

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

INTRODUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA ZINC EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE LA SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN EN EL CAMPO CERRO NEGRO DE LA FPO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Cortez F. Eliana S.

Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas; Octubre de 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

INTRODUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA ZINC EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE LA SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN EN EL CAMPO CERRO NEGRO DE LA FPO

TUTOR ACADÈMICO: Prof. Pedro Díaz

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Adrián Amaro

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Cortez F. Eliana S.

Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas; Octubre de 2014

Caracas, Octubre 2014.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Eliana Cortez, titulado:

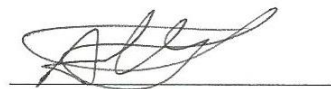
**INTRODUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA ZINC EN LA PERFORACIÓN
DIRECCIONAL DE LA SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN EN EL CAMPO
CERRO NEGRO DE LA FPO**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



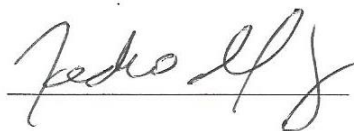
Nombre y Apellido

Jurado



Nombre y Apellido

Jurado



Pedro Díaz

Tutor Académico

DEDICATORIA

Dedicado a la persona que me dio la vida, que a pesar de las dificultades económicas y de salud siempre estuvo para darme su mano, con esfuerzo y amor me guío por el sendero de la humildad y el respeto. Te Amo Mami.

AGRADECIMIENTOS

De qué manera intentar agradecer estos años de vida, esta experiencia universitaria, estos años de crecimiento personal e intelectual, cuando fueron muchos los factores y personas que influyeron en la culminación exitosa de una etapa para el inicio de otra en este hermoso camino llamado vida.

Dios ha estado en todo momento en este camino; justo y necesario es darte gracias Dios por darme tu bendición y sabiduría, por mostrarme que podemos llegar a donde nos propongamos, por darme energía para continuar cuando el camino ha sido empinado.

A la Universidad Central de Venezuela por ser mi Casa de Estudios, agradeciendo a todos y cada uno de los profesores que en mi formación personal y académica estuvieron involucrados.

A mi tutor académico, Prof. Pedro Díaz, por todas sus enseñanzas, por su paciencia, por su apoyo y sobre todo por aceptar ser mi tutor y orientarme en el final de esta etapa.

A mi tutor industrial, Adrián Amaro, por brindarme su apoyo a la creación de esta Trabajo Especial de Grado.

A mi madre, Ana M. Flores, por ser mi guía desde que llegue a este mundo, por no darte por vencida a pesar de las dificultades, por confiar en mí en todo momento, por luchar a mi lado así el problema no fuera tuyo. Gracias por darme tu infinito amor de madre.

A mi hermano, Juan C, por ser mi ejemplo a seguir, a pesar de que no estés físicamente en este mundo siempre te llevo en mi corazón y pensamiento. Donde quiera que te encuentres sé que me estas cuidando e iluminando mi camino.

A mi hermana Suhail, a pesar de nuestras diferencias siempre estaba dispuesta ayudarme y colaborarme incondicionalmente.

A Isabel y Daniel, por estar pendiente de mí y brindarme su apoyo incondicional. Gracias por ser mis segundos padres.

A Jonathan B, por tantos momentos, por tu apoyo, por tu amistad, por tu amor, porque a pesar de la distancia siempre estuviste ahí brindándome lo mejor de ti, dispuesto a sacarme una sonrisa y darme una palabra de aliento cuando más lo necesitaba.

A mis compañeros y amigos ,Edaile y Elibeth a pesar de la distancia siempre estuvieron cuando mas las necesitaba, Renny por su amistad y comprensión, Greissy , Diana y Wanny por apoyarme ante cualquier adversidad y ser ese hombro que no todos dan , José L, Geoffrey, Aquiles, Luis V, Cesar, por formar parte de momentos inolvidables. Olesni y Gilmary, por ser mis compañeras de estudio, de risas, ocurrencias, es trasnochos y estar presentes en las buenas pero sobre todo en las malas apoyándonos mutuamente. Luis D, por ser mi compañero desde el primer día de la carrera, por siempre estar ahí cuando lo necesitaba, por compartir momentos de tristeza y felicidad.

Al gran equipo y familia Schlumberger por brindarme mi primera oportunidad profesional, por la oportunidad de compartir y aprender con distintas personas. Gracias a toda esta gran familia por enseñarme que la mejor forma de crecer es en equipo.

Eliana S., Cortez F.

**INTRODUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA ZINC EN LA PERFORACIÓN
DIRECCIONAL DE LA SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN EN EL CAMPO
CERRO NEGRO DE LA FPO**

**Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz. Tutora Industrial: Ing. Adrián Amaro.
Tesis.**

Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo, Año 2014, 122p.

Palabras Claves: Herramienta direccional, Sección de construcción, Campo Cerro Negro, Pozos direccionales, Evaluación de trayectoria, ZINC*.

Resumen: Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o por presentarse problemas en las operaciones que ameriten un cambio de programa en la perforación. El primer paso para perforar un pozo direccional es el diseño de la trayectoria del mismo, sin embargo; este es un proceso sumamente complejo y requiere de una rigurosa planificación para obtener los mejores resultados y optimización de los tiempos.

Con esta representación, la perforación de pozos direccionales con herramientas que nos permitan una mejor precisión a la hora de trazar una trayectoria sin la necesidad de una re entrada, surge la idea de introducir una herramienta llamada ZINC * que mide inclinación del hoyo, además esta tiene un sensor mucho más cerca de la mecha que otras herramientas de medición.

La inclinación es un factor clave para el control direccional, su conveniente ubicación trae una valiosa información acerca de la posición de la mecha en cualquier momento. Esto significa que disminuye dramáticamente el tiempo de reacción y la facilidad de realizar ese ajuste requerido por la zona objetivo.

Además de proveer información sobre la inclinación de la trayectoria del pozo, es decir su ubicación, esta información ayuda a prevenir la colisión con otros pozos; ya que, estos están distribuidos principalmente en macollas.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 Objetivos.....	4
1.1.1 Objetivo general.....	4
1.1.2 Objetivos específicos	4
1.2 Alcances de la investigación.....	4
1.3 Justificación de la investigación	5
1.4 Limitaciones	5
1.5 Antecedentes.....	6
CAPÍTULO II	8
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA.....	8
2.1 Cuenca oriental	8
2.2 Faja Petrolífera del Orinoco	9
2.2.1 Geología Regional	10
2.3 Localización de área	11
2.3.1 Esquema de Explotación Propuesto para la Macolla Cacique Chaima	12
2.3.2 Geología local	13
CAPÍTULO III.....	18
MARCO TEÓRICO.....	18
3.1 Perforación direccional	18
3.2 Tipos de perforaciones direccionales de acuerdo al perfil de pozo	23

3.2.1 Perfil tipo vertical	23
3.2.2 Perfil tipo S	24
3.2.3 Perfil tipo S especial	25
3.2.4 Perfil tipo tangencial	26
3.2.5. Perfil tipo J (<i>Slant</i> o pendiente) o de deflexión superficial.....	27
3.2.6 Perfil tipo horizontal	28
3.2.7 Perfil tipo multilateral	29
3.3 Etapas de la perforación direccional.....	30
3.4 Ensamblaje de fondo de pozo	31
3.4.1 Tuberías de perforación	32
3.4.2 Martillo	33
3.4.3 Monel o Collar no Magnético	33
3.4.4 Estabilizadores	33
3.4.5 Herramientas MWD Y LWD.....	34
3.4.6. LWD de conjunto de resistividad compensada.....	35
3.4.7. Herramienta <i>PeriScope</i> para el mapeo del tope y base de arenas.....	37
3.4.8. MWD	38
3.4.9 Herramientas direccionales.....	42
3.4.10 Motores dirigibles	43
3.4.11 Sistema rotatorio dirigible	44
3.4.12. Mechas, brocas o barrenas	46
3.5 Parámetros que deben ser controlados en la perforación direccional.....	47
3.6 Mediciones de desviación para control de la trayectoria del pozo	51
3.7 Herramienta ZINC*	54

3.7.1. Especificaciones.....	55
3.7.2. Medio ambiente	56
3.7.3. Funcionamiento	56
3.7.4. Medición	57
3.7.5. Servicios en la tienda y el taladro	58
3.7.6 Procedimiento de conexión y desconexión.....	61
3.8 Análisis de anticolisión de pozos.....	63
3.8.1 Mapa de araña o <i>SpidePlot</i>	63
3.8.2. Cilindro de Viaje o <i>Travelling Cylinder</i>	64
3.8.3. Elipses de Incertidumbre o <i>Ellipses of uncertainty</i>	65
CAPÍTULO IV.....	67
MARCO METODOLÓGICO.....	67
4.1 Tipo de investigación.....	67
4.2 Población y muestras	67
4.2.1 Población	67
4.2.2 Muestra	67
4.3 Procedimiento metodológico.....	67
4.4 Revisión bibliográfica.....	68
4.5 Recopilación de datos de pozos.....	69
4.5.1 Descripción general de los pozos.....	69
4.5.2 Recopilación de registros digitales y archivos .LAS de pozos	70
4.5.3. Recopilación de los registros de desviación de los pozos (<i>Surveys</i>)	71
4.5.4. Compilación de datos extraídos de los <i>StringSheet</i> o <i>SlideSheet</i>	71
4.6 Técnicas e instrumentación de recolección de datos	72

4.6.1 <i>Maxwell</i>	73
4.6.2. HSPM <i>High-speed Signal Processing Module</i> o Modulo de procesamiento de alta velocidad	73
4.6.3. <i>DOX Drilling Office X</i>	73
4.7 Análisis del comportamiento de la herramienta ZINC*	74
4.8. Ejecución de trabajo	75
4.8.1. Prueba del hoyo poco profundo o <i>Shallow Hole Test (SHT)</i>	75
4.8.2. Directrices operacionales para mejorar el control de Direccional	77
4.9 Evaluación del trabajo	78
4.9.1 Indicadores claves de rendimientos	78
4.10 Evaluación económica	80
4.11 Análisis de resultados	80
CAPÍTULO V	81
RESULTADOS Y DISCUSIONES	81
5.1 Comportamiento de las trayectorias de los pozos	81
5.1.1 Perforación de pozos sin la herramienta ZINC*	81
5.1.2 BHA utilizado en la perforación de los pozos sin la herramienta ZINC* ...	91
5.1.3 Perforación de pozos con la herramienta ZINC*	93
5.1.4 BHA utilizado en la perforación de los pozos con la herramienta ZINC*	102
5.1.5 Interpretación del error relativo	104
5.2 Análisis de tiempos perforados	106
5.2.1 Tiempos perforados sin la herramienta ZINC*	106
5.2.2 Tiempos perforados con la herramienta	109
5.3 Comportamiento del registro	112

5.4 Tiempo y costos estimados.....	114
CONCLUSIONES	115
RECOMENDACIONES	117
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	119

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1: Ubicación Geográfica de La Cuenca Oriental de Venezuela.....	9
Figura 2. 2: Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	10
Figura 2. 3: Localización Geográfica de la Macolla Cacique Chaima	12
Figura 2. 4: Esquema de Explotación de la Macolla Cacique Chaima	13
Figura 2. 5: Correlación Crono estratigráfica de la Cuenca Oriental del Venezuela ..	14
Figura 2. 6: Mapa isópaco estructural del área del yacimiento	17
Figura 3. 1: Perforación en aéreas inaccesibles	19
Figura 3. 2: Sidetrack	20
Figura 3. 3: Perforación de Domos de Sal	20
Figura 3.4: Pozos Múltiples	21
Figura 3. 5: Formaciones con falla.....	21
Figura 3. 6: Pozos de alivio	22
Figura 3. 7: Tipos de perfiles de pozos	23
Figura 3. 8: Pozo vertical	24
Figura 3. 9: Perfil tipo S.....	25
Figura 3. 10: Pozo tipo S especial. Modificado por Cortez	26
Figura 3. 11: Pozo tangencial.....	27
Figura 3. 12: Pozo tipo J. Modificado por Cortez.....	28
Figura 3. 13: Pozo horizontal.....	29
Figura 3. 14: Pozo multilateral.....	30
Figura 3. 15: Drillcollar.....	32
Figura 3.16: Drillpipe.....	33
Figura 3. 17: Herramienta ARC	36
Figura 3. 18: La herramienta <i>PeriScope</i>	37
Figura 3. 19: Ejemplo de aplicación de mapeo por herramienta <i>PeriScope</i>	38
Figura 3. 20: Componentes de la herramienta <i>Telescope</i>	39
Figura 3. 21: Turbina de la herramienta <i>Telescope</i>	40

Figura 3. 22: Componentes del ensamblaje del modulador	42
Figura 3. 23: Esquema del motor dirigible.....	43
Figura 3. 24: Sistema de apuntar la mecha en herramienta <i>PowerDriveXceed</i>	45
Figura 3. 25: Sistema de empujar la mecha	46
Figura 3. 26: <i>Survey</i> .Modificado por Cortez.....	52
Figura 3. 27: Herramienta ZINC*.....	54
Figura 3. 28: Típico ensamblaje del ZINC* en el hoyo.....	55
Figura 3. 29: ZINC* mostrando adaptador con 4 ¾ pulgadas	55
Figura 3. 30: ZINC* mostrando instalación con 4 ¾ pulgadas	56
Figura 3. 31: ZINC* mostrando instalación con 6 ¾ pulgadas	56
Figura 3. 32: Acelerómetro	57
Figura 3. 33: Multímetro	59
Figura 3. 34: Medición de impedancia.....	59
Figura 3. 35: Aplicando grasa	60
Figura 3. 36: Colocando las junta 1	60
Figura 3. 37: Colocando las junta 2	60
Figura 3. 38: Colocando las junta 3	61
Figura 3. 39: Retirando el sub conector menor	61
Figura 3. 40: Retirando extender.....	61
Figura 3. 41: Deslizando el sensor ZINC*	62
Figura 3. 42: Ajustando el sensor.....	62
Figura 3. 43: Instalacion de <i>Crossover</i>	63
Figura 3. 44: Mapa Araña.	64
Figura 3. 45: Cilindro de viaje	65
Figura 3. 46: Elipses de incertidumbre.Modificado por Cortez.....	66
Figura 4. 1: Flujograma del procedimiento metodológico.....	68
Figura 4. 2: Distribución de los pozos en la macolla	70
Figura 4. 3: Ejemplo de <i>SterlingSheet</i>	72
Figura 4. 4: La distancia del sensor en el paquete D&I afecta el control de la trayectoria	75

Figura 4. 5: Pantalla de demodulación de HSPM	76
Figura 4. 6: Porcentaje del Objetivo neto	78
Figura 4. 7: Tortuosidad del hoyo	79
Figura 4. 8: Valores del ZINC Vs MWD	79
Figura 4. 9: Diagrama Mecánico de un pozo direccional	80
Figura 5. 1: Plan propuesto del POZO CEM0001	82
Figura 5. 2: <i>Surveys</i> del POZO CEM0001.....	83
Figura 5. 3: Inclinación del plan vs. inclinación real del POZO CEM0001	84
Figura 5. 4: Severidad de pata de perro del plan vs. Severidad de Pata de Perro real del POZO CEM0001.....	85
Figura 5. 5: Proyección de la tortuosidad del plan vs. tortuosidad real del POZO CEM0001	86
Figura 5. 6: Plan propuesto del POZO CEM0002	87
Figura 5. 7: <i>Survey</i> del POZO CEM0002	88
Figura 5. 8: Inclinación del plan vs. Inclinación real del POZO CEM0002	89
Figura 5. 9: Severidad de pata de perro del plan vs. Severidad de Pata de Perro real del POZO CEM0002.....	90
Figura 5. 10: Proyección de la tortuosidad del plan vs. tortuosidad real del POZO CEM0002	91
Figura 5. 11: Configuración de BHA sin la herramienta ZINC* Modificado por Cortez	92
Figura 5. 12: Plan propuesto del POZO CEM0003	93
Figura 5. 13: <i>Survey</i> del POZO CEM0003	94
Figura 5. 14: Inclinación del plan vs. Inclinación real del POZO CEM0003	95
Figura 5. 15: Severidad de pata de perro del plan vs. Severidad de Pata de Perro real del POZO CEM0003.....	96
Figura 5. 16: Proyección de la tortuosidad del plan vs. tortuosidad real del POZO CEM0003	97
Figura 5. 17: Plan propuesto del POZO CEM0004	98
Figura 5. 18: <i>Survey</i> del POZO CEM0004	99

Figura 5. 19: Inclinación del plan vs. Inclinación real del POZO CEM0004.....	100
Figura 5. 20: Severidad de pata de perro del plan vs. Severidad de Pata de Perro real del POZO CEM0004.....	101
Figura 5. 21: Proyección de la tortuosidad del plan vs. tortuosidad real del POZO CEM0004.....	102
Figura 5. 22: Configuración de BHA con la herramienta ZINC*.....	103
Figura 5. 23: Cálculo de Error Relativo del POZO CEM0001	104
Figura 5. 24: Cálculo de Error Relativo del POZO CEM0002	105
Figura 5. 25: Cálculo de Error Relativo del POZO CEM0003	105
Figura 5. 26: Cálculo de Error Relativo del POZO CEM0004.....	106
Figura 5. 27:Hoja de cálculo del POZO CEM0001	108
Figura 5. 28: Continuación de la hoja de cálculo del POZO CEM0001.....	108
Figura 5. 29: Hoja de cálculo del POZO CEM0002	109
Figura 5. 30: Continuación de la hoja de cálculo del POZO CEM0002.....	109
Figura 5. 31: Hoja de cálculo del POZO CEM0003	110
Figura 5. 32: Continuación de la hoja de cálculo del POZO CEM0003.....	110
Figura 5. 33: Hoja de cálculo del POZO CEM0004	111
Figura 5. 34: Continuación de la hoja de cálculo del POZO CEM0004.....	111
Figura 5. 35: Registro del continuo del paquete D&I Vs el continuo del ZINC.....	113

INTRODUCCIÓN

Uno de los principales propósitos de las perforaciones direccionales en la Faja Petrolífera del Orinoco es aumentar el factor de recobro de hidrocarburos pesados y extrapesado, gracias al incremento del área de drenaje en el pozo dentro del yacimiento.

La localización y planificación de pozos direccionales de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos es presentada con base en modelos geológicos y de yacimientos preestablecidos; sin embargo, existe cierto grado de incertidumbre de la geología interpretada en subsuelo a lo largo de trayectorias propuestas para perforaciones direccionales, el cual representa el centro de múltiples problemas para las empresas petroleras.

La incertidumbre geológica trae como consecuencia perforaciones fuera de las arenas petrolíferas, causando la necesidad de perforar pozos *sidetrack* para reentrar nuevamente en la arena petrolífera, lo que significa incremento en tiempo y gastos de perforación para las empresas operadoras y aumentos en el tiempo de bombeo para las herramientas de Schlumberger y en consecuencia, un incremento en los gastos de mantenimiento de las herramientas. En resumen, la incertidumbre geológica puede traer como consecuencia tiempos no productivos para Schlumberger y perforaciones no productivas para las empresas operadoras.

Para reducir la incertidumbre en la perforación de pozos direccionales en arenas petrolíferas en el campo Cerro Negro específicamente de la Macolla Chaima y optimizar la toma de decisiones durante la perforación, se tiene como objetivo principal implementar la herramienta ZINC* en la sección de construcción con la finalidad de ejecutar una perforación direccional más eficaz, segura y rápida, dependiendo de las variaciones litológicas de la zona y la correcta posición de los

pozos evitando la colisión; ya que se perforan principalmente en macollas por los diferentes topes de arena proporcionando una mayor rentabilidad y producción. Además, de poseer el sensor de medición de inclinación mucho más cerca de la mecha que otras herramientas y así reaccionar más rápido a la hora de solventar cualquier inconveniente en cuanto a la trayectoria del pozo, evitando así, pérdidas de tiempo productivo por re planificaciones o desvíos planificados para entrar de nuevo en la trayectoria original del pozo, esta también permite que el aterrizaje sobre las arenas productoras sea más fácil y preciso manteniendo así la profundidad vertical verdadera (TVD) y darle más precisión al direccional acerca de que tanto debe deslizarse durante la trayectoria del pozo.

Finalmente, se incluirá los tipos de pozos donde se utilizará la herramienta, la descripción de la misma dependiendo de la litología de la zona y finalmente se verificará su eficiencia comparándola con otros pozos donde no se haya utilizado la herramienta ZINC* en la sección de construcción, analizando tiempos de perforación, similitud con el plan de trabajo y los costos asociados a la misma.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El estudio de la perforación direccional ha sido de gran ayuda, ya que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para atravesar el yacimiento en una posición predeterminada (objetivo), localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección), respectivamente. Para tener control sobre estos parámetros se ve la necesidad de utilizar herramientas de medición que hagan el trabajo más seguro, rápido y preciso.

El proceso de direccionar el hoyo hacia el objetivo deseado es sumamente complicado, pues para ello se deben tomar en cuenta muchos parámetros, entre ellos, se pueden mencionar: ubicación y posición tanto del cabezal del pozo como del objetivo a perforar, las limitaciones en cuanto al asentamiento del revestidor, consideraciones geológicas presentes en el sitio, selección del tipo de trayectoria a utilizar, así como también realizar un análisis de anticollisión con los pozos cercanos, etc.

Durante varios años la herramienta ZINC ha sido utilizada en la perforación de pozos direccionales específicamente en la sección horizontal obteniendo así excelentes resultados en cuanto a la inclinación de la trayectoria en la geonavegación de la arenas, es por ello que este trabajo se realiza con el objetivo de utilizar dicha herramienta en la sección de construcción para tener un mejor control direccional al momento de cualquier cambio litológico proporcionando una medida adicional y más oportuna de la orientación del ensamblaje de fondo de pozo (BHA). Además, proporciona una ayuda a la hora de mantener la profundidad vertical verdadera (TVD), prevenir la colisión con otros pozos y realizar una trayectoria menos tortuosa; sin necesidad de hacer el pozo con más de una corrida.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Introducir la herramienta ZINC (LWD) en la sección de construcción para la medición de inclinación en un solo eje en la perforación de pozos direccionales en la FPO.

1.1.2 Objetivos específicos

- ❖ Determinar de perfiles de pozos donde se va a utilizar la herramienta.
- ❖ Describir de la herramienta, el estudio y sus características.
- ❖ Evaluar litológica a ser perforada.
- ❖ Verificar que tan eficiente es la herramienta en la sección de construcción en cuanto a prevenir colisión con otros pozos, mantener la TVD, disminuir el riesgo de *sidetrack*, entre otros.
- ❖ Realizar una comparación con los demás pozos de la zona que no hayan utilizado esta herramienta en esa sección.
- ❖ Analizar de resultado (tiempo de perforación, similitudes con el plan de trabajo, costos, entre otros).

1.2 Alcances de la investigación

El propósito de esta investigación es monitorear la eficiencia de la perforación direccional en la sección de construcción con la utilización de la herramienta ZINC* en los pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco específicamente ubicados en el bloque Carabobo del campo Cerro Negro de la Macolla Chaima. Una vez realizada las pruebas adecuadas, se verificarán los resultados tomando en cuenta los parámetros de seguridad, ensamblaje y adquisición de datos, se procederá a comparar con los datos de otros pozos de la zona que no hayan utilizado dicha herramienta en la sección de construcción para visualizar detalladamente la información obtenida y discutir si es

conveniente la utilización de esta herramienta en dicha sección; evaluando tiempos de perforación ,costos asociados a la introducción de dicha herramienta y la calidad del trabajo.

1.3 Justificación de la investigación

La introducción de la herramienta ZINC* en la sección de construcción se realiza con la finalidad de hacer una perforación direccional más eficaz, segura y rápida, dependiendo de las variaciones litológicas de la zona y la correcta posición de los pozos evita la colisión ya que se perforan principalmente en macollas por los diferentes topes de arena proporcionando una mayor rentabilidad y producción. Además, de poseer el sensor de medición de inclinación mucho más cerca de la mecha que otras herramientas y así reaccionar más rápido a la hora de solventar cualquier inconveniente en cuanto a la trayectoria del pozo, evitando así, pérdidas de tiempo productivo por re planificaciones o desvíos planificados para entrar de nuevo en la trayectoria original del pozo, esta también permite que el aterrizaje sobre las arenas productoras sea más fácil y preciso, y una disminución de la tortuosidad del hoyo a la hora de bajar el revestidor.

1.4 Limitaciones

- ❖ Información limitada o de antecedentes que sirvan como base para el análisis de las especificaciones de la herramienta en la sección de construcción.
- ❖ Número limitado de herramientas ZINC* para realizar las pruebas
- ❖ El sensor solo proporciona medición de inclinación en un solo eje.
- ❖ La instalación del sensor solo se realiza en el taller mas no en el campo y esto incrementa el tiempo de espera por la empresa operadora

1.5 Antecedentes

❖ **Dhyan Nurhidayat (Confidencial)** ^[1]

Este documento que lleva por título: “*First Successful EcoScope, PeriScope, ADOS, ZINC* & GST in Indonesia*” Después de muchos años Chevron Pacífico Indonesia luchando usar geonavegación convencional, este año tienen proyecto para perforar 2 superficial pozo horizontal en el Campo *Duri Steam* (DSF). Este campo es un productor de crudo pesado, en alrededores, hay varios pozos vapor inyectores utilizados para aumentar la temperatura y presión de la zona en la parte superior de la columna de aceite y conducir el aceite hacia abajo en la sección de drenaje del productor.

Esto se convirtió para Schlumberger D&M una oportunidad de aprovechar y ofrecer buenos servicios.

Al final del pozo, intervalo máximo de drenaje de 600 pies se logró y la trayectoria se mantuvo por encima de la zona baja resistividad, instalando el ZINC* por debajo del *Periscope* para la medición de la inclinación.

❖ **Herrera, J (2013)** ^[2]

Este documento que lleva por título: “Primer ZINC* más *PowerPak* que se ejecuta en las operaciones de colocación de pozos por PDVSA Sinovensa en el Oriente de Venezuela”. Schlumberger D&M fue elegida para perforar un pozo horizontal con alta incertidumbre geológica y medio ambiente de ROP rápidas (1000 pies / h) en Venezuela (Faja Petrolífera del Orinoco) PDVSA Sinovensa. La sección lateral del pozo ESCF 2 también se completo con éxito en el objetivo. Precisos cambios en tiempo real de la trayectoria del pozo se hicieron con el fin de evitar el contacto con los límites del yacimiento.

La inclinación del ZINC* fue factor clave para ajustar la trayectoria de la complejidad del pozo. Este fue el trabajo de colocación de primera, así que incorpora la tecnología del ZINC* para Venezuela. Incluso con dificultad geológica, 1467ft de objetivo fueron entregados en la mejores propiedades (8 API; 300 ohm-m) con 100% de los objetivos alcanzados. Las incertidumbres de la formación por inmersión y la existencia de numerosas fallas dentro del campo, generan una alta probabilidad de fallar la arena petrolífera mientras se realizaba la perforación. En el pasado, la situación llevaba numerosos *sidetrack* al llegar al objetivo propuesta por el cliente.

La inclinación ZINC* fue un factor clave para el control de la perforación direccional. Su conveniente ubicación trajo una valiosa información acerca de la posición de la mecha, en cualquier momento.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

Venezuela es un productor de hidrocarburos con un alto porcentaje de reservas en petróleos pesados, posee el 66% de las acumulaciones mundiales de este tipo de hidrocarburos, la mayoría de ellos en la Faja Petrolífera del Orinoco.

En Venezuela existen cuatro importantes cuencas: la cuenca de Maracaibo, la cuenca Barinas-Apure, la cuenca Oriental y la Cuenca de Margarita. A continuación se describirá la geología de la cuenca Oriental en donde se encuentra depositado el petróleo objeto de estudio a través de la perforación direccional.

2.1 Cuenca oriental

La cuenca oriental de Venezuela está ubicada en el Centro-Este de Venezuela, abarca los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, prolongándose hacia la plataforma Deltana y el Sur de Trinidad. La topografía es una depresión estructural, que limita al norte por la cordillera de la Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el lineamiento de El Baúl.

El área total de esta depresión es de 165.000 km², con una longitud aproximada de 800 Km. en sentido Este-Oeste y un ancho promedio de 200 Km. en dirección Norte-Sur. (González de Juana et., al 1980).

Esta depresión presenta una forma asimétrica, su flanco Sur buza hacia el Norte, donde es interceptado por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos que constituyen el flanco Norte. Toda la cuenca se inclina hacia el Este, debido a ello su parte más profunda está ubicada al Noroeste, hacia Trinidad, donde se estima que se acumularon aproximadamente 40.000 pies de sedimentos. Las

acumulaciones más importantes pertenecen a las formaciones del período Terciario especialmente del Oligoceno y del Mioceno.

A continuación se muestra en la Figura 2.1 la ubicación de La Cuenca Oriental.

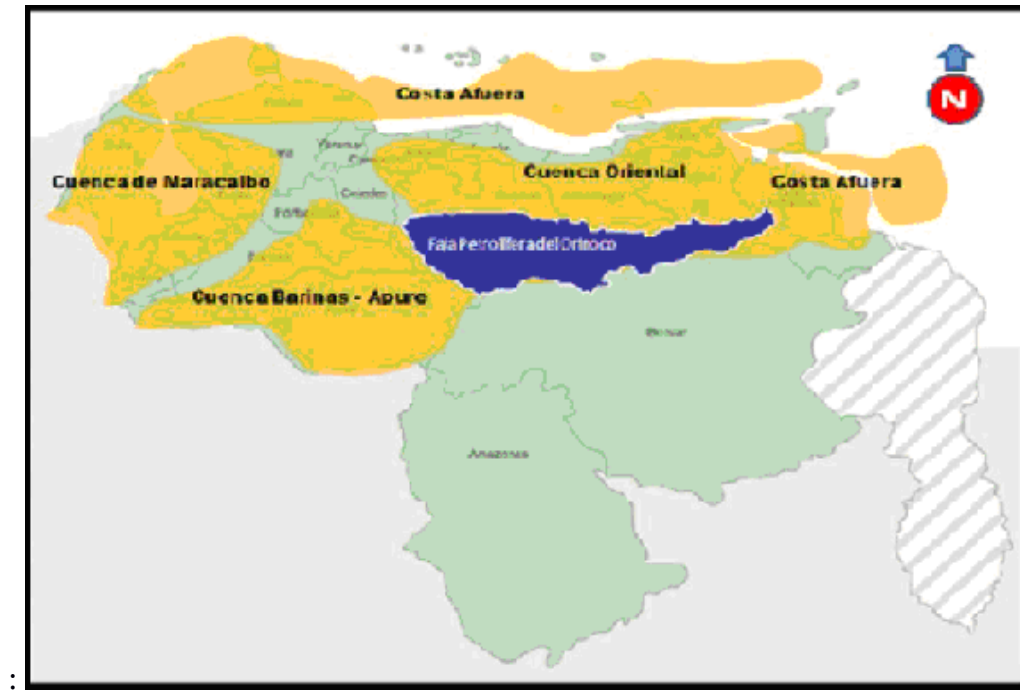


Figura 2. 1: Ubicación Geográfica de La Cuenca Oriental de Venezuela^[3]

2.2 Faja Petrolífera del Orinoco ^[3]

Entre los años 1939 a 1954 se llevó a cabo un período intenso en la búsqueda de hidrocarburos y desarrollo de la industria en la cuenca oriental de Venezuela. Durante ese período y hasta 1973, el precio al cual se vendía el petróleo era muy bajo, lo cual determinó que la exploración estuviera dirigida a aquellos crudos de extracción económica rentable.

La Faja Petrolífera del Orinoco es una extensa zona rica en petróleo pesado y extrapesado que tiene 700 kilómetros aproximadamente de largo y abarca desde

Tucupita (Delta Amacuro) hasta el estado Guárico, atravesando Monagas y Anzoátegui. Su ancho varía entre 35 y 100 kilómetros y su área total es de unos 54.000 kilómetros cuadrados. Geológicamente es la parte sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Faja del Orinoco porque casi todo su límite sur corre a lo largo del río del mismo nombre.

La delineación de su parte norte se fue llevando a cabo desde mediados de los años treinta con el pozo Canoa 1, a medida que se exploraba la cuenca de Maturín y se avanzaba en dirección Este-Oeste. Entre los años 1978 y 1983 se aceleró la campaña exploratoria dividiendo toda el área de la faja en cuatro Bloques llamados de Oeste a Este Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, los cuales fueron renombrados en el año 2006 como Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo respectivamente. Ver Figura 2.2.

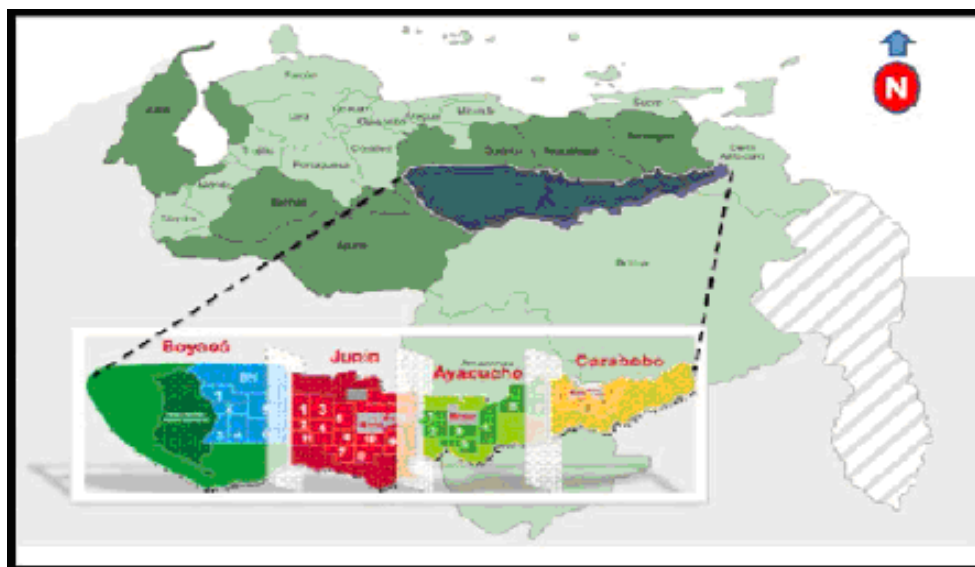


Figura 2. 2: Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco^[3]

2.2.1 Geología Regional

Las rocas de la Faja Petrolífera del Orinoco comprenden edades desde el Precámbrico al Reciente y están afectadas por varios períodos de tectonismo. Éstos dieron lugar a

eventos regionales que, combinados entre sí, favorecieron la acumulación estratigráfica del petróleo en gran escala, resultando los intervalos de mayor interés el Terciario y localmente el Cretácico. (González de Juana, 1980).

El Área de la Faja del Orinoco presenta una secuencia sedimentaria que se depositó sobre un Basamento Ígneo-Metamórfico perteneciente al Escudo de Guayana. La columna sedimentaria del terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco está constituida por tres ciclos sedimentarios de transgresión y regresión.

Estructuralmente el área de la Faja se caracteriza por una tectónica de fallas con bloques sin evidencias de plegamientos definitivos. En promedio los saltos verticales de las fallas no exceden los 80 pies y son de tipo tensional normales, sintéticas o asintéticas.

2.3 Localización de área ^[3]

El Distrito Morichal pertenece a la División Carabobo y se encuentra ubicado en el Estado Monagas, a 120 Km. al sur de la ciudad de Maturín. Operacionalmente abarca los campos Morichal, Jobo y Pílon de las Áreas Tradicionales y parte del Campo Cerro Negro (anteriormente Bitor) en el Área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En el área de Intercampo se encuentra el yacimiento SONCI CF 20, el cual está siendo drenado a través de la perforación de pozos horizontales, generalmente en arreglos tipo Macolla, permitiendo un mejor aprovechamiento de las instalaciones de superficie. La Macolla Chaima, se ubica al Este del área Intercampo; como propuesta para el Plan de Explotación del año 2014 se tiene la perforación de unos 50 pozos horizontales que ayudarán a drenar 2,643 MMBN de petróleo, de las Reservas del yacimiento SONCI CF 20, con un potencial asociado por cada pozo de 1400 BNPD.

Geográficamente la macolla “Cacique Chaima”, está ubicada en superficie al Este del área del Yacimiento SONCI CF 20 del Campo Cerro Negro. Figura 2.3.

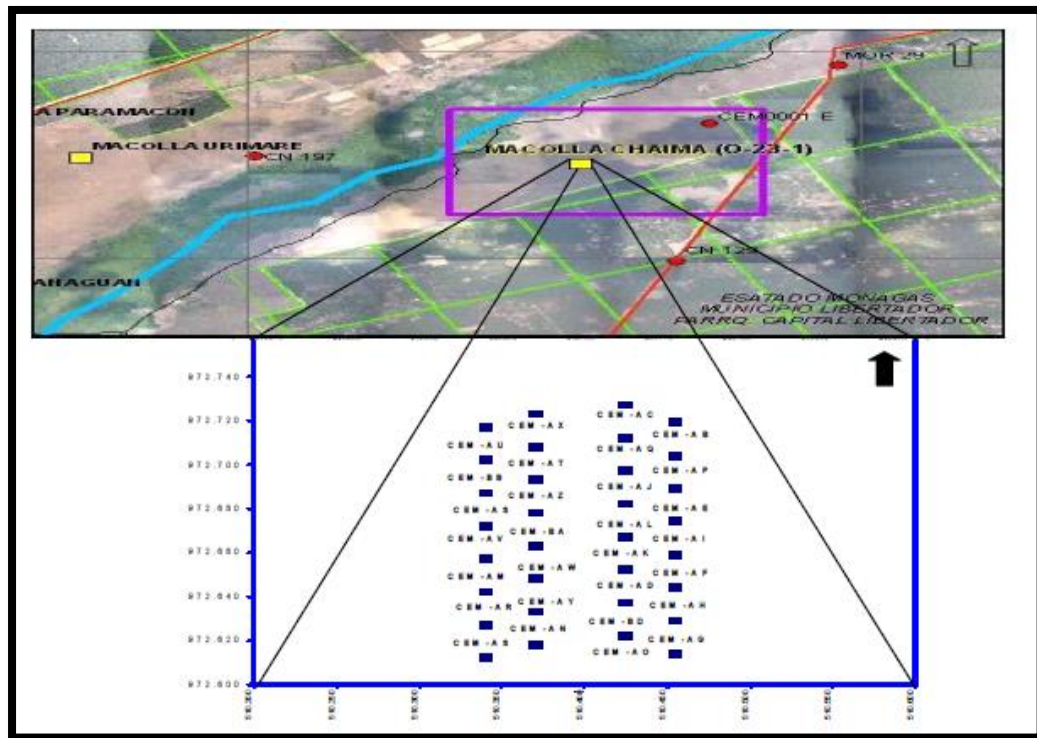


Figura 2. 3: Localización Geográfica de la Macolla Cacique Chaima ^[3]

2.3.1 Esquema de Explotación Propuesto para la Macolla Cacique Chaima

En el siguiente gráfico se puede observar la configuración de la Macolla con los pozos horizontales planificados y la localización horizontal de uno de los pozos perforados. Figura 2.4. ^[3]

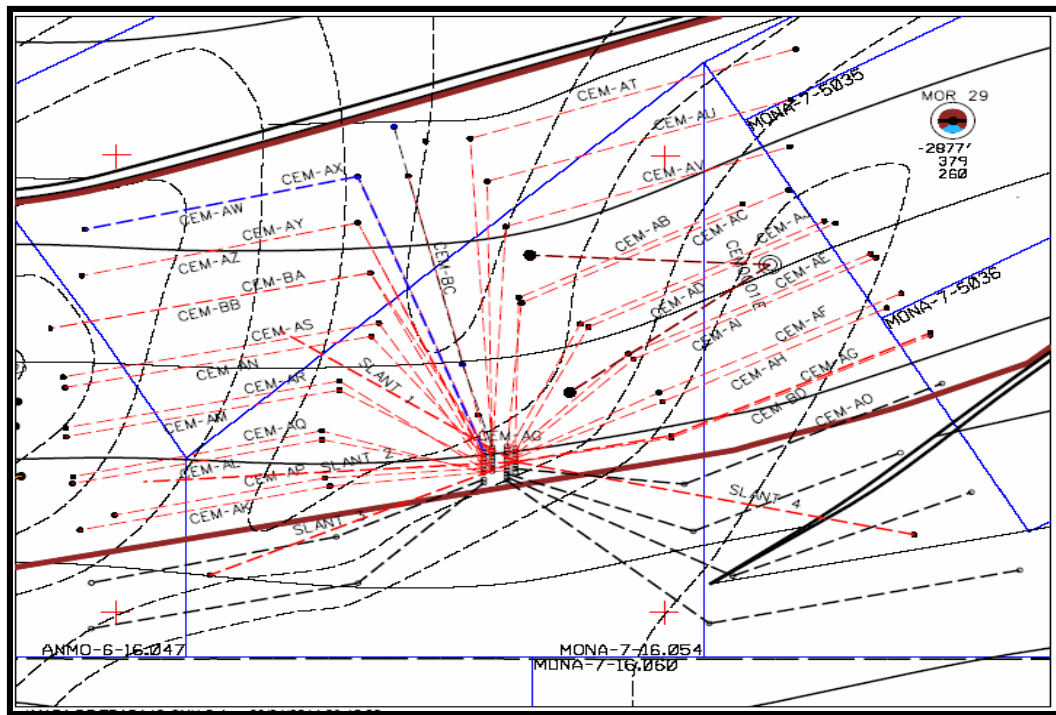


Figura 2. 4: Esquema de Explotación de la Macolla Cacique Chaima [3]

2.3.2 Geología local

❖ Soporte Estratigráfico [3]

Según el Léxico Estratigráfico de Venezuela, la columna en el área (ubicada en el flanco sur de la Subcuenca Maturín/ Cuenca Oriental de Venezuela/ Faja Petrolífera del Orinoco) se encuentra constituida – de tope a base – por las siguientes formaciones nombradas a continuación y mostradas en la Figura 2.5:

- ❖ Formación Mesa (Edad: Pleistoceno).
- ❖ Formación Las Piedras (Edad: Mioceno Superior – Plioceno).
- ❖ Formación Freites (Edad: Mioceno Medio).

❖ Formación Oficina (Edad: Mioceno Medio – Inferior).

❖ Basamento (Edad: Precámbrico).

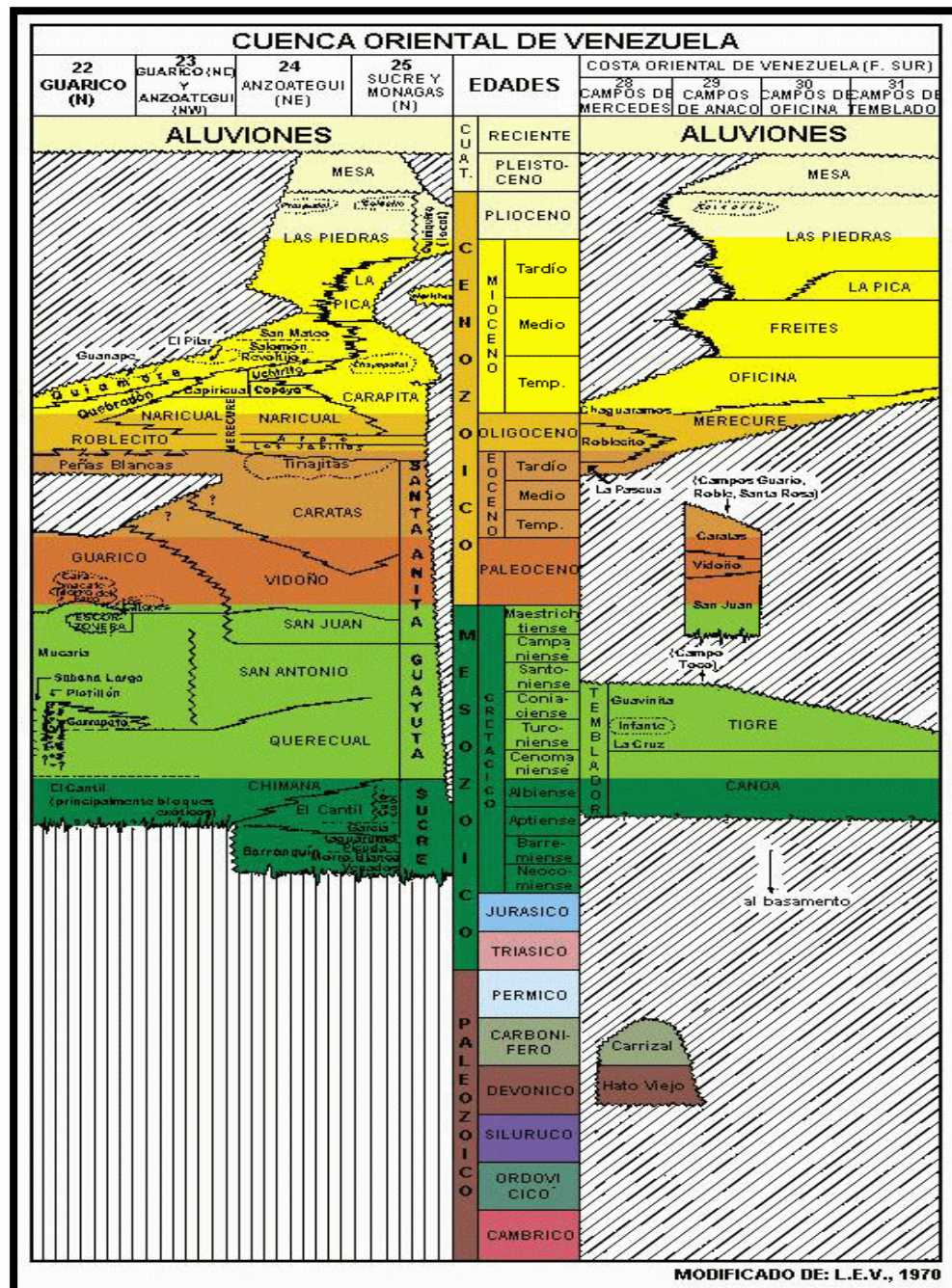


Figura 2. 5: Correlación Crono estratigráfica de la Cuenca Oriental del Venezuela^[3]

A continuación se presentan las características más resaltantes de la Formación Oficina en el área: ^[4]

- **Edad:** Mioceno Medio – Inferior.
- **Litología:** Hedberg et al. (op. cit.) Describen la Formación Oficina como “una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso”.
- **Contactos:** En el área de interés la Formación Oficina presenta un contacto inferior discordante sobre el Basamento Ígneo-Metamórfico. El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante, por la mayoría de los autores.

En orden Cronológico la Formación Oficina es diferenciada en cuatro (4) Miembros:

Miembro Morichal: Constituido por areniscas basales, cuarzosas, de color marrón, subangulares de grano medio de ambiente fluvial a fluvio-deltáico. El espesor promedio es de 250 pies TVDSS.

Miembro Yabo: Lutita de carácter marino (somero), constituye un buen marcador estratigráfico regional. Se puede interpretar como una posible Superficie de Máxima Inundación (M.F.S). El espesor promedio es de 23 pies TVD.

Miembro Jobo: Constituido por arenas de carácter fluvio-deltáico, cuya sedimentación se inicia luego de la transgresión marina del Miembro Yabo y termina con el inicio de otra transgresión marina, esta vez muy lenta, que origina los sedimentos del Miembro Pílon. El espesor promedio es de 186 pies TVD.

Miembro Pílon: Es esencialmente lutítico (calcáreo) y representa el paso transicional de la Formación Oficina a la Formación Freites. El espesor promedio es de 166 pies TVD.

Paleo ambientes: Fluvial a Fluvio-deltáico

❖ Soporte Sedimentológico^[3,5,6]

El Miembro Morichal, en el Yacimiento SONCI CF 20, Campo Cerro Negro, está conformado por 6 unidades litoestratigráficas, en orden descendente, desde la Unidad O-11 hasta la unidad O-16.

❖ Soporte Estructural

La estructura local se define como un Homoclinal fallado en dirección Este-Oeste, presentando el bloque el deprimido al Sur, el buzamiento regional es de 3°-5°N. La mayoría de estas fallas son de alto ángulo, sobre los 65° y los desplazamientos varían entre 50 y 200 pies verticalmente. Cabe destacar que algunas fallas mayores (EW) tienen expresión en la superficie. Todas las fallas son normales y de gran extensión (sobre los 15 km.), esta información es soportada por la interpretación sísmica 3D existente en el área y por la continuidad de la tendencia estructural dada por la interpretación de la sísmica 3D del Campo Jobo, y recientemente la sísmica 3D adquirida en el Campo Morichal.

En el área del Yacimiento SONCI CF 20, el patrón estructural corresponde a sistema suave, con predominio de un monoclinal de rumbo Este-Oeste, con buzamiento hacia el Norte, y Noroeste, cortado por fallas normales de rumbo Este-Oeste principalmente, con la presencia de algunas fallas en dirección Noreste Suroeste. Las fallas interpretadas corresponden a fallas de tipo normal, con desplazamiento entre 40 y 200 pies.

El Yacimiento SONCI CF 20 limita al norte con una falla de rumbo Suroeste-Noreste de buzamiento sur de 40 a 100 pies de salto, que lo separa del Yacimiento SONCI CF 12, nuevo yacimiento, al sur por una falla de dirección Este-Oeste con salto de +/- 100 pies que lo separa del Yacimiento SONCI CFX 14, en el Flanco Este está delimitado por la frontera de asignación con la operadora Petrosinovensa y el bloque

Carabobo 4, mientras que hacia el Oeste limita con las operadoras Petromonagas y Petrocarabobo.

En la Figura 2.6, se muestra el mapa isópaco-estructural para el área del yacimiento en estudio.

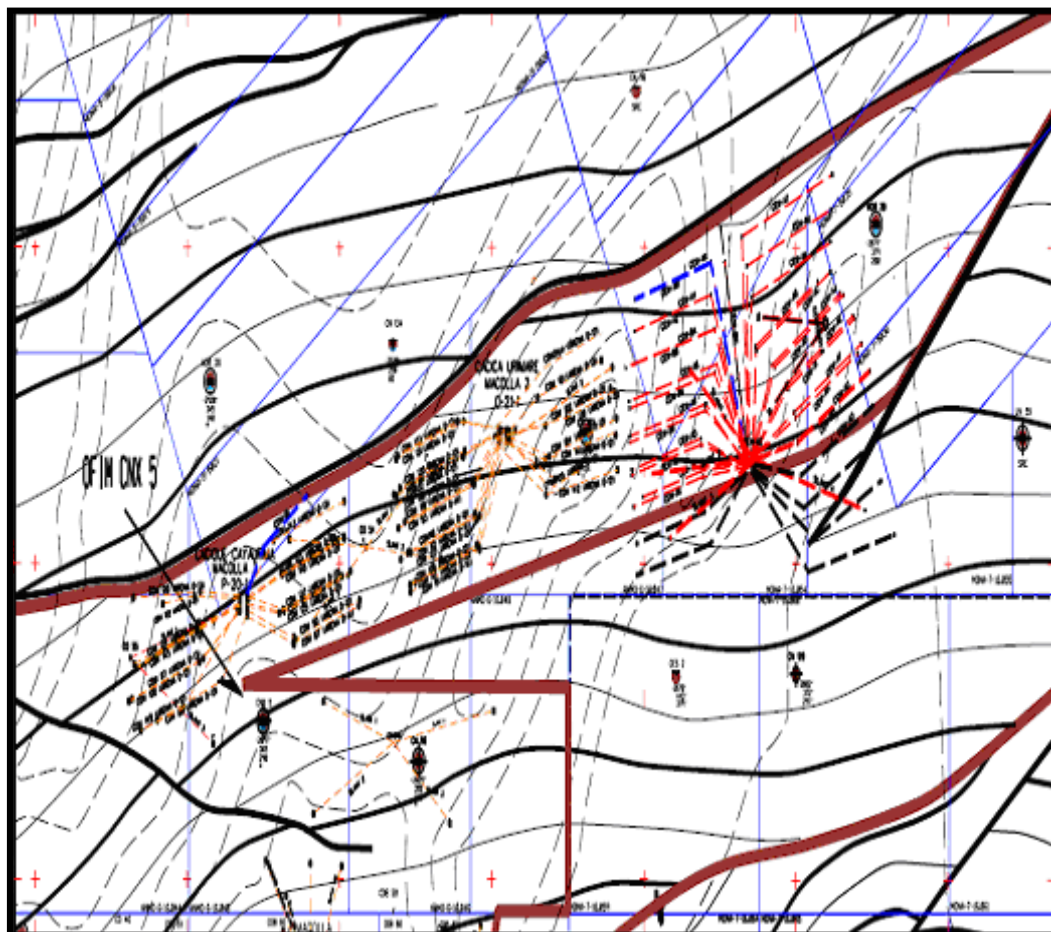


Figura 2. 6: Mapa isópaco estructural del área del yacimiento [3]

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Perforación direccional ^[7,8]

La perforación direccional es el proceso de direccionar el pozo a lo largo de una trayectoria a un objetivo predeterminado, localizado a una distancia horizontal dada desde un punto directamente debajo del centro de la mesa rotaria de un taladro de perforación.

La perforación de pozos de petróleo o gas ha alcanzado grandes progresos a través de los años. Actualmente, en las operaciones de perforación se cuenta con técnicas avanzadas y con la utilización de herramientas y taladros especiales. En el pasado, la perforación direccional se utilizó para solucionar problemas relacionados con herramientas o equipos dejados dentro del hoyo, mantener la verticalidad del pozo o para la perforación de un pozo de alivio para contrarrestar la presión de fondo de un reventón. Las técnicas de control direccional fueron mejorando y hoy en día se cuenta con equipos especiales para determinar con mayor exactitud los parámetros que requieren mayor vigilancia para lograr el objetivo propuesto. Además, se han desarrollado nuevas técnicas para perforar el yacimiento completamente en forma horizontal y de esta forma obtener un incremento en la producción.

De las experiencias procedidas de la desviación fortuita del hoyo durante la perforación rotatoria normal, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de controlar intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el hoyo desviado con respecto a la vertical ideal para llegar al objetivo seleccionado.

Existen varias razones para perforar un pozo direccional las cuales son planificadas de acuerdo a la finalidad específica del hoyo. Las más comunes pueden enumerarse a continuación:

- ❖ **Perforar localizaciones inaccesibles:** Son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación (parque, edificio) o donde el terreno por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hacen difícil su acceso (ver Figura 3.1).

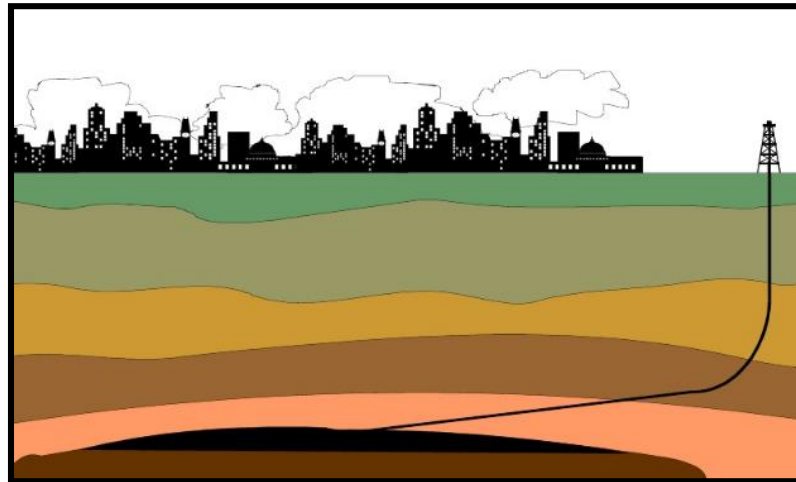


Figura 3. 1: Perforación en áreas inaccesibles ^[9]

- ❖ **Realizar un sidetrack:** Es el caso de un pozo en proceso de perforación que no marcha según la trayectoria programada, bien sea por problemas de operaciones o fenómenos inherentes a las formaciones atravesadas (ver Figura 3.2). Ejemplo: no se pudo recuperar un pez en el hoyo.

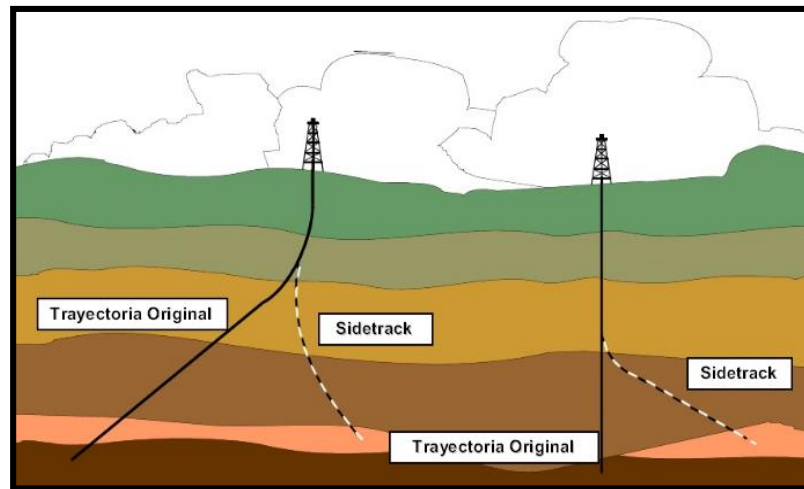


Figura 3. 2: Sidetrack ^[9]

- ❖ **Evitar perforar domos de sal:** Donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal que por razones operacionales no se desee atravesar el domo (ver Figura 3.3).

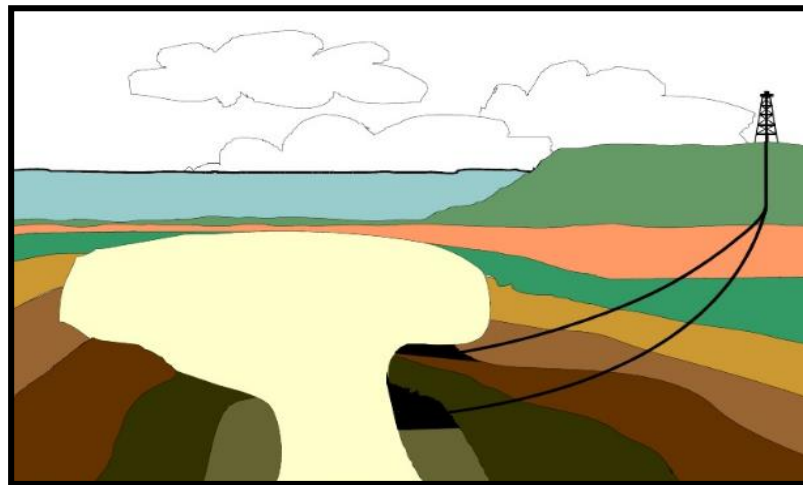


Figura 3. 3:Perforación de Domos de Sal ^[9]

- ❖ **Múltiples pozos con una misma plataforma:** Desde la plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo de la construcción de plataformas

individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción (ver Figura 3.4).

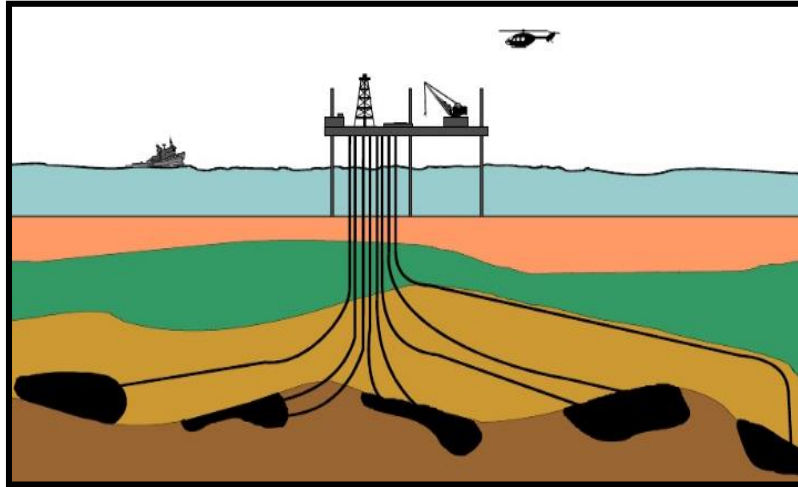


Figura 3.4:Pozos Múltiples ^[9]

❖ **Formaciones con fallas:** Donde el yacimiento está dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo (ver Figura 3.5).

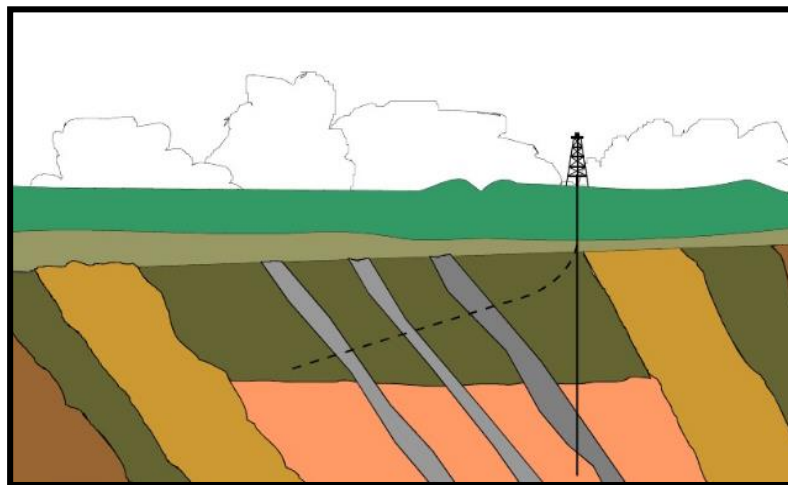


Figura 3. 5: Formaciones con falla ^[9]

- ❖ **Perforar pozos de alivio:** Es aquel que se perfora para controlar un pozo en reventón (ver Figura 3.6). Mediante el pozo se contrarrestan las presiones que ocasionaron el reventón.

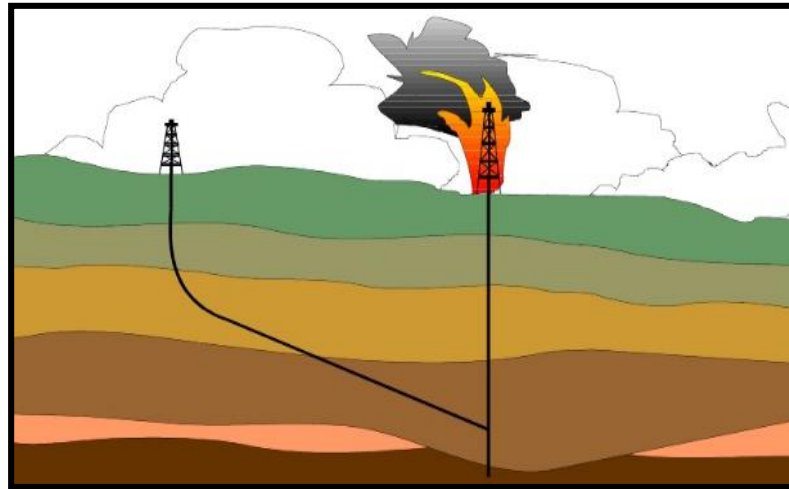


Figura 3. 6: Pozos de alivio ^[9]

- ❖ **Desarrollo múltiple de un yacimiento:** cuando se quiere drenar el yacimiento lo más eficiente posible o para establecer los límites de contacto gas/petróleo o petróleo/agua.
- ❖ **Evitar problemas de conificación de agua y gas**
- ❖ **Requerimiento geológico**
- ❖ **Perforación horizontal**
- ❖ **Perforar arenas productoras muy delgadas**
- ❖ **Razones económicas**

3.2 Tipos de perforaciones direccionales de acuerdo al perfil de pozo

Existen tres perfiles principales de pozos desviados que pueden ser previstos para la trayectoria de un pozo individual los cuales se pueden observar representados en la Figura 3.7.

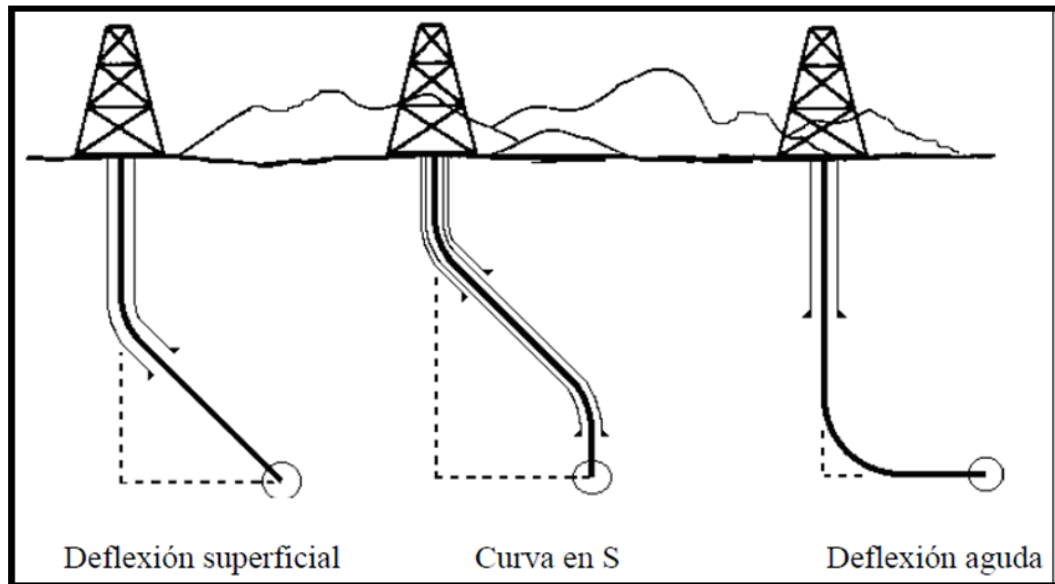


Figura 3. 7: Tipos de perfiles de pozos ^[10]

3.2.1 Perfil tipo vertical

Es el tipo de trayectoria de pozo más empleado, esta trayectoria atraviesa todas las capas de estratificación desde la superficie hasta llegar al objetivo en forma vertical. Aunque ningún pozo es completamente vertical, debido a que existen factores mecánicos y geológicos que influyen en el proceso de construcción del hoyo, éste es considerado así siempre y cuando sus desviaciones no rebasen los límites del radio de un cilindro, cuyo centro es la mesa rotaria y el radio toca las cuatro patas de la cabria (ver Figura 3.8).

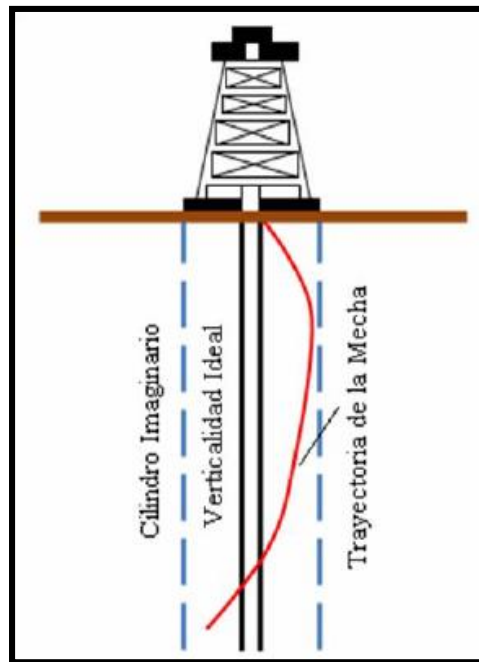


Figura 3. 8: Pozo vertical ^[11]

3.2.2 Perfil tipo S

Los pozos con perfil tipo “S” como se muestra en la Figura 3.9 constan de una sección vertical, una sección de construcción de ángulo, una sección tangente manteniendo un ángulo deseado para el desplazamiento lateral y finalmente una sección donde se reduce el ángulo del pozo para regresar a la vertical con el fin de llegar al objetivo. Este tipo de trayectoria se utiliza cuando el objetivo se encuentra a una gran profundidad pero el desplazamiento horizontal es relativamente pequeño. También es aplicado cuando se quiere completar un pozo que intercepte varias zonas productoras.

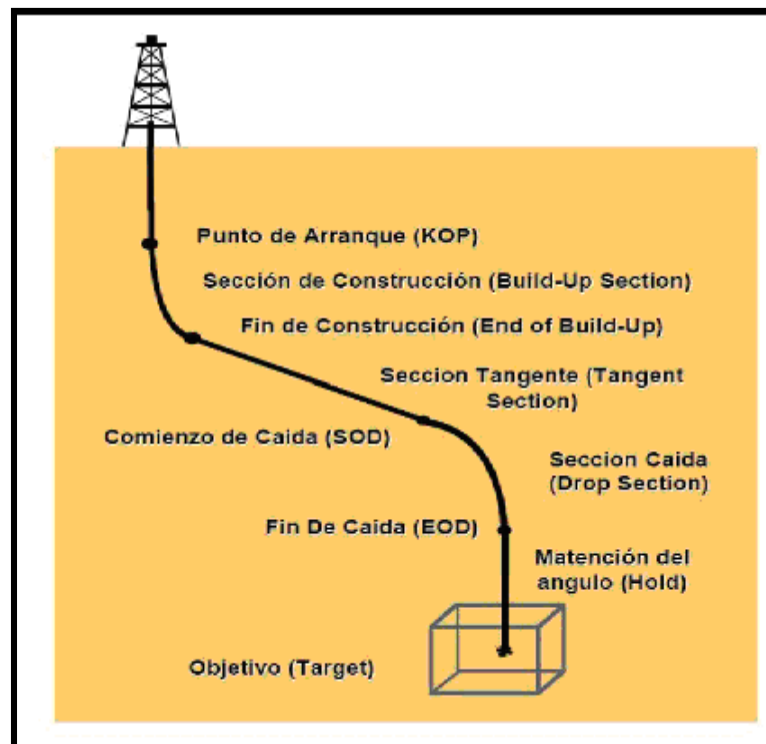


Figura 3. 9: Perfil tipo S

3.2.3 Perfil tipo S especial

Está constituido por una sección de aumento de ángulo del punto B-C, una sección tangencial intermedia C-D, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados D-E y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo de E-F. (Ver Figura 3.10).

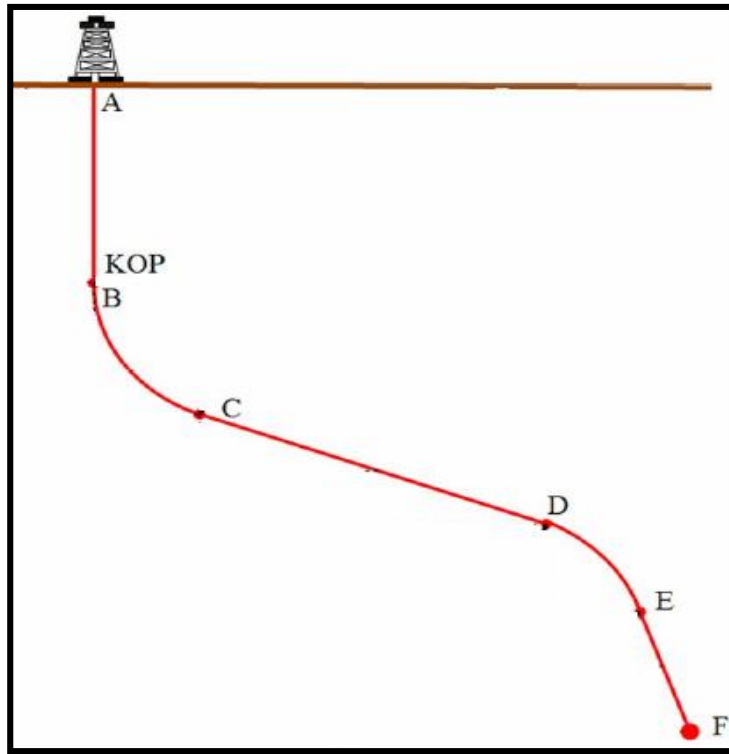


Figura 3. 10: Pozo tipo S especial ^[11]. Modificado por Cortez

3.2.4 Perfil tipo tangencial

La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta desviación se mantiene constante hasta el objetivo. Ver Figura 3.11. Este tipo de pozo presenta muchas ventajas tales como:

- ❖ Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.
- ❖ Ángulo de inclinación moderado.
- ❖ Generalmente puntos de arranque someros.
- ❖ Menor riesgo de atascamiento

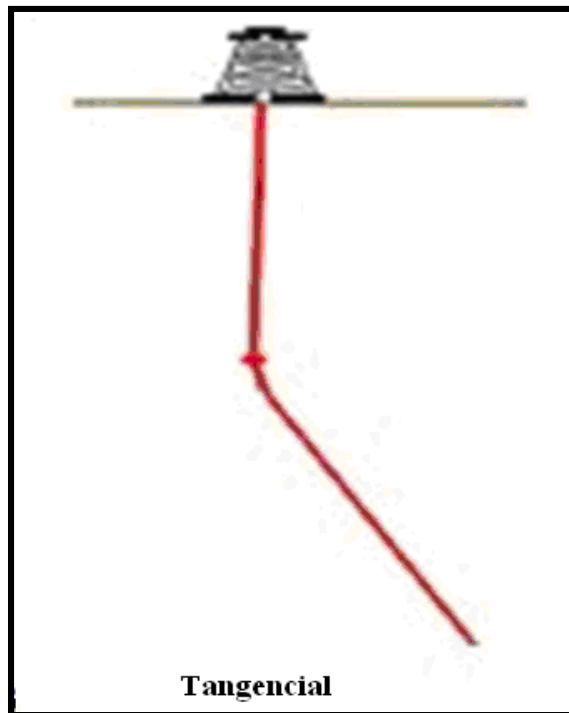


Figura 3. 11: Pozo tangencial. ^[12]

3.2.5. Perfil tipo J (*Slant o pendiente*) o de deflexión superficial

Los pozos en forma de “J” son pozos parecidos al tipo tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos y se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final de B-D. Ver Figura 3.12.

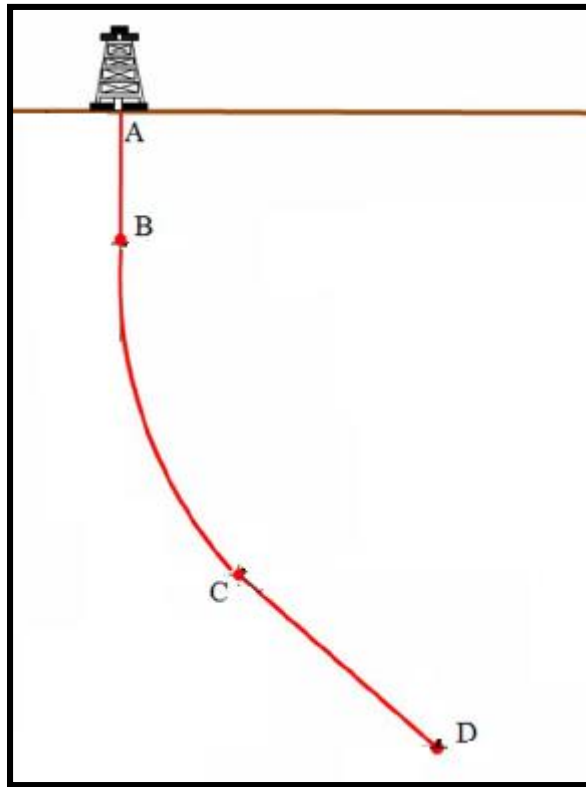


Figura 3. 12: Pozo tipo J ^[11]. Modificado por Cortez

3.2.6 Perfil tipo horizontal

Este tipo de trayectorias se ha venido implementando frecuentemente ya que los pozos son perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción (ver Figura 3.13). También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo.

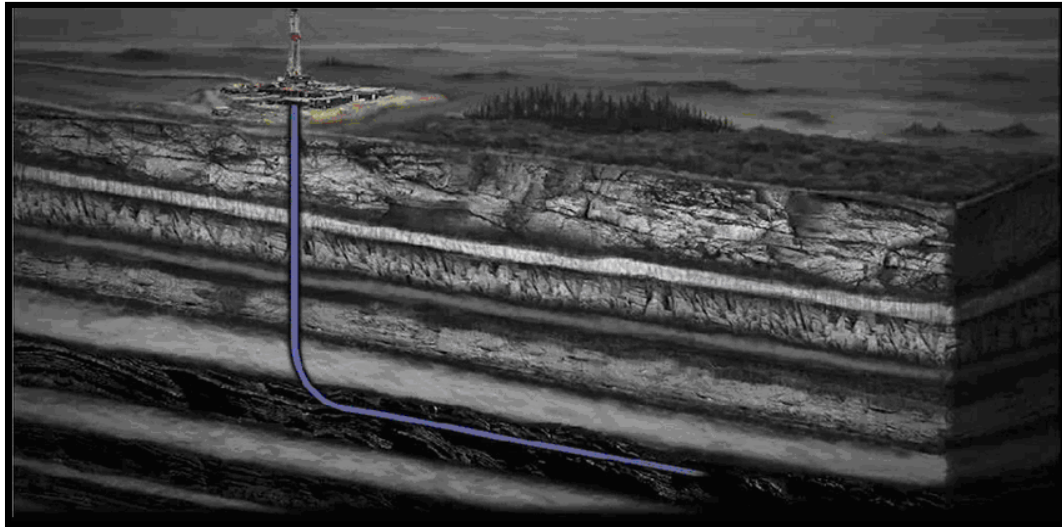


Figura 3. 13: Pozo horizontal. ^[13]

3.2.7 Perfil tipo multilateral

Consisten básicamente de una trayectoria que tiene un hoyo primario y uno o más hoyos secundarios que parten del hoyo primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas .

Según la geometría del yacimiento se pueden construir distintas configuraciones de pozos multilaterales para lograr drenar los yacimientos de manera más eficiente. Ver Figura 3.14.

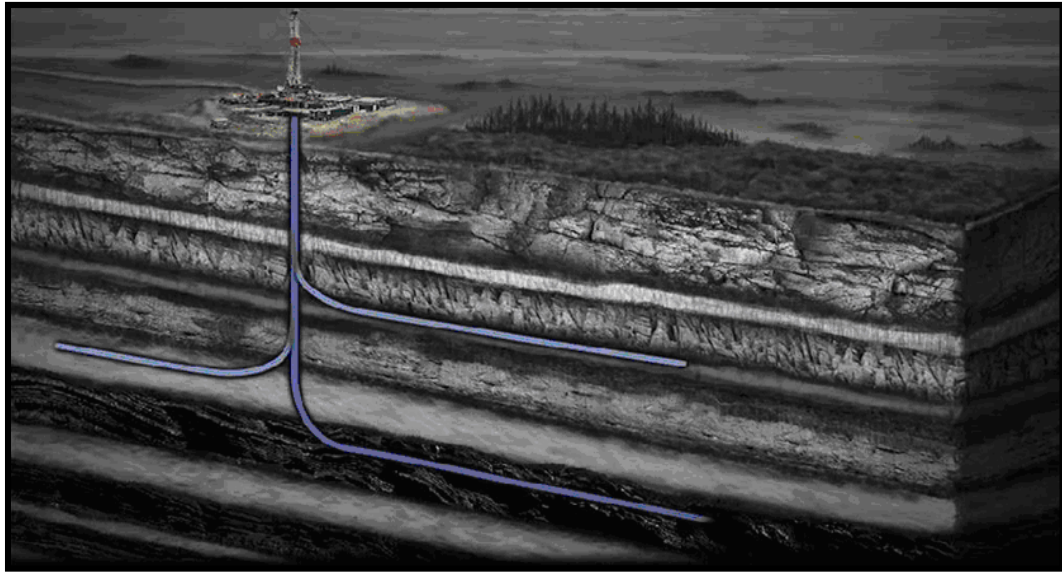


Figura 3. 14: Pozo multilateral. ^[13]

3.3 Etapas de la perforación direccional

Se consideran cuatro etapas principales en la perforación de un pozo direccional:

- ❖ **Punto de desvío de la vertical (KOP por las siglas en inglés de *Kick Off Point*):** es el punto en el cual el pozo comienza a ser desviado respecto de la vertical.
- ❖ **Sección de construcción o de levantamiento de ángulo (*Build Section*):** después del KOP, la inclinación del pozo se aumenta progresivamente hasta un ángulo deseado de deflexión. Es importante que en esta sección se eviten los cambios severos de ángulo o de pata de perro (*Dogleg*), el cual es denominado como la variación del ángulo del pozo cada 100 pies perforados.

Estos cambios severos de ángulo pueden causar problemas para continuar la perforación direccional o dificultades para bajar el revestidor del pozo luego de la perforación.

- ❖ **Sección de ángulo constante:** una vez se ha conseguido el ángulo de deflexión deseado en la sección de levantamiento, se debe mantener la trayectoria para llevar el pozo al objetivo.
- ❖ **Disminución de ángulo:** esto puede ser requerido si el pozo se está dirigiendo por encima del objetivo.

3.4 Ensamblaje de fondo de pozo (Componentes de la perforación direccional)

El ensamblaje de fondo de pozo (BHA por las siglas en inglés de *Bottom Hole Assembly*) es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la mecha y la tubería de perforación.

En las perforaciones direccionales el BHA tiene como funciones proporcionar el peso requerido sobre la mecha para maximizar la tasa de penetración y el direccionamiento del pozo durante la perforación en la trayectoria requerida.

El BHA está constituido básicamente por los siguientes componentes:

- ❖ Tubería de perforación
- ❖ Martillo
- ❖ Monel o Collar no magnético
- ❖ Estabilizadores
- ❖ Herramientas MWD y LWD
- ❖ Herramienta Direccional (Motor)
- ❖ Mecha

3.4.1 Tuberías de perforación

Las tuberías de perforación son barras de acero huecas. Todo el conjunto de parejas de tuberías constituyen la mayor longitud de toda la sarta de perforación, por lo cual una de las finalidades es alcanzar la longitud establecida para la perforación del pozo.

Otro aspecto importante de las tuberías de perforación son las diferencias de peso para los distintos tipos de tubería:

- ❖ Los Collares o lastrabarrenas (*DC-Drillcollar*) corresponden a las tuberías más pesadas. Ver Figura 3.15.



Figura 3. 15: Drillcollar ^[14]

- ❖ Las Tuberías Pesadas (HW-Heavy Weight) presentan un peso intermedio.
- ❖ Las Tuberías de perforación (*DP-Drillpipe*) presentan el peso más liviano entre los tipos de tuberías. Ver Figura 3.16.



Figura 3.16: Drillpipe ^[15]

Una configuración adecuada de todo el conjunto de tuberías proporcionará el peso a la mecha requerido para alcanzar la profundidad total establecida para la perforación.

3.4.2 Martillo

Estos son elementos operados mecánicamente o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo para el caso en que sobrevenga una pega de tubería.

3.4.3 Monel o Collar no Magnético

Es una tubería dispuesta entre las tuberías de perforación y la herramienta MWD, con el propósito de reducir la interferencia magnética en las mediciones de dirección, para la cual la herramienta utiliza magnetómetros que se pueden ver afectados por materiales magnéticos del cual están hechas las tuberías de perforación.

3.4.4 Estabilizadores

Los estabilizadores como su nombre lo indica, dan firmeza y seguridad al ensamblaje de fondo o sarta de perforación. La ubicación de los estabilizadores en el ensamblaje de fondo, depende del desempeño que requiera la sarta en cuanto a trayectoria se refiere. Si el estabilizador se encuentra lo suficientemente alejado de la mecha, este

no tiene efecto en el comportamiento del BHA. Sin embargo, si el estabilizador es movido lo más cerca de la mecha, la configuración permitirá la construcción de ángulo con mayor facilidad, lo cual es requerido en la perforación de la sección de construcción. En la sección de geonavegación del pozo en la arena productora, se requiere un estabilizador cercano a la broca y otro lo suficientemente alejado de la mecha para proporcionar la rigidez necesaria para tener mayor estabilidad en la sección horizontal. En cambio, en la sección de construcción solo se necesita un solo estabilizador cerca de la mecha.

3.4.5 Herramientas MWD Y LWD

Las herramientas MWD y LWD proporcionan las mediciones de parámetros de orientación del pozo y los registros de propiedades de la formación respectivamente. Con la información suministrada por las herramientas MWD y LWD se puede realizar un control de la orientación del pozo y la evaluación de formaciones durante la perforación, con lo que se logra la geonavegación del pozo en la unidad productora.

La adquisición de Registros Durante la Perforación (LWD por las siglas en inglés de *Logging While Drilling*) se realiza a partir de herramientas especializadas unidas a la sarta de perforación y que constituyen parte de los componentes de un Ensamblaje del Fondo de Pozo para perforaciones direccionales.

En Schlumberger D&M, las herramientas LWD realizan mediciones de propiedades de la formación durante la perforación. Estas herramientas se encuentran conectadas electrónicamente a herramientas de Mediciones Durante la Perforación (MWD por las siglas en inglés de *Measurement While Drilling*) las cuales tienen entre los principales propósitos la medición de la dirección o azimut y la inclinación del pozo para el control de la orientación durante la perforación y además otra de sus importantes aplicaciones es en la recepción de los datos adquiridos por la herramienta LWD y el envío de todos los datos a superficie por un proceso de telemetría.

Para el envío de los datos a superficie la herramienta MWD codifica los datos en pulsos de lodo generados internamente en la herramienta a partir del bloqueo y desbloqueo del flujo del lodo de perforación, con lo cual se generan aumentos y estabilizaciones en la presión del lodo. Estos cambios de presión son detectados por sensores en superficie y convertidos en señales eléctricas enviadas a computadores para la decodificación y procesamiento de la información generando así los registros durante la perforación.

Entre las principales ventajas de la adquisición de registros durante la perforación con herramientas LWD respecto al perfilaje convencional, se encuentran:

- ❖ La adquisición de datos y el perfilaje en tiempo real lo cual permite una evaluación de formaciones durante la perforación
- ❖ Perfilaje en pozos horizontales o desviados
- ❖ Perfilaje poco tiempo después de ser la formación perforada por la mecha lo cual trae como beneficios mediciones de propiedades de la formación poco afectadas por la invasión del lodo.

La herramienta LWD básica requerida en perforaciones direccionales de pozos corresponde con aquella con la que se pueda realizar la adquisición de registros de Rayos Gamma para la correlación de pozos durante la perforación e identificar la unidad objetivo, y el registro de resistividad para evaluar el contenido de fluidos en la formación durante la perforación.

3.4.6. LWD de conjunto de resistividad compensada (ARC por las siglas en ingles de *Array Resistivity Compensated*)

La herramienta ARC de Schlumberger D&M es aplicada para la adquisición de registros de rayos gamma y de resistividad.

Para la medición de rayos gamma, la herramienta consta de un sensor interno que detecta la radiación natural de la formación proveniente de los isótopos de Potasio-40, *Uranium-Radium* y de las series de Torio.

Para la medición de resistividad, la herramienta consta de cinco antenas transmisoras y dos antenas receptoras de ondas electromagnéticas que viajan a través de la formación. Ver Figura 3.17.

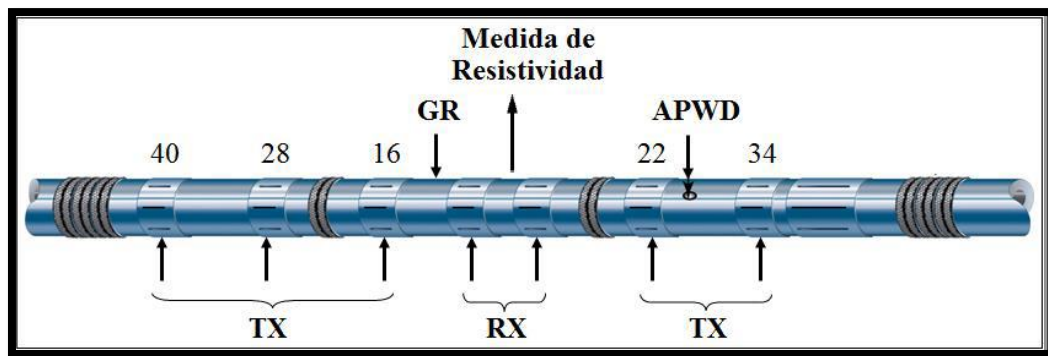


Figura 3. 17: Herramienta ARC de Schlumberger D&M para el perfilaje durante la perforación de registros GR y resistividad. Se observan entre sus principales componentes antenas transmisoras (TX) y receptoras (RX) de ondas electromagnéticas y el espaciamiento respecto del punto de medición de resistividad ^[13]

La herramienta mide cambio de fase y atenuación de la onda electromagnética entre los receptores, la cual es generada por los transmisores (los cuales generan internamente una corriente a dos frecuencias 2 Mhz y 400 KHz., esta corriente genera el campo electromagnético) y mediante una relación matemática, la herramienta calcula la resistividad de la formación obteniéndose dos valores de resistividad, una por cambio de fase y otra por atenuación.

Las mediciones de resistividad por cambio de fase permiten mayor resolución vertical pero menor profundidad de investigación respecto a las mediciones de resistividad por atenuación. Los distintos espaciamientos de los transmisores respecto a los receptores permite la medición de resistividades a distintas profundidades de investigación.

3.4.7. Herramienta *PeriScope* para el mapeo del tope y base de arenas

La herramienta *PeriScope* está constituida por un conjunto de antenas transmisoras y receptoras dispuestas de forma tal que puedan proveer sensibilidad direccional al conjunto (Ver Figura 3.18).

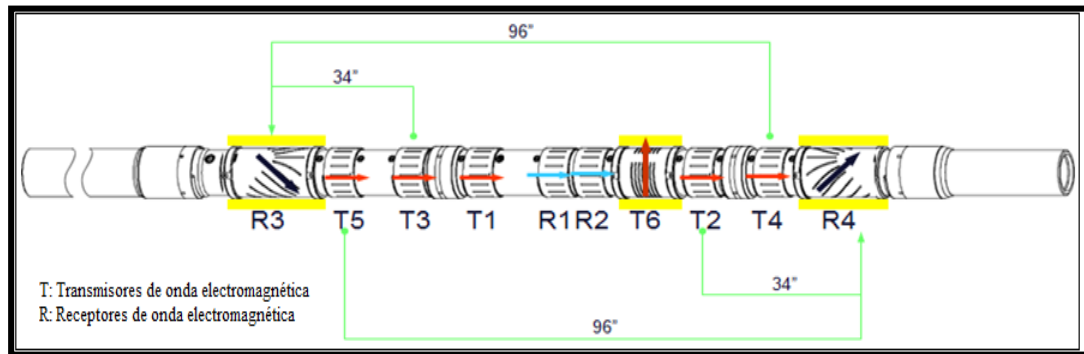


Figura 3. 18: La herramienta *PeriScope* incorpora una antena transmisora transversal (T6) y antenas receptoras inclinadas (R3 y R4) para proveer sensibilidad direccional, además de las antenas axiales (T1 a T5, y R1 y R2).^[13]

La herramienta *PeriScope* de la tecnología LWD provee mediciones de resistividad electromagnética acimutal profunda, las cuales al llegar a superficie por telemetría a partir de herramientas MWD, son utilizadas para calcular la distancia y orientación de los límites de capas o unidades hasta 6.4 metros (21 pies) del pozo, 360° alrededor de este.

Estas mediciones en tiempo real, combinadas con software y procesos especializados, permiten el mapeo de los límites de unidades perforadas, independientemente de la anisotropía y del buzamiento (Ver Figura 3.19).

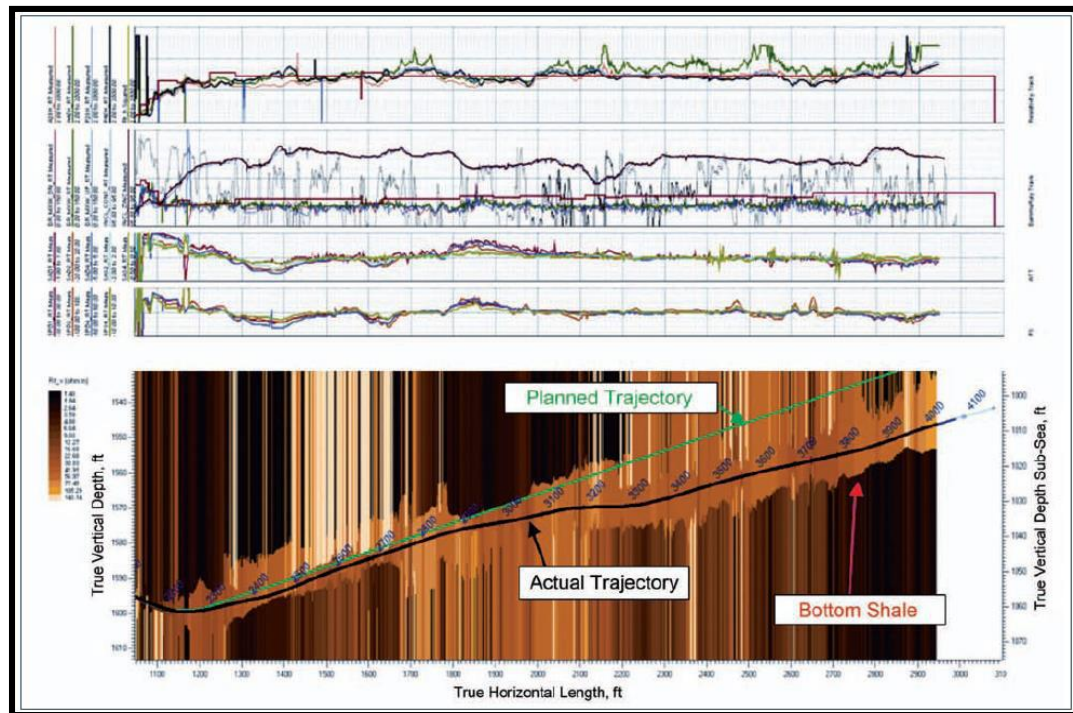


Figura 3. 19: Ejemplo de aplicación de sistema de mapeo por herramienta *PeriScope* de límite de capa perforada en Campo Girazol, Colombia. ^[13]

3.4.8. MWD (*Telescope* para la medición de dirección e inclinación de pozos desviados durante la perforación)

En las perforaciones direccionales, herramientas para la medición de la dirección e inclinación del pozo son indispensables, para tener un control de la orientación del pozo durante la perforación y así lograr una adecuada toma de decisiones en la desviación requerida en el pozo para seguir un plan de perforación establecido.

La herramienta *TeleScope* de Schlumberger D&M es aplicada para la medición de la dirección e inclinación del pozo y para el envío de esta información junto con la adquirida por las herramientas LWD hacia superficie mediante un proceso de telemetría, donde los datos son codificados en pulsos de lodo que son generados por la herramienta para viajar a través del fluido de perforación hasta superficie.

Esta herramienta consta de cuatro componentes indispensables para ejecutar todas sus funciones las cuales están representadas en la Figura 3.20.

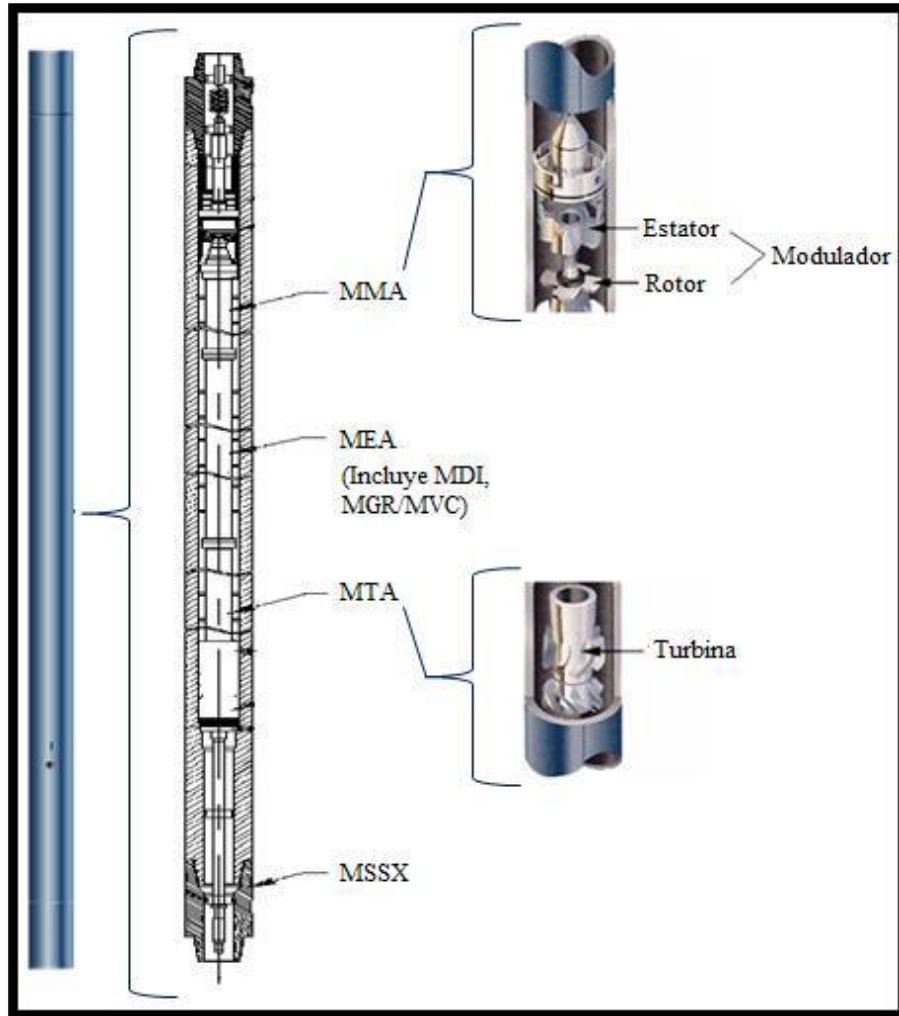


Figura 3. 20: Componentes de la herramienta *Telescope*. ^[13]

A continuación se presenta una descripción de los componentes principales de la herramienta *TeleScope*:

- ❖ Extensión (MSSX): este componente establece la comunicación electrónica con la herramienta LWD. A través de la conexión entre las extensiones de ambas herramientas, se realiza la transferencia de los datos adquiridos por la herramienta LWD hacia la herramienta *TeleScope*.
- ❖ Ensamblaje de la turbina (MTA): está constituido por una turbina (Ver Figura 3.21), la cual tiene la capacidad de rotar gracias a la circulación del lodo de perforación dentro de la herramienta. La rotación de las turbinas genera la energía requerida para encender la herramienta y activar sus funciones.

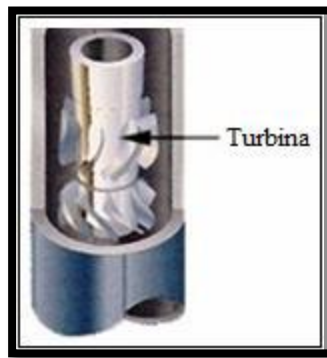


Figura 3. 21: Turbina de la herramienta *Telescope* ^[13]

- ❖ Ensamblaje de la electrónica (MEA): está constituido por componentes para la medición de dirección e inclinación (MDI) comprendido por tres acelerómetros y tres magnetómetros para medir la orientación de la herramienta y del pozo respecto al vector de gravedad y al norte magnético. En relación a los registros de pozos adquiridos con herramientas LWD, las mediciones de Dirección e inclinación del pozo son necesarias para transformar los registros en profundidad MD a registros en profundidad TVDSS.

El MEA también contiene un sensor para mediciones de GR, sin embargo estas mediciones no son usadas para el registro, ya que las oficiales son las de la herramienta LWD. También se encuentra un sensor para la medición de vibraciones y choques que presenta la herramienta en el fondo del pozo durante la perforación.

- ❖ Ensamblaje del modulador (MMA): representa el componente necesario para el proceso de telemetría.

Está constituido por un rotor y un estator (Ver Figura 3.22), que tienen como funciones bloquear y desbloquear la circulación del lodo dentro de la herramienta a medida que gira el rotor, generando aumentos y estabilizaciones de la presión del lodo.

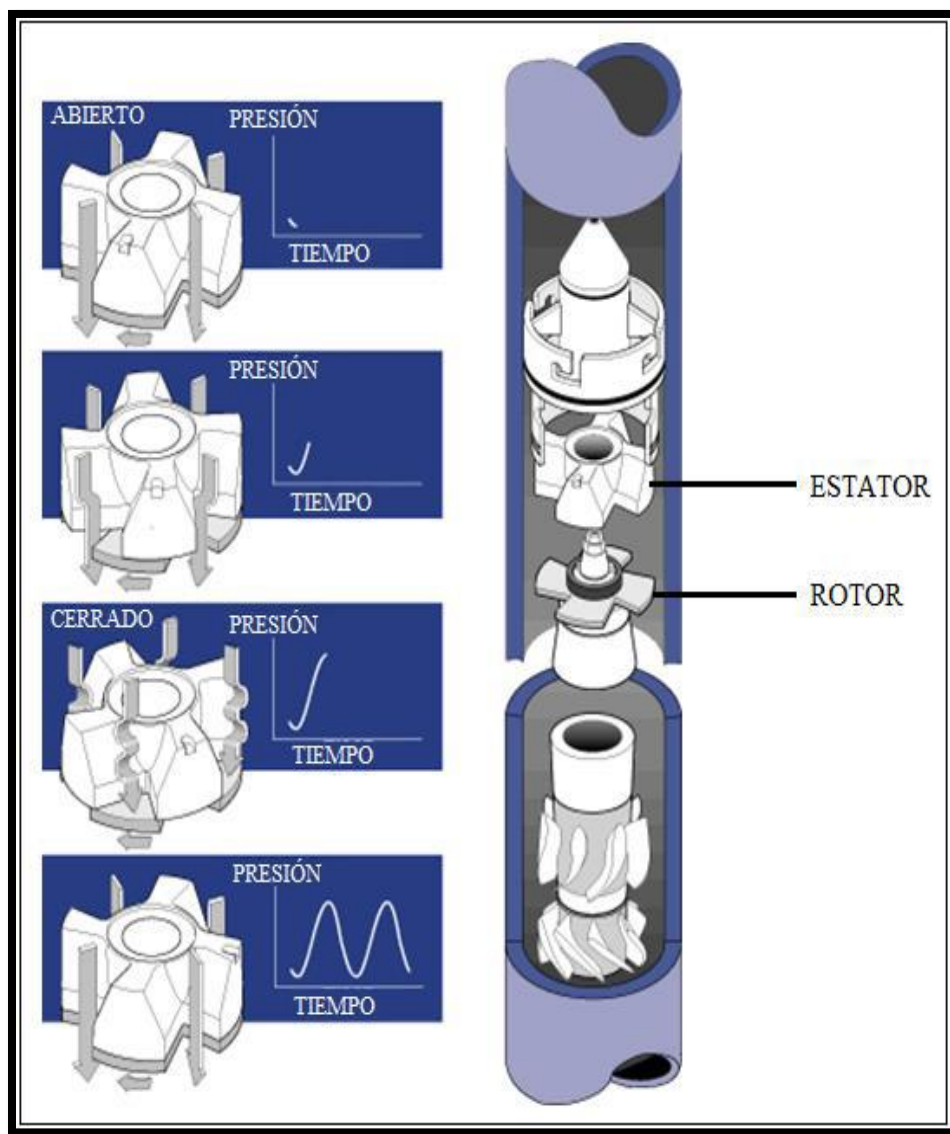


Figura 3. 22: Componentes del ensamble del modulador y aplicación en la generación de pulsos de lodo para el proceso de telemetría ^[13]

3.4.9 Herramientas direccionales

Las herramientas direccionales se encuentran directamente conectadas a la mecha de perforación, estas tienen la capacidad de ser dirigidas en la orientación de la trayectoria preestablecida para la perforación direccional.

Las herramientas pueden ser clasificadas en dos grandes grupos, los motores de fondo dirigibles y los sistemas rotatorios dirigibles (RSS por las siglas en inglés de *Rotary Steerable System*), estas herramientas pueden ser orientadas según la trayectoria planificada para el pozo y tomando en cuenta las mediciones de dirección e inclinación de la herramienta MWD.

3.4.10 Motores dirigibles

Los motores dirigibles se definen como un ensamblaje de fondo cuyo comportamiento direccional puede ser modificado por ajuste de los parámetros de perforación controlables desde superficie, incluyendo velocidad rotaria y peso sobre la mecha.

Dos de las secciones del motor, identificadas en la Figura 3.23, le proporcionan la capacidad de controlar la dirección del pozo.

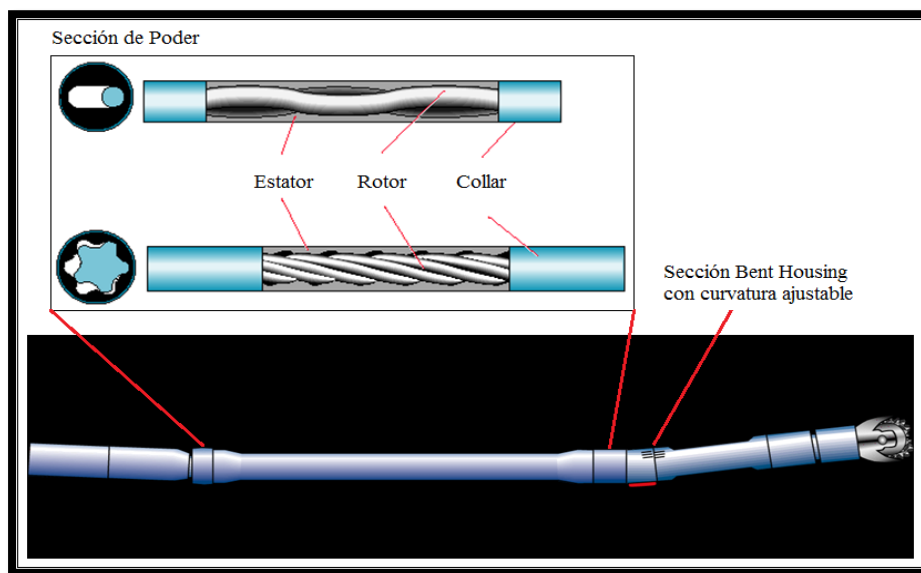


Figura 3. 23: Esquema del motor dirigido, indicando la sección de poder y la sección con curvatura ajustable. ^[13]

Una sección, denominada sección de poder, está constituida por un rotor y un estator; el rotor tiene la capacidad de girar siempre que el lodo de perforación se encuentre

circulando en el espacio que lo separa del estator. Internamente en la herramienta el rotor se encuentra conectado a varias piezas que finalmente se conectan a la mecha de perforación, por esta razón la mecha tiene la capacidad de rotar siempre que el rotor del motor se encuentre rotando.

La otra sección presenta en el collar de la herramienta un cuerpo desviado o curvado (*BentHousing*), el cual puede ser ajustado entre 0,5° y 3°. La Curvatura que presenta el motor puede ser orientada en una determinada dirección y sentido a partir de la rotación proporcionada a toda la sarta de perforación.

En el proceso de construcción de ángulo durante la perforación direccional, se debe orientar la curvatura del motor en la dirección y sentido deseado y eliminar la rotación de sarta de perforación para mantener fija la orientación proporcionada al motor, de forma tal que con la circulación del lodo solo tenga rotación la mecha cortando a la formación en la orientación establecida. Sin embargo, durante la perforación direccional también se requiere mantener fija una orientación de perforación cuando ya se ha alcanzado la construcción del ángulo deseado, para lo cual se debe rotar toda la sarta de perforación, lo cual impide mantener fija la curvatura del motor en una sola orientación.

3.4.11 Sistema rotatorio dirigible

Los sistemas rotatorios dirigibles (RSS por las siglas en ingles de *Rotary Steerable System*) permiten dirigir activamente la mecha mientras rota continuamente la sarta de perforación. Para este direccionamiento las herramientas RSS cuentan con una electrónica inteligente que requiere la recepción de comandos que le indique la orientación que debe establecer. Estos comandos son enviados desde superficie a partir de cambios de galonaje vinculados al comando deseado, que conllevan a cambios de presión en el lodo de perforación y son percibidos por la herramienta en el fondo del pozo. Schlumberger D&M cuenta con distintos tipos de herramientas RSS, los cuales aplican distintos sistemas para ser dirigidos:

- ❖ **Herramienta *PowerDrive Xceed*:** esta herramienta al recibir el comando realizado en superficie, aplica el sistema de apuntar la mecha (Ver Figura 3.24). Con este sistema, la herramienta provoca el giro en la orientación deseada.

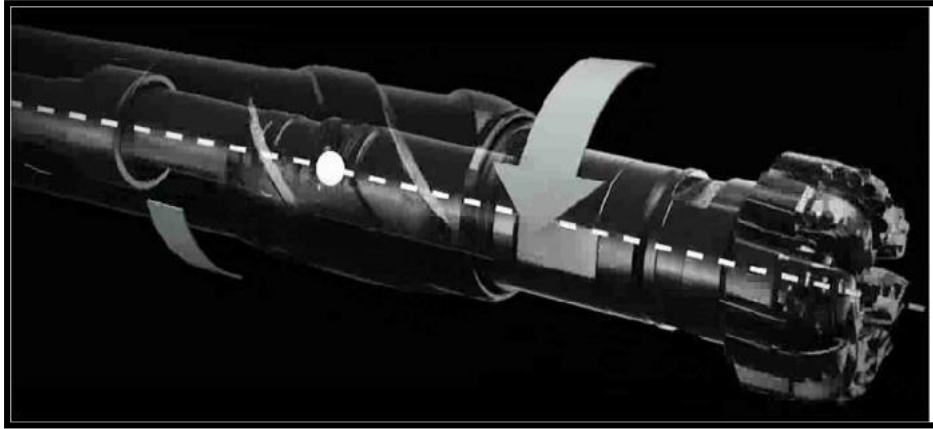


Figura 3. 24: Sistema de apuntar la mecha en herramienta *PowerDriveXceed* ^[13]

- ❖ **Herramientas *PowerDrive X5*:** esta herramienta tiene aletas cercanas a la mecha, con lo cual aplica el sistema de empujar la mecha. Al recibir los comandos desde superficie, la herramienta utilizando las aletas, empuja a la formación para orientar la perforación en la orientación deseada (Ver Figura 3.25).

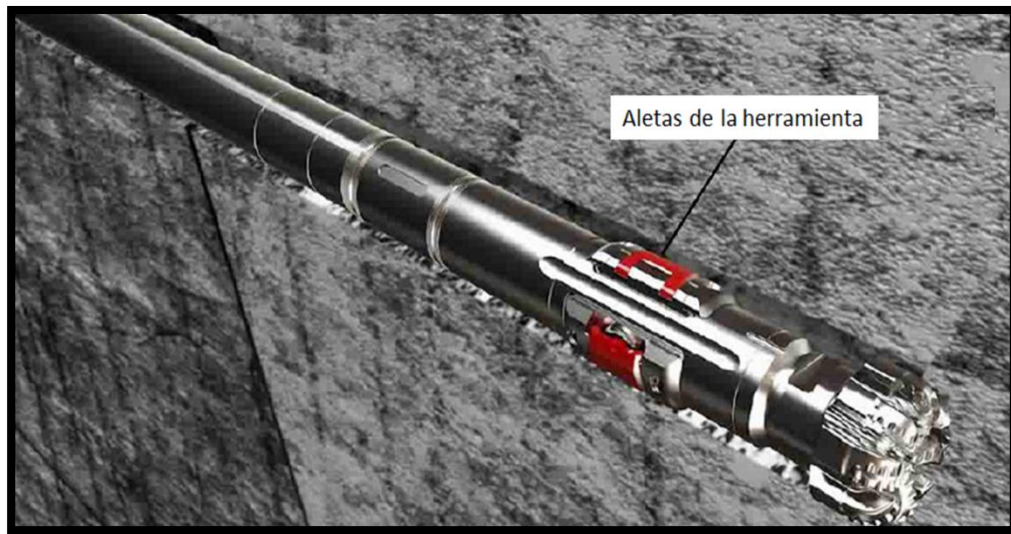


Figura 3. 25: Sistema de empujar la mecha utilizando almohadillas en la herramienta *PowerDrive X5 y X6* ^[13]

- ❖ **Herramienta *PowerDrive Archer*:** es una herramienta que aplica tanto el sistema de empujar como el de apuntar la mecha.

3.4.12. Mechas, brocas o barrenas

Las mechas, también denominadas barrenas, brocas o trépanos son herramientas metálicas, de poca longitud que se encuentran en la parte más baja del BHA y están en contacto directo con el fondo del pozo. La mecha es la herramienta básica del proceso de perforación que permite cortar y penetrar las formaciones.

La selección y condiciones de operación de la mecha constituyen otro de los problemas importantes que debe encarar el ingeniero de perforación y para ello es fundamental conocer las características de diseño a fin de identificar las diferencias existentes entre la mecha disponible en el mercado.

Desafortunadamente, la selección de la mejor mecha disponible para un trabajo usualmente se determina por ensayo y error, aunque se usan unos criterios de selección con muy buenos resultados. El rendimiento y funcionamiento óptimo de la

mecha es la base principal del proceso de perforación rotatoria y cuando está en el fondo haciendo el hoyo, produce ganancias solo mientras sea efectiva.

Básicamente existen tres tipos de mechas, cada una de ellas con distinta agresividad en la perforación, por lo cual el tipo de formación perforada es importante en la selección de la mecha adecuada. Estas son mechas de diamante policristalino (PDC), mechas tricónicas y mechas impregnadas de diamantes.

3.5 Parámetros que deben ser controlados en la perforación direccional

Múltiples parámetros deben ser controlados durante las perforaciones direccionales, entre ellos los principales parámetros de los cuales depende el direccionamiento del pozo durante la perforación se encuentran el peso sobre la mecha, la presión diferencial en el lodo de perforación, la tasa de penetración, el galonaje de lodo de perforación en circulación, las revoluciones por minuto de la sarta de perforación. Entre los múltiples factores de los que dependen estos parámetros, unos de los principales es el tipo de formación geológica que se está perforando.

3.5.1. Tasa de penetración

La tasa de penetración (ROP por las siglas en inglés de *Rate of Penetration*) es un indicador de la velocidad de perforación en la formación, el cual se expresa comúnmente en unidades de pies/hora.

La tasa de penetración se encuentra íntimamente relacionada con la dureza de la formación que se perfora. Altas y bajas ROP se verán reflejadas en la perforación de formaciones blandas y duras respectivamente. Sin embargo, muchas veces en perforaciones direccionales, es necesario controlar a conveniencia la ROP para lograr el direccionamiento esperado en el pozo, en estos casos es posible que no se identifique una relación entre la ROP y la dureza de la formación.

Altas ROP pueden requerir una disminución en el peso sobre la mecha y en las revoluciones de rotación proporcionada a la sarta de perforación para lograr un mayor control direccional. En forma opuesta, bajas ROP pueden requerir mayor peso sobre la mecha y mayores revoluciones en la sarta para lograr continuar la perforación de la formación.

La tasa de penetración es el parámetro más importante del rendimiento de la mecha durante la perforación e influye en el costo por pie perforado. Seleccionar las mechas adecuadas para un pozo es una decisión importante que afecta los costos globales del pozo. Muchos factores deben ser evaluados:

- ❖ Costo de la mecha
- ❖ Parámetros esperados
- ❖ Tipo de formación y sus propiedades
- ❖ Tipo de fluido de perforación
- ❖ Costo del equipo
- ❖ Personal, etc.

Gran cantidad de estudios e investigaciones se han realizado sobre los factores básicos que afectan la tasa de penetración. Pruebas de campos y estudios experimentales han buscado minimizar los costos de perforación y mejorar la eficiencia de la operación en sí. Sin embargo, el hecho de mejorar algunos de los parámetros que influyan en la tasa de penetración no necesariamente resulta en reducir los costos por pie perforados.

3.5.2. Peso sobre la mecha (WOB por las siglas en ingles de *Weight Over Bit*)

La sarta de perforación junto con el sistema rotario y el bloque viajero, ejercen un peso en la línea muerta del taladro, sin embargo este varía durante la perforación.

El mayor peso aplicado por la sarta de perforación es recibido por la línea muerta cuando la mecha no se encuentra apoyada en el fondo del pozo. Al estar la mecha apoyada en fondo, la línea muerta pierde parte del peso de la sarta de perforación el cual es transferido a la mecha y a este se le conoce como peso sobre la mecha. Cabe destacar que un mayor peso sobre la mecha representa un mayor apoyo de la mecha contra la formación, por lo cual mayor será la capacidad de trituración de la roca, reflejándose en una mayor tasa de penetración.

El WOB está directamente relacionado con la presión diferencial del lodo de perforación y con las revoluciones por minuto de rotación de la sarta (RPM). A mayor diferencial de presión y mayor RPM de la sarta, mayor será el peso sobre la mecha y mayor tasa de penetración se obtendrá durante la perforación.

Al igual que la ROP, el peso sobre la mecha requerido durante la perforación está relacionado con la dureza de la formación. Formaciones duras requieren mayor WOB para ser perforadas

Durante este proceso la remoción de los cortes es esencial. Existen dos eventos que son limitantes en la tasa de penetración:

- ❖ Velocidad de formación de cortes
- ❖ Velocidad de remoción de cortes

Si los cortes no son removidos con suficiente rapidez, una capa de ripios puede formarse sobre el fondo del hoyo impidiendo que el diente pueda ejercer suficiente

esfuerzo sobre la roca virgen. Si esto ocurre, se reduce el esfuerzo sobre la roca nueva por debajo del requerido para producir fracturas.

3.5.3. Presión diferencial del Lodo de perforación

La presión diferencial, es la diferencia entre las presiones del lodo cuando la mecha se encuentra apoyada en el fondo del pozo y cuando se encuentra fuera de fondo. Cuando la mecha se encuentra fuera de fondo el lodo puede salir de la mecha y circular libremente hacia el espacio anular entre la formación y la sarta de perforación.

Por otro lado, cuando la mecha se encuentra apoyada en el fondo del pozo, el flujo del lodo estará obstaculizado por la formación al salir de la mecha, lo cual provoca un aumento de la presión del lodo.

Para incrementar la presión del lodo ya sea estando la mecha en el fondo del pozo o fuera de fondo, basta con incrementar el galonaje de lodo circulante dentro de la sarta de perforación.

La presión diferencial se encuentra directamente relacionada con el peso sobre la mecha. Un mayor peso sobre la mecha provocará un mayor incremento en la presión del lodo al estar la mecha apoyada en el fondo del pozo, por lo cual la presión diferencial será mayor.

3.5.4. Velocidad de Rotación (R.P.M)

Las revoluciones por minuto de la sarta de perforación (RPM), corresponden a la rapidez de rotación que suministra el sistema rotario del taladro a toda la sarta de perforación.

Mayores velocidades de rotación causan más impactos de los dientes y más cráteres formados por unidad de tiempo. Sin embargo, a medida que se aumentan las

velocidades de rotación hay menos tiempo entre impactos para la remoción hidráulica de los ripios antes del siguiente impacto. Si hay suficiente limpieza hidráulica la tasa de penetración responderá linealmente a la rotación, en caso contrario, a medida que la velocidad de rotación aumenta, decrece la efectividad sobre un punto determinado la velocidad de rotación máxima, sobre la cual no hay ningún aumento en la tasa de penetración.

Existe relación entre velocidad de rotación óptima y peso sobre la mecha, según algunos estudios, el peso parece influir más sobre la velocidad que la dureza de la formación.

3.6 Mediciones de desviación (Survey) para control de la trayectoria del pozo

Durante las perforaciones direccionales es necesario tener un control de la trayectoria del pozo para la correcta toma de decisiones en ajustes de dirección e inclinación del pozo durante la perforación según una trayectoria definida.

Para el control de la orientación del pozo, se deben realizar mediciones de azimuth e inclinación del pozo, para lo cual se aplican herramientas MWD constituidas por magnetómetros y acelerómetros capaces de realizar las mediciones necesarias.

La mayoría de la información direccional se deriva de dos simples mediciones:

- ❖ **Azimuth:** corresponde con la dirección del pozo en grados (de 0° a 360°) a la profundidad dada del registro, medida en sentido horario a partir del norte verdadero.
- ❖ **Inclinación:** también conocida como el ángulo de desviación, expresada en grados (de 0° a 90°) es el ángulo al cual el pozo está desviado de la vertical a la profundidad dada.

El *survey* de un pozo son datos o mediciones que proveen información sobre la inclinación, el azimut y la profundidad medida del pozo en el punto donde se realiza la medición. A partir de esta data es posible determinar las coordenadas N/S, E/O, profundidad verdadera y *dog-leg severity* en cada estación de *survey* del pozo. Ver Figura 3.26.

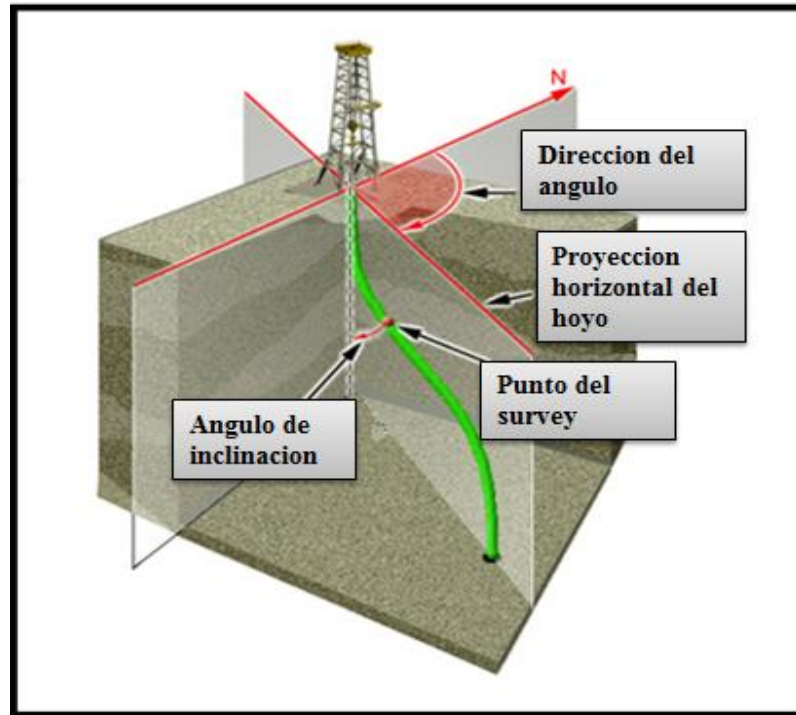


Figura 3. 26: *Survey*.^[13] Modificado por Cortez

Los surveys de fondo de pozos se toman típicamente cuando la perforación se detiene para realizar una conexión (en general, cada junta de tubería o de pajera). A menudo, el perforador prefiere completar el *survey* antes de hacer la conexión en caso de que la tubería se atasque.

Los siguientes pasos describen el procedimiento para la toma de *survey*:

- ❖ **El perforador trabaja la sarta:** el perforador circula el lodo y trabaja la sarta de perforación (se mueve hacia arriba y hacia abajo) para liberar cualquier torque atrapado. Además, el perforador quita las RPM.
- ❖ **El perforador reduce la tasa de flujo:** la herramienta MWD se programa para dejar de transmitir una señal cuando el caudal cae por debajo de un cierto punto. El perforador reduce la velocidad de flujo hasta el punto donde se pierde la señal. Normalmente, el perforador hace esto apagando las bombas.
- ❖ **El perforador bloquea la sarta:** el perforador bloquea la sarta de perforación con el freno. La sarta debe estar estática para tomar el *survey*.
- ❖ **El perforador incrementa la tasa de flujo:** el perforador aumenta la velocidad de flujo hasta el nivel esperado para activar un *survey*. La herramienta MWD está programada para realizar un *survey* después que las bombas enciendan y esta tenga señal.
- ❖ **El ingeniero a cargo evalúa el survey;** el ingeniero de campo examina el panel de control del *survey* en el equipo de superficie para determinar si los datos del estudio se encuentran dentro de las tolerancias establecidas.

Por otro lado, también son importantes las mediciones de orientación del pozo puesto que en las perforaciones direccionales comúnmente se aplica el motor de fondo como herramienta direccional. Una sección de esta herramienta presenta una curvatura que al ser orientada en un determinado sentido proporciona la capacidad de direccionar al pozo en una determinada orientación, sin embargo esta herramienta no cuenta con dispositivos electrónicos que permitan conocer la orientación de esta sección curva estando en el fondo del pozo. Por lo cual, a partir de herramientas MWD que realizan mediciones de orientación del pozo y conocido un punto de referencia en la herramienta llamado ROP (por sus siglas en ingles), se puede conocer una corrección

de la orientación que presenta la sección curva del motor de fondo a partir de la orientación que tiene el punto de referencia de la herramienta MWD.

Sin embargo, existe otra herramienta MWD llamada ZINC* con un sensor que nos permite conocer la inclinación de la mecha con mucha más anticipación que el sensor de la herramienta MWD (*Telescope*), ya que dicho sensor se encuentra aproximadamente 30 pies de distancia de la mecha en comparación a la de la herramienta *Telescope* que esta aproximadamente a 60 pies de distancia.

3.7 Herramienta ZINC*

El inclinómetro del eje Z, o ZINC*, es una herramienta de D & M que proporciona un único eje de medición de la inclinación. El diseño de la herramienta permite la colocación económica de una medición de inclinación adicional cerca de la mecha. Esto permite un mejor control de la trayectoria del agujero, proporcionando una medida adicional y más oportuna de la orientación BHA. Ver Figuras 3.27 y 3.28.

Se ve como un extensor se caja de baja transmisión (LTB *Low Transmitter Box*) que tiene sólo una conexión superior.



Figura 3. 27: Herramienta ZINC*. ^[16]

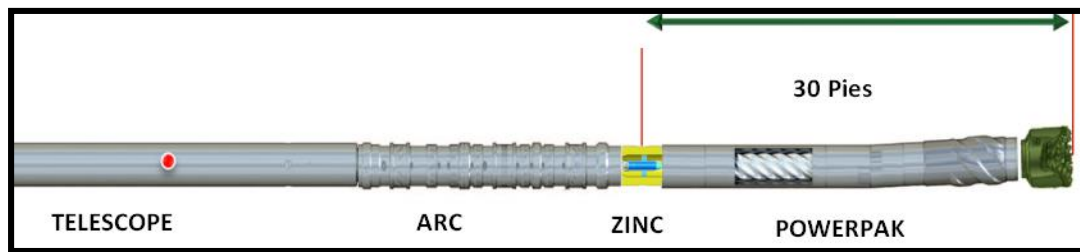


Figura 3. 28: Típico ensamblaje del ZINC* en el hoyo. ^[17]

3.7.1. Especificaciones

El ZINC* es atornillado en la base extensor inferior de una herramienta LWD y toma de alimentación de la LTB. Tiene su propia dirección de LTB y se accede por la herramienta MWD (telemetría) como lo es cualquier LWD herramienta.

Este se coloca en la base extensor ya sea en el estándar de 4 ¾ pulgadas como se muestra en la Figuras 3.29 y 3.30, o en el de 6 ¾ pulgadas (ver Figura 3.31) y como es en el caso de estudio en herramientas de 8 ¼ pulgadas. El diseño del chasis es similar a *SlimPulse*. Un centralizador palmeado estabiliza el ZINC* en el orificio del cuello.

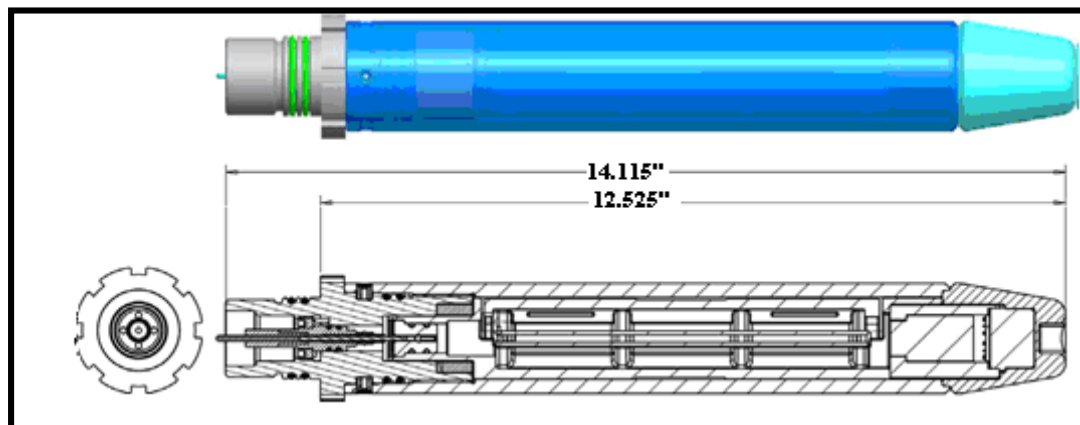


Figura 3. 29: ZINC* mostrando adaptador con 4 ¾ pulgadas en la herramienta LWD ^[16]

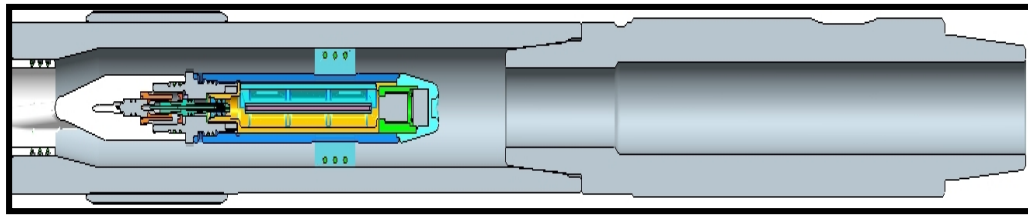


Figura 3. 30: ZINC* mostrando instalación con 4 ¾ pulgadas en la herramienta LWD ^[16]

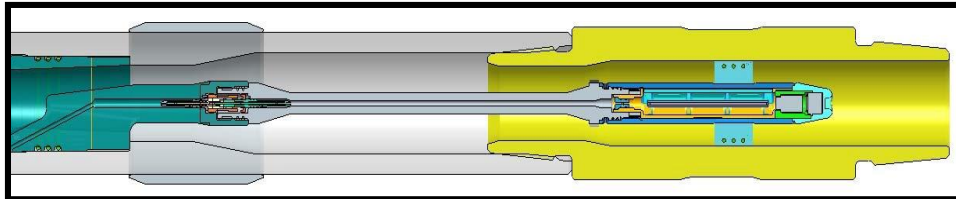


Figura 3. 31: ZINC* mostrando instalación con 6 ¾ pulgadas en la herramienta LWD ^[16]

3.7.2. Medio ambiente

La herramienta ZINC* está clasificada para 150 °C. Su índice de choque es el mismo que para todas las herramientas de D&M. La presión nominal es de 25 kpsi. La ejecución de una herramienta con ZINC* no baja la capacidad de flujo de esa herramienta. Tenga en cuenta que el 6 ¾ pulgadas herramientas con NC-50 Caja conexiones inferiores (ARC) y el periscopio se deben ejecutar con el *cross-over*-compatible ZINC*.

3.7.3. Funcionamiento

El ZINC* es sólo en tiempo real. No tiene memoria de registro de canal o de la batería. La palabra de estado ZINC* se guarda en la memoria *flash* de diagnóstico básico. ZINC* funciona con alimentación de LTB (18 a 32 voltios), lo que requiere <2 vatios (promedio). La potencia máxima es <3 vatios. Se ajusta a todas las especificaciones de comunicaciones LTB como lo son la sensibilidad del receptor, el transmisor de intensidad de la señal, la impedancia del transporte y el retardo de tiempo.

3.7.4. Medición

ZINC* da salida a la componente de la aceleración de la gravedad a lo largo de su eje, en mg. Contiene un acelerómetro. Un acelerómetro es un transductor que es capaz de responder a la aceleración de la gravedad. Lee los cambios en su orientación con respecto al vector G. cuenta con un péndulo que es libre de oscilar para mantener su orientación con respecto a la gravedad. El acelerómetro se comporta como una plomada, se asume la dirección en la que la gravedad de la tierra actúa sobre él. Ver Figura 3.32.

El acelerómetro es solamente sensible a la fuerza a lo largo de su eje de referencia.

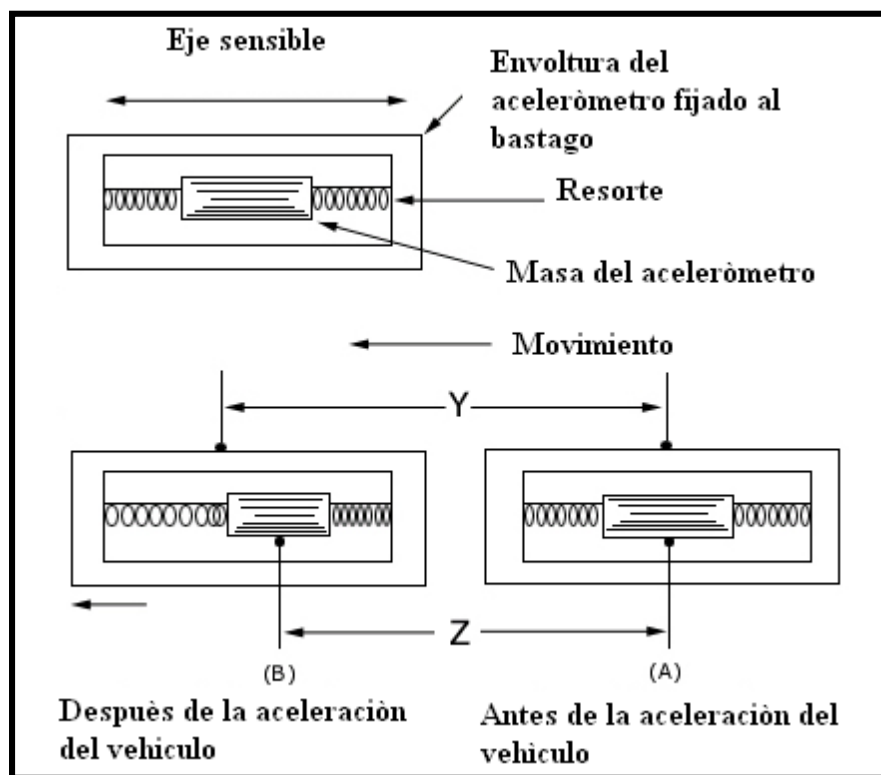


Figura 3. 32: Acelerómetro ^[18]

La salida analógica del acelerómetro es filtrada por una dinámica de fuera de escala (placa DOC) estándar y se digitaliza a 16 bits. La señal digitalizada se calibra, es corregido para la temperatura y pasa a través de un filtro exponencial que se debe actualizar cada 5 segundos. La precisión del sistema es mejor que $\pm 2,4$ mg, que corresponde a $\pm 0,2^\circ$ a 45° de inclinación.

3.7.5. Servicios en la tienda y el taladro

Los ingenieros de mantenimiento y los de campo deben realizar esta tarea una vez:

- ❖ ZINC* se recibe en la tienda

- ❖ ZINC* se recibe de otro trabajo

- ❖ ZINC* va a ser corrido dentro del hoyo :

- a) **Inspección visual:** verificar que todos sus anillos de clic están en su lugar, inspeccionar el LTB pin de contacto, y asegúrese de que el centralizador ZINC* está bien ubicado y sus pernos están apretando adecuadamente.

- b) **Mediciones de impedancia:** establecer el multímetro en la opción de impedancia y verificar que el valor se mantenga por encima de 10 kohm. Ver Figuras N° 3.33 y 3.34



Figura 3. 33: Multímetro ^[17]

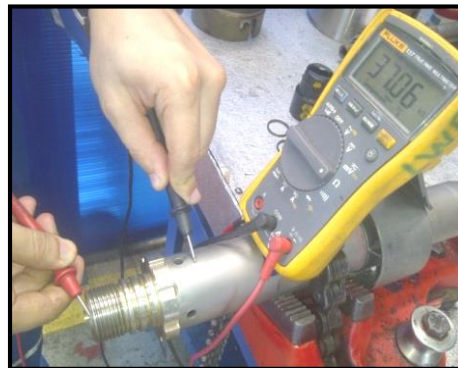


Figura 3. 34: Medición de impedancia ^[17]

- c) **Servicio de adaptador de la pre corrida (conector superior):** Retire todo el sucio de la superficie y aplique grasa en el conector y las juntas.

Establecer las juntas en su lugar de acuerdo a la Figuras N° 3.35, 3.36, 3.37 y 3.38.



Figura 3. 35: Aplicando grasa ^[17]



Figura 3. 36: Colocando las junta 1 ^[17]



Figura 3. 37: Colocando las junta 2 ^[17]



Figura 3. 38: Colocando las junta 3 ^[17]

3.7.6 Procedimiento de conexión y desconexión

a) Retire el menor sub protector de la herramienta LWD. Ver Figura 3.39



Figura 3. 39: Retirando el sub conector menor ^[17]

b) Retire la tapa de extensor de LWD LTB, Ver Figura 3.40



Figura 3. 40: Retirando extender ^[17]

c) Deslice el sensor ZINC* través del diámetro interno del collar LWD. El centralizador debe encajar con holgura mínima en el collar LWD. Ver Figura 3.41.



Figura 3. 41: Deslizando el sensor ZINC* ^[17]

a) Ajuste del sensor de ZINC* con 100 ft.lbf usando una llave de torsión ½-pulgada, como extensor atípica. Ver Figura 3.42.



Figura 3. 42: Ajustando el sensor ^[17]

b) Instalacion de *Crossover* bajo la herramienta LWD.Ver Figura 3.43



Figura 3. 43: Instalacion de *Crossover* ^[17]

3.8 Análisis de anticolisión de pozos

El planeador del pozo utiliza tres técnicas para analizar la trayectoria propuesta en la superficie del pozo, en especial cuando estos pozos están localizados en macollas; la posibilidad de colisión entre ellos incrementa con el número de pozos distribuidos en la macolla. El objetivo de estas técnicas es eliminar la posibilidad de una colisión con un pozo cercano. Las técnicas son:

3.8.1 Mapa de araña o *SpidePlot*

Muchos pozos se perforan en estrecha proximidad a los pozos existentes. Cada pozo se asigna cuidadosamente en un gráfico de araña para mostrar la relación de dirección del proyecto a los pozos existentes en vista horizontal como muestra la Figura 3.44.

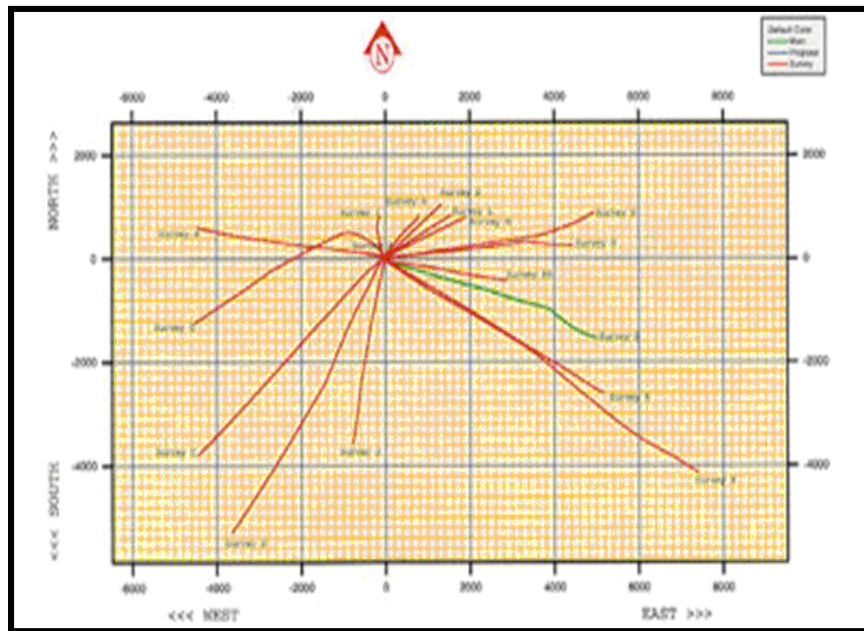


Figura 3. 44: Mapa Araña. ^[18]

3.8.2. Cilindro de Viaje o *Travelling Cylinder*

Este método utiliza un plano perpendicular al pozo que se está planificando e intercepta la trayectoria del pozo vecino como si fuese cortada a través de un plano. La superficie se asemeja a un cilindro con las dimensiones del máximo tamaño del radio de exploración. El cilindro de viaje calcula la distancia desde el punto de corte en la trayectoria del pozo vecino hasta el punto de escaneo del pozo que se está planificando (ver Figura 3.45). El beneficio de este método es que la intersección es detectada aun cuando las trayectorias de los pozos se están aproximando perpendicularmente. El planificador también utiliza este análisis para evitar cualquier acercamiento peligroso a los pozos adyacentes durante la perforación.

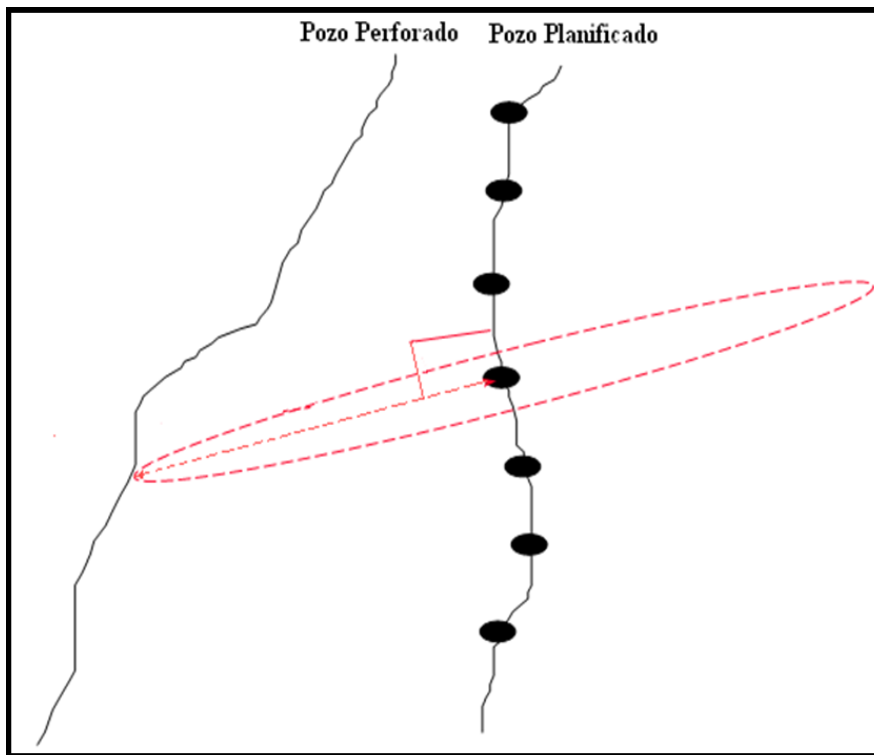


Figura 3. 45: Cilindro de viaje ^[19]

3.8.3. Elipses de Incertidumbre o *Ellipses of uncertainty*

Los surveys de la herramienta han especificado grados de precisión. Teniendo en cuenta el rango de precisión, cada survey introduce incertidumbre en cuanto a la posición exacta de la orientación del pozo. Las elipses de incertidumbre representa la suma de las incertidumbres (ver Figura 3.46). Entender elipses de incertidumbre permite un margen de error en la planificación y perforación con el mínimo riesgo de colisión con los pozos cercanos.

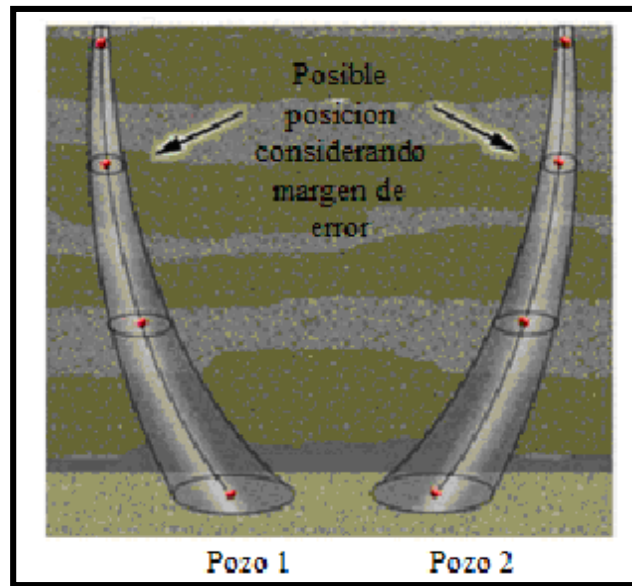


Figura 3. 46: Elipses de incertidumbre ^[18] Modificado por Cortez

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Tipo de investigación

Según Arias (2004) “consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variables alguna”. Ahora bien, esta investigación se clasifica de campo porque todos los datos obtenidos de los pozos fueron directamente presenciales en las operaciones.

4.2 Población y muestras

4.2.1 Población

Según Arias (2004) la define como “conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación”. En este trabajo de investigación se cuenta con los datos de los pozos direccionales perforados en la Macolla Chaima del campo Cerro Negro del Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Además, se clasificará los pozos donde se haya utilizado la herramienta.

4.2.2 Muestra

Según Arias (2004) expresa la muestra como “subconjunto representativo de un universo población”. La muestra acató todos los pozos perforados con la herramienta de estudio, los cuales fueron dos pozos: Pozo CEM0003 y Pozo CEM0004, donde estos fueron comparados con otros dos pozos más como lo fueron Pozo CEM0001 y Pozo CEM0002.

4.3 Procedimiento metodológico

Para especificar los objetivos planteados en este trabajo, se desarrolló una metodología sólidamente estructurada, con la finalidad de seguir un esquema de trabajo que permitiera obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible. La

metodología empleada para llevar a cabo el presente estudio se ilustra en el Flujograma de la Figura N° 4.1

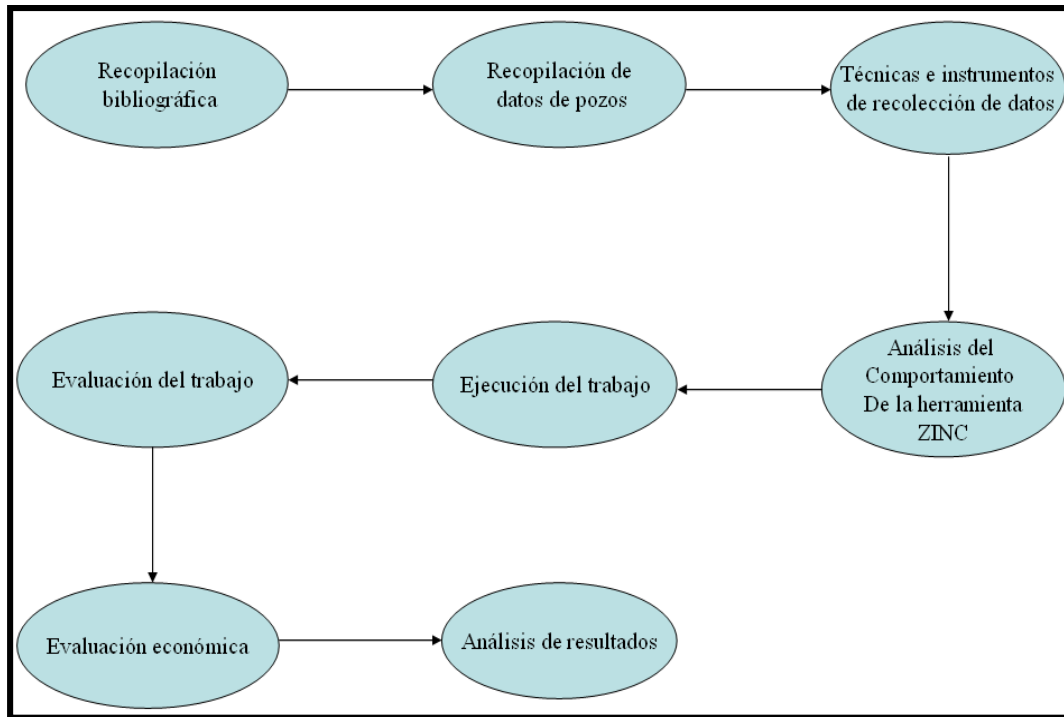


Figura 4. 1: Flujograma del procedimiento metodológico

4.4 Revisión bibliográfica

El primer paso aplicado dentro de la metodología fue la recolección de información. Se recopiló información bibliográfica para obtener una buena base teórica en la elaboración del trabajo, dentro de la cual se revisaron documentos previos realizados en la cuenca sedimentaria y campo en el que está presente el área de estudio, para comprender el marco geológico en el que esta se encuentra. Además, se realizó una revisión bibliográfica de operaciones y herramientas aplicadas en perforaciones direccionales para comprender la relación existente entre ellas.

Finalmente se investigó acerca de las especificaciones de la herramienta, su estudio y características de operación.

El material bibliográfico se consultó a través de libros, trabajos de grado y manuales disponibles en Schlumberger segmento D&M (*Intouch*), libros y trabajos de grado disponibles en línea, información solicitada a los empleados de Schlumberger y empresa operadora en campo, artículos técnicos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) y documentos consultados a través de la web.

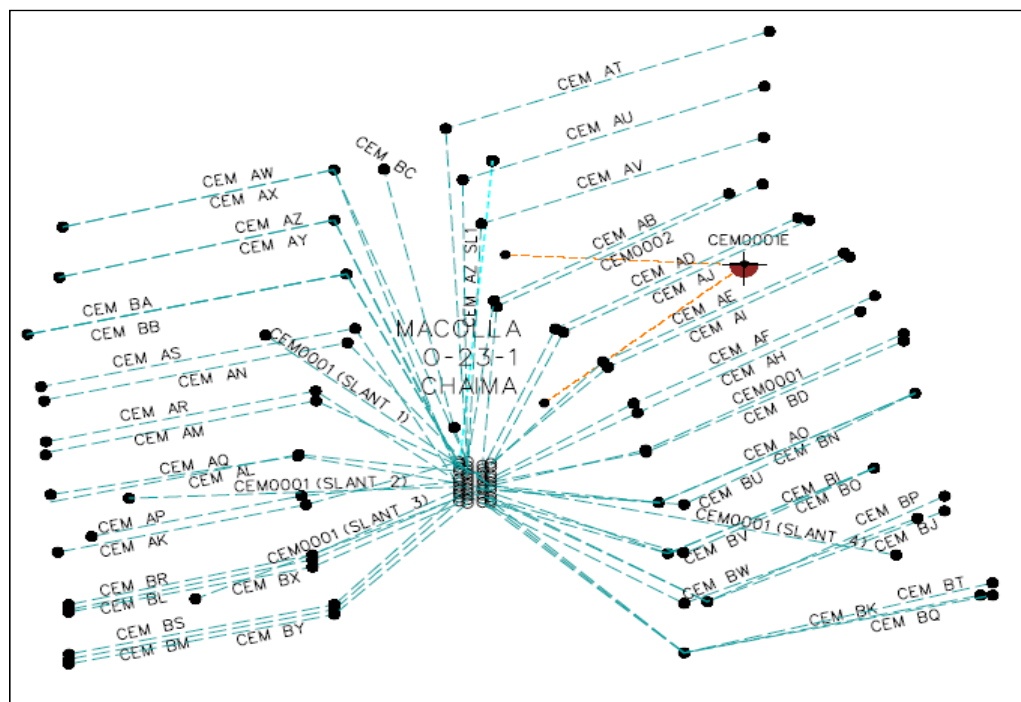
4.5 Recopilación de datos de pozos

Por otro lado dentro de la recolección de información, se recopilaron datos acerca de la cantidad de pozos perforados en la macolla de estudio tanto con la herramienta como sin ella.

La información obtenida de estos pozos fue el plan direccional de cada uno de ellos, los *surveys* aceptados por el direccional, los tiempos de rotación y deslizamiento hechos con la herramienta y sin ella.

4.5.1 Descripción general de los pozos

Inicialmente luego de ser establecida el área de estudio, se realizó un inventario de todos los pozos presentes dentro de ésta, los cuales se pueden identificar en la Figura N° 4.2.



Los nombres de los pozos dentro del área de estudio fueron modificados por políticas de confidencialidad de la empresa Schlumberger, segmento *Drilling & Measurement* y la empresa operadora PDVSA Faja Morichal, que proporcionó los datos requeridos para la elaboración del Trabajo Especial de Grado.

En el área de estudio se encuentra un total de 50 pozos direccionales a perforar, de los cuales hasta la fecha del último estudio realizado se habían perforado 12 pozos, donde 4 pozos fueron hechos con la herramienta en estudio.

4.5.2 Recopilación de registros digitales y archivos .LAS de pozos

Para los pozos presentes en el área de estudio se recopilaron los registros gráficos digitales en profundidad de referencia MD y TVD, generados para el momento en que estos pozos fueron perforados. La importancia de los registros gráficos digitales es que en estos se encuentran indicados los topes de las unidades estratigráficas establecidos por los geólogos de pozo durante la perforación, lo cual representa una

importante referencia para la identificación de las unidades estratigráficas a ser perforadas.

También se recopilaron archivos *.Las donde se encuentran numéricamente, las mediciones de propiedades de la formación, a cada profundidad en MD en la que estas fueron realizadas, de las cuales solo se utilizaron en este trabajo las mediciones de rayos gamma y de resistividad. En el caso de los pozos direccionales, solo fue utilizada la resistividad P40H, que corresponde con una medición de la herramienta ARC con suficiente profundidad de investigación como para garantizar que los registros de resistividad presentan mediciones realizadas en la zona no invadida por el lodo de perforación. De los archivos *.Las también fueron requeridas las mediciones de tasa de penetración (ROP) de los pozos. Los archivos *.Las de todos los pozos son indispensables para introducir los valores numéricos de los registros en el *software* Petrel y generar el registro gráficamente para su posterior evaluación.

4.5.3. Recopilación de los registros de desviación de los pozos (*Surveys*)

En este caso los pozos direccionales se recopilaron los registros de desviación, donde la información de principal necesidad que en estos se presenta son las mediciones de azimut, e inclinación del pozo y la profundidad correspondiente, así como las coordenadas de la proyección horizontal de los puntos de medición.

El *software* Petrel, además de los archivos *.Las con mediciones de GR y Resistividad para generar los registros, requiere también los registros de desviación de los pozos direccionales para ubicar espacialmente cada una de las mediciones presentes en los archivos *.Las y para transformar los registros de profundidad MD a profundidad TVD y SSTVD.

4.5.4. Compilación de datos extraídos de los *SteringSheet o SlideSheet*

Aparte de los registros de desviación, el direccional también proporciona el *SteringSheet* el cual contiene fecha de inicio de la perforación, ubicación del pozo,

tiempo en que se comienza la perforación y finaliza, tiempo de rotación y deslizamiento dato importante en esta investigación, aplicación de parámetros como WOB, RPM, torque, presiones, galonaje, comentarios significativos acerca de la perforación, entre otros. Todos estos datos son elaborados en una hoja de cálculo construida en Excel. Ver Figura N° 4.3

														
BHA#1 - 12.25in - BS_1														
Location	VZE			Casing Size	BHA Run									
Client	PDVSA FAJA MORICHAL			Casing Size	BHA#1 - 12.25in - BS_1									
Rig	WDI-778			Casing Weight	Depth in (ft)	1035,00	Depth out	6945,00	Date In	2014-06-18 00:00				
Field	PDV OS Cerro Negro			Mud Type	Incl in (deg)		Incl out (deg)	93,50	Date TD	2014-06-23 13:45				
Well	CEM-0004 (CEM-AZ O-12)			End MW (in)	Azimuth in (deg)		Azimuth out	259,00	Date out	2014-06-18 00:00				
Borehole	CEM-0004			Hole Size	12.25		Client Rep 1	Wilfredo Suarez	1st DD					
							Client Rep 2	Domingo Molla	2nd DD					
BIT INFORMATION					Bit Properties & Grading									
S/N	RA7763			IADC	06R		In Row	Out Row	Dull Char	Location	Bearings	Gauge	Other	
TYPE	Milled Tooth Bit			Jets (1/32 in)	3x18, 1x15		IN	Nueva						
Manuf	SMITH Smith Mecha			TFA (in2)	0.918		Out							
Date	Start Time	End Time	MD From	MD To	ating Dist	ating Dist	Drilling Mode	TF Angle	Calc ROP	WOB	SRPM	Off Bot Torque	Torque	Flow
dd-mm-yy			ft	ft	ft	ft		deg	ft/h	1000 lbf	c/min	1000 ft.lbf	1000 ft.lbf	gal/min
16-jun-14	17:49	20:05	1035,00	1142,00	107,00		Rotating		47,14	5,0	20	1,0	1,0	500
	21:09	21:26	1142,00	1153,00	11,00		Rotating		39,29	5,0	20	1,0	1,0	600
	21:33	23:03	1153,00	1211,00	58,00		Rotating		38,67	5,0	20	1,0	1,0	600
	23:09	23:25	1211,00	1238,00		27,00	Sliding	45	100,00	15,0				600
	23:52	00:19	1238,00	1332,00		94,00	Sliding	45	208,89	15,0				600
17-jun-14	00:50	00:56	1332,00	1369,00		37,00	Sliding	0	370,00	15,0				600
	01:01	01:15	1369,00	1427,00		58,00	Sliding	13	252,17	15,0				500
	01:50	02:03	1427,00	1522,00		95,00	Sliding	20	431,82	15,0				500
	02:41	03:09	1522,00	1617,00		95,00	Sliding	-30	202,13	15,0				500
	03:31	03:56	1617,00	1711,00		94,00	Sliding	-45	223,81	15,0				500
	04:55	05:13	1711,00	1777,00		66,00	Sliding	-50	220,00	15,0				500
	05:15	05:19	1777,00	1787,00	10,00		Rotating		142,86	15,0	40	1,0	1,0	500
	05:22	05:33	1787,00	1806,00		19,00	Sliding	-50	105,56	15,0				500

Figura 4. 3: Ejemplo de *StringSheet* ^[22]

4.6 Técnicas e instrumentación de recolección de datos

Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras particulares en que se pudo obtener la información entre las que están observación directa, el análisis documental y análisis de contenido. La aplicación de una técnica conduce a la obtención de información, la cual debe ser resguardada mediante un instrumento de recolección de datos, los cuales no son más que dispositivos o formatos (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información.

4.6.1 Maxwell ^[23]

Es la nueva generación de plataforma de adquisición de datos de pozo de Schlumberger Integrada que reemplaza Tanto MAXIS para *Wireline* e IDEAL para D&M. Este programa archiva y presenta los datos procesados por SHPM. Herramientas compatibles: *X5 PowerDrive* y *PowerDrive*.

4.6.2. HSPM *High-speed Signal Processing Module* o Modulo de procesamiento de alta velocidad ^[24]

Se ejecuta en el taladro como el sistema de adquisición de superficie para recibir datos de MWD/LWD enviados por las herramientas en el fondo del pozo a través del lodo, ondas electromagnéticas o tubos de perforación con conexión de cable. A través de la superficie un *hardware* de adquisición de ASAP (procesador de señal de adquisición avanzada, ESAM (módulo de adquisición de señales Ethernet) o WISAM (módulo de adquisición de superficie inalámbrica), el módulo de HSPM adquiere las mediciones de superficie, tales como : profundidad del malacate, tensión de la línea muerta , el torque , los carreras de la bomba, la presión del tubo vertical, etc., y calcula la profundidad de la mecha, la profundidad del hoyo, ROP, etc.

Después que estos datos llegan a la superficie a través de los sensores, primero son procesados por HSPM y luego éste se encarga de enviárselo a *Maxwell* a través de una conexión satelital llamada *InterACT*.

4.6.3. DOX *Drilling Office X* ^[25]

Es una completa suite de aplicaciones que se pueden utilizar para planificar, seguimiento de la ejecución direccional, y evaluar las operaciones de perforación.

DOX contiene modelos siguientes:

- ❖ Visor de datos
- ❖ Gestión de la encuesta

- ❖ Ingeniería de perforación
- ❖ DD *Toolbox*

Además, puede utilizar datos del navegador para realizar lo siguiente:

- ❖ Importaciones y exportaciones de datos
- ❖ Crear nuevos datos (campos, estructuras, sondeos, pozos, objetivo, BHA, geometría del hoyo, etc.)
- ❖ Asignar objetivos de pozos individuales
- ❖ Editar y eliminar datos existentes en su base de datos
- ❖ Selección y proyección de sistemas de coordenadas para campos y estructuras individuales.
- ❖ Seleccionar un sistema de la unidad de visualización
- ❖ Selección y limpieza definitiva de *survey* del hoyo
- ❖ Crear BHA, sargas de revestimiento de pozos y geometrías
- ❖ Crear planes de pozo, *surveys* y trayectorias
- ❖ Generar mapas de araña y mapas de ranura

4.7 Análisis del comportamiento de la herramienta ZINC*

La realización de trabajos de perforación con motores de lodo es una tarea difícil y arriesgada, debido a la escasa velocidad de reacción como consecuencia de la medida de la Dirección e Inclinación del paquete de MWD.

Cuando se trata de trayectorias de alto ángulo y complejas, la distancia entre la mecha y el sensor D&M es crítico en la determinación de la precisión con que la mecha se mantiene dentro del reservorio.

Mediante la adición de la tecnología ZINC* y aplicando apropiadas prácticas de perforación es posible mantener el interior de la trayectoria del depósito sin la necesidad de una reentrada. Con el uso de la medición de inclinación del ZINC*, la trayectoria estimada se sustituye con la medida real.

La direccional puede iniciar con el deslizamiento y ver los resultados dentro de 30 pies, a diferencia de los aproximadamente 65 pies requeridos con un sistema convencional MWD / LWD como se observa en la Figura N° 4.4.

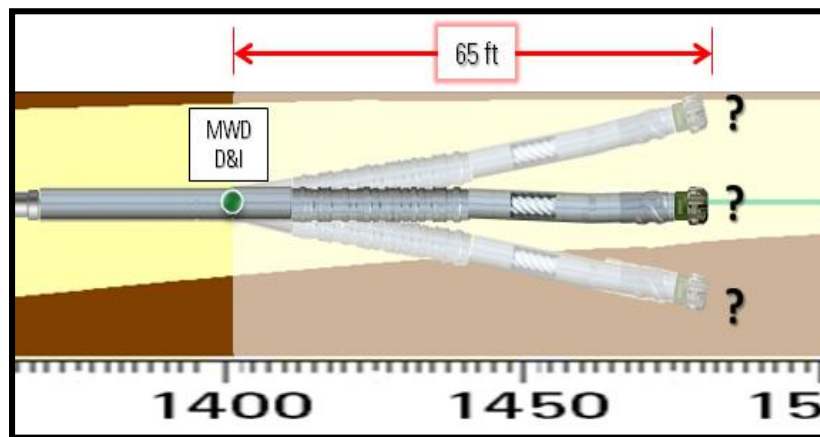


Figura 4. 4: La distancia del sensor en el paquete D&I afecta el control de la trayectoria ^[17]

4.8. Ejecución de trabajo

4.8.1. Prueba del hoyo poco profundo o *Shallow Hole Test (SHT)*

En esta prueba el ZINC* transmite sólo 2 señales, componente de la gravedad en mG (ACGG) y el estado (STAT) mostrados en la Figura N° 4.5. En esta figura se muestra dos puntos donde se puede visualizar los estatus de la herramienta, si el punto ZINCSTAT es igual a cero quiere decir que la herramienta tiene todos sus estatus en óptimas condiciones y si el punto ACGG_zi es distinto a 2047 todavía hay comunicación.

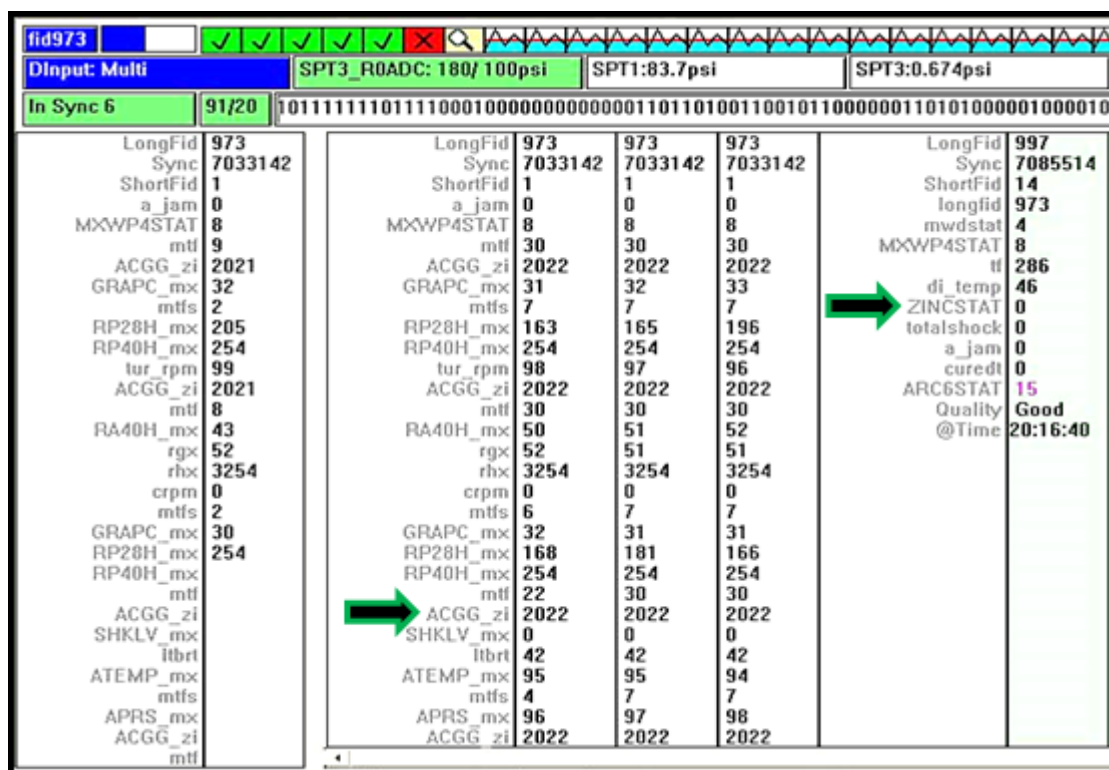


Figura 4. 5: Pantalla de demodulación de HSPM ^[17]

Como es el estándar LTB, el valor final se reserva para la herramienta de telemetría para indicar que no hay comunicación. Ver Tabla N° 1.

Tabla N° 1: Falla de comunicación entre el MWD y ZINC

Estructura de utilidad (<i>Utility Frame</i>)	No hay comunicación	Repetiendo la estructura (<i>Reapeting Frame</i>)	No hay comunicación
ZINCSTAT	63	ACGG_zi	2047

Durante el SHT, una vez que la herramienta MWD se haya encendido, compruebe la conexión en tiempo real mirando los valores brutos de las señales del ZINC* en la pantalla *HSPM* o mostrados en *Maxwell*.

4.8.2. Directrices operacionales para mejorar el control de Direccional

a) Deslizando peso sobre la mecha: La capacidad máxima *Dog-leg* se logra cuando el BHA se dobla entre las almohadillas y el estabilizador superior.

Se proporciona peso sobre la mecha apropiado para asegurar que la deslizada se está realizando de manera eficiente.

Las mediciones de LWD azimutales se deshabilitan mientras el BHA está en modo deslizante.

b) Tendencia de rotación del BHA: En el modo de rotación, el BHA construirá bajo la mayoría de condiciones. La colocación del estabilizador está diseñada para mejorar la tendencia de acumulación del ensamblaje en el modo rotativo. Por supuesto, la tasa de acumulación se verá afectado por las tendencias de formación, mecha y estabilizador, litología, la tasa de penetración y rpm.

c) El flujo en formaciones blandas: El impacto hidráulico de los chorros de la mecha podría ser perjudicial en el trato con la formación suave y no consolidado.

En este escenario, el caudal se debe disminuir al mínimo aceptable para cojinetes de lubricación y de refrigeración, y el peso sobre la mecha debe aumentarse para prometer contrarrestar la tendencia de caída de la erosión del hoyo.

d) Cambios de ROP: Debido a la rigidez del BHA, es normal esperar que haya una caída cuando se aumenta la ROP. Alrededor del 10 ~ 12 pies de deslizadas por encima se deben realizar para contrarrestar esta tendencia. Mientras desliza, seguir viendo la inclinación del Zinc para decidir si la deslizada debe cesar o continuar.

e) Tendencia de la inclinación del Zinc: Los valores del zinc son muy sensibles y muestran instantáneamente el comportamiento del BHA. El sensor traza inclinaciones de hasta 10 pies por delante de su ubicación.

Una buena práctica es el seguimiento de los valores de cada 10 pies para confirmar la respuesta BHA.

f) **Cara de la herramienta o Tool Face:** La Faja Petrolífera del Orinoco se caracteriza por ambientes de ROP altos. Este aspecto sigue siendo la importancia de mantener la cara de la herramienta estable, para evitar perforar en una dirección no deseada. El *tool face* es aquel que nos indica la orientación de la herramienta de 0° a 360° en el fondo del hoyo, este es monitoreado en una pantalla llamada *Rig Floor Consale* en superficie. El torque reactivo debe ser monitoreado para evitar pérdidas del control direccional; es por ello que es necesario explicarle al perforador la importancia de mantener la cara de la herramienta.

4.9 Evaluación del trabajo

4.9.1 Indicadores claves de rendimientos

a) **Objetivo neto:** es la cantidad de la trayectoria del pozo perforado dentro del depósito. Este valor debe ser superior al 80% sobre la base de los requisitos típicos del cliente, este sería un ejemplo para perforaciones en la sección lateral donde se navega en arenas. Ver Figura N° 4.6.

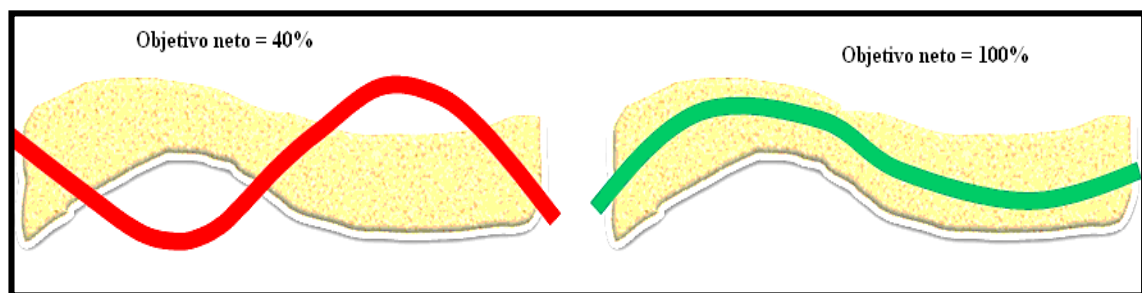


Figura 4. 6: Porcentaje del Objetivo neto ^[17]

Sin embargo, como en este caso se está investigando sobre perforaciones en la sección de construcción el rendimiento de la herramienta se ve influenciado en mantener la trayectoria dentro de distintas unidades estratigráficas y a su vez garantizar el aterrizaje en las arenas de poco espesor.

b) **Tortuosidad adicional:** es una medida de la cantidad de las curvas del pozo.

La posición de la incertidumbre del BHA, resulta en cambios de trayectoria equivocadas, que aumenta la tortuosidad del hoyo. Alta tortuosidad en el hoyo afecta directamente a las operaciones de perforación, debido a las tensiones adicionales que imponen la sarta de perforación y el alto riesgo de retrasos de operación en la finalización de su revestidor /Linner colgante.30 grados de tortuosidad adicional se permite, sin afectar a las actividades de terminación. Ver Figura N° 4.7.

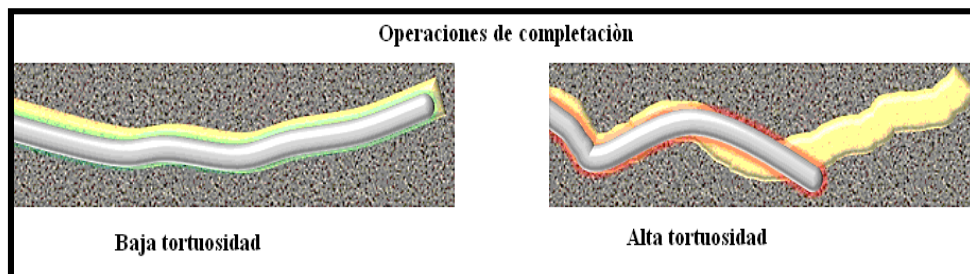


Figura 4. 7: Tortuosidad del hoyo ^[17]

c) Valores de inclinación del ZINC*: Los valores obtenidos de ZINC* deben ser similares con los valores de MWD, para confirmar una ZINC* precisión superior al 95%.Ver Figura N° 4.8



Figura 4. 8: Valores del ZINC Vs MWD ^[17]

4.10 Evaluación económica

Se realizó una evaluación económica obtenida del programa diseñado por el personal de PDVSA Distrito Carabobo División Morichal donde se refleja los estimados de los costos de perforación asociados de todas las actividades que incumben la perforación de un pozo direccional como se muestra en el diagrama mecánico a continuación en la Figura N° 4.9.

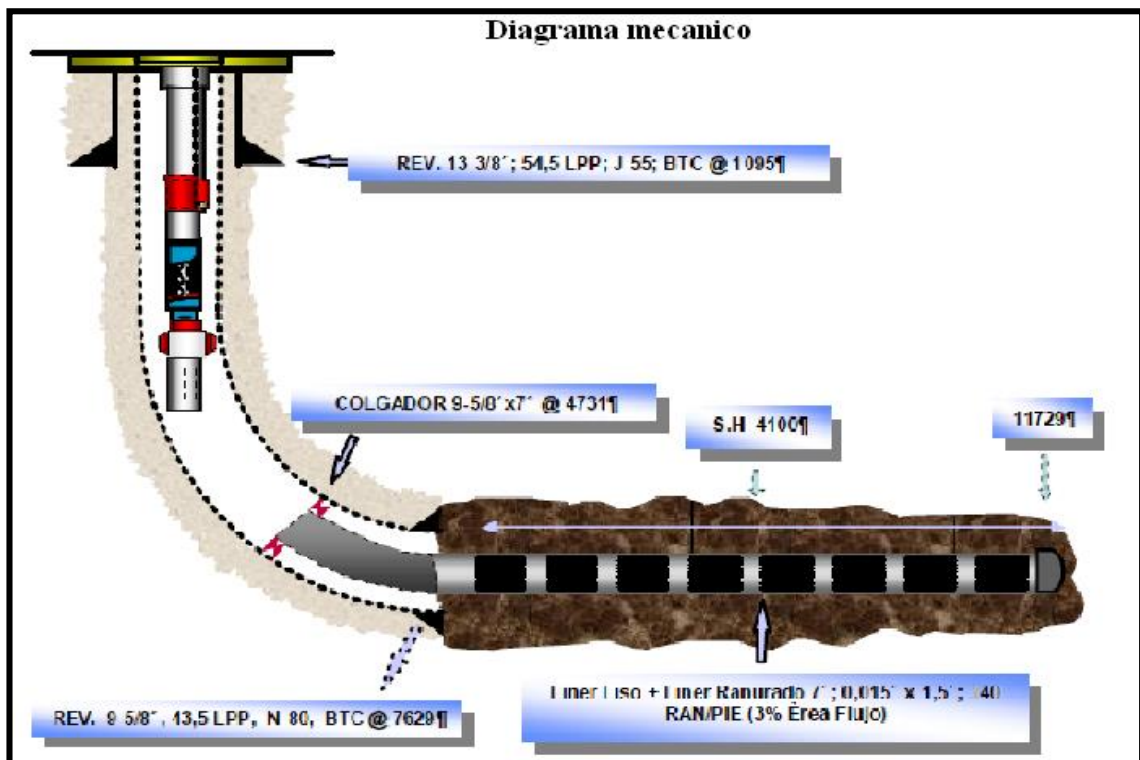


Figura 4. 9: Diagrama Mecánico de un pozo direccional [26]

4.11 Análisis de resultados

Luego de validar la aplicación de la herramienta se procedió a obtener y analizar los resultados. Inicialmente se analizaron las propuestas de los planes de trayectorias de cada pozo, seguidamente se obtuvieron los *survey* asociados a cada punto de la trayectoria del respectivo pozo para verificar la precisión con el plan propuesto y además se adquirieron los tiempos asociados a la rotación y deslizamiento realizados con la herramienta y sin ella

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y DISCUSIONES

A continuación se presentan los resultados y sus respectivos análisis

5.1 Comportamiento de las trayectorias de los pozos

Una vez obtenido los parámetros se realizaron unas gráficas con el propósito de identificar la desviación o similitud en la trayectoria de la inclinación del hoyo, la severidad de pata de perro y la tortuosidad del mismo.

De los doce pozos perforados hasta la fecha de estudio se eligieron cuatro de ellos para el análisis de los resultados, donde dos de ellos se realizaron sin la introducción de la herramienta y otros dos más con la utilización de la misma.

5.1.1 Perforación de pozos sin la herramienta ZINC*

❖ POZO CEM0001

El pozo CEM0001 tiene una profundidad medida de la sección de construcción de 6370 pies en la unidad O-12 del yacimiento SONCI CF 20 que tiene las siguientes propiedades petrofísicas: ANP = 122, Vsh = 7%, Sw = 18% y K = 5003 mD. En las siguientes dos figura 5.1 y 5.2 respectivamente se muestra algunos valores de los parámetros dispuestos por el plan propuesto y los *surveys* actuales para cada punto de la trayectoria del pozo. Los datos obtenidos son : profundidad medida, inclinación del hoyo, azimut, profundidad vertical verdadera (TVD), sección vertical (VS), ubicación de la coordenada Norte y Este, y la severidad de pata de perro (DLS). Además, se tiene unos valores de la tortuosidad del hoyo en función del DLS ver Figuras 5.1 y 5.2.

A	B	C	D	E	F	G	H	J
PLAN PROPUESTO								Tortuosity deg
MÁXIMO VALOR _____								76,21
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	VS (ft)	North (ft)	East (ft)	DLS (deg/100ft)	Tortuosity deg
1230,00	0,00	330,00	1230,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1300,00	2,15	330,00	1299,98	0,61	1,14	-0,66	3,08	2,15
1400,00	5,23	330,00	1399,76	3,62	6,72	-3,88	3,08	5,23
1500,00	8,31	330,00	1499,06	9,12	16,92	-9,77	3,08	8,31
1600,00	11,38	330,00	1597,57	17,11	31,73	-18,32	3,08	11,38
1700,00	14,46	330,00	1695,03	27,55	51,09	-29,50	3,08	14,46
1800,00	17,54	330,00	1791,14	40,41	74,96	-43,28	3,08	17,54
1900,00	20,61	330,00	1885,64	55,67	103,26	-59,62	3,08	20,61
2000,00	23,69	330,00	1978,25	73,27	135,91	-78,47	3,08	23,69
2100,00	26,77	330,00	2068,70	93,17	172,82	-99,78	3,08	26,77
2200,00	29,84	330,00	2156,73	115,31	213,88	-123,48	3,08	29,84
2300,00	32,92	330,00	2242,09	139,62	258,97	-149,51	3,08	32,92
2400,00	36,00	330,00	2324,53	166,04	307,96	-177,80	3,08	36,00
2500,00	39,07	330,00	2403,82	194,48	360,72	-208,26	3,08	39,07
2600,00	42,15	330,00	2479,73	224,87	417,08	-240,80	3,08	42,15
2700,00	45,23	330,00	2552,03	257,12	476,90	-275,34	3,08	45,23
2800,00	48,30	330,00	2620,52	291,13	539,98	-311,76	3,08	48,30
2900,00	51,38	330,00	2685,00	326,81	606,16	-349,97	3,08	51,38
3000,00	54,46	330,00	2745,29	364,06	675,25	-389,85	3,08	54,46
3100,00	57,53	330,00	2801,21	402,76	747,03	-431,30	3,08	57,53
3200,00	60,61	330,00	2852,60	442,81	821,31	-474,18	3,08	60,61
3300,00	63,69	330,00	2899,31	484,09	897,87	-518,39	3,08	63,69
3400,00	66,76	330,00	2941,21	526,48	976,49	-563,78	3,08	66,76
3500,00	69,84	330,00	2978,16	569,65	1056,95	-610,33	3,08	69,84

Figura 5. 1: Plan propuesto del POZO CEM0001 ^[27]

O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
ACTUAL SURVEY				MÁXIMO VALOR				Tortuosity deg	
								123,45	
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	VS (ft)	North (ft)	East (ft)	DLS (deg/100ft)	Tortuosity deg	
1252,54	2,30	75,42	1252,37	-2,60	7,55	2,95	1,46	1,46	
1345,81	2,74	56,97	1345,55	1,30	5,86	6,63	0,98	2,38	
1441,42	3,22	51,68	1441,03	6,25	2,95	10,66	0,58	2,93	
1534,35	4,11	34,85	1533,77	12,08	1,40	14,61	1,49	4,32	
1627,73	5,53	19,44	1626,82	19,19	8,39	18,02	2,05	6,23	
1720,52	8,31	11,52	1718,93	28,30	19,18	20,85	3,16	9,16	
1815,51	13,49	8,54	1812,18	42,00	36,87	23,86	5,48	14,37	
1899,77	17,68	8,12	1893,32	58,92	59,27	27,13	4,97	18,56	
1989,71	21,40	10,82	1978,07	81,84	88,92	32,14	4,26	22,39	
2079,34	24,93	12,17	2060,46	109,48	123,45	39,20	3,98	25,96	
2170,76	29,26	14,03	2141,83	142,83	163,98	48,68	4,83	30,37	
2261,17	32,29	15,58	2219,50	180,67	208,69	60,53	3,46	33,50	
2352,35	35,75	16,68	2295,06	223,07	257,68	74,72	3,85	37,01	
2441,61	36,91	16,97	2366,97	267,37	308,30	90,02	1,31	38,19	
2529,80	38,95	17,03	2436,53	312,88	360,14	105,87	2,31	40,23	
2618,98	41,46	16,85	2504,63	361,16	415,20	122,64	2,82	42,74	
2710,69	43,44	16,09	2572,30	412,80	474,56	140,18	2,23	44,79	
2800,48	45,97	16,88	2636,11	465,51	535,12	158,12	2,88	47,38	
2888,44	50,32	15,84	2694,79	520,08	597,97	176,55	5,02	51,79	
2979,25	54,86	15,13	2749,94	579,54	667,47	195,79	5,04	56,37	
3069,19	57,38	15,41	2800,08	640,96	739,49	215,45	2,81	58,90	
3152,44	57,98	14,79	2844,59	698,71	807,42	233,78	0,96	59,70	

Figura 5. 2: Surveys del POZO CEM0001 [27]

A continuación se muestra una gráfica de la inclinación del hoyo versus la profundidad del mismo, comparándola con el plan propuesto y los surveys reales ver Figura N° 5.3.

En ella se observa la variación que existe en varios tramos en la tendencia entre las trayectorias de la inclinación. En muchos casos esto se puede deber a cambios litológicos que provocan un descontrol direccional. Además de esto, también es conveniente decir que como el sensor del paquete de Dirección e Inclinación (D&I) de la herramienta MWD se encuentra a una distancia considerable que no permite que

el direccional tenga una decisión rápida a la hora de solventar un problema en la perforación, éste perjudica la inclinación del hoyo mientras va avanzando.

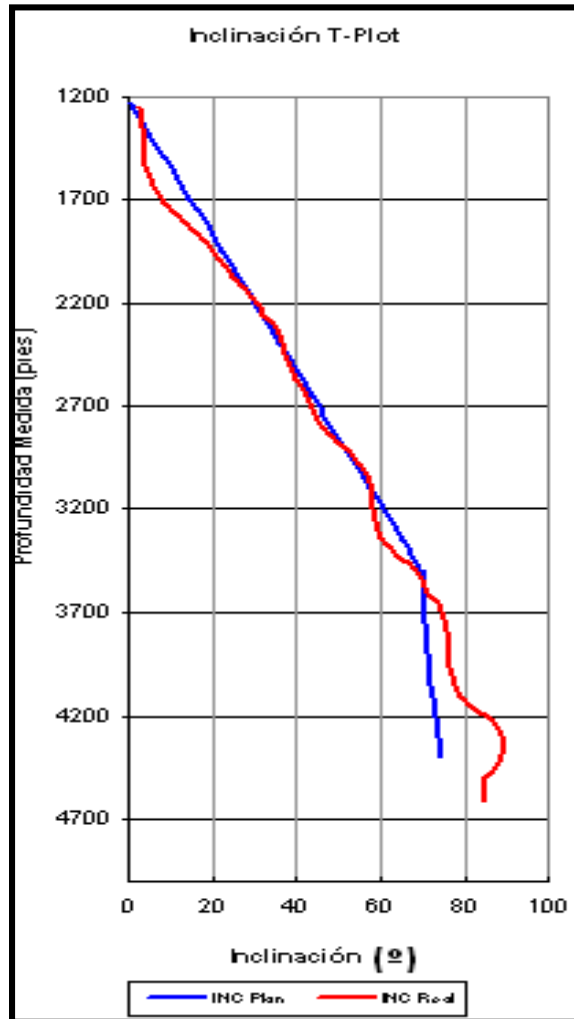


Figura 5. 3: Inclinación del plan vs. inclinación real del POZO CEM0001 ^[27]

No obstante, al no detectar que se debe hacer una corrección de inmediato en cuanto a la inclinación del pozo para que éste no tome otra dirección, esto conlleva a proyecciones de giro muy severos que a su vez provocan el aumento de la tortuosidad del agujero, impidiendo así la completación final del hoyo. Es decir, mientras más alto sean los grados construidos por cada 100 pies mayor será la dificultad para bajar la tubería de revestimiento.

En la Figura 5.4 se observan los altos DLS provocados por el descontrol direccional que generaron un giro mayor a los 8° por cada 100 pies donde por lo general este valor en la sección de construcción debería de ser menor para que no haya problema a la hora de asentar el revestidor de 9 5/8 pulgadas. Seguidamente, se tienen los resultados arrojados de la tortuosidad en la Figura 5.5. Mientras más profundo el hoyo la tortuosidad va aumentando.

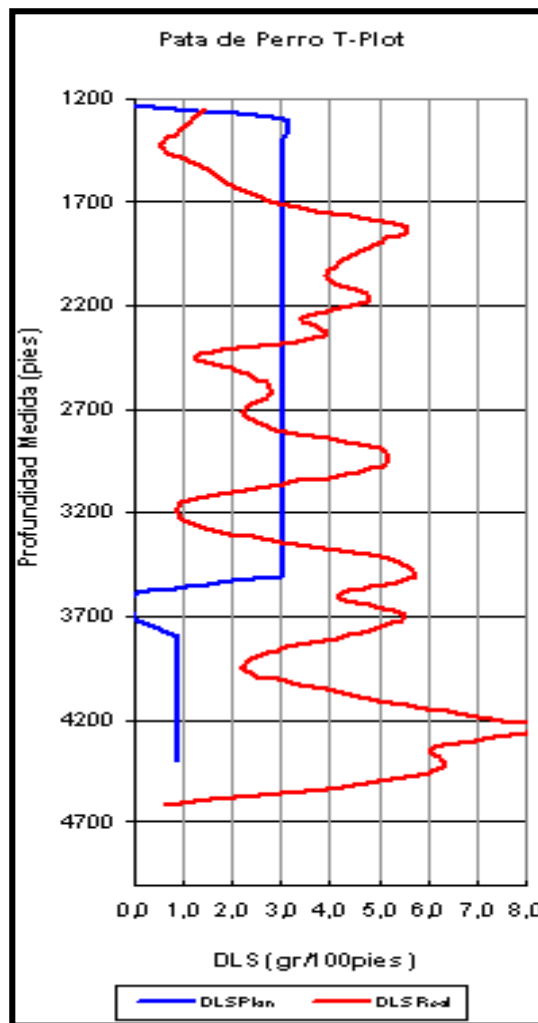


Figura 5. 4: Severidad de pata de perro del plan vs. Severidad de Pata de Perro real del POZO CEM0001 ^[27]

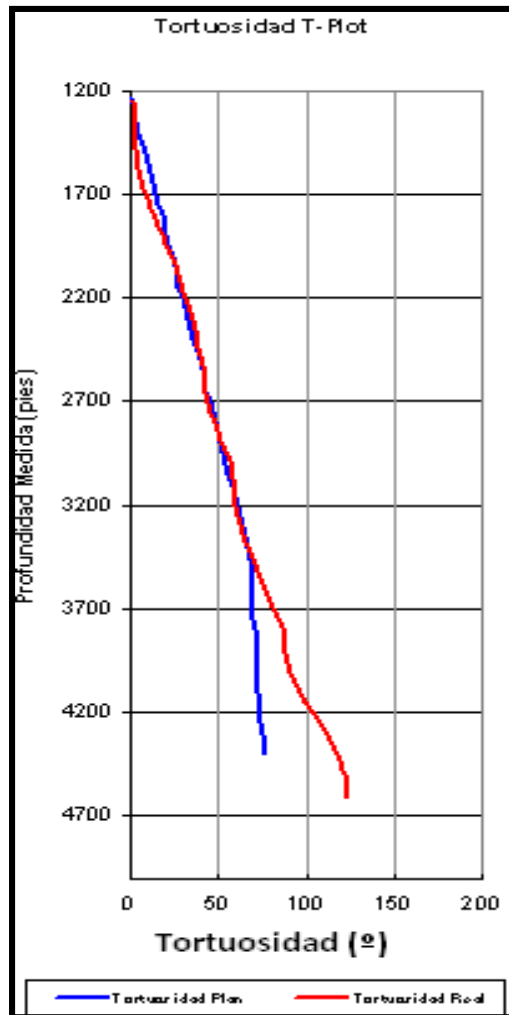


Figura 5. 5: Proyección de la tortuosidad del plan vs. tortuosidad real del POZO CEM0001 ^[27]

❖ POZO CEM0002

El pozo CEM0002 tiene una profundidad medida de la sección de construcción de 4500 pies en la unidad O-12 del yacimiento SONCI CF 20 que tiene las siguientes propiedades petrofísicas: ANP = 122, Vsh = 7%, Sw = 18% y K = 5003 mD. En este pozo al igual que el anterior extrajeron los datos del plan propuesto y los surveys reales como se muestra en la Figuras 5.6 y 5.7.

A	B	C	D	E	F	G	H	J
PLAN PROPUESTO								Tortuosity deg
MÁXIMO VALOR —								277,55
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	VS (ft)	North (ft)	East (ft)	DLS (deg/100ft)	Tortuosity deg
1100,00	0,00	33,00	1100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1200,00	2,78	33,00	1199,96	-0,58	2,03	1,32	2,78	2,78
1300,00	5,56	33,00	1299,69	-2,30	8,13	5,28	2,78	5,56
1400,00	8,33	33,00	1398,94	-5,18	18,26	11,86	2,78	8,33
1500,00	11,11	33,00	1497,50	-9,19	32,43	21,06	2,78	11,11
1600,00	13,89	33,00	1595,12	-14,34	50,58	32,84	2,78	13,89
1640,00	15,00	33,00	1633,85	-16,71	58,94	38,28	2,78	15,00
1700,00	16,58	28,05	1691,59	-19,86	73,01	46,53	3,45	17,07
1800,00	19,41	21,62	1786,70	-22,73	101,05	59,36	3,45	20,53
1900,00	22,41	16,81	1880,11	-22,61	134,75	71,00	3,45	23,98
2000,00	25,51	13,10	1971,49	-19,49	173,98	81,40	3,45	27,43
2100,00	28,70	10,16	2060,50	-13,39	218,61	90,51	3,45	30,89
2200,00	31,93	7,76	2146,82	-4,33	268,46	98,32	3,45	34,34
2300,00	35,21	5,77	2230,13	7,66	323,36	104,80	3,45	37,79
2400,00	38,51	4,07	2310,14	22,53	383,11	109,90	3,45	41,24
2500,00	41,83	2,61	2386,54	40,23	447,49	113,63	3,45	44,70
2600,00	45,17	1,32	2459,08	60,70	516,27	115,97	3,45	48,15
2700,00	48,52	0,18	2527,47	83,86	589,19	116,90	3,45	51,60
2800,00	51,88	359,14	2591,48	109,63	666,01	116,43	3,45	55,06
2900,00	55,25	358,20	2650,86	137,91	746,42	114,55	3,45	58,51
3000,00	58,62	357,34	2705,42	168,60	830,15	111,28	3,45	61,96
3040,74	60,00	357,00	2726,21	181,77	865,14	109,55	3,45	63,37
3100,00	60,00	357,00	2755,84	201,20	916,39	106,86	0,00	63,37
3200,00	60,00	357,00	2805,84	233,99	1002,87	102,33	0,00	63,37
3300,00	60,00	357,00	2855,84	266,78	1089,36	97,79	0,00	63,37

Figura 5. 6: Plan propuesto del POZO CEM0002 ^[27]

O	P	Q	R	S	T	U	V	M	X
ACTUAL SURVEY				MÁXIMO VALOR				Tortuosity deg	
								248,06	
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	VS (ft)	North (ft)	East (ft)	DLS (deg/100ft)	Tortuosity deg	
1080,14	1,52	90,19	1080,07	-1,47	6,06	3,68	0,07	0,07	
1173,87	4,78	53,56	1173,66	-4,85	8,38	8,06	1,71	1,67	
1269,10	6,02	34,92	1268,47	-8,44	14,83	14,11	3,92	5,41	
1362,40	7,94	25,14	1361,08	-10,42	24,68	19,65	2,24	7,50	
1457,81	10,35	28,88	1455,27	-12,53	38,15	26,59	2,41	9,80	
1551,79	13,02	24,70	1547,29	-14,95	55,16	35,10	2,60	12,24	
1648,79	15,18	25,31	1641,37	-17,33	76,57	45,09	2,98	15,13	
1743,61	17,83	24,60	1732,27	-19,99	101,00	56,44	2,23	17,25	
1838,11	22,68	20,41	1820,91	-21,71	131,25	68,83	2,80	19,90	
1933,70	23,53	15,39	1908,84	-20,81	166,92	80,32	5,35	25,01	
2028,50	26,25	10,62	1994,83	-16,39	205,78	89,21	2,24	27,14	
2123,88	28,28	9,13	2079,61	-9,25	248,83	96,68	3,56	30,54	
2216,59	32,09	3,93	2159,75	1,12	295,10	101,86	2,25	32,62	
2311,02	35,78	4,72	2238,08	14,67	347,66	105,85	4,98	37,33	
2405,52	39,61	4,06	2312,84	29,50	405,26	110,26	3,94	41,04	
2500,84	42,17	2,05	2384,90	46,93	467,56	113,55	4,08	44,93	
2595,67	44,08	0,87	2454,11	66,74	532,36	115,19	3,02	47,79	
2691,24	47,61	0,79	2520,67	88,40	600,91	116,19	2,19	49,88	
2785,87	51,27	0,70	2582,20	111,21	672,78	117,12	3,69	53,38	
2880,54	55,62	0,39	2638,57	135,60	748,81	117,84	3,87	57,04	
2976,06	57,94	358,74	2690,90	162,52	828,71	117,21	4,60	61,44	
3042,17	60,48	356,89	2724,74	183,28	885,45	115,04	2,83	63,30	
3069,15	60,08	356,64	2738,11	192,24	908,84	113,71	4,53	64,53	
3163,16	60,01	356,72	2785,06	223,50	990,16	109,00	1,69	66,11	
3258,10	60,77	356,69	2833,91	255,34	1073,62	104,18	0,19	66,31	

Figura 5. 7: Survey del POZO CEM0002 ^[27]

Gracias a los datos extraídos del plan y los *surveys* de este pozo también se realizaron gráficas de inclinación, severidad de pata de perro y tortuosidad del hoyo como se observa en las Figuras 5.8, 5.9, 5.10.

En la gráfica de inclinación se evidencia que al principio las trayectorias estuvieron empalmadas hasta cierto punto, luego mientras se hacía más profundo el hoyo la inclinación con respecto al plan se iba desfasando, trayendo como consecuencia la pérdida de los parámetros de inicio y la realización de un *sidetrack* a una profundidad aproximada de 4400 pies.

En este caso se ejecutó una re planificación para volver a retomar el hoyo original y continuar con la perforación.

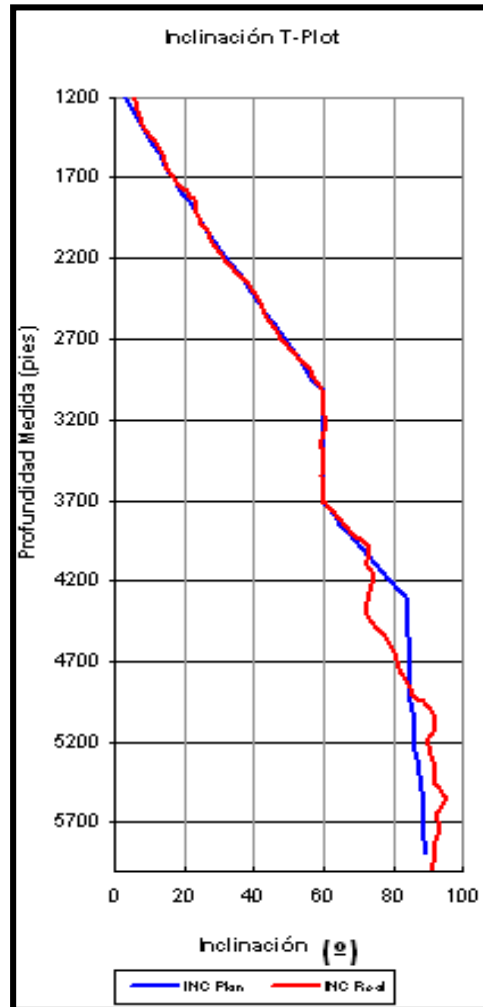


Figura 5. 8: Inclinación del plan vs. Inclinación real del POZO CEM0002 ^[27]

A pesar de la reentrada que se realizó y del tiempo perdido, los direccionales pudieron suavizar las curvas para que se culminara la completación con éxito, porque si continuaban con la trayectoria del *sidetrack* los giros seguirían aumentando y evitaría que la tubería de revestimiento se asentara.

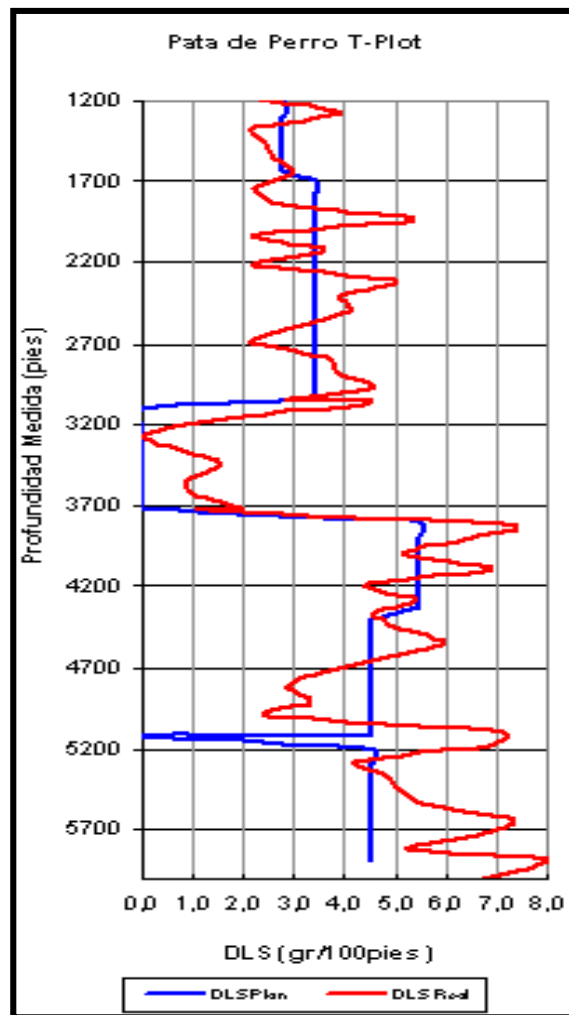


Figura 5. 9: Severidad de pata de perro del plan vs. Severidad de Pata de Perro real del POZO CEM0002 ^[27]

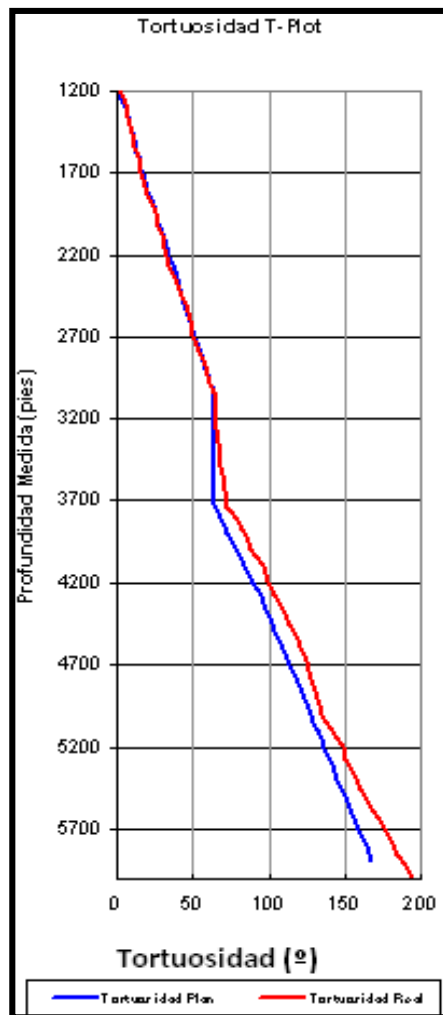


Figura 5. 10: Proyección de la tortuosidad del plan vs. tortuosidad real del POZO CEM0002 ^[27]

5.1.2. BHA utilizado para la perforación de los pozos sin la herramienta ZINC*

Se muestra la Figura 5.11 la configuración del BHA utilizado para las operaciones de perforación en la sección de construcción fase (12 ¼) sin la herramienta ZINC*. Éste está compuesto de abajo hacia arriba por una mecha tricónica 12 ¼ , motor de fondo con su respectiva válvula flotadora, herramienta LWD llamada ARC, herramienta MWD llamada *Telescope* , crossover , collar no magnético o Monel, martillo y las parejas de tuberías de perforación.

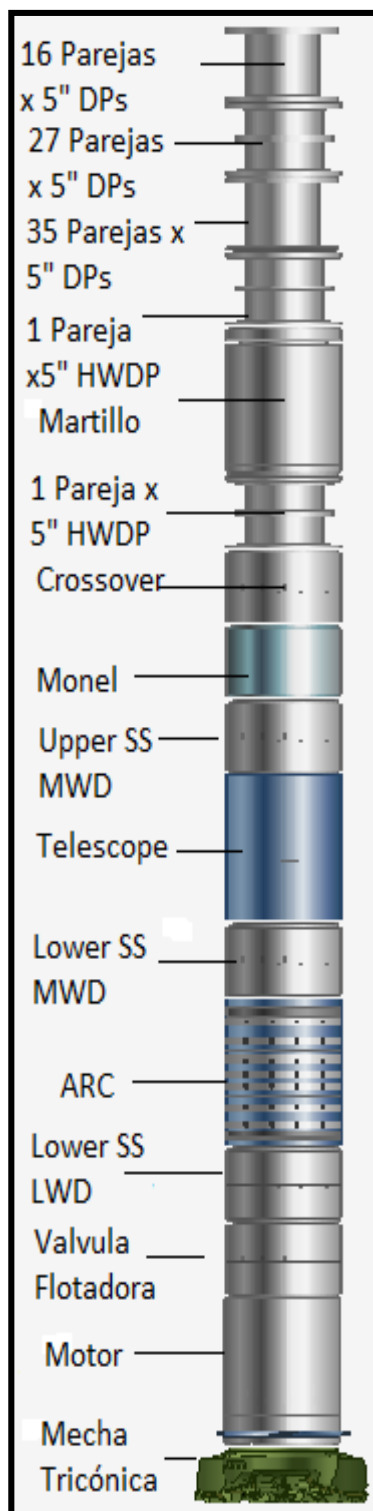


Figura 5. 11: Configuración de BHA sin la herramienta ZINC* Modificado por Cortez

5.1.3 Perforación de pozos con la herramienta ZINC*

❖ POZO CEM0003

El pozo CEM0003 tiene una profundidad medida de la sección de construcción de 5800 pies en la unidad O-12 del yacimiento SONCI CF 20 que tiene las siguientes propiedades petrofísicas: ANP = 122, Vsh = 7%, Sw = 18% y K = 5003 Md y con un fluido de gravedad API = 8°.

Este pozo fue el primero en la macolla Chaima en perforar la sección de construcción con la herramienta ZINC*, arrojando resultados favorables. Al igual que los demás pozos se obtuvieron parámetros extraídos del plan propuesto y los *surveys* reales como se observa en las Figuras 5.12 y 5.13.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
PLAN PROPUESTO									Tortuosity deg
MÁXIMO VALOR									187,26
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	VS (ft)	North (ft)	East (ft)	DLS (deg/100ft)	Tortuosity deg	
1230,00	0,00	330,00	1230,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1300,00	2,15	330,00	1299,98	0,61	1,14	-0,66	3,08	2,15	
1400,00	5,23	330,00	1399,76	3,62	6,72	-3,88	3,08	5,23	
1500,00	8,31	330,00	1499,06	9,12	16,92	-9,77	3,08	8,31	
1600,00	11,38	330,00	1597,57	17,11	31,73	-18,32	3,08	11,38	
1700,00	14,46	330,00	1695,03	27,55	51,09	-29,50	3,08	14,46	
1800,00	17,54	330,00	1791,14	40,41	74,96	-43,28	3,08	17,54	
1900,00	20,61	330,00	1885,64	55,67	103,26	-59,62	3,08	20,61	
2000,00	23,69	330,00	1978,25	73,27	135,91	-78,47	3,08	23,69	
2100,00	26,77	330,00	2068,70	93,17	172,82	-99,78	3,08	26,77	
2200,00	29,84	330,00	2156,73	115,31	213,88	-123,48	3,08	29,84	
2300,00	32,92	330,00	2242,09	139,62	258,97	-149,51	3,08	32,92	
2400,00	36,00	330,00	2324,53	166,04	307,96	-177,80	3,08	36,00	
2500,00	39,07	330,00	2403,82	194,48	360,72	-208,26	3,08	39,07	
2600,00	42,15	330,00	2479,73	224,87	417,08	-240,80	3,08	42,15	
2700,00	45,23	330,00	2552,03	257,12	476,90	-275,34	3,08	45,23	
2800,00	48,30	330,00	2620,52	291,13	539,98	-311,76	3,08	48,30	
2900,00	51,38	330,00	2685,00	326,81	606,16	-349,97	3,08	51,38	
3000,00	54,46	330,00	2745,29	364,06	675,25	-389,85	3,08	54,46	
3100,00	57,53	330,00	2801,21	402,76	747,03	-431,30	3,08	57,53	
3200,00	60,61	330,00	2852,60	442,81	821,31	-474,18	3,08	60,61	
3300,00	63,69	330,00	2899,31	484,09	897,87	-518,39	3,08	63,69	
3400,00	66,76	330,00	2941,21	526,48	976,49	-563,78	3,08	66,76	
3500,00	69,84	330,00	2978,18	569,85	1056,95	-610,23	3,08	69,84	

Figura 5. 12: Plan propuesto del POZO CEM0003 ^[27]

O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
ACTUAL SURVEY				MÁXIMA VALOR				Tortuosity deg	
								194,66	
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	VS (ft)	North (ft)	East (ft)	DLS (deg/100ft)	Tortuosity deg	
1264,62	2,05	326,75	1264,59	0,17	0,62	1,30	3,01	3,01	
1363,75	6,06	325,69	1363,45	3,00	5,19	2,62	4,05	7,02	
1455,78	10,21	327,82	1454,54	8,47	16,11	9,71	4,52	11,18	
1550,42	13,15	327,37	1547,21	16,69	32,28	19,98	3,11	14,12	
1645,57	16,01	330,04	1639,29	27,43	52,77	32,37	3,09	17,06	
1740,29	18,99	331,45	1729,61	41,08	77,63	46,27	3,18	20,07	
1834,04	21,02	331,06	1817,70	56,67	105,74	61,69	2,17	22,10	
1929,32	21,54	329,77	1906,49	73,03	135,81	78,77	0,73	22,80	
2025,10	23,31	328,92	1995,02	89,71	167,23	97,40	1,88	24,60	
2118,15	26,65	329,76	2079,35	107,67	201,04	117,42	3,61	27,96	
2213,39	30,17	330,39	2163,11	128,89	240,31	140,01	3,71	31,49	
2308,64	33,96	329,51	2243,82	152,44	284,06	165,35	4,01	35,31	
2403,50	38,33	330,65	2320,40	178,65	332,56	193,22	4,66	39,73	
2497,79	39,42	331,13	2393,80	207,09	384,26	222,01	1,20	40,86	
2590,97	41,02	330,85	2464,95	236,10	436,88	251,19	1,73	42,47	
2686,92	43,76	329,06	2535,81	266,23	492,85	283,59	3,12	45,47	
2781,54	46,08	329,12	2602,81	296,48	550,17	317,91	2,45	47,79	
2876,18	50,44	329,45	2665,80	328,67	610,87	353,97	4,61	52,15	
2971,24	52,80	329,60	2724,82	362,91	675,09	391,76	2,49	54,52	
3067,26	56,37	328,65	2780,45	398,37	742,23	431,92	3,80	58,17	
3162,33	60,45	329,76	2830,24	435,19	811,79	473,35	4,41	62,36	
3256,81	62,05	331,05	2875,69	474,39	883,82	414,25	2,07	64,32	
3351,62	63,65	331,75	2918,95	515,59	957,89	554,63	1,81	66,03	
3446,65	67,09	330,88	2958,55	557,65	1033,65	596,10	3,71	69,56	
3506,56	71,09	330,49	2979,93	584,37	1082,44	623,50	6,70	73,58	

Figura 5. 13: Survey del POZO CEM0003 ^[27]

A continuación se evidencia como las trayectorias de la inclinación del hoyo tanto la del plan como la real se acoplan a lo largo del recorrido. Sin embargo, hay pequeños tramos que se alejan del camino pero gracias a la colocación del sensor de inclinación ensamblado a la herramienta LWD el direccional está en la capacidad de reaccionar oportunamente y corregir dicha desviación a tiempo, volviendo a su trayectoria original como se muestra en la gráfica de la Figura 5.14.

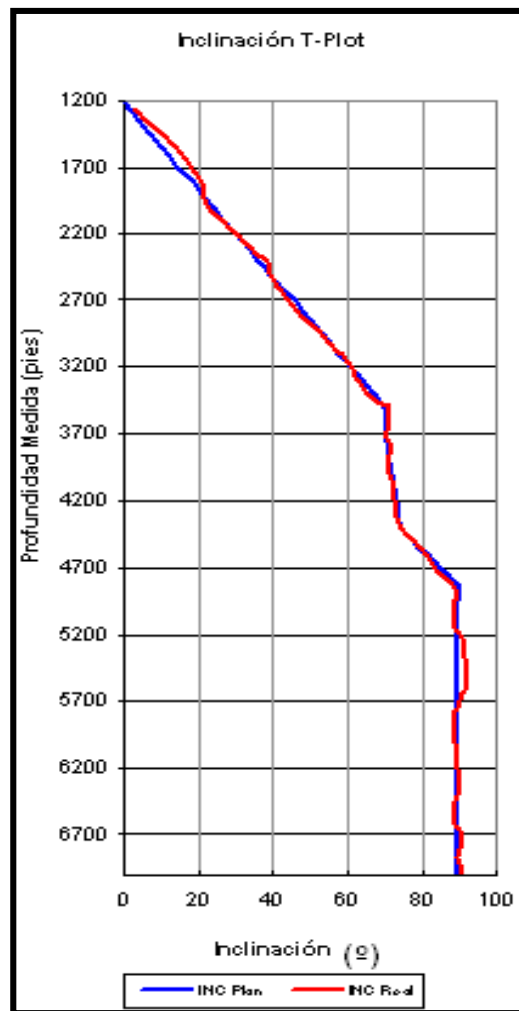


Figura 5. 14: Inclinación del plan vs. Inclinación real del POZO CEM0003 ^[27]

Ahora bien, teniendo un poco más de control direccional se afinan más los giros disminuyendo la severidad de pata de perro, la cual en este caso no incrementó más de 7° por cada 100 pies; dando como resultados valores de tortuosidad bajos que facilitarían el asentamiento del revestidor sin la necesidad de realizar un viaje de calibración. Ver Figuras 5.15 y 5.16.

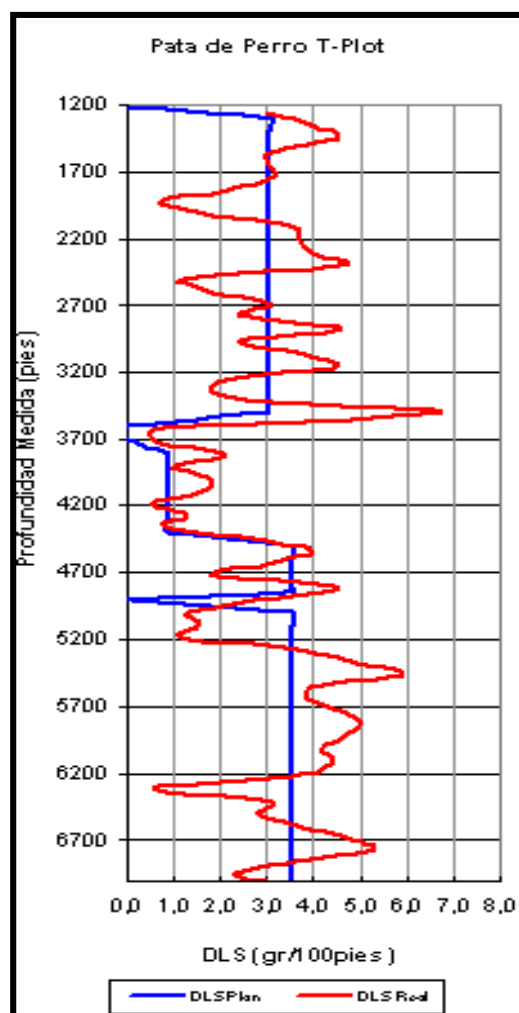


Figura 5. 15: Severidad de pata de perro del plan vs. Severidad de Pata de Perro real del POZO CEM0003 ^[27]

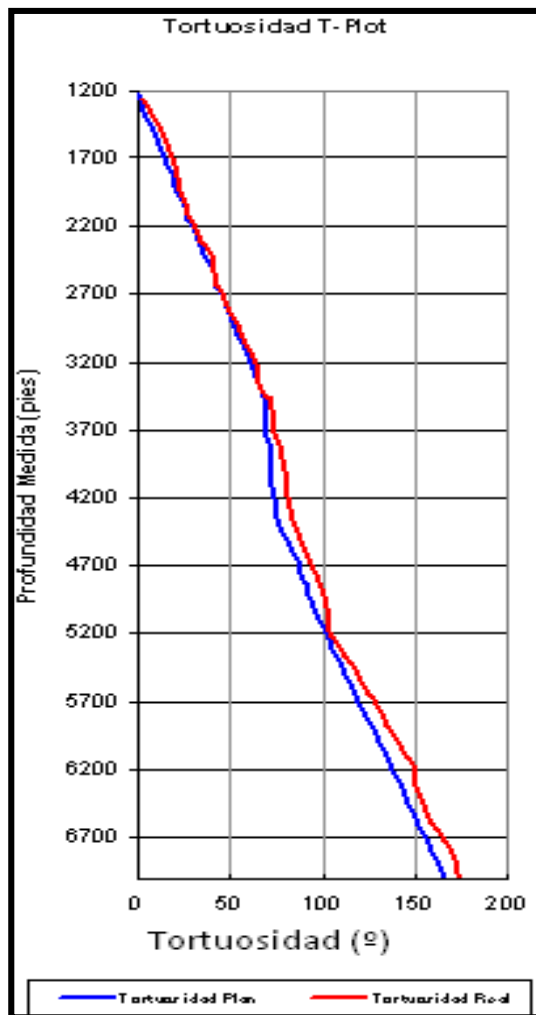


Figura 5. 16: Proyección de la tortuosidad del plan vs. tortuosidad real del POZO CEM0003 ^[27]

❖ POZO CEM0004

El pozo CEM0004 tiene una profundidad medida de la sección de construcción de 5880 pies en la unidad O-12 del yacimiento SONCI CF 20 que tiene las siguientes propiedades petrofísicas: ANP = 122, Vsh = 7%, Sw = 18% y K = 5003 Md y con un fluido de gravedad API= 8°. Similar a los anteriores se extrajeron datos del plan propuesto y de los *surveys* actuales como se observa en las Figuras 5.17 y 5.18 para el análisis de resultados.

A	B	C	D	E	F	G	H	J
PLAN PROPUESTO								Tortuosity deg
								213,57
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	VS (ft)	North (ft)	East (ft)	DLS (deg/100ft)	Tortuosity deg
1220,00	0,00	52,66	1219,95	-0,95	-0,97	0,57	0,82	0,82
1300,00	2,44	13,00	1299,93	-0,52	0,69	0,95	3,05	3,26
1400,00	5,50	13,00	1399,68	1,21	7,44	2,51	3,05	6,32
1500,00	8,55	13,00	1498,91	4,28	19,35	5,26	3,05	9,37
1600,00	11,61	13,00	1597,36	8,66	36,40	9,19	3,05	12,43
1700,00	14,66	13,00	1694,73	14,36	58,54	14,30	3,05	15,48
1800,00	17,71	13,00	1790,76	21,34	85,69	20,57	3,05	18,53
1900,00	20,77	13,00	1885,16	29,60	117,80	27,99	3,05	21,59
2000,00	23,82	13,00	1977,67	39,11	154,76	36,52	3,05	24,64
2100,00	26,88	13,00	2068,03	49,84	196,47	46,15	3,05	27,70
2200,00	29,93	13,00	2155,99	61,76	242,81	56,85	3,05	30,75
2300,00	32,98	13,00	2241,28	74,84	293,66	68,59	3,05	33,80
2400,00	36,04	13,00	2323,67	89,04	348,86	81,33	3,05	36,86
2500,00	39,09	13,00	2402,93	104,32	408,25	95,04	3,05	39,91
2600,00	42,15	13,00	2478,82	120,64	471,68	109,68	3,05	42,97
2700,00	45,20	13,00	2551,14	137,94	538,96	125,22	3,05	46,02
2800,00	48,25	13,00	2619,68	156,19	609,89	141,59	3,05	49,07
2900,00	51,31	13,00	2684,24	175,33	684,29	158,77	3,05	52,13
3000,00	54,36	13,00	2744,65	195,30	761,92	176,69	3,05	55,18
3100,00	57,42	13,00	2800,72	216,05	842,59	195,32	3,05	58,24
3200,00	60,47	13,00	2852,30	237,52	926,05	214,58	3,05	61,29
3250,06	62,00	13,00	2876,39	248,52	968,81	224,46	3,05	62,82
3300,00	62,00	13,00	2899,84	259,58	1011,77	234,38	0,00	62,82
3400,00	62,00	13,00	2946,78	281,71	1097,80	254,24	0,00	62,82
3484,44	62,00	13,00	3085,99	300,73	1167,94	279,44	0,00	62,82

Figura 5. 17: Plan propuesto del POZO CEM0004 ^[27]

O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
ACTUAL SURVEY				MÁXIMO VALOR				Tortuosity deg	
								224,61	
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	VS (ft)	North (ft)	East (ft)	DLS (deg/100ft)	Tortuosity deg	
1267,02	1,67	91,78	1266,95	-3,46	3,40	2,13	1,88	1,88	
1362,14	3,35	51,27	1361,98	-5,83	1,71	5,69	2,47	4,22	
1457,07	5,87	37,53	1456,60	-7,79	3,88	10,81	2,88	6,96	
1551,95	9,05	37,48	1550,66	-9,93	13,65	18,31	3,35	10,14	
1645,83	12,68	33,82	1642,84	-12,34	28,07	28,54	3,93	13,83	
1741,38	15,67	26,33	1735,48	-13,22	48,36	40,10	3,66	17,33	
1835,85	18,08	18,88	1825,89	-10,76	73,67	50,51	3,42	20,56	
1927,94	21,76	14,64	1912,46	-4,81	103,72	59,45	4,29	24,51	
2022,42	25,73	12,39	1998,92	4,45	140,71	68,28	4,31	28,59	
2117,46	29,78	10,87	2083,01	16,60	184,06	77,16	4,33	32,70	
2189,69	31,50	7,08	2145,16	28,33	220,40	82,87	3,58	35,28	
2229,91	33,05	5,93	2179,17	36,04	241,74	85,30	4,15	36,95	
2261,71	34,45	3,93	2205,61	42,83	259,34	86,81	5,62	38,74	
2282,53	34,92	2,93	2222,73	47,66	271,17	87,52	3,54	39,48	
2404,46	36,64	2,59	2321,64	77,52	342,37	90,95	1,42	41,21	
2498,81	39,19	5,50	2396,08	100,56	400,18	95,08	3,30	44,32	
2594,41	41,94	7,61	2468,70	122,77	461,93	102,20	3,21	47,39	
2693,17	44,94	12,24	2540,42	143,20	528,76	113,98	4,43	51,77	
2759,82	48,24	14,86	2586,22	154,86	575,81	125,35	5,11	55,18	
2898,70	51,81	14,28	2675,43	178,71	678,80	152,10	2,59	58,77	
2972,03	52,44	15,34	2720,45	191,44	734,76	166,90	1,43	59,82	
3066,93	56,59	14,56	2775,53	208,26	809,40	186,81	4,42	64,02	
3161,71	60,16	11,08	2825,23	228,77	888,07	204,67	4,89	68,66	
3256,39	63,72	10,95	2869,76	252,50	970,07	220,63	3,76	72,22	
3351,23	63,36	11,53	2912,02	276,30	1053,35	237,18	0,67	72,85	

Figura 5. 18: Survey del POZO CEM0004 ^[27]

Este último pozo y no menos importante también se llevó a cabo con la herramienta de estudio, disponiendo de resultados propicios al igual que el POZO CEM0003. En la Figura 5.19 se muestra casi un perfecto ajuste de curvas en la trayectoria del pozo. Lo más adecuado sería que el sensor de inclinación estuviese en la mecha para así ver en tiempo real pie a pie de la perforación. Puesto que esta tecnología es muy costosa, se innova la idea de introducir la herramienta ZINC* pero a un bajo costo.

A pesar de que esta herramienta tiene el sensor a 30 pies de la mecha su grado de incertidumbre es menor que cuando se encuentra a 60 o 65 pies de distancia como lo tiene actualmente el sensor del paquete de D&I colocado en la herramienta MWD llamada *Telescope*.

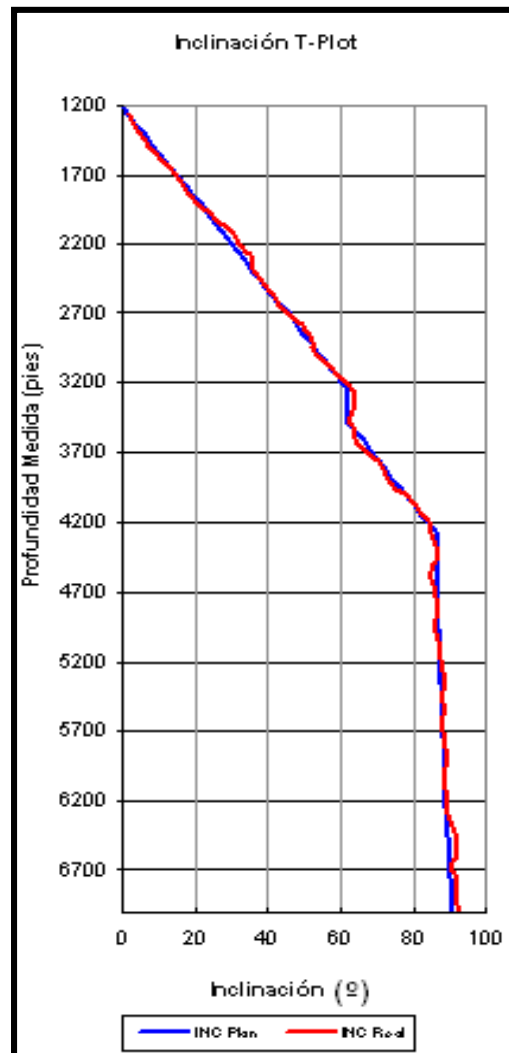


Figura 5. 19: Inclinación del plan vs. Inclinación real del POZO CEM0004 ^[27]

Teniendo una vigilancia más oportuna de los cambios de inclinación que arroje el pozo y controlando más los giros realizados por la herramienta direccional se obtendrán una trayectoria menos ondulada.

En la Figura 5.20 a continuación se ejemplifica la severidad de pata de perro con grados menores 6° por cada 100 pies perforados alcanzando así excelentes resultados en las operaciones de completación.

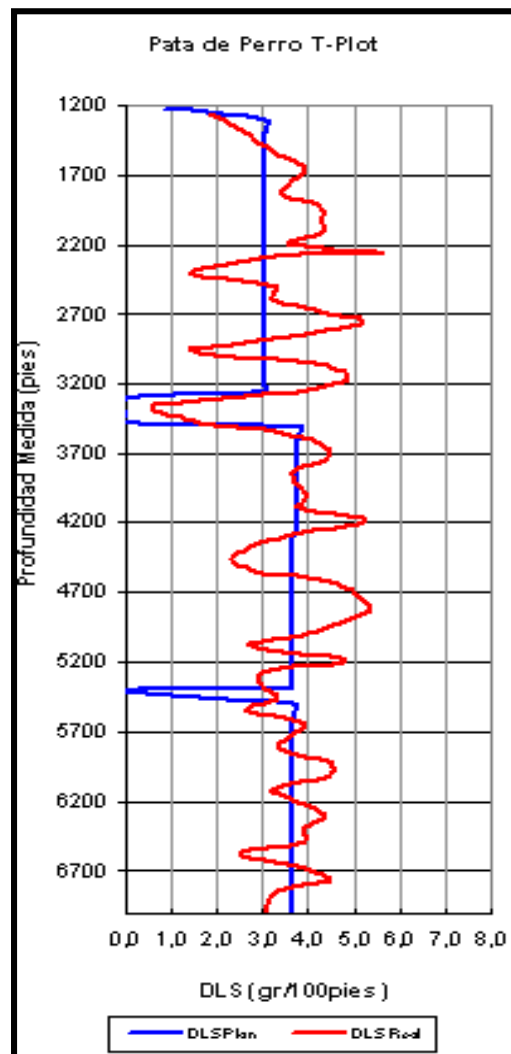


Figura 5. 20: Severidad de pata de perro del plan vs. Severidad de Pata de Perro real del POZO CEM0004^[27]

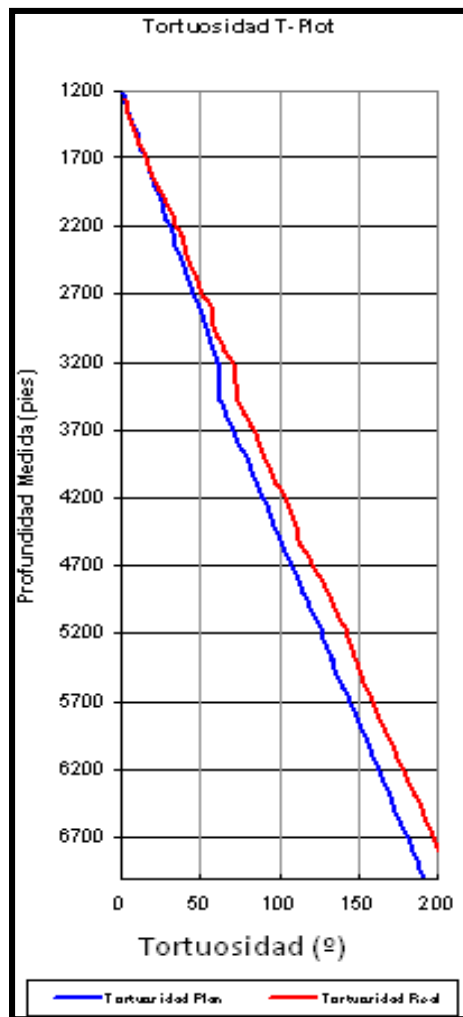


Figura 5. 21: Proyección de la tortuosidad del plan vs. tortuosidad real del POZO CEM0004 ^[27]

5.1.4 BHA utilizado para la perforación de los pozos con la herramienta ZINC*

En este caso se muestra la figura la configuración del BHA utilizado para las operaciones de perforación en la sección de construcción fase (12 ¼") con la herramienta ZINC*. Éste está compuesto de abajo hacia arriba por una mecha triconica 12 ¼", motor de fondo con su respectiva válvula flotadora, herramienta ZINC* ensamblada al LWD, herramienta LWD llamada ARC, herramienta MWD llamada *Telescope*, *crossover*, collar no magnético o Monel, martillo y las parejas de tuberías de perforación. Ver Figura 5.22.

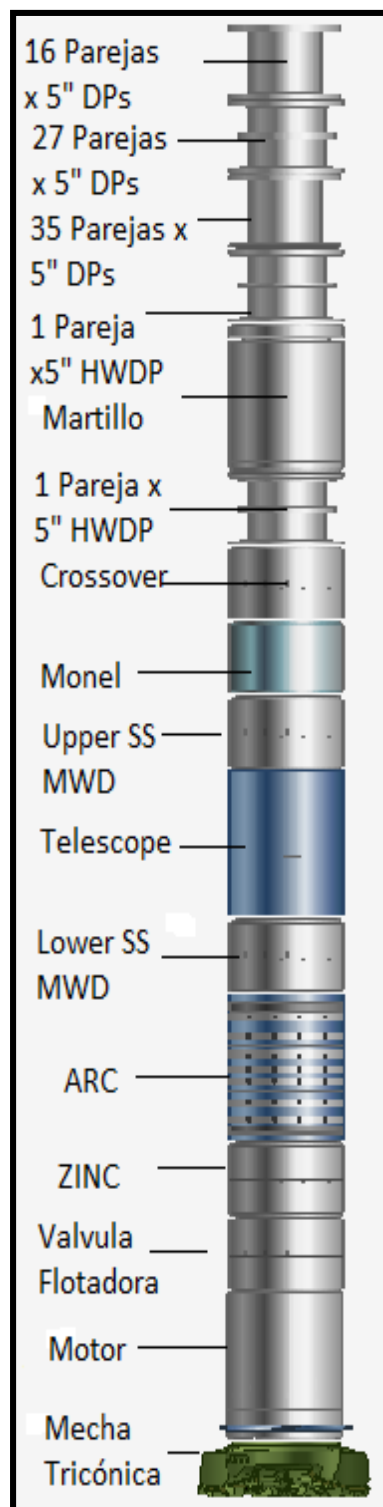


Figura 5. 22: Configuración de BHA con la herramienta ZINC*

Modificado por Cortez

5.1.5 Interpretación del error relativo

El error una medida del ajuste o cálculo de una magnitud con respecto al valor real o teórico que dicha magnitud tiene. El concepto de error es consustancial con el cálculo numérico. En todos los problemas es fundamental hacer un seguimiento de los errores cometidos a fin de poder estimar el grado de aproximación de la solución que se obtiene.

Es este caso se realizó una comparación del error relativo que existe entre las inclinaciones cuando se utiliza la herramienta y cuando no. Dichos cálculos se realizaron en hojas de cálculo donde se aplicó que el error relativo es igual al error absoluto entre el error real, y el error absoluto no es más que el valor real menos el valor medido, además se interpolaron valores de inclinación para que coincidieran con los valores de las profundidades medidas. Ver Figuras 5.23, 5.24, 5.25 y 5.26 respectivamente.

POZO CEM0001							Total %Er	10,4262177
Plan	Teórico		Survey	Experimental	Error relativo %	Error absoluto	Interpolacion de Inc	Error relativo de la int
Prof	Inclinación		Prof	Inclinacion				
1200,00	0,00		1252,54	2,30	100,00	2,3		
1300,00	1,56		1345,81	2,74	42,97	1,1775	2,523891927	38,09164396
1400,00	3,13		1441,42	2,22	40,77	0,905	2,445273507	27,79756502
1500,00	4,69		1534,35	4,11	14,05	0,5775	3,411393522	37,40719063
1520,00	5,00		1627,73	5,53	9,58	0,53	3,891784108	28,47578029
1600,00	7,63		1720,52	8,31	8,15	0,677059162	4,699205733	62,43044614
1700,00	10,92		1815,51	12,49	12,54	1,565883115	7,40702495	47,48319276
1800,00	14,22		1899,77	17,68	19,60	3,464707068	11,53466057	23,23980268
1900,00	17,51		1989,71	21,40	18,19	3,893531021	17,68951301	1,034760138
2000,00	20,80		2079,34	22,93	9,30	2,132354973	21,57565213	3,605949402
2100,00	24,09		2170,76	29,26	17,67	5,171178926	24,3605163	1,115309796
2200,00	27,38		2261,17	34,29	20,15	6,910002879	30,88678022	11,35367001
2300,00	30,67		2352,35	35,75	14,21	5,078826832	34,91175696	12,14657801
2400,00	33,96		2441,61	36,91	7,99	2,947650785	36,36924714	6,617948175
2500,00	37,25		2529,80	38,95	4,36	1,696474737	38,26067014	2,632324205
2600,00	40,54		2618,98	41,46	2,21	0,91529869	40,92580175	0,931198469
2700,00	43,84		2710,69	43,44	0,91	0,395877357	43,2092051	1,450321182
2800,00	47,13		2800,48	45,97	2,52	1,157053404	45,95647511	2,547145517

Figura 5. 23: Cálculo de Error Relativo del POZO CEM0001

POZO CEM0002					Total Er %	16,2398146
Plan	Teoria	Survey	Experimental		Interpolación de la incl	Error relaivo 100%
Prof	Inclinación	Prof	Inclinación			
1200,00	0,00					
1300,00	1,56	1173,87	4,78		5,120241521	69,48386138
1400,00	3,13	1269,10	6,02		6,655884244	53,04906328
1500,00	4,69	1362,40	7,94		8,889753695	47,27075506
1520,00	5,00	1457,81	10,35		11,54863056	56,70482336
1600,00	7,63	1551,79	13,02		12,31209897	38,00455262
1700,00	10,92	1648,79	15,18		13,81643219	20,93387977
1800,00	14,22	1743,61	17,83		15,59181481	8,828490455
1900,00	17,51	1838,11	22,68		22,34112041	21,64014759
2000,00	20,80	1933,70	23,53		22,56308017	7,824442093
2100,00	24,09	2028,50	26,25		25,64342629	6,062392767
2200,00	27,38	2123,88	28,28		27,29863014	0,298062517
2300,00	30,67	2216,59	32,09		31,44171979	2,450713985
2400,00	33,96	2311,02	35,78		35,33336931	3,880241606
2500,00	37,25	2405,52	39,61		39,4617499	5,595860899
2600,00	40,54	2500,84	42,17		42,1530813	3,815569215
2700,00	43,84	2595,67	44,08		44,23993408	0,9133303
2800,00	47,13	2691,24	47,61		47,9488101	1,713820836
2900,00	50,42	2785,87	51,27		51,91926059	2,891087278

Figura 5. 24: Cálculo de Error Relativo del POZO CEM0002

POZOCEM0003					Total Er %	7,77933591
Plan	Teórico	Survey	Experimental		Interpolación de la incl	Error relaivo 100%
Prof	Inclinacion	Prof	Inclinacion			
1230,00	0,00	1264,62	2,05		3,481189347	100
1300,00	2,15	1363,75	6,06		7,694657177	72,01088982
1400,00	5,23	1455,78	10,21		11,58369822	54,84747794
1500,00	8,31	1550,42	13,15		14,6402659	43,25924285
1600,00	11,38	1645,57	16,01		17,72243032	35,76691609
1700,00	14,46	1740,29	18,99		20,28292053	28,70686774
1800,00	17,54	1834,04	21,02		21,37998321	17,97470086
1900,00	20,61	1929,32	21,54		22,84615577	9,771861802
2000,00	23,69	2025,10	23,31		25,99851155	8,878141821
2100,00	26,77	2118,15	26,65		29,6751155	9,799870368
2200,00	29,84	2213,39	30,17		33,61621417	11,22242881
2300,00	32,92	2308,64	33,96		38,16876239	13,75061115
2400,00	36,00	2403,50	38,33		39,44554778	8,742577706
2500,00	39,07	2497,79	39,42		41,17505473	5,10357257
2600,00	42,15	2590,97	41,02		44,13351954	4,493631614
2700,00	45,23	2686,92	43,76		46,53262312	2,805849874
2800,00	48,30	2781,54	46,08		51,53737109	6,274510368

Figura 5. 25: Cálculo de Error Relativo del POZO CEM0003

POZO CEM0004					Total Er %	7,51353776
Plan Prof	Teórico Inclinación	Survey Prof	Experimental Inclinación		Interpolación de Inc	Error relaivo 100%
1220,00	0,00	1267,02	1,67		2,252489487	100
1300,00	2,44	1362,14	3,35		4,355026862	43,89755535
1400,00	5,50	1457,07	5,87		7,308842749	24,78464249
1500,00	8,55	1551,95	9,05		10,90791968	21,60312765
1600,00	11,61	1645,83	12,68		14,37511565	19,26629444
1700,00	14,66	1741,38	15,67		17,16543982	14,59782353
1800,00	17,71	1835,85	18,08		20,64349224	14,19206269
1900,00	20,77	1927,94	21,76		24,78792337	16,21786854
2000,00	23,82	2022,42	25,73		29,03596591	17,95710779
2100,00	26,88	2117,46	29,78		31,74551018	15,33907714
2200,00	29,93	2189,69	31,50		35,75113128	16,28198471
2300,00	32,98	2229,91	33,05		40,53823899	18,63427214
2400,00	36,04	2261,71	34,45		39,82926513	9,517966828
2500,00	39,09	2282,53	34,92		39,39837612	0,776558814
2600,00	42,15	2404,46	36,64		44,62756757	5,559450088
2700,00	45,20	2498,81	39,19		47,85393828	5,544627021
2800,00	48,25	2594,41	41,94		51,2228068	5,7944799

Figura 5. 26: Cálculo de Error Relativo del POZO CEM0004

Como se observa en las figuras antes menciona, se tiene el error relativo calculado para cada pozo donde los dos primeros son hechos sin la herramienta y los otros dos con ella. Se aprecia que sin utilizar la herramienta los primeros pozos arrojaron errores de 10,43% y 16,24%, y utilizando la herramienta los errores en cuanto a la inclinación disminuyeron a 7.78% y 7.51% respectivamente demostrando que la herramienta es útil en esta sección, ya que tiene un mínimo de error.

Asimismo se realizaron las respectivas comparaciones concluyendo que hay una mejora de aproximadamente 34%, calculada de la diferencia entre los errores tanto con la herramienta como sin ella respecto al 100% de su eficiencia.

5.2 Análisis de tiempos perforados

5.2.1 Tiempos perforados sin la herramienta ZINC*

Una vez interpretadas las gráficas de las trayectorias de inclinación, severidad de pata de perro y la tortuosidad, procedemos al análisis de los tiempos perforados con la herramienta y sin ella.

Cada pozo además de tener los parámetros de perforación antes mencionados estos también tienen una hoja de cálculo llamado *SteringSheet*., designado así por la compañía de Schlumberger, donde el direccional se encarga de colocar toda la información referente al pozo. En esta hoja va designado: localización del área, nombre del cliente en este caso por ser Schlumberger una compañía de servicios, nombre del taladro, nombre del campo, nombre del pozo, etc. Además contiene las profundidades perforadas, el tiempo en que se perfora cada tubo de cada pareja de tubería, indica cuánto tiempo se rota y se desliza, peso aplicado sobre la mecha, RPM, entre otros datos.

Finalmente, esta hoja de cálculo deduce el total de horas perforadas incluyendo el tiempo de rotación y el tiempo de deslizamiento.

❖ POZO CEM 0001

En las Figuras 5.27 y 5.28 se expone la información necesaria de la ejecución del pozo. En la figura se expone los resultados de la perforación como la cantidad en pies medidos de la rotación, deslizamiento y total de perforación, seguido de esto se tiene las horas acumuladas de cada parámetro, la ROP en cada situación y finalmente un porcentaje con respecto a la perforación en general.

En la figura 5.28 se aprecia que las horas acumuladas de deslizamiento superan a las horas rotadas doblando la cantidad de horas, eso se debe a que hay que orientar la herramienta para que ella se dirija a la dirección que se quiere llegar esto implica que la mecha sólo recibe la energía transferida por la rotación del motor mas no de toda la sarta de perforación.

Pero como en este primer caso no se posee la información que proporciona el ZINC* a 30 pies, sino que hay que esperar por lo menos haber perforado dos tubos de la pareja (aproximadamente 60 pies) para saber si se está por el camino correcto, esto obliga al direccional a realizar proyecciones de lo que se espera durante a la trayectoria o a deslizar de más.

																							
												SteeringSheet											
Location		VZE			Casing Sh						BHA Run		BHA#1 - 1										
Client		PDVSA FAJA MORICHAL			Casing Si						Depth in (ft)		1035,00		Depth out		6945,00						
Rig		WDI-778			Casing W						Incl in (deg)				Incl out (d		93,50						
Field		PDV OS Cerro Negro			Mud Type						Azmt in (deg)				Azmt out		259,00						
Well		CEM-0001 (CEM-AZ 0-12)			End MW (						Client Rep1		Wilfredo Suarez										
Borehole		CEM-0001			Hole Size			12,25			Client Rep 2		Domingo Molla										
BIT INFORMATION																Bit Prop							
S/N		RA7763		IADC		06R						In Row		Out Row		Dull Char		Location					
TYPE		Milled Tooth Bit		Jets (1/32 in)		3x18, 1x15		IN				Nueva											
Manuf		SMITH Smith Mecha		TFA (in2)		0.918		Out															
Date		Start Time		End Time		MD From		MD To		ating Dist		ating Dist		Drilling Mode		TF Angle		Calc ROP		WOB		SRPM	
dd-mm-yy						ft		ft		ft		ft				deg		ft/h		1000 lbf		ch/min	
16-Jun-14		17:49		20:05		1035,00		1142,00		107,00				Rotating				47,14		5,0		20	
		21:09		21:26		1142,00		1153,00		11,00				Rotating				39,29		5,0		20	
		21:33		23:03		1153,00		1211,00		58,00				Rotating				38,67		5,0		20	
		23:09		23:25		1211,00		1238,00				27,00		Sliding		45		100,00		15,0			
		23:52		00:19		1238,00		1332,00				94,00		Sliding		45		208,89		15,0			
17-Jun-14		00:50		00:56		1332,00		1369,00				37,00		Sliding		0		370,00		15,0			
		01:01		01:15		1369,00		1427,00				58,00		Sliding		13		252,17		15,0			
		01:50		02:03		1427,00		1522,00				95,00		Sliding		20		431,82		15,0			
		02:41		03:09		1522,00		1617,00				95,00		Sliding		-30		202,13		15,0			

Figura 5. 27:Hoja de cálculo del POZO CEM0001 (SteeringSheet) ^[22]

DIRECTIONAL DRILLING PERFORMANCE SUMMARY					
Drill Mode	Footage	Hrs	ROP	% Drill	Comments
Rotating	1462,00	9,44	154,9	25%	
Sliding	4448,00	22,73	195,7	75%	
Drilling	5910,00	32,17	183,7	100%	

Figura 5. 28: Continuación de la hoja de cálculo del POZO CEM0001 (SteeringSheet) ^[22]

❖ POZO CEM0002

Semejante al pozo anterior, es decir sin la utilización del ZINC* en las Figuras 5.29 y 5.30 se aprecia que la cantidad de horas deslizadas es mucho mayor que las horas rotadas. Este efecto lo que logra es aumentar los tiempo de perforación, trayendo como consecuencia aumento de gasto para las empresas operadoras y aumento en el tiempo de circulación para las herramientas de las compañía de servicio.

SteeringSheet

Location	YZE	Casing	1009,00	BHA Run	BHA#1- 12.25in					Bit Run #	
Client	PDVSA	Casing	13,38	Depth in (ft)	1010,00	Depth	6000,00	Date In	2014-05-08 00:00	Drilling Hours	35,63
Rig	WDL-778	Casing	54,50	Incl in (deg)	0,64	Incl out	88,30	Date T	2014-05-13 03:10	Pumping Hours	
Field	PDV OS Cerro Negro	Mud Ty	WBM	Azmth in (d	68,57	Azmth	315,80	Date of	2014-05-13 00:00	BRT Hours	120,00
Vell	CEM-000+ (CEM-A/W O-13)	End MV	9,10	Client Rep1	Wilfredo Suarez					1st DD	Juan Rodas
Borehole	Original	Hole Si	12,25	Client Rep 2	Jose Artigas					2nd DD	Carlos Palomares

BIT INFORMATION				Bit Properties & Grading							
S/N	6233	IADC		In Row	Out Ro	Dull CH	Locatid	Bearin	Gauge	Other	Reason Pulled
TYPE	PDC	Jets (I)	8x12	IN	Nueva	Nueva	Nueva	Nueva	Nueva	Nueva	
Manuf	VAREL PDC	TFA (in	0.884	Out							

Date	Start Time	End Time	Drilling Mode	MD From	MD To	Bit Time	Course	TF Angle	TF Mod	Calc RO	Flow	P Off	P On B	WOB	SRPM	Bot To	Torque
d-mmm-yy				ft	ft	(h)	ft	deg		ft/h	gal/min	psi	psi	1000 lb	et/min	000 ft.l	000 ft.lb
06-May-14	00:58	01:15	Rotating	1010,00	1049,00	0,27	39,00			139,29	480	610,0	650,0	6,0	30	1,0	1,5
	02:02	02:17	Rotating	1049,00	1100,00	0,25	51,00			204,00	510	650,0	700,0	6,0	40	1,5	3,0
	02:29	02:35	Rotating	1100,00	1113,00	0,10	13,00			130,00	510	650,0	700,0	6,0	40	1,0	1,5
	02:47	02:55	Sliding	1113,00	1144,00	0,12	31,00	0	Magnetic	238,46	510	650,0	720,0	4,0			
	03:24	03:31	Sliding	1144,00	1158,00	0,12	14,00	0	Magnetic	116,67	510	660,0	720,0	4,0			
	03:32	03:43	Rotating	1158,00	1207,00	0,17	49,00			272,22	510	660,0	750,0	8,0	40	1,5	3,0
	03:47	03:58	Sliding	1207,00	1239,00	0,17	32,00	0	Magnetic	177,78	510	680,0	730,0	6,0			
	04:26	04:36	Sliding	1239,00	1260,00	0,17	21,00	0	Magnetic	123,53	520	700,0	750,0	8,0			
	04:37	04:45	Rotating	1260,00	1302,00	0,12	42,00			323,08	520	700,0	780,0	9,0	40	1,5	3,0
	04:52	05:09	Sliding	1302,00	1334,00	0,27	32,00	0	Gravity	114,29	520	700,0	750,0	8,0			
	05:50	05:55	Sliding	1334,00	1354,00	0,07	20,00	-15	Gravity	250,00	515	710,0	750,0	8,0			
	05:56	06:05	Rotating	1354,00	1398,00	0,15	44,00			293,33	515	710,0	780,0	8,0	40	1,5	3,0
	06:11	06:26	Sliding	1398,00	1429,00	0,25	31,00	-5	Gravity	124,00	515	705,0	780,0	8,0			
	07:03	07:12	Sliding	1429,00	1452,00	0,15	23,00	-30	Gravity	153,33	515	705,0	780,0	8,0			
	07:12	07:18	Rotating	1452,00	1480,00	0,10	28,00			280,00	515	705,0	780,0	8,0	40	1,5	3,5
	07:24	07:31	Sliding	1480,00	1500,00	0,12	20,00	-90	Gravity	166,67	515	720,0	780,0	8,0			
	07:31	07:39	Sliding	1500,00	1523,00	0,12	23,00	-10	Gravity	176,92	515	720,0	780,0	8,0			
	08:23	08:30	Sliding	1523,00	1543,00	0,12	20,00	-60	Gravity	166,67	520	750,0	790,0	10,0			

Figura 5. 29: Hoja de cálculo del POZO CEM0002 (SteeringSheet) ^[22]

DIRECTIONAL DRILLING PERFORMANCE SUMMARY					
Drill Mode	Footage	Hrs	ROP	% Drill	Comments
Rotating	2230,00	12,74	175,0	45%	
Sliding	2760,00	22,89	120,6	55%	
Drilling	4990,00	35,63	140,1	100%	

Figura 5. 30: Continuación de la hoja de cálculo del POZO CEM0002 (SteeringSheet) ^[22]

5.2.2 Tiempos perforados con la herramienta

❖ POZO CEM0003

Ahora bien, para este caso donde sí es utilizada la herramienta se puede notar en las Figuras 5.31 y 5.32 la disminución de las horas deslizadas en la perforación, esto se debe que como el sensor de inclinación está ubicado aproximadamente a 30 pies de la

mecha no es necesario esperar a que se perfore el segundo tubo de la pareja para saber dónde se encuentra, simplemente con deslizar un solo tubo ya el sensor indica una cifra que ayuda a reconocer si es necesario levantar o bajar ángulo para mantener la trayectoria con el próximo tubo de la pareja.

Schlumberger										
SteeringSheet										
Location	VZE		Casing Sh	895,00		BHA Run		CEM		
Client	PDVSA		Casing Siz	13,38		Depth in (ft)		900,00	Depth out (ft)	
Rig	PTX-5932		Casing WT	54,50		Incl in (deg)		0,92	Incl out (deg)	
Field	PDV OS Cerro Negro		Mud Type	WBM		Azimuth in (deg)		158,79	Azimuth out (deg)	
Well	CEM-AJ (O-13)		End MW (ft)	9,20		Client Rep1			Jessica Co	
Borehole	Original		Hole Size (in)	12,25		Client Rep 2				
BIT INFORMATION										
S/N		RA7755		IADC	117		In Row		Out Row	Dull Char
TYPE		Milled Tooth Bit		Jets (1/32 in)	3x18, 1x15		IN			
Manuf		Smith		TFA (in2)	0.918		Out			
Date										
dd-mm-yy		Comment		Start Time	End Time	MD From ft	MD To ft	Course ft	Calc ROP ft/h	Drilling Mode
30-Jun-14				08:38	08:48	900,00	942,00	42,00	247,06	Rotating
				10:10	10:22	942,00	980,00	38,00	190,00	Rotating
				10:26	10:28	980,00	990,00	10,00	333,33	Sliding
				10:32	10:44	990,00	1036,00	46,00	230,00	Rotating
				11:03	11:08	1036,00	1046,00	10,00	125,00	Sliding
				11:08	11:26	1046,00	1130,00	84,00	280,00	Rotating
				11:50	12:09	1130,00	1200,00	70,00	218,75	Rotating
				12:11	12:25	1200,00	1226,00	26,00	113,04	Sliding
				12:51	13:11	1226,00	1318,00	92,00	278,79	Rotating

Figura 5. 31: Hoja de cálculo del POZO CEM0003 (*SteeringSheet*) ^[22]

DIRECTIONAL DRILLING PERFORMANCE SUMMARY						
Drill Mode	Footage	Hrs	ROP	% Drill	Comments	
Rotating	1926,00	9,39	205,1	50%		
Sliding	1954,00	14,62	133,7	50%		
Drilling	3880,00	24,01	161,6	100%		

Figura 5. 32: Continuación de la hoja de cálculo del POZO CEM0003 (*SteeringSheet*) ^[22]

❖ POZO CEM0004

Para este segundo pozo utilizando la herramienta también le favoreció la resta de las horas deslizadas, hasta un poco menos que las horas rotadas como indican las Figuras 5.33 y 5.34. Este excelente resultado beneficia a ambas partes tanto a la empresa operadora porque no tiene que pagar de más para que le culminen el trabajo a tiempo,

como a la empresa de servicio ya que las herramientas no sufren tanto desgaste por la fricción del hoyo.

Se enfatiza en las horas de deslizamiento, ya que una pareja de 90 pies deslizada puede tardar más de una hora en su ejecución debido a la poca energía aplicada a la mecha y la longitud de la sección de construcción puede tener hasta más de 6000 pies.

Schlumberger SteeringSheet										
Location	VZE	Casing Sh		BHA Run						
Client	PDVSA	Casing Siz		Depth in (ft)	1175,00	Depth out (ft)				
Rig	PTX-5932	Casing WT		Incl in (deg)	0,81	Incl out (deg)				
Field	PDV 08 Cerro Negro	Mud Type		Azimuth in (deg)	153,32	Azimuth out (deg)				
Well	CEM-0007 (CEM-AR 0-13)	End MW (lb)		Client Rep1		E				
Borehole	Original	Hole Size (in)	12,25	Client Rep 2						
BIT INFORMATION										
S/N	RA2813	IADC	117	In Row		Out Row		Dull Char		
TYPE	Milled Tooth Bit	Jets (1/32 in)	1x18, 3x16	IN						
Manuf	Schlumberger	TFA (in2)	0.838	Out						
Date dd-mm-yy	Comment	Start Time	End Time	MD From ft	MD To ft	Calc ROP ft/h	Course ft	Drilling Mode	TF Mode	TF Angle deg
23-May-14		17:47	18:02	1175,00	1189,00	56,00	14,00	Rotating		
	PAu hasta Zapata. Comida Personal	18:45	19:05	1189,00	1315,00	381,82	126,00	Rotating		
	KOP	20:51	20:58	1315,00	1355,00	333,33	40,00	Sliding	Magnetic	310
		21:00	21:09	1355,00	1405,00	333,33	50,00	Rotating		
		21:53	22:07	1405,00	1455,00	217,39	50,00	Sliding	Magnetic	310
		22:09	22:13	1455,00	1498,00	614,29	43,00	Rotating		
		22:32	22:40	1498,00	1553,00	423,08	55,00	Sliding	Gravity	-30
	Cambiando malla a la zaranda	22:42	22:48	1553,00	1593,00	400,00	40,00	Rotating		
24-May-14		00:35	00:43	1593,00	1653,00	461,54	60,00	Sliding	Gravity	-30

Figura 5. 33: Hoja de cálculo del POZO CEM0004 (SteeringSheet) ^[22]

DIRECTIONAL DRILLING PERFORMANCE SUMMARY						
Drill Mode	Footage	Hrs	ROP	% Drill	Comments	
Rotating	974,00	7,28	133,8	48%		
Sliding	1072,00	7,10	151,0	52%		
Drilling	2046,00	14,38	142,3	100%		

Figura 5. 34: Continuación de la hoja de cálculo del POZO CEM0004 (SteeringSheet) ^[22]

Cabe destacar que en estas hojas de cálculo no están incluidas las horas pérdidas por espera de herramientas MWD, LWD y Direccional, problemas con los equipos de perforación, asistencia del personal, etc.

5.3 Comportamiento del registro

En todo trabajo de perforación es necesario examinar los registros de los pozos, tanto para conocer los espesores de arena neta petrolífera identificados por el registro de Gamma Ray como también saber la resistividad de la formación.

En esta componente de curvas de la figura 5.35 simboliza como la inclinación del continuo del ZINC* es acoplada a la medición de dirección e inclinación del paquete D&I del *Telescope*, a pesar que existe 0,3° de diferencia entre ellos. Es decir, los valores arrojados por el ZINC* serán similares a los valores que indicará el paquete D&I cuando atraviere por ese punto, es una forma de rectificar la exactitud de la medición.

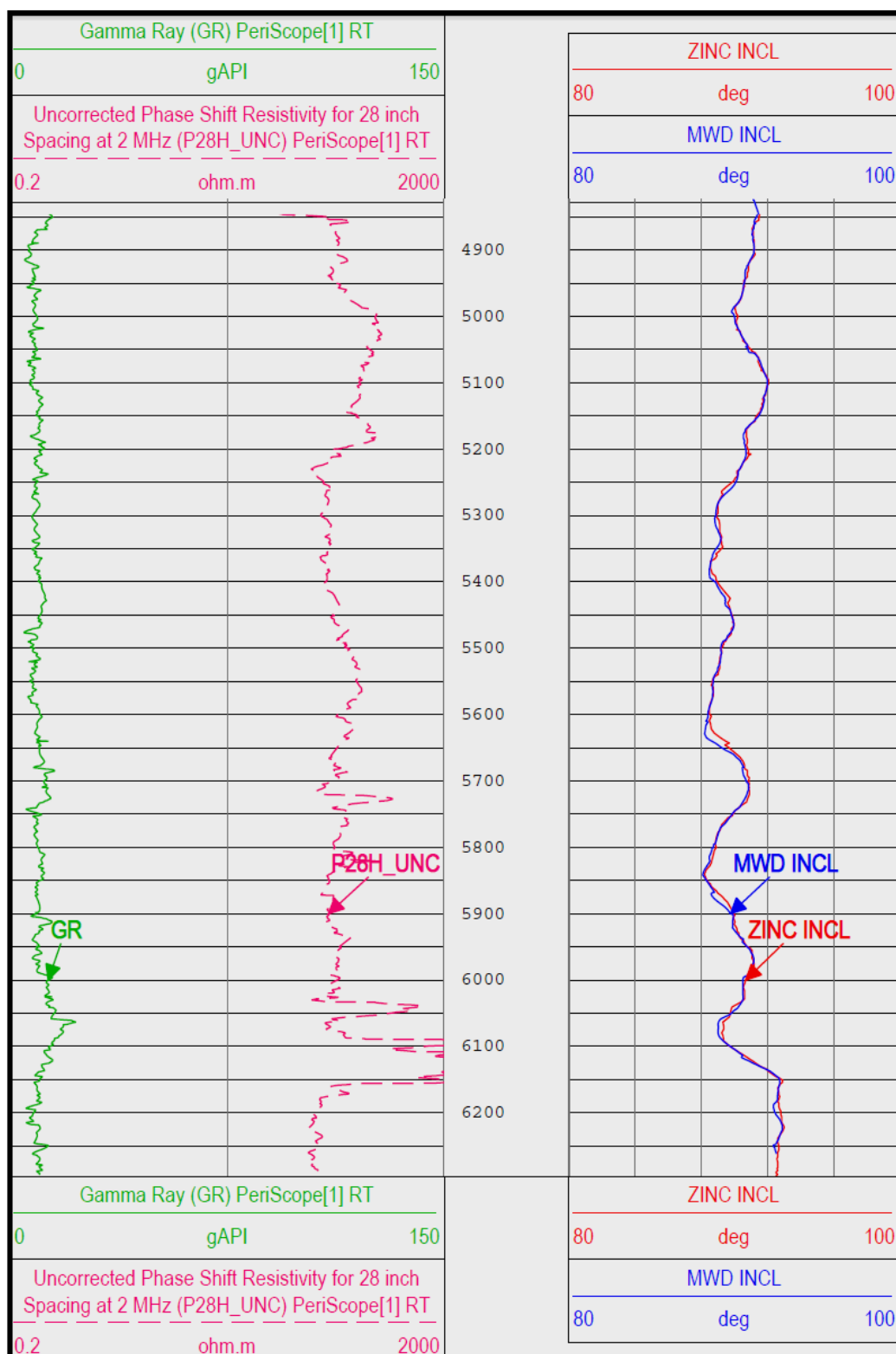


Figura 5. 35: Registro del continuo del paquete D&I Vs el continuo del ZINC ^[28]

5.4 Tiempo y costos estimados

Con los datos obtenidos por PDVSA Servicio la perforación de la fase 12 ¼” sin incluir viajes de calibración, circular fondo arriba, homogenización de lodo y todas las actividades que involucren esta sección, la cantidad de horas perforadas son 98 horas que equivalen aproximadamente cuatro a cinco días sin tener problemas con los equipos.

Es por ello, que incluyendo la herramienta ZINC* esta operación se podría reducir aproximadamente a 3 días en la ejecución de esta fase.

En cuanto a los costos estimados por los equipos direccionales y herramientas MWD/LWD en la fase de 12 ¼” tienen un total de Bs. 3.332.294 que equivalen \$528.935 con el cambio a Bs. 6,3 el dólar en abril del presente año. Como el pago se realiza es por días y no por pies perforados, mientras más tiempo la herramienta de la compañía de servicio se encuentre en el hoyo es más el dinero que invierte el cliente.

En cambio si se introdujera la herramienta ZINC* en las operaciones posiblemente aumentaría el costo por el servicio, pero se disminuiría los días perforados sin ningún tipo de problema en cuanto a la trayectoria del pozo, y a su vez los costos globales de la perforación.

CONCLUSIONES

1- Las malas decisiones en tiempo real se realizan porque la herramienta MWD tiene los sensores colocados hasta 65 pies detrás de la mecha. La distancia entre la mecha y (D&I) es una parte ciega, donde el direccional está deshabilitado a conocer la posición exacta de la trayectoria del pozo

2-Cuando existe un alto ángulo y complejas trayectorias, la distancia entre la mecha y el paquete de *survey* direccional es crítica la determinación de la precisión de la mecha en el recorrido.

3-La utilización de la herramienta ZINC* y aplicar apropiadamente las prácticas de perforación es posible mantener el control direccional hasta llegar al objetivo en una sola corrida, sin la necesidad de realizar un *sidetrack*.

4-Con el uso de las mediciones de inclinación del ZINC*, la trayectoria de la mecha estimada es reemplazada con mediciones actuales. Para decisiones en tiempo real, permite rápidas respuestas en la participación de las operaciones de construcción de sección y en la navegación de las arenas.

5-El direccional puede iniciar un deslizado y ver los resultados dentro de 30 pies , sin esperar aproximadamente 60 o 65 pies requeridos con un sistema convencional de MWD/LWD.

6-El conocimiento limitado acerca de la respuesta del BHA, dio lugar a que perforadores direccionales hagan cambios equivocados en la trayectoria del pozo, que aumentan la tortuosidad del agujero. Estos incrementos afectan directamente las operaciones de terminación que en la mayoría de los casos, deben ser corregidos por los viajes de limpieza adicionales.

7-La aplicación de esta herramienta influye en la ejecución de los giros del recorrido, es decir se tiene la precisión de cuantos grados por encima, por debajo, a la derecha o izquierda se tienen que girar para suavizar la severidad de pata de perro o DLS.

8-El diseño mecánico y anatomía de la caja de baja transmisión o LTB le permiten ser colocada cerca de la mecha, ensamblados en la parte inferior del LWD en muchos BHA.

9-Permite una medición adicional a un bajo costo en comparación a otras herramientas, reduciendo así las horas de perforación en las operaciones.

RECOMENDACIONES

1-Utilizar la herramienta en la sección de construcción para así disminuir la re planificación de la trayectoria de los pozos, por tener deshabilitada la distancia entre la mecha y el sensor D&M, mejora el rendimiento de las herramientas porque se disminuyen los costos asociados a los tiempos perforados y las horas de circulación de las mismas. Disminuir el grado de tortuosidad del hoyo y así garantizar una completación efectiva.

2-Esta herramienta al formar parte del BHA el direccional se sentirá más seguro a la hora de tomar una decisión más acertada en cuantos a las proyección del próximo survey en la siguiente estación, ya que tiene un monitoreo constante de la ubicación de la mecha cada 30 pies aproximadamente.

3-La introducción de esta herramienta no es limitada para ningún campo de la Faja Petrolífera del Orinoco, así que se recomienda su participación en otros campos para tener más confiabilidad a la hora de ofrecerla al cliente.

4-Se sugiere a la empresa Schlumberger ampliar más el campo de conocimientos acerca de la herramienta ZINC*, incentivar a realizar presentaciones, asistir a cursos donde se maneje el tema, porque muchos ingenieros de campo no tienen claro la función y el beneficio de dicha herramienta.

5-A la Escuela de Petróleo se le sugiere continuar con el programa de pasantías, para que cada bachiller se vaya involucrando más con las operaciones en campo y no simplemente tener conocimiento teórico acerca de las actividades en un taladro de perforación u otras áreas relacionadas con la actividad del petróleo.

6-En la materia de Pozos I y se propone incluir en su programa temas relacionados a las nuevas tecnologías de herramientas de M/LWD y direccionales para ampliar más la formación académica e intelectual de un Ingeniero de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] NURHIDAYAT Y OTROS. First Successful EcoScope, PeriScope, ADOS, Zinc & GSTin Indonesia. Schlumberger.
- [2] HERRARA J.(2013). First ZINC + Powerpak run in well placement operations for PDVSA Sinovensa in Venezuela East.
- [3] J.R/M.Q. Propuesta Técnica de Yacimientos para la Perforación de Pozos Horizontales en la Macolla O-23-1. Campo Cerro Negro-Área Intercampo. 2 de Junio 2014. Pág. 9-25.
- [4] GONZÁLEZ DE JUANA et al. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Caracas. Editorial Foninves. Pág. 1106.
- [5] HEDBERG, H. (1942). Mesozoic stratigraphy of northern South American. Eight American Scientific Congress, U.S.A., 1940. Pág. 195-227.
- [6] HEDBERG, H. y PYRE, A. (1944). Stratigraphy of northeastern Anzoátegui, Venezuela. AAPG, Bull., 28(1).Pág. 1-28.
- [7] Diseño de la perforación de pozos. Obtenida el 15 de Mayo de 2014 de <http://www.scribd.com/doc/20113691/Diseno-de-la-Perforacion-de-Pozos>.
- [8] FEBRES, J. Y GUEVARA, C. (2009). Perforación direccional. Trabajo no publicado, Universidad de Oriente, Maturín.
- [9] Tema 2 - Perforación direccional. Obtenido el 15 de Mayo de 2014, de <http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo>.

[10] HAWKER, D., VOGT, K., ROBINSON, A. (2002). Manual de Perforación: Procedimientos y Operaciones en el Pozo. DATALOG, Traducido al español, V. 1.0, Alberta, Pág. 275.

[11] DÍAZ, PEDRO. (2007). Fundamentos teóricos prácticos de perforación y construcción de pozos. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[12] BLOG DE PETRÓLEO. Obtenido el 20 de Mayo de 2014, de <http://www.vidablogger.com.ar/2010/05/petroblogger-toda-la-informacion-sobre.html>

[13] SCHLUMBERGER (2012). Imágenes de base de datos Schlumberger. Schlumberger Drilling & Measurements, Anaco, Versión multimedia.

[14] DRILL COLLAR. Obtenido el 10 Julio del 2014, de <http://www.drill-collars.php>

[15] DRILL PIPE. Obtenido el 10 Julio del 2014, de <http://www.drill-pipes.com>

[16] M. FREDETTE, A. NIAZI, C. GEORGE. ZINC Maintenance Manual. Referencia 4539188. InTouch SPC LWD, publicado 24 de Julio del 2008.

[17] HERRERA, J. Local Operations Guidelines ZINC* Tool – VZE. Drilling & Measurements (D&M). Publicado el 9 de Enero del 2013. Pág.6-29

[18] SCHLUMBERGER (2013). Online Interactive Learning : Direction and Inclination. Pág.33

- [19] CASTRO, J. (2011). Desarrollo e Implementación de una Metodología Fundamentada en Modelos Analíticos para el Cálculo Del Diseño y Evaluación de Trayectorias de Pozos. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. Caracas. Pág 39-45.
- [20] STEERINGSHEET. Hoja de Cálculo 1. Excel 2007.
- [21] MaxWell ORM Supplements for PowerDrive Toll- InTouch Content # 4516278
- [22] Presentación Maxwell HSPM Training. D&M Learning Centers, del 26 de Junio del 2011
- [23] FAN Y., HUANG J.(2012). Drilling Office X (DOX) Tutorial. InTouch ID # 5886404
- [24] PDVSA Faja Morichal.(2014). Estimación de Costos y Tiempo. Diagrama Mecánico.
- [25] Hoja de Cálculo 2. Programa Excel 2007.
- [26] SCHLMBERGER. Successfull Introduction of ZINC* and PowerPak Motor for Well Placement Job in Venezuela Orinoco Belt.
- [27] ARIAS, FIDIAS., (1999). El Proyecto de Investigación, Guía para su Elaboración. Tercera Edición. Caracas: Editorial Episteme. Pág 55.
- [28] ALVARADO, J. (2012). Aplicación de Registros LWD en la Correlación de Formaciones y Geonavegación de Pozos Direccionales en el Campo DOBOKUBI, Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Geología, Minas y

Geofísica. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Pág.
52-60.