



# **Estudio del Comportamiento de Ensamblajes Rotarios en los Pozos del Piedemonte Llanero, para la Optimización de la Perforación Direccional**

Andrea Carolina de los Angeles Herrera Garcia

Universidad Surcolombia  
Facultad de Ingeniería  
Ingeniería de Petróleos  
Neiva – Huila



**Estudio del Comportamiento de Ensamblajes Rotarios en los  
Pozos del Piedemonte Llanero, para la Optimización de la  
Perforación Direccional**

Andrea Carolina de los Angeles Herrera Garcia

Director  
Alberto Muñoz

Co-Director  
Hayde Morales

Universidad Surcolombia  
Facultad de Ingeniería  
Ingeniería de Petróleos  
Neiva – Huila



## RESUMEN

La información reunida en este estudio, abarca tres de los campos operados por bp en el Piedemonte Llanero, consignados en una base de datos que brinda la posibilidad de analizar la información necesaria para un análisis de tendencias direccionales, de forma rápida y eficiente. Brindándole a los ingenieros de planeación criterio propios con que plantear estrategias de optimización y mejoramiento de las operaciones.

El estudio contiene una base de datos con la información de cada uno de los pozos de referencia para los pozos planeados por bp en los próximos dos años que son: Floreña A-5x, Cupiagua Sur XN-6, Cupiagua NW-43. En ella se consigno información acerca de la configuración de los ensamblajes utilizados, formaciones perforadas, intervalos perforados con cada ensamblaje de fondo y su respuesta en términos de inclinación y azimut, tipo de brocas utilizadas, Parámetros de perforación entre otro tipo de información relevante para este estudio.

Viene además acompañado, por graficas donde es posible visualizar el comportamiento de la inclinación y el azimut a través de todo el pozo, y la desviación que tuvo de su objetivo según la trayectoria que había sido planeada. Lo que nos permite establecer tendencias direccionales de las formaciones y finalmente, en base a la trayectoria trazada para estos pozos nuevos, brindar unas recomendaciones de optimización y maximización de ensamblajes rotarios, disminuyendo el uso de herramientas direccionales y por consecuencia, obtener un estimado de el ahorro que esta optimización le daría a la compañía.

## ABSTRACT

The information collected in this study, carry out three of the fields operated by BP in the Piedemonte Llanero, compiled in a data base that gives the opportunity of analyze the information needed for a directional tendencies studies, in a fast and efficient way. Providing to the planning engineers, own criterion to propose optimization strategies and operations improvement.

The study contains a data base with information of each planned wells for bp in the following 2 years, they are: Floreña A-5x, Cupiagua Sur XN-6, Cupiagua NW-43. In this data base it was consigned information about the configuration of the used assemblies, formations drilled, interval drilled with each bottom hole assembly and they tendency in terms of inclinations and azimuth, types of bits used, drilling parameters and other type of relevant information for the study.

It also enclose graphics where is possible distinguish the behalf of the azimuth and inclination through all the well trajectory, and the final deviation that it had from the



original planned trajectory. With this is possible to establish the formations directional tendencies and finally, based on the trajectory planned for each well, provide optimization recommendations and a maximization of rotary assemblies, decreasing the use of directional tools and with the consequence of savings costs to the company.





## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCION</b>	<b>12</b>
<b>2. MARCO TEORICO</b>	<b>13</b>
2.1 Generalidades del Piedemonte Llanero	13
2.1.1 Marco Geográfico	13
2.1.2 Geología y Estructura de los Campos	15
2.2 Conceptos Generales de Perforación Direccional	19
2.2.1 Planeación de la Trayectoria Direccional	19
2.2.2 Perfiles Direccionales	25
2.2.3 Causas más Comunes de Desviación	28
2.2.4 Herramientas Direccionales más Comunes	30
2.3 Clasificación de los Ensamblajes de Fondo Convencionales	45
2.3.1 Ensamblajes Pendulares	47
2.3.2 Ensamblajes Empacados	49
2.3.3 Ensamblajes Fulcrum	51
<b>3. DESCRIPCION DEL PROYECTO</b>	<b>54</b>
3.1 Compilación de Datos	54
3.2 Procesamiento de Datos y Elaboración de Base de Datos	56
3.3 Elaboración de Graficas	60
3.3.1 Inclinación vs. Profundidad y Azimut vs. Profundidad	60
3.3.2 Análisis de Registros Direccionales y Características de la Formación	74
3.4 Análisis de Información	86
3.4.1 Floreña A5X	87
3.4.2 Cupiagua Sur XN-6	88
3.4.3 Cupiagua NW-43	100



<b>4. RESULTADOS OBTENIDOS</b>	111
4.1 Floreña A-5X	111
4.2 Cupiagua Sur Xn-6	111
4.3 Cupiagua NW-43	113
<b>5. RECOMENDACIONES</b>	116
5.1 Floreña A-5X	116
5.2 Cupiagua Sur Xn-6	120
5.3 Cupiagua NW-43	124
<b>6. ANALISIS ECONOMICO</b>	128
6.1 Floreña A-5X	128
6.2 Cupiagua Sur Xn-6	128
6.3 Cupiagua NW-43	128
<b>7. CONCLUSIONES</b>	130
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Piedemonte Llanero Colombiano	13
Figura 2. Campos Operados por BP	14
Figura 3. Reconstrucción de la evolución tectónica del Piedemonte Llanero	16
Figura 4. Estructuras geológicas del Piedemonte Llanero Casanare	17
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada	18
Figura 6. Vista pozo direccional	19
Figura 7. Parámetros principales para la planeación de un pozo desviado	20
Figura 8. Kick Off Point	20
Figura 9. Inclinación	21
Figura 10. Azimut	21
Figura 11. Tool Face	23
Figura 12. GTF	23
Figura 13. MTF	23
Figura 14. Métodos Para La Toma y Cálculo De Registros Direccionales	24
Figura 15. Funcionamiento de la herramienta MWD	25
Figura 16. Pozo Desviado de Perfil “J”	26
Figura 17. Pozo Desviado de Perfil “S”	27
Figura 18. Pozo Desviado de Perfil Horizontal	27
Figura 19. Sidetrack o Lateral	28
Figura 20. Locaciones inaccesibles	28
Figura 21. Desviación por Dip de la Formación	29
Figura 22. Tipos de Fallas	29
Figura 23. Control de fallas	29
Figura 24. Técnicas para Desviación de Pozos	30
Figura 25. Método de Desviación con Jetting	31
Figura 26. Wipstocking	32
Figura 27. Método de Desviación con Wipstocking	33
Figura 28. Clasificación de los Estabilizadores	34
Figura 29. Tipos de Estabilizadores con Cuchillas Soldadas	35
Figura 30. Estabilizadores con Cuchillas Integrales	36
Figura 31. Estabilizadores de dos Piezas	37
Figura 32. Tipos de Camisa	37
Figura 33. Estabilizador de 3 piezas	37
Figura 34. Roller Reamer	38
Figura 35. Tipos de Roller Reamer	38
Figura 36. Principio de funcionamiento Turbina-PDM	39
Figura 37. Válvula de descarga	39
Figura 38. Componentes sección de potencia PDM	40
Figura 39. Configuraciones de la sección de potencia	41
Figura 40. Sección de Transmisión	41
Figura 41. Motor de fondo con bent sub	42
Figura 42. Sistema rotativo direccional PowerDrive	43
Figura 43. Unidad de desviación	44



Figura 44. Aletas externas	44
Figura 45. Tipos de ensamblajes convencionales	45
Figura 46. Clasificación de los Ensamblajes de fondo Convencionales	46
Figura 47. Fuerzas que actúan sobre ensamblaje pendular	47
Figura 48. Tipos de Ensamblajes Pendulares	48
Figura 49. Ensamblajes empacados para diferentes tipos de tendencias de formación	50
Figura 50. Tipos de ensamblajes empacados	51
Figura 51. Principio de ensamblajes Fulcrum	52
Figura 52. Tipos de Ensamblajes Fulcrum	53
Figura 53. Pozos de referencia Floreña A5X	54
Figura 54. Pozos de referencia Cupiagua Sur XN-6	55
Figura 55. Pozos de referencia Cupiagua NW-43	55
Figura 56. Plan direccional Floreña A5X	116
Figura 57. Vista en planta del plan direccional Floreña A5X	117
Figura 58. Vista vertical del plan direccional Floreña A5X	118
Figura 59. Plan direccional Cupiagua Sur XN-6	120
Figura 60. Vista en planta del plan direccional Cupiagua Sur XN-6	121
Figura 61. Vista vertical del plan direccional Cupiagua Sur XN-6	122
Figura 62. Plan direccional Cupiagua NW-43	124
Figura 63. Vista en planta del plan direccional Cupiagua NW-43	125
Figura 64. Vista vertical del plan direccional Cupiagua NW-43	126



## LISTA DE GRAFICOS

Grafica 1. Inclinación Floreña A5	61
Grafica 2. Azimut Floreña A5	61
Grafica 3. Inclinación CP Sur XL-5	62
Grafica 4. Azimut CP Sur XL-5	62
Grafica 5. Inclinación CP Sur XL-4	63
Grafica 6. Azimut CP Sur XL-4	63
Grafica 7. Inclinación CP Sur XZ-2	64
Grafica 8. Azimut CP Sur XZ-2	64
Grafica 9. Inclinación CP Sur XZ-2Y	65
Grafica 10. Azimut CP Sur XZ-2Y	65
Grafica 11. Inclinación CP NW-40	66
Grafica 12. Azimut CP NW-40	66
Grafica 13. Inclinación CP Q-6	67
Grafica 14. Azimut CP Q-6	67
Grafica 15. Inclinación CP Q-18(OH)	68
Grafica 16. Azimut CP Q-18(OH)	68
Grafica 17. Inclinación CP Q-18(Z)	69
Grafica 18. Azimut CP Q-18(Z)	69
Grafica 19. Inclinación CP Q-18(Y)	69
Grafica 20. Azimut CP Q-18(Y)	69
Grafica 21. Inclinación CP Q-18(X)	70
Grafica 22. Azimut CP Q-18(X)	70
Grafica 23. Inclinación CP Q-18(W)	70
Grafica 24. Azimut CP Q-18(W)	70
Grafica 25. Inclinación CP Q-18(L1)	71
Grafica 26. Azimut CP Q-18(L1)	71
Grafica 27. Inclinación CP H-42	72
Grafica 28. Azimut CP H-42	72
Grafica 29. Inclinación CP E-41	73
Grafica 30. Azimut CP E-41	73
Grafica 31. Comportamiento de inclinación Floreña A5	74
Grafica 32. Comportamiento de Azimut Floreña A5	75
Grafica 33. Comportamiento de inclinación CP Sur XL-5	75
Grafica 34. Comportamiento de Azimut CP Sur XL-5	76
Grafica 35. Comportamiento de inclinación CP Sur XL-4	76
Grafica 36. Comportamiento de Azimut CP Sur XL-4	77
Grafica 37. Comportamiento de inclinación CP Sur XZ-2	77
Grafica 38. Comportamiento de Azimut CP Sur XZ-2	78
Grafica 39. Comportamiento de inclinación CP Sur XZ-2Y	78
Grafica 40. Comportamiento de Azimut CP Sur XZ-2Y	79
Grafica 41. Comportamiento de inclinación CP NW-40	79
Grafica 42. Comportamiento de Azimut CP NW-40	80
Grafica 43. Comportamiento de inclinación CP Q-6	80



Grafica 44. Comportamiento de Azimut CP Q-6	81
Grafica 45. Comportamiento de inclinación CP Q-18(OH)	81
Grafica 46. Comportamiento de Azimut CP Q-18 (OH)	82
Grafica 47. Comportamiento de inclinación CP Q-18(Z)	82
Grafica 48. Comportamiento de inclinación CP Q-18(Z)	82
Grafica 49. Comportamiento de inclinación CP Q-18(Y)	83
Grafica 50. Comportamiento de inclinación CP Q-18(Y)	83
Grafica 51. Comportamiento de inclinación CP Q-18(X)	83
Grafica 52. Comportamiento de inclinación CP Q-18(X)	83
Grafica 53. Comportamiento de inclinación CP Q-18(W)	83
Grafica 54. Comportamiento de inclinación CP Q-18(W)	83
Grafica 55. Comportamiento de inclinación CP Q-18(L1)	83
Grafica 56. Comportamiento de inclinación CP Q-18(L1)	83
Grafica 57. Comportamiento de inclinación CP E-41	83
Grafica 58. Comportamiento de Azimut CP E-41	85
Grafica 59. Comportamiento de inclinación CP H-42	85
Grafica 60. Comportamiento de Azimut CP H-42	86



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen ensamblajes rotarios por formación Floreña A5X	92
Tabla 2. Resumen ensamblajes rotarios por formación CP Sur XN-6	92
Tabla 3. Resumen ensamblajes rotarios por formación CP NW-43	105
Tabla 4. Análisis Económico Floreña A5X	128
Tabla 5. Análisis Económico CP Sur XN-6	128
Tabla 6. Análisis Económico CP NW-43	129



## 1. INTRODUCCION

BP Exploration Co. hoy en día están trabajando en una gran campaña de perforación en múltiples frentes, lo que hace necesario que la planeación de los pozos sea más rápida y eficiente, e igualmente que su operación sea exitosa. Este trabajo se centra en la fase de planeación de las trayectorias direccionales y todo lo que ella encierra.

Los principales factores que deben tenerse en cuenta a la hora de definir la trayectoria de un pozo direccional son: orientación de las capas, tipos de formación y esfuerzos de las rocas, los cuales nos darán una idea de la tendencia natural de la formación, que para el área del piedemonte llanero es muy cambiante debido al alto fallamiento que presenta y su complejidad geológica. Asimismo muchos componentes deben ser considerados en los programas de diseño, como por ejemplo los tipos de brocas, parámetros de perforación (WOB -peso sobre la broca-, ROP – rata de perforación-, RPM –revoluciones por minuto), y tipos de ensamblajes de fondo, los cuales la mayoría de las veces es a través de simulaciones hechas por las compañías contratistas como se llega a la conclusión de cuál es el mejor diseño para cierto tramo de formación, sin embargo estas simulaciones nunca se acercan totalmente a la realidad, por lo que no garantizan que la trayectoria direccional se vaya a cumplir satisfactoriamente.

Por ello es necesario contar con criterios que permitan ajustar estas simulaciones a la realidad, basados en un análisis de tendencias de los ensamblajes rotarios de los pozos de referencia, generando una curva de aprendizaje que disminuya la incertidumbre y facilite la toma de decisiones, pues esta será una herramienta muy útil para el equipo de perforación en esta fase de planeación.

Con este estudio de tendencias de los ensamblajes rotarios se espera que la planeación de los pozos programados por BP para los próximos dos años, se optimice, reduciendo el trabajo direccional y maximizando el uso de ensamblajes de fondo rotarios, logrando un beneficio económico y la oportunidad de adoptar criterios propios a la hora de escoger un tipo determinado de ensamblaje.





## 2. MARCO TEORICO

### 2. 1 GENERALIDADES DEL PIEDEMONTE LLANERO

#### 2.1.1 MARCO GEOGRAFICO

El Piedemonte Llanero Colombiano hace parte de las cuencas hidrográficas del Amazonas y Orinoco. Al sur inicia en la frontera con el Meta y termina al Norte en la frontera con Venezuela. Esta comprendido por los departamentos de Meta, Cundinamarca, Casanare, Boyacá y Arauca. <sup>2</sup>

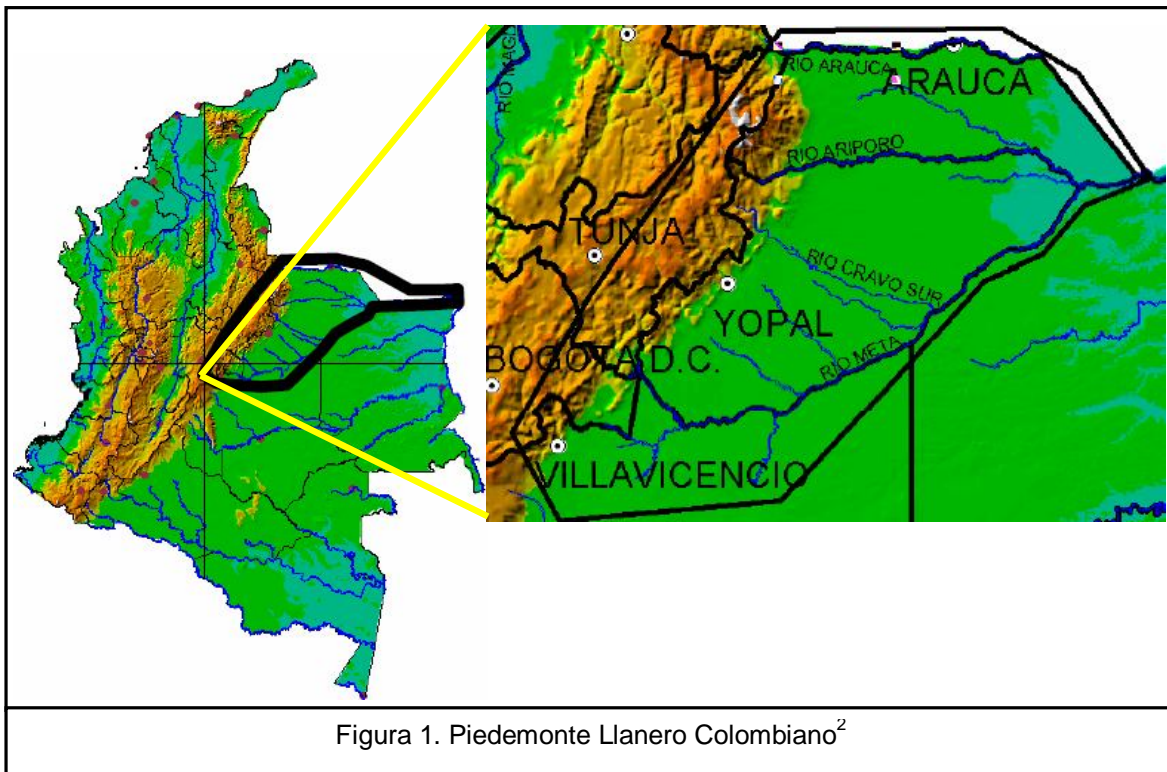
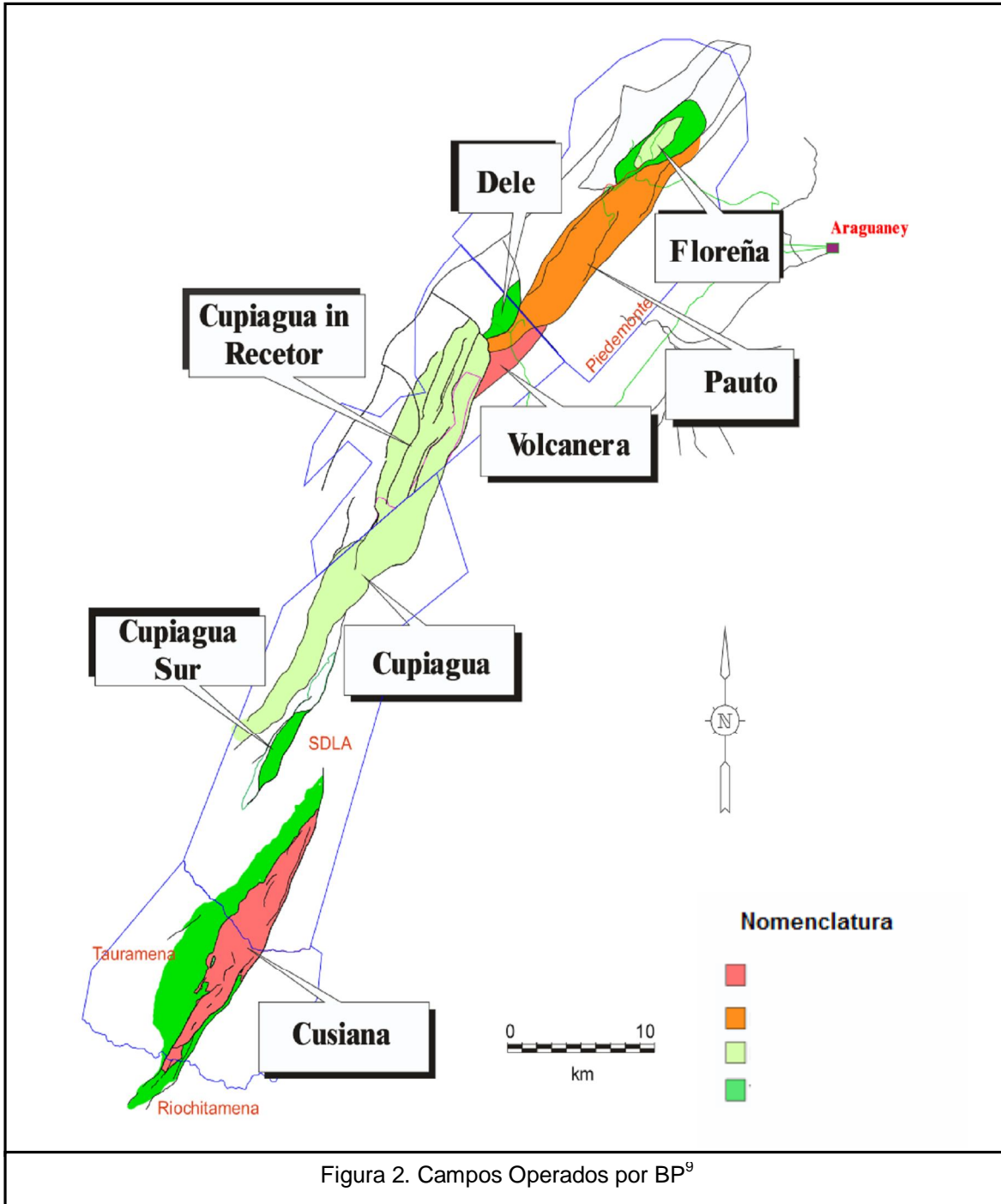


Figura 1. Piedemonte Llanero Colombiano<sup>2</sup>

Tiene una extensión aproximada de 500 Km. y es considerada como una de las provincias petrolíferas más importantes del país. En ella están localizados los campos Cusiana, Cupiagua, Piedemonte y Recetor, los cuales abarcan una extensión de 45000 Hectáreas en jurisdicción de los municipios de Aguazul y Tauramena en el departamento del Casanare, operados por la empresa BP Exploration Co. (British Petroleum Colombia).<sup>6</sup>



En la siguiente figura podemos observar la distribución y ubicación que tiene cada uno de los campos a lo largo del Piedemonte Llanero, operados por BP Exploration Co.



Nuestro Estudio abarca tres de estos campos:



### **CUPIAGUA**

- Cupiagua NW-40
- Cupiagua Q-6, Cupiagua Q-6 Z
- Cupiagua Q-18, Cupiagua Q-18Z, Cupiagua Q-18Y, Cupiagua Q-18X, Cupiagua Q-18W, Cupiagua Q-18 L1
- Cupiagua E-41
- Cupiagua H-42

### **CUPIAGUA SUR**

- Cupiagua Sur XL-5
- Cupiagua Sur XL-4
- Cupiagua Sur XZ-2, Cupiagua Sur XZ-2Y

### **FLOREÑA Y PAUTO SUR (PIEDEMONTES)**

- Floreña A-5Y
- Pauto Sur B-1Z, Pauto Sur B-1Y, Pauto Sur B-1X

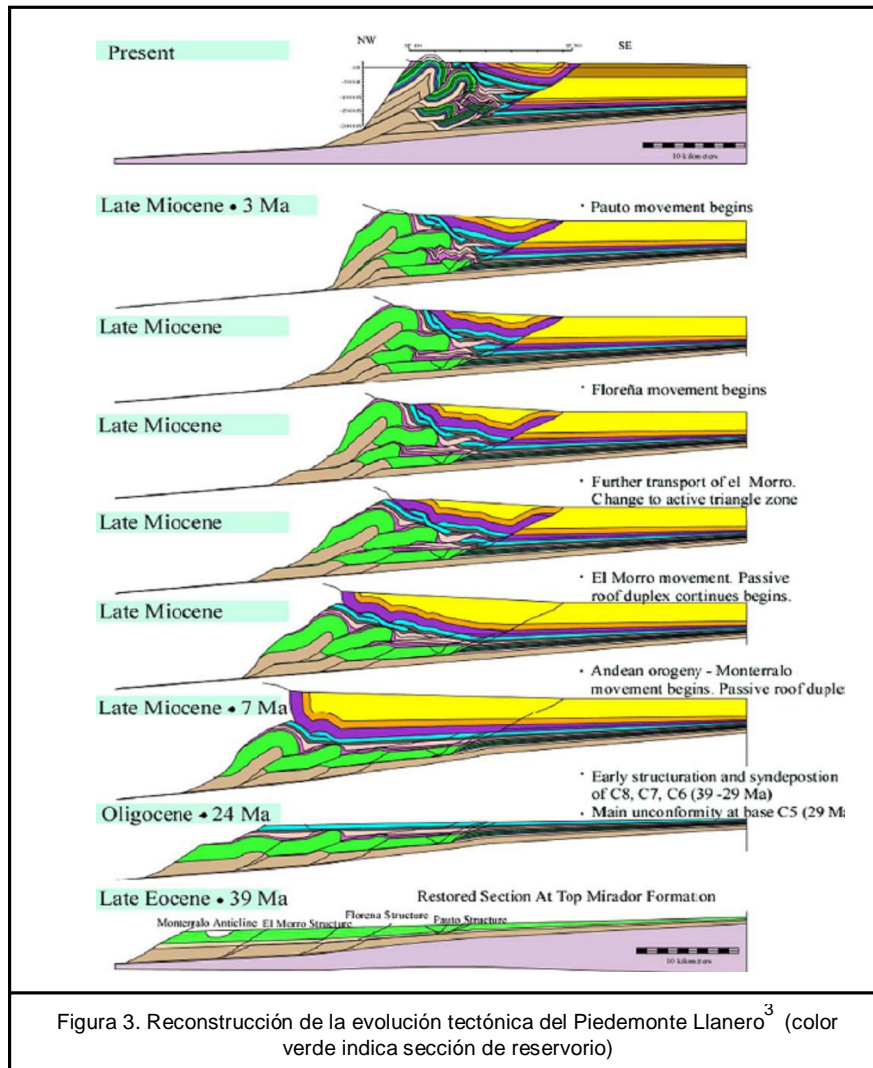
## **2.1.2 GEOLOGIA Y ESTRUCTURA DE LOS CAMPOS**

El piedemonte llanero se caracteriza por su compleja estructura geológica, resultado de múltiples fases que empezaron aproximadamente hace 39 Millones de años (Ma):

La primera fase inició entre los 39 y los 29 Ma donde se formaron las primeras trampas de hidrocarburos, contemporáneo a esta primera deformación se depositaron los miembros C6, C7 y C8 de la Formación Carbonera Inferior, esta deformación estuvo marcada con la formación de pliegues previos al fallamiento, trazas de falla y formación de pequeñas montañas. Posteriormente se dió un periodo entre 29 y 7 Ma con menor actividad tectónica y una subsidencia continua en la cuenca. Al final de este periodo la rata de subsidencia y la rata de aporte de sedimento se incrementó con la depositación del paquete comprendido entre la inconformidad existente en la base de la Formación Carbonera C5 y la Formación Guayabo.

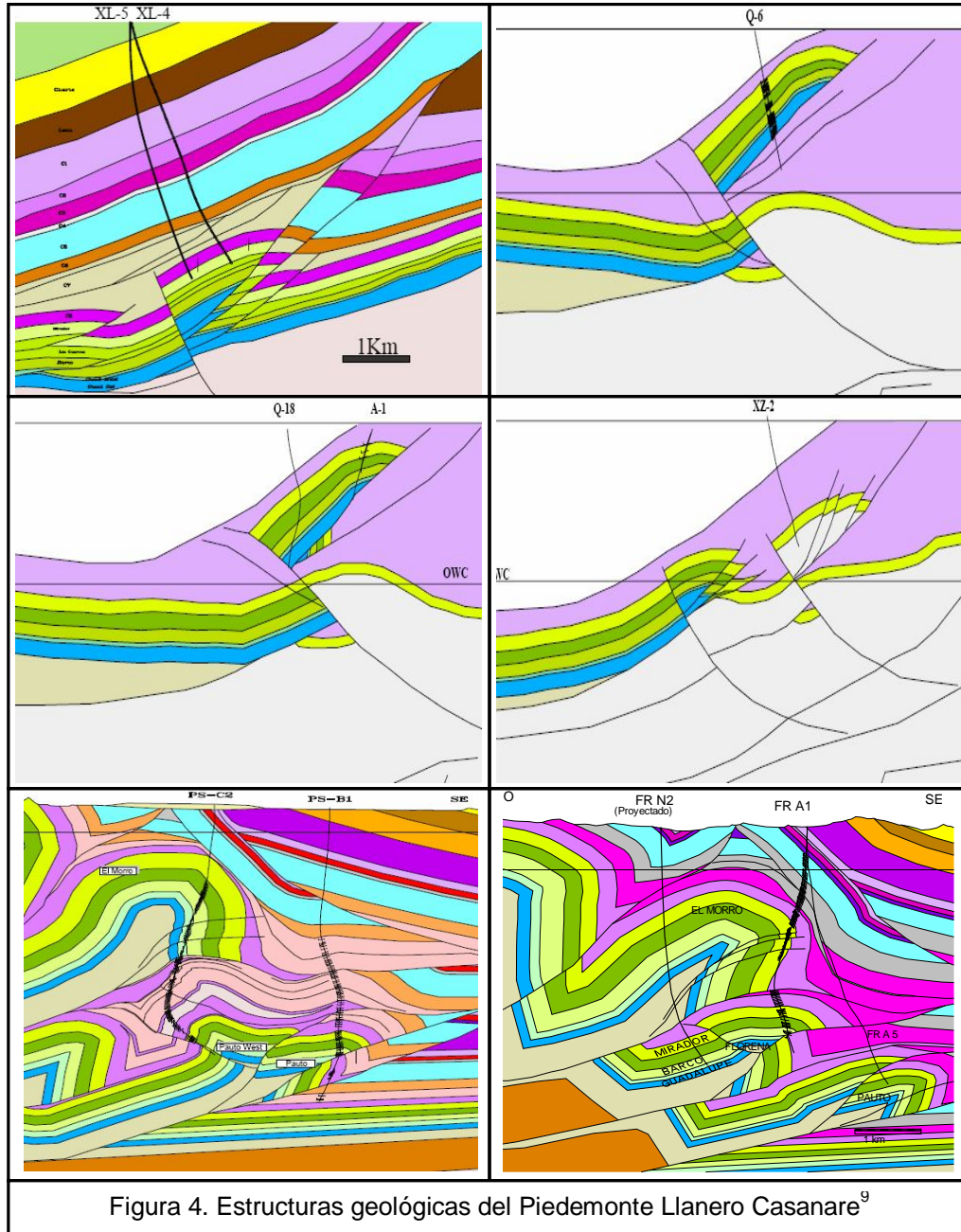


Pero la mayor deformación comenzó entre 7 y 5 Ma, donde múltiples estructuras fueron creadas por la traslación de fallas, propagación de pliegues y generación de anticlinales, en este periodo se dá el mayor levantamiento en el área.





Dejando en esta área una estructura geológica muy compleja, a continuación podemos ver algunas estructuras encontradas por los pozos perforados en esta zona:







Las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, se consideran como los tres reservorios más importantes en la exploración de hidrocarburos para contratos a cargo de BPX, siendo la Formación Gachetá la roca fuente y la lodolita de la Formación C8, la roca sello.

La estratigrafía general del área del Piedemonte Llanero, es una secuencia continua la cual se describe en orden cronológico desde el basamento Paleozoico, seguido por el Cretáceo Superior hasta el Terciario Superior de la siguiente forma:

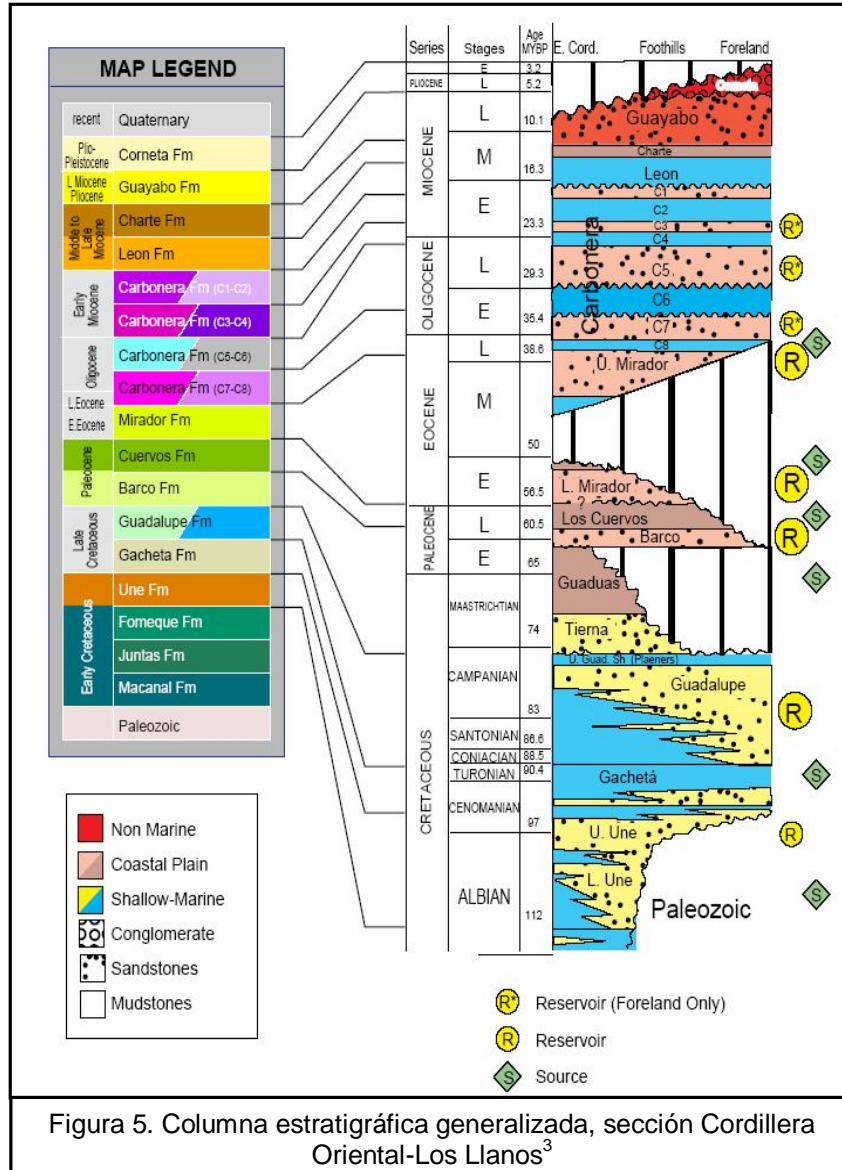
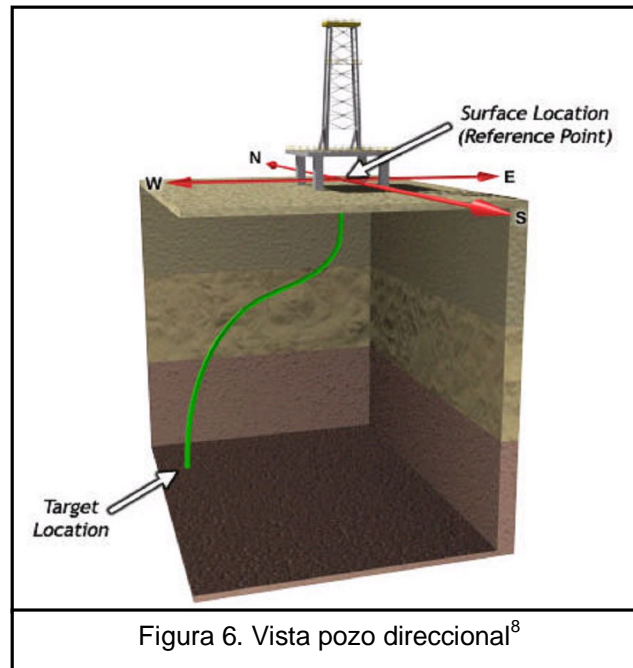


Figura 5. Columna estratigráfica generalizada, sección Cordillera Oriental-Los Llanos<sup>3</sup>



## 2.2. CONCEPTOS GENERALES DE PERFORACION DIRECCIONAL

La mayoría de los pozos se perforan desde un lugar situado directamente encima de su objetivo, pero cuando perforar el pozo verticalmente no es posible, es necesario direccionar el pozo, es decir desviar el pozo a lo largo de una trayectoria planeada hacia un objetivo a cierta profundidad en el subsuelo cuya ubicación está a una distancia lateral dada y en una dirección definida a partir de la posición superficial<sup>9</sup>.



### 2.2.1 PLANEACION DE LA TRAYECTORIA DIRECCIONAL

La planificación de un pozo se basa en el gerencia de proyectos que se lleva a cabo antes de iniciar operaciones para garantizar que todos los aspectos están diseñados de forma correcta con el fin de satisfacer los objetivos del proyecto.

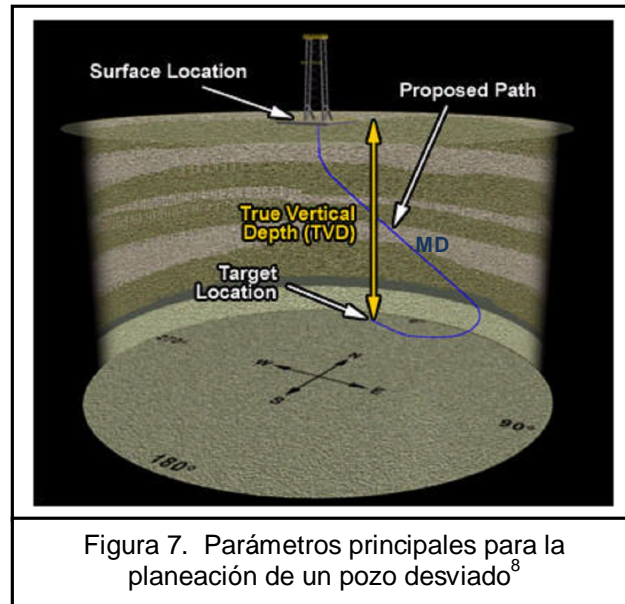
Son muchos los componentes que se deben tomar en consideración cuando se elabora la trayectoria de un pozo direccional, algunas de estas son:

 **Coordenadas en Superficie**

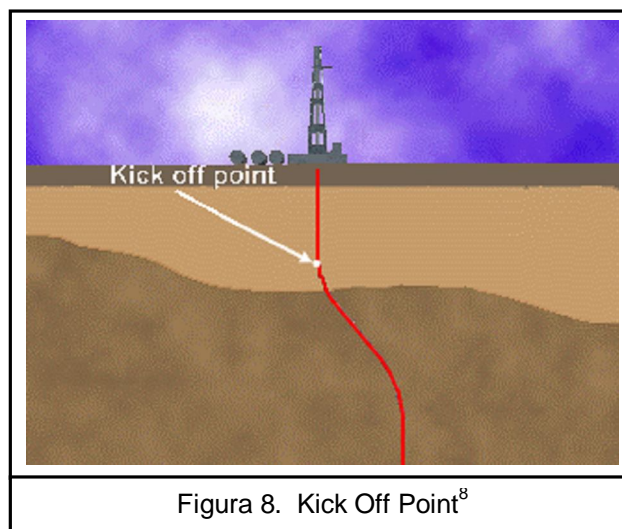
 **Coordenadas de Fondo**



- **Profundidad Vertical (TVD):** Es la distancia vertical desde el punto de referencia del pozo en superficie hasta el punto de interés.<sup>8</sup>
- **Profundidad Medida (MD):** Es la distancia medida desde el punto de referencia del pozo en superficie, a lo largo de toda la trayectoria, hasta el punto de interés.<sup>8</sup>



- **KOP:** Significa “Kick off Point”, y se refiere al punto donde el pozo empieza a desviarse hacia un dirección determinada.<sup>8</sup>







☀ **Inclinación:** La inclinación es el ángulo entre el eje de la trayectoria del pozo en un punto dado y la línea vertical que pasa por dicho punto, expresada en grados.<sup>8</sup>

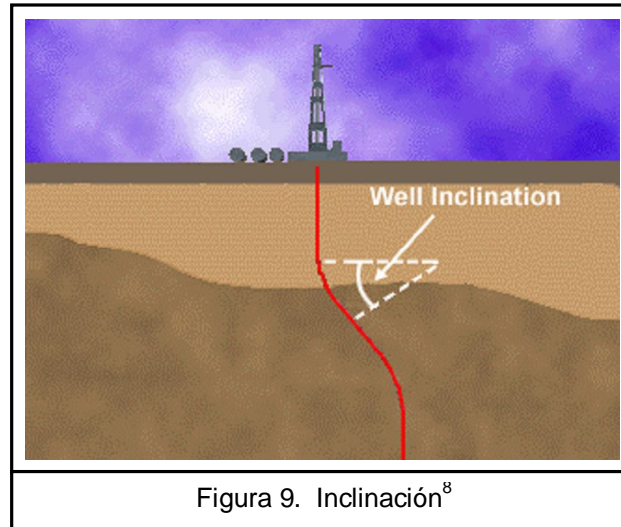


Figura 9. Inclinación<sup>8</sup>

☀ **Azimut:** El Azimut o dirección es el ángulo entre el Norte Magnético y la proyección de la trayectoria del pozo sobre un plano horizontal, expresada en grados ( $0^\circ - 360^\circ$ ).<sup>8</sup>

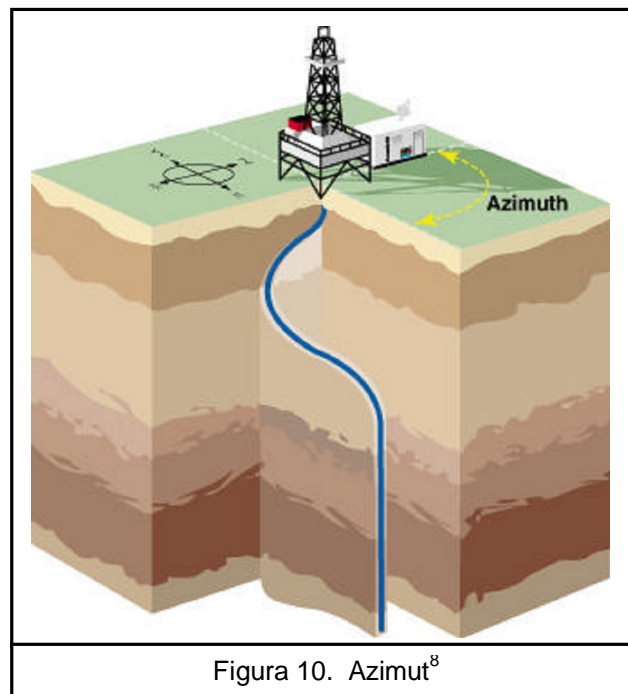


Figura 10. Azimut<sup>8</sup>



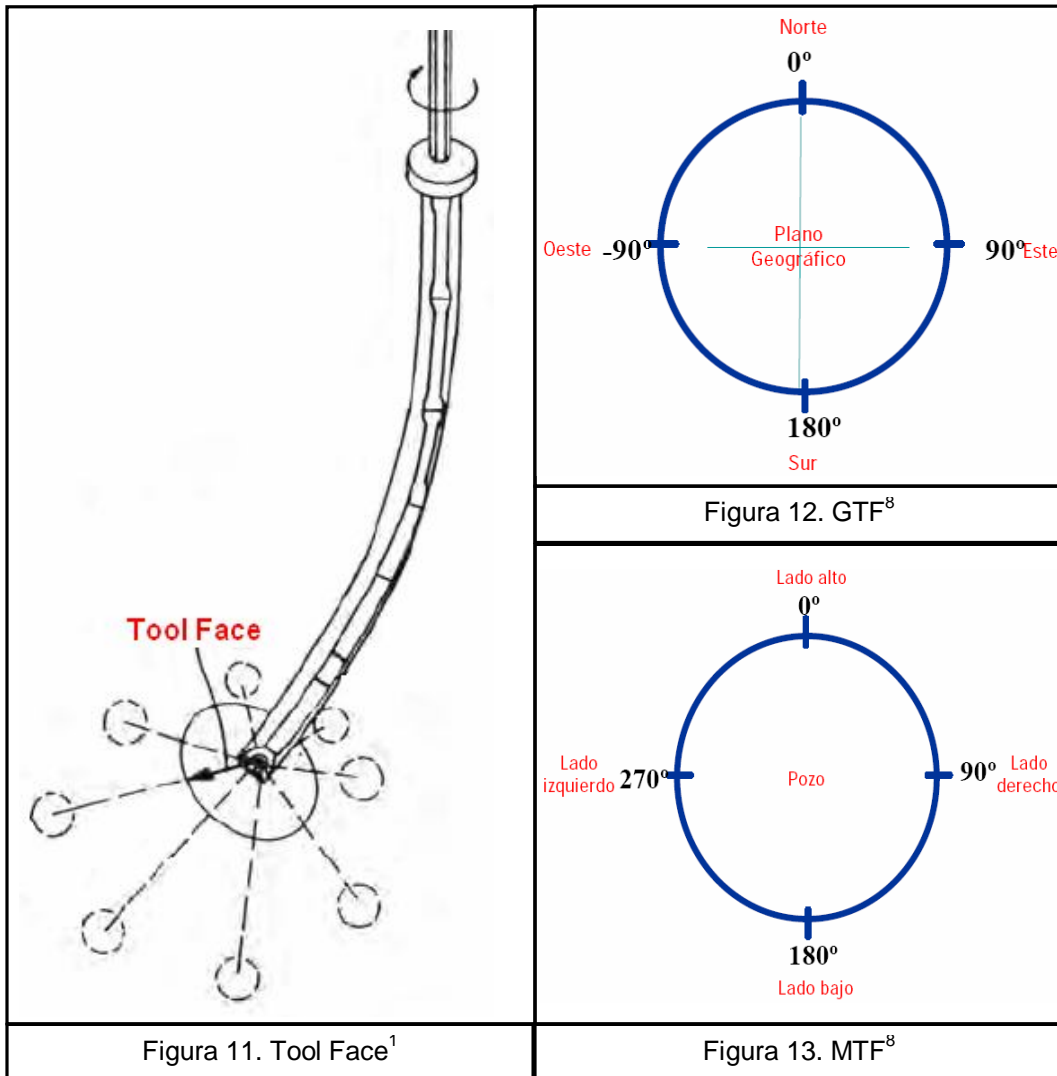
- **TUR:** Significa “Turn Up Rate”, y se refiere al cambio de dirección del pozo. Usualmente se habla de un cambio hacia la derecha o izquierda, y se expresa como el ángulo girado por 100 ft. de profundidad. Cuando este valor es negativo significa que el pozo está girando hacia la izquierda, y cuando es positivo, que el giro es hacia la derecha.


$$TUR = \frac{\text{Azimuth Out} - \text{Azimuth In}}{\text{Footage}} \times 100$$

- **BUR:** Significa “Build Up Rate”, y se refiere a la tasa de construcción de ángulo entre dos puntos del pozo, y también es expresada como el ángulo construido por 100 ft. de profundidad. Cuando toma valores negativos significa que está tumbando inclinación.

$$BUR = \frac{\text{Inclinacion Out} - \text{Inclinacion In}}{\text{Footage}} \times 100$$

- **Dogleg Severity:** Es la medida de la cantidad de cambio tanto de inclinación como de dirección entre dos puntos del pozo, y se expresa al igual que el TUR y el BUR en grados por 100 ft de profundidad.
- **Tool Face:** El Tool Face es una medida angular de la orientación de la herramienta que hace la desviación del pozo, y puede ser con respecto al plano geográfico o a la sección transversal del pozo. Cuando se mide con respecto al plano geográfico se conoce como “GTF” que significa Tool Face gravitacional, y está dado de 0° a 180° para dirigirse a la derecha o de 0° a -180° para dirigirse a la izquierda. Y cuando es con respecto a la sección transversal del pozo se denomina “MTF” que significa Tool Face Magnético, y está dado de 0° a 360° en el sentido de las manecillas del reloj.

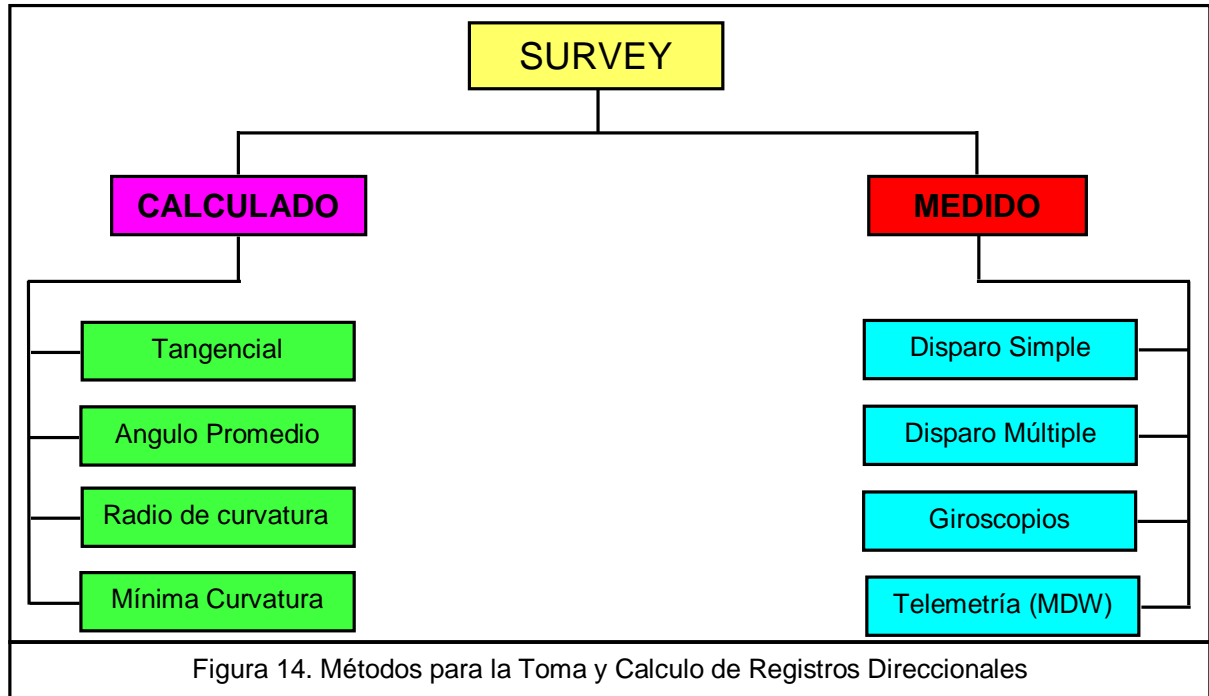


 **Survey:** Son los registros direccionales que se toman durante la perforación de un pozo para conocer la inclinación y azimuth, este tipo de registros son necesarios para:


- Conocer la trayectoria real del pozo garantizando así permanecer ajustados al plan direccional y alcanzar el objetivo.
- Cumplir con regulaciones locales o estatales.
- Eliminar el riesgo de colisión con pozos existentes.
- Verificar la perforación de los objetivos geológicos.



Estos registros pueden ser calculados y medidos:

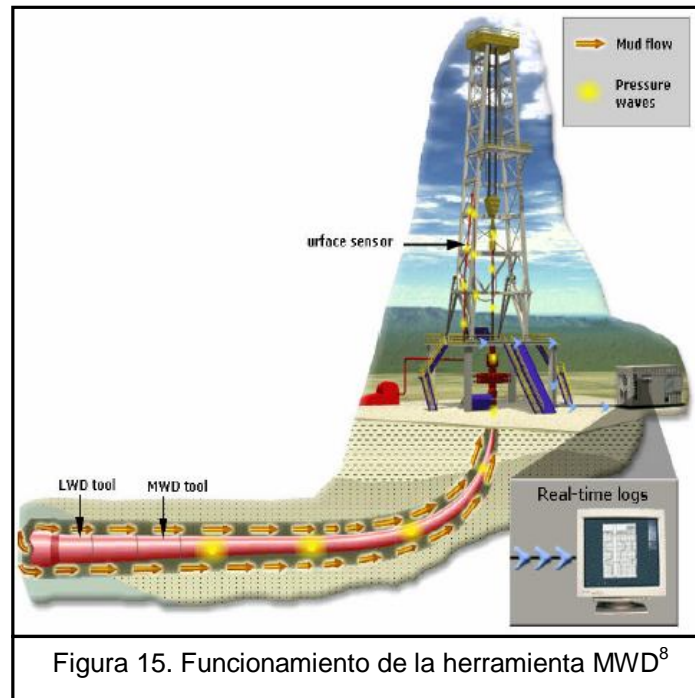


No entraremos a describir en detalles estos métodos y herramientas, ya que no es relevante para este proyecto, sin embargo haremos una breve descripción de la herramienta MWD, pues con ella se han obtenido todos los registros aquí utilizados sin olvidar mencionar que es la tecnología mas utilizada en la actualidad.

 **MEDICIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD):** Es una herramienta que emplea un sistema de magnetómetros y acelerómetros para medir el campo magnético y gravitacional de la tierra. Puede ser instalada en forma fija en los collares no magnéticos del ensamblaje de fondo o ser recuperable con cable.

Su principio de funcionamiento es muy simple:

- La herramienta toma los datos en el fondo.
- Los datos son transmitidos en forma de pulsos a través del lodo.
- Los sensores convierten los pulsos en señales eléctricas.
- El equipo de superficie decodifica la información de los sensores.
- Entrega de los registros y datos direccionales al cliente.<sup>8</sup>



Esta herramienta entrega:

- Datos precisos de dirección e inclinación continua.
- Mediciones Opcionales como:
  - Peso sobre la broca en tiempo real (WOB)
  - Torque Real
  - Medición de la vibración en los 3 ejes
  - Detección prematura de fallas mecánicas
  - Sensor de Rayos Gamma

## 2.2.2 PERFILES DIRECCIONALES

Existen diferentes tipos de perfiles o trayectorias direccionales que se pueden seguir según la necesidad que tenga el pozo, algunos de estos son:

☀ **POZO DESVIADO TIPO "J"**: También es conocido como Build and Hold, algunas de sus características son :

- Tiene un kick-off point (KOP) somero
- Posee una sección de construcción, la cual puede tener más de un BUR.
- Finaliza con una sección tangente



Algunas de sus aplicaciones son:

- Pozos profundos con grandes desplazamientos horizontales
- Pozos moderadamente profundos con moderado desplazamiento horizontal, donde el casing intermedio no es requerido.

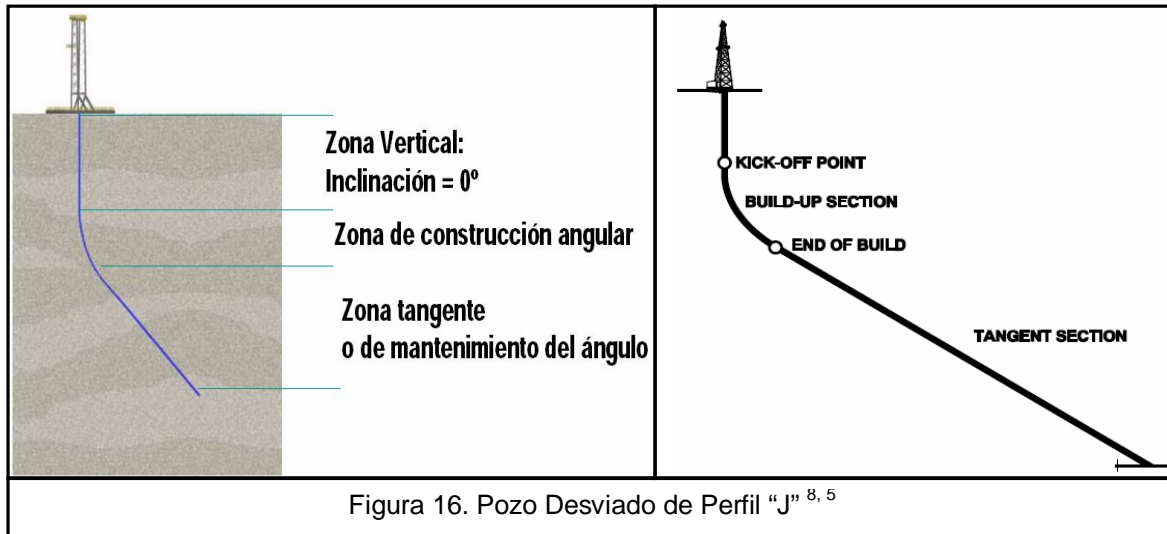



Figura 16. Pozo Desviado de Perfil "J" <sup>8, 5</sup>

 **POZO DE TRAYECTORIA TIPO "S"**: Este tipo de pozos tiene varias secciones:

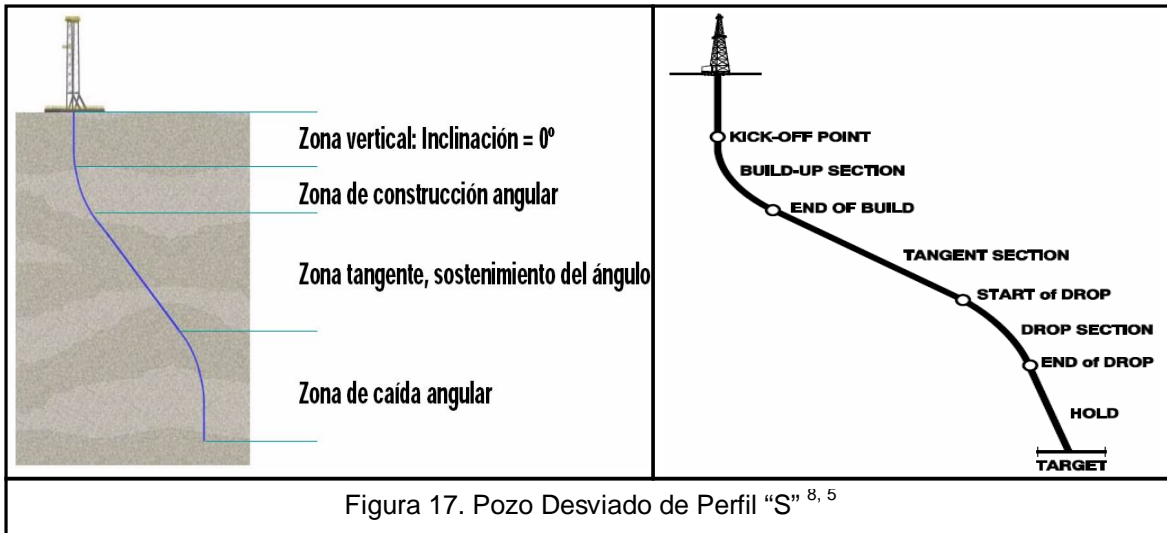
- Al igual que el pozo tipo "J" tiene un kick-off point (KOP) somero
- Una sección de construcción que a su vez tiene varias secciones, inicialmente construye, luego mantiene y hacia el final tiene un descenso hacia la vertical nuevamente.
- Luego viene una sección tangente que al igual que la anterior empieza construyendo, luego mantiene y termina con un descenso continuo que da inicio a la última sección.
- Esta última sección es una zona de caída angular.


Algunas aplicaciones de este tipo de pozos son:

- Perforación de múltiples zonas
- En pozos donde se necesita un bajo ángulo en área de reservorio.
- Para pozos profundos con pequeños desplazamientos horizontales

Y algunas desventajas son:

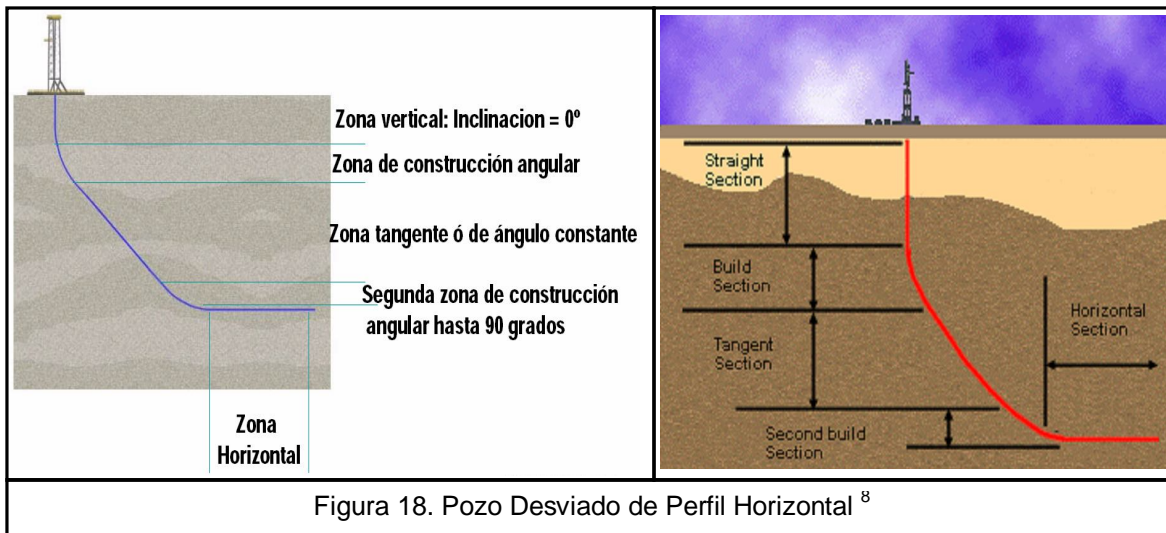
- Incremento de Torque
- Puede crear altos doglegs que dificultan la corrida de registro con cable<sup>5</sup>



 **POZO CON PERFIL HORIZONTAL:** Este tipo de pozos se componen de las siguientes secciones:

- Inicia con una sección vertical
- Una sección de construcción
- Sigue una sección tangente
- Vuelve a construir ángulo (Es tal vez la sección mas larga)
- Finaliza con una sección horizontal

En algunos casos se logra una mejor producción que con pozos verticales.





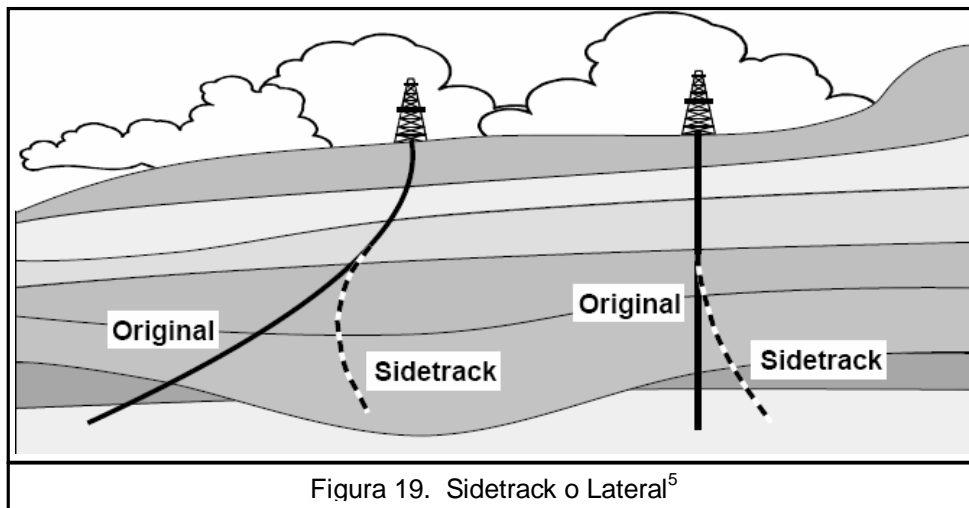


### 2.2.3 CAUSAS MÁS COMUNES DE DESVIACION

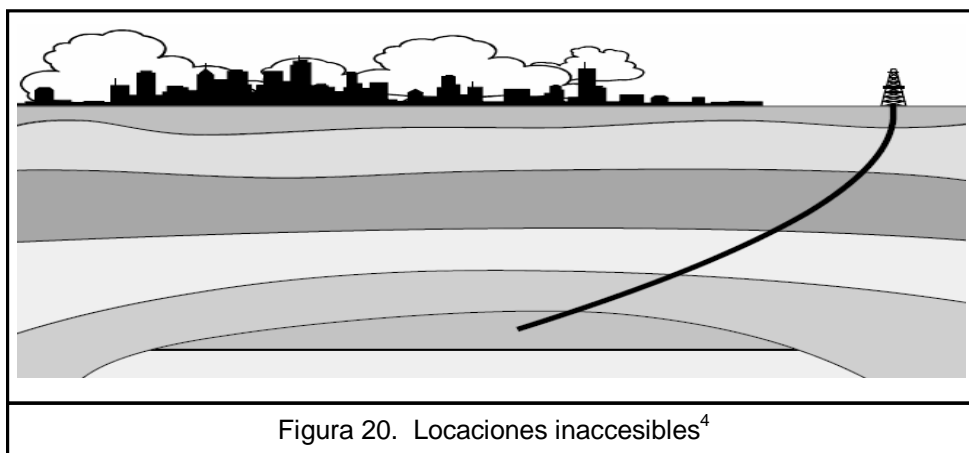
Los avances tecnológicos han hecho de esta práctica un componente importante en las perforaciones actuales, ya que permite llegar a lugares inaccesibles. Algunas de las razones por las cuales se requiere hacer trabajo direccional son:

☀ **SIDETRACK O LATERAL**<sup>5</sup>: Un lateral es un pozo que nace de un pozo ya existente, las razones por la cual pueden ser requeridos son muchas, entre ellas tenemos:

- El pozo original presentó problemas y debió ser abandonado
- Para explorar otro sector del campo
- Para desviar el pozo hacia un objetivo más prometedor



☀ **LOCACIONES INACCESIBLES**: Cuando el objetivo o target, se encuentra dentro de una ciudad, río, debajo de montañas o área imposible de perforar, y se debe colocar la locación a una distancia determinada.<sup>4</sup>







☀ **DIP DE LA FORMACIÓN:** Es cuando el Dip de la capa, es decir el ángulo en el que una formación se inclina por encima de la horizontal, puede hacer que el pozo, si se perfora verticalmente, se desvie, por ello es más fácil seguir la tendencia natural que presentan las capas, perforando un pozo de manera direccional.<sup>11</sup>

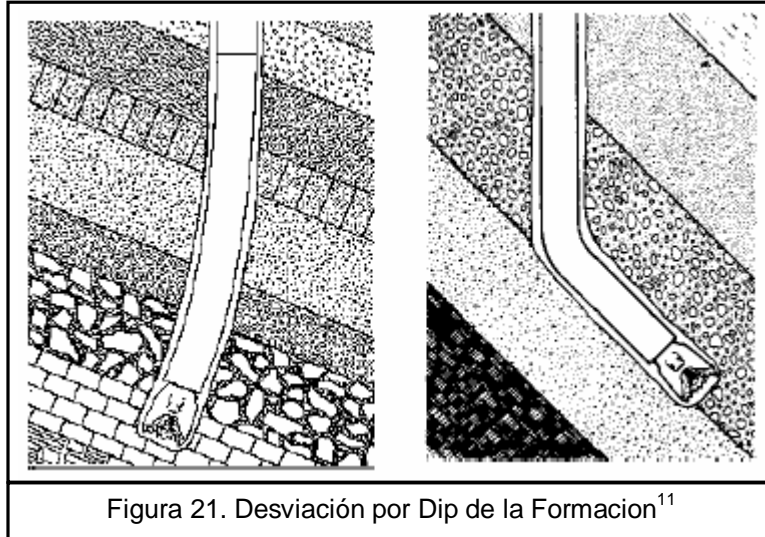


Figura 21. Desviación por Dip de la Formación<sup>11</sup>

☀ **FALLAS:** La perforación a través de fallas puede causar que el pozo se desvíe de la vertical, y resulta más fácil desviar los pozos para entrar a las formaciones que cruzan las líneas de falla o fractura.<sup>4</sup>

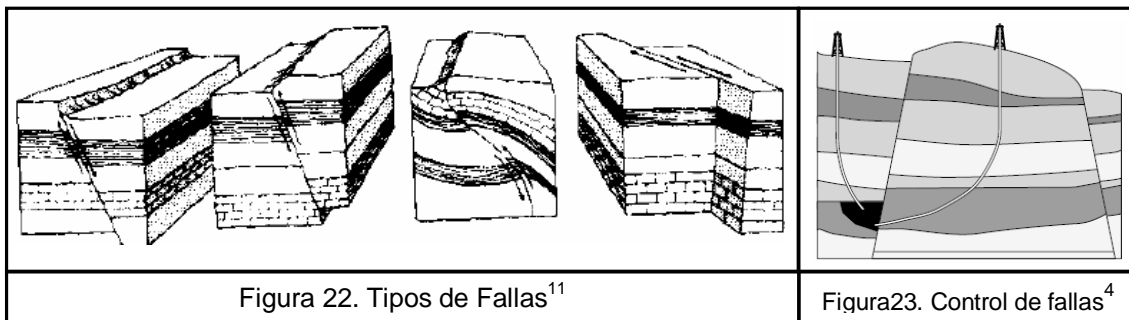


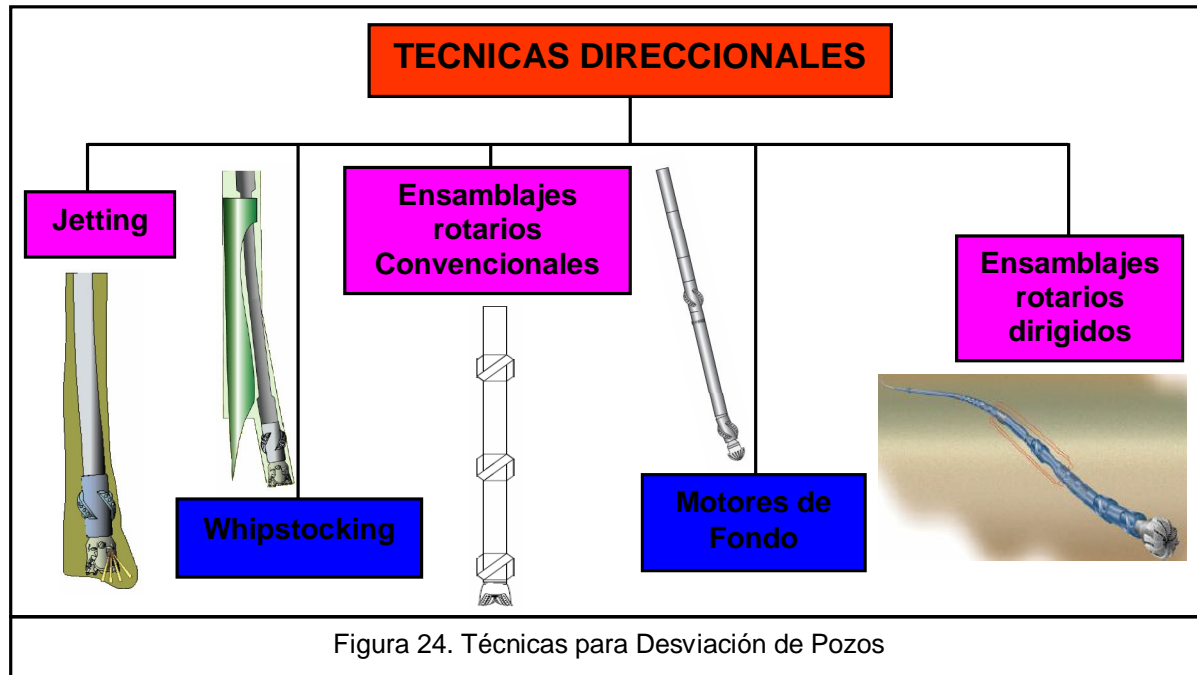
Figura 22. Tipos de Fallas<sup>11</sup>

Figura23. Control de fallas<sup>4</sup>



## 2.2.4 HERRAMIENTAS DIRECCIONALES MÁS COMUNES

Existen diferentes herramientas y técnicas para reflejar el curso del pozo en forma controlada, venciendo las “tendencias naturales” de la formación.



### JETTING

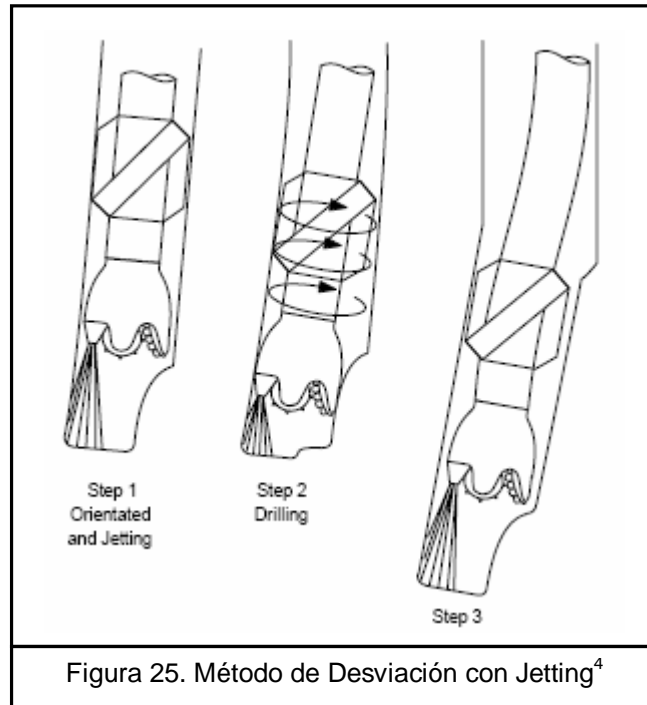
Jetting es uno de los métodos más antiguos de desviación y se aplica en formaciones blandas. Consiste en que una o dos de las boquillas de la broca se cierran o reducen considerablemente de tamaño, luego se hace circular el fluido de perforación a altas tasas, el cual es dirigido hacia una sola dirección debido al cierre de las boquillas. Con bajo WOB y altas tasas de circulación, el fluido va erosionando y creando unas cavidades o bolsillos, lo que va desviando el pozo de la vertical.

Para crear el ángulo deseado es necesario hacer movimientos de la sarta arriba y abajo, normalmente el procedimiento consiste en:

- Perforar
- Levantar y parar la tasa de bombeo aproximadamente 50%
- La sarta se rota, con altas RPM y baja WOB



- Bajar nuevamente y bombear a altas ratas
- La operación se repite tantas veces como sea necesario hasta conseguir la inclinación deseada y el pozo avance en la dirección adecuada. <sup>1</sup>



#### ■ VENTAJAS

- El Jetting es perfectamente compatible con el sistema de medición MWD.
- Los surveys pueden ser tomados más ceca a la broca que cuándo se utiliza Motor de Fondo.
- No hay efectos de torque cuando se usa este método. El tool face puede ser orientado con mas exactitud que con motor de fondo, esto es muy importante especialmente cuando se esta perforando cerca de otros pozos.

#### ■ DESVENTAJAS

- El principal problema es que puede llegar a causar graves doglegs, pues no se tiene un buen control.
- Por debajo de 2000 ft, las formaciones normalmente se vuelven más duras o firmes lo cual hace poco eficiente esta técnica.
- No es recomendable no usar martillos en las sartas usadas para hacer jetting.



## WHIPSTOCKING

Whipstocking es un método muy antiguo que ha sido reemplazado actualmente por el uso de motores de fondo pues estos proporcionan un mejor control del dogleg. Es más aplicable en formaciones medias o duras.

El whipstock se utiliza para iniciar la deformación y la dirección del pozo, es muy utilizado para iniciar la desviación de sidetrack o laterales luego de bombear tapones de cemento. Se compone de una cuña invertida de acero, la cual es cóncava por un lado con el fin de mantener y guiar el ensamblaje de perforación, un cincel puntado en la parte inferior para evitar la inflexión de la herramienta y un pesado collar en la parte superior para ayudar a retirar la herramienta del pozo.

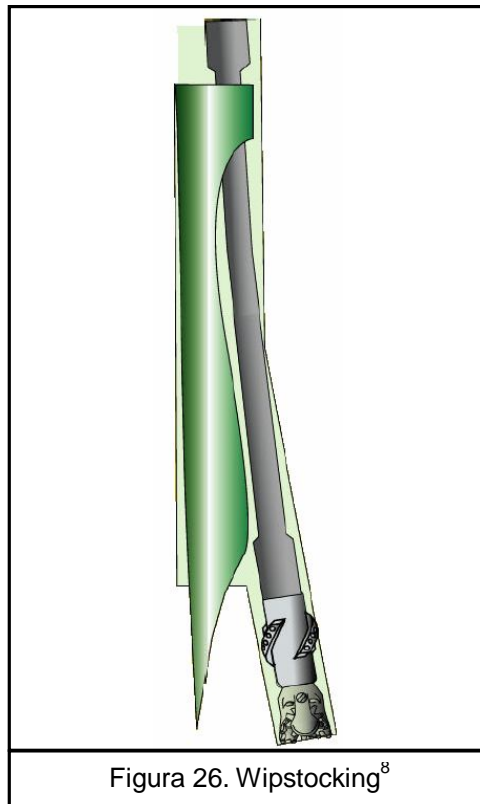


Figura 26. Whipstocking<sup>8</sup>

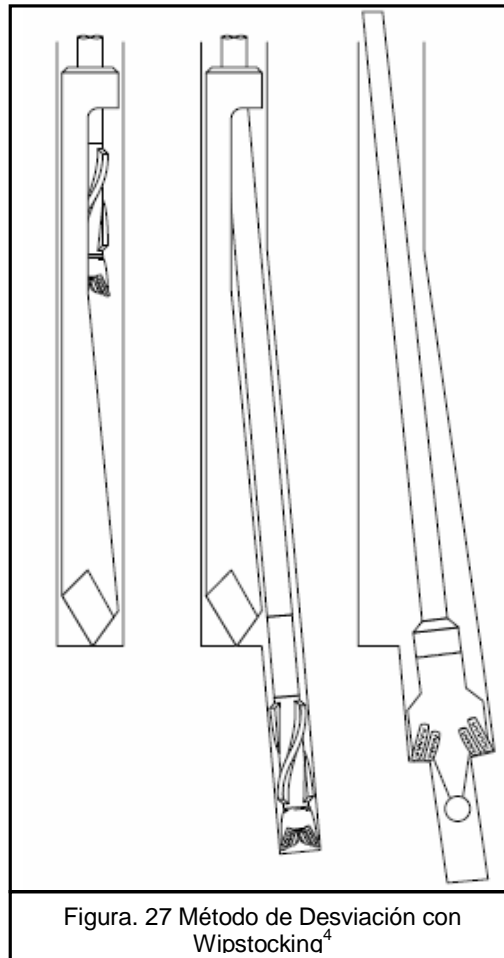
La forma de proceder con esta herramienta es la siguiente:

- El pozo debe estar limpio antes de correr el whipstock.
- Al llegar al fondo se inicia la circulación.
- La parte cóncava de la herramienta se orienta en la dirección deseada.
- La punta de la herramienta se ancla firmemente en su lugar mediante la aplicación de suficiente peso.
- La broca, la cual debe ser de un diámetro pequeño, se baja por la cara del whipstock.



- La sarta se va rotando hasta perforar un bolsillo de 15 o 20 ft con una ROP controlada.
- El whipstock es retirado y el hueco construido de poco diámetro se ensancha.
- Vuelve a bajarse el whipstock y luego el ensamblaje de fondo pero esta vez con una broca del tamaño del hueco obtenido con el ensanchador.
- Se perforan otros 30 ft obteniendo cada vez más desviación.

Este método toma tiempo y abarca varios viajes.





## ENSAMBLAJES ROTARIOS CONVENCIONALES

Este tipo de ensamblajes no tiene ningún tipo de herramienta direccional, sus componentes básicamente son tubería de superficie, tubería pesada, estabilizadores, Roller reamer y broca. Su comportamiento se ve afectado por la posición y tamaño de los estabilizadores, y además por los parámetros de perforación, principalmente por el peso sobre la broca.

### ESTABILIZADORES

Es una herramienta corta (5 – 7 ft), se usan para evitar vibraciones, según su posición causa un efecto en la sarta logrando tumbar, construir o mantener inclinación. Se sitúan generalmente entre los drill collars con el fin de centralizarlos y mantener un hueco de diámetro uniforme y constante, esto se logra con unas “cuchillas” que van a su alrededor. Estas “cuchillas” normalmente están hechas de acero y recubiertas de carburo de tungsteno.

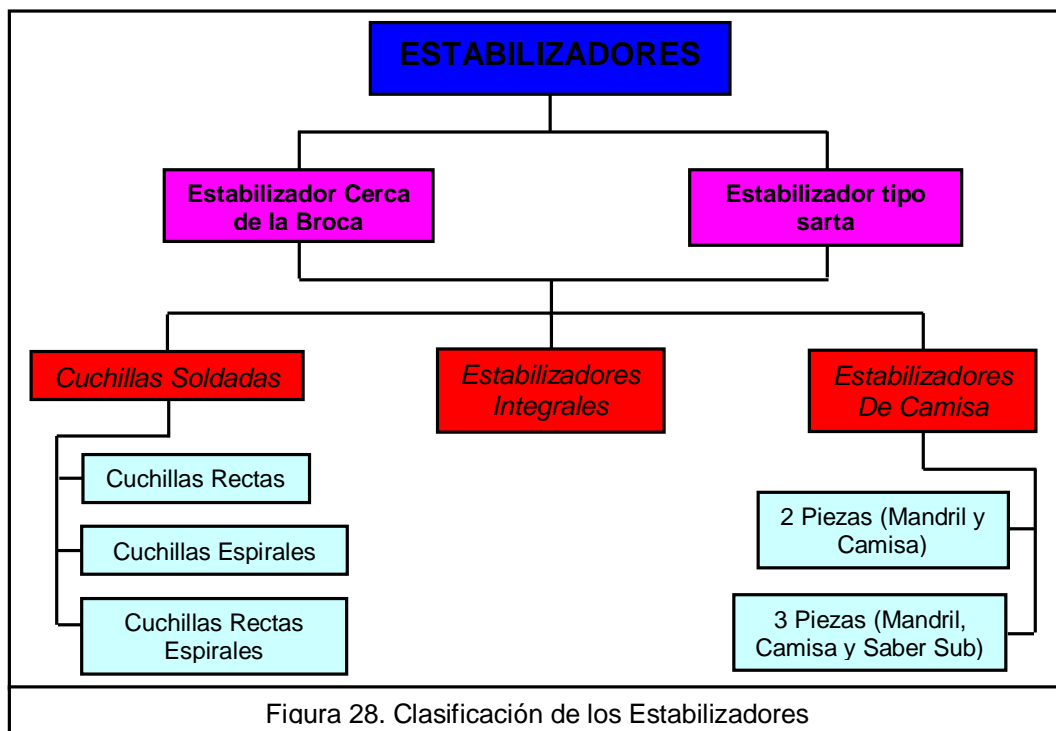


Figura 28. Clasificación de los Estabilizadores

Los estabilizadores se utilizan para controlar la desviación del pozo y para reducir el riesgo de tener pegadas diferenciales. Existen básicamente dos tipos de Estabilizadores:

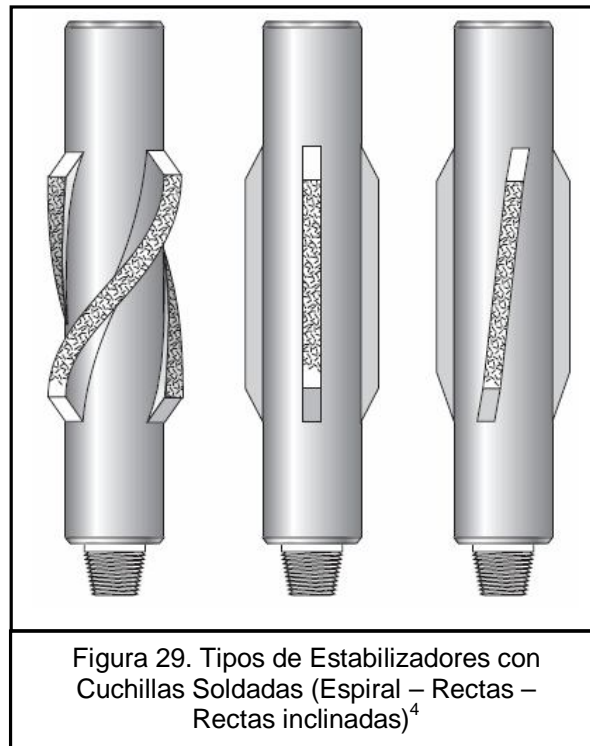
- **Near bit stab** o Estabilizadores cerca de la broca, conexiones caja-caja.



- **String Stab** o Estabilizador tipo sarta que tiene conexiones pin-caja, van en los primeros 150 ft arriba de la broca.

Sin embargo los estabilizadores se pueden clasificar basados en algunas características de las cuchillas, como forma, cubrimiento sobre la superficie total, forma en la que están unidas a la tubería, etc.

- **Estabilizadores con Cuchillas Soldadas:** Las cuchillas son soldadas al cuerpo del estabilizador mediante un proceso de calentamiento, estas cuchillas pueden tener diferentes formas, por ejemplo pueden ser rectas, espirales o rectas en planos inclinados. Este tipo de estabilizadores no se recomiendan para formaciones duras, son relativamente económicas y sus cuchillas pueden ser remplazadas en caso de desgaste.





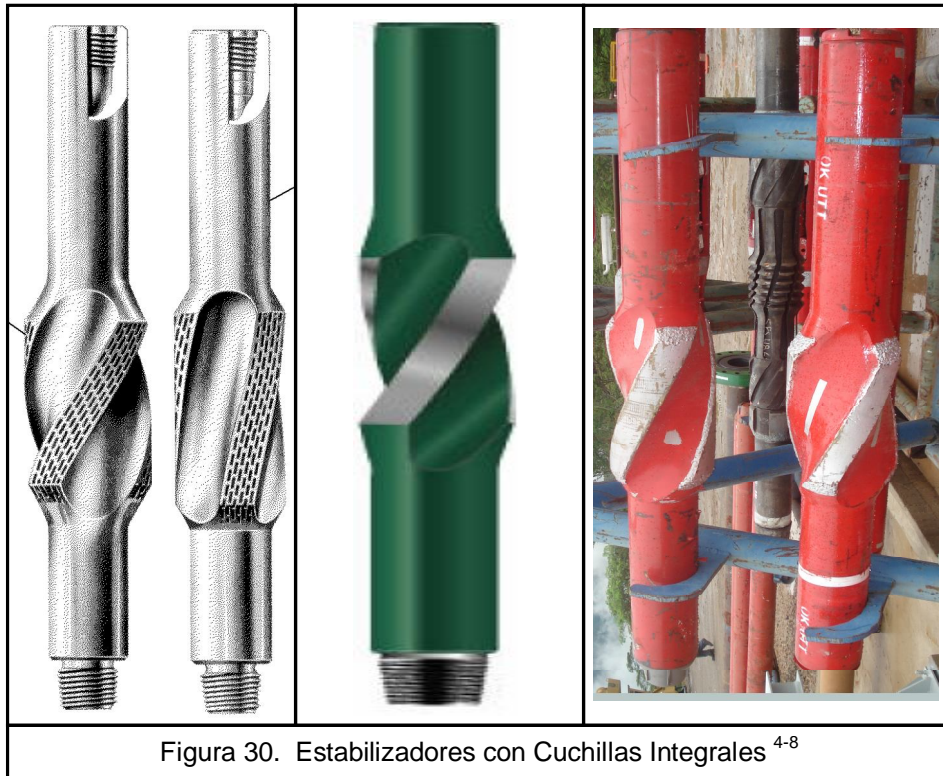


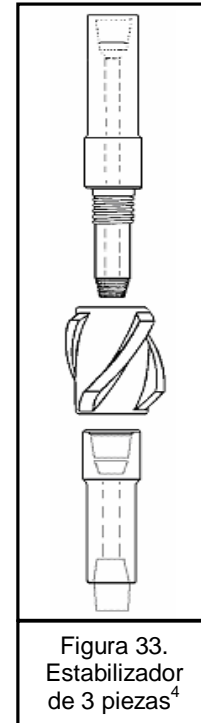
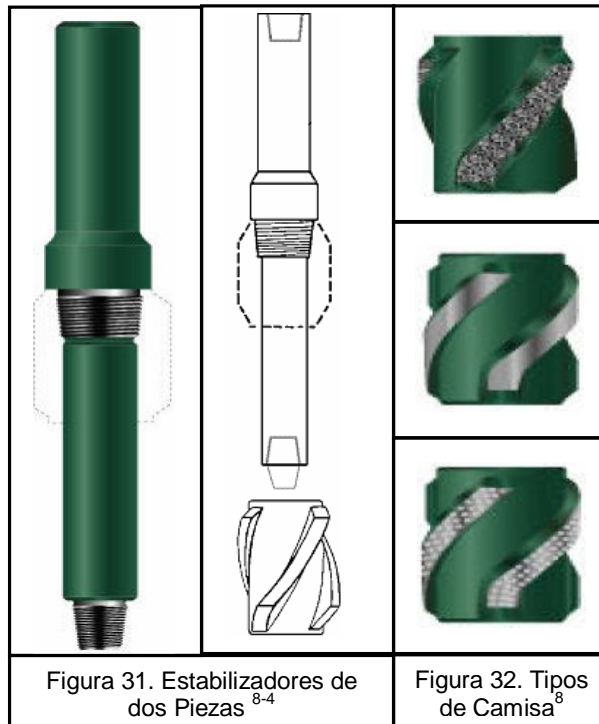
Figura 30. Estabilizadores con Cuchillas Integrales <sup>4-8</sup>

- **Estabilizadores con Cuchillas Integrales:** Son elaborados en una sola pieza de material, son más caros que los soldados pero son muy útiles en formaciones abrasivas. Sus bordes son redondeados por lo que reduce el daño a la pared del pozo, y proporcionan un área de contacto suave. Pueden tener 3 o 4 hojas, normalmente redondeadas, pero unas mas apretadas que otras.

- **Estabilizadores de Camisa:** Hay dos tipos de estabilizadores de camisa:

- Estabilizadores de dos piezas (Mandril y Camisa): La camisa se enrosca en unos hilos gruesos ubicados en la parte exterior del mandril y torquada hasta un valor recomendado. Son fabricados por algunas compañías, y son muy usadas en la actualidad por la facilidad que tienen de cambiar una camisa por otra. Pero así mismo tiene una gran desventaja y es que se pueden desconectar dentro del pozo cuando se perfora en ambientes de alta vibración.





- Estabilizador de Tres Piezas (Mandril, Camisa y Saver Sub o sustituto): Primero se enrosca la camisa al mandril con la mano, y luego el sustituto se tornea al mandril, se debe tener especial cuidado de que las piezas estén limpias y que el torque aplicado sea el adecuado. Estas camisas, al contrario de las anteriores no son tan fáciles de cambiar por lo que no son muy utilizados hoy en día.

Existen más tipos de estabilizadores, pero debido a que no son muy comunes y no se usan con frecuencia no entraremos a definirlos.

#### ▪ ROLLER REAMERS O RIMADORES TIPO RODILLO

Los “Roller Reames” o Rimadores tipo rodillo, están diseñados para mantener el diámetro del pozo, y para reducir el torque de la sarta, además cumplen la misma función de los estabilizadores, mantener la sarta centrada. Pueden estar ubicados cerca de la broca, lo cual ayuda a alargar su vida útil, o en cualquier otro lugar del ensamblaje, en algunos casos reemplazan los estabilizadores en situaciones donde la rotación va a ser excesiva.

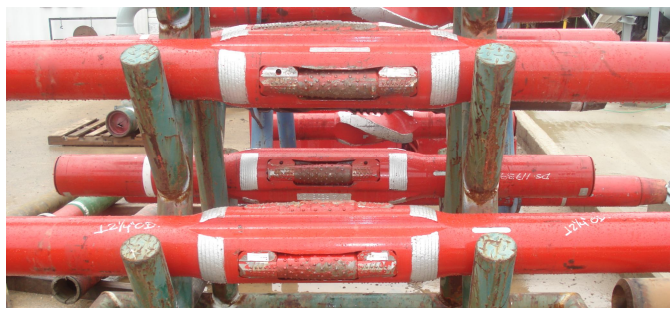
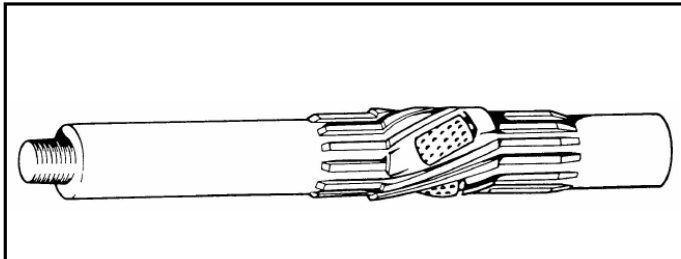


Figura 34. Roller Reamer

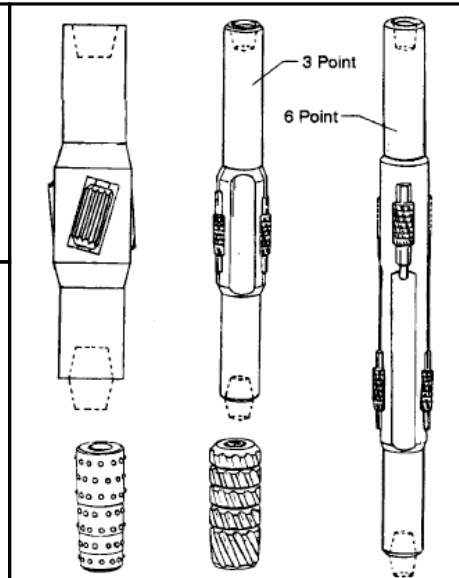


Figura 35. Tipos de Roller Reamer<sup>4</sup>

Se utilizan con mucha frecuencia para adecuar el pozo antes de una operación importante, como por ejemplo la corrida de un casing, o cuando el pozo experimenta problemas de derrumbamientos. Generalmente se usan en formaciones abrasivas, pero sus cuchillas están disponibles y pueden cambiarse para que se adecue a cualquier tipo de formación.

Su clasificación también depende del número y posición de sus cuchillas, las cuales van dentro del “cuerpo” del rodillo y se accionan durante la perforación por la presión del lodo que pasa por la herramienta, Pueden haber Roller Reamer de 3 puntos (tiene 3 cuchillas) o 6 puntos (6 cuchillas).

### **MOTORES DE FONDO**

Los motores de fondo son una de las herramientas de deformación más utilizadas, es impulsada por el lodo, por medio de potencia hidráulica convertida a potencia dinámica. En este método la sarta se mantiene estacionaria y sólo se desliza para avanzar

Hay dos tipos principales de motores de fondo:

- Turbina (mas antigua)
- Motores de desplazamiento positivo



Ambas tienen diseños totalmente diferentes:

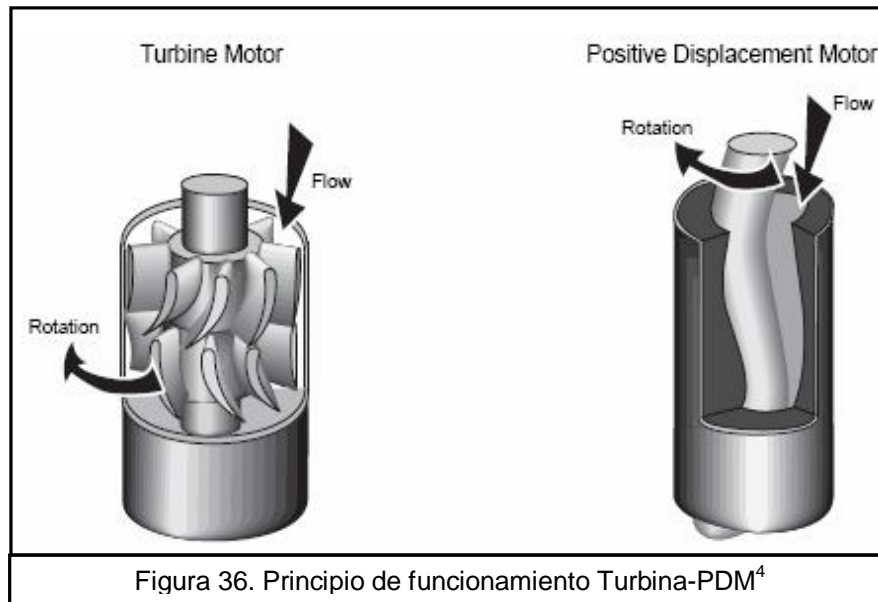


Figura 36. Principio de funcionamiento Turbina-PDM<sup>4</sup>

- MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Esta compuesto por varias etapas:

- **Válvula de descarga:** Esta válvula permite que el lodo llene o se drene mientras se esta viajando. Cuando la mínima rata de flujo es establecida el pistón de la válvula es forzada hacia abajo cerrando el orificio al anular, entonces el lodo va directamente a través del motor. Cuando la rata de flujo comienza a ser menos que este valor mínimo, el pistón de la válvula se coloca en posición abierta, abriendo el orificio al anular.<sup>2</sup>

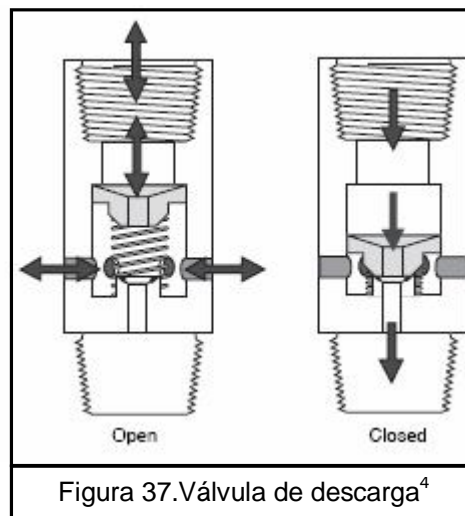
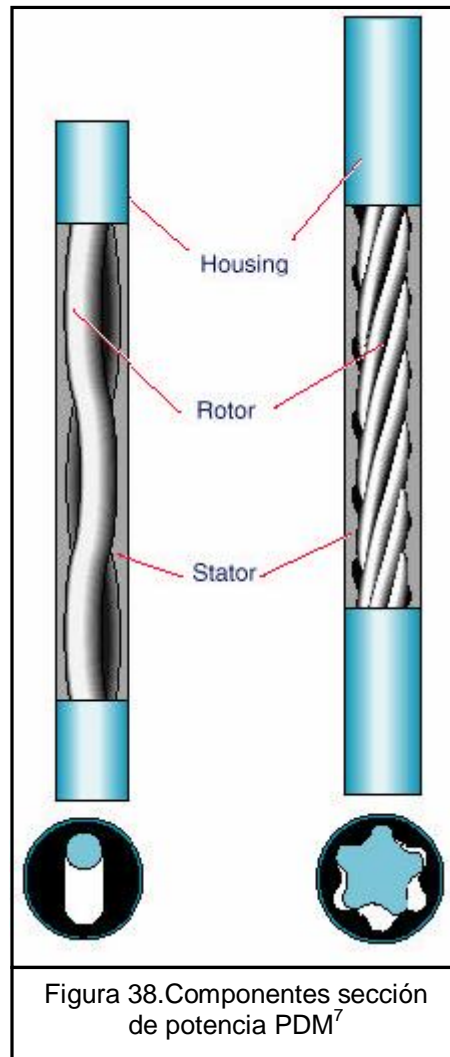


Figura 37. Válvula de descarga<sup>4</sup>

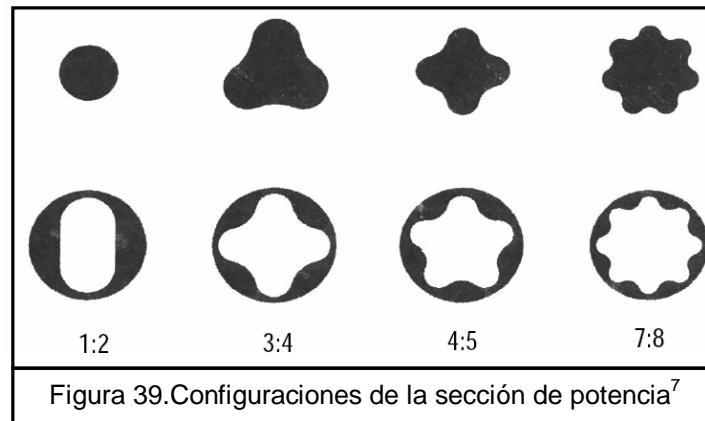


- **Sección de potencia:** La sección de potencia convierte energía hidráulica generada por un fluido bombeado a alta presión en energía mecánica que se traduce en torque para la broca. El líquido se bombea en el motor a través de cavidades progresivas. La fuerza que se genera con el movimiento del fluido hace que el eje rote dentro del estator. La sección de potencia consiste en un estator y un rotor de forma helicoidal de manera que:

***Número de aletas del estator es igual al número de aletas del rotor + 1***



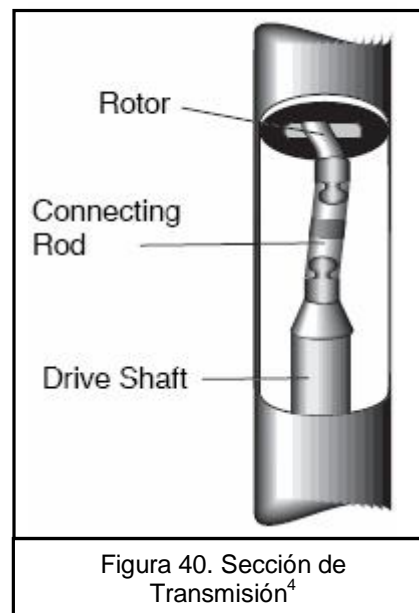
Cada espiral del estator se denomina una etapa. Los motores de pueden dividir en motores de baja velocidad, de velocidad media y de alta velocidad



Esto depende del número de aletas del rotor y cavidades del estator. Algunas observaciones son importantes:

- Entre más aletas y cavidades tenga el motor: mayor número de etapas, menor velocidad, mayor Torque, menos RPM, mayor presión disponible.
- Entre menos aletas y cavidades tenga el motor: menor número de etapas, mayor velocidad, menor Torque, mayor RPM.

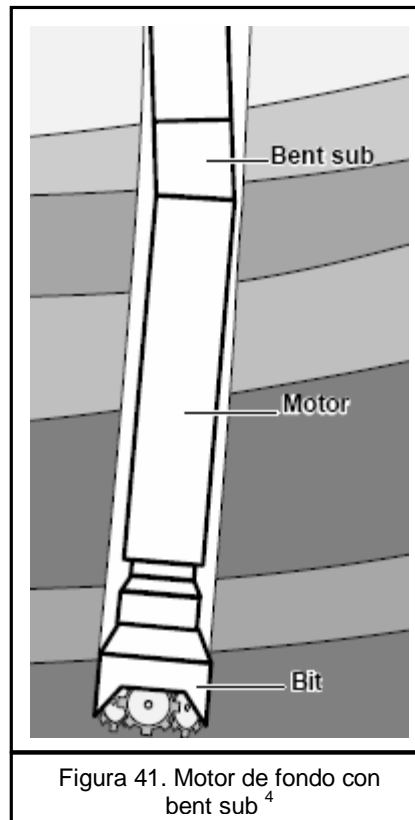
- **Sección de Transmisión:** Esta sección va unida a la parte inferior del rotor y transmite el torque y la velocidad a la sección de ajuste en superficie.





- **Sección de Cojinetes y Ajuste en Superficie:** La sección de ajuste es un eje rígido de acero y va apoyado a la sección de cojinetes. La sección de cojinetes es la que transmite el empuje y rotación a la broca.

Un método común de desviación es usar el motor en conjunto con un bent sub o sustituto doblado. El sustituto se coloca directamente sobre el motor y es el que crea la desviación. El grado de curvatura dependerá de que tan doblado este el sustituto.



#### ▪ TURBINA

Esta herramienta utiliza un principio totalmente diferente a la de los motores de desplazamiento positivo (PDM). La energía es desviada desde la velocidad o el volumen de flujo de lodo directamente sobre un estator estacionario angular, creando una fuerza de rotación sobre el rotor angular opuesto. Cada combinación de rotor / estator se denomina una etapa. Una turbina tiene muchas etapas. Las turbinas generalmente son de mayor velocidad y bajo torque comparado con los motores de desplazamiento positivo.



## ENSAMBLAJES ROTARIOS DIRIGIDOS

El próximo paso en la tecnología de perforación direccional, que todavía se encuentra en etapa de desarrollo, es el sistema rotario direccional, (RSS, por sus siglas en inglés). Estos sistemas permiten la rotación continua de la sarta de perforación mientras se controla la dirección de la broca. En la actualidad, existe gran variedad de este tipo de herramientas, dependiendo de cada compañía direccional. Este tipo de herramientas se clasifican en dos grupos:

- Push the bit (Empuja la broca): Este tipo consiste en que la herramienta cuenta con un mecanismo el cual se apoyan sobre el diámetro del pozo para crear la desviación, este mecanismo puede basarse en pads o aletas, que se abren o cierran apoyándose en el hueco dirigiendo así la broca.
- Point the bit (Apunta hacia la Broca): Este tipo de herramientas funcionan con un mecanismo interno, que no hace uso del diámetro del pozo, si no que por si solo desvía la broca hacia la dirección deseada.

### ▪ SISTEMA PUSH THE BIT

Se entrara más en detalle en este tipo de sistema, ya que hoy en día es el más utilizado en BP. El sistema Push the bit es una herramienta dirigitible en 3D que hace cambios en la inclinación y en el azimut mientras está rotando en forma continua, es además un sistema compacto y poco complicado desde el punto de vista mecánico, que comprende una unidad de desviación y una unidad de control.

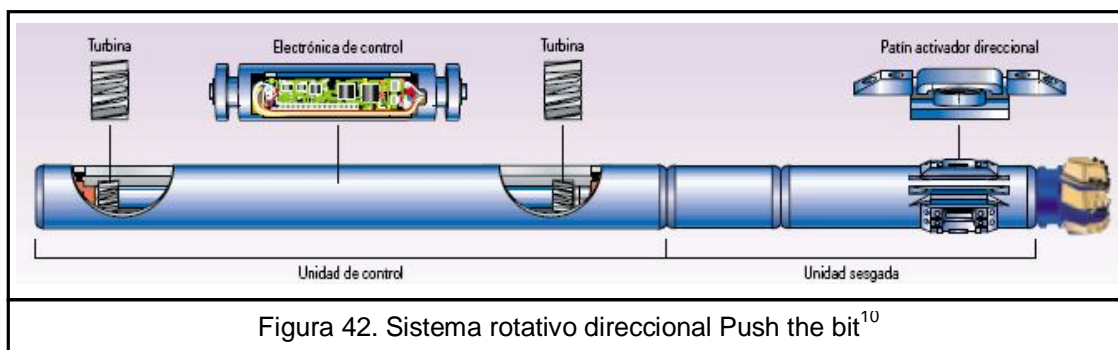
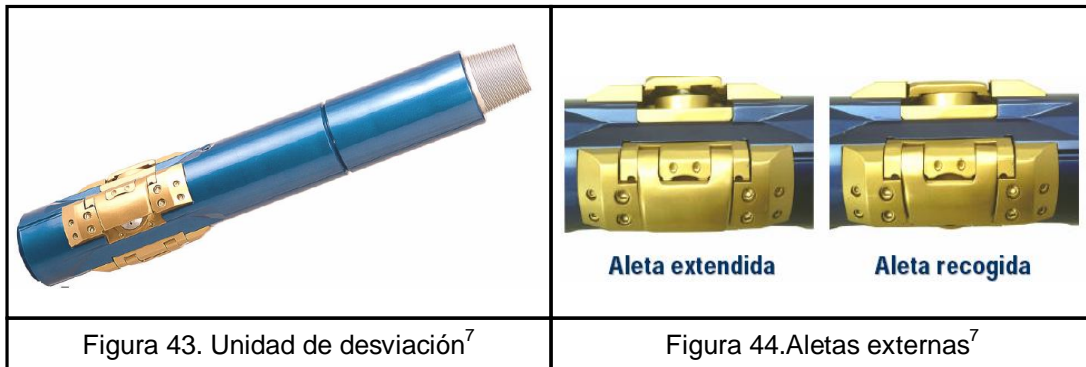


Figura 42. Sistema rotativo direccional Push the bit<sup>10</sup>





- **Unidad de Desviación:** Esta ubicada directamente detrás de la broca, aplica una fuerza sobre ella en una dirección controlada mientras toda la sarta gira. Tiene tres patines o aletas externos articulados, que son activados por el flujo de lodo. Las aletas aplican fuerza lateral a la broca mientras giran a la velocidad de ésta



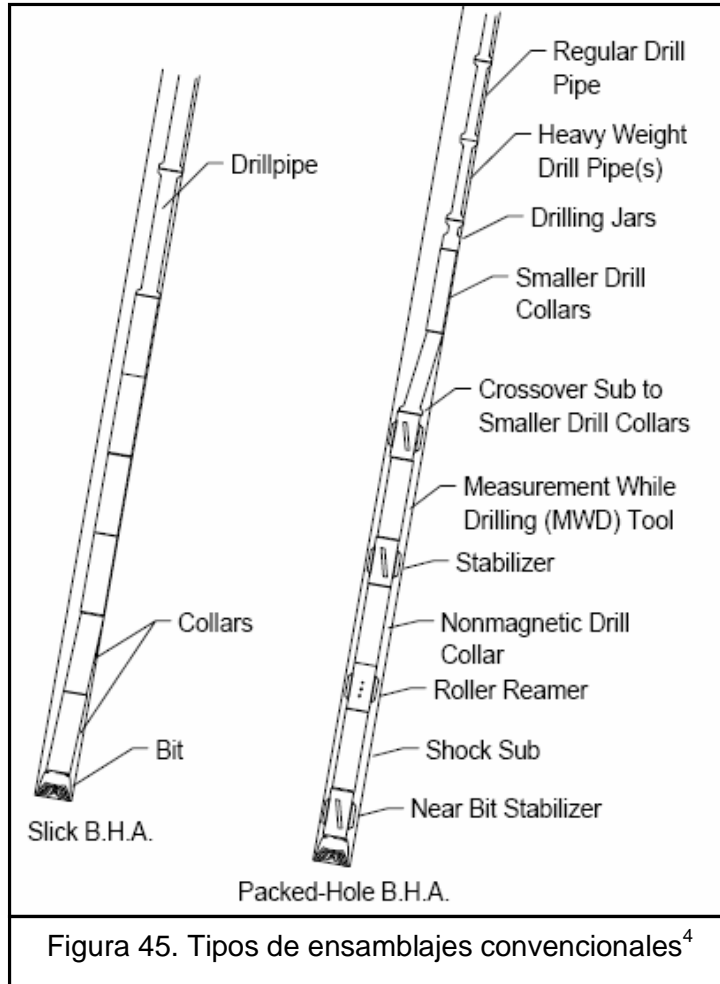
- **Unidad de Control:** Se encuentra detrás de la unidad de desviación, contiene dispositivos eléctricos, sensores y un mecanismo de control que proporciona la magnitud y la dirección promedio de las cargas al lado de la broca, necesarias para alcanzar la trayectoria deseada. Esta montada sobre cojinetes que le permiten rotar libremente alrededor del eje de la sarta de perforación.

Este sistema se ajusta por medio de cambios en la tasa de flujo. Por lo que es fácil de configurar en el campo, además esta capacitada hasta 11.000 mts.



### 2.3. CLASIFICACION DE ENSAMBLAJES DE FONDO CONVENCIONALES

El diseño del BHA es, junto con la orientación, la parte mas critica del trabajo del direccional, ya que este afecta directamente la trayectoria del pozo, puede variar desde muy simple (Bit, drill collars, drillpipe) a un ensamblaje muy complicado (bit, sub, roller reamers, stabilizers, crossover subs, extension subs, jars, heavy weight and drillpipe, etc).<sup>2</sup>



Generalmente la deflexión inicial del pozo se realiza con un motor de fondo, y luego de alcanzado el KOP (Kick off point) se sigue perforando con técnicas de perforación rotarias, por ello es muy importante conocer los tipos de ensamblajes rotarios y su comportamiento dentro de la formación.



Los BHA pueden ser clasificados como se muestra a continuación:

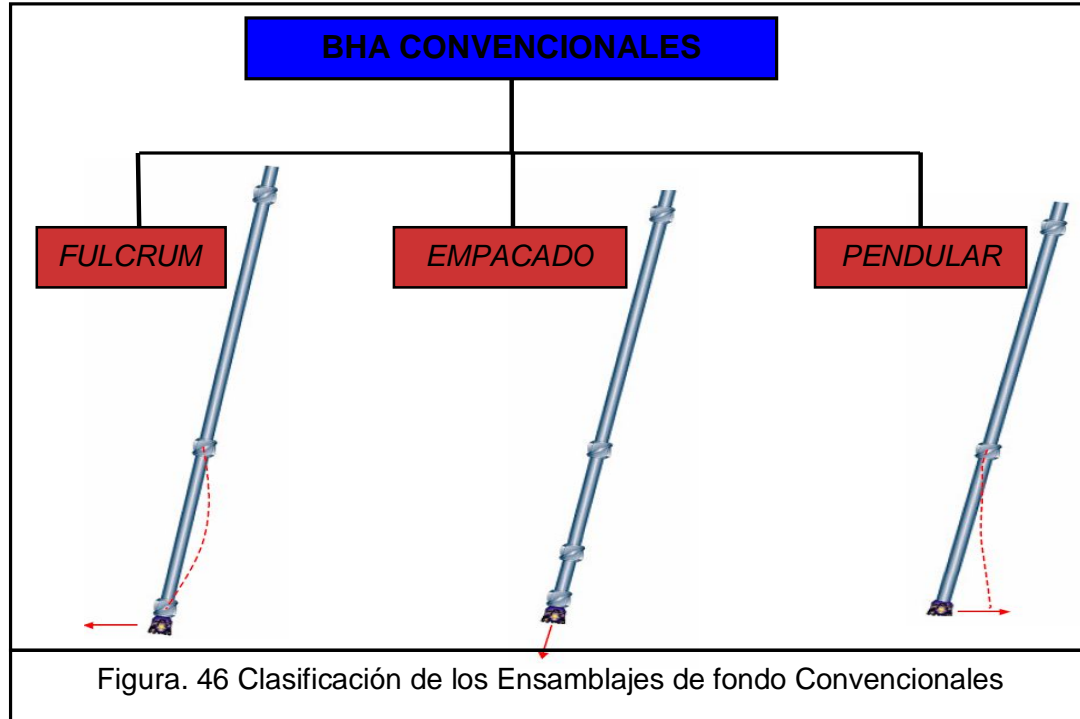


Figura. 46 Clasificación de los Ensamblajes de fondo Convencionales

Cada componente del Ensamblaje contribuye y/o afecta el comportamiento de este, al igual que los parámetros de perforación, pero sin duda el factor más importante lo constituyen los estabilizadores; su posición y tamaño determinan el efecto que tendrá el BHA dentro del pozo, ya sea de construir un ángulo, de mantenerlo o de disminuirlo.

Se pueden tener uno o más estabilizadores en la sarta, dependiendo del objetivo con el que éste se corra, normalmente los que llevan un solo estabilizador se usan para disminuir el ángulo de inclinación.<sup>11</sup>

Los BHA con dos o más estabilizadores tienen un comportamiento más predecible y mejoran las condiciones del pozo. Es aconsejable limitar el número de estabilizadores en un ensamblaje a tres, pues ayuda a mantener el torque en la rotaria dentro de límites aceptables y reduce el desgaste mecánico en el pozo.

Es importante resaltar que con este tipo de ensamblajes rotarios se puede crear un efecto sobre la inclinación del pozo, pero no es posible tener control sobre la dirección que este tome.



### 2.3.1. ENSAMBLAJES PENDULARES

Este tipo de ensamblajes son utilizados para disminuir la inclinación.

#### PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El efecto péndulo es la tendencia de la sarta de perforación a tener una posición vertical debido a la fuerza de gravedad. Si el pozo se desvía de la vertical, la broca, y los drill collar que se encuentran en la parte baja del pozo, tratan de regresar a la vertical a menos de que exista una fuerza que se lo impida.

Tres son las fuerzas que trabajan en la parte inferior de la sarta de perforación para tratar de restablecer el péndulo a una posición vertical:

- Fuerza de Péndulo: Es proporcionada por el peso de los drill collars ubicados entre la broca y el primer punto de contacto con la pared del pozo, y es llamado el punto de tangencia. Entre más largo sea el péndulo, mas alto será el punto de tangencia y mayor será la tendencia de la sarta para volver a la vertical.
- Carga Axial: Es proporcionada por el peso de los drill collars, el cual afecta la fuerza de péndulo. Una mayor carga hará que la parte inferior de la sarta de perforación se doble hacia la broca. El punto de tangencia será más bajo, y la fuerza del péndulo se reducirá.
- Resistencia de la Formación: Esta resistencia es ejercida contra la Fuerza del péndulo y la carga axial. La resistencia de la formación es una combinación de dos fuerzas, una paralela al eje del pozo y la otra perpendicular al eje del pozo.

Cuando existe equilibrio, es decir, la fuerza del péndulo es igual a la resistencia de la formación, el pozo será recto aunque inclinado. Si la fuerza del péndulo es mayor, el ángulo de inclinación disminuirá. Si la resistencia de la formación es mayor, el ángulo del pozo aumentara.<sup>11</sup>

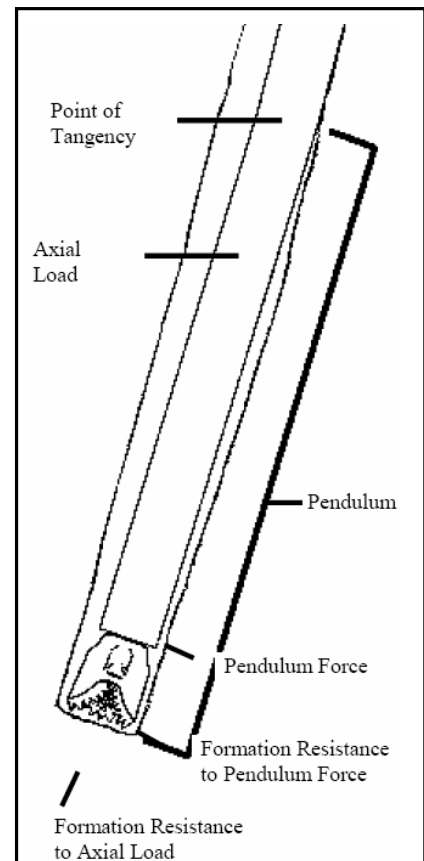


Figura. 47 Fuerzas que actúan sobre ensamblaje pendular<sup>11</sup>



## APLICACIÓN

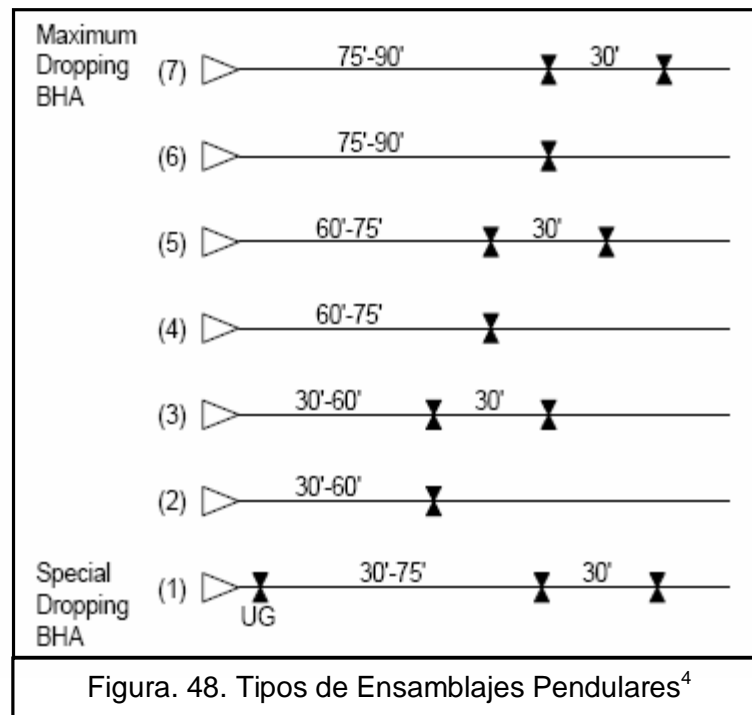
Este tipo de ensamblajes es utilizado generalmente en formaciones suaves y poco consolidadas cercanas a la superficie donde las tasas de penetración pueden mantenerse altas utilizando poco peso.

También puede utilizarse como una medida correctiva para reducir el ángulo de desviación cuando excede el máximo establecido.

Estos ensamblajes incluyen uno o más estabilizadores, pero generalmente dos estabilizadores son suficientes. Para obtener un efecto máximo un estabilizador debe estar lo mas alejado posible de la broca, estos estabilizadores controlan la desviación del pozo y no permiten que los drill collar que se encuentran entre ellos y la broca toquen la pared del pozo.

Como lo mencionábamos anteriormente un segundo estabilizador puede ir en el ensamblaje más arriba que el primero, permitiendo reducir la fuerza de péndulo y evitando adentrarnos dentro de la pared el pozo.<sup>9</sup>

A continuación veremos diferentes tipos de ensamblajes pendulares, diseñados para tumbar inclinación:





- El BHA No. 5 (péndulo de 60 ft) es la más común, se usa cuando se requiere una alta tasa de decremento: 1.5°- 4°/100 ft por ejemplo, en pozos tipo "S".
- El BHA No. 1 incorpora un estabilizador fuera de calibre, los cuales se usan para tumbar ángulo suavemente, este tipo de BHA se usa frecuentemente en pozos tipo J.
- Las demás configuraciones varían de acuerdo a la rata de decremento que se requiera, va aumentando desde el numero 1 hasta el 7, siendo el 7 la rata de decremento más alta.

Algunas anotaciones importantes con este tipo de ensamblajes son las siguientes:

- La rata de disminución de ángulo normalmente disminuye cuando la inclinación cae por debajo de los 8° - 10° de inclinación.
- Cuando la inclinación cae por debajo de los 5°, el pozo se considera vertical.
- Cuando se usa un tipo de sarta pendular, o cualquier otro tipo de ensamblaje convencional, no es posible controlar la dirección.
- Algunas veces el pozo gira excesivamente cuando se usa una broca triconica con estos tipos de ensamblajes.
- Las RPM deben mantenerse altas, pues esto ayuda a que la rata de disminución de ángulo aumente.
- Inicialmente es recomendable usar un bajo peso sobre la broca, WOB, una vez la tendencia a tumbar se ha establecido, se puede incrementar moderadamente el peso para optimizar la rata de penetración.

### **2.3.2. ENSAMBLAJES EMPACADOS**

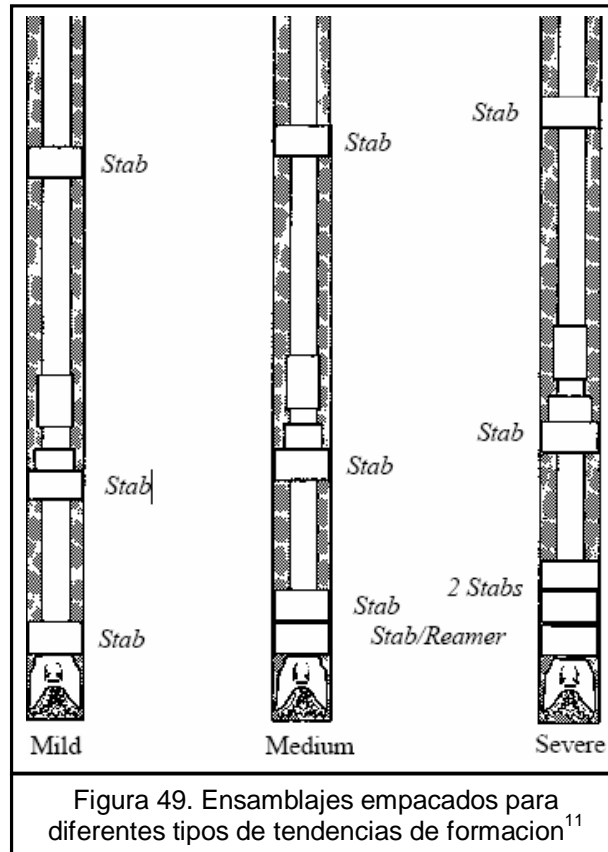
Este tipo de ensamblajes son utilizados para mantener la inclinación. Algunas características de este tipo de ensamblajes son:

- Tres estabilizadores con poco espaciamiento entre si y el primero cerca de la broca, que garantizan la rigidez de la sarta y por tanto hace que solo pequeños cambios de inclinación ocurran.
- Collares de perforación de gran tamaño y peso lo que incrementa la rigidez de la sarta.
- Diámetro de estabilizadores suficiente para que las cuchillas entren en contacto con la pared del pozo y garantice que los collares y la broca se mantengan centralizados.<sup>9</sup>

El número de estabilizadores utilizados, y su posición, depende de la tendencia de la formación, entre mas severa sea la tendencia a construir o tumbar inclinación,



mayor rigidez necesitara la sarta para poder mantener la dirección del pozo.



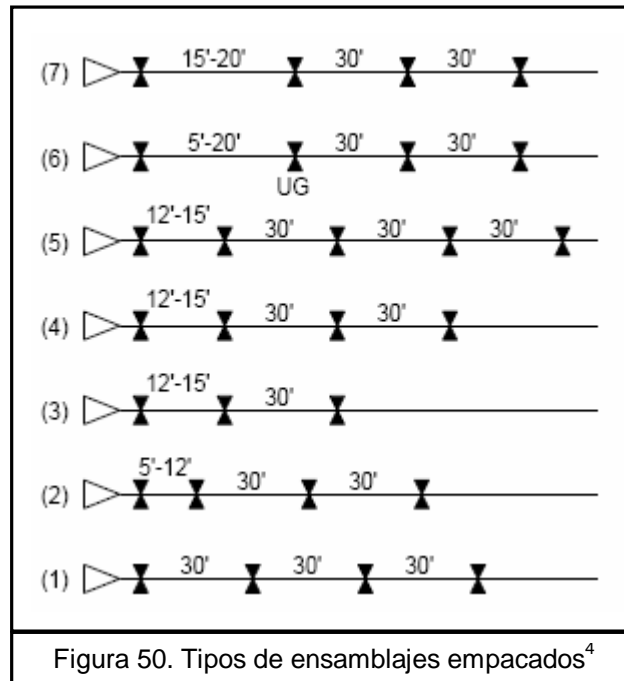
Algunos beneficios que se obtiene con este tipo de ensamblajes son:

- Reduce la tasa de cambio en la inclinación del pozo, disminuyendo así grandes doglegs.
- Mejora el rendimiento de la broca y alarga su vida útil ya que la obliga a girar sobre su eje verdadero.
- Mejora las condiciones del pozo, lo que hará más fácil trabajos posteriores como corrida de registros o bajada de revestimiento.
- Permite valores mayores de peso sobre la broca.





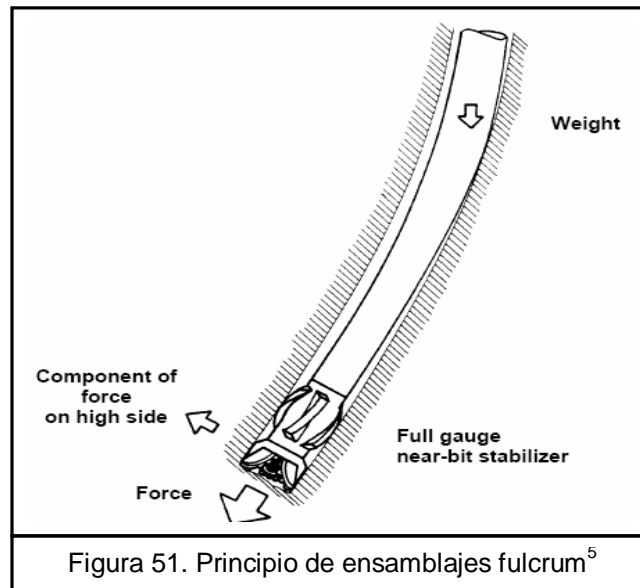
A continuación veremos algunas configuraciones de ensamblajes empacados.



### 2.3.2. ENSAMBLAJES BUILD FULCRUM

Este tipo de ensamblajes están diseñados para construir inclinación, su composición se basa en un estabilizador cercano a la broca que es el que causa el mayor efecto, el segundo estabilizador puede estar ubicado a 30 ft, 50 ft, 90 ft... etc.

En la siguiente figura se puede observar claramente el efecto que causan estos estabilizadores en el ensamblaje, su principio se basa en que el estabilizador cercano a la broca actúa como pivote o eje de una palanca que, con ayuda del peso de la sarta y del peso aplicado, empuja la broca hacia la parte alta del pozo, creando gradualmente una curva hacia arriba, en otras palabras construyendo inclinación.

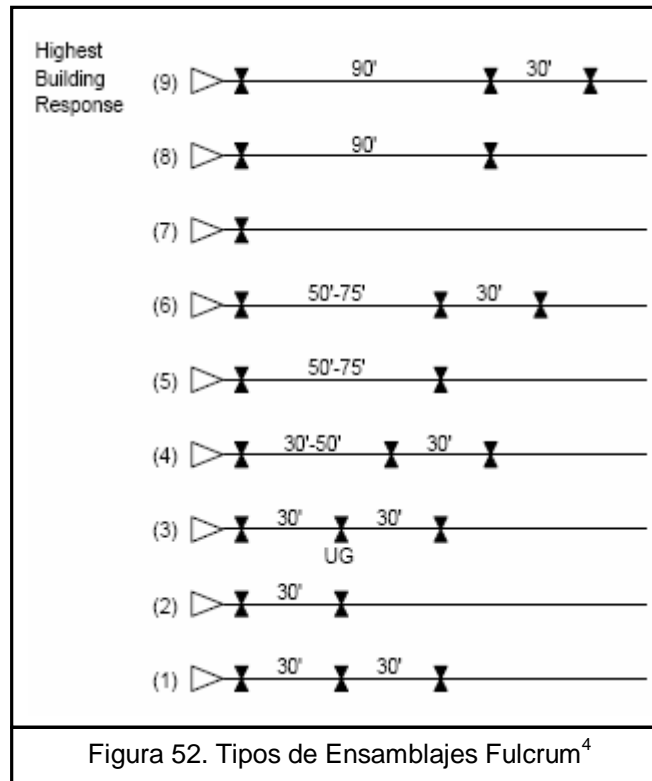


Algunos parámetros que pueden incrementar la rata de construcción son:

- Aumentar la distancia entre el primer y segundo estabilizador.
- Reducir el diámetro de los collares de perforación.
- Aumentar el peso sobre la broca, pues esto hará que la sarta se doble más y así aumente la tasa de construcción.
- Reducir la velocidad de rotación, ya que a mayor velocidad de rotación los collares tiende a "enderezarse" y por tanto reduce la tasa de construcción. Por eso generalmente se usan velocidades de 70 - 100 RPM con este tipo de ensamblajes.
- Reducir la rata de flujo (esto aplica especialmente para formaciones suaves).



A continuación se muestran algunas configuraciones de ensamblajes fulcrum.



En esta figura desde el número 1 es la rata más baja de construcción, y el numero 9 nos da una mayor rata de construcción de ángulo o BUR.



### 3. DESCRIPCION DEL PROYECTO

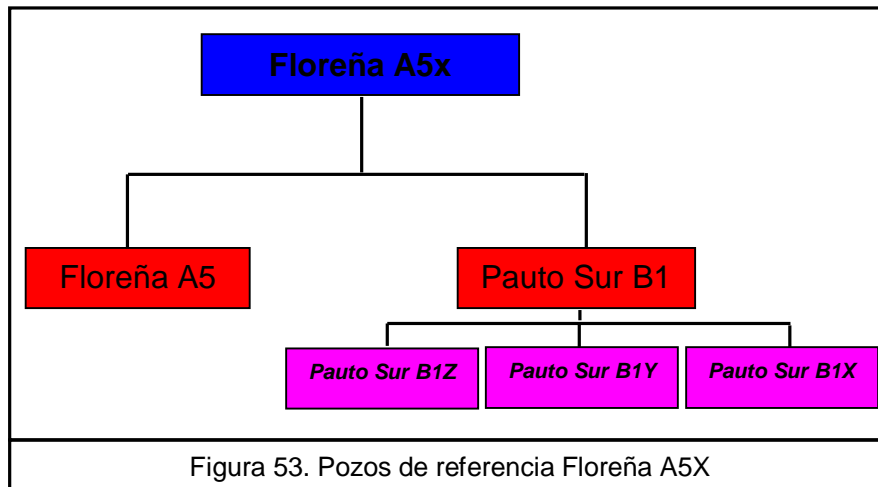
#### 3.1 COMPILACION DE DATOS

El primer paso para el desarrollo de este proyecto fue conocer la planeación en materia de perforación para los próximos dos años, permitiendo escoger los siguientes pozos:

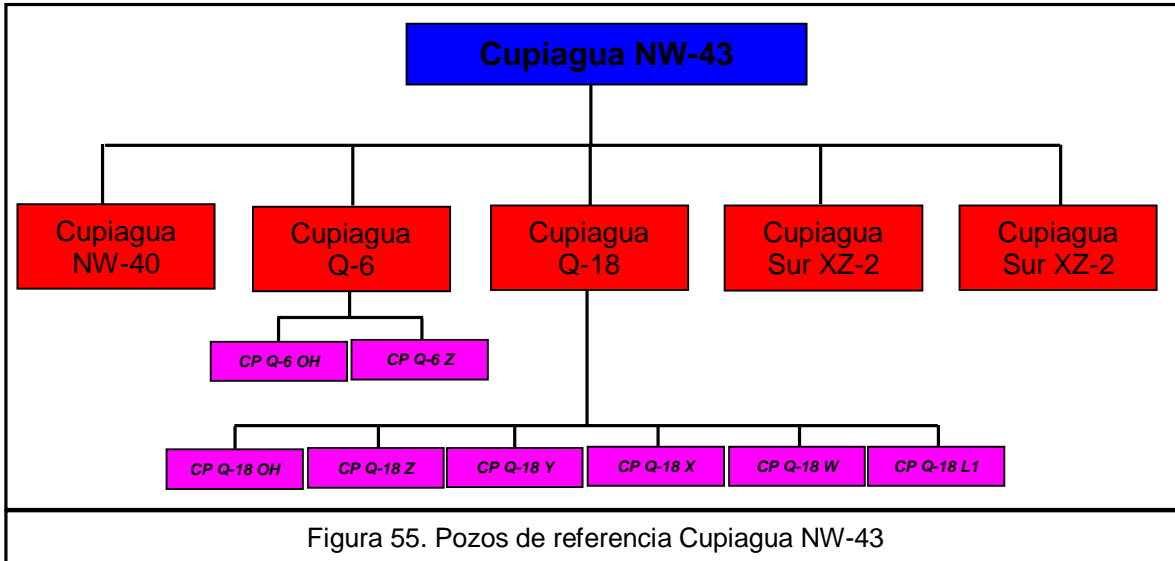
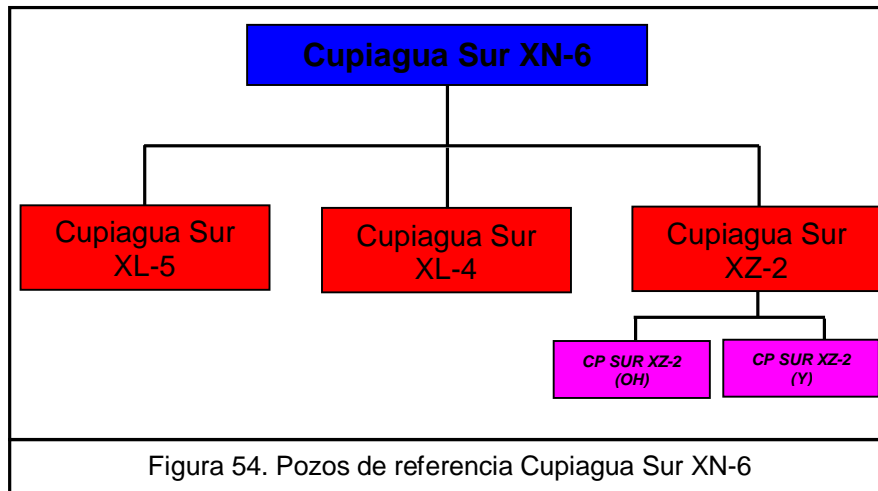
- Floreña A5x (Sidetrack o lateral)
- Cupiagua Sur XN-6
- Cupiagua NW-43

Luego de haber escogido los pozos a estudiar, se escogieron los pozos de referencia para cada uno:

- Pozos Nuevos
- Pozos de Referencia
- Laterales o sidetrack



Para este caso se descartó el pozo Pauto Sur B-1 debido a que en su desarrollo no se usaron gran cantidad de ensamblajes rotarios convencionales.



Luego se recopiló la información y documentos necesarios para realizar el análisis, algunos de los documentos que se usaron fueron:

- Reporte Final de pozo: Este documento es entregado al final de cada pozo, donde se encuentra datos de interés como día en que inició la perforación, objetivos del proyecto, localización, coordenadas, diagrama de la forma en que quedó el pozo (completamiento), resumen geológico, resumen de las brocas y ensamblajes usados en cada sección, informe de los registros corridos, el programa de cementación y completamiento, fluidos usados en cada sección, tratamiento de agua y sólidos, registros de desviación del pozo, además muestra un análisis del desempeño que se tuvo durante el pozo Vs. Lo que se



había planeado inicialmente. Contiene un resumen de cada sección, resaltando aquellos eventos mas significativos, lecciones aprendidas y recomendaciones.

- **Reporte Final de las compañías direccionales:** (Baker Hughes, Schlumberger, Sperry): Es un reporte entregado por la compañía de servicios encargada del trabajo direccional, donde se muestra un resumen de cada sección, graficas del perfil obtenido y el propuesto inicialmente, todos los surveys o registro direccional, la configuración de todos los ensamblajes usados y lecciones aprendidas.
- **Propuesta de perforación:** Es el documento generado durante el proceso de planeación, donde se dan todas las bases del diseño y lo programas a seguir durante el desarrollo del pozo, por ejemplo número y tipos de ensamblajes de fondo a utilizar, programa de brocas, programa direccional, etc. Este documento es muy útil para hacer una comparación entre lo planeado y lo ocurrido realmente y poder determinar si los objetivos propuestos se cumplieron y en caso de que no sea así, conocer las causas.
- **Reporte geológico:** Es un reporte donde se muestran las formaciones encontradas, con profundidad de sus topes, inclinaciones y dirección de las capas.

### 3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS Y ELABORACIÓN DE BASE DE DATOS

Luego de tener todos los documentos necesarios y haber analizado y seleccionado la información a utilizar, se empezó a construir el esquema de la base de datos, consultando con los ingenieros de perforación e ingenieros direccionales que datos consideraban de relevancia para el proceso de planeación y para el análisis de tendencias direccionales de las formaciones. Llegando al diseño final que contiene:

#### ● **INFORMACIÓN DEL POZO**

- Campo
- Pozo

WELL INFO	
FIELD	WELL
CUPIAGUA	SUR XL-5



**INFORMACIÓN DEL ENSAMBLAJE DE FONDO**

- Numero del ensamblaje de fondo
- Objetivo
- Resultado
- Sección del pozo
- Tipo de Ensamblaje de fondo
- Estabilizadores
  - Tamaño
  - Distancia de la broca

BHA			
BHA Number	OBJECTIVE	RESULTS	Hole Section
1	DRILL TO 1200' KEEP INCLINATION UNDER 3'	A very successful 26" hole section,	26"

Type	Sleeve 1		Sleeve 2		NB Stab		Stab 2		Stab 3	
	OD	Dist	OD	Dist	OD	Dist	OD	Dist	OD	Dist
<b>Motor Assembly</b>							25"	104'		
Motor 11 1/4" g STAB 25" A 104'										

**INFORMACIÓN DE LAS FORMACIONES**

- Formación
- Topo de la formación (Profundidad)

FORMATION	
Name	Top
GUAYABO	32

**INFORMACIÓN DE LAS BROCAS**

- Tipo de Broca
- Calificación de salida de la broca

BIT	
TYPE	CONDITION
Reed EMS 11	2-2-WT-A-E-4-NO-TD





### **INFORMACIÓN DE LOS MOTORES**

- Tipo de Motor
- Bend Housing del motor
- Porcentaje de deslizamiento

MOTOR	
TYPE	BEND
112755	1°

### **PROFUNDIDAD**

- Profundidad de entrada del ensamblaje de fondo
- Profundidad de salida del ensamblaje de fondo
- Intervalo perforado

DEPTH		
TMD In (ft)	TMD Out (ft)	FOOTAGE
45	1221	1176

### **AZIMUT O DIRECCIÓN**

- Azimut de entrada
- Azimut de salida
- Azimut promedio
- TUR

AZIMUTH			
IN	OUT	AVERAGE	TUR
118,200	127,330	122,765	0,776

### **INCLINACION**

- Inclinación de entrada
- Inclinación de salida
- Inclinación promedio
- BUR



INCLINATION			
IN	OUT	AVERAGE	BUR
0,264	1,779	1,022	0,129

#### DIRECCIÓN DE LAS FORMACIONES

- Dip o inclinación de la formación
- Azimut o dirección de la formación
- Diferencia entre Inclinación de la formación e inclinación promedio del intervalo
- Diferencia entre la dirección de la formación y dirección promedio del intervalo.

UpDip			
DIP	AZI	Dip Angle - Avg Inc (+ve Below Dip)	Up Dip Azimuth - Avg Azi (-ve to left)
25	100	23,98	22,77

#### PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

- WOB Min, Peso sobre la broca mínimo utilizado
- WOB Max, Peso sobre la broca máximo utilizado
- RPM Min, Revoluciones por minuto mínimo utilizado
- RPM Max, Revoluciones por minuto máximo utilizado
- ROP, Rata de penetración

DRILLING INFORMATION				
WOB MIN	WOB MAX	RPM MIN	RPM MAX	ROP
50	60	55	70	39,70

#### COMENTARIOS

Este espacio se utilizó para comentar algunos eventos relevantes durante cada intervalo, como por ejemplo, presencia de vibraciones, pega de tubería, aumentos de presión, construcción de ángulo no planeado, fallas de motor o MWD, baja ROP, etc.





### 3.3 ANALISIS DE DATOS

Basados en la información recopilada se elaboraron una serie de graficas para facilitar el análisis de la información. Estas graficas consisten en:

#### 3.3.1 INCLINACION Vs. PROFUNDIDAD Y AZIMUT Vs. PROFUNDIDAD

Estas graficas fueron utilizadas para determinar gráficamente que secciones del pozo fueron perforadas con ensamblajes rotarios convencionales y poder correlacionar tendencias según el comportamiento de los ensamblajes. Se graficaron para cada uno de los pozos de referencia de los tres pozos planeados.

Nomenclatura:

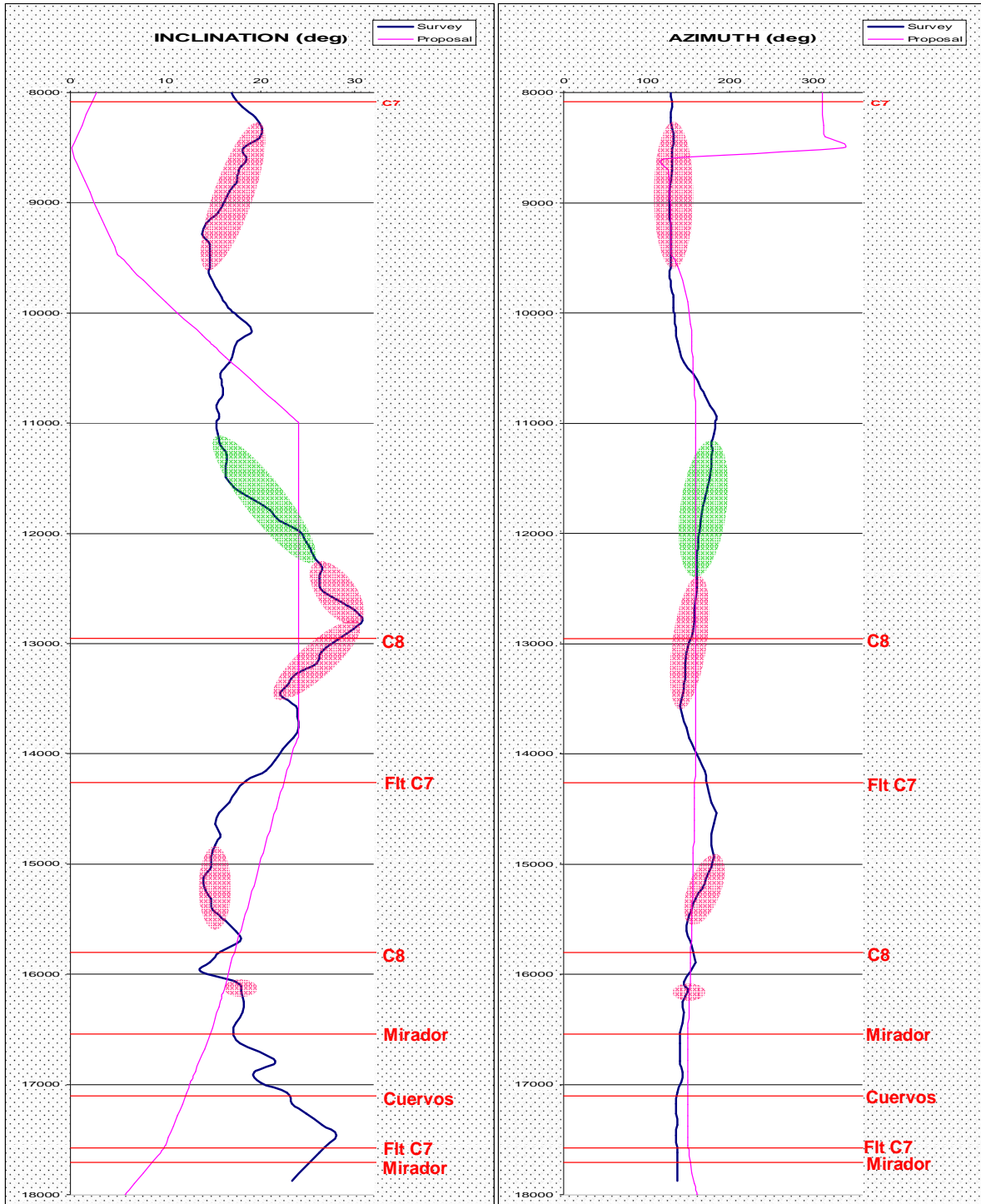
-  **Herramientas Direccionales**
-  **Fulcrum**
-  **Pendular**
-  **Slick**
-  **Empacado**
-  **Semi-Empacado**

Aquellos intervalos donde carece de color son porque se carece de la información, o porque no fueron ensamblajes con propósitos propios de perforar. En la pagina numero 84 encontrarán un resumen de todos los ensamblajes rotarios utilizados en cada pozo que podrán correlacionarlos con estas graficas.



### 3.3.1.1 FLOREÑA A-5 X

#### FLOREÑA A-5



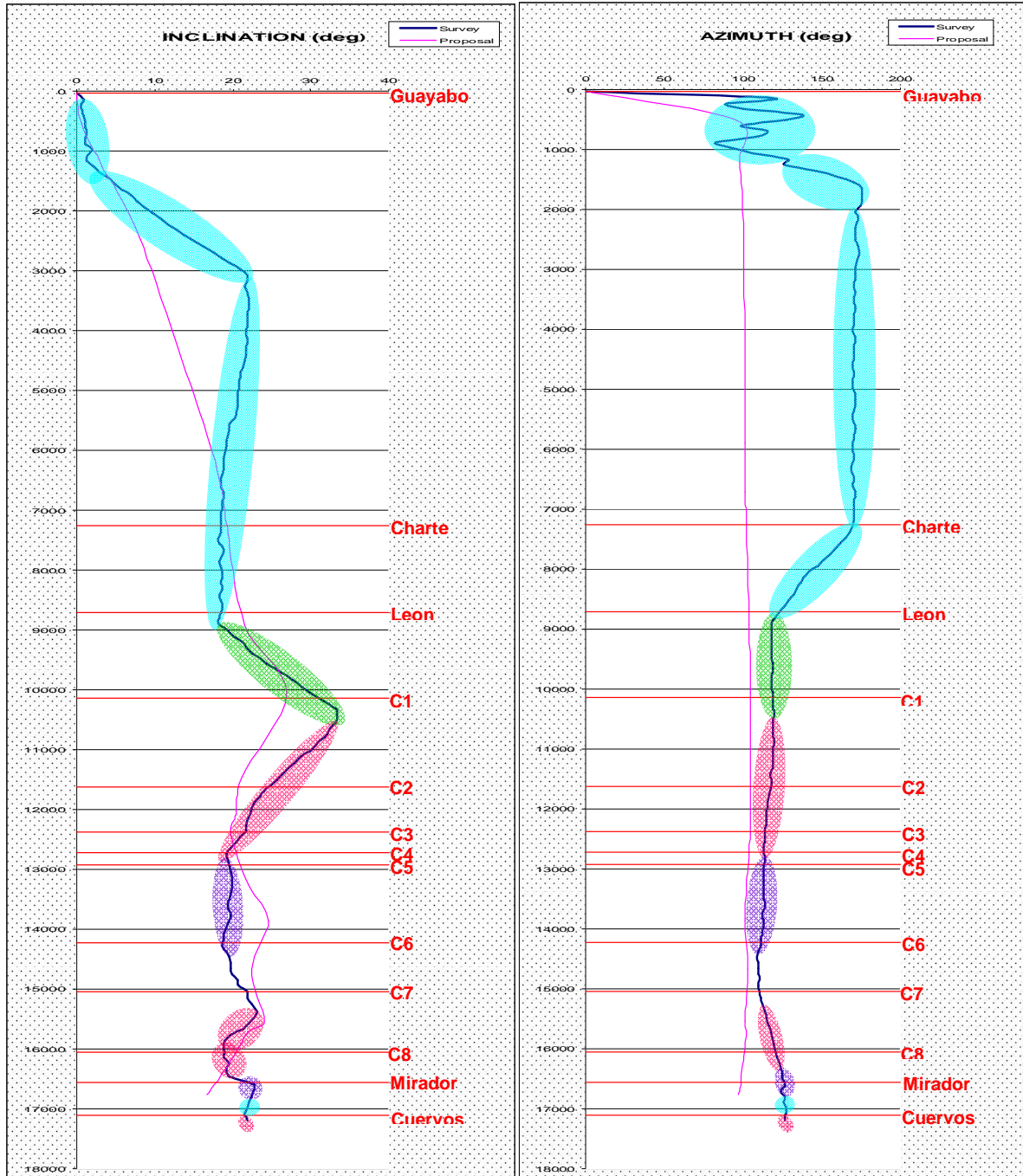
Grafica 1. Inclinción Floreña A5

Grafica 2. Azimut Floreña A5



### 3.3.1.2 CUPIAGUA SUR XN-6

#### CUPIAGUA SUR XL-5

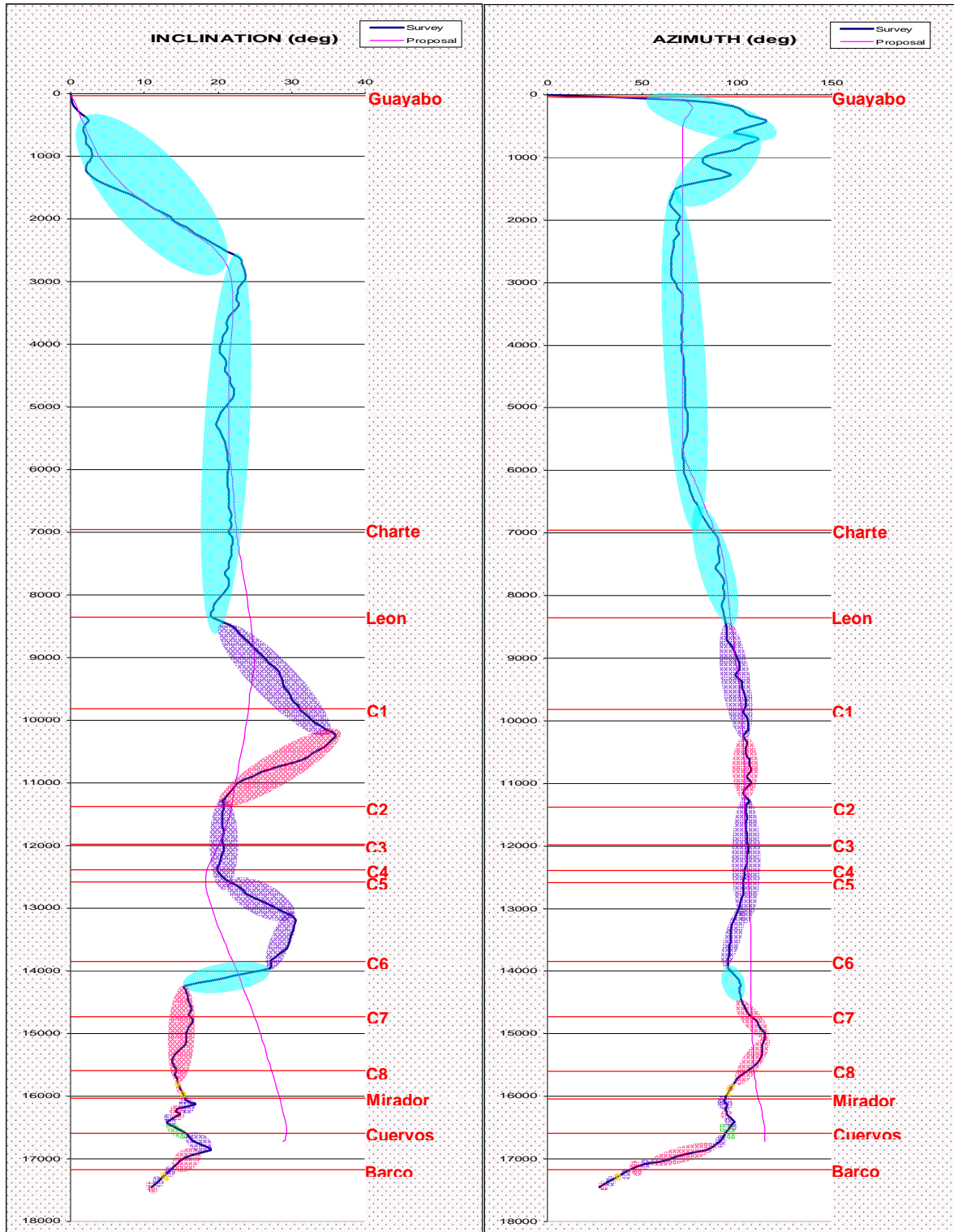


Grafica 3. Inclinación CP Sur XL-5

Grafica 4. Azimut CP Sur XL-5



**CUPIAGUA SUR XL-4**



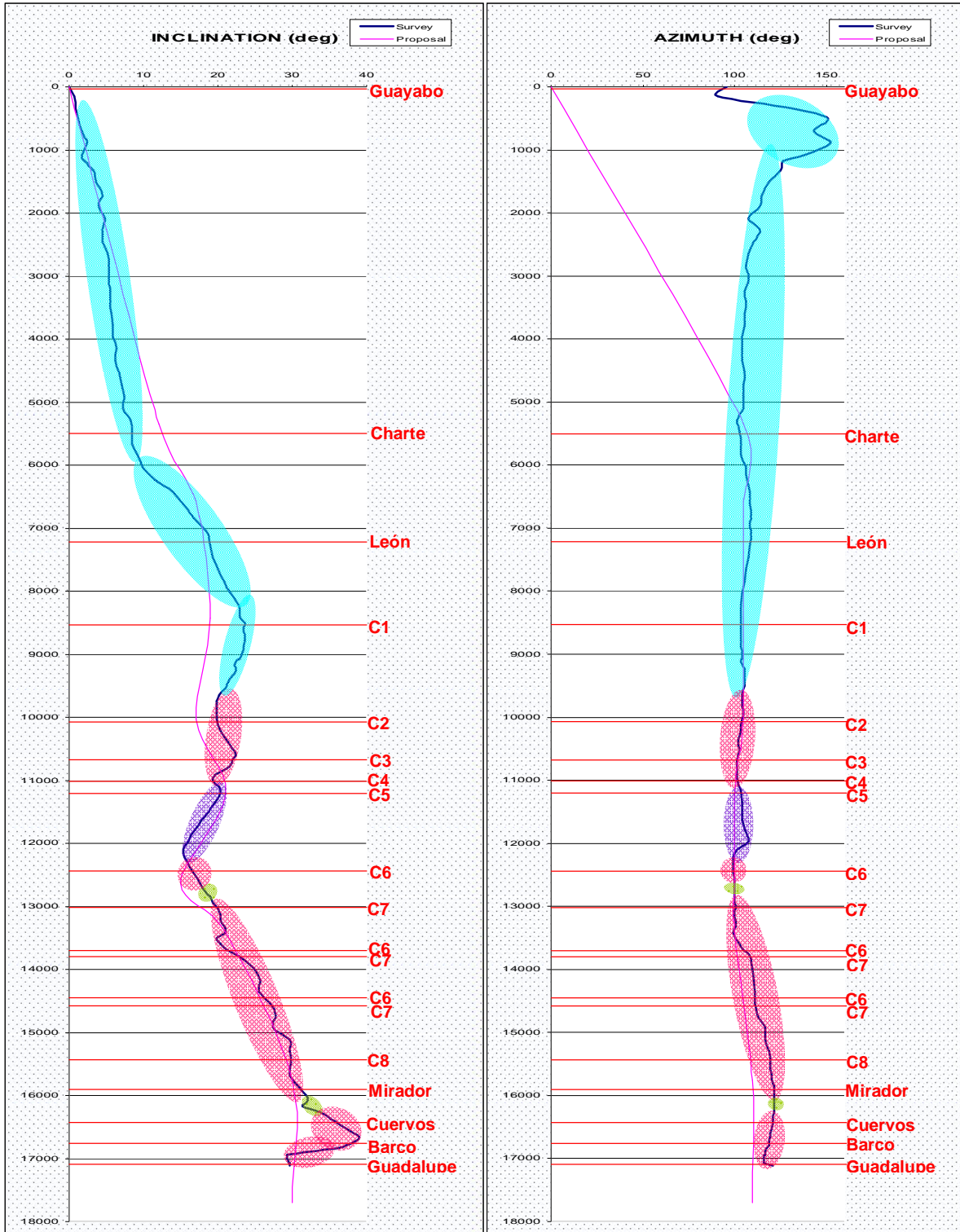
Grafica 5. Inclinación CP Sur XL-4

Grafica 6. Azimut CP Sur XL-4





**CUPIAGUA SUR XZ-2**



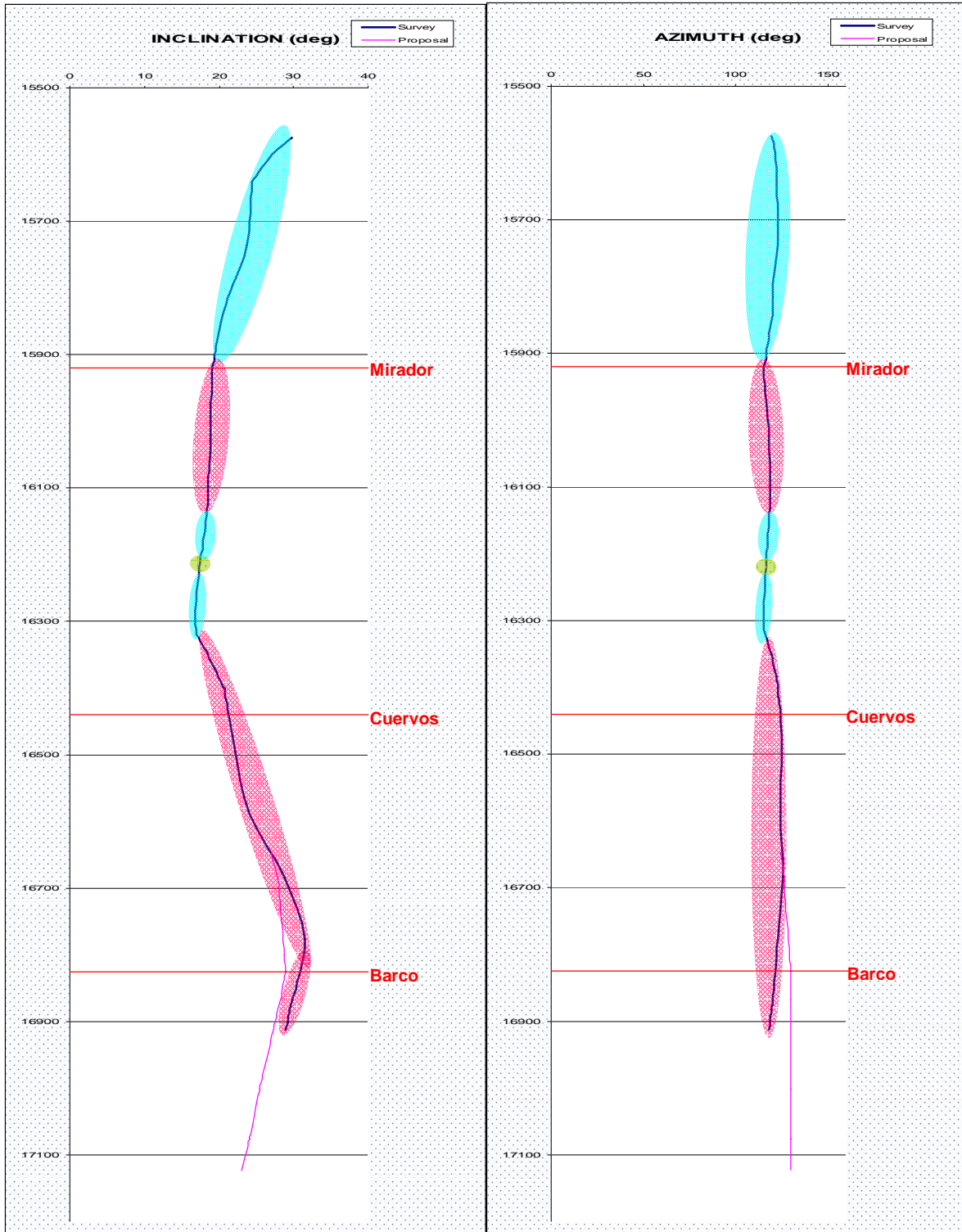
Grafica 7. Inclinación CP Sur XZ-2

Grafica 8. Azimut CP Sur XZ-2





**CUPIAGUA SUR XZ-2Y**



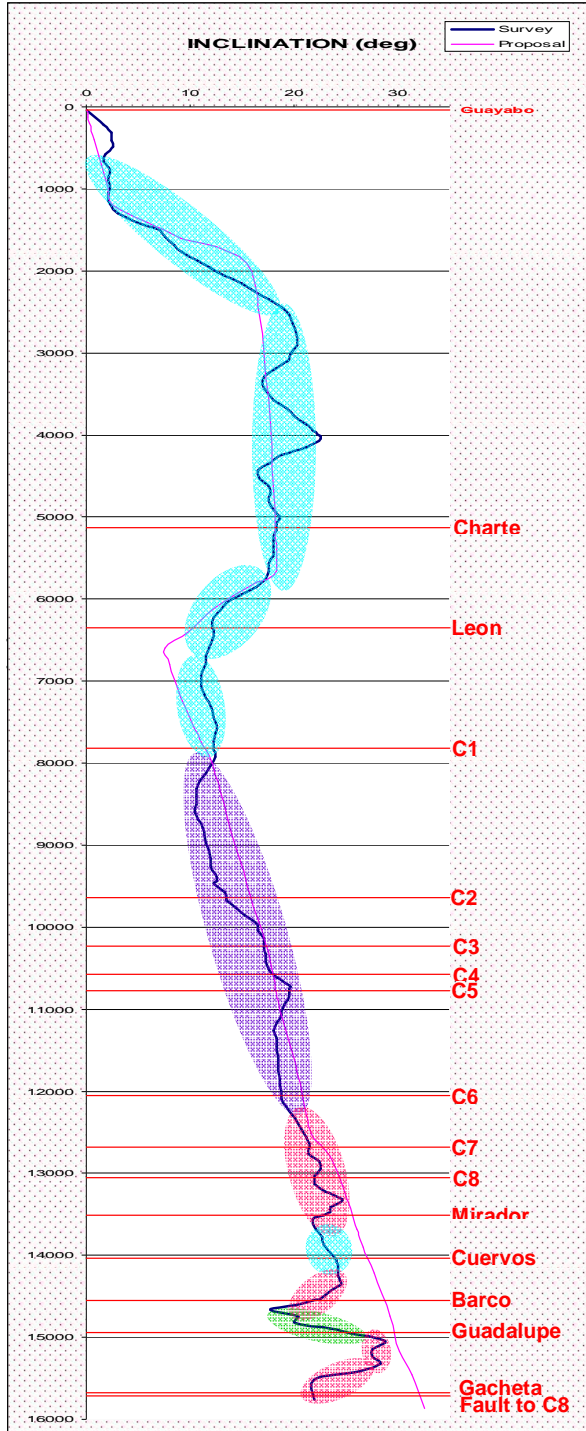
Grafica 9. Inclinación CP Sur XZ-2Y

Grafica 10. Azimut CP Sur XZ-2Y

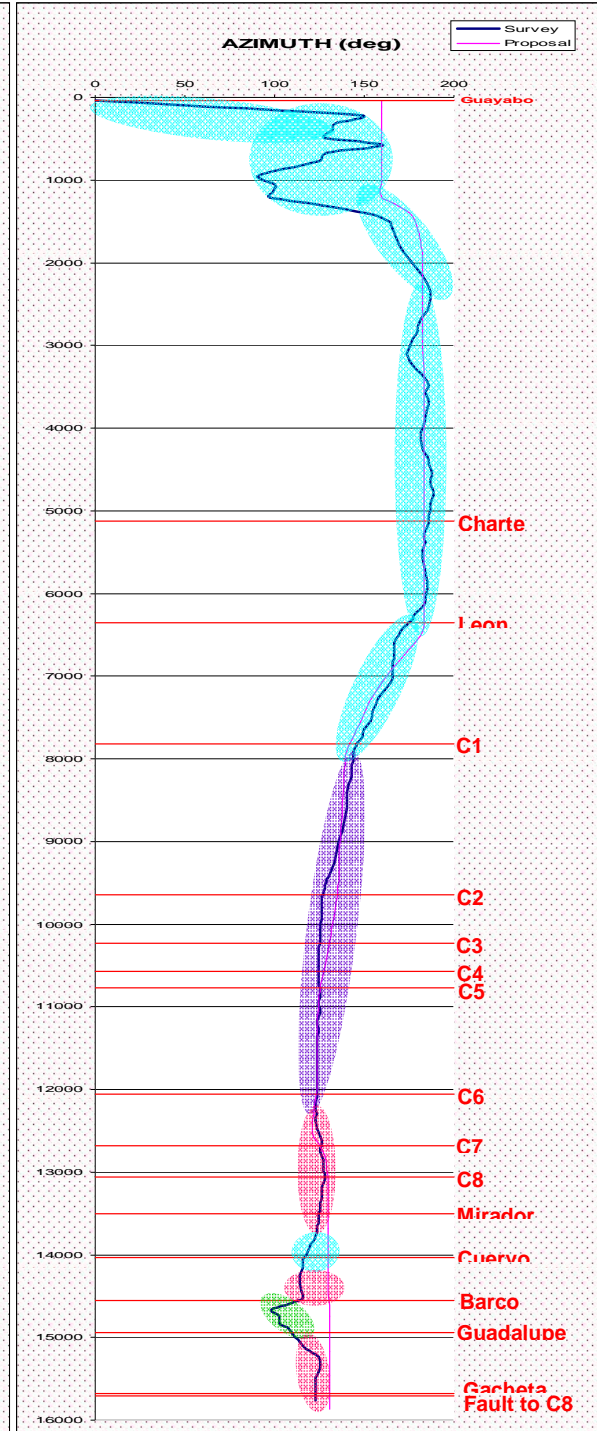


### 3.3.1.2 CUPIAGUA NW-43

#### CUPIAGUA NW-40



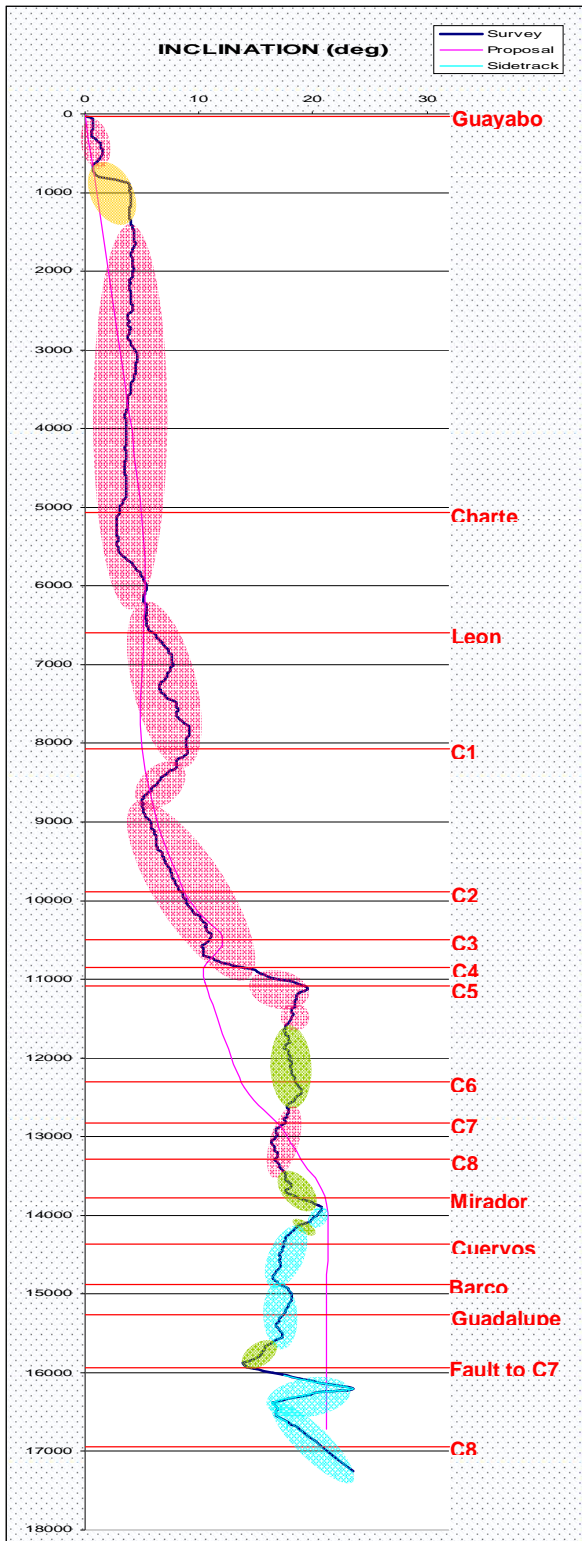
Grafica 11. Inclinción CP NW-40



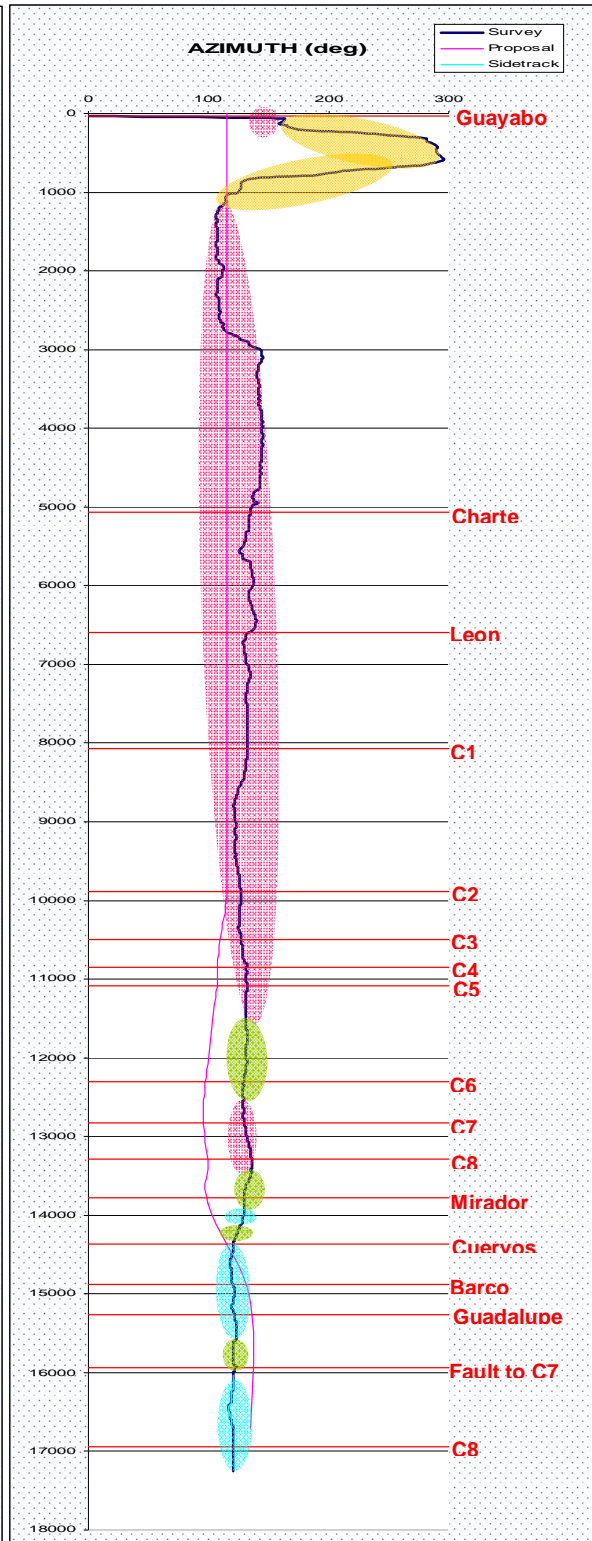
Grafica 12. Azimut CP NW-40



**CUPIAGUA Q-6**



Grafica 13. Inclinación CP Q-6

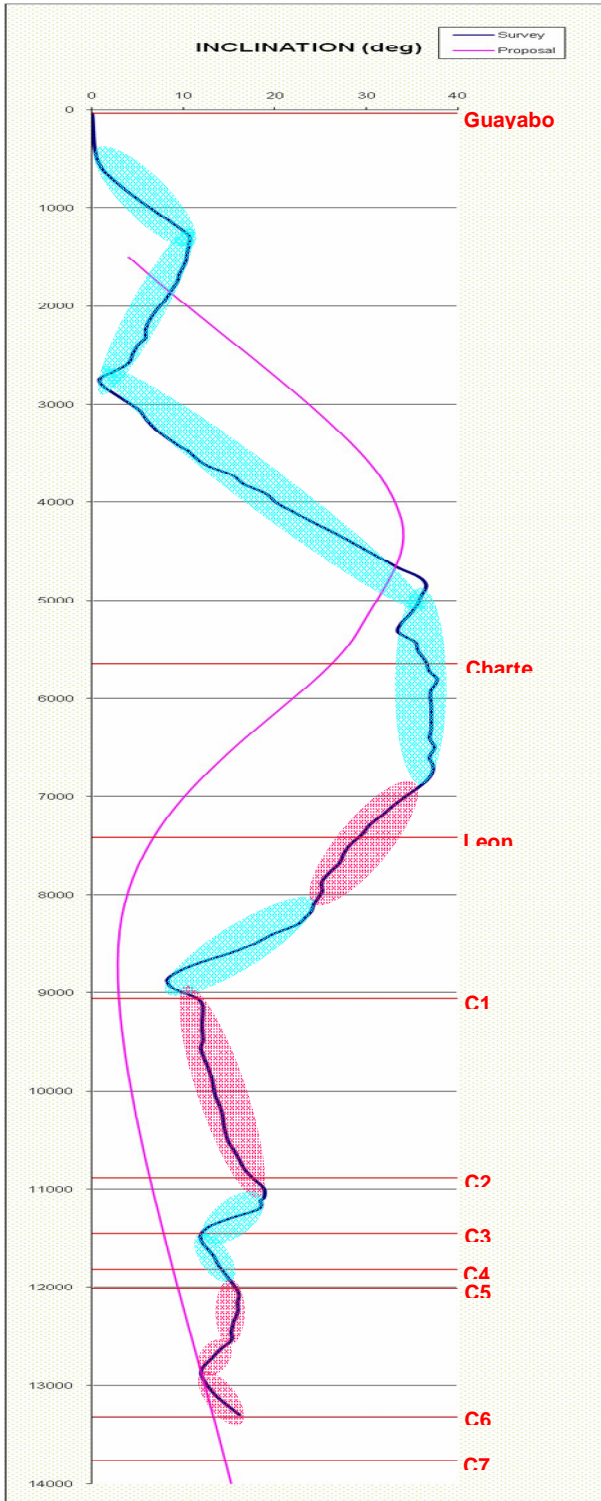


Grafica 14. Azimut CP Q-6

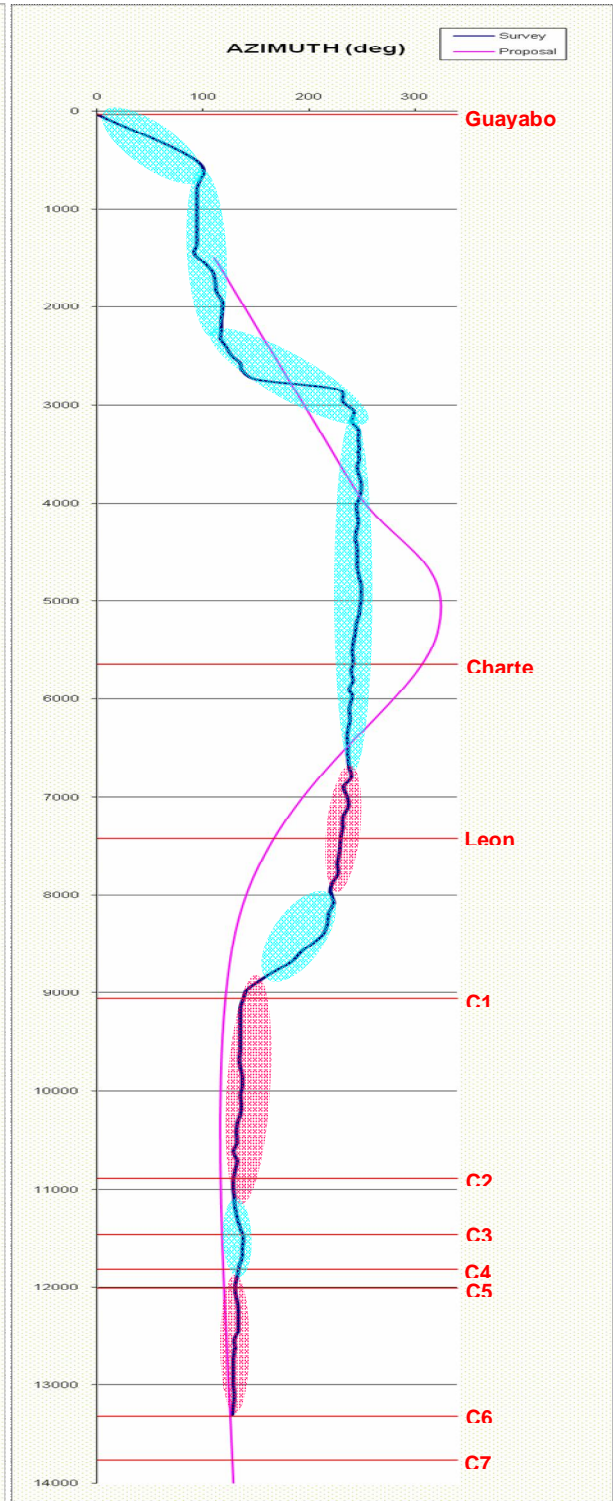




**CUPIAGUA Q-18 (OH)**



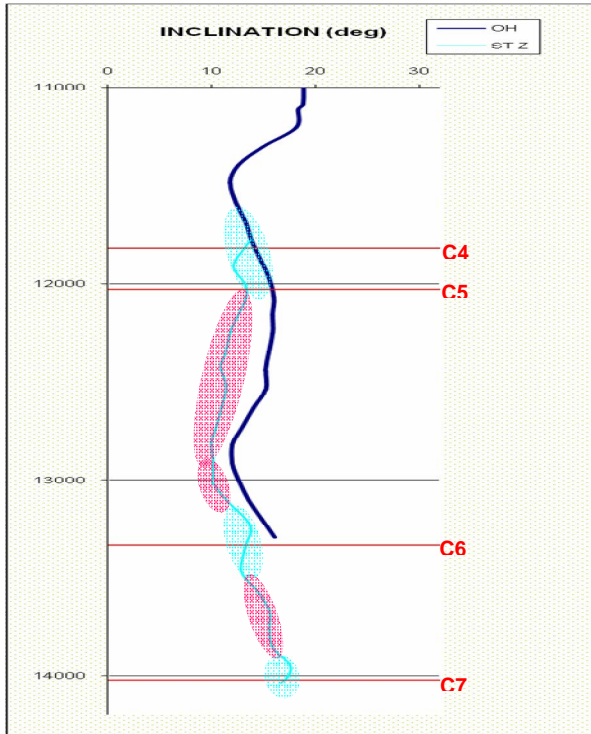
Grafica 15. Inclinación CP Q-18(OH)



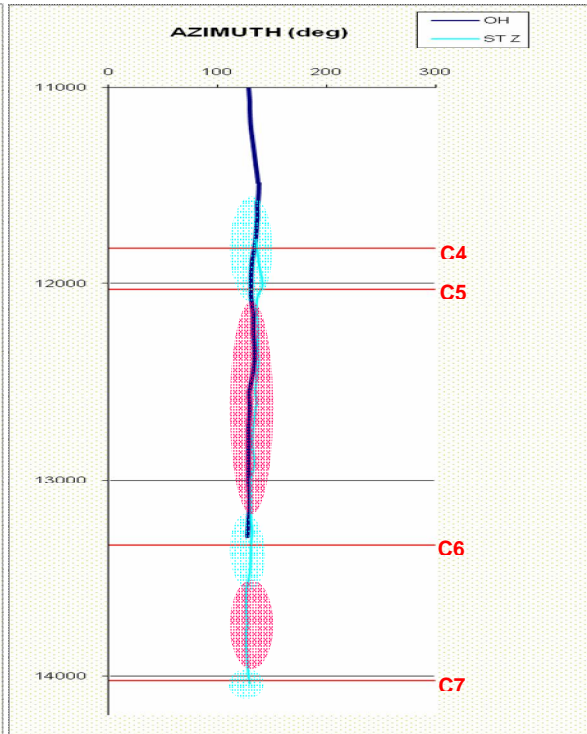
Grafica 16. Azimut CP Q-18(OH)



**CUPIAGUA Q-18 (Z)**

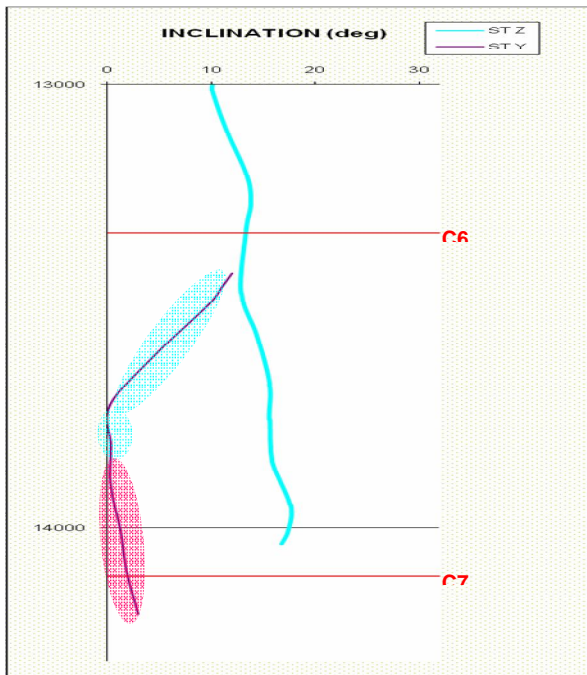


Grafica 17. Inclinación CP Q-18(Z)

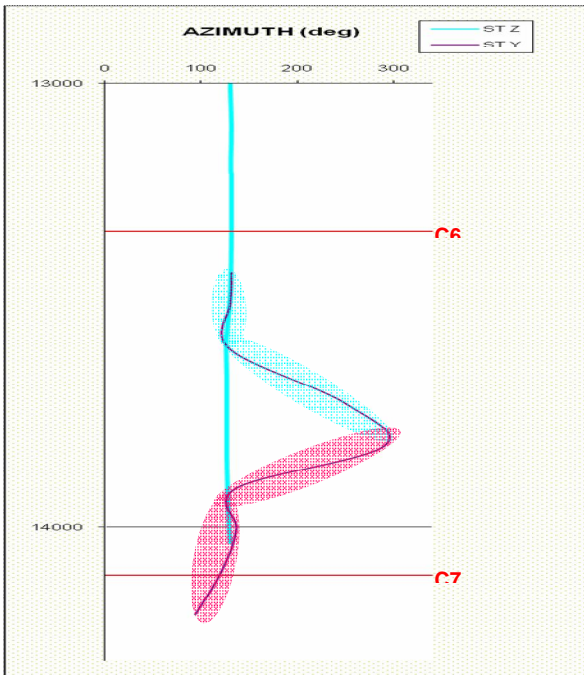


Grafica 18. Azimut CP Q-18(Z)

**CUPIAGUA Q-18 (Y)**



Grafica 19. Inclinación CP Q-18(Y)

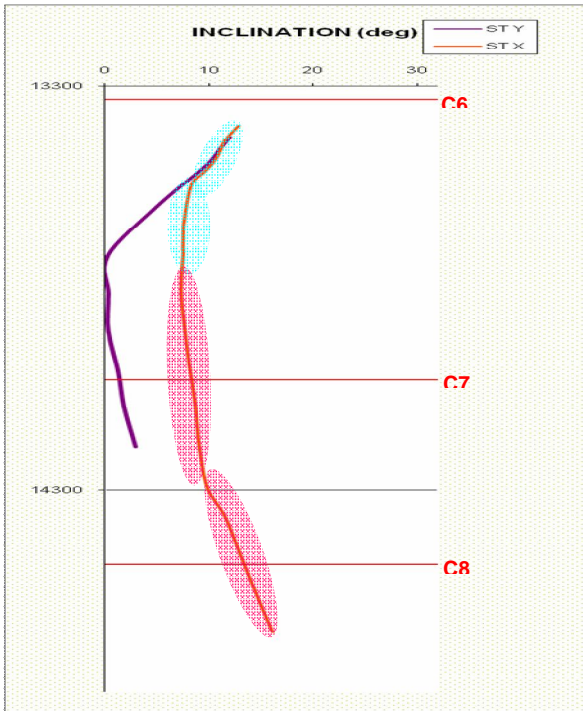


Grafica 20. Azimut CP Q-18(Y)

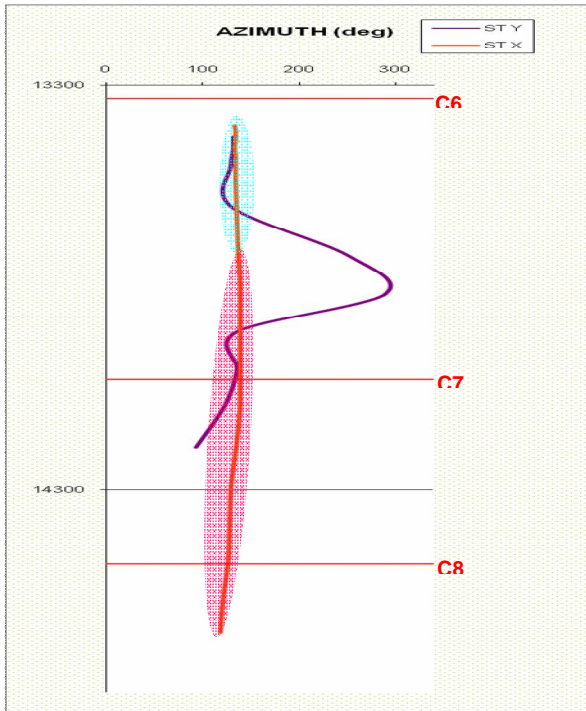




**CUPIAGUA Q-18 (X)**

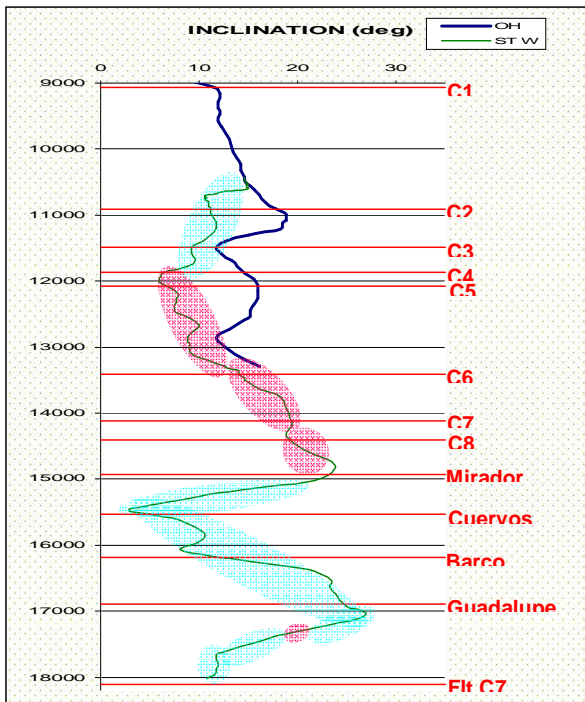


Grafica 21. Inclinación CP Q-18(X)

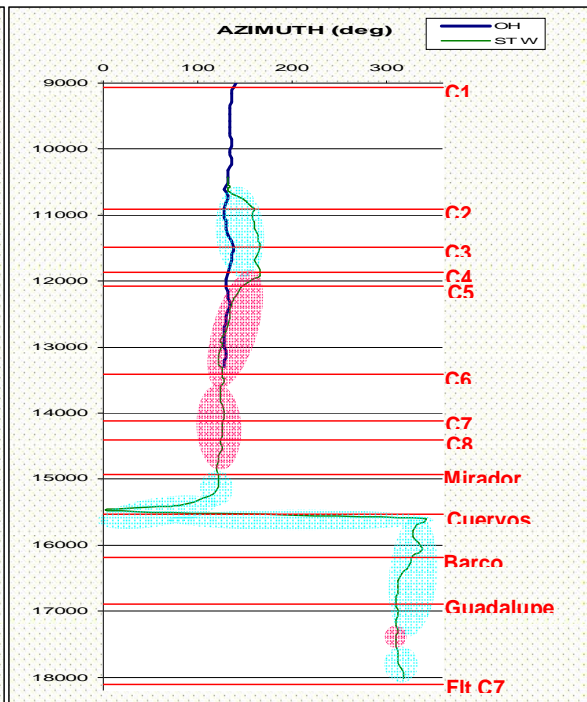


Grafica 22. Azimut CP Q-18(X)

**CUPIAGUA Q-18 (W)**



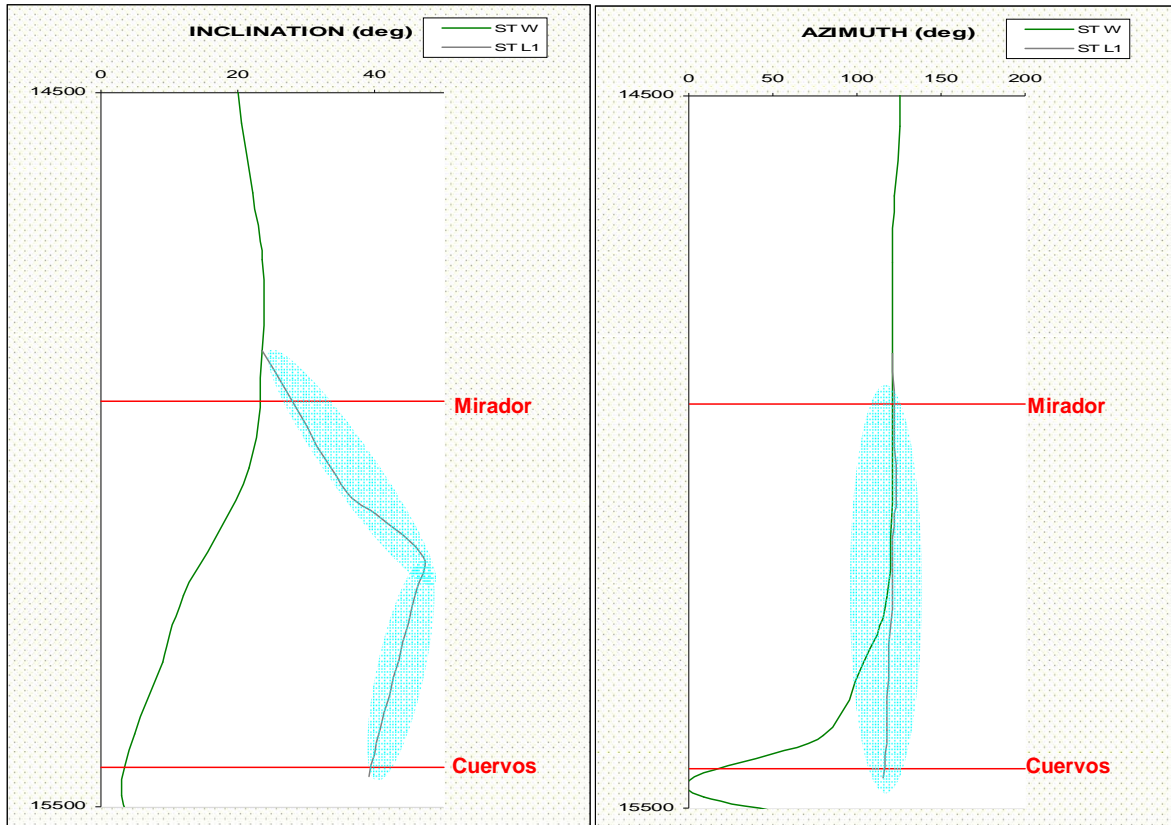
Grafica 23. Inclinación CP Q-18(W)



Grafica 24. Azimut CP Q-18(W)



 **CUPIAGUA Q-18 (L1)**

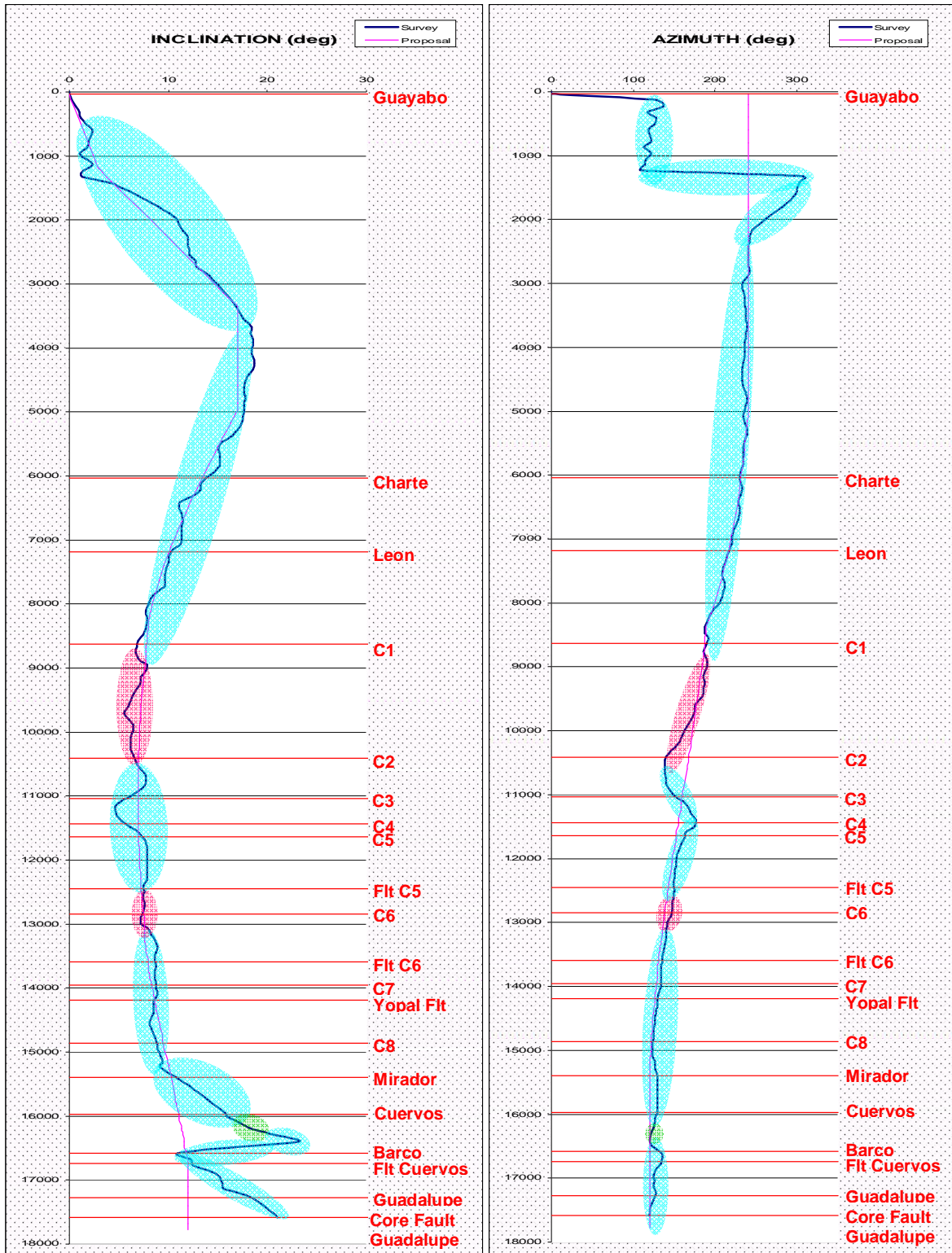


Gráfica 25. Inclinación CP Q-18(L1)

Gráfica 26. Azimut CP Q-18(L1)



**CUPIAGUA H-42**



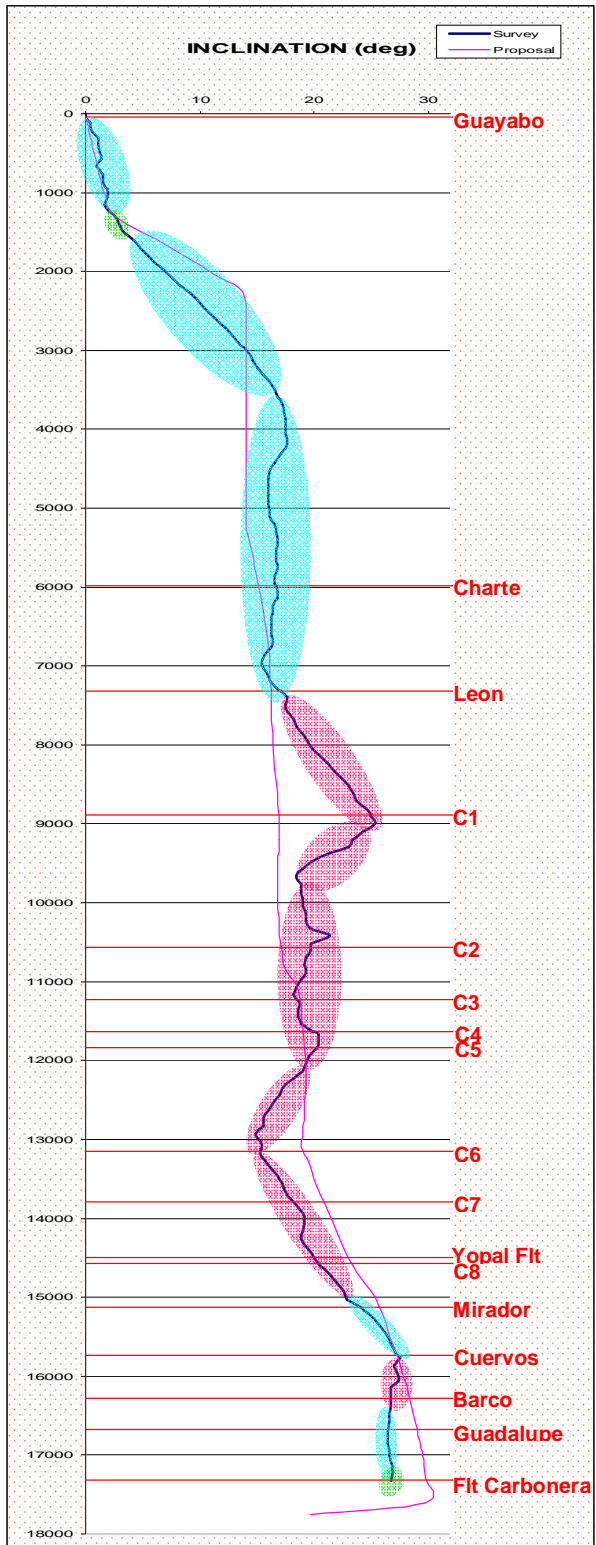
Grafica 27. Inclinción CP H-42

Grafica 28. Azimut CP H-42

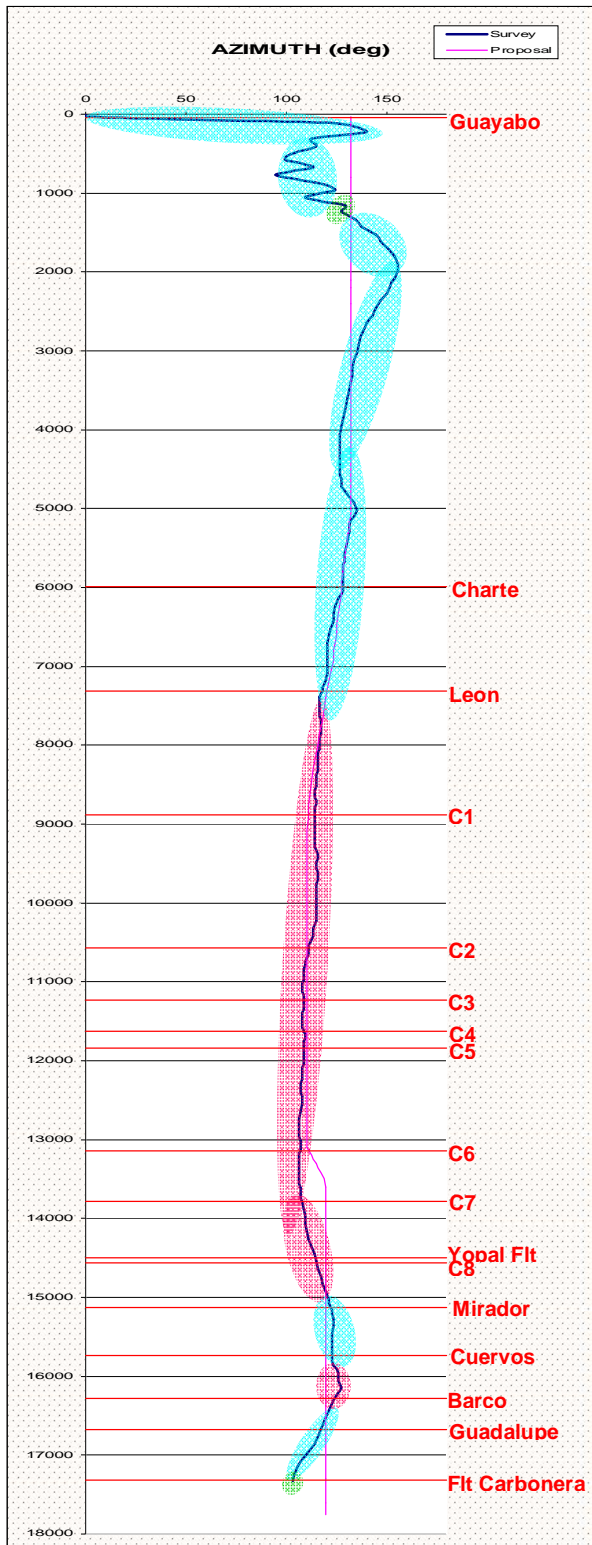




**CUPIAGUA E-41**



Grafica 29. Inclinación CP E-41



Grafica 30. Azimut CP E-41



### 3.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN (DIP Y DIP AZIMUT) Y ANÁLISIS DE REGISTROS DIRECCIONALES

En estas graficas se analizó la tendencia natural de la formación mediante los valores de inclinación y azimut Vs. El tipo de ensamblajes utilizados y la respuesta en modo rotario según el propósito.

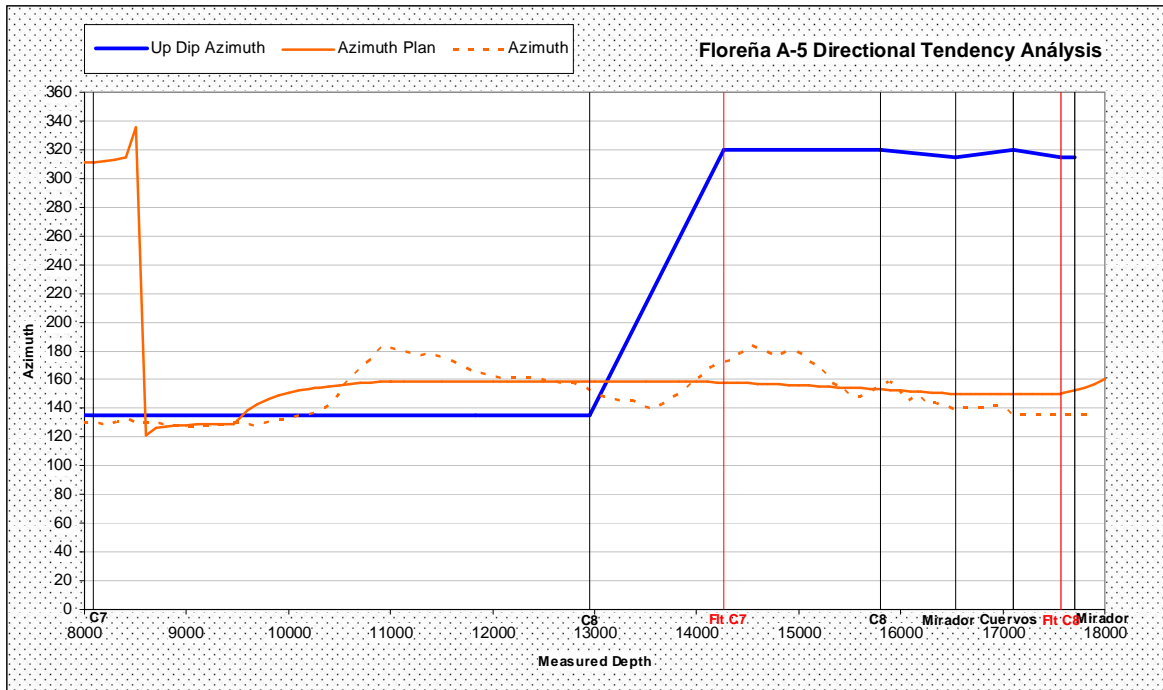
#### 3.3.2.1 FLOREÑA A-5 X



#### FLOREÑA A5X



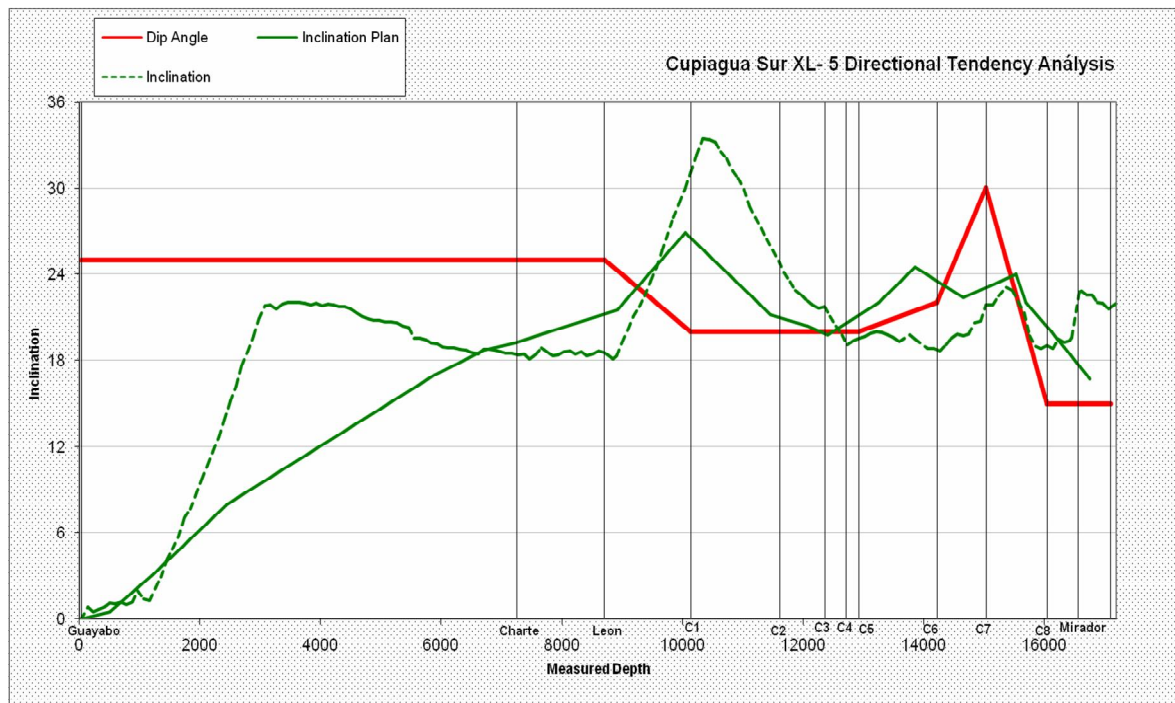
Grafica 31. Comportamiento de inclinación Floreña A5



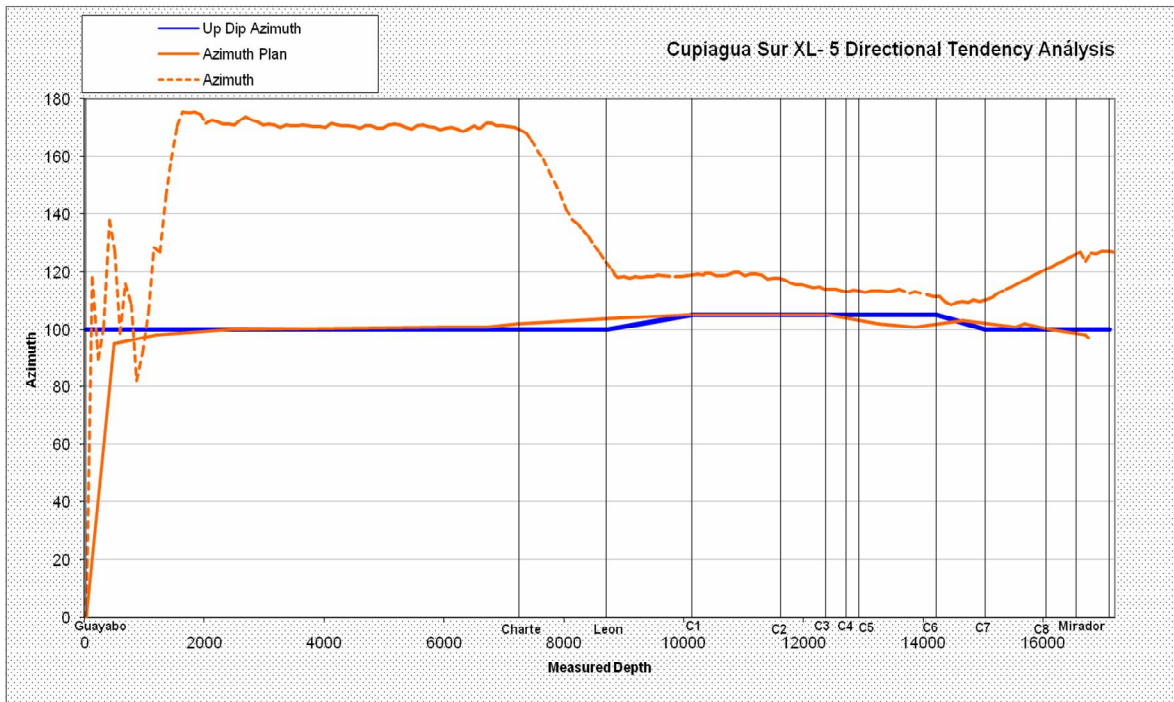
Grafica 32. Comportamiento de Azimut Floreña A5

### 3.3.2.2 CUPIAGUA SUR XN-6

#### CUPIAGUA SUR XL-5



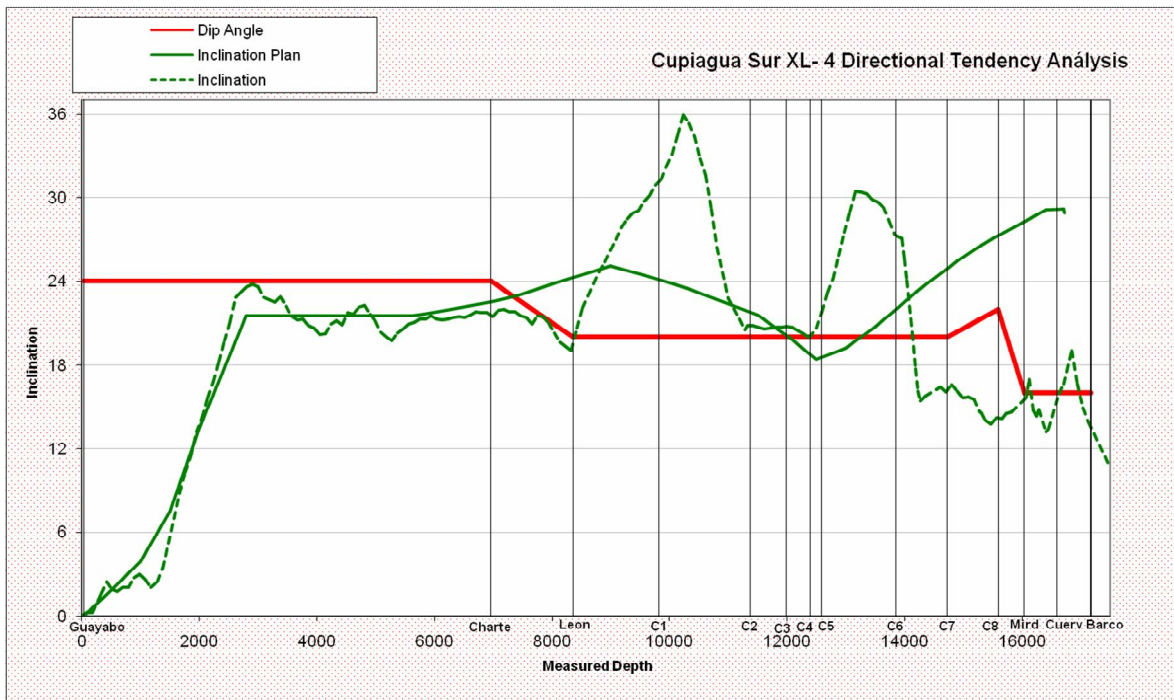
Grafica 33. Comportamiento de inclinación CP Sur XL-5



Grafica 34. Comportamiento de Azimut CP Sur XL-5

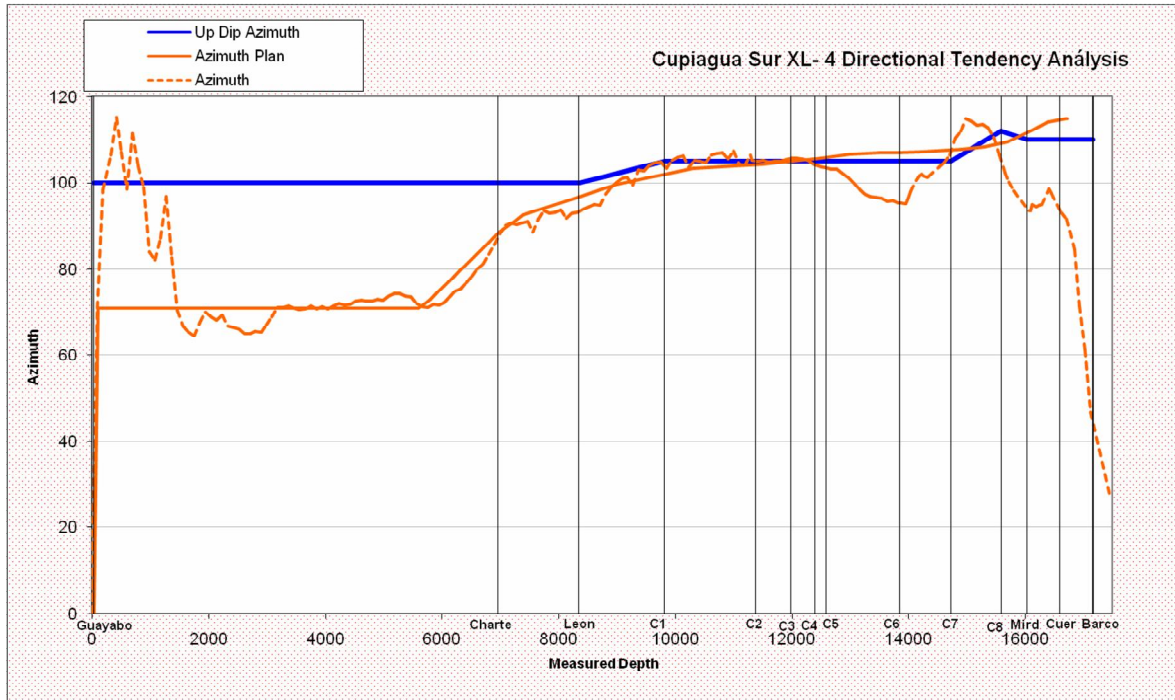


### CUPIAGUA SUR XL-4



Grafica 35. Comportamiento de inclinación CP Sur XL-4

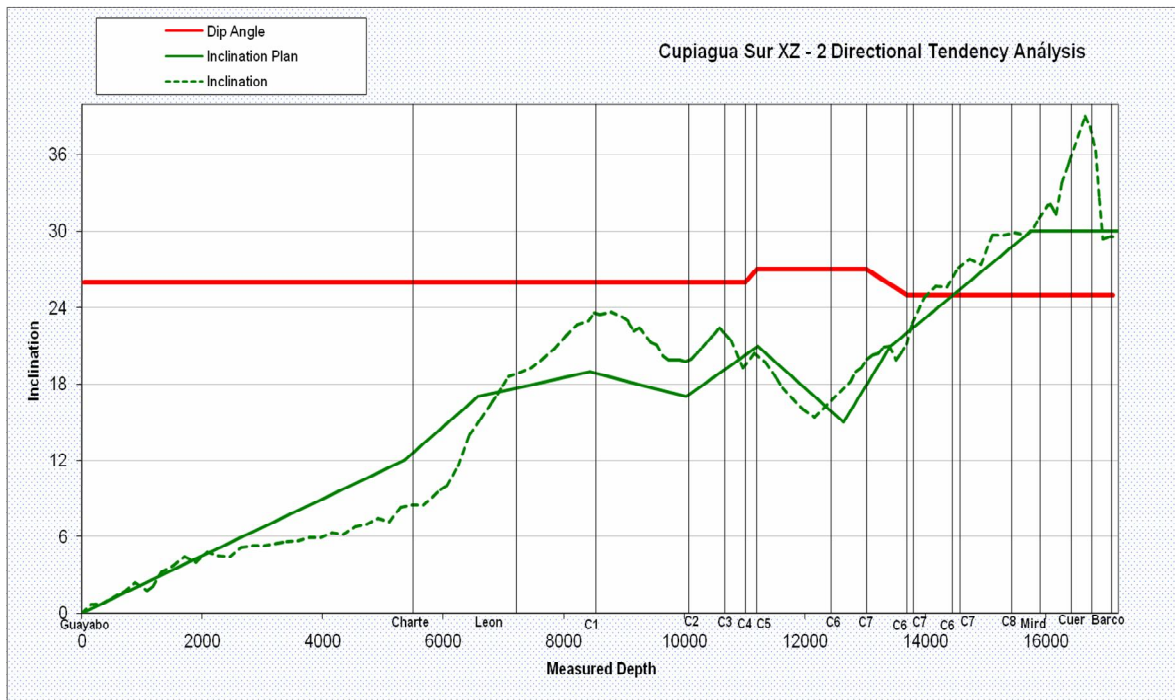




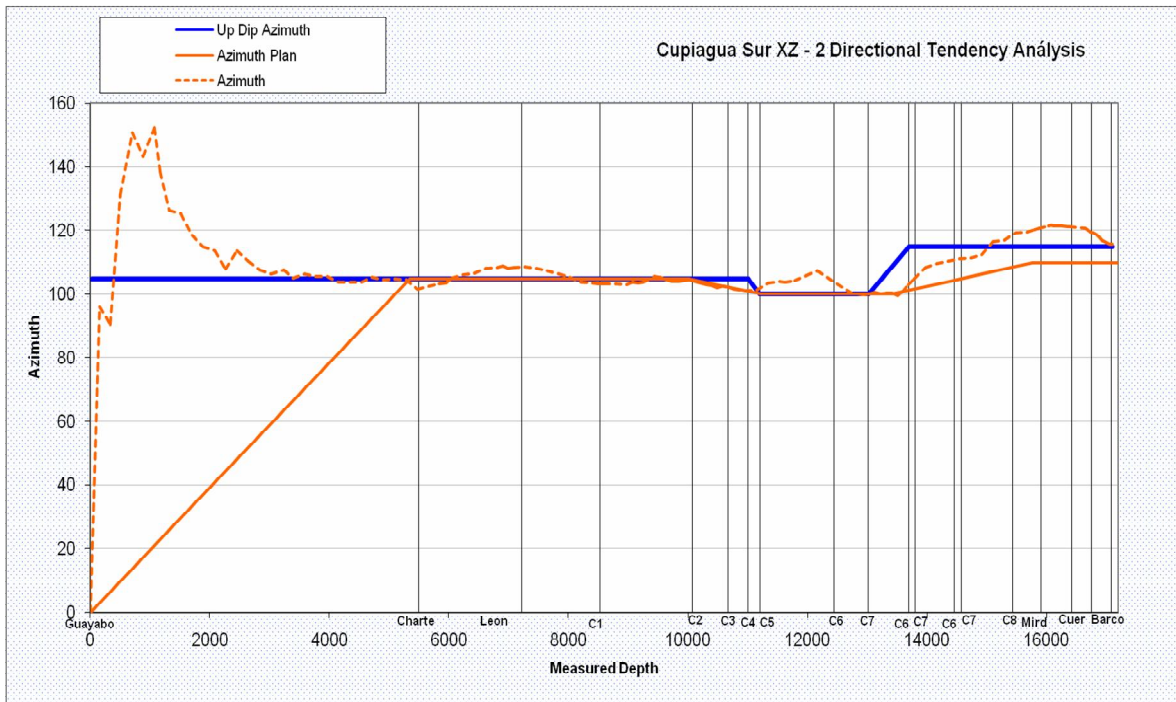
Grafica 36. Comportamiento de Azimut CP Sur XL-4



### CUPIAGUA SUR XZ-2



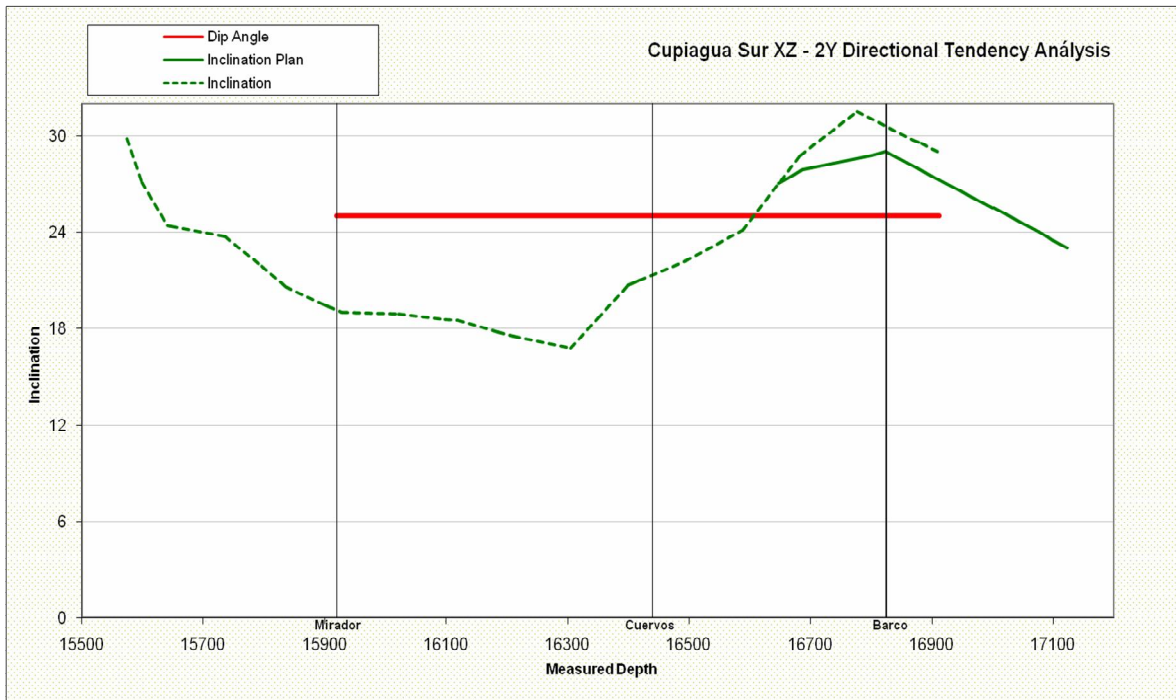
Grafica 37. Comportamiento de inclinación CP Sur XZ-2



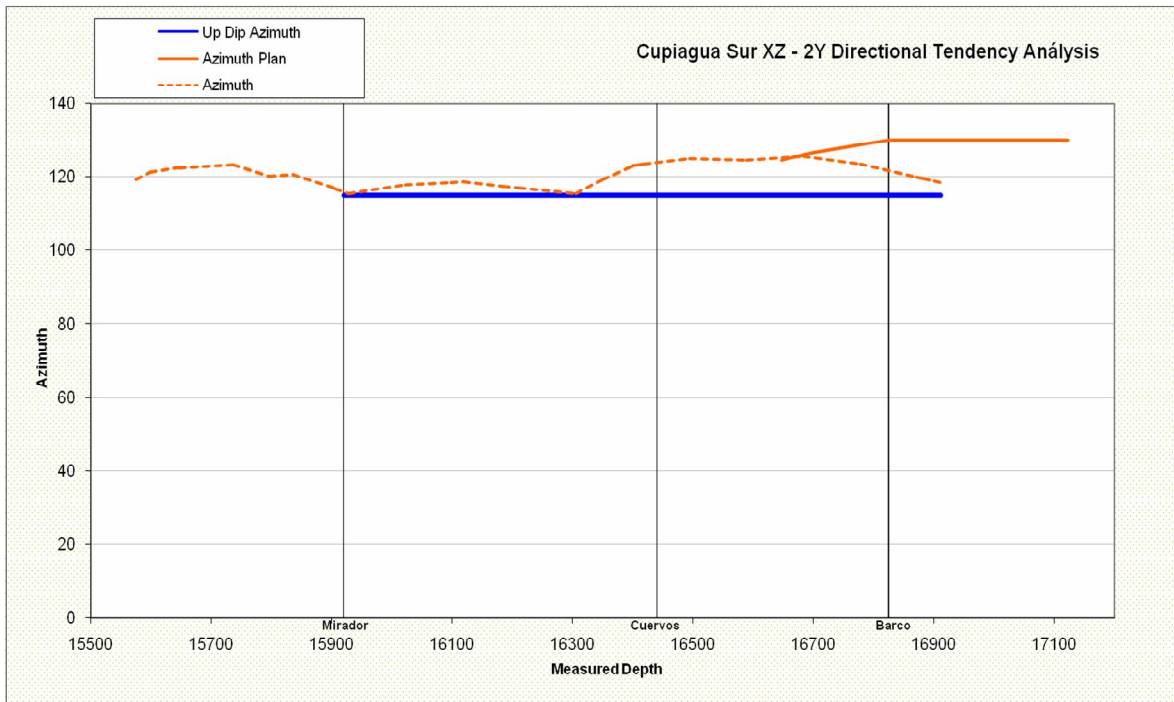
Grafica 38. Comportamiento de Azimut CP Sur XZ-2



### CUPIAGUA SUR XZ-2Y



Grafica 39. Comportamiento de inclinación CP Sur XZ-2Y

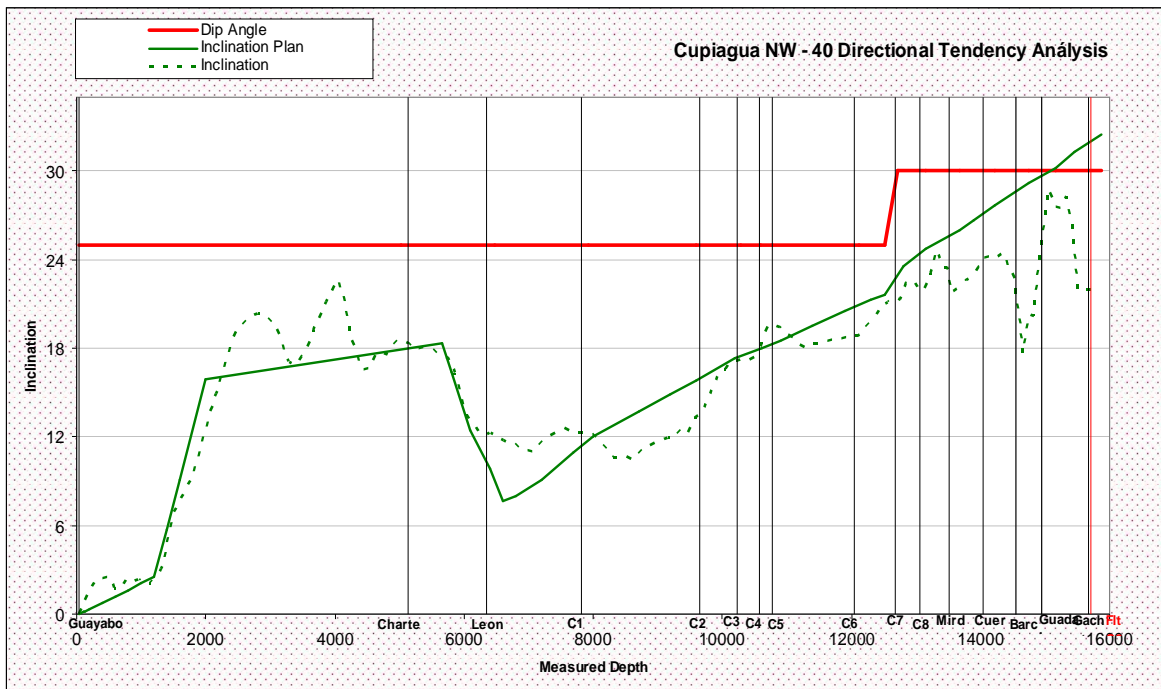


Grafica 40. Comportamiento de Azimut CP Sur XZ-2Y

### 3.3.2.3 CUPIAGUA NW-43

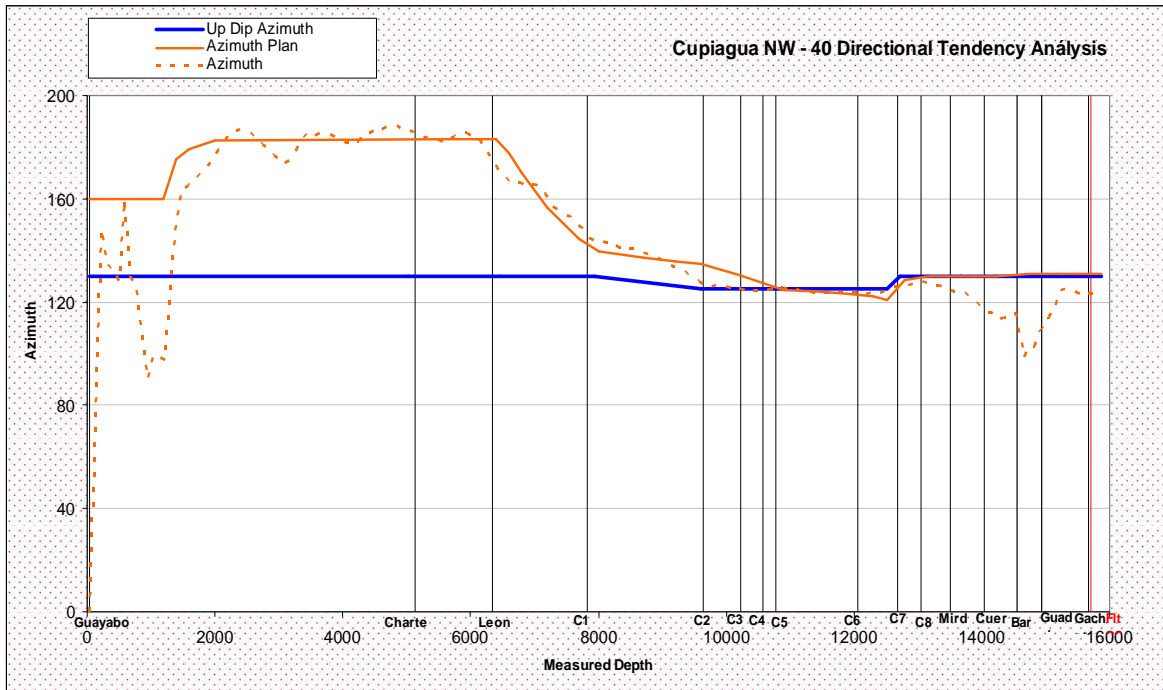


#### CUPIAGUA NW-40



Grafica 41. Comportamiento de inclinación CP NW-40

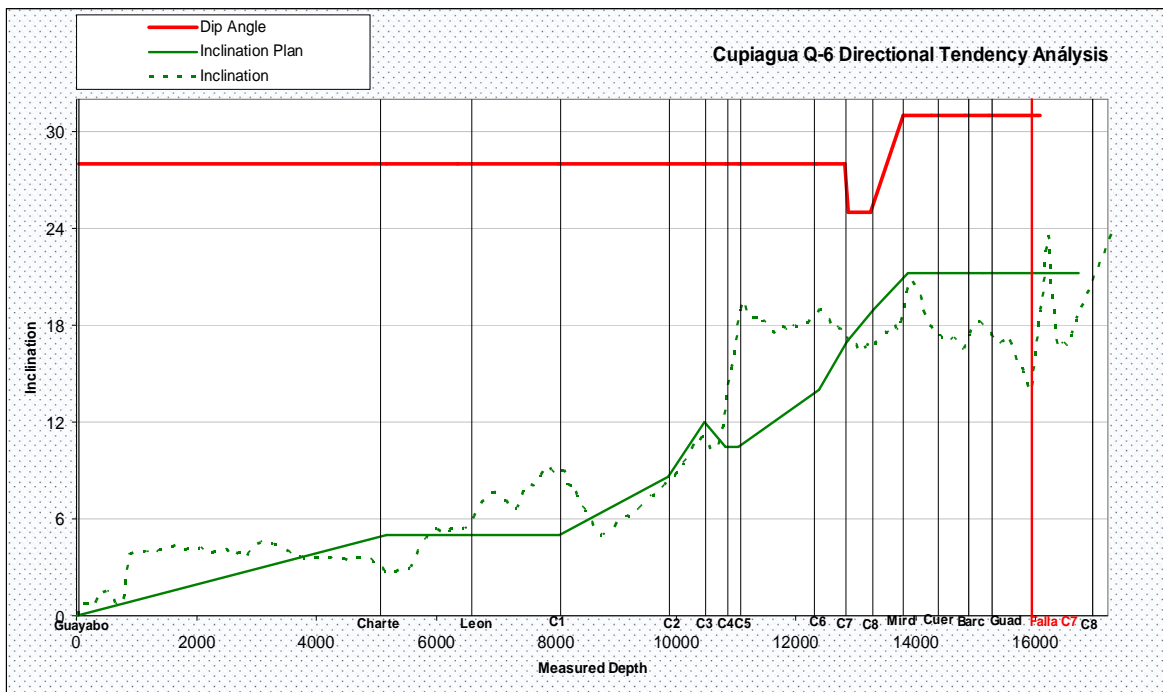




Grafica 42. Comportamiento de Azimut CP NW-40

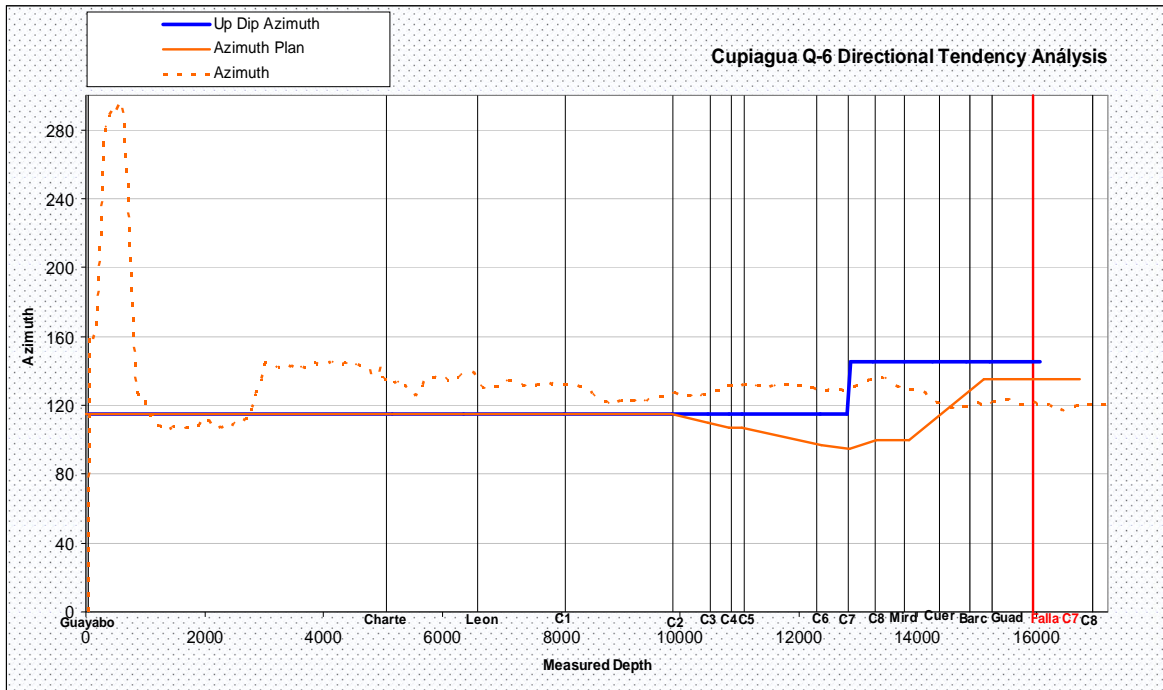


### CUPIAGUA Q-6



Grafica 43. Comportamiento de inclinación CP Q-6

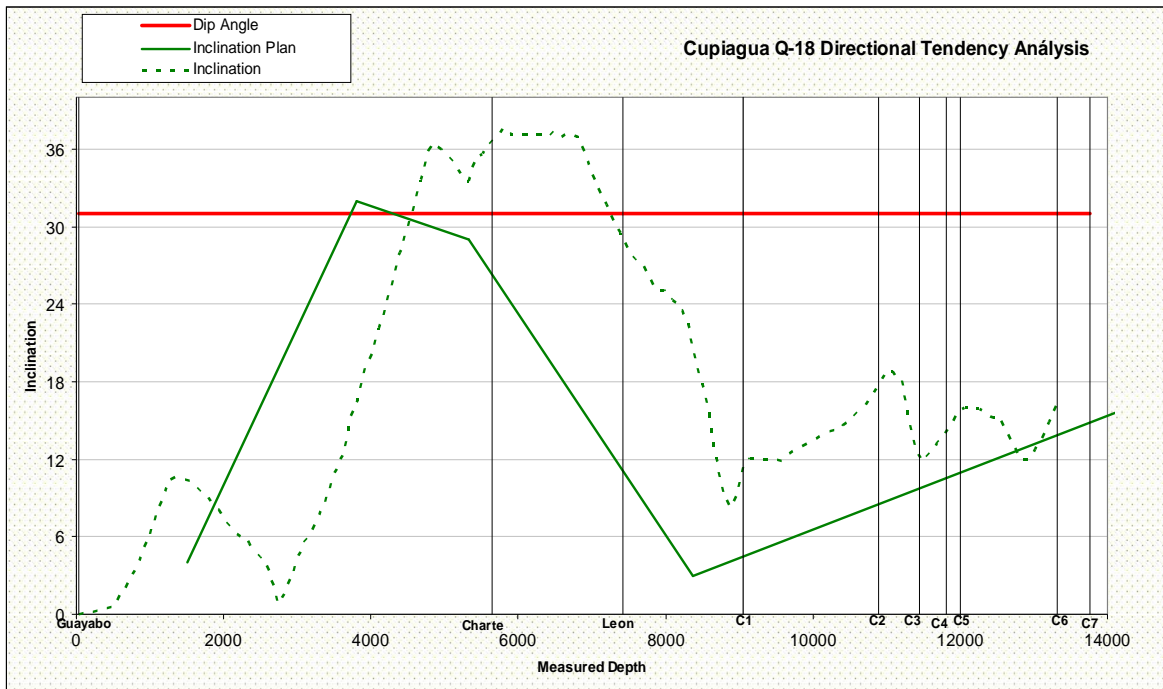




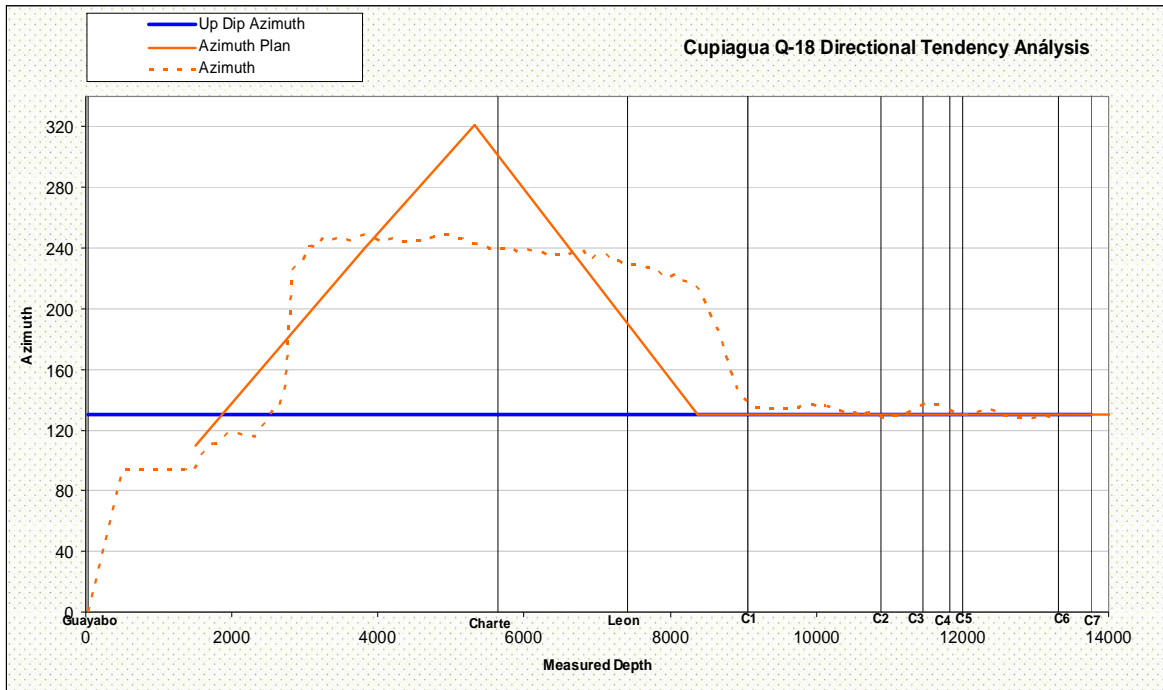
Grafica 44. Comportamiento de Azimut CP Q-6



### CUPIAGUA Q-18 (OH)



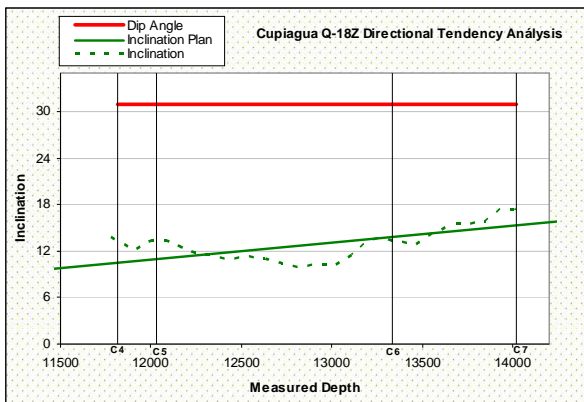
Grafica 45. Comportamiento de inclinación CP Q-18(OH)



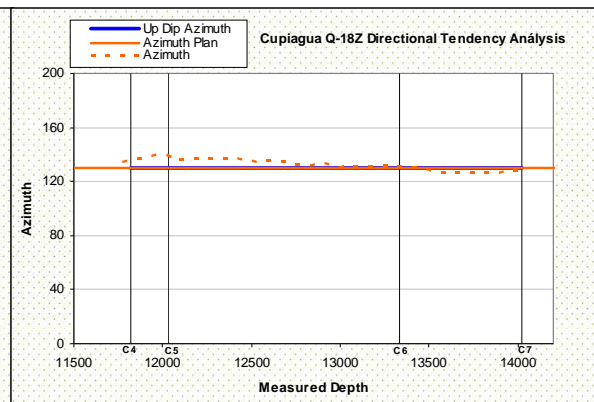
Grafica 46. Comportamiento de Azimut CP Q-18 (OH)



### CUPIAGUA Q-18 (Z)



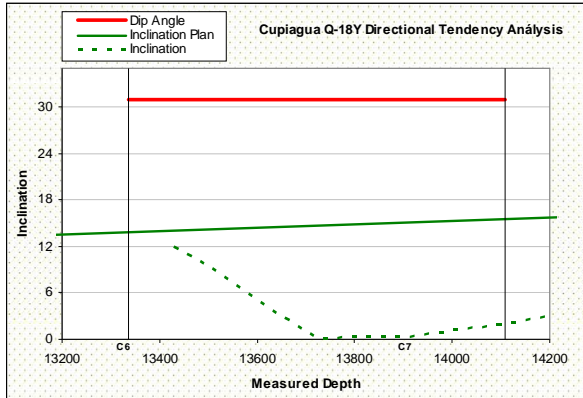
Grafica 47. Comportamiento de inclinación CP Q-18(Z)



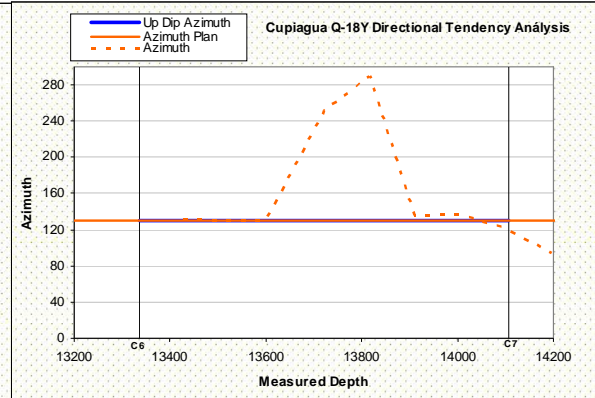
Grafica 48. Comportamiento de inclinación CP Q-18(Z)



### CUPIAGUA Q-18 (Y)

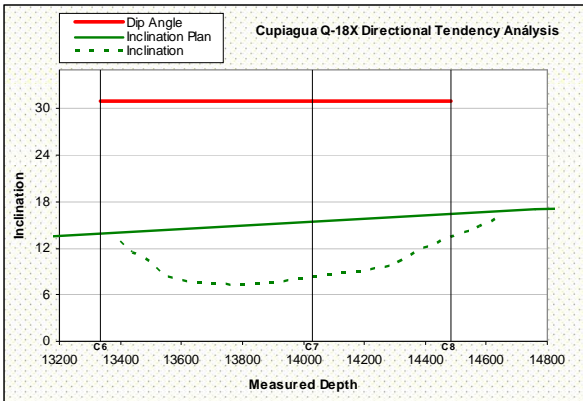


Grafica 49. Comportamiento de inclinación CP Q-18(Y)

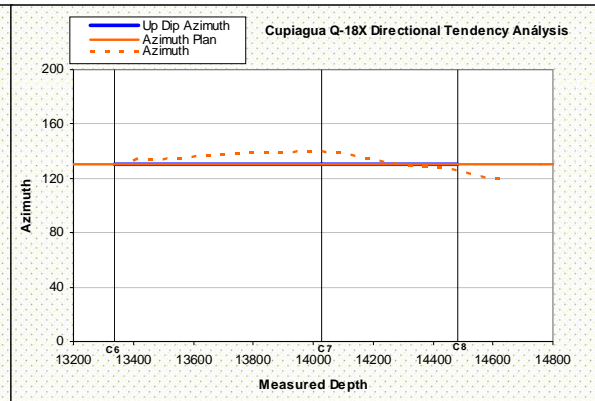


Grafica 50. Comportamiento de inclinación CP Q-18(Y)

### CUPIAGUA Q-18 (X)

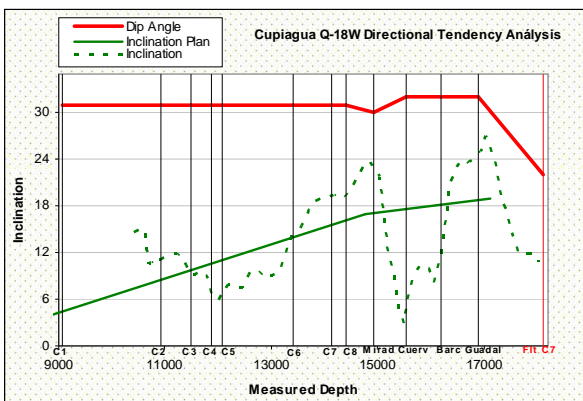


Grafica 51. Comportamiento de inclinación CP Q-18(X)

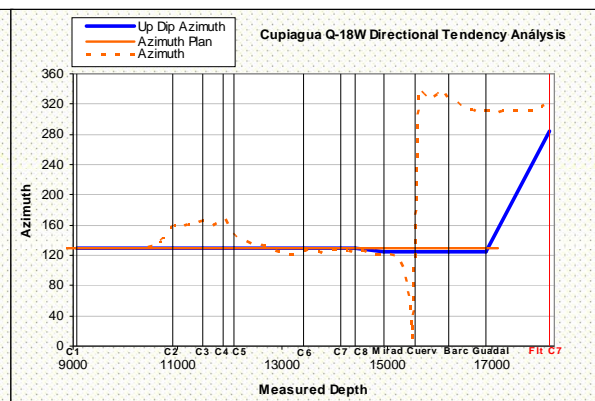


Grafica 52. Comportamiento de inclinación CP Q-18(X)

### CUPIAGUA Q-18 (W)



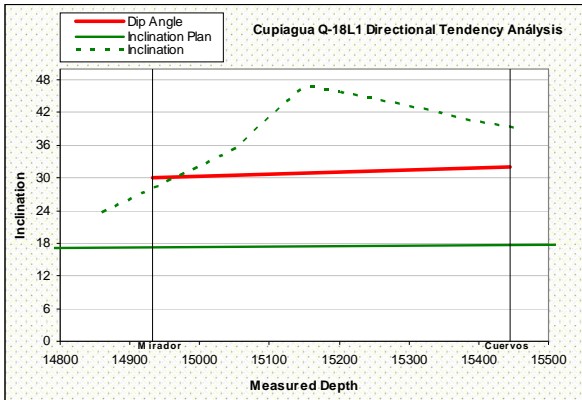
Grafica 53. Comportamiento de inclinación CP Q-18(W)



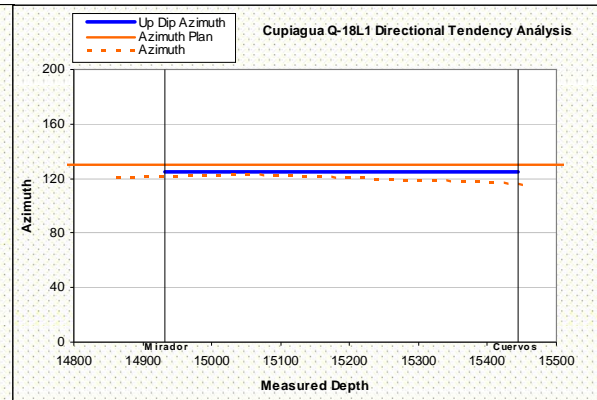
Grafica 54. Comportamiento de inclinación CP Q-18(W)



## CUPIAGUA Q-18 (L1)

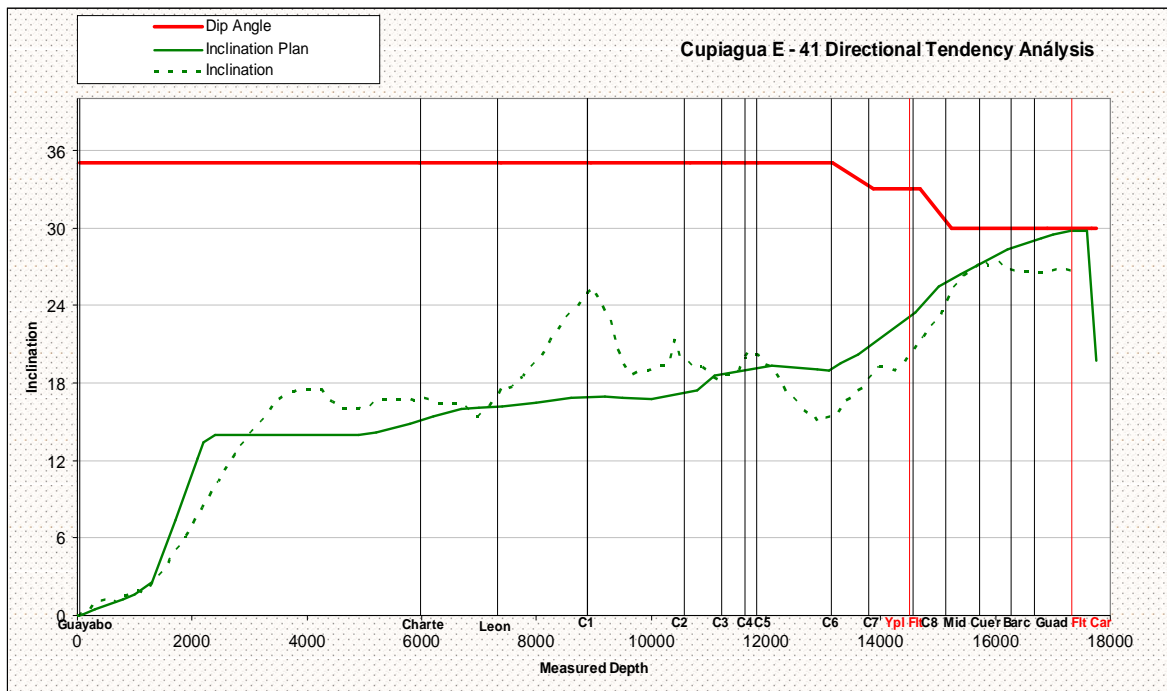


Grafica 55. Comportamiento de inclinación CP Q-18(L1)

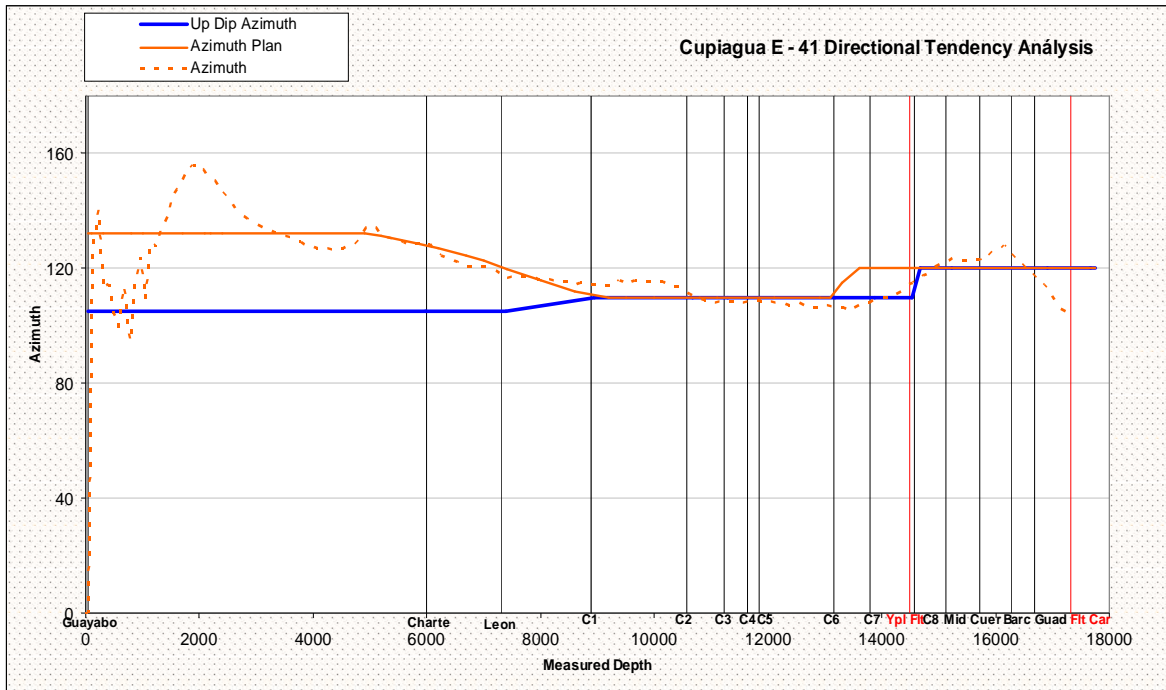


Grafica 56. Comportamiento de inclinación CP Q-18(L1)

## CUPIAGUA E-41



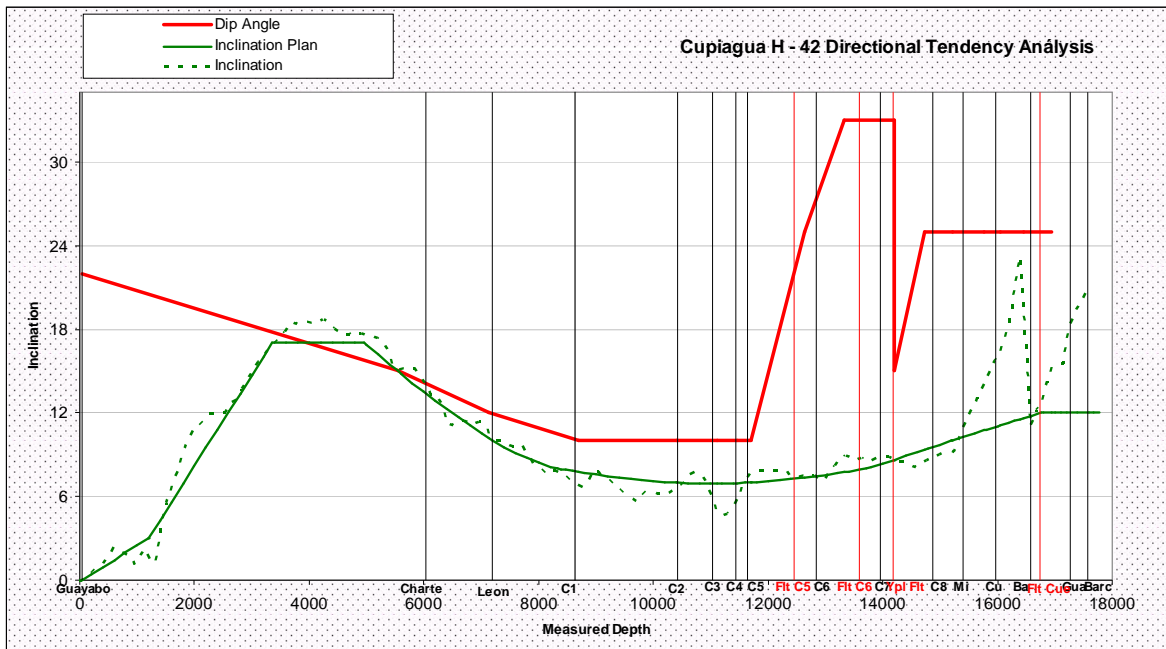
Grafica 57. Comportamiento de inclinación CP E-41



Grafica 58. Comportamiento de Azimut CP E-41

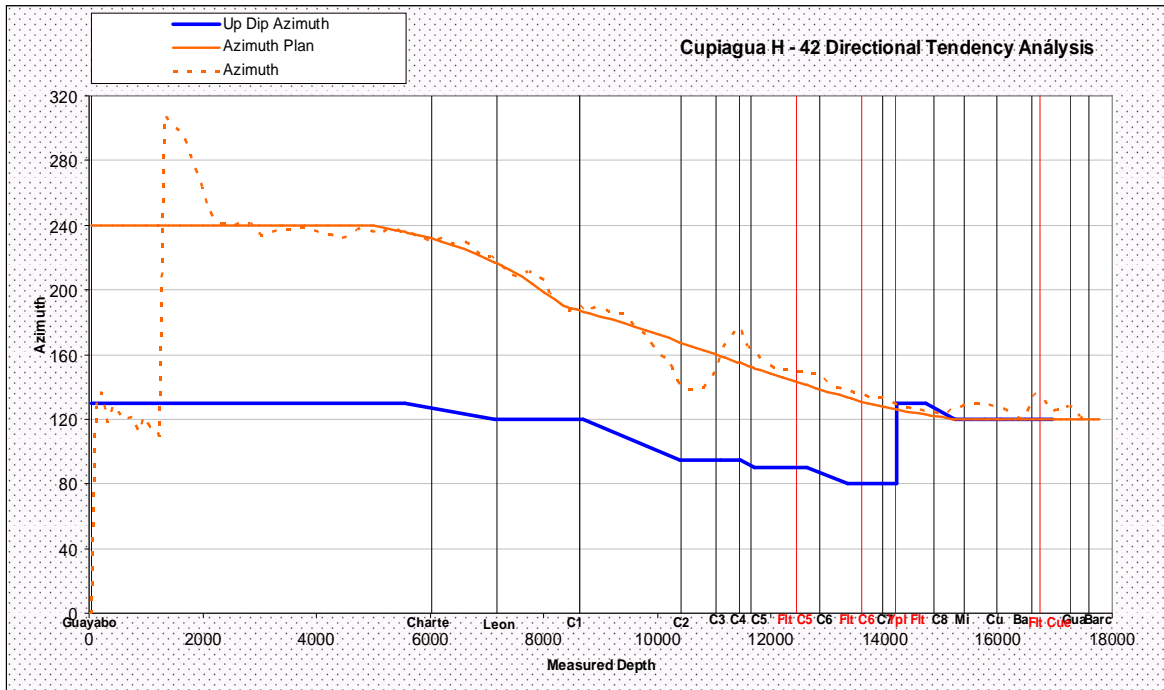


### CUPIAGUA H-42



Grafica 59. Comportamiento de inclinación CP H-42





Grafica 60. Comportamiento de Azimut CP H-42

### 3.4 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

Para que el análisis de la información fuera más rápida se elaboró una tabla por pozo planeado, que contiene un resumen de los ensamblajes rotarios convencionales usados en los pozos de referencia discriminados por formación, donde se puede observar el tipo de ensamblaje, inclinación de la formación, peso sobre la broca usada y lo más importante el resultado que obtuvo.

Obteniendo como resultado conclusiones de las tendencias naturales de las formaciones.



### 3.4.1 FLOREÑA A5X

FORMACION	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>C7</b>	60	10-34		Tumbo (8311'-9569') <b>-0.41°/100ft</b>
		10-38 15-38		Construyo (11137 - 11458) <b>0.24°/100ft</b> Construyo (11458 - 12197) <b>1.2°/100ft</b>
		15-22		Construyo (12197'-12763') <b>0.9°/100ft</b>
		14-21		Tumbo (12763'-13577') <b>-1.16°/100ft</b>
<b>C8</b>	60	14-21		Tumbo (12955'-13577') <b>-0.73°/100ft</b>
<b>C7 (2)</b>	25	18-28		Construyo (14986'-15655') <b>0.4°/100ft</b>
<b>C8 (2)</b>	25	35		Construyo (16103'-16211') <b>0.45°/100ft</b>



### 3.4.2 CUPIAGUA SUR XN-6

FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
León	CP SUR XL-5	25	30 - 50	<p>Build Fulcrum</p>	Construyo (8901'-10143') <b>1.03°/100 ft</b>
	CP SUR XL-4	20	10 - 50	<p>Semi - Empacado</p>	Construyo (8511'-9817') <b>0.69°/100 ft</b>
C1	CP SUR XL-5	20	30 - 50	<p>Build Fulcrum</p>	Construyo (10143'-10369') <b>1.04°/100 ft</b>
			30 - 60	<p>Pendular</p>	Tumbo (10369'-11623') <b>-0.7°/100 ft</b>
	CP SUR XL-4	20	10 - 50	<p>Semi - Empacado</p>	Construyo (9817'-10272') <b>1.02°/100 ft</b>
			18 - 60	<p>Pendular</p>	Tumbo (10272'-11314') <b>-1.44°/100 ft</b>
			20 - 55	<p>Semi - Empacado</p>	Construyo (11314'-11375') <b>0.13°/100 ft</b>





FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C1	CP SUR XZ-2	26	45 - 60	<p>Pendular</p>	Mantuvo (9640'-10073') <b>-0.068°/100 ft</b>
C2	CP SUR XL-5	20	30 - 60	<p>Pendular</p>	Tumbo (11623'-12372') <b>-0.41°/100 ft</b>
	CP SUR XL-4	20	20 - 55	<p>Semi - Empacado</p>	Mantuvo (11375'-11981') <b>-0.01°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	26	45 - 60	<p>Pendular</p>	Construyo (10073'-10673') <b>0.34°/100 ft</b>
C3	CP SUR XL-5	20	30 - 60	<p>Pendular</p>	Tumbo (12372'-12720') <b>-0.69°/100 ft</b>
	CP SUR XL-4	20	20 - 55	<p>Semi - Empacado</p>	Tumbo (11981'-12390') <b>-0.18°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	26	45 - 60	<p>Pendular</p>	Tumbo (10673'-11012') <b>-0.71°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C4	CP SUR XL-5	20	30 - 60	<p>Pendular</p>	Tumbo (12720'-12732') <b>-0.67°/100 ft</b>
			30 - 60	<p>Semi - Empacado</p>	Construyo (12732'-12927') <b>0.19°/100 ft</b>
	CP SUR XL-4	20	20 - 55	<p>Semi - Empacado</p>	Construyo (12390'-12425') <b>0.55°/100 ft</b>
			20 - 50	<p>Semi - Empacado</p>	Construyo (12425'-12586') <b>0.94°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	26	45 - 60	<p>Pendular</p>	Construyo (11012'-11024') <b>0.58°/100 ft</b>
			40 - 65	<p>Semi - Empacado</p>	Construyo (11024'-11207') <b>0.33°/100 ft</b>
C5	CP SUR XL-5	20	30 - 60	<p>Semi - Empacado</p>	Mantuvo (12927'-13552') <b>-0.013°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C5	CP SUR XL-5	20	20 - 75	<p>RR 14 5/8" RR 14 5/8" 6.1' 57'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Mantuvo (13552'-13995') <b>-0.08°/100 ft</b>
			30 - 60	<p>RR 14 5/8" RR 14 5/8" 5.6' 57'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Tumbo (13995'-14075') <b>-0.31°/100 ft</b>
			25 - 45	<p>RR 14 5/8" RR 14 5/8" 5.6' 55'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Mantuvo (14075'-14226') <b>-0.08°/100 ft</b>
	CP SUR XL-4	20	20 - 50	<p>10 5/8" 10 1/2" 5' 54.5'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Construyo (12586'-13196') <b>1.41°/100 ft</b>
			25 - 60	<p>10 1/4" 10 1/2" 4.5' 42'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Tumbo (13196'-13845') <b>-0.48°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	27	40 - 65	<p>14" 14" 4.7' 51'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Tumbo (11207'-11676') <b>-0.59°/100 ft</b>
			40 - 70	<p>14" 14 5/8" 4.7' 51'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Tumbo (11676'-12319') <b>-0.21°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C5	CP SUR XZ-2	27	60 - 70	<p>14 ½" 40' Pendular</p>	Construyo (12327'-12442') <b>0.51°/100 ft</b>
C6	CP SUR XL-4	20	25 - 45	<p>10 ¼"      10 ½" 4.5'      42' Semi - Empacado</p>	Tumbo (13845'-13947') <b>-0.19°/100 ft</b>
			20 - 55	<p>10 ½" 40.9' Pendular</p>	Mantuvo (14567'-14727') <b>-0.067°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	27	60 - 70	<p>14 ½" 40' Pendular</p>	Construyo (12442'-12710') <b>0.47°/100 ft</b>
			5	<p>14 ½"      14 ½" 5.1'      27' Semi - Empacado</p>	Construyo (12710'-12784') <b>0.81°/100 ft</b>
5	<p>10 ½" 42' Pendular</p>	Construyo (12784'-13020') <b>0.61°/100 ft</b>			
C7	CP SUR XL-5	30	45 - 60	<p>RR 10 ½"      RR 10 ½" 40'      90.5' Pendular</p>	Tumbo (15438'-16050') <b>-0.63°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>C7</b>	CP SUR XL-4	20	20 - 55	<p>10 ½" 40.9' Pendular</p>	Tumbo (14727'-15594') <b>-0.21°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	27	5	<p>10 ½" 42' Pendular</p>	Construyo (13020'-13700') <b>0.2°/100 ft</b>
<b>C6 (2)</b>	CP SUR XZ-2	25	5	<p>10 ½" 42' Pendular</p>	Construyo (13700'-13798') <b>1.6°/100 ft</b>
<b>C7 (2)</b>	CP SUR XZ-2	25	5	<p>10 ½" 42' Pendular</p>	Construyo (13798'-14453') <b>0.5°/100 ft</b>
<b>C6 (3)</b>	CP SUR XZ-2	25	5	<p>10 ½" 42' Pendular</p>	Construyo (14453'-14582') <b>0.67°/100 ft</b>
<b>C7 (3)</b>	CP SUR XZ-2	25	5	<p>10 ½" 42' Pendular</p>	Construyo (14582'-15436') <b>0.28°/100 ft</b>
<b>C8</b>	CP SUR XL-5	15	45 - 60	<p>RR 10 ½"    RR 10 ½" 40'            90.5' Pendular</p>	Construyo (16050'-16523') <b>0.43°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C8	CP SUR XL-4	22	20 - 55	<p>10 ½" 40.9' Pendular</p>	Mantuvo (15594'-15689') <b>-0.068°/100 ft</b>
			30 - 60	<p>10 ½" 28' Pendular</p>	Construyo (15689'-15921') <b>0.32°/100 ft</b>
			10 - 20	<p>Liso</p>	Construyo (15921'-15965') <b>0.45°/100 ft</b>
			10 - 25	<p>RR 10 ⅝" RR 10 ⅝" 39' 65' Pendular</p>	Construyo (15965'-15988') <b>0.43°/100 ft</b>
			20 - 30	<p>Liso</p>	Construyo (15988'-16008') <b>0.5°/100 ft</b>
			20 - 45	<p>RR 8 ½" RR 8 ⅝" 4' 51' Semi - Empacado</p>	Construyo (16014'-16037') <b>0.53°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	25	5	<p>10 ½" 42' Pendular</p>	Construyo (15436'-15884') <b>0.26°/100 ft</b>
			5	<p>8.44" 8 ½" 3.9' 59' Pendular</p>	Construyo (15884'-15906') <b>0.68°/100 ft</b>





FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C8	CP SUR XZ-2 Y	25	18 - 35	<p>8 3/8" 38.1' Pendular</p>	Tumbo (15906'-15920') <b>-1.7°/100 ft</b>
Mirador	CP SUR XL-4	16	20 - 45	<p>RR 8 1/2" RR 8 3/8" 4' 51' Semi - Empacado</p>	Construyo (16037'-16091') <b>1.11°/100 ft</b> Construyo (16091'-16125') <b>2.37°/100 ft</b>
			15 - 35	<p>RR 8 3/8" RR 8 3/8" 25' 72' Pendular</p>	Tumbo (16125'-16244') <b>-2.21°/100 ft</b>
			40 - 46	<p>RR 8 1/2" RR 8 3/8" 5.7' 30.4' Semi - Empacado</p>	Tumbo (16244'-16340') <b>-0.29°/100 ft</b>
			34 - 50	<p>RR 8 1/2" RR 8 3/8" 5.6' 21' Semi - Empacado</p>	Mantuvo (16340'-16503') <b>0.071°/100 ft</b>
			45 - 50	<p>RR 8 3/8" 5.5' Build Fulcrum</p>	Construyo (16503'-16591') <b>1.53°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	25	5	<p>8.44" 8 1/2" 3.9' 59' Pendular</p>	Construyo (15906'-16030') <b>0.68°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
Mirador	CP SUR XZ-2	25	5	<p>Empacado</p>	Construyo (16030'-16048') <b>0.18°/100 ft</b>
			5 5	<p>Empacado</p>	Construyo (16113'-16338') <b>1.31°/100 ft</b> Construyo (16338'-16392') <b>1.36°/100 ft</b>
			40	<p>Pendular</p>	Construyo (16392'-16426') <b>1.4°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2 Y	25	18 - 35	<p>Pendular</p>	Tumbo (15920'-16098') <b>-0.3°/100 ft</b>
			40	<p>Pendular</p>	Tumbo (16098'-16119') <b>-0.43°/100 ft</b>
			5 - 80	<p>Empacado</p>	Tumbo (16185'-16211') <b>-1.08°/100 ft</b>
			30 - 40	<p>Pendular</p>	Construyo (16350'-16418') <b>3.5°/100 ft</b> Construyo (16418'-16440') <b>1.6°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>Cuervos</b>	CP SUR XL-5	15	20 - 25	<p>RR 8 1/2" 23' RR 8 1/2" 61'</p> <p>Pendular</p>	Construyo (17092'-17195') <b>0.31°/100 ft</b>
	CP SUR XL-4	16	45 - 50	<p>RR 8 3/8" 5.5'</p> <p>Build Fulcrum</p>	Construyo (16591'-16610') <b>1.53°/100 ft</b>
			10 - 22	<p>RR 5 7/8" 4' RR 5 7/8" 72'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Construyo (16610'-16895') <b>0.68°/100 ft</b>
			18 - 25	<p>RR 5 7/8" 40' RR 5 7/8" 76'</p> <p>Pendular</p>	Tumbo (16895'-17169') <b>-1.5°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	25	40	<p>8 3/8" 39'</p> <p>Pendular</p>	Construyo (16426'-16760') <b>0.55°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2 Y	25	30 - 40	<p>8 3/8" 39'</p> <p>Pendular</p>	Construyo (16440'-16825') <b>2.4°/100 ft</b>
<b>Barco</b>	CP SUR XL-4	16	18 - 25	<p>RR 5 7/8" 40' RR 5 7/8" 76'</p> <p>Pendular</p>	Tumbo (17169'-17184') <b>-0.9°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
Barco	CP SUR XL-4	16	12 - 28	<p>RR 5 7/8"    RR 5 7/8" 3.8'    30.7'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Tumbo (17184'-17205') <b>-0.9°/100 ft</b>
			20 - 30	<p>Liso</p>	Tumbo (17205'-17248') <b>-0.9°/100 ft</b>
			20 - 30	<p>RR 5 7/8"    RR 5 7/8" 6.8'    44'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Tumbo (17248'-17325') <b>-0.9°/100 ft</b>
			25 - 30	<p>RR 5 7/8"    RR 5 7/8" 3.7'    37'</p> <p>Semi - Empacado</p>	Tumbo (17325'-17413') <b>-0.9°/100 ft</b>
			30 - 32	<p>RR 5 7/8"    RR 5 7/8" 38'    64'</p> <p>Pendular</p>	Tumbo (17413'-17453') <b>-0.9°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2	25	40	<p>8 3/8" 39'</p> <p>Pendular</p>	Tumbo (16760'-16892') <b>-3.96°/100 ft</b>
			35 40	<p>8 3/8" 57.6'</p> <p>Pendular</p>	Tumbo (16892'-16949') <b>-5.6°/100 ft</b> Construyo (16949'-17092') <b>0.13°/100 ft</b>
	CP SUR XZ-2 Y	25	30 - 40	<p>8 3/8" 39'</p> <p>Pendular</p>	Tumbo (16825'-16912') <b>-1.9°/100 ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
Guadalupe	CP SUR XZ-2	25	40	<p>Pendular</p>	Mantuvo inclinación



### 3.4.3 CUPIAGUA NW-43

FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>Guayabo</b>	CP Q-6	28	10 40-55		Construyo (93'-387') <b>0.23°/100ft</b> Mantuvo (1157'-1752') <b>0.023°/100ft</b>
			55		Construyo (387'-1157') <b>0.33°/100ft</b>
			30 30		Mantuvo (1752'-3192') <b>0.025°/100ft</b> Mantuvo (3192' – 5062') <b>-0.07°/100ft</b>
<b>Charte</b>	CP Q-18	31	28		Tumbo (6765' – 7420') <b>-1.2°/100ft</b>
	CP Q-6	28	5-30 30 50 20 50		Construyo (5062' – 5943') <b>0.05°/100ft – 0.6°/100ft</b> Mantuvo (5943' – 6079') <b>-0.02°/100ft</b> Mantuvo (6079' – 6355') <b>0.045°/100ft</b> Mantuvo (6355' – 6413') Construyo (6413' – 6593') <b>0.28°/100ft</b>
<b>León</b>	CP Q-18	31	28		Tumbo (7420' – 8130') <b>-0.7°/100ft</b>
			25		Construyo (8949' – 9205') <b>2.3°/100ft</b>
	CP Q-6	28	50 20		Construyo (6593' – 6710') <b>0.71°/100ft</b> Construyo (6710' – 8065') <b>0.17°/100ft</b>
	CP E-41	35	35		Construyo (7369' – 8886') <b>0.49°/100ft</b>





FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C1	CP NW-40	25	8-60 15-65	<p>Péndulo</p>	Tumbo (7992' – 8535') <b>-0.28°/100ft</b> Construyo (8535' – 9643') <b>0.19°/100ft – 0.6°/100ft</b>
	CP Q-6	28	20 10-45 30 20	<p>Péndulo</p>	Mantuvo (8065' – 8138') <b>-0.05°/100ft</b> Tumbo (8138' – 8839') <b>-0.54°/100ft</b> Construyo (8839' – 9501') <b>0.29°/100ft</b> Construyo (9501' – 9886') <b>0.37°/100ft</b>
	CP Q-18	31	25	<p>Péndulo</p>	Construyo (9060' – 9205') <b>0.37°/100ft</b>
			40 20-40	<p>Péndulo</p>	Construyo (9205' – 9875') <b>0.15°/100ft</b> Construyo (9875' – 10886') <b>0.48°/100ft</b>
	CP E-41	35	35	<p>Péndulo</p>	Construyo (8886'-9015') <b>0.16°/100ft</b>
			20-80	<p>Péndulo</p>	Tumbo (9015' – 10441') <b>-0.3°/100ft</b>
			10-30 45	<p>Péndulo</p>	Tumbo (10441' – 10492') <b>-1.7°/100ft</b> Tumbo (10492' – 10568') <b>-0.54°/100ft</b>
	CP H-42	10	10-67 15-25	<p>Péndulo</p>	Tumbo (8974' – 9935') <b>-0.14°/100ft</b> Mantuvo (9935' – 10414') <b>0.03°/100ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>C2</b>	CP NW-40	25	15-55	<p>Péndulo</p>	Construyo (9643'-10230') <b>0.6°/100ft</b>
	CP Q-6	28	20	<p>Péndulo</p>	Construyo (9886'-10500') <b>0.39°/100ft</b>
	CP Q-18	31	20-40	<p>Péndulo</p>	Construyo (10886'-11033') <b>0.81°/100ft</b>
	CP E-41	35	45	<p>Péndulo</p>	Tumbo (10568' – 11226') <b>-0.39°/100ft</b>
	CP H-42	10	15-25	<p>Péndulo</p>	Construyo (10414'-10457') <b>0.19°/100ft</b>
<b>C3</b>	CP NW-40	25	15-55	<p>Péndulo</p>	Construyo (10230'-10570') <b>0.23°/100ft</b>
	CP Q-6	28	20	<p>Péndulo</p>	Tumbo (10500'-10636') <b>-0.33°/100ft</b>
			30	<p>Péndulo</p>	Construyo (10636'-10854') <b>1.65°/100ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>C3</b>	CP E-41	35	45	<p>Péndulo</p>	Construyo (11226'-11630') <b>0.19°/100ft</b>
<b>C4</b>	CP NW-40	25	15-55	<p>Péndulo</p>	Construyo (10570'-10774') <b>0.76°/100ft</b>
	CP Q-6	28	30	<p>Péndulo</p>	Construyo (10854'-11085') <b>2.26°/100ft</b>
	CP Q-18	31	20-38	<p>Péndulo</p>	Construyo (11902'-12009') <b>0.77°/100ft</b>
	CP Q-18W	31	12-45	<p>Péndulo</p>	Construyo (11981'-12073') <b>0.8°/100ft</b>
	CP E-41	35	45	<p>Péndulo</p>	Construyo (11630'-11715') <b>1.8°/100ft</b>
			40-70	<p>Péndulo</p>	Construyo (11715'-11839') <b>0.57°/100ft</b>
<b>C5</b>	CP NW-40	25	15-55	<p>Péndulo</p>	Mantuvo (10774' - 11486') <b>-0.09°/100ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C5	CP NW-40	25	15-55	<p>Péndulo</p>	Tumbo (10825' – 11486') <b>-0.15°/100ft</b> Mantuvo (11486'-12053') <b>0.07°/100ft</b>
	CP Q-6	28	30	<p>Péndulo</p>	Tumbo (11085'-11515') <b>-0.33°/100ft</b>
			22	<p>Empacado</p>	Mantuvo (11515'-12306') <b>0.06°/100ft</b>
	CP Q-18	31	20-38 37	<p>Péndulo</p>	Tumbo (12009'-12551') <b>-0.12°/100ft</b> Construyo (12551'-13315') <b>0.17°/100ft</b>
	CP Q-18Z	31	10-37 45 29	<p>Péndulo</p>	Tumbo (12093' – 12569') <b>-0.41°/100ft</b> Tumbo (12569'-13030') <b>-0.19°/100ft</b> Construyo (13030'-13254') <b>1.5°/100ft</b>
	CP Q-18W	31	12-45	<p>Péndulo</p>	Construyo (12073'-12995') <b>0.26°/100ft</b>
	CP Q-18W	31	45	<p>Péndulo</p>	Construyo (12995'-13410') <b>1.19°/100ft</b>
	CP E-41	35	40-70	<p>Péndulo</p>	Tumbo (11839'-13147') <b>-0.23°/100ft – -0.57°/100ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
C5	CP H-42	10	15-45	<p>Péndulo</p>	Mantuvo (12540'-12847') <b>-0.03°/100ft</b>
C6	CP NW-40	25	25-60	<p>Péndulo</p>	Construyo (12053'-12103') <b>0.14°/100ft</b>
			20-30	<p>Péndulo</p>	Construyo (12103'-12683') <b>0.45°/100ft</b>
	CP Q-6	28	22	<p>Empacado</p>	Construyo (12306'-12415') <b>0.5°/100ft</b>
			15	<p>Péndulo</p>	Tumbo (12415'-12825') <b>-0.36°/100ft</b>
	CP Q-18	31	37	<p>Péndulo</p>	Construyo (13315'-13397') <b>1.38°/100ft</b>
	CP Q-18Z	31	16	<p>Péndulo</p>	Construyo (13470'-13983') <b>0.89°/100ft</b>
	CP Q-18Y	31	29	<p>Péndulo</p>	Construyo (13718'-144108') <b>0.89°/100ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>C6</b>	CP Q-18X	28	10-20		Construyo (13631'-14028') <b>0.19°/100ft</b>
	CP Q-18W	31	45 10		Construyo (13410'-13743') <b>1.22°/100ft</b> Construyo (13743'-14122') <b>0.33°/100ft</b>
	CP E-41	35	25-50		Mantuvo (13147'-13200') <b>0.05°/100ft</b>
			15-50		Construyo (13200'-13787') <b>0.49°/100ft</b>
	CP H-42	33	15-45		Construyo (12847'-13101') <b>0.25°/100ft</b>
<b>C7</b>	CP NW-40	30	20-30		Construyo (12683'-13055') <b>0.12°/100ft</b>
	CP Q-6	28	15		Tumbo (12525'-13287') <b>-0.19°/100ft</b>
	CP Q-18Y	31	29		Construyo (14108'-14278') <b>1.1°/100ft</b>





FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>C7</b>	CP Q-18X	28	10-20	<p>Péndulo</p>	Construyo (14028'-14484') <b>1.11°/100ft</b>
	CP Q-18W	31	10 5	<p>Péndulo</p>	Construyo (14122'-14152') <b>0.14°/100ft</b> Mantuvo (14152'-14399') <b>-0.06°/100ft</b>
	CP E-41	35	15-50	<p>Péndulo</p>	Construyo (13787'-14567') <b>0.28°/100ft</b>
<b>C8</b>	CP NW-40	30	20-30	<p>Péndulo</p>	Construyo (13055'-13502') <b>0.23°/100ft</b>
	CP Q-6	25	15	<p>Péndulo</p>	Construyo (13287'-13760') <b>0.37°/100ft</b>
			30	<p>Empacado</p>	Construyo (13764'-13780') <b>1.9°/100ft</b>
	CP Q-18X	25	10-20	<p>Péndulo</p>	Construyo (14484'-14866') <b>1.57°/100ft</b>
	CP Q-18W	31	5	<p>Péndulo</p>	Construyo (14399'-14900') <b>0.78°/100ft</b>
	CP E-41	35	15-50	<p>Péndulo</p>	Construyo (14567'-15111') <b>0.63°/100ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>MIRADOR</b>	CP NW-40	30	40-45	<p>RR 8 1/2" RR 8 3/8" ≈35' ≈75' Péndulo</p>	Tumbo (13511'-13589') <b>-1.16°/100ft</b>
	CP Q-6	31	30 24	<p>8 1/2" 8 1/2" 4' 44' Empacado</p>	Construyo (13780'-13860') <b>1.8°/100ft</b> Tumbo (14013'-14076') <b>-0.85°/100ft</b>
<b>CUERVOS</b>	CP NW-40	30	10-25	<p>RR 8 1/2" RR 8 3/8" ≈35' ≈75' Péndulo</p>	Tumbo (14075'-14550') <b>-0.52°/100ft</b>
	CP E-41	30	35	<p>8 3/8" 8 3/8" 27.8' 65.7' Péndulo</p>	Tumbo (15772'-16281') <b>-0.15°/100ft</b>
	CP H-42	25	4-32	<p>8 1/2" 8 3/8" 4.3' 30.8' Build Fulcrum</p>	Tumbo (16010'-16547') <b>-0.52°/100ft</b>
<b>BARCO</b>	CP NW-40	30	10-25	<p>RR 8 1/2" RR 8 3/8" ≈35' ≈75' Péndulo</p>	Tumbo (14550'-14555') <b>-1.16°/100ft</b>
			10-20 22 15-25	<p>RR 6" RR 6" ≈5' ≈45' Build Fulcrum</p>	Tumbo (14556'-14641') <b>-3.5°/100ft</b> Construyo (14641'-14777') <b>1.16°/100ft</b> Construyo (14928'-15093') <b>3.5°/100ft</b>
			20-25	<p>RR 6" RR 5 7/8" ≈5' ≈45' Build Fulcrum</p>	Construyo (14777'-14928') <b>2.9°/100ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>BARCO</b>	CP E-41	30	35	<p>8 3/8" 8 3/8" 27.8' 65.7'</p> <p>Péndulo</p>	Mantuvo (16281'-16310') <b>-0.07°/100ft</b>
<b>GUADALUPE</b>	CP NW-40	30	15-25	<p>RR 6" RR 6" ≈5' ≈45'</p> <p>Build Fulcrum</p>	Construyo (14940'-15093') <b>2°/100ft</b>
			25-28 25-30 25-30	<p>RR 6" RR 6" ≈45' ≈75'</p> <p>Péndulo</p>	Tumbo (15093'-15217') <b>-0.57°/100ft</b> Construyo (15217'-15301') <b>0.64°/100ft</b> Tumbo (15301'-15356') <b>-0.9°/100ft</b>
			20-28 25-35	<p>RR 5 7/8" RR 5 7/8" ≈45' ≈75'</p> <p>Péndulo</p>	Tumbo (15356'-15548') <b>-2.9°/100ft</b> Mantuvo (15548' – 15679')
	CP Q-6	31	20-35 35	<p>8 1/2" 8 1/2" 4' 44'</p> <p>Empacado</p>	Tumbo (15688' – 15834') <b>-0.81°/100ft</b> Tumbo (15834' – 15935') <b>-0.35°/100ft</b>
	CP Q-18W	32	3	<p>≈50'</p> <p>Péndulo</p>	Tumbo (17378'-17387') <b>-2.6°/100ft</b>
<b>GACHETA</b>	CP NW-40	30	28-35	<p>RR 5 7/8" RR 5 7/8" ≈45' ≈75'</p> <p>Péndulo</p>	Mantuvo (15679' – 15711')
<b>C7 (2)</b>	CP Q-6	31	35	<p>8 1/2" 8 1/2" 4' 44'</p> <p>Empacado</p>	Construyo (15935'-15945') <b>3.3°/100ft</b>



FORMACION	POZO	DIP	WOB	ENSAMBLAJE	RESULTADO
<b>C7 (2)</b>	CP E-41	30	29	<p>Build Fulcrum</p>	Tumbo (17356'-17403') <b>-0.14°/100ft</b>
<b>C8 (2)</b>	CP NW-40	30	28-35	<p>Péndulo</p>	Mantuvo (15711' – 15765')



## 4. RESULTADOS

Luego de la elaboración de graficas y análisis de la información se llegó a las siguientes conclusiones:

### 4.1 FLOREÑA A5X

- Los BHA pendulares de diseño agresivo (0' - 70') mostraron éxito para tumbar la inclinación en la serie superior de carbonera C7, pero construyeron ángulo en la serie baja de carbonera C7 y C8, debido posiblemente a los dip de la capa, pues en la serie superior las formaciones tenían una inclinación de alrededor de 60° mientras que en la serie inferior tenían una inclinación de 25, y entre menor sea el ángulo, ósea entre mas cerca esté la capa de la vertical mas difícil será tumbar la inclinación. .
- El péndulo con dos estabilizadores no tuvieron un buen desempeño pues en C7 superior construyo y luego tumbo suavemente la inclinación al llegar a C8. Por consiguiente, se debe evaluar la posibilidad de correr BHA semi-empacados con capacidades de tumbar inclinación tal como efectivamente se propuso para le flora A5 px donde se espera tener un mejor control de la dirección para la optimización del proceso de perforación y no requerir hacer mucho trabajo direccional que aumenta los costos del proyecto.
- Los ensamblajes Build fulcrum con dos estabilizadores, que se corrieron en este pozo para construir inclinación en la sección superior de C7 tuvieron éxito, ya que en ambas corridas construyo ángulo desde 0.24°/100 ft a 1.2°/100 ft.

### 4.2 CUPIAGUA SUR XN-6

- La formación León mostró una fuerte tendencia a construir tanto en CP SUR XL-5 como en CP SUR XL-4, con ensamblajes fulcrum y semi-empacado respectivamente.
- La formación C1 mostró un comportamiento adecuado según el tipo de ensamblaje usado, por ejemplo en CP SUR XL-5 construyó con un ensamblaje tipo fulcrum y tumbó con un ensamblaje tipo pendular. De igual manera en CP SUR XL-4 construyó ángulo al utilizar ensamblajes tipo semi-empacado y



tumbó al usar ensamblajes pendulares. Y finalmente en CP SUR XZ-2 tumbó inclinación de manera muy suave al usar un ensamblaje pendular.

- En la formación C2 se tumbó inclinación en los pozos CP SUR XL-5 con un ensamblaje pendular de dos estabilizadores, y en CP SUR XL-4 con un ensamblaje semi-empacado, sin embargo en CP SUR XZ-2 se construyó inclinación con un ensamblaje pendular con un estabilizador esto puede deberse a que el dip de la capa es mas alto (26°), que en los otros dos pozos mencionados (20°), además de que se usó un alto peso sobre la broca.
- Para la formación C3, se observó una tendencia a tumbar en los pozos CP SUR XL-5 y CP SUR XZ-2 con ensamblajes pendulares, y en CP SUR XL-4 con un ensamblaje tipo semi-empacado.
- En la formación C4 se observó una clara tendencia a construir en los pozos: CP SUR XL-4 con ensamblajes semi-pendulares, en CP SUR XZ-2 construyo con ensamblajes pendulares y semi empacados, y en CP SUR XL-5 logró tumbar con ensamblajes tipo pendular al inicio de la formación pero luego vence la tendencia anterior y construye con un ensamblaje semi-empacado.
- En la formación C5 se observó en la mayoría de los pozos una tendencia a tumbar inclinación, en el CP SUR XL-4 se observó al inicio una construcción de inclinación pero luego de romper el comportamiento que traía de la formación anterior (C4) empezó a tumbar ángulo. En el CP SUR XZ-2 tumbó con ensamblajes semi-empacados pero al final de la formación empezó a construir con ensamblaje pendular de un estabilizador, esto se puede deber a que se usó mucho peso sobre la broca (60 – 70 Klbs), y además de que la tendencia de la formación siguiente es a construir inclinación.
- En la formación C6 en el pozo CP SUR XL-4 se logró tumbar inclinación con un ensamblaje semi-empacado y uno pendular de un solo estabilizador, mientras que en el pozo CP SUR XZ-2 se construyó inclinación con los mismos tipos de ensamblajes, una causa de esto puede ser que en este último se tiene una mayor inclinación de la capa.
- La formación C7 mostró una tendencia a tumbar en los pozos CP SUR XL-4 y CP SUR XL-5, mientras que nuevamente en CP SUR XZ-2 se construyó inclinación. En este mismo pozo donde se atravesó las formaciones C6(2), C7(2), C6(3), C7(3) continuo construyendo, debido a que estas formaciones presentan un dip mayor, de 25° a 27°.
- La formación C8 mostró una tendencia a construir en los pozos CP SUR XL-5, CP SUR XZ-2 y CP SUR XL-4 aunque al inicio de la corrida tumbo inclinación suavemente, pero luego de vencer la tendencia anterior comenzó a construir



también. En CP SUR XZ-2Y si tumbó inclinación con un ensamblaje tipo pendular de un solo estabilizador.

- La formación Mirador respondió claramente al tipo de ensamblaje utilizado, en el pozo CP SUR XL-4 empezó construyendo a ratas altas con ensamblajes tipo semi-empacado, luego empezó a tumbar rápidamente con un ensamblaje tipo péndulo de dos estabilizadores y luego con uno tipo semi-empacado pero con el segundo estabilizador mas cerca del primero que en los usados anteriormente, y hacia el final de la formación volvió a construir con ensamblajes fulcrum y semi-empacado. En CP SUR XZ-2 si mostró una clara tendencia a construir inclinación a lo largo de toda la formación. Y finalmente en CP SUR XZ-2Y empezó tumbando inclinación con ensamblajes pendulares de uno y dos estabilizadores y tipo semi-empacado, pero hacia el final de la formación construyó con un ensamblaje pendular de un estabilizador, probablemente se debió a que se usó mucho peso sobre la broca, comparado con los valores utilizados en las otras corridas de ensamblajes similares.
- En la formación Los Cuervos se usaron péndulos con dos estabilizadores, con un estabilizador, semi-empacados y fulcrum, y en la mayoría de los casos se construyó inclinación.
- La formación Barco mostró una clara tendencia a tumbar inclinación en todos los pozos estudiados con diferentes tipos de ensamblajes.
- La formación Guadalupe solo se perforó con un ensamblaje convencional tipo péndulo en el pozo CP SUR XZ-2 donde mantuvo inclinación.

#### 4.3 CUPIAGUA NW-43

- La formación guayabo mostró una fuerte tendencia a construir en el pozo CP Q-6, a pesar de que usaron ensamblajes pendulares de diseño agresivo (0' – 70'), solo hacia el final de la formación tumbó muy suavemente (ensamblaje #5).
- En la formación Charte se usaron péndulos de diseño agresivo (0' – 70') para el pozo CP Q-6 donde construyó, mientras que en el pozo CP Q-18 se uso un péndulo con dos estabilizadores el cual tumbó inclinación a una rata de 1.2. Se recomienda utilizar este ensamblaje para el pozo NW-b ya que mostró un buen desempeño en esta sección.
- La formación León mostró una fuerte tendencia a construir tanto en CP Q-6 como en CP Q-18 a pesar de que se usaron péndulos agresivos, con





péndulos de dos estabilizadores construyó nuevamente en CP E-41, pero en CP Q-18 si logro tumbar, esto se puede ser debido a que el Dip de la capa en el pozo CP Q-18 es menor ( $31^\circ$ ) que en el pozo CP E-41 ( $35^\circ$ ), además en este ultimo se usó un mayor peso sobre la broca lo que pudo causar también que este construyera.

- La formación C1 no mostró una tendencia clara. Los ensamblajes pendulares de dos estabilizadores, con el primero más pequeño que el segundo, construyeron en los pozos CP Q-18, CP E-41 y al final en CP NW-40. Los péndulos con dos estabilizadores de igual tamaño lograron tumbar en los pozos CP E-41 y CP H-42. Los péndulos agresivos (0' - 70') se usaron en CP Q-18 y CP Q-6 donde construyeron, mientras que en CP E-41 se acercó el estabilizador un poco más a la broca logrando tumbar inclinación (0' - 50').
- Para la formación C2 se usaron péndulos agresivos en el pozo CP Q-6 mostrando una tendencia a construir, en el pozo NW-40 se usó un ensamblaje semi-empacado obteniendo en mismo resultado de construcción de inclinación. Ensamblajes pendulares con dos estabilizadores fueron usados en los pozos CP Q-18, CP H-42 y CP E-41, logrando tumbar solamente en este último, debido probablemente a que se uso mayor WOB.
- Para las formaciones C3 y C4, se observó la misma tendencia a construir inclinación, con diferentes tipos de ensamblajes: péndulos agresivos, péndulos con dos estabilizadores y semi-empacados. Pero el que construyó a menor rata fueron los péndulos con dos estabilizadores.
- En la formación C5 Los ensamblajes pendulares de dos estabilizadores, con el primero más pequeño que el segundo logro tumbar inclinación en CP NW-40, CP Q-18 y CP Q-18Z aunque en todos se observó que hacia el final de la formación construye inclinación. Los ensamblajes pendulares con dos estabilizadores de igual tamaño funcionaron muy bien en los pozos CP E-41 y CP H-42, pero en CP Q-18W construyó una razón puede ser la posición de los estabilizadores, ya que en el pozo CP Q-18W el primer estabilizador estaba más lejos de la broca que los ensamblajes usados en los otros dos pozos. Los péndulos agresivos funcionaron muy bien en CP Q-6, al acercar el estabilizador a la broca y hacerlo más pequeño en CP Q-18W no logró tumbar. Y por último el ensamblaje empacado usado en CP Q-6 construyó suavemente.
- En las formaciones C6 y C7 se observó la misma tendencia a construir inclinación, con diferentes tipos de ensamblajes: péndulos con un estabilizador a 50', péndulos con dos estabilizadores y semi-empacados. Solo en el pozo CP Q-6 se logró tumbar en ambas formaciones con péndulos agresivos de (0' - 70')



- La formación C8 mostró una clara tendencia a construir con todo tipo de ensamblajes usados, péndulos de 50', péndulos de 70', péndulos con dos estabilizadores y semi-empacados. Pero el que construyó a menor tasa fueron los péndulos agresivos de 70'.
- En la formación Mirador se tubo inclinación, en el pozo CP NW-40 con un ensamblaje pendular de dos estabilizadores y el pozo CP Q-6 con un ensamblaje empacado, aunque este ultimo inicialmente construyó con un WOB de 30 Klb, pero al bajarlo a 24 Klb tubo inclinación.
- En la formación Los Cuervos se usaron péndulos con dos estabilizadores en los pozos CP NW-40, CP E-41 y CP H-42, y entonos los casos tubo inclinación.
- En la formación Barco se logró tener un buen desempeño direccional, en el pozo NW-40 se logro tumbar inclinación usando ensamblajes pendulares de dos estabilizadores. Luego se corrió ensamblajes tipo fulcrum que tumbaron al inicio pero luego construyó a ratas muy grandes hasta de 3.5°/100 ft. Igualmente en el CP E-41 se usaron ensamblajes pendulares de dos estabilizadores que tumbaron inclinación.
- En el pozo CP NW-40 se empezó a perforar la formación Guadalupe con un ensamblaje tipo fulcrum el cual construyo a 2°/100 ft, por lo que se decidió bajar un ensamblaje pendular con dos estabilizadores para controlar esta tendencia a construir, teniendo éxito pues en todos los casos tumbó inclinación, excepto con el ensamblaje #30 donde en 84 ft construyó con un BUR de 0.64°/100ft. Para el pozo CP Q-6 se usó un ensamblaje empacado que tubo inclinación y para el pozo CP Q-18 se uso un péndulo agresivo que igualmente tumbó inclinación.
- La formación Gachetá solo se perforó con ensamblaje rotario en el pozo CP NW-40, donde se utilizó un tipo péndulo con dos estabilizadores donde se mantuvo la inclinación.
- En cuanto a la serie inferior de carbonera no se logró perforar secciones muy largas con ensamblajes rotarios que nos permitieran observar algún tipo de tendencia.



## 5. RECOMENDACIONES

### 5.1 FLOREÑA A5X

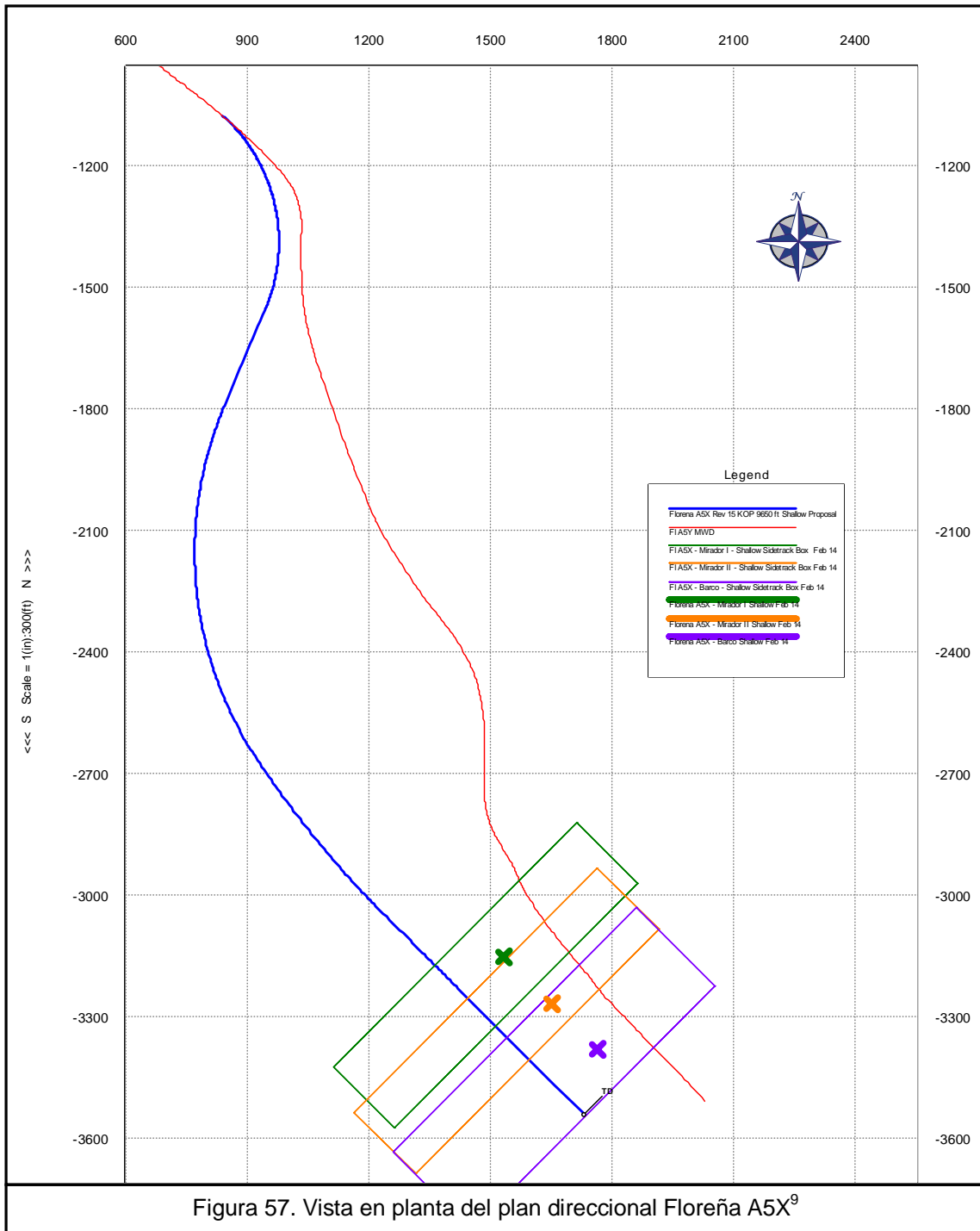


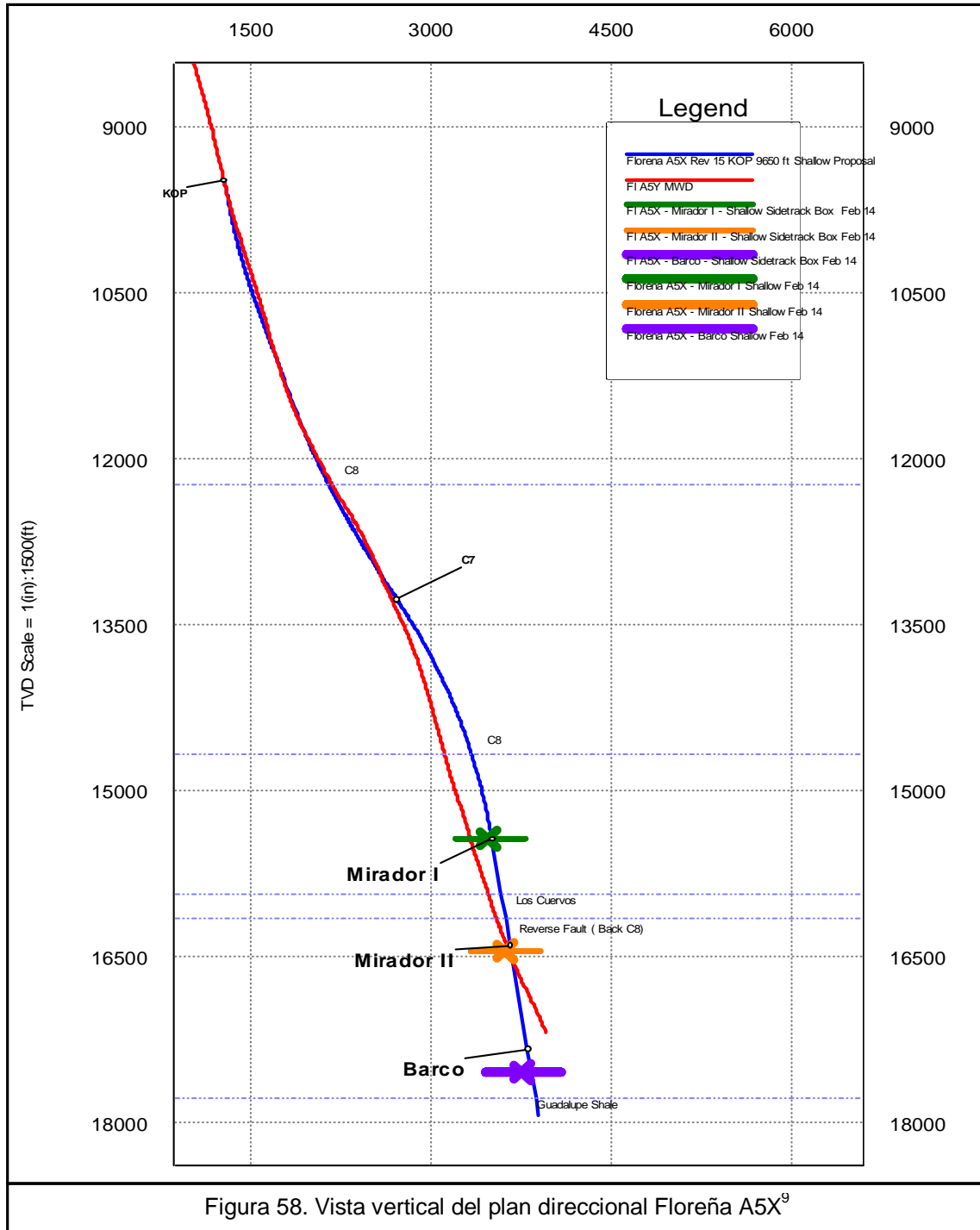
#### PLAN DIRECCIONAL

Comments	Measured Depth (ft)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	TVD (ft)	Sub-Sea TVD (ft)	Vertical Section (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (deg/100 ft)	Build Rate (deg/100 ft)	Walk Rate (deg/100 ft)	Northing (m)	Easting (m)	True Cy/Dist C-Q (ft)
KOP	9650.00	14.64	128.06	9488.13	6619.18	1280.40	-1076.24	835.58	0.25	-0.07	-0.97	1095697.83	1183295.79	0.00
End of Side track	9700.00	13.36	131.31	9536.65	6667.70	1290.59	-1083.95	844.90	3.00	-2.56	6.49	1095695.48	1183298.63	0.69
EOC	9900.00	10.87	139.29	9732.19	6863.24	1327.80	-1113.50	874.56	1.50	-1.25	3.99	1095686.47	1183307.67	13.13
Build & Turn	11492.44	23.60	202.99	11250.00	8381.05	1769.31	-1555.14	943.41	1.32	0.80	4.00	1095551.80	1183328.67	191.23
Build & Hold Azimuth	12099.99	26.64	202.99	11800.00	8931.05	1964.50	-1792.58	842.68	0.50	0.50	0.00	1095479.40	1183297.96	354.12
C8	12590.33	25.51	187.24	12240.95	9372.00	2143.57	-1998.80	786.36	1.43	-0.23	-3.21	1095416.51	1183280.78	473.78
C7	13746.83	29.56	152.73	13272.95	10404.00	2653.57	-2507.57	889.02	1.43	0.35	-3.04	1095263.22	1183312.09	615.65
Build and Manage turn	13987.08	31.36	146.38	13450.00	10581.05	2821.55	-2666.70	924.05	1.43	0.75	-2.39	1095212.85	1183322.77	612.46
Drop & Turn to 135	15124.60	19.98	135.00	14473.55	11604.60	3278.62	-3046.73	1235.25	1.09	-1.00	-1.00	1095096.97	1183417.66	391.61
C8	15329.11	17.94	135.00	14666.95	11798.00	3337.74	-3093.72	1282.23	1.00	-1.00	0.00	1095082.64	1183431.99	354.53
Mirador I	16123.21	10.00	135.00	15436.95	12568.00	3508.15	-3229.16	1417.68	1.00	-1.00	0.00	1095041.34	1183473.29	286.78
Los Cuervos	16631.94	10.00	135.00	15937.95	13069.00	3586.73	-3291.62	1480.13	0.00	0.00	0.00	1095022.30	1183492.33	286.28
Reverse Fault ( Back C8)	16861.42	10.00	135.00	16163.95	13295.00	3622.18	-3319.80	1508.31	0.00	0.00	0.00	1095013.71	1183500.92	298.19
Mirador II	17103.09	10.00	135.00	16401.95	13533.00	3659.51	-3348.47	1537.98	0.00	0.00	0.00	1095004.66	1183509.97	317.43
Barco	18058.61	10.00	135.00	17342.95	14474.00	3807.11	-3466.78	1656.29	0.00	0.00	0.00	1094968.89	1183545.74	N/A
Guadalupe Shale	18510.47	10.00	135.00	17787.95	14919.00	3876.91	-3522.26	1710.77	0.00	0.00	0.00	1094951.97	1183562.66	N/A
TD	18662.78	10.00	135.00	17937.95	15069.00	3900.43	-3540.96	1729.47	0.00	0.00	0.00	1094946.27	1183568.36	N/A

Figura 56. Plan direccional Floreña A5X<sup>9</sup>

El pozo Floreña A5X será un re-entrada cuyo KOP será a 9650 ft en la formación C7 superior, donde se espera tumbar inclinación hasta 10000 ft desde 14.64° hasta 10.87°, donde se empezará a construir a través de C8 superior y C7 inferior hasta una profundidad aproximada de 14000 ft y 31°. Finalmente se buscará tumbar inclinación desde C8 inferior hasta el tope de Mirador hasta 10° de inclinación, de ahí en adelante se mantendrá inclinación hasta la profundidad total esperada de 18663 ft.







## **SUGERENCIAS**

- Debido a que este pozo será una re-entrada, para iniciar es necesario utilizar una herramienta direccional que controle muy bien la inclinación y el azimut, esto se debe especialmente a que tenemos un pozo original muy cerca con el cual podríamos colisionar. Para conseguir la separación adecuada y garantizar el éxito del lateral la etapa fundamental es el inicio de este, por lo que en esta sección no hay posibilidades de usar ensamblajes rotarios convencionales.
- Para construir inclinación a través de C8 inferior puede que sea necesario usar un ensamblaje direccional pues en el Floreña A5Y tumbo inclinación y giro hacia la izquierda, que es todo lo opuesto a lo que se busca en esta sección del pozo.
- Por el contrario a partir de C7 inferior se podría pensar en un ensamblaje semi-empacado que aproveche la tendencia que tiene la formación de construir, pues en Floreña A5Y construyó con un péndulo. El beneficio que nos dará el semi-empacado es que no gire tan agresivamente.
- Para la parte final del pozo donde no se tiene información acerca del pozo Floreña A5Y y donde se espera tumbar agresivamente y luego mantener lo más recomendado sería usar nuevamente ensamblajes que incluyan herramientas direccionales.



## 5.2 CUPIAGUA SUR XN-6

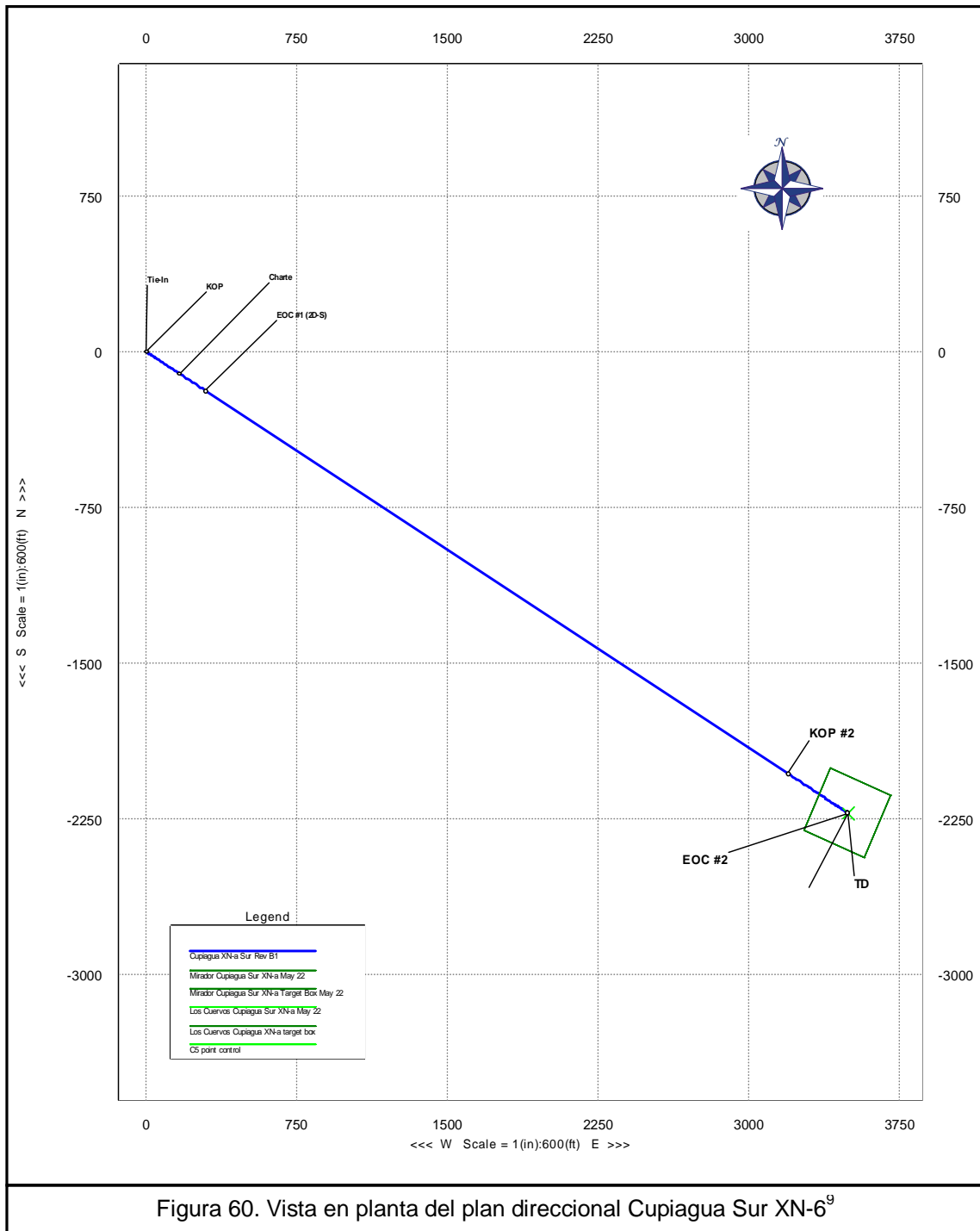
### PLAN DIRECCIONAL

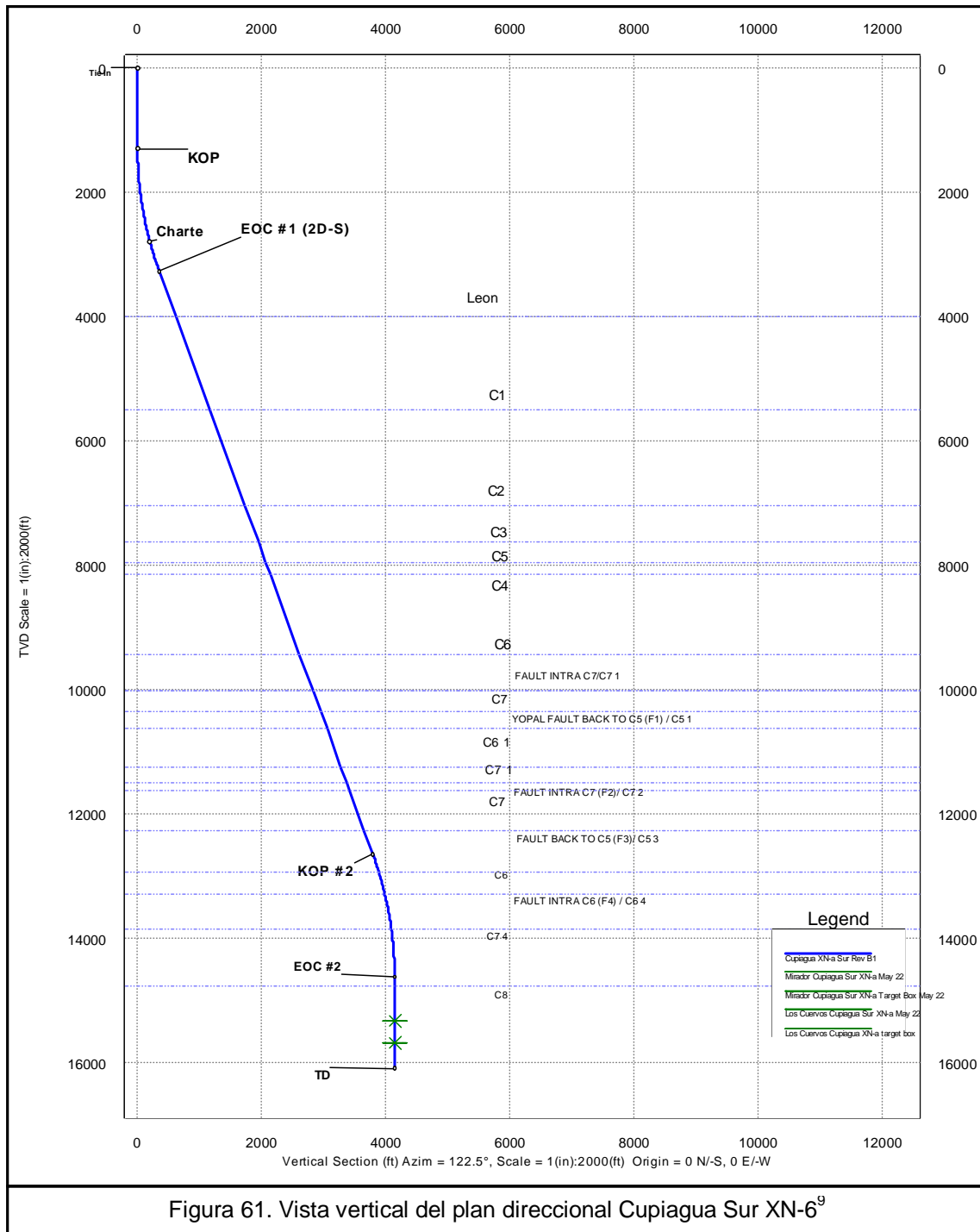
Para este pozo se buscará llevarlo vertical hasta 1300 ft, de ahí en adelante se construirá inclinación a través de la formación charre hasta 3300 ft y 20.14°. Al finalizar la construcción se hará una tangente hasta 13300 ft aproximadamente, pasando por las formaciones León, C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7 y sus repeticiones a causa de las múltiples fallas que se esperan. Finalmente se espera tumbar inclinación hasta 0° y mantenerse vertical hasta la profundidad total espera que es 16786 ft en la formación Cuervos.

Comments	Measured Depth (ft)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	TVD (ft)	Sub-Sea TVD (ft)	Vertical Section (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (deg/100 ft)	Build Rate (deg/100 ft)	Walk Rate (deg/100 ft)	Northing (m)	Easting (m)	Tortuosity (deg)	Directional Difficulty Index
Tie-In	0.00	0.00	122.47	0.00	-1358.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1061523.27	1158230.63	0.00	0.00
KOP	1300.00	0.00	122.47	1300.00	-58.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1061523.27	1158230.63	0.00	0.00
Charre	2808.63	15.09	122.47	2791.26	1433.00	197.47	-106.01	166.60	1.00	1.00	0.00	1061490.95	1158281.43	15.09	3.48
EOC #1 (2D-S)	3313.89	20.14	122.47	3272.68	1914.42	350.30	-188.06	295.54	1.00	1.00	0.00	1061465.93	1158320.74	20.14	3.85
Leon	4081.40	20.14	122.47	3993.26	2635.00	614.55	-329.92	518.49	0.00	0.00	0.00	1061422.68	1158388.71	20.14	4.10
C1	5680.56	20.14	122.47	5494.65	4136.39	1165.14	-625.50	983.01	0.00	0.00	0.00	1061332.56	1158530.34	20.14	4.38
C2	7319.71	20.14	122.47	7033.58	5675.32	1729.50	-928.47	1459.14	0.00	0.00	0.00	1061240.18	1158675.51	20.14	4.56
C3	7938.61	20.14	122.47	7614.64	6256.38	1942.58	-1042.86	1638.92	0.00	0.00	0.00	1061205.31	1158730.33	20.14	4.61
C4	8294.07	20.14	122.47	7948.37	6590.11	2064.97	-1108.56	1742.17	0.00	0.00	0.00	1061185.27	1158761.81	20.14	4.64
C5	8503.74	20.14	122.47	8145.22	6786.96	2137.16	-1147.32	1803.08	0.00	0.00	0.00	1061173.46	1158780.38	20.14	4.65
C6	9866.67	20.14	122.47	9424.82	8066.56	2606.41	-1399.23	2198.98	0.00	0.00	0.00	1061096.65	1158901.09	20.14	4.74
C7	10485.35	20.14	122.47	10005.68	8647.42	2819.42	-1513.59	2378.69	0.00	0.00	0.00	1061061.79	1158955.88	20.14	4.77
FAULT INTRA C7/C7 1	10496.49	20.14	122.47	10016.14	8657.88	2823.26	-1515.65	2381.93	0.00	0.00	0.00	1061061.16	1158956.87	20.14	4.78
YOPAL FAULT BACK TO C5 (F1) / C5 1	10852.70	20.14	122.47	10350.57	8992.31	2945.90	-1581.49	2485.40	0.00	0.00	0.00	1061041.08	1158988.42	20.14	4.79
C6 1	11146.91	20.14	122.47	10626.79	9268.53	3047.19	-1635.87	2570.86	0.00	0.00	0.00	1061024.50	1159014.47	20.14	4.81
C7 1	11804.29	20.14	122.47	11243.98	9885.72	3273.53	-1757.37	2761.82	0.00	0.00	0.00	1060987.46	1159072.69	20.14	4.84
FAULT INTRA C7 (F2) / C7 2	12072.05	20.14	122.47	11495.37	10137.11	3365.72	-1806.87	2839.60	0.00	0.00	0.00	1060972.37	1159096.41	20.14	4.85
C7	12193.38	20.14	122.47	11609.28	10251.02	3407.49	-1829.29	2874.84	0.00	0.00	0.00	1060965.53	1159107.15	20.14	4.86
FAULT BACK TO C5 (F3) / C5 3	12887.04	20.14	122.47	12260.53	10902.27	3646.32	-1957.50	3076.33	0.00	0.00	0.00	1060926.44	1159168.59	20.14	4.89
KOP #2	13296.93	20.14	122.47	12645.36	11287.10	3787.44	-2033.26	3195.40	0.00	0.00	0.00	1060903.34	1159204.89	20.14	4.90
C8	13599.22	17.12	122.47	12931.78	11573.52	3883.99	-2085.09	3276.85	1.00	-1.00	0.00	1060887.54	1159229.72	23.16	4.98
FAULT INTRA C6 (F4) / C6 4	13975.13	13.36	122.47	13294.41	11936.15	3982.76	-2138.12	3360.18	1.00	-1.00	0.00	1060871.37	1159255.13	26.92	5.05
C7 4	14548.37	7.62	122.47	13857.84	12499.58	4087.09	-2194.13	3448.20	1.00	-1.00	0.00	1060854.29	1159281.97	32.65	5.15
EOC #2	15310.76	0.00	122.47	14617.98	13259.72	4137.74	-2221.32	3490.94	1.00	-1.00	0.00	1060846.00	1159295.00	40.28	5.24
C8	15465.29	0.00	122.47	14772.51	13414.25	4137.75	-2221.32	3490.94	0.00	0.00	0.00	1060846.00	1159295.00	40.28	5.24
Mirador Cupiagua Sur XN-a May 22	16010.76	0.00	122.47	15317.98	13959.72	4137.75	-2221.33	3490.95	0.00	0.00	0.00	1060846.00	1159295.00	40.28	5.24
Cuervos	16515.76	0.00	147.42	15822.98	14464.72	4137.76	-2221.33	3490.95	0.00	0.00	4.94	1060846.00	1159295.00	40.28	5.24
TD	16786.50	0.00	327.42	16093.72	14735.46	4137.76	-2221.33	3490.95	0.00	0.00	66.48	1060846.00	1159295.00	40.28	5.24

Figura 59. Plan direccional Cupiagua Sur XN-6<sup>9</sup>









## **SUGERENCIAS**

- Para la sección de 26" que va hasta 1200 ft, donde se espera mantener el pozo vertical es posible tener que utilizar un ensamblaje direccional, pues con un ensamblaje convencional puede resultar muy difícil mantener 0° de inclinación como se desea.
- En la sección de 18 ½", que se iniciará en la formación Charte, se desea crear la curva, es decir construir hasta 20.14° de inclinación, por lo que es mejor tener un buen control direccional, posiblemente solo se necesite hasta 3300 ft, pues de ahí en adelante iniciara una tangente, que podría controlarse con un ensamblaje convencional. Según los datos de sus pozos de referencia las secciones de carbonera, que según el plan es básicamente donde se espera mantener inclinación con un rango de tolerancia de mas o menos 5°/100 ft, se tiene una tendencia predominante a construir, pero a unas ratas muy pequeñas, igualmente algunas secciones como C3 y C5 tienden a tumbar pero igualmente a ratas ligeras, por lo que todo este intervalo desde 3300 ft hasta 13600 ft aproximadamente es una buena opción para correr un ensamblaje convencional, el diseño mas apropiado será un semi empacado, pues así podríamos además de mantener la inclinación lograr que el pozo no gire agresivamente, pues el plan pretende mantener el azimut constante casi todo el pozo. Podemos adicionar además que como va a ser una sección tan larga, pues abarca 14 3/4" y 10 5/8", esta opción de ensamblaje nos puede ayudar a maximizar la vida de las brocas y además de poder optimizar la rata de perforación con cambios en el peso sobre la broca.
- Para las secciones siguientes donde se espera tumbar inclinación y alcanzar nuevamente la verticalidad es mejor hacer uso de ensamblajes direccionales dirigidos, pues esta es la oportunidad de corregir un poco el trabajo hecho con el ensamblaje convencional y volver a dirigirnos hacia el objetivo.



### 5.3 CUPIAGUA NW-43

#### PLAN DIRECCIONAL

Comments	Measured Depth (ft)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	TVD (ft)	Sub-Sea TVD (ft)	Vertical Section (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (deg/100 ft)	Build Rate (deg/100 ft)	Walk Rate (deg/100 ft)	Northing (m)	Easting (m)
Tie-In	0.00	0.00	146.32	0.00	-1783.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1068566.36	1160468.53
Guayabo	37.00	0.00	146.32	37.00	-1746.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1068566.36	1160468.53
26 in casing	1200.00	0.00	146.32	1200.00	-583.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1068566.36	1160468.53
Charte	5278.00	0.00	146.32	5278.00	3495.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1068566.36	1160468.53
Leon	6563.00	0.00	146.32	6563.00	4780.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1068566.36	1160468.53
KOP	7900.00	0.00	146.32	7900.00	6117.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1068566.36	1160468.53
C1	8103.10	3.05	146.32	8103.00	6320.00	5.40	-4.49	2.99	1.50	1.50	0.00	1068564.99	1160469.44
EOC #1 (2D-S)	9445.53	23.18	146.32	9403.70	7620.70	308.43	-256.66	171.04	1.50	1.50	0.00	1068488.11	1160520.68
C2	9883.17	23.18	146.32	9806.00	8023.00	480.72	-400.02	266.59	0.00	0.00	0.00	1068444.39	1160549.81
C3	10501.06	23.18	146.32	10374.00	8591.00	723.96	-602.44	401.48	0.00	0.00	0.00	1068362.68	1160590.94
C4	10816.53	23.18	146.32	10664.00	8881.00	848.15	-705.78	470.35	0.00	0.00	0.00	1068351.17	1160611.94
C5	11048.24	23.18	146.32	10877.00	9094.00	939.37	-781.69	520.94	0.00	0.00	0.00	1068328.03	1160627.36
KOP # 2	12197.33	23.18	146.32	11933.30	10150.30	1391.73	-1158.11	771.80	0.00	0.00	0.00	1068213.25	1160703.85
C6	12318.04	21.37	146.32	12045.00	10262.00	1437.49	-1196.19	797.18	1.50	-1.50	0.00	1068201.64	1160711.59
Yopal Fault Intra C6	12749.70	14.90	146.32	12455.00	10672.00	1571.77	-1307.94	871.64	1.50	-1.50	0.00	1068167.57	1160734.29
C7	13004.26	11.08	146.32	12703.00	10920.00	1628.97	-1355.54	903.37	1.50	-1.50	0.00	1068153.06	1160743.96
C8	13358.20	5.77	146.32	13053.00	11270.00	1680.81	-1398.67	932.11	1.50	-1.50	0.00	1068139.91	1160752.73
EOC # 2	13742.85	0.00	146.32	13437.00	11654.00	1700.16	-1414.77	942.84	1.50	-1.50	0.00	1068135.00	1160756.00
Top C8 Sit	13861.85	0.00	146.32	13556.00	11773.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Base C8 Sit	13916.85	0.00	146.32	13611.00	11828.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Mirador	13979.85	0.00	146.32	13674.00	11891.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Los Cuervos	14563.85	0.00	146.32	14258.00	12475.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Nwb - Barco Target Ago	15242.85	0.00	146.32	14937.00	13154.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
21	15729.85	0.00	146.32	15424.00	13641.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Guadalupe MDST	15729.85	0.00	146.32	15424.00	13641.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Guadalupe Upper Phosp	15885.85	0.00	146.32	15580.00	13797.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Guadalupe Qtz Arenites	16069.85	0.00	146.32	15764.00	13981.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Guadalupe Lower Phosp	16342.85	0.00	146.32	16037.00	14254.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Guadalupe Base / Core Fault	16844.85	0.00	146.32	16539.00	14756.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00
Total Depth	17042.85	0.00	146.32	16737.00	14954.00	1700.16	-1414.77	942.84	0.00	0.00	0.00	1068135.00	1160756.00

Figura 62. Plan direccional Cupiagua NW-43<sup>9</sup>

El perfil de este pozo será muy similar a la del pozo Cupiagua Sur XN-6, con la diferencia en que su sección vertical al inicio, será mas larga hasta 8000 ft aproximadamente, luego se construirá hasta 9400 ft y seguirá una tangente hasta 12300 ft, donde se empezara a tumbar inclinación alcanzando verticalidad nuevamente.

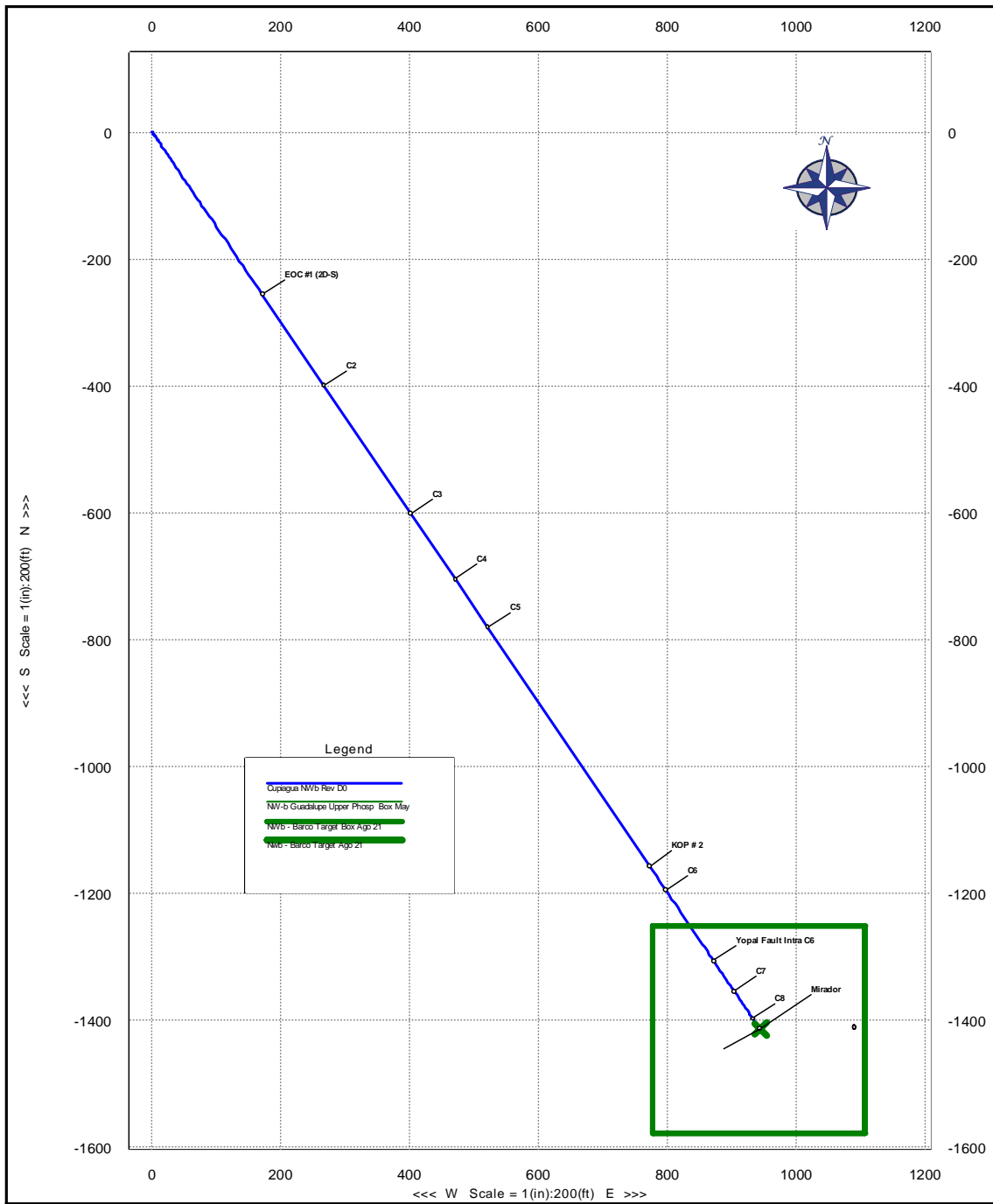
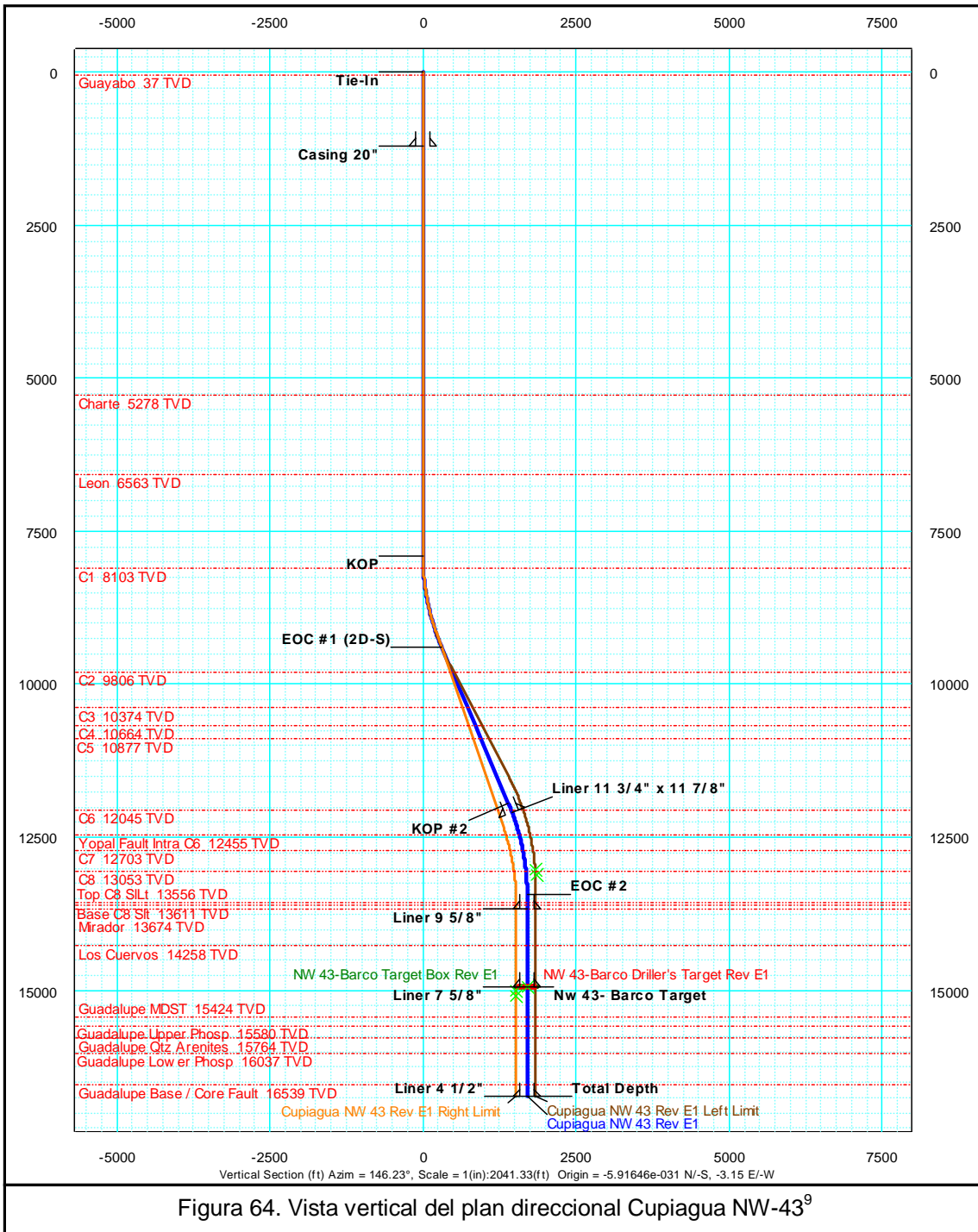


Figura 63. Vista en planta del plan direccional Cupiagua NW-43<sup>9</sup>





## **SUGERENCIAS**

- Al igual que el pozo anterior se deberá usar una herramienta direccional para mantener la verticalidad del pozo, mas aun por que esta sección es mucho mas larga.
- Para la sección de construcción podría usarse un ensamblaje fulcrum, pues en los pozos de referencia se observo que en esta sección de C1, que es donde básicamente se hará la construcción de la curva, tiene una fuerte tendencia a construir, aun cuando se utilizaban ensamblajes pendulares, el mayor problema es que es un tramo muy corto, pues se quiere llegar a 23,18° en 1500 ft aproximadamente, y no tenemos datos de BUR tan severos, por que la opción mas segura seria utilizar nuevamente herramientas direccionales.
- Al igual que en Cupiagua Sur XN-6 se podrá usar un ensamblaje semi-empacado para la sección tangente, pues sus pozos de referencia muestra que en esta sección, de C2 a C6 con diferentes tipos de ensamblajes, se tienen cambios de inclinación menores, así que un ensamblaje convencional seria una muy buena opción.
- Debido a la reducción de inclinación se da desde C6 es muy difícil alcanzar esta rata de reducción tan alta, si fuera un poco mas abajo, tal vez desde Mirador podríamos usar un péndulo agresivo, pues en sus pozos de referencia se muestra una fuerte tendencia a tumbar inclinación en estas formaciones bajas. De lo contrario será necesario el uso de herramientas direccionales para esta etapa final del pozo.





## 6. ANALISIS ECONOMICO

A continuación veremos la oportunidad de ahorro que se tiene al utilizar los ensamblajes rotarios convencionales que se recomendaron en la sección anterior. Para esto tomaremos como base los tiempos planeados que se tiene para cada sección y el costo básico por hora de la herramienta direccional usada hoy día por BP.

*Costo por hora de circulación del Power Drive: US\$ 1291.*

### 6.1 FLOREÑA A5X

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>TIEMPO (Horas)</b>	<b>Costo (Dólares)</b>
Perforación de la formación C7 inferior, aproximadamente 1500 ft.	160,8	207.592,8
<b>TOTAL</b>	<b>160,8</b>	<b>207.598,8</b>

Tabla 4. Análisis Económico Floreña A5X

El costo ahorrado al reemplazar las herramientas direccionales por un ensamblaje rotario convencional en la perforación de C7 seria de US\$ 207.592,8

### 6.2 CUPIAGUA SUR XN-6

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>TIEMPO (Horas)</b>	<b>Costo (Dólares)</b>
Perforación de la formación León (1599 ft)	78,46	101.291,86
Perforación de la formación C1 (1639 ft)	230,69	297.820,79
Perforación de la formación C2 (619 ft)	37,45	48.347,95
Perforación de la formación C3 (355 ft)	23,32	30.106,12
Perforación de la formación C4 (209 ft)	22,5	29.047,5
Perforación de la formación C5 (1363 ft)	179,47	231.695,77
Perforación de la formación C6 (618 ft)	46,48	60.005,68
Perforación de la formación C7 (367 ft)	35,08	45.288,28
Perforación de la formación C5 (294 ft)	38,68	49.935,88
Perforación de la formación C6 (657 ft)	172,64	222.878,24
Perforación de la formación C7 (267 ft)	37,8	48.799,8
Perforación de la formación C6 (121 ft)	26,37	34.043,67
Perforación de la formación C7 (693 ft)	98,40	127.034,4
Perforación de la formación C5 (410 ft)	100,58	129.848,78
<b>TOTAL</b>	<b>1124,94</b>	<b>1'452.271,72</b>

Tabla 5. Análisis Económico CP Sur XN-6



El costo ahorrado al reemplazar las herramientas direccionales por un ensamblaje rotario convencional en la sección recomendada desde León hasta C5 sería de US\$ 1'452.271,72

### 6.3 CUPIAGUA NW-43

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>TIEMPO (Horas)</b>	<b>Costo (Dólares)</b>
Perforación de la formación C2	95,76	123.626,16
Perforación de la formación C3	69,6	89.853,6
Perforación de la formación C4	49,44	63.827,04
Perforación de la formación C5	206,88	267.082,08
Perforación de la formación C6	93,12	120.217,92
<b>TOTAL</b>	<b>514,8</b>	<b>664.606,8</b>

Tabla 6. Análisis Económico CP NW-43

El costo ahorrado al usar un ensamblaje rotario convencional en la sección recomendada en lugar de herramientas direccionales es de US\$ 664.606,8

Cabe a anotar que estos costos son solo un estimado y pueden llegar a ser mayores o menores, pues hay muchos factores que influyen en estos, como por ejemplo el personal necesario cuando se corre una herramienta direccional, el desempeño de las brocas lo cual puede alargar o disminuir estos tiempos, entre otros.



## 7. CONCLUSIONES

- Los pozos seleccionados para el estudio fueron aquellos que por su cercanía y características similares se establecen como pozos de referencia, generalmente hacen parte del mismo campo, pueden tener similitud en la secuencia de formaciones, perfiles direccionales, zona o yacimiento de interés. Con esta información se elaboro una base de datos que brindo la posibilidad de analizar el desempeño de los ensamblajes de fondo, desde el punto de vista direccional, de forma rápida y efectiva, convirtiéndose en una herramienta importante en el proceso de planeación.
- Para lograr un buen análisis del desempeño de los ensamblajes de fondo es necesario tener el modelo geológico y las trayectorias para poder juzgar y definir su resultado, ya que observamos que los parámetros mas importantes que influyen en el comportamiento de un ensamblajes rotarios convencionales son: el tipo y configuración del ensamblaje, parámetros de perforación, y finalmente la inclinación y dirección de las formaciones. Pues observamos varios casos donde un mismo tipo de ensamblaje tenía diferentes resultados debido a que la formación tenía una inclinación diferente, por ejemplo entre mayor sea la inclinación de una capa mas difícil es disminuir ángulo. Igualmente ocurre con los parámetros de perforación, por ejemplo un ensamblaje semi-empacado puede construir inclinación al usar altos WOB, y al disminuirlo puede empezar a tumbar inclinación en la misma formación.
- Debido al diseño de los pozos programados, es difícil pensar en usar ensamblajes convencionales en toda la trayectoria, sin embargo hay buenas oportunidades en algunas secciones del pozo, por ejemplo en el Floreña A5X podría usarse un semi-empacado para la sección de construcción a través de C7, en Cupiagua Sur XN-6 es donde mas se aprovecharía este tipo de ensamblajes, pues tiene una sección tangente bastante larga donde, por las tendencias observadas, podría usarse un ensamblaje semi-empacado para lograr mantener una tolerancia de cambio de inclinación de  $\pm 5^\circ$ . Finalmente en el Cupiagua NW-43 aunque tiene un diseño muy similar al Cupiagua Sur XN-6 su parte tangente es mas corta e inicia en la formación C2, por lo que, como aclaramos mas detalladamente en las recomendaciones, no se puede aprovechar mucho las tendencias, sin embargo en esta sección donde se mantiene inclinación constante es posible hacer uso de un ensamblaje convencional.



- Según las recomendaciones hechas y los tiempos planeados para cada pozo, se encontró que la oportunidad de ahorro para el Floreña A5X es de US\$ 207.598, para el CP Sur XN-6 de US\$ 1'452.271, y para el CP NW-43 de US\$ 664.606. Se debe tener en cuenta que estos costos pueden variar positiva o negativamente teniendo en cuenta otros factores como el costo del personal necesario cuando se corre herramientas direccionales y el desempeño de las brocas que se corran.
- Esta base de datos podrá ser utilizada, no solo para los pozos acá mencionados, si no para pozos futuros que pertenezcan a estos campos, con el fin de aprovechar las tendencias que mostraron las formaciones en los pozos de referencia y poder diseñar pozos proyectados en aprovecharlas y optimizar la perforación disminuyendo costos en la operación.



## BIBLIOGRAFIA

1. ***Applied Drilling Engineering***, Adam T. Bourgoyne Jr, Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert Y F.S. Young Jr. Society of Petroleum Engineers. 1991.
2. ***Aspectos Más Relevantes De La Geomorfología Y Geología Y Del Piedemonte Llanero De Colombia***, República de Colombia Ministerio De Minas Y Energía Instituto Colombiano De Geología Y Minería. Bogota 2004.
3. ***Caracterización de Reservorio para la Formación Barco, Campo Cusiana***, Evanaan Restrepo Ruiz. 2007.
4. ***Directional Drilling Training Manual Schlumberger***, Schlumberger. January 1997.
5. ***Drilling Engineering Workbook***, Baker Hughes INTEQ. December 1995
6. ***Estudio de la comercialización del gas del campo Cusiana – Cupiagua***, Carlos Andrés Sarmiento Chávez, y Carlos Andrés Ruiz Bonilla. Bogotá D.C. ECP- Fundación Universidad de América, 2001. p. 29. BP Co. (Colombia).
7. ***Fundamentos de Perforación Direccional- Motores de Fondo***, Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores de Pozo Schlumberger – IPM, 2004.
8. ***Introduction to Directional Drilling***, Raymond de Verteuil and Iain McCourt. Schlumberger, revised 2001.
9. ***Livelink, Documentos propiedad de Bp Colombia***.
10. ***Nuevos rumbos de la perforación direccional***, Schlumberger, January 2000.
11. ***Wellsite Procedures and Operations***, Datalog. David Hawker, Karen Vogt y Allan Robinson. March 2001.