro, o sea un cambio de dirección.

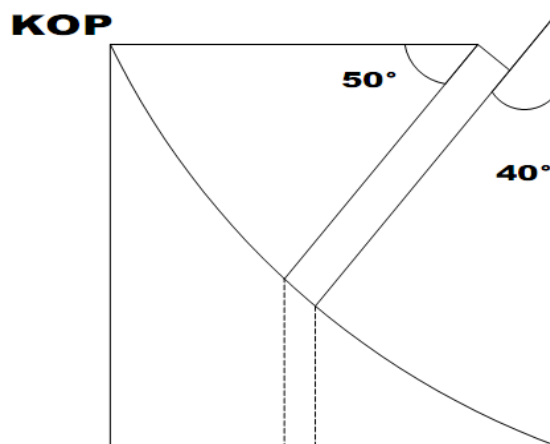


Figura 3.8: Curva de construcción tangente compleja, elaborado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

3.2.4. CURVA DE CONSTRUCCIÓN IDEAL.

El método de construcción ideal cuenta con dos intervalos, más no de una sección tangencial, estos intervalos defieren en su tasa de incremento de ángulo (**Figura 3.10**).

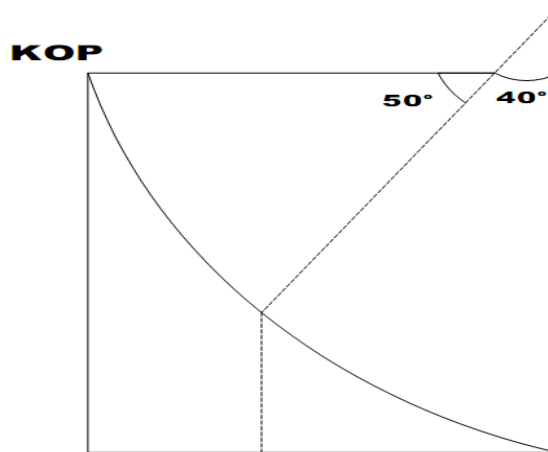


Figura 3.9: Curva de construcción ideal, elaborado en Autocad por Colorado Luis, 2018.

3.3. DISEÑO DE TRAYECTORIA PARA UN POZO HORIZONTAL DE ALCANCE EXTENDIDO.

A continuación, se presentará un ejemplo de aplicación donde se utiliza el método de curvatura mínima para realizar el diseño de la trayectoria de un pozo X, basándose en que este método se usa con mayor frecuencia en la práctica de campo, además se representara la curva de construcción tangente compleja, la cual es más ideal para llegar al objetivo planteado, debido a que se desea generar un diseño de trayectoria para un pozo de alcance extendido.

Para generar los resultados de este ejercicio se toma coordenadas de superficie y objetivo. La formulas respectivas para el diseño de la

trayectoria se encuentran especificadas en cada método en este mismo capítulo. Otras de las formulas necesarias serán descritas brevemente.

Para calcular el radio de curvatura se aplica la siguiente fórmula:

Donde B es el Build rate (tasa de construcción).

$$R = \frac{5730}{B}$$

Ecuación 18: Para calcular el radio de curvatura con respecto a la tasa de construcción.

Para calcular la dirección en la que se encuentra el objetivo se aplica la siguiente fórmula:

$$DIRECCIÓN = \text{Tag}^{-1} \frac{(OBETIVO - SUPERFICIE) E/O}{(OBJETIVO - SUPERFICIE) N/S}$$

Ecuación 19: Para calcular la dirección de la zona de interés.

El desplazamiento horizontal se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$DH = [(OBJ - SUP)^2 (E/O) + (OBJ - SUP)^2 (N/S)]^{\frac{1}{2}}$$

Ecuación 20: Para calcular el desplazamiento horizontal en la que se encuentra el objetivo.

Para calcular la longitud de cada sección perforada se aplica la siguiente fórmula:

$$L = 100 * \frac{\theta_i - \theta_f}{B}$$

Ecuación 21: Para calcular la longitud de cada sección perforada.

En la siguiente tabla de cálculos se presentan la inclinación (θ_i , θ_f), la cual varía hasta llegar al ángulo final, cabe recalcar que este diferencial de inclinación es una suposición, ya que en la práctica real no será así. Al igual que la dirección de la trayectoria (β), los otros resultados restantes están especificados anteriormente en el método de curvatura mínima (Φ , F, ΔN , ΔE , ΔV).

Las coordenadas utilizadas para el cálculo del azimut son:

SUPERFICIE**OBEJTIVO**

N: 6833184.2

6834846

E: 410261

412165

Para la construcción de la primera curva se usa una tasa de construcción de 8°/100ft finalizando esta primera sección con un ángulo de inclinación de 50° y una longitud perforada de 625ft, a partir de este punto se construye una sección constante (sección tangente) el cual consta con una longitud perforada de 120 ft, por último, se construye la segunda curva con una tasa de construcción de 6.5°/100ft y una longitud perforada de 615ft.

θ_i	θ_f	β	Φ	F	ΔN	ΔE	ΔV
0	10	5,4317	10	1,0025	10,8318	1,03	124,3663
10	20	10,8635	10,3453	1,0027	31,8841	5,0699	120,6091
20	30	16,2952	12,0576	1,0037	51,1768	12,8446	113,2757
30	40	21,727	15,851	1,0064	67,7475	23,7922	102,66
40	50	27,1587	21,4843	1,0119	80,869	37,1625	89,0984
50	50	27,1587	20,7234	1,011	82,6936	42,4235	77,9866
50	60	32,5905	28,3157	1,0209	110,753	64,0493	89,6846
60	70	38,0222	35,6987	1,0337	116,8039	83,0611	66,909
70	80	43,454	43,0149	1,0498	117,4338	101,3727	41,6152
80	90	48.8857	49.6411	1.0676	112.6441	117.4259	14.2521

Tabla 1: Cálculo de los diferentes surveys, realizado en Matlab por Colorado Luis, 2018.

A continuación, se representa gráficamente los resultados de ΔN , ΔE ya que estos representan la inclinación y dirección de la trayectoria.

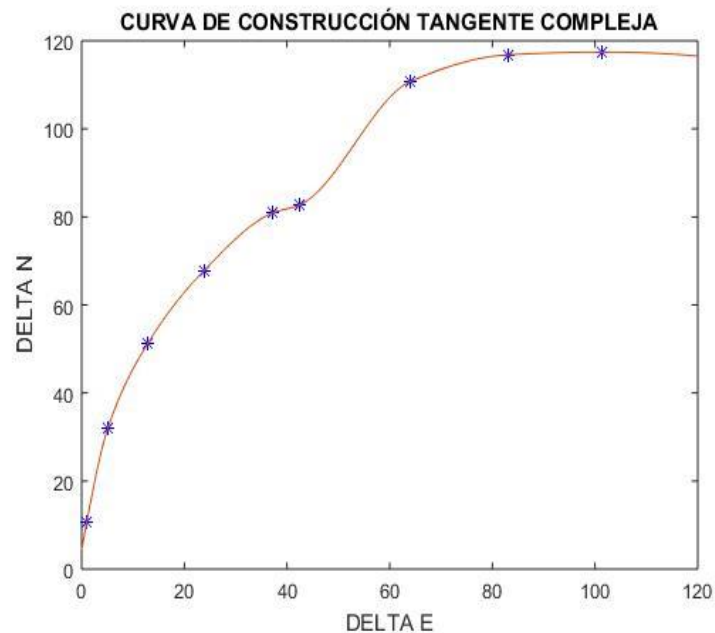


Figura 3.10: Diseño de trayectoria (vista en planta), generada en Matlab por Colorado Luis, 2018

3.4. FACTORES A CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

La sarta de perforación, como se ha especificado con anterioridad es un conjunto de componentes mecánicos armados secuencialmente, un diseño óptimo del ensamblaje de fondo requiere de tres etapas principales:

- ❖ Requiere de diseño mecánico.
- ❖ Requiere de diseño direccional.
- ❖ Requiere de diseño hidráulico.

DISEÑO MECÁNICO.

El diseño mecánico describe las limitaciones de perforación y del drill Collars a los esfuerzos de:

- ❖ Tensión.
- ❖ Sobre tensión permisible.
- ❖ Estallido

- ❖ Colapso.
- ❖ Torsión.
- ❖ Pandeo.

DISEÑO DIRECCIONAL.

Esta etapa describe la tendencia de desviación que requerirá el ensamblaje de fondo para alcanzar una determinada dirección.

DISEÑO HIDRÁULICO.

Describe la influencia que tiene la geometría interna y externa de la sarta sobre las pérdidas friccionales en el sistema circulante de fluidos.

Schlumberger indica en su curso: **Diseño de sarta de perforación y herramientas de fondo**: El análisis realizado por distintos especialistas en perforación direccional recomienda el uso de tubería de perforación de $5\frac{1}{2}$ o $6\frac{5}{8}$ para pozos ultra profundo.

3.4.1. BOTTOM HOLE ASSEMBLIES (BHA).

La herramienta de fondo de pozo (BHA) es un componente de la sarta de perforación. Un BHA reside en la sarta sobre la broca de perforación y debajo de la tubería de perforación. El componente primario del BHA es el drill collar. La **Figura 3.12** muestra los posibles componentes de un BHA y sus posiciones típicas dentro del mismo.

Los objetivos del BHA son:

- Controlar la dirección e inclinación en pozos direccionales.
- Reducir las severidades de pata de perro
- Asegurar que el casing pueda ser corrido dentro del pozo.
- Incrementar el desempeño de la broca de perforación.
- Reducir las vibraciones en la sarta.

- Proteger a la tubería de perforación de cargas torsionales y flexión excesivas.

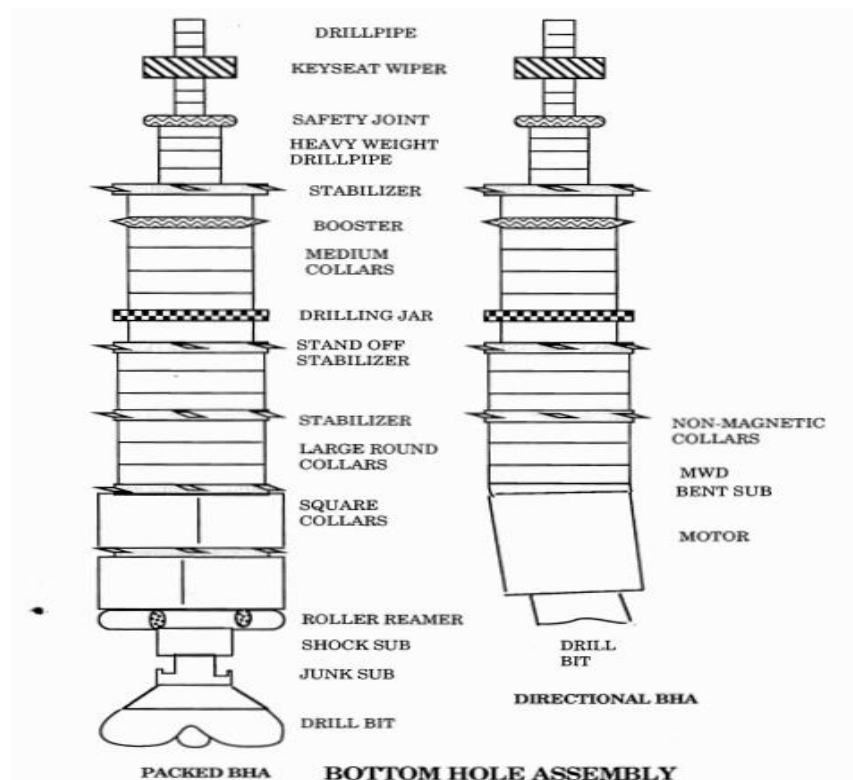


Figura 3.11: Componentes del BHA.

Fuente: (Mitchell, 1995) *Advance Oilwell Drilling Engineering*.

El BHA para la perforación de pozos horizontales deberá estar dividido dentro de tres categorías:

- BHA de motor. BHA en donde el motor de fondo está instalado y este proporciona la potencia para que la broca gire.
- BHA rotatorio. La sarta de perforación es girada con una mesa rotaria o más bien con un top drive desde la superficie.
- BHA dirigible. Estos tipos de BHA cuentan con bent subs en su configuración, bent Housing, estabilizadores y motor de fondo.

Todos estos tipos de BHA deberán tener un MWD o una herramienta de navegación y a su vez deben contar con drill Collars no magnéticos.

A parte de que los BHA horizontales no deben tener drill Collars no magnéticos, estos deben contar con tubería de perforación de gran peso.

De acuerdo a (Mitchell, 1995) en su libro: **Advance Oilwell Drilling Engineering**, publicado en la **SPE Handbook**, los BHA típicos para pozos de radio largo, medio y corto son los siguientes:

9 7/8" construcción de ángulo		
Componentes	OD (in)	Longitud (ft)
Broca	9 7/8	0,90
PDM	6 ¾	21,19
Pony Collar	7	8,17
Estabilizador con cuchilla integrada	9 ¾	4,46
MWD monel	6 ¼	29,24
MWD pulser	6 ¼	6,45
Monel Drill Collars	6 5/16	29,55
Drill Collars	6 3/8	184,42
DC extra pesados	4 ½	902,86
Drill Pipe	4 ½	To surface

Tabla 2: Componentes de BHA para construcción de ángulo en un pozo de 9 7/8".

Fuente: (Mitchell , 1995) Advance Oilwell Drilling Engineering.

6 ½" construcción de ángulo		
Componentes	OD (in)	Longitud (ft)
Broca PDC	6 ½	0,80
PDM	4 ¾	18,88
Estabilizador no magnético	6	5,25
MWD Monel	4 ¾	31,11
MWD Pulser Sub	5	3,35
Float Sub	5 3/8	1,35
Drill Collars flexibles no magnéticos.	4 ¾	62,21
DC extra pesados	3 ½	1748, 51
Drill Pipe	3 ½	To surface

Tabla 3: Componentes de BHA para construcción de ángulo en un pozo de 6 1/2".

Fuente: (Mitchell , 1995) Advance Oilwell Drilling Engineering.

6 ½" alcance lateral		
Componentes	OD (in)	Longitud (ft)
Broca	6 ½	0,80
PDM	4 ¾	18,90
Pony Collar	4 ¾	6,79
Estabilizador con cuchilla integrada	6 3/8	2,92
MWD monel	4 ¾	31,11
MWD pulser	5	3,35
Float Sub	5 3/8	1,35
Drill Collars flexibles no magnéticos	4 ¾	62,21
Nipple Sub	5 1/4	1,78
DC extra pesados	3 ½	2923, 10
DC	4 ¾	448,21
DC extra pesados	3 ½	90,73
Drill Pipe	3 ½	To surface

Tabla 4: Componentes de BHA para alcance lateral en un pozo de 6 /12.

Fuente: (Mitchell , 1995) Advance Oilwell Drilling Engineering.

3.4.2. TORQUE Y ARRASTRE.

El torque y arrastre es un término amplio que se refiere a los efectos que la geometría y otros aspectos de la perforación del pozo deberá tener en el giro y la tracción de la sarta de perforación.

En lo que respecta a la sarta de perforación, hay dos modos de perforación: Deslizamiento y rotación. En el modo de deslizamiento la sarta de perforación no es rotada y el torque es bajo; además, el arrastre axial es alto y es posible bloquearlo.

El bloqueo es el pandeo de una sección de la sarta de perforación dentro del pozo perforado e impide la transmisión de la fuerza a la broca o BHA.

En el modo rotacional la sarta de perforación es rotada a una rata en la cual reduce el arrastre para una fuerza trivial; y bloquear el torque en este modo es imposible ya que es alto.

Otros aspectos del torque y arrastre son el máximo peso de la sarta de perforación disponibles para la broca, el pandeo de la sarta, los factores de fricción y el máximo torque disponible para la broca.

3.4.2.1. MEDIDA DE ARRASTRE DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

La medición del arrastre dentro del pozo se puede determinar observando tres pesos de la sarta de perforación con el indicador de peso del piso de la plataforma.

- Mientras rota 1 a 2 ft en el fondo.
- Mientras la tracción de la sarta de perforación va a una velocidad de 10 a 20 ft por minuto.

3.4.2.2. ARRASTRE POR FRICCIÓN.

La fricción axial puede ser provocada por tres factores; el peso aparente flotante de la sarta de perforación en la parte inferior del pozo; la flexión de la sarta de perforación en un dogleg (pata de perro); y el empaclado de la sarta de perforación en los cortes de capa.

En la siguiente ecuación el signo “+” es usado si el dogleg está en forma de un arco y el signo “-“ es usado si el dogleg está en forma de un hundimiento (**Figura 3.13**).



*Figura 3.12: Formas de dogleg.
Fuente: (Mitchell , 1995) Advance Oilwell
Drilling Engineering.*

La ecuación para el arrastre por fricción es la siguiente:

$$F_f = \sum \left[u * B_f * W_s * DL(+o -)u * 2 * T * \sin\left(\frac{DLS * LOS}{2}\right) + BP \right]_i$$

Ecuación 22: Formula para determinar el arrastre por fricción.

Dónde:

u: Coeficiente de fricción entre la sarta de perforación y el pozo; lb/lb (el coeficiente de fricción entre la sarta y el pozo esta entre 0.24 a 0.28).

DL: Longitud del dogleg de salida en una sección; ft.

DLS: Severidad de pata de perro; °/100ft.

T: Tensión axial en la sección; lb.

LOS: Longitud de la sección en la pata de perro; ft.

BP: Empaquetamiento de las fuerzas axiales de un corte de capa; lb.

3.4.3. PANDEO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

El pandeo de la tubería o también llamado buckling, es un fenómeno resultante de la deformación de la sarta de perforación que se produce debido a las grandes fuerzas comprensivas que afectan su estabilidad elástica y distorsiona la tubería.

De acuerdo a (Lourido, P., 2016), en su tesis de grado: **Optimización del Diseño de BHA Para la Toma de Núcleos en Pozos Direccionales Tipo J**, existen dos tipos de pandeo: Sinusoidal y helicoidal como se muestra en la **Figura 3.14**.

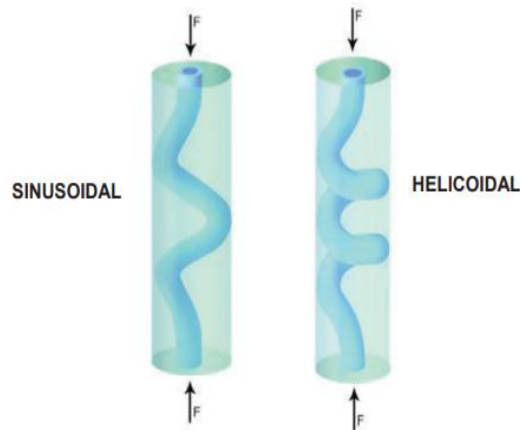


Figura 3.13: Tipos de pandeo en la tubería de perforación.

Fuente: (Lourido, 2016) Optimización del Diseño de BHA Para la Toma de Núcleos en Pozos Direccionales Tipo J.

(Mitchell, 1995) escribió una ecuación la cual predice el pandeo de la tubería en un pozo inclinado. La esencia de la ecuación es que la gravedad jala la tubería hacia el fondo del pozo y tiende a enderezarla, la rigidez de la tubería tiende a mantenerla recta, y las cargas en los extremos de la tubería tienden a doblarla. La ecuación es la siguiente:

$$BL = 1617 * \left[\frac{B_f * (D^2 - d^2)(D^4 - d^4) * \sin \beta}{H * D} \right]^{0.5}$$

Ecuación 23: Formulas para determinar el pandeo de la tubería.

Dónde:

D: Diámetro externo de la tubería de perforación; in.

β : Angulo de inclinación del pozo; °.

d: Diámetro interno de la tubería; in.

H: Diámetro del pozo; in.

3.4.4. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

3.4.4.1. FACTOR DE FLOTACIÓN.

Debido a que la tubería pierde peso cuando está en contacto con el lodo de perforación ya que estos ejercen fuerzas opuestas sobre el peso de la tubería, la cual se conoce como fuerza de empuje (**Figura 3.15**). El factor de flotación (F_F , adimensional) se obtiene con la fórmula:

$$F_F = 1 - \frac{\rho_{LODO}}{65,5}$$

Ecuación 24: Para calcular el Factor de flotación.

65,5= Densidad del acero 65,5 Lbs/galon.

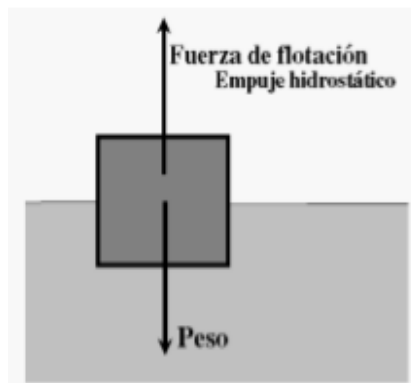


Figura 3.14: Representación gráfica del factor de flotación.

Fuente: (Correa, Jara & Quicaliquin , 2010) Parámetros de Diseño para Perforar y Revestir un Pozo Horizontal.

3.4.4.2. LONGITUD DE LOS DRILL COLLAR (DC) Y TUBERÍA PESADA (HWDP).

Para determinar la longitud del drill collar y lograr el peso necesario en la barrena es necesario emplear la fórmula:

$$L_{DC} = \frac{F_S * WOB}{F_F * W_{DC}}$$

Ecuación 25: Para determinar la longitud de los DC.

Para el cálculo de la longitud de los drill collar se emplea un factor de seguridad ($F_S = 1.15$), el cual garantiza que el punto neutro (punto en la sarta de perforación donde pasa de estar en estado de compresión a estado de tensión) permanezca dentro los drill collar cuando fuerzas imprevistas como revote, desviación y fricción están presentes.

Para perforaciones horizontales los DC no se usan normalmente, ya que se quiere evitar el pandeo en la sarta de perforación.

Debido a que el drill collar proporciona peso sobre la broca hay que elegir la longitud adecuada para proporcionar el peso requerido sobre la broca, por lo tanto, existen tres tipos de BHA:

BHA, TIPO 1: El peso sobre la broca lo otorgan principalmente los DC y el punto neutro está localizado en los mismos (**Figura 3.16**). Para este tipo de BHA la longitud de los DC se los obtiene usando la fórmula:

$$L_{DC} = \frac{WOB * F_S}{W_{DC} * F_F * \cos I}$$

Ecuación 26: Para Determinar la Longitud total de los DC, PARA UN BHA Tipo 1.

I: Inclinación del pozo.

BHA, TIPO2: En este caso la tubería pesada (HWDP) sirve de transición para los esfuerzos en la tubería de perforación y los DC. El punto neutro

se encuentra ubicado en los DC (**Figura 3,16**). Para este tipo de BHA se emplea la misma ecuación que la del Tipo 1.

BHA, TIPO 3: Para este tipo de BHA los lastrabarrenas necesarios son mínimos para el control direccional, ya que se reduciría la tendencia a atascarse por presión diferencial. El peso sobre la broca lo otorga los DC y la tubería pesada (**Figura 3,16**). Para lograr mayor control direccional, manteniendo el punto neutro dentro de la tubería pesada, la longitud se determina con la fórmula **(3.25)**:

$$L_{HWDP} = \frac{\frac{WOB * F_S}{F_F * \cos I} - (W_{DC} * L_{DC})}{W_{HWDP}}$$

Ecuación 27: Para determinar la longitud total de la tubería pesada, para un BHA Tipo 3.

De acuerdo a (Correa, Jara & Quicaliquin , 2010) en su tesis: **Parametros de Diseño para Perforar y Revestir un Pozo horizontal**, en los pozos horizontales de alto ángulo un BHA pesado ocasionara problemas, ya que estará más propenso al aumento de arrastre por torsión y tensión. Por lo tanto el peso requerido para la broca se aplica con la tubería de perforación.

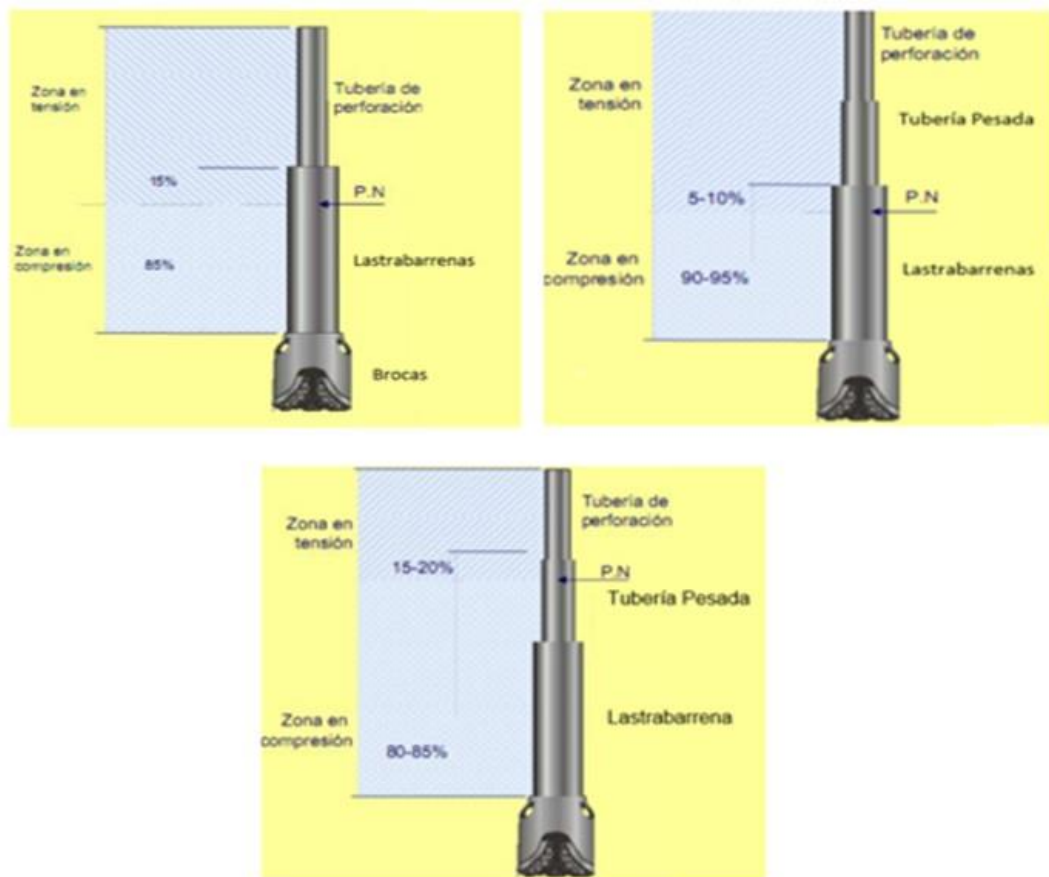


Figura 3.15: Tipos de BHA, 1 parte superior izquierda, 2 parte superior derecha y 3. Fuente: (Correa, Jara & Quicaliquin , 2010) Parámetros de Diseño para Perforar y Revestir un Pozo Horizontal.

Dentro de los factores que se consideran para el diseño de la sarta de perforación uno de los principales se describe a continuación.

3.4.5. TENSIÓN.

Para diseñar la sarta de perforación por tensión, se debe tomar en cuenta los siguientes criterios reflejados en la **Figura 3.17**.

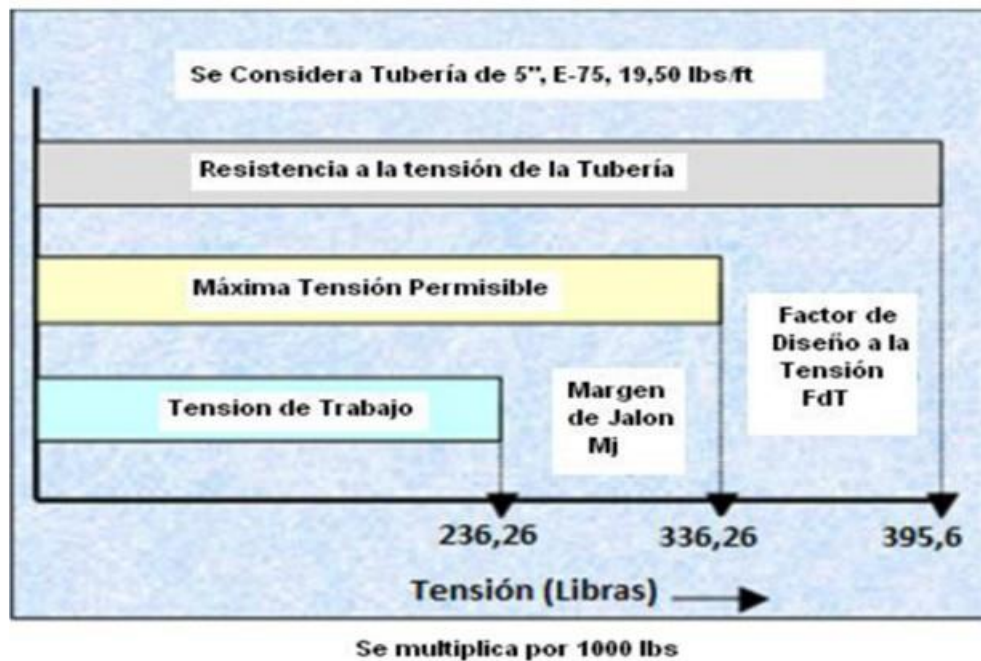


Figura 3.16: Criterios para diseño de BHA bajo tensión.

Fuente: (Correa, Jara & Quicaliquin, 2010) *Parámetros de Diseño para Perforar y Revestir un Pozo Horizontal*.

3.4.5.1. RESISTENCIA DEL DRILL PIPE (DP) A LA TENSIÓN (Pt).

Tensión máxima permisible en la tubería de perforación el cual se obtiene por medio de tablas.

Cuando la tubería de perforación alcanza o sobrepasa el punto de cedencia, se presentarán los siguientes factores negativos:

- Deformación total, la cual se define como la suma de la deformación plástica y elástica.
- Estiramiento, permanente en la tubería una vez que pase este fenómeno.
- Dificultad para mantener la dirección de la trayectoria.

3.4.5.2. FACTOR DE SEGURIDAD POR TENSIÓN.

Este factor se aplica para disminuir la capacidad de la resistencia a la tensión de la tubería, de tal manera que se obtenga una carga permisible máxima. El valor generalmente es 1,1.

3.4.5.3. CARGA PERMISIBLE (Pa).

Es la carga máxima que puede soportar la tubería de perforación, incluyendo las contingencias. Esta carga se la calcula con la fórmula:

$$Pa = \frac{Pt}{\text{Factor de Seguridad por Tensión}}$$

Ecuación 28: Para determinar la carga permisible en la DP.

3.4.5.4. MARGEN DE SOBRETENSIÓN (MOP).

El margen de sobre tensión, se describe como la capacidad de tensión en exceso mayor al peso colgante de la sarta en la superficie y se utiliza para superar problemas como el arrastre, atrapamiento y aplastamiento por cuñas. El MOP se fija entre (50 y 100) KLb.

3.4.5.5. CARGA O TENSIÓN DE TRABAJO (PW).

Tensión máxima que puede ocurrir durante operaciones normales en la tubería de perforación. Se la puede obtener con la fórmula:

$$Pw = Pa - MOP$$

Ecuación 29: Para determinar la tensión de trabajo en la DP.

3.4.6. LONGITUD MÁXIMA DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

La longitud máxima de la tubería de perforación que se puede usar se la obtiene con la fórmula:

$$LDP = \frac{\frac{PW}{B_F} - (W_{DC} * L_{DC}) - (W_{HWDP} * L_{HWDP})}{W_{DP}}$$

Ecuación 30: Para determinar la Longitud Máxima de la DP.

Dónde:

W_{DC} = Peso de los Drill Collar o Lastra Barrenas.

L_{DC} = Longitud de los Drill Collar o Lastra Barrenas.

W_{HWDP} = Peso de la tubería pesada.

L_{HWDP} = Longitud de la tubería pesada.

3.4.7. PESO SOBRE LA BROCA EN POZOS VERTICALES E INCLINADOS.

$$WOB = B_F * W_{SBHA} * F_S$$

Ecuación 31: Formula para determinar el peso sobre la broca en pozos verticales

Dónde:

B_F : Es el factor de flotación.

W_{SBHA} : Es el peso de cada uno de los elementos que conforman el BHA.

F_S : Es el factor de seguridad.

$$WOB = B_F * W_{SBHA} * \cos(\phi) + 1617 * \left[\frac{B_F * (D^2 - d^2) * (D^4 - d^4) * \sin(\phi)}{H - D} \right]^{0.5}$$

Ecuación 32: Formula para determinar el peso sobre la broca en pozos inclinados

Dónde:

Φ : Es el ángulo de inclinación del pozo.

D y d: Es el diámetro externo e interno de la tubería de perforación, respectivamente.

H: Es el diámetro del pozo.

3.4.8. MECANISMO DE APLICACIÓN DE LOS ESTABILIZADORES.

Debido a que en el diseño de la trayectoria es la de una curva de construcción tangente compleja, el diseño de la sarta de perforación requerirá de herramientas claves para cuando se necesite construir, mantener o tumbar ángulo. De acuerdo a (Molero, 2011) en su curso de: **Diseño de Sartas y Perforación Direccional**, presenta el mecanismo de aplicación de los estabilizadores en la configuración del ensamblaje de fondo:

1. Para construir una sección (Figura 3.18), se necesita:

La posición estándar de los estabilizadores:

- Cerca de la broca de perforación, el estabilizador debe de estar a 60ft de la broca (0ft--60ft).
- 2. Para mantener constante una sección (Figura 3.18), se necesita:**

Posición estándar de los estabilizadores:

- Cerca de la broca, estabilizador a 30ft y a 60ft (0ft--30ft--60ft).
- También, estabilizador a 10 ft de la broca, a 40ft, y a 70ft (0ft--10ft--40ft--70ft).

3. Para tumbar una sección (Figura 3.18), se necesita:

Posición estándar de los estabilizadores:

- Estabilizador a 60ft de la broca (0ft--60ft).

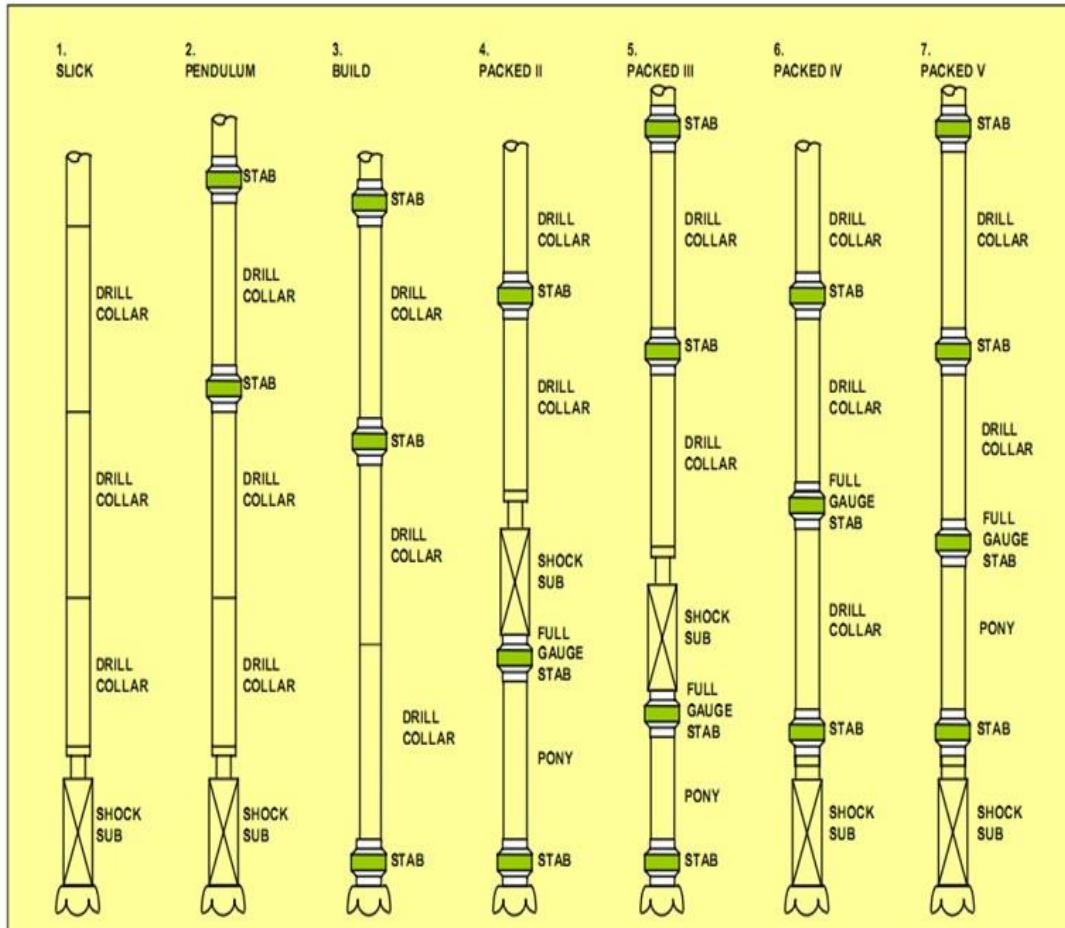


Figura 3.17: Mecanismo de aplicación de estabilizadores para configuración del BHA.
Fuente: (Calero, 2011) Diseño de Sartas y Perforación Direccional.

CAPÍTULO IV

4. GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL EN EL GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO.

4.1. INTRODUCCIÓN.

En los últimos 15 años la industria petrolera ha pasado de perforar pozos prácticamente verticales a pozos horizontales en su mayoría. Este cambio se produjo por múltiples factores, incluida la mayor eficiencia de producción que se logra con la aplicación de los pozos horizontales y las mejoras en cuanto a la tecnología de perforación y registros.

Las tecnologías de geonavegación y de perforación de pozos horizontales de alcance extendido han incrementado la capacidad para contactar una mayor área de volumen del yacimiento con pozos complejos, debido a que se adquieren mayor cantidad de datos de alta calidad con herramientas MWD y LWD modernas. Estos datos obtenidos del yacimiento por medio de las herramientas se receptan en superficie para su interpretación en tiempo real y posteriormente analizando la trayectoria del pozo para que este cubra en su mayoría a la arena productora (Bourgeois, 2007).

En este capítulo se describirán las herramientas azimutales, las cuales permiten navegar con mayor facilidad en la zona de interés, permitiendo mejorar el posicionamiento del pozo, aumentando el alcance horizontal, cubriendo la mayor parte de la arena (aumenta el área de drenaje). Optimizando la producción de petróleo crudo.

4.2. GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE.

La cuenca oriente ecuatoriana representa una de las cuencas subandinas más complejas y más atractivas tanto desde el punto de vista científico como económico. Esta posee alrededor de 30 mil millones de barriles de petróleo en sitio, los cuales están acumulados en cien campos (Baby, Rivadeneira & Barragan, 2004). Esta cuenca está conformada por dos dominios morfológicos: El piedemonte Subandino y la llanura Amazónica.

La cuenca oriente cuenta con una extensión aproximada de 100000 Km^2 , está limitada al norte por la Subcuenca Putumayo en Colombia y al sur por la Subcuenca Maraón en el Perú. Los campos productores se encuentran en la llanura Amazónica y las estructuras productoras son anticlinales de bajo relieve (Cevallos, 2010).

Los principales reservorios están constituidos por areniscas basales en la formación Terciaria Tena; las areniscas M-1, M-2, U y T de la formación Cretácico Napo y la formación Hollín del Cretácico inferior. Las calizas A y b, así como los depósitos conglomeráticos de Tiyuyacu se consideran reservorios marginales.

4.2.1. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE.

La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia debido a que se encuentran las areniscas de la formación Hollín y las areniscas M-1, M-2, U y T de la formación Napo, ya que estas constituyen los principales reservorios de la Cuenca Oriente **(Figura 4.1)**.

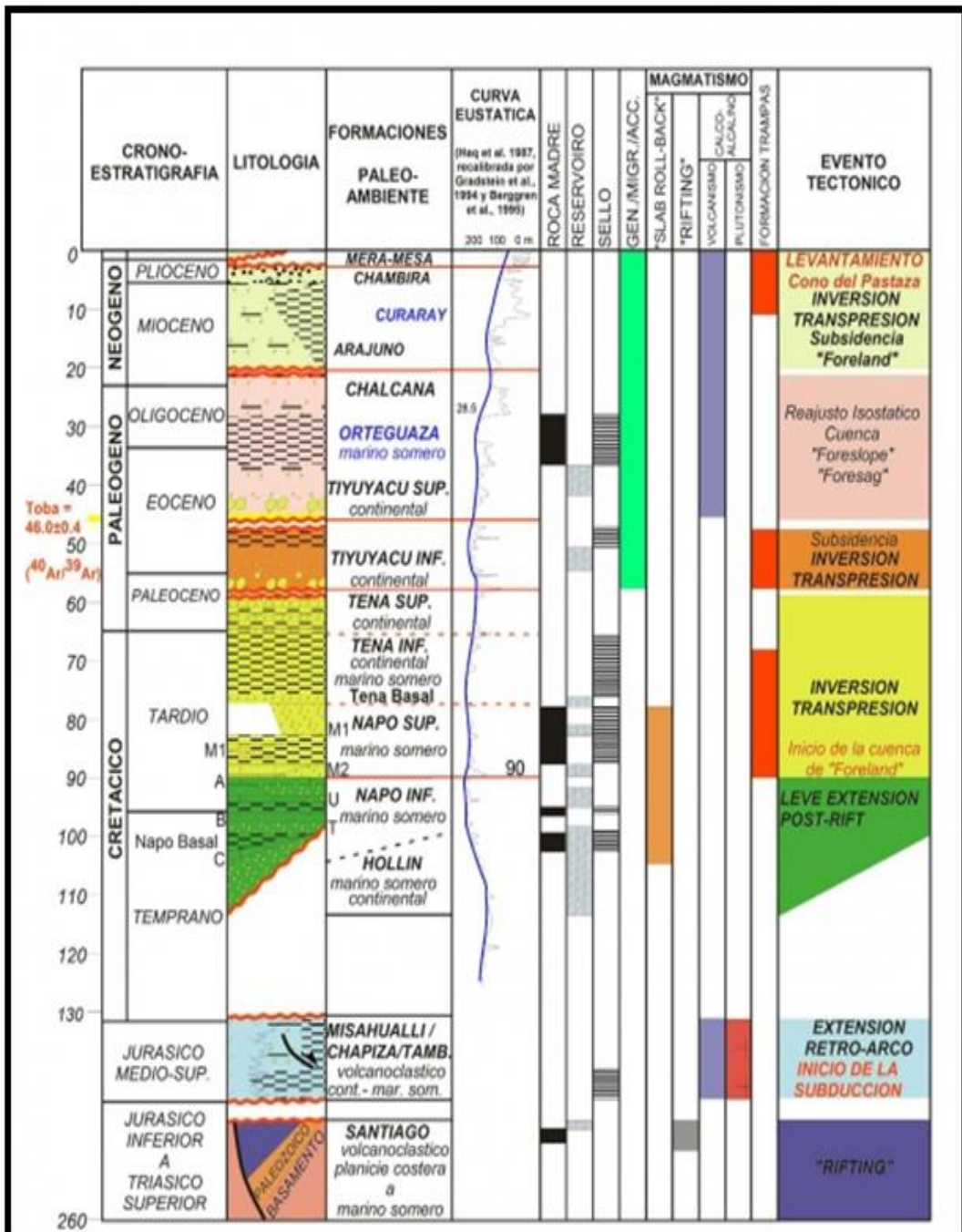


Figura 4.1: Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). Columna estratigráfica del oriente ecuatoriano. Recuperado de <http://books.openedition.org/ifea/2984?lang=es#authors>.

4.2.2. PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA DE LAS DIFERENTES FORMACIONES EN LA CUENCA ORIENTE.

Formaciones	TVD (ft)
Orteguaza	2710
Tiyuyaco	3650
Tena	4616
Basal Tena	4806
Napo	4818
Arena M1	4820
Caliza M1	-
Caliza M2	5087
Arena M2	5126
Caliza A	5250
Arena U	5268
Arena T	5450
Hollín	5605
Pre-Hollín	5756

*Tabla 5: Profundidad vertical verdadera de las formaciones de la Cuenca Oriente Ecuatoriano
Fuente: New Challenges in Construction and Production Prediction Using Multilateral Well to Develop Ecuadorian Oilfield in Enviromental Sensitive Areas, SPE-180810-MS.*

4.3. GEONAVEGACIÓN.

De acuerdo a (Schlumberger, 2013) en su artículo: **Navegación Estructural**, publicado en la revista **Oilfield Review** define la geonavegación como: “La combinación del análisis estructural y las capacidades de modelado con las imágenes de la pared del pozo (obtenidas por la herramienta de resistividad) para generar modelos 3D que utilizan los operadores para optimizar el posicionamiento de los pozos, a menudo en tiempo real”.

De acuerdo a (International Petroleum Technology Conference, 2008) en su artículo: **Integrating Images From Multiple Depths of Investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement**, presentado en la **Conferencia Tecnológica Internacional de Petróleo en Kuala Lumpur**, define la geonavegación como: “Un

cambio de la dirección de la trayectoria del pozo continuamente en respuesta a eventos geológicos encontrados”.

Prácticamente la geonavegación se basa en el análisis en superficie de los datos obtenidos en el fondo del pozo (obtenidos por herramientas azimutales), permitiendo modificar la dirección de la trayectoria si se encuentra ante un evento geológico no deseado.

4.3.1. GEONAVEGACIÓN EN POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO.

La tecnología en la perforación ha avanzado rápidamente en los últimos años, ya que la perforación de alcance extendido actualmente ha sobrepasado la barrera de los 10km. Como bien se ha dicho con anterioridad, con la nueva tecnología se puede maximizar el área de producción. La geonavegación en los pozos horizontales ha sido una técnica imprescindible, y muchas de las compañías petroleras optan por este recurso, debido a que pueden disminuir el riesgo de operación mientras se perfora.

De acuerdo a lo que menciona (Mottahedeh, 2005) en su artículo: **Horizontal Well Geosteering: Planing, Monitoring and Geosteering**, presentado en la **Sexta Conferencia Internacional de Petróleo en Canadá**, los requerimientos básicos (**Figura 4.2**) para que la geonavegación sea exitosa a lo largo del alcance horizontal del pozo (ya sea en un reservorio que contenga crudo pesado o gas) son:

- a) Planificar la trayectoria optima basados en los modelos geofísicos o geológicos.
- b) Monitorear el progreso del pozo mediante datos obtenidos en tiempo real por registros de perfiles de pozo y visualizaciones 3D.
- c) Continuarmente re-mapear para identificar la verdadera posición estratigráfica (TSP, True Stratigraphic Position).

- d) Oportunamente reportar sobre los registros de ruta actualizado para mejorar la trayectoria de perforación frente a la broca.

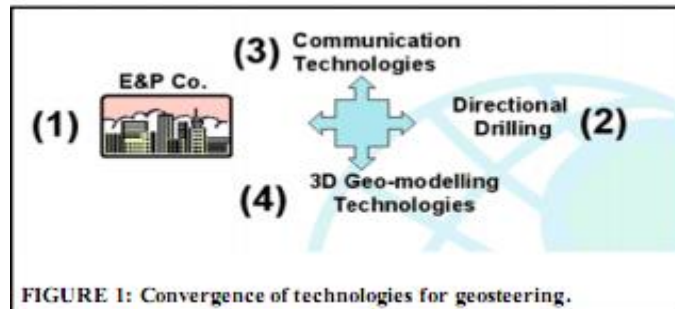


Figura 4.2: Requerimientos básicos para una geonavegación exitosa, obtenido del artículo Horizontal Well Geosteering: Planing, Monitoring and Geosteering.

4.3.1.1. VELOCIDADES DE PERFORACIÓN EN LA GEONAVEGACIÓN DEL ALCANCE EXTENDIDO DEL POZO.

Dependiendo de la profundidad y/o tipo de roca, las velocidades de perforación pueden variar desde muy rápido (200 m/hr en pozos horizontales de poca profundidad) hasta muy lento (3 a 10 m/hr en formaciones de bajo espesor). Para una perforación rápida o lenta, el proceso de geonavegación es usado como una herramienta de planeación y monitoreo. Esto reduce las conjeturas en la fase de perforación lo que se interpreta como optimización de tiempo en la perforación para un pozo dado, disminuyendo los costos totales e incrementando los beneficios.

4.3.1.2. CONSIDERACIONES PARA LA PERFORACIÓN/DIRECCIÓN DEL ALCANCE EXTENDIDO DEL POZO EN EL PROCESO DE GEONAVEGACIÓN.

El problema principal de perforación/dirección en la geonavegación es la distancia involucrada en la realización de una maniobra en la trayectoria del pozo, en particular cuando el pozo se sale de la zona de interés. Cuando un evento ocurre, es importante calcular la distancia en orden para determinar si se debería o no considerar un Sidetracking. Los eventos en general se presentan rápidamente y hacen que esta distancia sea bastante larga. Es indispensable conocer varias características de las herramientas, la geología y el personal involucrado para calcular una distancia de recuperación. Son:

- a) Ángulo de incidencia entre el pozo y la interfaz de la formación.
- b) Tiempo de reacción/distancia para el equipo de geonavegación a evaluar datos.
- c) La posición de la trayectoria deseada cuando se retome la formación.
- d) Anticipos de cambios adicionales en la orientación geológica y los efectos 3D.
- e) La factibilidad de la velocidad de la curva para girar paralelamente a la nueva inclinación.

La **Figura 4.3** muestra una forma básica para calcular la distancia de recuperación para varias situaciones en común. El parámetro clave para reducir la longitud es la proximidad de los datos de geonavegación en la broca. Por cada pie adicional que el sensor se encuentre alejado de la broca, se agregan dos pies a la distancia de recuperación. Esto repercutirá en un mayor ángulo de incidencia.

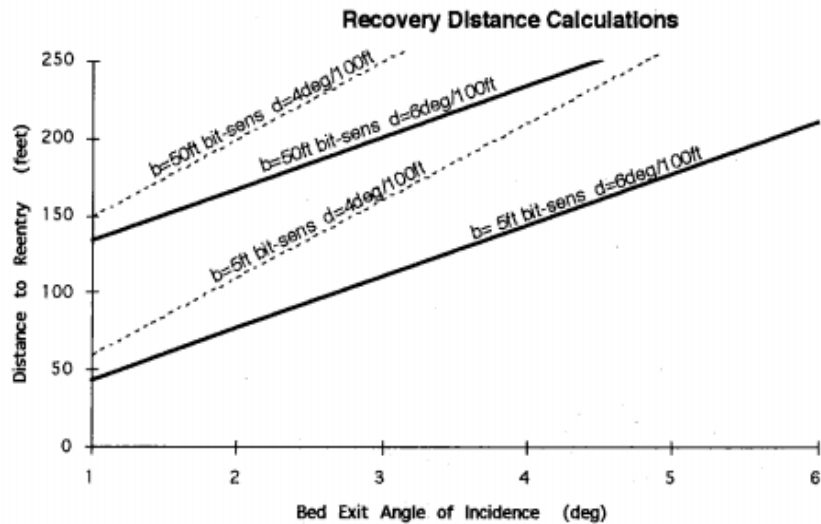


Figura 4.3: Método para calcular la distancia de reentrada cuando el pozo ha salido de la formación objetivo, obtenido del artículo: *The Principles and Procedures of Geosteering*.

4.3.1.3. TÉCNICAS PARA GEONAVEGAR EN UN POZO HORIZONTAL DE ALCANCE EXTENDIDO.

La geonavegación en pozos horizontales de alcance extendido presenta las siguientes técnicas para geonavegar:

4.3.1.3.1. CURVA SIMPLE.

Las herramientas tradicionales de propagación de onda LWD (Logging While Drilling) carecían de sensibilidad azimutal, la cual proporciona información direccional. La Figura 4.4 muestra una propagación de onda tradicional en una zona de pago de unos 10 Ω .m (ohmios por metro) donde la formación está limitada por dos capas conductoras de 1 Ω .m. A medida que la herramienta se acerca a la capa resistiva desde la parte superior la herramienta empieza a leer altos valores de resistividad (efecto de polarización), y a medida que la herramienta se acerca a la parte inferior de la capa conductiva, la herramienta también empieza a leer altos

valores de resistividad. La herramienta lee el mismo valor a medida que la misma se va acercando a las capas conductivas (tope y base). Estos resultados carecen de sensibilidad azimuthal, haciendo que la geonavegación en la zona de pago sea un desafío. Con estos valores no sería posible identificar si el pozo sale por la parte superior o inferior de la formación.

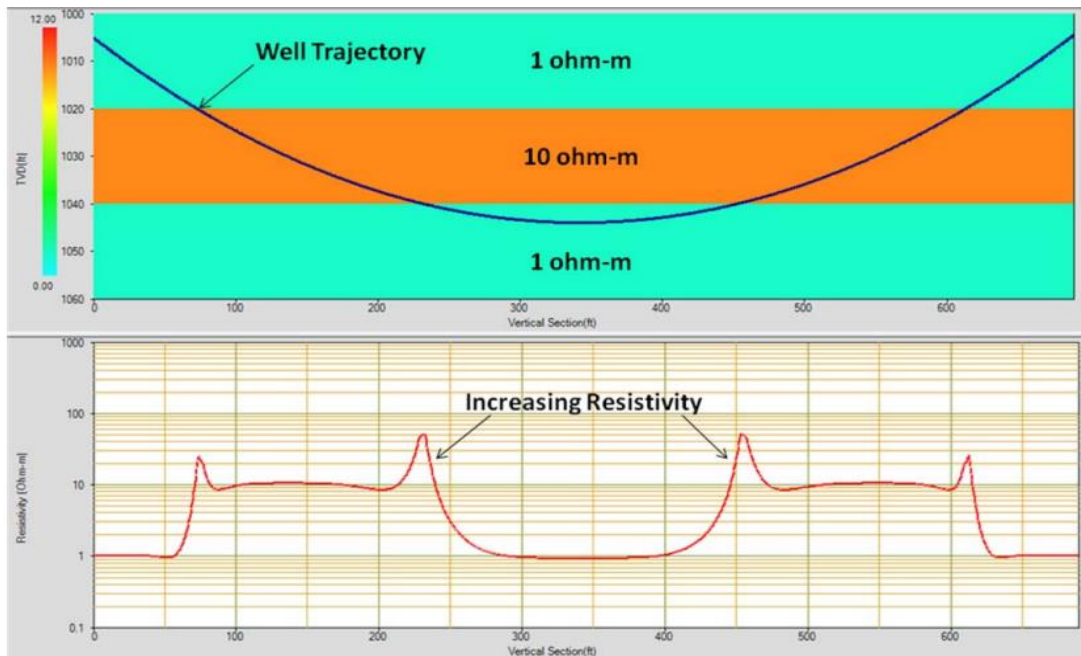


Figura 4.4: Respuestas de resistividad de la herramienta LWD no azimuthal, obtenido del artículo: *Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale, SPE 152160.*

4.3.1.3.2. CURVAS AZIMUTALES.

Usando un modelo similar como el que se mostró en la **Figura 4.4**. El cálculo de la respuesta de las herramientas azimuthales de lectura profunda se muestra en la **Figura 4.5**. El gráfico superior muestra la trayectoria del pozo, el gráfico de medio muestra las resistividades laterales altas y bajas y el gráfico inferior muestra la geoseñal direccional. La geoseñal es una diferencia entre las medidas determinadas en orientación azimuthal puestas de la herramienta. A medida que la

herramienta se acerca a la parte inferior conductiva, la resistividad lateral alta (comportamiento de la resistividad de la base) lee valores de resistividad muchos más bajos, indicando que la herramienta se está acercando a la capa conductiva desde arriba. A medida que la herramienta se está acercando a la parte superior conductiva, la resistividad lateral alta (comportamiento de resistividad del tope) lee una resistividad más baja, indicando que la herramienta se está acercando a la zona conductiva desde abajo, similarmente, la señal de geonavegación direccional decrece a medida que la herramienta se acerca a la capa conductiva desde arriba e incrementa a medida que la herramienta se acerca a la capa conductora desde abajo. Como se observa en la **Figura 4.6** (Reddy & Pitcher, 2012).

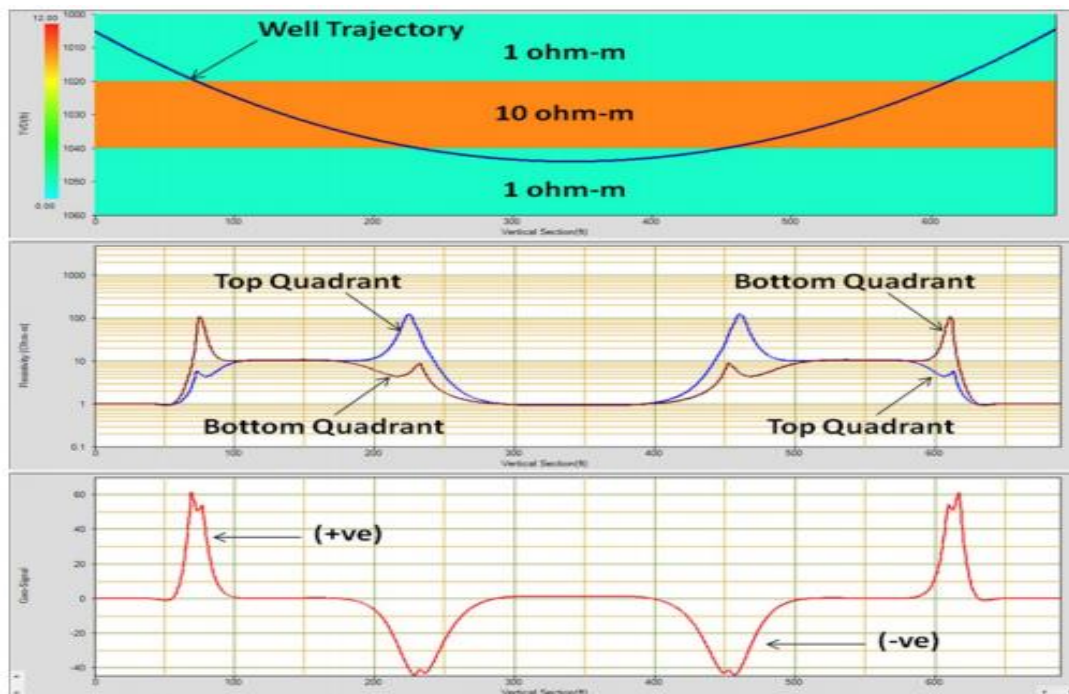


Figura 4.5: Respuesta azimuthal de la herramienta LWD, obtenido del artículo: *Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale*, SPE 152160.

4.3.1.3.2.1. MEDIDA DE GEOSEÑALES.

De acuerdo a (Cevallos, 2010) en su tesis: “Análisis Comparativo de La Obtención de Registros Eléctricos en Tiempo Real (LWD) Entre Herramientas Azimutales y Convencionales Para el Geoposicionamiento de Pozos Direccionales de Alto Ángulo y Horizontales”, define que las medidas de geoseñales son obtenidas a partir de las herramientas azimutales a diferentes profundidades de investigación, donde la información que proporcionan permite:

- Tener una posición espacial del pozo con respecto a la trayectoria.
- Detectar lo antes posibles eventos geológicos.
- Determinar la dirección de las capas.
- Detectar los ángulos de inclinación.

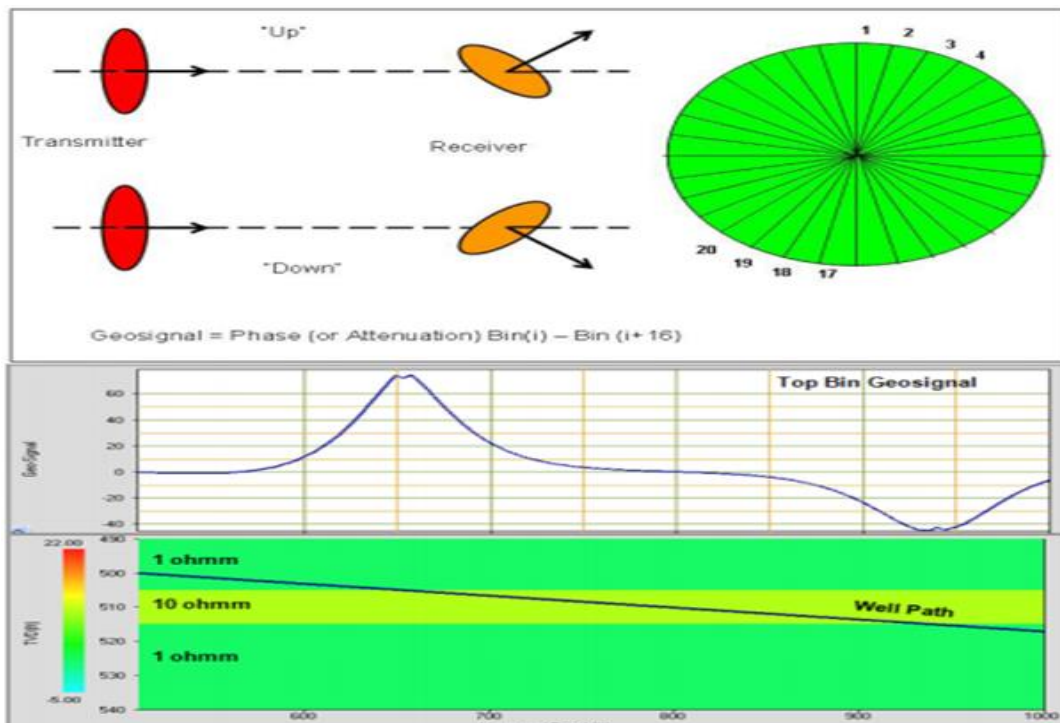


Figura 4.6 Respuestas de las medidas de geoseñales direccional en la geonavegación, obtenido del artículo: Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale, SPE 152160.

Una serie de medidas azimutales adicionales son producidas por el sensor de resistividad azimutal profundo, optimizado para geonavegar. Las medidas son llamadas señales de geonavegación o geoseñales. Estas son generadas por todos los espacios y por cada frecuencia de operación. Se agrupan regularmente en 32 sectores espaciados alrededor de la herramienta para proporcionar sensibilidad azimutal. Estas geoseñales son capaces de detectar límites de aproximación más lejanos que los registros de resistividad azimutal e imágenes. La **Figura 4.6** ilustra el método usado para derivar la geoseñal: Para el caso del grupo que está en la parte superior (1, 2, 3, 4), una medida del campo es tomada cuando el receptor está mirando hacia arriba. Inmediatamente, una segunda medida es tomada con la herramienta hacia abajo. La segunda medida es sustraída de la primera y el resultado es graficado como la geoseñal para un grupo de arriba. En formaciones homogéneas de gran espesor donde no hay límites dentro del rango, o donde los efectos de los límites son balanceados en una capa delgada (el punto medio eléctrico), las medidas altas/bajas se cancelan mutuamente, dando una geoseñal de cero. Si un límite está dentro del rango de la herramienta, la diferencia en la fase de atenuación de la señal entre alta y baja serán positivas o negativas, dependiendo en la dirección de los límites de aproximación. Este concepto es aplicable para cada grupo de los 32 datos azimutales (Douglas et al., 1987).

Cuando el valor medido de la geoseñal es positivo (+) se interpreta que el pozo está saliendo o entrando por el tope de la formación y cuando el valor de la geoseñal es negativo (-) se interpreta que el pozo está saliendo o ingresando por la base de la formación y cuando la trayectoria del pozo está posicionada lejos de los límites de la capa el valor de geoseñal medido será cero (0) (**Figura 4.6**)

Es importante reconocer que los valores medidos de la geoseñal son directamente proporcionales a la conductividad.

4.3.1.3.3. IMÁGENES DE PARED DEL POZO.

Las medidas de resistividad azimuthal pueden ser graficadas como imágenes para adquirir un sentido visual para las zonas de entrada/salida y además los límites de aproximación de las capas (Britter et al., 2010).

Las herramientas de resistividad de lectura profunda producen un punto brillante. La **Figura 4.7** muestra este fenómeno de punto brillante usando una respuesta modelada. Este modelo muestra un pozo cruzando desde 40 Ω .m a 18 Ω .m. La curva de resistividad azimuthal UP disminuye, mientras que la curva de resistividad DOWN muestra un efecto de polarización (apuntando a la alta resistividad por debajo). Esto también es evidente en la imagen, en la cual muestra la resistividad más baja (más oscura) arriba y la resistividad más alta (más claro) abajo.

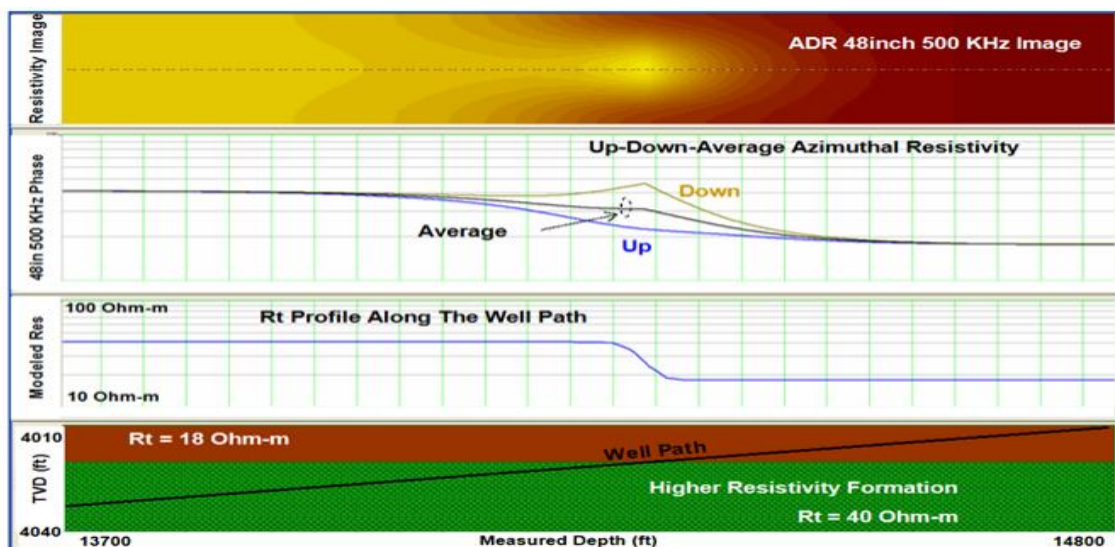


Figura 4.7: Medidas de resistividad azimuthal como imágenes, , obtenido del artículo: *Application of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale*, SPE 152160.

Otro método útil que puede ser obtenido usando la geoseñal y el software 3D Geosteering es la distancia del límite de la capa. Usando las medidas de geoseñal como una variable de entrada, la distancia a un acercamiento al límite de la capa puede ser calculado y representado en la gráfica de geonavegación usando puntos azules y rojos, los cuales representan las proximidades del tope y la base, respectivamente, como se puede observar en la **Figura 4.8**.

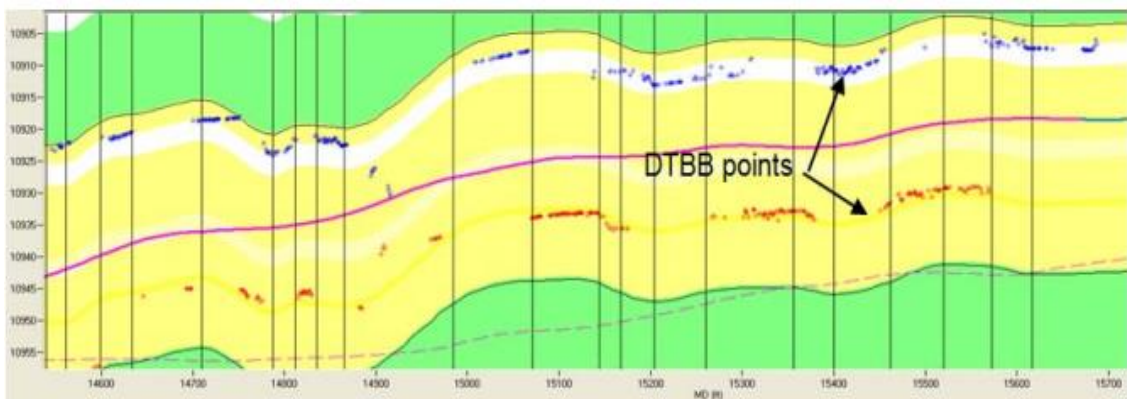


Figura 4.8: Puntos de distancia del límite de las capas (Distance to Bed Boundary, DTBB), obtenido del artículo: Aplicación of 3-D geosteering capabilities in geologically-complex shale, SPE 152160.

4.4. GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO.

4.4.1. GEOPOSICIONAMIENTO.

De acuerdo a (Cevallos, 2010) en su tesis: **Análisis Comparativo de La Obtención de Registros Eléctricos en Tiempo Real (LWD) Entre Herramientas Azimutales Y Convencionales Para el Geoposicionamiento de Pozos Direccionales de Alto Ángulo Y Horizontales**, define el geoposicionamiento como: La ubicación de un pozo mediante el desarrollo de un proceso interactivo a través de criterios de geólogos, perforadores, operador de posicionamiento de pozo y yacimientos con el fin de lograr el objetivo planeado. Para hacer posible esta técnica de posicionar el pozo, diversas tecnologías se han innovado

destacándose la utilización de la herramienta PeriScope, software de visualización y centros de operación remotos.

4.4.2. TIPOS DE GEOPOSICIONAMIENTO PARA UN POZO HORIZONTAL DE ALCANCE EXTENDIDO.

El geoposicionamiento constituye un método muy desafiante que requiere de toma de decisiones oportunas, las cuales permiten mantener el control preciso de la trayectoria que se está perforando. Por lo tanto, el geoposicionamiento puede clasificarse como (Cevallos, 2010):

4.4.2.1. GEOPOSICIONAMIENTO REACTIVO.

Este tipo de geoposicionamiento consiste en modificar la dirección del pozo después de un evento geológico que se haya encontrado. Los eventos geológicos pertinentes más comunes son la parte superior del yacimiento, la parte inferior del mismo, el contacto de agua-petróleo, fallas, acuñamientos, discordancias, entre otros. El geoposicionamiento reactivo se centra en identificar tan pronto como sea posible cuando un límite de capa ha sido atravesado (**Figura 4.9**).

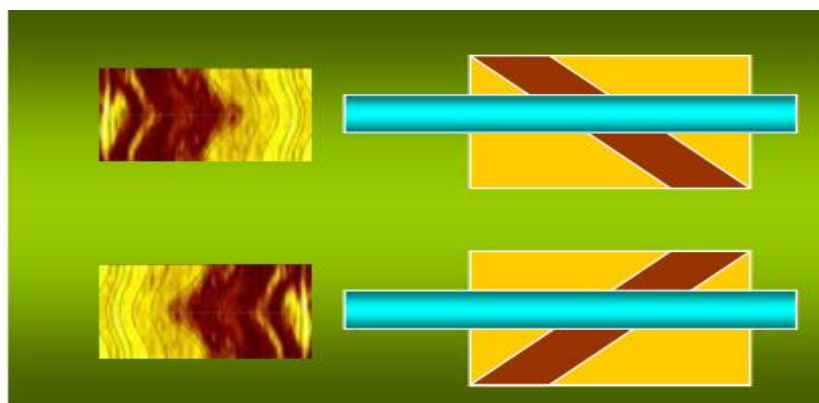


Figura 4.9: Geoposicionamiento reactivo, imágenes donde se observa si la trayectoria de la perforación esta sobre o bajo un evento geológico.

Fuente: Integrating Images From Multiple Depths of Investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement.

4.4.2.2. GEOPOSICIONAMIENTO PROACTIVO.

A diferencia del geoposicionamiento reactivo el proactivo está orientado a anticipar acontecimientos geológicos mucho antes de que el pozo los intercepte y así tomar acciones correctivas antes de tiempo. Prácticamente un geoposicionamiento proactivo mantiene al pozo dentro de la arena productora sin necesidad de una decisión correctiva que puede incluir pata de perro severas.

Por lo tanto, un geoposicionamiento proactivo es lo que se requiere al momento de mantener la trayectoria del pozo dentro de la zona de interés, este tipo de geoposicionamiento puede desarrollarse a partir de varios métodos, por ejemplo, se pueden utilizar curvas de resistividad profunda y poco profunda.

Cabe recalcar que la curva de resistividad profunda permite anticipar con tiempo la presencia de un límite a una distancia mucho mayor que la curva de resistividad poco profunda.

En la **Figura 4.10**. Lado izquierdo, el pozo cae hacia el contacto water-oil. Por lo tanto, la curva de alta resistividad (Upresistivity) lee los valores más grandes que la curva de baja resistividad (Downresistivity), lo que indica que una formación menos resistiva se encuentra por debajo de la trayectoria del pozo y está abordando desde arriba. En el lado derecho de la imagen, el pozo se acerca a una zona de arcillas, Downresistivity lee los valores más grandes que Upresistivity, lo que indica que la formación menos reactiva se encuentra por encima de la trayectoria del pozo y se está abordando desde abajo.

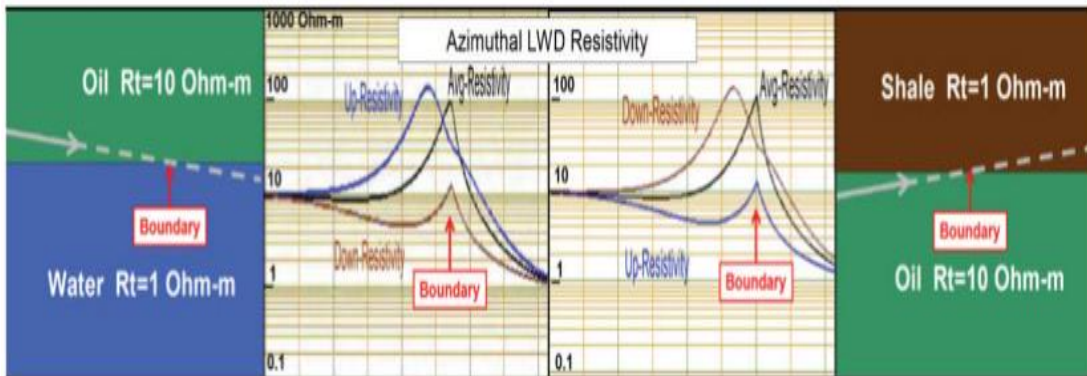


Figura 4.10: Resistividad azimuthal para geoposicionamiento proactiva. Obtenida del artículo SPE-132439.

4.5. ESCENARIOS GEOLÓGICOS PARA EL GEOPOSICIONAMIENTO EN LOS POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO.

Para el desarrollo del geoposicionamiento en pozos horizontales, existen varios escenarios geológicos, los cuales se detallarán a continuación (Cevallos, 2010):

4.5.1. ESCENARIOS DE ACUÑAMIENTO.

Un acuñamiento se refiere a una trampa estratigráfica, favorable para el entrapamiento de petróleo crudo, debido a que estas se caracterizan por una disminución o adelgazamiento del espesor en su terminación.

En este tipo de estructura, las lecturas de alto espectro mediante la herramienta LWD pueden presentar cambios drásticos.

4.5.2. ESCENARIO DE DISCORDANCIA.

Un escenario de discordancia se define como una brecha en el tiempo, separando dos eventos geológicos en la formación de las rocas. En este escenario la lectura de resistividad total (R_t) puede cambiar lateralmente.

4.5.3. ESCENARIOS DE CANALES DE ARENAS.

En este tipo de escenario se produce cierta dificultad la lectura de datos en un modelo geológico, ya que estos se caracterizan porque el petróleo se encuentra atrapado entre los poros de los canales de arena.

4.5.4. ESCENARIOS DE CONTACTO GAS-PETRÓLEO Y PETRÓLEO-AGUA.

En este tipo de escenario el objetivo del geoposicionamiento es mantener al pozo en la zona de petróleo evitando tener contacto alguno con gas, agua y arcilla. Para este proceso los sensores de Gamma serán eficientes, ya que estos pueden diferenciar la arena de la arcilla, además de la porosidad neutrón y densidad de la formación que también pueden determinar. Adicionalmente se utilizan los sensores de resistividad para diferenciar entre las zonas de agua, gas y petróleo.

4.5.5. ESCENARIO DE UN YACIMIENTO CON POROSIDAD VARIABLE.

Al igual que en el escenario de contacto este también tiene como objetivo mantener el pozo en la zona de alta porosidad y permeabilidad. Para este caso se utilizan los sensores de Gamma con la finalidad de diferenciar entre la arena y la arcilla, además de la porosidad neutrón y densidad del yacimiento que permita identificar zonas con alta porosidad.

A partir de esta sección se detallará la herramienta PeriScope utilizada actualmente para geonavegar dentro de la zona de interés, la cual permite mejorar la ubicación del pozo y por ende maximizar la recuperación de petróleo crudo.

4.6. HERRAMIENTA PERISCOPE LWD PARA GEONAVEGAR EN ZONAS DIFÍCILES DE PERFORAR.

4.6.1. PERISCOPE.

El conjunto de herramienta PeriScope proporciona mediciones de resistividad electromagnética azimutal de lectura profunda, las cuales son usadas para el posicionamiento del pozo en tiempo real. La herramienta de geonavegación proporciona distancia y orientación de los límites del yacimiento (21ft a 360° del pozo) mediante la interpretación de data que puede ser corrida en tiempo real y quedando almacenadas en la memoria de la herramienta.

El nuevo concepto de medidas y principios está envuelto en la ubicación de las antenas de la herramienta, las cuales se ubican inclinadas y transversalmente a esta para proporcionar información que son sensibles a la orientación de la herramienta con respecto a la estructura geológica alrededor del pozo. La herramienta tiene los siguientes espacios de transmisión (Masson, N., Kuliev, A., Yusuff, S., Ellafi, O., & McCluney, S., 2011. PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell):

- 96 in
- 84 in
- 34 in
- 22 in

Con una distancia de 96 in en la configuración de las antenas de la herramienta se obtendrá mucho más alcance de detección con un rango de hasta 15 ft que da suficiente tiempo para la toma decisiones correctivas requeridas para una geonavegación proactiva.

La herramienta opera con 400 KHz, 100 KHz, y 2 MHz, con 96 in, 84 in, 34 in, y 22 in de espacio para el cambio de fase direccional y medidas de atenuación. La herramienta también proporciona medidas como la presión anular y Gamma Ray Azimutal. Los datos de Gamma Ray azimutal serán

muy útil para confirmar la orientación del tipo de estructura geológica durante el proceso de geonavegación.

La herramienta PeriScope también puede evaluar otros componentes de la formación, tales como la anisotropía en pozo independientemente de su inclinación, incluyendo pozos verticales. Además, es usada para la detección de fracturas y la caracterización del buzamiento de la estructura.

La herramienta PeriScope cuenta con un conjunto de herramientas (475 y 675), que proporcionan las siguientes medidas:

Medidas de la Herramienta PeriScope 475	
Siglas	Medidas
PSR 400KHZ	Resistividad en cambio de fase de 400Khz
PSR 100KHZ	Resistividad en cambio de fase de 400Khz
AR 2Mhz	Resistividad de Atenuación 2Mhz
AR 400Khz	Resistividad de Atenuación 400Khz
AR 100Khz	Resistividad de Atenuación 100Khz
APWD	Presión Anular Mientras se Perfora
AGR	Pico del Gamma Ray Azimutal.

Tabla 6: Medidas que proporciona la herramienta PeriScope 475, obtenida del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.

Medidas de la Herramienta PeriScope 675	
APWD	Presión Anular Mientras se Perfora.
AGR	Pico Gamma Ray Azimutal

Tabla 7: Medidas que proporciona la herramienta PeriScope 675, obtenida del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.

La herramienta PeriScope 475 está diseñada para operar con DVD4X, con la herramienta IMPulse y ShortPulse MWD. Para el uso de esta herramienta se debe realizar una modificación de la fuente de alimentación para permitirle operar a una salida de potencia consistente de 40 W LBT en todas las condiciones de flujo de perforación (Figura 4.7).

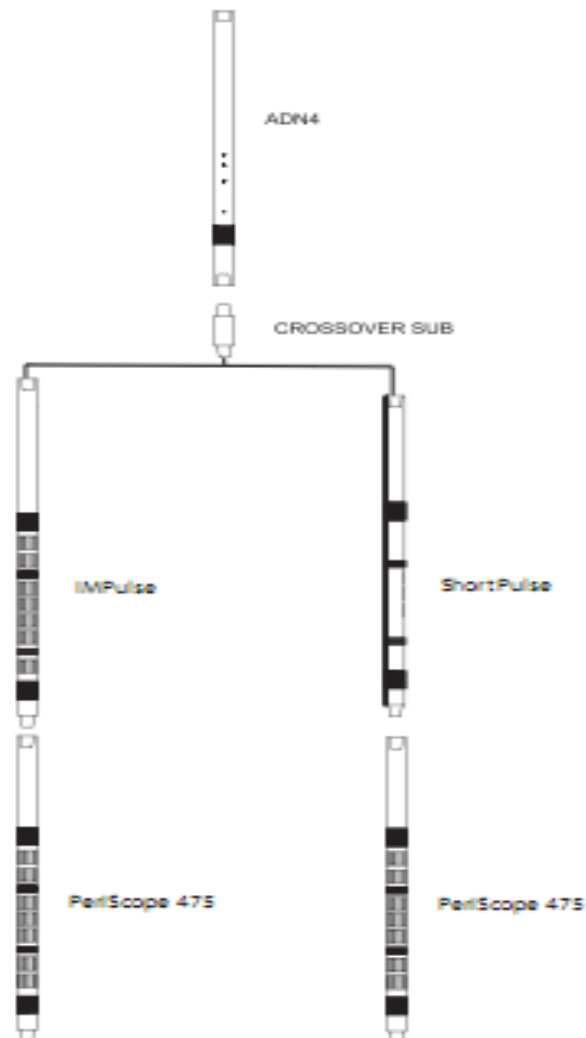


Figura 4.11: Herramienta PeriScope 475 combinada. Obtenido del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.

La herramienta PeriScope 675 está diseñada para ser combinada con las herramientas LWD como la herramienta PowerPulse o la herramienta MWD TeleScope (**Figura 4.8**).

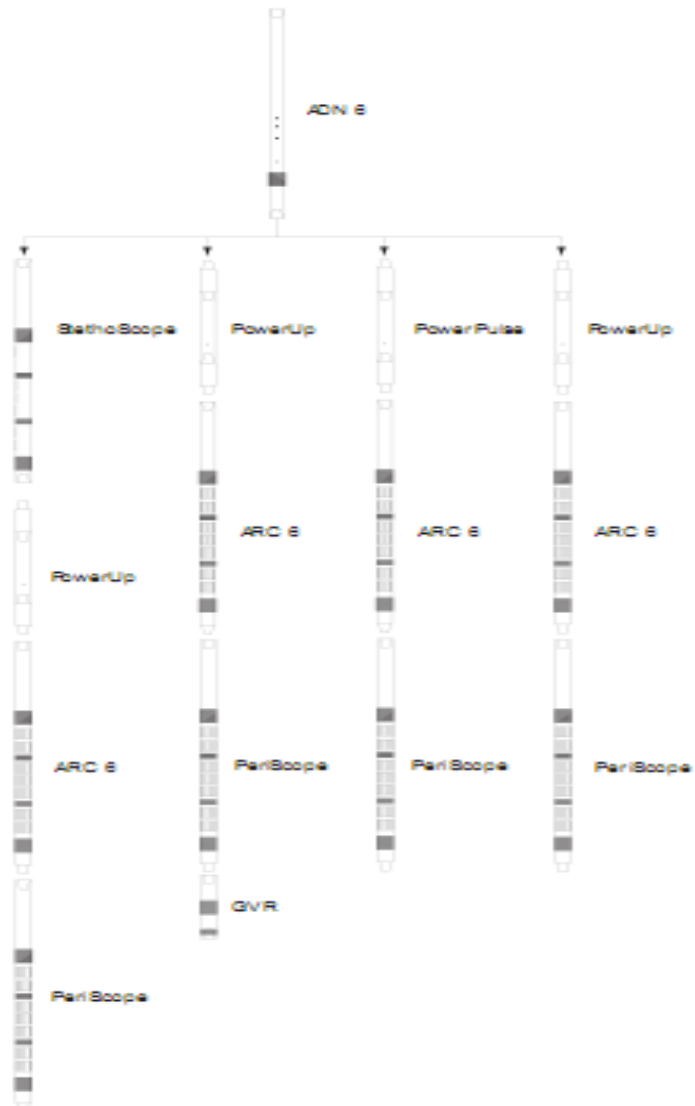


Figura 4.12: Herramienta Periscope 675 combinada. Obtenida del manual de Schlumberger Periscope 475 and 675 ORM for Maxwell.

4.6.2. TEORÍA DE OPERACIÓN DE LA HERRAMIENTA.

Esta sección especificará la teoría de operación incluyendo la física básica y principios de operación de la herramienta (Masson, N., Kuliev, A., Yusuff, S., Ellafi, O., & McCluney, S., 2011. Periscope 475 and 675 ORM for Maxwell).

4.6.2.1. FÍSICA BÁSICA DE SERVICIO DE MEDICIÓN.

La herramienta PeriScope es la nueva generación de la herramienta de mediciones electromagnéticas LWD que utilizan las antenas de forma inclinadas y transversalmente, en adición a las antenas axial convencional, para hacer nuevos tipos de mediciones direccionales profundas que no solo son sensibles a la resistividad, sino también al tipo de estructura de la formación.

Estas mediciones pueden ser usadas para reestructurar la geometría de la formación alrededor del pozo ayudando a la geonavegación proactiva. Por lo tanto, estas aplicaciones primarias son de gran uso para la ubicación de los pozos en el yacimiento mediante la interpretación de los datos de la estructura de la formación en tiempo real, las herramientas pueden ser usadas para mejorar la evaluación de formación proporcionando una resistividad precisa de la formación y una estructura del yacimiento dentro de su rango de medición.

En particular la herramienta puede proporcionar:

- Buzamiento de la estructura a un ángulo muy bajo.
- Anisotropía en pozos verticales.
- Detección de fracturas y orientación.
- Anisotropía y buzamiento en pozos de desviación arbitraria.

4.6.2.2. MEDICIONES DIRECCIONALES.

Una representación sistemática de la configuración de la antena de la nueva herramienta se puede observar en la **Figura 4.13**. Los sensores incluyen un par de antenas receptoras (R3, R4) que están ubicadas en los extremos opuestos de la herramienta e inclinadas a 45° con respecto al eje horizontal de la herramienta. El sensor Array también incluye seis antenas transmisoras (T1-T6) ubicadas entre los receptores inclinados.

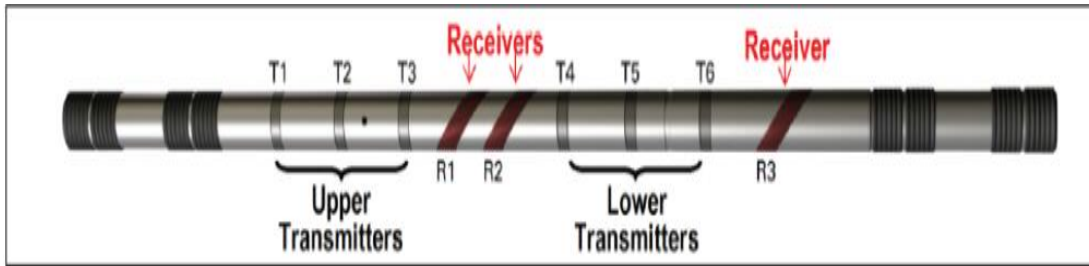


Figura 4.13: Distribución de las antenas transmisoras y receptoras de la herramienta. Obtenido del artículo: *Field Evaluation of LWD Resistivity Logs in Highly Deviated and Horizontal Wells in Saudi Arabia*, SPE-168079.

Uno de los transmisores (T6) tiene una orientación transversal, mientras que los momentos magnéticos del resto de los transmisores (T1-T5) están orientados a lo largo del eje horizontal de la herramienta. Adicionalmente un par de antenas axial receptoras (R1, R2) están incluidas en una configuración que permiten la propagación de las medidas de resistividad para hacerlas en conjunto con T1-T5. El diseño de la herramienta es optimizado para maximizar la profundidad de investigación y para permitir la sistematización de las mediciones, el espaciado más largo (96 in) es obtenido entre los transmisores más separados y los receptores inclinados en sus extremos opuestos (T5 a R4 Y T4 a R3).

En total, los datos direccionales que ofrecen la herramienta y las medidas de atenuación se dan en diferente longitud de espacios:

- 96 in
- 84 in
- 34 in
- 22 in

Estos cambios de desviación de fase y las mediciones de atenuación están disponibles en tres diferentes frecuencias:

- 100 KHz
- 400 KHz
- 2 MHz

En adición, el transmisor T6 y el receptor inclinado R3 y R4 están combinados para tomar una medición de sensibilidad especial a la anisotropía de la formación. Las medidas tienen un espacio efectivo de 59 in y está realizado a dos frecuencias, 100 KHz y 400Khz.

La orientación azimutal de la herramienta esta proporcionada por un sistema magnetómetro. Otros sensores incluyen un detector de Gamma Ray direccional y un sensor de presión anular. Una tecnología clave para las mediciones direccionales fue el desarrollo de un escudo de protección para las antenas. Optimizado para producir atenuación mínima y distorsión del campo electromagnético (EM).

4.6.3. FUNDAMENTOS BÁSICOS DE MEDICIÓN.

4.6.3.1. VARIACIÓN AZIMUTAL DEL ACOPLAMIENTO DIRECCIONAL.

Para explicar la respuesta de los datos direccionales, primero se considera el acoplamiento entre una antena transmisora y una receptora cuyos momentos están orientados en el mismo plano pero a un ángulo arbitrario ϕ_T y ϕ_R , respectivamente, con el eje de la herramienta. El voltaje en el receptor varía como una función del ángulo azimutal de cara a la herramienta, ϕ , de acuerdo va girando la herramienta, para ello se detallan las siguientes ecuaciones (Masson, N., Kuliev, A., Yusuff, S., Ellafi, O., & McCluney, S., 2011. PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell):

$$Re\{V(f, t, r)\} = a_{RE0} + \sum_{k=1}^2 \{a_{REk} * \cos(k\phi) + b_{REk} * \sin(k\phi)\}$$

Ecuación 33: Para determinar datos direccionales.

$$Im\{V(f, t, r)\} = a_{IM0} + \{a_{IMk} * \cos(k\phi) + b_{IMk} * \sin(k\phi)\}$$

Ecuación 34: Para determinar datos direccionales.

Donde:

Re: Momento en el receptor.

a_{RE0} , a_{IM0} : Términos armónicos diferentes de cero.

$V_{ij}(i,j=x,y,z)$: Distancia de acoplamiento entre los transmisores y receptores orientados en el sistema de coordenadas cartesianas.

ϕ : Ángulo azimutal de la cara de la herramienta.

ϕ_T y ϕ_R : Ángulos de inclinación del transmisor y receptor.

Im: Momento en el transmisor.

A, b (0, 1, 2): Diferentes medidas armónicas.

$$\begin{aligned}a_0(\theta_T, \theta_R) &\equiv [2V_{zz} \cos \theta_T \cos \theta_R + (V_{xx} + V_{yy}) \sin \theta_T \sin \theta_R] / 2; \\a_1(\theta_T, \theta_R) &\equiv [V_{xz} \sin \theta_T \cos \theta_R + V_{zx} \cos \theta_T \sin \theta_R]; \\b_1(\theta_T, \theta_R) &\equiv [V_{yz} \sin \theta_T \cos \theta_R + V_{zy} \cos \theta_T \sin \theta_R]; \\a_2(\theta_T, \theta_R) &\equiv [(V_{xx} - V_{yy}) \sin \theta_T \sin \theta_R] / 2; \\b_2(\theta_T, \theta_R) &\equiv [(V_{yx} + V_{xy}) \sin \theta_T \sin \theta_R] / 2.\end{aligned}$$

Ecuación 35: Parámetros usados en las fórmulas de datos direccionales

Donde la $V_{i,j}(i,j= x,y,z)$ denota el acoplamiento complejo entre los componentes múltiples (transmisores y receptores) orientados en el sistema de coordenadas cartesianas, fijados en el espacio en la dimensión Z a lo largo del eje de la herramienta, y tanto X e Y perpendiculares al eje de la herramienta.

En el caso de una herramienta de resistividad convencional, donde el momento de ambas antenas están orientadas a lo largo del eje de la herramienta ($\theta_T = 0$ o $\theta_R = 0$), todos los coeficientes serán cero excepto para los términos de orden cero, a_{RE0} y a_{IM0} . En el caso de un transmisor y receptor de orientación arbitraria, los términos armónicos de primer y segundo orden también pueden ser distintos de cero y representan la resistividad azimutal y/o las variaciones de la resistividad de la anisotropía. Tener en cuenta si el transmisor o el receptor está a lo largo de la herramienta ($\theta_T = 0$ o $\theta_R = 0$) el segundo orden armónico desaparece. Esto se ve ilustrado en la **Figura 4.10**.

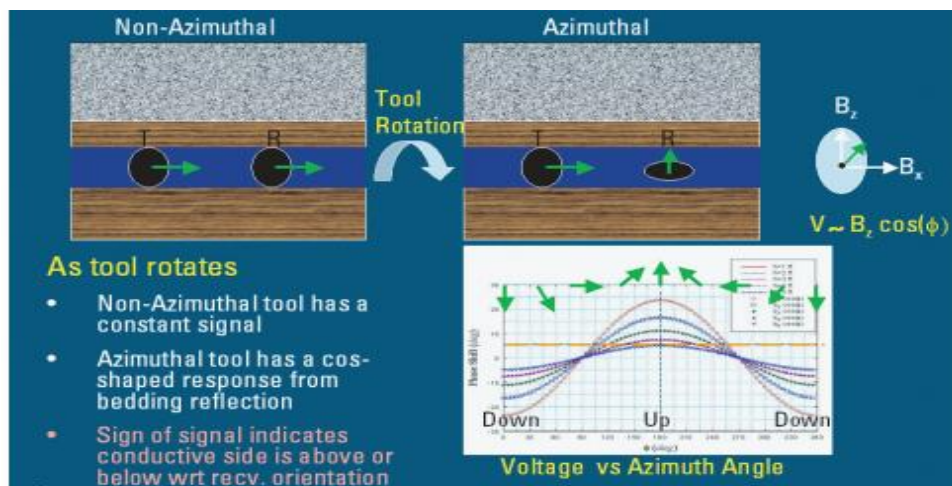


Figura 4.14: Acoplamiento direccional de la antena axial comparada con el acoplamiento de la antena axial-axial. Obtenido del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.

4.6.3.2. DEFINICIÓN DE MEDICIONES.

Para un par de transmisor-receptor dado, se define una atenuación direccional y una medición de desplazamiento direccional como la siguiente:

$$\begin{aligned}
Att_1(f, t, r) & \\
&= 10 * \log_{10} \\
& * \frac{(a_{RE0} + a_{RE1} * \cos \phi_1 + b_{RE1} * \sin \phi_1)^2 + (a_{IM0} + a_{IM1} * \cos \phi_1 + b_{IM1} * \sin \phi_1)^2}{(a_{RE0} - a_{RE1} * \cos \phi_1 - b_{RE1} * \sin \phi_1)^2 + (a_{IM0} - a_{IM1} * \cos \phi_1 - b_{IM1} * \sin \phi_1)^2}
\end{aligned}$$

Ecuación 36: Para determinar la atenuación direccional.

$$\begin{aligned}
PS_1(f, t, r) &= \tan^{-1} \frac{a_{IM0} + a_{IM1} * \cos \phi_1 + b_{IM1} * \sin \phi_1}{a_{RE0} + a_{RE1} * \cos \phi_1 + b_{RE1} * \sin \phi_1} \\
&\quad - \tan^{-1} \frac{a_{IM0} - a_{IM1} * \cos \phi_1 - b_{IM1} * \sin \phi_1}{a_{RE0} - a_{RE1} * \cos \phi_1 - b_{RE1} * \sin \phi_1}
\end{aligned}$$

Ecuación 37: Para determinar el cambio de fase direccional

$$\begin{aligned}
\phi_1(f, t, r) &= \frac{\sqrt{a_{RE1}^2 + b_{RE1}^2}}{\sqrt{a_{RE1}^2 + b_{RE1}^2} + \sqrt{a_{IM1}^2 + b_{IM1}^2}} \\
&\quad * \tan^{-1} \frac{b_{RE1}}{a_{RE1}} + \frac{\sqrt{a_{IM1}^2 + b_{IM1}^2}}{\sqrt{a_{RE1}^2 + b_{RE1}^2} + \sqrt{a_{IM1}^2 + b_{IM1}^2}} * \tan^{-1} \frac{b_{IM1}}{a_{IM1}}
\end{aligned}$$

Ecuación 38: Ángulo relacionado con el de la formación

Donde:

Att: Atenuación.

Ps: Cambio de fase.

ϕ : Angulo azimutal de la cara de la herramienta.

La atenuación y el desplazamiento de fase, así como el ángulo de fase del pozo, están expresados exclusivamente en términos de relación de coeficiente de acoplamiento medidos entre el mismo transmisor y receptor con las mismas condiciones en el fondo del pozo. En consecuencia, cualquier posible desviación de fase o de ganancia de la electrónica del transmisor y/o receptor se eliminan de las mediciones. Las mediciones que representan términos armónicos de segundo orden pueden ser definidas de manera similar.

Una medida con sensibilidad especial para la anisotropía en un pozo cuasi vertical puede ser definida usando el coeficiente de acoplamiento de orden cero entre el receptor inclinado, R3 y R4, y el transmisor transversal T6, compensados por el transmisor axial cercano T2.

Los índices de transmisor y receptor se han especificado para los coeficientes de orden cero en el segundo coeficiente. Las medidas son una combinación de 44 in y 74 in de separación, lo que resulta en una separación eficaz de 59 in para las mediciones de anisotropía. Estas medidas tienen sensibilidad a la resistividad de la anisotropía, incluso en pozos verticales, ya que tanto el transmisor como el receptor incluyen un componente transversal.

Otras medidas también pueden ser definidas de coeficientes complejos. Por ejemplo, las mediciones convencionales de desplazamiento de fase y atenuación pueden ser construidas a partir de los coeficientes de orden cero de R3 y R4 de los transmisores axiales, de la misma forma se puede obtener la medición de la anisotropía a excepción de T2 y T6 que se reemplazan con los transmisores axiales.

4.6.3.3. RESPUESTA DIRECCIONAL Y LÍMITE DE LA CAPA.

En la **Figura 4.11** la respuesta de la desviación de fase del espacio más largo y las atenuaciones están en función de la posición de la herramienta para una formación con un espesor de 20ft. La herramienta está paralela al límite de la capa, simulando un pozo horizontal de 90 grados.

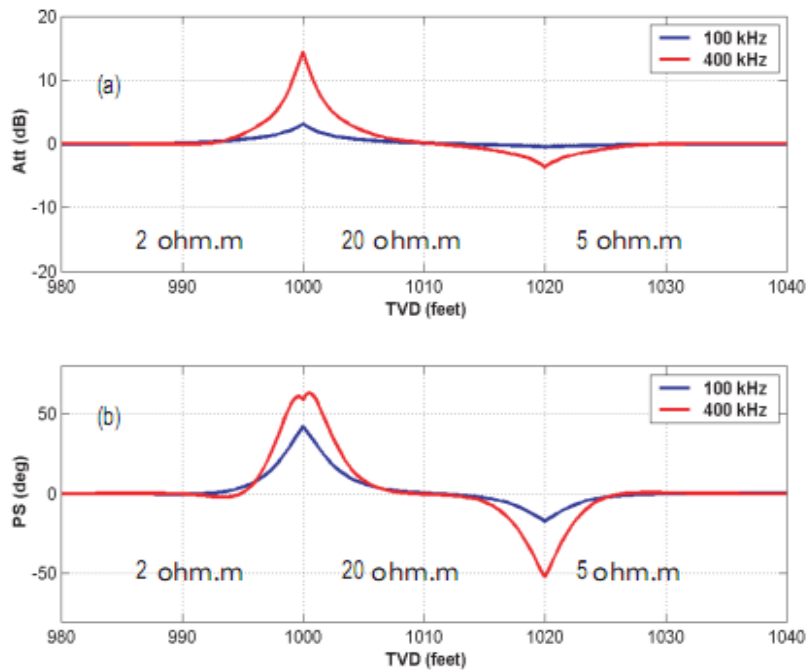


Figura 4.15: Respuesta de medición de propagación direccional de 96 in. Obtenido del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.

De la figura 4.11 se pueden hacer las siguientes observaciones:

- La polaridad de la señal se invierte dependiendo de si una capa es conductora, abordando desde arriba o abajo.
- Las mediciones aumentan monótonamente a medida que la herramienta se acerca a un límite desde cualquier lado.
- Los picos son más grandes para los límites de conductividad diferencial más altos.
- Las mediciones direccionales leen cero muy lejos de cualquier límite de capa resistiva.

Cuando la herramienta se acerca a una capa más conductora desde abajo, el Cambio de fase direccional y la atenuación son positivos. En caso contrario, cuando una señal negativa es obtenida. La polaridad puede ser usada mientras se perfora como un indicador para determinar si una formación es más conductora, tal como la arcilla, se aproxima de

arriba o abajo y el perforador direccional debe corregir la trayectoria del pozo hacia arriba o abajo para evitar salirse la trayectoria planificada.

4.6.3.4. INVERSIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL.

La resistividad en el fondo del pozo y las mediciones electromagnéticas (EM) direccionales se envían a la superficie a través de telemetría de pulsos de lodo y luego se transfieren a un software de preferencia.

La inversión utiliza una técnica restringida basada en Gauss-Newton para resolver múltiples escenarios de modelo de formación y puntos de partida y produce la mejor solución para la distancia hasta los límites de resistividad, así como las resistividades de las capas cercanas al pozo.

Para que los datos obtenidos en el fondo del pozo puedan ser analizados en superficie, estos datos se envían a través de telemetría por pulsos de lodo, la cual se describirá a continuación. El programa también se puede usar para el modelado previo de respuestas de herramienta y para generar varios gráficos de interpretación, incluidos los gráficos cruzados. Un ejemplo del modelado previo al trabajo de las respuestas, en los canales de arena que se muestra en la **Figura 4.12**. Debido a la presencia de una arcilla conductiva ($R_h=0.7$ ohm.m y $R_v=1.5$ ohm.m), las mediciones de atenuación de espaciado largo de 400 kHz muestran una estructura fina en la interfaz de límite.

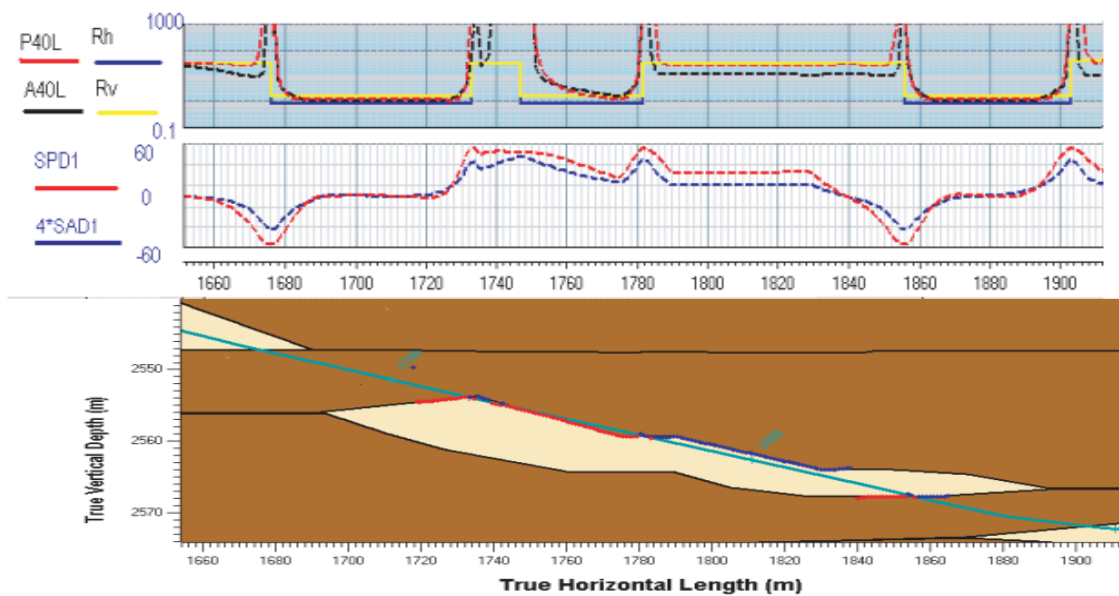


Figura 4.16: Modelado previo de respuesta de herramienta. Obtenido del manual de Schlumberger PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell.

4.6.3.4.1. TELEMETRÍA: TRANSMISIÓN DE DATOS A SUPERFICIE.

La telemetría ha sido una tecnología predominante de toma mediciones mientras se perfora (MWD) por más de tres décadas.

La telemetría de pulso de lodo es un sistema de comunicación que incluye muchos componentes. La información obtenida en el fondo de pozo debe ser transmitida de una fuente de señal a un transmisor. En el medio están los típicos componentes de sistemas que realizan la codificación de fuente, codificación de canal y modulación. Después de la transmisión de datos físicos, el proceso se invierte. Los componentes individuales se representan en la **Figura 4.13**.

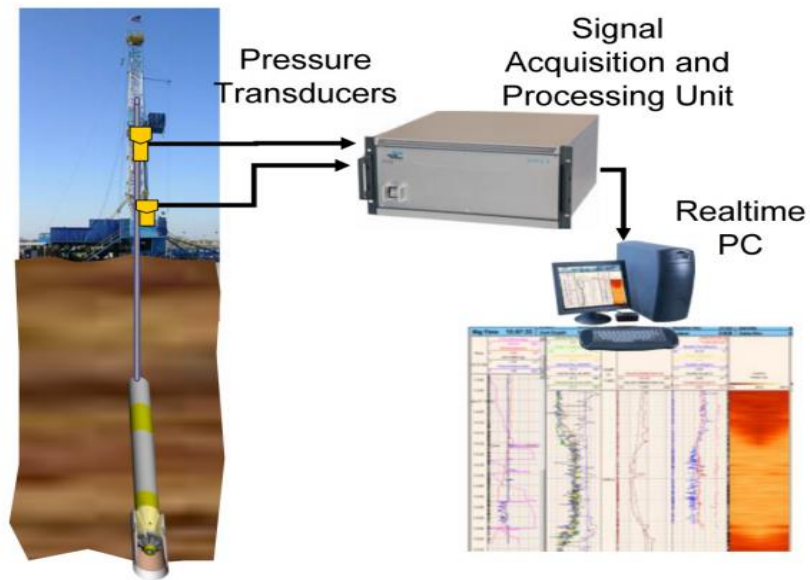


Figura 4.17: Sistematización de los componentes de telemetría. Obtenido del artículo: Reliable High-speed Mud Pulse Telemetry, SPE/IADC-173032-MS.

Para que los datos obtenidos en fondo sean apreciados con mayor confiabilidad y precisión, como el caso de un pozo horizontal de alcance extendido se necesita un sistema de transmisión de datos por telemetría de pulso de lodo con mayor velocidad. Para mantener la trayectoria del pozo y tener una geonavegación proactiva.

CAPÍTULO V

5. MODELO GEOLÓGICO Y CURVAS DE RESISTIVIDAD PARA LA GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL (CASO DE ESTUDIO).

De acuerdo a (Masson, N., Kuliev, A., Yusuff, S., Ellafi, O., & McCluney, S., 2011), en su manual técnico **PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell**, sugiere que usando registros petrofísicos de pozos cercanos, los modelos de navegación son desarrollados, de manera que simulen ciertos escenarios de subsuelo, entonces las respuestas de las herramientas LWD azimutales y no azimutales son simuladas durante la perforación. Igualmente, las imágenes sísmicas propuestas, son usadas para estimar el comportamiento geológico y establecer un patrón de correlación. Una vez que se haya obtenido los datos petrofísicos de los pozos vecinos estos serán relevantes para la trayectoria del pozo planeada y los estratos serán ajustados y medidos dentro del modelo geológico. Este paso es indispensable para seleccionar el tipo tecnología direccional para el desarrollo de la perforación.

Es necesario determinar la sección lateral dentro de la zona de interés para realizar un modelo de geonavegación primaria, para esto se usan los datos petrofísicos de pozos vecinos para ser capaz de simular las respuestas de las herramientas LWD, además se determina la resistividad anisotrópica para obtener el azimut y correlacionarla con la herramienta MWD logrando proyectar una trayectoria con datos direccionales precisos.

A partir de esta sección se mostrarán los modelos geológicos implementados para llevar a cabo el proceso de geonavegación dentro de la zona productora.

La **Figura 5.1** muestra un modelo geológico del campo UPSE, donde se encuentran perforados tres pozos.

5.1. MODELO GEOLÓGICO PARA EL PROCESO DE GEONAVEGACIÓN.

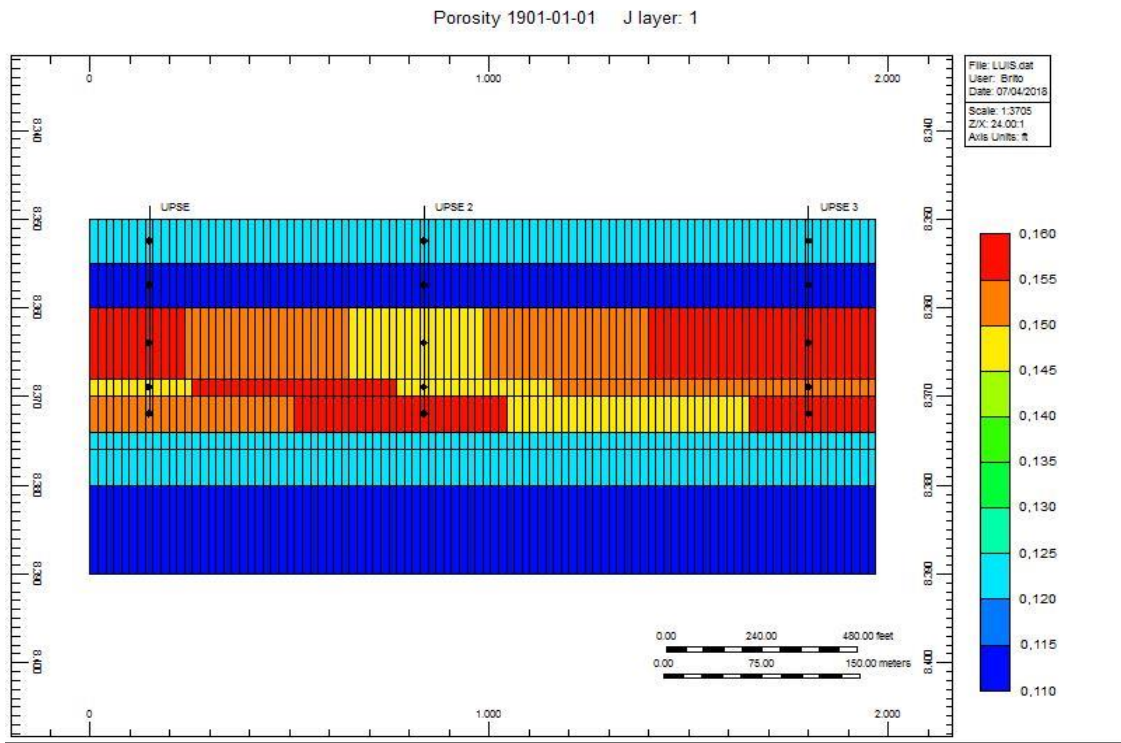


Figura 5.1: Modelo geológico del campo UPSE con tres pozos perforados, elaborado en CMG por Colorado Luis, 2018

Con la ayuda de los parámetros petrofísicos obtenidos mediante herramientas de registros eléctricos se procede a tomar los datos especificados anteriormente para crear un modelo geológico (**Figura 5.2**), el cual permita implementar el proceso de geonavegación dentro de la zona de interés.

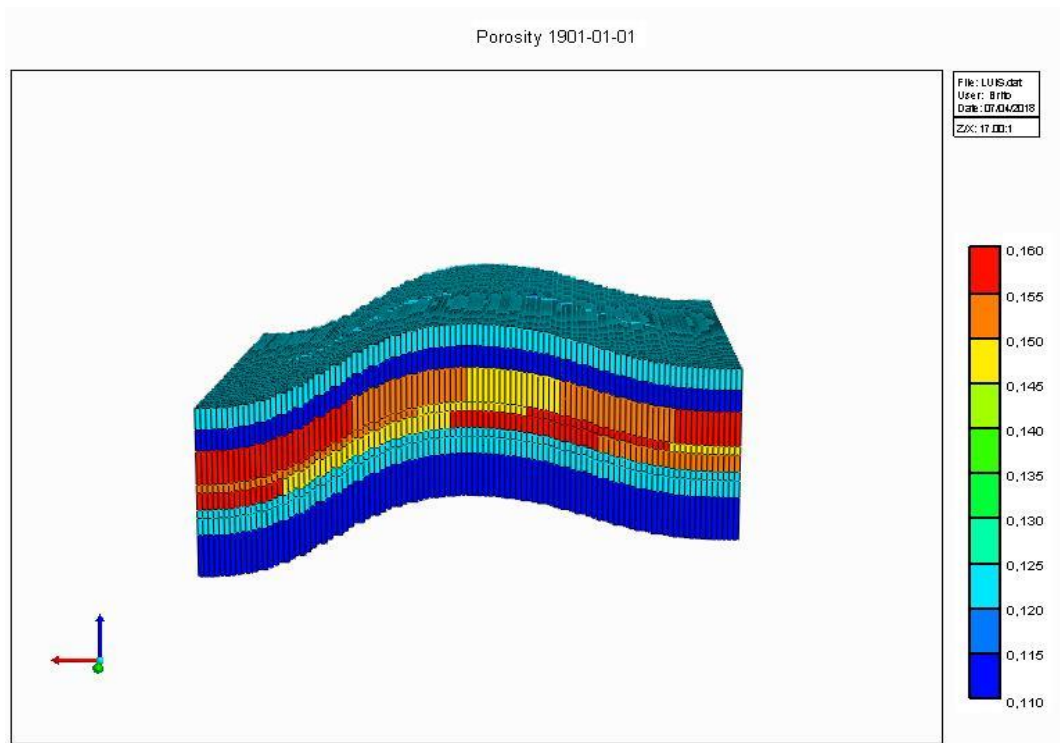


Figura 5.2: Modelo geológico desarrollado mediante parámetros petrofísicos para el proceso de geonavegación, elaborado en CMG por Colorado Luis, 2018.

Con un modelo geológico ya establecido el geoposicionamiento del pozo dentro de la arena de interés será más eficiente, ya que se cuenta con los datos obtenidos de los pozos perforados con anterioridad y los datos que se van obteniendo mediante la herramienta de registros eléctricos a tiempo real.

Como es de interés en el proceso de geonavegación es importante saber las resistividades de la zona productora para que el pozo quede lo más alejado de los límites del yacimiento. La tabla 8 muestra las resistividades de los tres pozos a diferentes profundidades, indicando el tope, base y la arena productora del estrato.

Pozo UPSE 1		Pozo UPSE 2		Pozo UPSE 3	
DEE P (FT)	RESISTIVIDAD (OHMS)	DEE P (FT)	RESISTIVIDAD (OHMS)	DEE P (FT)	RESISTIVIDAD (OHMS)
8350	1.9	8330	2.12	8360	4.5
8360	3.0	8336	8.178	8364	6
8368	1.8	8340	15	8370	16
8370	17	8342	19	8374	14
8374	15	8346	12	8380	17
8376	3.8	8350	3.22	8390	15
8380	2.0	8360	2.5	8398	14
8390	2.1	8370	3.1	8400	3.5

Tabla 8: Resistividad de los pozos a diferente profundidad, elaborado por Colorado Luis, 2018.

Para poder geonavegar dentro de la zona productora se necesita estimar los valores cercanos de resistividad de los límites de la capa para cuando se esté perforando y se pueda correlacionar con los datos obtenidos en tiempo real.

A partir de esta sección se realizará un modelo matemático para estimar los valores de resistividad de los límites de la capa, ya que los datos de resistividad de los tres pozos no son lo suficientes para realizar una curva tendencia de la resistividad, es necesario aplicar un modelo de regresión no lineal (cuadrática) ya que su grado de dificultad es mayor que la unidad, este modelo permitirá identificar los puntos de resistividad a diferentes profundidades dentro de un plano cartesiano.

5.2. MODELO DE REGRESIÓN MATEMÁTICO PARA GENERAR LA CURVA DE TENDENCIA DE RESISTIVIDAD DE LOS LÍMITES DEL ESTRATO.

5.2.1. CURVA DE TENDENCIA DE RESISTIVIDAD DEL TOPE DEL ESTRATO.

Para generar la curva de tendencia de resistividad del tope de formación se escogen los primeros valores de resistividad presentados en la tabla 9.

X (Resistividad):	1.9	2.12	4.5
Y (Profundidad):	8350	8330	8360

Tabla 9: Valores de resistividades del tope del estrato, elaborado por Colorado Luis, 2018.

Con la siguiente fórmula de aplicación se obtendrá una ecuación, la cual permitirá identificar los valores cercanos de resistividad, la fórmula se detallará a continuación.

$$y = a_2x^2 + a_1x + a_0$$

Ecuación 39: Ecuación cuadrática para hallar los valores de resistividad

Ya que la ecuación cuadrática presenta constantes desconocidas (a_0, a_1, a_2) se emplea un sistema de ecuaciones para hallar dichas constantes, el sistema de ecuación se detallará a continuación.

$$\sum y = a_2 \cdot \sum x^2 + a_1 \cdot \sum x + n \cdot a_0$$

Ecuación 40: Ecuación para determinar constantes

$$\sum x \cdot y = a_2 \cdot \sum x^3 + a_1 \cdot \sum x^2 + a_0 \cdot \sum x$$

Ecuación 41: Ecuación para determinar constantes

$$\sum x^2 \cdot y = a_2 \cdot \sum x^4 + a_1 \cdot \sum x^3 + a_0 \cdot \sum x^2$$

Ecuación 42: Ecuación para determinar constantes

Donde:

n = cantidad de datos, en este caso es igual a 3.

$\sum y$ = sumatoria de los valores de Y.

$\sum x$ = sumatoria de los valores de X.

$\sum x^2$ = sumatoria de los valores individuales elevado al cuadrado.

$\sum x^3$ = sumatoria de los valores individuales elevados al cubo.

$\sum x \cdot y$ = sumatoria de los valores de $X \cdot Y$.

$\sum x^2 \cdot y$ = sumatoria de los valores individuales de X elevados al cuadrado por Y.

$\sum x^4$ = sumatoria de los valores individuales de X elevado a la cuarta.

Ahora con el sistema de ecuaciones detallado se podrá hallar los valores de incógnitas que necesita la ecuación cuadrática. El sistema de ecuaciones presenta diferentes variables las cuales están especificadas, se las procede a determinar y se las reemplazan en las ecuaciones. Una vez que se determinan los valores y el sistema de ecuaciones queda definido, se procede a reducir términos para hallar las constantes que necesita la ecuación cuadrática.

Para eliminar los diferentes términos del sistema anteriormente mencionado, se emplea una resolución de reducción de ecuaciones o un sistema de matrices de Gauss-Jordan. En este caso se ha empleado el sistema de matrices de Gauss-Jordan para determinar las constantes.

La tabla 10 presenta los diferentes valores de las variables, las cuales son reemplazadas en el sistema de ecuaciones.

	X	Y	$\sum X^2$	$\sum X^3$	$\sum X^4$	$\sum X*Y$	$\sum X^2*Y$
	1,9	8350	3,61	6,859	13,0321	15865	30143,5
	2,12	8330	4,4944	9,528128	20,1996314	17659,6	37438,352
	4,5	8360	20,25	91,125	410,0625	37620	169290
SUMA	8,52	25040	28,3544	107,512128	443,294231	71144,6	236871,852

Tabla 10: Valores de las variables para el sistema de ecuaciones, generado en Excel por Colorado Luis, 2018.

$$25040 = 28.3544a_2 + 8.52a_1 + 3. a_0$$

$$71144.60 = 107.51a_2 + 28.3544a_1 + 8.52a_0$$

$$236871.85 = 443.29a_2 + 107.51a_1 + 28.3544a_0$$

Ecuación 43: Sistema de ecuaciones para hallar las constantes definidas.

Los valores de las constantes son:

$$a_0 = 39,813128$$

$$a_1 = -250,9578866$$

$$a_2 = 8683,094555$$

Una vez obtenido estos valores se representa la ecuación cuadrática para hallar los diferentes valores de resistividad vs la profundidad.

$$Y = 39,813128 X^2 - 250,9578866 X + 8683,094555$$

La **Figura 5.3** muestra la curva de tendencia de resistividad del tope del estrato obtenida de los datos de los pozos y generado mediante un modelo matemático.

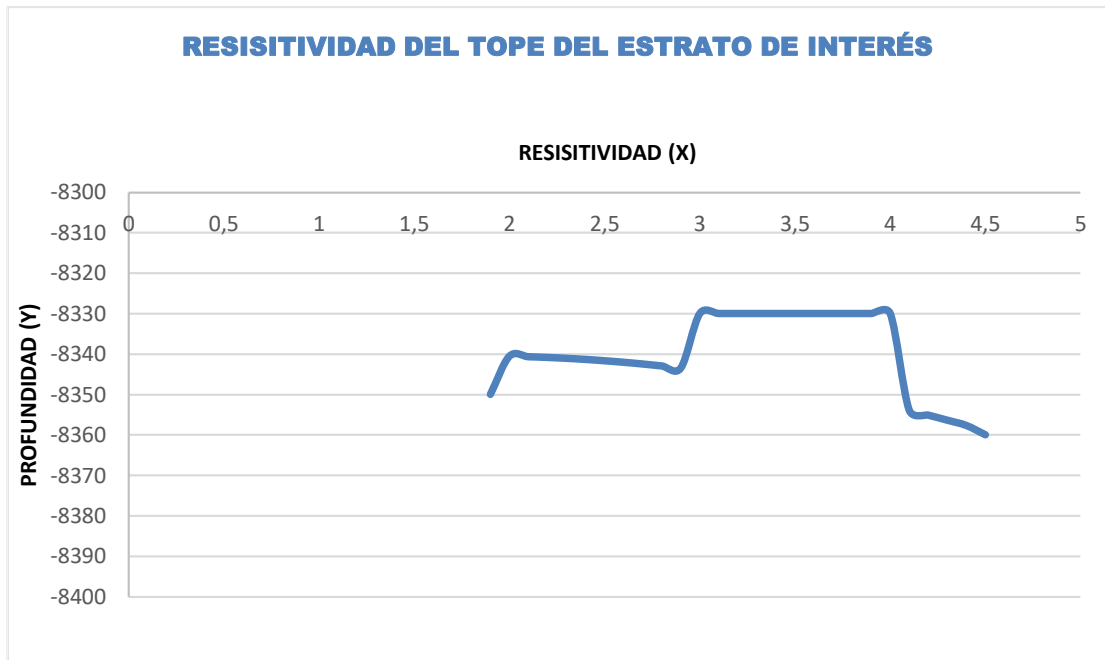


Figura 5.3: Representación gráfica de la curva de tendencia del tope del estrato, generado en Excel por Colorado Luis, 2018.

5.2.2. CURVA DE TENDENCIA DE RESISTIVIDAD DE LA BASE DEL ESTRATO.

Para hallar la curva de tendencia de resistividad de la base del estrato, se realiza el mismo procedimiento que se hace para hallar la curva de resistividad del tope del estrato, se emplean las mismas ecuaciones y el mismo procedimiento.

Para generar la curva de resistividad de la base del estrato se escogen los valores finales de resistividad y profundidad presentados en la tabla 11.

X (Resistividad):	2.1	3.1	3.5
Y (Profundidad):	8390	8370	8400

Tabla 11: Valores de resistividad de la base del estrato, elaborado por Colorado Luis, 2018.

Con la ecuación cuadrática se halla la tendencia de la curva de resistividad de la base de la formación.

$$y = a_2x^2 + a_1x + a_0$$

Ecuación 44: Ecuación cuadrática para hallar los valores del tope del estrato

La tabla 12 presenta los diferentes valores de las variables, las cuales son reemplazadas en el sistema de ecuaciones.

	$\sum X$	$\sum Y$	$\sum X^2$	$\sum X^3$	$\sum X^4$	$\sum X*Y$	$\sum X^2*Y$
	2,1	8390	4,41	9,261	19,4481	17619	36999,9
	3,1	8370	9,61	29,791	92,3521	25947	80435,7
	3,5	8400	12,25	42,875	150,0625	29400	102900
SUMA	8,7	25160	26,27	81,927	261,8627	72966	220335,6

Tabla 12: Valores de las variables para el sistema de ecuaciones, generado en Excel por Colorado Luis, 2018.

$$25160 = 26.27a_2 + 8.7a_1 + 3a_0$$

$$72966 = 81.197a_2 + 26.27a_1 + 8.7a_0$$

$$220335.6 = 261.86a_2 + 81.92a_1 + 26.2744a_0$$

Ecuación 45: Sistema de ecuaciones para hallar las constantes definidas.

Una vez implementado el mismo procedimiento que se realizó para hallar la curva de resistividad del tope de la formación, los valores de las constantes obtenidos para esta ecuación son los siguientes:

$$a_0 = 8873.75$$

$$a_1 = -372.8571143$$

$$a_2 = 67.8571429$$

Como resultado se obtiene la ecuación cuadrática con sus respectivos valores de constantes determinados para determinar los diferentes valores de resistividad vs profundidad.

$$Y=67,8571429 X^2 -372,857143 X +8873,75$$

La **Figura 5.4** muestra la curva de tendencia de resistividad de la base del estrato obtenida de los datos de los pozos y generado mediante un modelo matemático.

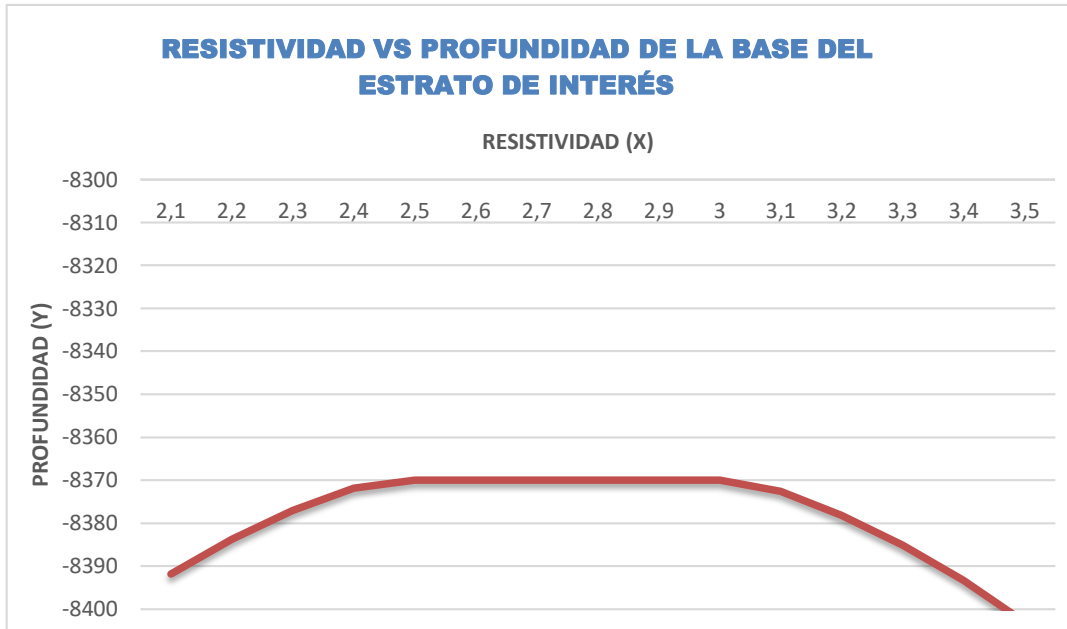


Figura 5.4: Representación gráfica de la curva de tendencia de la base del estrato, generado en Excel por Colorado Luis, 2018.

La **Figura 5.5** muestra las curvas de tendencia de resistividad tanto de tope y base del estrato de interés.

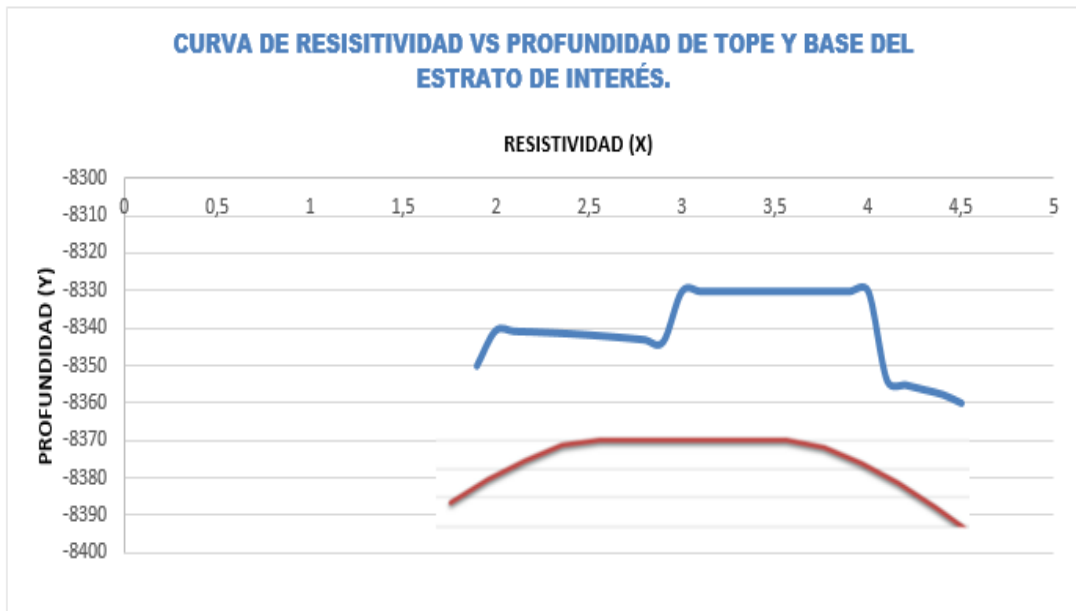


Figura 5.5: Curvas de resistividad de tope y base del estrato, elaborado en Excel por Colorado Luis, 2018.

5.3. ESCENARIO PROPUESTO DE ACUERDO AL MODELO GEOLÓGICO-CURVAS DE RESISTIVIDAD.

Finalmente, con un modelo geológico establecido y las curvas de resistividad del tope y base del estrato es posible implementar el proceso de geonavegación para el correcto posicionamiento del pozo dentro de la arena productora (**Figura 5.6**), guiándonos por las zonas más resistivas las cuales están especificadas en la tabla 8.

Cuando la trayectoria del pozo se acerque o salga de los límites (**Figura 5.7**) del estrato, la herramienta emitirá a superficie datos de la zona de no interés, tales como cambio de resistividad, en este caso baja resistividad. Para ello se contará con el proceso de geoposicionamiento del pozo “geoposicionamiento proactivo”, el cual está específicamente detallado en el capítulo 4.

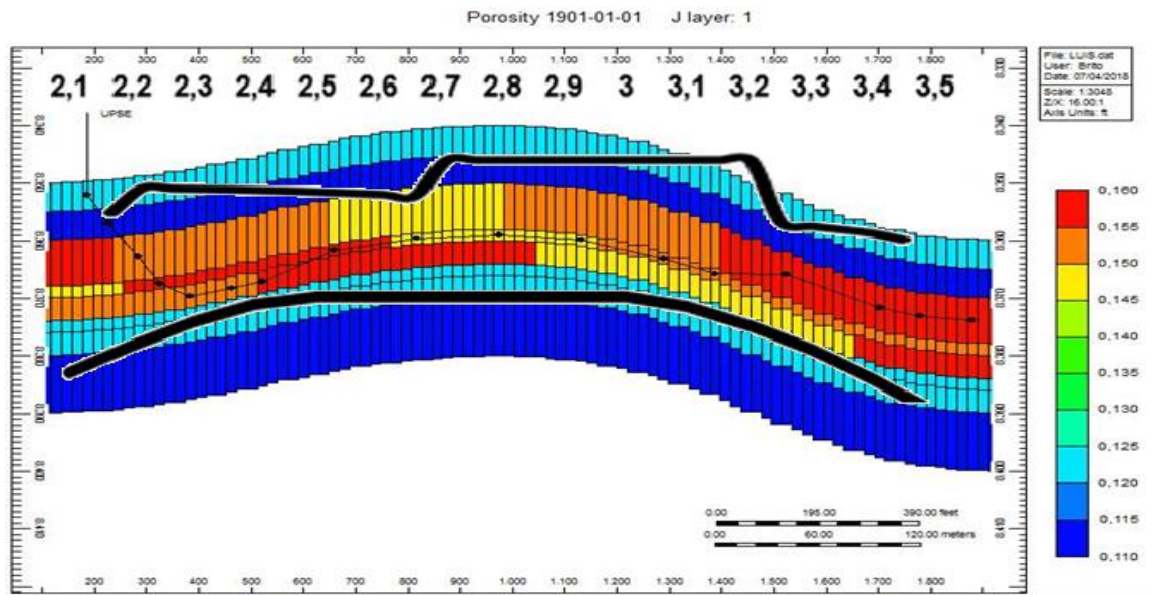


Figura 5.7: Trayectoria del posicionamiento del pozo dentro de la arena productora con las curvas de resistividad integradas, elaborado en CMG por Colorado Luis, 2018.

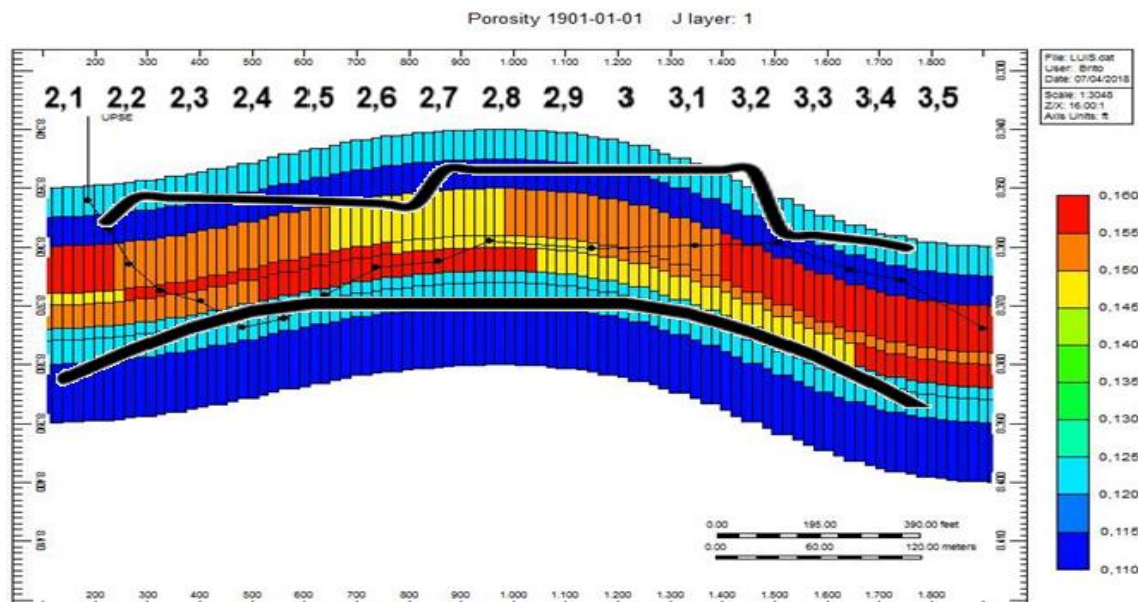


Figura 5.6: Trayectoria no deseada de posicionamiento del pozo dentro de la arena productora con las curvas de resistividad integradas, elaborado en CMG por Colorado Luis, 2018.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES.

6.1. CONCLUSIONES.

- Debido a los diferentes escenarios geológicos presentes en la perforación de pozos, los cuales no permiten un geoposicionamiento correcto del alcance extendido dentro de la zona de interés, es necesario optar por el uso de herramientas azimutales, ya que dichas herramientas a través de curvas de resistividad, de geoseñales, de Gamma Ray (GR) pueden anticipar un evento geológico de esta índole, siempre y cuando el operador interprete con efectividad las curvas generadas por la herramienta.
- Cuando la trayectoria del pozo cambia en el proceso de geonavegación las curvas de resistividad profunda y poco profunda varían considerablemente, si el pozo intersecta una zona de no interés (desde arriba hacia abajo) la curva de resistividad profunda lee valores altos indicando que el pozo se está alejando de la zona de interés y la curva de resistividad poco profunda indica valores menores que la curva de resistividad profunda, indicando que el pozo se está acercando a la zona de no interés. Si el pozo intersecta una zona de no interés (desde abajo hacia arriba) las mediciones de las curvas profunda y poco profunda serían lo contrario a lo especificado anteriormente.
- En el proceso de geonavegación del alcance extendido del pozo existen dos tipos de geoposicionamiento, en los cuales uno de ellos puede mejorar la trayectoria del mismo. El geoposicionamiento proactivo es el más eficaz que el geoposicionamiento reactivo ya que en el método proactivo se puede anticipar cualquier evento geológico que se presente por frente de la broca a una distancia considerable, ya que este método usa herramientas azimutales, en donde los sensores están

ubicados de manera que tengan sensibilidad a la respuesta azimutal dentro de la formación.

- En la realización de la trayectoria del pozo horizontal de radio de curvatura alto y de alcance extendido se trabajó con el método de curvatura mínima, debido a que es uno de los métodos más precisos en el cálculo de la trayectoria para la construcción del pozo, ya que este incluye un factor de radio (F) otorgando valores más exactos. Además, se trabajó con el método de curva de construcción tangente compleja para así llegar con un ángulo de aproximación a la cara de la arena productora de 90°.
- Los factores importantes para el diseño del BHA (Bottom Hole Assemblies) además del peso sobre la broca de perforación (WOB), es la ubicación de los estabilizadores, ya que estos factores agregan un ángulo de inclinación al pozo a parte del ángulo que el motor de fondo proporcione. El ángulo de inclinación total es el ángulo sumado que generan los estabilizadores más el WOB y más el que otorga el motor.
- Para que el proceso de geonavegación del pozo sea exitoso es necesario que el conjunto de fondo (BHA) contenga alguna herramienta azimutal, la herramienta PeriScope proporciona resistividad azimutal de profundo alcance en tiempo real. Esta herramienta puede trabajar bajo las siguientes condiciones de atenuación y frecuencia de espaciado, que son 100 KHz, 400 KHz y 2MHz con 96 in, 84 in, 34 in y 22 in de profundidad de investigación, haciendo que el proceso de colocar el pozo dentro de la zona productora sea más sencillo para el operador.
- Con el modelo geológico realizado por datos petrofísicos de pozos vecinos del campo UPSE y los datos de resistividad otorgados por las herramientas de registros eléctricos del mismo campo se puede establecer el proceso de geonavegación, permitiendo posicionar de forma correcta el pozo dentro de la arena productora, ya que con

estas dos metodologías planteadas se puede evitar que la trayectoria del pozo cruce los límites del estrato de interés.

6.2. RECOMENDACIONES.

- Claramente se puede observar que la geonavegación azimutal es muy factible en el proceso de geoposicionamiento del alcance extendido del pozo dentro de la arena productora, ya que esta logra optimizar el tiempo de perforación, mediante herramientas de resistividad de lectura profunda. Debido a que el campo ITT es uno de los campos del Ecuador que contiene mayores reservas de crudo, es recomendable aplicar tecnología sofisticada y eficiente como la geonavegación mediante herramientas azimutales y pozos horizontales que contengan un alcance extendido para cubrir varias secciones productoras y aumentar el área de drenaje del pozo para obtener la mayor recuperación de petróleo crudo posible.
- Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, la aplicación de la tecnología ERD (Extended Reach Drilling-Perforación de Alcance Extendido) es más eficiente que aplicar perforación convencional, ya que estos cubren la mayor parte de la arena productora maximizando el área de drenaje y optimizando la producción de petróleo crudo.
- Para obtener una mayor producción de petróleo crudo no basta solo con aplicar tecnología ERD, para este tipo de perforación es necesario implementar en su ensamblaje de fondo herramientas azimutales capaces de predecir los eventos geológicos tiempo antes de interceptarlos.
- Para reducir el tiempo de perforación es conveniente acoplar un sistema de rotación continua (RSS) en su ensamblaje de fondo, ya que esto permite con las lecturas de fondo corregir la trayectoria del pozo en tiempo real.

- Para que los datos obtenidos en fondo sean apreciados con mayor confiabilidad y precisión, como el caso de un pozo horizontal de alcance extendido se necesita un sistema de transmisión de datos por telemetría de pulso de lodo con mayor velocidad (HSMPT). Para mantener la trayectoria del pozo y tener una geonavegación proactiva eficaz.
- La realización de un modelo geológico sintético armado con información petrofísica veraz de pozos vecinos es de gran ayuda para correlacionar los datos obtenidos por la herramienta LWD azimutal en una nueva perforación y así ayudar a la toma de decisiones con respecto a la geonavegación proactiva.

6.3. BIBLIOGRAFÍA.

1. Agawani, M. M., Rahman, S. S., & Maidla, E. E. (1996, January 1). *BHA Design Algorithm for Extended Reach Wells*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/35993-MS
2. Bake Hughes (1995). *Principios de Perforación Direccional Y horizontal*.
3. Bone, R. E., Aguilar, F. C., & Segovia, K. E. (2016, June 13). *New Challenges in Construction and Production Prediction Using Multilateral Well to Develop Ecuadorian Oilfield in Environmental Sensitive Areas*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/180810-MS
4. Cedeño, D., Álvarez, A., Fuentes, J., Portilla, C., Machare, V., Erazo, R., ... Cedeño, R. E. (2017, May 17). *New Insight to Apply Azimuthal Geosteering*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185605-MS
5. Cevallos, N. (2010). *Análisis Comparativo de la Obtención de Registros Eléctricos en Tiempo Real (LWD) Entre Herramientas Acimutales y Convencionales Para el Geoposicionamiento de Pozos Direccionales de Alto Ángulo y Horizontales* (Tesis de grado). Escuela Superior Politécnica Del Litoral, Guayaquil, Ecuador
6. Correa, W., Jara, C., & Quicaliquin, A. (2010). *Parámetros de Diseño para Perforar y Revestir un Pozo* (Tesis de grado). Escuela Superior Politécnica Del Litoral, Guayaquil, Ecuador
7. Chemali, R. E., Bittar, M. S., Hveding, F., Wu, M., & Dautel, M. R. (2008, January 1). *Integrating Images From Multiple Depths of Investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement*. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-12547-MS
8. Chemali, R. E., Bittar, M. S., Hveding, F., Wu, M., & Dautel, M. R. (2010, April 1). *Improved Geosteering by Integrating in Real Time Images From Multiple Depths of Investigation and Inversion of Azimuthal Resistivity Signals*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/132439-PA
9. Denney, D. (2009, November 1). *Continuous Improvement Led to the Longest Horizontal Well*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/1109-0055-JPT
10. Emmerich, W., Akimov, O., Brahim, I. B., & Greten, A. (2015, March 17). *Reliable High-speed Mud Pulse Telemetry*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173032-MS
11. Farah, O. (2013). *Reports Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, with a Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti*. Obtenido de United Nations University
12. Fernández, M., & Romero, J., (2003). *Curso Básico de Perforación Direccional*. Obtenido de <http://petroleros.net/wp-content/uploads/2015/04/CURSO-PERFORACION-DIRECCIONAL.pdf>
13. Gabino, H. (2014). *¿Cómo es la perforación horizontal?*. Petrotecnia. 36-50.
14. Guerrero, J. (2015). *Principios de Geonavegación* (Tesis de grado). Universidad Nacional Autónoma de México

15. Lourido, P. (2016). *Optimización del Diseño de BHA Para la Toma de Núcleos en Pozos Direccionales Tipo J* (Tesis de grado). Escuela Superior Politécnica Del Litoral, Guayaquil, Ecuador
16. Machado, P. R., Rojas, C., Guzman, R., Ache, A., Soto, J., Hazboun, N. K., & Gonzalez, K. G. (2009, January 1). *Using Deep Azimuthal Electromagnetic Resistivity Technology and Rotary Steerable System for Geosteering Complex Sands of Bare Field in the Faja Petrolifera Del Orinoco, Venezuela*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/125764-MS
17. Masson, N., Kuliev, A., Yusuff, S., Ellafi, O., & McCluney, S. (Noviembre de 2011). PeriScope 475 and 675 ORM for Maxwell. In Touch HCS LWD
18. Mickael, M., Barnett, C., & Diab, M. (2012, January 1). *Perfilaje sónico LWD orientado de manera azimutal para la medición de anisotropía de ondas de corte y formación de imágenes del pozo*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/160133-SP
19. Meaggia, F., & Cuglia R. (Diciembre de 2015). *Optimización de la perforación de pozos horizontales en yacimientos de crudos pesados*. Segundo Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos
20. Mitchell, B., (1995). Oilwell Drilling Engineering, SPE Handbook, Usa
21. Mitchell, R., & Miska, S. (Ed). (2011). *Fundamentals of Drilling Engineering*. USA: Society of Petroleum Engineering
22. Muñoz, A. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación a un Pozo* (Tesis de grado). Universidad Nacional Autónoma de México
23. Mohamed, S. (2000). Horizontal Oil Well Drilling Technology, *El Salam district, Ismailia*
24. Schuh, F. J. (1989, January 1). *Horizontal Well Planning-Build Curve Design*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/20150-MS
25. Schlumberger. (2012). *Pozos de alcance extendido*. *Oilfield Review*, 4-15.
26. Schlumberger. (2000). *El auge de las imágenes de la pared del pozo*. *Oilfield Review*, 24-39
27. Schlumberger. (2007). *Mejoras en la colocación de pozos con el modelado durante la perforación*. *Oilfield Review*, 22-33
28. Schlumberger. (2013). *Una revolución en evolución*. *Oilfield Review*, 2-69
29. Schlumberger. (2013). *Navegación estructural: Un camino hacia la productividad*. *Oilfield Review*, 14-33
30. Schlumberger. (2004). *Fundamentos de la Perforación Direccional*.
31. Smith Services. (Ed). (2007). *Drilling Assambly Handbook*. Houston, Texas: Smith Internatioal, Inc
32. Woods, H., B. & Lubinski, A., (Octubre de 1955). *Use of Stabilizers in Drill-collars String*, *Oil and Gas Journal*

ANEXOS

6.4. ANEXOS.

Para el diseño de la curva del pozo horizontal a parte del software Matlab también se implementó el uso del software Compas, el cual tiene integrado el método de curvatura mínima a diferencia de Matlab.

A continuación, se detallarán por medio de tablas y graficas los resultados del método de curvatura mínima realizado en Compas.

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)	Build Rate (°/100ft)	Turn Rate (°/100ft)
0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
1,000.0	0.00	0.00	1,000.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
2,000.0	0.00	0.00	2,000.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
3,000.0	0.00	0.00	3,000.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
4,000.0	0.00	0.00	4,000.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
5,000.0	0.00	0.00	5,000.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
5,100.0	2.50	25.00	5,100.0	2.0	0.9	2.2	2.50	2.50	0.00
5,200.3	5.01	25.00	5,200.0	7.9	3.7	8.6	2.50	2.50	0.00
5,300.9	7.52	25.00	5,300.0	17.9	8.3	19.5	2.50	2.50	0.00
5,402.1	10.05	25.00	5,400.0	31.9	14.9	34.8	2.50	2.50	0.00
5,504.1	12.60	25.00	5,500.0	50.0	23.3	54.5	2.50	2.50	0.00
5,607.1	15.18	25.00	5,600.0	72.4	33.8	79.0	2.50	2.50	0.00
5,711.4	17.78	25.00	5,700.0	99.3	46.3	108.2	2.50	2.50	0.00
5,817.2	20.43	25.00	5,800.0	130.7	60.9	142.4	2.50	2.50	0.00
5,924.9	23.12	25.00	5,900.0	166.9	77.8	181.9	2.50	2.50	0.00
6,034.8	25.87	25.00	6,000.0	208.2	97.1	226.9	2.50	2.50	0.00
6,147.3	28.68	25.00	6,100.0	254.9	118.9	277.8	2.50	2.50	0.00
6,263.0	31.57	25.00	6,200.0	307.5	143.4	335.2	2.50	2.50	0.00
6,382.3	34.56	25.00	6,300.0	366.5	170.9	399.5	2.50	2.50	0.00
6,506.1	37.65	25.00	6,400.0	432.6	201.7	471.5	2.50	2.50	0.00
6,635.3	40.88	25.00	6,500.0	506.7	236.3	552.3	2.50	2.50	0.00
6,771.1	44.28	25.00	6,600.0	590.0	275.1	643.1	2.50	2.50	0.00
6,915.3	47.88	25.00	6,700.0	684.1	319.0	745.7	2.50	2.50	0.00
7,000.0	50.00	25.00	6,755.6	742.0	346.0	808.8	2.50	2.50	0.00
7,069.0	50.00	25.00	6,800.0	789.9	368.3	861.0	0.00	0.00	0.00
7,224.6	50.00	25.00	6,900.0	897.9	418.7	978.7	0.00	0.00	0.00
7,380.1	50.00	25.00	7,000.0	1,005.9	469.1	1,096.5	0.00	0.00	0.00
7,535.7	50.00	25.00	7,100.0	1,113.9	519.4	1,214.2	0.00	0.00	0.00
7,691.3	50.00	25.00	7,200.0	1,221.9	569.8	1,331.9	0.00	0.00	0.00
7,846.9	50.00	25.00	7,300.0	1,329.9	620.2	1,449.7	0.00	0.00	0.00
8,000.0	50.00	25.00	7,398.4	1,436.2	669.7	1,565.6	0.00	0.00	0.00
8,002.4	50.09	25.07	7,400.0	1,437.9	670.5	1,567.4	4.11	3.51	2.78
8,168.8	56.01	29.34	7,500.0	1,556.0	731.4	1,699.4	4.11	3.56	2.57
8,366.6	63.22	33.70	7,600.0	1,701.2	820.7	1,869.7	4.11	3.65	2.20
8,636.4	73.24	38.84	7,700.0	1,902.6	969.0	2,119.6	4.11	3.71	1.90
9,000.0	86.90	45.00	7,762.6	2,168.1	1,207.9	2,473.2	4.11	3.76	1.69
10,000.0	90.00	46.80	7,789.7	2,863.6	1,925.7	3,450.9	0.36	0.31	0.18

Tabla 13: Informe de planificación para diseño de curva de un pozo horizontal de alcance extendido, realizado en Compas por Colorado Luis, 2018.

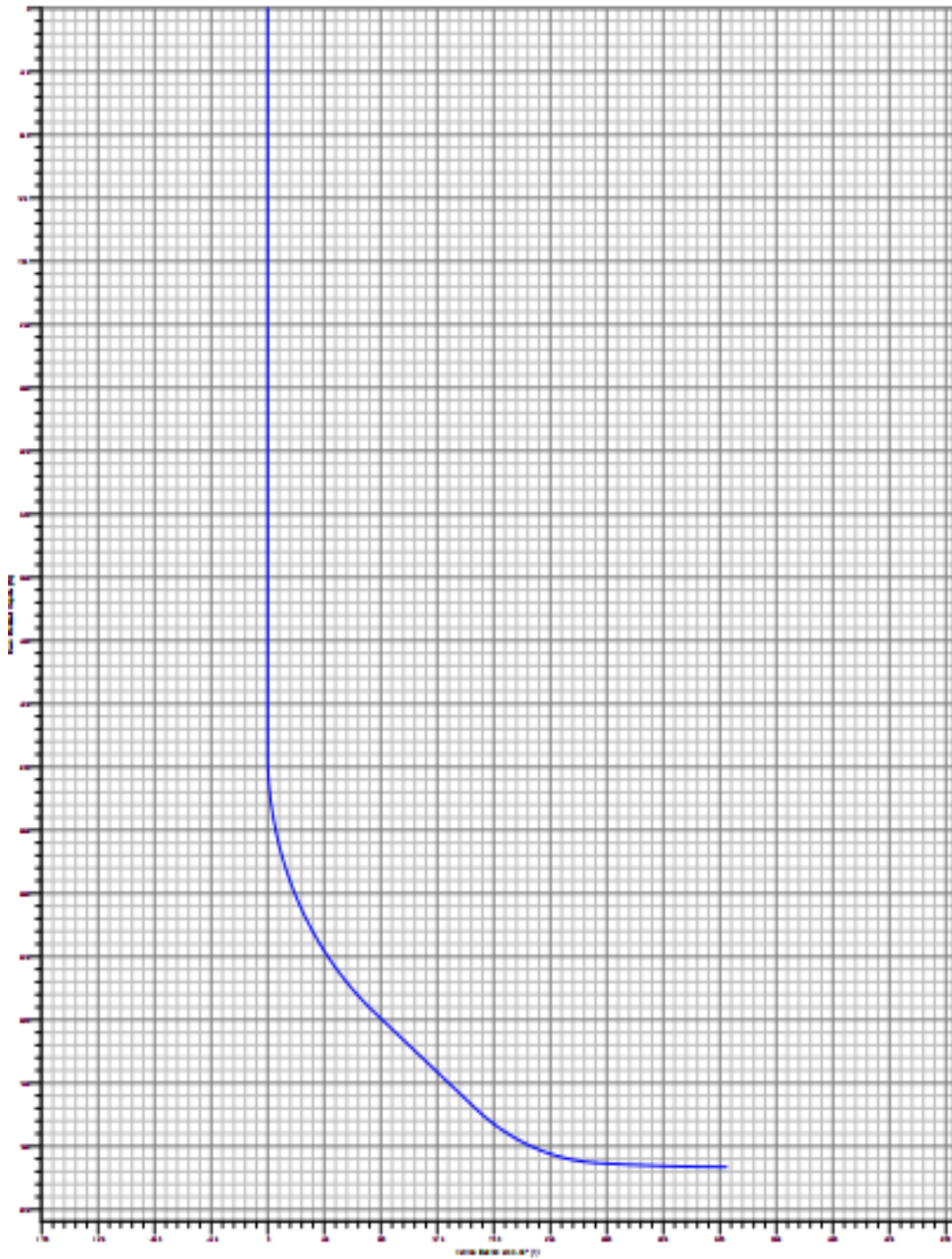


Figura 6.1: Diseño de planificación de pozo (TVD vs VS) (ft), realizado en Compas por Colorado Luis, 2018.

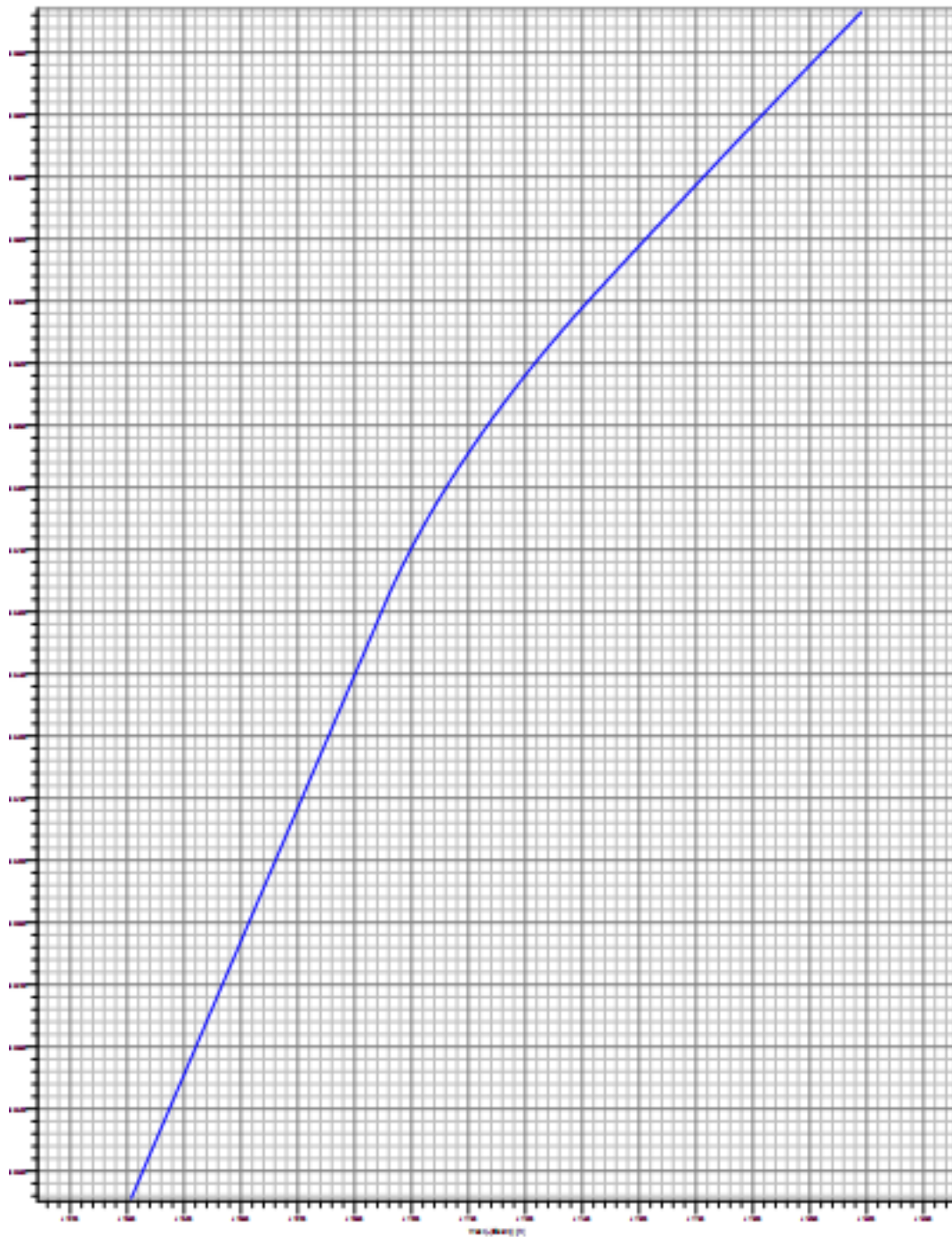


Figura 6.2: Diseño de planificación de pozo [West (-)/East (+)] (ft), realizado en Compas por Colorado Luis, 2018

USO DE ESTABILIZADORES EN EL CONTROL DIRECCIONAL DEL POZO

Para que un ensamblaje de fondo direccional alcance el ángulo de inclinación requerido es necesario tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Peso sobre la broca.
- Localización de los estabilizadores.
- Velocidad de rotación (BUR).

Como es indispensable para la construcción de un pozo direccional, en este caso horizontal (Woods, H., B. & Lubinski, A., 1955) en su artículo de investigación: “**Use of Stabilizers in Drill-Collar String**”, presentado en **Oil and Gas Journal**, recomienda el uso de las siguientes gráficas que se presentaran a continuación para determinar la posición óptima de los estabilizadores.

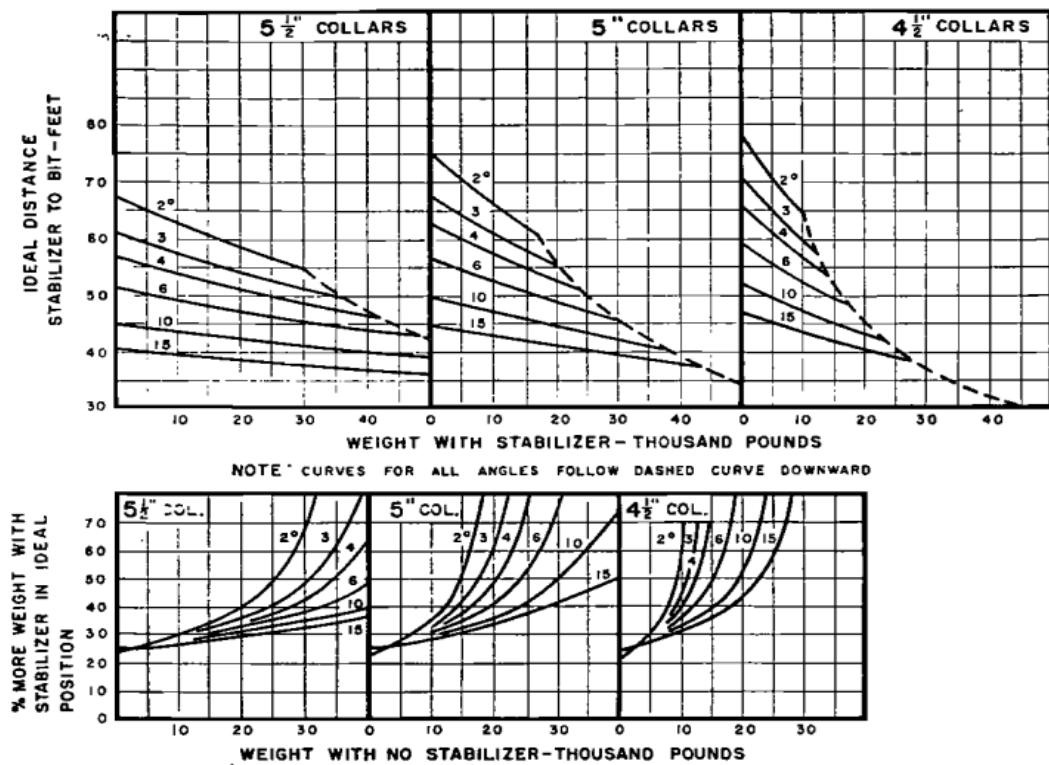


Figura 6.3: Uso de estabilizador en un pozo de 6 1/8 in.

Fuente: (Woods & Lubinski, 1955) Use of Stabilizers in Drill-Collar String.

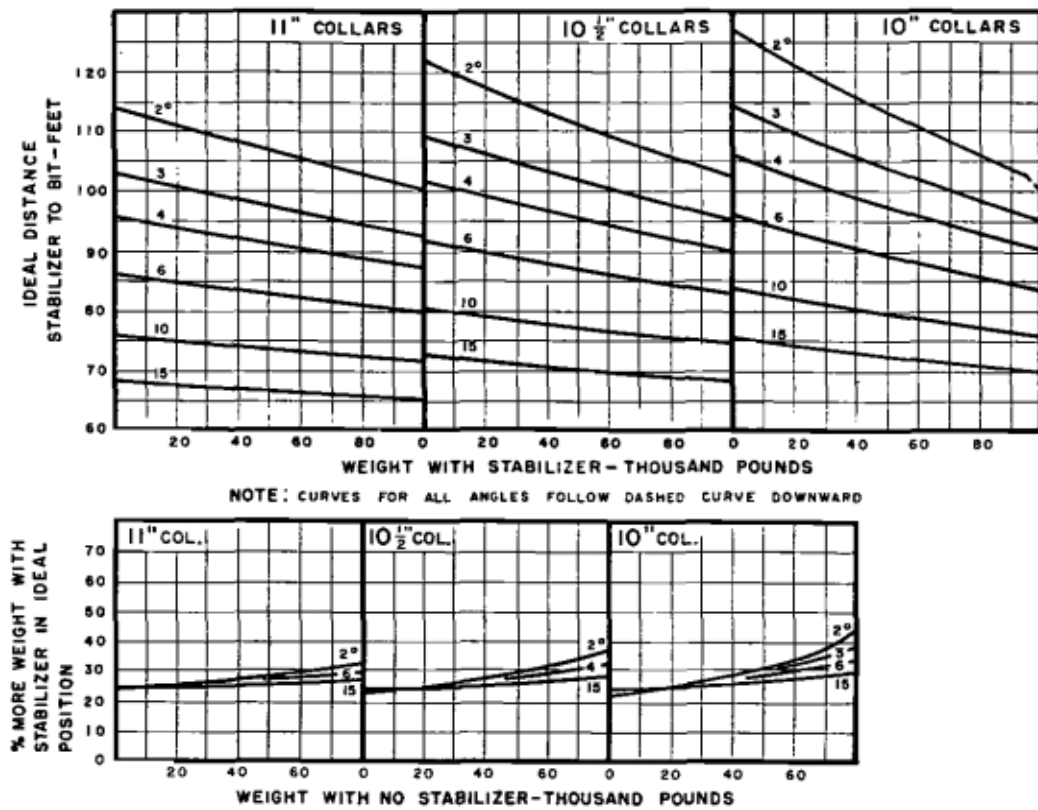


Figura 6.4: Uso de estabilizador en un pozo de 6 1/8 in.
 Fuente: (Woods & Lubinski, 1955) Use of Stabilizers in Drill-Collar String.

Nota: Debido a que las gráficas para hallar la ubicación ideal de los estabilizadores son muchas, solo se han añadido dos de ellas, se recomienda revisar el artículo anteriormente mencionado para revisar todas las gráficas disponibles.