

**PATRONAMIENTO DE LAS TENDENCIAS DIRECCIONALES EN LAS
FORMACIONES EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.
(MUNICIPIOS DE ACACIAS Y CASTILLA LA NUEVA, DEPARTAMENTO DEL
META).**

HEYDY YURANY ARIAS MARTINEZ



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2012**

**PATRONAMIENTO DE LAS TENDENCIAS DIRECCIONALES EN LAS
FORMACIONES EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.
(MUNICIPIOS DE ACACIAS Y CASTILLA LA NUEVA, DEPARTAMENTO DEL
META).**

HEYDY YURANY ARIAS MARTINEZ

**Proyecto de grado presentado como requisito Para optar al título de
Geóloga.**

Director

**Geólogo. RICARDO MIER UMAÑA
Escuela de geología (UIS).**

Tutor

**Ing. De petróleos. DANIEL SANDOVAL RODRIGUEZ
Coordinador Direccional Drilling WEATHERFORD COLOMBIA LTD.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2012**

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme dado vida, salud, sabiduría y fortaleza necesaria para culminar este proyecto, por el valor y oportunidades brindadas a lo largo de mi vida.

A mis padres Ángel y Rosmira, mis hermanas Shirley y Stephany, que por su apoyo incondicional, consejos y regaños me han formado como una persona íntegra, ya que gracias a ellos he podido disfrutar y vivir grandes momentos en mi vida.

A mi novio Jhonatan Mendoza por su compañía, apoyo y amor incondicional.

A mis compañeros de la UIS quienes me apoyaron durante la carrera.

Un especial agradecimiento a los ingenieros Daniel Sandoval, Rubén Beltrán y Edgar Villamil, por sus valiosas colaboraciones para la realización de esta tesis.

Mi gratitud a todas las personas que conforman la compañía Weatherford “*Línea Drilling*” quienes me apoyaron y depositaron confianza en mí para poder hacer parte de este equipo de trabajo.

Al director de mi proyecto de grado Ricardo Mier por su paciencia y comprensión, y mi gratitud sincera a los profesores tanto como a la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander por haber forjado enseñanzas y pilares para mi carrera.

A todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron en la realización del presente trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	28
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	29
1.1 JUSTIFICACIÓN	29
2. OBJETIVOS	30
2.1 OBJETIVO GENERAL	30
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	30
3. METODOLOGIA.	31
3.1 FASE DE RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA	31
3.2 FASE DE RECONOCIMIENTO	32
3.2.1 Control de calidad de la información	32
3.2.2 Datos necesarios para definir el patronamiento de las tendencias naturales	32
3.3 FASE DE DESARROLLO	33
4. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	34
4.1 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.	35
4.2 GEOLOGIA REGIONAL DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES EN EL SECTOR APIAY- ARIARI, COLOMBIA.	36
4.3 ESTRATIGRAFÍA DEL AREA.	37
4.3.1 Cretácico	39
4.3.1.1 Cretácico Superior.	39
4.3.2 Cenozoico	41
4.3.2.1 Eoceno Superior.	41

4.3.2.2 Oligoceno	44
4.3.2.3 Cenozoico – cuaternario. Plioceno - Pleistoceno.	48
4.4 EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.	50
5. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CASTILLA, CHICHIMENE Y CHICHIMENE SW	53
5.1 LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS CASTILLA, CHICHIMENE Y CHICHIMENE SW.	54
5.2 ANTECEDENTES GEOLOGICOS DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO	55
5.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	56
5.3.1 Estructura Campo Castilla	56
5.3.2 Estructura Campos Chichimene y Chichimene SW	56
6. FUNDAMENTOS TEORICOS.	58
6.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	58
6.1.1 Desarrollo Histórico de la Perforación Direccional	60
6.2 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	61
6.2.1 Operaciones Remediales.	61
6.2.2 Localizaciones inaccesibles.	61
6.2.3 Perforación a través de un domo salino.	62
6.2.4 Control de fallas.	63
6.2.5 Pozos exploratorios desde uno solo.	63
6.2.6 Perforación terrestre hacia locaciones marinas.	64
6.2.7 Perforación costa afuera de pozos múltiples.	64
6.2.8 Pozos de alivio.	65
6.2.9 Pozos horizontales.	65
6.2.10 Pozo de alcance extendido.	66
6.3 ETAPAS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	66
6.3.1 Punto de arranque (KOP <i>Kick Off Point</i>).	66

6.3.2 Sección de construcción (<i>Build Section</i>).	67
6.3.3 Fin de la construcción (EOB- <i>End Of Build</i>).	67
6.3.4 Sección tangencial (<i>tangent section</i>).	68
6.3.5 Comienzo del decremento (<i>Start of drop</i>).	68
6.3.6 Fin del decremento (<i>End of drop</i>).	69
6.3.7 Localización del target (<i>Target location</i>).	69
6.4 PERFILES DE POZOS DIRECCIONALES	70
6.4.1 Pozo vertical.	70
6.4.2 Pozo tipo S.	71
6.4.3 Pozo tipo J.	72
6.4.4 Pozo Horizontal	73
6.5 MEDIDA DE LA DIRECCIÓN E INCLINACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES	73
6.5.1 Referencias de Profundidad.	74
6.5.1.1 Profundidad Medida/ PM (Measure Depth /MD).	74
6.5.1.2 Profundidad Vertical Verdadera/PVV (True vertical depth/TVD).	75
6.5.1.3 Desplazamiento Horizontal/DH (Horizontal Displacement/HD).	75
6.5.2 Referencia de Inclinación.	76
6.5.3 Referencias de dirección.	77
6.5.4 Medida de la dirección.	77
6.5.4.1 Sistema azimutal	78
6.5.4.2 Sistema de cuadrantes.	79
6.6 ORIENTACIÓN DE LA CARA DE LA HERRAMIENTA. (TOOLFACE).	79
6.6.1 Toolface Magnético.	81
6.6.2 Toolface Gravitacional.	82
7. CONCEPTOS Y DISEÑOS DE LOS BHA	83
7.1 ENSAMBLAJES DE FONDO (BOTTOM HOLE ASSEMBLY - BHA)	83
7.1.1 Fuerza de Deslizamiento.	84
7.1.1.1 BHA Fulcrum.	85

7.1.1.2 BHA Pendular.	86
7.1.1.3 BHA Empacado.	86
7.2 TENDENCIAS DIRECCIONALES	87
7.2.1 Tipo de tendencias	88
7.2.1.1 Tendencias Up Dip.	88
7.2.1.2 Tendencias Down Dip.	88
7.2.1.3 Tendencias Cross Dip.	89
7.3 EFECTO DE LA FORMACIÓN EN LA TRAYECTORIA DE LA BROCA	89
7.4 HERRAMIENTAS DIRECCIONALES	92
7.4.1 Motores de fondo.	92
7.4.1.1 Componentes De los Motores De Fondo.	96
7.4.2 Herramienta MWD (Measurement While Drilling).	97
7.4.3 Métodos de adquisición de datos	98
7.4.3.1 Proceso de Medición en Memoria	98
7.4.3.2 Proceso de medición en Tiempo Real	99
7.5 SISTEMAS DE DESVIACIÓN	100
7.5.1 Cucharas (Whipstocks).	101
7.5.2 Boquillas (Jetting).	102
7.6 PROBLEMAS PRESENTADOS AL DIRECCIONAR UN POZO.	102
7.6.1 Pata de Perro (Dog Leg)	102
7.6.2 Ojo de Llave (Key Seating)	103
7.6.3 Estabilidad de las paredes del pozo	104
7.6.4 Pegas diferenciales	104
8. RESULTADOS	106
8.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS EN LOS CAMPOS DE INTERÉS.	106
8.2 ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA).	110
8.3 COMPORTAMIENTO DIRECCIONAL SEGÚN EL TIPO DE ENSAMBLAJE (BHA).	113
8.3.1 Campo Chichimene y Chichimene SW.	113

8.3.1.1 Fase 12¼”	113
8.3.1.2 Fase 8 ½”	115
8.3.2 Campo Castilla.	115
8.3.2.1 Fase 12¼”	115
8.3.2.2 Fase 8 ½”	117
8.4 ANALISIS DE LAS TENDENCIAS NATURALES EN LOS POZOS PERFORADOS	117
8.4.1 Tendencias	119
9. CONCLUSIONES	139
10. RECOMENDACIONES	144
BIBLIOGRAFIA	145
ANEXOS	149

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Mapa de localización de las cuencas sedimentarias en Colombia, resaltando la cuenca de los llanos orientales.	35
Figura 2. Carta de correlación Estratigráfica, Cuenca de los llanos orientales.	38
Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los llanos Orientales.	49
Figura 4. Modelo secuencial del desarrollo tectónico regional para la Cordillera Oriental, VMM y Cuenca Llanos Orientales.	52
Figura 5. Mapa de localización de los Campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW.	54
Figura 6. Mapa y perfil estructural de los campos Castilla y Chichimene de los Llanos Orientales Colombia.	57
Figura 7. Representación de la perforación direccional.	59
Figura 8. Primer Pozo Direccional en California	60
Figura 9. Operaciones Remediales.	61
Figura 10. Localizaciones inaccesibles	62
Figura 11. Perforación a través de un domo salino.	62
Figura 12. Control de fallas.	63
Figura 13. Pozos exploratorios desde uno solo.	63
Figura 14. Perforación terrestre hacia locaciones marinas	64
Figura 15: Perforación costa afuera de pozos múltiples	64
Figura 16. Pozos de alivio.	65
Figura 17: Pozos horizontales.	65
Figura 18: Punto de arranque KOP Kick off Point.	66
Figura 19: Sección de construcción.	67
Figura 20: Fin de la Construcción	67

Figura 21: Sección tangencial.	68
Figura 22: Comienzo del decremento	68
Figura 23: Fin del decremento	69
Figura 24: Localización del target	70
Figura 25: Perfil del pozo vertical.	71
Figura 26. Perfil Del pozo tipo S construir mantener y tumbar.	72
Figura 27: Perfil Del pozo tipo J construcción continua.	73
Figura 28: Profundidad Medida MD.	74
Figura 29: Profundidad vertical verdadera, TVD.	75
Figura 30: Desplazamiento horizontal, HD.	76
Figura 31: Referencia de Inclinación.	76
Figura 32: Posición de un punto en el pozo.	78
Figura 33: Sistema azimutal.	78
Figura 34: Sistema de cuadrantes.	79
Figura 35: Cara de la herramienta Toolface	80
Figura 36: Regla del dedo gordo para determinar la orientación de la cara de la herramienta	80
Figura 37: Toolface Magnético.	81
Figura 38: Toolface Gravitational.	82
Figura 39: Fuerzas que actúan sobre la broca.	84
Figura 40: Ensamblajes Fulcrum para construir ángulo.	85
Figura 42: Ensamblaje Empacado Para mantener ángulo.	87
Figura 43: Tendencias Up Dip.	88
Figura 44: Tendencia Down Dip.	89
Figura 45: Relación entre el Angulo de Buzamiento y la Fuerza de Desviación.	90
Figura 46: Bajos ángulos de buzamientos.	91
Figura 47: Altos ángulos de buzamientos.	92
Figura 48: Motores de fondo.	92
Figura 49: Motor de fondo.	93
Figura 50: Modos de rotar y deslizar.	95

Figura 51: Componentes de un Motor de fondo.	97
Figura 52: Sistema MWD.	97
Figura 53: Cucharas (Whipstocks).	101
Figura 54: Tipos de cucharas desviadoras.	101
Figura 55: Método jetting	102
Figura 56: Pata de perro.	103
Figura 57: Ojo de Llave.	103
Figura 58. Mapa de Localización de los pozos en los campo Castilla ubicados por clúster.	108
Figura 59 .Mapa de Localización de los pozos en los campos Chichimene y Chichimene SW ubicados por clúster.	109
Figura 60. Cluster 4	119
Figura 61. Cluster 6	120
Figura 62. Cluster 9	121
Figura 63. Cluster 10	122
Figura 64. Cluster 14	123
Figura 65. Cluster 15	124
Figura 66. Cluster 17	125
Figura 67. Cluster 32	126
Figura 68. Perfil tipo J perteneciente al pozo CH-63.	128
Figura 69: Perfil para el Campo Chichimene.	130
Figura 70: Perfil para el Campo Chichimene SW.	131
Figura 71: Perfil para el Campo Castilla.	132
Figura 72: análisis de deslizar y rotar para los campos Chichimene.	133
Figura 73: Grafica de la profundidad versus días para los campos Chichimene.	134
Figura 74: Grafica de la profundidad versus días para los campos Castilla	135

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Calendario de los Campos Chichimene y Chichimene SW por Cluster.	107
Tabla 2. Calendario del Campo Castilla por Clúster.	107
Tabla 3 Ensamblajes de fondo (BHA) de los campos castilla, Chichimene, Chichimene SW.	112
Tabla 4. Tendencias direccional de los campos de estudio	127
Tabla 5. Datos del Campo Chichimene:	130
Tabla 6. Datos del Campo Chichimene SW	131
Tabla 7. Datos del Campo Castilla	132
Tabla 8. Base de cálculo para los campos Chichimene, Chichimene SW y Castilla (Weatherford)	136
Tabla 9. Base de cálculo para los campos Chichimene, Chichimene SW y Castilla (Ecopetrol)	137

LISTA ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. TABLAS	149
ANEXO B. HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN COMPONENTES-BHA	150

GLOSARIO

ÁNGULO DE INCLINACIÓN: ángulo formado del pozo con respecto a la vertical.

API: abreviación del Instituto Americano del Petróleo por sus siglas en inglés.

AZIMUT: dirección del pozo expresada en grados de 0° a 359° partir del norte de referencia. Este norte de referencia puede ser el norte verdadero, que es la dirección del polo norte geográfico.

BACKREAMING: operación para agrandar y acondicionar el hueco ya perforado rotando la broca en sentido contrario a su rotación normal (en contra de las manecillas del reloj).

BASAMENTO: material que constituyen una masa continental de un estado tal de rigidez en un lejano pasado geológico, corroborándose en áreas continentales como lo más estable desde todo el punto de vista geológico.

BELOW ROTARY TABLE: nivel de referencia utilizado en la perforación de pozos direccionales que indica el nivel por debajo de la mesa rotaria por sus siglas en inglés BRT.

BEND HOUSING: es el doblés de un motor de fondo, que ayuda a direccionar un pozo. Permite su graduación de 1° - 2,15°. Se aplica una fuerza lateral continua para construir o tumbar ángulo y dirección.

BENT SUB: botella de aproximadamente 2 ft de longitud, en donde es ajustado el ángulo del motor produciendo la desviación requerida del pozo.

BOTTOM HOLE ASSEMBLY: ensamblaje de fondo se encuentra al final de la sarta de perforación y se define como la combinación de algunas herramientas o equipos como broca, motor de fondo, MWD, LWD, estabilizadores, substitutos, martillos y collares de perforación entre otros. La combinación depende de la operación a realizar.

BUZAMIENTO: entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.

CROSS OVER: tubos cortos que se usan para permitir la unión entre dos herramientas o componentes de la sarta de perforación uno de sus lados es PIN y el otro es CAJA para permitir su acople en ambos extremos.

CLUSTER: grupo de pozos ubicados en un área determinada bajo características similares.

DESLIZAR: perforar con un motor dirigido en fondo rotando únicamente la broca sin que la sarta de perforación rote desde superficie. Es el único método para construir un ángulo controlado cuando se utiliza un motor de fondo y una camisa desviada.

DESVÍO: distancia horizontal de cualquier punto del hoyo al eje vertical de referencia, también se le conoce como desplazamiento o desviación horizontal.

DOG LEG SEVERITY: cambio del ángulo de inclinación y dirección de un pozo sobre una longitud determinada. Generalmente esta longitud se toma como 100 pies (o 30 metros). Severidad de pata de perro por sus siglas en español.

DRILL COLLARS: tuberías utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación a dar el peso requerido a la broca durante las operaciones de perforación.

DRILL PIPE: ensamblaje de tres componentes, un cuerpo tubular de acero con extremos lisos y dos conexiones de acople fuerte, una en cada extremo.

END OF BUILD: punto donde culmina la construcción del ángulo de inclinación e inicia la sección tangente por sus siglas en inglés EOB.

EMBOTAMIENTO: complejo fenómeno que involucra mecanismos múltiples generando el incorrecto giro de una broca, esto puede ocurrir por factores de diseño como diseño hidráulico, material de los cortadores y de la matriz de la broca o factores operativos como propiedades del lodo.

FULLCRUM: uno de los puntos de apoyo del ensamblaje de perforación, con el cual se construye ángulo en la perforación direccional.

GAUGE: calibración de los diámetros en los estabilizadores y brocas en los ensamblajes de fondo.

GIRO: movimiento necesario desde la superficie para obtener un cambio de dirección u orientación.

HEAVY WEIGHT DRILL PIPE: la tubería de perforación Heavy Weight es un componente de peso intermedio para la sarta de perforación. Son tubos de pared gruesa unidos entre sí por juntas extra largas.

INCLINACIÓN: ángulo en grados entre la trayectoria y la separación del pozo con respecto a la vertical, por convención, 0° corresponde a un pozo totalmente vertical y 90° a un pozo totalmente horizontal.

IN GAUGE: se determina cuando el calibre del estabilizador y/o de la broca es igual antes y después de ser corrido en el hueco.

KICK OFF POINT: profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío, por sus siglas en inglés KOP.

LOBES: relación entre el espacio del estator y rotor de un motor de desplazamiento positivo.

LOGGING WHILE DRILLING: herramienta de toma de registros durante la operación de perforación.

MEASURED DEPTH: distancia real de la trayectoria del pozo desde un punto de referencia en superficie hasta la ubicación de los registros direccionales. Este valor se mide contando la tubería ó con el contador de profundidad de la línea de acero

MEASUREMENTS WHILE DRILLING: herramienta de medición de inclinación y dirección durante la operación de perforación.

MONEL: aleación de níquel y cobre que permite desprejar la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar los datos confiables de azimut e inclinación.

PARADA: junta de 3 tubos enroscados que se baja por hueco abierto para la producción de hidrocarburos.

PDC: broca de perforación de cortadores fijos de (compacto de diamante poli cristalino).

PDM: Motor de desplazamiento positivo.

REGISTRO: medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del hoyo.

REVESTIMIENTO: tubería de diámetro grande bajada en un hueco abierto y cementada en una posición específica.

RIMADO: operación para agrandar el hueco después de haber sido perforado con el fin de acondicionarlo para facilitar las operaciones.

ROTARY KELLY BUSHING: nivel de referencia utilizado en la perforación de pozos direccionales por sus siglas en inglés RKB.

SECCIÓN AUMENTADA: sección del hoyo, después del KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta.

SECCIÓN DE DESCENSO: sección del hoyo donde el ángulo de inclinación disminuye.

SECCIÓN TANGENCIAL: sección del hoyo donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constantes.

SIDETRACK: operación de perforar una nueva trayectoria realizando una desviación del hueco original a cierta profundidad por diferentes motivos como un pozo de re-entrada, un abandono, una operación de pesca sin éxito, etc.

SISTEMA DE CABALGAMIENTO: falla inversa de bajo ángulo (generalmente menor de 45) que presenta una componente de movimiento principal según su buzamiento, el labio levantado se sitúa encima del bloque hundido.

SURVEY: conjunto de datos que se usan para describir la posición del pozo. Contiene inclinación, azimut y profundidad.

TOOL FACE: orientación de la herramienta expresada como la dirección desde el norte o desde la boca del pozo. En la herramienta desviadora, la cara es señalada con una marca que ayuda a posicionarla con una orientación específica durante la perforación.

TOP DRIVE: dispositivo que genera la rotación de la sarta de perforación. Consiste de uno o más motores hidráulicos o eléctricos y está suspendido por un gancho que permite el movimiento hacia arriba o hacia abajo en la torre de perforación. Este dispositivo permite la perforación en una parada de tres uniones de tubería a diferencia de la Kelly y mesa rotaria que permite una parada de sólo una tubería.

TORQUE: fuerza de rotación que se aplica a un eje u otro mecanismo rotatorio para hacer girar o intentar que gire. La torsión se mide en libra - pie, kilogramo – metro etc.

TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS: trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.

TRAMPAS ESTRUCTURALES: son aquellas constituidas por la deformación de los estratos del subsuelo, causada por fallas (fracturas con desplazamiento) y plegamientos.

TRICÓNICA: broca de perforación de conos giratorios con insertos de carburo de tungsteno.

TRUE VERTICAL DEPTH: distancia vertical desde un punto de referencia en superficie (la cabeza del pozo) hasta un punto en la trayectoria del pozo. Este valor en un pozo desviado siempre es menor que la profundidad desarrollada.

TURN RATE: cambio de giro del perfil del pozo en términos del azimut y es expresado como grados por cada 100 pies de longitud.

VIAJE: operación completa de remover la sarta de perforación del pozo y volver a correr en el hueco. Esta operación se realiza generalmente cuando se debe cambiar la broca por fallas en esta.

VIAJE CORTO: sacar parte de la tubería de perforación para reemplazarla y volverla a correr en el hueco. Esta normalmente limitado a sacar entre 10 y 20 paradas de tubería. Se realiza para conocer si el hueco está limpio o conocer si el peso del lodo permitirá un viaje total fuera del hueco. En algunas ocasiones representa tiempo no productivo.

VIBRACIÓN: vibración de la tubería de perforación generada por esfuerzos máximos aplicados.

ZAPATO: posición que se establece como referencia para cementar la tubería de revestimiento.

LISTA DE ABREVIATURAS

°: grados

”: Pulgadas (unidad de longitud)

°C: grados centígrados

° F: grados Fahrenheit

API: (American Petroleum Institute) es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua.

ABI: inclinación de la broca

Bbl/hr: Barriles por hora

BH: Bent

BHA: (Bottom Hole Assembly) Ensamblaje de fondo

BUR: (Build Up Rate) rata de construcción de la curva

CPF: (Cost per Feet) costo por ft perforado

DC: (Drill Collar) collares de perforación

DLS: (Dog Leg Severity) inclinación en grados por cada 100 ft

EOB: (End of Build)

FT: (Feet) unidad de longitud

Ft/hr: Ft por hora

GPM: galones por minuto

Hr: hora (unidad de tiempo)

HWDP: (Heavy Weight Drill Pipe) tubería de perforación

Incl: Inclinación

Kg: kilogramo

KOP: (Kick Off Point) punto de desvío

Lb/bbl: libras por barril.

Lpg: libras por galón

LWD: (Logging While Drilling) registrando mientras se perfora

MBT: cantidad de arcillas incorporadas

MD: (Measurement Depth) profundidad medida

MWD: (Measurement While Drilling) profundidad media mientras se perfora

MW: (Mud Weight) peso del lodo.

NPT: (Non Productive Time) tiempo no productivo.

PDC: broca de cortadores fijos (Poli Diamond Cutters).

PDM: (Positive Displacement Positive) motor de desplazamiento positivo.

Pv: viscosidad plástica (Cp).

Rev/Gal: revoluciones por galón.

ROP: (Rate Of Penetración) rata de penetración.

RPM: (Revoluciones por minuto) revoluciones por minuto.

RSS: (Rotary Steerable System) sistema rotario de perforación

Seg: segundos (unidad de tiempo)

TD: (Total Depth) profundidad total

TVD: (True Vertical Depth) profundidad vertical real

WOB: (Weight on Bit) peso sobre la broca.

RESUMEN

TITULO: PATRONAMIENTO DE LAS TENDENCIAS DIRECCIONALES EN LAS FORMACIONES EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES. (MUNICIPIOS DE ACACIAS Y CASTILLA LA NUEVA, DEPARTAMENTO DEL META).

AUTOR: ARIAS MARTÍNEZ HEYDY YURANY**

PALABRAS CLAVE: Perforación, pozos, Campos, Tendencias Direccionales, BHA (Ensamblaje De Fondo)

Los Campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW, se encuentran localizados en la Cuenca de los llanos Orientales de Colombia; pertenecientes a la Gerencia Llanos de ECOPETROL, siendo estos algunos de los campos de explotación de hidrocarburos más importantes de la Cuenca.

Este proyecto tiene como fin definir el patronamiento en las tendencias naturales direccionales, en cada una de las formaciones de los Campos establecidos que tuvieron los pozos perforados. El desarrollo del proyecto inicia con una descripción de la perforación direccional, sus aplicaciones, perfiles y sistemas de desviación, haciendo especial énfasis en el BHA-*Bottom Hole Assembly* (Ensamblaje De Fondo).

Una vez generalizados los conceptos de perforación, se lleva a cabo un análisis técnico, a buen grado de confiabilidad de la información recolectada, teniendo en cuenta la parte estructural y mecánica de la roca, a fin de realizar una comparación entre los pozos vecinos perforados, en los cuales se analizaron los datos recopilados en las tablas elaboradas para cada uno de estos y se determinaron las tendencias naturales a nivel direccional en cuanto a su desviación y dirección del pozo, dando como resultado el comportamiento que tuvo los BHA en cada una de las formaciones, en cuanto a la tendencia de levantamiento o disminución de ángulo y giro. Finalmente se establece un análisis de beneficios y costos debido a que son factores relevantes al momento de realizar la perforación.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología. Director Geólogo Ricardo Mier. Tutor Ing. De Petróleo Daniel Sandoval.

ABSTRACT

TITLE: SKIPPED OF THE DIRECTIONAL TENDENCIES IN THE FORMATIONS OF THE EASTERN LLANOS BASIN. (MUNICIPALITY OF ACACIAS AND CASTILLA LA NUEVA, DEPARTMENT OF META).

AUTHOR: ARIAS MARTINEZ, HEYDY YURANY**

KEY WORDS: Drilling, Wells, Fields, Directional Trends, BHA (Bottom Hole Assembly).

The Fields Castilla, Chichimene and Chichimene SW, are located in the Llanos Basin of Colombia, belonging at the Llanos Management of ECOPETROL, these are the most important fields of hydrocarbons exploitation.

The object of this project is the definition of the skippered in the tendencies of the natural directions, in each formation of the established drilled wells fields. The development of the project start with the description of the directional drilling, applications, profiles and deviation systems, making and special emphasis in the BHA – Bottom Hole Assembly.

After we know the concepts of the drilling, we proceed to do a technical analysis, with a good grade of reliability in the collected information, in reference of the structure and mechanics of the rocks, with the purpose of make a comparison between the adjacent fields already drilled, then with the analyzing of the data charts, can determining the natural tendency and direction of the well, thus obtaining the behavior of the BHA en each formation, as the trend of the tendencies in each lifting or decrease of the angle and turn, Finally establishing a cost-benefit analysis because they are relevant factors at the of drilling.

* Undergraduate Internship

** Faculty of Engineering Physicochemical, Geology School. Directors Geologist Ricardo Mier. Tutor Petroleum Engineer - Daniel Sandoval.

INTRODUCCIÓN.

El trabajo elaborado, fue dado gracias a la convocatoria realizada por parte de la compañía WEATHERFORD COLOMBIA LTD, ubicada en la ciudad de Bogotá, donde se gestiono la participación de un estudiante en práctica para la línea de Perforación Direccional (*Directional Drilling*); la cual sirviera de apoyo en toda labor referente a definir tendencias naturales direccionales en la Cuenca de los Llanos Orientales, especialmente en los campos: Castilla, Chichimene, y Chichimene SW.

La perforación de pozos direccionales resulta cada vez más riesgosa, compleja y costosa, comprometiendo en gran medida el ambiente o el desarrollo de un campo, donde la parte más crítica del trabajo direccional es el diseño y la orientación del BHA- *Bottom Hole Assembly* (Ensamblaje De Fondo); por otro lado tanto la empresa operadora como la empresa prestadora de servicios tienen la necesidad de obtener un rendimiento efectivo en costos, para alcanzar los objetivos en la búsqueda de hidrocarburos con una reducción en tiempo mínimo, máxima seguridad y un menor costo.

Por medio de este trabajo de grado desarrollado en la modalidad “Practica Empresarial” basándonos en la integración de los datos tomados de cada uno de los pozos, estos se correlacionaron en función de la dirección o trayectoria que tomó el pozo, y se empezó a definir tendencias direccionales según el tipo de BHA, generando así la trayectoria de la tendencia natural en cada uno de los pozos establecidos por clúster, para presentar la mejor ubicación en superficie de los pozos a perforar, y así colaborar con el proceso de optimización, minimizando los riesgos operacionales y los costos de perforación que se requiere en el futuro para el desarrollo de dichos campos.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El tiempo de la perforación direccional es un elemento clave en el desarrollo de un campo, donde el desempeño del ensamblaje de fondo BHA (*Bottom Hole Assembly*) en la perforación varía con respecto a las características de las formaciones que se encuentra atravesando, así como la geometría del pozo que provee importante información para la selección del mismo en futuros pozos a perforar.

Conociendo el patronamiento en cada una de las formaciones en términos de las propiedades mecánicas de la roca, así como también su componente geológico estructural (azimut e inclinación de las formaciones) y complementando con la información geológica preexistente de los campos Castilla, Chichimene, y Chichimene SW, el presente estudio permitirá minimizar el trabajo direccional para la compañía operadora y con ello desarrollar los mejores planes para su explotación.

1.1 JUSTIFICACIÓN

El siguiente estudio permitirá optimizar los tiempos de perforación, por lo cual se incluye la información necesaria para definir la respuesta de la tendencia direccional en cada una de las formaciones, desarrollando así un mejor planeamiento para el proceso de perforación direccional en los Campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Definir el patronamiento de las tendencias naturales, en cada una de las formaciones de la cuenca de los Llanos Orientales para los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW Teniendo en cuenta la parte estructural y mecánica de la roca.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer los diferentes tipos de BHA utilizados en las perforaciones direccionales en los campos Castilla, Chichimene, Chichimene SW.
- Determinar el comportamiento direccional de los diferentes tipos de BHA utilizados por Weatherford, para cada una de sus formaciones, en los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW, teniendo en cuenta las direcciones en los clústers previamente establecidos por la empresa operadora.
- Definir tendencias naturales de acuerdo a los diferentes tipos de BHA.
- Definir perfiles direccionales de acuerdo al comportamiento de los BHA en cada uno de los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW.
- Elaborar un análisis costo-beneficio para determinar el tipo de (BHA) empleado en los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW que permita minimizar tiempo y precio de perforación para la compañía operadora de acuerdo al perfil de cada uno de los pozos a perforar en los diferentes campos.

3. METODOLOGIA.



La metodología que se tuvo en cuenta para el desarrollo de este proyecto comprendió las siguientes fases, las cuales se realizaron de forma ordenada, permitiendo el logro de los objetivos planteados. Cada uno de los procesos se describe a continuación:

3.1 FASE DE RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA

Para esta primera fase se realizó la búsqueda, revisión y análisis de información referente al tema de estudio, dentro de las cuales se recopiló conceptos básicos de Perforación Direccional, BHA (*BOTTOM HOLE ASSEMBLY*), Motor de fondo, tipos de herramientas utilizadas por la compañía servicios (*Weatherford*), información geológica, mapas estructurales de los campos, información de estudios anteriores, artículos, informes finales de cada uno de los pozos, publicaciones, entre otras, con el objeto de facilitar la comprensión y análisis del proyecto.

3.2 FASE DE RECONOCIMIENTO

3.2.1 Control de calidad de la información

Luego de conocer los conceptos básicos referentes al tema de estudio (perforación direccional, BHA (*BOTTOM HOLE ASSEMBLY*), geología de los campos, etc.) se debe realizar un buen manejo del control de calidad de la información; tanto de los datos recopilados en artículos, mapas, etc., como los datos obtenidos en las tablas de Excel, con el fin de hacer una buena selección y análisis de la información para alcanzar los objetivos propuestos.

3.2.2 Datos necesarios para definir el patronamiento de las tendencias naturales

En la elaboración de las tablas en Excel para cada uno de los pozos en los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW, se utilizó información como: su descripción litológica, ubicación, profundidad MD-TVD (inicial - final), datos de porcentaje (deslizado-rotado), azimut (inicial - final), inclinación (inicial - final), tendencia de la formación (construye – tumba), el giro (derecha- izquierda) y datos de toolface (trabajo direccional), registros azimutales, reportes finales internos de campo para cada pozo, *slide sheet*, *surveys*, *spider map*, y ensamblajes de fondo (BHA). Estos datos son necesarios para llevar a cabo el análisis, con el fin de obtener y examinar los elementos más significativos que puedan proporcionar un óptimo resultado.

La información de los campos estudiados es proporcionada por (Ecopetrol S.A.) y los Informes finales de las operaciones de perforación de pozos fueron desarrollados por medio de la red de (Weatherford Colombia Ltd.).

3.3 FASE DE DESARROLLO

Después de tener la información básica recopilada y buen manejo del control de calidad de la información junto como respuesta a los datos proyectados en las tablas, se da inicio al proceso de la fase de desarrollo dando como resultado los objetivos trazados.

4. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La cuenca de los Llanos Orientales es una de las más importantes cuencas del país, ya que esta cuenca ha contribuido con una de las mayores producciones de crudos en Colombia. La cuenca cubre un área aproximada de 190.000 km², y geográficamente se divide en tres áreas principales: una zona norte - Arauca, una parte central - Casanare, y un sector sur - Meta.

Los primeros trabajos petroleros en la Cuenca de los Llanos se inician en 1944 con la perforación por parte de la compañía Shell con el pozo San Martin-1, el cual produjo petróleo pesado. Desde esa fecha hasta el día de hoy, se han ido perforando más de 300 pozos exploratorios, de los cuales fueron descubiertos alrededor de 75 campos petrolíferos entre 1988 – 1994.

Esta cuenca produce diariamente en promedio cerca de 425 Kbps, de los cuales 187.000 son crudos pesados, 121.000 son crudos medianos y 116.000 son crudos livianos. Los aceites varían desde 22° API a 42 °API en los principales campos: Castilla Chichimene Apiay y Caño Limon.

De las principales cuencas petrolíferas subandinas, los Llanos Orientales presentan el 16 % de las reservas estimadas de petróleo o petróleo equivalente (OIP), donde esta cuenca representa el 67% de las reservas petrolíferas remanentes de Colombia, permaneciendo como una de las cuencas mas proliferas del país.

4.2 GEOLOGIA REGIONAL DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES EN EL SECTOR APIAY- ARIARI, COLOMBIA.

Geológicamente, la cuenca de los Llanos Orientales ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios. El desarrollo de la cuenca comenzó con una megasecuencia de “synrift” Triásica-Jurasica relacionada con la separación de Norte y Suramérica en el Caribe (Cooper et al, 1995). A finales del Cretácico y principios del terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno inferior) se producen movimientos orogénicos que causan los primeros levantamientos de la Cordillera Oriental y el retiro general del mar quedando expuesta la subcuenca a una intensa erosión. Para el Eoceno Superior-Oligoceno inferior ocurre una nueva transgresión marina y el eje de la cuenca se desplaza hacia el E de la ancestral Cordillera, generando una cuenca “*foreland*” de forma asimétrica.

En el Eoceno superior se inicia un nuevo ciclo de depositacional durante esta época y en el Oligoceno ocurre ascensos y descensos relativos del nivel del mar producido por subsidencia, mayor depositación y mayor tasa de acomodación de sedimentos, cuyo ambiente de depósito general es de tipo deltaico. Durante el Triasico y el Jurasico comenzó la separación de los continentes lo cual dio origen a la formación de extensos rift dentro de un marco tectónico de tipo distensivo, los cuales se localizo en el sector que hoy ocupa la Cordillera Oriental, con dirección SW- NE, que permitió el ingreso del mar durante el Cretácico. En el Mioceno se produce un aumento general del nivel del mar, presentándose condiciones sedimentación restringida por haberse iniciado el levantamiento de la Cordillera Oriental. A finales del Mioceno se produce la Orogenia Andina presentándose el máximo levantamiento de la Cordillera, donde antiguas fallas son reactivadas generando falla de cabalgamiento, y formándose nuevas fallas inversas, fallas normales y fallas de plegamiento, dando la configuración que se observa hoy día.(Reyes et al,1991).

4.3 ESTRATIGRAFÍA DEL AREA.

En el área de estudio se encuentra varias nomenclaturas estratigráficas para la cuenca de los Llanos Orientales, una introducida por Ecopetrol en los campos de producción Castilla, Chichimene y Chichimene SW, etc., otra heredada del área de Casanare y que fue introducida por las compañías operadoras y la empleada por el Ingeominas (**Figura 2**). En estas nomenclaturas las unidades formacionales y sus diferentes subdivisiones han sido definidas con base a su carácter litológico. En el desarrollo de este trabajo la empresa prestadora de servicios (WEATHERFORD), junto con la operadora (ECOPETROL S.A) adoptaron la nomenclatura del área del Meta.

En orden cronológico de más antiguo a reciente, las unidades formacionales se depositaron: sedimentos precretáceos (no existe un nombre formacional definido), Formación Une y Formación Chipaque, de edad Cretáceo medio; suprayaciendo discordantemente se tiene a la formación San Fernando, Formación Carbonera y la Formación Guayabo del Terciario. las unidades productoras principales K2, K1 y T2, este contacto por su apariencia y estudios de geología regional se considera que es discordante en el Maastrichtiano – Paleoceno temprano como lo muestra la Figura 2 la cual es el evento final de la acreción de la cordillera occidental que causo levantamiento y erosión de la cordillera central, dando principio a la megasecuencia preandina de una cuenca antepais (*foreland*) este límite Cretáceo-Terciario en la cuenca Llanos separa las rocas de las Unidades K1 y T2.

La caracterización y descripción litológica de cada una de las formaciones y unidades litoestratigráficas se describen a continuación .y se puede observar la columna estratigráfica generalizada (**Figura 3**).

Figura 2. Carta de correlación Estratigráfica, Cuenca de los llanos orientales.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	Nomenclaturas Estratigráficas					
				PIED. LLAN. INGEOMINAS	META ECOPETROL	CASANARE ELF-AQUITAINE	ARAUCA INTERCOL	ARAUCA OCCIDENTAL	
CENOZOICO	TERCIARIO	Pleistoceno							
		Plioceno	Tardío	CORNETA	Fm. NECESIDAD	Fm. GUAYABO	Fm. ISNOTU-PALOMAR	Fm. GUAYABO	
			Temprano	CAJA					
		Mioceno	Medio	DIABLO	SHALE LEON	SHALE LEON	SHALE LEON	SHALE LEON	
			Temprano	SAN FERNANDO	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	
		Oligoceno	Tardío	Fm. MIRADOR	T 2	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	
	Eoceno Tardío	Temprano	SOCHA / LOS CUERVOS Arcillolitas		Fm. LOS CUERVOS	Fm. LOS CUERVOS			
		Paleoceno	SOCHA / BARCO Areniscas		Fm. BARCO	Fm. BARCO			
	MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maastrichtiano	Fm. GUADUAS		Fm. GUADALUPE		Fm. GUADALUPE K1
				Campaniano	Fm. GUADALUPE		Fm. GACHETA	Fm. GUADALUPE K1	Fm. GUADALUPE K1
Santoniano				Fm. CHIPAQUE	Fm. GUADALUPE K1	Areniscas inferiores		Fm. CHIPAQUE K2	
Coniaciano					Fm. GUADALUPE K2				
Turoniano									
Cenomaniano									
Temprano		Albiano	Fm. UNE				Fm. UNE K3		
Aptiano									
TRIÁSICO-JURÁSICO			Fm. BATA						
PALEOZOICO	CAMBRICO-DEVONICO		Fm. FARALLONES						
			Fm. QUETAME						
PRECAMBRIICO				BASAMENTO CRISTALINO		(ESCUDO GUYANES)			

(Modificado de Fajardo, 2000).

4.3.1 Cretácico

3.3.1.1 Cretácico Superior. El Cretácico Superior comprende las formaciones Guadalupe, (K1 Superior, Inferior y K2 masivo).

A FORMACIÓN GUADALUPE, UNIDAD (K1).

Se denomina así a la sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayace discordantemente a la unidad T2. Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial, y ripples; intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fina plana a ligeramente ondulosa, lenticular y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Su espesor varía entre 500 y 550 pies. Hacia la base se presentan los mayores espesores y propiedades como roca almacenadora y una sección progradacional que se interpreta como resultado de la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas. Hacia parte media de K1 el ambiente es estuarino de dominio mareal, en donde se identifica un nivel arcilloso donde corresponden a depósitos de bahía restringida y planicies de marea, donde permite ser correlacionado con la superficie de máxima inundación (MFS) propuesta en la subcuenca Apiay. El carácter regional de esta sección confirma su interpretación como la superficie de máxima inundación alcanzada por el mar Cretáceo en la subcuenca. (K1 superior), está por encima de esta superficie de máxima inundación en ella la depositación vuelve a ser predominantemente progradacional, incrementándose ligeramente el contenido de areniscas y terminando en la discordancia de edad Eoceno sobre la cual se depositan las areniscas de la Unidad T2, como respuesta a una caída relativa del nivel del mar. **(Rojas et al, 1999).**

Descripción litológica:

- Lutita: Predomina gris oscuro, menor gris medio, consolidada, firme a moderadamente firme, predomina subtabular a sublaminar, angulosa, menor fisil y concoidea, lustre mate, no calcáreo.
- Limolita: Marrón grisáceo, gris medio, consolidada, moderadamente dura, sublaminar, homogénea, local arenosa de grano muy fino, no calcárea.
- Arena: Cuarzo, predomina translucido, hialino, menor subtranslúcido, ocasional amarillo subtranslúcido, blanco lechoso, predomina grano medio local fino, subredondeado, subesférico, regular selección. No presenta manifestación de aceite.
- Arenisca: Cuarzosa, predomina blanco, menor marrón amarillento claro, gris medio, consolidada, homogénea, grano soportada, cuarzo translúcido, hialino, menor subtranslúcido, de grano fino menor muy fino, subredondeado, menor subangular, subesférico, regular selección; cemento silicio, menor ligeramente calcárea, pobre porosidad visible, manchamiento de aceite no visible

B. FORMACIÓN GUADALUPE, UNIDAD (K2).

Corresponde a una secuencia arenosa de apariencia masiva pobremente seleccionada, grano-decrecientes incompletos con espesores menores de 10 ft compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice, En su parte superior aparecen ocasionales láminas ferruginosas, y algunos niveles de lutitas carbonosas con materia orgánica. Cuando los ciclos se encuentran completos terminan en un paquete de pocos pies de espesor de arenisca de grano fino fuertemente cementada por cuarzo y abundantes estilolitos, o en un nivel arcilloso silíceo, compacto, como minerales accesorios se encuentran piritas. Estas características sugieren que la unidad K2 se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho. **(Rojas et al, 1999).**

Descripción litológica:

- Arenisca: Cuarzosa; hialino, menor translúcido, ocasional blanco lechoso; friable; homogénea; granosoportada. Cuarzo; grano medio y ocasionalmente grueso; hialino; redondeado; esférico; cemento silíceo, localmente matriz arcillosa. Ocasional con aceite residual.
- Lutita: Marrón medio a oscuro; blanda; fisil, sublaminar, carbonosa, con materia orgánica incluida; no calcárea.

4.3.2 Cenozoico

4.3.2.1 Eoceno Superior. Comprendido por la formación San Fernando (T2), Formación Carbonera (Unidad Lutita E4, Unidad T1, Unidad Lutita E3).

A. FORMACIÓN SAN FERNANDO, UNIDAD (T2).

Secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base, intercaladas con delgadas capas de shale, estas arenas depositacionalmente posiblemente corresponden a arenisca fluviales tipo canales entrelazados con intervalos de lodolitas. Al tope de t2 se encuentra la lutita e4 en contacto concordante generalmente bien definido entre shale y arenisca y solo algunas veces un poco transicional entre shale, limolita y arenisca el espesor total varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio, se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo, pero si son frecuentes **(Rojas et al, 1999)**.

Descripción litológica:

- Arena: Cuarzo, predomina transparente, subtranslúcido, menor translúcido, grano de medio a muy grueso, predomina grano medio, angular, menor subredondeado, subesférico, pobre selección.

- Arenisca: Cuarzosa, predomina gris claro, gris parduzco claro, moderadamente friable, granosoportada, homogénea, cuarzo transparente, subtranslúcido, grano muy fino a fino, subredondeado, subesférico, cemento silíceo, regular selección; regular porosidad visible.

B. FORMACIÓN CARBONERA, UNIDAD LUTITA E4.

Caracterizada por una secuencia homogénea de lutitas gris verdosa, verde oscura, local verde oliva, con intercalaciones menores de arcillolita y limolita marrón claro a pardo oscuro, con nódulos de siderita, acompañadas de pequeños lentes arenosos hacia la parte basal.

Descripción litológica:

- Lutita: predomina, gris verdoso, verde grisáceo, verde claro, menor marrón medio a claro, sublaminar, local astilloso, menor físil, moderadamente firme, menor blanda, lustre sedoso, no calcáreo.
- Limolita: gris claro, gris verdoso muy claro, ocasional marrón claro, friable, homogénea, con fragmentos carbonosas, y de glauconita, no calcárea.
- Arcillolita: predomina gris claro, marrón claro, menor amarillo claro, gris verdoso, moderadamente firme, no calcárea.
- Marga: predomina blanco, gris claro, menor amarillo pálido, blanda, con carbonato de calcio, calcárea

C. FORMACIÓN CARBONERA, UNIDAD T1.

Esta Unidad se presenta en general como un paquete de intercalaciones de arenas sueltas, areniscas, limolita, lutita y arcillolitas; compuesta predominantemente por lutitas gris verdoso, de consistencia firme; de fractura astillosa, en menor proporción laminares incrementando la fisibilidad a medida que

se aumenta en profundidad, donde en la primera porción aparecen lutitas carbonosas mientras que en la base son menores niveles de arcillolitas grisáceas.

Descripción litológica:

- Arenisca: Cuarzosa, predomina gris pardusca clara, gris pardusca oscura, ocasional gris clara, moderadamente friable, grano soportada, cuarzo translúcido, hialino, menor subtranslúcido, de grano fino a muy fino, predomina fino, subredondeado, menor subangular, subesférico, regular a buena selección; abundantes interlaminaciones de carbón, ligeramente arcillosa, cemento silicio, pobre porosidad visible. Sin manchamiento..
- Arcillolita: Predomina gris claro, verde grisáceo claro, gris oliva claro, marrón amarillento claro, menor amarillo claro, marrón claro, moderadamente firme, amorfa, homogénea ocasional sublaminar, ligeramente limosa, no calcárea, ligeramente soluble.
- Lutita: Predomina verde grisáceo, verde amarillento oscuro, ocasional verde moderado, gris medio oscuro, moderadamente firme, menor blanda; astillosa, laminar, lustre sedoso, ocasional ligeramente limosa, localmente micropiritosa, no calcáreo.

D. FORMACIÓN CARBONERA, UNIDAD LUTITA E3.

Esta unidad se encuentra constituida litológicamente por una secuencia homogénea de lutitas hacia la base, con algunas intercalaciones menores de arcillolitas Lutita gris verdoso medio a oscuro; moderadamente firme; astillosa, menor fisil, laminar; aspecto sedoso; menor carbonosa; no calcárea; localmente con micro pirita, Trazas de arenisca; cuarzosa; firme moderadamente friable; granosoportada; cuarzo; grano muy fino a fino; translúcido; subredondeado; subesferico; cemento calcareo; buena selección.

Descripción litológica:

- Lutita: Predomina verde grisáceo, verde amarillento oscuro, ocasional verde moderado, gris medio oscuro, moderadamente firme, menor blanda; predomina sublocosa menor astillosa, laminar, lustre sedoso, ocasional ligeramente limosa, localmente no calcáreo.
- Arcillolita: Predomina gris claro, verde grisáceo claro, gris oliva claro, marrón amarillento claro, menor amarillo claro, marrón claro, moderadamente firme, menor plástica, amorfa, homogénea ocasional sublaminar, ligeramente limosa, no calcárea, ligeramente soluble. trazas de arcillolita, siderita y piritita.

4.3.2.2 Oligoceno. Hace parte del Terciario Inferior, el cual está comprendido por la formación Carbonera (unidad C2). El Terciario Medio, de la formación Carbonera comprende las unidades (Unidad arenisca de carbonera, Unidad C1, Unidad Lutita E), y en el Terciario Superior comprende la (Unidad Areniscas Superiores).

A. FORMACIÓN CARBONERA, UNIDAD C2.

Esta unidad se encuentra constituida litológicamente por arcillolitas con algunos paquetes arenosos y considerables intercalaciones de limolita, se dividió en tres intervalos de base a techo, el primero compuesto predominantemente por areniscas con intercalaciones de arcillolita de color gris oliva, gris verdoso, limolita gris verdoso claro y en menor proporción arenisca; un segundo nivel compuesto por arcillolitas de color purpura grisáceo, menor marrón rojizo y amarillento, estas con intercalaciones de limolita y en menor proporción areniscas. El tercero compuesto predominantemente por arenisca interestratificada con arcillolita de color gris claro y limolita.

Descripción litológica:

- Arcillolita: predomina gris claro, marrón grisáceo, ocasional marrón rojizo, verde grisáceo claro, naranja rojizo oscuro, marrón amarillento pálido, moderadamente firme, menor plástica, subblocosa, homogénea, ligeramente limosa, no calcárea, ligeramente soluble.
- Arenisca: cuarzo, translúcido, menor amarillo, local blanco lechoso, grano medio, menor fino, local grueso, subredondeado, subesférico, regular selección.
- Limolita: predomina gris claro, marrón claro, menor gris verdoso, homogénea, arenosa de grano muy fino, no calcárea.

B. FORMACIÓN CARBONERA, UNIDAD ARENISCA DE CARBONERA.

Esta unidad se caracteriza por importantes paquetes arenosos que van de grano fino a muy fino en su parte superior, hacia la base se observa intercalaciones de arcillolitas y limolitas.

Descripción litológica.

- Arcillolita: es gris claro a medio, blanco, menor pardo rojizo medio a claro, rojo medio a claro, ocasional gris verdoso claro, verde claro a medio, gris oscuro, ocasional amarillo claro, marrón amarillento claro y medio; moderadamente firme, ocasionalmente blanda, ligeramente limosa, moderadamente soluble, no calcárea.
- Arenisca: cuarzosa; translucido, blanco, ocasional amarillo claro; predomina grano medio, menor fino, ocasional grueso; subredondeado a subangular, subesférica; regular selección; con trazas de fragmentos de chert marrón amarillento claro, marrón amarillento oscuro, negro y líticos verde oscuro, verde grisáceo. Sin manifestación de hidrocarburos.
- Limolita: predominantemente verde claro a medio, gris claro a medio, menor marrón medio a claro, gris verdoso claro, moderadamente firme, localmente blanda, de grano muy fino, no calcárea

C. FORMACIÓN CARBONERA, UNIDAD C1.

En general esta unidad se encuentra compuesta predominantemente por arcillolita que varía continuamente su coloración, intercaladas con limolitas hacia el tope y con delgados niveles de arenisca que incrementan levemente hacia la base de esta unidad.

Descripción litológica.

- Arena: cuarzo, predomina hialino, translúcido, transparente, grano fino, ocasional medio, subredondeado, menor subangular, subesférico, buena selección.
- Arcillolita: predomina gris claro, blanco azulado ocasional naranja claro, amorfa, plástica, pegajosa, ocasional moderadamente firme, ligeramente limosa, no calcárea.
- Limolita: marrón claro, gris claro, menor amarillo claro, predomina moderadamente firme, menor blanda, homogénea, de grano muy fino, ocasionalmente con intercalaciones carbonosas, no calcárea.

C. FORMACIÓN CARBONERA, UNIDAD LUTITA E.

Esta unidad está definida por la presencia de niveles de lutitas verde claro, alternada con arcillolitas grisáceas, areniscas, areniscas y esporádicos niveles de limolitas.

Descripción litológica:

- Lutita: verde medio, menor verde oliva, gris verdosa, moderadamente firme menor blanda, sublamina, no calcárea, ligeramente soluble.
- Arcillolita: predomina gris claro, amarillo claro, menor marrón claro, gris verdoso, verde claro, local blanco moteado de rojizo claro, marrón rojizo,

ocasional naranja claro, amorfa, plástica, moderadamente firme, ligeramente limosa, no calcárea.

- Arenisca: cuarzo, predomina hialino, translúcido, amarillo subtranslucido, menor amarillo, local blanco lechoso, subtranslúcido, grano fino, menor medio, local muy fino, subredondeado, subesférico, regular selección
- Arenisca: cuarzosa, verde claro, moderadamente friable, homogénea, matriz soportada; granos de cuarzo transparentes, translúcidos, muy fino a fino, subredondeado, subesférico, buena selección, abundante matriz arcillosa, pobre porosidad visible, sin manifestación de aceite. limolita: marrón claro, gris claro, menor amarillo claro, predomina moderadamente firme, menor blanda, homogénea, local arenosa de grano muy fino, ocasional con inclusiones carbonosas, no calcárea.

C. FORMACIÓN CARBONERA, UNIDAD ARENISCA SUPERIOR.

Esta unidad se caracteriza por ser una alternancia de paquetes arenosos y arcillosos, en la parte superior predomina una secuencia de intercalaciones de areniscas y menores intercalaciones de arcillolitas en la cual predominan los tonos grisáceos y en menor cantidad tonos verdosos, rojizos y purpuras hacia la parte media presenta fragmentos carbonosos, chert y nódulos de siderita hacia la base la secuencia se hace más arcillosa, con menores intercalaciones de arenas, también se presentan trazas de pirita y chert.

Descripción litológica:

- Arena: cuarzo, predomina transparente, translucido, amarillo claro subtranslúcido, menor blanco lechoso, ocasional naranja subtranslúcido, predomina grano fino a medio, menor grueso, ocasional granulo, subangular menor subredondeado, subesférico, pobre selección, sin manifestación de aceite.

- Arcillolita: predomina gris claro, rojo oscuro, menor marrón claro, ocasional naranja amarillento oscuro, plástica menor suave, amorfa, ligeramente limosa, no calcárea, moderadamente soluble.

4.3.2.3 Cenozoico – cuaternario. Plioceno - Pleistoceno.

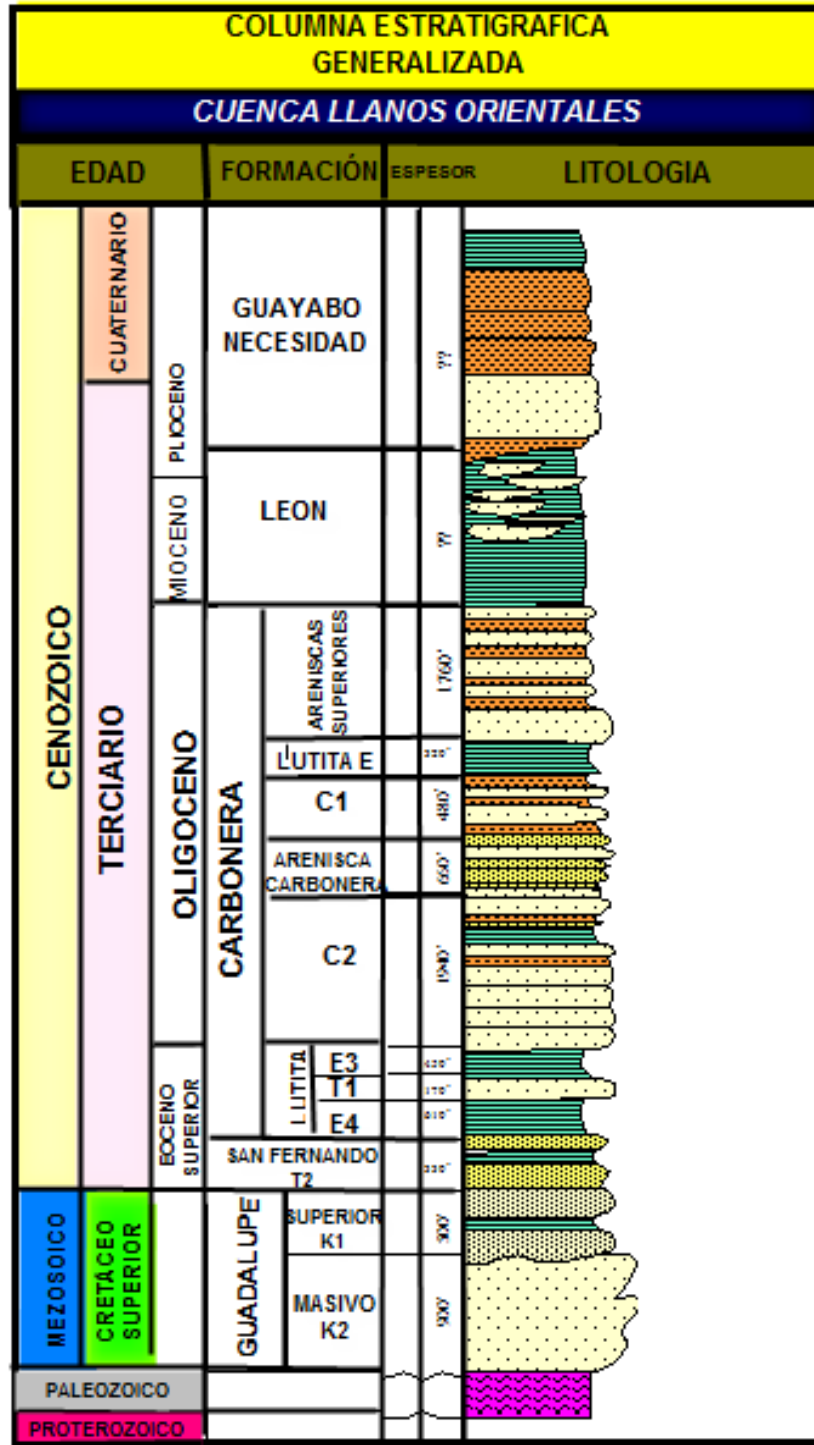
A. FORMACIÓN GUAYABO.

Formación constituida hacia el tope por continuos paquetes de arenas cuarzosas de grano fino a medio, angular a subredondeado, granocrecientes a medida que avanza en profundidad, estas arenas son intercaladas por menores niveles de arcillolitas de color marrón, rojizas, amarillas, blandas, amorfas, en menor proporción de fractura blocosa, ocasionalmente son limosas.

Descripción litológica.

- Arenisca: cuarzo, translúcido menor proporción amarillo subtraslúcido, rosado subtraslúcido, naranja claro subtraslúcido; predomina grano grueso, menor medio, ocasional fino; subangular, menor subredondeado, subelongado, moderada selección, sin manifestación de aceite.
- Arcillolita: predomina marrón medio a claro, marrón rojiza, blanco, ocasional naranja rojizo claro, gris claro; blanda a muy blanda, amorfa, plástica a gomosa; soluble en un 30%, no calcárea.
- Limolita: predomina moderadamente rojo moteado amarillo, consolidada, dura, subangular, no calcárea.

Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



(Modificado del Departamento de Yacimientos, ECOPETROL S.A por Heydy Arias 2011).

4.4 EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.

Ecopetrol (1995) propone que el cuadro evolución geotectónica de la cuenca se puede dividir en nueve etapas:

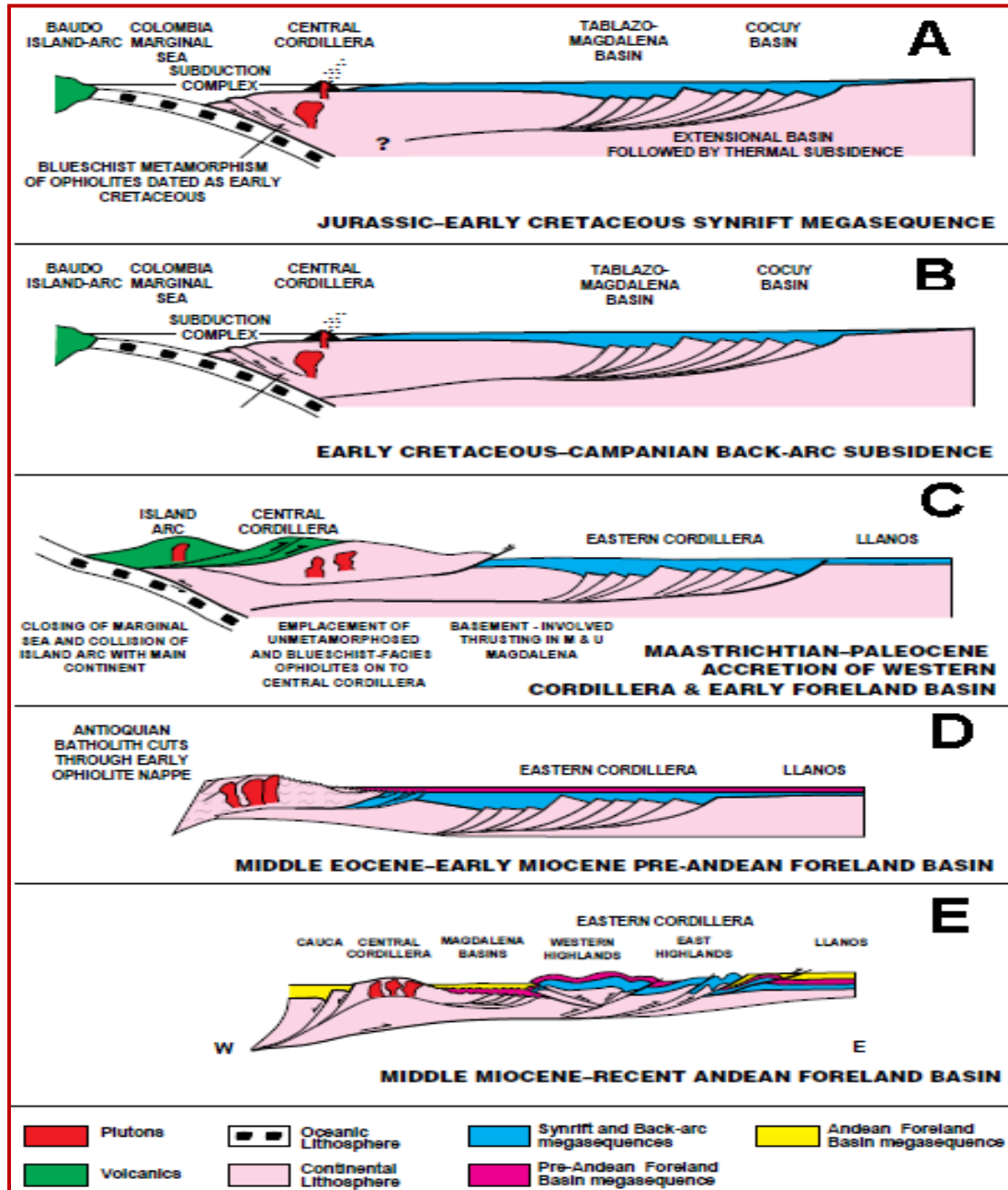
- **Cambro – Ordovícico:** Culmina con la Orogenia Caledoniana.
- **Devónico – Carbonífero – Pérmico:** Finaliza con la orogenia Hercínica.
- **Triásico – Jurásico:** Corresponde a una cuenca de tipo *rift* con una subsidencia tectónica, detrás de un arco volcánico localizado en la presente Cordillera Central. Esta cuenca se ubica en los sectores actuales del Magdalena Y Cordillera Oriental (Figura 4A).
- **Cretáceo Temprano:** Corresponde a una segunda fase de *rift* (continuación de la secuencia de rift anterior) (Figura 4B).
- **Cretáceo Tardío:** Ocurre subsidencia térmica y formación de una cuenca detrás del arco volcánico localizado en la Cordillera Central. Durante esta fase se depositaron los intervalos correspondientes a la roca madre principal de la Formación Gacheta (Casare), equivalente a la Formación la Luna (Figura 4B).
- **Maastrichtiano – Paleoceno:** Se presenta la Orogenia Pre-Andina durante la cual se produce la colisión del arco volcánico de la Cordillera Occidental con la Cordillera Central y la creación de una nueva cuenca de antepaís ubicada en el Valle de Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos (Figura 4C).
- **Eoceno Temprano y Medio:** Corresponde a un periodo de erosión en el área de los Llanos, el material erodado fue transportado hacia el norte y corresponde a las Formaciones Mirador y Misoa C y B de la cuenca de Maracaibo (Figura 4D).
- **Eoceno Tardío – Oligoceno – Mioceno Temprano:** Durante este periodo se genera una cuenca de antepaís en el Valle del Magdalena, Cordillera Oriental y Cuenca Llanos. Sin embargo se considera para esta edad en el sitio actual de la Cordillera Oriental existían elementos positivos que impedían una

comunicación directa entre la Cuenca Llanos y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (figura 4D).

Con base en la información de pozos, sísmica y afloramientos Ecopetrol (1995) plantea siete ciclos depositacionales mayores o megasecuencias (tectono/secuencias) limitados por inconformidades regionales. En el Paleozoico reconocen una megasecuencia del Cambro – Ordovícico (Grupo Quetame – Guejar), y una segunda megasecuencia del Devonico-Carbonífero (Grupo Farallones). El Mesozoico – Cenozoico inicia con una megasecuencia *synrift I* de edad Triásico – Jurásico, relacionada con el régimen extensivo de una cuenca detrás de arco y también probablemente con la separación de Norteamérica y Suramérica en el área del Caribe. El desarrollo de la cuenca continuó durante el Cretácico temprano depositando sedimentos marinos en una cuenca detrás de arco; estos depósitos corresponden al relleno por subsidencia tectónica (*synrift I*) y constituyen el cuarto ciclo sedimentario. En el Cretácico tardío se depositan sedimentos en una cuenca detrás de arco durante el periodo de subsidencia térmica (*synrift II*). En el Maastrichtiano temprano - Paleoceno la Cordillera Occidental creó el levantamiento de la Cordillera Central (Orogenia Pre-Andina) y una subsidencia de la litosfera, generando una cuenca de antepaís Pre-Andina (*pre-andean foreland*) y la depositación de una megasecuencia conformada por las Formaciones Barco y Los Cuervos que conforman el sexto ciclo depositacional.

Durante el Eoceno temprano a medio ocurre un evento tectónico como consecuencia de un *basin rebound* o retrogradación del *forebulge* debido a la cesación de la Orogenia Pre-Andina, ocurre erosión e incisión de valles en el área de la Cuenca de los Llanos. Durante el Mioceno a Plioceno la colisión del Arco de Panamá generó la Cordillera Oriental (Orogenia Andina) y la Cuenca de antepaís asociada (*andean foreland*) resultando en la depositación de la megasecuencia Andina. Esta megasecuencia Pre-Andina terminal y Andina consta de las Formaciones Mirador, Carbonera, León y Guayabo. (Fajardo et al, 2000).

Figura 4. Modelo secuencial del desarrollo tectónico regional para la Cordillera Oriental, VMM y Cuenca Llanos Orientales.



(Modificada de Cooper et al, 1995).

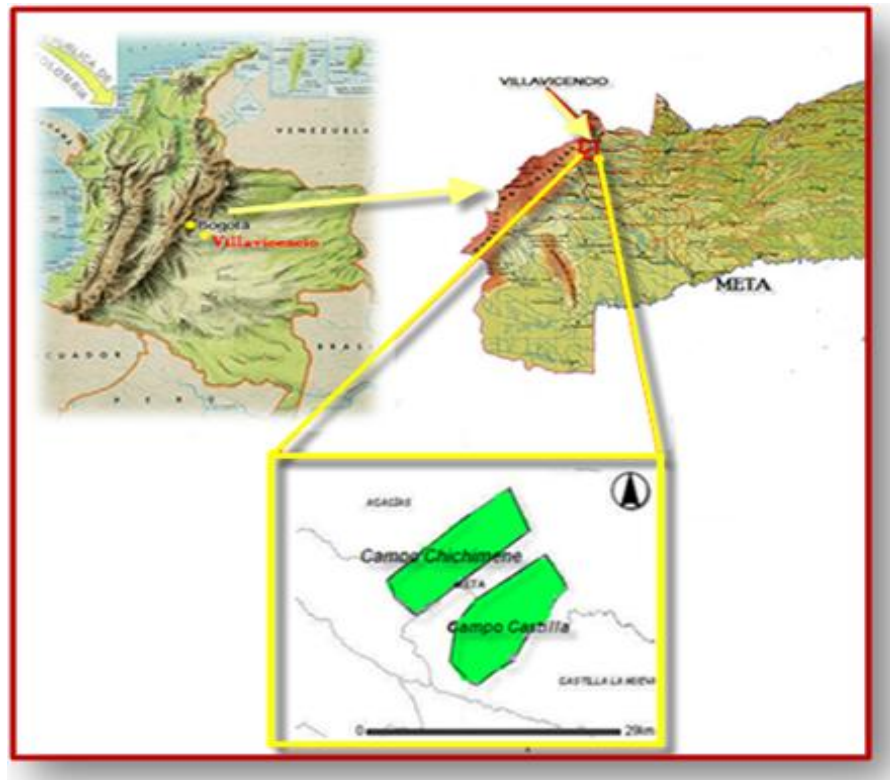
5. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CASTILLA, CHICHIMENE Y CHICHIMENE SW

Los Campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW se encuentran localizados en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el sector Apiay – Ariari al suroeste en el departamento del Meta, abarcando un área de 15.000 km². Inicialmente estos campos fueron descubiertos por la Chevron Oil Company, en el año 1969. El Contrato de Asociación Cubarral en la Cuenca de los Llanos Orientales terminó el 30 de enero del año 2000, tras lo cual ECOPETROL suscribió un contrato por seis meses con Chevron para su administración. En el año 1985 el Campo Chichimene inicio su etapa de producción empleando para ello las unidades productoras del cretácico superior pertenecientes a la formación Guadalupe (unidad K1 y K2). De los pozos perforados por Chevron, tres pozos mostraron producción en la formación San Fernando (Unidad T2), CHI-1, CHI-3 y CHI-SW1, con petróleo de 9.0 ° API, los cuales fueron abandonados por Chevron debido a la nula rentabilidad, que en ese momento representaba el crudo extra pesado. La Gerencia de Yacimientos de ECOPETROL inició en 1998 una reevaluación de la geología y simulación de los Campos Castilla, Chichimene, Chichimene SW, basándose en la información sísmica y registros eléctricos. Posteriormente en el año 2002 se hizo una cuantificación del petróleo original *in situ* para la formación San Fernando y utilizando la historia de producción de los demás pozos, se determinó el posible potencial petrolífero de esta unidad en el área. Como resultado de este proceso de evaluación, se planteó ampliar el número de pozos productores con el fin de hacer un mejor aprovechamiento de las reservas de los campos.

5.1 LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS CASTILLA, CHICHIMENE Y CHICHIMENE SW.

Los campos Chichimene Chichimene SW y Castilla se encuentran localizados en los municipios de Castilla La Nueva y Acacias al Noroccidente del Departamento Meta; se encuentran ubicados a una distancia desde Bogotá de 156.3 km por vías carreteables y pavimentadas y la ruta de acceso es Bogotá a Villavicencio (90 km), Villavicencio a Acacias (30 km) y Acacias a Castilla La Nueva (36.3 km). Geológicamente estos municipios comprenden la llanura Oriental y la zona adyacente al piedemonte de la cordillera Oriental, en la región de la Orinoquia (**Figura 5**).

Figura 5. Mapa de localización de los Campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW.



(Modificado de <http://www.tierralindafinca lodge.com/ubicacion> por Heydy Arias, 2011).

5.2 ANTECEDENTES GEOLOGICOS DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO

La historia geológica de este sector de la cuenca de los llanos está muy ligada a la formación de la actual Cordillera Oriental de Colombia. La historia geológica de sedimentación se resume en tres secuencias importantes: la primera corresponde a la depositación en un ambiente marino de rocas de edad Paleozoico, las cuales posteriormente fueron deformadas y plegadas, no hay registro en este sector, de la depositación de las capas rojas Jura-Triásicas, generalmente presentes en otras áreas. Posteriormente en el Cretácico inferior se inicia una gran transgresión marina, la cual origina la depositación de rocas fluviales a marinas dispuestas de forma discordante sobre rocas precretácicas, a este intervalo corresponden las Formaciones Une y Gacheta. Durante el Cretácico medio se alcanza la máxima inundación marina representada por los shales de la formación Gacheta, de aquí en adelante hasta el Maestrichtiano predomina una sedimentación agradacional que deposita el equivalente a las formaciones Guadalupe, y Guaduas. A principios del Terciario se generan los primeros movimientos tectónicos Andinos los cuales ocasionan la erosión del equivalente de las formaciones Guadalupe y Guaduas, razón por la cual no se encuentran en esta área. Después de esta erosión se depositan las areniscas de la formación San Fernando en ambientes de llanura de inundación y zonas de playa, las cuales se encuentran limitadas por la discordancia Cretácico – Terciaria evidenciada a lo largo de toda esta región. Por último y respondiendo al levantamiento final de la Cordillera Oriental este sector de la cuenca evoluciona a una cuenca de Foreland, en la cual se depositan las Formaciones Carbonera conformadas por una gruesa secuencia sedimentaria de tipo marino supra yacida por depósitos cuaternarios.

5.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW, se encuentran limitados a lo largo de la margen oriental, por una amplia zona de fallas de tipo compresional conocido como Sistema del Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicaramo, asociado a la reactivación de antiguas fallas originadas durante una fase extensiva de las edades Jurásica y Cretácico, caracterizado por amplios anticlinales y sinclinales limitados por fallas inversas con tendencia NE buzando al W; con fallamiento normal escalonado; en el extremo E, zona poca deformada.

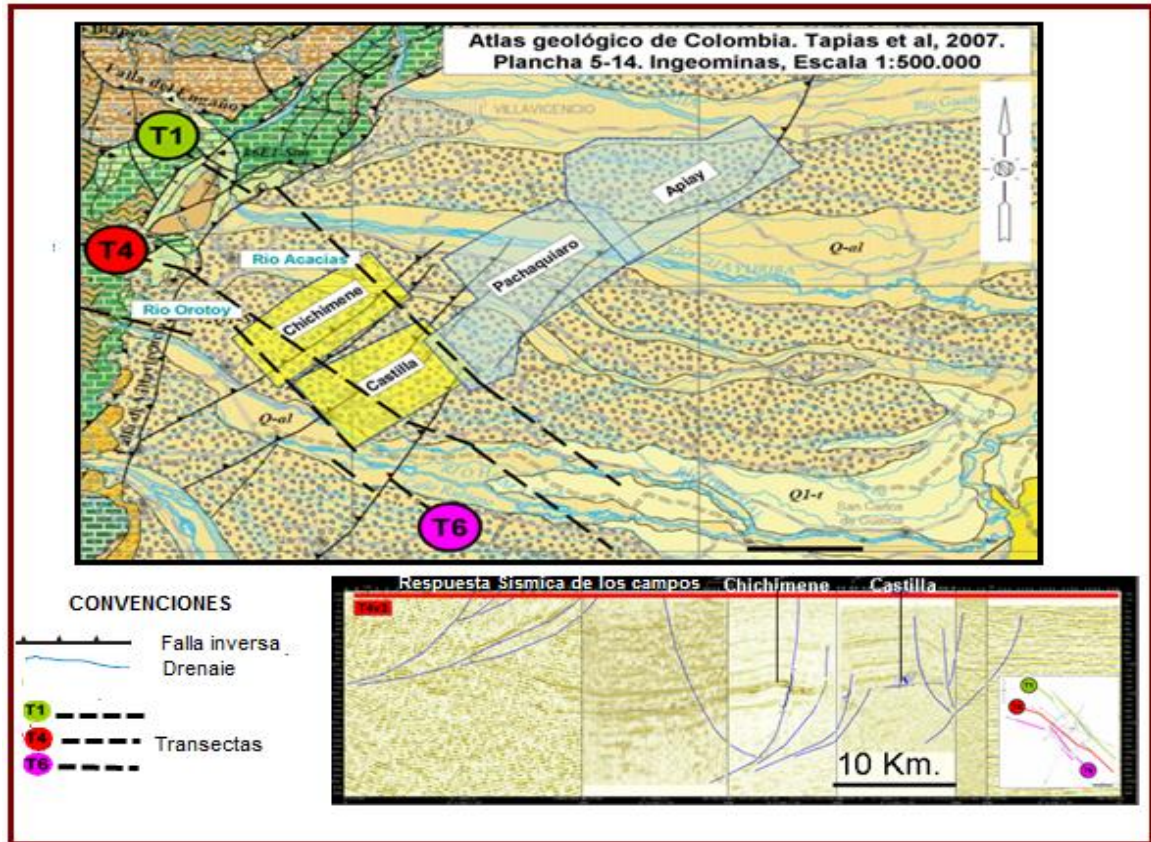
5.3.1 Estructura Campo Castilla

El Campo Castilla, se encuentra en la Cuenca de los Llanos, sector Apiay Ariari, en una zona de relativamente baja complejidad estructural, asociado a un gran anticlinal elongado en dirección norte 40 Este, de aproximadamente 12 Km de largo por 4 Km de ancho y fallado en su costado oriental por una falla inversa de alto Angulo ,posiblemente con desplazamiento de rumbo, paralela a la estructura y que corresponde al límite oriental del campo, con desplazamiento vertical variable desde 30 a 50 ft al SW, hasta alrededor de 1200 ft al NE.

5.3.2 Estructura Campos Chichimene y Chichimene SW

La estructura de estos campos corresponde a un anticlinal alargado en dirección N 60° E de aproximadamente 6 km de largo y 2.5 Km de ancho. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamiento hasta de 7° y se intercepta con la falla de Chichimene que limita el campo. La falla de Chichimene es de tipo inverso; tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el Noroccidente con un ángulo de 50°.

Figura 6. Mapa y perfil estructural de los campos Castilla y Chichimene de los Llanos Orientales Colombia.



(Modificado del: "Atlas geológico de Colombia" Plancha 5-14, Ingeominas y Departamento de Yacimientos, ECOPELROL S.A).

Regionalmente estos campos como se menciona anteriormente, están dominados por un sistema de corrimientos y fallas inversas paralelas o subparalelas a la cordillera Oriental de Colombia con trazas en sentido noreste-suroeste, presentando una falla inversa en el campo Chichimene y otra en el campo Castilla, como respuesta sísmica a esta estructuración se observa en los transectos que atraviesan los campos Chichimene y Castilla, que forman parte de un mismo sistema de esfuerzos con características tectónicas semejantes respondiendo a un sistema de fallas transpresivas (*wrench faults*) con orientación subvertical (Folleto G&G, Gerencia de Exploración Nacional) **(Figura 6).**

6. FUNDAMENTOS TEORICOS.

La información e imágenes contenidas en este capítulo son en su mayoría tomadas de los manuales de operaciones de la Perforación Direccional, WEATHERFORD.

6.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La única manera de saber si hay petróleo en el lugar donde un estudio geológico propone la ubicación de un posible yacimiento, es mediante la perforación de un pozo, en el cual se establece contacto entre la zona indicada y la superficie. Con el paso del tiempo y gracias a la necesidad que se genera cada día de optimizar los diferentes procesos de la industria para que estos sean más rápidos, económicos y efectivos, se han ido desarrollando diferentes métodos de perforación que buscan satisfacer estas necesidades y mejorar los procesos para una óptima recuperación de hidrocarburos. Una de las técnicas de perforación que más ha contribuido a este desarrollo es la perforación direccional con la cual se busca desviar intencionalmente un pozo de su trayectoria vertical con el fin de llegar a zonas inaccesibles, solucionar problemas o saltar obstáculos.

La perforación direccional (**Figura 7**) consiste en la perforación previamente planificada de un pozo mediante el control de la dirección y desviación del mismo, con el fin de llegar a un punto predeterminado, ubicado a una distancia lateral de la locación del equipo en superficie.

Figura 7. Representación de la perforación direccional.



(Tomado de <http://www.ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com>).

El control de la dirección y la desviación es un factor que influye directamente en el éxito o fracaso de la perforación direccional, esta consiste en el ejercicio de mantener el hoyo que se está perforando dentro de los límites establecidos con la planificación previa, relacionados con el desplazamiento horizontal con respecto a la vertical, el ángulo de inclinación o los dos. El desvío intencional provocado por las herramientas direccionales hace de la perforación un proceso tridimensional, ya que aparte del desplazamiento al fondo, se generan desvíos hacia las coordenadas NS y EO o viceversa. A demás del control de la inclinación y la dirección, se deben tener en cuenta durante el diseño factores como, tamaño de las secciones y del ensamblaje de fondo (BHA), puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento, máximas tasas de construcción, caída de ángulo, tipos de formaciones, buzamientos y tasas de perforación, tipo de lodo y peso de este, temperatura esperada, además tener en cuenta la estructura y tendencia del área a perforar.

6.1.1 Desarrollo Histórico de la Perforación Direccional

Figura 8. Primer Pozo Direccional en California



(Tomado de WEATHERFORD, Basic of Directional Drilling, 2009, p.6).

El primer pozo direccional se perforo el 1930 en Huntington Beach, California, pero no recibió reconocimiento favorable hasta 1934, donde se perforó un pozo direccional para interceptar un pozo descontrolado (**Ver Figura 8**). La perforación direccional inicialmente fue usada como operación correctiva, ya fuera para librar pescados, verticalizar agujeros desviados accidentalmente o para perforar pozos vecinos de alivio para controlar reventones. La perforación direccional se ha convertido en una herramienta muy importante para el desarrollo de los depósitos de aceite y gas, probablemente el aspecto más importante de la perforación direccional controlada es que le permite a los productores de todo el mundo desarrollar depósitos que nunca podrían ser alcanzados económicamente de otra manera.

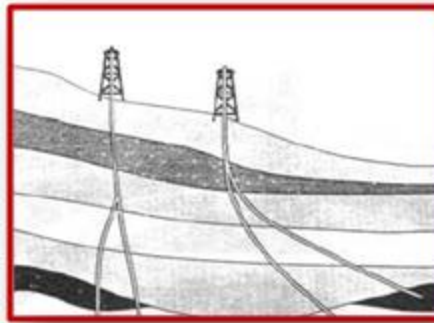
6.2 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Las aplicaciones más comunes de la perforación direccional son:

6.2.1 Operaciones Remediales.

La perforación direccional fue implementada por primera vez como una operación remedial, la cual puede consistir en evitar obstáculos como herramientas abandonadas o atascadas (pescado), tubería cementada o taponamientos en el pozo, en este caso se desvía el hoyo a un lado de la obstrucción para evitarla y continuar la trayectoria (*sidetracking*) como lo muestra la **Figura 9**.

Figura 9. Operaciones Remediales.

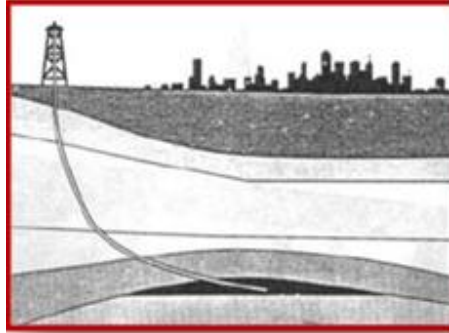


(Tomado de WEATHERFORD, Manual de Operaciones Directional Drilling I, 2007, p.9).

6.2.2 Localizaciones inaccesibles.

Montañas, ciudades, pantanos, reservas naturales o zonas con restricciones ambientales son algunos de los lugares en los que no sería posible ubicar la locación para la torre de perforación. **La Figura 10** muestra el caso en el que la zona de interés se encuentra ubicada directamente bajo este tipo de terrenos, donde se hace necesario ubicar la locación en una zona cercana y perforar un pozo desviado que permita llegar a la formación de interés.

Figura 10. Localizaciones inaccesibles

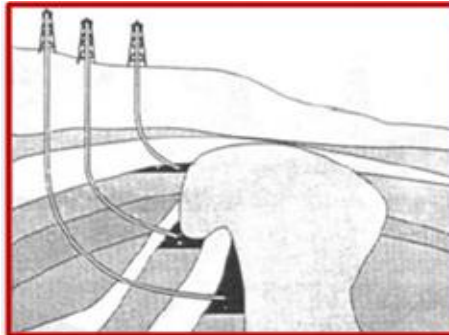


(Tomado de WEATHERFORD, Manual de Operaciones Directional Drilling I, 2007, p.9).

6.2.3 Perforación a través de un domo salino.

Se aplica la perforación direccional para evitar los problemas al perforar un domo salino; en vez de perforar a través de la sal, el pozo es desviado alrededor del domo que impide la fácil comunicación con la zona de interés **(Figura 11)**.

Figura 11. Perforación a través de un domo salino.

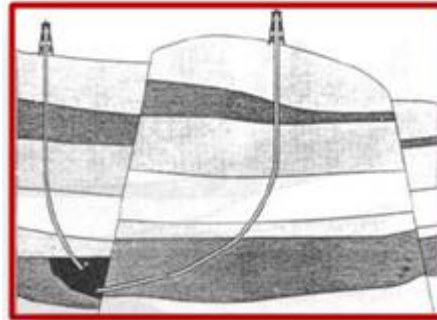


(Tomado de WEATHERFORD, Manual de Operaciones Directional Drilling I, 2007, p.9).

6.2.4 Control de fallas.

El control de las fallas es una aplicación para perforar un pozo direccional en formaciones subterráneas donde exista una falla sin cruzar la línea de ésta, como puede ser apreciado en la **Figura 12**.

Figura 12. Control de fallas.

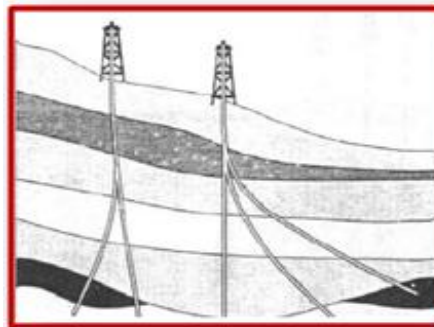


(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Directional Drilling I*, 2007, p.9).

6.2.5 Pozos exploratorios desde uno solo.

En este caso se perforan varios pozos exploratorios desde un solo agujero desviándose del pozo original a diferentes profundidades, **La figura 13** muestra la exploración de localizaciones estructurales sin la necesidad de perforar otro pozo.

Figura 13. Pozos exploratorios desde uno solo.

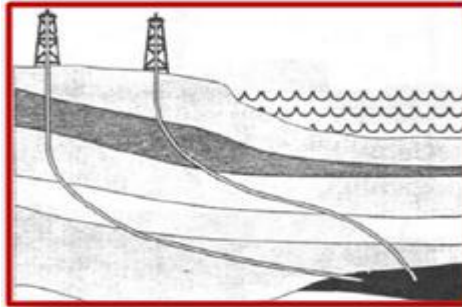


(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Directional Drilling I*, 2007, p.9).

6.2.6 Perforación terrestre hacia locaciones marinas.

Este tipo de perforación se desarrolla cuando el yacimiento que está localizado bajo grandes volúmenes de agua se encuentra dentro del alcance de un equipo terrestre, como se puede apreciar en la **Figura 14**. Esta técnica ahorra dinero porque los equipos terrestres son muchos más económicos que las plataformas marinas.

Figura 14. Perforación terrestre hacia locaciones marinas

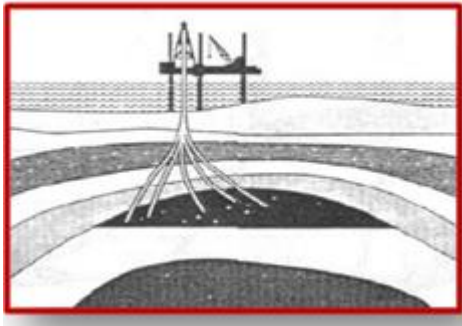


(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Directional Drilling I*, 2007, p.9).

6.2.7 Perforación costa afuera de pozos múltiples.

El uso de esta técnica es el modo más económico para desarrollar campos afuera. Se perforan varios pozos direccionales desde una sola plataforma (**Figura 15**).

Figura 15: Perforación costa afuera de pozos múltiples

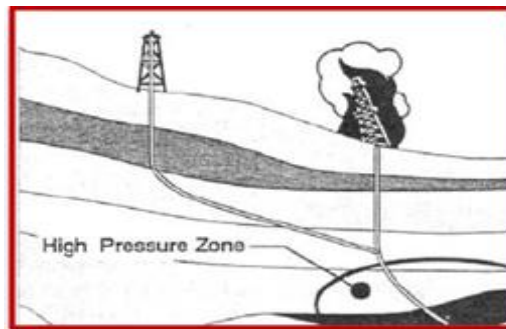


(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Directional Drilling I*, 2007, p.9).

6.2.8 Pozos de alivio.

La **Figura 16** muestra la representación de algunos casos en el que el pozo se viene en gas (patada de pozo), se perfora un pozo de alivio que es conectado al pozo principal para inyectar fluidos que puedan controlar las altas presiones.

Figura 16. Pozos de alivio.

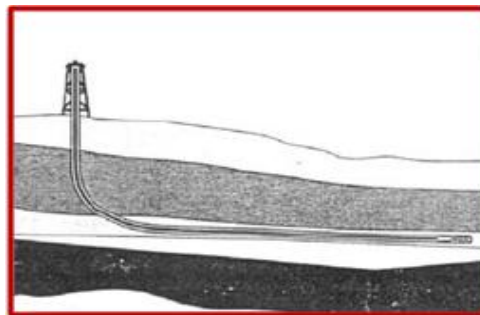


(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Directional Drilling I*, 2007, p.10).

6.2.9 Pozos horizontales.

Estos pozos sirven para interceptar horizontalmente una formación productora y mejorar su producción, especialmente cuando la permeabilidad efectiva del yacimiento es vertical, como lo muestra la **Figura 17**.

Figura 17: Pozos horizontales.



(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Directional Drilling I*, 2007, p.10).

6.2.10 Pozo de alcance extendido.

Los pozos de alcance extendido se perforan para alcanzar yacimientos que tienen un desplazamiento horizontal mayor a 5000 metros.

6.3 ETAPAS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación de un pozo direccional consta de diferentes etapas o secciones que unidas forman los diferentes perfiles que pueden ser construidos mediante la perforación direccional.

6.3.1 Punto de arranque (KOP *Kick Off Point*).

Es el punto en el cual se inicia la desviación, es decir, donde el pozo deja la trayectoria vertical (**Figura 18**).

Figura 18: Punto de arranque KOP Kick off Point.



(Tomado de WEATHERFORD, *Introduction to Directional Drilling*, 2007, p.23).

6.3.2 Sección de construcción (*Build Section*).

Es la sección del pozo en la cual se va aumentando el ángulo de inclinación hasta alcanzar el deseado. (**Figura 19**).

Figura 19: Sección de construcción.



(Tomado de WEATHERFORD, *Introduction to Directional Drilling*, 2007, p.23).

6.3.3 Fin de la construcción (EOB- *End Of Build*).

Punto en el cual termina la construcción de ángulo de inclinación e inicia la sección tangente (**Ver Figura 20**).

Figura 20: Fin de la Construcción

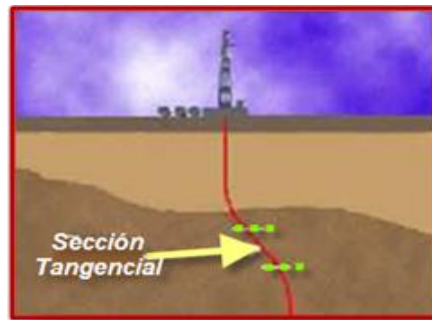


(Tomado de WEATHERFORD, *Introduction to Directional Drilling*, 2007, p.23).

6.3.4 Sección tangencial (*tangent section*).

La sección tangencial ocurre después de una construcción donde la inclinación del pozo se mantiene constante durante una cierta distancia, como se ve en la **Figura 21** puede haber un incremento o decremento adicional antes de alcanzar el objetivo.

Figura 21: Sección tangencial.

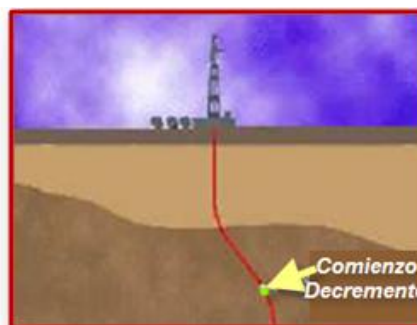


(Tomado de WEATHERFORD, *Introduction to Directional Drilling*, 2007, p.24).

6.3.5 Comienzo del decremento (*Start of drop*).

El comienzo del decremento es el punto donde el pozo empieza a disminuir su inclinación. (**Figura 22**).

Figura 22: Comienzo del decremento

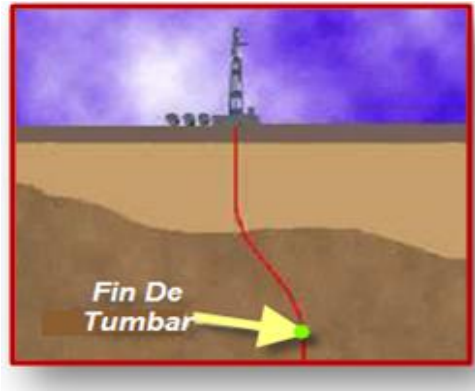


(Tomado de WEATHERFORD, *Introduction to Directional Drilling*, 2007, p.24).

6.3.6 Fin del decremento (*End of drop*).

El fin del decremento es el punto en donde el pozo termina de disminuir su inclinación. (**Figura 23**).

Figura 23: Fin del decremento

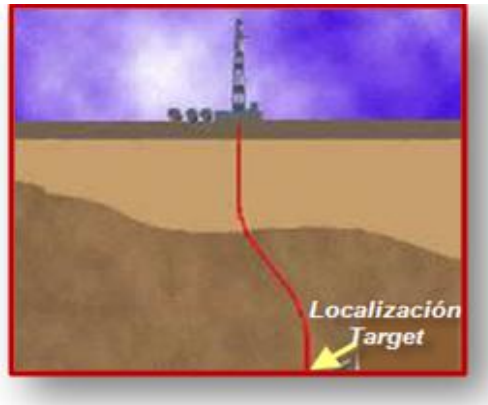


(Tomado de WEATHERFORD, *Introduction to Directional Drilling*, 2007, p.25).

6.3.7 Localización del target (*Target location*).

La localización del objetivo es un punto definido en el espacio por coordenadas geográficas a una profundidad vertical dada como se aprecia en la **Figura 24**. Un perfil de pozo puede tener múltiples objetivos.

Figura 24: Localización del target



(Tomado de WEATHERFORD, *Introduction to Directional Drilling*, 2007, p.27).

6.4 PERFILES DE POZOS DIRECCIONALES

El perfil de un pozo direccional es la trayectoria del pozo planeado desde la superficie hasta la profundidad final de la perforación, proyectando el agujero en dos planos graficados. Generalmente existen cuatro tipos de pozos direccionales, estos son:

- Rectos (verticales)
- Tipo “S”
- Tipo “J”
- Horizontales

6.4.1 Pozo vertical.

Los pozos verticales tienen un agujero, sin desviación planeada de la vertical.

Figura 25: Perfil del pozo vertical.



(Tomado de WEATHERFORD, *Directional Drilling Basics Revision 5*, 2006, p.6).

6.4.2 Pozo tipo S.

En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. Estos tipos de pozos pueden ser de dos formas:

- Tipo "S": constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída que llega a cero grados (0°).
- Tipo "S" Especial: constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados (0°) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.

Figura 26. Perfil Del pozo tipo S construir mantener y tumbar.



(Tomado de WEATHERFORD, *Directional Drilling Basics Revision 5*, 2006, p.6).

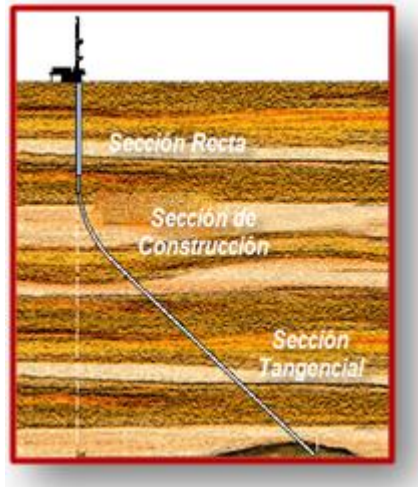
6.4.3 Pozo tipo J.

Construcción continua / *continuous build*. Como se aprecia en la **Figura 27**. Tienen una sección de construcción y una sección tangencial dirigida hacia el objetivo, este tipo de pozos se caracteriza porque a partir del punto de inicio de la construcción (*Kick Off Point*), esta se mantiene durante toda la trayectoria hasta alcanzar el objetivo dando al pozo la forma de una J. Algunas características de este tipo de perfil son:

- Uno de los más simples de perforar debido a que el torque y el arrastre generados son menores.
- Para alcanzar el objetivo se requiere de un desplazamiento horizontal corto.
- Es posible alcanzar largas distancias laterales.

- Estas trayectorias o perfiles pueden presentar modificaciones dependiendo del diseño del pozo y de la ubicación del objetivo respecto a la localización de los equipos en superficie.

Figura 27: Perfil Del pozo tipo J construcción continua.



(Tomado de WEATHERFORD, *Directional Drilling Basics* Revison 5, 2006, p.6).

6.4.4 Pozo Horizontal

Los pozos horizontales tienen un agujero con una sección recta , una sección de construcción , una sección tangencial, una segunda sección de construcción y una sección horizontal, el pozo se perfora hasta un punto arriba del yacimiento entonces se desvía y se incrementa el ángulo hasta que alcanza los 90 grados o más.

6.5 MEDIDA DE LA DIRECCIÓN E INCLINACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES

Las herramientas de Survey miden la dirección del pozo sobre un plano horizontal con respecto a un norte de referencia. Los surveys le informa al perforador la dirección donde se encuentra el pozo. En la realización de una Perforación

Direccional se tienen en cuenta sistemas mediante los cuales se puede determinar inclinación, azimut y profundidad durante toda la perforación: los cuales deben ser ajustados a un sistema de referencia de manera que el curso del pozo pueda ser calculado y registrado. Un Survey cuenta con los siguientes componentes:

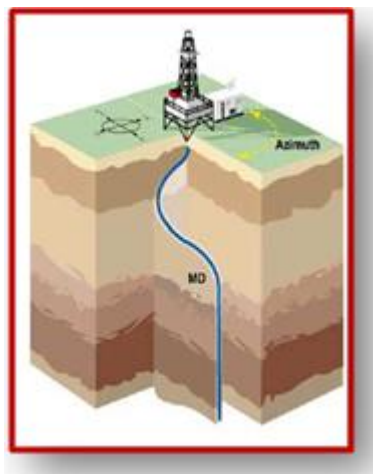
- Referencias de profundidad
- Referencias de inclinación
- Referencias de dirección

6.5.1 Referencias de Profundidad.

Durante el proceso de perforación direccional se manejan dos referencias de profundidad.

6.5.1.1 Profundidad Medida/ PM (Measure Depth /MD). Por sus siglas en inglés; es la distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo desde el punto de referencia en la superficie hasta el punto donde está siendo medida la profundidad.

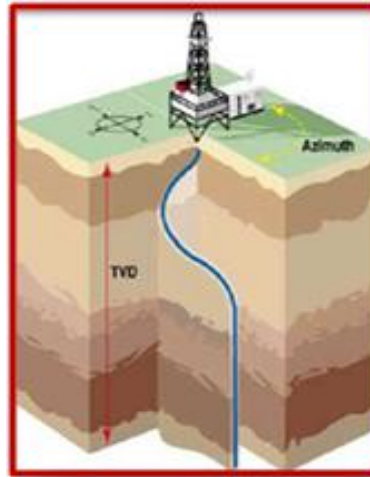
Figura 28: Profundidad Medida MD.



(Tomado de SAHAND UNIVERSITY, *Directional Drilling*, p.2).

6.5.1.2 Profundidad Vertical Verdadera/PVV (True vertical depth/TVD). Por sus siglas en inglés; es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo.

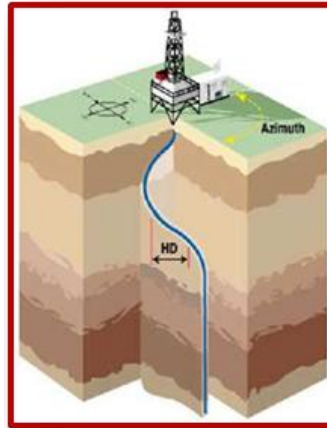
Figura 29: Profundidad vertical verdadera, TVD.



(Tomado de SAHAND UNIVERSITY, Directional Drilling, p.2).

6.5.1.3 Desplazamiento Horizontal/DH (Horizontal Displacement/HD). Por sus siglas en inglés; el desplazamiento horizontal es la distancia entre dos puntos cualesquiera a lo largo del curso de un pozo proyectado sobre un plano horizontal o vista de planta.

Figura 30: Desplazamiento horizontal, HD.

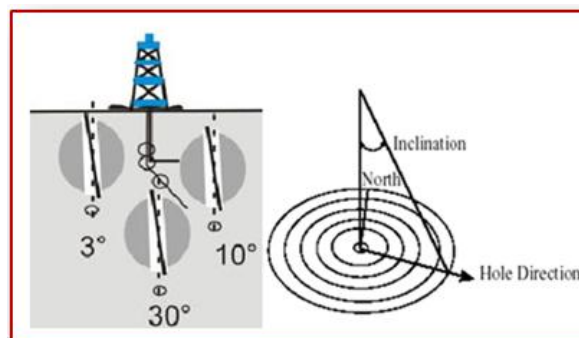


(Tomado de SAHAND UNIVERSITY, *Direccional Drilling*, p.3).

6.5.2 Referencia de Inclinación.

La inclinación de un pozo es el ángulo (en grados) entre la vertical y el eje del pozo en un punto determinado. La referencia vertical es la dirección del vector de gravedad en el sitio. La convención establece que 0° es vertical y 90° es horizontal (Figura 31).

Figura 31: Referencia de Inclinación.



(Tomado de BAKER HUGHES INTEQ, *Principios de Perforación Direccional y Horizontal* p.25).

6.5.3 Referencias de dirección.

Representan la dirección o sentido hacia el cual se está dirigiendo la perforación. Esta se determina a partir de un punto de referencia el cual es usualmente llamado norte de referencia. Existen varios puntos o nortes de referencia:

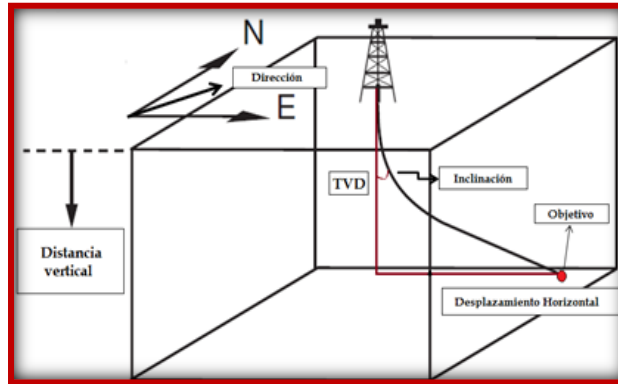
- **Norte magnético.** Todas las herramientas que miden azimut (dirección del pozo), lo miden con respecto al norte magnético, a partir de este dato se deben calcular las coordenadas con respecto al norte verdadero.
- **Norte verdadero (geográfico).** Es la dirección geográfica del polo norte de la tierra según su eje de rotación.
- **Norte cartográfico.** Las operaciones de perforación se dan sobre una superficie esférica (la tierra); pero cuando se hace el cálculo de las coordenadas en un plano horizontal siempre se asume una superficie plana, por lo cual es necesario hacer una corrección a las medidas de coordenadas medidas en un plano horizontal. Esto se logra realizando una proyección cartográfica.

6.5.4 Medida de la dirección.

La posición de un punto en el pozo sólo se puede definir en tres dimensiones cuando además de la profundidad vertical verdadera (TVD), se conoce el desplazamiento lateral y el sentido de dicho desplazamiento. El desplazamiento lateral puede ser expresado en pies o metros de distancia del cabezal del pozo y la dirección (norte, este) es expresada en grados medidos desde un norte de referencia. La **Figura 32** representa los diferentes datos que se deben conocer o determinar para establecer la ubicación de un punto en el pozo, en pocas palabras la dirección del pozo es el ángulo, medido en grados, del componente horizontal del pozo o del eje del sensor direccional desde una referencia al norte conocida. Esta referencia es norte verdadero o norte grid, y se mide por convención en

sentido horario donde la dirección del pozo se mide en grados y se puede expresar en azimuth (0° a 360°) o en forma de cuadrantes (NE, SE, NW, SW).

Figura 32: Posición de un punto en el pozo.



(Tomado de INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING, *Directional drilling*, p.19).

Existen dos sistemas de medición:

6.5.4.1 Sistema azimuthal. En este sistema las direcciones son expresadas como el ángulo que aumenta en el sentido de las manecillas del reloj desde 0° hasta 359.99° con el norte de referencia ubicado en 0° (**Figura 33**).

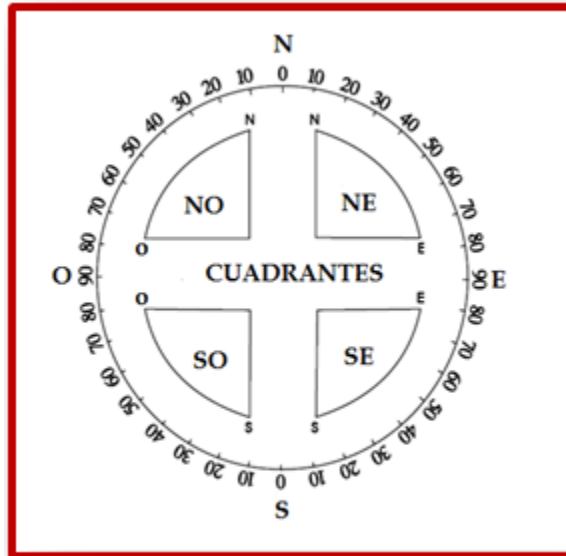
Figura 33: Sistema azimuthal.



(Tomado de BAKER HUGHES, *Drilling engineering workbook*, 1995, p.305).

6.5.4.2 Sistema de cuadrantes. Como lo muestra la **Figura 34**, las direcciones son expresadas como ángulos de cero a 90 grados, medido desde el norte en los dos cuadrantes que dan al norte y desde el sur en los dos cuadrantes que dan al sur.

Figura 34: Sistema de cuadrantes.

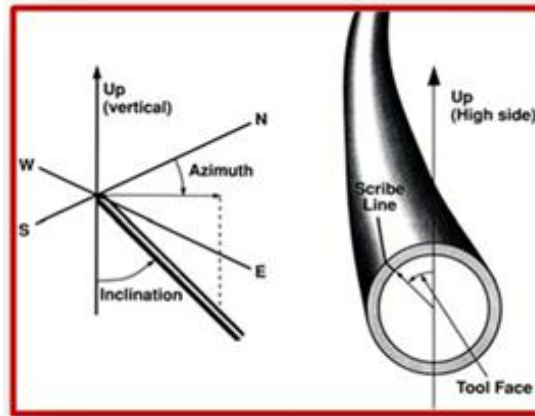


(Tomado de BAKER HUGHES, Drilling engineering workbook, 1995, p.305).

6.6 ORIENTACIÓN DE LA CARA DE LA HERRAMIENTA. (TOOLFACE).

Conceptualmente, en el pozo, el término cara de la herramienta es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la herramienta, y es la medida angular de la cara de la herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo o al norte, además le comunica al Perforador Direccional la posición del ajuste del motor de fondo, donde se puede controlar la trayectoria que va a seguir el pozo.

Figura 35: Cara de la herramienta Toolface



(Tomado de COMPUTALOG, Measurement While Drilling II, 2001, p.101).

La orientación de la cara de la herramienta se puede determinar por la regla del dedo gordo, la cual puede ser usada para orientar la deflexión de herramientas dirigibles o motor. Este método no es aplicable cuando la inclinación es muy alta (por encima de los 30°) en formaciones suaves o medio suaves. La **Figura 36** determina la orientación de la cara de la herramienta basado en el lado alto del hueco.

Figura 36: Regla del dedo gordo para determinar la orientación de la cara de la herramienta



(Tomado de BAKER HUGHES, Drilling engineering workbook, 1995, p.306).

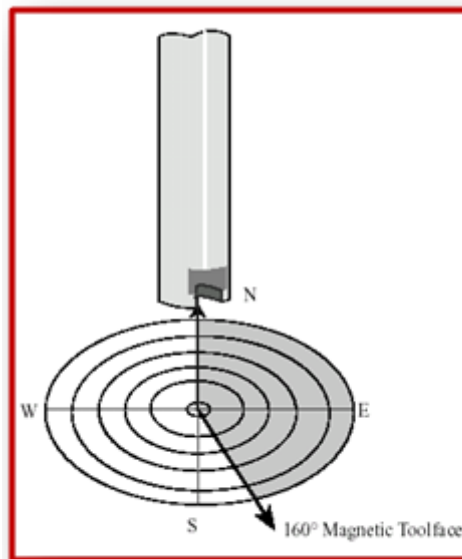
Existen dos formas de expresar la orientación de la cara de la herramienta:

- cara de la herramienta magnética
- cara de la herramienta (Gravitacional)

6.6.1 Toolface Magnético.

La Cara de Herramienta Magnética es la dirección en el plano horizontal que el ajuste del motor de fondo está apuntando relativo al norte de referencia, y se utiliza típicamente cuando la inclinación de pozo es menor de 5° donde la lectura de la cara de la herramienta magnética es cualquier dirección magnética hacia donde apunte la cara de la herramienta (**Figura 37**).

Figura 37: Toolface Magnético.

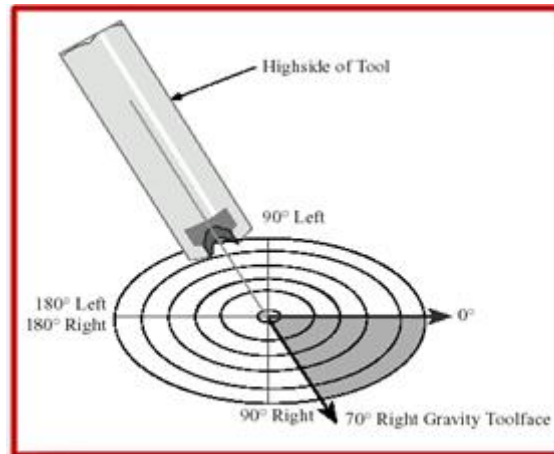


(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Logging Wile Drilling Essentials*, 2007, p.92)

6.6.2 Toolface Gravitacional.

La Cara de Herramienta Gravitacional es la distancia angular de la línea del motor de fondo, relativa eje de la herramienta, relativa a la posición alta del pozo, si la inclinación del pozo es mayor de 5°, como se ve en la **Figura 38** la cara de herramienta gravitacional puede utilizarse y será referenciada a la posición alta de sensor direccional, sin importar la dirección del pozo en el momento de tomar la medición La cara de herramienta se representa en grados a la izquierda o a la derecha de la posición alta (Highside).

Figura 38: Toolface Gravitacional.



(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Logging Wile Drilling Essentials*, 2007, p.93).

7. CONCEPTOS Y DISEÑOS DE LOS BHA

Para un perforador direccional la parte más crítica de su trabajo es diseñar y orientar los BHA, por otro lado el objetivo de toda Empresa Operadora es minimizar viajes por cambios de BHA. En conclusión todos quieren perforar un pozo hasta la profundidad total (TD) lo antes posible, la reputación de un Perforador Direccional (PD) depende, en gran parte, en el juicio y “sentir” que tenga el BHA apropiado para una situación dada.

7.1 ENSAMBLAJES DE FONDO (BOTTOM HOLE ASSEMBLY - BHA)

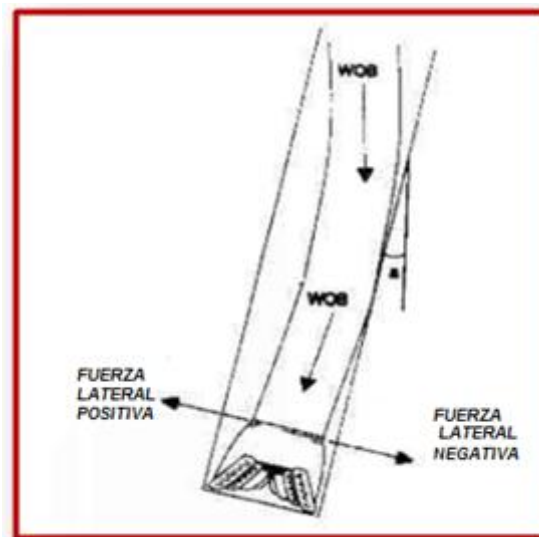
Está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la broca y la tubería de perforación. Antiguamente el BHA se utilizaba para dar peso a la broca, hoy tiene otros propósitos adicionales, como: proteger la tubería de perforación de las excesivas cargas de flexión y torsión, controlar la dirección y la inclinación de los huecos direccionales.

El BHA se ejecuta en la parte inferior de la sarta de perforación, el diseño del BHA puede variar desde muy simple (broca, DC, DP) hasta un conjunto complicado (broca, amortiguador rimadores tipo rollo, estabilizadores, NMDC, DC de acero, sustitutos, XO, sustitutos extendidos, martillos, HWDP Y DP), donde La ubicación cuidadosa de estabilizadores puede brindar al ensamblaje la capacidad de construir, mantener o tumbar un determinado ángulo de inclinación.

7.1.1 Fuerza de Deslizamiento.

Todo BHA causa una fuerza lateral en la broca, lo anterior resulta de factores tales como, si la fuerza tiende a aumentar o construir el ángulo de inclinación del hueco se considera como una fuerza lateral positiva. (Efecto Fulcrum) o Si la fuerza tiende a tumbar o reducir el ángulo de inclinación del hueco, se considera como una fuerza lateral negativa (efecto péndulo), y si no hay cambios en la inclinación generado por una fuerza lateral neta (0-BHA rígido), **Figura 39**.

Figura 39: Fuerzas que actúan sobre la broca.



(Tomado de COMPUTALOG, *Drilling Services Fundamentals*, 2002, p. 183).

La máxima fuerza lateral puede ser determinada por la siguiente ecuación:

$$F = (L * Wc * \text{Sen}\theta) / 2$$

Donde,

F: fuerza máxima lateral sobre la broca (lb.)

Wc: peso por unidad de longitud de las botellas (lb/ft)

L: longitud tangente (ft)

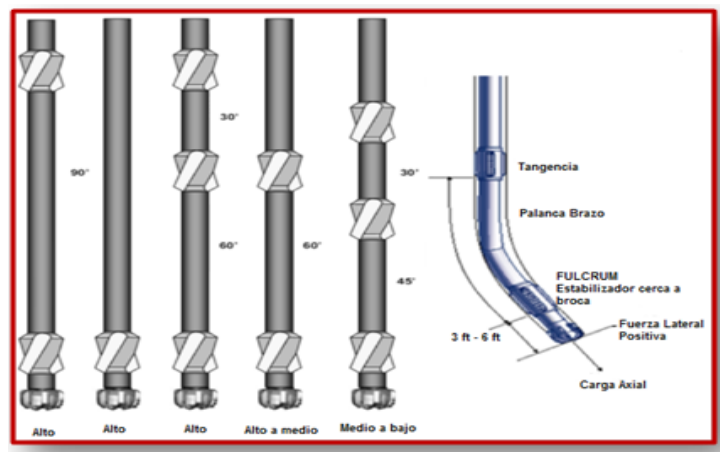
Θ: ángulo de inclinación

Existen tres tipos básicos de ensamblajes de los BHA usados en la perforación direccional:

- **BHA Fulcrum**
- **BHA Pendular**
- **BHA Empacado**

7.1.1.1 BHA Fulcrum. Este ensamblaje es usado para construir ángulo, se ubica un estabilizador justo encima de la broca (3 a 6 ft por encima de la cara de la broca), con collares y tubería de perforación arriba del estabilizador. La tasa de construcción para este tipo de ensamblaje que resulta ser de construcción fuerte, depende de la tendencia de la formación, los tipos de broca y estabilizador, la litología, el peso sobre la broca (en bajas inclinaciones), la rigidez de los collares de perforación, las RPM de la tubería de perforación, la tasa de penetración y la geometría del pozo. La magnitud de la tasa de construcción puede ser en parte controlada por el diseño del ensamblaje de fondo según el número y la ubicación de los estabilizadores (**Figura 40**).

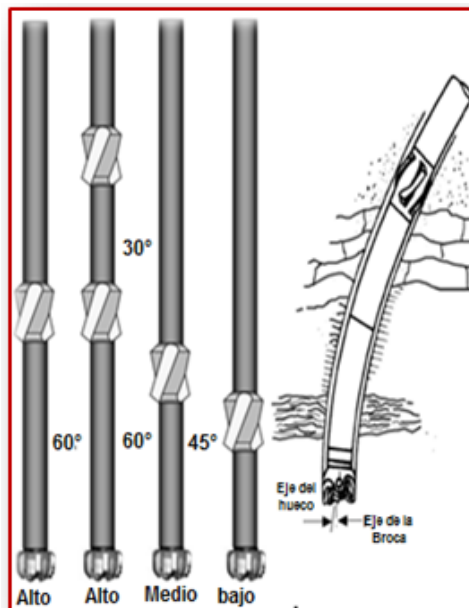
Figura 40: Ensamblajes Fulcrum para construir ángulo.



(Tomado de PETRO SKILLS, horizontal and directional drilling, 2007, p.188).

7.1.1.2 BHA Pendular. Este tipo de ensamblaje, Como lo enuncia Richard Carden, es usado para tumbar o reducir ángulo y consiste en un estabilizador ubicado a 30, 45 ó 60 ft de la broca. El propósito del estabilizador, es prevenir que el collar toque la pared del pozo, causando un punto tangente entre la broca y el estabilizador. en que la sección desde la broca hasta en primer estabilizador de la sarta cuelga como un péndulo y, al ser aplicado peso sobre la broca, esta es presionada hacia la parte de abajo del hueco generando una Fuerza Lateral Negativa que tiende a tumbar el ángulo (**Figura 41**).

Figura 41: Ensamblaje Pendular para tumbar ángulo.

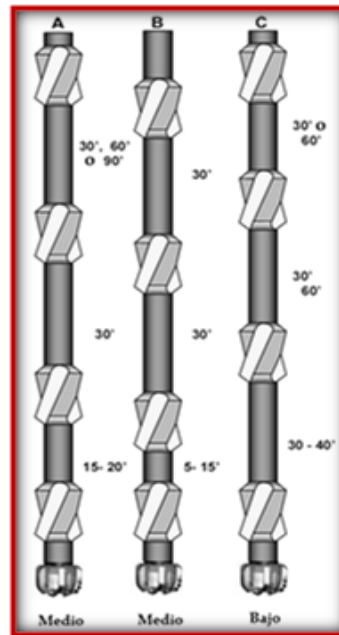


(Tomado de PETRO SKILLS, horizontal and directional drilling, 2007, p.189).

7.1.1.3 BHA Empacado. Este tipo de ensamblajes es usado para mantener el ángulo utiliza el principio de estabilización, como lo muestra la **Figura 42**. Tiene como objetivo principal reducir la tendencia de construcción o reducción de ángulo. La idea de la configuración de este tipo de ensamblajes es minimizar la fuerza lateral que actúa sobre la broca. Los ensamblajes para mantener ángulo son rígidos y con baja fuerza lateral sobre la broca, lo cual no se ve afectado en

gran magnitud por el peso sobre la broca. Permite ver algunos de los diferentes ensamblajes que permiten mantener el ángulo constante durante una sección tangencial. Cuando se selecciona un ensamblaje para mantener ángulo, se deben estudiar los registros de la zona, para así determinar que ensamblaje funciona mejor para los tipos de formaciones que están siendo perforadas. Si no hay información disponible, se usa un ensamblaje inicial y se va ajustando según sea necesario

Figura 42: Ensamblaje Empacado Para mantener ángulo.



(PETRO SKILLS, *horizontal and directional drilling*, 2007, p.190).

7.2 TENDENCIAS DIRECCIONALES

Los aspectos más importantes durante la planeación y perforación direccional es conocer la tendencia natural que tienen las formaciones al atravesar, para poder alcanzar el objetivo planeado, con los mismos problemas operacionales y a un costo óptimo.

7.2.1 Tipo de tendencias

Existen tres tipos de tendencias naturales las Up Dip, Las Down Dip y Cross Dip.

7.2.1.1 Tendencias Up Dip. Basadas en dos conceptos: el primero es que el azimut del pozo tiende a tener una dirección totalmente opuesta a la dirección de buzamiento de las capas perforadas, (es decir forma un Angulo de 180°) y el segundo donde el pozo tiende a levantar ángulo de inclinación buscando la parte alta de las capas hasta formar un ángulo de 90° con el Dip de las formaciones. **(Figura 43).**

Figura 43: Tendencias Up Dip.



(Tomado de COMPUTALOG, Measurement While Drilling I, 2001, p.83).

7.2.1.2 Tendencias Down Dip. Las tendencias Down Dip consisten en que el azimuth del pozo va en la misma dirección de la capa.

Figura 44: Tendencia Down Dip.



(Tomado de COMPUTALOG, Measurement While Drilling I, 2001, p.83).

7.2.1.3 Tendencias Cross Dip. La tendencia Cross Dip consiste en que el pozo se va en dirección diferente a las tendencias Up Dip y Down Dip.

7.3 EFECTO DE LA FORMACIÓN EN LA TRAYECTORIA DE LA BROCA

En algunos casos, la naturaleza y dureza de la roca que está siendo perforada puede tener un pronunciado efecto sobre las tendencias direccionales. De fundamental importancia es si la roca es isotrópica o anisotrópica, Una roca isotrópica es aquella que posee las mismas propiedades o comportamientos en todas las direcciones. La mayoría de las areniscas son isotrópicas. Al contrario, las rocas anisotrópicas, tales como las arcillas, no tienen las mismas propiedades en todas las direcciones. Debido a la naturaleza de su depositación, las rocas sedimentarias tienen estratos o planos buzantes y la mayoría de este tipo de roca exhiben algún grado de anisotropía. La experiencia a partir de la perforación en formaciones inclinadas ha mostrado que la broca de perforación es forzada hacia una dirección preferencial que está relacionada con el ángulo de inclinación y la dirección de los estratos.

Se han propuesto diferentes modelos de perforación variable, el cual relaciona un índice de fuerza de la roca, cuando esta es atacada perpendicular a los planos buzantes, o es atacada paralela a los estratos de la formación. Otra teoría propone que cuando la broca perfora dentro de estratos duros, estos estratos se fracturan perpendicularmente al buzamiento. Esto crea un minibastón, el cual guía a la broca para perforar dentro del buzamiento. Otra explicación, considera el método de fragmentación de la formación en un solo diente de la broca. Las formaciones anisotrópicas, tienen planos de falla. Cuando se impacta la formación, el diente de la broca proporciona tensión compresiva en una dirección perpendicular a la cara del diente. Se presentara una falla de corte más fácilmente a lo largo de los planos buzantes en una roca sedimentaria. Cuando la broca esta perforando una roca anisotrópica, se cortan grandes fragmentos rápidamente en un lado de la broca, mientras que el otro lado se cortaran lentamente pequeños fragmentos. Por lo tanto, volúmenes desiguales de fragmentos se generan en cada lado del diente de la broca.

Las fuerzas entre el diente de la broca y la roca, serán mayores en el lado derecho del diente. Por lo tanto, existiría una fuerza resultante sobre la broca actuando a la izquierda. Esta es **F_d**, la fuerza de desviación (**Figura 45**). Entonces la fuerza de desviación depende del Angulo de buzamiento.

Figura 45: Relación entre el Angulo de Buzamiento y la Fuerza de Desviación.

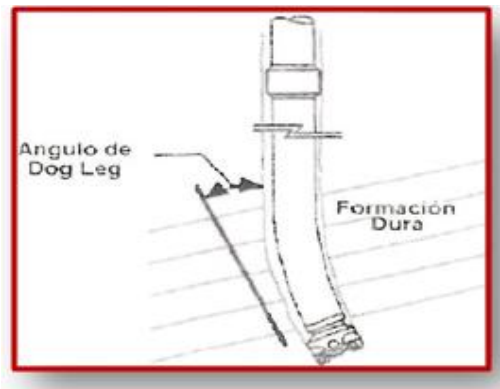


(Tomado de BAKER HUGHES, *Drilling engineering workbook*, 1995, p.255).

El Angulo efectivo de buzamiento, es el Angulo en el cual la broca golpea los planos buzantes. Donde el ángulo efectivo de buzamiento es menor de 45° , la dirección de la fuerza de desviación es buzamiento arriba, pero cuando el Angulo efectivo de buzamiento es mayor de 45° , la dirección de la fuerza de desviación es buzamiento abajo.

La perforación a través de las formaciones alternadas entre duras y suaves, con bajos ángulos de buzamiento, usando una broca bien estabilizada y pesos suficientemente altos para causar flexura en los collares, usualmente resulta en un curso perpendicular a los planos buzantes. **La Figura 46** ilustra la tendencia de la broca a desviarse en la dirección buzamiento arriba cuando el ángulo de buzamiento de la formación es bajo.

Figura 46: Bajos ángulos de buzamientos.



(Tomado de BAKER HUGHES, *Drilling engineering workbook*, 1995, p.256).

Las actitudes de la formación tiene un similar efecto sobre las tendencias direccionales para ángulos buzantes menores de 45° , si la dirección es debida al buzamiento arriba, entonces la broca tendera a mantener dirección pero a construir ángulo. Pero si la dirección del hueco, es contraria al buzamiento arriba, la broca tiende a caminar hacia la derecha, mientras si la dirección es buzamiento arriba, la broca tiende a caminar hacia la izquierda. Cuándo el Angulo de buzamiento de la formación es mayor a 45° , la tendencia usual de la broca es

perforar paralelamente al plano buzante como se observa en la **figura 47**. Si la dirección del hueco es buzamiento abajo, entonces la broca tiende a caminar a la izquierda. Si la dirección del hueco es contraria buzamiento abajo, entonces la broca tiende a caminar a la derecha de nuevo.

Figura 47: Altos ángulos de buzamientos.



(Tomado de BAKER HUGHES, *Drilling engineering workbook*, 1995, p.257).

7.4 HERRAMIENTAS DIRECCIONALES

7.4.1 Motores de fondo.

Figura 48: Motores de fondo.



(Tomado de WEATHERFORD, *Base Gachancipa Cundinamarca*, por Heydy Arias 2011).

El motor de fondo o de desplazamiento positivo, fue desarrollado en 1966 y dos años más tarde tuvieron su primera aplicación como herramientas direccionales. Se le llama motor de fondo o motor de lodo “mud motor”, porque el lodo de perforación actúa como fuente de poder haciendo girar la broca sin que la sarta de perforación rote es decir, cuando se usa un motor de fondo únicamente rota la broca, y no el resto de la sarta. El lodo bombeado a través de la sarta entra por la parte superior del motor de fondo, donde la potencia del motor es generada por la combinación rotor/estator aplicando el principio del bombeo .donde el fluido de perforación presurizado es forzado a través de estator elástico y de un motor excéntrico de acero, se aplica un torque, el cual hace que el motor rote. El motor se conecta a un eje que transmite el movimiento “drive shaft” el cual, a su vez, se encuentra conectado a la broca.

Figura 49: Motor de fondo.

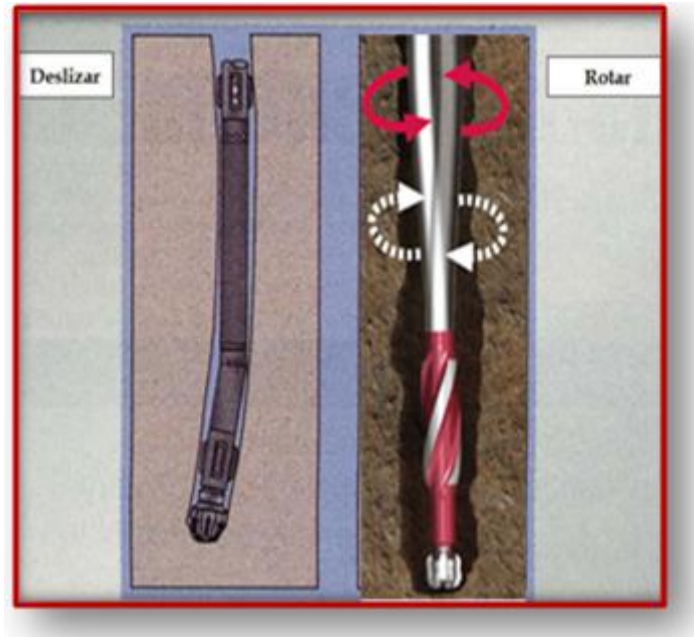


(Tomado de WEATHERFORD, *Mud Lubricated Drilling Motors Handbook 2006*, p.16.Modificado por Heydy Arias 2011).

Toda la energía mecánica generada en el motor es transmitida y aprovechada por la broca, lo que hace que esta no dependa de la potencia generada en superficie, y tenga autonomía para direccionarse y perforar independientemente. Adicional a esto, el motor es diseñado con la configuración de estabilizadores necesarios para realizar labores de construcción o reducción de ángulos. El motor de fondo se coloca en la parte inferior de la sarta de perforación, justo arriba de la broca, como se muestra en la **Figura 49**.

La perforación de pozos direccionales con motor de fondo se logra de dos formas, **rotando** y **deslizando**. La rotación se realiza cuando se están perforando secciones rectas ya sean verticales o tangenciales. En este caso la totalidad de la sarta de perforación rota y tiende a perforar hacia adelante (igual que en la perforación convencional). Cuando se va a iniciar la desviación del hueco comienza el deslizamiento, que como lo muestra la **Figura 50**, donde consiste en detener la rotación de la sarta de perforación en una posición tal que la sección curva se encuentre apuntando en la dirección de la nueva trayectoria. Una vez que está en posición, inicia la circulación de lodo a través del motor haciendo que gire la broca sin necesidad de que la sarta de perforación por encima del conjunto direccional rote, permitiendo así la perforación y desviación del pozo.

Figura 50: Modos de rotar y deslizar.



(PETRO SKILLS, *Horizontal and directional drilling*, 2007, p.211. Modificado por Heydy Arias 2011).

Ventajas. El motor de desplazamiento positivo se ha convertido en una de las herramientas más utilizadas en la perforación de pozos direccionales ya que:

- Proporcionan un mejor control de la desviación
- La posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la broca
- Se pueden obtener mejores ritmos de penetración
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación

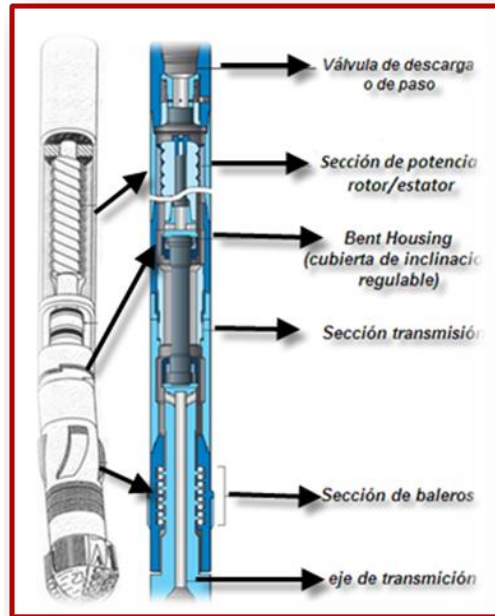
Desventajas. A partir del desarrollo y aplicación de los motores de fondo, se han ido desarrollando herramientas avanzadas que buscan mitigar problemas que presentan los motores como:

- Se requiere de una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva debido a la elasticidad torsional de la columna de perforación.
- Tendencia de la columna no rotativa a sufrir aprisionamientos. la tubería principal se apoya sobre el lado inferior del pozo y produce velocidades disparejas alrededor de la tubería.
- La falta de rotación de la tubería disminuye la capacidad de remover los recortes sobre el lado inferior del pozo, se puede formar un colchón de recortes.
- Menor potencia disponible para mover la broca. Esto, junto con la fricción por el deslizamiento, reduce la tasa de penetración ROP.
- Las numerosas ondulaciones aumentan la tortuosidad, lo cual aumenta la fricción durante la perforación.

7.4.1.1 Componentes De los Motores De Fondo.

- Válvula de descarga o de paso (Bypass Valve/ Dump valve)
- La sección de potencia (Power Section)
- La cubierta de inclinación Regulable en superficie (Bent Housing)
- La sección de transmisión
- La sección de baleros

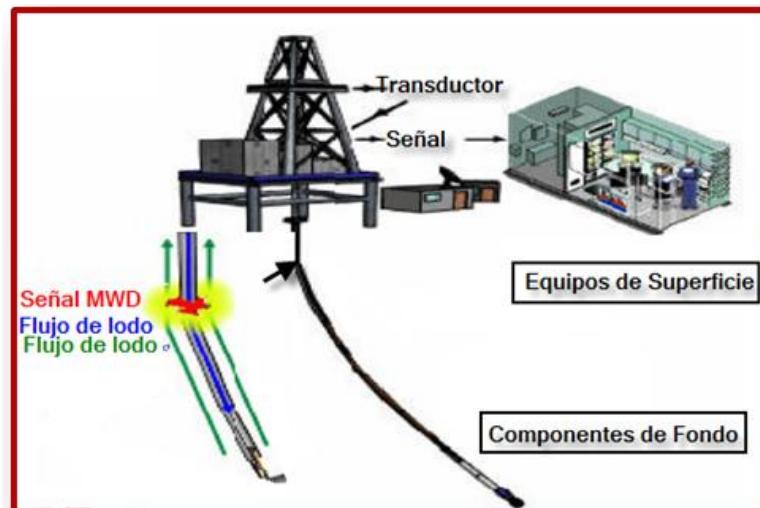
Figura 51: Componentes de un Motor de fondo.



(Tomado de WEATHERFORD, Manual de Operaciones Directional Drilling I, 2006, p.4. Modificado por Heydy Arias 2011).

7.4.2 Herramienta MWD (Measurement While Drilling).

Figura 52: Sistema MWD.



(Tomado de INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING, Directional drilling, p.31).

Herramientas MWD medición mientras se perfora, se utilizan para obtener información del pozo en tiempo real. Existen básicamente dos clases de herramientas MWD, la que únicamente es direccional, con la cual mide la inclinación, el azimut, temperatura del lodo y orientación de la cara de herramienta (broca), y otra que al adicionarle algunos sensores se convierte en herramienta registradora de formación (LWD). El sistema MWD por ser una herramienta magnética, se debe alojar dentro de un Drill collar antimagnético, y se utiliza la tubería de perforación como elemento de desplazamiento, donde los datos son obtenidos a través del fluido de perforación y no por cable como en los registros convencionales. El sistema proporciona una medida exacta de los datos tomados mediante sensores, y se transmiten a la superficie a través de pulso de lodo al sistema de telemetría.

7.4.3 Métodos de adquisición de datos

En (MWD/LWD) existen dos métodos en los cuales la información puede ser adquirida ya sea:

- En Memoria o Grabada
- Tiempo Real

7.4.3.1 Proceso de Medición en Memoria. Los datos en memoria se obtienen mediante el muestreo de los sensores en el fondo, almacenando los datos en la memoria y recuperando los datos una vez que se saca la herramienta del pozo, donde cada uno de los datos está asociado con un tiempo reloj maestro o sensor en el fondo y se realiza un monitoreo de la profundidad versus tiempo en la superficie durante la perforación.

Ventajas

- La resolución de datos es buena y usualmente mucho mejor que los datos en tiempo real

- La resolución en memoria es al menos de 8-bit, y podría alcanzar hasta 16-bit
- Puede registrar el agujero más rápido que en tiempo real con la misma calidad en los datos
- Típicamente la información en tiempo real es reemplazada una vez recuperada la información en memoria

Desventajas

- Los datos de memoria no son de utilidad para la mecánica de perforación, datos tales como presión y vibración
- Es difícil de utilizar para la predicción de la presión de poro, así como la selección de puntos de casing y de tubería de revestimiento.
- Impráctico y muy caro de utilizar datos de memoria para perforación direccional.

7.4.3.2 Proceso de medición en Tiempo Real. Se obtienen de sensores en el fondo, se transforma la información en formato binario, donde la transmisión es decodificada en la superficie, los datos son procesados y se asocian con profundidad para crear registros en tiempo real. Entre sus ventajas se encuentra que mejora el control y determinación de la posición de la broca, reduce el tiempo de toma de registros o *survey*, reduce el riesgo de atascamiento diferencial, anticipa errores que puedan terminar en patas de perro muy severas, reduce el número de correcciones con motores de fondo. En MWD/LWD en aplicaciones en tiempo real son 3 tipos de telemetría: Pulso Negativo, Pulso Positivo y Telemetría electromagnética

- **Pulso Negativo.** Sistema que consta de una válvula de control que momentáneamente expulsa una pequeña porción de lodo desde el interior de la sarta hacia el anular, lo cual genera una pequeña disminución en la presión en forma de un pulso negativo que puede ser codificado en el *standpipe*.

- **Pulso Positivo.** Utiliza una válvula de disco con movimiento vertical hidráulico para restringir momentáneamente una porción del flujo de lodo a través de un orificio de la herramienta, esto genera un pequeño incremento de la presión en forma de un pulso positivo que es decodificado *standpipe*.
- **Telemetría Electromagnética.** Este sistema usa la propagación electromagnética para transmitir los datos a través de la formación, estas ondas son recibidas por un quipo en superficie que reporta los datos acorde al espaciamiento y al comportamiento de las ondas.

7.5 SISTEMAS DE DESVIACIÓN

Una vez que la trayectoria del pozo ha sido definida, existen varias formas de generarla, para lograrlo, se cuenta con herramientas desviadoras adecuadas, así como son, las brocas, herramientas auxiliares e instrumentos apropiados que hagan que el pozo perforado cumpla con las características planteadas en el diseño del mismo. Los sistemas de desviación, son aquellas herramientas usadas para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo. Los Métodos para desviar un pozo son: los motores de fondo, mayormente utilizado rápido y exacto, operaciones con Whipstock que todavía son utilizados y chorros a presión rara vez son utilizados.

7.5.1 Cucharas (Whipstocks).

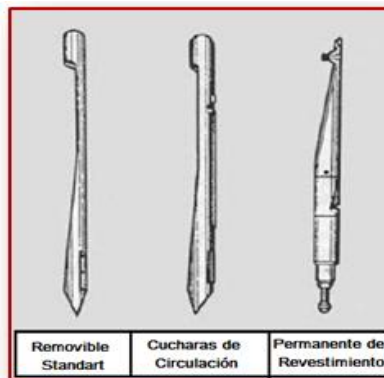
Figura 53: Cucharas (Whipstocks).



(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Directional Drilling I*, 2006, p.19)

Fueron las herramientas más usadas para direccionar pozos entre los años 1930 a 1950, son usadas para trabajos de reentrada. Además existen tres tipos de cucharas usadas en perforación direccional. **Figura 54.** Cuchara estándar removible, Cucharas circulatorias, Cucharas de tubería de revestimiento permanente.

Figura 54: Tipos de cucharas desviadoras.

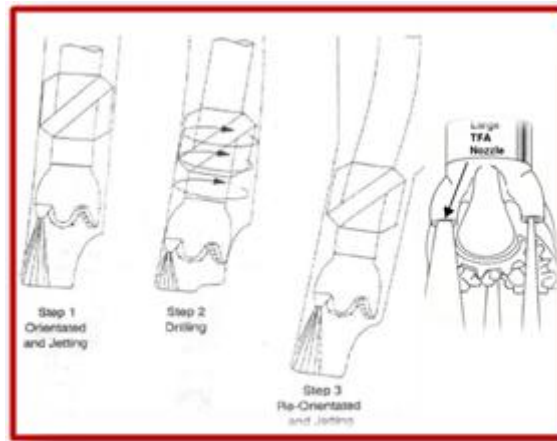


Tomado de THE ROBERT GORDON UNIVERSITY, *Introduction hydrocarbon exploitation*, p.6).

7.5.2 Boquillas (Jetting).

Su principio se basa en la erosión y el debilitamiento de la formación con una corriente de lodo que sale a presión por una boquilla, causando que la broca perforo en la dirección de menor esfuerzo. Son brocas especiales, hechas con boquillas (una de ellas alargada) por donde sale el fluido a presión; un ejemplo se muestra en la **Figura 55**.

Figura 55: Método jetting



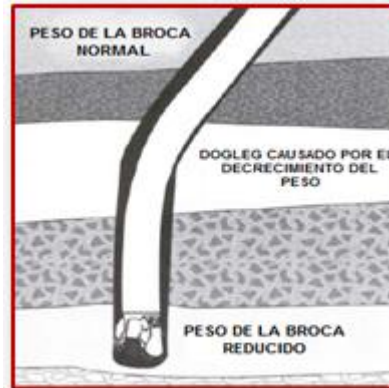
(Tomado de WEATHERFORD, *Manual de Operaciones Directional Drilling I*, 2006, p.21)

7.6 PROBLEMAS PRESENTADOS AL DIRECCIONAR UN POZO.

7.6.1 Pata de Perro (Dog Leg)

Una pata de perro es un cambio abrupto en la dirección del hueco que causa una curvatura muy pronunciada en el camino del pozo (**Figura 56**). Este problema puede ser detectado por el incremento del torque de arrastre sobre la sarta.

Figura 56: Pata de perro.

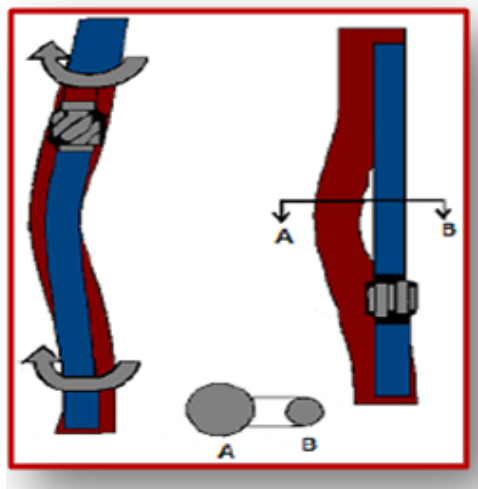


(Tomado de COMPUTALOG, Measurement While Drilling I, 2001, p.83).

7.6.2 Ojo de Llave (Key Seating)

Cuando la sarta de perforación se encuentra rotando, la tubería se mantiene tensionada debido al peso de las botellas. Si la tubería debe pasar a través de una pata de perro muy severa esta hará contacto con la pared del pozo si se continúa la perforación en esta posición, gradualmente se formará una ranura o acanaladura de pequeño diámetro en la pared del pozo. **Figura 57.**

Figura 57: Ojo de Llave.



Tomado de WEATHERFORD, Introduction to Directional Drilling, 2007, p.21

Al comenzar los viajes hacia afuera del pozo la tubería probablemente es capaz de pasar a través del ojo de llave, pero las botellas de diámetro grande probablemente queden pegadas en la ranura. Para liberarlas, del ojo de llave debe ser rimada con una sarta estabilizadora o con un limpiador de ojos de llave que normalmente se sitúa en el tope de las botellas.

7.6.3 Estabilidad de las paredes del pozo

Una de las mayores causas de la pega de tubería es la tendencia de algunas formaciones a ser inestables durante la perforación o en algún tiempo luego de ésta. Esto puede causar que algunos fragmentos de roca caigan dentro del hueco y empiecen a encajarse alrededor de las botellas o de la broca. Existen algunas condiciones que causan inestabilidad de las paredes del hueco, entre ellas están:

- Zonas de shales que contienen gran porcentaje de arcillas hinchables
- Formaciones fracturadas o altamente inclinadas.
- Zonas de shales sobrepresuradas.
- Flujo turbulento en el anular causando erosión en las formaciones blandas.

Al incrementar la inclinación del pozo se hace más difícil la remoción de estos fragmentos de roca.

7.6.4 Pegas diferenciales

Para prevenir el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, la presión hidrostática en el pozo debe balancear o exceder la presión de poro. En una zona permeable, se filtra el fluido contenido en el lodo e invade la formación mientras que los sólidos forman una retorta en las paredes del pozo. Si esta retorta se hace cada vez más gruesa, es probable que las botellas hagan contacto con ella y

empiecen a ser succionadas. Si la presión diferencial positiva es grande (1000 psi) será muy difícil liberar la tubería.

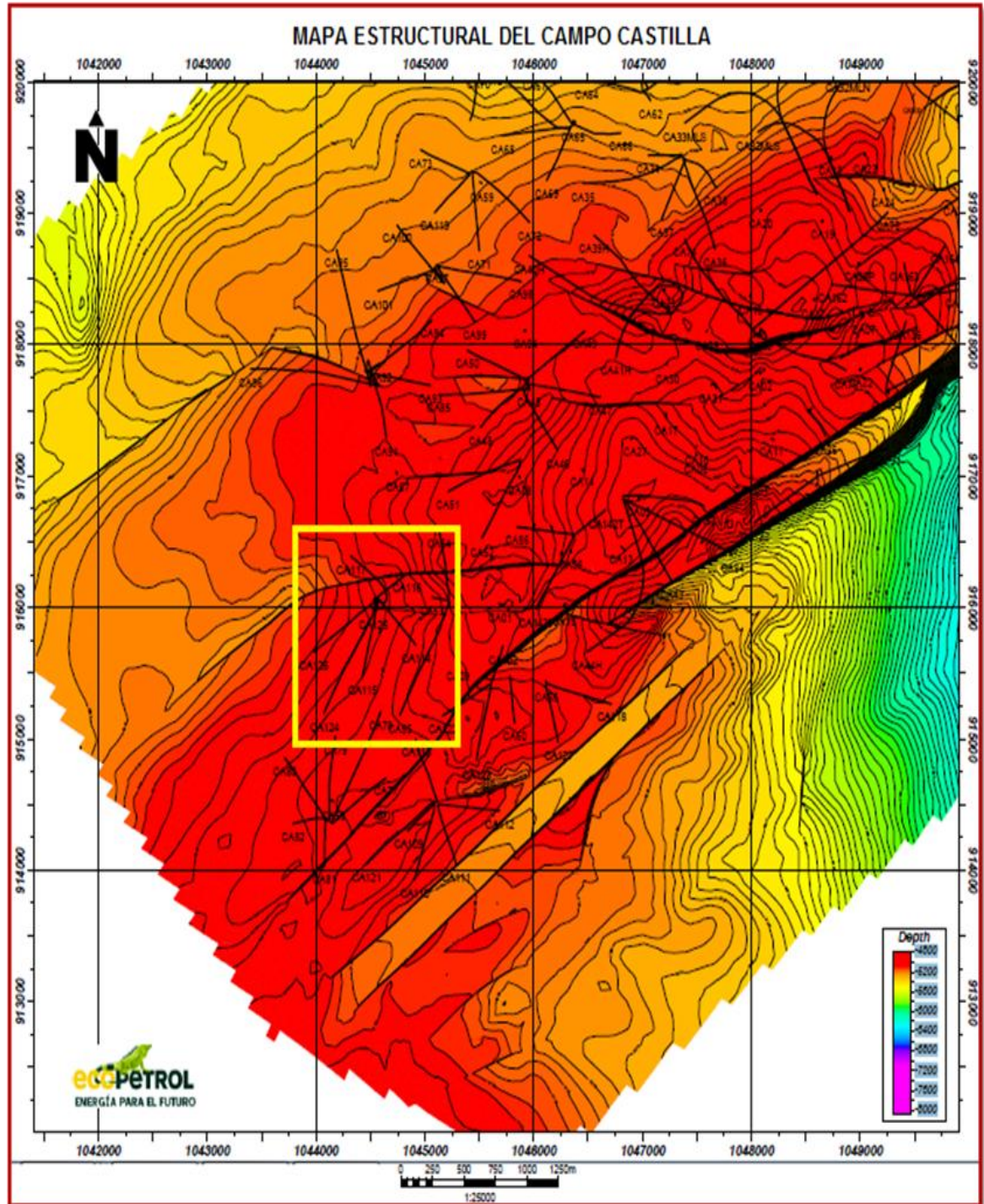
8. RESULTADOS

8.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS EN LOS CAMPOS DE INTERÉS.

Para la selección de los pozos representativos de los campos a estudiar en la Cuenca de los Llanos Orientales (Castilla, Chichimene y Chichimene SW), se realizó con la ayuda de los mapas estructurales y los calendarios de perforación, donde estos pozos fueron seleccionados desde el año 2010 hasta abril del 2011 **(Ver Tablas 1 y 2)**. Por lo cual se tuvo en cuenta diferentes variables tomadas para cada uno de los pozos, ya que estos datos son necesarios para una correcta selección de los mismos, dicha información es fundamental para el posterior análisis y conclusiones del proyecto. **(Ver anexo1)**

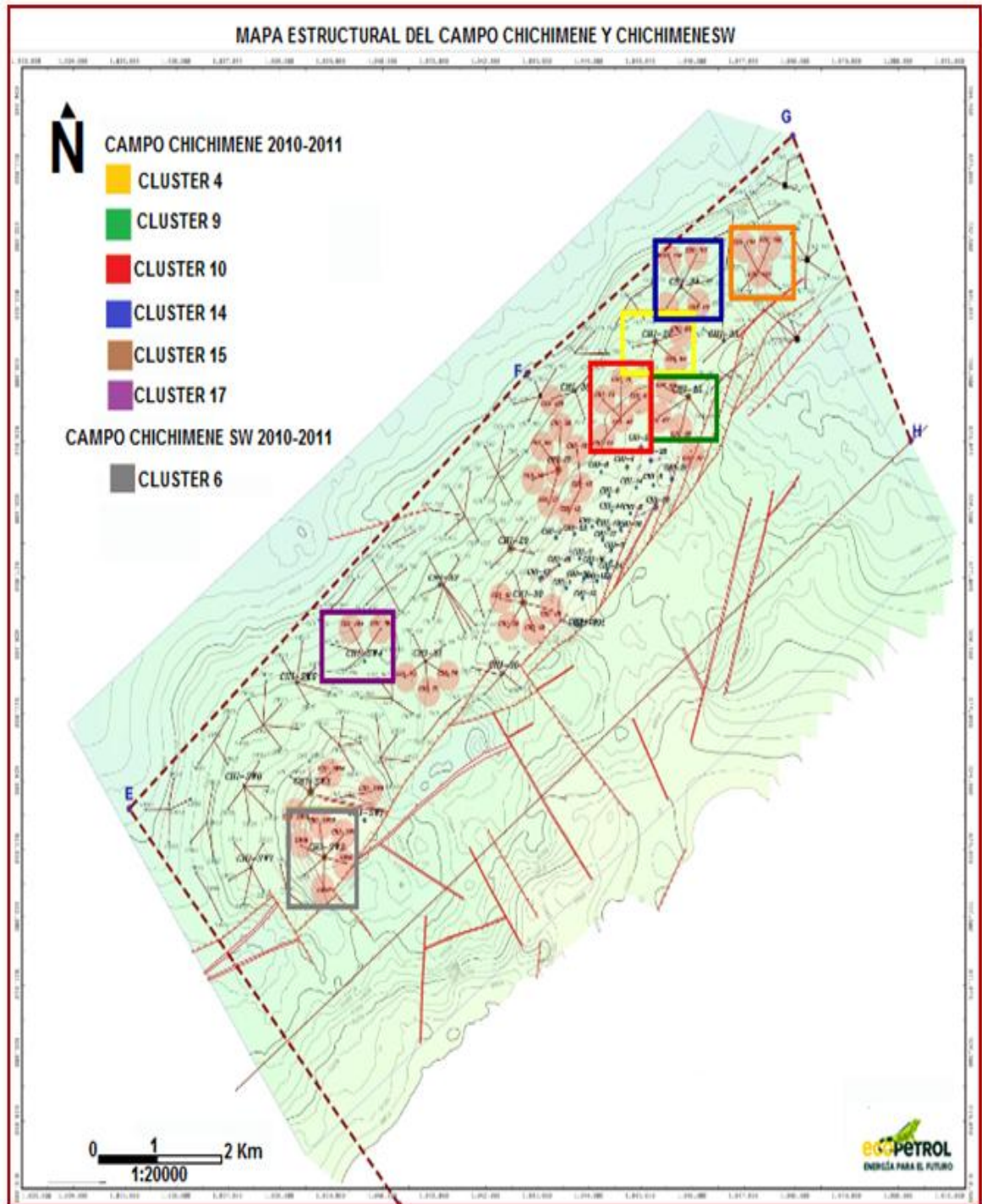
A continuación se mostrarán los mapas estructurales para los Campos Chichimene y Chichimene Sw **(Figura 58)** y para el Campo Castilla **(Figura 59)** preexistentes del área, y los pozos que fueron seleccionados por clúster, para determinar la tendencia de inclinación y azimuth en las formaciones de los pozos perforados en dichos campos.

Figura 58. Mapa de Localización de los pozos en los campo Castilla ubicados por clúster.



Fuente: (Modificado del Departamento de Yacimientos, ECOPETROL S.A).

Figura 59 .Mapa de Localización de los pozos en los campos Chichimene y Chichimene SW ubicados por clúster.



Fuente: (Modificado del Departamento de Yacimientos, ECOPETROL S.A).

8.2 ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA).

Según la información recopilada de los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW, y teniendo en cuenta los diferentes tipos de BHA (Fullcrum, Pendular, Empacado) utilizados en la perforación direccional de estos pozos, cabe destacar que estos ensamblajes, combinados con determinados parámetros de perforación especialmente referidos al peso sobre la broca (WOB), el diferencial aplicado al motor y la ubicación cuidadosa de los estabilizadores, pueden brindar al ensamblaje la capacidad de construir, mantener o tumbar un determinado ángulo de inclinación, dando como resultado una respuesta de las tendencias en las formaciones de dichos campos. Inicialmente para la perforación de los pozos, se empezó en la sección 12 ¼”, atravesando las formaciones Guayabo, Carbonera, Lutita E, C1, Arenisca de Carbonera, C2, Lutita E3, Unidad T1, Lutita E4 finalizando en el tope de la Fm San Fernando (T2), en donde seguidamente se perforo la sección de 8 ½”, a través de las formaciones, San Fernando unidad T2, unidad K1 superior e Inferior y terminando en la unidad K2, buscando así poder alcanzar el objetivo que requiere el plan direccional.

Al momento de aplicar peso sobre la broca (WOB), se genera otra fuerza cuyo efecto es el de desviar el pozo de la vertical, y el resultado de estas dos fuerzas pueden hacer que el pozo tienda a levantar, tumbar o mantener el ángulo de inclinación, de acuerdo a esto observamos que en las formaciones de los campos Chichimene y Chichimene SW, en su mayoría, estos pozos presentan en la fase 12 ¼” de la perforación un ensamblaje de fondo tipo Semifullcrum y en la fase 8 ½” se utilizó un ensamblaje de fondo tipo Fullcrum, a diferencia del Campo Castilla que tanto para las dos secciones 12 ¼ y 8 ½ se armo el mismo ensamblaje de fondo tipo Fullcrum, el resultado de estos ensamblajes fueron utilizados para construir el ángulo de inclinación, y para levantar manteniendo cierta estabilidad pero al mismo tiempo manteniendo una tangente, ya que con un ensamblaje pendular como el que se perforo en el pozo Chichimene 40, para la fases 12 ¼ y 8

½ donde el propósito de esta configuración fue usado especialmente para tumbar o reducir el ángulo de inclinación. Excepto por los pozos castilla 125 y CH 66 – CH106 - CH135, en la cual se armaron ensamblajes de fondo tipo Empacado y Semiempacado, debido a que la configuración de estos tipos de ensamblajes es minimizar la fuerza que actúa sobre la broca, donde tiene como objetivo principal reducir la tendencia de construcción o reducción del ángulo, manteniendo así la tangente para ajustarse al plan. **(Ver tabla 3)**

A continuación se mostrara una tabla donde se encuentran los diferentes tipos de ensamblajes de fondo (BHA), que fueron utilizados en la perforación direccional de los pozos para los Campos Castilla, Chichimene, y Chichimene SW.

Tabla 3 Ensamblajes de fondo (BHA) de los campos castilla, Chichimene, Chichimene SW.

CAMPOS CHICHIMENE Y CHICHIMENE SW							
POZO	CLUSTERT	FASE 12 1/2"			FASE 8 1/2"		
		MOTOR		ENSAMBLAJE	MOTOR		ENSAMBLAJE
		CAMISA ESTABILIZADORA	ESTABILIZADOR	BHA	CAMISA ESTABILIZADORA	ESTABILIZADOR	BHA
CH 62	4	12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 63		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 64		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 65		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH SW 10	6	12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH SW 11		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH SW 16		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH SW 17		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH SW 18		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH SW 19		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 38	9	12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 39		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 66		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	8 1/2"	SEMIEMPACADO
CH 67		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 40	10	12"	12 1/2"	PENDULAR	8 1/2"	8 1/2"	PENDULAR
CH 41		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 61		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 73		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 74		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 111	14	12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 112		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 113		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 114		12 1/2"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 115		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 134	15	12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 135		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	8 1/2"	EMPACADO
CH 136		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 137		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 103	17	12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 104		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 105		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CH 106		12"	11 1/2"	SEMIFULLCRUM	8 1/2"	8 1/2"	EMPACADO
CAMPO CASTILLA							
CAST 114	32	12 1/2"	—	FULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CAST 115		12 1/2"	—	FULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CAST 116		12"	—	FULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CAST117		12"	—	FULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CAST 124		12"	—	FULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM
CAST 125		12"	12"	SEMIEMPACADO	8 1/2"	8 1/2"	SEMIEMPACADO
CAST126		12 1/2"	—	FULLCRUM	8 1/2"	—	FULLCRUM

Fuente: Autora del Proyecto

8.3 COMPORTAMIENTO DIRECCIONAL SEGÚN EL TIPO DE ENSAMBLAJE (BHA).

Basados en la recopilación de los datos según las tablas que fueron elaboradas para cada uno de los pozos (**Ver Anexo1**) y según el tipo de ensamblaje de BHA utilizado, se correlacionaron las formaciones de todos los pozos vecinos en los campos de estudio; en función según el grado de inclinación, trayectoria o dirección que tomo el pozo, para poder determinar las tendencias a construir, tumbar o mantener el ángulo, como a su vez tendencias de giro ya sea a la derecha o izquierda. Como son descritas a continuación para los Campos Chichimene, Chichimene SW y Castilla.

8.3.1 Campo Chichimene y Chichimene SW.

8.3.1.1 Fase 12¼"

Formación Guayabo, Arenisca Superior Carbonera, Lutita E. la característica principal en estas formaciones es mantener naturalmente la verticalidad, donde también se observa una leve tendencia a levantar la inclinación a razón de 0.3°/100ft y mantener el giro, sin embargo cuando se requiere hacer trabajos de control direccional o correcciones, estas formaciones responden positivamente y favorablemente para poder ajustarse al perfil planeado, la cual se puede ver reflejada en la Fm Guayabo donde se caracteriza por mantener dirección después de corregirse la tendencia natural.

Formación C1 y Arenisca Carbonera: cabe anotar que en estas formaciones se observa una tendencia más clara a levantar inclinación a razón de 0.2° a 0.4°/100ft y una tasa promedio con giro alrededor de 0.4° a 4.5°/100ft, otras de las características en estas formaciones es que poseen buena respuesta a los trabajos de control direccional tanto a favor o en contra del mismo.

Formación C2: Esta formación presenta dos tendencias, donde inicialmente hacia el tope de la formación se observó una tendencia a disminuir el grado de inclinación a razón de -0.2° a $-0.4^\circ/100\text{ft}$, y una tendencia de giro no mayor a $2.5^\circ/100\text{ft}$, generando así buena respuesta al trabajo direccional y hacia la base de la formación se muestra una leve tendencia más clara a aumentar la inclinación a razón de 0.2° a $0.6^\circ/100\text{ft}$ esta formación como respuesta al trabajo direccional hace que disminuya considerablemente, teniendo así que duplicar este trabajo de corrección ante la pobre respuesta a elevar inclinación, para tener la misma respuesta de las formaciones anteriores.

Formación E3: En esta formación existe una tendencia clara a tumbar o mantener el ángulo a un promedio -0.2° a $-1.0^\circ/100\text{ft}$, sin embargo para el campo CH SW la tendencia de inclinación es un poco más fuerte hasta de $-1.6^\circ/100\text{ft}$, generando una fuerte tendencia de giro alrededor de $4.5^\circ/100\text{ft}$, cabe resaltar que en algunos casos la formación tiende a incrementar la inclinación con una tasa promedio de construcción de $1^\circ/100\text{ft}$. Esto da como resultado una baja respuesta al realizar el trabajo direccional para contrarrestar dicha tendencia, cabe resaltar que esta formación también presenta una baja ROP.

Formación T1: En esta formación se observa una tendencia a mantener el ángulo de inclinación, y una tendencia de giro alrededor de $2.0^\circ/100\text{ft}$, esta formación responde favorablemente al trabajo direccional para ajustarse al perfil planeado, pero en algunos casos se realiza trabajo direccional en todo el intervalo de la formación, por lo tanto no se pudo observar una tendencia natural definida de la formación debido a la carencia de información que se ve enmascarada por el trabajo de *slide*.

Formación E4: Esta formación presenta una tendencia a tumbar el ángulo de inclinación a razón de -0.2 a $-0.8^\circ/100\text{ft}$, y para el campo CH SW la tendencia pueden ser un poco más fuerte hasta de $-1.7^\circ/100\text{ft}$, con respecto al giro presenta

una tendencia aproximada de 0.4 a 2.8°/100ft, sin embargo cuando se requiere hacer trabajo de control direccional o correcciones a esta formación, su respuesta es poco o nula generando una baja ROP.

8.3.1.2 Fase 8 ½”

Formación T2: Esta formación ofrece una tendencia a incrementar la inclinación aproximadamente de 0.2° a 0.6°/100ft, y una fuerte tendencia de giro alrededor de 4.5°/100ft, cabe resaltar que en algunos pozos no se observo tendencia de giro. Mediante esta formación podemos visualizar una buena respuesta al trabajo direccional a su vez llegar al perfil planeado.

Formación K1 Superior y K1 Inferior: En las formaciones K1 tanto superior como inferior, han mostrado una tendencia alta a tumbar la inclinación a razón de -0.2° a -1.5°/100ft en promedio, con un giro de 4.0°/100ft, en esta formación el rumbo no se ve afectado por tendencia alguna, pero sin embargo en algunos pozos la formación K1 inferior mantiene inclinación con una leve tendencia a tumbar, esta formación origina una buena respuesta al trabajo direccional.

Formación K2: En esta formación se observa una fuerte tendencia a generar mayor inclinación aproximadamente de 0.2° a 1.0°/100ft, y con respecto al rumbo presenta una fuerte tendencia de giro promedio a 4.5°/100ft, dando como resultado buena respuesta al trabajo direccional.

8.3.2 Campo Castilla.

8.3.2.1 Fase 12¼”

Formación Guayabo, Arenisca Superior Carbonera, Lutita E y C1: Estas formaciones según el ensamblaje se caracterizan por mantener verticalidad

naturalmente con leve tendencia a incrementar inclinación, donde se registra tasas de construcción de 0.2° a 1.1°/100ft y un fuerte giro a la derecha de 0.5° a 2.6°/100ft, obteniendo igualmente buena respuesta al trabajo direccional.

Formación C2: Esta formación presenta dos tendencias, una en su fase inicial, que va dirigida hacia el tope de la formación, manteniendo inclinación y a su vez mostrando tasas de construcción de 0.6°/100ft, y la segunda tendencia dirigida hacia la base de la formación presenta un incremento de la inclinación a razón de 2.6°/100ft, y una tasa promedio de giro de 1.0° a 4°/100ft. La formación responder favorablemente al trabajo direccional pero duplicándolo para ajustarse al perfil planeado.

Formación E3: Esta formación presenta una Fuerte tendencia a levantar el ángulo de inclinación desde el tope de la formación a razón de 0.5°/100ft, a su vez va incrementando hacia la base con 2.0°/100ft y un fuerte giro aproximado de 1.5°/100ft, sin embargo en algunos pozos no se puede evaluar la tendencia de giro debido al trabajo direccional que se hizo durante el intervalo de la formación, la cual no presenta mucha dificultad para hacer trabajo direccional.

Formación T1: La tendencia de esta formación es a levantar el ángulo de inclinación no mayor a 2.3°/100ft, y un fuerte giro de 1.3°/100ft, aunque en algunas ocasiones se realizó el trabajo direccional en toda la formación, por consiguiente no fue posible monitorear tendencias de la formación en rotación, ya que se ve ocultado por el trabajo de *slide*. Esta formación genera una buena respuesta duplicando el trabajo direccional.

Formación E4: Esta formación presenta una fuerte tendencia a incrementar el ángulo de inclinación, que va desde 2.0° a 4.0°/100ft, con un giro promedio entre 0.5 a 1.4°/100ft, concluyendo así que esta formación responde favorablemente al

trabajo direccional duplicando el mismo, aunque en algunas ocasiones se hizo con bastante dificultad como fue evidenciado en el pozo Castilla 116.

8.3.2.2 Fase 8 ½”

Formación T2: Esta formación se identifica debido a la tasa de construcción la cual incrementa desde 0.9°/100ft hasta 2.3°/100ft, y con una tendencia promedio de giro de 1.0°/100ft. Esta formación responde con eficacia al trabajo direccional.

Formación K1: Esta formación presenta una Fuerte tendencia a incrementar el ángulo en razón de 1.0° a 3.0°/100 ft, con un giro aproximado de 0.5° a 1.1°/100ft, sin embargo en algunas ocasiones la tendencia de la formación con respecto al giro fue baja, por tanto no presentó tendencias en dirección dado que se enfatizó en la construcción. Cuando se requiere hacer trabajos de control direccional o correcciones, la respuesta de la formación es poca o nula, con una baja ROP.

Formación K2: Esta formación presenta una Fuerte tendencia a levantar el ángulo de inclinación con tasas de construcción iniciales de 0.3°/100ft y finales no mayores a 3.2°/100ft, con un giro inicial de 0.3°- 1.0° /100ft, posteriormente esta formación se comporta manteniendo la dirección. Cuando se requiere hacer trabajos de control direccional o correcciones la formación responde favorablemente para poder ajustarse al perfil planeado.

8.4 ANALISIS DE LAS TENDENCIAS NATURALES EN LOS POZOS PERFORADOS

El aspecto más importante que se debe tener en cuenta para la optima planeación de un pozo direccional, es el de determinar la mejor ubicación del pozo en superficie de acuerdo al objetivo trazado del yacimiento, determinado previamente

por el área de yacimientos. La trayectoria más adecuada para la perforación de los pozos direccionales es la de seguir la tendencia natural a nivel direccional (*Up Dip*) en las formaciones, debido a que se disminuyen los problemas operacionales especialmente con la estabilidad del hueco o pozo, por consiguiente los costos de perforación se verán disminuidos considerablemente.

La filosofía en la planeación de los pozos direccionales bajo tendencias naturales a nivel direccional es basada en dos aspectos:

- El Azimut del pozo debe ser perpendicular al buzamiento de la formación.
- La Inclinación de la sección tangente del pozo debe ser perpendicular a la inclinación de la formación.

Basados en la recopilación de los datos los cuales fueron elaborados en las tablas (**Ver anexo 1**) que contiene toda la información de los Campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW, Se correlacionaron los pozos vecinos en función a la dirección o trayectoria que tomo el pozo, y se empezó a definir tendencias *Up Dip*, *Cross Dip* y *Down Dip*, y tendencias de giro a la derecha o izquierda, según el tipo de BHA para cada uno de los pozos establecidos por cluster de los campos determinados, generando así la trayectoria de la tendencia natural, ya que las formaciones para los tres Campos; (Guayabo, Carbonera, Lutita E, C1, Arenisca de Carbonera, C2, Lutita E3, Unidad T1, Lutita E4, San Fernando T2, K1 Superior e Inferior, K2) al atravesarlas son las mismas en función de su naturaleza.

La dirección de las capas de la formación, se obtuvieron con ayuda de los registros azimutales (**Ver Anexo 2**) y los mapas estructurales de los campos, utilizando en lo posible un pozo representativo por clúster.

8.4.1 Tendencias

Figura 60. Cluster 4

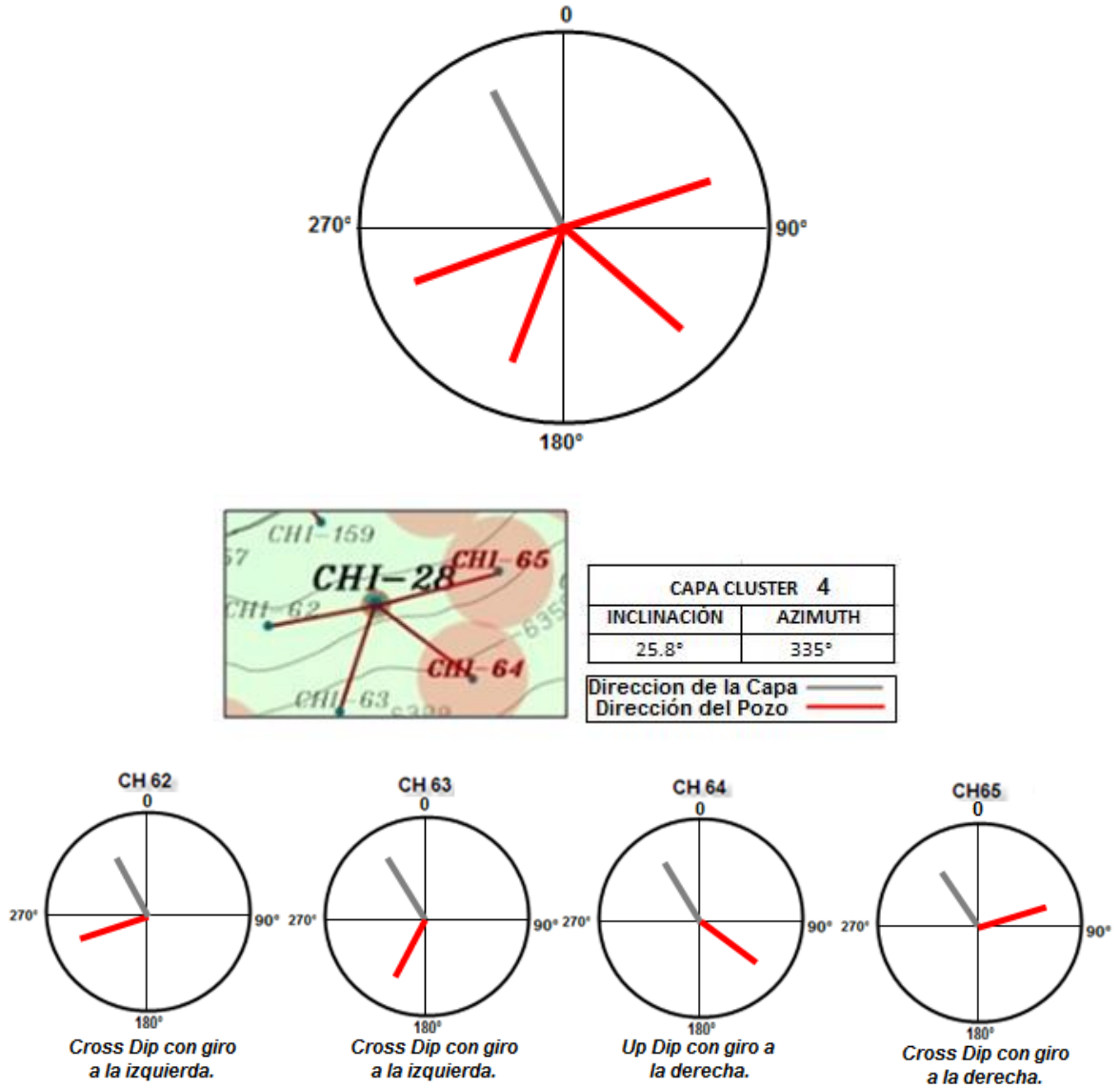
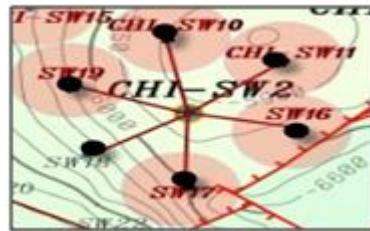
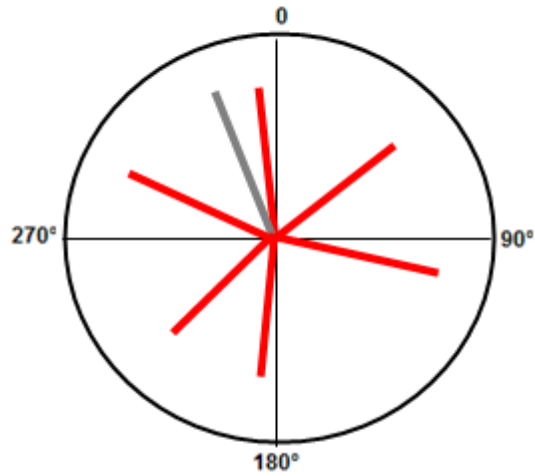


Figura 61. Cluster 6



CAPA CLUSTER 6	
INCLINACIÓN	AZIMUTH
32.5°	340°

Dirección de la Capa ———
Dirección del Pozo ———

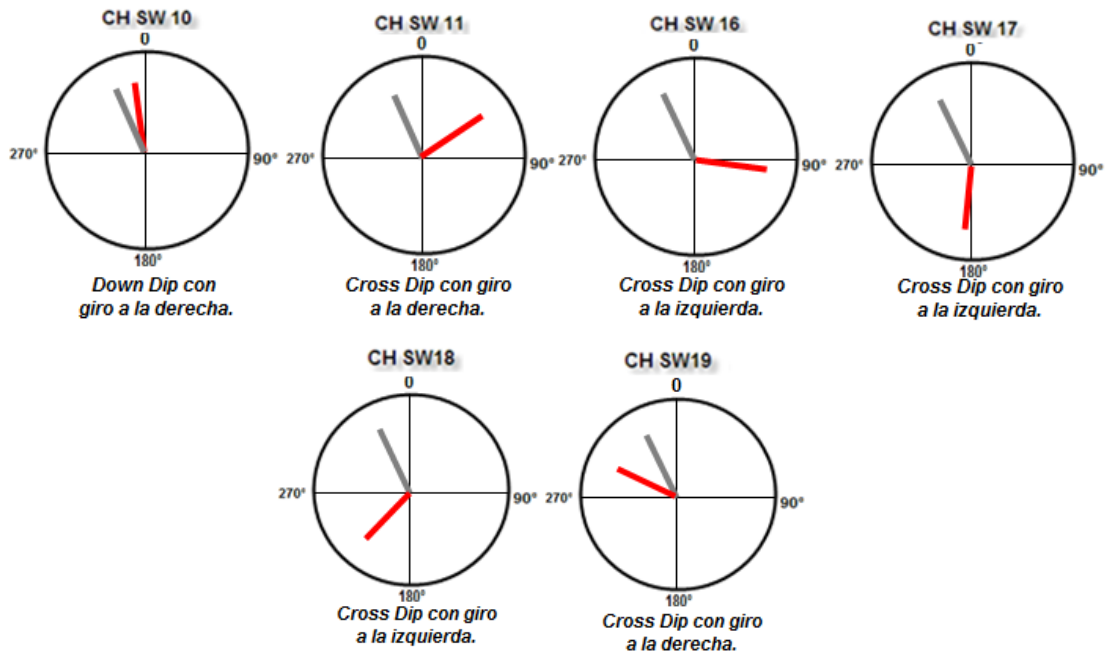
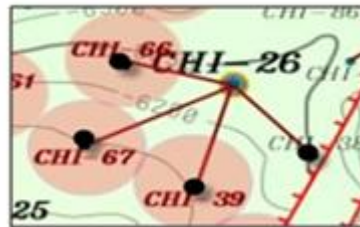
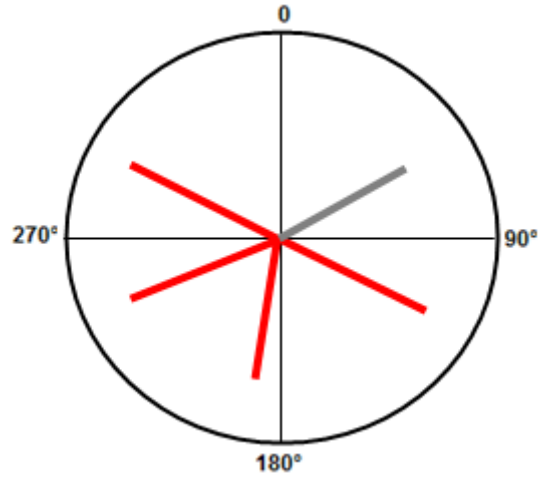


Figura 62. Cluster 9



CAPA CLUSTER 9	
INCLINACION	AZIMUTH
	60°
Dirección de la Capa	
Dirección del Pozo	

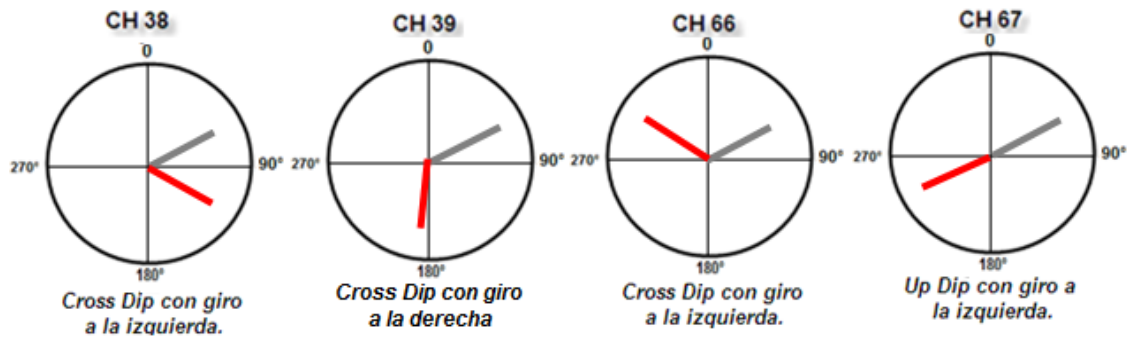
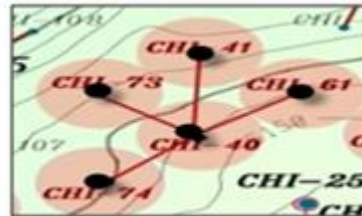
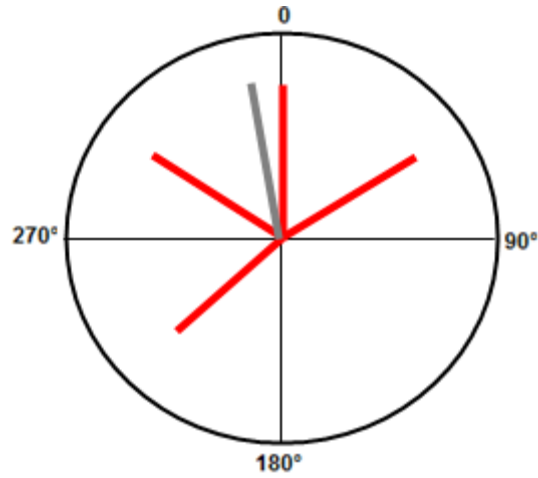


Figura 63. Cluster 10



CAPA CLUSTER 10	
INCLINACION	AZIMUTH
	350°
Dirección de la Capa ———	
Dirección del Pozo ———	

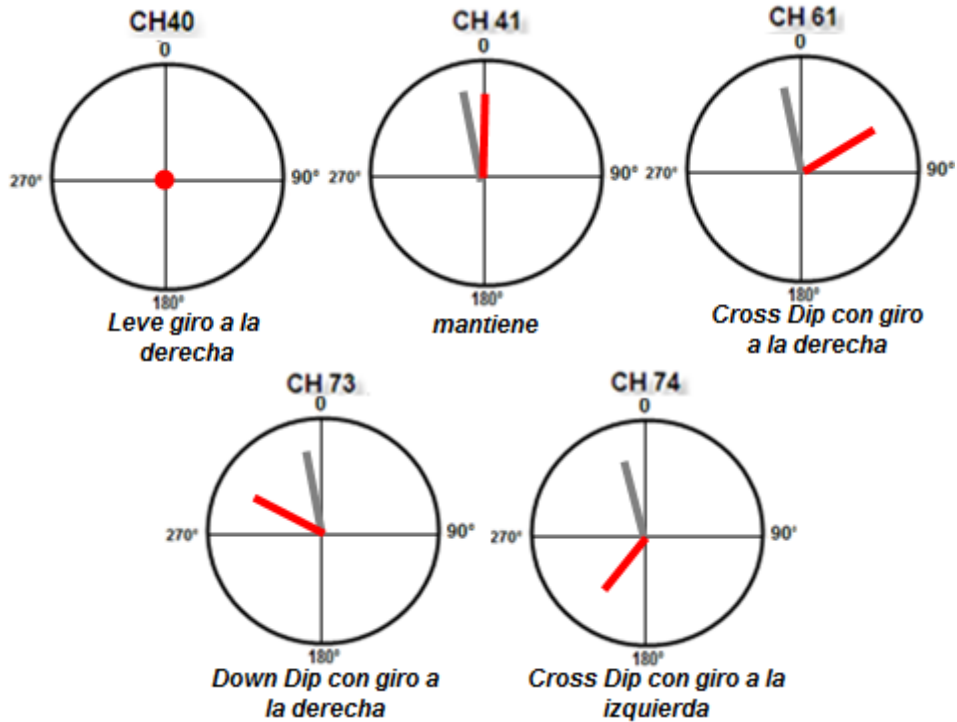
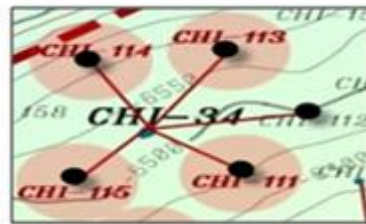
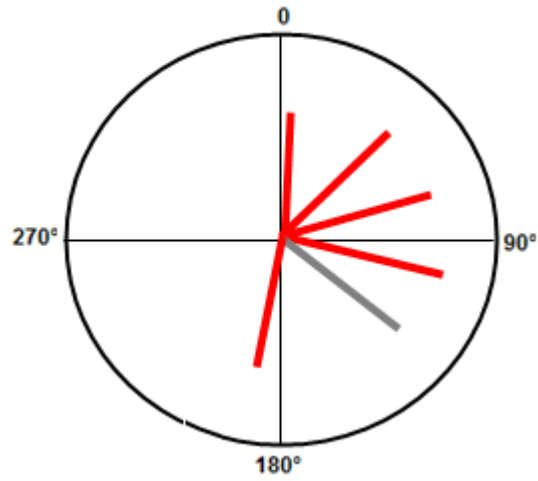


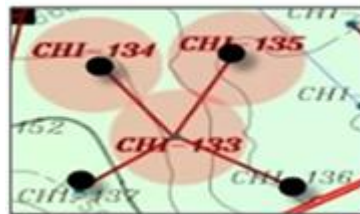
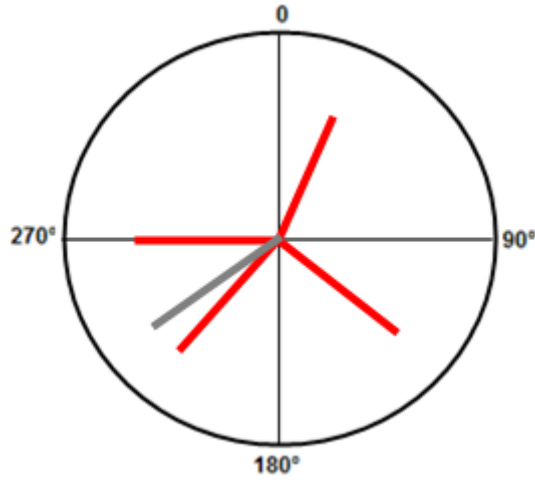
Figura 64. Cluster 14



CAPA CLUSTER 14	
INCLINACIÓN	AZIMUTH
31.8	126°
Dirección de la Capa ———	
Dirección del Pozo ———	



Figura 65. Cluster 15



CAPA CLUSTER 15	
INCLINACIÓN	AZIMUTH
	230°
Dirección de la Capa	
Dirección del Pozo	

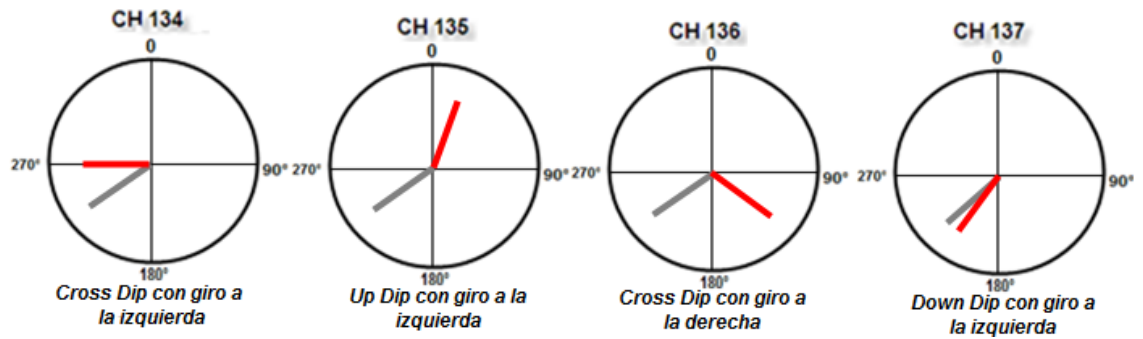
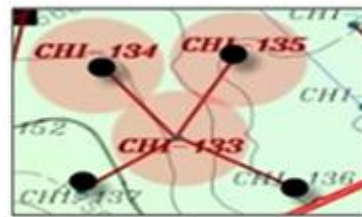
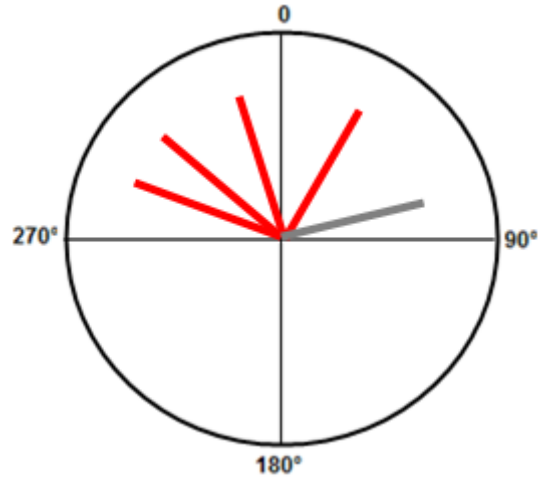


Figura 66. Cluster 17



CAPA CLUSTER 17°	
INCLINACIÓN	AZIMUTH
36°	77°
Dirección de la Capa ———	
Dirección del Pozo ———	

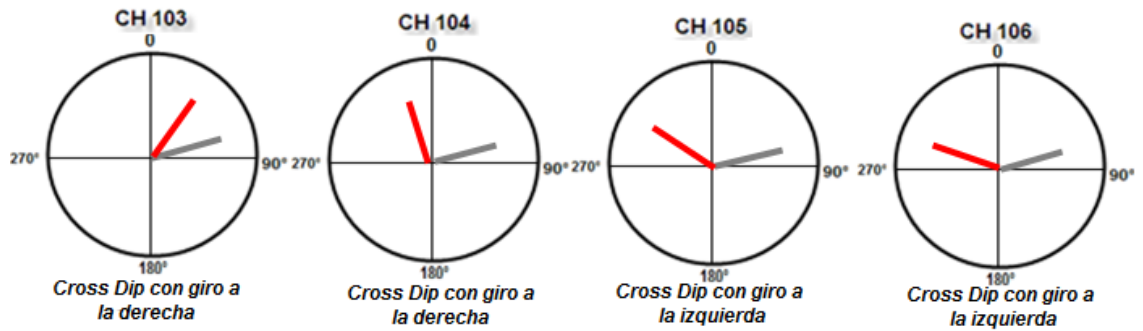
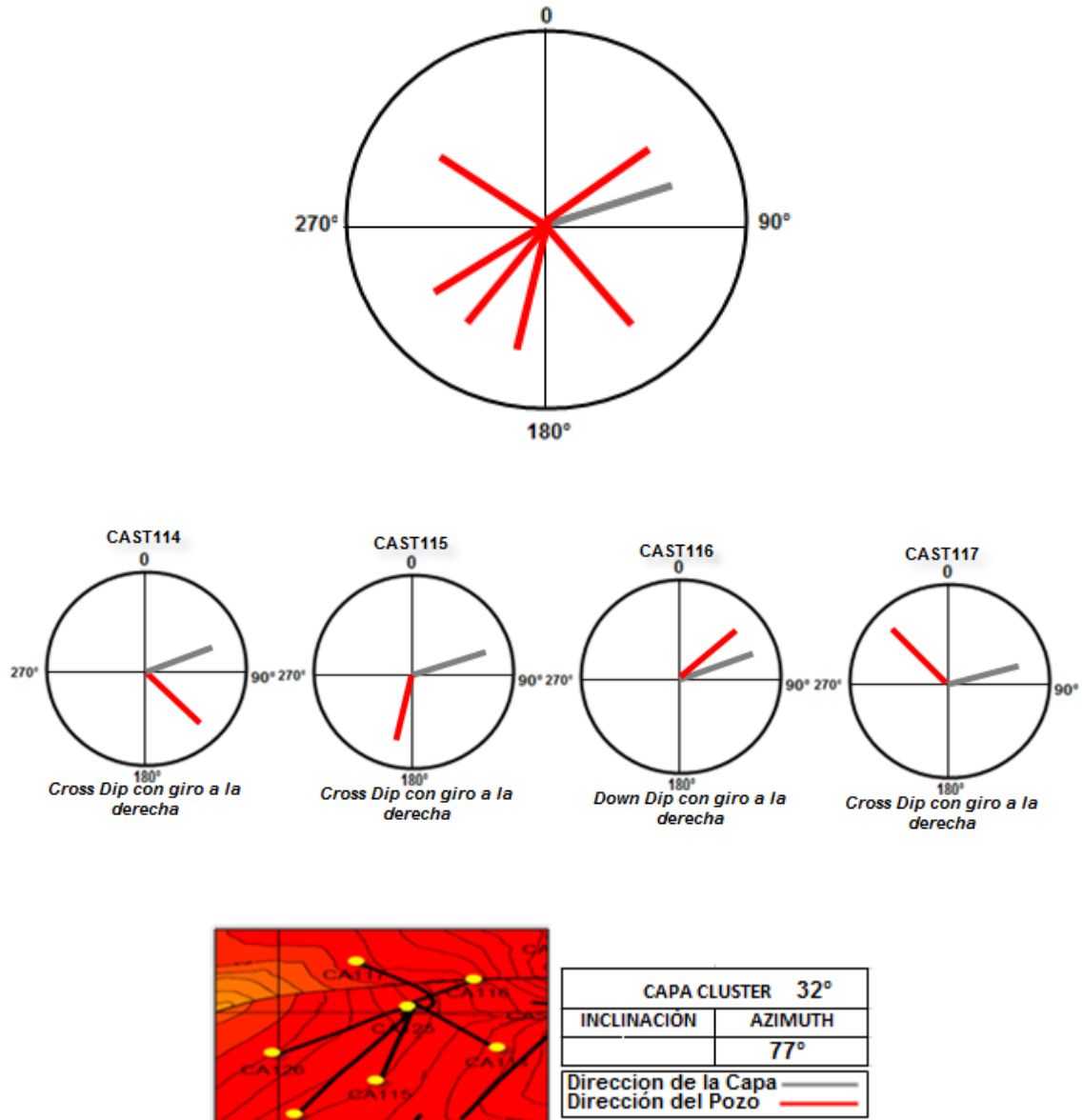


Figura 67. Cluster 32



Cabe resaltar que las tenencias naturales analizadas, se obtuvieron a partir de los registros azimutales que fueron corridos solo para la fase 8 1/2, ya que en la fase 121/4 estos registros no tienen lectura. A continuación las siguientes tablas contienen las tendencias direccionales Up Di, Down Dip y Cross Dip para cada uno de los campos estudiados.

Tabla 4. Tendencias direccional de los campos de estudio

CAMPO CHICHIMENE						
CAMPO CHICHIMENE	FASE 8 ½"					
TENDENCIA DIRECCIONAL	ESTABILIZADOR 8¼"	GIRO	ESTABILIZADOR 8¾"	GIRO	ESTABILIZADOR 8⅝"	GIRO
UP DIP	0.2-1.0	0.5-1.0	NA	NA	0.5-1.0	0.3-2.0
DOWN DIP	0.5-2.0	0.3-1.8	NA	NA	NA	NA
CROSS DIP	0.3-1.6	0.3-3.0	0.5-1.3	0.6-1.0	0.5-0.8	0.5-2.3

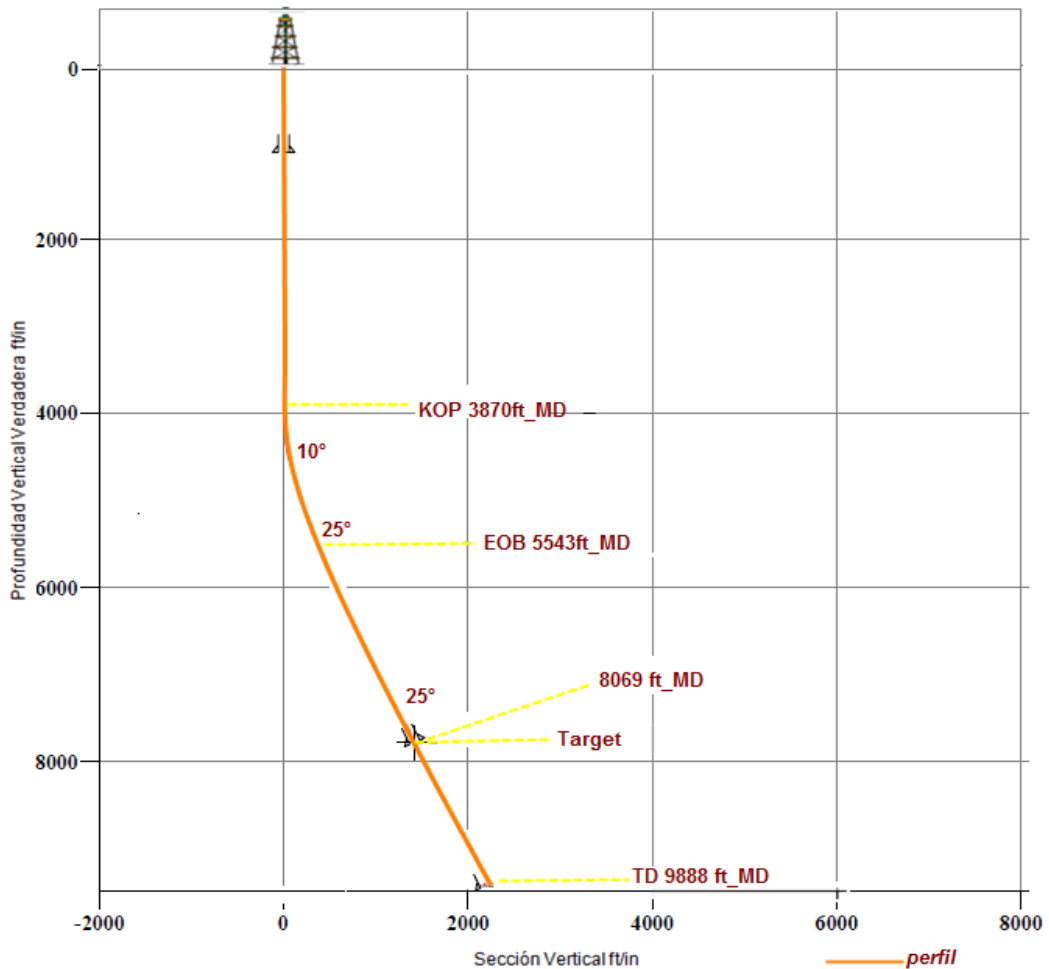
CAMPO CHICHIMENE SW						
CAMPO CHICHIMENE SW	FASE 8 ½"					
TENDENCIA DIRECCIONAL	ESTABILIZADOR 8¼"	GIRO	ESTABILIZADOR 8¾"	GIRO	ESTABILIZADOR 8⅝"	GIRO
UP DIP	NA	NA	NA	NA	NA	NA
DOWN DIP	0.5-1.4	0.3-1.4	NA	NA	NA	NA
CROSS DIP	0.3-2.0	0.5-3.0	NA	NA	0.6	0.3-2.2

CAMPO CASTILLA						
CAMPO CASTILLA	FASE 8 ½"					
TENDENCIA DIRECCIONAL	ESTABILIZADOR 8¼"	GIRO	ESTABILIZADOR 8¾"	GIRO	ESTABILIZADOR 8⅝"	GIRO
UP DIP	1.6-3.3	0.5-1.3	NA	NA	NA	NA
DOWN DIP	0.5	2	NA	NA	NA	NA
CROSS DIP	0.7-3.0	0.8-1.4	NA	NA	NA	NA

Luego de observar, comparar y analizar el comportamiento de los ensamblajes de fondo (BHA) y el tipo de estabilizador utilizado durante las perforaciones direccionales, en los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW, según la información obtenida estos primeros planes y perfiles direccionales elaborados en estos pozos, fueron inicialmente perforados de la forma tipo "J", como por ejemplo los pozos: CH-38, CH-39, CH-63, y CH-SW17 (Ver Anexo 1). Cabe resaltar que estos pozos anteriormente nombrados son los únicos tipos "J" de los campos en estudio.

La siguiente imagen es un ejemplo representativo del perfil tipo "J", el cual fue utilizado para la perforación en su etapa inicial, en los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW (Ver figura 68)

Figura 68. Perfil tipo J perteneciente al pozo CH-63.



Estos pozos tipo J utilizaban en la fase 12¼” una configuración de BHA; motor con camisa estabilizada de 12” y estabilizador de 11 ¾” al tope del motor, y en la fase 8 ½” un ensamblaje compuesto de motor camisa estabilizada de 8 3/8”.

Dado al poco conocimiento y patrón en las tendencias de las formaciones para estos campos, y la persistencia de los problemas operacionales (ROP), generaban ciertas dificultades para hacer el trabajo direccional. Para corregir estos problemas, se elaboraron perfiles direccionales para cada uno de los campos Chichimene y Chichimene SW, buscando así ajustar los perfiles con ayuda de la información obtenida en las tablas de los pozos (Ver anexo1), ensamblajes de

fondo (BHA) y perfiles utilizados durante las perforaciones, a su vez conociendo el comportamiento natural de la tendencia en las formaciones (*Up Dip, Cross Dip, Down Dip*).

Conociendo la tendencia de las formaciones en los campos Chichimene y Chichimene SW, en su fase 12 ¼ tiende a comportarse incrementando el ángulo de inclinación y para la fase 8 ½ las formaciones tienden a comportarse tumbando el ángulo de inclinación, debido a estas tendencias, se diseñaron perfiles, para que se ajusten al objetivo planeado y poder ahorrar tiempo y minimizar los problemas de perforación.

Para cada perfil elaborado es definido un: KOP (*Kick Off Point*), EOB (*End Off Build*), DROP, EOD (*End Off Drop*), y TD (*Total Depth*), TVD (*True Vertical Depth*).

Para los campos Chichimene y Chichimene SW, cabe concluir que la mayoría de estos pozos fueron perforados de forma tipo “S” y “S” especial, a excepción de los pozos CH-38, CH-39, CH- 63, CHSW17 que son de tipo “J”.

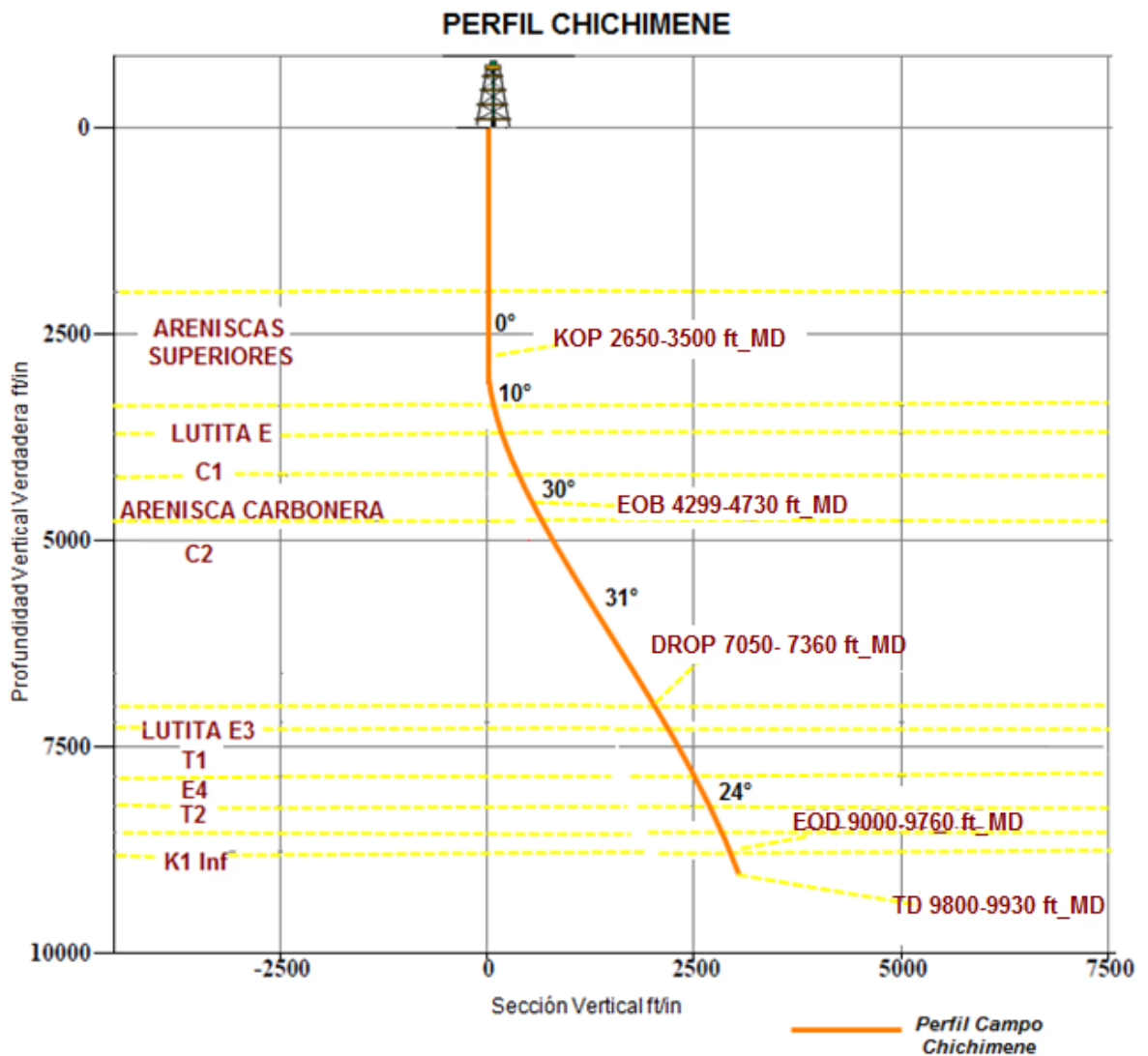
A continuación se mostrara las tablas que contienen perfiles demostrativos para cada uno de los campos de estudio, que fueron elaborados en base a la información recopilada durante el proceso de este proyecto.

Se recomienda para el perfil del Campo Chichimene:

Tabla 5. Datos del Campo Chichimene:

CAMPO CHICHIMENE		
ETAPAS	PROFUNDIDAD ft_MD	FORMACIONES
KOP	2650-3500	Arenisca Superior Carbonera
EOB	4299-4730	Arenisca Carbonera
DROP	7050- 7360	LutitaE3
EOD	9000-9760	K1 Inferior
TD	9800-9930	formaciónK2
TVD	9204	

Figura 69: Perfil para el Campo Chichimene.

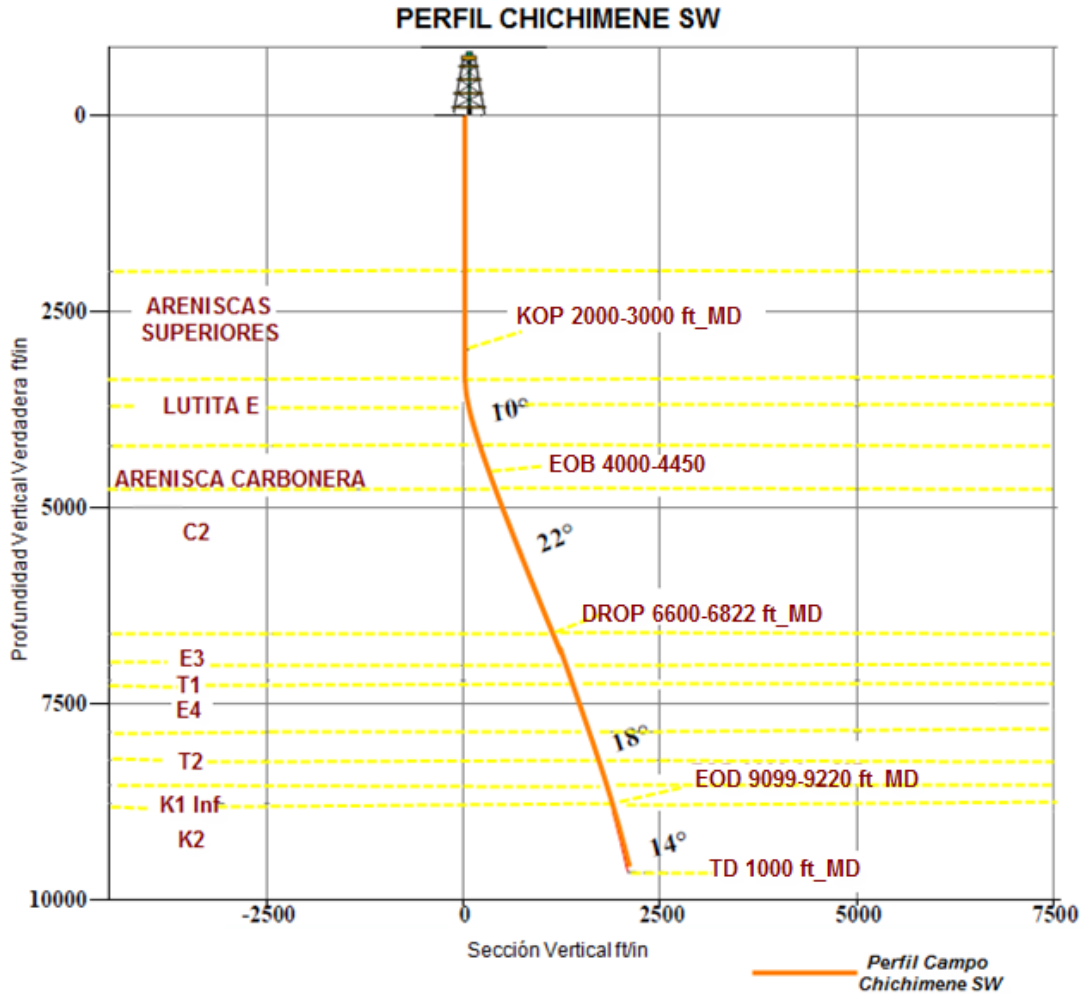


Se recomienda para el perfil del Campo Chichimene SW:

Tabla 6. Datos del Campo Chichimene SW

CAMPO CHICHIMENE SW		
ETAPAS	PROFUNDIDAD ft_ MD	FORMACIONES
KOP	2000-3000	Arenisca Superior Carbonera
EOB	4000-4450	Arenisca Carbonera
DROP	6600- 6822	Lutita E3
EOD	9099-9220	K1 Inferior
TD	10000	formaciónK2
TVD	9650	

Figura 70: Perfil para el Campo Chichimene SW.

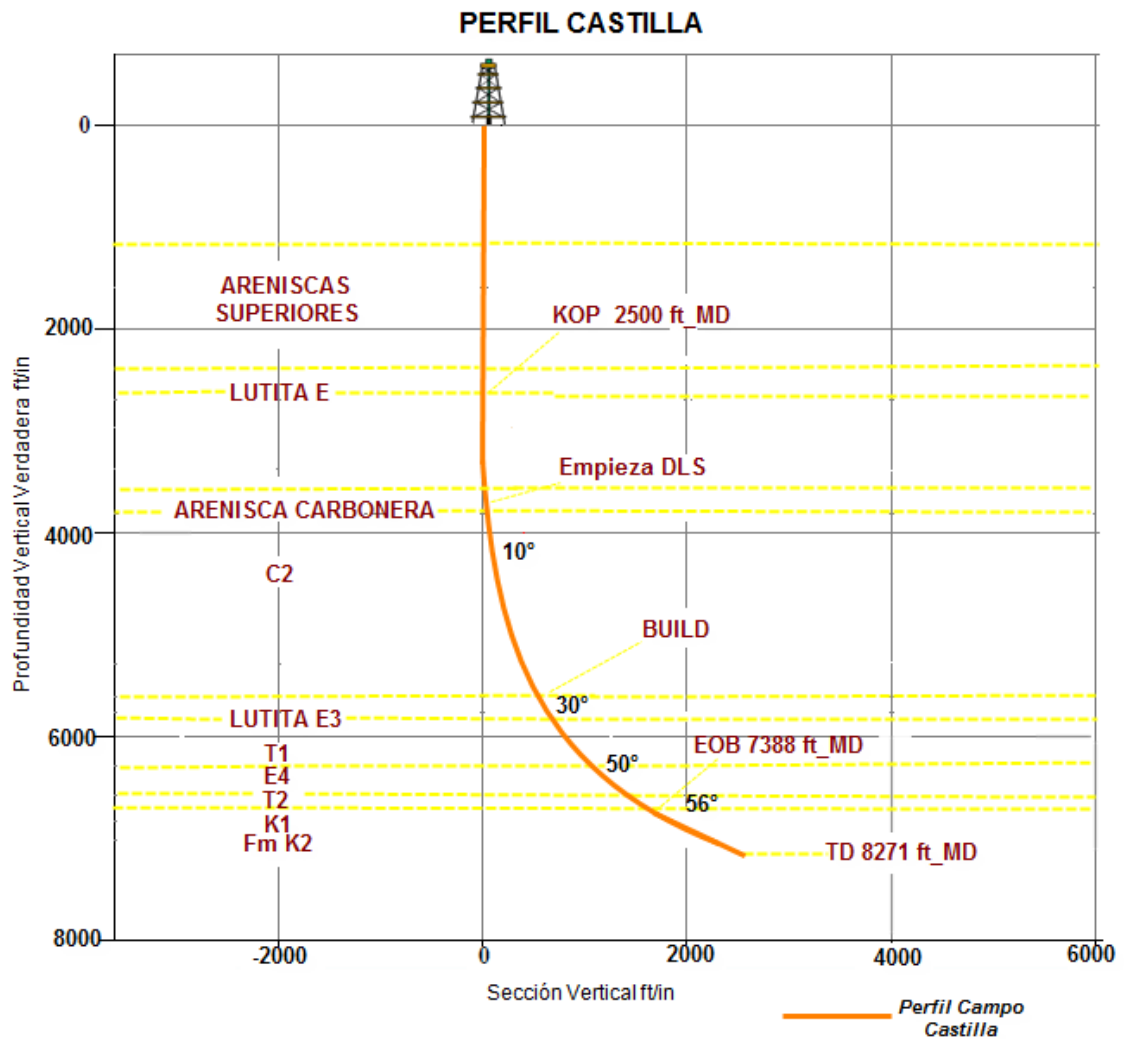


Se recomienda para el perfil del Campo Castilla.

Tabla 7. Datos del Campo Castilla

CAMPO CASTILLA		
ETAPAS	PROFUNDIDAD ft_ MD	FORMACIONES
KOP	2500	Lutita E
BUILD	5581-7388	Lutita E3,T1,E4,T2
EOB	7388	K2
TD	8271	
TVD	7381	

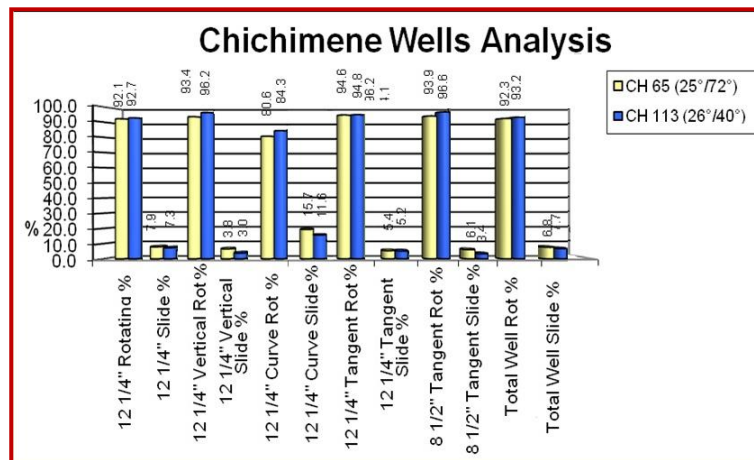
Figura 71: Perfil para el Campo Castilla.



Para realizar una comparación fue necesario evaluar factores en función de la ROP que es el índice que prima en la relación del beneficio - costo. La ROP se define como la velocidad a la cual la broca rompe la roca para profundizar el pozo. Expresada normalmente en ft/h. La ROP expresa numéricamente que tan rápida o lenta está resultando la operación, permitiendo detectar fallas en los procesos y/o daños en los equipos como brocas o herramientas de perforación, además cuantifica indirectamente el resultado de la interacción broca /formación ya que el valor ROP varía con el tipo de formación que se esté perforando.

Como resultado de este proyecto hemos podido implementar, mejorar y minimizar la ROP permitiendo así, generar un mayor beneficio en cuanto al costo y tiempo de perforación, en comparación al ROP utilizado anteriormente. En el siguiente gráfico podemos comparar el slide con la rotación de estos 2 pozos representativos CH-65 y CH-113 en cada una de sus fases 12 ¼ y 8 ½ en la cual se puede observar la disminución considerable de deslizar lo cual permite una amplitud de desarrollo en la rotación, dando como resultado una ROP mayor aprovechando al máximo la tendencia en las formaciones. Generando de esta manera una disminución en el trabajo direccional. **(Figura 72).**

Figura 72: análisis de deslizar y rotar para los campos Chichimene.



Para mostrar la diferencia en cuanto a la minimización de tiempo en la perforación de pozos, se generó una gráfica en la cual comparamos la profundidad con el tiempo de perforación, comparando los tiempos dados según el plan de perforación, y el tiempo ahorrado usando el BHA establecido en este proyecto, en el cual observamos un importante ahorro en tiempo de 7 días al plan establecido por la empresa operadora (ECOPETROL) donde el plan fue establecido en base al BHA antes utilizado (**Figura 73-74**).

Figura 73: Grafica de la profundidad versus días para los campos Chichimene.

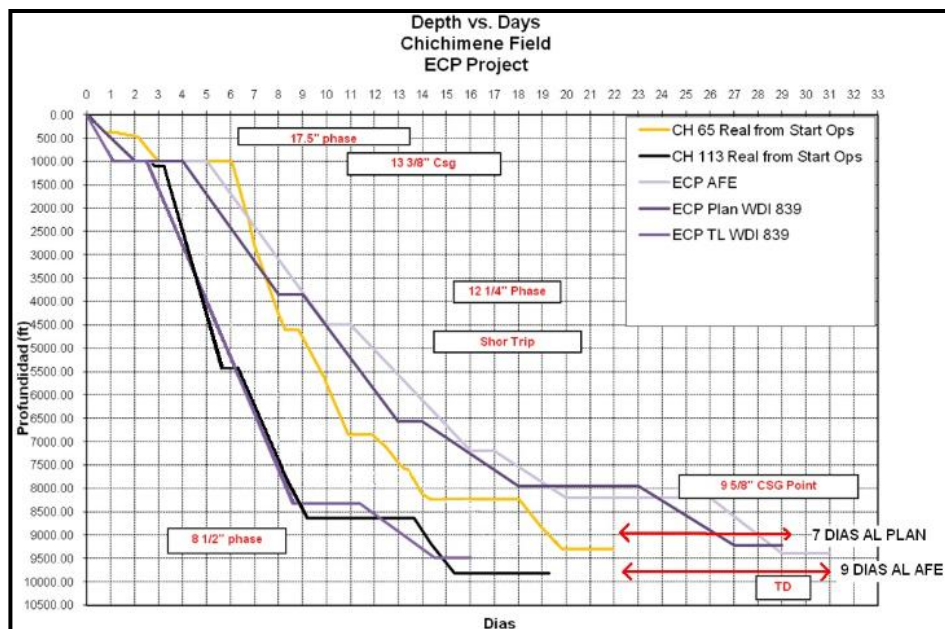


Figura 74: Grafica de la profundidad versus días para los campos Castilla

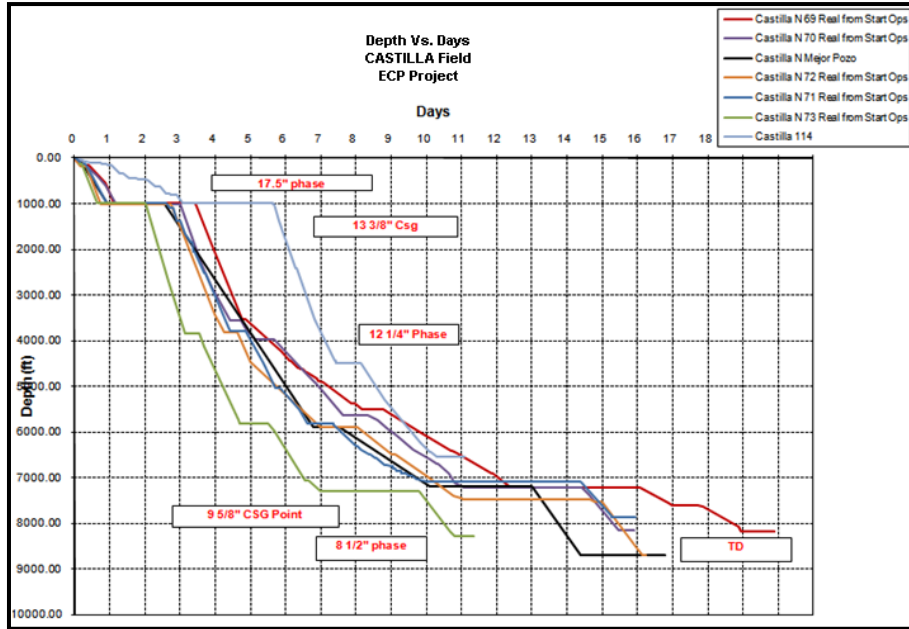
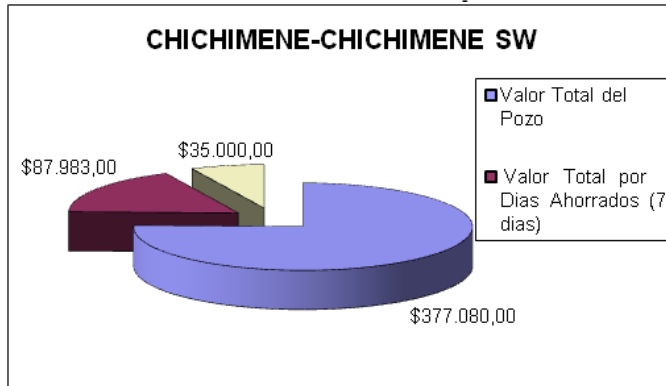


Tabla 8. Base de cálculo para los campos Chichimene, Chichimene SW y Castilla (Weatherford)

WEATHERFORD		
BASE DE CALCULO	CAMPO CHICHIMENE	CAMPO CHICHIMENE SW
Profundidad TVD (ft)	9,204	9,650
Valor por Pie Perforado (US\$)	\$ 40.00	\$ 40.00
Valor Total del Pozo (US\$)	\$ 368,160.00	\$ 386,000.00
Valor del Pozo por Día (US\$)	\$ 12,272.00	\$ 12,866.00
Valor Total por Días Ahorrados (7) días (US\$)	\$ 85,904.00	\$ 90,062.00
Bono Ingenieros por día	\$ 5,000.00	\$ 5,000.00
Ahorros Total de Bono (7 días)	\$ 35,000.00	\$ 35,000.00



WEATHERFORD	
BASE DE CALCULO	CAMPO CASTILLA
Profundidad TVD (ft)	7,381
Valor por Pie Perforado (US\$)	\$ 40.00
Valor Total del Pozo (US\$)	\$ 295,240.00
Valor del Pozo por Día (US\$)	\$ 9,841.00
Valor Total por Días Ahorrados (4) días (US\$)	\$ 39,364.00
Bono Ingenieros por día	\$ 5,000.00
Ahorros Total de Bono (4 días)	\$ 20,000.00

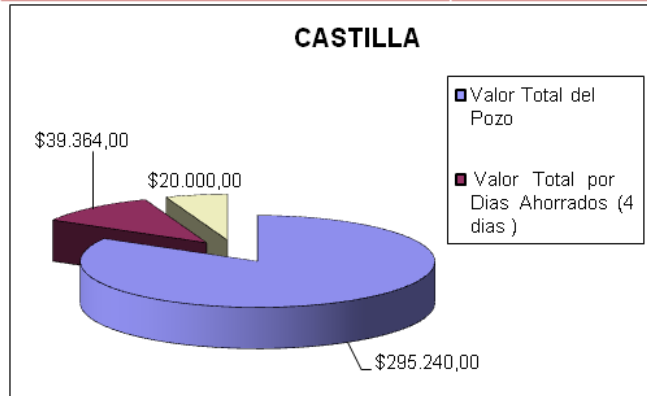
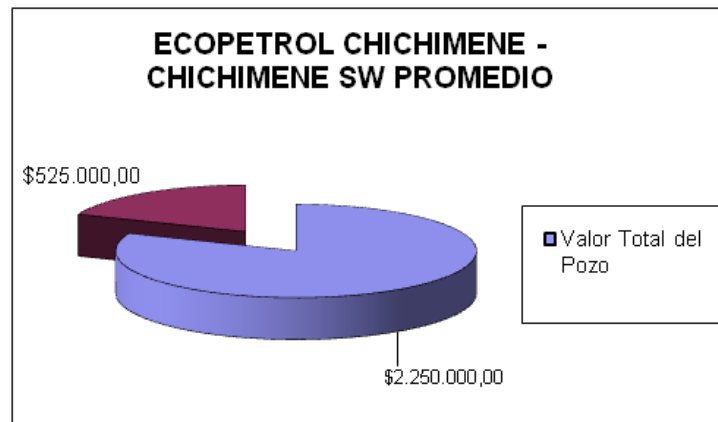
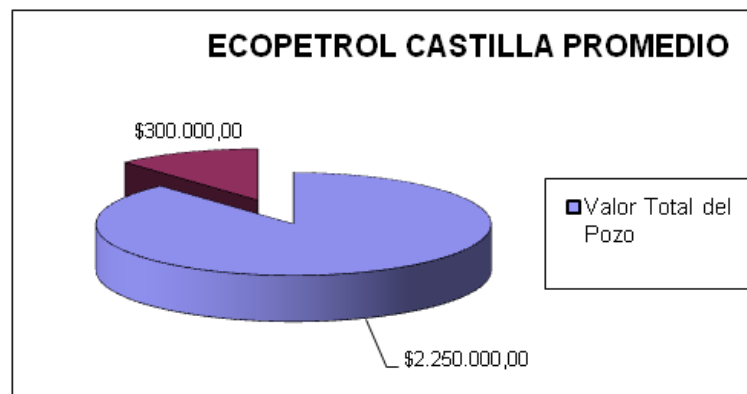


Tabla 9. Base de cálculo para los campos Chichimene, Chichimene SW y Castilla (Ecopetrol)

ECOPETROL		
BASE DE CALCULO	CAMPO CHICHIMENE	CAMPO CHICHIMENE SW
Valor de Taladro Por Día	\$ 75,000.00	\$ 75,000.00
Valor Total del Pozo (US\$)	\$ 2,250,000.00	\$ 2,250,000.00
Valor Total por Días Ahorrados (7 días) (US\$)	\$ 525,000.00	\$ 525,000.00



ECOPETROL	
BASE DE CALCULO	CAMPO CASTILLA
Valor de Taladro Por Día	\$ 75,000.00
Valor Total del Pozo (US\$)	\$2,250,000.00
Valor Total por Días Ahorrados (4 días) (US\$)	\$ 300,000.00



OBSERVACIONES:

1. Estos costos están contemplados para pozos con profundidades promedio para los Campos; CHICHIMENE 9204 ft, CHICHIMENE SW 9650 ft y CASTILLA 7381 ft.
2. Para poder hacer una evaluación en referencia a los días en que se planificó el pozo y los días de ahorro, se tomó como referencia el promedio para cada uno de los campos.
3. El plan promedio de perforación (empresa operadora) para los campos Chichimene, Chichimene SW y Castilla es de 30 días.
4. Se observa que los días de ganancia para Chichimene y Chichimene SW es un promedio de 7 días con respecto al plan de perforación, y para los pozos de Castilla es un promedio de 4 días, esto debido a que los pozos Castilla son de menor profundidad.
5. El ahorro de días en perforación, permite que Weatherford pueda liberar la maquinaria antes de lo previsto, permitiendo así la perforación para otros pozos ya que también se genera un beneficio laboral, debido a que podemos ahorrar en cuanto a Bonos de ingenieros. Ecopetrol también obtiene beneficio ahorrando así el consumo por día de estas (taladro), siendo una de las partes más significativas del sistema de perforación.
- 6 En general se pudo concluir que el beneficio en este proyecto favorece notablemente tanto a Weatherford como a Ecopetrol debido a que los gigantescos costos de perforación se ven ahorrados de una manera altamente considerable, obteniendo así una rentabilidad mucho más alta en el proceso de extracción de crudo.

9. CONCLUSIONES

- Toda la información proporcionada tendrá una utilidad para cualquier estudio o proyecto que se genere en WEATHERFORD COLOMBIA LTD en relación a los campos Castilla, Chichimene y Chichimene SW.
- La mayoría de los pozos en los campos Chichimene y Chichimene SW, presentan en la fase 12 ¼” de la perforación un ensamblaje de fondo tipo Semifullcrum y en la fase 8 ½” se utilizó un ensamblaje de fondo tipo Fullcrum, a diferencia de los campos Castilla que para las dos secciones 12 ¼ y 8 ½ se armó el mismo ensamblaje de fondo tipo Fullcrum.
- La configuración adecuada del BHA para los campos Chichimene y Chichimene SW, en la fase 12¼” se utilizó un ensamblaje de fondo; motor con camisa estabilizada de 12” y estabilizador de 11 ½” al tope del motor, y para la fase 8 ½” un ensamblaje compuesto; motor camisa estabilizada de 8 ¼” ya que el valor de las tendencias en las formaciones logran tiempos óptimos de perforación, al trabajar menos en condiciones de *slide* para las respectivas correcciones. Este ensamblaje contraresta la tendencia a tumbar ángulo la formación K1 y por ende se minimiza el trabajo direccional.

Campos Chichimene y Chichimene SW.

- Las formaciones Guayabo, Arenisca Superior Carbonera, Lutita E, en los campos CH y CHSW estas formaciones mostraron una tendencia a mantener naturalmente la verticalidad, donde también se observa una leve tendencia a levantar la inclinación a razón de 0.3°/100ft y mantener el giro.

- Las formaciones C1 y Arenisca Carbonera en los campos CH y CH SW se observó una tendencia más clara a levantar el ángulo de inclinación a razón de 0.2° a $0.4^\circ/100\text{ft}$ y una tasa promedio con giro alrededor de 0.4° a $4.5^\circ/100\text{ft}$.
- La formación C2 para los campos CH y CHSW presentó dos tendencias; hacia el tope de la formación se observó una tendencia a disminuir el grado de inclinación a razón de -0.2° a $-0.4^\circ/100\text{ft}$, y tendencia de giro no mayor a $2.5^\circ/100\text{ft}$ y hacia la base de la formación se muestra una leve tendencia más clara a aumentar la inclinación a razón de 0.2° a $0.6^\circ/100\text{ft}$.
- Las formaciones E3, E4 y T1 para los campos CH presentaron una tendencia a tumbar el ángulo de inclinación a razón de -0.2 a $-1.0^\circ/100\text{ft}$, sin embargo para el campo CH SW las tendencias de inclinación son un poco más fuertes hasta $-1.7^\circ/100\text{ft}$, con respecto al giro las formaciones presentan una tendencia promedio de 0.4° a $4.0^\circ/100\text{ft}$. Cabe resaltar que el trabajo direccional para estas formaciones es más complicado, y de requerir hacerlo es conveniente en la formación T1.
- La Formación T2 para los campos CH y CH SW presentó una tendencia a incrementar la inclinación aproximadamente de 0.2° a $0.6^\circ/100\text{ft}$, y una fuerte tendencia de giro alrededor de $4.5^\circ/100\text{ft}$.
- Las formaciones K1 Superior y K1 Inferior para los campos CH y CH SW mostraron una tendencia alta a tumbar inclinación a razón de -0.2° a $-1.5^\circ/100\text{ft}$ con un giro de $4.0^\circ/100\text{ft}$.
- La formación K2 para los campos CH y CH SW presentó una fuerte tendencia a levantar inclinación de 0.2° a $1.0^\circ/100\text{ft}$, y con respecto al rumbo presenta una fuerte tendencia de giro promedio a $4.5^\circ/100\text{ft}$.

- Para fase 12¼" los campos CH y CH SW; las Formaciones Guayabo, Carbonera Lutita E y C1, Arenisca Carbonera; responden positivamente a los trabajos de control direccional, aunque en C2 se duplica el trabajo ante la pobre respuesta a elevar el ángulo de inclinación a diferencia de las formaciones E3 y E4 que muestran baja respuesta al realizar el trabajo direccional y para la fase 8 ½" los campos CH y CH SW; las formaciones T2, K1 superior e inferior y K2 presenta una buena respuesta al trabajo direccional.
- En cuanto a la trayectoria de los pozos perforados para los campos Chichimene en la fase 8 ½ se utilizaron tres tipos de BHA; 8 ¼ con tendencia Up Dip de 0.2° a 1.0°, Down Dip con tendencia de 0.5° a 2.0°. Para un BHA de 8¾" con tendencia Cross Dip de 0.5° a 1.3°. Y BHA de 8⅞" con tendencia Up Dip de 0.5° a 1.0° y Cross Dip con tendencia de 0.5 a 0.8.
- La trayectoria de los pozos perforados para los campo Chichimene SW en la fase 8 ½" se utilizaron dos tipos de BHA: 8 ¼ con tendencia Down Dip de 0.5° a 1.4° Cross Dip con tendencia de 0.3° a 2.0° y para un BHA de 8⅞" con tendencia de 0.6° aproximadamente.
- En cuanto a la trayectoria de los pozos perforados para los campos Castilla para la fase 8 ½, se utilizo un BHA: 8 ¼ con tendencia Up Dip 1.6° a 3.3°, Down Dip con tendencia de 0.5° y Cross Dip con tendencia de 0.7° a 3°.

Campo Castilla.

- Las formaciones Guayabo, Arenisca Superior Carbonera, Lutita E y C1 para el campo castilla se caracterizo por mantener verticalidad naturalmente con leve tendencia a incrementar inclinación 0.2° a 1.1°/100ft y un fuerte giro a la derecha de 0.5° a 2.6°/100ft.

- La formación C2 de el campo castilla presentó dos tendencias; hacia el tope mantiene inclinación y a su vez mostrando tasas de construcción de $0.6^{\circ}/100\text{ft}$, y hacia la base presento un incremento de la inclinación a razón de $2.6^{\circ}/100\text{ft}$, con una tasa promedio de giro de 1.0° a $4^{\circ}/100\text{ft}$.
- La formación E3 el campo castilla presento una fuerte tendencia a levantar el ángulo de inclinación desde el tope de la formación a razón de $0.5^{\circ}/100\text{ft}$, a su vez van incrementando hacia la base con $2.0^{\circ}/100\text{ft}$ con un fuerte giro aproximado de $1.5^{\circ}/100\text{ft}$.
- La formación T1 el campo castilla presento una tendencia a levantar el ángulo de inclinación no mayor a $2.3^{\circ}/100\text{ft}$, y un fuerte giro de $1.3^{\circ}/100\text{ft}$.
- La formación E4 el campo castilla presento una fuerte tendencia a incrementar el ángulo de inclinación, que va desde 2.0° a $4.0^{\circ}/100\text{ft}$, con un giro entre 0.5 a $1.4^{\circ}/100\text{ft}$.
- Las formaciones T2, K1 y K2 para los campos Castilla presentaron una fuerte tendencia a levantar el ángulo de inclinación con tasas de construcción iniciales de $0.3^{\circ}/100\text{ft}$ y finales a $3.2^{\circ}/100\text{ft}$, con un giro aproximado de 0.3° - $1.1^{\circ}/100\text{ft}$.
- Para la fase $12\frac{1}{4}$ " en el campo Castilla las formaciones Guayabo, Arenisca Superior Carbonera, Lutita E y C1 presentaron buena respuesta al trabajo direccional, a su vez las formaciones E3, T1 y E4; genera buena respuesta duplicando el trabajo direccional. Para la fase fase $8\frac{1}{2}$ " las Formaciones T2 y k2 responden favorablemente para poder ajustarse al perfil planeado, a diferencia de la formación K1 donde la respuesta al trabajo direccional es poca o nula.

- En cuanto a la trayectoria de los pozos perforados para los campos Castilla para la fase 8 ½, se utilizó un BHA: 8 ¼ con tendencia Up Dip 1.6° a 3.3°, Down Dip con tendencia de 0.5° y Cross Dip con tendencia de 0.7° a 3°.
- Los BHAs utilizados en este proyecto cumplen las expectativas en el marco costo-beneficio. Con ayuda del comportamiento de las tendencias se puede generar un ahorro promedio de 7-10 días para los campos Chichimene, Chichimene SW, obteniendo así un beneficio promedio de \$ 87.983.00, y un ahorro de 3-4 días para los pozos del campo Castilla, con un beneficio promedio de \$39,364.00 donde los valores se obtuvieron en relación al tiempo planeado por la empresa operadora.

10. RECOMENDACIONES

- Se recomienda seguir la tendencia natural a nivel direccional (*Up Dip*) en las formaciones para la perforación de los pozos direccionales, debido a que disminuyen los problemas operacionales especialmente con la estabilidad del pozo.
- Se recomienda correr registros azimutales en las fases 12 ¼" y 8 ½", debido a que estos proveen información importante en la dirección de la capa de la formación, ya que la mayoría de los pozos en los campos estudiados no tienen lectura.
- Se recomienda usar los mismos BHA'S, a su vez seguir ajustando los perfiles y los ensamblajes de fondo con la mayor información que podamos ir obtenido con ayuda de los registros azimutales de las formaciones en los campos estudiados, a su vez ir ajustando el modelo geomecanico para seguir optimizando los tiempos y minimizar los problemas de perforación que nos con lleva a retrasos en la operación.

BIBLIOGRAFIA

ARAUJO, C.O. & SERRANO, R.J., 2004, Caracterización de las Rocas Retardantes en la Unidad K2 Superior de los Campos Castilla y Chichimene, Llanos Orientales de Colombia. Bucaramanga. Colombia. Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Geología.

COMPUTALOG, 2001, Measurement While Drilling II, p.101, Colombia.

BAKER HUGHES INTEQ., 1995, Drilling Engineering Workbook, p. 222-305-306, Houston, EEUU.

BAKER HUGHES INTEQ., Principios de Perforación Direccional y Horizontal p. 25, Colombia.

BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS C.A. & MARTINEZ J.F., 2007, Colombian Sedimentary Basins, ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

COOPER, M., ADDISON, F., ALVAREZ, R., CORAL, M., GRAHAM, R., HAYWARD, A., HOWE, S., MARTINEZ, J., NAAR, J., PEÑAS, R., PULHAM, J. & TABORDA, A., 1995, Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, No. 10, p. 1421 – 1443.

COMPUTALOG, 2001, Measurement While Drilling II, p.101, Reporte Interno Colombia.

DURAN, V. & BRICEÑO., 2002, Análisis Espacial y Temporal de Q-Coda en el Piedemonte Llanero, Colombia.

ECOPETROL S.A., 2005, Análisis de Clasificación de Reservas Campo Chichimene Cuenca de los Llanos Orientales, Departamento de Yacimientos.

ECOPETROL S.A., 2004, Evaluación de la Potencialidad y Estrategias de desarrollo de la Formación San Fernando en el campo Chichimene, Departamento de Yacimientos.

ECOPETROL S.A., 2005, Crudo Extra Pesado Campo Chichimene, Proyecto de Producción Incremental del desarrollo en la unidad T2.

ECOPETROL. & BEICIP F., 1995, Estudio Geológico Regional, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.

ESTEBAN, J.P. & TERSELICH, N., 2008, Estudio para la Implementación de un Sistema Rotativo Direccional, Campos Apiay - Guatiquia y Castilla., Universidad de América, p. 45., Bogotá.

FAJARDO, A., ROJAS, L. & CRISTANCHO, J., 2000, Definición del Modelo Estratigráfico en la Cuenca de los Llanos Orientales Piedemonte Llanero. Informe técnico. División de Exploración y Producción. ICP.

HENAO, V.M. & MOLINA, B.D., 1981, Evolución Geológica de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Medellín. Colombia Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas.

INGEOMINAS., 2007, MAPA GEOLOGICO DE COLOMBIA, ESCALA 1-1'000. Colombia.

MANCILLLA & RODRÍGUEZ., 2006, Evaluación del potencial petrolífero en la franja de crudos pesados para los bloques Apiay, Pachaquiario y Cubarral (unidad T2), Colombia.

PATIÑO, C.F., 1999, Implementación del Plan de Manejo Ambiental en los Campos Castilla y Chichimene. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, Colombia.

PETRO SKILLS, 2007, Horizontal and Directional Drilling, p.188, Reporte Interno, Colombia.

REYES, J., SILVA, M., MUNAR, F., LASSO, A. & BOHORQUEZ, J., 1991, Objetivos Estratigráficos en la Subcuenca Apiay Ariari. En Memorias IV Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas” Tomo I. ACGGP Bogotá, Colombia.

ROJAS, P., 1999, Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: “Estratigrafía General” PROGNOSIS ECOPETROL S.A, p.4-5, Bogotá, Colombia.

TORRADO, E.C., 2000, Compilación Detallada y Análisis de Información Estratigráfica, Geoquímica y Bioestratigrafía Existente Sobre la Cuenca de los Llanos Orientales. Bucaramanga. Colombia. Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología.

WEATHERFORD., 2009, Basic of Directional Drilling, p.6, Reporte Interno, Colombia.

WEATHERFORD., 2007, Manual de Operaciones Directional Drilling I, p.9-10, Reporte Interno, Colombia.

WEATHERFORD., 2007, Manual de Operaciones Logging Wire Drilling Essentials, p.92 -93, Reporte Interno Colombia.

WEATHERFORD., 2007, Introduction to Directional Drilling, p.23-24-25-27, Reporte Interno, Colombia.

WEATHERFORD., 2006, Directional Drilling Basics Revision 5, p.6, Reporte Interno, Colombia.

ANEXOS

ANEXO A. TABLAS

INFORMACION CONFIDENCIAL

ANEXO B. HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN COMPONENTES-BHA

Figura 1. Perforación Direccional



Las herramientas de la sarta de perforación están compuestas por tubos de pared gruesa y peso considerable que se conectan primero a la broca y luego unos con otros sucesivamente, según se requieran, con el fin de dar peso a la broca y obtener la tasa perforación adecuada. La sarta transmite el movimiento de rotación a la broca y permite graduar el peso sobre la misma y llevar el lodo de perforación hasta el propio fondo, para sacar a la superficie las partículas de roca que la broca corta. se puede citar un arreglo típico que considera la gran mayoría de herramientas que conforman el ensamblaje de fondo de pozo. El diseño depende de la posición y diámetro de los estabilizadores integrados en la sarta y del comportamiento que se espera de ellas.

BROCA: La broca, también denominada mecha dependiendo de su tamaño es una pieza metálica de corte que realiza el trabajo de rotura, disgregación, trituración y mezcla de las rocas del subsuelo o materiales por donde va pasando la perforación. Su principio de funcionamiento consiste en hacer girar la broca contemplando parámetros como el peso sobre la broca (WOB) y las revoluciones por minuto (RPM) con las que esta trabaje, además de cumplir con ciertas especificaciones técnicas y geométricas que le permitan trabajar con materiales de diferente consistencia, como arenas, arcilla conglomerados y rocas duras. De acuerdo a la estructura, al elemento de corte a utilizar y la disposición de los mismos (cortadores fijos o rotatorios) se clasifican roca de diamantes (PDC) cortadores fijos o brocas (triconicas) de conos rotatorios.

Figura 2. Brocas



ESTABILIZADORES: Los estabilizadores son cuerpos macizos y pesados en forma de espiral hacia la derecha, son una parte indispensable y necesaria para

un BHA. Los estabilizadores cerca a la broca son llamados *near bit*, se diferencian por tener conexiones (caja - caja), y los que se colocan en el resto de la sarta tienen conexiones (pin - caja). Sus funciones varían según su ubicación y necesidad. De su ubicación en la sarta depende el comportamiento de la dirección de la perforación, es decir, entre más cerca se encuentren estos de la broca, mayor será la tendencia de construcción de ángulo (efecto fulcro); entre más alejados estén, mayor será la tendencia de disminución de ángulo (efecto péndulo). Los estabilizadores son diseñados para proveer estabilización y protección de los componentes del arreglo, además, ayudan a guiar la broca para que perforo en la dirección deseada, reducen el riesgo de pegas diferenciales y severidades de pata de perro (*dog leg severity*).

Figura 3. Estabilizadores



DRILL COLLAR: Son tubulares pesados de acero rígido que son usados en el final de un BHA para promover peso sobre la broca y rigidez sobre la sarta de perforación. Existen dos tipos de Drill Collars, los lisos y espirales. En Perforación Direccional se utilizan los Drill Collars tipo espiral, son preferidos porque las ranuras

espirales reducen el área de contacto a la pared en un 40% y el cambio de pegamiento diferencial es reducido grandemente, los Drill collars en forma espiral normalmente tiene un buen deslizamiento, y son usados de acuerdo al criterio de la operadora.

Figura 4. Drill Collar



SHORT DRILL COLLAR: Son llamados pony collar, este es simplemente la versión más corta de un drill collar pueden ser manufacturados de acero especial y pueden ser cortados en dos o más Short Drill Collars los mismos que pueden ser aplicados para armarse en un BHA sus longitudes varían 10' y 15'y La utilidad más común con fines direccionales es la de aportar mayor longitud entre los dos puntos de contacto de la geometría de la sarta de perforación.

SHORT NON - MAGNETIC DRILL COLLAR: Es una versión corta de Non Magnetic Drill Collar. Estos comúnmente son hechos de un Non Magnetic Drill Collar pueden ser usados entre el motor de lodo y el collar de MWD para contrarrestar las interferencias magnéticas de la parte inferior. Es también usado como herramienta de giro en el BHA particularmente donde el calibre del agujero

es inclinado y la dirección dada es alcanzada, altas interferencias, magnéticas finalmente el BHA para pozos horizontales a menudo usa un Short Non Magnetic Drill Collar.

DRILL PIPE (TUBERIA DE PERFORACIÓN): Son tubos de alto peso usados para rotar la broca y circular el fluido de perforación, construida de aleaciones de acero de alta resistencia y de paredes gruesa, que le dan una alta resistencia a la corrosión, a las fuerzas de tensión y torque que se producen dentro del pozo, evitando fallas en su desempeño mecánico. Los Drill Pipe se encuentran en una gran variedad de tamaños, pesos, diámetros externos y tipos de conexiones.

Figura 5. Drill Pipe



HEAVYWEIGHT DRILL PIPE (TUBERIA DE PERFORACIÓN DE PARED GRUESA): Esta es una sarta de perforación de pesos intermedio con dimensión idéntica al Drill Pipe (tubería de perforación) el Heavyweight tiene una pared central que nos ayuda a proteger la caja y el pin y darle flexibilidad a la sarta lo cual reduce, las tasas de uso en los diámetros externos en dichas tuberías. EL

HeavyWeight Drill Pipe es menos rígido que el Dril Collar y tiene mucho menos área de contacto. Cambios de adelgazamiento diferencial son reducidos y los tres puntos de contacto con las paredes ayudan a perforación direccional. Permiten reducir el torque y obtener altos r.p.m.

Figura 6. HeavyWeight Drill Pipe



PORTA BROCA (*Bit Sub*): Es una herramienta de fondo que permite conectar en su parte inferior la broca y en su parte superior los dril collars. Es una herramienta de conexión caja-caja (box-box).

Figura 7. Bit Sub



MARTILLOS DE PERFORACIÓN: El martillo hidráulico o mecánico es cargado desde la superficie mediante tensión pero dispone de un sistema hidráulico interno que le permite dispararse a una determinada carga. El martilleo puede ser producido hacia arriba o hacia abajo dependiendo del problema específico del pozo. Cuando el problema de pega es por diferencial o por presión, se realizan varios intentos martillando la tubería, de no tener resultados se bombea una píldora lubricante de bajo peso para tratar de reducir la carga hidrostática y liberar la sarta.

JUNK SUB (CANASTA DE DESPERDICIOS): Es fabricado con un acero sólido especial con cuello vacío en la parte de abajo formando una especie de canasta al final de la herramienta este junk es corrido directamente sobre la broca, el cual recoge las piezas que pueden circular el lodo y que no son demasiado pesadas como para sacarlas del pozo por circulación.