

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO COMPARADO DE ENSAMBLAJES DIRECCIONALES DE FONDO PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES TIPO “S” EN EL CAMPO X DEL ORIENTE ECUATORIANO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

ALEX FABIÁN CÓZAR GALEAS
alex.cozar87@gmail.com

DIRECTOR: MSc. ÁLVARO GALLEGOS E.
alvaro.gallegos@epn.edu.ec

Quito, Junio 2017

DECLARACIÓN

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

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

Alex Fabián Cózar Galeas

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alex Fabián Cózar Galeas, bajo mi supervisión.

MSc. Álvaro Gallegos Eras
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mi más profundo agradecimiento a Dios por darme la vida y por haber puesto en mi camino cada oportunidad y evento, él que con su infinita grandeza ha sido quien ha cuidado de mí todo este tiempo.

Quiero expresar mi gratitud a mis padres y compañera Myriam, por su apoyo incondicional, quienes han sido el eje primordial y la columna vertebral q sostiene mi vida, ellos que con sus consejos, amor, dedicación y esfuerzo han logrado hacer de mí una persona provechosa capaz de conseguir mis sueños. Gracias.

A mis hermanas, Pamela y Nayeli por ser mis amigas, mis confidentes y mi soporte, durante toda mi carrera estudiantil y universitaria, gracias por sus consejos por su paciencia y por su apoyo. Dios les bendiga y retribuya todo lo generosas y buenas que han sido.

A Weatherford South América LLC & CCDC, de manera especial a la línea Drilling Services y a cada persona que forma parte de la misma, por su ayuda y colaboración para la finalización de este trabajo. Mi más sincero agradecimiento de manera especial a Diego Freire, por la presión del día a día para la culminación de este proyecto y por haberme brindado la oportunidad de crecer no sólo profesionalmente si no también personalmente.

A mis profesores quienes han sido los entes formadores del ingeniero que llegaré a ser. Al ingeniero Bladimir Cerón por su acertada dirigencia y entrega como profesor y amigo. Al ingeniero Raúl Valencia por su amistad y compromiso con los estudiantes.

A mi director al ingeniero Álvaro Gallegos que más que profesor ha sido un amigo, gracias por su apoyo y consejos en todo momento.

A mis compañeros y amigos con quienes he compartido muchos momentos durante mi vida universitaria, por su presencia en alegrías, tristezas, caídas y triunfos. Gracias a todos.

Alex

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado con mucho cariño a mi compañera Myriam, a mis padres, a mis hermanas y a mis hijos, quienes son las personas más importantes en mi vida.

Alex

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO	IV
DEDICATORIA	V
RESUMEN	XVIII
PRESENTACIÓN	XX

<i>CAPÍTULO I</i>	1
--------------------------------	----------

1. INTRODUCCIÓN	1
------------------------------	----------

1.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	1
--	----------

1.1.1. POZOS VERTICALES	3
-------------------------------	---

1.1.2. POZOS DIRECCIONALES	3
----------------------------------	---

1.1.2.1 POZO TIPO "S"	3
-----------------------------	---

1.1.2.2 POZO TIPO "J"	4
-----------------------------	---

1.1.2.3 POZO TIPO "J" MODIFICADO	5
--	---

1.1.3. POZOS HORIZONTALES	5
---------------------------------	---

1.1.3.1 RADIO CORTO	6
---------------------------	---

1.1.3.2 RADIO MEDIO	6
---------------------------	---

1.1.3.3 RADIO LARGO	7
---------------------------	---

1.1.4. POZOS MULTILATERALES	7
-----------------------------------	---

1.1.5. RANGO EXTENDIDO	8
------------------------------	---

1.1.6. SIDETRACK / RE-ENTRY	9
-----------------------------------	---

1.1.6.1 SIDETRACK	9
-------------------------	---

1.1.6.2 RE-ENTRY O RE-ENTRADA	9
-------------------------------------	---

1.1.7. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	10
---	----

1.2 PLANEAMIENTO DE POZOS	11
--	-----------

1.2.1 GEOLOGIA	12
----------------------	----

1.2.2 COMPLETACION Y PRODUCCION	12
---------------------------------------	----

1.2.3 LIMITACIONES DE LA PERFORACION	12
--	----

1.3 REGISTROS DIRECCIONALES (DIRECTIONAL SURVEYING)	13
--	-----------

1.3.1	INSTRUMENTOS DE REGISTROS DIRECCIONALES	14
1.3.2	OPERADOR DE REGISTROS DIRECCIONALES	14
1.3.3	GEOMETRIA	15
1.3.3.1	COORDENADAS POLARES.....	15
1.3.3.2	COORDENADAS RECTANGULARES	16
1.3.4	CONCEPTOS Y TÉRMINOS EN REGISTROS DIRECCIONALES GENERANDO MAPAS.....	18
1.3.4.1	LATITUD Y LONGITUD.....	18
1.3.5	CARTOGRAFIANDO DIFERENTES PROYECCIONES	19
1.3.5.1	PROYECCION CONICA.	20
1.3.5.2	PROYECCIÓN MERCATOR	21
1.3.5.3	PROYECCION MERCATOR TRANSVERSAL.....	22
1.4	TÉRMINOS Y DEFINICIONES EN PERFORACIÓN DIRECCIONAL	24
1.4.1	ESTACIÓN SURVEY	24
1.4.2	PROFUNDIDAD MEDIDA (Measured Depth, MD)	25
1.4.3	PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (True Vertical Depth, TVD).....	25
1.4.4	INCLINACIÓN.....	26
1.4.5	AZIMUTH (Dirección del pozo)	26
1.4.5.1	NORTE MAGNÉTICO.....	27
1.4.5.2	NORTE VERDADERO	28
1.4.5.3	NORTE DE GRILLA, NORTE DE MAPA O NORTE DE CUADRÍCULA	28
1.4.6	DECLINACIÓN MAGNÉTICA	29
1.4.6.1	DECLINACIÓN ESTE	30
1.4.6.2	DECLINACIÓN OESTE	30
1.4.7	CONVERGENCIA DE CUADRÍCULA	31
1.4.8	ELIPSOIDE DE INCERTIDUMBRE	32
1.4.9	HERRAMIENTA DE FONDO	33
1.4.10	PERFORAR MODO ROTANDO	33
1.4.11	PERFORAR MODO DESLIZANDO	34
1.4.12	TOOLFACE (Orientación de la Cara de la Herramienta).....	34
1.4.12.1	FÍSICA.....	34
1.4.12.2	CONCEPTUAL	34
1.4.13	ORIENTACIÓN DE TOOLFACE.....	35
1.4.14	TOOLFACE GRAVIMÉTRICO O LADO ALTO.....	35
1.4.15	TOOLFACE MAGNÉTICO.....	36
1.4.16	INTERFERENCIA MAGNÉTICA.....	36

1.4.16.1	INTERFERENCIA DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	37
1.4.17	BUZAMIENTO MAGNÉTICO (Dip Angle°).....	37
1.4.18	PUNTO DE ARRANQUE (Kick off point, KOP ft).....	38
1.4.19	RATA DE CONSTRUCCIÓN (Build up rate, BUR °/100ft)	38
1.4.20	RATA DE GIRO (Turn rate, TR °/100ft).....	38
1.4.21	FIN DE CONSTRUCCIÓN (End of Build, EOB ft).....	39
1.4.22	PUNTO DE TUMBADO (Drop of point, DOP ft)	39
1.4.23	FIN DE TUMBADO (End of drop, EOD ft).....	39
1.4.24	DIRECCIÓN DEL OBJETIVO (Target direction, °)	40
1.4.25	PROFUNDIDAD TOTAL (Total Depth, TD ft)	40
1.4.26	PATA DE PERRO (Dog Leg, DL°).....	40
1.4.27	SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO (Severity Dog Leg, SDL°/100ft).....	41
1.4.28	SECCIÓN VERTICAL (Vertical Section, VS ft).....	41
1.4.29	CIERRE (Closure ft).....	42
1.4.30	LONGITUD DEL CURSO (Course Length, CL ft)	42
1.4.31	LATITUD (Northing, N ft).....	42
1.4.32	LONGITUD (Departure) (Easting, E ft)	42
1.4.33	PESCADO (Fish).....	43
1.5	BROCAS DE PERFORACION	43
1.5.1	CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE BROCAS	43
1.5.2	TIPOS DE BROCAS DE PERFORACION	44
1.5.2.1	BROCAS TRICÓNICAS	45
1.5.2.2	BROCAS DE CORTADORES FIJOS.....	46
1.5.2.2.1	Brocas de diamante natural	46
1.5.2.2.2	Brocas de diamante térmicamente estable (TSP)	46
1.5.2.2.3	Brocas de compacto de diamante policristalino (PDC).....	47
1.5.2.3	BROCAS ESPECIALES	48
1.5.2.3.1	Broca Corazonadora y Barriles “Core Bit and Barrels	48
1.5.2.3.2	Brocas Amplificadoras o Bicéntricas.....	49
1.5.3	COMPONENTES DE LA BROCA	49
1.5.4	MECANISMOS DE PERFORACIÓN	51
1.5.5	CÓDIGO IADC PARA CLASIFICACIÓN DE BROCAS.....	52
1.5.5.1	CÓDIGO IADC PARA BROCAS TRICÓNICAS.....	52
1.5.5.2	CÓDIGO IADC PARA BROCAS DE CORTADORES FIJOS	53
1.5.6	CLASIFICACIÓN DE TOBERAS	53

1.5.7	CODIGOS IADC PARA EVALUACIÓN DE BROCAS DESGASTADAS	54
1.5.7.1	CALIBRACIÓN	54
1.5.7.2	DESGASTE PARA BROCAS DE DIENTES DE ACERO.....	55
1.6	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	58
1.6.1	TIPOS DE LODO	59
1.6.1.1	LODO BASE AGUA (Water Base Mud, WBM)	59
1.6.1.1.1	Inhibidos	59
1.6.1.1.2	No Inhibidos.....	59
1.6.1.1.3	Polímeros.....	60
1.6.1.2	LODO BASE ACEITE (Oil Base Mud, OBM)	60
1.6.1.3	LODO BASE SINTÉTICO (Synthetic Base Mud, SBM).....	61
1.6.1.4	LODO BASE AIRE (Pneumatic Base Mud, PBM).....	61
1.6.2	FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	62
CAPÍTULO II		64
2. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE BHA'S		
DIRECCIONALES.....		64
2.1	POZO TIPO "S"	64
2.1.1.	SECCIÓN VERTICAL.....	64
2.1.2.	SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN	65
2.1.3.	SECCIÓN TANGENCIAL.....	65
2.1.4.	SECCIÓN DE TUMBADO DE ÁNGULO	66
2.2.	CÁLCULOS EN REGISTROS DIRECCIONALES	66
2.2.1.	MÉTODOS DE CÁLCULO.....	66
2.2.1.1.	METODO DEL CÁLCULO TANGENCIAL	67
2.2.1.2.	MÉTODO DEL ANGULO PROMEDIO.....	67
2.2.1.3.	MÉTODO DEL RADIO DE CURVATURA	69
2.2.1.4.	MÉTODO DE MÍNIMA CURVATURA	69
2.3.	SISTEMAS DE PERFORACIÓN.....	70
2.3.1	SISTEMA DE PERFORACION ROTATORIA CONVENCIONAL	71
2.3.1.1	FUERZA LATERAL Y PESO EN LA BROCA	71
2.3.1.2	ESTABILIZACIÓN Y COMBINACIÓN	73
2.3.1.3	TIPOS DE ENSAMBLAJES	74

2.3.1.3.1	Fulcrum.....	75
2.3.1.3.2	Péndulo	77
2.3.1.3.3	Empacado.....	79
2.3.2	SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIA DIRIGIDA (RSS).....	80
2.3.2.1	PUSH THE BIT	81
2.3.2.2	POINT THE BIT	81
2.3.3	SISTEMA DE PERFORACIÓN DIRIGIBLE	81
2.3.3.1	COMPONENTES DE UN MOTOR	83
2.3.3.1.1	ENSAMBLE DUMP SUB O FLOAT SUB.....	84
2.3.3.1.1.1	Dump Sub.....	84
2.3.3.1.1.2	Float Sub.....	84
2.3.3.1.2	SECCIÓN DE POTENCIA.....	85
2.3.3.1.2.1	Estator	85
2.3.3.1.2.2	Rotor	85
2.3.3.1.2.3	Alta Velocidad / Bajo Torque	86
2.3.3.1.2.4	Media Velocidad / Medio Torque.....	86
2.3.3.1.2.5	Baja Velocidad / Alto Torque	86
2.3.3.1.3	ENSAMBLE DE TRANSMISIÓN.....	86
2.3.3.1.4	ENSAMBLE DE AJUSTE	87
2.3.3.1.5	SECCIÓN DE COJINETES.....	88
2.4	COMPONENTES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO DE POZO	89
2.4.1	MIDIENDO MIENTRAS PERFORAS (Measurement While Drilling, MWD)	89
2.4.2	TUBULARES NO MAGNÉTICOS - MONELES (Non-Magnetic Drill Collar, NMDC).....	90
2.4.3	PATA DE MULA (Mule Shoe)	91
2.4.4	ESTABILIZADORES.....	91
2.4.4.1	INTEGRAL BLADE STABILIZER (IBS).....	92
2.4.4.2	SLEEVE / MANDREL	93
2.4.4.3	WELDED BLADE.....	94
2.4.4.4	CLAMP – ON.....	94
2.4.4.5	ROLLER REAMER.....	95
2.4.5	UBHO (Universal Bottom Hole Orientation).....	95
2.4.6	TUBERÍA PESADA DE PERFORACIÓN (Heavy Weight Drill Pipe, HWDP)	96
2.4.7	LASTRABARRENAS (Drill Collar, DC)	97
2.5	TORQUE Y ARRASTRE	98

2.5.1	TORQUE	99
2.5.2	ARRASTRE.....	99
2.5.3	FRICCIÓN	100
2.5.4	FACTOR DE FRICCIÓN	100
2.5.5	FUERZAS LATERALES.....	101
2.5.5.1	PESO DE LA SARTA.....	102
2.5.5.2	FLOTABILIDAD	102
2.5.5.3	CAMBIOS DE INCLINACIÓN Y DIRECCIÓN.....	103
2.5.5.4	PANDEO.....	103
2.5.5.4.1	PANDEO SINOSOIDAL Y HELICOIDAL	103
2.5.6	PERDIDAS DE PESO	104
2.5.7	PERDIDAS DE TORQUE	104
2.5.8	PESO BAJANDO	105
2.5.9	PESO SACANDO	105
2.5.10	PESO ROTANDO	105
2.5.11	TORQUE FUERA DE FONDO.....	105
2.6	MARTILLOS	105
2.6.1	OBJETIVO DEL MARTILLEO (Jarring)	106
2.6.1.1	MARTILLANDO ARRIBA (Jarring up)	106
2.6.1.2	MARTILLANDO ABAJO (Jarring Down)	106
2.6.1.3	IMPACTO.....	106
2.6.1.4	IMPULSO.....	106
2.6.2	TIPOS DE MARTILLOS	107
2.7	HIDRÁULICAS	108
2.7.1	ASPECTOS GENERALES	109
2.8	DISEÑO DEL POZO TIPO “S” CON EL SOFTWARE COMPASS.....	111
2.8.1	CONSIDERACIONES DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS	111
2.8.2	COMPASS	112
2.8.3	EJEMPLO DE ELABORACIÓN DEL POZO TIPO “S”	113
CAPÍTULO III	119
3.	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	119
3.1	ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS EN ESTUDIO	119

3.1.1	INFORMACIÓN DE LAS BROCAS	120
3.1.1.1	COMPARATIVO DE BROCAS.....	122
3.1.2	INFORMACIÓN DE LOS POZOS DEL PERFIL TIPO "S"	126
3.1.3	PLANIFICACION DIRECCIONAL DE LOS POZOS EPN 462D Y EPN 231D	145
3.1.3.1	PLANEACIÓN DIRECCIONAL.....	145
3.1.3.2	ANÁLISIS DE BHA'S UTILIZADOS.....	146
3.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	152
3.2.1	INTRODUCCIÓN	152
3.2.2	ANTECEDENTES.....	153
3.2.3	ANALISIS ECONÓMICO COMPARATIVO	153
3.2.3.1	COSTOS POZO EPN 462D.....	154
3.2.3.2	COSTOS POZO EPN 231D.....	155
3.2.3.3	COMPARATIVO DE COSTOS.....	156
CAPÍTULO V.....		158
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		158
4.1	CONCLUSIONES.....	158
4.2	RECOMENDACIONES	164
BIBLIOGRAFÍA.....		170
GLOSARIO.....		172

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1:	Perforación Direccional.....	1
Figura 1.2:	Progreso de la Perforación Direccional.....	2
Figura 1.3:	Esquema pozo Vertical	3
Figura 1.4:	Esquema pozo tipo "S"	4
Figura 1.5:	Esquema pozo tipo "J"	4
Figura 1.6:	Esquema pozo tipo "J" Modificado.....	5
Figura 1.7:	Esquema pozo horizontal	6
Figura 1.8:	Esquema pozo horizontal – radio corto.....	6

Figura 1.9: Esquema pozo horizontal – radio medio.....	7
Figura 1.10: Esquema pozo horizontal – radio largo.....	7
Figura 1.11: Esquema pozo multilateral.....	8
Figura 1.12: Esquema pozo tipo rango extendido.....	9
Figura 1.13: Esquema pozo tipo sidetrack / re-entry.....	10
Figura 1.14: Aplicaciones de pozos direccionales.....	11
Figura 1.15: Mapa de ubicación superficial de PAD respecto a trayectoria del pozo.....	12
Figura 1.16: Coordenadas Polares = 2572.68 ft @ 217.60°.....	16
Figura 1.17: Coordenadas Rectangulares = S 2035 ft O 1574 ft.....	17
Figura 1.18: Latitud y Longitud.....	19
Figura 1.19: Métodos de proyecciones de Mapas Geográficos.....	20
Figura 1.20: Proyección Cónica.....	21
Figura 1.21: Proyección Mercator.....	21
Figura 1.22: Norte Grid.....	22
Figura 1.23: Coordenadas UTM.....	23
Figura 1.24: Proyección Mercator Transversal.....	24
Figura 1.25: Estaciones de Survey.....	24
Figura 1.26: Profundidad Medida (Measured Depth).....	25
Figura 1.27: Profundidad Vertical Verdadera (TVD).....	26
Figura 1.28: Inclinación.....	26
Figura 1.29: a) Dirección del pozo y b) Tipos de Azimuth.....	27
Figura 1.30: Norte Magnético.....	28
Figura 1.31: Polo Norte Verdadero o Geográfico.....	28
Figura 1.32: Norte Grid.....	29
Figura 1.33: Declinación.....	31
Figura 1.34: Declinación y Convergencia.....	32
Figura 1.35: Elipsoide de Incertidumbre.....	33
Figura 1.36: Toolface - High Side.....	35
Figura 1.37: Toolface - Magnético.....	36
Figura 1.38: Errores de Interferencia Magnética.....	36
Figura 1.39: Interferencia axial.....	37

Figura 1.40: Dip Angle.....	37
Figura 1.41: KOP's	38
Figura 1.42: Nomenclatura utilizada en pozos direccionales.	39
Figura 1.43: Datums utilizados en la industria del petróleo (MSL, RT, RKB, GL).	40
Figura 1.44: Sección Vertical	41
Figura 1.45: Cierre, Objetivo, Latitud y Longitud	42
Figura 1.46: Broca de conos, cortadores fijos y especiales.....	44
Figura 1.47: Broca Tricónica de dientes y de insertos de tungsteno.....	45
Figura 1.48: Broca de diamante natural	46
Figura 1.49: Broca de diamante térmicamente estable	47
Figura 1.50: Broca de compacto de diamante policristalino PDC.....	47
Figura 1.51: Broca Corazonadora	48
Figura 1.52: Broca Ampliadora y Bicéntrica	49
Figura 1.53: Componentes de una broca tricónica.....	50
Figura 1.54: Componentes de una barren PDC.....	50
Figura 1.55: Mecanismos de perforación de una broca tricónica y PDC.....	51
Figura 1.56: Tipos de Tobera	54
Figura 1.57: Ubicación de las partes de las brocas.	56
Figura 2.1: Método Tangencial	67
Figura 2.2: Método Angulo Promedio	68
Figura 2.3: Método de Radio de Curvatura.....	69
Figura 2.4: Método de Curvatura Mínima	70
Figura 2.5: Pozo vertical, sin fuerzas laterales.	72
Figura 2.6: Pozo desviado por fuerzas laterales, sin el uso de estabilizadores.	72
Figura 2.7: Pozo inclinado, tendencia por fuerzas de gravedad, sin estabilizadores.	73
Figura 2.8: Pozo inclinado, con el uso de estabilizadores, control de fuerzas laterales.	73
Figura 2.9: Ensamblaje rotatorio convencional	74
Figura 2.10: Principio Fulcrum	75
Figura 2.11: Comportamiento Fulcrum de acuerdo a posicionamiento de stabs.	75
Figura 2.12: Respuesta de ensambles Fulcrum.	76
Figura 2.13: Respuesta de ensamble Fulcrum, fuerza lateral positiva.	77

Figura 2.14: Respuesta de ensambles Pendular.....	78
Figura 2.15: Respuesta de ensambles Péndulo, Fuerza lateral negativa.	78
Figura 2.16: Respuesta de ensambles Empacados.....	79
Figura 2.17: Respuesta de ensamble Empacado, fuerza lateral nula.....	79
Figura 2.18: Sistema Rotatorio Dirigible RSS.	80
Figura 2.19: Pozo perforado con tecnología Push the bit vs. Point the bit.	81
Figura 2.20: Configuración de un motor.....	82
Figura 2.21: Componentes de un motor.....	83
Figura 2.22: Ensamble Dump Sub.....	84
Figura 2.23: Sección de Potencia - Rotor y Estator.....	85
Figura 2.24: Ensamble de transmisión.....	87
Figura 2.25: Ensamble de ajuste de motor de fondo.....	88
Figura 2.26: Ensamble de Cojinetes.....	89
Figura 2.27: Herramienta MWD.....	90
Figura 2.28: Integral Blade Stabilizer IBS – Spiral and Straight.....	93
Figura 2.29: Sleeve and Mandrel Stabilizer.....	93
Figura 2.30: a) Clamp – on b) Welded Blade.....	94
Figura 2.31: Roller Reamer.....	95
Figura 2.32: Camisa del UBHO.....	96
Figura 2.33: HWDP.....	96
Figura 2.34: Drill Collar.....	97
Figura 2.35: Tipos de factores de fricción en medio del ambiente de perforación.....	101
Figura 2.36: Componentes de las fuerzas laterales.....	102
Figura 2.37: Pandeo de la sarta de perforación sinusoidal y helicoidal.....	104
Figura 2.38: Flujo laminar y turbulento.....	109
Figura 2.39: Parámetros para la elaboración del pozo tipo “S”.....	112
Figura 2.40: Interface del sistema computacional Compass – Diseño de pozo.....	113
Figura 2.41: Interface del sistema computacional Compass - Objetivos.....	116
Figura 2.42: Vista de perfil de pozo tipo “S”.....	117
Figura 2.43: Vista de planta de pozo tipo “S”.....	118
Figura 3.1: Perfil de pozos tipos “S”.....	145

INDICE DE GRAFICAS

Grafica 1.1: Tipos de brocas de perforación.....	45
Grafica 3.1: Comparativo Brocas ROP General - Fase 16”	123
Grafica 3.2: Comparativo Brocas ROP deslizando - Fase 16”	124
Grafica 3.3: Comparativo Brocas ROP rotando - Fase 16”	125
Grafica 3.4: Comparativo Rop’s - Fase 16”	128
Grafica 3.5: Comparativo % de slides - tasas de construcción y decremento de ángulo.	129
Grafica 3.6: Comparativo % rotando vs deslizando.	130
Grafica 3.7: Profundidad de diseño mecánico de la sección de 16”	131
Grafica 3.8: Distribución de pies perforados rotados y deslizados.	134
Grafica 3.9: Comparativo rop’s rotando - zona de construcción y tumbado de ángulo.	135
Grafica 3.10: Comparativo rop’s deslizando - zona construcción y tumbado de ángulo.	136
Grafica 3.11: Comparativo de tiempos totales	137
Grafica 3.12: Máxima inclinación vs rop general	140
Grafica 3.13: Pies deslizados vs Índice de efectividad de slide – Construcción	141
Grafica 3.14: Pies deslizados vs Índice de efectividad de slide – Sección de dropeo.	142
Grafica 3.15: Comparativo de Tiempos totales vs Pies perforados.....	143
Grafica 3.16: ROP efectiva vs. Inclinación final del pozo.	144
Grafica 3.17: Comparativo de costos totales de la sección de 16”	157

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Mecanismo de perforación	51
Tabla 1.2: Código IADC para brocas tricónicas	52
Tabla 1.3: Código IADC para brocas desgastadas	55
Tabla 1.4: Característica de desgaste primario de los cortadores o dientes.	56
Tabla 1.5: Característica de la razón de salida del BHA a superficie.....	57
Tabla 2.1: Comparación de los métodos de cálculo	70

Tabla 2.2: Máximas rpm de un motor por ajuste de bend en una sección recta	87
Tabla 2.3: Configuraciones disponibles en el ensamble de ajuste	88
Tabla 3.1: Pozos de estudio y sus características.....	119
Tabla 3.2: Calificación de las brocas	121
Tabla 3.3: Calificación de las brocas	122
Tabla 3.4: Datos de punto de partida de los pozos	126
Tabla 3.5: Profundidades de la sección, rop's, horas y pies perforados	126
Tabla 3.6: Rop's deslizando y rotando - secciones de construcción y caída de ángulo..	127
Tabla 3.7: Comparativo Planeación Direccional	146
Tabla 3.8: Costos intangibles normalizados por día para la sección de 16"	154
Tabla 3.9: Costos intangibles normalizados totales – Pozo EPN 462D.....	155
Tabla 3.10: Costos intangibles normalizados totales – Pozo EPN 231D	156

RESUMEN

El presente proyecto de titulación está orientado a estudiar y analizar el comportamiento, desempeño y tipos de diseño de un ensamblaje de fondo de pozo, para de esta manera diseñar un solo BHA direccional para la perforación de un pozo tipo “S” en la sección de 16” que contenga la fase vertical, de construcción, tangente y tumbado de ángulo, que sea capaz de disminuir notablemente el tiempo y los costos de perforación.

Para la realización de este proyecto se utilizó la información de 10 pozos direccionales del mismo perfil, perforados dentro del campo “X” del oriente ecuatoriano, en base al análisis comparativo de los históricos de perforación. El presente Proyecto de Titulación consta de 4 capítulos.

En el Capítulo I se presentan las generalidades y aspectos generales involucrados dentro de la perforación direccional, así como de las principales líneas de servicio que se involucran al perforar un pozo direccional.

En el Capítulo II se detalla las consideraciones técnicas para el diseño de BHA's direccionales, así como cada una de las herramientas que se utilizan, torque y arrastre, hidráulicas, martillos de perforación y el diseño esquemático de un pozo direccional tipo “S” dentro del software COMPASS.

En el Capítulo III, se presenta el análisis comparativo técnico - económico de los 10 pozos en estudio, dichos datos se realiza con los datos obtenidos durante la perforación de cada uno de los pozos, para de esta manera detallar cada una de las variables que intervienen para perforar el pozo en menor tiempo y costo. En este capítulo se realizará la comparación de 2 pozos candidatos, el primero un pozo diseñado para perforar con un solo BHA direccional frente al segundo pozo diseñado para perforar con más de dos BHA's direccionales dentro de una misma sección.

En el Capítulo IV se establecen las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron al término del desarrollo del proyecto.

PRESENTACIÓN

La perforación direccional se ha convertido en una herramienta muy importante para el desarrollo de los depósitos de petróleo y gas. Probablemente el aspecto más importante de la perforación direccional es que permite a los productores de todo el mundo desarrollar depósitos que nunca podrían ser alcanzados de otra manera, esto combinado con la fuerte caída de los bajos costos del barril del petróleo y los altos costos de producción, las compañías operadoras de la industria del petróleo, se han visto obligadas a disminuir el tiempo y los costos de la perforación a través de la propuestas de optimización por parte de las prestadoras de servicios, esto sin poner en riesgo la seguridad y calidad de las operaciones de perforación del pozo.

Estos motivos han obligado a las prestadoras de servicio a optimizar al máximo sus recursos y servicios, y buscar tecnologías diferentes a las aplicadas actualmente o utilizarlas de una manera más eficaz que permitan cumplir y alcanzar tanto los objetivos de la perforación del pozo, así como sus objetivos geológicos.

Se seleccionaron, desde el punto de vista técnico direccional, 10 pozos candidatos para compararlos y analizarlos, los mismos que presentaban características similares, tanto técnicas como geológicas.

El análisis comparativo de cada uno de los pozos direccionales dio resultados muy positivos, en el cual el pozo candidato que utiliza el diseño de un solo BHA direccional perfora el pozo en menos tiempo y menos costos sin la necesidad de viajes a superficie programados o no para cambio del mismo, en comparación con el segundo pozo candidato el cual desde su planificación direccional, utiliza más de dos BHA's direccionales los cuales implican viajes a superficie, extendiendo el tiempo neto de perforación y aumentando considerablemente los costos totales de perforación.

Al perforar el pozo con más de dos BHA's direccionales implica un aumento de tiempo del 143% y un costo adicional del 175%, reflejando considerablemente un ahorro

económico y disminución del tiempo neto en la perforación de un pozo tipo “S” en la sección de 16” si se utilizara un solo BHA direccional, así como acelerando la producción del pozo y el inicio del siguiente pozo.

El presente trabajo consiste en el análisis comparativo de cada pozo perforado basándose en la información geológica, propiedades litológicas, diseños de BHA, planificación, componentes de la sarta de perforación, variables técnicas, comparativos de diferentes rop’s, tipos de broca, históricos de perforación, y en el análisis pre y post perforación de los pozos con el fin de poder determinar y diseñar un solo BHA direccional óptimo que permita atravesar en una sola corrida toda la sección de 16” que incluya la fase vertical, de construcción, tangente y tumbado de ángulo.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La Perforación Direccional como se muestra en el figura 1.1, es definida como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo hacia una ubicación u objetivo geológico subterráneo predeterminado. (Fuentes, 2010)

La aplicación de la perforación direccional permite solucionar varios problemas de producción, superar obstáculos debidos a herramientas o a equipos dejados dentro del hueco, perforar un pozo de alivio y alcanzar yacimientos inaccesibles desde una determinada locación. Con el tiempo las técnicas para el control direccional han mejorado enormemente y en la actualidad se cuenta con equipos especiales que están en constante estudio y evolución para un mejor desempeño y que permiten determinar varios parámetros de las formaciones que se atraviesan al perforar, permitiendo de esta manera disminuir tiempos y costos y así acelerar la producción del pozo, tal como se observa en la figura 1.2.

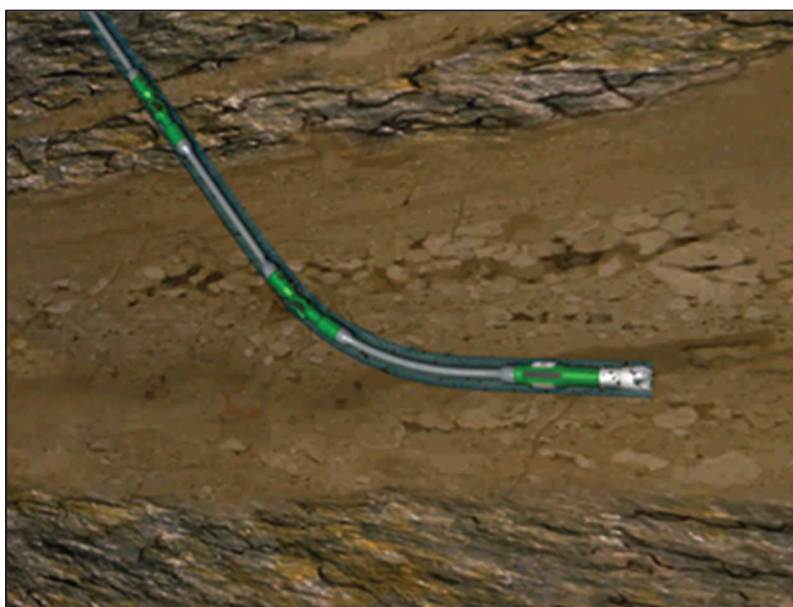


Figura 1.1: Perforación Direccional

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

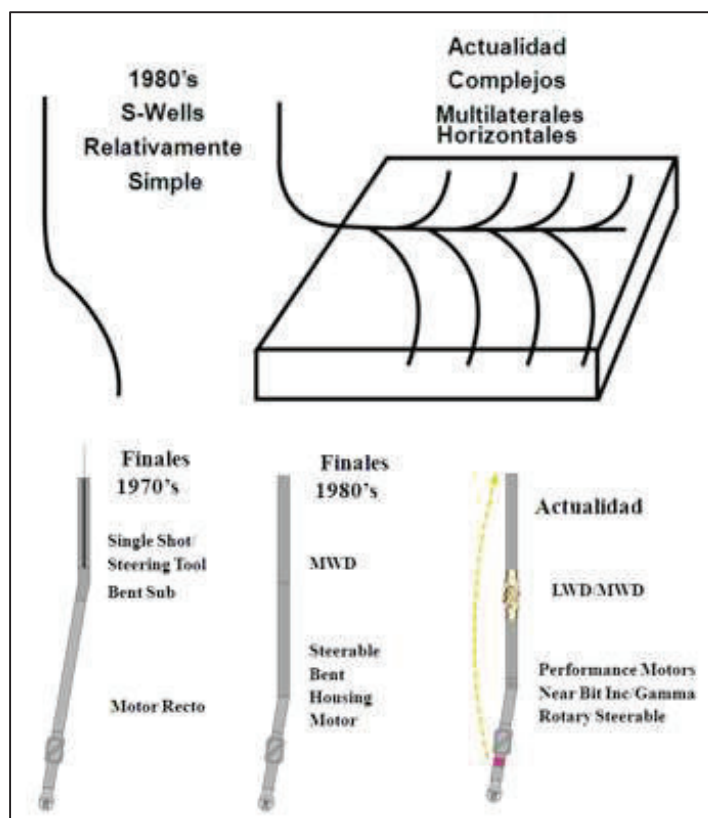


Figura 1.2: Progreso de la Perforación Direccional
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

La perforación dirigida de pozos está caracterizada por el perfil del pozo, ya sea este:

- Verticales
- Direccionales
 - ✓ “S”
 - ✓ “J”
 - ✓ “J” Modificado
- Horizontales
 - ✓ Radio Corto 2° - 3° /ft Build Rates, requiere herramientas especializadas tales como collares flexibles.
 - ✓ Radio Medio 10° - 22° /100’ Build Rates, Double Bend Assemblies
 - ✓ Radio Largo, 1.5° - 6° /100’ Build Rates, Ensamblajes Navegables.
- Multilaterales
- Rango Extendido (Extended Reach).

Dentro de cada uno de los tipos de pozos independientemente de cual sea este, dado el caso se pueden perforar pozos tipo Sidetrack o Re-Entry. (Mitchell, 2005)

1.1.1. POZOS VERTICALES

En algunos casos cuando se perfora un pozo vertical se utilizan las herramientas direccionales para tener un mejor avance, optimización de las variables de perforación, tener un control real de la verticalidad del pozo y su desplazamiento horizontal. (Klause, 2014)

En pozos verticales exploratorios, muchas veces es recomendable perforar el pozo y llevar el monitoreo de la inclinación y dirección sin realizar trabajo direccional, para de esta manera conocer la tendencia natural que tiene la formación.

Este tipo de pozo se caracteriza por tener una sola zona o sección vertical (figura 1.3).

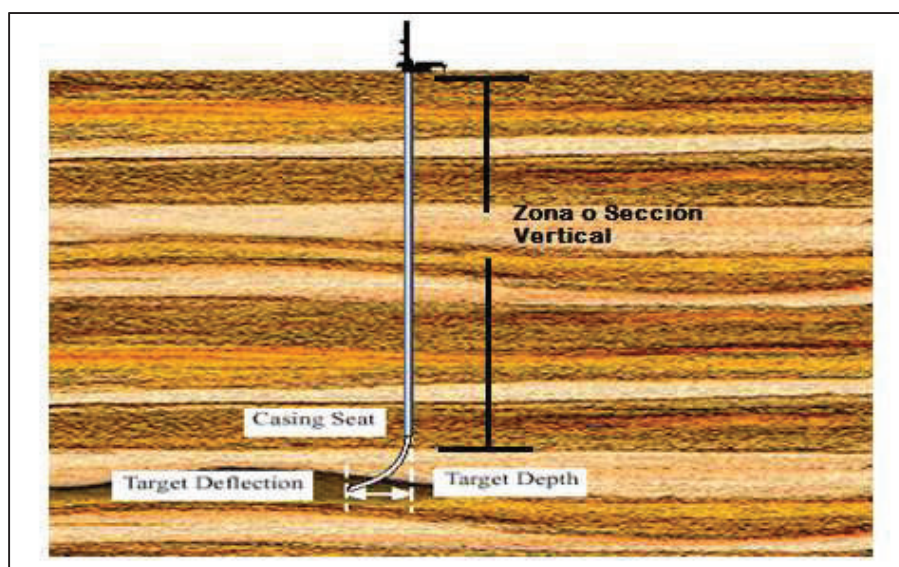


Figura 1.3: Esquema pozo Vertical

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.2 POZOS DIRECCIONALES

1.1.2.1 POZO TIPO “S”

Este tipo o perfil de pozo direccional consta de las siguientes secciones: Sección Vertical, construcción, tangente, caída de ángulo y sección vertical (figura 1.4). (Weatherford, 2012)



Figura 1.4: Esquema pozo tipo "S"

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.2.2 POZO TIPO “J”

Este tipo o perfil de pozo direccional consta de las siguientes secciones: Sección vertical, construcción, y tangente. En la sección tangencial se caracteriza por mantener el mismo ángulo y dirección desde que comienza la tangente hasta que se termina la misma. Cabe recalcar que el ángulo y la dirección con la que se perfora en esta sección varían $\pm 2^\circ$ con respecto al plan de perforación, esto debido a la tendencia natural de las formaciones y comportamiento del BHA en las formaciones que se atraviesan al perforar el pozo.

Este tipo de pozo es diseñado cuando en la última sección del pozo, por lo general en la zona de las arenas productoras, la tendencia natural de la formación no es muy agresiva o cuando se utiliza el sistema rotatorio dirigido (RSS, Rotary Steerable System) (figura 1.5).

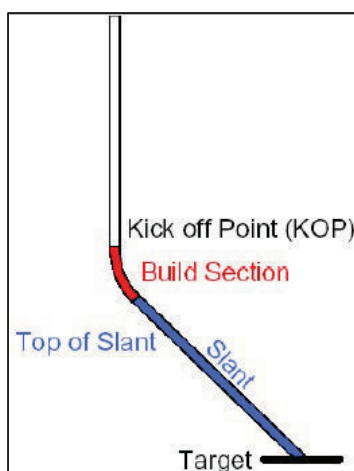


Figura 1.5: Esquema pozo tipo “J”

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.2.3 POZO TIPO “J” MODIFICADO

Este tipo o perfil de pozo direccional consta de las siguientes secciones: Sección Vertical, construcción, tangente y caída de ángulo (figura 1.6). En esta última zona por lo general la inclinación sufre una caída de ángulo ocasionado por la tendencia natural de la formación, el mismo que no puede ser controlado direccionalmente ya que se disponen de restricciones para realizar trabajo direccional para prevenir pegas diferenciales, ya que esta última parte donde se produce la caída de ángulo por lo general son las arenas productoras y muchas veces son formaciones ya depletadas. (Weatherford, 2012)

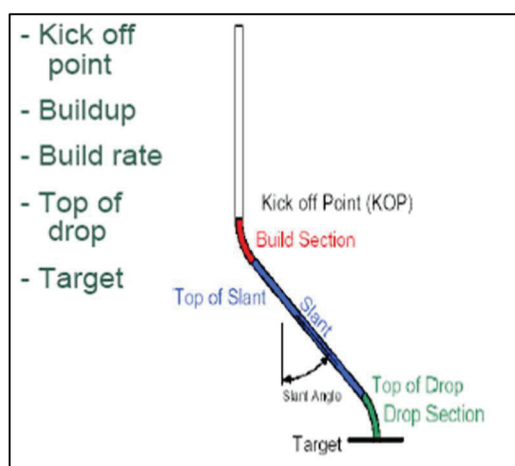


Figura 1.6: Esquema pozo tipo “J” Modificado
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.3 POZOS HORIZONTALES

Este tipo o perfil de pozo horizontal consta de las siguientes secciones: Sección Vertical, construcción 1, tangente, construcción 2 y sección horizontal (figura 1.7). (Weatherford, 2012)

Estos pozos son perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener una mayor área de contacto entre el yacimiento y el pozo para obtener una mejor producción. Son considerados también pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical.

La longitud de la sección horizontal depende de cuán extensa sea el yacimiento y del área a drenar en el mismo. Según el radio de curvatura, existen tres tipos de pozos horizontales básicos, cada uno de los cuales poseen una técnica que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo

y del desplazamiento horizontal. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximo hasta el objetivo.

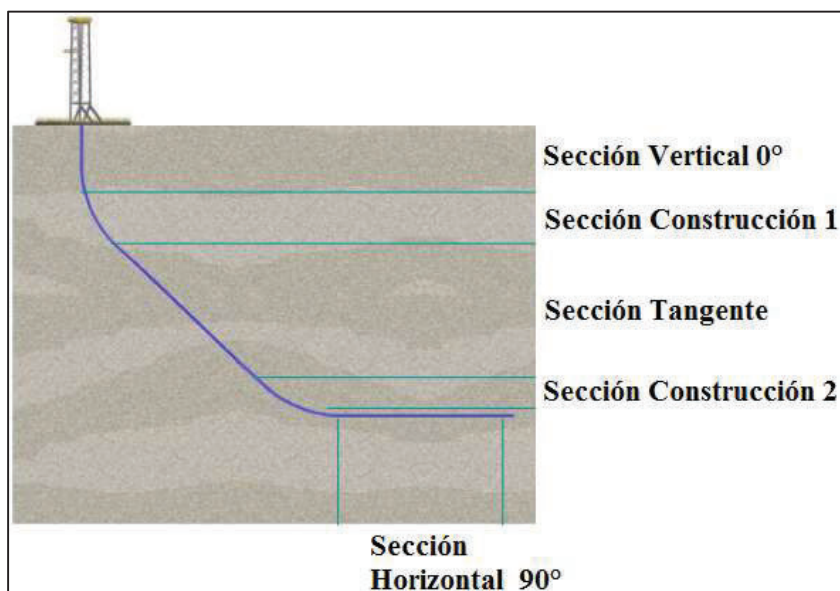


Figura 1.7: Esquema pozo horizontal
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.3.1 RADIO CORTO

Este tipo de pozo requiere de equipo y herramientas especializadas, las mismas que permitan una rata de construcción de 2° - $3^{\circ}/1'$ (figura 1.8). (Weatherford, 2012)

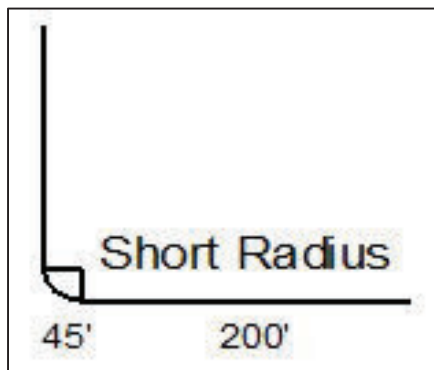


Figura 1.8: Esquema pozo horizontal – radio corto
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.3.2 RADIO MEDIO

Este tipo de pozo requiere ensambles de BHA con doble bend, las mismas que permitan una rata de construcción de 10° - $22^{\circ}/100'$ (figura 1.9). (Weatherford, 2012)

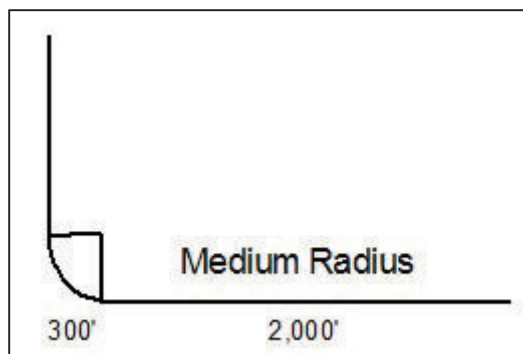


Figura 1.9: Esquema pozo horizontal – radio medio

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.3.3 RADIO LARGO

Este tipo de pozo requiere ensamblajes navegables, ya sea el sistema rotatorio (motor de fondo, PDM) o sistema rotatorio dirigible (RSS), las mismas que permitan una tasa de construcción de 1.5° - $6^{\circ}/100'$ (figura 1.10). (Weatherford, 2012)

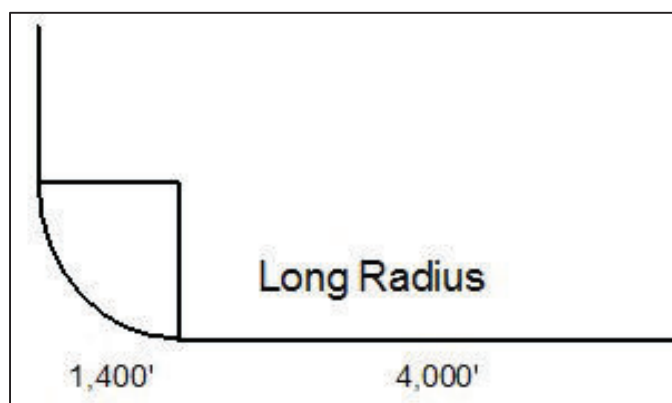


Figura 1.10: Esquema pozo horizontal – radio largo

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.4 POZOS MULTILATERALES

Un pozo multilateral es un agujero madre o principal con una o varias ramas laterales.

El agujero principal o los laterales pueden ser completados usando revestimiento, liner, mallas o dejados abiertos. (Halliburton, 2005)

El objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan y adicionar reservas recuperables incrementando la exposición del yacimiento optimizando así la producción de reservas, acelerar producción y mejorar recobro, reducción de costos, requisitos regulatorios y reducir impacto ambiental. Además existen ahorros en las facilidades de superficie, cabezales, líneas de flujo, facilidades de producción, slots en plataformas. Este tipo de pozo posee tres

principios de valor: Adición de exposición del yacimiento, adición de volumen de drenaje y manejo de presiones.

Para la perforación de pozos multilaterales el conocimiento de la geometría, dimensiones y orientaciones de los yacimientos es un aspecto clave en el diseño de pozos de arquitectura compleja.

Este tipo de pozos se clasifican como se muestran a continuación, siendo el nivel 1 menos complejo que el nivel 6, cada uno de los niveles se diferencian por su completación, cementación, revestimiento y aislamiento (figura 1.11).

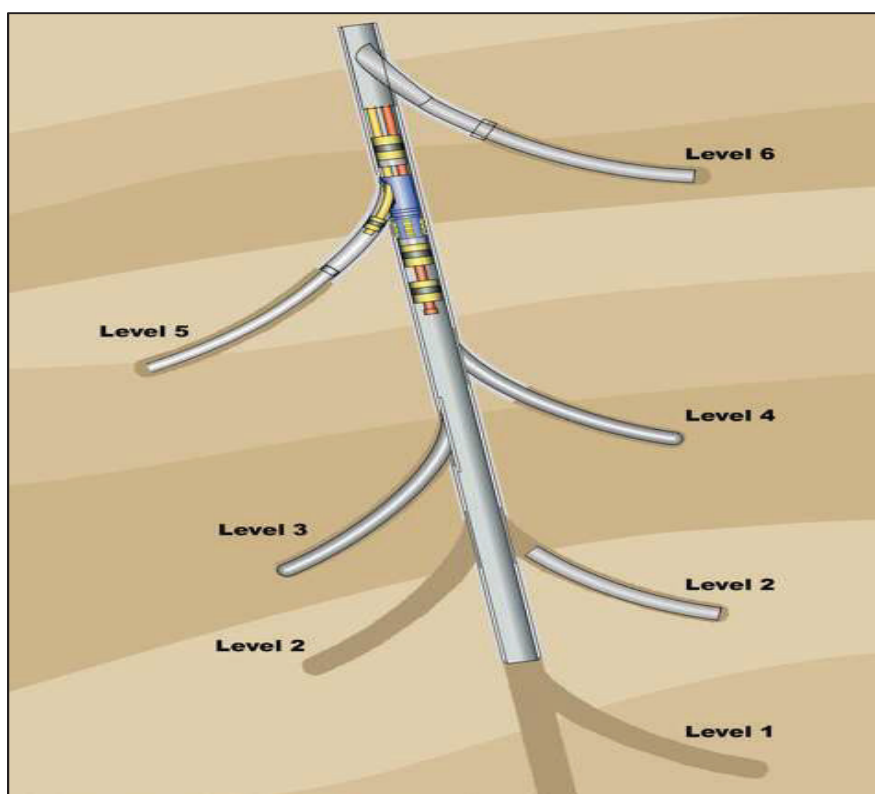


Figura 1.11: Esquema pozo multilateral
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.5 RANGO EXTENDIDO

Los pozos de Rango Extendido reemplazan pozos submarinos y aprovecha reservas costa-fuera con menos plataformas, se los utiliza en el desarrollo de campos cerca de la orilla de la playa (figura 1.12). (Weatherford, 2012)



Figura 1.12: Esquema pozo tipo rango extendido
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.6 SIDETRACK / RE-ENTRY

1.1.6.1 SIDETRACK

Este tipo de pozos se los realiza dentro de cualquier tipo de pozo: “S”, “J”, etc., cuando el pozo que se estuvo perforando no se pudo concluir o no se alcanzó la profundidad total programada, debido a algún problema de perforación tal como una pega de tubería ya sea en la perforación del pozo o en los viajes de reacondicionamiento o calibración, caída de algún objeto “basura” al hoyo el cual no permite el avance de la perforación, derrumbe de cemento, empaquetamientos, desplazamiento de la trayectoria del pozo fuera de la programada en el cual no se pueda alcanzar el objetivo programado, por planificación de Sidetracks en la perforación de pozos horizontales en campos donde no se tienen definidos los topes formacionales, por problemas de anticollisión al iniciar la perforación del pozo, entre otras; por cualquiera de estos aspectos ya mencionados este tipo de pozos se caracteriza por ser realizados en hueco abierto o que se estén perforando, sin haber realizado trabajos de completación o puesto a producir el pozo. (Devereux, 2007)

1.1.6.2 RE-ENTRY O RE-ENTRADA

Este tipo de pozos al igual que los Sidetracks se los realiza por lo general en pozos verticales o direccionales o donde sea requerido una re-entrada de un pozo que ya estuvo con algún sistema de completación y por ende produciendo (figura 1.13), y por decisiones del departamento de producción, en base a un análisis de producción y que por problemas con la completación de fondo, no se puede recuperar la completación de fondo pero el yacimiento todavía es económicamente rentable o simplemente porque se quiera aumentar la producción del mismo; se procede a realizar una re-entrada a partir de la última sección del pozo o donde se disponga de una formación

recomendada direccionalmente que facilite la apertura de la ventana o donde se disponga de una buena cementación y así poder seguir produciendo del mismo yacimiento, de esta manera se aprovecha el pozo ya perforado desde la distancia desde donde se realiza la apertura de la ventana hasta superficie o cabezal de producción.

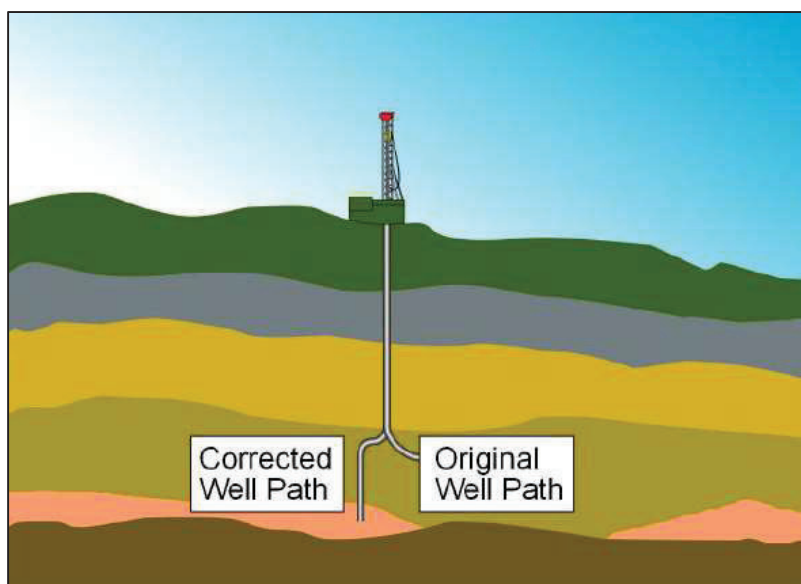


Figura 1.13: Esquema pozo tipo sidetrack / re-entry
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.1.7 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional puede ser aplicada según el requerimiento, aplicación, situación o problema en el que se encuentre la compañía operadora y requiera del servicio de perforación direccional en casos como:

- Pozos múltiples desde una estructura offshore.
- Pozos de Alivio.
- Control de pozos verticales.
- Mejoramiento de la producción (re-entry)
- Sidetrack
- Localizaciones inaccesibles
- Perforación de Domos de sal
- Perforación Bajo Balance

- Línea de costa (Rango extendido)
- Pozos Multilaterales (Múltiples arenas desde un mismo pozo)

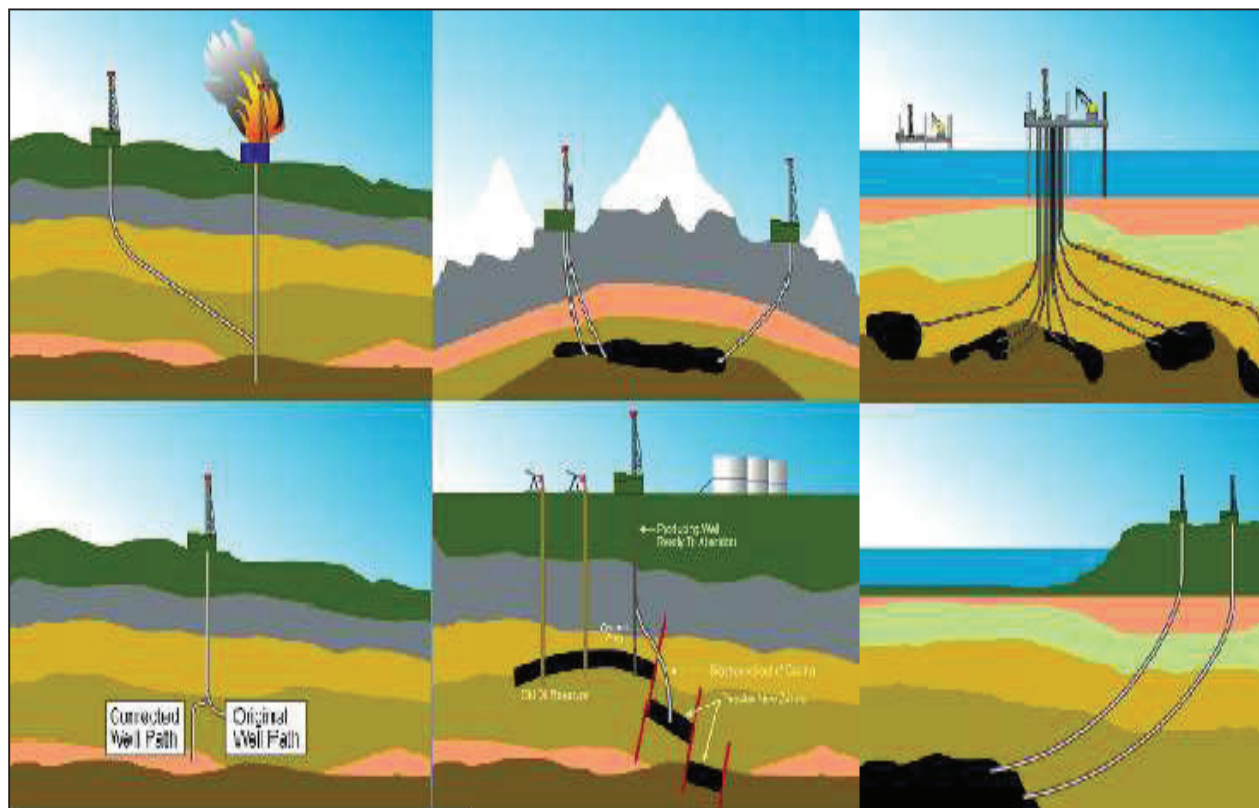


Figura 1.14: Aplicaciones de pozos direccionales
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.2 PLANEAMIENTO DE POZOS

Planeación de un pozo es un proceso integral y multidisciplinario, desde el punto de vista de la compañía direccional, es la parte del proceso que comprende la geometría del pozo, que parte de unas coordenadas de superficie hasta las coordenadas de fondo. El principal aporte es recomendar y proveer a la compañía operadora con las herramientas y recursos apropiados para cada aplicación en particular como son:

- Geología
- Completación y Producción
- Limitaciones de la Perforación

1.2.1 GEOLOGIA

Durante el proceso de planeación de un pozo ya sea este direccional, vertical u horizontal es importante determinar la litología que se atraviesa en la perforación, estructuras geológicas que se perforaran, tipo de target que el well site espera alcanzar, localización de los topes/ horizontes de agua y Gas y tipo de Pozo (gas o Aceite). (Devereux, 2007)

1.2.2 COMPLETACION Y PRODUCCION

Es importante durante el planeamiento del pozo determinar el tipo de completación que será requerido para dicho pozo (bomba electrosumergible o balancín/ cabillas, etc.), además conocer los requerimientos de la completación por recuperación mejorada, requerimientos de tamaño del hoyo para futuros planes de producción y drenaje y finalmente temperatura y presión de fondo.

1.2.3 LIMITACIONES DE LA PERFORACION

Aspectos a considerar cuando se planea un pozo es la selección de la ubicación superficial y diseño del pozo, conocimiento o experiencia previa de la perforación en el área e identificación de áreas problemáticas en particular (figura 1.15).

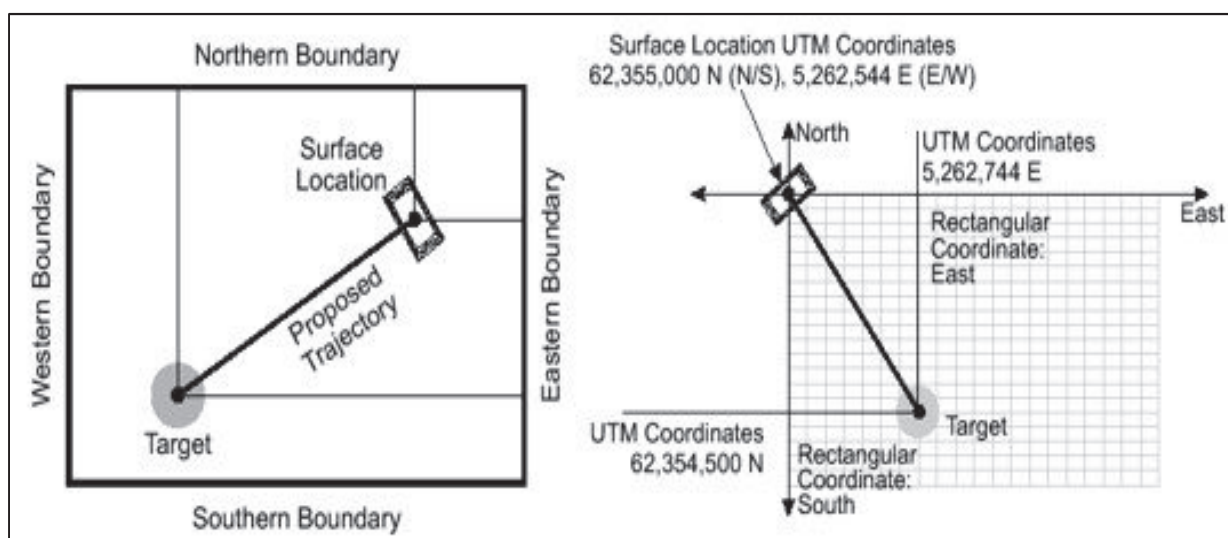


Figura 1.15: Mapa de ubicación superficial de PAD respecto a trayectoria del pozo.

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

También se debe tener en cuenta consideraciones como:

- Dimensiones del casing y profundidades de asentamiento.
- Dimensiones del Hoyo.
- Fluidos de la perforación requerida.
- Capacidad del Taladro y sus equipos.
- Longitud de la sección o el tiempo que se requiere para realizar el servicio direccional.
- Influencia del tipo de instrumento de survey y la trayectoria del pozo.
- Limitaciones geométricas (Máxima curvatura de Pozo), establecido por el cliente y dependiente del desempeño del motor y componentes del BHA.
- Hidráulica (Presión de Circulación), basado en la máxima presión operativa del equipo de perforación y ECD esperado en fondo por hidráulica de compañía de fluidos de perforación.
- Arrastre (Fricción entre agujero y la Sarta) el cual incrementa con la profundidad e inclinación del pozo.
- Limpieza del agujero (Características del fluido y ambiente del flujo) remoción de recortes.
- Torque Reactivo (rotación de la sarta en contrasentido del Reloj) dificultad para mantener o colocar la cara de la herramienta en un ensamble navegable.
- Peso sobre la broca. (Fuerza aplicada a la broca durante la perforación) regulación de la presión diferencial para un óptimo ROP y vida de Boca.
- Estabilidad del agujero (Habilidades para mantener el agujero abierto) características de formación, fallas móviles, etc.

1.3 REGISTROS DIRECCIONALES (DIRECTIONAL SURVEYING)

Los registros direccionales permiten los cálculos de las coordenadas del pozo a diferentes profundidades, especificando con precisión la trayectoria del pozo y la posición actual, miden la inclinación y la dirección en el fondo del pozo y determinan por tanto hacia donde se dirige el pozo, determinan la orientación del toolface de las herramientas de deflexión o de los sistemas dirigibles, localizan “patas de perro” (dog leg) y permiten calcular los valores de la severidad del dog leg. (Weatherford, 2012).

Se necesita saber el curso preciso de un pozo para conseguir el objetivo de las áreas geológicas, evitar colisiones con otros pozos, especialmente al perforar desde una plataforma, definir el objetivo de un pozo de alivio en el caso de un reventón, dar una mejor definición de los datos geológicos de reservorio para optimizar la producción y cumplir con los requisitos legales localmente.

1.3.1 INSTRUMENTOS DE REGISTROS DIRECCIONALES

La mayoría de las herramientas de registros miden la inclinación y la dirección del pozo a una profundidad determinada. La medición de la “dirección o rumbo” de un pozo se puede expresar en varios formatos. Los dos más usados en perforación y registros direccionales son:

- Cuadrante
- Azimuth

Por ejemplo, el método del Cuadrante expresa la dirección de la siguiente forma:

N 45° O o S 38° O o N 63° O etc.

Esta es la manera como se leería una brújula magnética estándar.

Y el método del Azimuth expresa las direcciones como:

45° o 142° o 297° etc.

Este método toma la dirección y la expresa como si se tomara una circunferencia y se mide de 0° a 360°, medida en el sentido de las agujas del reloj desde el Norte como referencia. El azimuth es más lógico y fácilmente manejable en los cálculos; por lo tanto, es el método recomendado por las compañías direccionales. Para necesidades específicas de los clientes se encuentra disponible el método del cuadrante.

1.3.2 OPERADOR DE REGISTROS DIRECCIONALES

Los operadores de registro direccionales deben estar equipados y entrenados en este tipo de servicio para operar en la industria. Su previsión y conocimiento a fondo de las tecnologías de registro es el factor principal en la conclusión exitosa de cualquier trabajo de registros direccionales. (Weatherford, 2012)

El rol o función de estos operadores se puede categorizar dentro de algunas áreas amplias:

Se aseguran que la instrumentación magnética o giroscópica adecuada sea entregada en la locación. Confirman también el cumplimiento cabal de la calibración y el control de calidad. En el sitio, el operador es responsable por la corrida de la instrumentación en el pozo. Los instrumentos adquirirán información pozo abajo de la posición del pozo y la posición toolface y los transmitirá a la superficie o bien los guardará para luego regresarlos a la superficie. Las técnicas antiguas grababan la inclinación y el azimuth (dirección) del pozo, midiéndose la profundidad (measured depth, MD) en la superficie. Las nuevas tecnologías de navegación inercial graban los cambios en la posición.

Usando los datos recopilados, el operador realiza cálculos matemáticos en el campo para determinar la posición y el perfil del pozo. Genera entonces un reporte de campo para el representante del cliente. A su regreso a la oficina, se verifica el registro por otro operador calificado. Se entrega entonces al cliente el reporte final generado en computadora. El operador también ayuda al perforador direccional u otro representante de servicios, dándole los datos grabados para orientar los ensamblajes dentro del pozo como son: motores, herramientas varias, etc. Estas mismas medidas las puede usar el operador de orientaciones de núcleos.

1.3.3 GEOMETRIA

1.3.3.1 COORDENADAS POLARES

Para algunas aplicaciones, es más conveniente utilizar el sistema de Coordenadas POLARES. En la industria de la perforación direccional, este sistema define los registros direccionales de un punto como una distancia y una dirección a partir de un origen (o POLO). Aunque no se muestren puntos sobre un gráfico en coordenadas polares, se usan coordenadas polares para representar una locación. Cuando se calcula el desplazamiento del fondo del pozo, es en forma de coordenadas polares.

Permiten localizar un punto en el plano geográfico indicando la distancia desde dicho punto hasta el origen y la dirección de la línea que los conecta. El siguiente es un sistema de coordenadas polares adaptado para la industria direccional.

En este ejemplo el objetivo está a 2572.68 ft @ 217.6° azimuth (figura 1.16).

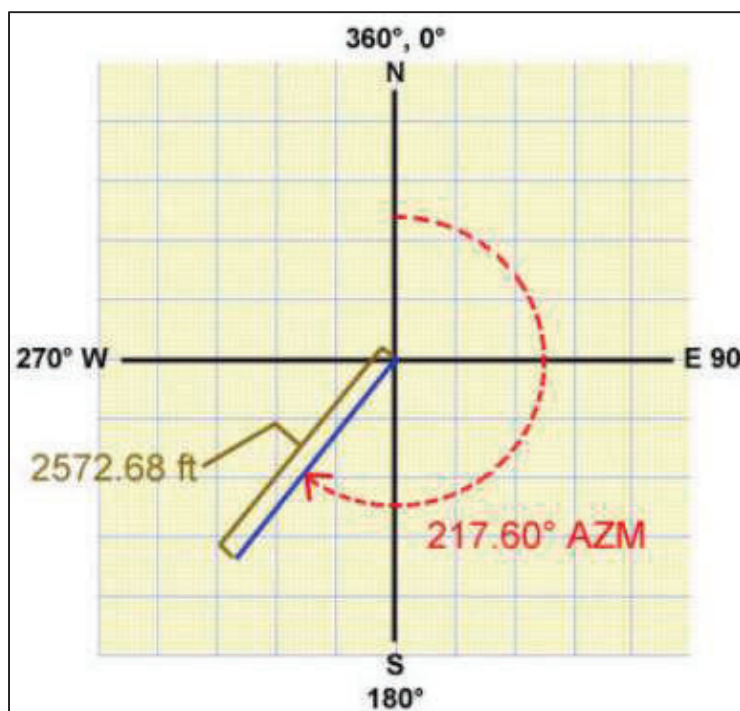


Figura 1.16: Coordenadas Polares = 2572.68 ft @ 217.60°
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.3.3.2 COORDENADAS RECTANGULARES

Las ciencias y las matemáticas aplicadas a menudo utilizan la idea de asociar puntos con números. Al trabajar con reglas graduadas, los números se asocian con puntos sobre la escala. Los mapas asocian puntos sobre el mapa con pares de números sobre los lados del mapa. Una asociación entre un punto sobre una línea y un valor numérico es una LINEA NUMERO. El número asociado con un punto sobre una línea número es la COORDENADA del punto. El punto es el GRAFICO de ese número. La línea número es un eje donde el punto 0 es el origen. Cada número real se puede asociar con exactamente un punto sobre la línea número. En 1637 René Descartes, matemático y filósofo francés, desarrolló un método que asocia puntos sobre un plano con pares de números. Dibujando dos líneas número o ejes, perpendiculares en el punto 0 u origen, se forma un sistema de coordenadas rectangulares. Un punto sobre este plano de coordenada se asocia con un par de números conocido como par ordenado. El primer número en el par corresponde a la proyección horizontal del punto sobre el horizontal eje X. El segundo corresponde a la proyección sobre la vertical o eje Y. Tales pares ordenados se llaman coordenadas rectangulares. Este sistema de coordenadas rectangulares ha sido adaptado a la industria de la perforación direccional para varios

propósitos. La aplicación más sencilla para entender es la determinación del fondo del pozo con respecto a la boca del pozo. En esta instancia, se construye un sistema de coordenadas rectangulares usando el eje Norte-Sur como eje Y y el eje Este-Oeste como eje X.

Estas coordenadas indican las distancia Norte – Sur y Este – Oeste de un punto ubicado en el plano geográfico, con los ejes pasando por un punto origen dado tal como la localización superficial.

En este ejemplo de la figura 1.17 tenemos el objetivo a perforar a 2035 ft S y 1574 ft O de la locación superficial (0,0). Sus coordenadas son: (-2035,-1574).

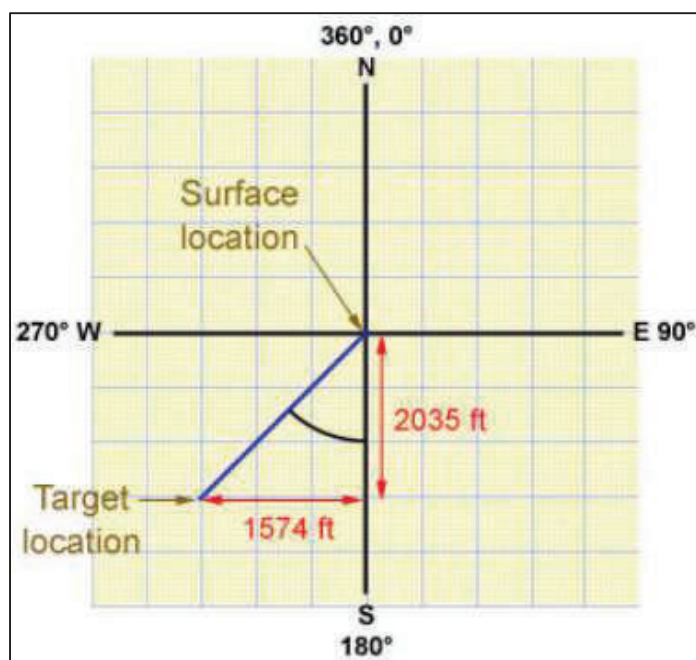


Figura 1.17: Coordenadas Rectangulares = S 2035 ft O 1574 ft
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Esto elimina la necesidad de números negativos; sin embargo, éstos pueden usarse para representar Sur u Oeste. Los pares ordenados todavía se usan para definir un punto sobre el gráfico. La coordenada Norte o Sur se da primero y luego la coordenada Este u Oeste. Cada coordenada debe tener también una dirección.

Esta es la forma como el fondo del pozo se dibuja sobre la planta horizontal de una propuesta de pozo direccional. Es importante notar que cada punto se representa por un par de números.

1.3.4 CONCEPTOS Y TÉRMINOS EN REGISTROS DIRECCIONALES – GENERANDO MAPAS DE LA TIERRA

1.3.4.1 LATITUD Y LONGITUD

Como la tierra es una esfera, no tiene comienzo, fin o bordes. Hay dos puntos de referencia: los polos. Las líneas de longitud, son líneas imaginarias que pasan por los polos Norte y Sur y se llaman meridianos.

Ellas miden la distancia hacia el este o el oeste del meridiano principal, que fue establecido cerca de Greenwich, Inglaterra. Universalmente, se acepta como la línea 0° . La longitud se mide 0° a 180° este y 0° a 180° oeste del Meridiano de Greenwich (figura 1.18).

Por esta razón nos podemos referir al “Hemisferio Oriental” y al “Hemisferio Occidental”. Sobre el otro lado de la tierra, 180° , se tiene la línea internacional de fecha.

Hay 360 líneas de longitud transversales, cada una de ellas va del Polo Norte al Polo Sur.

Las líneas de latitud son líneas que rodean la tierra y son paralelas al Ecuador. Son llamadas paralelos y miden la distancia al norte o al sur del Ecuador. Están equiespaciadas en grados, no en millas o kilómetros.

Un grado de latitud es, aproximadamente, igual a 70 millas o 112 kilómetros. Hay 180 líneas de latitud paralelas al Ecuador, Ecuador en una Línea equidistante.

La mayoría de los globos terráqueos muestran solamente paralelos y meridianos cada 15° . Como la tierra es achatada en los polos hay una pequeña diferencia en la longitud de un grado.

Cada línea de latitud y longitud representa 1 grado, cada grado es dividido en 60 minutos y cada minuto es dividido en 60 segundos.

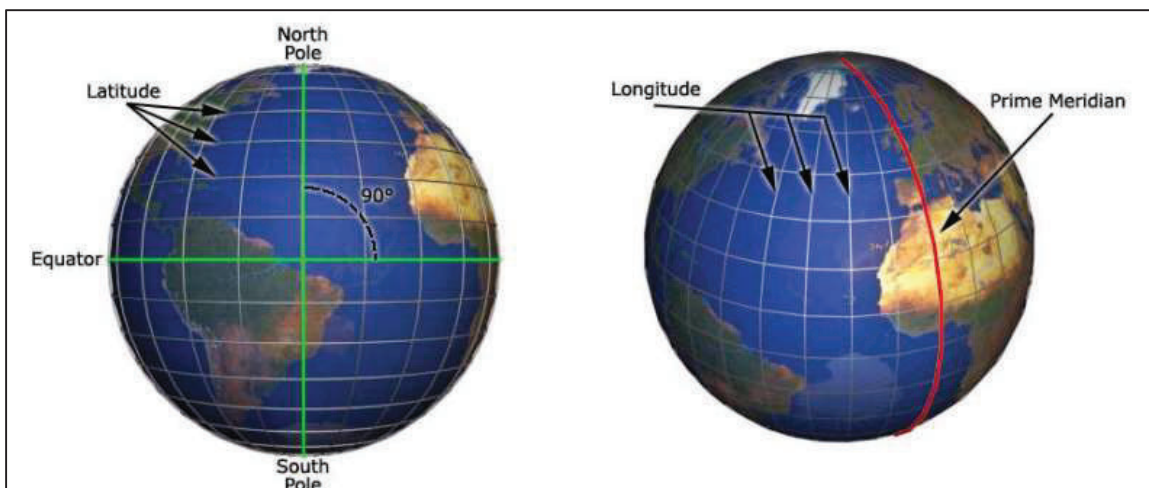


Figura 1.18: Latitud y Longitud
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Como una circunferencia tiene 360° y una semicircunferencia 180° , hay 90° desde el Ecuador a los polos. La latitud mide 0° a 90° norte; desde el Ecuador al Polo Norte; o 0° a 90° sur, desde el Ecuador al Polo Sur.

1.3.5 CARTOGRAFIANDO DIFERENTES PROYECCIONES

Para ser útiles, los datos del pozo deben estar relacionados con elevaciones o posiciones en la superficie. Es necesario entonces identificar con precisión la posición en la superficie. Sin embargo, representar el globo en un mapa no es fácil. Hay que imaginarse cortar un globo en dos y tratar de aplanar los dos hemisferios. Los hemisferios se arrugarían y sus formas se distorsionarían. De hecho, cada mapa tiene algo de distorsión. Un mapa puede representar el tamaño correcto de los países o la forma correcta de áreas pequeñas, pero no ambos. Hay muchas maneras de proyectar un globo sobre un plano. Imagínese un globo de cristal con líneas grabadas sobre su superficie. Las que corren paralelas al ecuador se llaman paralelos de latitud; las que conectan los polos se llaman meridianos de longitud. Hay distintos tipos de proyecciones sobre mapas:

Mercator, Cónica, Policónica, Conformal de Lambert y otras (figura 1.19). Por ejemplo, la proyección Mercator está basada sobre un cilindro con los meridianos y paralelos como líneas rectas y la escala verdadera sólo en el Ecuador. Las proyecciones cónicas se hacen como si se colocara un cono sobre el globo. Sobre los mapas Mercator, los paralelos son rectos; en los de

proyección cónica son círculos. Los mapas Lambert se usan a menudo con fines militares y son la base de las cartas aeronáuticas norteamericanas. Esta clase de mapa es muy preciso sobre áreas pequeñas. Independientemente del método empleado para construir un mapa particular, ciertas características son las mismas, éstas son las de uso cotidiano.

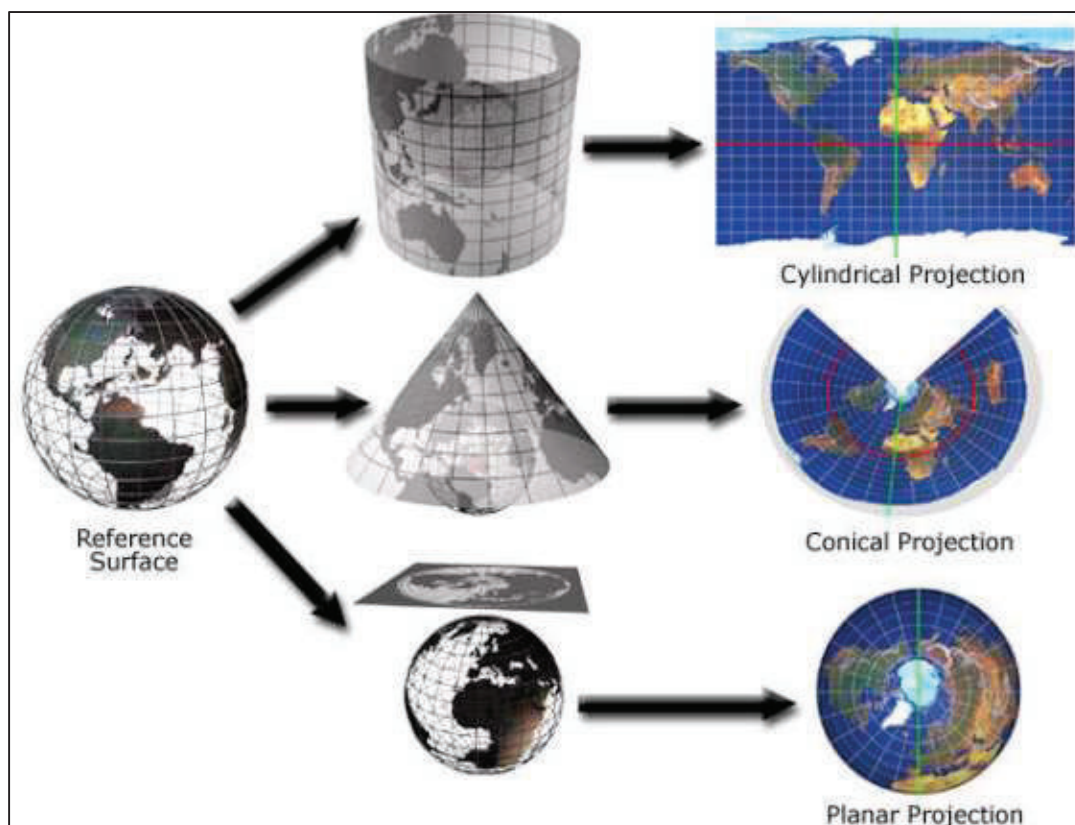


Figura 1.19: Métodos de proyecciones de Mapas Geográficos
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.3.5.1 PROYECCION CONICA.

Se hace un mapa Conformal Cónico Lambert, proyectando el globo sobre un cono. Las líneas de latitud donde se tocan el globo y el cono se muestran más oscuras que el resto; se llaman paralelos estándar. La palabra “conformal” quiere decir que este mapa representa con precisión la forma de áreas pequeñas.

Los mapas cónicos se usan para mostrar las partes del globo que van este u oeste en las latitudes medias. Los Estados Unidos pudieran ser un ejemplo.



Figura 1.20: Proyección Cónica
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.3.5.2 PROYECCIÓN MERCATOR

El mapa en proyección Mercator es muy común (figura 1.21). Es el mejor en la navegación marina ya que la línea recta que conecta cualquier par de puntos da la mejor dirección en la brújula entre ellos.

Este mapa representa muy bien la forma para las áreas cerca del Ecuador, pero distorsiona enormemente los tamaños relativos de las masas de tierra mientras más cerca están de cualquier polo. Por ejemplo, Alaska parece ser la mitad de Suramérica sobre el mapa, cuando en realidad es 11 veces más pequeña. (Weatherford, 2012)

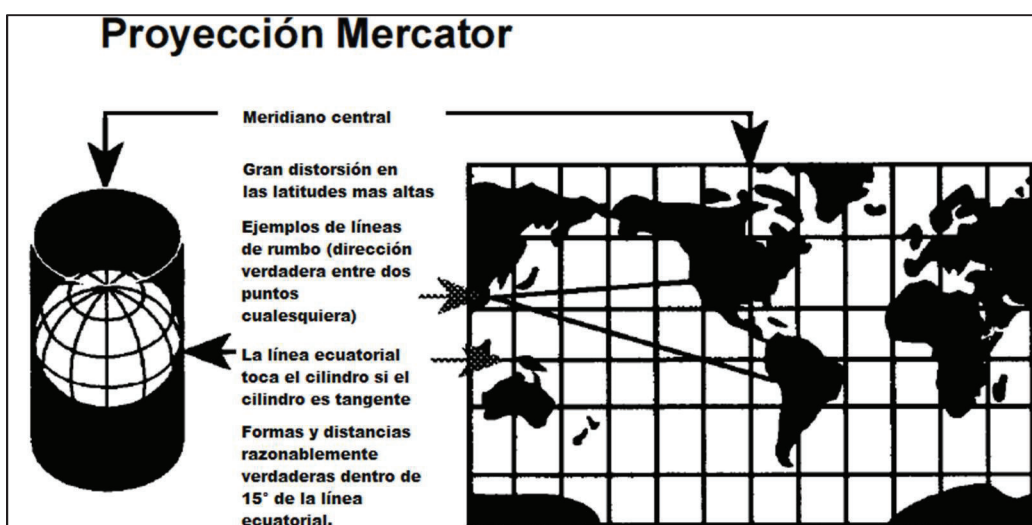


Figura 1.21: Proyección Mercator
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.3.5.3 PROYECCION MERCATOR TRANSVERSAL.

En la proyección Mercator transversal (figura 1.24) la superficie del esferoide escogido para representar la tierra se envuelve en un cilindro que toca al esferoide en un meridiano escogido (un meridiano es un círculo alrededor de la tierra que pasa por ambos polos geográficos).

Los meridianos de longitud convergen hacia el Polo Norte y por lo tanto no producen una coordenada rectangular.

Las líneas de la cuadrícula sobre un mapa forman un sistema rectangular, la dirección hacia el norte la determina un meridiano de longitud específico.

Esta dirección se llama Norte Cuadrícula o Norte de Mapa. Es idéntica al Norte Verdadero solamente para el meridiano específico (figura 1.22).

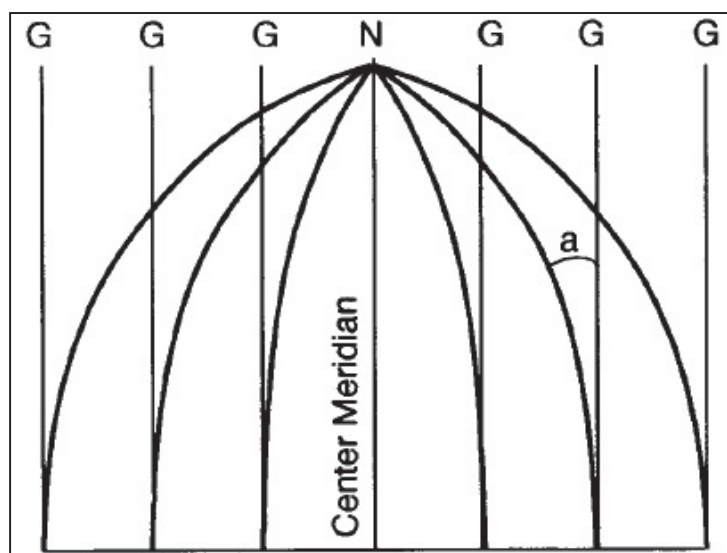


Figura 1.22: Norte Grid
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

La relación entre el Norte Verdadero y el Norte Grid está indicada por el ángulo “a” en la figura.

La convergencia es el ángulo entre el Norte Grid y el Norte Verdadero para la posición considerada.

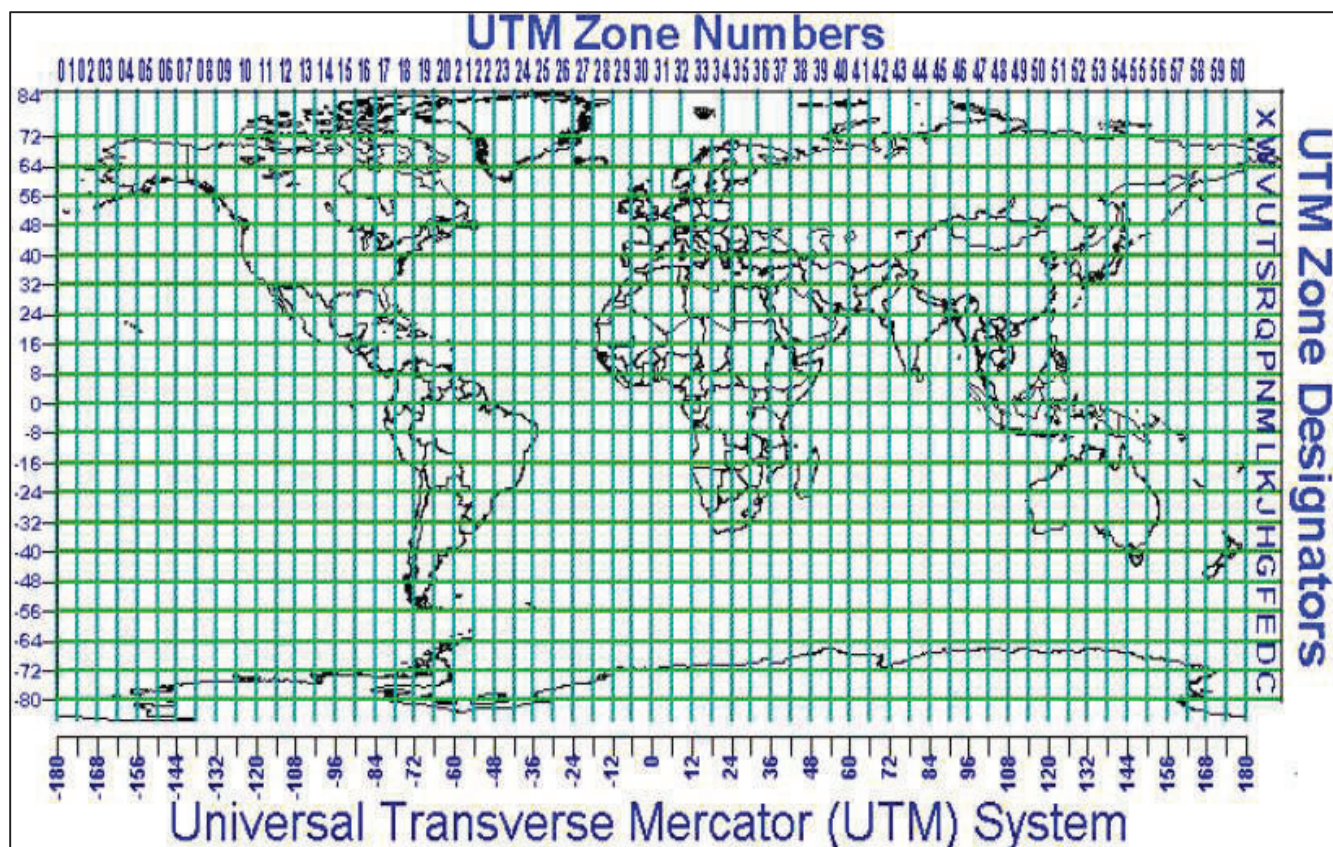


Figura 1.23: Coordenadas UTM
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

El sistema UTM (figura 1.23) está dividido en 60 zonas, cada zona tiene 6 grados de anchos y cubre la distancia total desde el paralelo Norte 84° hasta el Sur 80° , las zonas están numeradas de 1 a 60.

Esta proyección es igual a la Mercator salvo por la orientación del cilindro sobre el cual se proyecta el globo.

Nótese que un meridiano sobre el globo toca la superficie del cilindro.

A lo largo de esta línea y hasta 15° a cada lado de ella, la distorsión no es excesiva, pero a mayores distancias a partir de esta línea, la distorsión se vuelve un problema serio.

Esta proyección es usado por el United States Geological Survey para muchos mapas cuadrangulares dibujados a una escala de 7.5 minutos por grado lateral.



Figura 1.24: Proyección Mercator Transversal
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4 TÉRMINOS Y DEFINICIONES EN PERFORACIÓN DIRECCIONAL

1.4.1 ESTACIÓN SURVEY

Posición a lo largo del pozo donde se toman las lecturas direccionales. En la figura a continuación, denotados como Point A, Point B y Point C (figura 1.25). (Weatherford, 2012)

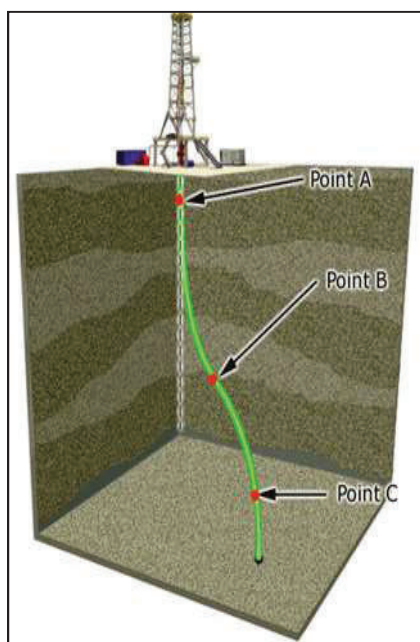


Figura 1.25: Estaciones de Survey
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.2 PROFUNDIDAD MEDIDA (Measured Depth, MD)

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria actual del pozo desde el punto de referencia en la superficie hasta el punto del registro de la herramienta direccional. Esta profundidad siempre se mide de alguna manera, es decir, por el contador de profundidad de los registros eléctricos (wireline) o por el conteo de tubería el cual es la sumatoria de la cantidad de tubos perforados más el ensamblaje de fondo para completar la profundidad del pozo (figura 1.26).

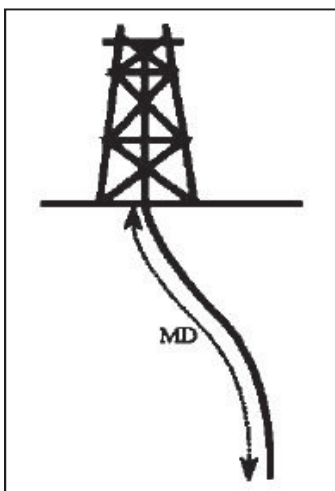


Figura 1.26: Profundidad Medida (Measured Depth)
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.3 PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (True Vertical Depth, TVD)

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria correspondiente al curso del pozo. Este es un valor ya calculado (figura 1.27).

En la mayoría de las operaciones de perforación la elevación de la Mesa Rotatoria (Rotary Table, RT) se usa como la referencia de profundidad medida (Working Depth Reference, BRT o RKB), también se conoce como elevación del piso de la torre de perforación. Para la perforación en plataformas flotantes la elevación de la mesa rotatoria no es constante y, por lo tanto, se usa una elevación promedio. Para comparar pozos individuales en el mismo campo, se debe definir y usar una referencia común. Cuando se perfora un pozo de alivio hacia un pozo reventado, la diferencia en elevación entre las cabezas de pozo debe ser conocida con precisión. Costa afuera, se utiliza a veces el nivel promedio del mar. Las variaciones entre el nivel real del mar y el nivel promedio pueden medirse o se pueden leer en una tabla de mareas.

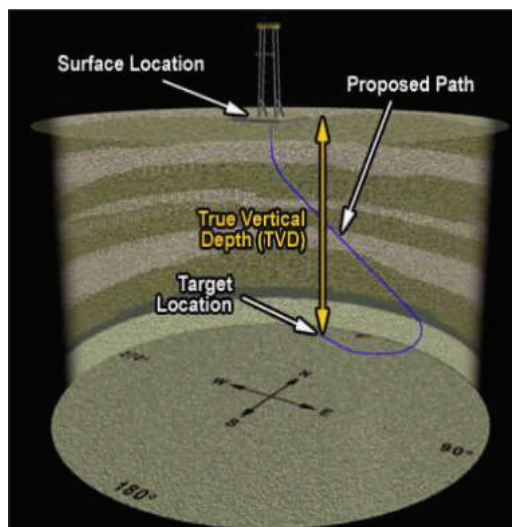


Figura 1.27: Profundidad Vertical Verdadera (TVD)
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.4 INCLINACIÓN

El ángulo (en grados) entre la vertical local de gravedad como lo indicaría por ejemplo una plomada y la tangente al eje del pozo (eje axial) en un punto particular. Por convención, en la industria petrolera se establece que 0° es vertical y 90° es horizontal (figura 1.28).

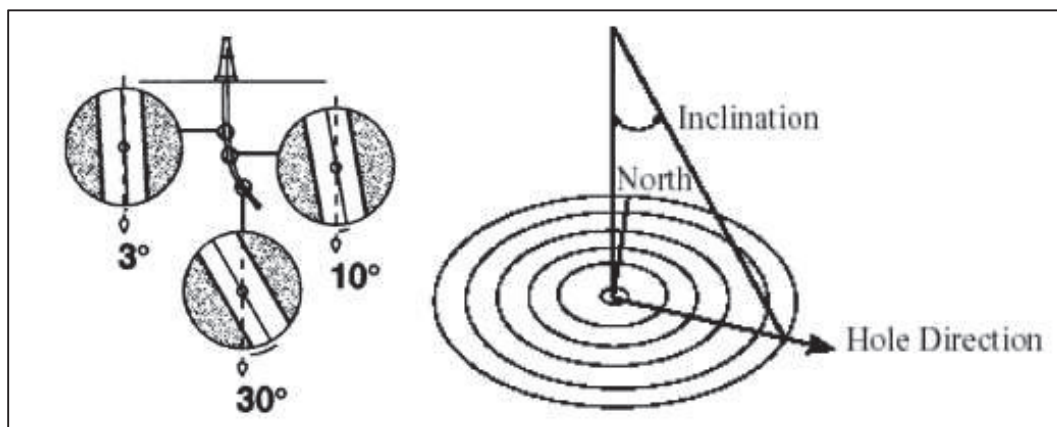


Figura 1.28: Inclinación
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.5 AZIMUTH (Dirección del pozo)

El azimuth de un pozo en un punto es la dirección del pozo sobre el plano horizontal (0° - 360°), por convención medido como un ángulo en sentido de las agujas del reloj a partir del Norte de

referencia. Esta referencia puede ser el Norte Verdadero, el Norte Magnético o Norte Grid. Todas las herramientas de “tipo magnético” inicialmente dan una lectura de azimuth con respecto al Norte Magnético. Sin embargo, el Norte Magnético cambia contantemente con el tiempo: por la tanto, los cálculos de coordenadas finales siempre están referidos al Norte Verdadero o al Norte Grid para obtener una referencia estable (figura 1.29).

Estos dos componentes inclinación y azimuth, junto con la profundidad, se usan para calcular las coordenadas de la trayectoria del pozo. (Weatherford, 2012)

En registros direccionales hay tres sistemas de referencias de azimuth:

- Norte Magnético.
- Norte (Geográfico) Verdadero.
- Norte Cuadrícula (Grid) o Norte de Mapa.

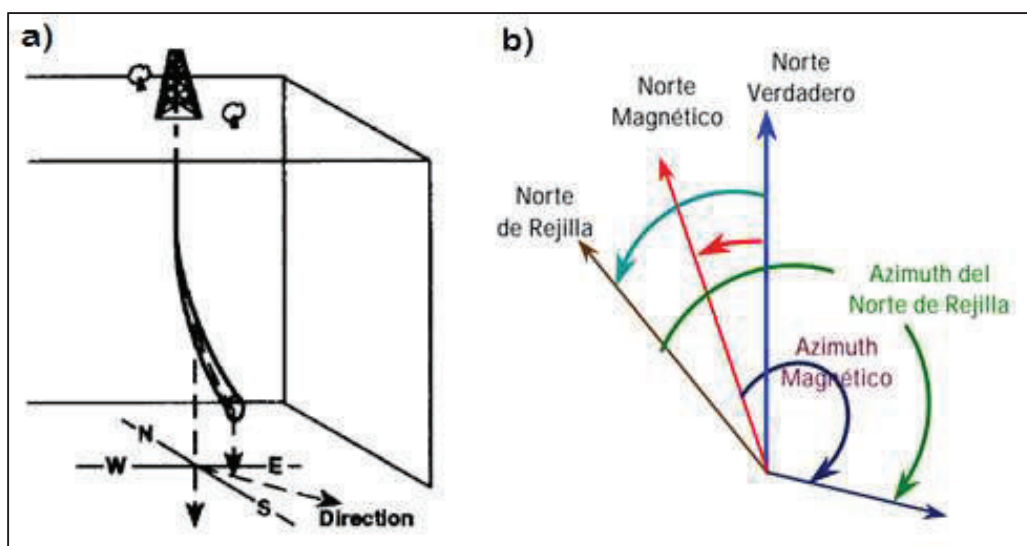


Figura 1.29: a) Dirección del pozo y b) Tipos de Azimuth

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.5.1 NORTE MAGNÉTICO

Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la Tierra (figura 1.30). (Mitchell, 2005)

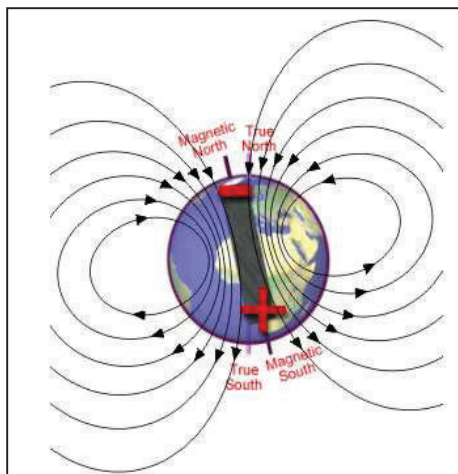


Figura 1.30: Norte Magnético
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.5.2 NORTE VERDADERO

Esta es la dirección del Polo Norte geográfico, la cual cae en el eje de rotación de la Tierra. La dirección se muestra en los mapas por los meridianos de longitud (figura 1.31).

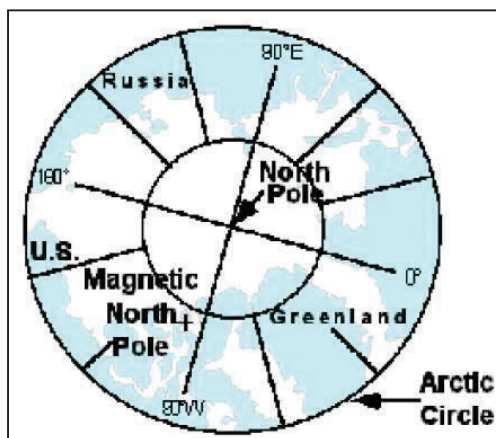


Figura 1.31: Polo Norte Verdadero o Geográfico
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.5.3 NORTE DE GRILLA, NORTE DE MAPA O NORTE DE CUADRÍCULA

Es la dirección Norte sobre un mapa o grilla. El Norte de Cuadrícula o de Mapa es idéntico al Norte Verdadero solo en ciertos meridianos específicos. Todos los otros puntos deben corregirse por convergencia (ángulo entre el Norte Grid y Norte Verdadero en cualquier punto) (figura 1.32). Durante las operaciones de perforación, se trabaja sobre una superficie curva, la superficie

terrestre, pero cuando se calculan coordenadas en el plano horizontal se asume que se está trabajando en una superficie plana.

Obviamente, no es posible representar exactamente parte de la superficie de una esfera sobre un plano de pozo. Hay que corregir las medidas.

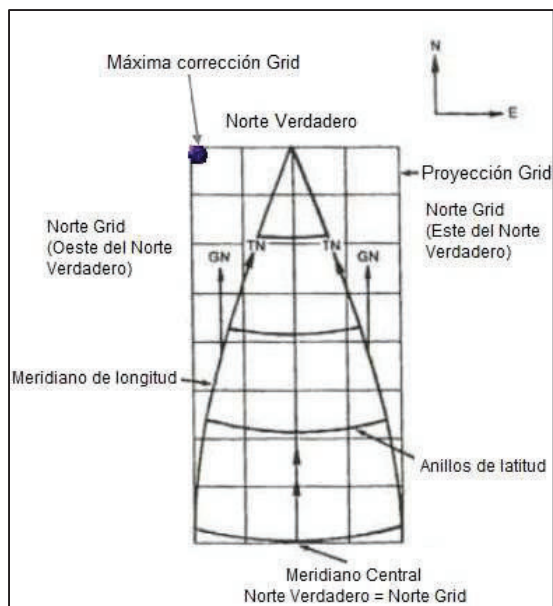


Figura 1.32: Norte Grid

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.6 DECLINACIÓN MAGNÉTICA

La declinación magnética es el ángulo entre el norte verdadero y el norte magnético en cualquier punto sobre la tierra. Como una brújula reacciona a la componente horizontal del campo magnético terrestre, se usa para indicar la dirección desde el norte magnético. El norte magnético no es un punto estacionario sobre la tierra y no está localizado en el mismo punto del norte verdadero. Al momento, está en el norte de Canadá, cerca de Lougheed Island. El polo norte geográfico es el punto en el hemisferio norte en el cual el eje de rotación de la tierra corta a la superficie terrestre. Se usa como norte de referencia cuando la dirección se reporta con respecto al “norte verdadero”. Los instrumentos magnéticos que se utilizan para determinar la dirección de un pozo usan el norte magnético como su norte de referencia, pero la dirección nunca se reporta con respecto al norte magnético. Si la dirección ha de darse con respecto al norte verdadero, es necesario corregir la lectura magnética. Esta corrección compensa la diferencia en la dirección entre ambos nortes en

la locación donde se toma la medida y se llama “corrección de declinación magnética”. La declinación cambia tanto con el lugar como con el tiempo. El tiempo es importante puesto que el norte magnético se mueve lentamente. Para determinar la dirección de la corrección de declinación magnética, es necesario saber si el norte magnético está al este o al oeste del norte verdadero. Como se puede ver en el diagrama, hay lugares donde la dirección del norte magnético y el norte verdadero es la misma. La declinación se reporta como declinación este o declinación oeste. Se establece el tamaño de la corrección angular junto con la palabra este u oeste. Otra manera de reportar la declinación es dar la corrección angular como un número con signo positivo o negativo. Un número positivo indica declinación este y uno negativo, oeste.

1.4.6.1 DECLINACIÓN ESTE

La declinación este ocurre cuando el norte magnético está al este del norte verdadero con respecto a la locación considerada. Para Norte y Sur América esto tendrá validez para cualquier lugar que esté al oeste de la línea de declinación cero (Texas, Alaska, California, México, etc.). Se aplica una corrección de declinación este cambiando (moviendo) la lectura magnética en dirección de las agujas del reloj sobre la brújula. Si la dirección se da usando el azimuth, el valor de declinación se suma al de la lectura magnética. Si la dirección se da usando cuadrantes, el valor de declinación se suma al valor en los cuadrantes noreste y suroeste (donde los números aumentan en el sentido de las agujas del reloj), y se subtrae del valor en los cuadrantes sureste y noroeste (donde los números disminuyen en el sentido de las agujas del reloj). Por ejemplo:

La declinación en una locación en Prudoe Bay, Alaska, en 1994 es 30° . (30° Este). Una ubicación magnética se lee como $S 42^\circ E$ (138° azimuth). La dirección declinada es $S 12^\circ E$ (168° azimuth). Otra ubicación magnética en la misma locación es $S 21^\circ W$ (201° azimuth). La dirección declinada es $S 51^\circ E$ (231° azimuth).

1.4.6.2 DECLINACIÓN OESTE

La declinación oeste ocurre cuando el norte magnético está al oeste del norte verdadero con respecto a la locación considerada. Para Norte y Sur América esto tendrá validez para cualquier lugar que esté al este de la línea de declinación cero (New York, Georgia, Venezuela, Brasil, etc.).

Se aplica una corrección de declinación este cambiando (moviendo) la lectura magnética en dirección contraria a las agujas del reloj sobre la brújula. Si la dirección se da usando el azimuth, el valor de declinación se resta al de la lectura magnética. Si la dirección se da usando cuadrantes, el valor de declinación se resta al valor en los cuadrantes noreste y suroeste (donde los números disminuyen en el sentido contrario a las agujas del reloj), y se suma al valor en los cuadrantes sureste y noroeste (donde los números aumentan en el sentido contrario a las agujas del reloj) (figura 1.33).

Por ejemplo: La declinación en una locación en el Mar del Norte, en 1994 es -5.0° . (5° Oeste). Una ubicación magnética se lee como $S 42^\circ E$ (138° azimuth). La dirección declinada es $S 47^\circ E$ (133° azimuth). Otra ubicación magnética en la misma locación es $S 21^\circ O$ (201° azimuth). La dirección declinada es $S 16^\circ O$ (196° azimuth). Dependiendo del cuadrante, la declinación este u oeste pueden ser positivos o negativos cuando la dirección del pozo se expresa en orientaciones en cuadrante.

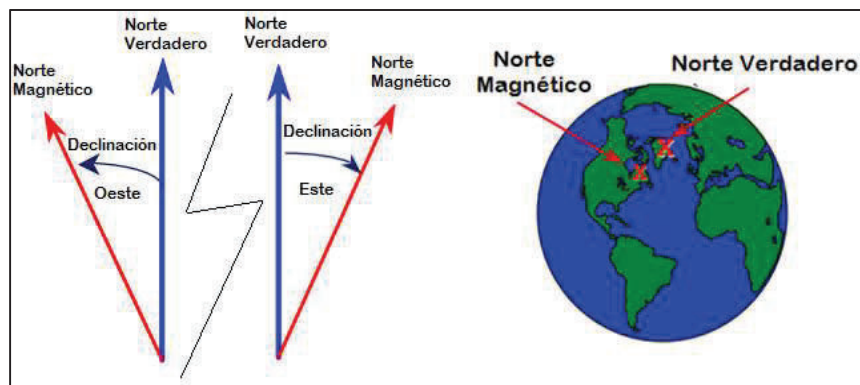


Figura 1.33: Declinación

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.7 CONVERGENCIA DE CUADRÍCULA

Cada vez que se hace un mapa, las coordenadas deben convertirse desde una esfera (la Tierra) a una superficie plana. La mayoría de los mapas hoy en día utilizan la proyección Mercator transversal. Esta proyección muestra los meridianos de longitud como líneas verticales sobre un mapa rectangular y la dirección hacia el norte como el Norte Cuadrícula o Norte de Mapa. El meridiano central corresponde al norte verdadero, todos los otros meridianos convergen hacia el meridiano central en el Norte Verdadero. El ángulo entre la cuadrícula rectangular y el meridiano

verdadero, al doblarse éste hacia el meridiano central, se conoce como Convergencia de Cuadrícula, la cual se define como: La convergencia es el ángulo entre el norte cuadrícula o norte de mapa y el norte verdadero para el sitio considerado (figura 1.34).

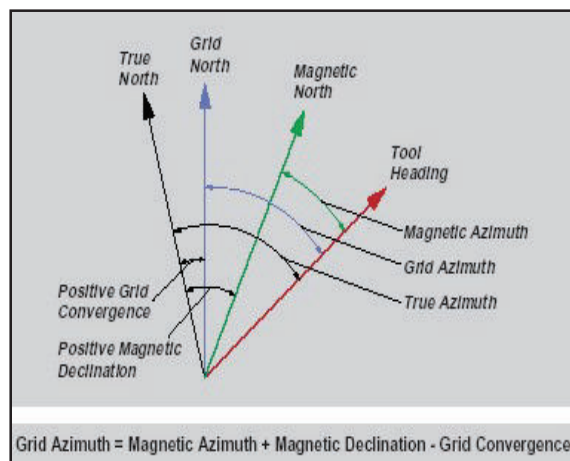


Figura 1.34: Declinación y Convergencia
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.8 ELIPSOIDE DE INCERTIDUMBRE

Cualquier medida tiene algo de incertidumbre asociada con ella. Si medimos la longitud de un cuarto, nuestra medida no será exacta, no importa con cuantos decimales lo reportemos. Varios factores afectan la calidad de nuestras mediciones. Cuán bien calibrada está nuestra cinta métrica, con qué precisión la leemos, la sostenemos con la tensión correcta, etc.

Es posible investigar estos errores y tener una incertidumbre probable para cualquier medición usando este método (0,05 pies por cada pie). Un registro direccional es una medición en tres dimensiones y por lo tanto está sujeto a incertidumbres en cada dimensión, lo que resulta en un volumen de incertidumbre. Para cada punto a lo largo del registro, este volumen toma la forma de un elipsoide. En el pasado, la mayoría de la gente estaba interesada en la incertidumbre en el plano horizontal, desde entonces se utiliza a menudo el término “elipse de incertidumbre” en lugar de elipsoide de incertidumbre. Los diferentes tipos de herramientas de registros direccionales tienen distintos errores intrínsecos que producen distintos tamaños de elipsoides. Por esta razón, al planificar un pozo es importante escoger el programa de registros direccionales y las herramientas apropiadas con la precisión necesaria para que el pozo alcance el objetivo buscado (figura 1.35). (Halliburton, 2003)

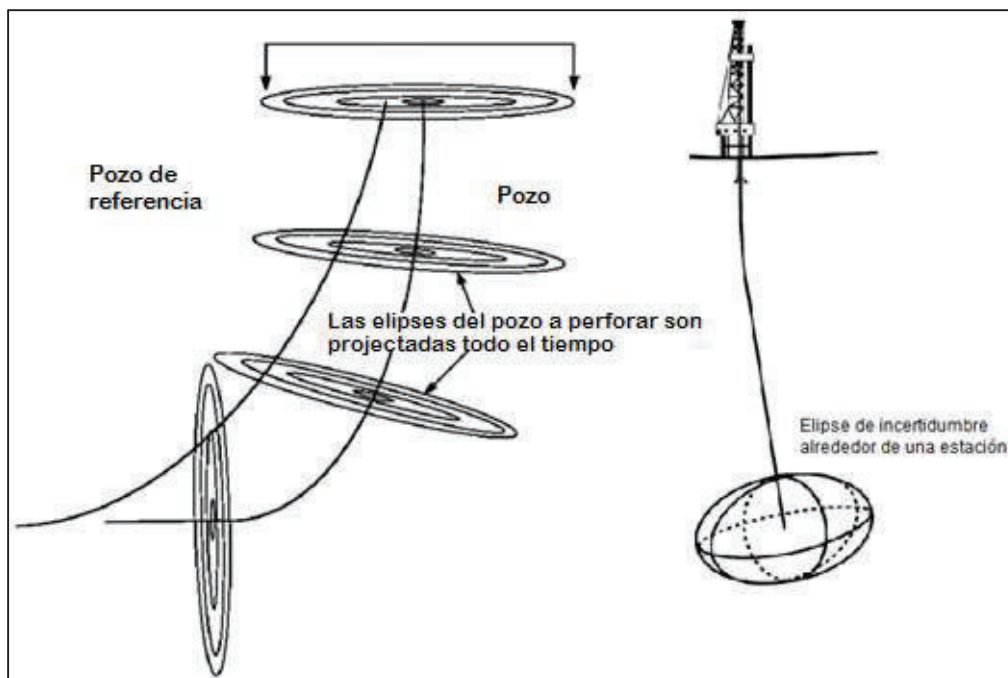


Figura 1.35: Elipsoide de Incertidumbre
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.9 HERRAMIENTA DE FONDO

Cualquier cosa que se incluya en el aparejo de perforación o que se corra dentro del pozo. Los motores de fondo, la broca, estabilizadores, herramientas MWD & LWD, moneles, etc., son ejemplos de herramientas de fondo.

1.4.10 PERFORAR MODO ROTANDO

Es la manera de perforar una formación teniendo rotación en superficie por parte de la fuerza que ejerce el top drive y de esta manera transmitiendo a toda la sarta de perforación en revoluciones por minutos. Si se tiene la herramienta de perforación direccional como el motor, se tiene doble rotación, ya que el motor en el fondo produce otra fuerza de rotación que transmite solo a la broca.

Por ejemplo, si las revoluciones por minuto en superficie aplicadas por el top drive son 100 y las revoluciones en fondo que el motor transmite solo a la broca son 150 rpm, el total de revoluciones con las que la broca estaría perforando a las formación bajo esas condiciones serían $100 + 150 = 250$ rpm.

1.4.11 PERFORAR MODO DESLIZANDO

Esta manera de perforar una formación solo es posible cuando se usa un motor de perforación direccional de fondo. En este modo el top drive en superficie se detiene por completo (0 rpm) y así toda la sarta de perforación se detendrá, el único que transmite la fuerza de rotación hacia la broca es el motor de fondo. Esta modalidad es utilizada cuando se desea realizar el trabajo direccional para desviar o construir el pozo tanto a una determinada inclinación y dirección, como en una sección de construcción donde continuamente se necesita incrementar el ángulo de construcción. En teoría en una sección tangencial donde se mantiene el mismo ángulo y dirección se perforaría solo en modo rotación.

Por ejemplo, en modo deslizando las revoluciones por minuto en superficie aplicadas por el top drive serían 0 rpm y las revoluciones en fondo que el motor transmite a la broca serían 150, el total de revoluciones con las que la broca estaría perforando bajo esas condiciones sería $0 + 150 = 150$ rpm.

1.4.12 TOOLFACE (Orientación de la Cara de la Herramienta)

El término se usa en conexión con las herramientas de deflexión o los motores dirigibles y se puede expresar en dos formas.

1.4.12.1 FÍSICA

El lugar sobre una herramienta de deflexión, marcado usualmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.

1.4.12.2 CONCEPTUAL

En el pozo, el término “toolface” (“t.f.o.”), es a menudo usado como frase corta de orientación de la cara de la herramienta, “orientación toolface”. Por ejemplo, “toolface” puede ser la orientación (expresada como una dirección desde el Norte o desde la boca del pozo) del sustituto de navegación de un motor dirigible.

1.4.13 ORIENTACIÓN DE TOOLFACE

La medida angular del toolface de una herramienta flexionada con respecto ya sea al lado alto del pozo o al norte de referencia.

1.4.14 TOOLFACE GRAVIMÉTRICO O LADO ALTO

El toolface lado alto (conocido también como el toolface de gravedad) indica si el toolface de una herramienta de deflexión mira hacia arriba (0°), hacia abajo (180°) o en cualquier ángulo entre 0° y 180° a la izquierda o a la derecha del lado alto (0°). Este tipo de orientación se usa cuando el pozo tiene una inclinación entre 3° y 5° o mayor (figura 1.36). (Weatherford, 2012).

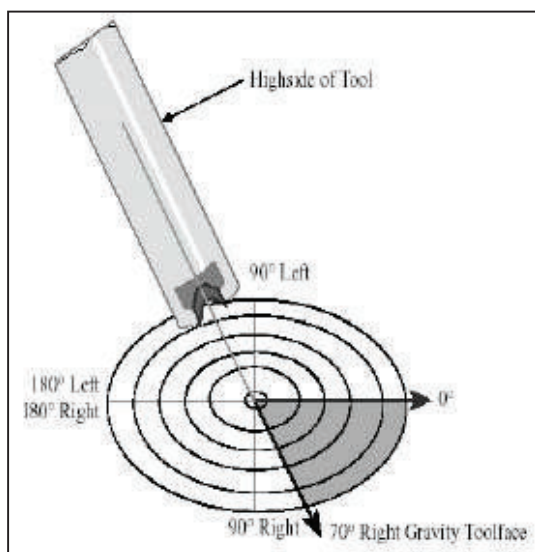


Figura 1.36: Toolface - High Side
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Es el lado del pozo directamente opuesto a la fuerza de la gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para la orientación toolface. Es importante notar que con una inclinación de 0° , no hay lado alto. En esta condición, los lados del pozo o de la herramienta de registros direccionales son paralelos con el vector de gravedad y no hay un punto de intersección desde el cual se puede definir un lado alto. Otro concepto importante es que sin inclinación (0°), el pozo no tiene dirección horizontal. Es decir, el eje del pozo se representaría como un punto y no como una línea sobre el plano horizontal. Sin inclinación, no hay lado alto; sin lado alto, no hay dirección.

1.4.15 TOOLFACE MAGNÉTICO

Indica la orientación del toolface de una herramienta de deflexión como una medida angular desde el norte (dirección). Se reporta este tipo de toolface cuando el pozo tiene una inclinación menor de 3° a 5° (figura 1.37). (Weatherford, 2012)

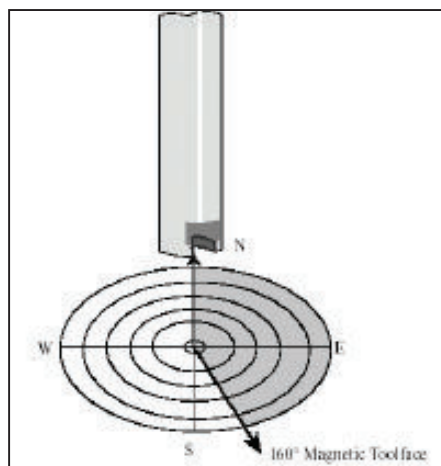


Figura 1.37: Toolface - Magnético

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.16 INTERFERENCIA MAGNÉTICA

Son los cambios en el campo magnético de la Tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causados por la presencia de la tubería de revestimiento u otras tuberías en el pozo o en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación, el campo magnético terrestre tiene intensidad y dirección específicas para cada sitio (figura 1.38).

El 85% de los errores en los registros magnéticos son ocasionados debido a la interferencia con la sarta de perforación, por varianza magnética y por el campo de la corteza.

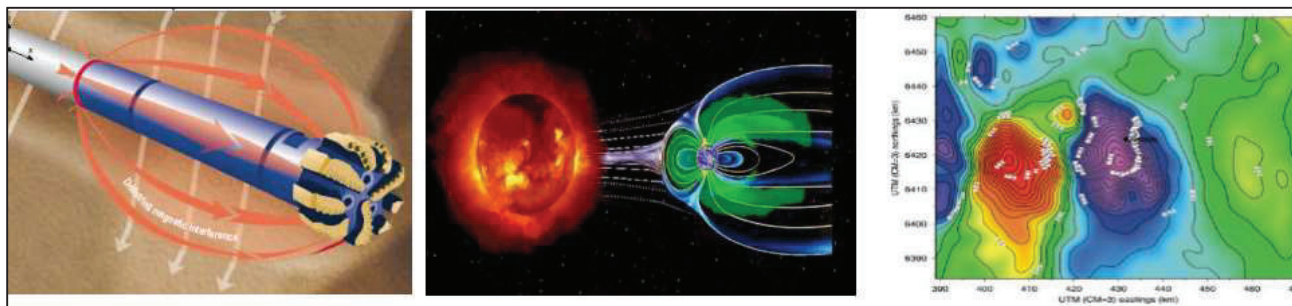


Figura 1.38: Errores de Interferencia Magnética

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.16.1 INTERFERENCIA DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Es una condición que ocurre cuando fuerzas magnéticas extrañas ocasionan una lectura incorrecta de la brújula. Tal interferencia puede ocurrir por la presencia en las cercanías de revestimiento de acero (figura 1.39). (Weatherford, 2012)

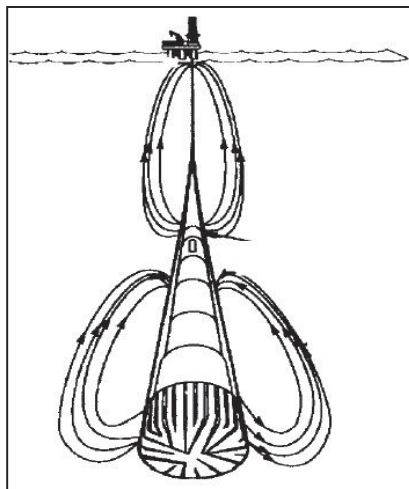


Figura 1.39: Interferencia axial.

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.17 BUZAMIENTO MAGNÉTICO (Dip Angle°)

Es el ángulo de intersección, medido desde la horizontal, entre las líneas de flujo magnético y el plano horizontal (superficie de la Tierra) (figura 1.40). (Devereux, 2007)

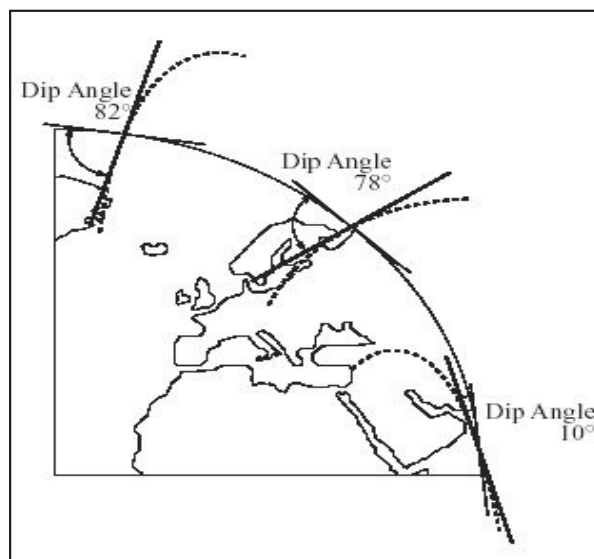


Figura 1.40: Dip Angle

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.18 PUNTO DE ARRANQUE (Kick off point, KOP ft)

Esta es la profundidad en el cual la herramienta de perforación direccional (Motor de fondo DHM) comienza el primer incremento de ángulo de acuerdo al Dog Leg Severity requerido a una determinada dirección propuesta según el plan direccional. A esta profundidad el pozo pasa de la sección vertical a la sección de construcción. Cuando se perfora un pozo horizontal el perfil del pozo posee dos KOP's. Un pozo vertical no posee KOP ya que el objetivo es mantener la verticalidad hasta atravesar los objetivos y nunca toma una dirección constante ni sufre un incremento intencional de inclinación (figura 1.41). (Tompson, 2012)

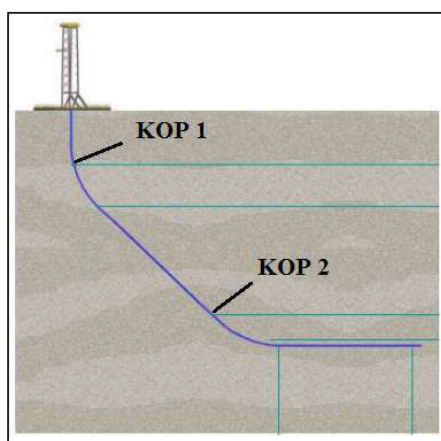


Figura 1.41: KOP's

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.19 RATA DE CONSTRUCCIÓN (Build up rate, BUR °/100ft)

Es el incremento o decremento de inclinación normalizado cada 100 ft/30 m que se debe realizar en la zona de construcción, es positivo si se lo realiza para el incremento de ángulo y negativo para el decremento de ángulo como en el caso de la sección de tumbado de ángulo en un pozo tipo “S”.

1.4.20 RATA DE GIRO (Turn rate, TR °/100ft)

Es el incremento o decremento de dirección normalizado cada 100 ft / 30 m que se debe realizar en la zona de construcción cuando al pozo se lo desea girar a la derecha o izquierda para cambiar su rumbo o dirección hasta lograr la dirección requerida por el plan direccional, esto es realizado mayormente cuando el pozo posee problemas de anticollisión con algún pozo en las cercanías. Es

positivo si el giro es en el sentido de las manecillas del reloj (por ejemplo de 270° a 280°) y negativo si es opuesto a las manecillas del reloj (270° a 260°).

1.4.21 FIN DE CONSTRUCCIÓN (End of Build, EOB ft)

Profundidad en MD/TVD a la cual termina la sección de construcción y comienza la sección tangencial. A esta profundidad el pozo ha alcanzado la inclinación y dirección requerida del plan direccional y a partir de esta profundidad el pozo será perforado con una inclinación y dirección constante.

1.4.22 PUNTO DE TUMBADO (Drop of point, DOP ft)

Profundidad en MD/TVD a la cual inicia el decremento de ángulo de acuerdo al DLS según el programa direccional. A esta profundidad la sección tangencial termina y comienza la sección de tumbado de ángulo. Se lo conoce también como inicio del tumbado SOD por sus siglas en inglés (Start of drop).

1.4.23 FIN DE TUMBADO (End of drop, EOD ft)

Profundidad en MD/TVD a la cual termina el decremento de ángulo de acuerdo al DLS según el programa direccional. A esta profundidad la sección de tumbado termina y comienza la sección vertical como sería en el caso de un pozo de perfil tipo “S” (figura 1.42).

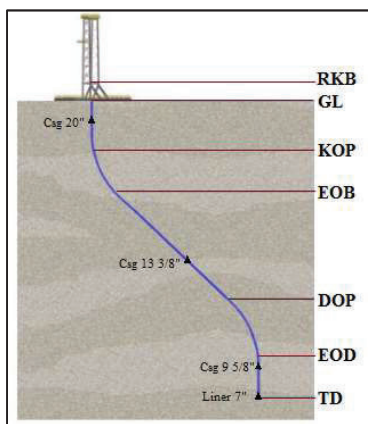


Figura 1.42: Nomenclatura utilizada en pozos direccionales.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.24 DIRECCIÓN DEL OBJETIVO (Target direction, °)

Es la dirección propuesta del objetivo.

1.4.25 PROFUNDIDAD TOTAL (Total Depth, TD ft)

Profundidad a la cual el pozo concluye la actividad de perforación luego de atravesar los objetivos propuestos, se la reporta en MD/TVD ft (figura 1.43). (Weatherford, 2012)

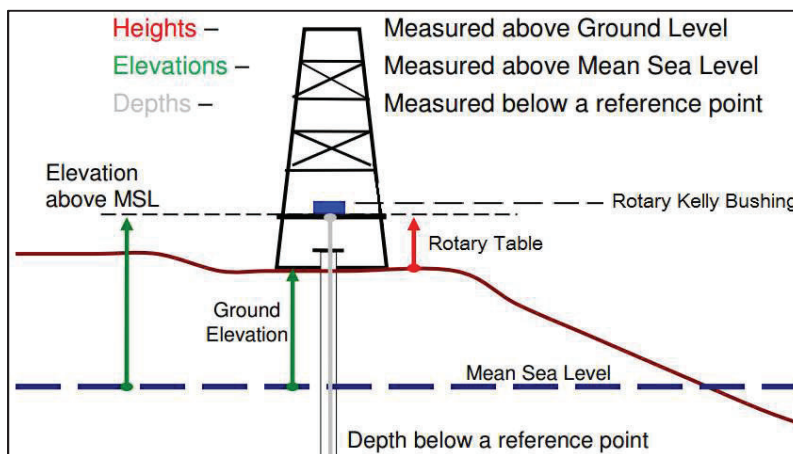


Figura 1.43: Datums utilizados en la industria del petróleo, alturas, profundidades y elevaciones de referencia (MSL, RT, RKB, GL).

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.26 PATA DE PERRO (Dog Leg, DL°)

Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos estaciones de registros direccionales consecutivos. La pata de perro se mide en ángulos.

$$D.L. = \cos^{-1}[\sin I_1 x \sin I_2 x \cos(A_2 - A_1) + \cos I_1 x \cos I_2]$$

Donde:

I_1 e I_2 Son dos medidas de inclinación consecutivas.

A_1 y A_2 Son dos medidas de dirección consecutivas.

I_1 = Inclinación Previa

I_2 = Inclinación Actual

A_1 = Azimuth Previo

A_2 = Azimuth Actual

1.4.27 SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO (Severity Dog Leg, $SDL^\circ/100ft$)

Es la cantidad de DL referido a un intervalo estándar (usualmente 100 pies o 30 metros). La severidad (DLS) se reporta en grados por 100 pies o grados por 30 metros. En la conversación normal la severidad se nombra como “pata de perro”, lo que puede confundir al principiante. Es deseable mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de $3^\circ/100$ pies). Las severidades altas pueden conducir a problemas en el pozo como ojo de llave (key seats), tubería trabada o desgaste de la tubería de perforación o del revestimiento.

$$D.L.S = (D.L. \times 100) / C.L$$

Donde:

D.L. Es la pata de perro calculada entre dos estaciones de registros direccionales.

C.L. (Course Length) es la profundidad medida entre dos estaciones de registros direccionales, por lo general 100 ft o 30mts.

1.4.28 SECCIÓN VERTICAL (Vertical Section, VS ft)

En un plano de pozo, el perfil vertical corresponde usualmente a una propuesta en un plano definido por la dirección recta entre la boca de pozo y el objetivo. Esta dirección se conoce como “azimuth de la sección vertical” o “ubicación propuesta del fondo del pozo” o “plano propuesto” o “dirección del objetivo”. En este caso, se llama sección vertical a la desviación horizontal total del pozo proyectada sobre este plano (figura 1.44). (Fuentes, 2010) Considérese un plan horizontal del pozo en el diagrama siguiente:

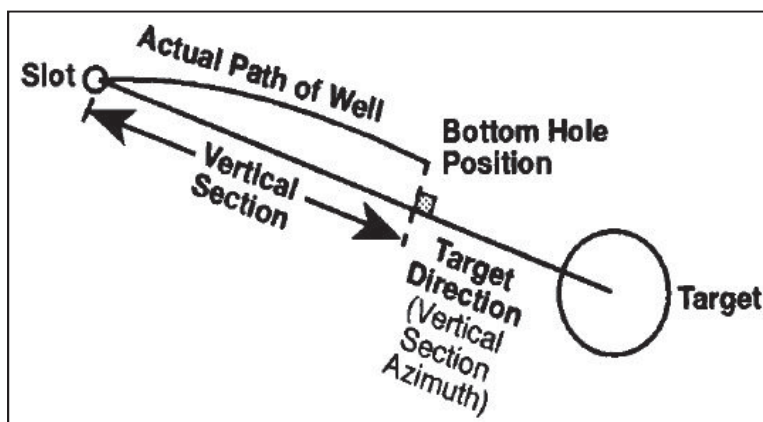


Figura 1.44: Sección Vertical
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.29 CIERRE (Closure ft)

Closure es la distancia y dirección en línea recta trazado desde el taladro punto de referencia a una coordenada rectangular en un plano horizontal (figura 1.45). (Weatherford, 2012)

La coordenada rectangular es usualmente las coordenadas Norte/Sur y Este/Oeste calculadas en un punto de survey como N9.88', W27.95'.

Closure es típicamente reportado sólo una vez, para la locación del fondo del pozo. Sin embargo, closure debe ser calculado en cada estación de survey debido a que ambos la distancia y la dirección son usados para calcular la sección vertical.

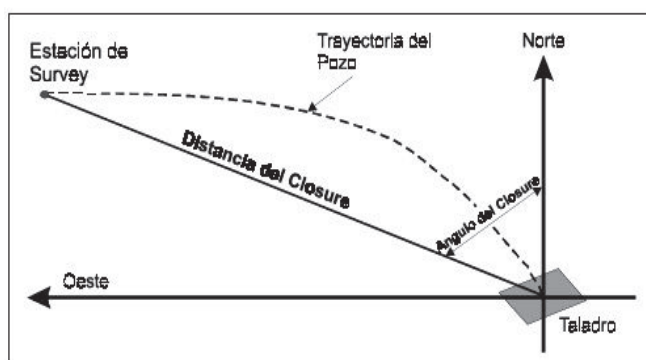


Figura 1.45: Cierre, Objetivo, Latitud y Longitud
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

1.4.30 LONGITUD DEL CURSO (Course Length, CL ft)

La distancia medida recorrida entre dos estaciones de Survey consecutivas.

1.4.31 LATITUD (Northing, N ft)

La distancia recorrida en la dirección norte-sur en el plano horizontal. Hacia el norte es positivo, al sur es negativo.

1.4.32 LONGITUD (Departure) (Easting, E ft)

La distancia recorrida en la dirección este-oeste en el plano horizontal. Hacia el este es positivo, al oeste es negativo.

1.4.33 PESCADO (Fish)

Cualquier objeto abandonado accidentalmente en el pozo durante las operaciones de perforación o de workover que deba ser recobrado o eludido antes de que el trabajo pueda continuar.

1.5 BROCAS DE PERFORACION

La selección de las brocas de perforación es un aspecto crucial para la operación de todos los proyectos de perforación. Entender los diferentes tipos de brocas y sus respectivas aplicaciones es un prerrequisito para hacer una correcta selección de broca a utilizarse.

La perforación de pozos involucra no solo la broca correcta en la aplicación correcta, sino también operarla con los parámetros de operación correctos. Dado que la tecnología de broca sigue mejorando a un paso rápido, durante la planeación del pozo a perforar es importante estar actualizados acerca de los últimos avances para asegurar que hacen la selección óptima de brocas, dicho de esta manera entonces definimos a la broca como:

La herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria.

Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la broca.

1.5.1 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE BROCAS

La correcta selección de un adecuado perfil de broca a utilizarse dependerá de la compatibilidad broca - formación, de ello dependerá en gran parte un correcto avance durante toda la perforación del pozo, a continuación se nombran algunas de ellas:

- Tipo de geología de la formación a perforar (formaciones abrasivas, problemas de embolamiento, Vibraciones, intercalaciones, formaciones duras, fallas)
- Tipo de perfil de pozo (Trabajo direccional) y sistema de perforación a utilizar (gage pad).

- Registros históricos de Perforación (Análisis de Bit Record de pozos vecinos, registros eléctricos, reportes diarios de perforación, Masterlog's – Datos de control litológico, curvas de análisis rop vs. torque y profundidad, tablas de desempeño por pozo, experiencias de pozos previos en el mismo campo).
- Objetivos de perforación (durabilidad, velocidad de perforación, tipo de perfil del pozo, sistema de perforación direccional a utilizar, costos, tiempo, viajes programados)
- Hidráulicas (especialmente en fluidos base agua WBM, total flow área TFA, horse power square inch HSI , # y tamaño de las boquillas)
- Parámetros operativos de perforación (Weight on bit WOB, galons per minute gpm máximo y mínimo)
- Fluido de perforación (peso del lodo, fluido base, aditivos, lubricidad)
- Logística (lugares remotos requieren una gran cantidad de inventario)
- Presión hidrostática del pozo a la profundidad total (pounds force per square inch, psi).
- Tamaño de los cortadores, mm
- Gage pad, plg

1.5.2 TIPOS DE BROCAS DE PERFORACION

En la actualidad existen varios tipos de brocas para la perforación de pozos petroleros que difieren entre sí (grafica 1.1) (figura 1.46), ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento, por ejemplo, cuando son de tres conos o por los materiales usados en su construcción. De acuerdo con lo anterior, las brocas se clasifican en:

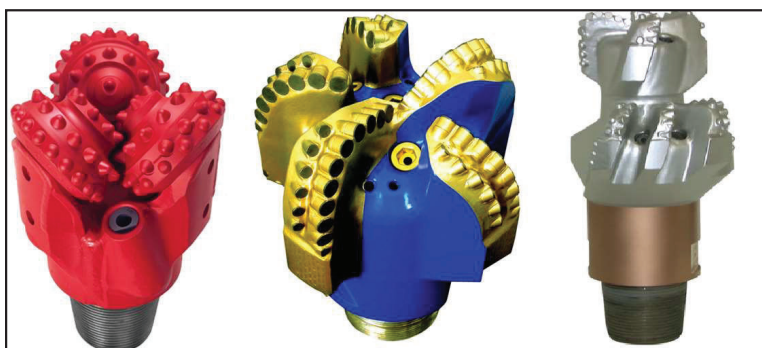
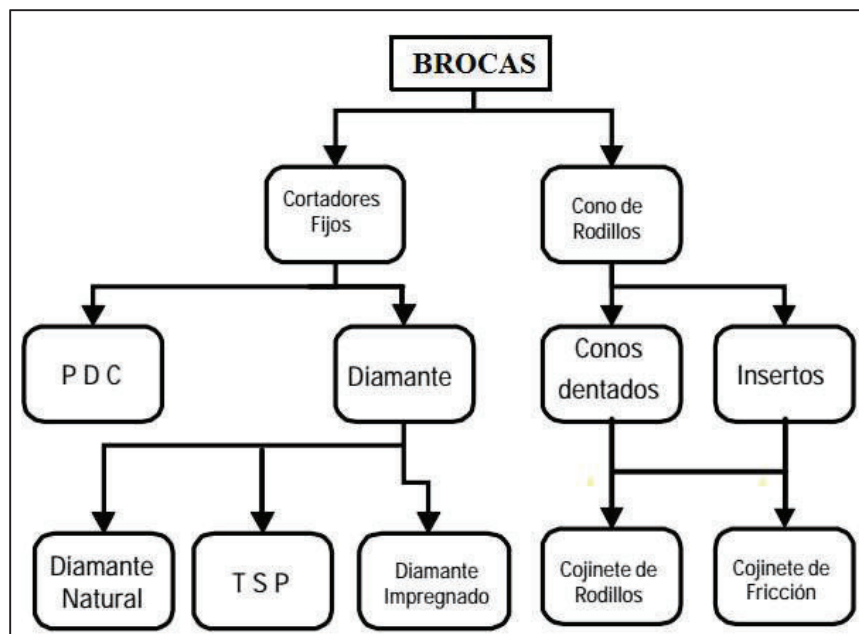


Figura 1.46: Broca de conos, cortadores fijos y especiales
Tomado de REED HYCALOG



Grafica 1.1: Tipos de brocas de perforación

Tomado de REED HYCALOG

1.5.2.1 BROCAS TRICÓNICAS

Las brocas tricónicas tienen 3 conos cortadores que giran sobre su eje (figura 1.47). Por su estructura de corte se fabrican de dientes y de inserto de carburo de tungsteno.



Figura 1.47: Broca Tricónica de dientes y de insertos de tungsteno.

Tomado de REED HYCALOG

Actualmente las brocas tricónicas sólo son usadas en las primeras etapas perforación, aunque en ocasiones son utilizadas a mayores profundidades para atravesar cortos intervalos de formaciones abrasivas (conglomerados).

Una de las situaciones importantes que deben tomarse en cuenta para la operación de este tipo de broca, es la vida útil de los rodamientos de los conos ya que está limitado a las rpm (revoluciones por minuto) de trabajo en el fondo, cumplidas sus máximas rpm en fondo la broca no podrá seguir perforando ya que se podrían aflojar cada uno de los conos y de esta manera quedar arrojados en el fondo del pozo.

1.5.2.2 BROCAS DE CORTADORES FIJOS

Las brocas de cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre.

1.5.2.2.1 *Brocas de diamante natural*

Las brocas de diamante natural tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero (figura 1.48). Su tipo de corte es de diamante natural (el diamante es el material más duro hasta ahora conocido) incrustado en el cuerpo de la broca. Su uso es limitado en la actualidad, salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras y abrasivas.



Figura 1.48: Broca de diamante natural
Tomado de REED HYCALOG

1.5.2.2.2 *Brocas de diamante térmicamente estable (TSP)*

La broca térmicamente estable (TSP). Son usadas para perforar rocas duras, por ejemplo caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras (figura 1.49). (Fuentes, 2010)



Figura 1.49: Broca de diamante térmicamente estable
Tomado de REED HYCALOG

1.5.2.2.3 Brocas de compacto de diamante policristalino (PDC)

Las brocas PDC pertenecen al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos (figura 1.50). (Fuentes, 2010)



Figura 1.50: Broca de compacto de diamante policristalino PDC
Tomado de REED HYCALOG

Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las brocas

de diamante natural y las TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las brocas tricónicas.

Este tipo de broca es la más utilizada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros

1.5.2.3 BROCAS ESPECIALES

1.5.2.3.1 Broca Corazonadora y Barriles "Core Bit and Barrels"

Este tipo de broca corazonadora y un barril se la utiliza cuando el geólogo necesita un corazón o núcleo de la formación que está siendo perforada para posterior análisis de laboratorio. Normalmente una broca corazonadora es una broca de cortadores fijos de PDC o de diamante.

Tiene un hueco en el medio, esto le permite que la broca obtenga el corazón. Los diamantes y PDC's se encuentran alrededor de la abertura y a los lados de la broca (figura 1.51).



Figura 1.51: Broca Corazonadora
Tomado de REED HYCALOG

El operador fija el corazón a un barril corazonador. El barril corazonador es un tubo especial, usualmente mide de 30 a 90 pies (9 a 27 metros). El barril corazonador se corre en el fondo de la sarta de perforación. Él se encarga de recolectar el corazón o núcleo que ha sido obtenido por la broca corazonadora. Los corazones les permiten a los geólogos darle un vistazo a la formación. A partir de la muestra ellos frecuentemente pueden decir si el pozo será productor.

1.5.2.3.2 Brocas Ampliadoras o Bicéntricas

Se utilizan para operaciones tales como: la ampliación del diámetro del agujero, ya sea desde la boca del pozo (superficial) o desde una profundidad determinada (figura 1.52). (Fuentes, 2010)



Figura 1.52: Broca Ampliadora y Bicéntrica
Tomado de REED HYCALOG

1.5.3 COMPONENTES DE LA BROCA

- a) El cuerpo de una broca de conos (broca tricónica) (figura 1.53). consiste en:
- b) Una conexión roscada (piñón o pin) que une la broca con una doble caja del mismo diámetro de los lastrabarrenas (drill collars).
- c) Tres ejes (muñón) del cojinete en donde van montados los conos.
- d) Tres conos.
- e) Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes
- f) Los orificios (toberas o jets) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo el recorte que perfora la barrena.
- g) Cortadores (dientes o insertos).
- h) Hombro de la barrena.

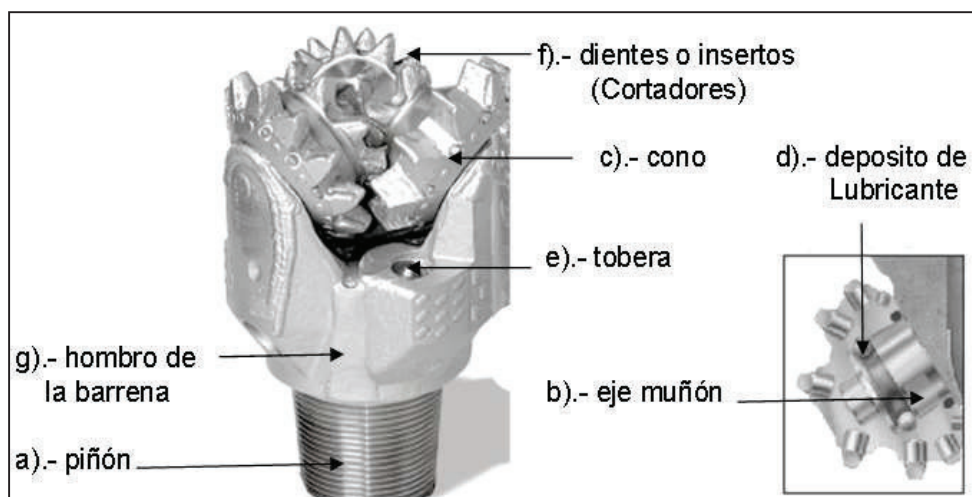


Figura 1.53: Componentes de una broca tricónica
Tomado de REED HYCALOG

- El cuerpo de una barrena PDC (figura 1.54) consiste en:
- Una conexión roscada (piñón o pin) que une la broca con una doble caja del mismo diámetro del bit sub, near bit o motores de perforación.
- Numerosos elementos de corte policristalino (cortadores).
- Aletas (en algunos modelos).
- Los orificios (toberas o jets) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo el recorte que perfora la broca.
- Hombro de la broca (gage pad)

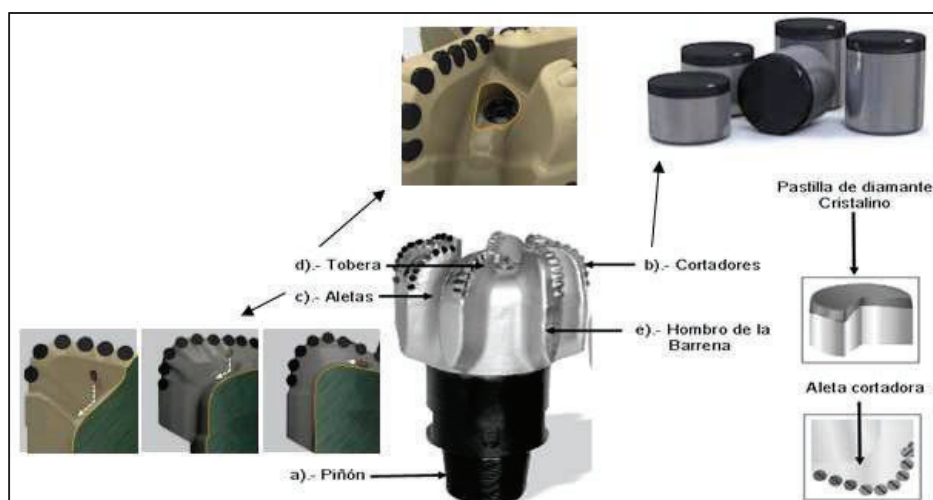


Figura 1.54: Componentes de una barren PDC
Tomado de REED HYCALOG

1.5.4 MECANISMOS DE PERFORACIÓN

Las brocas de perforación por su diseño tienen dos mecanismos de perforación (figura 1.55).

- Esfuerzo cortante
- Esfuerzo por compresión

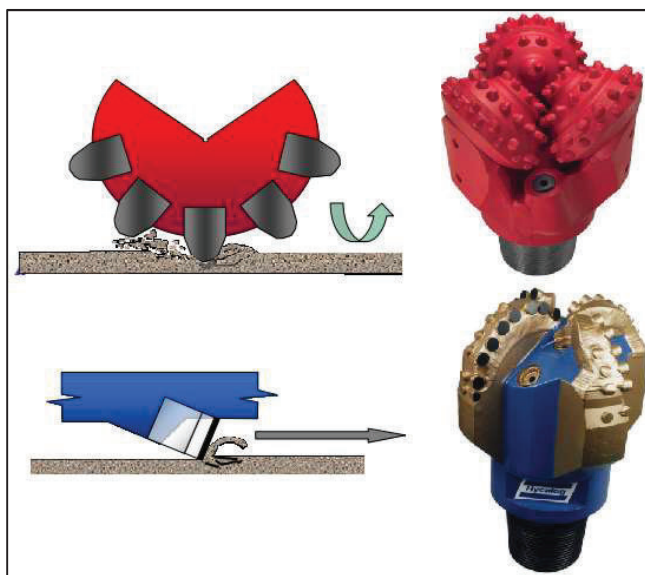


Figura 1.55: Mecanismos de perforación de una broca tricónica y PDC.
Tomado de REED HYCALOG

A continuación en la siguiente tabla dependiendo el tipo de broca tenemos los siguientes mecanismos de perforación (tabla 1.1). (Anadrill, 1993)

<u>Mecanismo de perforación</u>	<u>Tipo de broca</u>
Rayado y raspado	Cono de dientes
Cinzelado y triturado	Cono de insertos
Cizallamiento	PDC
Surcos	Diamante Natural
Molienda	Diamante impregnado

Tabla 1.1: Mecanismo de perforación
Elaborado por Alex Cózar

1.5.5 CÓDIGO IADC PARA CLASIFICACIÓN DE BROCAS

1.5.5.1 CÓDIGO IADC PARA BROCAS TRICÓNICAS

Las brocas se fabrican para diferentes tipos de formaciones que generalmente son:

- Formaciones suaves
- Formaciones medias
- Formaciones duras
- Formaciones extra duras

Para evitar confusión entre los tipos de brocas equivalentes en relación con sus distintos fabricantes se creó el código IADC (Asociación Internacional de contratistas de perforación), de clasificación de tres dígitos, como se ilustra en la tabla (tabla 1.2). (Anadrill, 1993)

	1 dígito		2 dígito				3er dígito													
	Sistema de corte		Dureza				Sistema de Rodamiento													
	1	2	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	8	9					
Dientes de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1	Suave	Toberas para todo y baleros estándar	Toberas aire/lodo y balero estándar	Protección al calibre y balero estándar	Balero sellado y Autolubrificable	Balero sellado y Protección al calibre	Chumacera Sellada	Chumacera sellada y protección al calibre	Para perforación direccional	otros							
			2	Medio suave																
			3	Medio duro																
			4	Duro																
	2	Dientes de acero para formación media	1	Suave																
			2	Medio suave																
			3	Medio duro																
			4	Duro																
	3	Dientes de acero para formación dura	1	Suave																
			2	Medio suave																
			3	Medio duro																
			4	Duro																
Dientes de inserto	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave																
			2	Medio suave																
			3	Medio duro																
			4	Duro																
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave																
			2	Medio suave																
			3	Medio duro																
			4	Duro																
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave																
	7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave																
			2	Medio suave																
			3	Medio duro																
			4	Duro																
	8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave																
			2	Medio suave																
			3	Medio duro																
			4	Duro																

Tabla 1.2: Código IADC para brocas tricónicas
Tomado de REED HYCALOG

1.5.5.2 CÓDIGO IADC PARA BROCAS DE CORTADORES FIJOS

La finalidad del código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) es solamente un medio para agrupar el aspecto general de las brocas de cortadores fijos. A diferencia de la clasificación IADC para brocas tricónicas, el código IADC para brocas de cortadores fijo no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente se pueden identificar sus características más elementales.

La elección de tipos específicos de brocas debe hacerla una persona que esté bien enterada de la tecnología de brocas así como de su disponibilidad.

La clasificación se representa mediante un código de cuatro cifras:

1. Material del cuerpo:

De acero o de matriz

2. Densidad de cortadores:

Para brocas PDC, este dígito va de 1 a 5. Mientras más bajo es el número, menos cortadores tiene la barrena.

3. Tamaño de los cortadores:

Este dígito indica el tamaño de cortador que se usa. Puede ser 1, 2 o 3, de diámetro en orden descendente.

4. Forma:

El último dígito indica el estilo general del cuerpo de la barrena y varía de 1 (forma achatada) a 4 (flanco largo).

1.5.6 CLASIFICACIÓN DE TOBERAS

La tobera juega un papel muy importante en la perforación de un pozo, ya que por medio de las toberas se nota el avance de la broca (figura 1.56). Existen 3 tipos de toberas:

- Roscables (hexagonal y cuadrado).
- De clavo o seguro.
- De candado

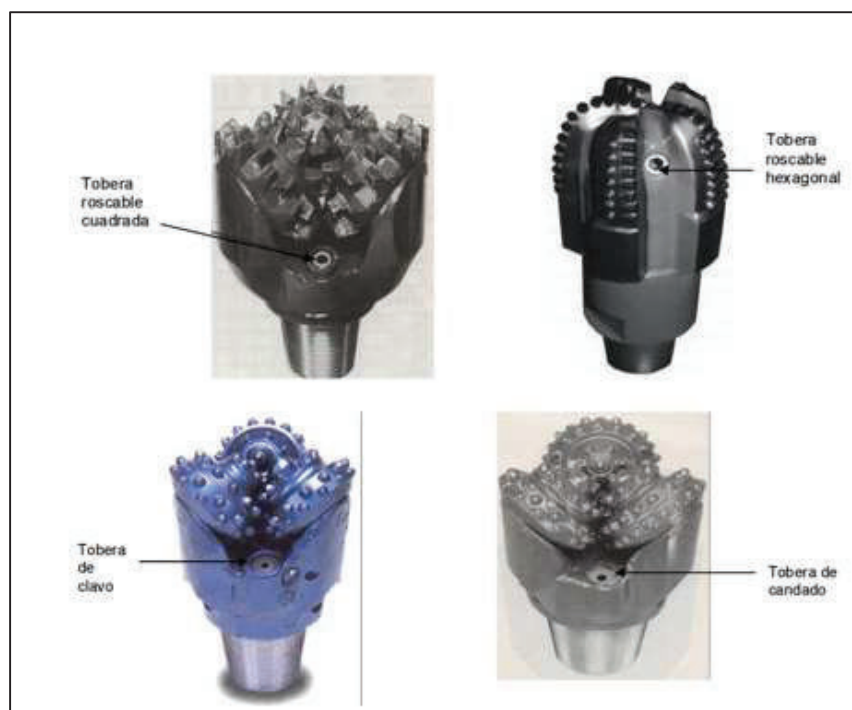


Figura 1.56: Tipos de Tobera
Tomado de REED HYCALOG

1.5.7 CODIGOS IADC PARA EVALUACIÓN DE BROCAS DESGASTADAS

1.5.7.1 CALIBRACIÓN

La calibración de las brocas, se realiza para medir el desgaste que han tenido en el transcurso de las horas-trabajo de éstas. El calibrador que se utiliza para las brocas tricónicas, es una regla en forma triangular que mide el desgaste de los conos. En caso de que no se cuente con un calibrador de fábrica, se utiliza una lámina de acero, en forma de anillo, con agarradera, y una regla. El anillo deberá tener el diámetro de la barrena que se va a usar. Este anillo se utiliza para calibrar las brocas de diamante policristalino y las tricónicas.

Cuando la barrena es nueva el anillo deberá entrar ajustado. Cuando sale la barrena del pozo, se vuelve a medir indicando desgaste cuando tenga juego el anillo calibrador, procediendo a medir con la regla para determinar el porcentaje de desgaste que tuvo la barrena. La calibración de las brocas es de mucha utilidad para saber el desgaste en el diámetro de la misma, y así al meter la barrena nueva se evitara un acañamiento de la sarta por reducción del agujero. La clasificación y

evaluación subsecuentes del grado y tipo de desgaste de una barrena usada, desempeña un papel muy importante en el proceso de perforación.

1.5.7.2 DESGASTE PARA BROCAS DE DIENTES DE ACERO

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación ha desarrollado una metodología estándar para describir las brocas usadas. Esta información es esencial para el análisis detallado para la operación de las brocas; metodología que consta de un código de 8 caracteres que describe el desgaste de la barrena y la razón por la que se sacó la barrena (tabla 1.3).

Estructura de Corte				B	G	Comentarios	
HILERAS INTERIORES	HILERAS EXTERIORES	desgastada	UBICACIÓN	Sello de Balineras	CALIBRE 1/16"	OTRAS CARACT..	RAZÓN PARA SACARLA

Tabla 1.3: Código IADC para brocas desgastadas
Tomado de REED HYCALOG

Los dos primeros caracteres de la estructura de corte se califica de 0 a 8 dependiendo del porcentaje de la estructura de corte que se perdió en aumentos de 1/8", el primer carácter para los cortadores internos y el segundo carácter para los cortadores externos (0 = Intacta, 8 = 100% de desgaste), así;

0 = Diente nuevo.

1 = Desgaste de 1/8 de la altura original del diente.

2 = Desgaste de 1/4 de la altura original del diente.

3 = Desgaste de 3/8 de la altura original del diente.

4 = Desgaste de 1/2 de la altura original del diente.

5 = Desgaste de 5/8 de la altura original del diente.

6 = Desgaste de 3/4 de la altura original del diente.

7 = Desgaste de 7/8 de la altura original del diente.

8 = Desgaste total del diente.

En el tercer carácter se detallará la característica de desgaste primaria (tabla 1.4), es decir el lugar en donde se observe mayor desgaste, ya sean de la estructura interna o externa.

Brocas de cortador fijo	Brocas tricónicas	
BF – Falla de Adherencia	*BC – Cono Roto	LN – Tobera perdida
BT – Cortadores Rotos	BF – Falla de Hueso	LT – Dientes/Cortadores perdidos
BU - Embolada	BT – Dientes/Cortadores Rotos	OC – Desgaste descentrado
CT – Cortadores cincelados	BU – Barrena embolada	PB – Barrena deformada
ER - Erosión	*CC – Cono Agrietado	PN – Tobera tapada/pasaje de flujo tapado
HC – Dañada por Calor	*CD – Cono atascado	RG – Calibre redondeado
JD - daño por chatarra metálica	CI – Interferencia de cono	RO - desgaste anillado
LN – Tobera Perdida	CR - Cortado de núcleos	SD – Faldón dañado
LT – Cortador perdido	CT – Dientes/cortadores cincelados	SS – Desgaste de autoafilado
NR – No se puede volver a correr	ER - Erosión	TR - Tracking
PN – Tobera tapada	FC – Desgaste en crestas planas	WO – barrena lavada
RG – diámetro externo desgastado	HC – Dañanda por calor	WT – Dientes/cortadores desgastados
RO - desgaste anillado	JD - daño por chatarra metálica	NO - No tiene características de desgaste
RR – Se puede volver a correr	*LC – Cono perdido	
SS – Desgaste de autoafilado		
TR – "Tracking"		
WO – barrena lavada		
WT – Cortadores gastados		
NO - No tiene características de desgaste		

Tabla 1.4: Característica de desgaste primario de los cortadores o dientes.

Tomado de REED HYCALOG

El cuarto carácter indica la ubicación de la parte que sufrió el desgaste primario (figura 1.57).

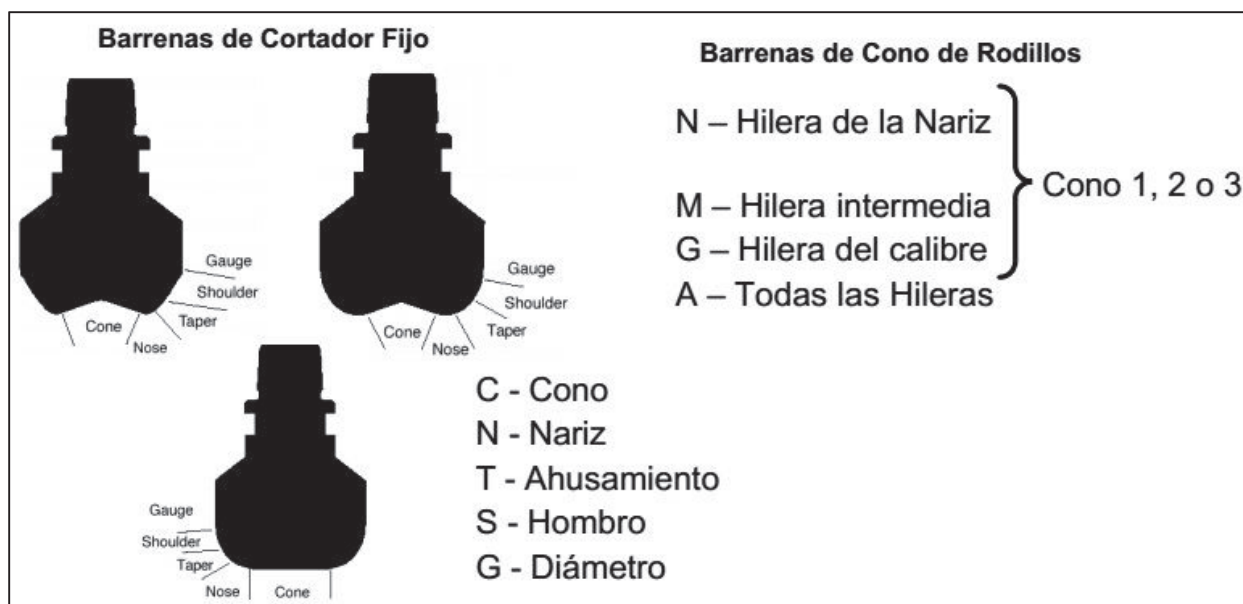


Figura 1.57: Ubicación de las partes de las brocas.

Tomado de REED HYCALOG

El quinto carácter es únicamente para las brocas tricónicas, en el cual se estima una escala lineal de la vida usada del cojinete, para cojinetes no sellados la escala va de 0 al 8 (0 no se ha usado la vida útil y 8 se usó toda la vida útil), para cojinetes sellados se usan las siguientes denominaciones:

- E Sellos siguen efectivos
- F Fallaron los sellos
- N No se pudo calificar

El sexto carácter es usado para designar el diámetro del calibre de la broca tanto para brocas tricónicas como para cortadores fijos.

Se usa la I para brocas que están con su diámetro, si la barrera tiene menos diámetro que debe tener, la cantidad se registra redondeando al 1/16” más cercano de una pulgada. Por ejemplo, si la barrena tiene 1/8” menos de tamaño, esto se reporta como 2/16 o frecuentemente tan solo como 2.

El séptimo carácter es para las características de desgaste secundarias y se utiliza los mismos códigos que para las características de desgaste primarias.

El octavo y último carácter se utiliza el código para describir la razón por el cual el BHA fue sacado a superficie antes o al terminar la perforación o en cualquier momento de la actividad de perforación, este código es para todas las brocas (tabla 1.5). (Halliburton, 2005)

BHA – Cambiar el ensamble de fondo de pozo	HP – problemas de pozo
DMF – Falla del motor en el pozo	HR - Horas
DSF – Falla de la sarta de perforación	PP – Presión de Bombeo
DST – Prueba de la Sarta de perforación	PR – Velocidad de perforación
DTF – Falla de la herramienta de fondo de pozo	TD – Profundidad total / Punto para tubería de revestimiento
RIG – Reparación del equipo de perforación	TQ - Torque
CM – Condición del lodo	TW – Torque excesivo
CP – Punto para sacar núcleos	WC – Condiciones climáticas
DP – Taponamiento del pozo	WO – Rotura de la sarta de perforación por fuga hidráulica
FM – Cambio de formación	

Tabla 1.5: Característica de la razón de salida del BHA a superficie

Tomado de REED HYCALOG

1.6 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Fluido de Perforación (Drilling fluid, DF) o "lodo" como comúnmente se lo llama, es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación hasta llegar a la broca y regresa a la superficie por el espacio anular acareando el material que es perforado.

El fluido de perforación es el elemento vital en las operaciones de perforación, hasta la fecha un pozo de petróleo o gas sin circulación continua del fluido de perforación no puede ser perforado.

El fluido de perforación es un fluido utilizado en la perforación de un pozo.

Puede ser un solo fluido, tal como agua, petróleo crudo o aire, o una mezcla compleja con un fluido de base y diversos productos químicos.

El fluido de perforación se hace circular durante las operaciones de perforación y se utiliza para rellenar el pozo de perforación cuando la perforación se detiene temporalmente.

La eficiencia de la perforación depende en gran medida de la compatibilidad del fluido de perforación con la formación a ser perforado.

Una simple formula del fluido de perforación no será necesaria para todas las situaciones de perforación y formaciones a perforar.

Existen cuatro tipos de fluidos de perforación básicos:

- Lodo base Agua
- Lodo base Aceite (OBM) - El petróleo crudo, diésel como fluido base. (Perforaciones complejas, pozos HPHT)
- Lodo base sintético (SBM) – Fluido sintético como fluido base. (Ambientalmente más amigable)
- Lodo base aire (PBM)

1.6.1 TIPOS DE LODO

1.6.1.1 LODO BASE AGUA (Water Base Mud, WBM)

Este tipo de fluidos de perforación son los más ampliamente utilizados. Por lo general son fluidos de perforación fáciles de construir, de bajo costo de mantener y se pueden formular para superar la mayoría de los problemas de perforación.

Se dividen en tres tipos de fluidos base agua principales:

- Inhibidos
- No Inhibidos
- Polímeros

1.6.1.1.1 *Inhibidos*

Son fluidos que apreciablemente retardan que la arcilla se hinche, estos fluidos consiguen la inhibición a través de la presencia de cationes; típicamente, Sodio (Na^+), Calcio (Ca^{++}) y Potasio K^+ . Generalmente, K^+ o Ca^{++} , o una combinación de los dos, proporcionan una mayor perforación de arcillas hidratables y arenas que contienen arcillas hidratables. Debido a que la fuente de catión es generalmente una sal, la eliminación de un fluido inhibidor puede llegar a ser una parte importante en cuantos a costos.

1.6.1.1.2 *No Inhibidos*

Son fluidos que no suprimen completamente la inflamación de la arcilla, están generalmente constituidas de arcillas nativas o bentonitas comerciales con un poco de soda cáustica o cal. También pueden contener desfloculantes y/o dispersantes, tales como: lignitos, lignosulfonatos, o fosfatos. Los fluidos no-inhibidores se utilizan generalmente como spud mud, es decir; como lodos que se utilizan en las primeras secciones de perforación donde no se tienen demasiadas preocupaciones especiales.

Los sólidos nativos se les permite dispersarse en el sistema hasta que las propiedades reológicas ya no pueden ser controlados por la dilución en agua.

1.6.1.1.3 Polímeros

Son fluidos que se basan en las macromoléculas, ya sea con o sin interacciones de arcilla para proporcionar las propiedades del lodo y son muy diferentes en su aplicación. Estos fluidos pueden ser inhibidora o no inhibidor dependiendo de si se utiliza un catión de inhibidor. Los polímeros se pueden utilizar para viscosificar fluidos, propiedades de filtración de control, desflocular sólidos o encapsular sólidos. La estabilidad térmica de los sistemas de polímeros puede variar hacia arriba a 400 ° F. A pesar de su diversidad, los fluidos de polímero tienen limitaciones. Los sólidos son una amenaza importante para poder ejecutar un sistema de lodo de polímero rentable.

1.6.1.2 LODO BASE ACEITE (Oil Base Mud, OBM)

Un uso principal de los fluidos a base de aceite es perforar lutitas problemáticos y para mejorar la estabilidad del pozo. También son aplicables en la perforación de pozos de alto ángulo debido a su alto grado de lubricidad y capacidad de evitar la hidratación de las arcillas. También pueden ser seleccionados para aplicaciones especiales tales como pozos HPHT alta presión / alta temperatura, reduciendo al mínimo el daño de formación y la extracción de tomas núcleo. Otra razón para la elección de los fluidos a base de aceite es que son resistentes a los contaminantes, tales como la anhídrita, sal, CO_2 y gases ácidos H_2S .

El costo es una preocupación importante al seleccionar lodos base aceite. Inicialmente, el costo por barril de un lodo base aceite es muy alto en comparación con un sistema de lodo base agua convencional. Sin embargo, debido a que los lodos base aceite se pueden reacondicionar y volver a utilizar, los costos de un programa de múltiples pozos pueden ser comparables a la utilización de fluidos base agua. Así mismo, las políticas de recompra de lodos base aceite usados, pueden hacer una alternativa atractiva en situaciones donde el uso de lodos base agua impiden la perforación y / o completación exitosa de un pozo.

Hoy en día, con el aumento de las preocupaciones y cuidados ambientales, el uso de lodos base aceite está prohibida o severamente restringidas en muchas áreas. En algunas áreas, la perforación con fluidos base aceite requieren que el lodo y los cortes de perforación sean contenidos y transportados a un deposito autorizado. Los costos de contención, transporte y disposición pueden aumentar en gran medida el costo de utilización de fluidos base aceite.

1.6.1.3 LODO BASE SINTÉTICO (Synthetic Base Mud, SBM)

Estos fluidos son compuestos orgánicos no derivados del petróleo que actúan como la mayoría de los lodos base aceite OBM, es por eso que este tipo de fluidos sintéticos son considerado muchas veces dentro de la clasificación de los fluidos base aceite, pero que son ambientalmente más amigables, ya que se biodegradan fácilmente en el océano, sin embargo son mucho más caros que los lodos base aceite.

Como la mayoría de los OBM, lodos sintéticos son emulsiones invertidas, con el fluido sintético que sirve como la fase externa o continúa y una salmuera que sirve como fase interna. Varios fluidos de base, principalmente en el rango de tamaño de C16 - C24, se han introducido en el mercado en los últimos años.

1.6.1.4 LODO BASE AIRE (Pneumatic Base Mud, PBM)

Los fluidos neumáticos usan aire, espuma o gas natural como fluido base. Usado para la perforación de zonas depletadas o áreas donde pueden encontrarse presiones de formación anormalmente bajas (Perforación bajo balance).

Una ventaja de fluidos neumáticos sobre los sistemas de lodo líquido se puede ver en el aumento de las tasas de penetración. Los cortes son, literalmente, sopladas fuera de la superficie de corte por delante de la broca como resultado de una considerable presión diferencial. La alta presión diferencial también permite que los fluidos de formación de zonas permeables fluyan en el pozo.

Los fluidos a base aire / gas son ineficaces en las zonas donde se encuentran grandes volúmenes de fluidos de la formación. Una gran afluencia de fluidos de la formación requiere la conversión o uso del sistema de fluido neumático a un sistema de base líquida. Como resultado de ello, las posibilidades de perder circulación o dañar la zona productiva son mucho mayores.

Otra consideración a la hora de seleccionar los fluidos neumáticos es la profundidad del pozo.

No se recomiendan para pozos por debajo de aproximadamente 10.000 pies, ya que el volumen de aire necesario para levantar recortes de la parte inferior del pozo puede ser mayor de las que el equipo de superficie pueda ofrecer.

1.6.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los resultados de una extensa investigación de campo muestran que la tasa de penetración, el peso sobre la broca y velocidad de rotación depende altamente de la potencia hidráulica con la que la broca llega a la formación. Como el caudal de fluido de perforación establece las pérdidas de presión del sistema, y estas pérdidas de presión establecen la fuerza hidráulica a través de la broca, se puede concluir que el fluido de perforación es tan importante en la determinación de los costos de perforación como todas las demás variables combinadas.

Teniendo en cuenta estos factores, "un fluido de perforación óptimo es un fluido adecuadamente formulado de modo que la velocidad de flujo necesaria para limpiar el pozo resulte en la apropiada potencia hidráulica para limpiar la broca por el peso y la velocidad de rotación impuesta para así dar el costo más bajo, a condición de que este combinación de variables de lugar a una perforación estable que penetra en el objetivo deseado".

Un fluido de perforación correctamente diseñado permitirá a un operador alcanzar el objetivo geológicamente deseado en el costo total más bajo. Un fluido debería aumentar las tasas de penetración, reducir los problemas en el pozo y minimizar el daño de formación.

El fluido de perforación es formulado y diseñado para realizar las siguientes 3 funciones principales:

- Controlar las presiones de formación de fondo que se perforan.
- Transportar los cortes del fondo a superficie.
- Estabilidad y soporte de las paredes del pozo.

Además de estas funciones posee otras funciones menores tales como:

- Soportar el peso de la sarta de perforación.
- Enfriar o lubricar la broca y la sarta de perforación.
- Suspender los cortes cuando se detiene la circulación.
- Medio de transmisión para el envío de la señal MWD/LWD desde el fondo hasta superficie.
- Disminución del torque y arrastre entre la formación y la sarta de perforación.
- Transmitir la potencia hidráulica a la broca mediante la herramienta direccional.

- Proveer el medio para los registros eléctricos.
- Permitir la recolección de datos geológicos del fondo y obtener información a través de la evaluación de formaciones.
- Minimizar el daño de formación
- Reducir la corrosión
- Minimizar las pérdidas de circulación
- Reduce el riesgo de pega de tubería.
- Reduce las pérdidas de presión
- Mejora las ratas de penetración
- Reduce el impacto ambiental
- Mejora la seguridad

Un adecuado monitoreo y ajuste de las propiedades del fluido de perforación permitirán que cada una de las funciones principales y funciones menores del fluido de perforación se cumplan.

A continuación se enumeran las principales propiedades de los fluidos de perforación:

- Densidad
- Viscosidad Plástica
- Viscosidad Aparente
- Alcalinidad de lodo y del filtrado
- Filtración dinámica y estática
- % de lubricidad
- Salinidad
- % de solidos
- Punto de Cedencia
- Resistencia de Gel
- Porcentaje de arena
- MBT
- PH
- Contenidos de Cloruros

CAPÍTULO II

2. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE BHA'S DIRECCIONALES

2.1 POZO TIPO "S"

Este tipo de pozo tiene esta denominación porque su trayectoria de perforación sigue la forma de una letra S. Son pozos inicialmente perforados en sentido vertical; después se desvían siguiendo una determinada dirección hasta alcanzar el ángulo máximo propuesto según el plan direccional que luego se mantiene con dicho ángulo y dirección hasta determinada profundidad, para entonces volver a la verticalidad, disminuyendo el ángulo hasta quedar totalmente verticales (cero grados, 0°) y posteriormente alcanzar el objetivo final.

Este tipo de pozo se usa principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo. (Anadrill, 1993)

Este tipo de pozo entonces consta de 5 zonas o secciones:

- Sección vertical (Straight Section)
- Sección de construcción (Build Section)
- Sección tangencial (Tangent or Hold Section)
- Sección de tumbado de ángulo (Drop Section)
- Sección vertical (Straight Section)

2.1.1. SECCIÓN VERTICAL

La sección vertical técnicamente comprende desde el cabezal del pozo hasta el punto donde comienza el punto de arranque KOP e inicia la sección de construcción, durante esta sección el

objetivo direccional es mantener al pozo vertical, es decir con una inclinación de 0° y un azimuth variable, ya que cuando se tiene la verticalidad el pozo no se cuenta con una dirección.

En el campo de estudio para este proyecto la sección vertical está diseñada para que el casing conductor sea perforado en esta zona y parte de la sección del casing superficial.

En esta sección vertical al término de la perforación del casing conductor generalmente se corren registros giroscópicos para determinar el control de la verticalidad real del pozo y desplazamiento horizontal de haber existido un incremento de ángulo.

Esta sección tiene una profundidad desde 0 ft hasta +/- 300 ft y es perforado con un BHA convencional con broca tricónica de 26".

2.1.2. SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN

La sección de construcción comprende desde el punto de arranque KOP hasta el comienzo de la sección tangencial, esta es la parte del pozo donde el ángulo de la vertical 0° incrementa a cierta rata de construcción BUR (Rata de construcción de ángulo) y TR (Rata de giro de dirección), dependiendo de la formación y el ensamblaje direccional usado. Durante la construcción, el ángulo y la dirección del pozo son monitoreados constante con el objetivo de chequear el correcto curso del pozo o de ser necesario realizar cambios en las ratas de construcción. (PrecisionDrill, 2006)

Esta zona es la más crítica para asegurar la trayectoria deseada del pozo.

2.1.3. SECCIÓN TANGENCIAL

La sección tangencial o también llamada sección de mantener, inicia luego de que la sección de construcción terminó y se haya alcanzado la inclinación deseada del pozo, esta sección es una parte recta del pozo perforado con el ángulo máximo requerido. En esta sección mínimos cambios de dirección e inclinación se pueden tener debido a la tendencia del BHA direccional y a la tendencia de la formación. (PrecisionDrill, 2006)

Esta sección es la que permite alcanzar la mayor distancia de la sección vertical (vertical section), es decir la que permite desplazarse más en el plano horizontal para acercarse al eje vertical y así alcanzar los múltiples objetivos.

En esta sección la experiencia de tantos años ha demostrado que los problemas de control direccional se agravan cuando la inclinación de la tangente es inferior a 15° . Esto se debe a que hay más tendencia de que existan cambios de dirección (bit walk), es decir, el cambio en azimuth, por lo que se toma mucho tiempo en mantener el curso del pozo debido a que constantemente se tienen que realizar el trabajo direccional (deslizamiento) para corregir los cambios de dirección no deseados. En resumen, la mayoría de pozos direccionales que poseen una tangente extensa se planifican con inclinaciones en el rango de 15° a 60° siempre que sea posible.

2.1.4. SECCIÓN DE TUMBADO DE ÁNGULO

La sección de tumbado de ángulo inicia luego de que la sección tangencial termina, el inicio de esta sección es el punto de tumbado de ángulo (DOP) y donde el trabajo direccional comienza para realizar el decremento del ángulo hasta verticalizar el pozo y dejarlo con una inclinación de 0° .

Una vez que esto se logra el pozo será perforado hasta la profundidad total del pozo (TD) en modo rotatorio, pasando otra vez a una sección vertical la cual permitirá alcanzar los objetivos propuestos, en esta sección el pozo ya no tendrá un desplazamiento en el plano horizontal.

La tasa de decremento en la sección de tumbado de ángulo varía de 1.5° a 2° cada 100 ft/30m.

2.2. CÁLCULOS EN REGISTROS DIRECCIONALES

2.2.1. MÉTODOS DE CÁLCULO

Los resultados del sondeo direccional se dan en términos de azimuth e inclinación de un pozo a cierta profundidad. Se debe analizar esta información para calcular la posición actual del pozo en dicha estación de registro en relación a su ubicación respecto a la superficie. Se pueden utilizar diferentes tipos de modelos geométricos; cada modelo genera un cierto número de ecuaciones matemáticas. La posición del pozo debe conocerse con precisión en las etapas críticas durante la perforación. Usualmente, una compañía operadora adoptará un método para calcular la posición del pozo y aplicará este modelo a todos los registros direccionales a través de la longitud del pozo.

Por consistencia, es necesario aplicar el mismo modelo a todos los otros pozos perforados desde esa plataforma. Los cuatro modelos más comunes se describen a continuación:

2.2.1.1. METODO DEL CÁLCULO TANGENCIAL

Se asume que el pozo es una línea recta con la inclinación y el azimuth de la actual estación de survey desde la última estación del survey a la actual (figura 2.1). (Weatherford, 2012)

Puede ser preciso si el azimuth y la inclinación no cambian mucho (por ejemplo, la perforación de una sección tangente). Puede ser precisa en distancias cortas

Basado en la inclinación:

$$\Delta\text{TVD} = \Delta\text{MD} \times \cos \text{Inc}$$

$$\Delta\text{Desplazamiento} = \Delta\text{MD} \times \sin \text{Inc}$$

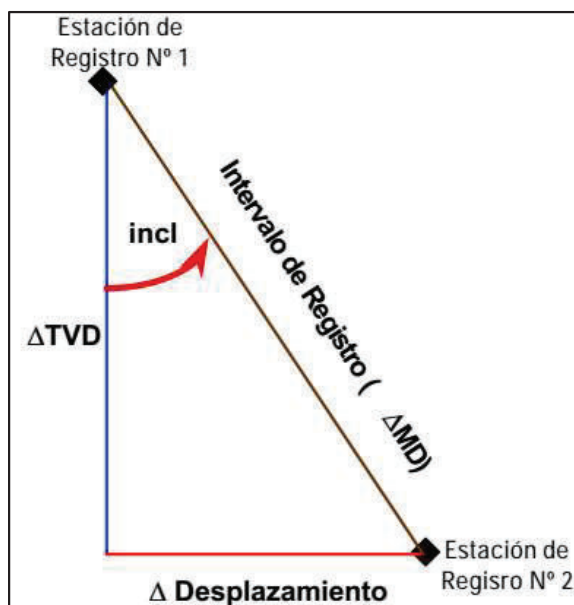


Figura 2.1: Método Tangencial
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.2.1.2. MÉTODO DEL ANGULO PROMEDIO

Se asume que el pozo es una línea recta entre la actual y la anterior estación de survey. La inclinación y el azimuth se promedian entre la actual y la anterior estación de survey.

El método del ángulo promedio es más preciso que el método tangencial porque los cálculos del survey se basan en la inclinación y el azimut de las dos estaciones de survey (figura 2.2). Sin embargo, el intervalo de curso se supone que se encuentran en una trayectoria en línea recta entre dos estaciones de muestreo consecutivos.

Por lo tanto, siempre que el intervalo de curso y el dog leg entre las dos estaciones sean pequeños, la trayectoria en línea recta es una buena aproximación.

$$\Delta N/S = \Delta MD \times \sin I_{avg} \times \cos A_{avg}$$

$$\Delta E/W = \Delta MD \times \sin I_{avg} \times \sin A_{avg}$$

$$\Delta TVD = \Delta MD \times \cos I_{avg}$$

$$\Delta \text{Desplazamiento} = \Delta MD \times \sin I_{avg}$$

Donde;

$$I_{avg} = \frac{I_1 + I_2}{2} \text{ y } A_{avg} = \frac{A_1 + A_2}{2}$$

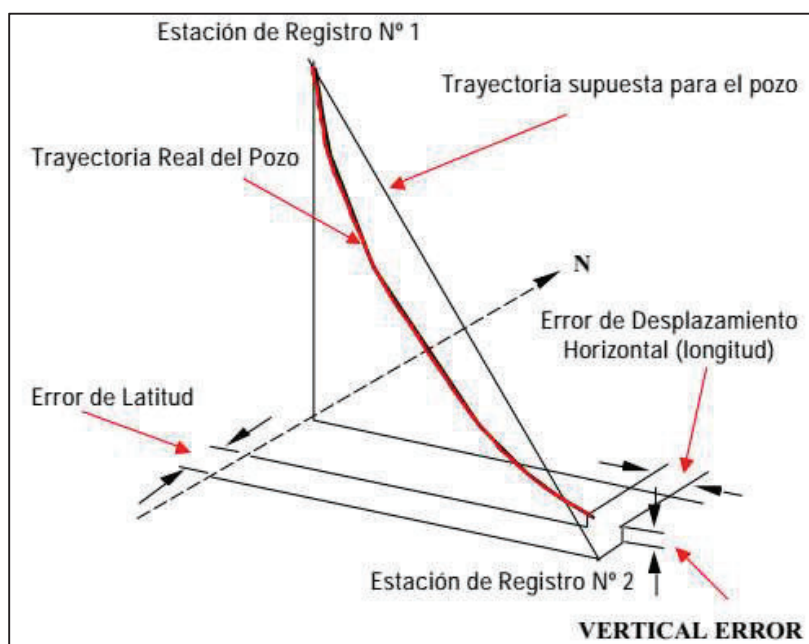


Figura 2.2: Método Angulo Promedio
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.2.1.3. MÉTODO DEL RADIO DE CURVATURA

Es uno de los más aceptados. Usa los ángulos medidos en los extremos de las secciones a lo largo de la longitud sondeada. El método del radio de curvatura genera una curva en el espacio que representa la trayectoria del pozo (figura 2.3). (Willians, 2005)

Para cada intervalo de registros direccionales, el método asume que las proyecciones vertical y horizontal de la curva tienen radio de curvatura constante.

El pozo se curva en un radio específico, tanto en la vertical y el plano horizontal. El radio es una función de DLS. Este método es más preciso en intervalos largos de la encuesta y es capaz de manejar mayores cambios.

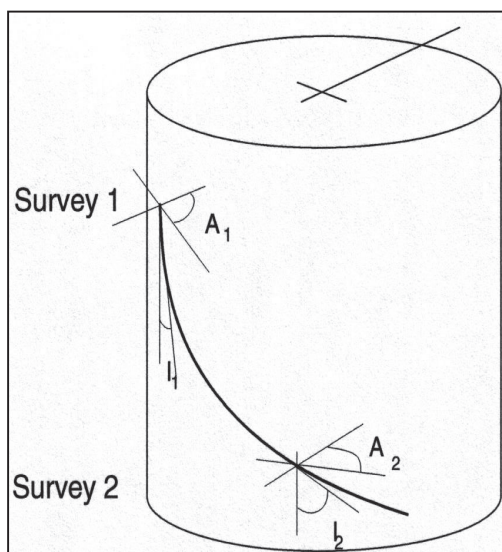


Figura 2.3: Método de Radio de Curvatura
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.2.1.4. MÉTODO DE MÍNIMA CURVATURA

También conocido como el método del arco de circunferencia, asume que el pozo es un arco de circunferencia con mínima curvatura (máximo radio de curvatura) entre dos estaciones de registros direccionales. Este método es el más preciso para la mayoría de las trayectorias de pozos y tiene una mejor justificación teórica que todos los otros métodos (tabla 2.1). El método estándar de las compañías direccionales es el de mínima curvatura (figura 2.4).

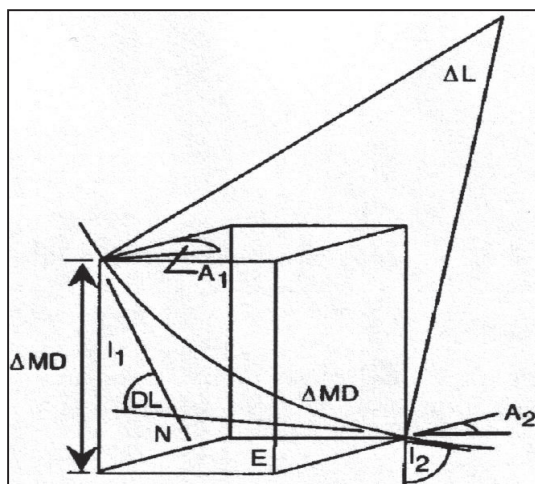


Figura 2.4: Método de Curvatura Mínima
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

<u>Método de Cálculo</u>	<u>Error en TVD (ft)</u>	<u>Error en desplazamiento (ft)</u>
Tangencial	-25.38	+43.09
Balance tangencial	-0.38	-0.21
Ángulo promedio	+0.19	+0.11
Radio de Curvatura	0.00	0.00
Mínima Curvatura	0.00	0.00
Mercury	-0.37	-0.04

Tabla 2.1: Comparación de los métodos de cálculo
Elaborado por: Alex Cózar

2.3. SISTEMAS DE PERFORACIÓN

- Sistema de Perforación Rotatoria Convencional (Sarta Rotaria).- Construir, decremento de ángulo, mantener ángulo.
- Sistema de Perforación Rotatoria Dirigida (RSS)
- Sistema de Perforación Dirigida (Motores de Fondo).- Mayormente utilizado, rápido y exacto.

2.3.1 SISTEMA DE PERFORACION ROTATORIA CONVENCIONAL

Este tipo de ensamblaje está diseñado para controlar la inclinación del pozo durante la perforación rotatoria. Utiliza los siguientes principios de estabilización para controlar el comportamiento de sarta.

- Fuerza Lateral
- Peso en la Broca
- Estabilización
- Combinación

2.3.1.1 FUERZA LATERAL Y PESO EN LA BROCA

La fuerza lateral originada por el pandeo de la tubería al aplicar el WOB (Weight on bit) y las cargas axiales creadas por el peso sobre la broca produce fuerzas de pandeo entre el estabilizador y la broca.

El diámetro del hoyo, el calibre del estabilizador y su ubicación en el BHA determinarán como el WOB se va a concentrar en esta y la magnitud de las fuerzas laterales resultantes.

Un pozo ideal completamente vertical, perfectamente centrado en el pozo y sin contacto con las paredes, dará como resultado una fuerza resultante que continúa perforando un pozo vertical, no se crean fuerzas laterales (figura 2.5). (Tompson, 2012)

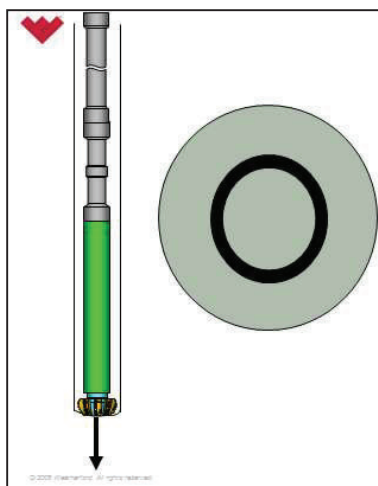


Figura 2.5: Pozo vertical, sin fuerzas laterales.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Cualquier pozo perforado sale rápidamente de las condiciones ideales, creando una tortuosidad que va a cambiar completamente la fuerza resultante, esta ya no estará centrada completamente y se crearán las llamadas fuerzas laterales las cuales tienden a llevar el pozo fuera de la verticalidad (figura 2.6). (Tompson, 2012)

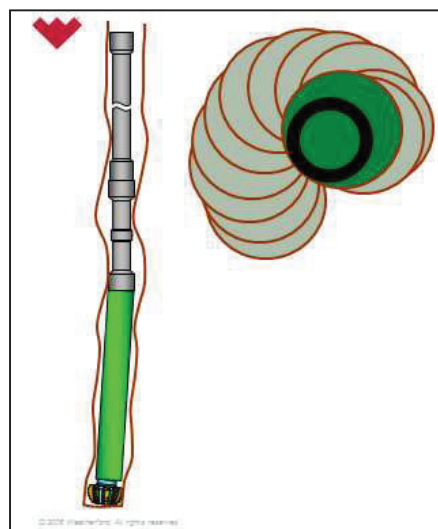


Figura 2.6: Pozo desviado por fuerzas laterales, sin el uso de estabilizadores.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

En un pozo inclinado donde el efecto de la fuerza de la gravedad es más notorio, el punto donde la sarta se apoya va a ser más definitivo para el efecto de las fuerzas resultantes durante la perforación (figura 2.7). (Tompson, 2012)

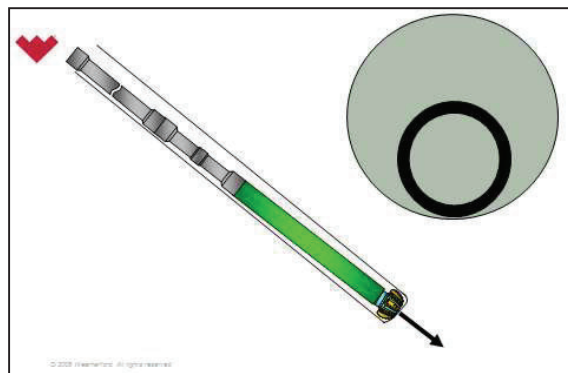


Figura 2.7: Pozo inclinado, tendencia por fuerzas de gravedad, sin el uso de estabilizadores.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.1.2 ESTABILIZACIÓN Y COMBINACIÓN

El uso de estabilizadores en la sarta tiene como objetivo el control de los puntos de apoyo de la misma con el hueco para poder controlar las fuerzas resultantes, la combinación de la estabilización con el conocimiento de las propiedades físicas de los tubulares nos permite sacar ventaja del posicionamiento de los estabilizadores con fines direccionales (figura 2.8).

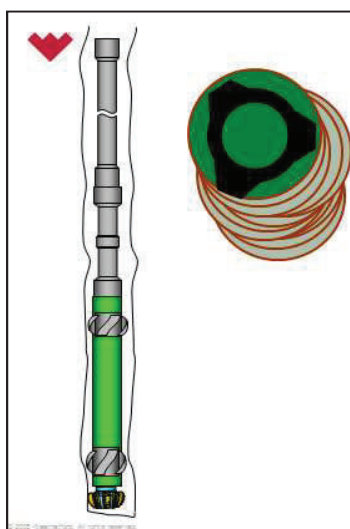


Figura 2.8: Pozo inclinado, con el uso de estabilizadores, control de fuerzas laterales.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Los estabilizadores son herramientas con diámetro externo similar al del hoyo y diseñado para ayudar a concentrar el WOB, minimizar el pandeo y las vibraciones, reducir el torque de la perforación vía menos contacto del collar con las paredes del pozo y ayudar a prevenir el atascamiento por diferencial y el ojo de llave (figura 2.9). (Tompson, 2012)

Así con los principios de estabilización, posición de los mismos, si se incrementa el WOB, se incrementara la construcción del pozo.

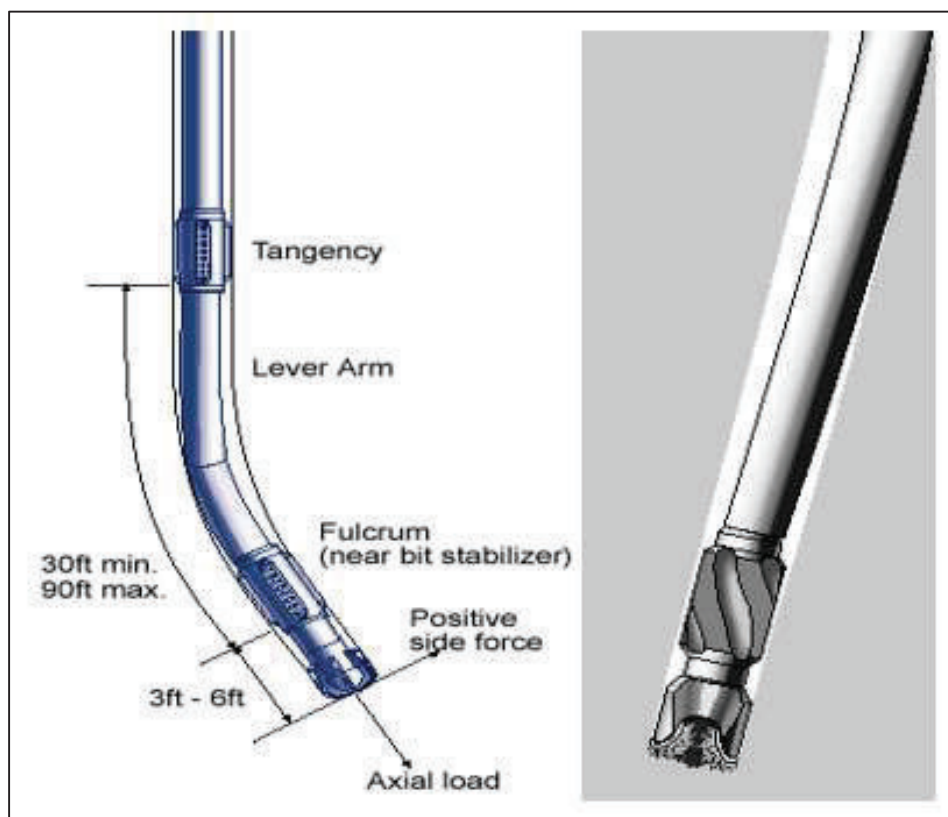


Figura 2.9: Ensamblaje rotatorio convencional
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.1.3 TIPOS DE ENSAMBLAJES

Los tipos de ensambles de perforación rotaria convencional están clasificados por el efecto de la inclinación en el agujero durante la perforación.

- Fulcrum (Construir)
- Péndulo (Tumbar)
- Empacado (Mantener)

Cabe indicar que los Ensamblajes Rotatorios no permiten control direccional (azimuth o rumbo del pozo).

2.3.1.3.1 Fulcrum

El principio de Fulcrum utiliza una palanca y un punto de apoyo o pivote para obtener una ventaja mecánica (figura 2.10). (Weatherford, 2009), donde;

$$F_1 \times L_1 = F_2 \times L_2$$

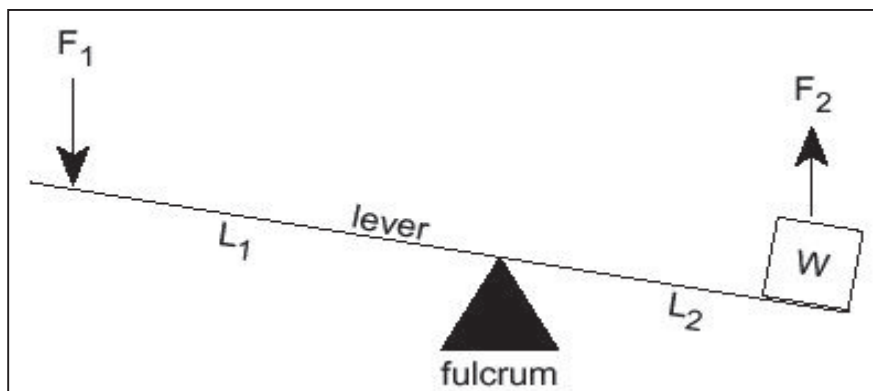


Figura 2.10: Principio Fulcrum

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Un estabilizador insertado en la sarta justo encima de la broca actúa como un apoyo o pivote. El drill collar encima del estabilizador actúa como palanca y al aplicar peso (WOB) provocará que el drill collar se doble o pandee. Arriba de 5° inclinación el collar se pandea hacia la cara baja del hoyo (por gravedad), de esta manera empujando a la broca fuertemente contra la parte alta del hoyo, creando una tendencia a construir ángulo o inclinación debido a las fuerzas laterales positivas en la broca (figura 2.13).

A mayor cercanía a la broca, mayores serán las fuerzas laterales generadas para un diámetro de drill collar dado (figura 2.11). (Tompson, 2012).

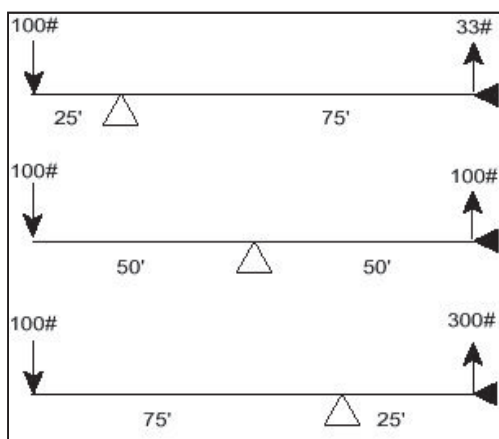


Figura 2.11: Comportamiento Fulcrum de acuerdo a posicionamiento de estabilizadores.

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Un ensamble de 2 estabilizadores aumenta el control de las fuerzas laterales (Side Force) y alivia otros problemas. La longitud de la tangente determina la efectividad del largo de la palanca (figura 2.12). (Tompson, 2012)

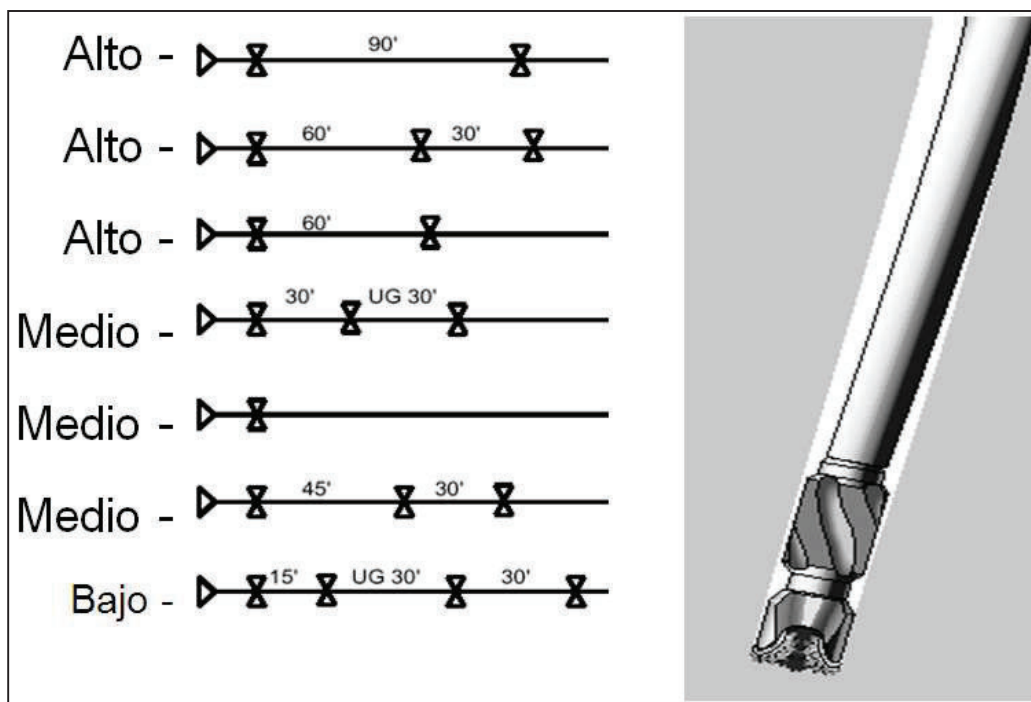


Figura 2.12: Respuesta de ensambles Fulcrum.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Algunas de las técnicas para el aumento de la tendencia a construir son las siguientes:

- Incremento WOB
 - ✓ Incrementa la flexibilidad del collar.
- Reducir RPM
 - ✓ Disminuye la tendencia de los collares a mantenerse derechos
- Disminuir la tasa de Flujo.
 - ✓ Reduce el socavamiento (wash out) de la formación.
- Trabajar la tubería y/o menos RPM
 - ✓ Preserva los dog legs perforados en la formación.
- Circular fuera de Fondo
 - ✓ Reduce el Wash out.

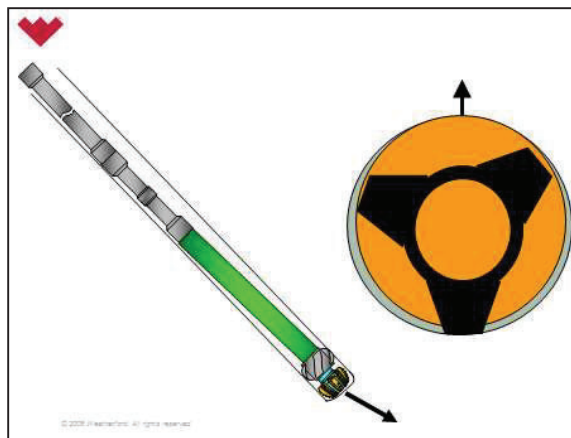


Figura 2.13: Respuesta de ensamble Fulcrum, fuerza lateral positiva.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Explicado esto se tiene entonces que un BHA Fulcrum es cuando el estabilizador que va cercano a la broca es de mayor diámetro que el estabilizador que va en la parte superior del drill collar o motor de perforación, con esto definimos los siguientes términos.

Un BHA Full Fulcrum posee un estabilizador cercano a la broca y no posee ningún estabilizador arriba del drill collar o motor.

Un BHA Semi Fulcrum posee un estabilizador cercano a la broca pero que también va a poseer un estabilizador arriba del Drill Collar o Motor de fondo, pero con la particularidad de que el calibre del primer estabilizador será mayor que el segundo que se encuentra arriba del Drill Collar o Motor, de ahí su mayor diferencia en diámetro entre el primer estabilizador o el otro dependerá si un BHA es más o menos agresivo o tiene mayor efectividad en una determinada sección en cuanto a su capacidad de generar un mayor o menor DLS.

2.3.1.3.2 Péndulo

Diseñado para minimizar fuerzas laterales y disminuir sensibilidad de cargas axiales.

El estabilizador encima de la broca es removido y se añade un drill collar adicional, haciendo el ensamble de fondo menos flexible.

Un estabilizador por encima del Collar apropiadamente ubicado, evita que este drill collar se recueste en el lado bajo del hoyo (figura 2.14).

La fuerza gravitacional actúa sobre la parte inferior del collar y la mecha, 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.

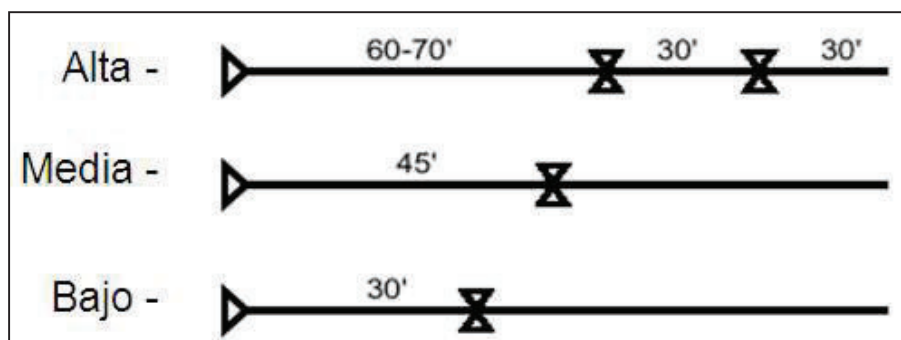


Figura 2.14: Respuesta de ensambles Pendular.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Alguna de las técnicas para incrementar la tendencia a Tumar ángulo son las siguientes:

- Disminuir el WOB
 - ✓ Reduce la flexibilidad del Collar.
- Incrementar las RPM
 - ✓ Incrementa la tendencia de los collares a permanecer derechos.
- Incrementar la tasa de Flujo
 - ✓ Incrementa el socavamiento o washout de la formación.
- Trabajar rotar la sarta tanto como sea posible
 - ✓ Socava/ reduce las patas de perro (Dog leg) perforados.
- Circular en el fondo
 - ✓ Incrementa el Washout.

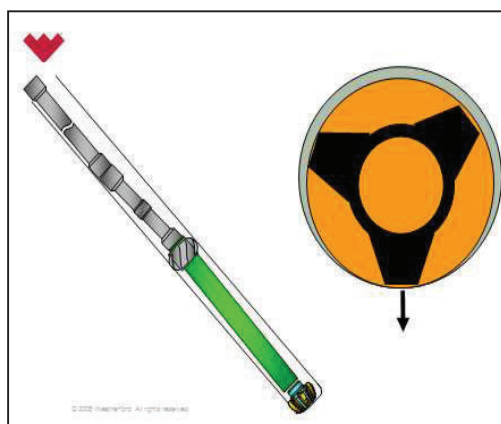


Figura 2.15: Respuesta de ensambles Péndulo, Fuerza lateral negativa.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.1.3.3 Empacado

El ensamble empacado/rígido se usa para mantener el ángulo en secciones donde se necesita mantener una tangente a una determinada inclinación, donde sea lo más constante posible, sin construir ni tumbar ángulo (figura 2.16).

Lo que se realiza es multiplicar la cantidad de estabilizadores emplazados en puntos específicos, espaciados de forma regular para controlar la sarta minimizando la desviación del hoyo. El aumento de la rigidez en el BHA al adicionar estabilizadores previene a la sarta del pandeo y fuerza a la broca a ir derecho adelante (figura 2.17).

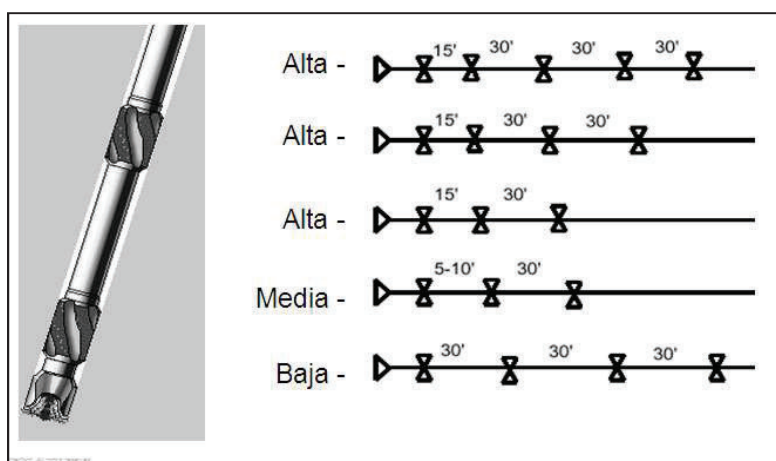


Figura 2.16: Respuesta de ensambles Empacados.

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

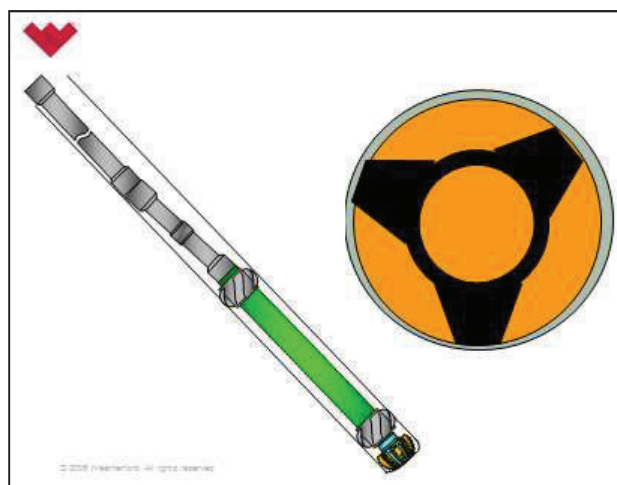


Figura 2.17: Respuesta de ensamble Empacado, fuerza lateral nula.

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.2 SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIA DIRIGIDA (RSS)

Este tipo de sistema de perforación permite el control direccional completo inclinación y dirección, mientras se perfora rotando toda la sarta al deflectar el árbol del dispositivo dentro de una cámara de pistones hidráulicos (figura 2.18). (Klause, 2014)



Figura 2.18: Sistema Rotatorio Dirigible RSS.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

La rotación continua de la sarta de perforación reduce la probabilidad de pegamiento por diferencial, reduce el torque y arrastre debido a una curvatura de pozo más uniforme, no se requiere deslizar para corregir inclinación o dirección, lo cual reduce el riesgo de pandeo de la tubería de perforación.

Es utilizado en pozos de alcance más largo, secciones horizontales y laterales más largas, mejora la evaluación debido a los “pads” de la herramienta wireline, mejora la evaluación de la formación con herramientas LWD y permite un excelente control de desviación en pozos verticales donde el radio del objetivo es muy limitado.

Los métodos utilizados en el sistema rotatorio dirigido se dividen en dos grandes categorías:

- Push the bit
- Point the bit

2.3.2.1 PUSH THE BIT

Estas herramientas utilizan pads en la parte exterior de la herramienta que presionan contra las paredes del pozo, haciendo así que la broca se apoye o presione al lado opuesto lado opuesto causando así un cambio de dirección (figura 2.19). (Klause, 2014)

2.3.2.2 POINT THE BIT

Este tipo de tecnología hace que la dirección de la broca cambie en relación al resto de la herramienta interna que lo atraviesa por la deflexión interna del eje axial generado por una fuerza motriz interna suficiente para que esta se deflecte. La herramienta interna requiere de un tipo de housing no rotatorio donde van alojados los sensores de posicionamiento de la herramienta para que así pueden ser usados de referencia a fin de crear la desviación de su eje y dirigir el pozo hacia el objetivo dado (figura 2.19). (Klause, 2014)

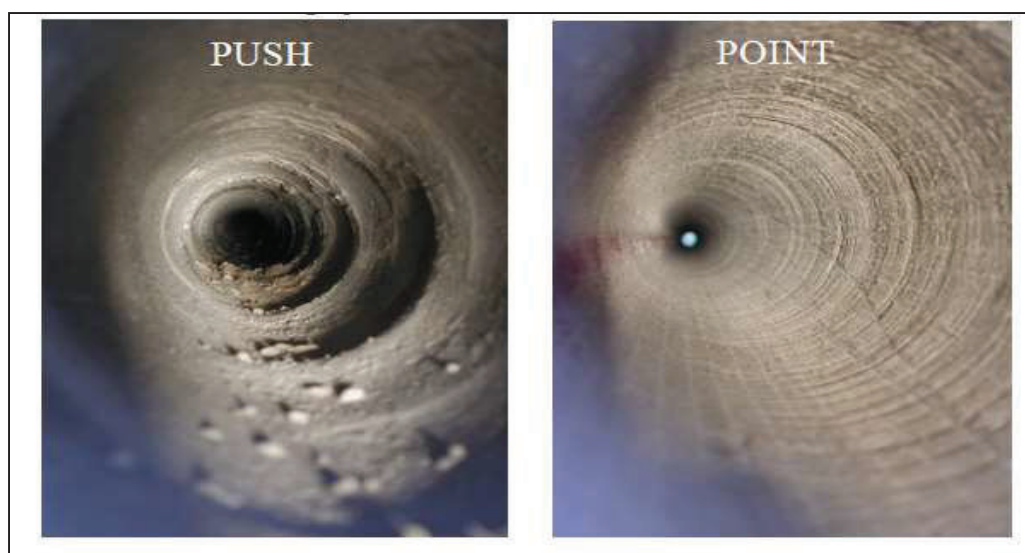


Figura 2.19: Pozo perforado con tecnología Push the bit vs. Point the bit.
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.3 SISTEMA DE PERFORACIÓN DIRIGIBLE

El control direccional en la mayoría de los pozos con trayectoria controlada, de radio largo, medio o corto, se lo realiza con el sistema de perforación dirigible (motor de fondo) conjuntamente con

herramientas que proporcionan registros de desviación en tiempo real mientras se perfora (MWD) y registros en tiempo real (LWD). (Halliburton, 2013)

El motor de desplazamiento positivo (PDM por sus siglas en inglés) ha evolucionado como el método primario de control direccional. Ambos, el rotor y el estator, tienen lóbulos helicoidales que se unen para formar cavidades helicoidales selladas. El flujo de fluido de perforación a través de estas cavidades fuerza al rotor a moverse para hacer girar la broca sin que la sarta de perforación rote. En la figura 2.20 se esquematiza la configuración de un motor.

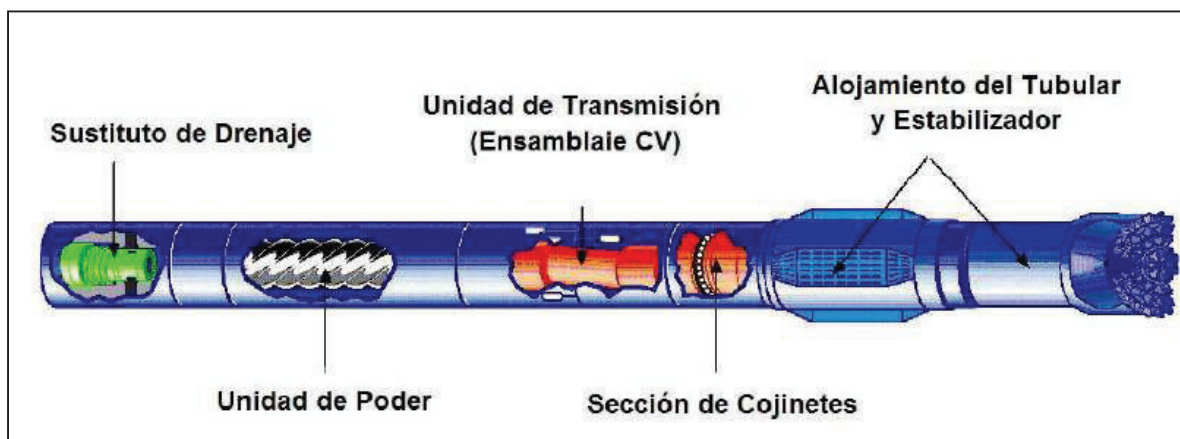


Figura 2.20: Configuración de un motor
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

El motor puede operar en dos modos: Modo orientado o deslizado y el modo rotatorio. En el modo deslizado, el motor se orienta rotando la sarta de perforación desde superficie muy despacio utilizando la señal del MWD para determinar el toolface o la orientación del codo. Una vez que se alcanza la orientación determinada, la sarta de perforación de “desliza” (avanza perforando sin rotar la sarta de perforación). El torque necesario para alcanzar la rotación de la broca es proporcionado por el motor. La combinación de estabilizadores y el codo genera una carga lateral en la broca causando como resultado que la broca perfora en la dirección del “toolface”. La capacidad de construir y girar el motor se conoce como capacidad de “dog leg” y va típicamente de 1 a 15°/100 pies dependiendo la configuración del codo (bend housing) y los pies que se hayan deslizado. (Fuentes, 2010)

En el modo rotatorio, la sarta se rota y el codo pierde su efecto al menos en cuanto al cambio de dirección se refiere. Cuando se rota, el motor se comporta como un BHA rotatorio en donde la tendencia direccional está determinada por el diámetro y la posición de los estabilizadores.

Usualmente, el motor se configura para que perfore recto en el modo rotatorio aunque se puede configurar para tumbar ángulo o construir mientras se rota. Los porcentajes de deslizamiento y rotación pueden ser manipulados por el perforador direccional para alcanzar la tasa de construcción deseada y seguir la trayectoria diseñada.

Los tipos de ensamblajes de BHA direccional que se obtienen con el uso del motor de fondo son los mismos que se utilizan con el sistema rotatorio convencional.

2.3.3.1 COMPONENTES DE UN MOTOR

Un motor hidráulico está compuesto de las siguientes partes (figura 2.21):

- Ensamble Dump Sub ó Float Sub
- Sección de Potencia
- Ensamble de Transmisión
- Ensamble de Ajuste
- Sección de cojinetes

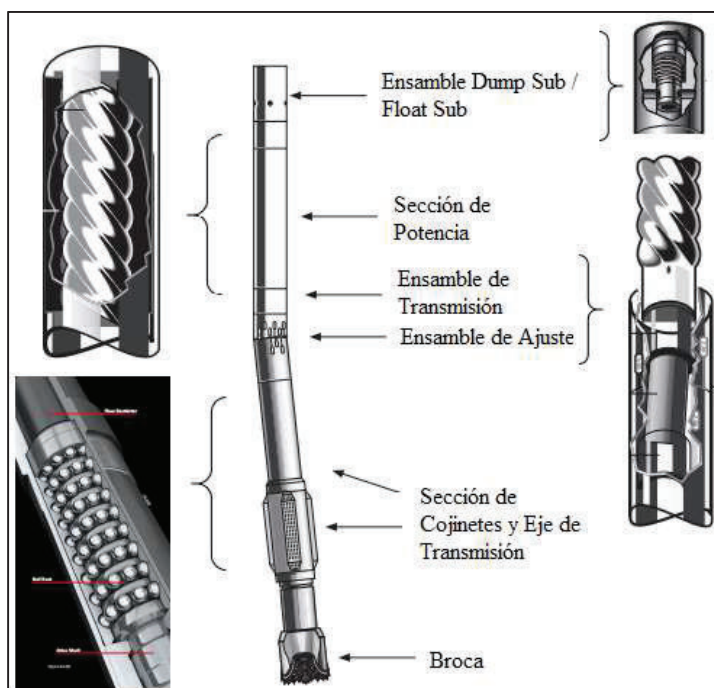


Figura 2.21: Componentes de un motor
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.3.1.1 ENSAMBLE DUMP SUB O FLOAT SUB

2.3.3.1.1.1 Dump Sub

Este ensamble para la perforación de pozos direccionales va ubicado en la parte superior del motor, es una válvula de acción hidráulica, permite a toda la sarta de perforación llenarse cuando se baja tubería al pozo, es decir cuando se realizan viajes desde superficie hasta llegar al fondo, de igual manera permite drenarse cuando se saca tubería del hoyo permitiendo así que esta salga “seca”. Cuando las bombas están funcionando, la válvula automáticamente se cierra y dirige el fluido a través del motor, cuando el caudal es inferior a un valor mínimo, un resorte devuelve al pistón de la válvula en la posición abierta (figura 2.22).

El motor funcionará perfectamente sin una válvula Dump Sub, se puede reemplazar esta válvula con un sub de similares conexiones o enviar al hueco con los puertos de la válvula tapados.

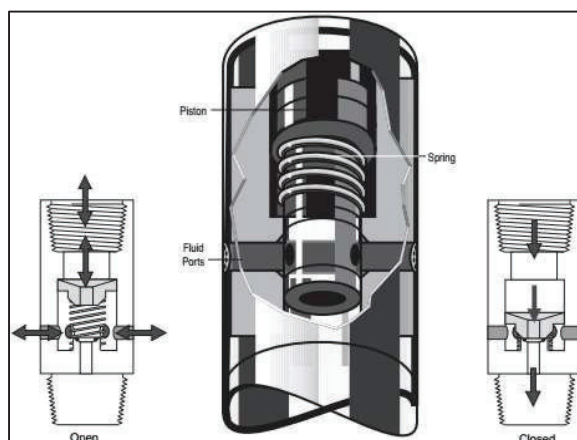


Figura 2.22: Ensamble Dump Sub

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.3.1.1.2 Float Sub

Este ensamble para la perforación de pozos direccionales va ubicado en la parte superior del motor, es una válvula de acción mecánica llamada float valve que se localiza internamente en el float sub, a diferencia del ensamble Dump Sub, esta válvula no llena automáticamente la tubería ya que no permite que el fluido del pozo ingrese dentro de la tubería, solo permite el paso del fluido a través de la tubería cuando se encienden las bombas y que el fluido pase a través del motor, pero si permite drenarse cuando se saca tubería del hoyo. Cuando las bombas están funcionando, la válvula por acción hidráulica del fluido permite que se abra y que el fluido pase a través del motor, cuando las bombas se apagan esta se cierra por la acción de un resorte que hace que la

válvula permanezca siempre cerrada cuando no hay flujo, permitiendo de esta manera que no ingrese fluido de perforación ni sólidos por la parte inferior de la broca.

2.3.3.1.2 SECCIÓN DE POTENCIA

La sección de potencia del motor convierte la fuerza hidráulica del fluido de perforación en fuerza mecánica para hacer girar a la broca. (Anadrill, 1993)

El fluido es bombeado dentro de las cavidades progresivas del motor, la fuerza del movimiento del fluido hace que el eje rote dentro del estator, la fuerza de rotación se transmite entonces a través del ensamblaje de transmisión. La sección de potencia consta básicamente de dos elementos:

2.3.3.1.2.1 Estator

Es un tubo de acero que contiene un inserto interno de elastómero moldeado con lóbulos, en forma helicoidal a través del centro.

2.3.3.1.2.2 Rotor

Es un tubo de acero lobulado, con patrón helicoidal y cromado.

El motor PDM (Positive Displacement Motor) tiene una configuración lobular, donde el patrón de los lóbulos helicoidal y el largo de sección dictarán las características de potencia de salida, el estator siempre tendrá un lóbulo más que el rotor, así un mayor número de lóbulos generara mayor torque para el motor pero al mismo tiempo disminuirá su velocidad de rotación (figura 2.23).

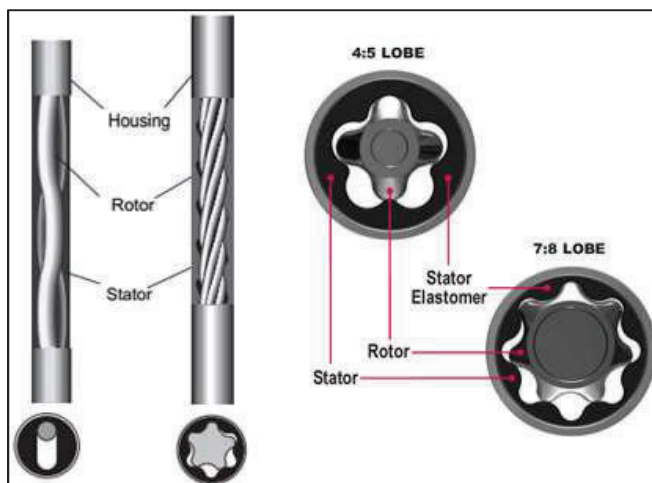


Figura 2.23: Sección de Potencia - Rotor y Estator
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

La sección de potencia además está determinada por el número de etapas que esta tenga, así; una etapa es una rotación helicoidal completa (360 Grados) del rotor, por lo tanto a mayor cantidad de etapas, la sección de poder tendrá mayor capacidad de diferencial de presión, lo cual a cambio generará mayor torque para el motor.

Las tres configuraciones de motores más comunes, las cuales proveen un amplio rango de velocidades y respuestas de salida de torque requeridos para satisfacer una multitud de aplicaciones de la perforación son las siguientes:

2.3.3.1.2.3 Alta Velocidad / Bajo Torque

La configuración lobular es 1:2, este tipo de configuración son usadas con brocas PDC de diamante, formaciones suaves y aplicaciones de pozos direccionales donde la orientación con single shot son usadas.

2.3.3.1.2.4 Media Velocidad / Medio Torque

La configuración lobular es 4:5 o 5:6, son comúnmente usadas para perforación de pozos convencionales, direccionales y horizontales, son usadas también con aplicaciones de brocas PDC y perforación de ventanas (Sidetracks o Re-entry).

2.3.3.1.2.5 Baja Velocidad / Alto Torque

La configuración lobular es 7:8, son favoritas para usar con brocas PDC en pozos direccionales y horizontales, y para uso de perforación de formaciones medias a duras.

2.3.3.1.3 ENSAMBLE DE TRANSMISIÓN

Este ensamble alberga a la transmisión o cardan que convierte el movimiento excéntrico del rotor en movimiento concéntrico que puede ser utilizado en la broca, además transmite el torque y rotación del rotor al eje propulsor de la broca (figura 2.24).

Esta sección se une al extremo inferior del rotor por medio de las juntas universales, las mismas que son las que convierten el movimiento. (Weatherford, 2012)

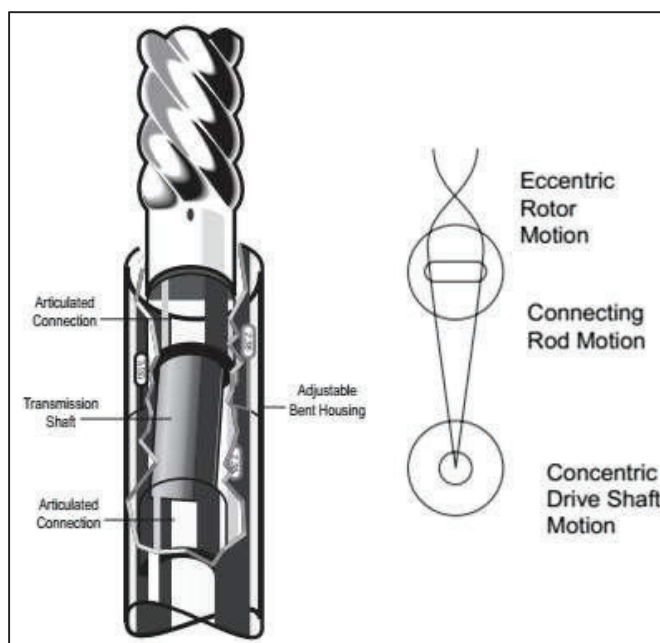


Figura 2.24: Ensamble de transmisión
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.3.1.4 ENSAMBLE DE AJUSTE

Este ensamblaje permite ajustar el bend del motor (codo), proporciona un amplio rango de tazas para construir ángulo en pozos direccionales y horizontales, puede ajustarse desde 0 hasta 3 grados, puede ajustarse en el campo en incrementos variables hasta un ángulo máximo de 3°, el ajuste es de acuerdo al requerimiento del plan direccional y a la agresividad de la taza de construcción (DLS) y respuesta de la formación, el ajuste más común por su respuesta y desempeño del motor es de 1.5°, un motor con menos bend tendrá menos capacidad de construcción pero más capacidad de rpm disponibles y se fatigará menos durante la perforación de una sección, de aquí la variación de ajustes que dispone un motor de perforación direccional como se observa en la tabla 2.2, dependiendo la aplicación, tipo de construcción, distancia y tipo de pozo que se requiera perforar.

Ajuste de bend	1.83°	1.5°	1.15°	0.78°	0.39°
Máximas rpm	60	70	90	110	150

Tabla 2.2: Máximas rpm de un motor por ajuste de bend en una sección recta.

Elaborado por Alex Cózar

Los ajustes disponibles son los siguientes y van de acuerdo al tipo de letra que coincida en el ensamblaje de ajuste (tabla 2.3) y (figura 2.25).

Adjustable Setting	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
Bend Angle	0	0.39	0.78	1.15	1.5	1.83	2.12	2.38	2.6	2.77	2.9	2.97	3

Tabla 2.3: Configuraciones disponibles en el ensamble de ajuste

Elaborado por Alex Cózar

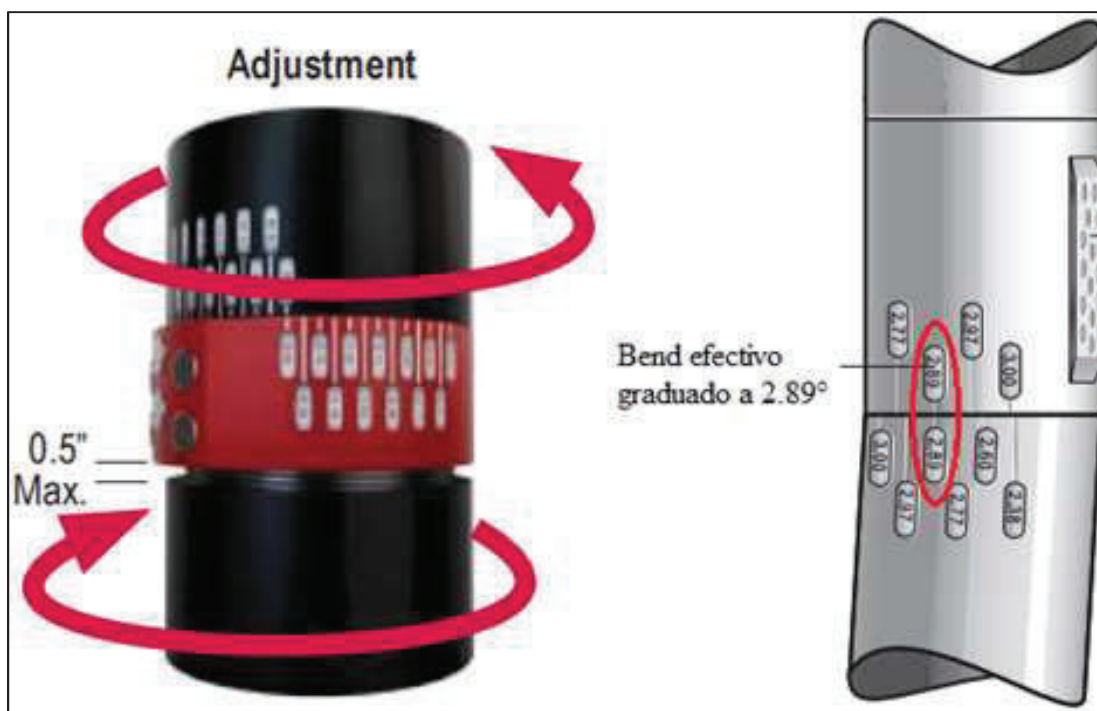


Figura 2.25: Ensamble de ajuste de motor de fondo

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.3.3.1.5 SECCIÓN DE COJINETES

La sección de cojinetes contiene los cojinetes radiales y de empuje que transmiten las cargas axiales y radiales de la broca a la sarta de perforación mientras que proporciona una línea de accionamiento que permite a la sección de potencia hacer girar la broca (figura 2.26).

Las secciones de cojinetes lubricados con lodo utilizan una parte limitada de fluido de perforación para la lubricación y la refrigeración. (Weatherford, 2012)

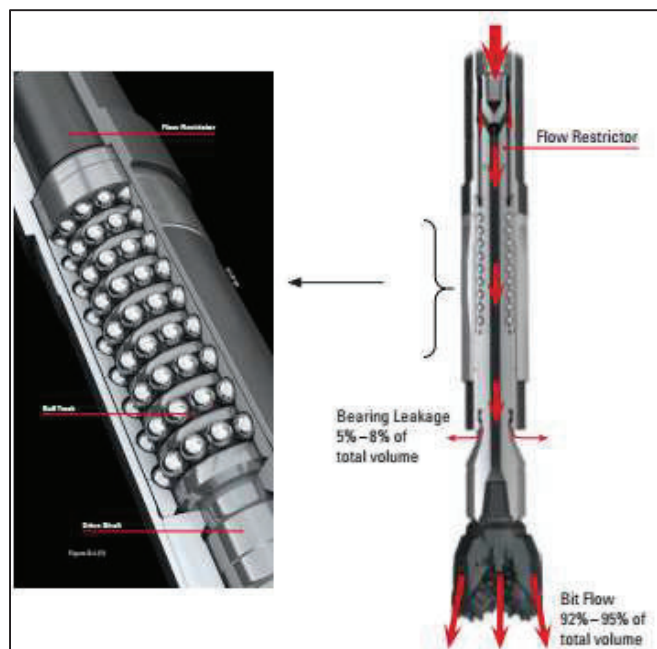


Figura 2.26: Ensamblaje de Cojinetes
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.4 COMPONENTES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO DE POZO

2.4.1 MIDIENDO MIENTRAS PERFORAS (Measurement While Drilling, MWD)

La herramienta MWD (figura 2.27) es un instrumento de perforación direccional que sirve para medir la inclinación y dirección del pozo y de esta manera obtener el Survey a una determinada estación, un survey está compuesto de la inclinación, azimuth y profundidad, por lo general se lo toma al término de cada parada de perforación 100 ft/30m. La herramienta MWD está conformada por partes mecánicas, electrónicas y eléctricas, posee en su parte interna acelerómetros y magnetómetros con los que mide las constantes variaciones de inclinación y dirección respectivamente durante la perforación del pozo y con esto monitorear el correcto curso del pozo. Esta herramienta envía la señal desde el fondo a superficie mediante una determinada telemetría ya sea por pulsos a través del fluido de perforación o por ondas electromagnéticas a través de la formación. (Weatherford, 2012)

Por los constantes avances tecnológicos a las que están sujetas las herramientas MWD han hecho que además de la inclinación y azimuth, envíen también a superficie los parámetros mecánicos en

tiempo real del fondo durante la perforación, tales como: torque de fondo, peso efectivo sobre la broca, rpm de fondo para determinar el pare y patine (stick and slip) del BHA de fondo, ECD, presión anular del hoyo, presión interna de la tubería, vibraciones axiales, laterales y torsionales.

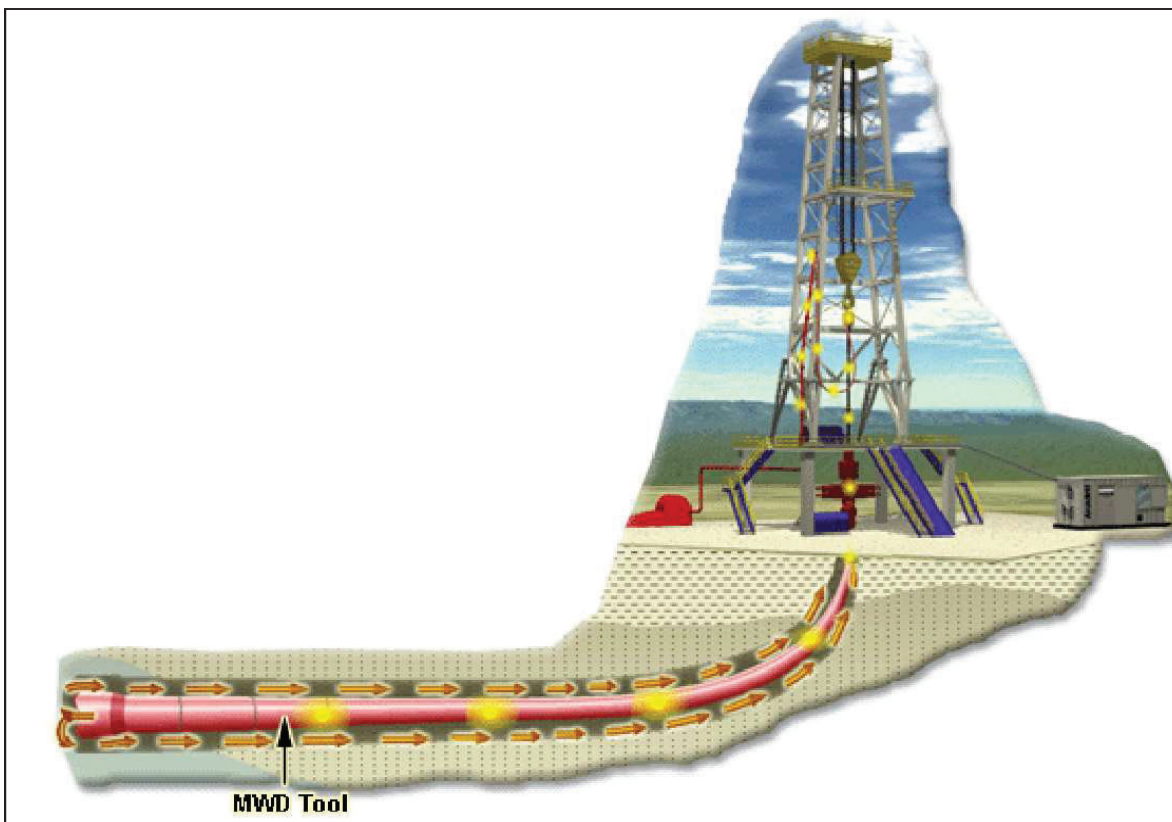


Figura 2.27: Herramienta MWD
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.4.2 TUBULARES NO MAGNÉTICOS - MONELES (Non-Magnetic Drill Collar, NMDC)

Los moneles son drill collars de perforación no magnéticos, que son utilizados para el alojamiento de las herramientas MWD, PWD, LWD, GWD, RSS, también se los utiliza para la elaboración de estabilizadores, cuerpos de motor, x-over, bit sub, near bit entre otras, con el fin de evitar las interferencias magnéticas en las lecturas de los magnetómetros que estas herramientas utilizan. Los moneles se usan en su gran mayoría para espaciar a la herramienta MWD de las interferencias magnéticas ocasionadas por el motor de perforación y estabilizador y en su parte superior por las herramientas de perforación como UBHO, Drill Collar y HWDP.

2.4.3 PATA DE MULA (Mule Shoe)

El mule shoe o MWD sub, es un tubular no magnético (Monel) de corta longitud de 3 – 6 ft de longitud que sirve para alojar a la parte inferior de la herramienta MWD, es un sub no magnético que sirve además para espaciar en la parte inferior a la herramienta MWD de la interferencia axial magnética ocasionado por el estabilizador y motor.

2.4.4 ESTABILIZADORES

La ubicación del estabilizador y su calibre o diámetro son utilizados como método fundamental para el comportamiento del control direccional para la mayoría de ensamblajes de fondo de pozo. Los estabilizadores ayudan a concentrar el peso del BHA sobre la broca y resisten la carga de la broca en cualquier dirección que no sea la del eje de pozo. Los estabilizadores minimizan también el doblamiento y las vibraciones que causan el desgaste y daño de los acoples y dañan diferentes componentes del BHA de fondo tales como la herramienta MWD, así mismo reducen el torque durante la perforación evitando el contando de los collares con las paredes del hoyo y manteniendo concéntricamente al eje axial del BHA dentro del agujero, pero también añaden torque debido a su carga lateral. Los estabilizadores ayudan también a evitar que a tubería se pegue por presión diferencial y también ayuda a la formación de ojos de llave.

Los estabilizadores están disponibles algunos tipos:

- Integral Blade Stabilizer
- Sleeve and Mandrel
- Welded Blade
- Clamp - On
- Roller Reamer

Todos los estabilizadores pueden ser rectos (Straight) o espiralados (spiral), además son del tipo string; es decir sus conexiones son macho y hembra (pin - box) o pueden ser del tipo near bit donde sus conexiones son hembra - hembra (box – box).

2.4.4.1 INTEGRAL BLADE STABILIZER (IBS)

Este tipo de estabilizadores son elaborados o fabricados a partir de una única pieza de acero. Cada una de las aletas es laminada y mecanizada dentro de una máquina y posteriormente recubierta la superficie de las aletas con insertos de carburo de tungsteno para una mejor resistencia al desgaste y la abrasión, pueden tener cuatro o tres aletas, estos estabilizadores son más caros que los estabilizadores Welded Blade. Poseen dos tipos de configuraciones rectas y espiralados (figura 2.28).

Los espiralados tendrán mayor área de contacto con las paredes del pozo por lo que ayuda a mantener muy bien el ángulo y la dirección en una tangente mientras que las rectas tendrán menos arrastre cuando no se tiene rotación, es decir en los viajes a superficie o repasos de tubería durante la perforación.

Dependiendo de su aplicación el ancho y la inclinación de la aleta pueden ser de diferente tipo. Este tipo de estabilizadores son los más resistentes y los más fiables de todos los tipos de estabilizadores. El uso de cada estabilizador será dependiente de la sección que se vaya a perforar. Estos estabilizadores pueden ser usados como near bit.

Para cada sección de perforación existen varias presentaciones en cuanto a su diámetro o calibre, el cual su aplicación o uso dependerá del tipo de pozo o sección que se vaya a perforar, por ejemplo para la sección de 16" abra un amplio rango de medidas disponibles como: 15 ¾", 15 ½", 15 ¼", 15", 14 ¾", 14 ½" entre otras, con los diámetros detallados existen variaciones de más/menos 1/16" o 1/8" de los diámetros de referencia nombrados, en algunos casos variaciones de hasta 1/32".

Existen una amplia gama de diámetros de estabilizadores disponibles para el uso de la perforación dentro de una misma sección, su selección dependerá en gran medida de la experiencia del ingeniero direccional y la experiencia previa de la zona donde se vaya a perforar.

Este tipo de estabilizadores son los que tienen mayor uso en la perforación de pozos.



Figura 2.28: Integral Blade Stabilizer IBS – Spiral and Straight
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.4.4.2 SLEEVE / MANDREL

Este tipo de estabilizadores son los menos beneficiosos de todos los estabilizadores, debido a su baja altura de las aletas, poseen un diámetro interno muy grande y su corta distancia de la camisa hacen que la limpieza del mismo dentro del hueco no tenga una buena hidráulica, por lo tanto se tienen malas características debido a su pobre distribución, además, existe la posibilidad de que la camisa se desenrosque en el fondo del pozo (figura 2.29). Sin embargo, este tipo de estabilizadores tipo camisa, son actualmente usados en los motores de perforación, formando parte del estabilizador que va más cercano a la broca.

Existen algunos motores de perforación que su camisa estabilizadora es fija, es decir no se los puede manipular en el campo y vienen compactados en la sección inferior del motor, estos motores también son usados para perforar pozos con problemas de alto torque ya que su camisa no corre el riesgo de desenroscarse y quedar alojados en el fondo. Los motores que traen sus camisas estabilizadoras cambiables, son usados cuando existen problemas de logística y un solo motor puede ser usado con diferentes configuraciones de calibre de camisa estabilizadora.

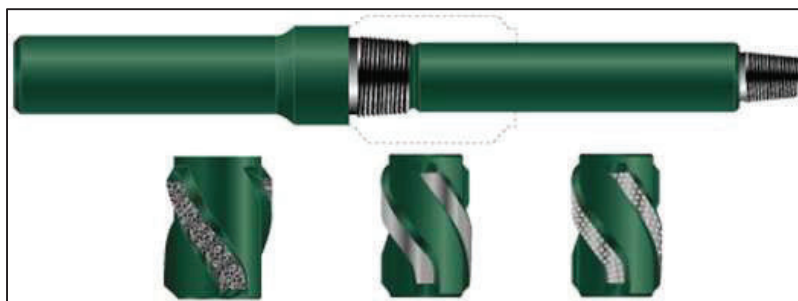


Figura 2.29: Sleeve and Mandrel Stabilizer
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.4.4.3 WELDED BLADE

Este tipo de estabilizador parte de un cuerpo o sub de diámetro nominal al que se le sueldan las aletas con un proceso de alta calidad que involucra el precalentamiento y post calentamiento de todos los componentes y la unidad ensamblada para asegurar la integridad del estabilizador y minimizar la posibilidad de fallo en las aletas. Las aletas pueden ser rectas, rectas a determinada inclinación y espirales (figura 2.30a).

Este tipo de estabilizadores son recomendados para perforar formaciones suaves en agujeros grandes, ya que se tendrían caudales máximos, no se recomiendan para formaciones duras, debido al riesgo que se corren de que las aletas se rompan. Estos estabilizadores son menos costosos que los IBS, ya que sus aletas se pueden reconstruir cuando ya han sido usadas, fueron fabricados porque son mucho más baratos que los IBS.

Tampoco son recomendables ser usados como near bit en formaciones con problemas de bit walk, debido a su poca área de contacto con las paredes del pozo.

2.4.4.4 CLAMP – ON

Este tipo de estabilizador fue por años como los estabilizadores más versátiles y funcionales, ya que permite ser fijados prácticamente en cualquier lugar del cuerpo de un BHA de perforación direccional, ya sea en los NMDC, MWD y PDM, por lo que existen este tipo de estabilizadores con material no magnético. Actualmente solo se encuentran en herramientas especializadas (figura 2.30).

Existe el riesgo de uso de estos estabilizadores ya que al ser de tipo abrazadera (Clamp - on) un mal movimiento puede dejarlo en el fondo del pozo.

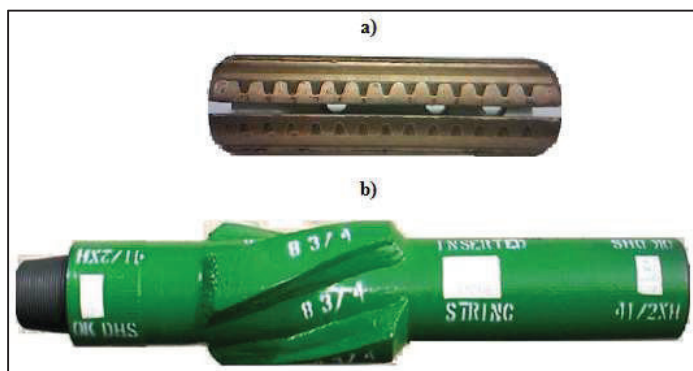


Figura 2.30: a) Clamp – on b) Welded Blade
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.4.4.5 ROLLER REAMER

Están diseñados para mantener el pozo en calibre, reducir el torque y estabilizar la sarta de perforación. El diseño pueden ser de 3 o 6 aletas y están diseñados del tipo string o near bit. Son particularmente útiles en formaciones abrasivas (figura 2.31).

Cuando son usados como near bit ayudan a prolongar la vida de la broca y normalmente alojan a la válvula flotadora. Este tipo de estabilizador muchas veces reemplaza a un near bit Stabilizer cuando se tienen problemas de torque excesivo. La desventaja de esto es que se ha experimentado más bit walk debido a que existe una área de contacto menor con las paredes del pozo comparado con los otros tipos de estabilizadores, además, bajas tasas de construcción BUR se obtienen con el uso de Roller Reamer cuando se lo ha utilizado como near bit Roller Reamer.



Figura 2.31: Roller Reamer
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.4.5 UBHO (Universal Bottom Hole Orientation)

El UBHO (figura 2.32) es un tubular de corta longitud que internamente posee una camisa que sirve para alojar y posicionar a la herramienta giroscópica con ayuda de la unidad de wireline, cuando se tienen programadas corridas de Gyro, debido a que la perforación del pozo presenta problemas de colisión y la herramienta MWD es afectada por una interferencia magnética lateral, ocasionada por un pozo cercano, un pescado, casing, apertura de una ventana, entre otros. La herramienta giroscópica debido a su algoritmo de cálculo para determinar el azimuth del pozo, no se ve afectada por la presencia de metal a sus alrededores. Cuando existen problemas de colisión de pozos del uso de la herramienta giroscópica se vuelve mandatorio.



Figura 2.32: Camisa del UBHO
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.4.6 TUBERÍA PESADA DE PERFORACIÓN (Heavy Weight Drill Pipe, HWDP)

La tubería de perforación pesada pertenece al BHA, está diseñada para ser manejada como la tubería de perforación, a diferencia que esta tiene especiales características por su peso.

Tiene el mismo diámetro externo que la tubería de perforación normal pero el diámetro interno es mucho más reducido (normalmente 3”) y un refuerzo en la mitad del cuerpo del tubular del tamaño de los acoples para resistir el desgaste por abrasión contra la pared del hoyo. Se usa entre tubería de perforación normal y los lastrabarreras (DC) para permitir que haya una transición suave entre los “módulos de sección” de los componentes de la sarta de perforación.

Físicamente están disponible de forma lisa o espiral (figura 2.33).

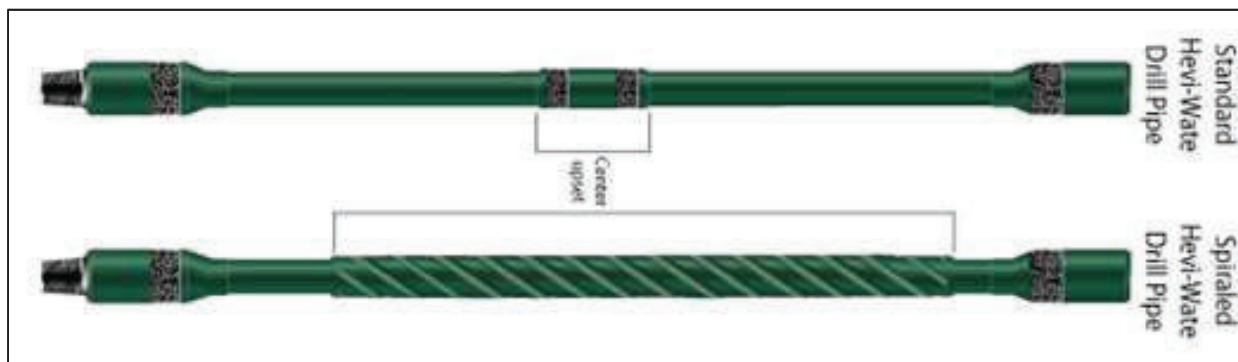


Figura 2.33: HWDP
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.4.7 LASTRABARRENAS (Drill Collar, DC)

El Drill Collar es el componente que más se utiliza para proporcionar peso al BHA. Están disponibles en collares lisos o espirales (figura 2.34).

Los DC de acero liso no se ven generalmente en trabajos de perforación direccional, ya que su superficie es lisa y eso significa que son muy propensos a una pega por presión diferencial, especialmente cuando se perforan zonas porosas de baja presión de formación, por lo que en la actualidad estos collares raramente se ven en la actualidad.

Los DC de acero espiral, son molidos con ranuras en forma de espiral, logrando así una reducción del 40% de contacto con las paredes del pozo y perdiendo solo del 2 al 4% de su peso total, por lo que los beneficios de esto son muy superiores a las desventajas de disminuir su peso.

Los DC tienen las siguientes funciones en la sarta de perforación:

- Protegen la sarta de perforación de doblamiento y la torsión.
- Controlan en gran parte la dirección y la inclinación de los pozos.
- Reducen los dog leg y los ojos de llave.
- Aseguran que la sarta de revestimiento sea bajada exitosamente.
- Mejoran el desempeño de la broca.
- Reduce efectos negativos ocasionados en el BHA debido a vibraciones axiales, laterales y torsionales.



Figura 2.34: Drill Collar

Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

En áreas con probabilidad de que ocurra una pega diferencial de la sarta se deben emplear (DC) y tubería de perforación pesada (HWDP) con superficie exterior espiralados para reducir el área de contacto con las paredes del pozo.

Los drill collar proveen máximo peso en el BHA con la mínima longitud debido a su máximo OD y mínimo ID, de igual manera tienen resistencia a la compresión y tensión. Son collares muy estables a la vibración, pandeo y saltos axiales.

2.5 TORQUE Y ARRASTRE

Uno de los más significantes problemas durante la perforación de un pozo es el torque y arrastre el cual es causado por la fricción entre la sarta de perforación y el pozo. (Tompson, 2012)

La magnitud del torque y arrastre en un pozo está determinado por la magnitud con la cual la tubería tiene contacto con las paredes del pozo y por el factor de fricción entre las paredes y la tubería.

Desafortunadamente, la fricción es un factor que siempre está presente por lo que contribuirá a que una fuerza adicional siempre sea requerida para sacar o empujar a la tubería desde o hacia el pozo. Ambos fenómenos tienen un gran impacto en la industria de la perforación debido a los problemas derivados de los mismos, tales como:

- Pega de tubería.
- Corridas de revestidores no exitosas.
- Desperdicio de la energía de perforación.
- Pérdida de tiempo.
- Aumento de los costos de perforación.

Estos fenómenos y su mitigación son cada vez más importantes en la industria de la perforación de hoy, debido a la perforación de pozos más desafiantes y a las legislaciones más estrictas en todo el mundo que restringen el uso de aceite lubricante o fluidos de perforación a base sintética.

El análisis de torque y arrastre es el cálculo de fuerzas mecánicas mientras se perfora para determinar pérdidas por fricción causadas en el torque al rotar y la fuerza para levantar y bajar la sarta (Arrastre) que puede ser utilizado para simular y analizar diferentes condiciones de perforación.

El análisis de torque y arrastre durante la planeación de un pozo, sirve para optimizar los problemas de transmisión y distribución de los diferentes componentes de toda la sarta de perforación, identificar áreas de problemas, optimizar planes direccionales, procedimiento para identificar la perforabilidad del pozo, capacidad del equipo a perforar, entre otras; el cual requiere de mucho análisis e interpretación y de una amplia experiencia para usarlo afectivamente.

Los análisis de torque y arrastre de los pozos de estudio se encuentran en los anexos de este proyecto, a continuación se describirán y explicaran los principales conceptos relacionados con el torque y arrastre.

2.5.1 TORQUE

El torque de la sarta de perforación está determinado por una fuerza normal multiplicada por un factor de fricción y es la fuerza de resistencia a la rotación de la sarta de perforación generada a partir de fuerzas dentro del pozo, tales como:

- Torque por fricción, debido al contacto con las fuerzas entre la sarta de perforación y la formación o revestidor.
- Torque mecánico, debido a la interacción con el corte de las camas del agujero.
- Torque de broca, es el torque necesario para acción de corte o destrucción de la broca.
- Torque dinámico, debido a la dinámica o a las vibraciones.

El torque y arrastre incrementará como la tensión y la severidad de la pata de perro incrementen. En pozos direccionales normales, el arrastre es la principal preocupación, pero de acuerdo a como la profundidad, inclinación, ratas de construcción y longitud de la sección del pozo incrementen, el torque puede llegar a ser la mayor preocupación.

2.5.2 ARRASTRE

Es una fuerza axial generada por la interacción entre cualquier elemento de la sarta de perforación con la formación cuando está perforando, se experimenta como una carga extra sobre el peso de

la sarta cuando viaja dentro o fuera del agujero. Esta fuerza es opuesta al movimiento de la sarta de perforación. La resistencia tiene dos componentes, uno debido a la fricción entre la sarta de perforación y la formación y el otro es mecánico, lo que se debe a las camas de corte en el pozo. (Tompson, 2012)

Hay tres principales maneras de reducir el arrastre en un pozo; 1) cambiar el factor de fricción cambiando el sistema de lodo, 2) cambiar el perfil del pozo, 3) cambiar el peso o tensión de la tubería. Dado que el arrastre es proporcional al factor de fricción, encontrar una manera de disminuir este valor a la mitad, también disminuirá el arrastre a la mitad.

2.5.3 FRICCIÓN

Es la fuerza resultante del movimiento de un elemento en contra de otro. Esta fuerza se resiste al movimiento relativo entre estos dos elementos en contacto. Desde el punto de vista de la perforación, uno de los elementos en movimiento es la sarta de perforación y el otro es la formación o el revestidor.

La fricción es un factor importante o un componente de las mediciones de torque y arrastre, en términos simples, el torque y el arrastre aumentará o disminuirá en respuesta de la fricción.

2.5.4 FACTOR DE FRICCIÓN

Es la relación entre la fuerza necesaria para mover un objeto, dividido por la fuerza de fricción entre el objeto y la superficie contra la cual se está moviendo (figura 2.35). (Tompson, 2012)

El factor de fricción depende del tipo de fluido de perforación del pozo y la rugosidad de las paredes del pozo. Un hoyo revestido tendrá menos factor de fricción que en el hueco abierto, de la misma manera un fluido base aceite tendrá menos coeficiente de fricción que un fluido base agua. Los factores de fricción son reportados en un rango desde 0.17 hasta 0.25 para lodos base aceite y desde 0.25 a 0.42 para lodos base agua en formación.

Para hoyos revestidos con lodo base aceite el rango va desde 0.16 hasta 0.2 y desde 0.25 hasta 0.35 para lodos base agua.

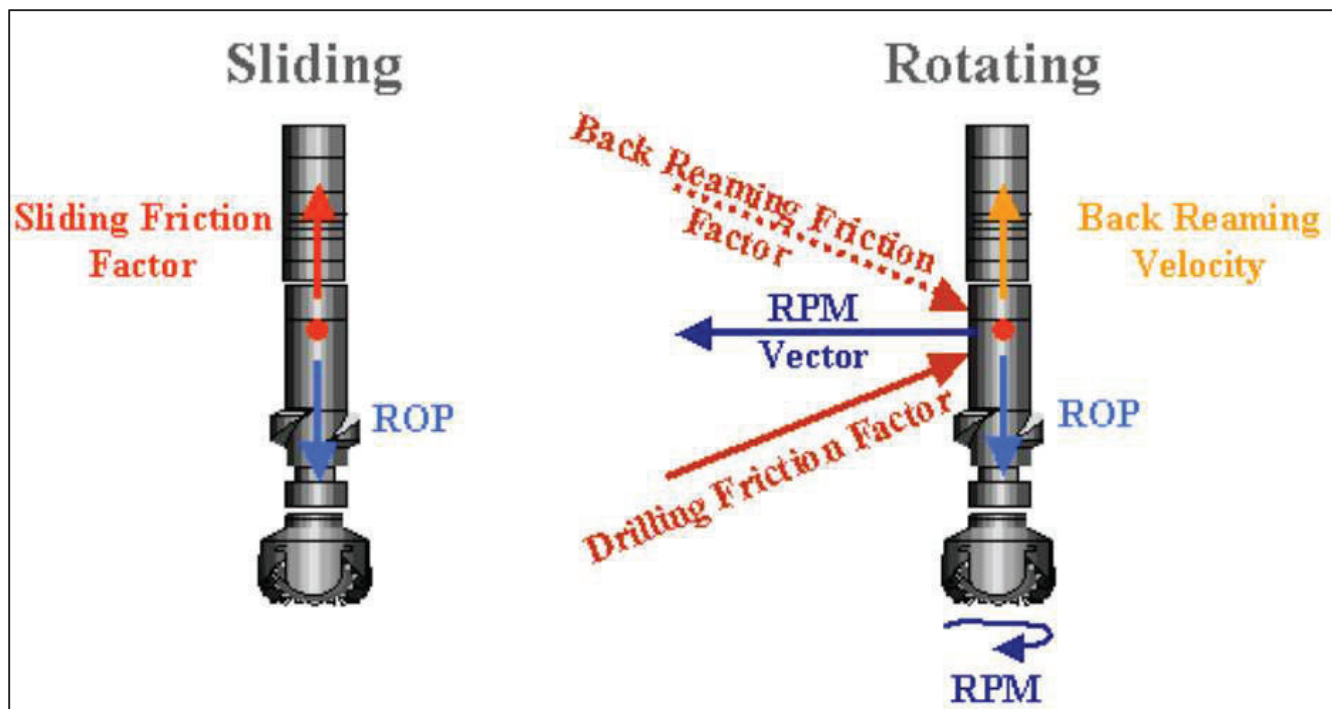


Figura 2.35: Tipos de factores de fricción en medio del ambiente de perforación
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.5.5 FUERZAS LATERALES

Es la fuerza que existe entre la pared del pozo y cualquier elemento de la sarta de perforación. Las fuerzas laterales son componentes o causas de la excesiva fuerza y arrastre.

Los componentes de las fuerzas laterales son (figura 2.36):

- Peso lateral (W_n), es el componente del peso de la sarta de perforación perpendicular al eje del pozo, este peso tiende a forzar la tubería de perforación en el lado bajo del hoyo.
- Fuerza lateral curva (F_c), es el producto de la tensión y la curvatura de la tubería de perforación en el área de contacto, en perforación se debe aplicar una fuerza lateral en la tubería en varios puntos para hacer que la tubería de perforación se curve.
- Fuerza de flexión lateral (F_b), es el resultado de la rigidez de flexión de la sarta de perforación, es la fuerza de restauración natural que resortea de nuevo a su posición recta original, denominada fuerza de recuperación elástica entre la sarta de perforación y la perforación y el hoyo.

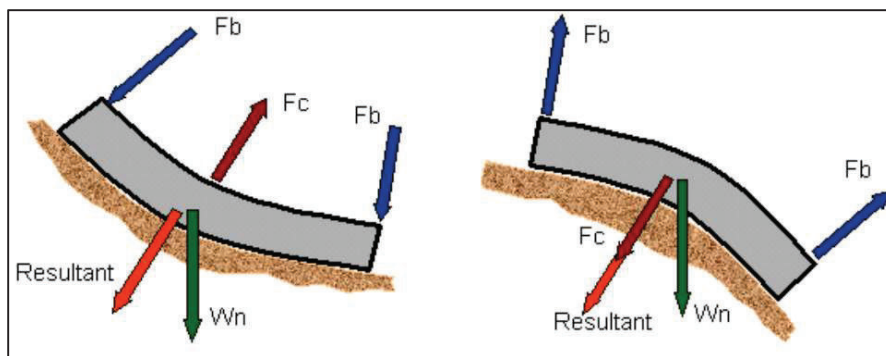


Figura 2.36: Componentes de las fuerzas laterales
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

Las fuerzas laterales dependen del peso de la sarta, flotabilidad, el pandeo y cambios de inclinación y dirección.

2.5.5.1 PESO DE LA SARTA

El peso de la sarta de perforación, es uno de los componentes de la fuerza lateral resultante o total. El peso depende de la densidad del material que está determinado por el elemento del cual está hecha la sarta de perforación, y las dimensiones de ese elemento. (Tompson, 2012)

2.5.5.2 FLOTABILIDAD

El efecto de flotabilidad se produce cuando un objeto (tubería de perforación) se encuentra inmersa en un fluido (lodo de perforación) existente en el pozo. La presión por debajo del objeto es mayor que la presión por arriba. La presión resultante de presión diferencial es la fuente de la fuerza de flotación sobre la sarta de perforación. (Tompson, 2012)

La determinación de la flotabilidad es crucial para la planificación del pozo, ya que reduce la cantidad de peso de la sarta de perforación que se calcula sobre la superficie. Esta reducción de peso es determinada por un factor de flotabilidad. Este factor de flotabilidad se debe considerar para las secciones verticales, horizontales e inclinadas del pozo. El peso efectivo (peso impulsado) en una sección vertical está dada por:

$$W_e = W_x \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_s} \right)$$

Dónde:

W = Peso del elemento de la sarta de perforación en el aire, en libras

ρ_m = Densidad del fluido de perforación, en lb/gal

ρ_s = Densidad del elemento de la sarta de perforación, comúnmente la densidad inmóvil, en lb/gal

W_e = Peso del elemento impulsado de la sarta de perforación, en libras

2.5.5.3 CAMBIOS DE INCLINACIÓN Y DIRECCIÓN

La inclinación del pozo, afecta a la componente de la fuerza lateral que tiene el mayor impacto en la fuerza lateral total. A medida que aumenta la inclinación, la componente normal del peso de la sarta de perforación (W_n) aumenta. Por lo tanto, la contribución del peso lateral a la fuerza lateral total se vuelve más importante. Cuando la inclinación disminuye a cero, el peso lateral se vuelve insignificante. Por lo tanto, la curvatura de la fuerza lateral y la fuerza de flexión lateral contribuyen mayormente a la fuerza lateral total en las secciones de baja inclinación.

2.5.5.4 PANDEO

Es la deformación que sufre la sarta de perforación cuando se aplica una compresión. Básicamente, esta deformación es la desviación de la sarta de perforación de su propio eje axial.

El Pandeo es una consideración importante en pozos desviados porque mientras se baja tubería o se desliza, la sarta de perforación y otros tubulares (por ejemplo, revestimientos, workstrings, tubing, cañones de perforación, coiled tubing) están sometidos a grandes fuerzas de compresión. En consecuencia, muchas de las operaciones durante la perforación pueden resultar en dobleces. Este fenómeno debe ser apropiadamente direccionado tomando en cuenta su impacto en el torque y arrastre y el aumento del esfuerzo de la tubería de perforación.

2.5.5.4.1 PANDEO SINOSOIDAL Y HELICOIDAL

Cuando la compresión es inferior a la carga crítica de pandeo, la tubería va a mantener esta compresión sin pandearse. Por encima de la carga crítica de pandeo, la tubería se pandea dentro de una senoide o "culebreo". Esta condición resulta en una deformación de la tubería de

perforación en una configuración de serpientes a lo largo del fondo del pozo. Para las cargas de compresión por encima de la carga crítica de pandeo helicoidal, la tubería ya no puede mantener su configuración de culebreo y se enrolla contra el pozo y se pandea helicoidalmente. La tubería se atasca inmediatamente después del inicio de la espiral de pandeo debido a un aumento dramático en las fuerzas laterales.

El pandeo helicoidal por lo tanto debe ser evitado. En pozos con alta inclinación la magnitud de la carga de pandeo helicoidal (para una sarta de perforación convencional) es muy alta por lo que su aparición no es muy común. El aumento del pandeo tipo sinusoidal asociado en su mayor incremento de las fuerzas laterales es la predominante y deben ser cuantificada (figura 2.37). (Tompson, 2012)



Figura 2.37: Pandeo de la sarta de perforación sinusoidal y helicoidal
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

2.5.6 PERDIDAS DE PESO

Las pérdidas de peso son la pérdida de peso a lo largo del pozo debido al contacto (fricción) entre la sarta de perforación y la formación o el revestidor. Matemáticamente, las pérdidas de peso son el peso total de la sarta de perforación, menos el peso de fondo de pozo.

2.5.7 PERDIDAS DE TORQUE

Las pérdidas de torque son las pérdidas del torque aplicado en la superficie a lo largo del pozo debido a la fricción, la dinámica y vibraciones. Las pérdidas de torque se pueden expresar como el torque de superficie de menos el torque de fondo del pozo. (Tompson, 2012)

2.5.8 PESO BAJANDO

EL peso bajando es la medida del peso de la sarta de perforación en el pozo, menos el arrastre adicional (no rotación), y también el efecto de flotabilidad debido al fluido de perforación en el pozo. (Tompson, 2012)

2.5.9 PESO SACANDO

Peso sacando es la medida del peso de la sarta de perforación en el agujero más el arrastre adicional (sin rotación).

2.5.10 PESO ROTANDO

El peso rotando se refiere al peso de la sarta de perforación cuando se rota. Debe ser el mismo que el peso total de la sarta (teniendo en cuenta el efecto de flotabilidad del lodo).

2.5.11 TORQUE FUERA DE FONDO

Es la medida del torque al girar toda la sarta de perforación conjuntamente con todo el BHA direccional, sin tener el contacto de la broca con el fondo del pozo; es decir sin tener en cuenta el componente de torque de la broca.

2.6 MARTILLOS

Los martillos de perforación son usados como parte de la mayoría de las BHA's de perforación de pozos, son diseñados para entregar un impacto, ya sea en la dirección hacia arriba o hacia abajo, aunque existen algunos martillos que solo trabajan en una sola dirección usados en aplicaciones como pescas. (Richardson, 1991)

El martillo es una herramienta que permite usar energías potenciales existentes en la sarta y el BHA para generar un choque de masas.

La razón básica para incluir un martillo de perforación es que provee una oportunidad de liberar la sarta sin tener que tomar medidas drásticas y costosas como Sidetracks, pérdidas de pozo, entre otras.

Además permite continuar perforando rápidamente sin la necesidad de esperar servicios externos de otras compañías.

2.6.1 OBJETIVO DEL MARTILLO (Jarring)

Jarring es el proceso de transferir energía almacenada en la sarta (estiramiento de la tubería de perforación) a energía cinética debido al accionamiento del martillo a un valor específico de tensión. La energía cinética es la energía que un objeto posee debido a su movimiento. La energía cinética depende de la masa y la velocidad.

2.6.1.1 MARTILLANDO ARRIBA (Jarring up)

Es el proceso de transformar la energía elástica (elasticidad de la tubería de perforación) en la sarta de perforación en energía cinética al soltar el mecanismo de detención en el martillo a un valor de tensión dado.

2.6.1.2 MARTILLANDO ABAJO (Jarring Down)

Es el proceso de transformar la energía potencial (peso por encima del martillo) en energía cinética al soltar el mecanismo de detención del martillo a un valor de peso dado.

2.6.1.3 IMPACTO

El impacto es la fuerza generada cuando el martillo golpea el yunque. (Richardson, 1991)

2.6.1.4 IMPULSO

Es la medida de la duración de las ondas de choque en el punto de pega. (Richardson, 1991)

2.6.2 TIPOS DE MARTILLOS

Existen tres tipos de martillos de perforación:

- Hidráulicos
- Mecánicos
- Hidromecánicos

Los martillos mecánicos operan usando una serie de resortes, con mecanismos de bloqueo y liberación. Los martillos hidráulicos operan mediante el paso controlado de fluido hidráulico, consiste de dos reservorios de fluido hidráulico separados por una válvula.

Los martillos mecánicos son un híbrido de ambos diseños, por lo general el mecanismo hidráulico dispara hacia arriba y el mecanismo mecánico hacia abajo.

Las ventajas y aplicaciones del martillo mecánico son las siguientes:

- Pozos verticales, direccionales con menos de 30° de inclinación.
- Pozos Geotermales/Pozos de inyección.
- Cuando se usan dos martillos, el mecánico es el de arriba.
- No existe demora en su acción de percusión o disparo
- Dispara hacia arriba o hacia abajo.
- Sus componentes internos están diseñados para manejar efectos de corrosión y abrasión.
- Sus costos son más económicos, no representan ni el 1% del total de la perforación.
- No disparan hasta que el umbral de calibración no sea alcanzado.
- Son más resistentes y duraderos que los martillos hidráulicos.

Las ventajas y aplicaciones del martillo hidráulico son las siguientes:

- Pozos direccionales con alto torque y arrastre.
- Pozos verticales.
- Pozos horizontales / Alcance extendido

- Cuando se usan dos martillos, el hidráulico es el de abajo.
- Capacidad de overpull limitada (Tiene más capacidad de overpull que los mecánicos)
- No necesita calibrarse como los martillos mecánicos, controlado desde superficie usando solamente un movimiento axial.
- Para martillar con mayor fuerza se jala más y para martillar más suave se jala menos.
- No es afectado por el torque.
- No es afectado por la temperatura.
- Opera en tensión o compresión.

Los análisis de posicionamiento de martillos para los pozos de estudio realizados durante la etapa de planeación se encuentra en los anexos de este proyecto, fueron realizados con el software JAR PLACEMENT, de esta manera se puede conocer la mejor ubicación del martillo y las posibles configuraciones entre el número de DC y HWDP que se utilizarán en el BHA para que el martillo funcione correctamente en el caso de que exista un posible problema de pega de la sarta de perforación.

Este análisis se realiza mediante el ensamblaje utilizado en cada pozo de estudio, trabajando con parámetros máximos y mínimos de WOB, además de utilizar la máxima tensión que requiere el martillo para trabajar.

La información requerida por el software es:

Peso del lodo, perfil del pozo con sus respectivas inclinaciones y azimuth, tipo de martillo, WOB máximo y componentes del BHA.

2.7 HIDRÁULICAS

El principal propósito de un programa de hidráulicas es perforar el pozo de la manera más eficiente. Esto se realiza mediante la circulación del fluido a un adecuado volumen y presión suficientes para enfriar la broca, limpiar el fondo del pozo (prevenir re perforar los recortes), proveer una acción de chorro (jetting) para ayudar a perforar el pozo por la erosión hidráulica y el transporte de los recortes a superficie. (Richardson, 1991)

Es responsabilidad de la línea direccional proporcionar información acerca de las caídas de presión y tasas de galonaje máximas y mínimas de las herramientas direccionales que se van a usar en el pozo, tales como: motor de fondo, herramientas MWD/LWD, float sub, moneles, entre otras; ya que causan un caída de presión adicional al sistema y deben ser considerados y calculadas para un análisis de hidráulicas.

Deben ser conocidas las limitaciones hidráulicas del taladro de perforación, ya que no debería existir bajo ninguna circunstancia una situación en la que, al estar perforando en el fondo, el taladro sea incapaz de bombear suficiente galonaje debido a las pérdidas de presión adicionales debido a las herramientas direccionales, broca o cualquier elemento que se parte del BHA direccional.

Muchos taladros de perforación operan al máximo del límite disponible de presión de las bombas del taladro (con el fin de maximizar la rop) el cual dicho escenario no ha sido probable. Por lo tanto, una previa planificación hidráulica es vital, y nos podría ahorrar muchos problemas. Los ingenieros direccionales deben ser capaces de calcular las pérdidas de presión totales del sistema hidráulico del equipo de perforación.

2.7.1 ASPECTOS GENERALES

Las pérdidas de presión en el circuito del lodo (para un determinado galonaje) están en función de:

- Peso del lodo y reología (en menor medida)
- Tipo de flujo (Laminar o turbulento) (figura 2.38)
- Dimensiones de la tubería de perforación y collares, y geometría del hoyo.

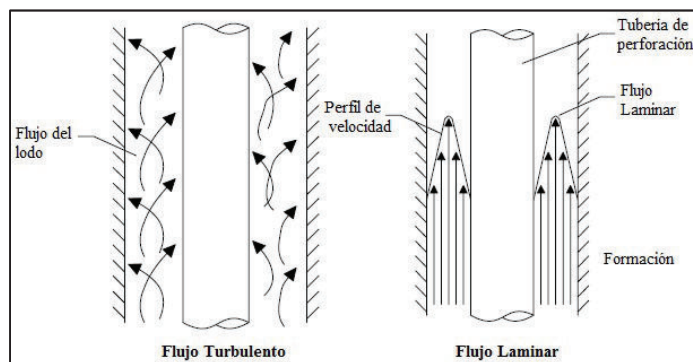


Figura 2.38: Flujo laminar y turbulento
Tomado del Departamento DS/WFT – Ecuador

En general, se produce flujo turbulento en las líneas de superficie, tubería de perforación y drill collars. En el anular, flujo laminar, transitorio y turbulento pueden estar presente al mismo tiempo. Tenga en cuenta que, el flujo turbulento es el mejor régimen para remover los recortes, pero también es el que más erosiona a la formación. En el flujo turbulento, la viscosidad tiene poco efecto sobre las pérdidas de presión.

Sin embargo, en todos los casos el peso del lodo debe tomarse en cuenta para los cálculos hidráulicos.

Son también esenciales en el cálculo de las hidráulicas los siguientes elementos:

- Rata de flujo
- Equipo de superficie
- Bombas del fluido

Una buena hidráulica determina si es posible perforar con el máximo galonaje propuesto dependiendo del límite del taladro, mientras más exactos sean los datos ingresados en los cálculos, la simulación hidráulica se apegará más a la realidad cuando ya se esté en el fondo, para ello se deberán ingresar todos los componentes a considerar como: tubería de perforación, equipos y líneas de superficie (standpipe, manguerote, washpipe, cuello de ganso, Kelly, entre otras), herramientas direccionales y demás componentes del BHA direccional, boquillas de la broca, bomba de fluido (longitud de liner, diámetro de camisa, eficiencia), propiedades del fluido (especialmente la densidad), diámetro del hoyo, profundidad total TVD.

Explicado todo esto se tiene entonces que;

Perdida de presión total del sistema = Perdida de presión del equipo de superficie + Perdida de presión del Drill Pipe + Perdida de presión en HWDP + Perdida de presión en Drill Collar (Steel y Non-Magnetic) + Perdida de presión en MWD + Perdida de presión en Motor PDM + Perdida de presión en la broca + Perdida de presión en el anular desde la broca hasta el tope de los DC + Perdida de presión en el anular alrededor de HWDP y DP.

En resumen:

Pérdida total de presión = Perdida total de la sarta de perforación + Perdida de presión en todo el anular + pérdida de presión de superficie + pérdida de presión de la broca + pérdida de presión de herramientas direccionales Motor/MWD.

2.8 DISEÑO DEL POZO TIPO “S” CON EL SOFTWARE COMPASS

Durante la planeación del pozo con la ayuda del software, se consideran las principales variables técnicas para elegir el tipo de perfil de pozo (Vertical, “S”, “J” o “J” modificado) que se perforará en base a los datos de punto de partida proporcionados por la operadora tales como: Coordenadas geográficas de superficie del slot a perforar, coordenadas de fondo y TVD de objetivos primario y secundarios, información de surveys de pozos cercanos, GL, MSL, RT, profundidades de punto de casing planificadas en TVD, profundidad en TVD de las topes formacionales, límites máximos y mínimos de pata de perro permitidos, secciones de perforación (26”, 16” 12 ¼” 8 ½” 6 1/8”), entre otros. Con estos datos de punto de partida la compañía direccional realizara la mejor propuesta direccional y mejor viabilidad técnica y económica para el perfil del pozo en base al análisis de torque y arrastre y análisis de anticolidión de pozos.

2.8.1 CONSIDERACIONES DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS

Para la elaboración del pozo tipo “S” con el software Compass, se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros mandatorios (figura 2.39):

- 1 st Hold Length (Distancia previa al KOP)
- nd Hold Length (Distancia de la tangente)
- Final Hold (Distancia de la vertical hasta llegar a TD)
- 1 st Build (BUR)
- nd Build (BUR)
- Max. Angle (Máximo ángulo que se desea que tenga el pozo)
- Final Inc. (Inclinación final con la que se desea atravesar los objetivos)

Cada uno de estos parámetros serán mandatorios para la elaboración del tipo de pozo, los cuales se los debe conocer previo a la planeación y diseño del pozos con los requerimientos por parte de la operadora de servicios que se dispongan para la perforación de ese pozo, de los cuales 5 serán obligatorios y 2 de los parámetros serán valores asumidos o calculados automáticamente por el software.

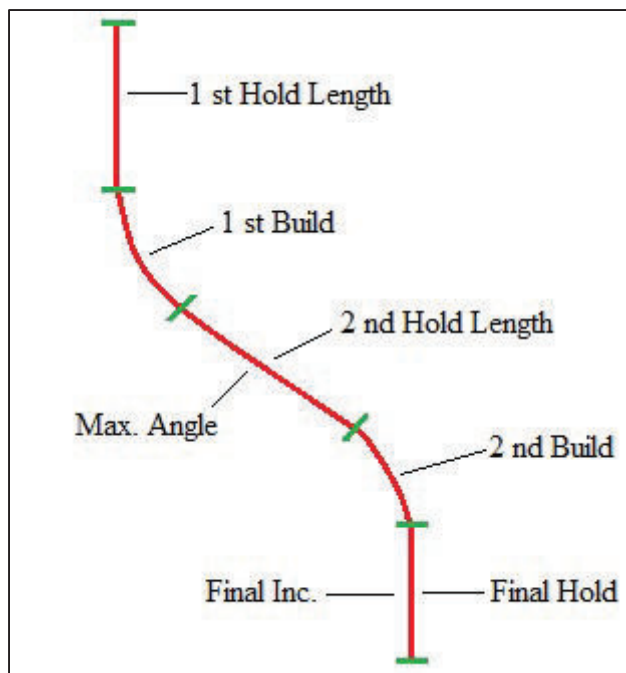


Figura 2.39: Parámetros para la elaboración del pozo tipo “S”
Elaborado por Alex Cózar

2.8.2 COMPASS

La planeación computarizada y el sistema de análisis de medición (COMPASS) es una herramienta de software comprensivo, diseñado para que cualesquiera compañías petroleras o contratistas direccionales lo usen en el diseño de pozos direccionales. COMPASS es una herramienta que le permite planear pozos en una manera rápida y precisa e identificar problemas potenciales en la etapa más temprana posible. (Halliburton, 2013)

Todas las características para el complejo diseño de trayectorias de pozos, monitoreo y análisis están incluidas. La lista de las características incluyen métodos de medición y planeación,

optimización del torque y el arrastre, graficado de anticollisión con cilindro de viaje y elipse de incertidumbre.

COMPASS está diseñado para incrementar la eficiencia y efectividad en costos de la planeación de pozos direccionales y monitoreo del agujero de pozo, proporcionando una interface fácil de usar y otras numerosas características.

COMPASS le permite potenciales de planeación e identificación de problemas de perforación direccional de una manera rápida y precisa durante las primeras etapas del diseño. (Halliburton, 2013)

2.8.3 EJEMPLO DE ELABORACIÓN DEL POZO TIPO “S”

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	550.0	550.0	0.00	0.00	550.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	1876.3	1326.3	25.20	321.47	1834.0	224.5	-178.8	287.0	6	1.90	321.47	1.90	0.00	DT3 Inc.
4	4349.5	2473.2	25.20	321.47	4071.8	1046.3	-834.7	1340.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
5	5778.0	1428.5	0.00	0.00	5454.7	1290.1	-1027.3	1649.1	7	1.75	180.00	-1.75	0.00	Inc Azi MD
6	9796.3	4018.3	0.00	0.00	9473.0	1290.1	-1027.3	1649.1	5	1.75	0.00	0.00	0.00	Straight TVD
7	10423.3	627.0	0.00	0.00	10100.0	1290.1	-1027.3	1649.1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi TVD
8														TUI OP
9														Insert Line

Planning Methods: Slant S Well Build Turn Dogleg Toolface Hold Optimum Align Nudge

Parameters: 1st Hold Len: 10 550.0, 1st Build: 11 1.90, Max. Angle: 12 25.20, 2nd Hgld Len: 13 4373.2, 2nd Build: 14 1.75, Final Inc.: 15 0.00, Final Hold: 16 45.3

Target: TUI OP (9473.0), TVD: 17 9473.0, NS: 1290.1, EW: -1027.3

Figura 2.40: Interface del sistema computacional Compass – Diseño de pozo
Tomado de la interfase del software COMPASS

1.- MD. En la figura 2.40 se visualizarán las diferentes profundidades donde inicia el KOP, EOB, DOP, EOD, profundidad que se atravesará el objetivo primario y TD. Para cada profundidad se podrá visualizar su respectiva inclinación, azimuth, TVD, N/S, E/W, VS. La profundidad del KOP será ingresado en el casillero 10.

2.- Inc Máx. Para este ejemplo de pozo la inclinación máxima será de 25.2°, según los parámetros ingresados en el casillero 12.

3.- Inc. Min. La inclinación mínima planeada de este pozo será de 0° ya que es un pozo direccional tipo “S” que alcanza la verticalidad. De igual manera el objetivo primario será atravesado verticalmente. Cuando un pozo se encuentra vertical su azimuth de planeación siempre por convención será 0° . El parámetro de inclinación final será de acuerdo al valor ingresado en el casillero 15.

4.- Azi. La dirección del pozo será determinada de acuerdo a las coordenadas geográficas del slot de donde se partirá con respecto a las coordenadas geográficas de fondo del objetivo primario que es a donde se quiere llegar, si el pozo no posee ningún giro debido a problemas de colisionamiento de pozos, se tendrá un mismo azimuth para todo el pozo. Para este pozo se tiene un azimuth de 321.47° o $N38.53^\circ O$.

5.- V. Sec. La distancia de la sección vertical para este pozo será de 1649.1 ft, que es calculada en base a las coordenadas locales del punto de partida con respecto a las coordenadas locales del fondo a la profundidad de TD. Para un pozo tipo “S” las coordenadas locales del objetivo primario serán las mismas a la profundidad total del pozo TD, ya que se encuentran paralelas y superpuestas una con otra debido a que en estas dos partes el pozo se encuentra vertical. Así, 1649.1 para este caso donde el pozo no posee ningún giro y se tiene un solo azimuth el cálculo será una operación matemática básica:

$$VS = \sqrt{N/S^2 + E/W^2} = \sqrt{(1290.1)^2 + (-1027.3)^2} = 1649.1 \text{ ft}$$

6.- Dog leg. El DL para este pozo en la sección de construcción será de $1.9^\circ/100$ ft. Este DL deberá ser realizado solo en esta sección comprendida entre el KOP y el EOB. Si el pozo no posee ningún cambio en dirección el DL será el mismo que el BUR y se tendrá un TR de $0^\circ/100$ ft, ya que el azimuth siempre será el mismo. El BUR será positivo ya que se estará incrementando el ángulo desde 0° a 25.2° . Este parámetro será ingresado en el casillero 11.

7.- Dog leg. El DL para este pozo en la sección de tumbado de ángulo será de $1.76^\circ/100$ ft. Este DL deberá ser realizado solo en esta sección comprendida entre el DOP y el EOD. Si el pozo no posee ningún cambio en dirección el DL será el mismo que el BUR y se tendrá un TR de $0^\circ/100$ ft. El BUR será negativo ya que se estará decrementando el ángulo desde 25.2° hasta 0° . Este parámetro será ingresado en el casillero 14.

8.- Target. La información del objetivo primario será previamente ingresada con su respectiva profundidad TVD y sus coordenadas geográficas, el mismo que será seleccionado para ser perforado. La información de este parámetro se encuentra en el casillero 17.

9.- S Well. Para un pozo tipo “S” esta opción debe ser seleccionada, las otras opciones disponibles son para pozos verticales, “J”, “J modificado”, horizontales, pozos 3D (con giro), pozos direccionales con objetivos a ser perforados con inclinaciones $> 0^\circ$, entre otras.

10.- 1st Hold Len. En este casillero se debe especificar la profundidad del KOP, en base a criterios del pozo como: anticolisión de pozos, diseño mecánico, planificación de secciones, formaciones litológicas, condiciones de parámetros operacionales, planificación de futuros pozos direccionales en la misma plataforma, especificaciones técnicas de las herramientas direccionales, entre otras. Leer nota del casillero 1.

11.- 1st Build. Leer casillero 6.

12.- Max. Angle. En este casillero se ingresará la máxima inclinación que se desea alcanzar en el pozo con el azimuth propuesto.

Ambos, la inclinación y azimuth, serán con los que se debe perforar toda la sección tangencial comprendida entre el EOB y el DOP.

13.- 2nd Hold Len. En este casillero se ingresará la distancia que se requiere tener en la tangente, para este caso el software calculará automáticamente en base a los parámetros ingresados en los demás casilleros, es decir; para este caso la longitud de la tangente será de 2473.2 ft, distancia en la cual se deberá mantener la máxima inclinación con su azimuth respectivo.

14.- 2nd Build. Leer casillero 7.

15.- Final Inc. Leer casillero 3.

16.- Final Hold. En este casillero se ingresará la distancia que se requiere tener desde que se terminara la sección de decremento de ángulo en el EOD hasta la profundidad total del pozo TD, llamada sección vertical.

Durante toda esta distancia que para este ejemplo es 4645.3 ft, el pozo se deberá perforar verticalmente, para este caso el software calculará automáticamente en base a los parámetros ingresados en los demás casilleros.

17.- Target. En este casillero se deberá seleccionar uno de los objetivos previamente ingresados en la información geológica del software, para este caso el objetivo primario a perforar es la formación “TUI” (Formación Napo – Tope de arena “U inferior”) ubicado a una profundidad de 9473 ft TVD.

Los datos de los objetivos se ingresaran de la siguiente manera:

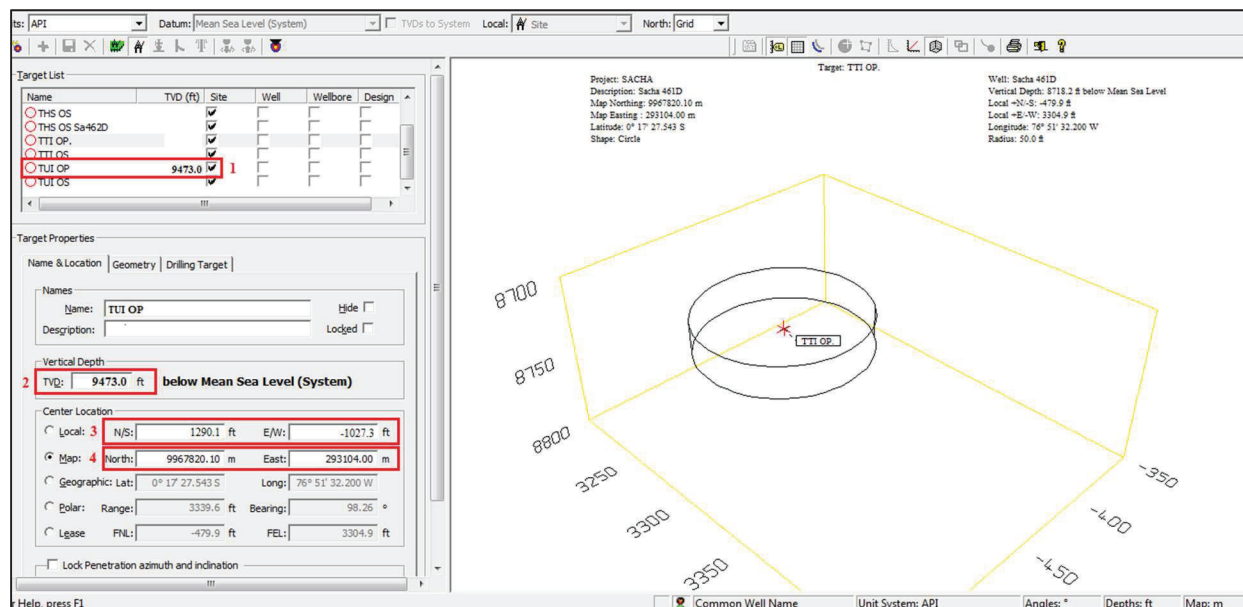


Figura 2.41: Interface del sistema computacional Compass - Objetivos
Tomado de la interfase del software COMPASS

- 1.- Target List. Aquí se visualizará el nombre del objetivo con su respectivo TVD, el mismo que será asignado al pozo que se vaya a perforar tal como se observa en la figura 2.41.
- 2.- TVD. En este casillero se ingresará la profundidad del TVD al que se encuentra el tope del objetivo tomando como referencia abajo del MSL.
- 3.- Local. En este casillero el software calculará automáticamente las coordenadas locales N/S y E/W del pozo con referencia a sus coordenadas locales de origen N/S 0 ft., E/W 0 ft.
- 4.- Map. En este casillero se ingresa las coordenadas de mapa del objetivo propuesto proporcionado por el departamento de geología de la operadora.

Con esta información se obtendrá el perfil del pozo a perforar de la siguiente manera (figura 2.42 y 2.43).

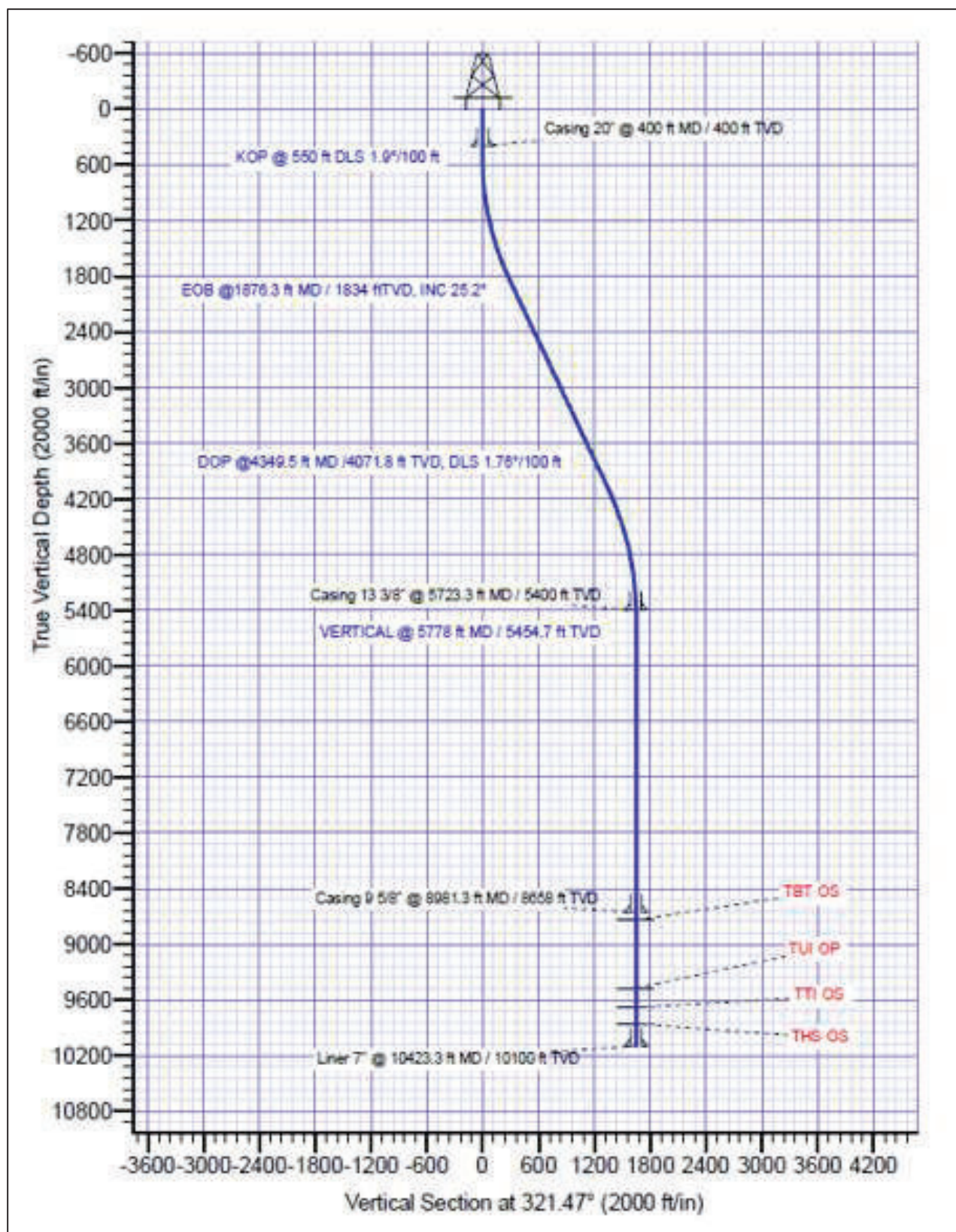


Figura 2.42: Vista de perfil de pozo tipo "S"

Elaborado por Alex Cózar

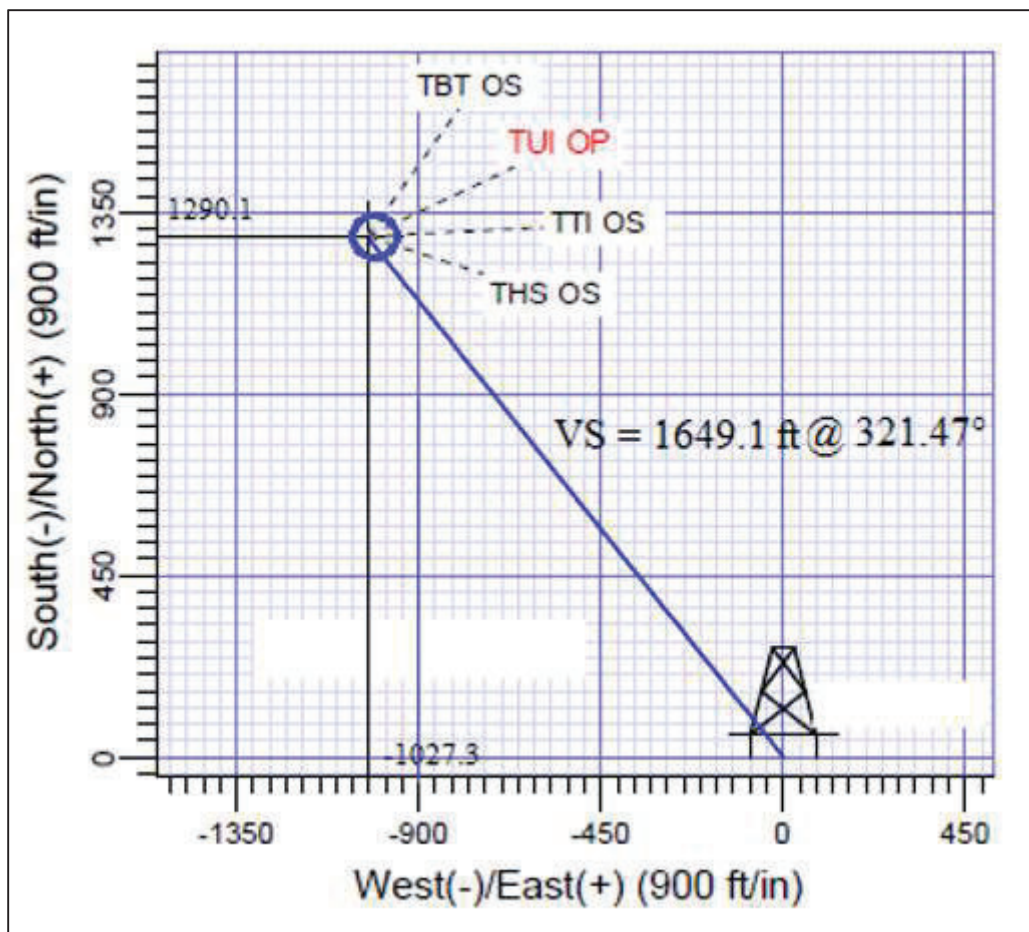


Figura 2.43: Vista de planta de pozo tipo "S"
Elaborado por Alex Cózar

CAPÍTULO III

3. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

3.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS EN ESTUDIO

El análisis técnico será realizado en base al estudio de 10 pozos direccionales tipo “S” con el mismo perfil direccional del campo en estudio. Las consideraciones para la selección de un mejor estudio comparativo de los pozos direccionales tienen sus características físicas y técnicas semejantes tales como: sección vertical, uso del mismo taladro de perforación, uso del mismo tipo de fluido de perforación, uso del mismo tipo de broca de perforación en cada pozo, análisis en la misma sección de 16” de cada pozo, perforación en la misma formación geológica (tabla 3.1), esto para no variar el comportamiento del BHA por tendencia de formación ya que los pozos seleccionados corresponden al mismo campo, mismo sistema de perforación direccional e igual número de herramientas direccionales, semejantes parámetros operacionales de las variables mecánicas, idéntico riesgo de anticolisión de pozos, entre otras.

Pozo	Perfil	Seccion Vertical	Taladro	Fabricante Broca	# BHA	Tipo Broca	Modelo de Broca	Sección	Formacion Geológica	Sistema de Perforacion
EPN 462 D	S	1649,10	CCDC 28	HALLIBURTON	1	PDC	SF56CH	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 231 D	S	1665,93	CCDC 28	BAKER HUGHES	1	Tricónica	GTX-C1	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					2	PDC	HCD605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					3	PDC	HCD605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 259 D	S	1513,65	CCDC 28	BAKER HUGHES	1	PDC	HCD605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					2	PDC	HCD605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 330 D	S	1652,03	CCDC 28	BAKER HUGHES	1	Tricónica	GTX-C1	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					2	PDC	HCD605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					3	PDC	HCM605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					4	PDC	HCM605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 331 D	S	1407,71	CCDC 28	BAKER HUGHES	1	PDC	HCD605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					2	PDC	HCD605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 332 D	S	2213,00	CCDC 28	BAKER HUGHES	1	PDC	HCD605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					2	PDC	HCM605	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 351 D	S	2224,84	CCDC 28	BAKER HUGHES	1	PDC	HCD605S	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 448 D	S	1921,06	CCDC 28	HALLIBURTON	1	PDC	FX56S	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 487 D	S	1997,00	CCDC 28	SCHLUMBERGER	1	PDC	SDi519MHPX	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					2	PDC	SDi519MHPX	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
EPN 205 D	S	1893,00	SINOPEC 169	HALLIBURTON	1	Tricónica	XT1GSC	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					2	PDC	FS2563	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					3	PDC	FS2563	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida
					4	PDC	FS2563	16"	Terciario Indiferenciado	Perforación Dirigida

Tabla 3.1: Pozos de estudio y sus características

Elaborado por: Alex Cózar

3.1.1 INFORMACIÓN DE LAS BROCAS

Al término de la perforación de la sección de 16", cada una de las brocas fueron evaluadas y calificadas, demostrando así, que los cambios de BHA direccional y sus respectivos viajes a superficie fueron debido a viajes programados o no programados ocasionados por cambio de BHA, como se observan en el casillero número 8 de la calificación de las brocas en la tabla 3.2.

Los viajes programados tal como muestran la calificación de las brocas, son debido a cambio de BHA direccional con el mismo tipo de broca en todos los casos.

En algunos pozos al iniciar la perforación de la sección de 16", los primeros 500 ft se utilizaron una broca tipo tricónica de dientes de acero, debido a la presencia de conglomerados cuarzosos, cantos rodados o jumbos, los cuales debido a su característica de ser formaciones abrasivas podrían dañar la broca PDC al inicio de la perforación de la sección, resultando más adelante en viajes a superficie para cambio de broca.

En la sección de 16" se utilizó en todos los pozos una broca de tipo PDC de 5 aletas con un promedio de 52 cortadores de 19 mm, 16 mm y 13 mm distribuidos geométricamente en las diferentes partes de la broca de acuerdo a la tecnología de cada compañía.

El diámetro nominal de 16" con conexión 7 5/8" Regular Pin, con 7 jets de diferente diámetro los cuales su TFA serán especificados en los pozos modelos, además el material de cuerpo de todas las brocas utilizadas fueron de cuerpo de acero ya que la formación a ser perforada no es una formación abrasiva y no requiere de una broca de matriz.

A continuación se detallan en la tabla 3.2 un resumen de la información de todas las brocas utilizadas con su respectiva calificación y profundidades perforadas.

Pozo	Taladro	Size	Fabricante	Tipo	Aletas	TFA	Inner	Outer	Dull	Location	Bearing	Gauge	Other	Reason	POOH	ROP Gral	Ft Rot	Ft Sld	Prof IN	Prof OUT	FT TOTALES	
EPN 462 D	CCDC 28	16	HALLIBURTON	SF56CH	5	1,050	0	0	NO	A	X	I	NO	TD		143,82	4642	672	414	5728	5314	
EPN 231 D	CCDC 28	16	BAKER HUGHES	GTX-C1	3	0,785	0	0	NO	A	E	I	NO	BHA		54,00	172	36	305	513	208	
			BAKER HUGHES	HCD605	5	0,928	0	0	0	NO	A	X	I	CT	BHA		124,80	2041	526	513	3080	2567
EPN 259 D	CCDC 28	16	BAKER HUGHES	HCD605	5	1,105	0	0	WT	A	X	I	CT	TD		71,70	2479	281	3080	5840	2760	
			BAKER HUGHES	HCD605	5	0,928	2	2	2	BT	A	X	I	CT	BHA		98,40	2723	478	266	3467	3201
			BAKER HUGHES	HCD605	5	1,104	0	1	1	WT	A	X	I	CT	TD		89,90	2091	262	3467	5820	2353
EPN 330 D	CCDC 28	16	BAKER HUGHES	GTX-C1	3	0,785	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA		43,70	270	92	334	696	362	
			BAKER HUGHES	HCD605	5	0,928	0	0	0	CT	A	X	I	NO	BHA		136,40	2603	635	696	3934	3238
			BAKER HUGHES	HCM605	5	1,104	0	0	0	CT	A	X	I	NO	BHA		107,10	980	170	3934	5084	1150
			BAKER HUGHES	HCM605	5	1,104	0	0	0	WT	A	X	I	CT	TD		60,70	641	173	5084	5898	814
EPN 331 D	CCDC 28	16	BAKER HUGHES	HCD605	5	0,847	0	0	BT	N	X	I	WT	BHA		178,80	3424	536	480	4440	3960	
			BAKER HUGHES	HCD605	5	0,920	1	0	0	BT	N	X	I	WT	TD		93,90	996	332	4440	5768	1328
EPN 332 D	CCDC 28	16	BAKER HUGHES	HCD605	5	0,928	0	0	CT	S	X	I	WT	BHA		142,40	2278	814	390	3482	3092	
EPN 351 D	CCDC 28	16	BAKER HUGHES	HCM605	5	1,104	1	0	CT	S	X	I	WT	TD		107,00	2124	379	3482	5985	2503	
EPN 448 D	CCDC 28	16	BAKER HUGHES	HCD605S	5	0,785	0	0	WT	A	X	I	PN	TD		152,70	2341	959	700	4000	3300	
			HALLIBURTON	FX56S	5	0,907	1	2	2	BT	S	X	I	LT	TD		157,91	3566	458	500	4524	4024
EPN 487 D	CCDC 28	16	SCHLUMBERGER	SDI519MHPX	5	0,813	0	1	WT	A	X	I	NO	BHA		142,09	3087	419	425	3930	3505	
			SCHLUMBERGER	SDI519MHPX	5	0,813	0	0	0	NO	A	X	I	NO	TD		83,92	1596	316	3930	5842	1912
EPN 205 D	SINOPEC 169	16	HALLIBURTON	XT1GSC	3	0,942	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA		32,00	450	-	50	500	450	
			HALLIBURTON	FS2563	5	1,052	0	0	0	NO	A	X	I	ER	HR		116,40	1306	650	500	2456	1956
			HALLIBURTON	FS2563	5	1,052	0	0	0	NO	A	X	I	ER	BHA		95,50	2058	399	2456	4913	2457
			HALLIBURTON	FS2563	5	1,052	0	1	1	ER	C	X	I	CT	TD		47,90	383	762	4913	6058	1145

Tabla 3.2: Calificación de las brocas

Elaborado por: Alex Cózar

3.1.1.1 COMPARATIVO DE BROCAS

A continuación se muestra los siguientes gráficas comparativas de acuerdo a cada una de las rop analizadas como: rop general, rop deslizando y rop rotando entre cada uno de los pozos del campo “X”.

Cada uno de los pozos se detallada en la tabla 3.3 por cada corrida o uso de cada BHA direccional en base al tipo de broca que fue utilizada, pies perforados por corrida, pies deslizados y pies rotados.

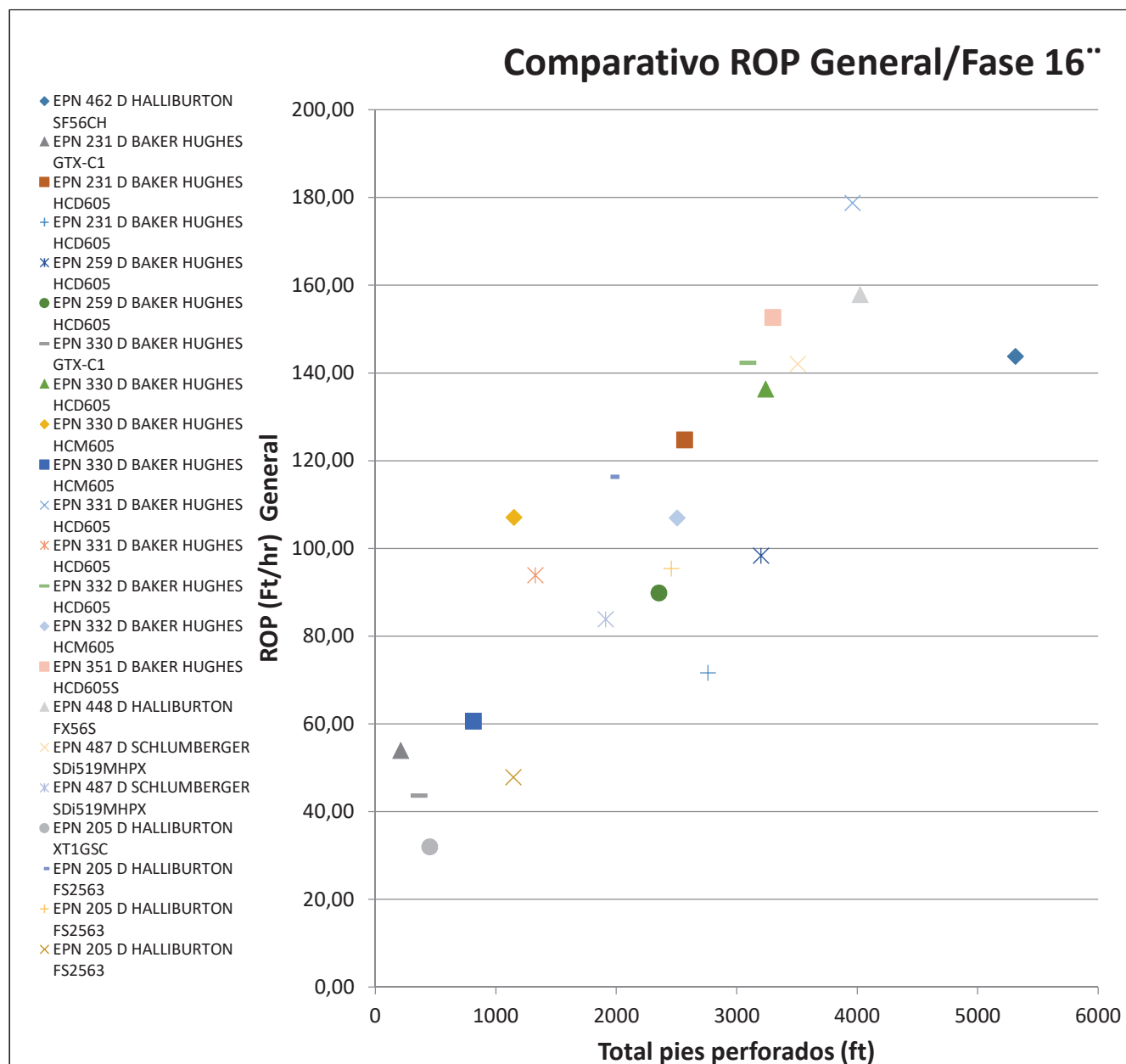
Pozo	Fabricante	Tipo	ROP (ft/hr)	ft	ROP Sld	ROP Rot	Ft Sld	Ft Rot
EPN 462 D	HALLIBURTON	SF56CH	143,82	5314	40,36	228,67	672	4642
EPN 231 D	BAKER HUGHES	GTX-C1	54,00	208	48	55,5	36	172
EPN 231 D	BAKER HUGHES	HCD605	124,80	2567	76	149,5	526	2041
EPN 231 D	BAKER HUGHES	HCD605	71,70	2760	30,7	84,5	281	2479
EPN 259 D	BAKER HUGHES	HCD605	98,40	3201	81,5	102,2	478	2723
EPN 259 D	BAKER HUGHES	HCD605	89,90	2353	50,4	99,7	262	2091
EPN 330 D	BAKER HUGHES	GTX-C1	43,70	362	42,5	44,1	92	270
EPN 330 D	BAKER HUGHES	HCD605	136,40	3238	74,6	171,11	635	2603
EPN 330 D	BAKER HUGHES	HCM605	107,10	1150	53,7	129,2	170	980
EPN 330 D	BAKER HUGHES	HCM605	60,70	814	27,8	89,2	173	641
EPN 331 D	BAKER HUGHES	HCD605	178,80	3960	129,7	190	536	3424
EPN 331 D	BAKER HUGHES	HCD605	93,90	1328	56,9	119,8	332	996
EPN 332 D	BAKER HUGHES	HCD605	142,40	3092	96,9	171,1	814	2278
EPN 332 D	BAKER HUGHES	HCM605	107,00	2503	59,1	125,1	379	2124
EPN 351 D	BAKER HUGHES	HCD605S	152,70	3300	118,2	173,4	959	2341
EPN 448 D	HALLIBURTON	FX56S	157,91	4024	85,08	177,41	458	3566
EPN 487 D	SCHLUMBERGER	SDi519MHPX	142,09	3505	64,79	169,62	419	3087
EPN 487 D	SCHLUMBERGER	SDi519MHPX	83,92	1912	28,34	137,19	316	1596
EPN 205 D	HALLIBURTON	XT1GSC	32,00	450	-	32	-	450
EPN 205 D	HALLIBURTON	FS2563	116,40	1956	67,8	181,1	650	1306
EPN 205 D	HALLIBURTON	FS2563	95,50	2457	44,1	123,5	399	2058
EPN 205 D	HALLIBURTON	FS2563	47,90	1145	36,3	131,3	762	383

Tabla 3.3: Calificación de las brocas

Elaborado por: Alex Cózar

En la gráfica 3.1 se detallada cada uno de los pozos en base a la rop general en relación con la cantidad de pies perforados por cada corrida del BHA direccional.

De acuerdo a esto vemos que el pozo con mayor performance de perforación basado en la rop general es el pozo EPN 462D. Y el pozo con menor performance es el pozo EPN 231D basado en cada una de las corridas con más de 2500 ft perforados. La velocidad de penetración general (rop general) se considera en base a las horas y pies perforados rotando y deslizando.



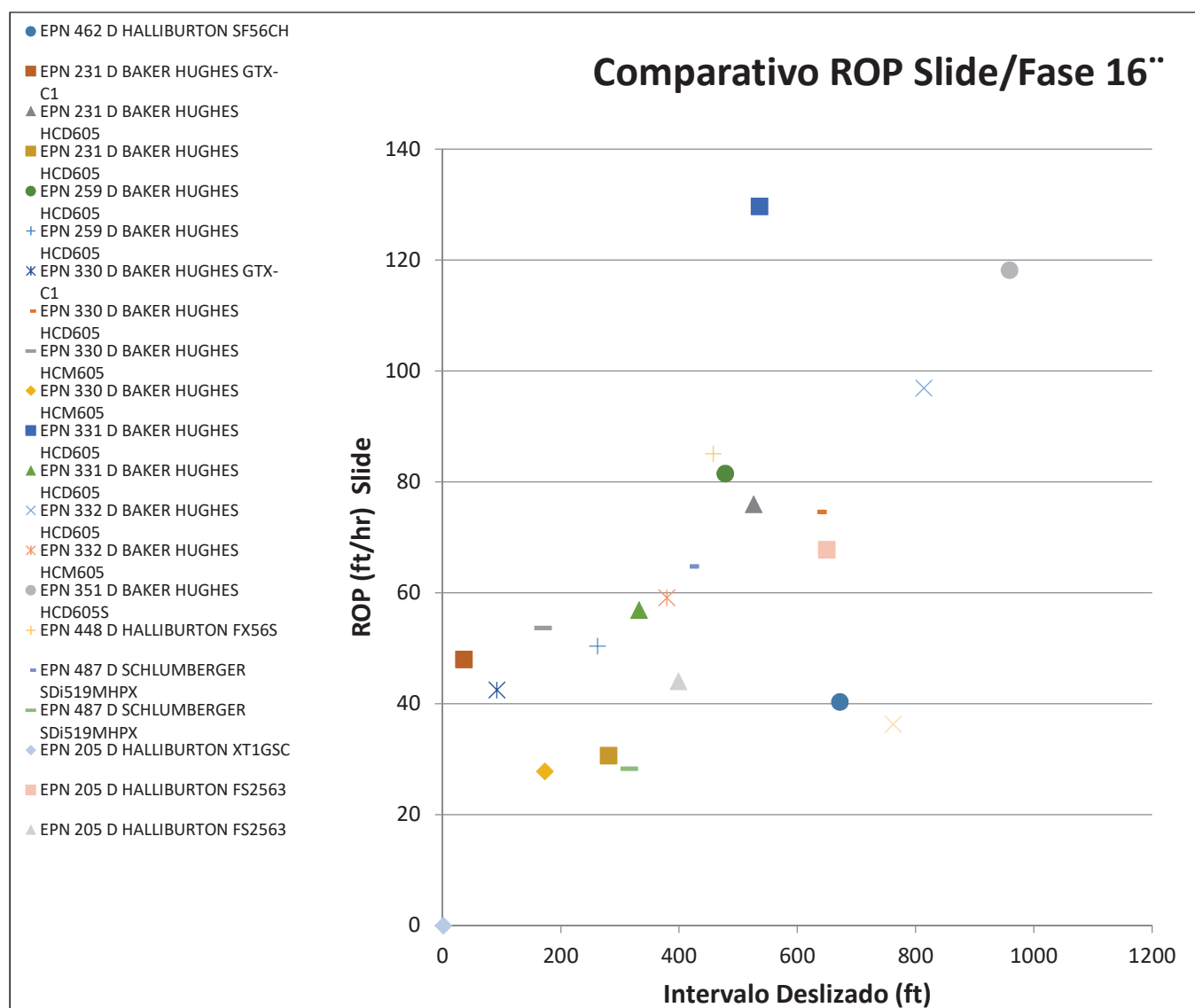
Grafica 3.1: Comparativo Brocas ROP General - Fase 16"

Elaborado por Alex Cózar

En la gráfica 3.2 se detallada cada uno de los pozos en base a la rop deslizando en relación con la cantidad de pies perforados por cada corrida del BHA direccional.

De acuerdo a esto vemos que el pozo con mayor performance de perforación basado en la rop deslizando es el pozo EPN 351D. Y el pozo con menor performance es el EPN 205D basado en cada una de las corridas con más de 600 ft deslizados.

La velocidad de penetración deslizando (rop deslizando) se considera en base a las horas y pies perforados en modo “deslizando”.



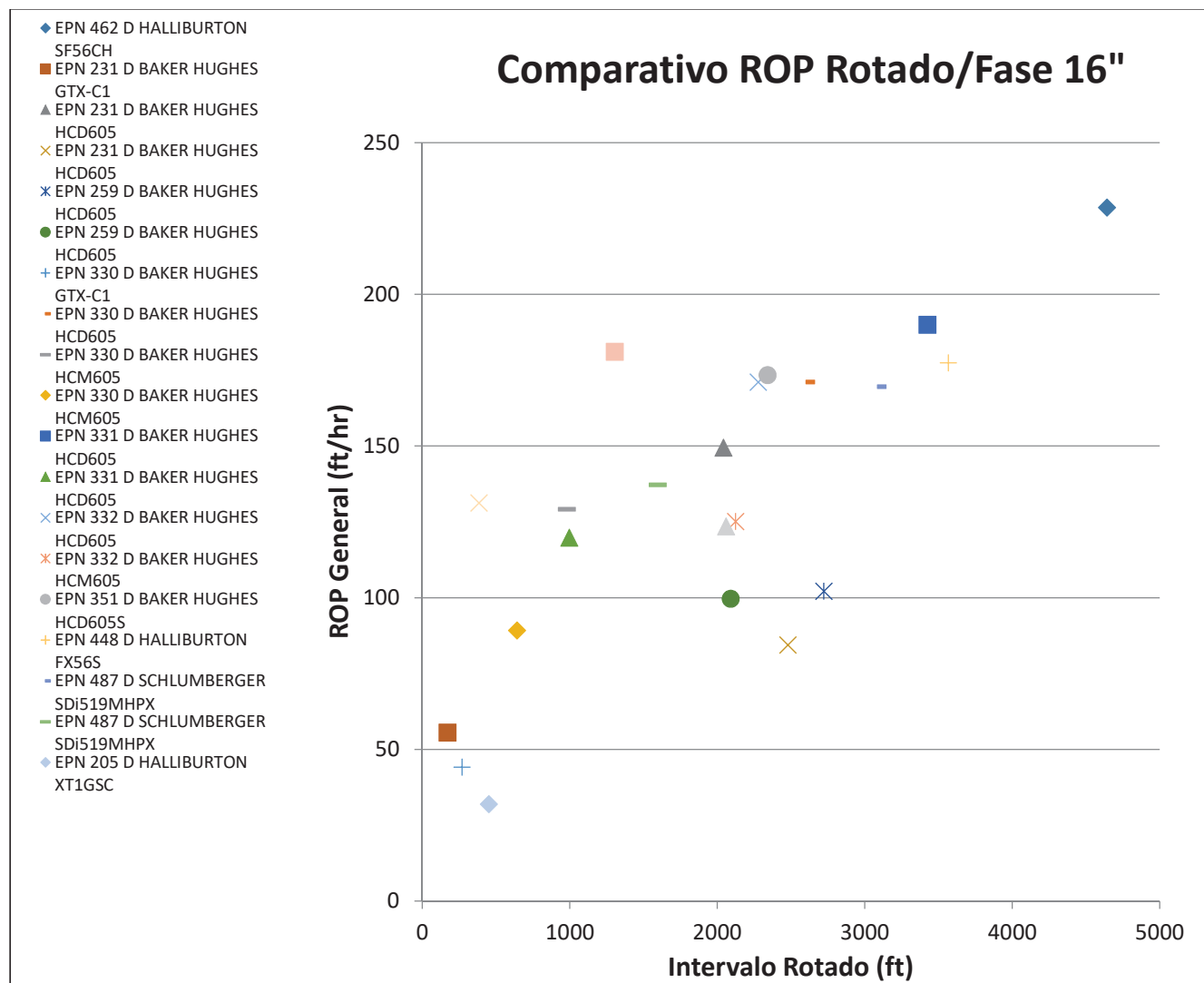
Gráfica 3.2: Comparativo Brocas ROP deslizando - Fase 16"

Elaborado por Alex Cózar

En la gráfica 3.3 se detallada cada uno de los pozos en base a la rop rotando en relación con la cantidad de pies perforados por cada corrida del BHA direccional.

De acuerdo a esto vemos que el pozo con mayor performance de perforación basado en la rop rotando es el pozo EPN 462D. Y el pozo con menor performance es el EPN 231D basado en cada una de las corridas con más de 2500 ft rotados.

La velocidad de penetración rotando (rop rotando) se considera en base a las horas y pies perforados en modo “rotando”.



Grafica 3.3: Comparativo Brocas ROP rotando - Fase 16"

Elaborado por Alex Cózar

3.1.2 INFORMACIÓN DE LOS POZOS DEL PERFIL TIPO “S”

En las tablas 3.4, 3.5 y 3.6 se detallan los principales datos de punto de partida previo al planeamiento basado en los históricos de perforación en el campo “X”, así como los resultados de los valores al término de la perforación de la sección.

En la siguiente tabla se considera la profundidad de inicio de la sección hasta la profundidad del punto de casing, así como; rop general, rop deslizando y rop rotando de toda la sección, además se considera la rop deslizando y rop rotando de la sección de construcción y de la sección de tumbado de ángulo por separado para poder realizar un detalle técnico comparado del desempeño de cada uno de los BHA’s utilizados.

Los datos de cada uno de los pozos son considerados para toda la sección.

POZO	CORRIDAS	SECCIÓN VERTICAL	BUILD DLS°	DROP DLS	INC FINAL	PTO CSG	ORT	INCLINACION	AZIMUTH	MD IN	MD OUT	FT TOTALES
EPN 448 D	1	1921,06	1,70°	1,70°	27,61°	4500	5902	29,10°	173,18°	500	4524	4024
EPN 351 D	1	2224,84	2,00°	2,00°	32,28°	4000	5956	30,91°	102,06°	700	4000	3300
EPN 462 D	1	1649,10	1,90°	1,76°	1,00°	5723	5776	25,20°	321,47°	414	5728	5314
EPN 259 D	2	1513,65	1,80°	1,20°	0,43°	5837	5737	25,14°	304,85°	266	5820	5554
EPN 231 D	3	1665,93	1,80°	1,30°	0,36°	5859	5779	26,89°	27,69°	305	5840	5535
EPN 331 D	2	1407,71	1,50°	1,50°	1,13°	5761	5681	21,71°	14,92°	480	5768	5288
EPN 332 D	2	2213,00	1,60°	1,60°	14,48°	5997	5914	28,45°	196,92°	390	5985	5595
EPN 487 D	2	1997,00	1,80°	1,70°	7,73°	5829	5889	30,78°	148,74°	425	5842	5417
EPN 330 D	4	1652,03	1,80°	1,30°	0,70°	5870	5770	26,51°	71,99°	334	5898	5564
EPN 205 D	4	1893,00	1,80°	1,10°	8,13°	6497	5815	29,08°	107,05°	50	6058	6008

Tabla 3.4: Datos de punto de partida de los pozos

Elaborado por: Alex Cózar

POZO	MD IN	MD OUT	FT TOTALES	ft Slide	ft Rot	Horas Slide	Horas Rot	Rop slide	ROP rot	ROP GRAL	% SLIDE	% ROT
EPN 448 D	500	4524	4024	458	3566	5,38	20,10	85	177	158	11,4%	88,6%
EPN 351 D	700	4000	3300	959	2341	8,12	13,50	118	173	153	29,1%	70,9%
EPN 462 D	414	5728	5314	672	4642	16,65	20,30	40	229	144	12,6%	87,4%
EPN 259 D	266	5820	5554	740	4814	11,07	47,62	67	101	95	13,3%	86,7%
EPN 231 D	305	5840	5535	843	4692	16,82	46,10	50	102	88	15,2%	84,8%
EPN 331 D	480	5768	5288	868	4420	9,96	26,34	87	168	146	16,4%	83,6%
EPN 332 D	390	5985	5595	1193	4402	14,8	30,30	80	145	124	21,3%	78,7%
EPN 487 D	425	5842	5417	735	4682	17,6	29,8	42	157	114	13,6%	86,4%
EPN 330 D	334	5898	5564	1070	4494	20,07	36,10	53	124	99	19,2%	80,8%
EPN 205 D	50	6058	6008	1811	4197	39,7	40,9	46	103	75	30,1%	69,9%

Tabla 3.5: Profundidades de la sección, rop’s, horas y pies perforados

Elaborado por: Alex Cózar

POZO	MD IN	MD OUT	FT TOTALES	Rop slide HS	Rop slide LS	Rop Rot HS	Rop Rot LS
EPN 448 D	500	4524	4024	100,25	N/A	181,8	N/A
EPN 351 D	700	4000	3300	123,80	N/A	153,6	N/A
EPN 462 D	414	5728	5314	110,36	25,74	304,83	159,41
EPN 259 D	266	5820	5554	84	50,40	118,8	101,2
EPN 231 D	305	5840	5535	81,72	30,20	162,34	82,1
EPN 331 D	480	5768	5288	143,10	57,52	248,9	124
EPN 332 D	390	5985	5595	99,10	40,90	157,6	115,1
EPN 487 D	425	5842	5417	73,77	28,08	184,03	133,26
EPN 330 D	334	5898	5564	69,48	36,46	97,93	105,59
EPN 205 D	50	6058	6008	68,50	35,20	185,4	114,72

Tabla 3.6: Rop's deslizando y rotando en las secciones de construcción y tumbado de ángulo

Elaborado por: Alex Cózar

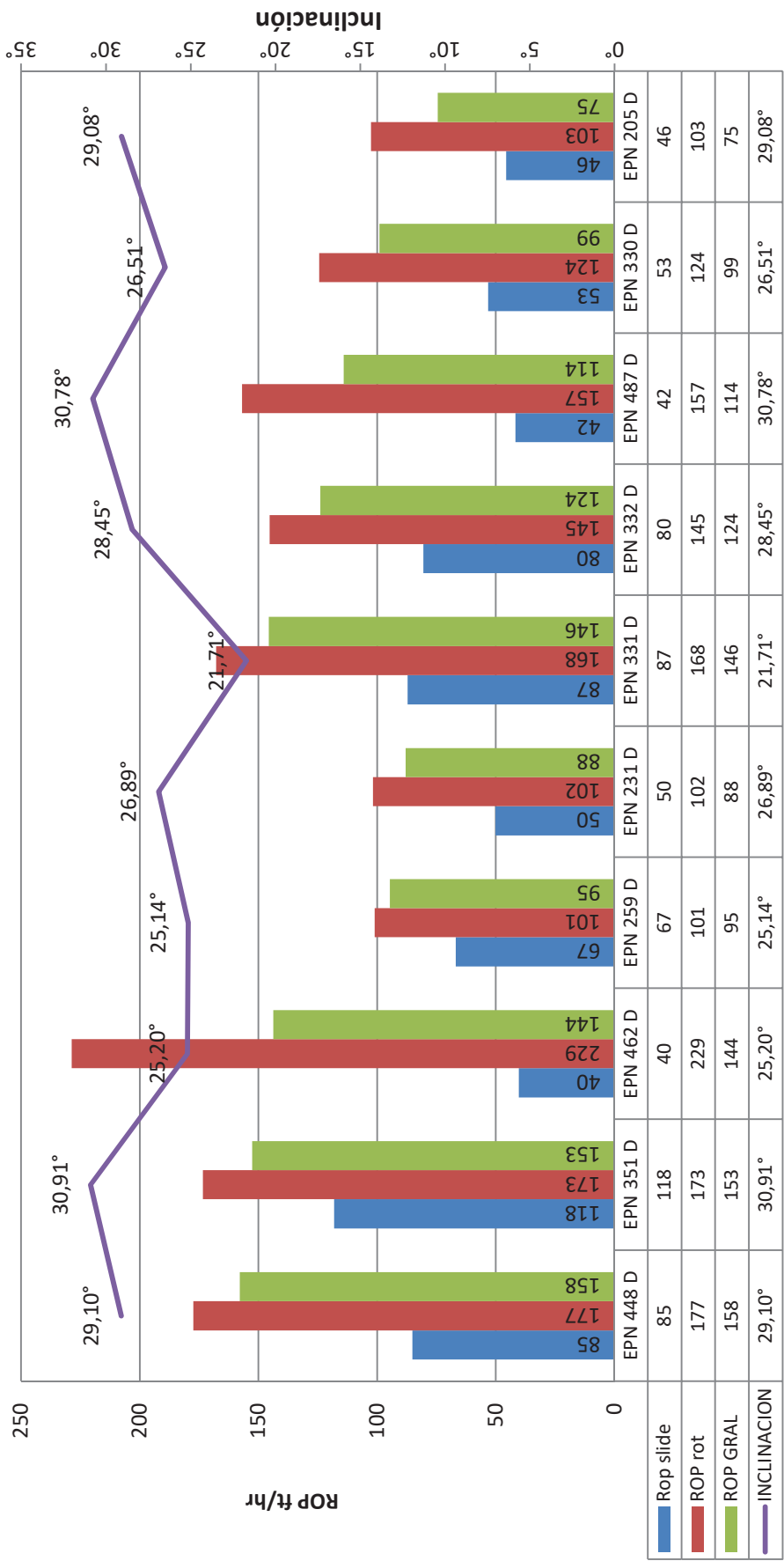
En la gráfica 3.4 se realiza el comparativo de la rop general, rop deslizando y rop rotando de toda la sección de 16" de acuerdo a la máxima inclinación planeada de cada pozo, donde podemos observar que la rop rotando del pozo EPN 462D es considerablemente mayor que la de los otros pozos, no así su rop deslizando, la cual se encuentra entre las más bajas de todos los pozos en estudio.

De igual manera podemos observar que la rop general del pozo EPN 462D se encuentra entre las más altas del conjunto de pozos.

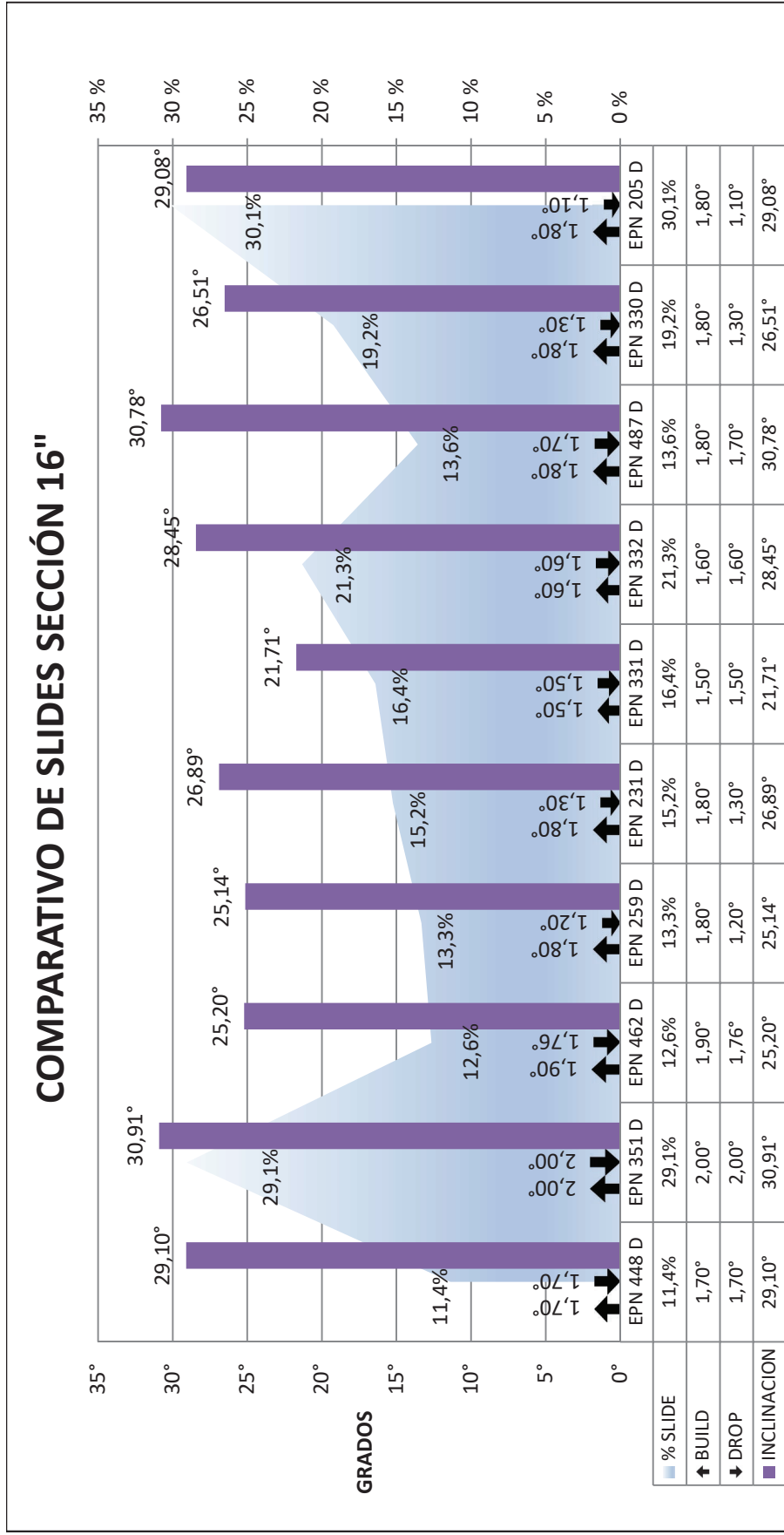
De la misma manera se puede observar que los pozos EPN 231D y EPN 205D se encuentran con la rop general más baja, así como su rop deslizando y rotando de toda la sección, en comparación con los demás pozos.

Cabe recalcar que todos los pozos son del mismo perfil direccional, usan la misma tecnología de perforación, mismo tipo de herramientas direccionales, son comparadas dentro de la misma formación geológica (terciario indiferenciado), mismo tipo de fluido de perforación, por la tanto durante el desarrollo de este proyecto se analizará en detalle cuales son las características técnicas de diseño, planeación, hidráulicas y cambios en algunos de los componentes direccionales para haber obtenido un mejor performance durante la perforación direccional.

COMPARATIVO ROP SECCIÓN 16"

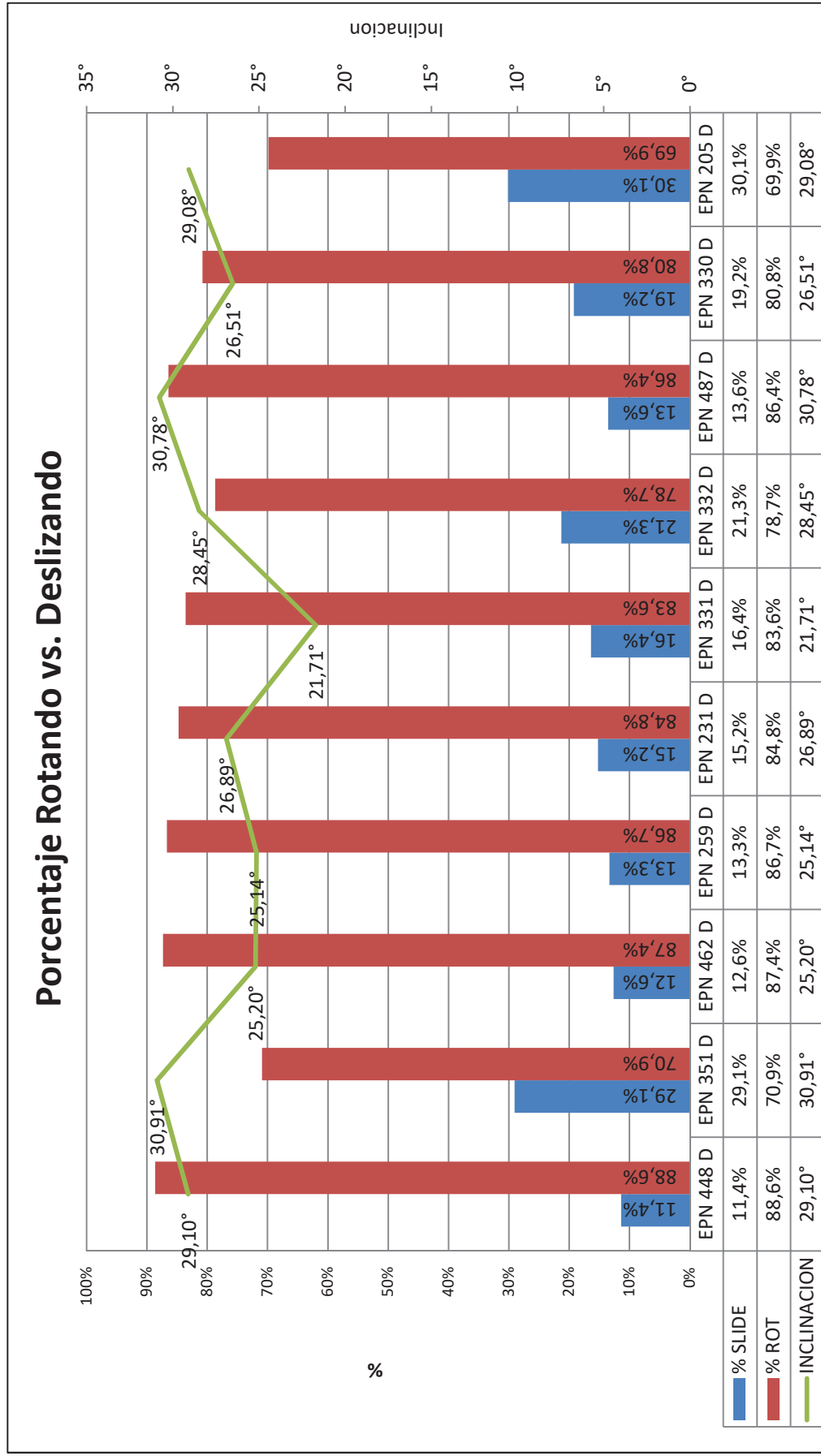


Grafica 3.4: Comparativo Rop's - Fase 16"
Elaborado por Alex Cózar

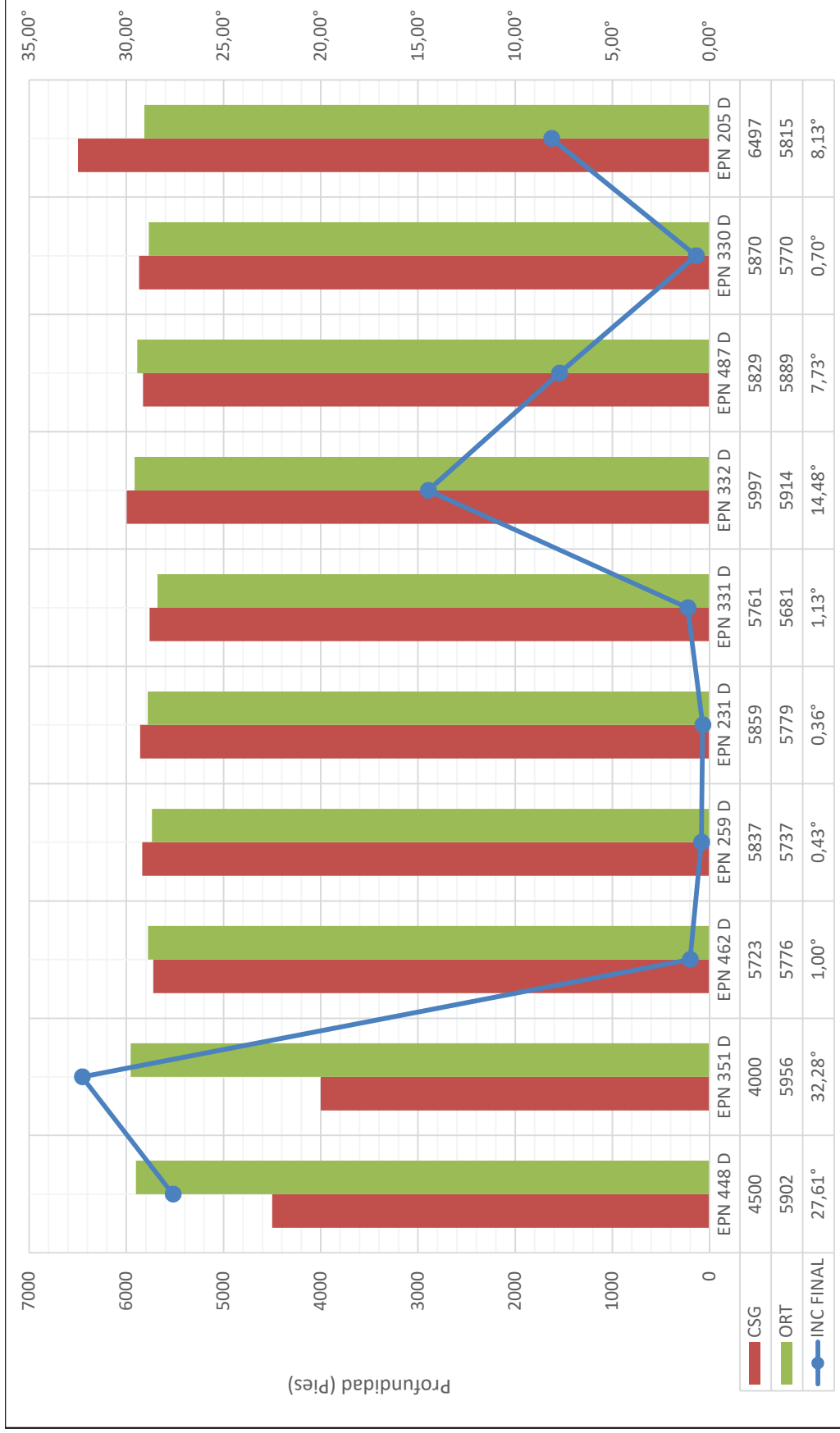


Grafica 3.5: Comparativo % de slides de acuerdo a tasas de construcción y decremento de ángulo
Elaborado por Alex Cózar

De acuerdo a la gráfica 3.5, podemos observar que el pozo EPN 462D tiene un porcentaje de deslizamiento del 12,6%, el cual es menor que el comparativo de los demás pozos. Esto quiere decir; que en este pozo el BHA direccional utilizado tuvo un mejor performance y los pies deslizados fueron mucho más efectivos que los BHA's utilizados en los demás pozos. Cabe recalcar que las tasas de construcción y decremento de ángulo están dentro del promedio de los otros pozos de similares inclinaciones.



Grafica 3.6: Comparativo % rotando vs deslizando.
Elaborado por Alex Cózar



Grafica 3.7: Profundidad de diseño mecánico de la sección de 16"
Elaborado por Alex Cózar

De acuerdo a la gráfica 3.6 y 3.7, se puede observar que el pozo EPN 462D posee la tasa de rotación más alta en comparación con los pozos del mismo perfil, con excepción del pozo EPN 448D, debido a que este pozo obtiene en la sección de 16" como observamos en la gráfica 3.7, su inclinación final es 27.61° , ya que el pozo no se verticalizó en esta sección, es decir, no se realizaron trabajos de deslizamiento para decremento de ángulo y su punto de casing se dejó a 4500', frente al punto de casing del pozo EPN 462D, que su punto de casing es a 5723' (1223' de diferencia y 50' antes del ingreso a la formación Orteguzaza), aun así, los porcentajes de rop rotando son semejantes, de 88.6% para el pozo EPN 448D y de 87.4% para el pozo EPN 462D.

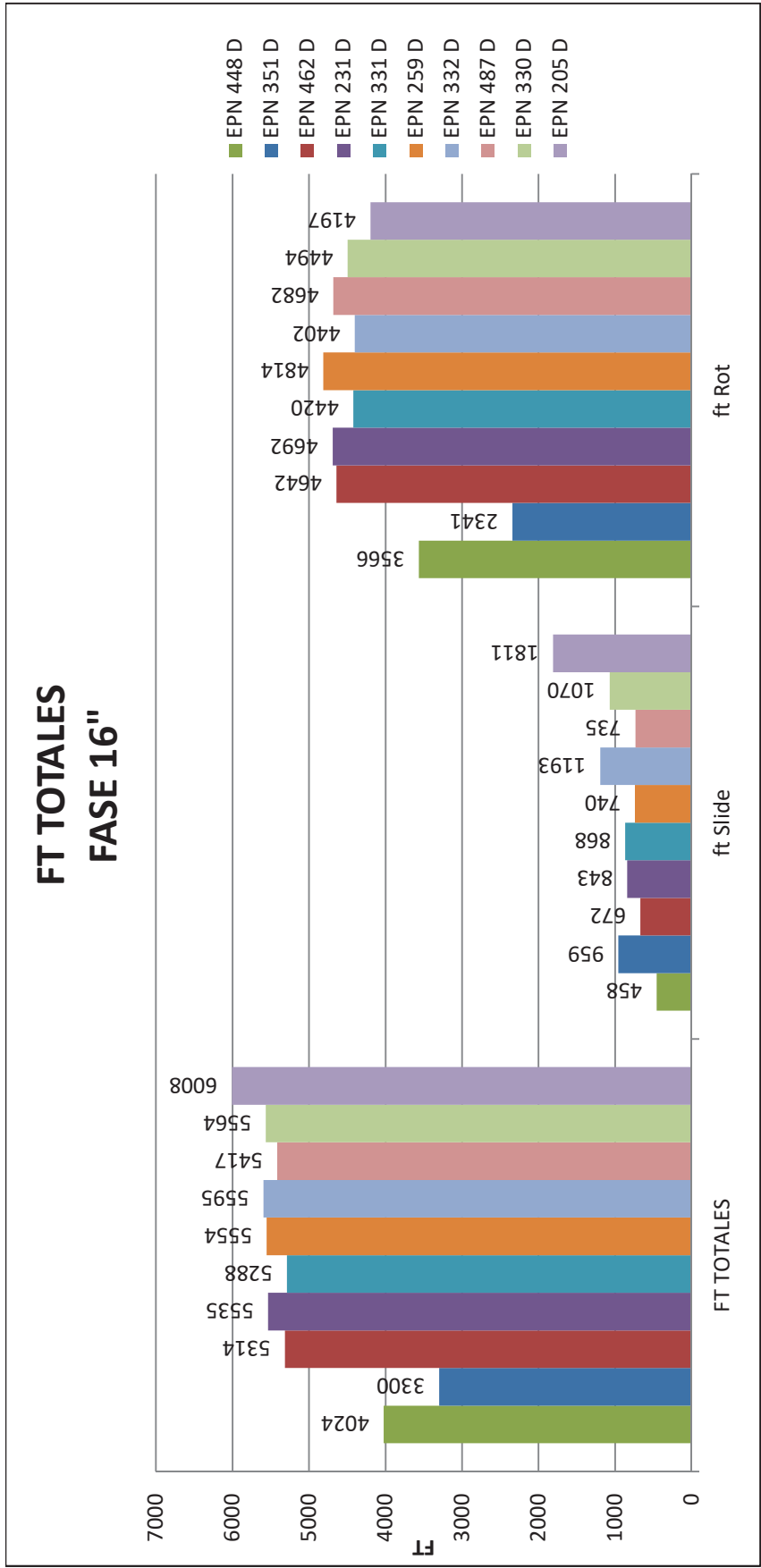
Durante la planificación de un pozo direccional, uno de los parámetros que se requieren optimizar es el de disminuir el porcentajes de deslizamiento y por la tanto aumentar el porcentaje de rotación, debido a que cuando se direcciona el pozo deslizando, la rop disminuye en muchos casos hasta un 75%, afectando así a su rop general, es por esto que los índices de porcentajes son evaluados y programados antes y después de la perforación.

Durante la perforación del pozo en la etapa de construcción de ángulo, los intervalos de deslizamientos son programados ya que se requieren construir el ángulo para alcanzar la inclinación programada, pero en la sección tangencial del pozo, teóricamente no se requieren intervalos de deslizamiento ya sea para corregir inclinación o dirección del pozo.

Es por esto que un buen análisis y uso del BHA direccional que se vayan a utilizar es importante, ya que su tendencia en esta sección tangencial dependerá mucho del comportamiento que el BHA tenga cuando se rote en toda la tangente, así mismo una tendencia marcada del BHA en esta sección tangencial, hará que se requieran eventos de deslizamiento no programados, los cuales terminan afectando en menos velocidad de penetración general y en muchos casos cuando esta tendencia sea más fuerte, incurrirán en viajes a superficie no programados para cambio de BHA implicando más tiempos de perforación y un mayor tiempo de exposición de la formación.

Es por esto que en la sección de 16" el análisis, planificación acertada y estudio del correcto uso de un BHA direccional, resultará en un mayor o menor tiempo de perforación de la sección, independientemente de factores o eventos intangibles que se pueden presentar cuando se realiza

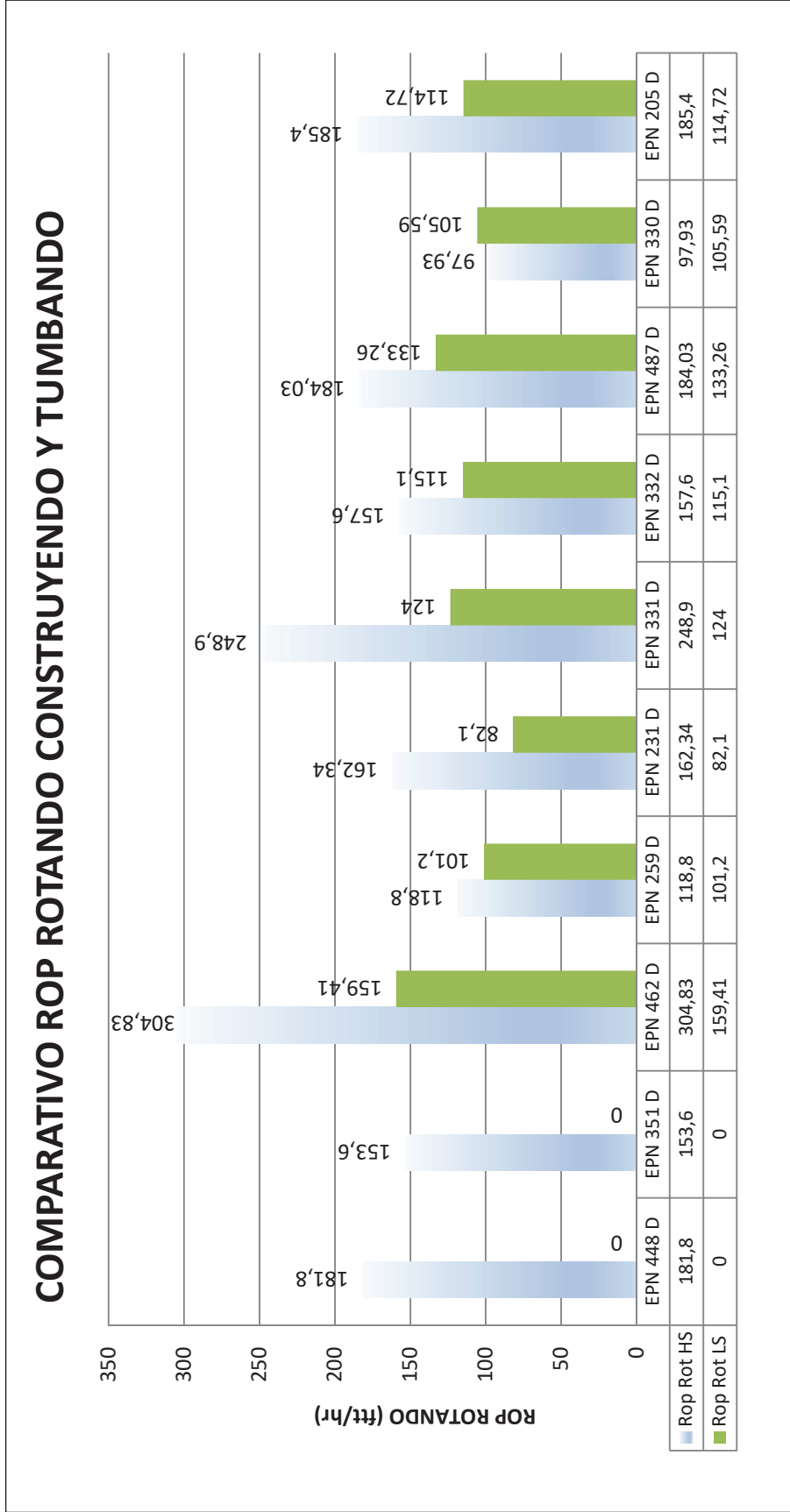
un viaje a superficie no programado como: pegas mecánicas, tiempos extras de circulación ocasionando grandes washouts, riesgo de caída de alguna herramienta direccional al pozo, desestabilización del pozo debido a grandes tiempos de exposición, viajes de adicionales de reacondicionamiento y de limpieza debidos a extensas horas de perforación entre otras.



Grafica 3.8: Distribución de pies perforados rotados y deslizados.

Elaborado por Alex Cózar

En la gráfica 3.8, vemos que el pozo EPN 462D posee los pies perforados rotados más altos del grupo de pozos en estudios, y por lo tanto menos número de pies deslizados. La planificación y planeación direccional de este pozo fue realizada con un BHA direccional, en comparación con los demás pozos direccionales, los cuales usaron dos, tres y en muchos otros casos cuatro BHA's direccionales para perforar un pozo de las mismas características ya mencionadas en este capítulo. Sin embargo, el pozo EPN 462D lo perforó en menos tiempo y con rop's mayores a los otros pozos.

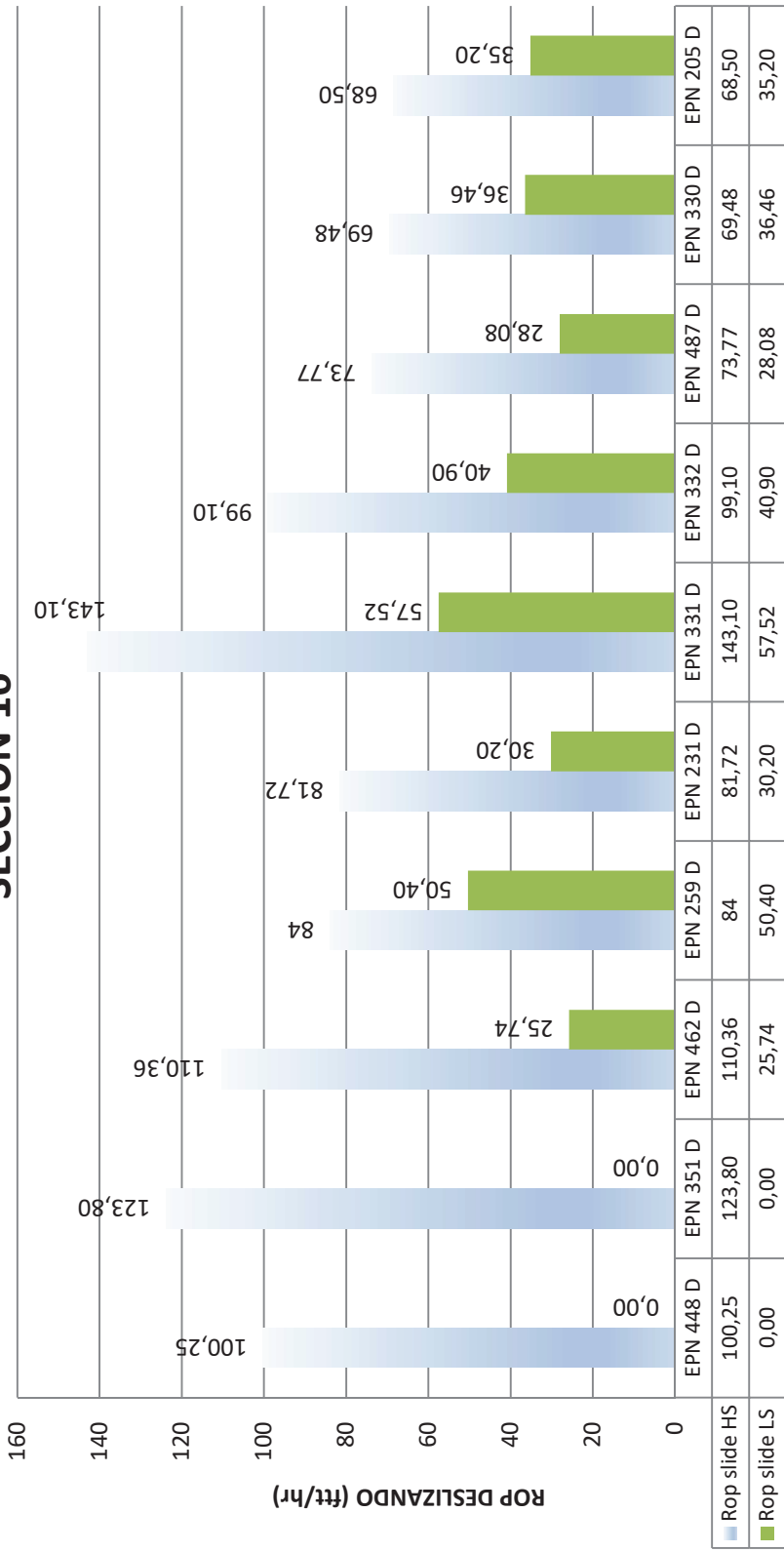


Grafica 3.9: Comparativo de rop's rotando en zona de construcción y de tumbado de ángulo.

Elaborado por Alex Cózar

En la gráfica 3.9, observamos que el pozo EPN 462D posee las rop's rotando más altas tanto en la fase de construcción de ángulo como en la fase de tumbado de ángulo con respecto a los otros pozos. Este resultado no será similar cuando se realiza la comparación cuando se perfora esta misma sección pero en modo de deslizamiento, el cual notamos en la gráfica a continuación.

COMPARATIVO ROP SLIDE CONSTRUYENDO Y TUMBANDO / SECCIÓN 16"

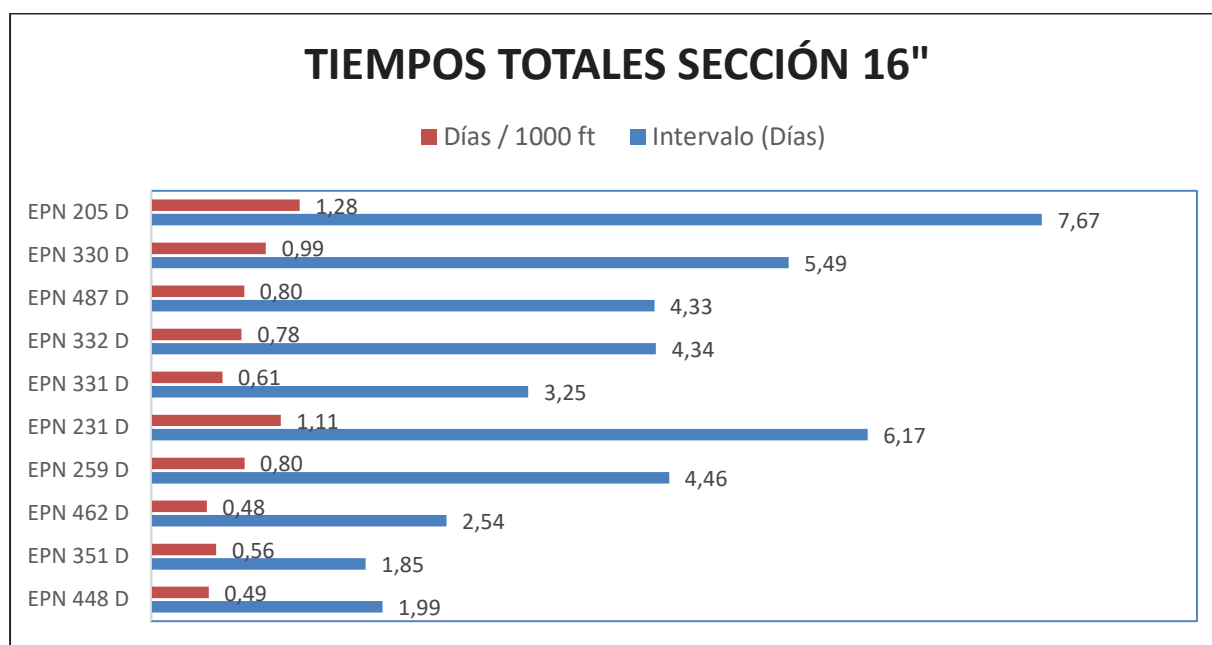


Grafica 3.10: Comparativo de rop's deslizando en zona de construcción y de tumbado de ángulo.

Elaborado por Alex Cózar

En la gráfica 3.10, se puede observar el comportamiento de la rop de acuerdo a cada pozo únicamente en las zonas de construcción (rop slide High Side) y tumbado de ángulo (rop slide Low Side), si bien esta gráfica no considera el tiempo desde que se inició la perforación

de la sección hasta que se terminó la perforación de la sección, podemos observar que el pozo EPN 462D posee la rop deslizando en la zona de construcción más alta del grupo de pozos y la rop deslizando en la fase de tumbado de ángulo más baja. Aun así, los tiempos totales de perforación de toda la sección son mucho menor para el pozo EPN 462D, los cuales se presentan en la tabla a continuación.



Grafica 3.11: Comparativo de tiempos totales

Elaborado por Alex Cózar

En la gráfica 3.11 podemos observar que el pozo EPN 462D posee el menor tiempo de perforación total del pozo desde cuando inicia la sección hasta cuando termina la sección de perforación o alcanza el punto de casing.

Este tiempo es considerado desde que se arman las herramientas direccionales en superficie hasta cuando se termina de perforar la sección hasta el punto de casing. No se considera el tiempo de viaje a superficie, circulación en el fondo previo al viaje a superficie, viajes cortos de reacondicionamiento o viajes de limpieza.

Para el comparativo de tiempos efectivos de perforación, el factor de tiempo (días/1000 ft) fue implementado para poder determinar que pozo fue perforado en menos tiempo en base a la cantidad de pies perforados.

Para el pozo EPN 462D el factor de tiempo es 0,48 días/1000 ft, es decir que para perforar 1000 pies de este pozo se tardó 0.48 días, mientras que para el pozo EPN 231D al factor de tiempo es 1.11 días/1000 ft, es decir que para perforar este pozo con su diseño de BHA direccional le tomó 1.11 días perforar la misma cantidad de pies que el pozo EPN 462 D.

En la gráfica 3.12, observamos por medio de la línea de color rojo que todos los pozos tipo “S” indican una inclinación para ser alcanzada de acuerdo al programa de perforación direccional en promedio de 28.5° ($\pm 2^{\circ}$), sin embargo sus rop generales de la sección varían drásticamente una de otra. Por ejemplo el pozo EPN 462D posee una inclinación de 26.15° y su rop general de 143.8 ft/hr, a diferencia del pozo EPN 231D con una inclinación de 28.02° y su rop general de 88 ft/hr.

En la gráfica 3.13, realizando el comparativo del total de pies perforados en la sección de construcción de ángulo del pozo, observamos que el pozo EPN 462D, posee menos cantidad de pies perforados para alcanzar una inclinación similar a la de los otros pozos mostrados en la gráfica, es decir, los pies perforados con este BHA direccional, su efectividad y rendimiento al momento de incrementar el ángulo fueron mucho mejor, quedando demostrado con su índice de efectividad de deslizamiento el cual es de 12.74 ft/grado; es decir, que cuando se realizó un trabajo direccional de deslizamiento se tuvieron que deslizar 12.74 pies para incrementar el ángulo de inclinación en un grado, no así el pozo EPN 231D, el cual su índice de efectividad es de 17.44 ft/grado, el cual es mayor y donde se tuvieron que deslizar 17.44 pies para incrementar la inclinación en un grado.

En la gráfica 3.14, realizando el comparativo del total de pies perforados en la sección de tumbado de ángulo del pozo, observamos que el pozo EPN 231D, posee el índice de efectividad menor ya que en este pozo se realizó un viaje a superficie programado para realizar el cambio de un BHA direccional tipo Fulcrum a un BHA direccional tipo Pendular, si bien el índice de efectividad es menor; es decir más efectivo que los otros pozos, el incurrir en viajes a superficie sean programados o no, determinan un mayor tiempo de perforación total de la sección y mayores costos diarios de cada uno de los servicios de perforación, los cuales serán analizados durante el desarrollo de este capítulo. El pozo EPN 462D posee uno de los índices de efectividad más altos, debido a que utiliza un BHA direccional Fulcrum que teóricamente sirve solo para perforar secciones de

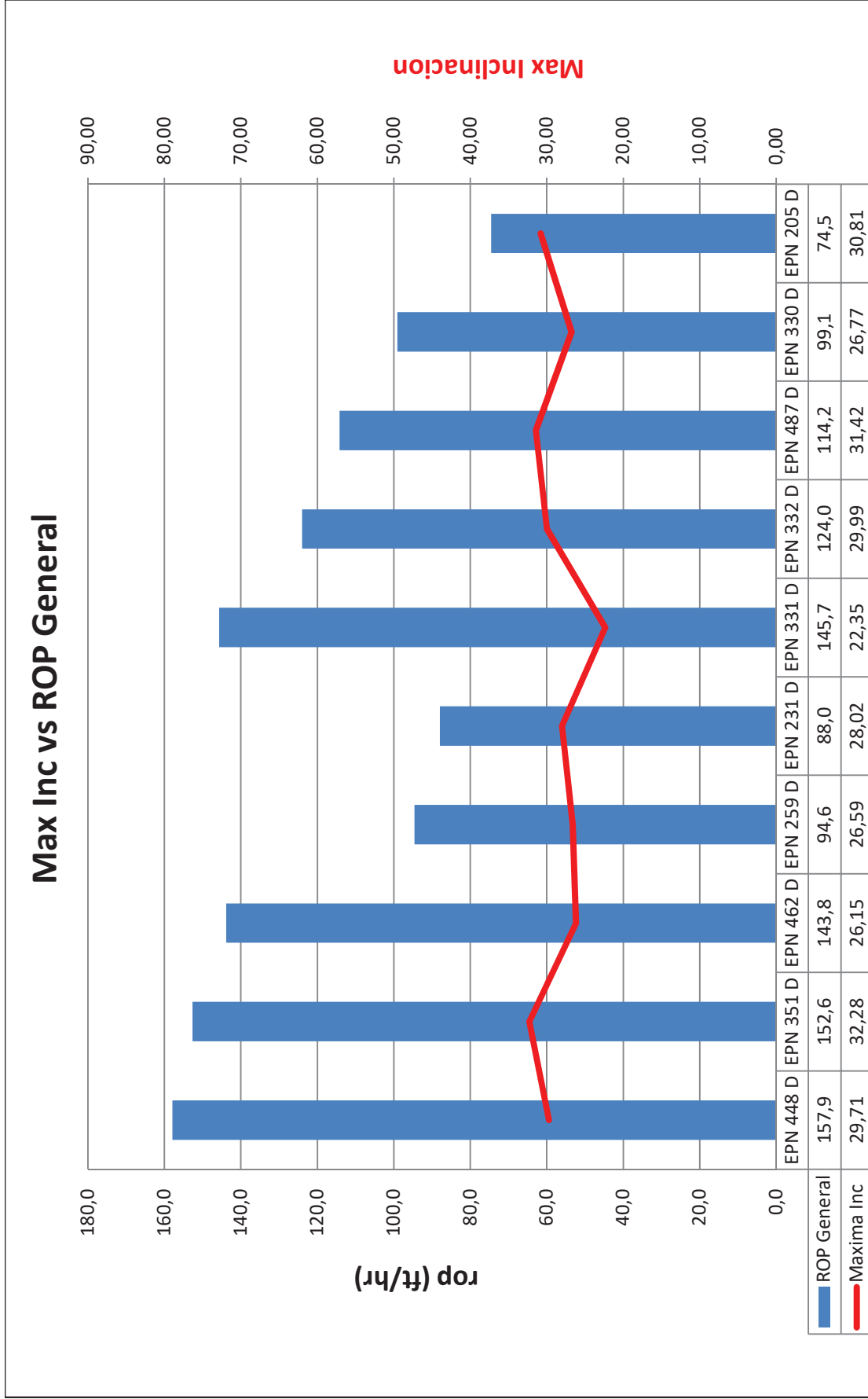
construcción, y que en este pozo se lo utilizó para perforar toda la sección incluidas de construcción y tumbado de ángulo, pero sin incurrir en viajes a superficie programados o no, y disminuyendo así los tiempos totales de perforación de la sección y por lo tanto su rop efectiva, la cual es considerada en base al tiempo y profundidad desde que se perfora el primer pie hasta que se alcanza el punto de casing.

En la gráfica 3.15, podemos observar los tiempos totales de perforación en intervalos de horas, los pozos EPN 448D, EPN 351D y el pozo EPN 462D, poseen los tiempos totales de perforación menores, sin embargo el pozo EPN 462D, perforó una mayor cantidad de pies en una misma sección y su inclinación final del pozo fue de 1° de acuerdo a la gráfica 3.16, no así los otros pozos mencionados. Para el cálculo de la rop efectiva, estos tiempos y pies perforados son considerados.

En la gráfica 3.16, podemos observar como resultado final, que el pozo EPN 462D es el que posee una mayor rop efectiva total de la sección, por arriba de los pozos EPN 448D y EPN 351D, que son pozos en los cuales se utilizaron un solo BHA direccional pero que no se alcanzó su verticalidad en una misma sección y que perforaron menos cantidad de pies.

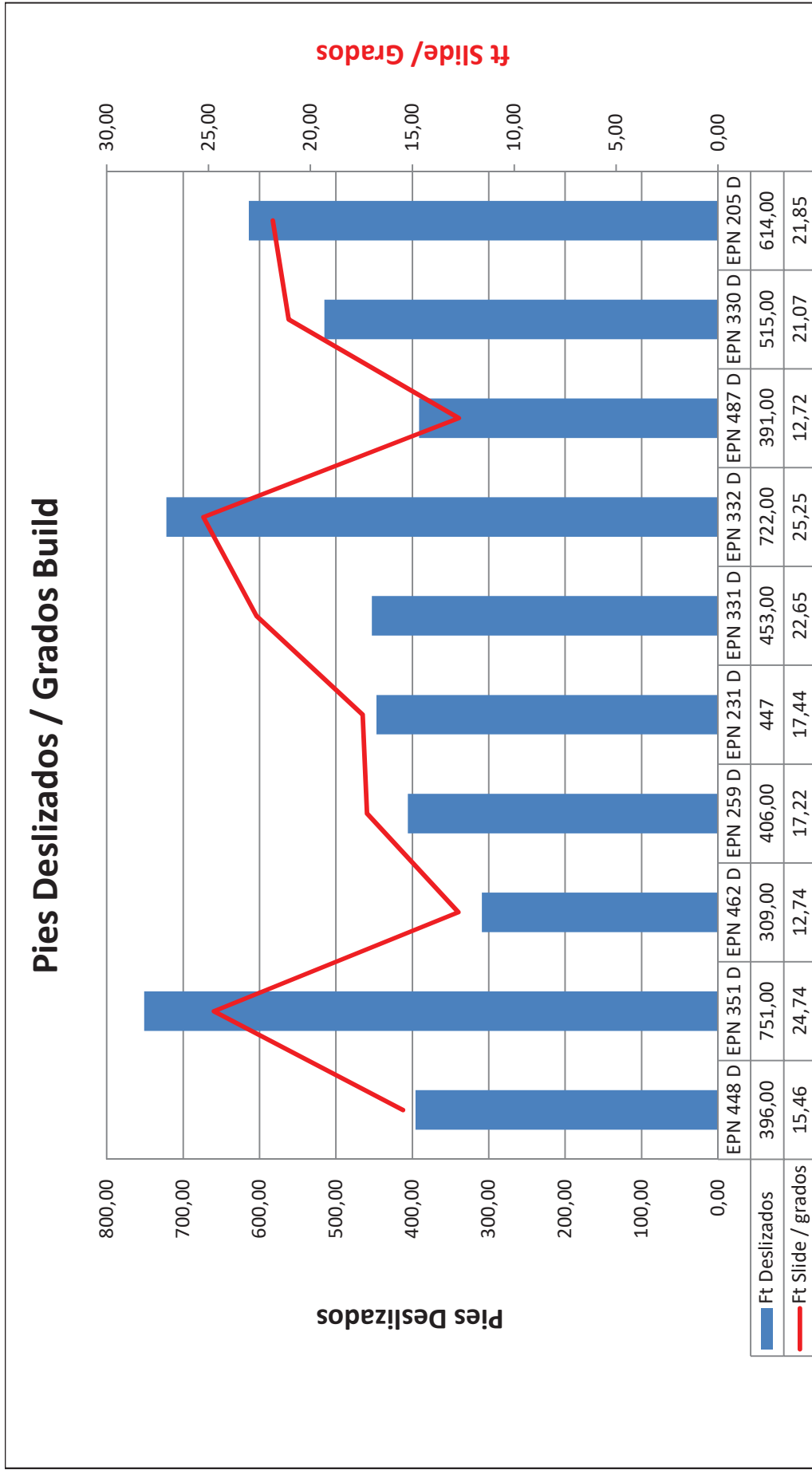
Tomando el pozo EPN 231D, que es el pozo en los cuales para cada sección de construcción y de tumbado de ángulo se programaron y realizaron cambios de BHA a superficie para cambio de BHA direccional, si bien su rop en la zona de tumbado de ángulo es mayor que la del pozo EPN 462D como lo indica la gráfica 3.10.

Como resultado final se obtiene que dichos viajes programados a superficie no se justifican si se utiliza un adecuado estudio, análisis y planificación de diseños de BHA previo a la perforación de un pozo tipo “S”.



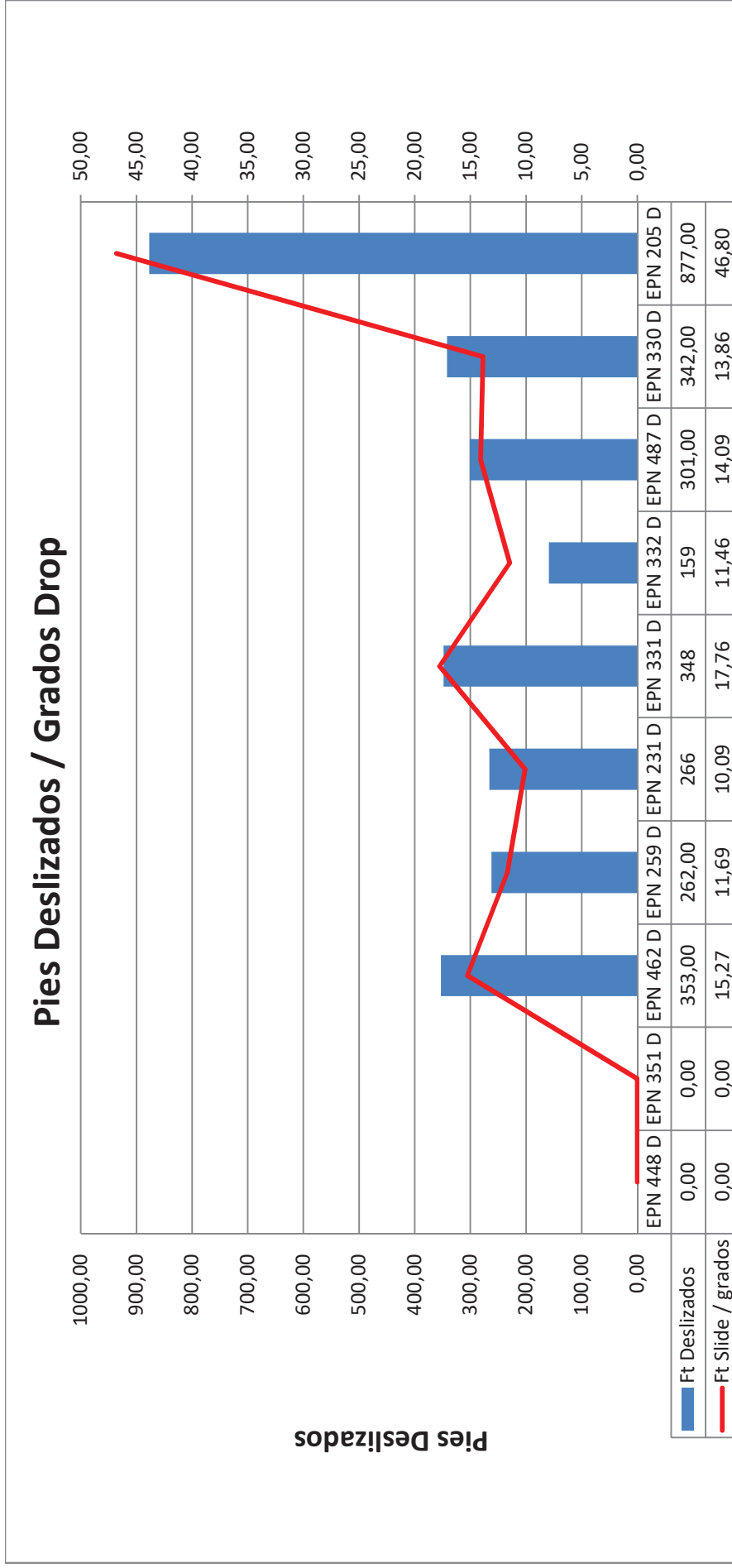
Grafica 3.12: Máxima inclinación vs rop general

Elaborado por Alex Cózar



Grafica 3.13: Pies deslizados vs Índice de efectividad de slide – Sección de construcción

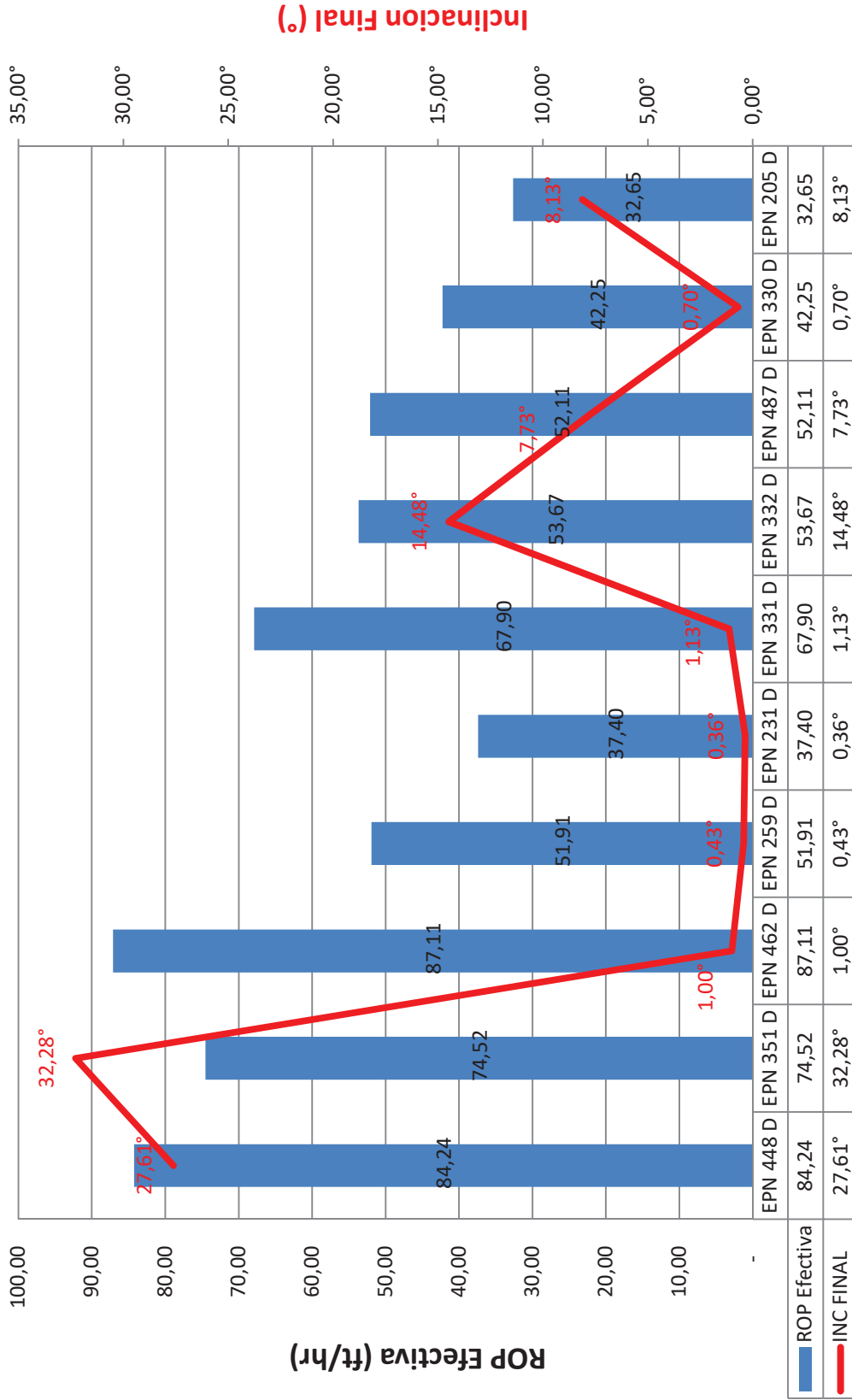
Elaborado por Alex Cózar



Grafica 3.14: Pies deslizados vs Índice de efectividad de slide – Sección de dropeo.

Elaborado por Alex Cózar

ROP Efectiva vs Inclinación Final



Grafica 3.16: ROP efectiva vs. Inclinación final del pozo.
Elaborado por Alex Cózar

3.1.3 PLANIFICACION DIRECCIONAL DE LOS POZOS EPN 462D Y EPN 231D

La vista de perfil de los pozos EPN 462D y EPN 231D se muestran en la figura 3.1 a continuación tal como fueron diseñados, así como su planeación con los que fueron aprobados previo a la perforación de cada uno de ellos.

3.1.3.1 PLANEACIÓN DIRECCIONAL

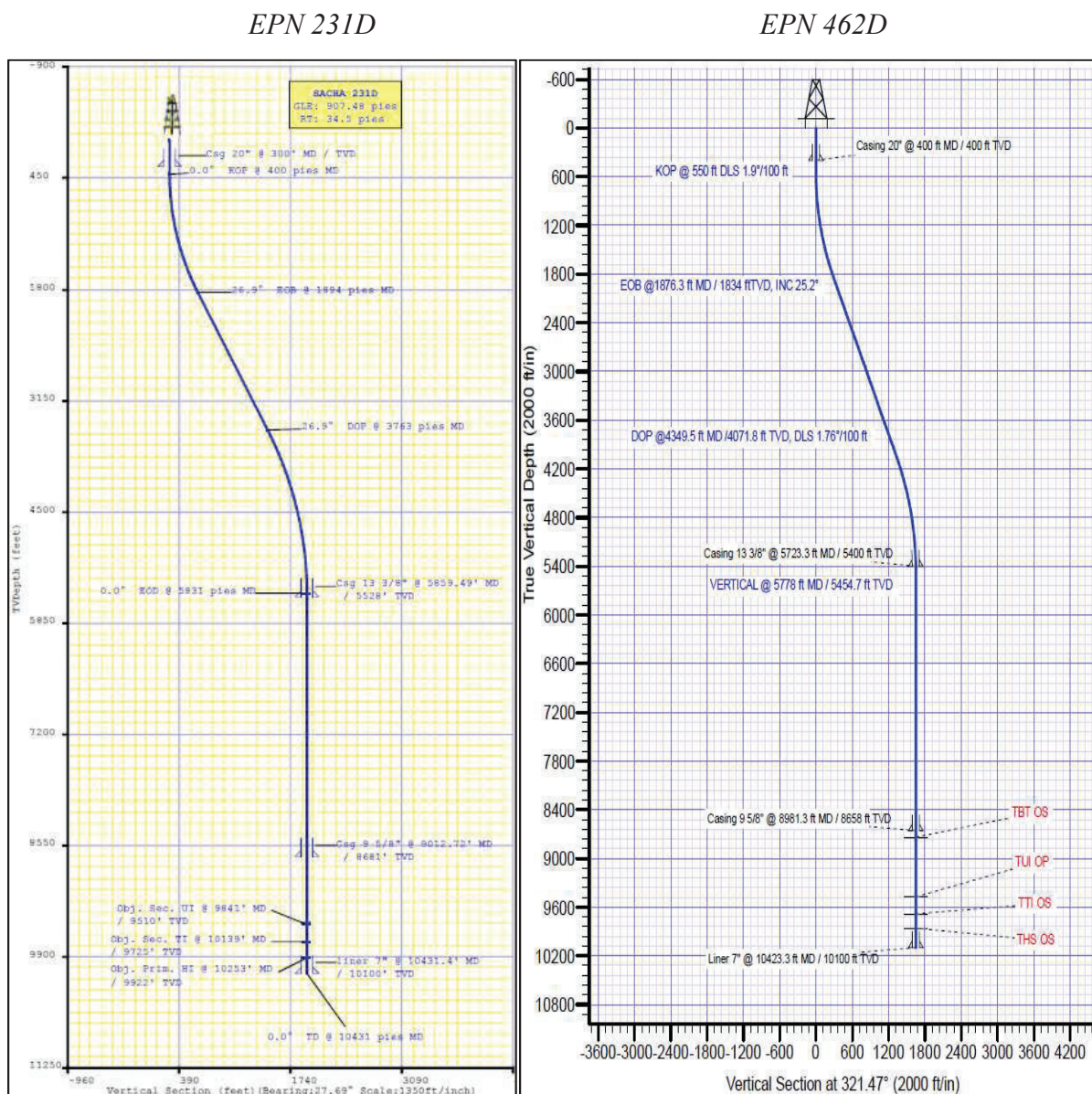


Figura 3.1: Perfil de pozos tipos "S"
Tomado de históricos de perforación del campo "X"

Los pozos EPN 231D y EPN 462D poseen las siguientes características de planeación direccionales tal como se presentan en la siguiente tabla.

Parámetros	EPN 231D	EPN 462D
<i>Perfil</i>	"S"	"S"
<i>Taladro</i>	CCDC 28	CCDC 28
<i>Inclinación Máxima (°)</i>	26,89	25,2
<i>Azimuth (deg)</i>	27,69	321,47
<i>Sección Vertical (ft)</i>	1665,93	1649,1
<i>Rata de construcción (°/100 ft)</i>	1,8	1,9
<i>Rata de tumbado (°/100 ft)</i>	1,3	1,76
<i>Punto de Casing (MD ft)</i>	5859	5723
<i>Formación Orteguaza (MD ft)</i>	5779	5776
<i>KOP (MD ft)</i>	400	550
<i>EOB (MD ft)</i>	1894	1876
<i>DOP (MD ft)</i>	3763	4350
<i>EOD (MD ft)</i>	5831	5778

Tabla 3.7: Comparativo Planeación Direccional

Elaborado por: Alex Cózar

Como se puede observar en la tabla 3.7, el pozo EPN 462D posee ratas de construcción y tumbado más agresivas que el pozo EPN 231D; es decir, que el pozo EPN 462D requerirá de un índice de deslizamiento más efectivo con más pies de deslizamiento que el pozo EPN 231D, por lo que sus distancias en pies perforados del pozo EPN 462D tanto como para la sección de construcción como para la sección de tumbado será mucho menores, y su sección tangencial será mayor, permitiendo así perforar más distancias en modo de rotación, resultando con esto tener una rop general más alta.

3.1.3.2 ANÁLISIS DE BHA'S UTILIZADOS

EPN 231D.- Para la perforación del pozo durante la sección de 16" se utilizaron 3 BHA's direccionales programados de la siguiente manera.

BHA #1.- Este BHA direccional compuesto de una broca tricónica de dientes grandes fue programado para perforar la zona superficial con presencia de cantos rodados desde 305' hasta los 513' de profundidad.

El ensamblaje direccional constó de un motor de fondo de 9 5/8" LE de configuración 7:8 de 5.7 etapas, S/N 960-2362, con un bend housing configurado a 1.83°, camisa estabilizada de 15 1/8" y factor del motor de 0.127 rev/gal. A éste se le conectó una broca tricónica de la Compañía Baker Hughes, tipo GTX-C1 con dientes de acero, vestida con 4 jets de 16/32", que generaron un TFA de 0.785 in2. Sobre el motor se tuvo un float sub con válvula flotadora, estabilizador de aleta integrada tipo espiral de 14 3/4", NM Mule Shoe, MWD Monel y un NMDC, X-Over 7 5/8" Reg Pin – 6 5/8" Reg Box, 1 DC de 8", X-Over 6 5/8" Reg Pin – 4 1/2" IF Box, 20 HWDP de 5", Martillo Hidráulico de 6 1/2" y por último 4 HWDP de 5" para configurar el BHA .

BHA#2.- Este BHA direccional fue programado para continuar perforando la sección de 16" de acuerdo al plan direccional hasta la alcanzar la inclinación de 26.89° a la profundidad de 1894' y continuar perforando para mantener la tangente hasta completar las 36 horas de perforación para luego realizar viaje de acondicionamiento y sacar a superficie para cambiar estabilizador de 14 3/4" por uno de 15 3/4" y continuar con el trabajo direccional hasta verticalizar el pozo de acuerdo al programa.

Este BHA direccional se diseñó con el propósito principal de realizar la construcción de la curva hasta los 26.89° planeados, por lo cual se armó un BHA direccional Semi Fulcrum con un estabilizador sobre el motor de 14 3/4" y una camisa estabilizadora de 15 1/8". De esta forma se armó el BHA #2 compuesto por un ensamblaje direccional con motor de fondo de 9 5/8" LE de configuración 7:8 de 5.7 etapas, S/N 960-2362, con un bend housing configurado a 1.83°, camisa estabilizada de 15 1/8" y factor del motor de 0.127 rev/gal. A éste se le conectó una broca PDC de la compañía Baker Hughes de 5 aletas tipo HCD 605 con cortadores de 19 mm, vestida con 10 jets de 11/32", que generaron un TFA de 0.9281 in2. Sobre el motor se tuvo float sub con válvula flotadora, estabilizador de aleta integrada tipo espiral de 14 3/4", NM Mule Shoe, MWD Monel y NMDC, X-Over 7 5/8" Reg Pin – 6 5/8" Reg Box, 1 DC de 8", X-Over 6 5/8" Reg Pin – 4 1/2" IF Box, 20 HWDP de 5", Martillo Hidráulico de 6 1/2" y por último 4 HWDP de 5".

Con este BHA se bajó a fondo para continuar perforando la sección de 16" desde 513 pies rotando (ya iniciada la curva a KOP 394 pies MD). A ésta profundidad se deslizó 31 pies con una dirección 27.69° azimuth, para medir la respuesta al slide, construyendo 1.78° , de ahí en adelante el ensamblaje construyó con una severidad de $0.77^\circ/100$ a $2.32^\circ/100$ pies como resultado de entre 10 y 45 pies deslizados hasta 1885 pies MD, profundidad a la cual se definió el EOB, con un registro de 26.13° de inclinación y 25.44° de dirección. En la tangente se evidenció una tendencia a mantener inclinación y a girar a la derecha por lo que se tuvieron que realizar correcciones en dirección entre 10 y 20 pies deslizados, así se continuó perforando hasta la profundidad de 3080 pies MD, donde se cumplieron las horas de perforación y de acuerdo con el programa del pozo se decidió realizar viaje de acondicionamiento. Se circuló y se realizó el viaje a superficie para chequear broca y hacer cambio de estabilizador de $14 \frac{3}{4}$ " por $15 \frac{3}{4}$ " (BHA). La corrida se terminó con un registro de $27.91^\circ/26.67^\circ$ medido a 3012 pies MD, estando ubicados 9.4 pies arriba y 0.57 pies a la izquierda del plan.

Durante el viaje no se registraron problemas de arrastre sacando la tubería libre hasta superficie, indicando que el hoyo estaba en buenas condiciones de geometría y calibre. Se cambió el estabilizador para configurar un BHA Semi-pendular.

BHA # 3.- Con este ensamblaje direccional se pretendía continuar perforando tangencialmente con 26.89° hasta el punto de inicio de la verticalización (DOP) a 3387 pies MD y desde allí tumbar ángulo a razón de $1.3^\circ/100$ pies hasta alcanzar una profundidad de 5840 pies MD donde el pozo estaría vertical y se tendría una inclinación menor a 1° , donde se asentaría el revestimiento de $9 \frac{5}{8}$ ", dentro de la Formación Orteguaza.

Este BHA direccional #3 se diseñó con el propósito principal de mantener la tangente hasta la profundidad de 3387 pies, por lo cual se armó un BHA Semi Péndulo con un estabilizador sobre del motor de $15 \frac{3}{4}$ " y una camisa estabilizadora de $15 \frac{1}{8}$ ". De esta forma se armó el BHA #3 compuesto por un ensamblaje direccional con motor de fondo de $9 \frac{5}{8}$ " LE de configuración 7:8 de 5.7 etapas, S/N 960-2362, con un bend housing configurado a 1.83° , camisa estabilizada de $15 \frac{1}{8}$ " y factor del motor de 0.127 rev/gal. A éste se le conectó una broca PDC de la compañía Baker Hughes de 5 aletas tipo HCD 605 con cortadores de 19 mm, vestida con 12 jets de $12/32$ ", que

generaron un TFA de 1.105 in2. Sobre el motor se tuvo float sub con válvula flotadora, estabilizador de aleta integrada tipo espiral de 15 1/2", NM Mule Shoe, MWD Monel y NMDC, X-Over 7 5/8" Reg Pin – 6 5/8" Reg Box, 1 DC de 8", X-Over 6 5/8" Reg Pin – 4 1/2" IF Box, 20 HWDP de 5", Martillo Hidráulico de 6 1/2" y por último 4 HWDP de 5", como estaba contemplado según plan.

Se inició esta corrida perforando en rotación desde 3080 pies MD hasta 3887 pies MD realizando algunas correcciones para mantener el pozo según plan de la tangente, donde se inició el trabajo direccional para verticalizar el pozo. El DOP se estableció a 3387 pies MD, teniendo el pozo una inclinación de 27.15° y azimuth de 28.09°, medidos a 3362 pies MD y ubicados a 1.9 pies a la derecha del plan (Y) y 12.96 pies por encima (X). Durante el trabajo direccional para tumbar el ángulo desde 27.15° hasta 0.36° fue necesario deslizar entre 10 y 25 pies por cada tres paradas, a la profundidad de 5431 pies se tuvo que realizar un viaje de calibración por tener ya 40 horas de exposición del hoyo. Se circuló y se bombearon píldoras, se sacó hasta la profundidad de 3080 pies MD sin ningún tipo de problema.

Se bajó al fondo y se repasaron las dos últimas paradas por precaución, se reinició la perforación para terminar la sección con una inclinación de 0.36° en el fondo. El trabajo direccional durante la tangente y al tumbar la inclinación evidenció una tendencia de la formación de giro a la derecha, por esta razón se decidió hacer las correcciones para no cruzar el pozo a la derecha del plan, para contrarrestar esta tendencia y evitar trabajo direccional para corregir dirección, verticalizar el pozo y también previendo que una vez que el pozo estuviera vertical fuera a tomar la misma tendencia de desplazarse a la derecha y tuviera algunos pies para desplazarse mientras a su vez se acercara lentamente al centro del plan.

Se perforaron en total 2760 pies, de los cuales se deslizan 281 pies, tan solo un 10.2 % del total de pies perforados y se rotaron 2479 pies en un tiempo total de 58.57 horas para una ROP general de 71.7 pies/hr, se deslizan 9.15 horas para una ROP deslizando de 30.7 y rotando de 84.5 pies/hr.

EPN 462D.- Para la perforación del pozo durante la sección de 16" se utilizó 1 BHA direccional programado de la siguiente manera.

BHA#1.- El presente BHA direccional fue creado con la finalidad de buscar el mejor escenario operativo desde el punto de vista de perforación direccional para perforar la sección de 16” con un solo BHA direccional la sección de construcción, tangente y tumbado de ángulo hasta verticalizar el pozo de una manera segura, técnicamente viable y disminuyendo los tiempos y costos diarios de perforación de esta sección, y así cumplir con los objetivos propuestos por la operadora para atravesar los objetivos geológicos de una manera vertical.

Se perforó verticalmente hasta los 550 pies MD donde se establece el KOP. A partir del KOP se construyó la inclinación del pozo a una tasa de 1.9°/100’ hasta alcanzar 25.20° de inclinación en un azimuth de 321.47° hasta la profundidad de 1876 pies MD. Desde este punto se mantuvo la inclinación y azimuth generando una tangente hasta la profundidad de 4349 pies MD, donde se inició el tumbado de inclinación a una tasa de 1.76°/100’ hasta alcanzar 0° de inclinación en el punto de casing 13 3/8” a la profundidad de 5778 pies MD.

Se utilizó una configuración de BHA direccional con tendencia de construcción Semi Fulcrum con un ensamblaje que constó con un estabilizador sobre el motor de 15 1/4” y una camisa estabilizadora de 15 1/2”. De ésta forma se armó el BHA direccional #1 compuesto por un ensamblaje direccional con motor de fondo de 9 5/8” de configuración 5:6 de 4.5 etapas, S/N 1481, con un bend housing configurado a 1.5° y factor del motor de 0.152 rev/gal. A éste se le conectó una broca PDC de la compañía Halliburton de 5 aletas tipo SF56CH con cortadores de 19 mm, vestida con jets de 7x14/32”, que generaron un TFA de 1.05 in2.

Sobre el motor se tuvo un float sub con válvula flotadora, un estabilizador de aleta integrada tipo espiral de 15 1/4”, MWD Sub, MWD Monel, UBHO, 2 DC de 8”, X-Over 6 5/8” Reg Pin – 4 1/2” IF Box, 28 HWDP de 5”, Martillo Hidráulico de 6 1/2” y 6 HWDP de 5”.

Se bajó con este BHA direccional #1 hasta 414 ft donde se tenía el zapato del casing conductor de 20”, se realizó la prueba del motor y herramienta MWD con 500 gpm, 650 psi y se procedió a moler el zapato. Se continuó perforando formación nueva hasta llegar a la profundidad de 530 ft. A esta profundidad se realizó la toma del registro giroscópico y se inició el KOP de acuerdo al plan direccional.

Para la construcción de la curva en inclinación se deslizo intervalos de 15 a 30 pies por parada. El EOB (End of Build) se estableció a 1958 pies MD una vez alcanzada la inclinación de 24.61° y azimut de 321.7° quedando el pozo ubicado 6.8 pies CT-CT (0.6 pies arriba, 6.8 pies derecha) con respecto al plan.

Una vez terminada la construcción de la curva del pozo, se atravesó la tangente desde 1958 pies MD hasta 4198 pies MD (2240 pies), realizando un solo deslizamiento de 10 pies (2788 – 2798 pies MD) para corregir inclinación. La tangente finalizó a 4198 pies MD con el pozo ubicado 2.9 pies CT-CT (2.8 pies abajo, 0.8 pies derecha) con respecto al plan.

El DOP (Drop Off Point) inició a 4198 pies deslizando intervalos de 10 pies a 30 pies. El EOD (End of Drop) se estableció a 5695 pies MD con una inclinación de 2.92° de inclinación y 337.47° de azimut ubicando el pozo 6.2 pies CT-CT (6.1 pies atrás, 1.7 pies derecha) con respecto al plan.

Debido a la buena ROP experimentada durante toda la corrida se decidió hacer una sola corrida (sin viaje de calibración), hasta llegar al punto de casing.

En superficie se observa motor en buenas condiciones con 1 mm de desgaste axial, y broca con estructura de corte en buen estado.

La calificación de la broca fue: 0 – 0 – NO – A – X – I – NO – TD.

3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

3.2.1 INTRODUCCIÓN

Basados en el estudio de los históricos de los pozos perforados en la campo “X” del oriente ecuatoriano con perfil tipo “S” y su análisis de los problemas en la sección de 16”, existen numerosos registros de pérdidas económicas importantes debido a los problemas operacionales ocasionados por viajes a superficie programados y no programados por cambios de BHA direccionales.

Luego de realizar un estudio y análisis técnico comparativo de cada uno de los 10 pozos, se puede llegar a la conclusión de que al perforar un pozo direccional tipo “S” en la sección de 16” este puede ser perforado con un solo BHA direccional sin incurrir en viajes a superficie programados o no, y se lo puede realizar en menor tiempo y a bajos costos.

Estos factores mencionados inciden grandemente en pérdidas económicas para la empresa operadora, y de ser aplicado como se lo demuestra traería un ventaja positiva económicamente, permitiendo así mostrar que el uso de un solo BHA direccional usado para la perforación de un pozo tipo “S” en una sola sección disminuirá grandemente las pérdidas económicas e incluso acelerará la producción del pozo debido a que se disminuyen los tiempos totales de perforación y se mejora su rop efectiva.

El análisis económico muestra los costos relacionados con: operaciones diarias de cada uno de las líneas de servicios como, perforación direccional, fluidos de perforación, brocas, control litológico, control de sólidos, servicio de taladro de perforación, entre otras.

Todo esto con el objetivo de demostrar que con el uso de un mismo sistema de perforación y un correcto análisis de un BHA direccional se pueden disminuir costos y tiempo en la perforación de un pozo tipo “S” en la sección de 16”.

3.2.2 ANTECEDENTES

Para el análisis económico de este proyecto se realizó la comparación de los costos del pozo EPN 462D el cual fue perforado con un solo BHA direccional la sección de 16” y el pozo EPN 231D el cual fue perforado con 3 BHA’s programados para perforar la misma sección de idénticas características, los mismos que fueron detallados en el desarrollo de este capítulo.

3.2.3 ANALISIS ECONÓMICO COMPARATIVO

Para realizar el análisis económico comparativo, se realizará una normalización de los costos del pozo EPN 231D con respecto al pozo EPN 462D, tomando como base los costos utilizados del pozo EPN 462D, ya que corresponden y se apegan a la realidad de los precios utilizados recientemente y que fueron ajustados al costo del barril actual de \$50.

En la tabla 3.8, se detallan todos los costos intangibles, los cuales varían diariamente de acuerdo a la necesidad de las operaciones y que no tienen una existencia física una vez finalizadas las operaciones de perforación.

Para el análisis económico comparativo de este proyecto no se consideran los costos tangibles tales como:

- Casing de 13 5/8” utilizado para revestir la sección de 16”.
- Herramientas y equipo de cementación.
- Servicio del equipo de corrida del revestidor de 13 5/8”.

Además, tampoco se consideran los costos diarios que involucran los días adicionales por operaciones de viajes de calibración del hoyo, viajes de reacondicionamiento, viajes cortos y viajes de limpieza previos a la corrida del revestidor que se realicen después de haber alcanzado el punto de casing durante la perforación de la sección.

COSTO DIARIO DE OPERACIONES SECCIÓN 16"			
DETALLE	#	COSTO (\$)	COSTO TOTAL (\$)
GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO	1	\$ 2.950,00	\$ 2.950,00
COMAN SENIOR	1	\$ 1.180,00	\$ 1.180,00
COMAN JUNIOR	1	\$ 1.060,00	\$ 1.060,00
COMAN SERVICIOS INTEGRADOS	1	\$ 800,00	\$ 800,00
INGENIERÍA QUITO SERVICIOS INTEGRADOS	1	\$ 750,00	\$ 750,00
PERFORACIÓN DIRECCIONAL	1	\$ 20.500,00	\$ 20.500,00
MARTILLO	1	\$ 4.947,00	\$ 4.947,00
RENTA DE CAMIONES AL VACIO	1	\$ 350,00	\$ 350,00
SERVICIO DEL TALADRO DE PERFORACIÓN	1	\$ 28.900,00	\$ 28.900,00
BROCA	1	\$ 18.000,00	\$ 18.000,00
FLUIDOS DE PERFORACIÓN	1	\$ 8.825,65	\$ 8.825,65
LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	1	\$ 1.060,00	\$ 1.060,00
CONTROL DE SOLIDOS DE PERFORACIÓN	1	\$ 5.602,25	\$ 5.602,25
CONTROL LITOLÓGICO	1	\$ 3.848,30	\$ 3.848,30
SERVICIO DE CORRIDA DE GIROSCOPIO	1	\$ 10.905,00	\$ 10.905,00
ACEITES/GRASAS/DIESEL/TRANSPORTE	1	\$ 10.677,25	\$ 10.677,25
ALIMENTACIÓN	1	\$ 2.564,00	\$ 2.564,00
TOTAL:			\$ 122.919,45

Tabla 3.8: Costos intangibles normalizados por día para la sección de 16"

Elaborado por: Alex Cózar

3.2.3.1 COSTOS POZO EPN 462D

Los costos de operación desde que se inicia el armado del BHA direccional en superficie hasta que se alcanza el punto de casing en la sección de 16", se detallan en la tabla 3.9, utilizando el valor del costo diario normalizado en la tabla 3.8 por el número de días totales que se llevaron a cabo las operaciones de perforación detallados en la gráfica 3.10.

El valor total que implica la perforación del pozo direccional EPN 462D con un solo BHA direccional es de \$275.339,57.

COSTO TOTAL SECCIÓN 16" - EPN 462D			
DETALLE	TOTAL DÍAS	COSTO (\$)	COSTO TOTAL (\$)
GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO	2,24	\$ 2.950,00	\$ 6.608,00
COMAN SENIOR	2,24	\$ 1.180,00	\$ 2.643,20
COMAN JUNIOR	2,24	\$ 1.060,00	\$ 2.374,40
COMAN SERVICIOS INTEGRADOS	2,24	\$ 800,00	\$ 1.792,00
INGENIERÍA QUITO SERVICIOS INTEGRADOS	2,24	\$ 750,00	\$ 1.680,00
PERFORACIÓN DIRECCIONAL	2,24	\$ 20.500,00	\$ 45.920,00
MARTILLO	2,24	\$ 4.947,00	\$ 11.081,28
RENTA DE CAMIONES AL VACIO	2,24	\$ 350,00	\$ 784,00
SERVICIO DEL TALADRO DE PERFORACIÓN	2,24	\$ 28.900,00	\$ 64.736,00
BROCA	2,24	\$ 18.000,00	\$ 40.320,00
FLUIDOS DE PERFORACIÓN	2,24	\$ 8.825,65	\$ 19.769,46
LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	2,24	\$ 1.060,00	\$ 2.374,40
CONTROL DE SOLIDOS DE PERFORACIÓN	2,24	\$ 5.602,25	\$ 12.549,04
CONTROL LITOLÓGICO	2,24	\$ 3.848,30	\$ 8.620,19
SERVICIO DE CORRIDA DE GIROSCOPIO	2,24	\$ 10.905,00	\$ 24.427,20
ACEITES/GRASAS/DIESEL/TRANSPORTE	2,24	\$ 10.677,25	\$ 23.917,04
ALIMENTACIÓN	2,24	\$ 2.564,00	\$ 5.743,36
TOTAL:			\$ 275.339,57

Tabla 3.9: Costos intangibles normalizados totales de la sección de 16" – Pozo EPN 462D

Elaborado por: Alex Cózar

3.2.3.2 COSTOS POZO EPN 231D

Los costos de operación desde que se inicia el armado del BHA direccional en superficie hasta que se alcanza el punto de casing en la sección de 16", se detallan en la tabla 3.10, utilizando el valor del costo diario normalizado en la tabla 3.8 por el número de días totales que se llevaron a cabo las operaciones de perforación detallados en la gráfica 3.10.

El valor total que implica la perforación del pozo direccional EPN 231D con el uso de 3 BHA's direccionales programados para realizar viajes a superficie únicamente por cambio de BHA es de \$758.413,01.

COSTO TOTAL SECCIÓN 16" - EPN 231D			
DETALLE	TOTAL DÍAS	COSTO (\$)	COSTO TOTAL (\$)
GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO	6,17	\$ 2.950,00	\$ 18.201,50
COMAN SENIOR	6,17	\$ 1.180,00	\$ 7.280,60
COMAN JUNIOR	6,17	\$ 1.060,00	\$ 6.540,20
COMAN SERVICIOS INTEGRADOS	6,17	\$ 800,00	\$ 4.936,00
INGENIERÍA QUITO SERVICIOS INTEGRADOS	6,17	\$ 750,00	\$ 4.627,50
PERFORACIÓN DIRECCIONAL	6,17	\$ 20.500,00	\$ 126.485,00
MARTILLO	6,17	\$ 4.947,00	\$ 30.522,99
RENTA DE CAMIONES AL VACIO	6,17	\$ 350,00	\$ 2.159,50
SERVICIO DEL TALADRO DE PERFORACIÓN	6,17	\$ 28.900,00	\$ 178.313,00
BROCA	6,17	\$ 18.000,00	\$ 111.060,00
FLUIDOS DE PERFORACIÓN	6,17	\$ 8.825,65	\$ 54.454,26
LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	6,17	\$ 1.060,00	\$ 6.540,20
CONTROL DE SOLIDOS DE PERFORACIÓN	6,17	\$ 5.602,25	\$ 34.565,88
CONTROL LITOLÓGICO	6,17	\$ 3.848,30	\$ 23.744,01
SERVICIO DE CORRIDA DE GIROSCOPIO	6,17	\$ 10.905,00	\$ 67.283,85
ACEITES/GRASAS/DIESEL/TRANSPORTE	6,17	\$ 10.677,25	\$ 65.878,63
ALIMENTACIÓN	6,17	\$ 2.564,00	\$ 15.819,88
TOTAL:			\$ 758.413,01

Tabla 3.10: Costos intangibles normalizados totales de la sección de 16" – Pozo EPN 231D

Elaborado por: Alex Cózar

3.2.3.3 COMPARATIVO DE COSTOS

En la gráfica 3.17, podemos observar el costo total de la perforación de la sección de 16" de los dos pozos analizados, donde nos indica el ahorro total del pozo EPN 462D si se lo realizara con un solo BHA direccional con las características y recomendaciones desarrolladas en este capítulo, frente a los costos del pozo EPN 231D, el mismo que fue planificado y perforado con un diseño de 3 BHA's direccionales usados en la misma sección de 16" que contienen en su planeación la fase de construcción, tangente y tumbado de ángulo de un pozo de perfil tipo "S".



Grafica 3.17: Comparativo de costos totales de la sección de 16”

Elaborado por: Alex Cózar

Esta cantidad de ahorro representa para la compañía operadora del bloque o inversionista, un ahorro de aproximadamente \$483.073,44 en toda la perforación de la sección de 16”.

Esta optimización de diseño de BHA direccional del pozo EPN 462D tal como se explica en este capítulo, además del ahorro económico, también ahorra un tiempo muy significativo de perforación, el cual optimiza recursos de la operadora y hace más efectivo y optimizador el servicio de la línea direccional en su etapa de planeación y ejecución de pozos, así como también acelera la producción del pozo perforado y adelanta el inicio de la perforación del próximo pozo dentro de una campaña de perforación.

A todo este análisis económico comparativo, no se le consideraron los riesgos pre-existentes dentro de una matriz de riesgos y los costos que ellos incurren al momento de ejecutar un viaje a superficie no programado, y que siempre están latentes las probabilidades de que exista una pega mecánica, tiempos no productivos por problemas al momento de sacar la tubería a superficie, desconexiones de algún elemento del BHA direccional y que los mismos vayan a alojarse al fondo, resultando en operaciones de sidetrack o peor aún en la pérdida total del pozo, los cuales distanciarían mucho más los costos y tiempos no productivos de la sección.

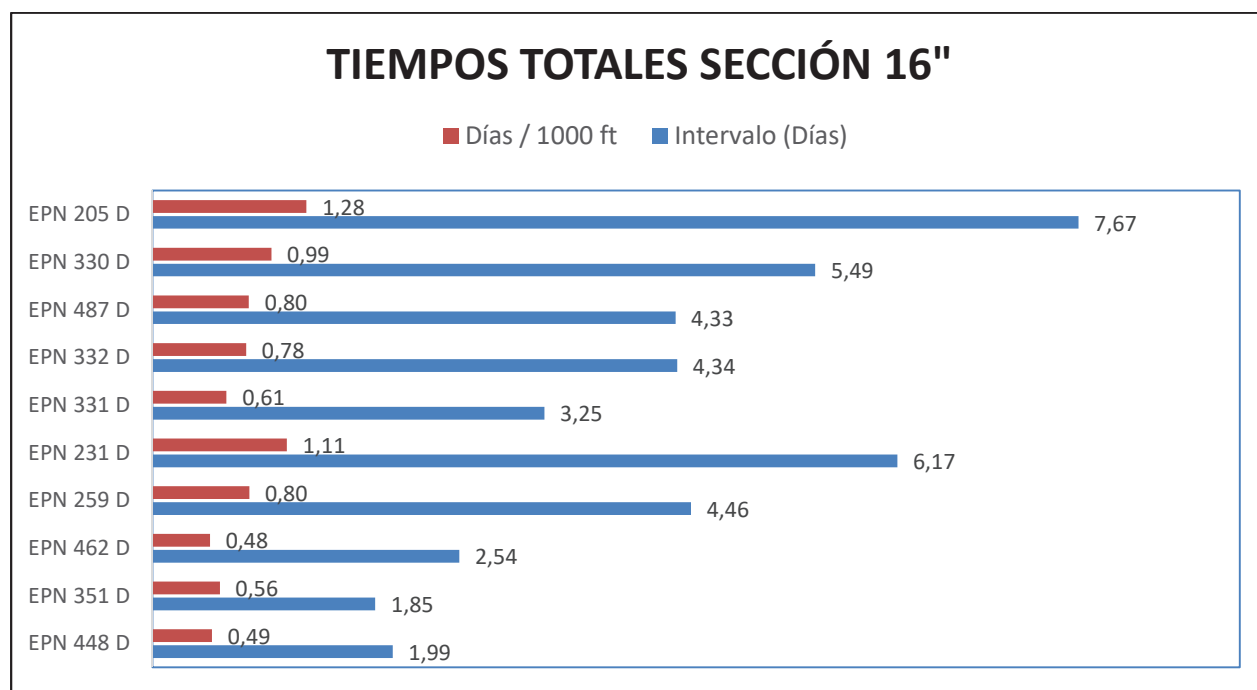
CAPÍTULO V

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

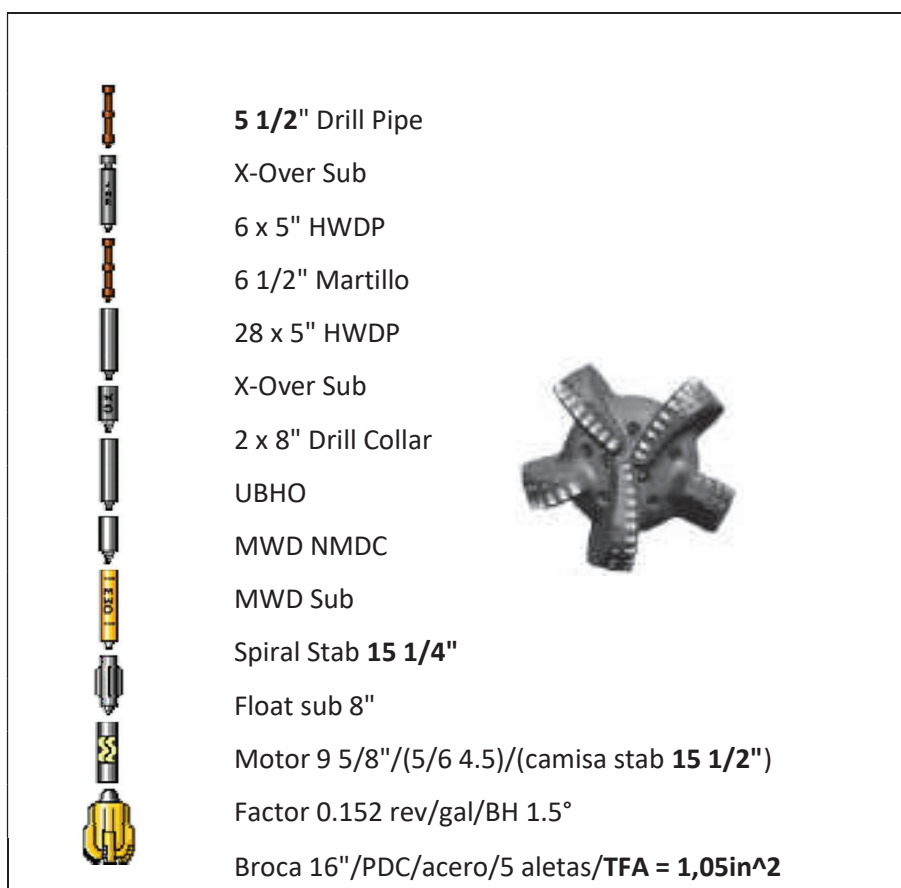
En base a los resultados obtenidos durante el desarrollo del presente análisis se pudo llegar a las siguientes conclusiones:

- Del estudio comparado de los 10 pozos direccionales y de acuerdo a la gráfica 3.11 de este trabajo y que se adjunta a continuación, se concluye que el pozo EPN 462D el mismo que fue perforado con un solo BHA direccional durante toda la sección de 16", desde su fase vertical, fase de construcción, tangente y posteriormente su fase de tumbado de ángulo, es el pozo más óptimo ya que se lo perforó en un total de 2.54 días y su factor de tiempo (días/1000 ft) es de 0.48, frente a los pozos EPN 231D, EPN 330, EPN 205D, los cuales fueron perforados con dos o más BHA's direccionales y el total de días perforando fueron de 6.17, 5.49 y 7.67, y sus factores de tiempo son 1.11, 0.99 y 1.28 respectivamente.



- De acuerdo a la gráfica 3.4, podemos concluir que de los 10 pozos estudiados y analizados, el pozo EPN 462D tuvo una rop general mayor en comparación con los otros pozos, de igual manera su rop rotando en toda la sección, no así su rop deslizando, la cual se encuentra entre las más bajas de todo el conjunto de pozos, esto debido a que el tipo de BHA direccional que se utilizó fue un BHA tipo semi Fulcrum, el mismo que es utilizado para perforar la fase de construcción y su baja rop se fue influenciada especialmente por la rop deslizando en la fase de tumbado de ángulo.
- De acuerdo a la gráfica 3.13, podemos concluir que el BHA direccional con mejor desempeño de acuerdo a su índice de efectividad (ft/grados) es el ensamblaje de fondo utilizado en el pozo EPN 462D, ya que con este diseño de BHA se necesitan 12.74 ft aproximadamente para incrementar en 1 grado el valor de la inclinación del pozo, no así los otros pozos que tienen un índice de efectividad mayor, el cual necesitaran realizar más pies de deslizamiento para aumentar en 1 grado el valor de la inclinación del pozo, resultando esto en un mayor tiempo total de perforación y por lo tanto en mayores rop's tanto deslizando como en una rop general.
- De acuerdo a la gráfica 3.15, podemos concluir que el pozo que perforó la misma cantidad de pies dentro de la sección de 16" con características semejantes en comparación con los 10 pozos en estudio y que lo realizó en un menor tiempo, es el pozo EPN 462D, con un total de 5314 pies perforados en un tiempo total de 61 horas de perforación.
- De acuerdo a la gráfica 3.16, podemos concluir que el pozo EPN 462D posee una rop efectiva mayor en comparación con los pozos en estudio, especialmente por arriba de los pozos EPN 448D y EPN 351D, que son pozos en los cuales también se utilizaron un solo BHA pero que no se alcanzaron su verticalidad dentro de una misma sección y que por lo tanto perforaron una menor cantidad de pies.
- Un pozo direccional tipo "S" en la sección de 16" que se caracterice por tener su fase de construcción, tangente y tumbado de ángulo en una misma sección, si puede ser perforado con un solo BHA direccional tipo Semi-Fulcrum.

- Un BHA direccional tipo Fulcrum, además de perforar la sección de construcción, puede también perforar la sección tangencial y de tumbado de ángulo sin poner en riesgo las operaciones de perforación del pozo.
- El BHA direccional tipo semi Fulcrum utilizado para perforar la sección de 16" del pozo tipo "S" EPN 462D, consta de un estabilizador sobre el motor de 15 ¼" y una camisa estabilizadora de 15 ½", compuesto por un motor de fondo de 9 5/8" de diámetro nominal con una configuración lobular de 5:6 y 4.5 etapas, con un bend housing configurado a 1.5° y con un factor del motor de 0.152 rev/gal.
- Para perforar un pozo tipo "S" en el campo "X" del oriente ecuatoriano, que contenga la fase de construcción, tangente y tumbado de ángulo dentro de la misma sección, y que sea perforado en menor tiempo y a menor costo, se concluye que el diseño óptimo de un BHA direccional deberá ser el siguiente:



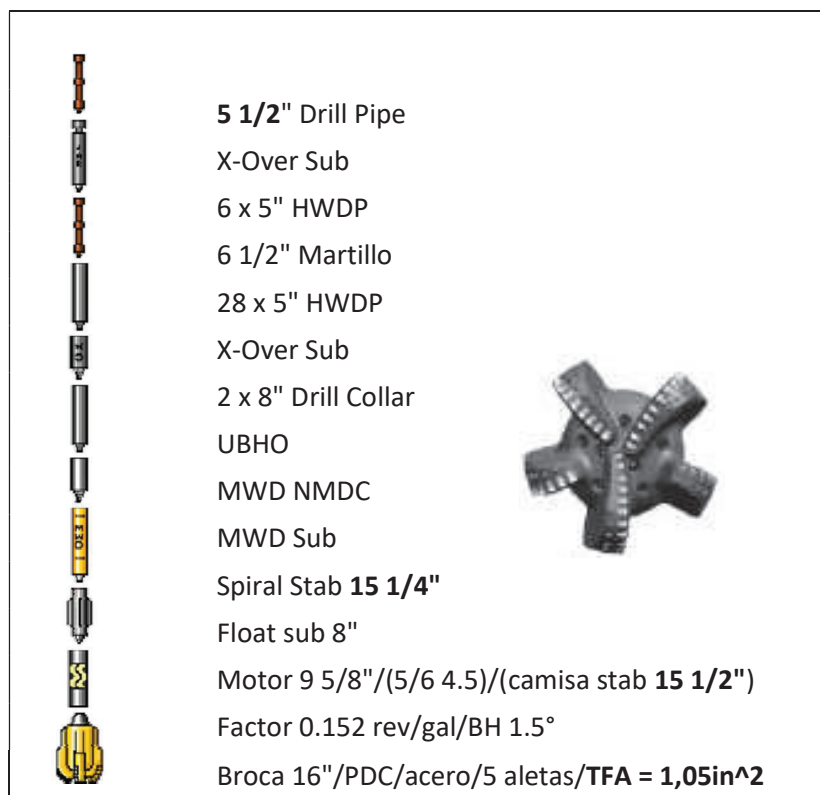
- La broca utilizada para perforar la sección de 16” en una sola corrida en pozo tipo “S” compuesto por la fase de construcción, tangente y tumbado de ángulo en la misma sección hasta quedar totalmente verticalizado, fue una broca de diámetro nominal de 16” del tipo PDC de 5 aletas de cuerpo de acero con cortadores de 19 mm, vestida con jets de 7x14/32” que generaron un TFA de 1.05 pulgadas cuadradas.
- De acuerdo al análisis de los resultados y al desempeño comparativo conseguido, se estableció que los lineamientos de diseño de BHA direccional aplicados en el pozo EPN 462D, se deben usar como referencia de técnica operacional estándar, sugerida por la operadora hacia las compañías prestadoras de este servicio cuando se requiera perforar un pozo tipo “S” en el futuro, ya que con este diseño se busca asegurar la perforación de la toda la sección con un solo BHA en menos tiempo, menos costos y menos riesgos operacionales intangibles.
- El diseño del BHA direccional utilizado en el pozo EPN 462D, no aplicará únicamente solo para el campo “X” del oriente ecuatoriano, sino que también será aplicable para los demás campos del oriente ecuatoriano, ya que este estudio fue realizado en la sección de 16”, donde la geología corresponde al terciario indiferenciado, por lo que el comportamiento del BHA responderá de igual manera en otros campos que tienen esta característica geológica similar.
- El diseño óptimo y el uso correcto de la configuración de estabilizadores de un ensamblaje de fondo de pozo direccional para perforación de un pozo de perfil tipo “S”, disminuirá considerablemente los tiempos y costos que involucran las operaciones de perforación durante una misma sección y por lo tanto acelerarán la producción del pozo perforado y adelantará el inicio de las operaciones del siguiente pozo.
- No se justifican viajes a superficie programados para cambio de BHA en pozos tipos “S” caracterizados por tener su fase de construcción, tangente y tumbado de ángulo, donde tengan la sección vertical (VS) por debajo de los 1800 - 2000 pies.

- El análisis de torque y arrastre de la sección de 16”, los cuales son los limitantes para los valores de las ratas de construcción y las ratas de tumbado de ángulo o máxima inclinación del pozo, son determinantes para poder alcanzar el punto de casing en un pozo de perfil tipo “S”, especialmente cuando nos encontramos perforando los últimos pies de la sección en la zona de tumbado de ángulo, ya que al tener valores altos de torque en el fondo, resultarán en rop’s bajas ocasionadas por la baja transferencia de peso hacia la broca, y como resultado terminarían realizando un viaje a superficie no programado para cambio de BHA.
- Para la perforación de pozo direccionales “S”, se establecen a través de la experiencia una inclinación máxima o límites de DLS durante la planificación del pozo, para minimizar el desgaste y lavado del casing cuando se perforan la diferentes fases dentro de la sección de 16”.
- La rop deslizando en la sección de construcción debido a que el tipo de BHA direccional será un Semi-Fulcrum (BHA de construcción), será mucho mayor que la rop deslizando en zona de tumbado de ángulo.
- Se concluye que así la rop deslizando en la fase de tumbado de ángulo del pozo modelo sea menor a la rop deslizando en la fase de dropeo de los pozos en estudio que utilizaron más de un BHA, es recomendable perforar el pozo con un solo BHA direccional, ya que los tiempos y operaciones adicionales que implican el viaje a superficie, no compensan con el tiempo q se demora perforando la sección de dropeo a una baja rop, ya que la diferencia de rop es considerablemente menor.
- Al perforar un pozo con un solo BHA direccional se disminuyen considerablemente los tiempos totales de perforación, por lo que se tiene un tiempo menor de exposición de la formación, el cual da lugar a que las paredes del pozo se desestabilicen y converjan en problemas adicionales al momento de bajar el casing.

- Al momento de comparar las variaciones del diámetro de la camisa estabilizadora y estabilizador del BHA direccional, podemos observar que variaciones de más de 1/16” de diámetro ocasionarán un cambio en la tendencia del BHA, tanto en la respuesta del índice de deslizamiento (ft/grado) como en cambios de la inclinación y dirección del pozo cuando se perfora en modo rotación.
- De acuerdo a la gráfica 3.17, el uso de un BHA direccional representa un ahorro económico para la operadora del 64% (\$ 483.073,44) del costo total de la sección de perforación que cuando se lo perfora con dos o más BHA's direccionales en la perforación de un pozo direccional tipo “S”.
- El perforar con dos o más BHA's direccionales, además de un excedente del 175% en el costo total, representa en un adicional de 4 días más de perforación de una sola sección, que si se lo perforaría con un solo BHA direccional correctamente diseñado.

4.2 RECOMENDACIONES

- Para el diseño óptimo de una BHA direccional tipo “S”, con su fase de construcción, tangente y tumbado de ángulo dentro de la sección de 16” y debido a los problemas suscitados ocasionados por el bajo rendimiento del uso de dos o más BHA’s, se recomienda perforarlos con un solo BHA direccional y diseñar su esquema basado en la siguiente figura, pudiendo variar únicamente la configuración de los martillos de acuerdo a la disponibilidad de cada equipo.



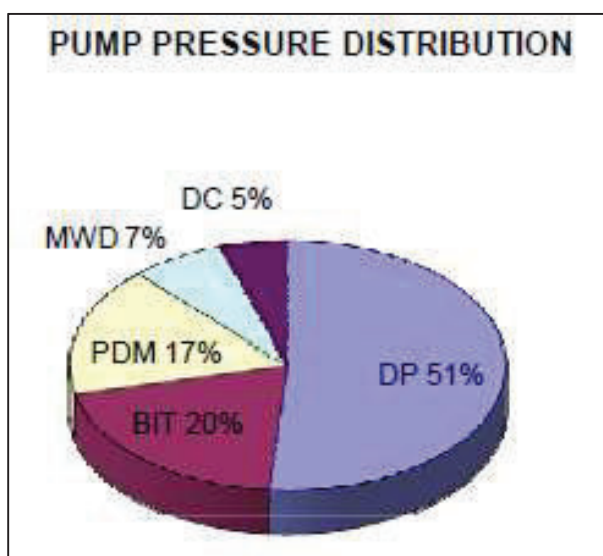
- Debido a los problemas suscitados debido al bajo rendimiento de los pozos tipos “S” perforados en la sección de 16” con dos o más BHA’s, se recomienda perforarlos con un solo BHA.
- Para evitar tiempos no productivos durante la perforación de los primeros pies de formación ocasionados por pérdidas de fluido, taponamiento de las líneas de flujo del taladro por altas rop’s y baja hidráulica debido a presencia de jumbos, y para no fracturar la formación se recomienda que en el campo “X”, se trabaje progresivamente con los

siguientes parámetros de caudal controlados de acuerdo a la profundidad previo a alcanzar los parámetros máximos de operación.

Profundidad (ft)	Galonaje (gpm)
50	100
100	200
200	300
300	400
400	500
400	600
500	750
600	900
700	1000
800	1000
900	1000
1000	1000

- Previo a la planificación de un pozo direccional, basados en la distancia de la sección vertical y el ángulo máximo de la tangente, no se recomienda diseñar pozos del perfil tipo “J” con inclinaciones menores a 15° de inclinación, ya que en la fase tangencial es muy probable que ocurra continuamente el efecto de bit walk; es decir cambios de dirección del pozo, los mismo que requerirán trabajos de deslizamiento y pérdidas de tiempo realizando las respectivas correcciones en una fase que no está diseñada para realizar el trabajo direccional, resultando en rop’s bajas durante toda la sección, en su lugar se recomienda cambiar el diseño a un pozo tipo “S”.
- Durante la planificación del pozo direccional tipo “S”, el limitante recomendable para el máximo torque rotando en el fondo es no superar más allá de los 30 Klb-ft durante el análisis de torque, esto para no tener que sacrificar las revoluciones por minuto proporcionados por el top drive y el peso que se aplica sobre la broca, y así poder trabajar todo el tiempo con los máximos parámetros recomendados, maximizando así las rop’s y la limpieza del hoyo, y disminuyendo los tiempos y costos totales.

- Para determinar el asentamiento del punto de casing y su punto de verticalización, se lo recomienda diseñar su perfil 50 ft antes de la entrada a la formación Orteguaza, esto con el propósito de realizar el trabajo direccional dentro de una misma formación geológica y evitar crear whasouts dentro de la lutita de la formación Orteguaza, dificultando el trabajo direccional por problemas de colgamiento y que se verán reflejados en bajas rop's deslizando dentro de esta formación.
- Para optimizar tiempos de perforación y evitar viajes cortos de limpieza durante la perforación de la sección de 16" por las 40 horas de perforación, se recomienda que al término de cada parada reparar una sola vez la parada perforada, y a partir de la profundidad de 5000' hasta alcanzar el punto de casing reparar dos veces la parada con máximo galonaje y máximas rop's permitidas de superficie.
- Como observamos en la gráfica a continuación, debido a que el 50% de las pérdidas de presión en todo el sistema de perforación es ocasionado por la tubería de perforación (drill pipe), se recomienda perforar con un drill pipe de diámetro nominal de 5 ½" y un diámetro interno de 4.778", esto para asegurar que la configuración hidráulica de la broca (TFA) no se vea restringida en sus últimos pies de perforación de la sección y debido a esto tener que sacrificar la operación con la rata de flujo, resultando en una pobre limpieza del hoyo y bajas rop's.



Distribución de presión de la bomba

- Una vez alcanzado el punto de casing, se recomienda analizar el viaje a superficie en todo su trayecto, especialmente en las fases de construcción y tumbado de ángulo, para de esta manera poder evitar un viaje adicional de calibre del pozo y realizar directamente la corrida del revestidor de 13 5/8”.
- De ocurrir un viaje a superficie no programado ocasionado por algún otro factor que no sea cambio de BHA direccional, se recomienda revisar las herramientas direccionales, especialmente medir el diámetro de los estabilizadores, ya que un posible desgaste en el diámetro de los estabilizadores podrían incidir en una tendencia o respuesta de BHA inesperados, como cambios de inclinación o cambios de dirección del pozo a lo largo de la perforación en una fase, los cuales resultan en viajes a superficie no programados por mal desempeño del BHA direccional.
- Al momento de realizar un análisis comparativo de desempeño y optimización de un BHA direccional en la perforación de pozos, se recomienda que los pozos tengan las mismas condiciones físicas y de ingeniería como: área geológica o campo, taladro de perforación, tipo de perfil del pozo, diámetro del drill pipe, fluido de perforación y sistema de perforación, tal como se lo realizó en este proyecto, con esto el desempeño del BHA direccional no se verá afectado por agentes externos que no sean del diseño de cada uno de los componentes del BHA direccional.
- Evitar realizar viajes a superficie ocasionados por una baja rop del motor, cuando se atraviesa una formación en transición, es decir cuando se espera pasar de una formación geológica a otra, debido a que los parámetros de evaluación de desempeño del motor pudieran confundir con los parámetros ocasionados por un cambio de formación.
- Para el diseño de la configuración de estabilización de un BHA direccional para la perforación de un pozo tipo “S” se recomienda utilizar un diámetro de la camisa estabilizadora de 15 1/2” y un diámetro del estabilizador de 15 1/4”.

- Se recomienda que el posicionamiento del martillo dentro de la configuración de un BHA direccional, sean elaborados en modo de tensión, teniendo en cuenta el número de HWDP's disponibles para cada equipo de perforación, buscando siempre el mejor escenario de impacto e impulso al momento de martillar hacia arriba o hacia abajo.
- Para el diseño de posicionamiento del martillo, se recomienda trabajar con el máximo número de HWDP's disponibles, permitiendo de esta manera poder alcanzar el peso sobre la broca requerido, sin la necesidad de comprimir u ocasionar pandeos en la tubería de perforación.
- Para la perforación de un pozo tipo "S" en la sección de 16", se recomienda manejar un escenario hidráulico para el TFA de 1.104 in², o donde el valor del HSI tenga como resultado un valor por arriba de 2, teniendo en cuenta que la formación del terciario indiferenciado requiere ser perforada por impacto o fuerza hidráulica a la salida de los jets para así erosionar la formación, a diferencia de las otras formaciones que requieren perforar con peso sobre la estructura de corte de la broca para que los cortadores trabajen.
- Se recomienda perforar la sección de 16" con tubería de perforación de 5 ½", debido a que esta tubería posee un ID mayor que la tubería de 5", por lo tanto se tendrán menos pérdidas de presión en el sistema, permitiendo así trabajar con más galonaje al término de la sección, sin tener que sacrificar el galonaje debido al aumento de presión en superficie y optimizando así la rop y evitando problemas de limpieza del hoyo, formaciones de camas debido a los cuttings y problemas en los viajes a superficie.
- Bajo ninguna circunstancia se recomienda realizar un viaje a superficie por un mal diseño en la etapa de planeación del BHA direccional en la perforación de un pozo direccional tipo "S".
- Se recomienda realizar un estricto análisis y estudio de la simulación hidráulica con los parámetros reales insitu, previo al armado del BHA direccional y su inicio de perforación

con cada una de las líneas de servicio, especialmente; supervisor de pozo o Company man, direccionales, fluidos de perforación y brocólogo.

- Para minimizar el torque y arrastre, se recomienda minimizar el diámetro de la tubería de perforación, para la perforación de pozos tipo “S” en la sección de 16” se recomienda el drill pipe de 5 ½” y para las posteriores secciones se recomienda usar una tubería combinada de 5”.
- Se recomienda minimizar el uso de tubulares no magnéticos de perforación, sin sacrificar la precisión y exactitud a alcanzar de los sensores de la herramienta MWD.
- Si el diseño del BHA direccional no funciona y no alcanza las expectativas requeridas de acuerdo al plan o programa de perforación direccional, se recomienda no dudar en realizar el viaje a superficie para cambio de BHA, de lo contrario no se alcanzarán los objetivos geológicos propuestos.
- No se recomienda diseñar una sarta de perforación direccional en un pozo tipo “S” para cada fase de la sección, es decir un BHA para la sección vertical, otro BHA para la sección de construcción, otro BHA para la sección tangencial y otro BHA para la fase de tumbado de ángulo, diseñe un solo tipo de BHA direccional que cumpla con los requerimientos de cada fase de perforación pero sin comprometer la seguridad y calidad del pozo direccional.
- El diseñar un pozo direccional tipo “S” que incluya la fase de construcción, tangente y tumbado de ángulo en una misma sección y dejar el pozo verticalizado en la sección de 16”, disminuirán considerablemente muchos de los problemas ocasionados en la sección de 12 1/4”.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera, R., Cordell, G., Nicholl, G., Artindale, J., Ng, M. & Runions, G. (1991). *Horizontal Wells*. Vol. 9. Gulf Publishing Company, Texas, USA.
- Anadrill (1993). *PowerPak Steerable Motor Handbook*. Macco Boulevard, Texas, USA.
- Devereux, S. (2007). *Practical Well Planning and Drilling Manual*. Pennwell Corporation, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Eras, P. (2004). *Selección de zona y diseño de la longitud horizontal para pozos horizontales aplicados al Bloque 18*. Tesis de grado de Ingeniería de Petróleos; no publicada. Universidad Central del Ecuador, FIGEMPA, Quito.
- Fuentes, C. (2010). *Well Planning*. Weatherford, Houston, Texas, USA.
- Halliburton (2003). *Manual operativo de campo Geo-Pilot*. Alberta, Canadá.
- Halliburton (2005). *Geo-Pilot Rotary Steerable System*. Field Operations Manual Houston, TX, USA.
- Halliburton Landmark Software & Services (2013). *COMPASS Software Release 5000.1.11 Training Manual*. Revisión G. Houston, Texas, USA.
- Huato, T. (2006). *Estudio del Sistema Slickbore para perforación dirigida de pozos petroleros*. Proyecto de Tesis, Quito, Ecuador.
- Izurieta, P. (1997). *Perforación Horizontal y Direccional*. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- Klause, T. (2014). *New directions in Rotary Steerable Drilling*. Norsk Hydro, Norway.
- MI Swaco (2001). *M-I Drilling Manual*.
- Mitchell, F. (2005). *Petroleum Engineering Handbook, Drilling Engineering*, Volume II. Society of Petroleum Engineers, Texas, USA.
- PrecisionDrill (2006). *Drilling Mud Motors & DD Handbooks*. First Edition. Houston, Texas.
- Richardson (1991). *Applied Drilling Engineering*. Society of Petroleum Engineers, Texas, USA.

- Reportes de Perforación, Planes de Perforación, Mapas Geológicos, Hojas Técnicas, Papers y demás documentos afines pertenecientes al Archivo y Biblioteca propia de la Compañía Weatherford.
- Society of Petroleum Engineers Inc. (24 & 26 September 2006). *Steerable Motors Hold Out Against Rotary Steerables*. Annual Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA.
- Society of Petroleum Engineers Inc, paper AADE-03-NTCE49 (2003). *Rotary Steerable Drilling System enable single trip runs for larger hole*.
- Society of Petroleum Engineers Inc, paper No 91810 (2005). *Integration of a performance drilling motor and Rotary Steerable System combines benefits of both drilling methods and extended drilling envelopes*.
- T, Warren (2006). *Steerable Motors Hol Out Against Rotary Steerables*, SPE-104268. Tesco Corp.
- Tompson, V. (2012). *Paquete de autoaprendizaje sobre Torque y Arrastre*. Drilling Services, Houston, Texas, USA.
- Villalba, J. (2008). *Análisis técnico-económico de la perforación de un pozo de alcance extendido*. Tesis de grado de Ingeniería de Petróleos; no publicada. Universidad Central del Ecuador, FIGEMPA, Quito.
- Weatherford (2012). *Data Quality Analysis 1*. Drilling Services, Houston, Texas, USA.
- Weatherford (2012). *Data Quality Analysis 2*. Drilling Services, Houston, Texas, USA.
- Weatherford (2012). *Data Quality Analysis 3*. Drilling Services, Houston, Texas, USA.
- Weatherford (2009). *Mud Lubricated Drilling Motor*. Handbook. Second Edition.
- Weatherford (2009). *Rotary Steerable System, Handbook*. Second Edition. Houston, Texas, USA.
- Weatherford (2007). *Training Curriculum CRCM_350_revk_0804, Revolution Rotary Steerable Operations*. Houston, Texas, USA.
- Willians, M. (2005). *Un nuevo giro a la perforación rotativa direccional*.

GLOSARIO

MD	Measured Depth
TVD	True Vertical Depth
Inc	Inclinación
Azm	Azimuth
VS	Vertical Section
HD	Horizontal Displacement
DLS	Dog Leg Severity
DL	Dog Leg
KOP	Kick off point
EOB	End of build
DOP	Drop of point
EOD	End of drop
TD	Total Depth
CP	Casing Point
N/E	Northing/Easting
NESW	North East South West
BUR	Build Up Rate
TR	Turn Rate
MSL	Mean Sea Level
UTM	Universal Transverse Mercator
GRS	Geographic Reference System
TN	True North
GN	Grid North
MN	Magnetic North
RT	Rotary Table
GL	Ground Level
RKB	Rotary Kelly Bushing
MWD	Measurement While Drilling
PDM	Positive Displacement Mud Motor

DHM	Down Hole Motor
LWD	Logging while drilling
PWD	Pressure While Drilling
GWD	Gyro While Drilling
HL	Hook Load
SOW	Slack off Weight
PUW	Pick up Weight
ROffW	Rotating off bottom weight
ROnW	Rotating on bottom weight
AC	Anticollision
SF	Separation factor
EOU	Ellipses of uncertainty
RSS	Rotary Steerable System)
BHA	Bottom Hole Assembly
CL	Course Length
WOB	Weight on bit
TQ	Torque
Rpm	revolution per minute
Gpm	galons per minute
Spp	Stand pipe Pressure
NMDC	Non-Magnetic Drill Collar
DP	Drill pipe
DC	Drill Collar
HWDP	Heavy weight drill pipe
UBHO	Universal Bottom Hole Orientation
IBS	Integrated blade stabilizer
AGS	Adjusted gage stabilizer
MW	Mud weight
SS	Sleeve Stabilizer
NBS	Near Bit Stabilizer
BS	Bit Sub:

PJ	Pump Joint
TR	Tubería de revestimiento
HS	High Side
LS	Low Side
TFO	Tool Face Offset
MTF	Magnetic Tool Face
M	Magnetic
GTF	Gravity Tool Face
R	Right
L	Left
DS	Drilling Services
WFT	Weatherford
HALL	Halliburton
IADC	International Association of Drilling Contractors
OBM	Oil Base Mud
WBM	Water Base Mud
SBM	Synthetic Base Mud
PBM	Pneumatic Base Mud
HPHT	High Pressure High Temperature
PH	Potencial of Hydrogen
MBT	Methylene Blue Test
WO	Work Over - Trabajo de reacondicionamiento
API	American Petroleum Institute (Gravedad específica del crudo)
BPPD	Barriles de petróleo por día
BFPD	Barriles de agua por día
ppm	Partes por millón
ft	Feet; pies