

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANALISIS DE UN NUEVO DISEÑO DE SARTA QUE PERMITA RESOLVER LOS PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE SECCIONES HORIZONTALES EN EL CAMPO ZUATA (PASANTÍA LARGA)

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Vargas C., Jorge E.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANALISIS DE UN NUEVO DISEÑO DE SARTA QUE PERMITA RESOLVER LOS PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE SECCIONES HORIZONTALES EN EL CAMPO ZUATA (PASANTÍA LARGA)

Tutor Académico: Profa. Jenny Graterol
Tutor Industrial: Ing. Melisa Ramírez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Vargas C., Jorge E.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2012

Caracas, Junio 2012.

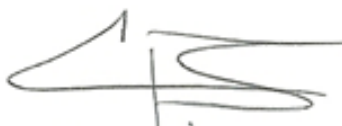
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Vargas C., Jorge E. titulado:

**“ANÁLISIS DE UN NUEVO DISEÑO DE SARTA QUE PERMITA
RESOLVER LOS PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN
DE SECCIONES HORIZONTALES EN EL CAMPO ZUATA”**

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.


Prof. Pedro Díaz
Jurado


Profa. Violeta Wills
Jurado


Prof. Jenny Graterol
Tutor Académico



Dedicatoria

A Dios, a mis padres y familia por el infinito amor que me han procurado.

A la memoria del Ing. de Petróleos y DDS Jim Upton.

A todos los que consultarán este trabajo.

A la UCV.

Jorge E. Vargas C.

AGRADECIMIENTOS

A *Dios* todopoderoso por proveerme el pan de cada día y ser la fuerza infinita en los momentos de tentación.

A la ilustre *Universidad Central de Venezuela*, mi UCV “*la casa que vence la sombra*”, por haberme recibido y formado como ciudadano, es un orgullo tener el privilegio de pertenecer a esta gran familia.

A mis padres *Amanda y Jorge*, mi hermana *Lindsay*, y al resto de mi familia por creer en mi, y apoyarme firmemente en todas y cada una de las etapas de mi vida.

A *Jim Upton*, que está en el cielo, por ser un padre para mí, y ejemplo a seguir convertido ahora en una realidad.

A mis tutores: Ing. Melisa Ramírez, por su consejo y respaldo en la realización de este trabajo, y a la Profa. Jenny Graterol por sus rápidas y oportunas respuestas cuando más las necesité.

A los Profesores de la Escuela de Petróleo de la UCV.

A *Eimy Gandara*, compañera de vida, por su apoyo excelso e incondicional durante esta etapa final de la carrera.

A *Jean Carlo Dávila, Prof. Carlos Gil, y Ninoska Brito*, por su valiosa ayuda para la culminación de este informe.

A *Schlumberger Venezuela S.A.*, especialmente a la gerencia de *Drilling & Measurements*, por darme la oportunidad de hacer pasantías en campo y aprender de las operaciones a lo largo de la Faja Petrolífera del Orinoco. *Especialmente a Karen González y Rafael Guilarte*, por haberme guiado y apoyado como mentores siempre que lo necesité y al personal del *Venezuelan Maintenance Center* y *D&M Anaco* por el apoyo y soporte brindado desde el primer día que llegué a la base.

A los compañeros y amigos de la UCV, por su apoyo durante los años de carrera. Cada uno de ustedes dio su parte al permitirme compartir momentos de estudio, trasnochos, luchas, celebraciones y logros, que hoy continúan.

A todos los que de una u otra forma hicieron posible este logro: ¡Gracias Totales!

Vargas C., Jorge E.

**ANALISIS DE UN NUEVO DISEÑO DE SARTA QUE PERMITA RESOLVER
LOS PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE SECCIONES
HORIZONTALES EN EL CAMPO ZUATA**

**Tutor Académico: Prof. Jenny Graterol. Tutor Industrial: Ing. Melisa Ramírez.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año
2012, 139 pp.**

Palabras clave: BHA, Campo Zuata, Pozos Horizontales, Pozos Multilaterales, Sarta de Perforación, Programa Drilling Office X.

Resumen

El diseño de sarta de perforación constituye un elemento importante para lograr resultados óptimos durante la perforación de pozos. El Campo Zuata operado por PDVSA, está ubicado en el Oriente de Venezuela, y se caracteriza por su desarrollo con pozos horizontales y multilaterales con largas secciones productoras. Los pozos presentan varios retos durante la perforación, por ejemplo, complejas trayectorias en sus pozos 3D los cuales poseen un gran giro acumulado, baja profundidad Vertical de los yacimientos y una pobre limpieza del hoyo en su sección horizontal. Estos factores son responsables de los problemas de transmisión de peso a la mecha, lo que se evidencia con Colgamientos y problemas durante la navegación. Este Trabajo Especial de Grado se realizó con el propósito de analizar un nuevo diseño de sarta de perforación propuesto por Schlumberger Venezuela S.A., para ser usado en las secciones horizontales del Campo Zuata, con la finalidad de resolver los problemas de transmisión de peso experimentados durante la perforación. Se elaboró una base de datos con información de secciones horizontales, se identificaron los principales problemas durante la perforación de las secciones de 8½ pulgadas. Se realizaron simulaciones de Torque y Arrastre mediante el uso de la herramienta computacional *Drilling Office X*, y se desarrolló un análisis comparativo de los resultados arrojados por el programa. Durante el análisis se identificó que un 40% de los problemas operacionales registrados correspondían a una poca transmisión del peso sobre la mecha que iniciaba aproximadamente a los 4500 pies MD; Además con la propuesta de 1 HWDP por cada 5 DP en la sección intermedia del pozo se registró inicialmente hasta un 40% más de peso sobre el gancho junto con una mayor rigidez en la sarta en el giro de los perfiles simulados, con lo que se espera una reducción del pandeo durante las operaciones.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	vii
INDICE DE TABLAS	xii
INDICE DE FIGURAS.....	xiii
ABREVIACIONES Y NOMENCLATURA	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
I.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO	5
I.2.1 Objetivo General	5
I.2.2 Objetivos Específicos.....	5
I.3 Justificación	5
I.4 Alcance	6
I.5 Limitaciones.....	6
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	7
II.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
II.2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	8
II.2.1 Desarrollo Histórico de la Perforación Direccional	9
II.2.2 Aplicaciones de la Perforación Direccional	9
II.2.3 Perfiles de Pozo	10
II.2.4 Tipos de Perfiles Direccionales	10
II.2.5 Tipos de Pozos Horizontales según su Radio de Curvatura	12
II.2.6 Pozos Multilaterales	12
II.3 HERRAMIENTAS NECESARIAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL ^{[3] [4] [5] [6]}	13

II.3.1 Herramientas de Deflexión.....	13
II.3.2 Herramientas de Medición	19
II.3.3 Herramientas Auxiliares	21
II.4 SARTA DE PERFORACIÓN.....	21
II.4.1 Tubería de Perforación	22
II.4.2 Tubería Pesada.....	24
II.4.3 Portamechas, Barras o Lastrabarrenas.....	24
II.4.4 Estabilizadores.....	25
II.4.5 Parejas Híbridas.....	25
II.4.6 Ensamblaje de Fondo (BHA)	26
II.5 TEORÍA SOBRE BHA	26
II.5.1 Fuerza Lateral.....	26
II.5.2 Rigidez.....	27
II.5.3 Ubicación de los Estabilizadores en los BHA.....	29
II.5.4 BHA Para Construir Ángulo (<i>Build Up</i>)	29
II.6 ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE (T&D)	31
II.6.1 Medidas para Controlar el Torque	32
II.6.2 Fricción.....	32
II.6.3 Esfuerzos de Von Mises	34
II.6.4 Peso Máximo en el Gancho.....	34
II.6.5 Medidas para Controlar el Peso Sobre el Gancho (Arrastre)	35
II.6.6 Factores que Contribuyen a las Fuerzas Laterales	35
II.6.7 Tortuosidad del Hoyo	40
II.6.8 Planificación de la Sarta	41
II.6.9 Recomendaciones para el Diseño de Sarta en Pozos Horizontales	41
II.6.10 Recomendaciones Para el Diseño de BHA en Pozos Horizontales.....	42
II.7 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	42

II.7.1 Clasificación	43
II.7.2 Funciones de los Fluidos de Perforación.....	44
II.7.3 Lodos Densificados con Carbonato de Calcio.....	44
II.7.4 Lodos Poliméricos	45
II.7.5 Conceptos de Reología	45
II.7.6 Regímenes de Flujo	47
II.7.7 Limpieza del Hoyo (<i>Hole Cleaning</i>)	48
II.8 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA TRANSMISIÓN DE PESO SOBRE LA MECHA	49
II.8.1 Plan o Perfil Direccional	49
II.8.2 Limpieza del Hoyo	50
II.8.3 Diseño de Sarta.....	50
II.8.4 Lodo de Perforación	51
II.8.5 Prácticas Operativas	51
II.8.6 Profundidad Vertical Verdadera (TVD).....	51
II.9 EVENTOS ENCONTRADOS DURANTE LA PERFORACIÓN.....	52
II.10 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DOX	53
II.10.1 Descripción General	53
II.10.2 Análisis de Torque y Arrastre.....	55
CAPÍTULO III DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	56
III.1 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	56
III.1.1 Bloque Junín	57
III.1.2 Campo Zuata	60
III.1.3 Características de los Pozos que se Perforan en Zuata	63
III.2 SCHLUMBERGER DRILLING AND MEASUREMENTS	66
III.2.1 Misión	66
III.2.2 Visión	66
Capítulo IV MARCO METODOLÓGICO.....	67

IV.1.1 Tipo y Diseño de la Investigación	67
IV.1.2 Población y Muestra	68
IV.1.3 Unidad de Análisis.....	68
IV.1.4 Técnicas e Instrumentos de Utilizados en la Investigación	69
IV.2 METODOLOGÍA DEL T.E.G.	69
IV.2.1 Recopilación de Información y Revisión Bibliográfica.....	70
IV.2.2 Elaboración de la Base de Datos.....	70
IV.2.3 Identificación de los Principales Problemas que se Presentan Durante la Perforación	73
IV.2.4 Configuración del Nuevo Diseño de Sarta.....	73
IV.2.5 Configuración de los Perfiles de Pozos a ser Simulados	74
IV.2.6 Análisis del Nuevo Diseño de Sarta Propuesta.....	75
CAPÍTULO V ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	87
V.1 CARACTERISTICAS DE LA PERFORACIÓN A PARTIR DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LA BASE DE DATOS.....	87
V.1.1 Parámetros de Perforación	87
V.1.2 Reducción Progresiva de las TVD	90
V.1.3 Configuraciones de Sertas Empleadas	90
V.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN.....	91
V.2.1 Profundidades Planificadas y Alcanzadas.....	92
V.2.2 Motivos Para no Alcanzar TD Planificada.....	95
V.2.3 Cantidad de Eventos.....	96
V.2.4 Eventos de <i>Pipe Swap</i>	98
V.3 ANÁLISIS DEL NUEVO DISEÑO DE SARTA PROPUESTO.....	101

V.3.1 Diseños de Sartas Utilizados para el Análisis	101
V.3.2 Perfiles y Geometrías de Hoyo	102
V.3.3 Parámetros de Perforación	108
V.3.4 Resultados de las Simulaciones.....	109
Perfil 2D.....	116
Perfil 3D-A.....	118
Perfil 3D-B.....	123
CONCLUSIONES	129
RECOMENDACIONES	132
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	133
BIBLIOGRAFÍA	132
GLOSARIO	136

INDICE DE TABLAS

Tabla II.1: Rangos de las Tuberías de Perforación.	23
Tabla II.2: Clasificación de las Tuberías de Perforación Según su Condición	24
Tabla III.1: Compañías Operadoras en Cada División de Junín.	59
Tabla V.1: Resumen de los Parámetros de Perforación.	89
Tabla V.2: BHA y Sartas Empleadas en Campaña 2008 - 2009.	91
Tabla V.3: BHA y Sartas Empleadas en Campaña 2009 - 2010.	91
Tabla V.4: Motivos que Imposibilitaron Continuar el Avance de la Perforación.	95
Tabla V.5: Eventos Relacionados a Problemas del Hoyo.	96
Tabla V.6: Intervalos de <i>Pipe Swap</i>	100
Tabla V.7: Características de los Perfiles Seleccionados Para las Simulaciones.	107
Tabla V.8: Geometría de Hoyo Para los Perfiles.	107
Tabla V.9: Parámetros de Perforación Para el Escenario 1.	108
Tabla V.10: Parámetros de Perforación Para el Escenario 2.	108
Tabla V.11 Parámetros de Perforación Para el Escenario 3.	109
Tabla V.12: Torques Máximos Durante las Simulaciones.	113
Tabla V.13: Indicadores de la Tendencia del BHA.	114

INDICE DE FIGURAS

Figura II.1: Secciones que Conforman un Perfil Horizontal.....	11
Figura II.2: Posibles Configuraciones de Pozos Multilaterales	13
Figura II.3: Mechass Utilizadas para las Operaciones Direccionales.....	14
Figura II.4: Secciones de un Motor de Fondo.....	16
Figura II.5: Trayectorias Reales con Motor de Fondo y con RSS	18
Figura II.6: Fuerzas Laterales sobre el BHA	27
Figura II.7: BHA como un Cilindro Hueco	28
Figura II.8: BHAs Para Construir Ángulo	30
Figura II.9: Fuerza Generada por la Componente de Fricción.....	33
Figura II.10: Factores de Fricción en Lodo Base Agua y Base Aceite	33
Figura II.11: Componente del Peso y Fuerzas Laterales.....	36
Figura II.12: Componente Tensil de las Fuerzas Laterale	37
Figura II.13: Pandeo Sinusoidal y Helicoidal en el Hoyo.....	39
Figura II.14: Variaciones entre el Hoyo Planificado y el Hoyo Real	40
Figura II.15: Consideraciones para el Diseño de Sartas de Perforación	42
Figura II.16: Clasificación de los Fluidos de Perforación.....	43
Figura II.17: Punto Cedente y Viscosidad Plástica	46
Figura II.18: Régimenes de Flujo Presentes Durante la Perforación	47
Figura II.19: Efecto de la Rotación de la Sarta en Pozos Horizontales.	49
Figura III.1: Ubicación Relativa de la Faja del Orinoco y del Bloque Junín.....	56
Figura III.2: Rasgos Estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela.	58
Figura III.3: Ubicación Relativa del Distrito Cabrutica.....	61
Figura III.4: Columna Estratigráfica del Bloque Junín.....	61
Figura III.5: Desarrollo de los Pozos en dos Macollas del Campo Zuata.....	64
Figura III.6: Configuración del Pozo Tipo Perforado en el Área.....	65
Figura IV.1: Metodología Aplicada Durante la Elaboración del TEG.	69
Figura IV.2: Formato de la Hoja Principal en la Base de Datos.	71
Figura IV.3: Datos de la Trayectoria del Perfil 3D-A. Programa DOX.....	75
Figura IV.4: Datos de la Geometría del Hoyo. Programa DOX.	76

Figura IV.5: Geometría del Hoyo Introducida por el Usuario. Programa DOX.....	77
Figura IV.6: Pasos Seguidos Durante la Carga de las Sartas.....	78
Figura IV.7: Pasos Seguidos Para la Planificación de la Sarta con Combos.	79
Figura IV.8: Configuración de la Sarta Convencional. Programa DOX.....	80
Figura IV.9: Configuración de la Sarta con Combos. Programa DOX.....	80
Figura IV.10: Configuración de la Sarta de Perforación con Combos (cont.).....	81
Figura IV.11: Parámetros de Perforación Para el Escenario 1, Programa DOX.....	82
Figura IV.12: Factores de Fricción Dinámicos Para el Escenario1, Programa DOX.	83
Figura IV.13: Parámetros de Perforación Para el Escenario 2. Programa DOX.....	84
Figura IV.14: Factores de Fricción Estáticos Para el Escenario 2. Programa DOX.	84
Figura IV.15: Parámetros de Perforación Adicionales Para el Escenario 3.....	85
Figura IV.16: Simulaciones Realizadas Para Cada uno de los Perfiles.	86
Figura V.1: Torque Máximo vs Profundidad Medida.....	89
Figura V.2: TVD de los Pozos Perforados en el Tiempo.....	90
Figura V.3: Profundidades Planificadas y Finales Alcanzadas.....	93
Figura V.4: Profundidades Planificadas y Finales Alcanzadas (cont.)	94
Figura V.5: Porcentaje de Corridas Exitosas y no Exitosas.....	95
Figura V.6: Motivos Para no Llegar a TD Planificado.	96
Figura V.7: Eventos Registrados Durante la Perforación.	97
Figura V.8: Porcentaje de Eventos Reportados Entre los Años 2008-2011.....	98
Figura V.9: Profundidades de los Eventos de Pipe Swap.	99
Figura V.10: Intervalos de <i>Pipe Swap</i>	100
Figura V.11: Intervalos de <i>Pipe Swap</i> Cont.....	101
Figura V.12: Diferencias Entre los Diseños de Sarta Utilizados.	102
Figura V.13: Sección Vertical Perfil 2D. Fuente: Schlumberger D&M.	103
Figura V.14: Vista de Planta Perfil 2D. Fuente: Schlumberger D&M.	104
Figura V.15: Sección Vertical Perfil 3D-A. Fuente: Schlumberger D&M.....	105
Figura V.16: Vista de planta Perfil 3D-A. Fuente: Schlumberger D&M.	105
Figura V.17: Sección Vertical Perfil 3D-B. Fuente: Schlumberger D&M.	106
Figura V.18: Vista de Planta Perfil 3D-B. Fuente: Schlumberger D&M.	106
Figura V.19: Análisis de Carga Axial de la Sarta Convencional, Perfil 3D-A.	111
Figura V.20: Análisis de Carga Axial del Diseño con Combos, Perfil 3D-A.....	112

Figura V.21: Peso Sobre el Gancho, Sarta Convencional, Perfil 2D.....	116
Figura V.22: Peso Sobre el Gancho, Sarta con Combos, Perfil 2D.	117
Figura V.23: Peso Sobre el Gancho, Sarta Convencional, Perfil 3D-A.....	118
Figura V.24: Peso Sobre el Gancho, Sarta con Combos, Perfil 3D-A.	119
Figura V.25: Límite de Peso y Sección del Hoyo, Sarta Convencional, Perfil 3D-A.....	120
Figura V.26: Límite de Peso y Sección del Hoyo, Sarta con Combos, Perfil 3D-A.....	121
Figura V.27: Comparación del Peso en el Gancho Entre las Dos Sartos, Perfil 3D-A.	122
Figura V.28: Peso Sobre el Gancho, Sarta Convencional, Perfil 3D-B.	123
Figura V.29: Peso Sobre el Gancho, Sarta con Combos, Perfil 3D-B.	124
Figura V.30: Límite de Peso y Sección del Hoyo, Sarta Convencional, Perfil 3D-B.....	125
Figura V.31: Límite de Peso y Sección del Hoyo, Sarta con Combos, Perfil 3D-B.....	126
Figura V.32: Comparación del Peso en el Gancho con las Dos Sartos, Perfil 3D-B.	127

ABREVIACIONES Y NOMENCLATURA

BHA: Ensamblaje de Fondo.

cP: Centipoise.

DC: Portamecha o Collar de Perforación.

DP: Tubería de Perforación.

EOWR: Reportes finales de pozo.

gpm: galones por minuto.

HWDP: Tubería Extrapesada.

lbf: libra fuerza.

lbs: libras.

lpc: libras por pulgada cuadrada.

lpg: libras por galón.

MD: profundidad medida.

PC: Punto Cedente.

PDM: Motor de desplazamiento positivo.

ROP: Tasa de Penetración.

rpm / RPM: revoluciones por minuto.

RSS: Sistemas Rotativos Direccionales.

s/qt: segundos por cuarto de galón.

T&D: Torque y Arrastre.

TD: profundidad Total.

TVD: profundidad vertical verdadera.

WOB: Peso Sobre la Mecha.

INTRODUCCIÓN

El diseño de sarta de perforación constituye un elemento importante para lograr una transmisión eficiente del peso sobre la mecha, alcanzar mayores tasas de penetración, minimizar los tiempos no productivos y alcanzar la longitud planificada de acuerdo al plan direccional a seguir. Las diferencias en las características generales en la perforación de cada pozo como lo son el perfil direccional, la eficiencia de limpieza del hoyo, las pérdidas en las propiedades de los lodos de perforación, las capacidades de los taladros y la disponibilidad de tuberías, sugieren la necesidad de ajuste de los diseños para lograr las profundidades finales planificadas y evitar problemas durante la perforación, tales como: altos torques, arrastres y colgamientos, en los que la falta de peso sobre la mecha, producto de las fricciones en el hoyo, conduce a un comportamiento errático de la sarta y a problemas en el avance de la perforación que se ven incrementados en la perforación horizontal.

En la industria petrolera, la perforación de varios pozos tipo “Macolla” desde una misma locación en superficie ha sido adoptada como práctica habitual en varias locaciones terrestres a nivel mundial. Este tipo de perforación presenta ventajas económicas, de planificación, y ambientales, sin embargo, no está exenta de numerosos desafíos al momento de perforar los pozos requeridos para cada caso en particular.

Un ejemplo de estos desafíos se encuentran en el Campo Zuata, ubicado en el Oriente de Venezuela, el cual pertenece al bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), en donde se encuentran acumulaciones de hidrocarburos extrapesados que son producidos mediante el uso de pozos con largas secciones horizontales. Es a lo largo de estas secciones que se evidencia el problema de una menor respuesta de las sartsas de perforación utilizadas. Uno de los problemas más recurrentes identificados durante la perforación en este campo es el no llegar al final de las secciones planificadas.

La perforación en este campo presenta complejas trayectorias, poca profundidad de los yacimientos y una limpieza de hoyo reducida. En primer lugar, las complejas trayectorias generan una gran interacción entre el hoyo y los componentes de la sarta, además de un aumento de las ocurrencias de pandeo de las tuberías durante la perforación. Este pandeo causa más interacción en el sistema, lo cual a su vez genera un aumento adicional de las fuerzas de fricción acumuladas en dirección contraria al avance de la perforación. Esta situación limita el peso efectivo que recibe la mecha, disminuyendo así el control direccional.

En segundo lugar, la poca profundidad de los yacimientos limita la cantidad de componentes pesados que se pueden colocar en la sección vertical del pozo para empujar la sarta mientras se perfora. Esta característica hace que sea limitada la cantidad de peso que se puede aplicar a la sarta durante la perforación.

Por último, la limpieza de hoyo juega un papel fundamental en el avance de la perforación, ya que a menor efectividad en la limpieza del hoyo, mayor será la incidencia de problemas operacionales. Cuando la limpieza del hoyo es deficiente se produce el efecto “papel de lija” que incrementa los factores de fricción entre el hoyo y la sarta, mermando la capacidad de transmisión del peso aplicado desde la sección vertical del pozo.

Este Trabajo Especial de Grado se realizó con el propósito de analizar un nuevo diseño de sarta de perforación a usar en las secciones horizontales del Campo Zuata, para lo cual se elaboró una base de datos con información relacionada a la perforación y se identificaron los principales problemas durante la perforación de las secciones horizontales de 8 ½”, posteriormente se realizaron simulaciones de Torque y Arrastre (T&D) mediante el uso de un software especializado a partir del cual se desarrolló un análisis comparativo de los resultados arrojados por el programa.

Este TEG está dividido para su realización en cinco capítulos distribuidos de la forma que se presenta a continuación:

Capítulo I: Fundamentos de la Investigación; en él se establecen, el planteamiento del problema y los objetivos de la investigación, así como las limitaciones, alcance y justificación de la misma.

Capítulo II: Marco Teórico; se describen todos los fundamentos teóricos necesarios para la comprensión y desarrollo del tema, entre ellos se tiene todo lo referente a la perforación direccional y las herramientas usadas, sartas de perforación, teoría sobre BHA, análisis de Torque y Arrastre, lodos de perforación, transmisión del peso sobre la mecha, entre otros tópicos.

Capítulo III: Descripción del Área de Estudio; En este capítulo se describen todas las características del Campo Zuata, entre la información disponible están las características de ubicación del campo, geológicas, y de los pozos perforados en el área. Adicionalmente se agrega información sobre la compañía en la que se realizó el TEG.

Capítulo IV: Marco Metodológico; Describe la metodología para la realización del Trabajo Especial de Grado, en ella se describen el tipo de investigación, la población y muestra y todos los pasos seguidos para cumplir los objetivos de esta investigación, entre ellos, recopilación de información y revisión bibliográfica, identificación de los principales problemas operacionales, los pasos seguidos para el diseño de la sarta, entre otros puntos.

Capítulo V: Análisis y Discusión de Resultados, en este capítulo se presentará el análisis de los resultados y la discusión de los mismos. Según la metodología utilizada, se presentan los resultados de la identificación de características y problemas operacionales durante la perforación y los resultados comparativos de las simulaciones.

Finalmente, se presentarán las conclusiones y recomendaciones establecidas luego de realizar el TEG.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Zuata se caracteriza por tener pozos horizontales y multilaterales con largas secciones, contando con una geo-navegación en arena neta petrolífera que alcanza longitudes de hasta 6500 pies de profundidad medida. Por otra parte, durante el avance de la perforación de los pozos en este campo se ha observado que los perfiles direccionales presentan cada vez mayor complejidad, la limpieza del hoyo es pobre, y la disponibilidad de tuberías se hace cada vez menor. Por los factores antes mencionados las secciones horizontales se ven especialmente afectadas, evidenciándose problemas operativos tales como altos torques y arrastres, que resultan en un menor peso efectivo transmitido a la mecha.

En el Campo Zuata se ha encontrado un incremento en las ocurrencias de baja transmisión del peso sobre la mecha (Colgamientos), lo que resulta en una respuesta poco óptima de la sarta de perforación. Como solución se realizan viajes no planificados, y reconfiguraciones de la sarta de perforación (*Pipe Swap*), que en muchos casos no presentan resultados satisfactorios.

Uno de los factores más importantes en la perforación de un pozo, es el diseño de la sarta de perforación. Una de las alternativas que se está evaluando es realizar un diseño de sarta que transmita más eficientemente el peso sobre la mecha, por tanto, se plantea analizar un nuevo diseño de sarta partiendo de una identificación de los problemas operativos en el campo y de los parámetros de perforación utilizados, haciendo uso de la herramienta computacional DOX (*Drilling Office X*, por sus siglas en inglés), para analizar los cambios requeridos con miras a su evaluación en campo. En tal sentido la solución planteada indica que un diseño con una sección intermedia conformada de 5 tuberías DP por cada HWDP reduciría los problemas en campo.

I.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

I.2.1 Objetivo General

- ✓ Analizar un nuevo diseño de sarta que permita resolver los problemas durante la perforación de secciones horizontales en el Campo Zuata, Faja Petrolífera del Orinoco.

I.2.2 Objetivos Específicos

- 1) Elaborar una base de datos con información de secciones horizontales.
- 2) Identificar los principales problemas que se presentan durante la perforación de secciones horizontales.
- 3) Analizar mediante el uso del programa Drilling Office X® un nuevo diseño de sarta a ser aplicado en el Campo Zuata.

I.3 JUSTIFICACIÓN

Con esta investigación se pretende analizar las ventajas que presenta un nuevo diseño de sarta de perforación para reducir problemas durante la perforación y alcanzar las longitudes de las secciones horizontales a perforar en el Campo Zuata. Se espera que este estudio no sólo sirva como base para proponer soluciones por parte de Schlumberger Venezuela S.A. al problema de las secciones horizontales del campo mencionado, sino también que pueda extrapolarse en un futuro a los otros campos de la FPO. Es necesario aclarar que al aplicar un nuevo diseño de sarta de perforación, se espera poder alcanzar una construcción más eficiente de los pozos destinados a producir el crudo de la FPO.

Se estima que la inversión para el nuevo diseño sea mínima por sus características propias, y por los posibles resultados sobre la prevención de problemas, lo cual es más económico que corregir los problemas una vez que aparecen durante las

operaciones. El tiempo que se puede ahorrar al reducir la recurrencia de problemas durante la perforación es siempre apreciado y como se conoce en el mundo del petróleo, el tiempo es dinero.

Este estudio representará un valor agregado a los servicios direccionales que ofrece Schlumberger Venezuela S.A., considerando que se han identificado problemas durante la perforación de pozos en el campo mencionado, por lo que resulta necesario buscar alternativas de bajo impacto en las operaciones, tomando en cuenta las características que presenta el cliente Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e implementando soluciones prácticas y rápidas para optimizar las operaciones en el área. El resultado de este estudio será la base para futuras investigaciones en materia de diseño de sarta de perforación y su aplicación en la FPO, lo que permitirá a su vez optimizar las operaciones de perforación direccional, manteniendo así el estatus de Schlumberger como compañía líder de servicios direccionales a nivel mundial.

I.4 ALCANCE

El alcance de este estudio se centrará en analizar operacionalmente un nuevo diseño de sarta propuesto para la perforación de secciones horizontales en pozos del Campo Zuata, basado en una amplia revisión de bibliográfica, la creación de una base de datos con información del área, un estudio de los problemas operacionales durante los últimos tres años, y finalmente mediante la realización de simulaciones que servirán de soporte a los análisis, con lo que se contará con una metodología que podrá ser usada para el análisis de futuros diseños.

I.5 LIMITACIONES

- 1) La disponibilidad y calidad de la información presente en los reportes finales de pozos.
- 2) La incertidumbre de algunos parámetros introducidos en el simulador basados en estimaciones aproximadas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

En la búsqueda se encontraron dos estudios previos relacionados con el área de investigación propuesta.

El primero de ellos fue el estudio realizado por Rivas, V. (2011) que realizó su Trabajo Especial de Grado en la Universidad Central de Venezuela, titulado: **“Optimización de Sarta de Perforación Para Pozos Horizontales”**, en el cual presentó un estudio detallado de cuatro configuraciones de ensamblajes de fondo de las empresas que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.), con la finalidad de disminuir las desviaciones en las secciones horizontales tomando como parámetros a comparar el peso en el gancho del taladro, el máximo peso sobre la mecha permisible y el punto neutro de esfuerzos. El diseño de la investigación fue del tipo Experimental de Campo, en donde a partir de datos suministrados se determinaron los parámetros relevantes que intervienen en el cálculo del peso sobre el gancho. Se concluyó que el peso sobre la mecha es el principal parámetro que influye sobre la tasa de construcción de ángulo de los BHA. También se encontró que el mejor diseño de sarta de perforación recomendado para la F.P.O. era el siguiente: BHA - DP - HWDP - Parejas Híbridas. A partir de esta investigación se respaldaron los resultados encontrados en la base de datos en referencia al diseño de sarta convencional junto con el hecho de que se considerara el peso sobre la mecha como el parámetro más importante a tener en consideración mientras se perfora.

El segundo, fue una presentación del II Foro de Perforación PDVSA-INTEVEP realizada por Santaniello, F. (2008) titulada: **“Transferencia Eficiente del Peso a la Mecha de Perforación en las Secciones Horizontales de los Pozos Productores en el Área de Petrocedeño”**. El área de Petrocedeño presenta características típicas de

la F.P.O. como lo son poca profundidad en los yacimientos, un crudo extrapesado de alta viscosidad, espesores promedio de arena de 40 pies y poca compactación de los granos de las arenas. Se presentaron cuatro procedimientos aplicados para la optimización de la transferencia de peso a la mecha de perforación en el área de Petrocedeño, siendo uno de ellos la *“modificación de la sarta para hacerla más equilibrada”*. La solución planteada por el equipo de Perforación Direccional y el equipo de Ingeniería de perforación fue implementar una sección de tubería híbrida que constaba de ciclos de 5 tubos de DP y un solo tubo de HWDP. Esta configuración continuaba siendo liviana, con la ventaja de que el tubo de HWDP intercalado minimizaba el pandeo. Los autores concluyeron que las modificaciones realizadas en la sarta presentaban mejoras significativas para alcanzar mayores longitudes horizontales en la perforación.

Este último antecedente sirve de apoyo para la utilización del diseño de sarta que se presenta en este Trabajo Especial de Grado, el cual esta conformado por una sección intermedia con componentes de mayor rigidez ajustados a los requerimientos del Campo Zuata.

II.2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL ^[1]

La perforación direccional controlada es definida como el arte y ciencia de desviar un hoyo a lo largo de una trayectoria planificada, desde una ubicación inicial hasta una ubicación objetivo, ambas definidas bajo un mismo sistema de coordenadas.

Generalmente los pozos direccionales comienzan con un hoyo vertical, al llegar a determinada profundidad se desvían, y son finalizados a cientos o miles de pies alejados del punto de inicio.

Con el uso de la perforación direccional se ha logrado acceder a depósitos hidrocarburos que de otra manera sería imposible alcanzar. De igual forma, se ha logrado la construcción de múltiples pozos a partir de una misma plataforma o locación en tierra firme con lo que se permite reducir los costos por barril producido.

II.2.1 Desarrollo Histórico de la Perforación Direccional

Según datos aportados por Schlumberger, la perforación direccional fue utilizada inicialmente para operaciones de remedio, al realizar desviaciones de trayectoria de hoyo o *Sidetracks* cuando se atascaba una herramienta en el hoyo, para regresar el hoyo a la vertical, o en la perforación de pozos de alivio para “matar” pozos fuera de control por reventones.

El interés en la perforación direccional controlada comenzó alrededor de 1929 después de la introducción de nuevas y más precisas formas de medir el ángulo del pozo. En 1930, el primer pozo direccional controlado fue perforado en Huntington Beach, California, USA. El pozo fue perforado desde una locación en tierra firme alcanzando arenas petrolíferas ubicadas costa afuera.

La perforación direccional controlada había recibido publicidad desfavorable hasta que fue usada en 1934 para controlar un pozo cerca de Conroe, Texas, USA. A partir de entonces fue reconocida tanto por compañías como por contratistas.

II.2.2 Aplicaciones de la Perforación Direccional

Las principales aplicaciones de los pozos desviados se resumen a:

- Acceder a localizaciones inaccesibles
- Perforar yacimientos costa afuera desde tierra firme
- Realizar operaciones de desviaciones de hoyo
- Perforar múltiples pozos desde una misma plataforma costa afuera.
- Perforar pozos horizontales y multilaterales
- Construir pozos exploratorios con varios brazos en un mismo hoyo
- Perforar yacimientos bajo domos salinos
- Perforar pozos de alivio
- Perforar pozos de alcance extendido

II.2.3 Perfiles de Pozo

Un perfil de pozo es aquella trayectoria planificada desde la superficie hasta la profundidad final proyectada en dos planos. La información requerida para diseñar un perfil es la siguiente: 1. Coordenada de superficie, 2. Coordenada de fondo, y 3. La profundidad vertical verdadera o *True Vertical Depth* (TVD, por sus siglas en Inglés) del objetivo.

Los perfiles direccionales se caracterizan por presentar variaciones en profundidad, dirección (azimut), e inclinación del hoyo. Los perfiles que siguen una trayectoria en una sola dirección con respecto al norte magnético son considerados perfiles 2D. Por otra parte, los perfiles que adicionalmente presentan variaciones en su dirección a lo largo de la trayectoria son considerados perfiles 3D. Para este estudio, se definió que aquellos pozos que presenten variaciones en dirección (azimut) mayores a 10° serían considerados pozos con perfiles 3D.

II.2.4 Tipos de Perfiles Direccionales

En general, los pozos direccionales pueden ser:

- **Verticales:** son aquellos que no presentan una desviación planificada a partir de la vertical. Estos pozos pueden tener una ligera desviación no mayor de 4 grados. La aplicación de este tipo de perfiles se ha visto reducida al surgir diferentes alternativas.
- **Tipo S:** aquellos pozos compuestos por 4 secciones una vertical, una de construcción de ángulo, una tangente y una caída de ángulo. Este tipo de pozo se perfora para mejorar la eficiencia del pozo y para permitir la búsqueda de pozos fuera de control. También son usados para la perforación de varios pozos desde una misma plataforma.

- **Tipo J:** conformado por una sección vertical, una de construcción de ángulo y una sección tangente hasta el objetivo. Son perforados cuando no se pueden ubicar los equipos de perforación directamente en la superficie de la coordenada objetivo.
- **Horizontales:** dada la importancia que tienen los perfiles direccionales para la investigación se presenta la Figura II.1 donde se muestran las diferentes secciones que conforman un pozo horizontal. Los perfiles horizontales poseen una sección vertical (a), una sección de construcción de ángulo (b), una sección tangencial c), luego una segunda sección de incremento de ángulo (d), y finalmente una sección horizontal (e) que es paralela a los planos de estratificación del yacimiento. Son muy utilizados actualmente ya que aumentan el área de contacto del yacimiento con la cara del pozo en comparación con los pozos convencionales.

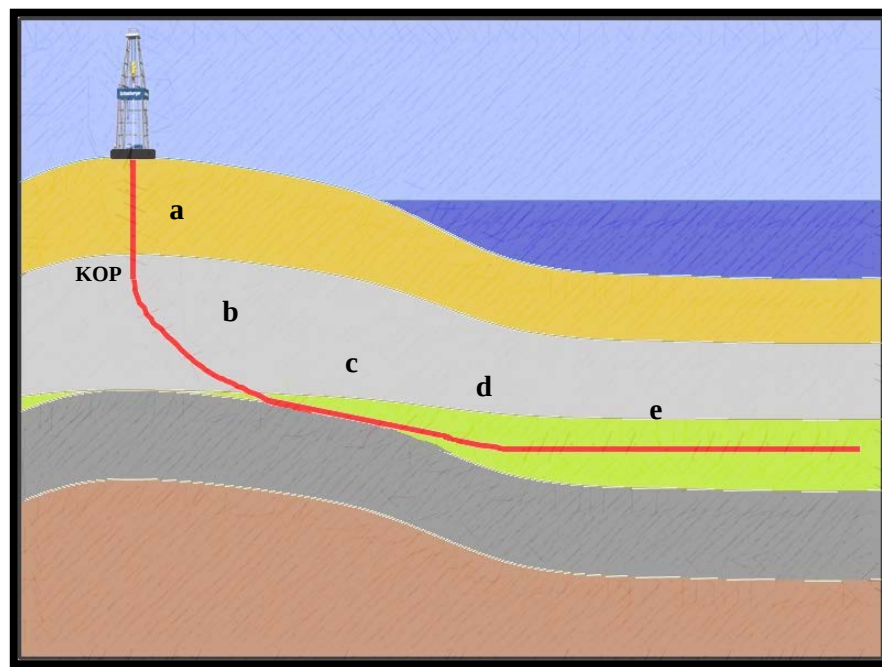


Figura II.1: Secciones que Conforman un Perfil Horizontal.

II.2.5 Tipos de Pozos Horizontales según su Radio de Curvatura

Existen cuatro tipos básicos de pozos horizontales, los cuales dependen del radio de curvatura que se aplica durante la perforación. El radio de curvatura está determinado por la tasa de ganancia de ángulo que se utiliza para pasar desde la vertical hasta la horizontal. La clasificación es la siguiente:

- Radio largo o curvatura convencional: cuentan con un radio de giro de 600 a 2000 pies, una tasa de construcción de ángulo de 1 a 6° cada 100 pies, y una longitud de sección horizontal de 1000 a 6000 pies.
- Radio corto o alta curvatura: cuentan con un radio de giro de 20 a 60 pies, una tasa de construcción de ángulo de 1 a 3° cada pie, y una longitud de sección horizontal de 200 a 700 pies.
- Radio ultracorto: cuentan con un radio de giro de 1 a 2 pies, una tasa de construcción de ángulo de 45 a 60° cada pie, y una longitud de sección horizontal de 100 a 200 pies.

II.2.6 Pozos Multilaterales

Son pozos que cuentan con un hoyo principal a partir del cual se perforan uno o más hoyos secundarios. El objetivo principal para construir este tipo de pozos es reducir la cantidad de pozos perforados en un área al abarcar una mayor área de producción con un mismo pozo. Los hoyos secundarios pueden ser perforados desde una ventana en el Revestidor o a hoyo desnudo directamente de la sección horizontal del hoyo principal.

La Figura II.2 muestra a su lado derecho un pozo del tipo lateral de abanico horizontal, cuyo objetivo es maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión o de petróleo pesado caso similar al de los pozos tipo perforados en el área que abarca esta investigación.

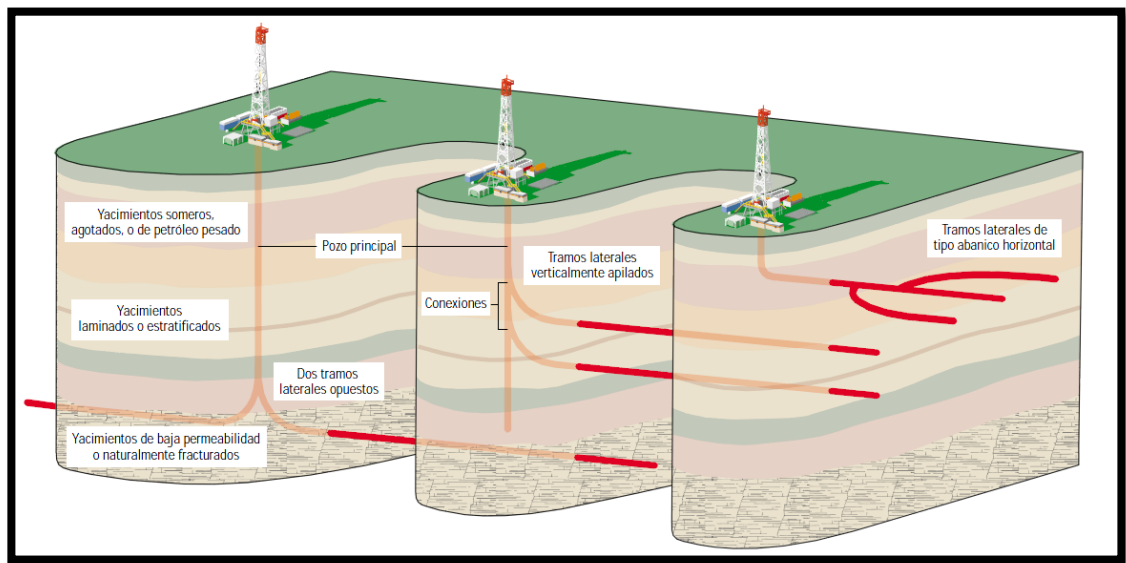


Figura II.2: Posibles Configuraciones de Pozos Multilaterales ^[2].

II.3 HERRAMIENTAS NECESARIAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL ^{[3] [4] [5] [6]}

Existen una serie de herramientas necesarias para poder hacer un hoyo desviado, que se pueden clasificar de la siguiente manera:

II.3.1 Herramientas de Deflexión

Son aquellas que se encargan de dirigir el hoyo en el sentido planificado, entre ellas se encuentran:

II.3.1.1 Mechas de Perforación

También llamada broca o barrena, es de tamaño convencional, su funcionamiento óptimo es la base principal del proceso de perforación, pudiendo tener una configuración de salida del fluido a altas velocidades a través de sus orificios (*Jets*), con uno o dos chorros de mayor diámetro y uno ciego, o dos ciegos y uno de gran tamaño. Existen cuatro tipos de mechas de perforación que se dividen en dos categorías:

- **Mechas de Conos:** actúan bajo la acción de corte y compresión. En esta categoría se ubican las mechas de insertos y las mechas de dientes milados, estas mechas tienen una vida útil de menos de 8 horas perforando. Son las más económicas. Su uso se recomienda para formaciones suaves, causa menos vibraciones, pero como desventaja se puede llegar a perder un cono en el fondo del hoyo.
- **Mechas de Cortadores Fijos:** actúan bajo la acción de cizalla, en esta categoría se encuentran las mechas de diamantes policristalinos y las mechas de diamantes naturales. Proveen más de 8 horas de perforación, son más costosas, pero adecuadas para formaciones duras, su principal desventaja es que causan más vibraciones que las mechas de conos.

En la Figura II.3 se pueden apreciar las diferencias entre las mechas de conos con insertos y una mecha PDC. En general existen diferentes tipos de barrenas, disponibles selectivamente a las operaciones direccionales de perforación, entre ellas las tricónicas, de dientes PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*) y las mechas llamadas “*Bi-Center*”, también llamadas raspadores o ampliadores alados (*Winged Reamers*), que tuvieron su inicio al comienzo de los años 1950’s.

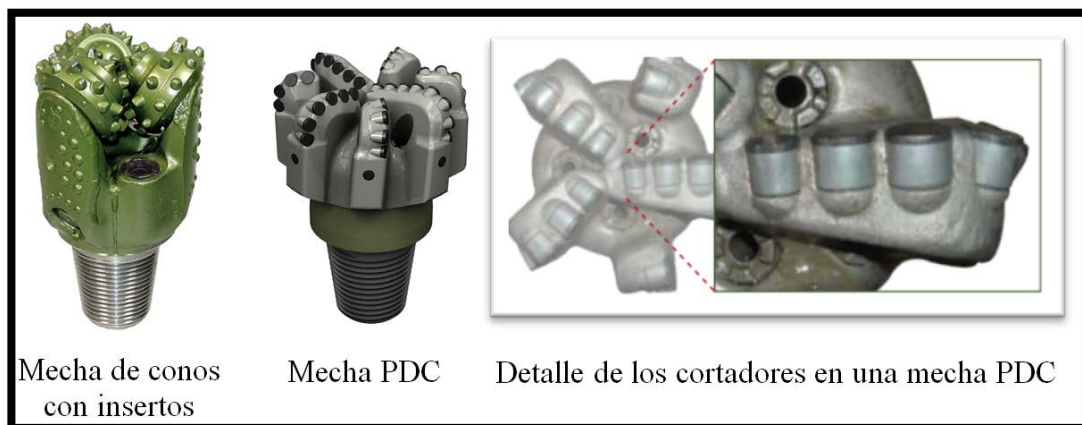


Figura II.3: Mechass Utilizadas para las Operaciones Direccionales ^[3] (Smith Bits 2012).

Para conocer la vida útil de las mechas, se habla de las revoluciones acumuladas que posee la mecha. Por ejemplo, una mecha de conos común cuenta con una vida útil aproximada de 600.000 revoluciones.

II.3.1.2 Técnica de “Jetting”

Con las mechas se puede lograr la desviación de la trayectoria usando la técnica conocida como *Jetting*, en la cual la fuerza hidráulica generada por el fluido de perforación erosiona una cavidad en la formación, lo que permite dirigirse en esa dirección. Es una técnica usada en formaciones no consolidadas.

Las ventajas del *Jetting* se resumen a: la cara de la herramienta o *Tool Face* (TF, por sus siglas en inglés) puede ser orientada de forma más precisa y el registro de datos o *Surveys* puede ser tomado más cerca de la mecha que cuando se usa un motor de fondo. Entre las desventajas se tiene que a profundidades mayores de 2000 ft las formaciones se consolidan lo suficiente para que esta técnica no funcione adecuadamente, también, en algunos casos puede ocurrir una Severidad de Pata de Perro o *Dogleg Severity* (DLS, por sus nombre en Inglés) mayor a la estimada.

II.3.1.3 Cucharas de Deflexión

Son herramientas utilizadas en formaciones de dureza intermedia. El procedimiento de desviación se realiza mediante la orientación del TF del motor, al pasar por una herramienta, previamente orientada en la dirección deseada, que se coloca en el fondo del pozo. Esta técnica es usada para crear ventanas en los revestidores a través de las cuales se construyen brazos adicionales a partir de un mismo pozo.

II.3.1.4 Motores de Desplazamiento Positivo (PDM)

Los motores de desplazamiento positivo o *Positive Displacement Motors* (PDM, por sus siglas en inglés), comúnmente conocidos como “motores de fondo”, son herramientas utilizadas para direccionar el hoyo que se basan en el principio de

convertir la potencia hidráulica (lodo inyectado) en potencia mecánica para hacer girar la mecha, independientemente de si la sarta se encuentra girando o no.

Hoy en día un motor direccional típico consta de una sección para generación de potencia, a través de la cual se bombea el fluido de perforación que hace girar la mecha de perforación, una sección curva o *Bent Housing* de 0° a 3°, un eje propulsor y la mecha adecuada según el caso (ver Figura II.4).

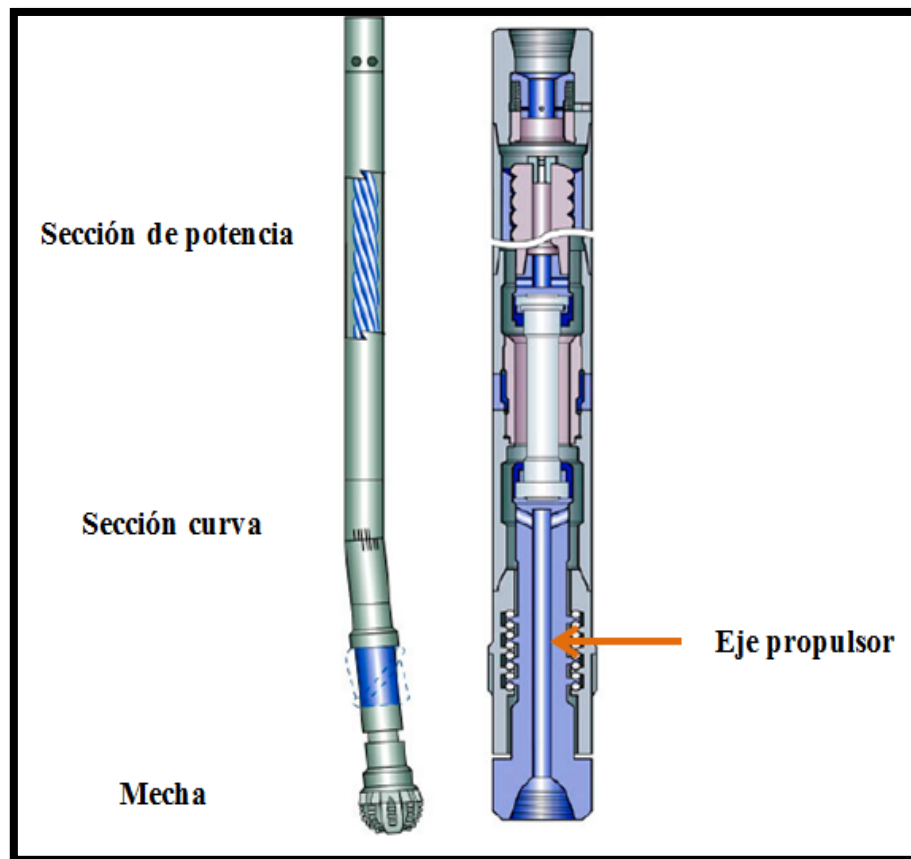


Figura II.4: Secciones de un Motor de Fondo ^[4].

Con los Motores de Fondo se perfora en modo rotando y deslizando, por lo que para direccionar el hoyo, se debe orientar el TF, en el modo deslizando, hacia la dirección en que se desea desviar la trayectoria.

Entre las principales ventajas de la utilización de los PDM, destaca la reducción en los pesos de los componentes de los Conjuntos de Fondo o *Bottom Hole Assembly* (BHA, por sus siglas en inglés), además de la reducción en las vibraciones de la sarta y la prevención del desgaste prematuro en el revestidor.

Las principales desventajas en el uso de este sistema radican en que en los intervalos en que se cambia del modo deslizar al modo rotar se forman los llamados “cuellos de botella” en el sistema, aumentando la tortuosidad resultante (ver figura II.5), además, la perforación en el modo deslizando disminuye la potencia disponible para mover la mecha, lo cual sumado a la fricción de deslizamiento, reduce la tasa de penetración o *Rate of Penetration* (ROP, por sus siglas en Inglés). Por otra parte, el uso de mechas agresivas está limitado ya que las mismas pueden generar grandes fluctuaciones en el torque.

II.3.1.5 Sistemas Rotativos Direccionales (RSS) ^[6]

Los Sistemas Rotativos Direccionales o *Rotary Steerable System* (RSS, por sus siglas en inglés), son sistemas de perforaciones simples y confiables que surgen como herramientas para direccionar un pozo las cuales se mantienen en constante rotación durante la perforación. Se conoce que el 50 % del éxito de la perforación con RSS depende del tipo de mecha utilizada. El requisito principal de consideración es que la mecha no posea jets laterales.

En la Figura II.5 se observan dos trayectorias de pozos perforados pertenecientes a la perforación con motor de fondo (color rojo, curva irregular) asociada a una gran tortuosidad en la trayectoria, y con tecnología RSS (color negro, curva uniforme) asociada a menor tortuosidad acumulada. Entre los beneficios del uso de RSS resalta un hoyo final con menor tortuosidad, además, los sensores que miden la inclinación y el azimut se localizan cercanos a la mecha, por tanto, los datos de la trayectoria y los registros que se obtienen en superficie son de mayor calidad. También, la rotación constante de la tubería hace que los ripios de perforación se remuevan

constantemente y sean transportados efectivamente hasta superficie con lo que se evita que la sarta se atasque, además de facilitar el control direccional.

Por otra parte, la potencia en la mecha no disminuye nunca ya que no se necesita realizar operaciones de perforación en modo deslizando. El control direccional se puede mantener más allá del punto donde el torque y el arrastre hacen que el deslizamiento con un motor resulte poco efectivo. Los beneficios del incremento de ROP en comparación con un motor de fondo convencional han sido demostrados.

En los RSS la variedad de mechas que se pueden usar es mayor que en el caso de los PDM, puesto que el control de orientación de la herramienta es bastante efectivo incluso cuando se utilizan mechas de perforación agresivas.

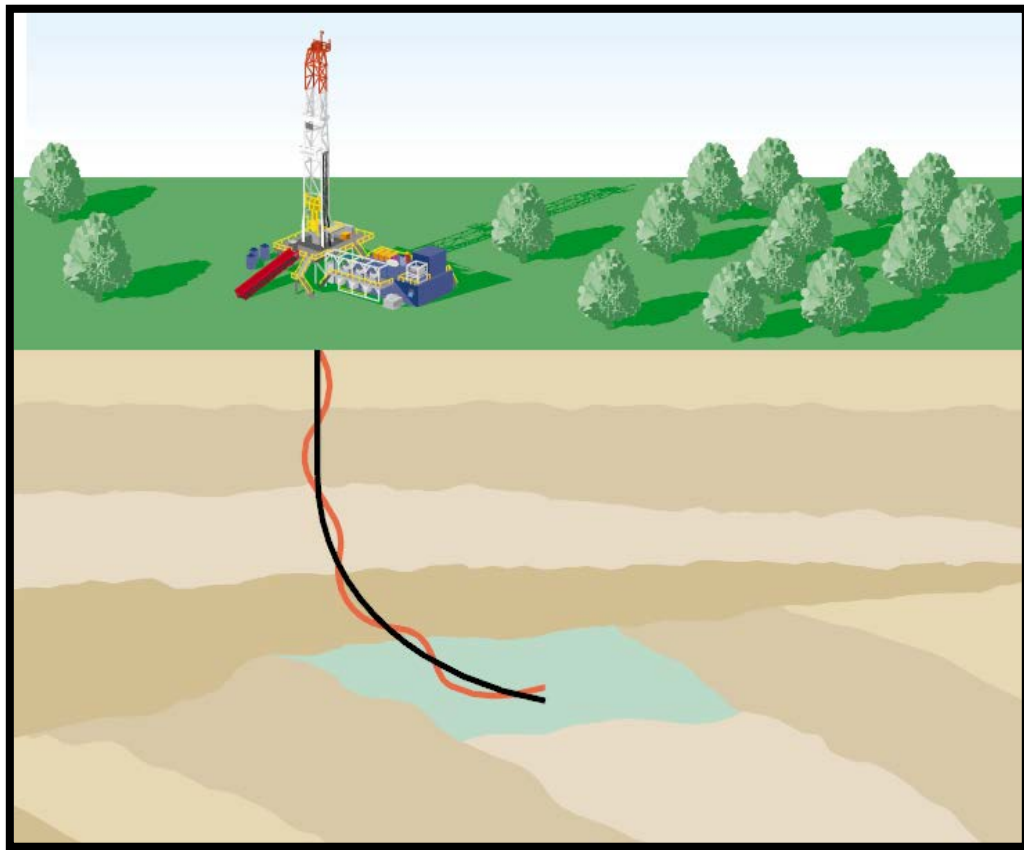


Figura II.5: Trayectorias Reales con Motor de Fondo y con RSS ^[6].

II.3.2 Herramientas de Medición

Son aquellas necesarias para predeterminar la dirección e inclinación del pozo, así como la posición de la cara de la herramienta. Entre ellas:

II.3.2.1 Totco o Péndulo Invertido

Esta herramienta es una de las más elementales y sencillas existentes, con la cual se logra obtener única y exclusivamente la inclinación o desviación del hoyo. La misma consta de tres partes principales:

- **Péndulo:** En posición invertida que descansa sobre un fulcro de zafiro, a fin de permanecer en posición vertical. En su punta superior está conformado por una aguja con punta de acero.
- **Disco:** Marcado con círculos concéntricos, los cuales representan los grados de inclinación del hoyo.
- **Mecanismo de Tiempo (Timer):** Reloj preparado y activado que permite que el instrumento pueda llegar al lugar donde se desee tomar la lectura de inclinación. Un breve lapso de margen dará tiempo para que el péndulo este en posición de descanso al tomar la lectura.

II.3.2.2 Registro de Toma Sencilla (*Single Shot*)

Con este instrumento se registra simultáneamente la dirección magnética del rumbo del pozo sin entubar y la inclinación con relación a la vertical. Usualmente es bajado con guaya, aunque puede ser lanzado dentro de la tubería. Dado que es una lectura magnética, se ve afectada por variaciones en el campo magnético de la tierra y por el acero de la sarta de perforación, por lo que requiere instalarse dentro de una barra que proteja cualquier interferencia magnética, ésta es conocida como k-monel o simplemente monel. Su uso es común en pozos verticales como un medio para constatar la trayectoria del pozo y hacer los correctivos que se requieran.

II.3.2.3 Registro de Toma Múltiple (Multi Shot)

Con esta herramienta se determina la dirección e inclinación del pozo a diferentes profundidades. Debe utilizarse dentro de una barra monel y es ideal para comprobar las lecturas de los registros de toma sencilla y poder hacer las correcciones de la trayectoria a tiempo. El tiempo debe ser programado, a fin que durante un viaje con la tubería a la superficie, puede tomarse varias lecturas y conocer las distintas posiciones de la trayectoria del pozo.

II.3.2.4 Giroscopio (Gyro)

Es una herramienta versátil de toma sencilla y múltiple, que permite de una manera segura obtener la dirección e inclinación del pozo. Sus lecturas de dirección no tienen interferencia por presencia de metales cercanos a ella. Los giroscopios son usualmente corridos sobre un cable conductor, el cual le supe poder y puede ser usado para transmitir las lecturas hacia la superficie. Otros son energizados por batería y son corridos sobre una guaya dentro de un revestidor.

II.3.2.5 Medición al Perforar

Las herramientas *Measuring While Drilling* (MWD, por sus siglas en inglés), miden la inclinación, azimut y el Tool Face del Ensamblaje de Fondo mediante magnetómetros e inclinómetros. Es un control direccional con un complejo sistema de telemetría pozo abajo, que permite continuamente conocer el lugar exacto de la trayectoria del pozo. Estas herramientas envían las señales utilizando para ello pulsos de presión a través del fluido de perforación, y además son sensibles a ruidos o vibraciones, para lo cual es necesario un acoplamiento previo a los equipos de superficie pertenecientes al taladro al momento de realizar la toma de datos.

II.3.2.6 Registro al Perforar

Las herramientas *Logging While Drilling* (LWD, por sus siglas en inglés) son herramientas que permiten obtener información petrofísica de las formaciones que se

atraviesa mientras se perfora. En la década de 1980's, la información de formación disponible incluía herramientas de corta resistividad normal y de rayos gamma naturales. Desarrollos recientes incluyen sensores que miden la velocidad acústica (sónica) de la formación y proveen imágenes eléctricas de formaciones profundas. Este tipo de herramientas casi siempre acompañan a las MWD.

II.3.3 Herramientas Auxiliares

Aquellas que forman parte de la sarta de perforación y en la cual su utilidad y posición en la misma varía dependiendo del uso durante la construcción del pozo. Estas comprenden los estabilizadores, portamechas, moneles, martillos, camisas desviadas (*Bent Housing*), entre otras.

II.4 SARTA DE PERFORACIÓN ^[7]

Es el eslabón que conecta la unión giratoria con la mecha. Actúa como el eje motor que hace rotar la mecha y se encarga de:

- Sacar y meter la mecha en el hoyo.
- Aplicar peso sobre la mecha (WOB) para penetrar en el hoyo.
- Transmitir el torque a la mecha.
- Conducir el fluido de perforación hasta la mecha sin presentar fugas.

La sarta está suspendida debajo del gancho y el bloque viajero por el asa de la unión giratoria. Incluye los siguientes subcomponentes:

- Unión Giratoria
- Cuadrante.
- Tubería de Perforación.
- Ensamblaje de Fondo (BHA).
- Tubería Pesada.

- Barras, Portamechas o Lastrabarrenas.
- Herramientas Especiales.
- Substitutos.
- Estabilizadores.
- Escariador rotatorio.
- Amortiguadores.
- Vibradores (Martillos).
- Motores de Fondo.

Para efectos de esta investigación, se entenderá como sarta de perforación al conjunto de tuberías que conecta el Top Drive con el BHA.

II.4.1 Tubería de Perforación

Comúnmente conocidas como *Drill Pipe* (DP, por sus siglas en Inglés), es un componente esencial en cualquier operación de perforación. Se considera la conexión indispensable para conectar los sistemas de levantamiento, rotación y circulación. Son cilindros huecos, de acero pesado que al conectarse entre sí, en perforación de pozos horizontales conforman la parte media de la sarta, siendo el eslabón entre el BHA y la superficie. Sus principales funciones son:

- Conectar el cuadrante a las barras y éstas a la mecha en el fondo del pozo.
- Permitir que la sarta alcance la profundidad deseada.
- Permitir bajar la mecha y sacarla cuando se haya desgastado.
- Servir de conducto para el paso del fluido de perforación desde la unión giratoria hasta la mecha.
- Conectar el ensamblaje de fondo (BHA).

Las tuberías de perforación también constituyen la mayor parte de la sarta de perforación. Pueden ser: Normal (DP), o Pesada (HWDP).

II.4.1.1 Características de las Tuberías de Perforación

Las tuberías de perforación se fabrican en varios diámetros, pesos, resistencias y longitudes. Generalmente se reconocen por su diámetro interno y externo (ID y OD), peso nominal (en libras por pie) y tipo de rosca.

Los tramos de tubería se unen entre sí por medio de roscas, las cuales están diseñadas para soportar grandes esfuerzos de tensión, enrosque y desenrosque constante, pandeo, torsión y otros esfuerzos que pueden ocasionar fallas en la tubería de perforación.

Por otra parte, la tubería de perforación se conecta y desconecta para viajes en secciones, para facilitar su uso y ganar tiempo. Estas secciones se llaman parejas. El número de tubos en una pareja están determinados por la altura de la torre y el rango de la tubería. Pueden ser de dos (02), tres (03) o cuatro (04) tubos.

La longitud de las tuberías de perforación se clasifica de acuerdo a la Tabla II.1.

Tabla II.1: Rangos de las Tuberías de Perforación ^[7].

Rango I	18 - 22	pies
Rango II	27 - 30	pies
Rango III	38 - 30	pies

Es importante tener en cuenta los siguientes dos conceptos:

- La resistencia mínima al punto cedente es la fuerza necesaria para estirar o comprimir la tubería hasta deformarla permanentemente.
- La resistencia mínima a la tensión es la fuerza necesaria para estirar la tubería hasta partirla.

Otra manera de ordenar las tuberías de perforación es por su condición de acuerdo a la clasificación mostrada en la Tabla II.2.

Tabla II.2: Clasificación de las Tuberías de Perforación Según su Condición ^[7].

Condición	Casi Nuevo	Poco Uso	Mayor Uso
Tipo	Premium	Clase 2	Clase 3

II.4.2 Tubería Pesada

También conocida como “Heavy Weight”, “Heavy Weight Drill Pipe”, “Heavy Wall Drill Pipe” y “Heavy Wate” (HWDP, por sus siglas en inglés), constituye el componente intermedio del ensamblaje de fondo. Es un tubular de pared gruesa, cuya conexión posee las mismas dimensiones que las de tubería de perforación, para facilitar su manejo, pero es ligeramente más larga. La función más importante de la tubería pesada es servir de zona de transición entre las barras y la tubería de perforación, para minimizar los cambios de rigidez entre los componentes de la sarta y, con ello, reducir las fallas originadas por la concentración de flexión cíclica en la conexión de la tubería de perforación. En los pozos horizontales se utilizan generalmente al final de BHA y en la sección intermedia –superior de la sarta de perforación.

Las tuberías pesadas son ideales para pozos con alto ángulo de inclinación porque son menos rígidas que los portamechas y tienen menor contacto con la pared del hoyo. Igualmente minimizan los atascamientos diferenciales.

II.4.3 Portamechas, Barras o Lastrabarrenas

También conocidos como *Drill Collars* (DC, por sus siglas en Inglés). Son tuberías especiales de acero o metal no magnético, pesadas y con paredes de gran espesor. En la perforación de pozos horizontales estas tuberías se colocan al final de la sarta de perforación, esto proporciona el peso suficiente para producir la carga axial requerida por la mecha para una penetración más efectiva de la formación. Sus principales funciones son:

- Proporcionar el peso sobre la mecha para la perforación.
- Permitir el paso del fluido de perforación hasta la mecha.

Los DC se diferencian de la tubería de perforación por su forma, peso y el esfuerzo que resisten. Los DC no tienen cuellos en sus extremos. Su peso depende de tres factores: longitud, diámetro interno y externo. Usualmente tienen una longitud de 30 pies, espesores de pared de 3-1/2" o más y pueden pesar alrededor de tres (03) toneladas.

II.4.4 Estabilizadores

Se utilizan en el ensamblaje de fondo para estabilizar la sarta durante la perforación. Sus funciones principales son:

- Incrementar la tasa de penetración; evitan que la sarta se recueste del pozo permitiendo mayor peso sobre la mecha.
- Reducir la fatiga en las conexiones al reducir el pandeo de la sarta.
- Reducir la pega de la sarta al mantener el BHA alejado de las paredes del hoyo.
- Prevenir cambios bruscos de ángulo en el hoyo al aumentar la rigidez del ensamblaje de fondo.
- Mantener el BHA centrado en el hoyo minimizando la desviación del mismo y obteniéndose hoyos mejor alineados.

II.4.5 Parejas Híbridas

Una pareja híbrida es la unión de una HWDP arriba de dos DC, generando una pareja con la facilidad de manejo en taladro comparada con una pareja de HWDP pero con el beneficio de proveer mayor peso a la sarta por cada pareja introducida en el hoyo. Estos arreglos se realizan dependiendo de las parejas de tubería que puede almacenar cada taladro en su planchada. No se planifican parejas completamente de DC debido a que éstas no tienen cuello para ser agarrado con los levantadores. Se recomienda

que estas parejas no pasen de zonas con inclinaciones mayores a 60°, por lo que generalmente se encuentran en la sección superior de la sarta de perforación

II.4.6 Ensamblaje de Fondo (BHA)

Es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la mecha y la tubería de perforación. Este conjunto de equipos son diseñados con el objetivo de ayudar a mantener la trayectoria, buena calidad del hoyo, aplicar peso sobre la mecha, minimizar las vibraciones y atascamientos de tuberías.

Para el caso de la F.P.O. el BHA está compuesto por Tubería Pesada, Portamechas y Herramientas Especiales entre los que se encuentran: substitutos, estabilizadores (*Stabilizers*), escariador rotatorio, amortiguadores, vibradores o martillos, herramientas MWD/LWD y motores de fondo.

II.5 TEORÍA SOBRE BHA ^[8]

Una vez que la deflexión y dirección del pozo iniciales (por ejemplo, en el *KOP*) han sido alcanzados por la mecha / motor /substituto de inclinación, el resto del pozo (aparte de las corridas de corrección) es perforado usando técnicas convencionales de perforación rotatoria. Básicamente hay tres tipos de BHA, para construir, mantener y tumbar ángulo, para efectos de esta investigación, todas las sarts de perforación revisadas cumplen con la condición de diseñarse pensando en la construcción de ángulo. A continuación se encontrará mayor información al respecto:

II.5.1 Fuerza Lateral

Todo BHA causa una fuerza lateral en la mecha (ver Figura II.6) que resulta en un incremento en la inclinación del hoyo (fuerza lateral positiva – efecto *fulcrum*), en cero cambios en la inclinación (fuerza lateral neta 0 - BHA rígido) o una caída de la inclinación (fuerza lateral negativa - efecto péndulo). Adicionalmente, los cambios en la dirección del hoyo (desplazamiento de la mecha) pueden ser minimizados o

incrementados por parámetros de perforación específicos del BHA. Como regla a mayor WOB aplicado, mayor será el efecto sobre el BHA para cambiar la dirección.

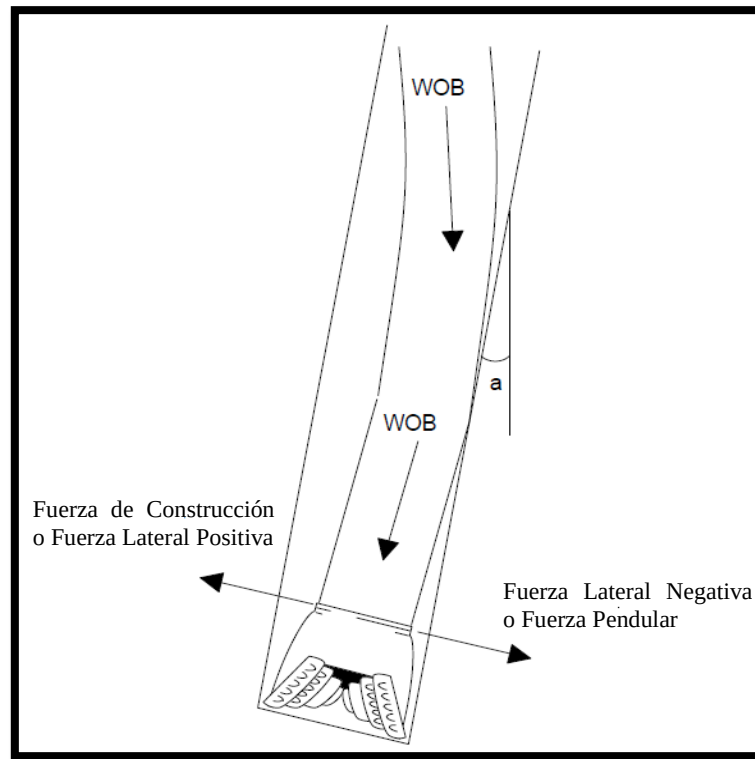


Figura II.6: Fuerzas Laterales sobre el BHA ^[8] (Mod. Vargas).

II.5.2 Rigidez

Casi todos los componentes de perforación usados en un BHA pueden ser considerados como cilindros huecos (Figura II.7). Su rigidez puede ser fácilmente calculada de la forma que se verá a continuación:

$$\text{Coeficiente de rigidez} = E \times I \dots\dots\dots \text{Ec.1}$$

Dónde:

E = Modulo de Young (lbs/pulg²)

I = Momento de Inercia (pulg⁴)

$$\text{Momento de Inercia } I = \pi (OD^4 - ID^4)/64 \dots\dots\dots \text{Ec.2}$$

Dónde:

OD = Diámetro Externo (pulgadas)

ID = Diámetro Interno (pulgadas)

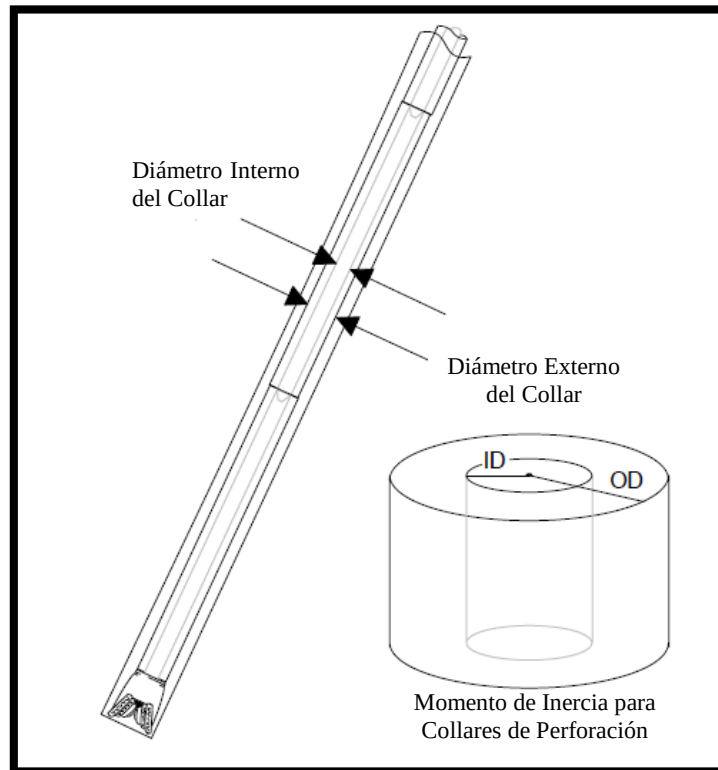


Figura II.7: BHA como un Cilindro Hueco ^[8] (Mod. Vargas).

El coeficiente de rigidez es una medida cuantitativa para evaluar la rigidez de los collares. Una pequeña disminución en el OD en un collar aumenta en gran medida la flexibilidad del mismo.

Es muy importante al diseñar un BHA tomar en cuenta la rigidez del collar. Si una herramienta MWD debe usarse junto a la mecha es absolutamente esencial conocer la rigidez del collar MWD. De lo contrario la severidad real alcanzada de la pata de perro puede ser muy distinta de la esperada.

II.5.3 Ubicación de los Estabilizadores en los BHA

A mayor inclinación del hoyo, mayor es la fuerza pendular. Si aplicamos una carga axial (WOB), una fuerza positiva es introducida (doblamiento). Este es el principal modo de controlar el incremento de ángulo que tienen los perforadores direccionales. Generalmente, entre más cerca se coloquen los estabilizadores de la mecha, mayor será el efecto que tendrán estos sobre el comportamiento del BHA.

Los BHA con un único estabilizador no son normalmente utilizados, debido a que es más confiable correr un BHA con dos o más estabilizadores, cuyo comportamiento y resultados suelen ser más predecibles y mejores.

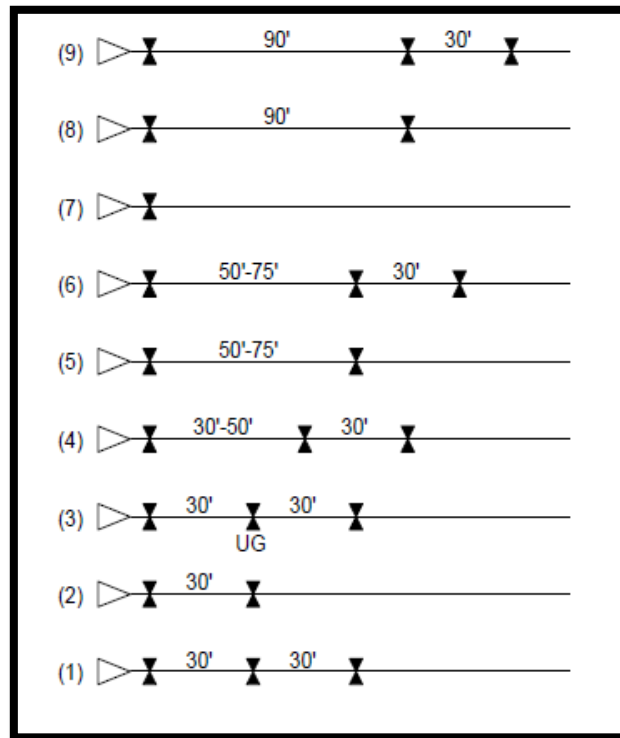
Para BHA's con dos estabilizadores, es común correr un estabilizador adyacente a la mecha (*near-bit stabilizer*) y el segundo estabilizador a cierta distancia del primero. En estos casos, el segundo estabilizador incrementa las fuerzas laterales negativas, haciendo que el BHA tenga mayor estabilidad al momento de incrementar ángulo (usando fuerzas laterales positivas).

En el caso de la utilización de un tercer estabilizador, las fuerzas laterales se ven incrementadas al mismo tiempo que la estabilidad de la sarta es mayor. El uso de un tercer estabilizador en la sarta incrementa la protección a las herramientas MWD / LWD.

No es recomendable el uso de más de tres estabilizadores debido a incremento en el torque durante la perforación, por lo que éste valor se considera el límite aceptable cuando sea necesario minimizar el contacto del BHA con la formación (p.ej. cuando se tienen problemas de pegas diferenciales).

II.5.4 BHA Para Construir Ángulo (*Build Up*)

La Figura II.8 muestra ejemplos de BHA comúnmente usados para elevar la inclinación. Tasas de construcción de ángulo del orden de 5°/100' pies y mayores son posibles con el BHA No. 9 dependiendo de la geología, inclinación, diámetro del hoyo, diámetro del DC y los parámetros de perforación.

Figura II.8: BHAs Para Construir Ángulo ^[8].

El BHA No. 3 es usado en un conjunto de elevación medio, dependiendo del desgaste del estabilizador central y de cómo responde el BHA debido al peso, para cualquier BHA tipo *Build Up* (B'UP), el estabilizador cerca de la mecha tiene que ser de calibre total, mientras menor sea el tamaño del hoyo, mas critico se hace.

La tasa de aumento de la inclinación (tasa de *Build Up*, en °/100 pies) es muy importante. Una tasa máxima segura es cerca de 5°/100 pies. Si la tasa de la curvatura del hoyo es alta y ocurre a una profundidad somera, se pueden formar “Ojos de llave” mientras se perfora en la curva. Si la curva está revestida, el Revestidor o *Casing* puede desgastarse mientras se perfora la parte inferior del pozo. El desgaste es causado por la rotación de la tubería de perforación en tensión pasada el área de alta curvatura.

Muchas empresas operadoras aceptaran una máxima severidad de pata de perro de 3°/100 pies (o incluso menos). Es importante conocer de la Operadora el límite aceptable en la tasa de B'UP. La rigidez efectiva de un DC aumenta cuando los r.p.m. aumentan, esto conduce a una tasa reducida de B'UP.

Al incrementar la inclinación se hace más fácil incrementar ángulo. Por tanto, cuando un MWD es disponible, se aconseja correr un registro por cada tubo durante la fase B'UP. Esto permite al Perforador Direccional evitar patas de perro indeseables e innecesarias. Podría ser necesario reducir el peso sobre la mecha y/o iniciar un repaso o *Backreaming* del hoyo cuando ocurra una aceleración de la tasa de B'UP.

II.6 ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE (T&D) ^[9]

Mediante la aplicación de análisis de torque y arrastre se pueden identificar soluciones y planificar mejor la construcción de los pozos además de evitar problemas de hoyo y determinar los requerimientos de ciertas acciones durante la perforación.

El torque es la fuerza necesaria para hacer rotar la sarta en el agujero, el torque se mide como unidad de fuerza por longitud (lbf x pie, en unidades del sistema Inglés). El torque máximo de superficie es el valor que el *Topdrive* o *Kelly* soportan. Valores excesivos de torque pueden hacer que el *Topdrive* se trabe, lo cual puede resultar en daños al mismo.

Por su parte, el arrastre es la resistencia axial que se opone al movimiento, el cual se genera debido a la interacción entre la sarta de perforación y la formación. El arrastre normalmente es medido en términos de fuerza (lbf), en unidades del sistema Inglés.

Las fuerzas de Torque y arrastre son causadas por tres mecanismos diferentes:

- a) Peso de la tubería en el lado bajo del hoyo
- b) Tensión relativa a fuerzas generadas en secciones con patas de perro creadas por construir, girar y tumbar ángulos

- c) Factores de Fricción entre la sarta y las paredes del agujero

II.6.1 Medidas para Controlar el Torque ^[10]

Muchas medidas pueden ser implementadas, entre ellas:

- 1) Optimizar la trayectoria del pozo, minimizando la tortuosidad del mismo.
- 2) En hoyo revestido puede reducirse el torque con el uso de protectores de sarta no rotarios, mientras que en el hoyo desnudo se puede lograr con sustitutos que involucren una manga sin rotación montada sobre rodamientos.
- 3) Incrementar la lubricidad del lodo con el uso de aditivos lubricantes. En lodos base aceite, al incrementar la relación aceite-agua se puede aumentar la lubricidad.
- 4) Empleando altas concentraciones de material fibroso anti pérdidas, se pueden lograr reducciones ya que este material forma una cama de baja fricción en la parte inferior del pozo.

II.6.2 Fricción

En operaciones de perforación de secciones horizontales, la sarta en su mayor parte se mantiene en compresión con el fin de avanzar en la perforación. Durante toda la longitud del hoyo que se ha perforado la interacción entre la sarta y las paredes del mismo, crean fuerzas en dirección contraria al movimiento de la sarta que limitan el peso efectivo que recibe la mecha de perforación, ocasionando por tanto reducciones en la cantidad de WOB efectivo disponible para perforar, y en algunos casos limitando la capacidad de continuar avanzando.

Nótese en la Figura II.9 que la dirección de la fricción es siempre opuesta a la dirección de movimiento del cuerpo.

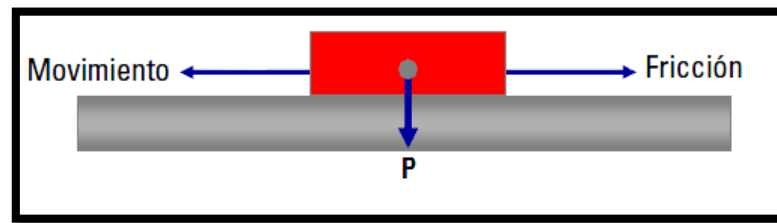


Figura II.9: Fuerza Generada por la Componente de Fricción ^[9].

II.6.2.1 Factor de Fricción ^[9]

El factor de fricción o *Friction Factor* (FF, por sus siglas en inglés), se define como la relación de fuerza requerida para mover un objeto, dividida por la fuerza lateral entre el objeto y la superficie en la cual está descansando.

El FF se ve afectado por múltiples motivos, que incluyen la composición de la formación, tipo de lodo, material del que está compuesta la sarta, propiedades del lodo, etc. La Figura II.10 muestra los rangos asociados a los factores de fricción para cada tipo de lodo, cuando se está rotando y cuando se está deslizando. Es notable la reducción de los FF cuando es utilizado un lodo base aceite durante la perforación.

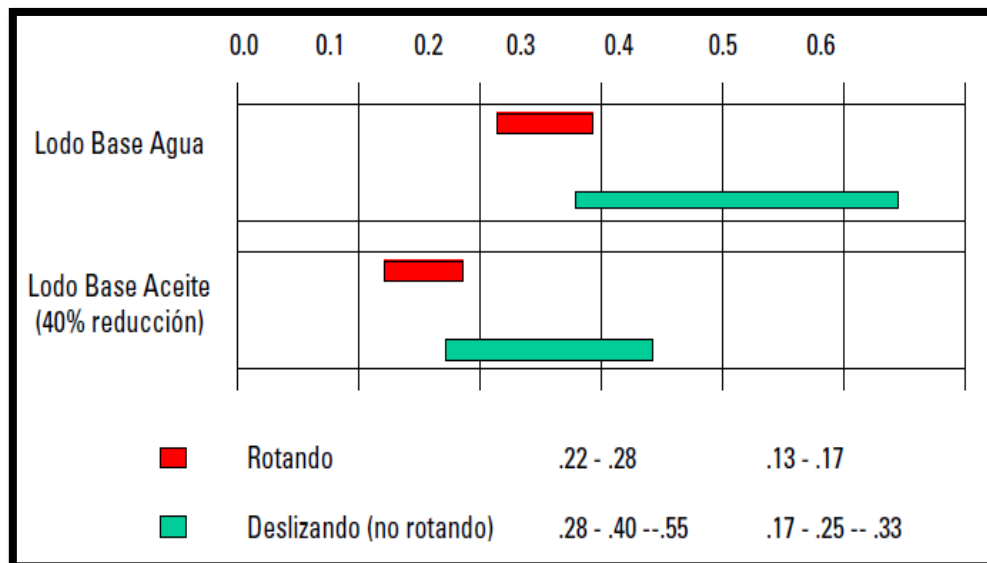


Figura II.10: Factores de Fricción en Lodo Base Agua y Base Aceite ^[9].

El FF es siempre menor a la unidad y se puede presentar de alguna de las siguientes maneras:

- a) **Fuerzas de Arrastre:** se presenta sólo cuando la sarta se mueve a lo largo de su eje axial, es decir cuando se desliza.
- b) **Torque por Fricción:** generado por la rotación de la sarta.
- c) **Combinación de Ambos:** torque y arrastre, por ejemplo cuando se está repasando el hoyo.

II.6.3 Esfuerzos de Von Misses ^[9]

Los esfuerzos de *Von Misses* nos dan la cantidad total de esfuerzos en la sarta de perforación al combinar esfuerzos axiales, de doblez y torsionales.

$$\text{Esfuerzos de Von Misses} = \sqrt{((\sigma_{axiales}) + (\sigma_{flexión})^2 + (3\sigma_{torsión}^2))} \dots\dots \text{Ec. 3}$$

Dónde:

σ Torsión = Esfuerzo debido a la torsión (lpc).

σ Axiales = Esfuerzo debido a la tensión o compresión (lpc).

σ Flexión = Esfuerzos debidos a la flexión (lpc).

El Instituto Americano del Petróleo (API) recomienda que el máximo esfuerzo al que la sarta se someta deba estar por debajo del 90% del punto cedente del material.

II.6.4 Peso Máximo en el Gancho ^[10]

Es la capacidad límite que posee un taladro para levantar o acarrear cargas. Si hay arrastre excesivo, existe una alta probabilidad que los límites de funcionamiento del taladro sean alcanzados, pudiendo resultar en una situación de pega de tubería que no se pueda resolver fácilmente.

II.6.5 Medidas para Controlar el Peso Sobre el Gancho (Arrastre) ^[10]

- 1) Al igual que con la reducción del torque, el uso de un perfil de pozo optimizado, buena lubricidad del lodo y el uso de protectores de tubería de perforación pueden reducir el arrastre.
- 2) Si existe posibilidad de pandeo de tubería a consecuencia de los altos niveles de arrastre, se debe considerar la optimización del BHA de la sarta en función de reducir la severidad del pandeo.
- 3) Colocar los collares de perforación y tubería extrapesada en, o cerca de la sección vertical, además de proveer un mayor peso a la sarta y facilitar el avance de la perforación.
- 4) Una buena limpieza de hoyo para remover los ripios, puede mejorar temporalmente la habilidad para deslizar la sarta en pozos direccionales.
- 5) En términos de reducción de arrastre, la rotación de la sarta remedia todos los problemas.
- 6) El uso de un sistema de perforación rotatoria RSS que permita el control de la orientación del hoyo sin necesidad de detener la rotación de la sarta, incrementaría la eficiencia en la perforación.
- 7) El perforador direccional debe saber lidiar con situaciones de pegas de tubería, y entender como las acciones que haga en superficie cambiarán las fuerzas en toda la sarta y en el punto de pega.

II.6.6 Factores que Contribuyen a las Fuerzas Laterales

Los factores son: peso, tensión, rigidez, pandeo, vibración dinámica e hidráulica. A continuación se describen en detalle los primeros cuatro por ser los más importantes:

II.6.6.1 Peso de la Sarta ^[10]

El peso depende de la densidad del material del que está hecha la sarta de perforación y de sus dimensiones. En general, los pesos de las tuberías van desde el más ligero en la tubería de perforación convencional, pasando por los HWDP, hasta llegar a los DC siendo éstas las más pesadas.

Como se observa en la Figura II.11, el peso tiende a llevar la sarta de perforación a la parte baja del hoyo. También a medida que la inclinación aumenta, la componente normal del peso de la sarta crece al acercarse el vector Fuerza Lateral, a la dirección del peso. Tuberías de perforación ligeras deben ser usadas para tener menor cantidad de fuerzas laterales en pozos con alta inclinación.

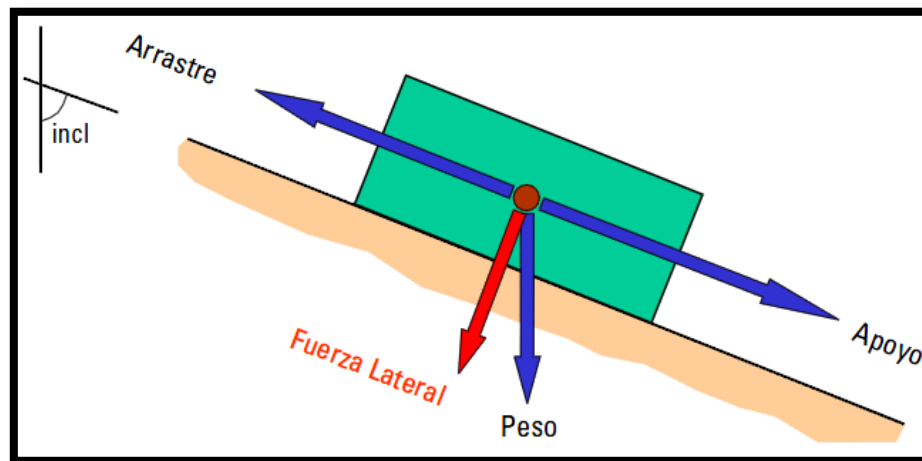


Figura II.11: Componente del Peso y Fuerzas Laterales ^[9].

El cálculo de las fuerzas laterales, de arrastre y torque se realiza de la siguiente manera

$$FL = W \times \text{Sen}(\theta) \dots \dots \dots \text{Ec.4}$$

$$\text{Arrastre} = FL \times \mu \dots \dots \dots \text{Ec.5}$$

$$\tau = FL \times \mu \times r \dots \dots \dots \text{Ec.6}$$

Dónde:

FL = Fuerza Lateral, klb.

W = Peso del componente, lb.

θ = Ángulo de Inclinación, radianes.

μ = Factor de Fricción, pulgadas.

τ = Torque, lbf x pie.

r = Radio del elemento, pulgadas.

II.6.6.2 Tensión y Severidad de Pata de Perro ^[9]

La tendencia natural de la sarta de perforación es a mantenerse recta. Para doblar una tubería, la interacción entre la sarta y el hoyo genera una fuerza lateral en varios puntos de la sarta de perforación, lo que causa que la sarta se doble. En la Figura II.12, se observa que en una sección de construcción de ángulo, las componentes tensiles y las componentes del peso trabajan en diferentes direcciones, mientras que en la sección de reducción de ángulo actúan en la misma dirección. Esto ocurre debido a que la tensión es una fuerza de reacción que intenta devolver la sarta de perforación a su estado inicial. La componente tensil de la Fuerza Lateral es la razón por la cual los pozos tipo S ocasionan problemas de Torque y Arrastre.

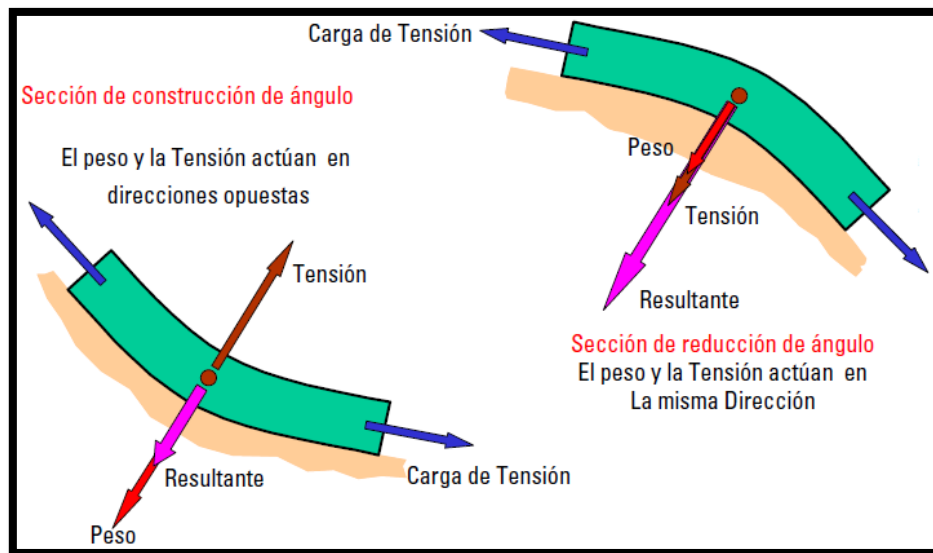


Figura II.12: Componente Tensil de las Fuerzas Laterales ^[9].

La severidad de pata de perro es el cambio del ángulo de perforación en la trayectoria. Normalmente se expresa en grados por cada cien pies ($^{\circ}/100$ pies). Una alta severidad de pata de perro generará altos valores de fuerzas laterales, por lo que se hace imprescindible que se planifiquen los pozos con baja severidad de pata de perro.

II.6.6.3 Rigidez ^[10]

La rigidez en los componentes de la sarta de perforación reduce la tendencia al pandeo de los tubulares. Si la sarta es forzada a doblarse en una curva dentro del hoyo, existirá una fuerza resultante que actuará en el hoyo desnudo. Esta fuerza aumenta la cantidad total de fuerzas laterales presentes durante la perforación.

II.6.6.4 Pandeo ^[10]

El pandeo o *Buckling* es un importante factor a considerar en pozos desviados debido a las grandes fuerzas compresivas a las que están sujetos los componentes de la sarta de perforación y los demás tubulares como las herramientas de cañoneo, tuberías de producción, colgadores, entre otros. Muchas operaciones durante la perforación pueden presentar situaciones de pandeo. Este fenómeno está relacionado con el torque y arrastre y su aumento se refleja en el doblez de las tuberías producto de los esfuerzos a los que es sometida la sarta de perforación.

En la Figura II.13 se observa que cuando es superado el punto crítico de pandeo, la tubería adopta una forma sinusoidal, deformándose a lo largo del lado inferior del pozo. Si las cargas compresivas siguen aumentando hasta superar el Punto de Pandeo Helicoidal Crítico, la sarta no podrá mantener su condición sinusoidal y se doblará en forma helicoidal. En este punto un aumento dramático de fuerzas laterales atascará la sarta, por lo que este tipo de eventos deben ser evitados al máximo.

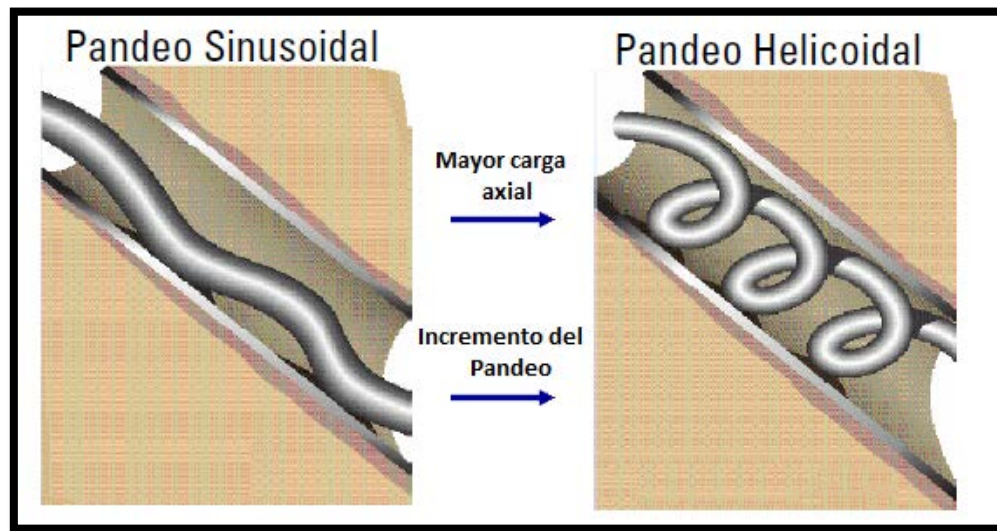


Figura II.13: Pandeo Sinusoidal y Helicoidal en el Hoyo ^[10] (Mod. Vargas).

La magnitud del punto de pandeo helicoidal para pozos con altos ángulos de inclinación es bastante elevada, por lo que el pandeo helicoidal es poco frecuente. Lo que necesita ser cuantificado es el incremento en el pandeo sinusoidal y el incremento asociado a las fuerzas laterales.

Existen dos puntos claves para comprender las características del pandeo:

- a) **Inclinación Crítica:** es el ángulo sobre el cual la tubería de perforación requiere fuerza para ser introducida en el hoyo. En general, un menor ángulo de inclinación reduce el arrastre, pero permite un mayor pandeo debido a un soporte reducido en la parte baja del pozo, mientras que, un mayor ángulo de inclinación incrementa el arrastre, pero disminuye las posibilidades de pandeo.
- b) **Efectos al introducir tubería en el hoyo:** cuando se introduce la tubería en el hoyo, la fricción de éste con la sarta puede llegar a comprimirla. Si esto sucede, es muy probable que aparezca un evento de pandeo.

Para pozos largos y desviados es importante considerar los efectos de pandeo durante la fase de planificación y diseño, debido a que si esto ocurre, la tubería pierde la capacidad de transmitir peso efectivamente a la mecha, disminuyendo la capacidad de dirigir la sarta.

II.6.7 Tortuosidad del Hoyo ^[10]

Es la distancia acumulada a la cual el hoyo se desvía de su trayectoria planificada. Para pozos ya perforados, es el cambio total en las patas de perro, incluso si es una disminución. En general, a medida que aumenta la longitud del hoyo, mayor será la tortuosidad. Como se puede observar en la Figura II.14, la tortuosidad real siempre es mayor que la planeada, sobre todo en pozos con largas secciones tangentes y horizontales, debido a que es difícil mantener en cero la severidad de la pata de perro.

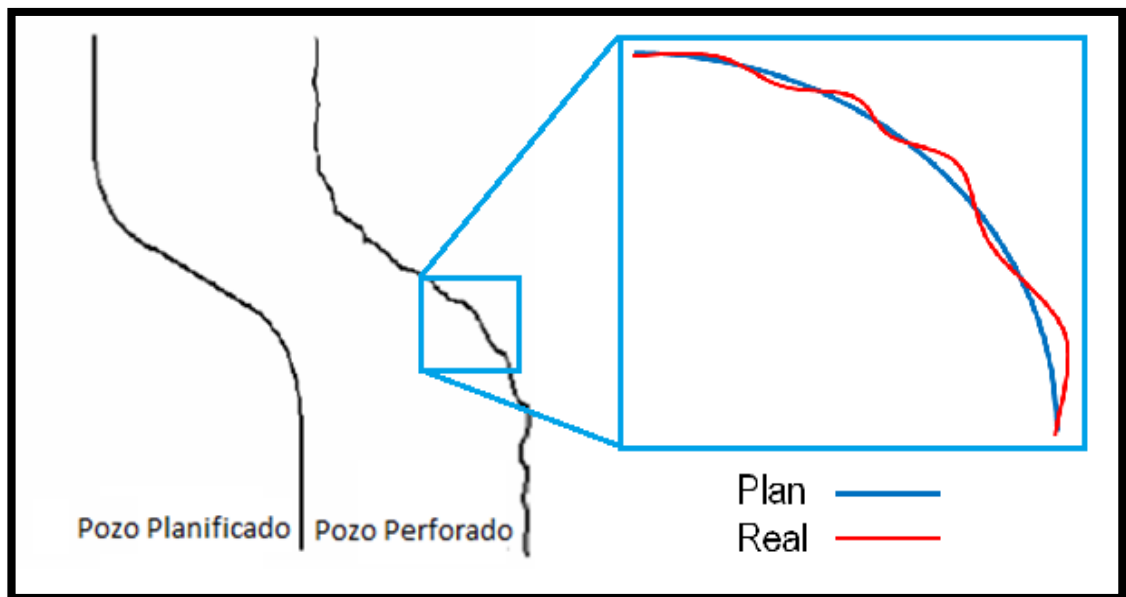


Figura II.14: Variaciones entre el Hoyo Planificado y el Hoyo Real ^[10] (Mod. Vargas).

II.6.8 Planificación de la Sarta

Para la perforación de las secciones horizontales, generalmente se planifica introducir una cantidad de DP igual a la longitud de la sección horizontal planificada. Si por alguna razón durante la perforación se registra una disminución del peso del gancho por debajo del peso del bloque, se procede a introducir parejas de tubería HWDP las cuales proveen mayor peso en la vertical que los DP.

Si se introducen parejas de HWDP antes de lo planeado, será necesario hacer un rearrreglo de tuberías o *Pipe Swap* con la finalidad de introducir las parejas que faltan y completar la perforación de la sección horizontal planificada. El *Pipe Swap* se realiza cuando la sarta no está transmitiendo suficiente peso a la mecha. La necesidad de realizar *Pipe Swap* se evidencia cuando se intenta deslizar y la sarta no responde, en algunos casos se observa en el Martin Decker que se está aplicando parte del peso del gancho sobre la sarta, y aun así la sarta no responde adecuadamente, además, de verse una caída en la ROP y una pérdida en la trayectoria del plan previamente fijada. Este proceso requiere una inversión de tiempo de operaciones que aumenta el total acumulado. Si se logran evitar los *Pipe Swap* no planificados se puede ahorrar un tiempo significativo durante las operaciones.

II.6.9 Recomendaciones para el Diseño de Sarta en Pozos Horizontales ^[10].

La Figura II.15 muestra las diferentes secciones de una sarta direccional recomendada según la experiencia de Schlumberger para pozos horizontales. La figura resume las funciones, características y condiciones deseadas. Resalta el que se recomienda colocar las tuberías livianas (DP) en la sección horizontal del hoyo mientras que las tuberías más pesadas (HWDP, DC) se deben ser utilizadas en la sección vertical del hoyo, justamente para proveer mayor peso durante la perforación.

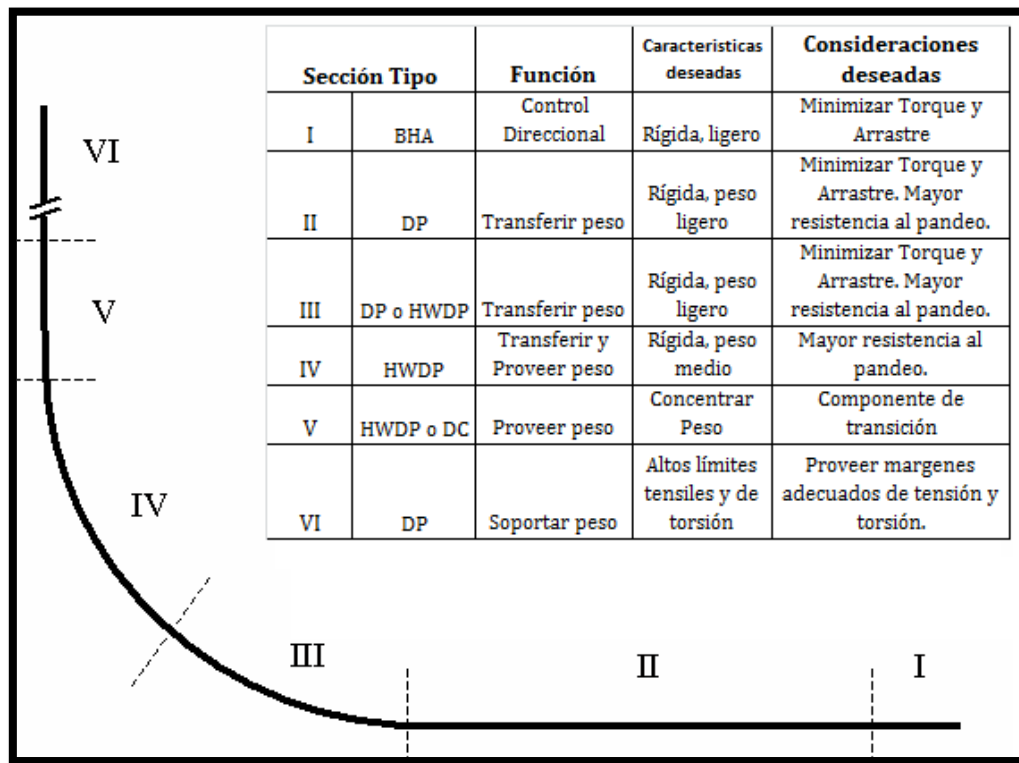


Figura II.15: Consideraciones para el Diseño de Sartas de Perforación ^[10] (Mod. Vargas).

II.6.10 Recomendaciones Para el Diseño de BHA en Pozos Horizontales

Se recomienda hacer el BHA lo más sencillo posible, minimizando la cantidad de componentes. Por encima del motor es suficiente utilizar un estabilizador (de menos diámetro que el hueco) a menos que se tenga la posibilidad de tener pegas diferenciales. Tres o cuatro estabilizadores, incluyendo el *near bit* (cerca de la mecha), son suficientes para diseñar un ensamblaje convencional para perforar manteniendo la inclinación en la sección horizontal.

II.7 FLUIDOS DE PERFORACIÓN ^[11]

Los lodos o fluidos de perforación son aquellos utilizados durante las labores de perforación de un hoyo. Este término está restringido a los fluidos que son circulados a través del hoyo y que poseen características físicas y químicas apropiadas para

poder cumplir con los requisitos mínimos de eficiencia, limpieza y seguridad durante la perforación de un hoyo.

II.7.1 Clasificación

Existen tres tipos básicos de fluidos de perforación que se circulan durante la perforación del pozo, los fluidos de perforación 100 por ciento líquidos, los fluidos compuestos por una mezcla entre líquidos y gases, y los fluidos compuestos en su totalidad por gases. Una representación gráfica de esta clasificación se puede observar en la Figura II.16

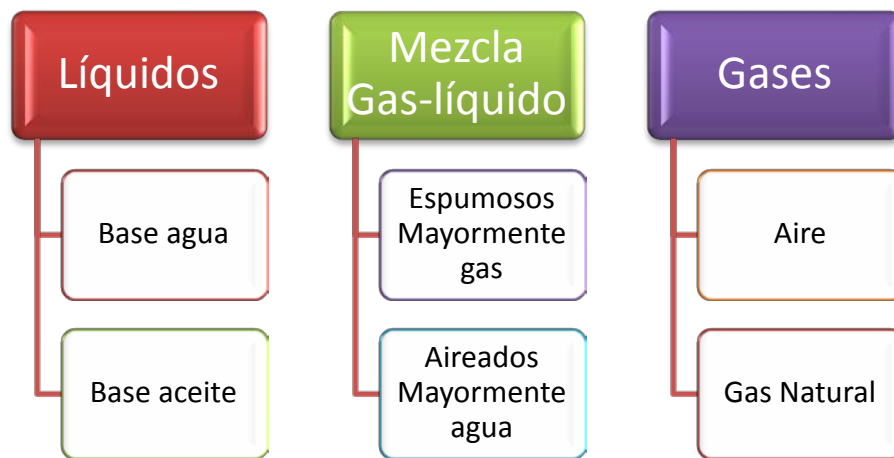


Figura II.16: Clasificación de los Fluidos de Perforación.

II.7.1.1 Fluidos de Perforación Líquidos

Se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Lodos Base Agua:** la fase continua es el agua y es el medio de suspensión de los sólidos. Es ideal para perforar en zonas de bajas presiones de formación y libre de problemas. El agua es abundante, económica pero es muy sensible a contaminaciones. Puede ser: agua dulce y/o agua de mar.
- **Lodos Base Aceite:** la fase continua es aceite y es el medio de suspensión de los sólidos. Es usado cuando se perforan zonas arcillosas porque controla y previene la hidratación de arcillas y lutitas.

II.7.1.2 Fluidos de Perforación Gaseosos o Mezcla de Líquidos y Gas

Este sistema tiene que ser cerrado para mantener la presión. Presentan el inconveniente de utilizar compresores para generar los volúmenes de aire/gas requeridos, pero tienen la ventaja de minimizar el daño a la formación y lograr altas tasas de penetración.

II.7.2 Funciones de los Fluidos de Perforación

La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son dos de las funciones más importantes. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Minimizar los daños a la formación.
- Enfriar, lubricar y apoyar la mecha y el conjunto de perforación.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la mecha.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y la completación.
- Minimizar el impacto al ambiente.

II.7.3 Lodos Densificados con Carbonato de Calcio

El carbonato de calcio es un aditivo que se utiliza para densificar lodos de perforación. El lodo de carbonato de calcio presenta un menor filtrado frente al

obtenido con el lodo densificado con barita. Esto se explica ya que el carbonato de calcio posee propiedades de control de filtrado, gracias a que es agente puenteante. Debido a la densidad de la Barita 4,2 lpg, al preparar lodos base agua dulce es más rentable utilizar este aditivo. Adicionalmente, este permite que los sistemas alcancen una densidad máxima de 20 lpg utilizando poca cantidad, mientras que el Carbonato con una densidad de 2,6 lpg – 2,8 lpg es más costoso, es poco soluble en lodos base agua y solo permite llegar a una densidad de 12 lpg utilizando el doble de libras.

II.7.4 Lodos Poliméricos

Son utilizados para perforar pozos horizontales o direccionales por su gran capacidad de limpieza y suspensión, evitando la acumulación de ripios incluso en las máximas desviaciones del pozo y cambios de ángulo. Se usan también cuando se perforan formaciones con alto contenido arcilloso por su capacidad de sustitución de las arcillas por polímeros para la reología y control de filtrado que minimiza los daños a la formación.

II.7.5 Conceptos de Reología ^[12]

La reología es parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los fluidos. A continuación se encontrarán conceptos de Punto Cedente y Viscosidad Plástica, imprescindibles para entender cómo actúa el proceso de limpieza del hoyo mientras se perfora.

II.7.5.1 Punto Cedente (Yield Point / YP)

Es la fuerza requerida para la resistencia al movimiento que presenta un fluido determinado, el punto cedente es un esfuerzo y se expresa en (lb/100pies²). Ayuda a la limpieza de agujero ya que detiene o desacelera la migración de recortes y mejora la relación de transporte. A mayor PC mayor será la capacidad de transporte de recortes.

En la Figura II.17 se observa que el PC es la intersección de la curva de reología con el eje vertical correspondiente al eje de los esfuerzos. Como se verá más adelante la pendiente de la línea roja representa la viscosidad plástica.

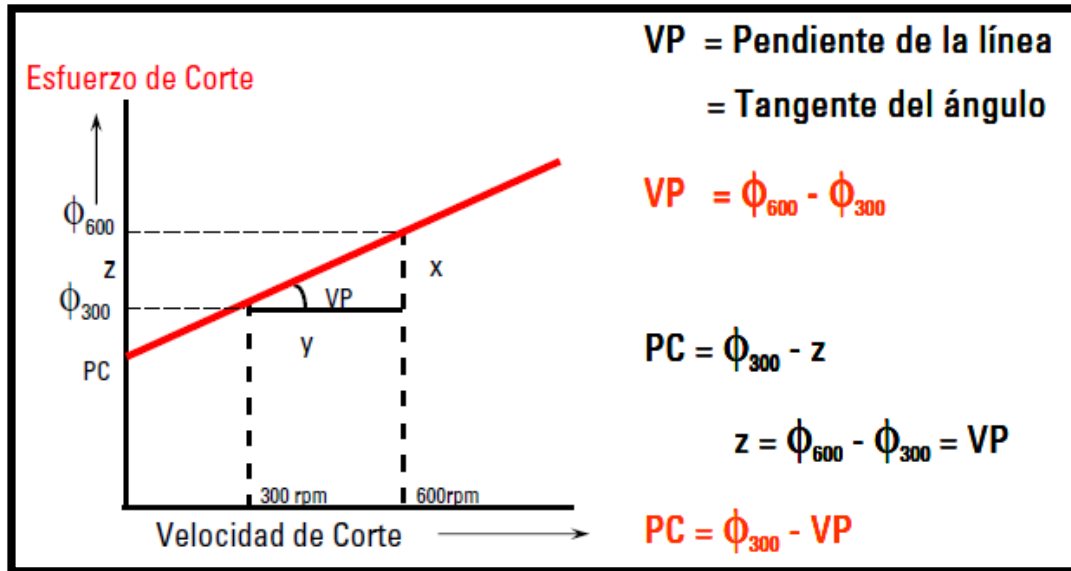


Figura II.17: Punto Cedente y Viscosidad Plástica ^[11].

II.7.5.2 Viscosidad Plástica (*Plastic Viscosity - PV*)

La Viscosidad Plástica (VP), tal como se aprecia en la Figura II.17 es la pendiente de la curva de reología que representa el cambio en tensión (Presión) con la velocidad de corte (cizalladura). Es la proporción directa entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La VP es una medida de la interacción mecánica entre las partículas sólidas. A medida que se incrementa la cantidad de sólidos el líquido libre disminuye ya que menos líquido está disponible para moverse. A medida que la partícula se mueve hay más oportunidad para que exista una interferencia física, por tanto la VP se incrementa a medida de que los sólidos se incrementan. En conclusión, se debe mantener la VP tan bajo como sea posible.

II.7.6 Regímenes de Flujo

Considerando que la velocidad anular es el promedio de la velocidad del lodo en el espacio anular y que ésta varía de acuerdo al diámetro en la que se mida, se pueden desarrollar tres regímenes de flujo (ver Figura II.18):

- **Flujo Tapón**

Casi todo el lodo fluye con la misma velocidad, excepto en las paredes del agujero, donde la velocidad tiende a cero. Ocurre cuando se bombea a bajas tasas.

- **Flujo Laminar**

En el centro del agujero la velocidad de flujo es alta. No existe flujo en las paredes del agujero. Se observa este comportamiento cuando se bombea a tasas medias.

- **Flujo Turbulento**

El flujo es caótico resultando en que el flujo en la pared no es cero. También el gel desaparece rápidamente. Este tipo de régimen aparece cuando se bombea lodo a altas tasas.

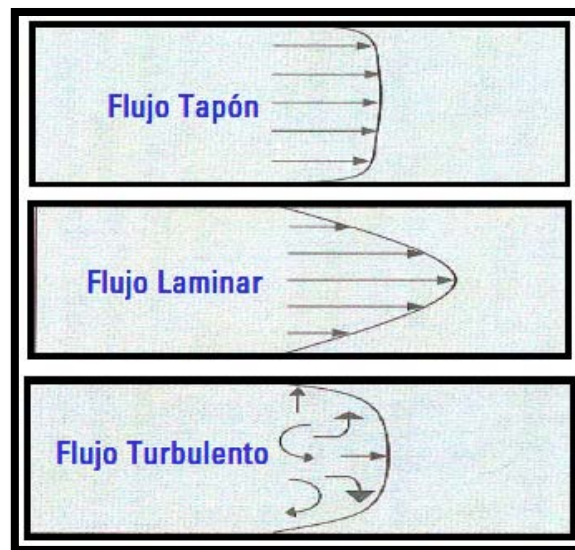


Figura II.18: Regímenes de Flujo Presentes Durante la Perforación ^[12]. (Mod. Vargas)

II.7.7 Limpieza del Hoyo (*Hole Cleaning*) ^[12]

Limpiar el hoyo es el proceso de remover los sólidos producto del proceso de perforación desde la mecha hasta la superficie. Esto incluye ripios, cemento, y cualquier otro material que deba ser removido del hoyo con el objeto hacer más eficiente la perforación. Una buena limpieza de hoyo se logra con buen monitoreo de las propiedades del lodo, junto con un caudal adecuado y la rotación de la sarta. La poca limpieza del hoyo puede resultar en una acumulación de recortes en el espacio anular (ver Figura II.19), lo cual aumenta el contacto entre la sarta y los recortes del hoyo. Esto junto con el crudo presente genera un incremento de las fuerzas de fricción que puede llevar a una potencial pega de tubería, pérdida de circulación, bajas tasas de penetración, aumentos del torque, pérdida del hoyo u otro incidente catastrófico.

Si las condiciones del hoyo no son favorables para la perforación ninguna configuración de la sarta permitirá avanzar eficientemente. A pesar de que la limpieza de un hoyo horizontal no esta tan efectiva como la de un pozo vertical o desviado con poco ángulo, cumple un papel muy importante para el éxito de la corrida de BHAs. Esta limitación se pone de manifiesto especialmente durante la perforación de pozos con altos ángulos, horizontales o de alcance extendido (ERD).

Los factores que tienen influencia en la limpieza del hoyo y que se pueden controlar en la perforación son: ángulo del pozo, velocidad anular, régimen de flujo, tasa de penetración, reología de los fluidos, agitación mecánica (rotación y movimiento de la sarta), tamaño del hoyo, tipo de lodo. En campo, los factores que más influencia tienen son: caudal, tasa de penetración y rotación de la sarta. Para el caso de pozos horizontales, la rotación de la sarta se hace el parámetro imprescindible para lograr una buena limpieza de hoyo.

II.7.7.1 Efecto de la Rotación de Tubería

Incrementa la velocidad del fluido de perforación en la pared mientras mantiene los recortes fuera de las paredes (debido a la velocidad y efecto mecánico). El efecto de

rotación de la tubería mejora a medida que el ángulo del hoyo se incrementa. En la Figura II.19 se observa el resultado del aumento de la rotación de la sarta de 0 rpm (lado izquierdo) hasta 150 rpm (lado derecho).

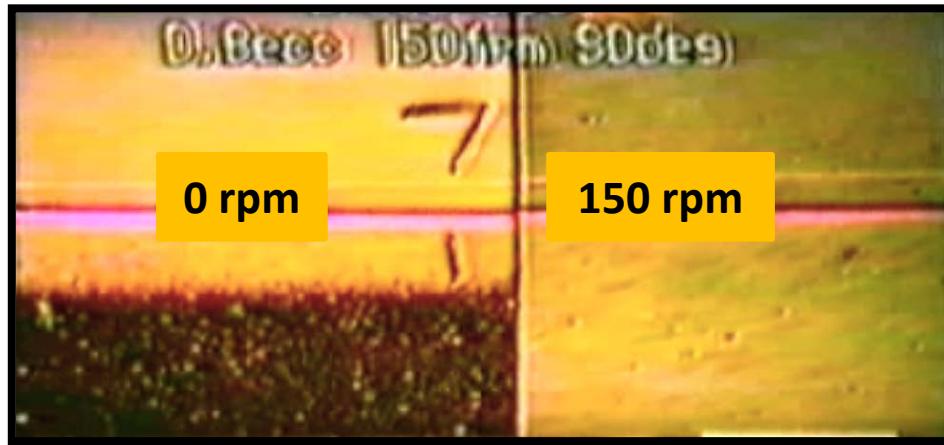


Figura II.19: Efecto de la Rotación de la Sarta en Pozos Horizontales (MI-Swaco).

II.8 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA TRANSMISIÓN DE PESO SOBRE LA MECHA

En función de lograr un mejor entendimiento del problema planteado se presenta a continuación una visión general sobre los principales factores que influyen en la transmisión de peso sobre la mecha:

II.8.1 Plan o Perfil Direccional

El plan direccional determinará la cantidad de variaciones en trayectoria (tortuosidad) que se acumularán a lo largo de la perforación de un pozo. Un hoyo con mayor tortuosidad, tendrá mayor fricción acumulada y como resultado limitará la cantidad de peso que se transmite eficientemente a la mecha. Las siguientes recomendaciones suelen tomarse en cuenta a la hora de diseñar el plan direccional:

1. Las tasas de construcción de ángulo de la primera sección curva del pozo horizontal, no deben sobrepasar el valor de $6^{\circ}/100$ pie, ya que incurre en efectos de pandeo de tuberías.
2. Las tasas de construcción de ángulo de la segunda sección curva del pozo horizontal, no debe sobrepasar el valor de $8^{\circ}/100$ pies, ya que de la misma manera incurre en efectos de pandeo de tuberías, y aumenta el riesgo de atascamiento de tuberías por la severidad de pata perro ocurrida en la construcción de la sección que precede a la sección horizontal del pozo.
3. Evitar los giros en la sección horizontal de los pozos planificados, para reducir las fuerzas de fricción acumuladas producto de la tortuosidad que se acumula especialmente en estos giros. Lo anterior tiene su explicación en base a que los factores de fricción son menores entre el hoyo revestido – sarta que entre el hoyo desnudo – sarta. Al evitar estos giros en la sección horizontal se garantiza que el pozo pueda ser perforado con mayor facilidad y control de acuerdo a una mayor disponibilidad de peso.

II.8.2 Limpieza del Hoyo

Éste es un factor clave durante la perforación de los pozos, a menor efectividad en la limpieza del hoyo, mayor será la incidencia de problemas operacionales, y menor el rendimiento de la sarta. Cuando la limpieza del hoyo es deficiente se produce el efecto “papel de lija” que incrementa los factores de fricción entre el hoyo y la sarta, mermando la capacidad de transmisión del peso aplicado desde la sección vertical del pozo.

II.8.3 Diseño de Sarta

Un buen diseño evita el efecto de pandeo de los tubulares al brindar rigidez en los lugares en que se necesita. Al reducir los pandeos de tubería en el hoyo se garantiza una mayor transmisión efectiva del peso sobre la mecha, con sus respectivos

beneficios: mayor control direccional, capacidad de alcanzar mayor longitud de secciones horizontales, etc.

II.8.4 Lodo de Perforación

Una disminución en la lubricidad de los lodos aumenta los eventos donde se presentan altos torques y arrastres. Esto se verifica mediante los historiales de problemas operacionales los cuales pueden indicar que ciertos cambios en los componentes de los lodos se encuentran relacionados a un aumento en la incidencia de los problemas asociados al hoyo. Por otra parte, la aparición de problemas de torque y arrastre, reduce significativamente la transmisión efectiva de peso sobre la mecha. Finalmente, el uso de un lodo de calidad que mantenga sus propiedades reológicas en el tiempo, es clave para optimizar las operaciones de perforación, evitar demoras producto de problemas operacionales y maximizar el rendimiento de un diseño de sarta determinado.

II.8.5 Prácticas Operativas

Los problemas operacionales que puedan presentarse durante la perforación de un pozo dependen de la cantidad de tiempo que duren las operaciones. Se conoce que a mayor tiempo empleado en la perforación, mayor es el riesgo de que se incrementen los problemas operativos. Por otra parte, el tiempo de la perforación aumenta cuando se realizan ciertas prácticas operacionales que son necesarias por el incremento de los problemas en el hoyo.

II.8.6 Profundidad Vertical Verdadera (TVD)

En la sección vertical de un pozo horizontal se suele colocar las tuberías más pesadas con la finalidad de aumentar la cantidad de peso disponible durante la perforación. Se considera que las tuberías HWDP y los DC no deberían encontrarse más allá de los 45° de inclinación para garantizar que el peso que se provee a la sarta de perforación no sea superado por los efectos de las fuerzas laterales resultantes.

II.9 EVENTOS ENCONTRADOS DURANTE LA PERFORACIÓN

Se detallan los eventos más comunes encontrados durante la caracterización de la perforación de las secciones horizontales analizadas en este TEG.

- a) **Colgamiento al Deslizar:** es una evidencia de la poca transmisión de peso sobre la mecha. Los problemas de colgamiento se reconocen porque la sarta no responde como debería durante la perforación en modo deslizar. Este problema se encuentra asociado condiciones del hoyo como por ejemplo altos factores de fricción asociados a una pobre limpieza del hoyo, alta Tortuosidad acumulada durante el avance de la perforación lo cual puede acarrear pandeo de tuberías, entre otros. Cuando existen colgamientos, el peso en la sección vertical del pozo es muy poco para el requerido por la perforación, por lo que es muy común el que se requieran procedimientos de *Pipe Swap*.
- b) **Procedimientos de *Pipe Swap*:** el *Pipe Swap* no es un problema de la perforación sino más bien un procedimiento operacional para mejorar la distribución de peso en la vertical del pozo. Consiste en sacar una determinada cantidad de tubería del hoyo para reordenarla según los cálculos realizados por los Perforadores Direccionales en campo. El *Pipe Swap* es un procedimiento que sirve también para realizar una limpieza adicional del hoyo mientras se realiza el viaje de tuberías.
- c) **Alto Torque y Arrastre:** el aumento en los eventos de alto torque y arrastre está asociado con la limpieza y las tortuosidades características de los perfiles 3D. El torque se evidencia cuando se está rotando la sarta, mientras que los eventos de arrastre se manifiestan cuando se está sacando o introduciendo la sarta del hoyo. Cuando se habla de alto torque se toma en consideración la cantidad de torque aplicado a las herramientas y las limitaciones de los equipos de perforación. Es importante destacar que a las tuberías de perforación usadas en el Campo Zuata, se les aplica un torque de 25 klbf.pie, por lo que, considerando un factor de seguridad de 0,8 máximo se puede

estimar un límite de torque máximo de 20 klbf.pie.

- d) **Pegas de Tubería:** las pegas se pueden clasificar en pegas mecánicas y pegas diferenciales. En esta investigación se considera que las pegas son del tipo diferencial en las cuales la tubería de perforación se queda atascada en la cara de la formación por efectos de un diferencial de presión entre el peso de la columna de lodo y la presión de poro de la formación.
- e) **Apoyo al Bajar la Sarta:** posiblemente causado por obstrucciones en el hoyo o contacto entre los elementos del BHA con el hoyo. Los problemas de apoyo se reconocen porque el avance de la sarta se hace imposible a partir de una profundidad dada. Estas obstrucciones pueden deberse a factores como derrumbes por inestabilidad del hoyo, ojo de llaves, y componentes del BHA de calibres mayores al diámetro de las tuberías.
- f) **Baja respuesta de la Sarta de Perforación:** se clasifican dentro de esta categoría todos aquellos eventos en los que la sarta no respondió durante los deslizamientos, generando una caída del ángulo de inclinación. En otras ocasiones se observó una tendencia de la sarta a construir ángulo en rotación. También se observó que la sarta tendía a girar hacia la derecha durante la rotación. Una baja respuesta de la sarta también estuvo asociada al hecho de que no se está transmitiendo suficiente peso sobre la mecha. Se excluyen de esta categoría los eventos relacionados a una baja respuesta de la sarta por motivo de desgaste de la mecha, estabilizador u otras piezas del ensamblaje de fondo.

II.10 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DOX ^[13]

II.10.1 Descripción General

Drilling Office X es un programa utilizado antes durante y después de las operaciones de perforación, presenta un conjunto de aplicaciones que pueden ser usadas para

diseñar, ejecutar y evaluar los pozos a perforar en un campo. *Drilling Office X* está conformado por varios módulos que permiten realizar las tareas siguientes:

1) *Data Browser:*

- Crear o importar un proyecto de perforación que incluya campo, estructuras, pozos, objetivos, y hoyos.
- Armar BHAs y geometrías de hoyo.

2) *Survey Management:*

- Crear propuestas de trayectorias, y *surveys*.
- Correr análisis de anti-colisión en las propuestas o *surveys*

3) *Drilling Engineering:*

- Ejecutar análisis de hidráulica, torque y arrastre, en los hoyos planificados en proyectos.

4) *DD Toolbox:*

- Habilitado para cargar datos en tiempo real durante la perforación.
- Creación de proyecciones, correr hojas con datos de la perforación.

Para realizar las corridas de sartas de perforación en el programa, se requiere que las estructuras donde estarán contenidos los datos de trayectorias, objetivos, sartas de perforación, geometrías de hoyo y los escenarios bajo los cuales se desean realizar los análisis sean creadas previamente.

El módulo *Drilling Engineer* (DE), permite introducir datos de hidráulica, torque y arrastre, además de datos de sartas de perforación para luego realizar varios tipos de análisis.

II.10.2 Análisis de Torque y Arrastre

- **Análisis en un Punto Único:** permite calcular todas las fuerzas en la sarta para una situación determinada. Calcula bastante detalle en una sola situación.
- **Análisis Multipunto:** permite calcular las fuerzas resultantes en la sarta a varias profundidades, también permite calcular las fuerzas resultantes en la sarta a profundidades y factores de fricción variables. Además permite realizar análisis de sensibilidad y evaluación a múltiples profundidades en una sola corrida.

Los datos de salida de los análisis de torque y arrastre se resumen a continuación:

- 1) **Tripping Load Analysis:** presenta la tensión en superficie, los cálculos para introducir/sacar tubería del hoyo sin rotar y perforar con varios factores de fricción.
- 2) **Axial Load & Buckling Analysis:** compara la carga tensil a lo largo de la sarta de perforación comparado con el límite de pandeo.
- 3) **Drilling Torque:** muestra las pérdidas de torque a lo largo de la sarta.
- 4) **Sidelforce Analysis:** genera un plano diagnostico mostrando las fuerzas laterales y azimutales a lo largo de la sarta. Estas cargas son positivas en la parte superior del hoyo, y negativas en el fondo del hoyo.
- 5) **Drillstring Total Stress Analysis:** muestra la suma de pandeo, esfuerzos axiales y torsionales sobre la sarta de perforación y un porcentaje mínimo de la capacidad de esfuerzo cedente.
- 6) **Drillstring Bending Stress Analysis:** muestra los esfuerzos de pandeo en la sarta debido a la curvatura del hoyo.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

III.1 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO ^{[14][15][16][17]}

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es la acumulación de hidrocarburos más grande a nivel mundial, ocupando el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, paralela al río Orinoco y al sur de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Abarca un área de 55.314 Km² y hasta finales de 2010 contabilizó un total de 258 MMBbls de reservas probadas relacionadas a un Petróleo Original en Sitio (POES) de 1360 MMBbls. Las arenas de la formación Oficina y Merecure representan las principales fuentes de hidrocarburos de la faja, con altos valores de porosidad y permeabilidad en donde se encuentran acumulados crudos pesados y extrapesados con gravedades que oscilan entre los 6° y los 16° API.

Su extensión fue dividida en cuatro bloques como se muestra en la Figura III.1, denominados Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Estos bloques se subdividen en 31 subdivisiones de aproximadamente 500 Km² cada una.

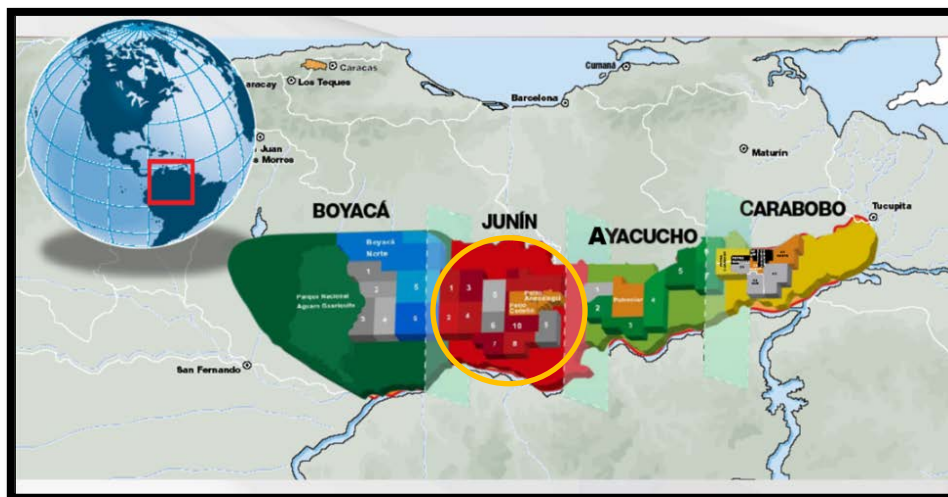


Figura III.1: Ubicación Relativa de la Faja del Orinoco y del Bloque Junín ^[18] (Mod. Vargas).

En materia geológica, la Cuenca Oriental de Venezuela culminó su desarrollo con la ocurrencia de movimientos orogénicos y epirogénicos durante el periodo comprendido entre el Mioceno y Plioceno, movimientos que transformaron la cuenca sedimentaria oriental en una estructural, dividida por el levantamiento de Anaco en las Subcuencas de Maturín y Guárico ubicadas al este y oeste del mismo respectivamente. Posterior a esto se produjo una reversión marina en dirección este generada por la inclinación inducida por los levantamientos y de este modo la cuenca Oriental de Venezuela pasó a ser parte fundamental del continente suramericano.

Será objeto de estudio de la presente investigación el Campo Zuata ubicado en el bloque Junín, cuya geología estructural se rige por el mismo patrón que el resto de la Cuenca Oriental. A continuación se amplía el contexto expresado a fin de tener el conocimiento necesario del área en donde se ubica el problema a tratar.

III.1.1 Bloque Junín

El bloque Junín se encuentra ubicado en la zona central de la FPO, bordeado por los bloques Ayacucho y Boyacá al este y oeste respectivamente y por el distrito operacional de Petróleos de Venezuela (PDVSA) San Tomé al norte y el río Orinoco al sur. Se extiende en un área de 14.580 Km² en la jurisdicción de los municipios Santa María de Ipire en el estado Guárico y Francisco de Miranda y José Gregorio Monagas en el estado Anzoátegui. Particularmente en Junín, el rasgo estructural resaltante es el sistema de fallas de Hato Viejo que representa el mecanismo principal de entrapamiento de crudo y corta al monoclinal formado por la parte sur elevada y la parte norte deprimida del bloque. En la Figura III.2 se muestran los rasgos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela y su relación con la FPO.



Figura III.2: Rasgos Estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela ^[19] (Mod. Vargas).

Los yacimientos en Junín describen una serie de redes interconectadas de cuerpos de arena generados por procesos de migración, erosión, y aluviones de canal, la formación Oficina es el principal cuerpo productivo de crudo extrapesado presentando una gravedad API promedio de 9° y viscosidades que se encuentran en el rango de 5000 cP a 50000 cP aumentando la resistencia al flujo en dirección sur del bloque, sin embargo, se sabe que en principio el crudo de Junín migró como liviano degradándose entre este proceso y el entrapamiento en los reservorios someros de la formación. Se atribuye dicho fenómeno a una posible acción bacteriana que degradó el crudo que se encontraba en contacto con el agua que circula por la cuenca, esta acción cambió las propiedades químicas del hidrocarburo removiendo compuestos aromáticos presentes en el crudo original y aumentando su viscosidad efectiva.

Junín cuenta actualmente con reservas probadas que ascienden a los 15 MMBbls y tiene un POES asociado de 244 MMBbls, por lo cual es un punto de interés para diversas compañías operadoras que desempeñan sus actividades en las subdivisiones presentes. En la Tabla III.1 se pueden observar las compañías que desarrollan actividades en el bloque Junín.

Tabla III.1: Compañías Operadoras en Cada División de Junín.

División	Compañía
Junín 1	Belarusneft
Junín 2	PDVSA Petromacareo
Junín 3	LangepasUraiKogalymneft (LUKOIL)
Junín 4	PDVSA, China National Petroleum Corporation (CNPC)
Junín 5	Ente Nazionale Idrocarburi (ENI)
Junín 6	PDVSA Petromiranda
Junín 7	REPSOL
Junín 8	China Petrochemical Corporation (SINOPEC)
Junín 9	Pendiente Licitación
Junín 10	PDVSA Distrito Cabrutica
Junín 11	Consorcio Japonés
Junín 12	PDVSA
Junín 13	PDVSA
Junín Norte	Oil and Natural Gas Corporation Limited (ONGC)
Petrocedeño	PDVSA Petrocedeño
Distrito Cabrutica	PDVSA Distrito Cabrutica

El presente TEG, se centrará en las operaciones de perforación realizadas en el Campo Zuata, operado por la compañía PDVSA bajo la figura de Distrito Cabrutica.

III.1.2 Campo Zuata

En el área de Petrozuata, el yacimiento es descrito como depósitos de planicie costera progradante formado por capas masivas apiladas de cinturones de canales fluviales, con grano grueso a fino progradando en dirección sur a norte. Las arenas poseen un escogimiento que varía de pobre a bueno y son no consolidadas. La permeabilidad varía de 700 a 15.000 mD. La morfología va desde los canales altamente sinusoidales repletos de limo, lateralmente apilados, hasta los canales rectos ramificados. Los canales de arena tienen un promedio de 20 a 40 pies de espesor y de uno a dos kilómetros (3000 -6000 pies) de ancho. Dada su naturaleza, tienden a ser discontinuos lateralmente y a contener cierto porcentaje de limos (no yacimiento) dentro de los complejos canales. Los yacimientos se encuentran a una profundidad de 1700 a 2500 pies TVD, con temperaturas promedio de 120° a 125° F.

La ubicación del Campo Zuata se verá a continuación en la Figura III.3, donde se puede apreciar que está ubicado al este del bloque Junín, específicamente en el municipio Monagas, estado Anzoátegui. Debe su nombre a la previa denominación del bloque en cuestión (Zuata) y pertenece en la actualidad a la división Junín 10.

Los límites del yacimiento objetivo de los pozos perforados son:

- Al Norte, Este y Sur-este: límite arbitrario asignado a la extinta asociación estratégica Petrozuata.
- Al Oeste y Sur-Oeste: delineado por un límite de concesión con Petrocedeño (antigua Sincor).

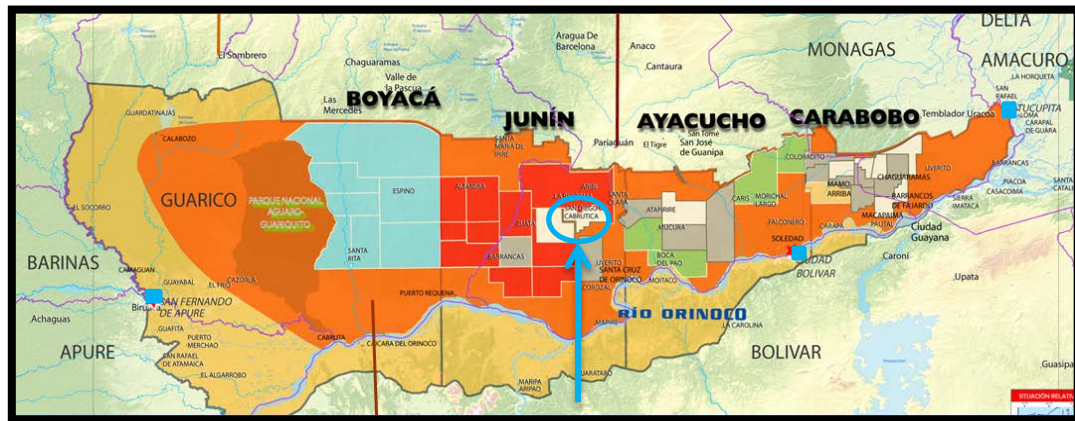


Figura III.3: Ubicación Relativa del Distrito Cabrutica ^[18] (Mod. Vargas).

La estratigrafía local mostrada en la Figura III.4 está compuesta por las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina, siendo esta última la roca reservorio y por ende la formación de mayor interés económico.

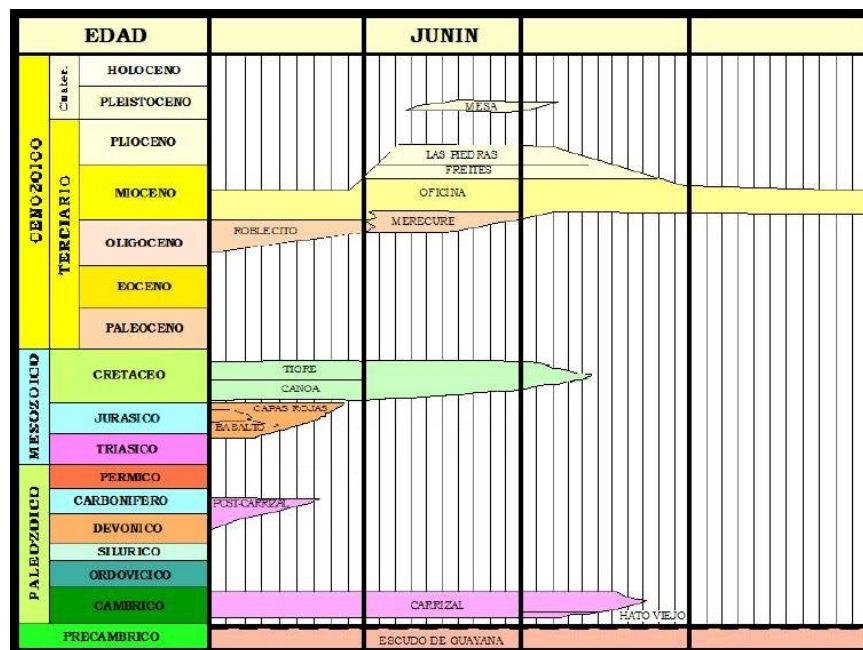


Figura III.4: Columna Estratigráfica del Bloque Junín ^[20].

A pesar de ser la formación Oficina la roca reservorio y por ende la de mayor importancia económica, a la hora de perforar se deben tomar en cuenta todas y cada una de las formaciones a atravesar puesto que se deben ajustar los parámetros operacionales y equipos necesarios para llevar a cabo la actividad de forma exitosa. Por esta razón se detallan seguidamente las formaciones antes mencionadas:

III.1.2.1 Formación Mesa

Es una formación de origen fluvial a marino somero que tiene como tope la superficie, se extiende por los llanos centro – occidentales, orientales y es de edad reciente, específicamente del Pleistoceno. Posee una estratificación cruzada constituida por arenas de grano grueso y gravas de elevada dureza, conglomerados rojos y arenas blanco – amarillentas, además es conocida la presencia de lentes discontinuos de arcilla fina y de limolita. La importancia económica que refiere esta formación está relacionada a la gran cantidad de agua dulce para uso doméstico que contiene.

III.1.2.2 Formación Las Piedras

Al igual que la formación La Mesa, es de origen fluvial a marino somero, su ubicación geográfica corresponde a los estados Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, extendiéndose también hasta el Golfo de Paria con una edad geológica comprendida entre el Plioceno y el Mioceno Superior. Las Piedras está constituida por areniscas micáceas de grano fino y colores claros, intercaladas con lutitas y lignitos pudiendo presentar calizas arenosas duras. La importancia económica adjudicada a la formación viene dada por su característica de productora de petróleo pesado en algunos campos al norte de Monagas.

III.1.2.3 Formación Freites

De origen marino somero la formación Freites se extiende a lo largo de la subcuenca de Maturín llegando hasta las cercanías del río Orinoco, con tope aproximado a los 900 pies de profundidad y coincidiendo en forma suprayacente con la formación Oficina. Su edad corresponde al Mioceno Medio y la litología estudiada evidencia capas delgadas superior e inferior de areniscas arcillosas de grano fino con un intervalo predominante de lutitas. Freites es de suma importancia económica puesto que representa el sello de los principales yacimientos petrolíferos de la formación Oficina y además contiene en su parte inferior arenas productoras de hidrocarburo.

III.1.2.4 Formación Oficina

La formación productora por excelencia de la Cuenca Oriental del país se ubica en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas. De edad geológica correspondiente al intervalo entre el Oligoceno y el Mioceno, Oficina presenta un origen fluvio – deltaico y su tope se encuentra a los 1900 pies de profundidad. La litología existente se divide en una porción superior de lutitas con capas de lignitos intercalados y una inferior arenosa inconsolidada con intervalos de lutitas. La importancia económica de esta formación recae en sus arenas productoras que representan los principales yacimientos petrolíferos del oriente de Venezuela, además las lutitas presentes se consideran rocas generadoras de hidrocarburos.

III.1.3 Características de los Pozos que se Perforan en Zuata ^{[21][22][23]}

En el Campo Zuata es conocido el uso de pozos multilaterales para incrementar la exposición en el yacimiento y alcanzar un mayor factor de recobro. Desde los inicios de la perforación se elaboraron complejos proyectos en donde se probaron variadas configuraciones de pozos. En la zona se hicieron muy comunes los pozos del tipo Espinas de Pescado o *Fishbones* que eran pozos compuestos por un hoyo principal y un o dos hoyos secundarios, contando con múltiples ramificaciones perforadas a partir de cada lateral. Al momento de la completación sólo el hoyo principal y los

laterales eran revestidos con *Liners*. Estas ramificaciones no revestidas aumentaban significativamente el área de contacto de un solo pozo con el yacimiento aumentando la producción total por pozo. En la Figura III.5 se puede observar una representación de los pozos perforados en Zuata.

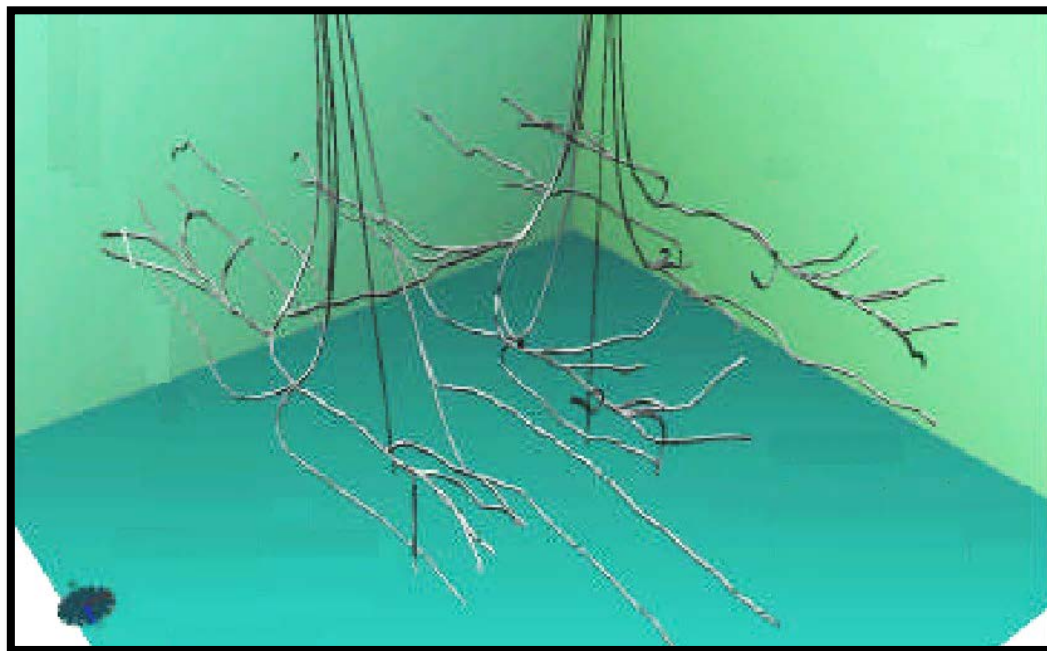


Figura III.5: Desarrollo de los Pozos en dos Macollas del Campo Zuata (Mod. Vargas) ^[21].

Actualmente el uso de los *Fishbones* ha sido eliminado en su totalidad manteniéndose aún el uso de multilaterales como práctica común. En la Figura III.6 se pueden observar las características de un pozo tipo multilateral planificado en el Campo Zuata. Para este caso, el hoyo principal (LAT. A) se construye de tres secciones, la sección vertical hasta los 500 pies MD, la sección de construcción de ángulo hasta 3343 pies MD, y la sección horizontal que alcanza una profundidad final de 8842 pies MD. Por su parte el hoyo secundario (LAT. B) se perfora a través de una ventana premilada ubicada a una profundidad de 3276 pies MD, y se extiende hasta la profundidad final de 8456 pies MD. Éstos laterales son revestidos con *Liners* ranurados a lo largo de la zona de interés.

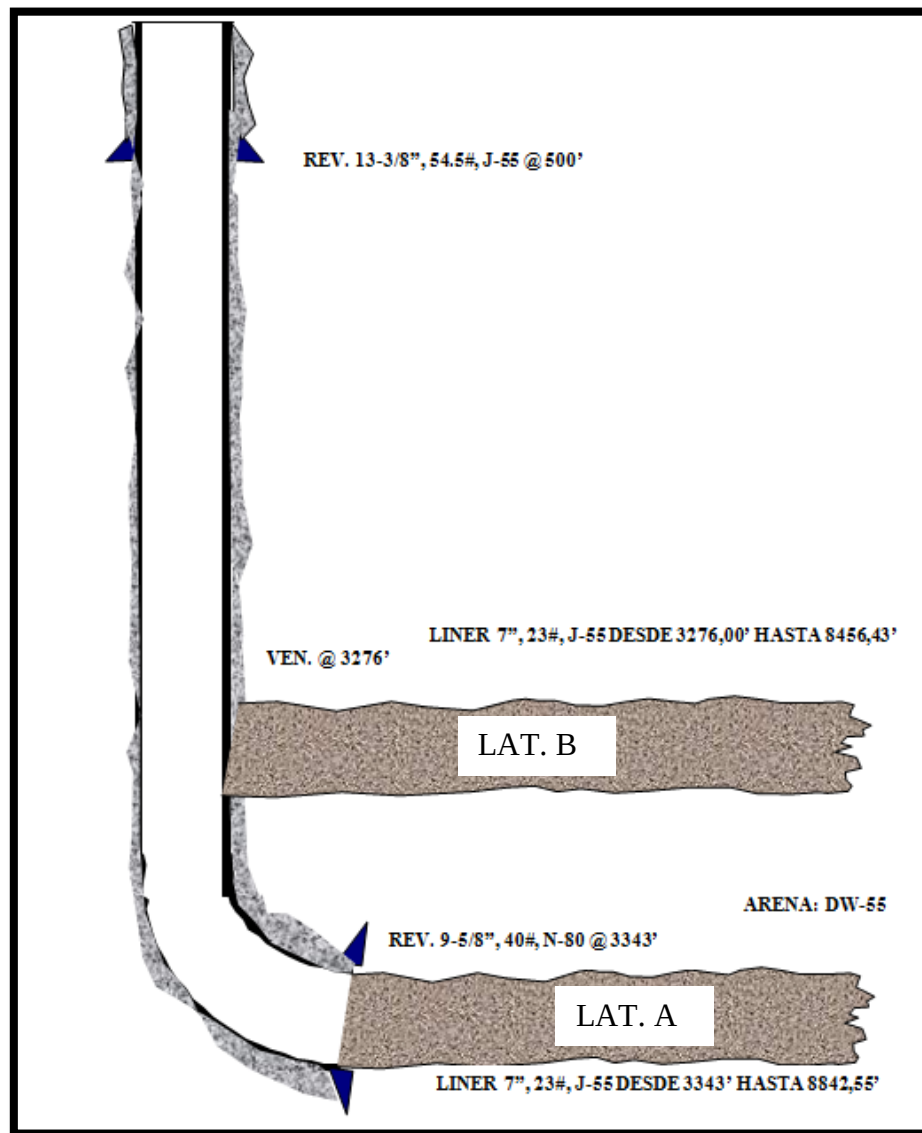


Figura III.6: Configuración del Pozo Tipo Perforado en el Área ^[22] (Mod. Vargas).

Durante la perforación de las secciones horizontales son usados motores de fondo con un ángulo de 1.5° de *Bent housing*, mechas PDC de 8 ½" (WOB máximo recomendado 2500 lb/pulg²) ^[23], con aplicación de un WOB de 10 - 20 klbf recomendado por el programa de perforación, y tasas de bombeo de 520 GPM.

En líneas generales la perforación de los pozos en la zona no ha cambiado mucho desde sus inicios, sólo se han realizado cambios a nivel de la configuración de los

componentes de BHA. Por otra parte, las complejidades geométricas de los pozos se han mantenido a pesar de que actualmente los pozos multilaterales son de máximo dos brazos y sin espinas de pescado, por lo que el desarrollo del campo ha avanzado a medida que se perfora y los retos direccionales se incrementan al haber una cantidad cada vez mayor de pozos perforados.

III.2 SCHLUMBERGER DRILLING AND MEASUREMENTS

Schlumberger (SLB) *Drilling and Measurements* (D&M) es el segmento encargado de brindar soporte en operaciones de perforación y registros, velando por la consecución del objetivo planteado y minimizando el impacto ambiental. Los ingenieros que desempeñan labores en él se hacen cargo de dirigir la perforación de los pozos siguiendo las trayectorias acordadas entre el cliente y el departamento de Ingenieros de Perforación de SLB.

En Venezuela el Segmento se maneja en dos divisiones dispuestas en el oriente y el occidente del país, siendo el lugar donde se realizó parte del estudio, la división D&M *East* ubicada en el estado Anzoátegui, específicamente en el sector 6003 Carretera Negra, Vía HP (Helmerich & Payen) de la ciudad de Anaco.

SLB ha sido históricamente la empresa con mayor trayectoria direccional del Campo Zuata llegando proveer sus servicios direccionales en casi la totalidad de los pozos perforados en el área.

III.2.1 Misión ^[24]

Proporcionar productos y servicios para operaciones de perforación que garanticen la reducción de riesgos y costos, el posicionamiento de pozos que resulte en producción óptima y el incremento de comprensión del comportamiento de reservorios.

III.2.2 Visión ^[24]

Ser la compañía de productos y servicios en el área de perforación, reconocida como la indiscutible número uno por la industria y empleados que la componen.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

IV.1.1 Tipo y Diseño de la Investigación

Según Arias ^[25] la investigación puede ser clasificada según el Nivel de Investigación en:

- Investigación Descriptiva: la cual consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o supo con establecer su estructura o comportamiento.

Y según el Diseño de Investigación

- Investigación de Campo: que consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.
- Investigación Experimental: es el proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

En base a la revisión realizada, este trabajo científico se puede clasificar de acuerdo al nivel de la investigación en Descriptiva y de acuerdo al Diseño de la Investigación como Experimental y de Campo, debido a que se revisaron los antecedentes de perforación de secciones horizontales en el Campo Zuata, en base a reportes finales de pozos o *End Of Well Report* (EOWR, por sus siglas en inglés) con la información recopilada previamente por el personal de campo, luego con esta información se identificaron los principales problemas operacionales de acuerdo a su recurrencia sin realizar cambios sobre la información. Posteriormente se analizaron los comportamientos de dos sartas de perforación mediante simulaciones en las que

fueron manipulados parámetros de perforación para luego con los resultados analizar las variaciones del peso sobre el gancho de los dos diseños.

IV.1.2 Población y Muestra

Será objeto de estudio de la presente investigación el Campo Zuata ubicado en el Bloque Junín, específicamente en el Sur del estado Anzoátegui. Se revisaron los EOWR de pozos perforados por la compañía SCHLUMBERGER VENEZUELA S.A. Se consideró que la muestra fue igual a la población de pozos con la que se contaba. Según Arias (1999), para la selección de estos reportes se aplicó un muestreo del tipo Estratificado debido a que del Universo total de pozos perforados en el campo se seleccionaron aleatoriamente los reportes de 50 pozos construidos durante las campañas de perforación entre los años (2008 – 2009), (2009 – 2010) y (2010 – 2011). Esta selección intencional se justifica ya que en éstos últimos reportes eran los que contaban con una mayor calidad de información. La data que fue objeto de esta investigación correspondió a las secciones horizontales de de 8,5 pulgadas (8^{1/2}”).

IV.1.3 Unidad de Análisis

La presente investigación se realizó en el Centro de Ingeniería de Perforación o *Drilling Engineering Center* (DEC, por sus siglas en inglés), ubicado en el segmento D&M de la Empresa Schlumberger Venezuela, en la Ciudad de Anaco. Este departamento se encarga de diseñar todos los pozos a ser perforados por Schlumberger D&M asegurándose de utilizar los mayores estándares de calidad y garantizar la economía de los proyectos a realizar. Los ingenieros que laboran en este departamento son los encargados del diseño de trayectorias de perforación de pozos direccionales, en costa afuera y en tierra firme, además realizan análisis de Torque y arrastre, calibraciones de factores de fricción, análisis de hidráulica y diseños BHA, entre otras funciones.

IV.1.4 Técnicas e Instrumentos de Utilizados en la Investigación

Como técnicas de recolección de datos se realizaron entrevistas a expertos en el área a partir de la cual se determinaron los criterios para la selección de la información importante a recopilar en la base de datos. También se contó con la asistencia de especialistas en el área para la determinación de los factores que afectan un la transmisión del peso sobre la mecha. Por otra parte se realizó el análisis de contenidos de la información registrada en los reportes finales de pozo y de las guías, manuales proporcionados por la compañía. En cuanto a los instrumentos, se contó con una ficha de trabajo que sirvió de guía durante la revisión de los reportes finales de pozo, para posteriormente vaciar la información en la base de datos diseñada con tal fin en el programa *Microsoft Excel®*.

IV.2 METODOLOGÍA DEL T.E.G.

A continuación en la Figura IV.1 se muestra cada una de las etapas seguidas durante la investigación.

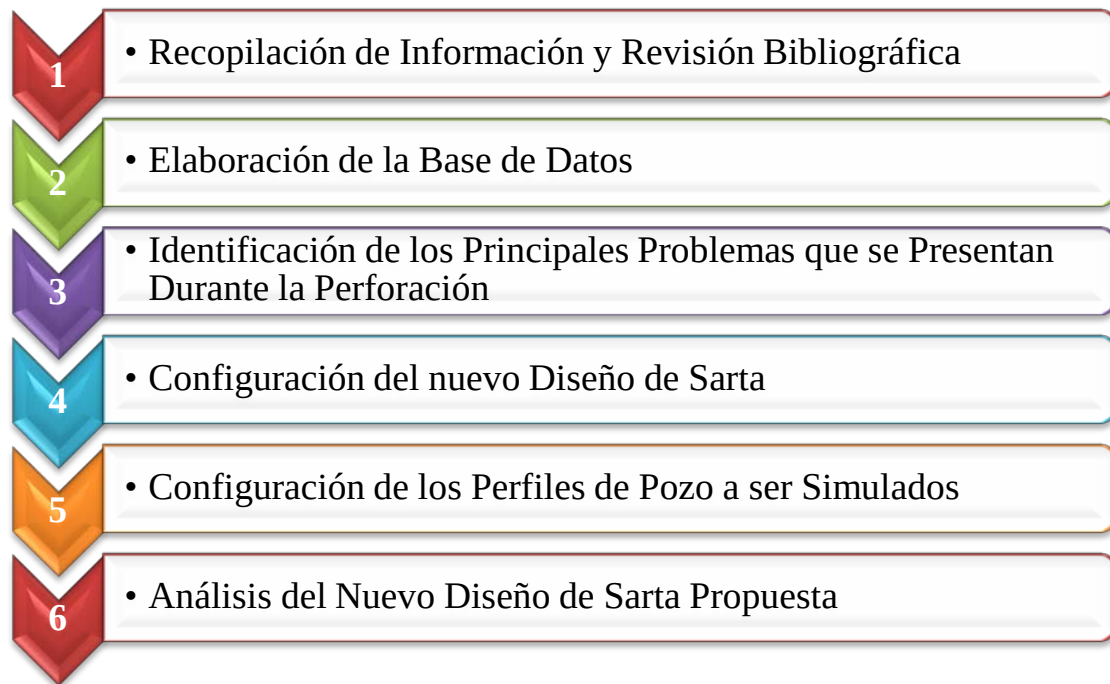


Figura IV.1: Metodología Aplicada Durante la Elaboración del TEG.

IV.2.1 Recopilación de Información y Revisión Bibliográfica

En esta primera etapa se realizó una amplia búsqueda y revisión bibliográfica del material relacionado a las operaciones de perforación direccional con la finalidad de dar soporte a la investigación. Para hacer más eficiente el trabajo a realizar éste se subdividió en tres sub-etapas que se muestran a continuación:

- Sub-etapa 1: enfocada en la búsqueda de conceptos sobre perforación direccional, herramientas utilizadas, tipos de pozos y los principios físicos que operan durante la perforación.
- Sub-etapa 2: el objetivo se centró en la revisión de los reportes finales de pozos, identificando los problemas registrados durante la perforación de las secciones horizontales de los mismos, los parámetros de perforación utilizados y los procedimientos operacionales registrados en cada reporte.
- Sub-etapa 3: en la cual se buscó información relacionada al manejo de la herramienta computacional *DOX*, para realizar simulaciones de sartas bajo parámetros de perforación y características encontradas en el campo de estudio.

Para cerrar esta etapa, se determinó el tipo de investigación a realizar, junto con el tipo de población y muestra, además, se definieron las técnicas e instrumentos de recolección de datos, los cuales se verán a continuación.

IV.2.2 Elaboración de la Base de Datos

Durante la revisión se definió la información de interés según el carácter de la investigación a realizar, con la cual se diseñó una base de datos (ver Figura IV.2), donde se recopiló ordenadamente la información contenida en los EOWR.

Nº	Pozo	Fecha de Inicio Día/Mes/Año	Perfil	Taladro	Referencia	TVD Final (pies)	Total SH (pies)	MD Inicio SH (pies)	MD final (pies)	MD Planif. (pies)	Alcanzó TD Planif	Motivo de no alcanzar Prof. planificada	Mecha	STB 1 (pulg)	STB (pu)
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															
35															

Figura IV.2: Formato de la Hoja Principal en la Base de Datos.

El formato de la base de datos que se realizó con el programa *Microsoft Excel*®, el cual se planificó de tal forma que la información de cada pozo estuviera contenida en una o varias líneas identificadas para facilitar el proceso de manejo de la data una vez que fuera necesaria.

La información incluida en la base de datos se lista a continuación:

- Nombre del Pozo
- Fecha de Inicio de la Perforación
- Tipo de perfil direccional (2D o 3D).
- Nombre del Taladro Utilizado.
- TVD final.
- MD total.
- MD inicio de SH.
- MD final (TD).
- MD planificada.

- j) Diámetro de Estabilizador(es).
- k) Sarta de Perforación utilizada.
- l) Caudal.
- m) Presión de bomba con mecha en fondo y fuera de fondo.
- n) Presión diferencial (Presión en fondo – Presión fuera de fondo).
- o) Peso sobre la mecha (WOB)
- p) rpm aplicada a la sarta desde superficie.
- q) Torque registrado.
- r) ROP.
- s) % pies rotados.
- t) % pies deslizados.
- u) Pies rotados, deslizados y totales perforados.
- v) Tiempo rotando, deslizando, y total utilizado en la perforación.
- w) Compañía de lodo y tipo de lodo utilizado en cada perforación. Peso del lodo, viscosidad de embudo, viscosidad plástica y punto cedente.
- x) Problemas del hoyo durante la perforación: apoyo, torque & arrastre, colgamientos (sin WOB), pegas diferenciales, pérdidas de circulación.
- y) Cantidad de *Pipe Swap* realizados por pozo.

Cada uno de los ítems listados fue seleccionado por estar presente en los EOWR evaluados y por ser de interés para la empresa. La base de datos completa denominada BDD_Zuata_V_1.0 puede ser revisada en el Anexo A, el cual se encuentra en formato digital.

Al terminar el llenado de los formatos, se procedió a analizar la información mediante la manipulación de la misma. Fue necesaria la división en tres bloques de interés, los cuales se listan a continuación:

- Parámetros de perforación registrados
- Diseño de sartas utilizadas
- Problemas de hoyo reportados

Para el caso de los parámetros de perforación, se hallaron valores máximos, mínimos y promedios de acuerdo al tipo de parámetro que se quería hallar (ver Tabla V.1). El Diseño de las sartas de perforación se completó mediante el ordenamiento de la información en el tiempo, mientras que la identificación de los principales problemas operacionales se logró mediante la generación de gráficas y el manejo de datos.

IV.2.3 Identificación de los Principales Problemas que se Presentan Durante la Perforación

Con la finalidad de lograr el objetivo planteado, se realizó el manejo de los datos organizando los eventos registrados relacionados a problemas operacionales durante la perforación de secciones de 8 ½". Los resultados fueron presentados en gráficas, Se determinaron porcentajes de recurrencia y así se determinaron los problemas más importantes durante la perforación de las secciones en estudio.

IV.2.4 Configuración del Nuevo Diseño de Sarta

Para solucionar el problema más recurrente encontrado en los EOWR (Colgamientos), se generaron varias alternativas, una de ellas, fue el armar un nuevo diseño de sarta de perforación con la ayuda de simulaciones.

El nuevo diseño de sarta se realizó a partir del BHA que hasta el momento en que se efectuó este estudio había cumplido con los requerimientos de construcción de ángulo durante la perforación.

Entonces, se planteó armar parejas de tuberías denominadas “Combos”, conformadas por 5 DP – 1 HW, las cuales estarían ubicadas en la parte intermedia de la sarta de perforación, coincidiendo con la ubicación del giro en la sección horizontal de los

perfiles de pozos a perforar. Para finalizar las sartas se diseñaron tomando en consideración las características propias de cada perfil.

IV.2.5 Configuración de los Perfiles de Pozos a ser Simulados

Considerando el uso del simulador como herramienta para lograr el objetivo del presente Trabajo Especial de Grado, se procedió a seleccionar perfiles de pozos que representaran las características generales de los pozos perforados en el campo. Con la asistencia de los ingenieros del Centro de Ingeniería de Perforación o *Drilling Engineering Center*, se configuraron tres perfiles de pozos no perforados, que fueron denominados Perfil 2D Perfil 3D A, y perfil 3D B.

A partir de la revisión de los pozos perforados en el área, se determinó que los giros durante la perforación estaban ubicados principalmente en las secciones horizontales. Vale la pena recordar que a mayor giro acumulado mayor será la tortuosidad final del hoyo. Tomando esto en cuenta, se configuraron tres perfiles con la finalidad de obtener resultados representativos de las situaciones que pueden presentarse en el Campo Zuata. Los criterios de configuración de los perfiles son el resultado de la observación de las características generales de los pozos perforados en el Campo Zuata, junto con la consulta a los ingenieros expertos en el área. Tales criterios se resumen a continuación en los siguientes tres puntos:

- 1) Perfil 2D con giro acumulado menor a 10 grados.
- 2) Perfil 3D de hoyo principal con giro acumulado en sección horizontal cercano o mayor a 50 grados.
- 3) Perfil 3D de hoyo secundario (a partir de ventana de revestidor) con giro acumulado en su sección horizontal cercano o mayor a 50 grados.

Para los perfiles seleccionados el DLS máximo se limitó a $5.75^\circ / 100$ pies por ser el DLS solicitado por el cliente. Se entiende que los valores de la tortuosidad son teóricos. Durante las operaciones de perforación estos valores tienden a incrementarse significativamente.

IV.2.6 Análisis del Nuevo Diseño de Sarta Propuesta

Las simulaciones se realizaron con la utilización del programa DOX, bajo un mismo procedimiento para los tres perfiles, por lo que a continuación se mostrará un modelo tipo de simulación con el perfil de pozo 3D-A.

IV.2.6.1 Carga de la Trayectoria

Para comenzar se cargó en el programa el programa de *Surveys* que define la trayectoria del perfil 3D-A. Este perfil se generó a partir de las coordenadas de superficie y de fondo suministradas por el cliente. En la Figura IV.3 se observa que en este módulo se pueden modificar los valores de profundidad, inclinación, azimut, TVD y DLS, para alcanzar un diseño ajustado a los procedimientos óptimos de perforación. También se cargaron las características del equipo de perforación, como por ejemplo: la elevación de la mesa rotaria con respecto al terreno donde se colocaría el taladro, y respecto al nivel del mar. Las trayectorias completas pueden ser revisadas en el Anexo B en formato digital.

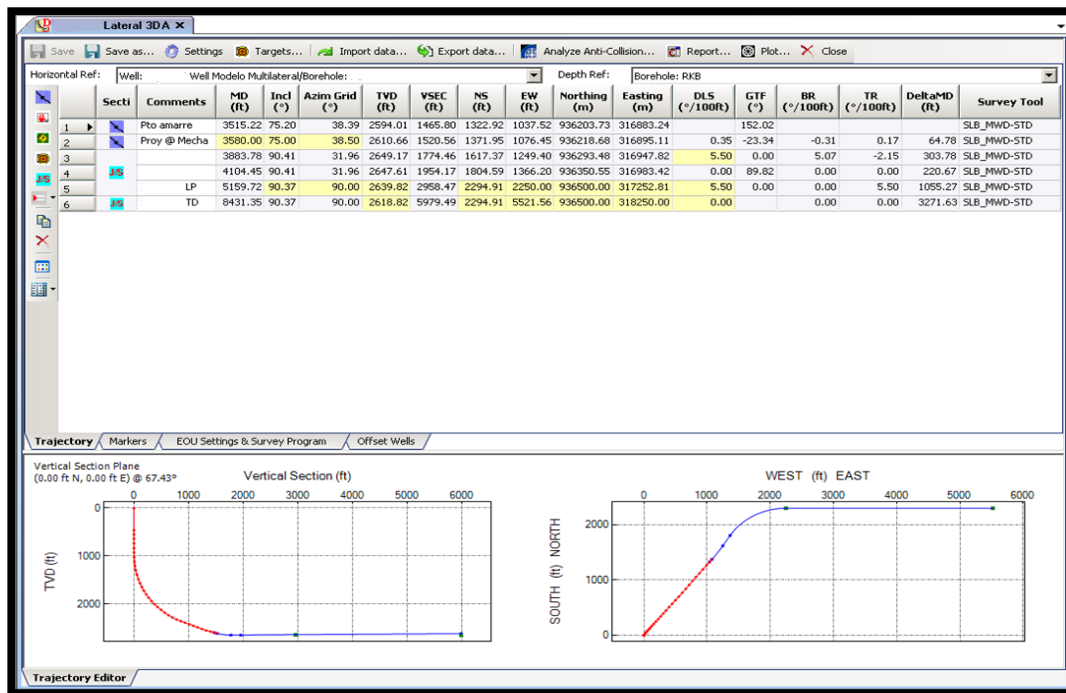


Figura IV.3: Datos de la Trayectoria del Perfil 3D-A. Programa DOX.

Posteriormente se procedió a generar la geometría de hoyo, para lo cual se fijaron las profundidades de cada sección y los revestidores correspondientes. En las Figuras IV.4 y IV.5 se observa la información correspondiente a las secciones superficial, intermedia y horizontal. Nótese que la sección de 8 ½" no posee revestidor, ésta condición indica al programa que debe presentar características de hoyo desnudo en esa sección del hoyo durante la simulación. Es importante tener en cuenta la profundidad a la que se asienta el revestidor de 9 5/8".

wellbore geometry Rev1 X

Save Save as ... WBG Report

Name: wellbore geometry Rev1

Air gap: 15 ft

Water depth: 0 ft

	Section	Diameter (in)	Start MD (ft)	End MD (ft)			
1	16" Section	16	15	500			
	Activities	OD (in)	ID (in)	Drift ID (in)	Start MD (ft)	End MD (ft)	Weight (lbm/ft)
	16" BHA Run	16			15	500	0
	13.375" Casing...	13.375	12.615	12.459	15	500	54.5

2	12.25" Section	12.25	500	3550			
	Activities	OD (in)	ID (in)	Drift ID (in)	Start MD (ft)	End MD (ft)	Weight (lbm/ft)
	12.25" BHA Run	12.25			500	3550	0
	9.625" Casing R...	9.625	8.755	8.599	15	3550	43.5

3	8.5" Section	8.5	3550	7904			
	Activities	OD (in)	ID (in)	Drift ID (in)	Start MD (ft)	End MD (ft)	Weight (lbm/ft)
	8.5" BHA Run	8.5			3550	8431	0

Figura IV.4: Datos de la Geometría del Hoyo. Programa DOX.

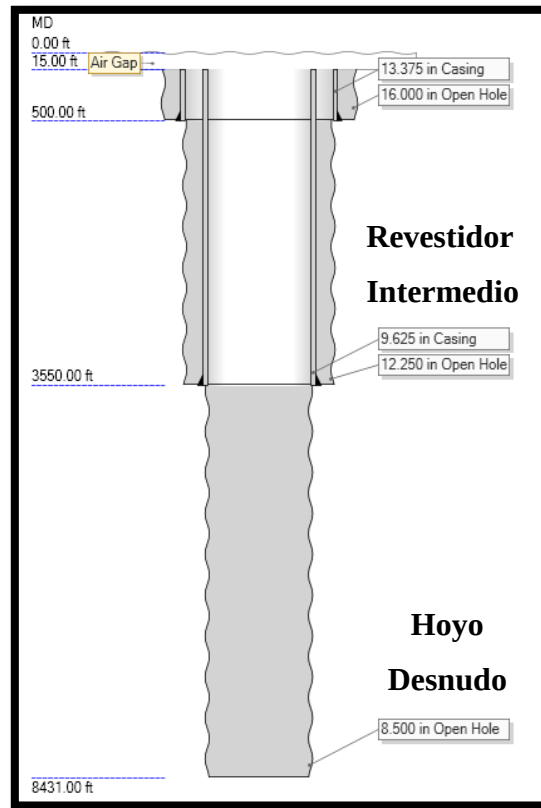


Figura IV.5: Geometría del Hoyo Introducida por el Usuario. Programa DOX.

IV.2.6.2 Carga de las Sartas

Los primeros pasos se centraron en la búsqueda de información de la disponibilidad en campo de tuberías para el ajuste de los diseños de sartas lo más cercanas a la realidad, con esto se garantizó trabajar sobre el armado de las sartas con las condiciones reales, tal cual como lo harían los Perforadores Direccionales antes de comenzar un trabajo. La disponibilidad de tuberías encontrada en campo fue la siguiente: 1) 186 tuberías DP (62 Parejas); 2) 90 tuberías HWDP (30 Parejas); y 3) 20 tuberías DC junto con 10 HWDP (10 Parejas Híbridas). La nueva organización de tuberías quedó de la siguiente forma:

- 135 DP (45 Parejas)
- 69 HWDP (23 Parejas)
- 20 DC y 10 HWDP (10 Parejas Híbridas)
- 50 DP + 10 HWDP (10 Parejas de Combos)

La planificación de la sarta con Combos se inició a partir de la longitud total del perfil a perforar, de la forma que indica la Figura IV.6:

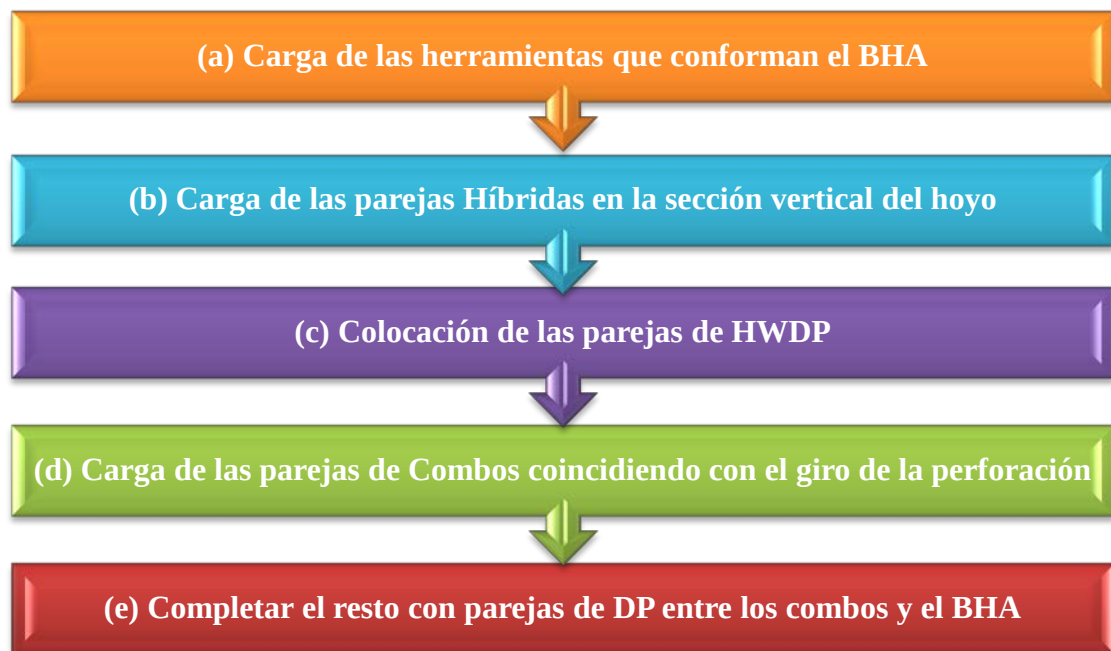


Figura IV.6: Pasos Seguidos Durante la Carga de las Sartas.

En la Figura IV.7 se muestra una representación con los componentes ordenados alfabéticamente según el orden seguido para el armado de los diferentes componentes de la sarta de Combos en el programa DOX.

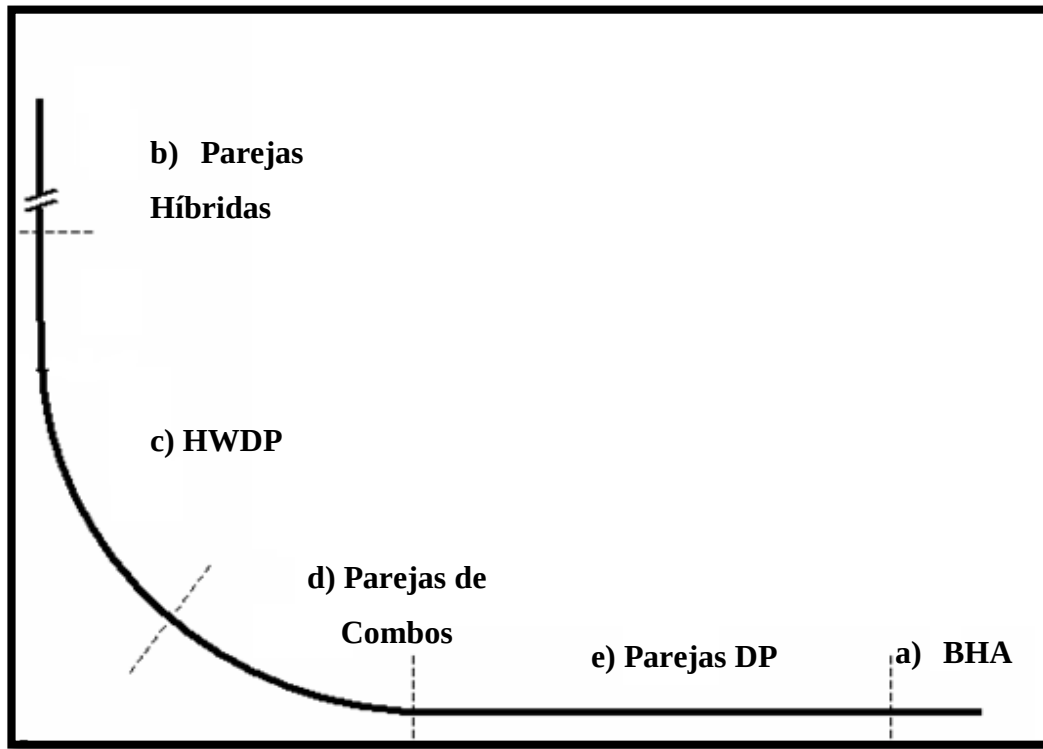


Figura IV.7: Pasos Seguidos Para la Planificación de la Sarta con Combos.

Con el ejemplo anterior en mente, se presenta a continuación la Figura IV.8 en donde se muestra que la sarta de perforación convencional estuvo conformada de la siguiente forma: mecha – BHA – DP – parejas Híbridas. Éste diseño fue considerado como caso base para cada uno de los perfiles mostrados anteriormente. Por su parte en las Figuras IV.9 y IV.10 se puede observar que la sarta de perforación con combos fue armada partiendo de la sarta convencional pero incluyendo los “Combos” de tubería entre la sección de DP y las parejas híbridas, es decir la sarta estuvo compuesta por: Mecha – BHA – DP – Combos – Parejas Híbridas. Las características de las tuberías usadas fueron: 1) DP Clase 2, grado S-135 con peso lineal de 19,5 lbm/pie; 2) HWDP con peso lineal 50,38 lbm/pie; y 3) DC con peso lineal 84 lbm/pie. Las sarts cargadas a cada uno de los perfiles pueden ser observadas en el Anexo C que se encuentra en formato digital.

BHA Editor [BHA_1] BHA Editor [BHA_2]

BHA name: BHA_2

Sketch

Cutting Tools

- Bit
- Borehole Enlargement
- Borehole Gauge Protector

Steerable Tools

- Motor
- Rotary Steerable

Stabilizer

- Stabilizer

Measurements

- LWD
- MWD

Drilling Tubulars

- Collar
- Drill Pipe
- Flex Collar
- HWDP

Subs

- Bent Sub
- Bypass Sub
- Core Barrel
- Misc. Sub

Jar

- Jar

Casings

	Catalog	Type	Desc.	OD (in)	Max OD (in)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)	Bot. (in)	Bot Type
				ID (in)				Top (in)	Top Type
1	Bit		8 1/2" Bit	5.75	2.25	8.5	1.06	4.5	REG
2	Motor		A675M7850-P	6.75	5.5	8.375	23.82	24.88	4.5
3	Misc. Sub		Float Sub	6.5	3.5	6.75	1.82	26.7	4.5
4	Collar		6 1/2" short monel	6.5	2.813	6.5	8.91	35.61	4.5
5	Misc. Sub		Lower Saver Sub	6.75	2.75	6.75	1.24	36.85	4.5
6	LWD		ARC-6 (LWD)	6.8	2.81	7.52	18.2	55.05	4.5
7	Misc. Sub		Lower Saver Sub MWD	6.75	3.14	6.85	1.19	56.24	5.5
8	MWD		TeleScope	6.85	5.109	6.89	23.96	80.2	5.5
9	Misc. Sub		UP Saver Sub (MWD)	6.71	2.813	6.71	1.62	81.82	4.5
10	Stabilizer		Stabilizer	6.52	2.5	8.375	6.83	88.65	4.5
11	Collar		MONEL	6.25	2.75	6.25	26.95	115.6	4.5
12	HWDP		3 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	90	205.6	5
13	Drill Pipe		170 x 5" 19.50 DPS, Class 2 (57 pias)	5	4.276	6.625	5279.75	5485.35	5
14	HWDP		22 pias x Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	2046	7531.35	5
15	Collar		10 PARJ HYB (1HWDP+2 DC)	6.5	3.25	6.5	900	8431.35	5
16									

Apply OK Cancel

Figura IV.8: Configuración de la Sarta Convencional. Programa DOX.

BHA Editor [BHA_1]

BHA name: BHA_1

Sketch

	Catalog	Type	Desc.	OD (in)	Max OD (in)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)	Bot. (in)	Bot Type	Bot Gender	Linear Weight (lbm/ft)	Cumulative Weight (lbm)
				ID (in)				Top (in)	Top Type	Top Gender		
1	Bit		8 1/2" Bit	5.75	2.25	8.5	1.06	4.5	REG	Pin	74.478	78.947
2	Motor		A675M7850-P	6.75	5.5	8.375	23.82	24.88	4.5	Box	89.72	2216.077
3	Misc. Sub		Float Sub	6.5	3.5	6.75	1.82	26.7	4.5	Box	80.101	2361.861
4	Collar		6 1/2" short monel	6.5	2.813	6.5	8.91	35.61	4.5	Box	95.311	3211.08
5	Misc. Sub		Lower Saver Sub	6.75	2.75	6.75	1.24	36.85	4.5	Pin	103.967	3339.999
6	LWD		ARC-6 (LWD)	6.8	2.81	7.52	18.2	55.05	4.5	Pin	100	5159.999
7	Misc. Sub		Lower Saver Sub MWD	6.75	3.14	6.85	1.19	56.24	5.5	Box	98.584	5277.314
8	MWD		TeleScope	6.85	5.109	6.89	23.96	80.2	5.5	Box	53.84	6567.32
9	Misc. Sub		UP Saver Sub (MWD)	6.71	2.813	6.71	1.62	81.82	4.5	Pin	98.713	6727.235
10	Stabilizer		Stabilizer	6.52	2.5	8.375	6.83	88.65	4.5	Box	175.6	7526.583
11	Collar		MONEL	6.25	2.75	6.25	26.95	115.6	4.5	Box	83.788	10184.656
12	HWDP		3 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	90	205.6	5	Pin	50.38	14718.856
13	Drill Pipe		108 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	3408.5	3614.1	5	Box	19.5	81184.606
14	Drill Pipe		5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	3771.6	5	Pin	19.5	84295.856
15	HWDP		1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	30	3801.6	5	Pin	50.38	85767.256
16	Drill Pipe		5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	3959.1	5	Box	19.5	88838.506
17	HWDP		1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	30	3989.1	5	Pin	50.38	90349.906
18	Drill Pipe		5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	4146.6	5	Box	19.5	93421.156
19	HWDP		1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	30	4176.6	5	Pin	50.38	94932.056
20	Drill Pipe		5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	4334.1	5	Box	19.5	98003.806

Apply OK Cancel

Figura IV.9: Configuración de la Sarta con Combos. Programa DOX.

DHA Editor [DHA_1]

BHA name: BHA_1

Sketch

	Catalog	Type	Desc.	OD (in)	Max OD (in)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)	Bot (in)	Bot Type	Bot Gender	Linear Weight (lbm/ft)	Cumulative Weight (lbm)	
				ID (in)				Top (in)	Top Type	Top Gender			
17		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	3989.1	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	90349.906	
18		Drill Pipe	5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	5	NC50 (4 1/2 IF)	Box	19.5	90421.156	
19		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	4176.6	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	94932.556	
20		Drill Pipe	5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	5	NC50 (4 1/2 IF)	Box	19.5	98003.806	
21		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	4364.1	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	99515.206	
22		Drill Pipe	5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	5	NC50 (4 1/2 IF)	Box	19.5	102586.456	
23		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	4551.6	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	104097.856	
24		Drill Pipe	5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	5	NC50 (4 1/2 IF)	Box	19.5	107169.106	
25		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	4739.1	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	108680.506	
26		Drill Pipe	5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	5	NC50 (4 1/2 IF)	Box	19.5	111751.756	
27		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	4926.6	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	113263.156	
28		Drill Pipe	5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	5	NC50 (4 1/2 IF)	Box	19.5	116334.406	
29		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	5114.1	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	117845.806	
30		Drill Pipe	5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	5	NC50 (4 1/2 IF)	Box	19.5	120917.056	
31		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	5301.6	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	122428.456	
32		Drill Pipe	5 x 5" 19.50 DPS, Class 2	5	4.276	6.625	157.5	5	NC50 (4 1/2 IF)	Box	19.5	125499.706	
33		HWD	1 x 5" Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	5489.1	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	127011.106	
34		HWD	22 x Heavy Weight Drill Pipe	5	3	6.5	2046	7535.1	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	50.38	230088.586
35		Collar	10 X 6.5" Hyb (1HWP x 2 DC)	6.5	3.25	6.5	900	8435.1	5	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	72.984	295774.186
36													

Apply

OK

Cancel

Figura IV.10: Configuración de la Sarta de Perforación con Combos (cont.). Programa DOX.

Las simulaciones se corrieron bajo parámetros de perforación reales del campo, obtenidos a partir de la base de datos. Una tabla con los parámetros de perforación utilizados se podrá ver en la Tabla V.1, adicionalmente se contó con la valiosa experiencia del DEC para asignar los parámetros que se desconocían.

Ya teniendo cargada la trayectoria, la geometría de hoyo y la sarta de perforación, restaba solamente introducir los parámetros de perforación de acuerdo a los requerimientos de cada escenario de Torque y Arrastre (T&D). En total se plantearon tres escenarios de simulación para cada sarta de perforación.

IV.2.6.3 Creación del Escenario 1: Análisis T&D Rotando la Sarta

En la Figura IV.11 se observa un valor de peso del bloque (*Block Weight*) de 23 KlbF correspondiente al taladro WDI-732 que actualmente perfora las secciones horizontales en la zona. También se puede ver valores de torque durante la perforación (DTOR) de 3 klbF.pie y un peso constante sobre la mecha (DWOB) de 15

klbf.pie, estos valores se asignaron de acuerdo a la experiencia del DEC y los perforadores direccionales en conjunto.

El peso del lodo (*Mud Weight*), la velocidad de rotación de la sarta (RPM) y la tasa de penetración (ROP) se asignaron de acuerdo a los parámetros de perforación más comunes encontrados en la zona.

En la sección Propiedades de la Corrida (*Run Properties*) aparecen unas casillas en color gris, entre las que se distingue tasa de flujo base además de los correspondientes mínimos, máximos. Tales valores no son relevantes para los escenarios planteados debido a que sólo son tomados en cuenta para los análisis de hidráulica, que no son de interés para la presente investigación.

Inputs [1 Drilling Scenario 1 Rot. (BHA 1A + Perfil 3DA)]

Operation mode:
 Scenario name: 1 Drilling Scenario 1 Rot. (BHA 1A + Perfil 3DA)
 Description:
 Operation type: ☒ Drilling ☐ Tripping ☐ Reaming

Analysis type: ☐ Hydraulics ☒ Torque and Drag ☐ FF Calibration ☐ BHA Sag ☐ BHA Tendency ☐ BHA Vibration

Trajectory: Lateral 3DA Total depth: 8431.00 ft
 Drill string: BHA_1A Total length: 8431.00 ft

Run properties:
 Computation mode: ☒ Single point ☐ Multi-point

Bit depth: 8431 ft End bit depth: 8431 ft Depth increment: 200 ft
 Flowrate: 500 gal/min Min flowrate: 380 gal/min Max flowrate: 600 gal/min
 Mud weight: 8.5 lbm/gal RPM: 50 ROP: 560 ft/h
 Block weight: 23 1000 lbf DWOB: 15 1000 lbf DTOR: 3 1000 ft.lbf

Floating casing:
☒ Single mud
☐ Multi mud (Float casing)

Inside Fluid: Measured Depth starting from Bottom

Bottom Depth (ft)	Mud Weight (lbm/gal)

Scenario: Torque and Drag

Figura IV.11: Parámetros de Perforación Para el Escenario 1, Programa DOX.

Igualmente, y de acuerdo a la experiencia del DEC se asumieron los factores de fricción dinámicos de 0,25 y 0,35 a la salida del revestidor y al alcanzar TD respectivamente (ver Figura IV.12).

Bottom Depth (ft)	Friction Factor	Rotation	Translation
3550	0.249	0.25	0
7904	0.349	0.35	0

Figura IV.12: Factores de Fricción Dinámicos Para el Escenario1, Programa DOX.

IV.2.6.4 Creación del Escenario 2: Análisis T&D Deslizando la Sarta

En la Figura IV.13 se aprecia que utilizaron los mismos parámetros de perforación para el escenario 1, salvo las RPM cuyo valor fue “cero” y la ROP con un valor de 350 pies/h, obtenido a partir de datos de campo, por simularse la sarta en modo deslizar. El intervalo del análisis utilizado fue desde 3550 pies hasta 8431 pies (TD). Se asumió un FF estático de 0,2 para hoyo revestido y variaciones de 0,05 para el rango 0,2 – 0,4, en el intervalo de interés en el que se simuló la perforación en modo deslizando a hoyo abierto (ver Figura IV.14).

Inputs [1 Drilling Scenario 4 Multipoint (BHA1A + Perfil 3DA)]

Operation mode

Scenario name:

Description:

Operation type: ☐ Drilling ☒ Tripping ☐ Reaming

Analysis type: ☐ Hydraulics ☒ Torque and Drag ☐ FF Calibration ☐ BHA Sag ☐ BHA Tendency ☐ BHA Vibration

Trajectory: Total depth: ft

Drill string: Total length: ft

Run properties

Computation mode: ☐ Single point ☒ Multi-point

Start bit depth: ft End bit depth: ft Depth increment: ft

Flowrate: gal/min Min flowrate: gal/min Max flowrate: gal/min

Mud weight: lbm/gal RPM: ROP: ft/h

Block weight: 1000 lbf DWOB: 1000 lbf DTOR: 1000 ft.lbf

Floating casing

☒ Single mud
☐ Multi mud (Float casing)

Inside Fluid: Measured Depth starting from Bottom	
Bottom Depth (ft)	Mud Weight (lbm/gal)

Scenario:

Figura IV.13: Parámetros de Perforación Para el Escenario 2. Programa DOX.

Inputs [1 Drilling Scenario 4 Multipoint (BHA1A + Perfil 3DA)]

Friction Factor
 ☐ Friction Factor Zoning
 ☒ Tripping Loads Analysis

Tortuosity/FR

Friction factors

Open Hole	Cased Hole	Direction
▶ 0.2	0.2	In ▼
0.25	0.2	In ▼
0.3	0.2	In ▼
0.35	0.2	In ▼
0.4	0.2	In ▼
*		▼

Scenario: Torque and Drag

Apply OK Cancel

Figura IV.14: Factores de Fricción Estáticos Para el Escenario 2. Programa DOX.

IV.2.6.5 Creación del Escenario 3: Tendencia del BHA

En la Figura IV.15 que se muestra a continuación, se observa los parámetros de perforación introducidos para el escenario tres, en donde destaca el TF de la herramienta con un valor de 1,5 grados, y el “*Formation Stiffness*” estimado en 0,30 de acuerdo a la experiencia del DEC.

Inputs [1 Drilling Scenario 4 Multipoint (BHA1A + Perfil 3DA)]

Computation type: ☒ No Sensitivity ☐ Sensitivity

MD (ft)	Incl (deg)	Toolface (deg)
3550.00	79.57	68.79
4013.41	89.87	0.00
6121.29	89.87	-16.60
6128.15	90.25	0.00
8431.00	90.25	0.00

Well Parameters

Name	Value	Units
Hole Enlargement	0.00	in
Formation Stiffness	0.30	
Bit Inclination	90.00	deg

Drilling Parameters

Name	Value	Units
DWOB	15.00	1000 lbf
Tool Face	1.50	deg

Measured Depth 0 ft

Bit Inclination 0 deg

Toolface 0 deg

Scenario

Figura IV.15: Parámetros de Perforación Adicionales Para el Escenario 3. Programa DOX.

La Figura IV.16 muestra detalladamente cómo quedaron estructuradas las simulaciones de acuerdo a los perfiles, sartas y escenarios planteados. En resumen, por cada perfil se corrieron dos sartas de perforación, bajo tres escenarios. Los

parámetros de perforación de cada escenario se ajustaron de acuerdo al caso planteado.

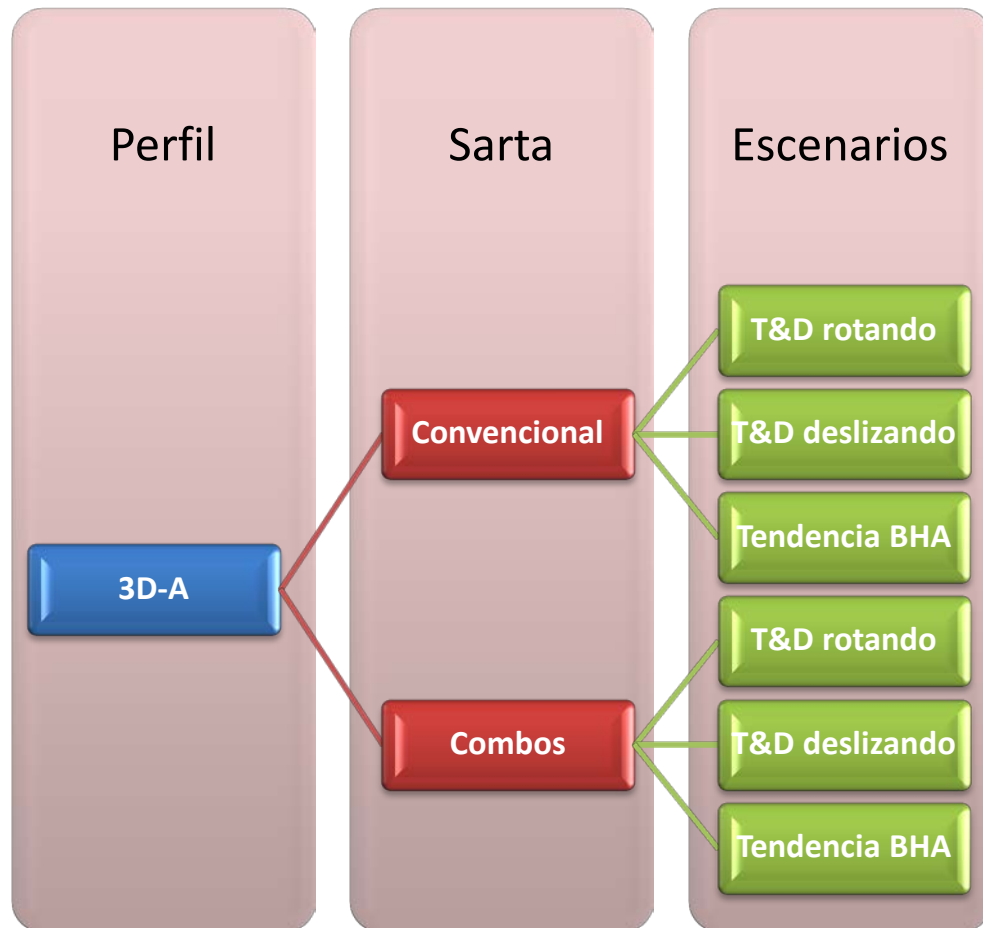


Figura IV.16: Simulaciones Realizadas Para Cada uno de los Perfiles.

CAPÍTULO V**ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS****V.1 CARACTERÍSTICAS DE LA PERFORACIÓN A PARTIR DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LA BASE DE DATOS****V.1.1 Parámetros de Perforación**

Del ordenamiento de los parámetros de perforación recopilados en la base de datos se seleccionaron rangos que permitieron caracterizar las condiciones a las que se perfora las secciones horizontales de 8 ½” en la zona. Su revisión permitió una mejor comprensión de la perforación del área en estudio.

V.1.1.1 Características del Lodo

El lodo usado fue Base agua, Polimérico inhibido. El rango de densidades varió de 8,3 a 8,9 lpg, con 8,5 lpg como densidad promedio. Las viscosidades de embudo mínimas y máximas observadas fueron de 34 y 59 s/qt respectivamente con un promedio de 48 s/qt. Por otra parte, las viscosidades plásticas variaron en el rango de 5 a 14 cP con promedio de 9 cP. Para finalizar el PC se encontró en el rango de 10 a 34 lb/100 pie² con un promedio de 24 lb/100 pie².

V.1.1.2 Revoluciones por Minuto (RPM)

Las revoluciones por minuto determinan la velocidad con la que se hace girar la sarta desde la superficie cuando la misma se encuentra en modo rotar. Durante la investigación se determinó un mínimo y máximo de 35 y 60 ciclos por minuto, mientras que el promedio estuvo en el orden de los 50 ciclos por minuto.

V.1.1.3 Peso Sobre la Mecha (WOB)

El WOB más recurrente fue de 20 klbf. Los mínimos y máximos encontrados fueron de 5 y 35 klbf respectivamente. Estos valores no quieren decir que ese sea el peso verdadero que llega a la mecha, sino que es la cantidad de peso que se calcula sea aplicado desde superficie a la sarta de perforación.

V.1.1.4 Tasa de Penetración (ROP)

La Tasa de Penetración o *Rate of Penetration* (ROP, por sus siglas en inglés) total promedio fue de 450 pie/hora, mientras que la ROP máxima promedio rotando fue de 560 pie/hora, y la ROP deslizando promedio fue de 350 pies/hora.

V.1.1.5 Caudal

El caudal mínimo y máximo encontrado en la zona fue de 350 gpm, y 550 gpm respectivamente, contando con un caudal promedio de 500 gpm.

V.1.1.6 Torque Máximo

El Torque máximo registrado fue de 22 klbf.pie con un promedio de 16 klbf.pie. Se considera como un límite seguro de operación unos 20 klb.pie de torque. Este valor considera la cantidad de torque que se le aplica a las conexiones de tubería de perforación que es de unos 25 klbf.pie, con un factor de seguridad de 0,8.

En la Figura V.1 se observan los torques máximos registrados y la profundidad relacionada. Resalta el hecho de que la mayor parte de los registros se ubican en el intervalo de 6500 a 8500 pies MD. También se observa que el límite de torque seguro de 20 klb.pie puede ser superado a partir de los 6500 pies MD lo que puede generar problemas durante la perforación.

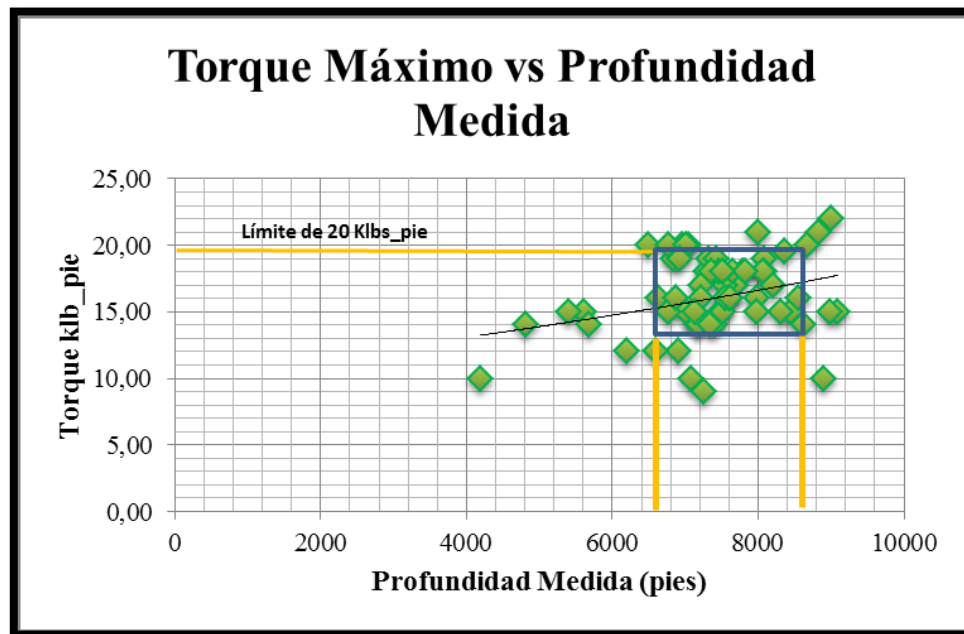


Figura V.1: Torque Máximo vs Profundidad Medida.

V.1.1.7 Tabla Resumen

En la Tabla V.1 se resumieron los parámetros de perforación mínimos, máximos y promedios encontrados en la perforación del campo.

Tabla V.1: Resumen de los Parámetros de Perforación.

Característica	Valores			Unidades
	Mínimo	Máximo	Promedio	
Tipo de Lodo	Base Agua, Polimérico inhibido			
Peso del Lodo	8,3	8,9	8,5	lpg
Viscosidad Embudo	34,0	59,0	48	s/qt
Viscosidad Plástica	5	14	9	cP
Punto Cedente	10	34	24	lb/100pie ²
RPM	35	60	50	rev/min
WOB	5	35	20	klbf
ROP efectiva Rotando	N/A	N/A	560	pie/h
ROP efectiva Deslizando	N/A	N/A	350	pie/h
Caudal	380	550	500	gpm
Torque en Superficie	N/A	22	16	klbf.pie

V.1.2 Reducción Progresiva de las TVD

La Figura V.2 muestra la profundidad TVD promedio de los pozos, organizados en el tiempo. Se comprobó la tendencia que tiene el campo hacia la reducción progresiva de TVD, lo que resulta en menores secciones verticales de los pozos planificados, y menor capacidad para disponer de peso para perforar en la sección vertical.

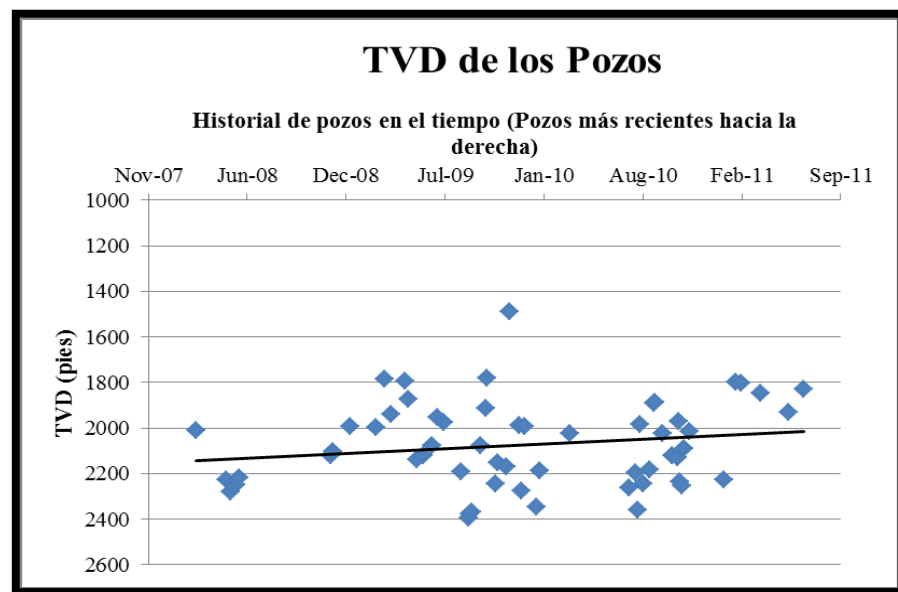


Figura V.2: TVD de los Pozos Perforados en el Tiempo.

V.1.3 Configuraciones de Sartas Empleadas

Luego de la revisión realizada, la información de las sartas de perforación y BHAs usados en el Campo Zuata fue categorizada y clasificada de tal forma que se determinaron las siguientes configuraciones de sartas como las más usadas durante la perforación de secciones horizontales en el Campo Zuata.

- **Campaña 2008 – 2009**

Tabla V.2: BHA y Sartas Empleadas en Campaña 2008 - 2009.

Componente	
Mecha PDC y Motor de fondo (PowerPak de 6,75")	BHA
Herramienta LWD de nombre RAB® (con estabilizador propio).	
Herramienta MWD de nombre comercial TeleScope®	
Estabilizador	
DP	Sarta
HWDP	
Parejas Híbridas (2 DC – 1 HWDP)	

- **Campaña 2009 – 2011**

A partir del 28 de Septiembre del año 2009, se comenzó la corrida de la primera herramienta ArcVISION® y el cese de corridas con la herramienta RAB. Con esto se eliminó el uso de un estabilizador localizado directamente sobre la herramienta LWD. La Tabla V.3 muestra la configuración utilizada.

Tabla V.3: BHA y Sartas Empleadas en Campaña 2009 - 2010.

Componente	
Mecha PDC y Motor de fondo (PowerPak de 6,75")	BHA
Herramienta LWD de nombre ArcVISION®	
Herramienta MWD de nombre TeleScope®	
Estabilizador	
HWDP	Sarta
DP	
HWDP	
Parejas Híbridas (2 DC – 1 HWDP)	

V.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN

Durante la investigación se identificaron tres características causantes de los problemas durante la perforación de secciones horizontales en el Campo Zuata, estos son:

- 1) Baja TVD
- 2) Tortuosidad Acumulada (principalmente por el giro en la sección horizontal)
- 3) Limpieza del Hoyo

En primer lugar, una reducción progresiva de las TVD disminuye la cantidad de peso que se puede colocar en la sección vertical del pozo y en consecuencia se reduce la longitud máxima que se puede alcanzar en las secciones horizontales.

En segundo lugar, los giros acumulados durante la perforación de secciones horizontales hacen que las longitudes totales alcanzadas se vean reducidas comparativamente con las que se pueden alcanzar sin giro. Los problemas de baja transmisión de peso a la mecha durante la perforación son notables ya que a un mayor giro acumulado, el peso efectivo para perforar se reduce.

Por último, pero no menos importante, durante la perforación es común que se depositen capas de ripios a lo largo de la sección horizontal del pozo. Esto puede ser notado en superficie si el arrastre o el torque comienzan a aumentar sobre los valores estimados. Por tanto, partiendo de los resultados se puede asumir que buena parte de los problemas que ocurren durante la perforación en el área se deben a una pobre limpieza del hoyo. En todo caso, una mejora en la limpieza del hoyo permitiría que la perforación se realizara con menos problemas, logrando el alcance de la perforación esperado por el cliente.

V.2.1 Profundidades Planificadas y Alcanzadas

Las Figuras V.3 y V.4 muestran las profundidades planificadas y reales alcanzadas de un total de 61 corridas de las que se tenían datos de profundidad. En el estudio se determinó que en el 54% de las mismas no se alcanzó la profundidad planificada (Ver Figura V.5). Nótese que en algunos casos la profundidad real alcanzada fue mayor que la del plan, por lo que estas perforaciones fueron catalogadas lógicamente como exitosas. Los motivos por los que no se alcanzó TD planificada serán motivo de análisis en la siguiente sección.

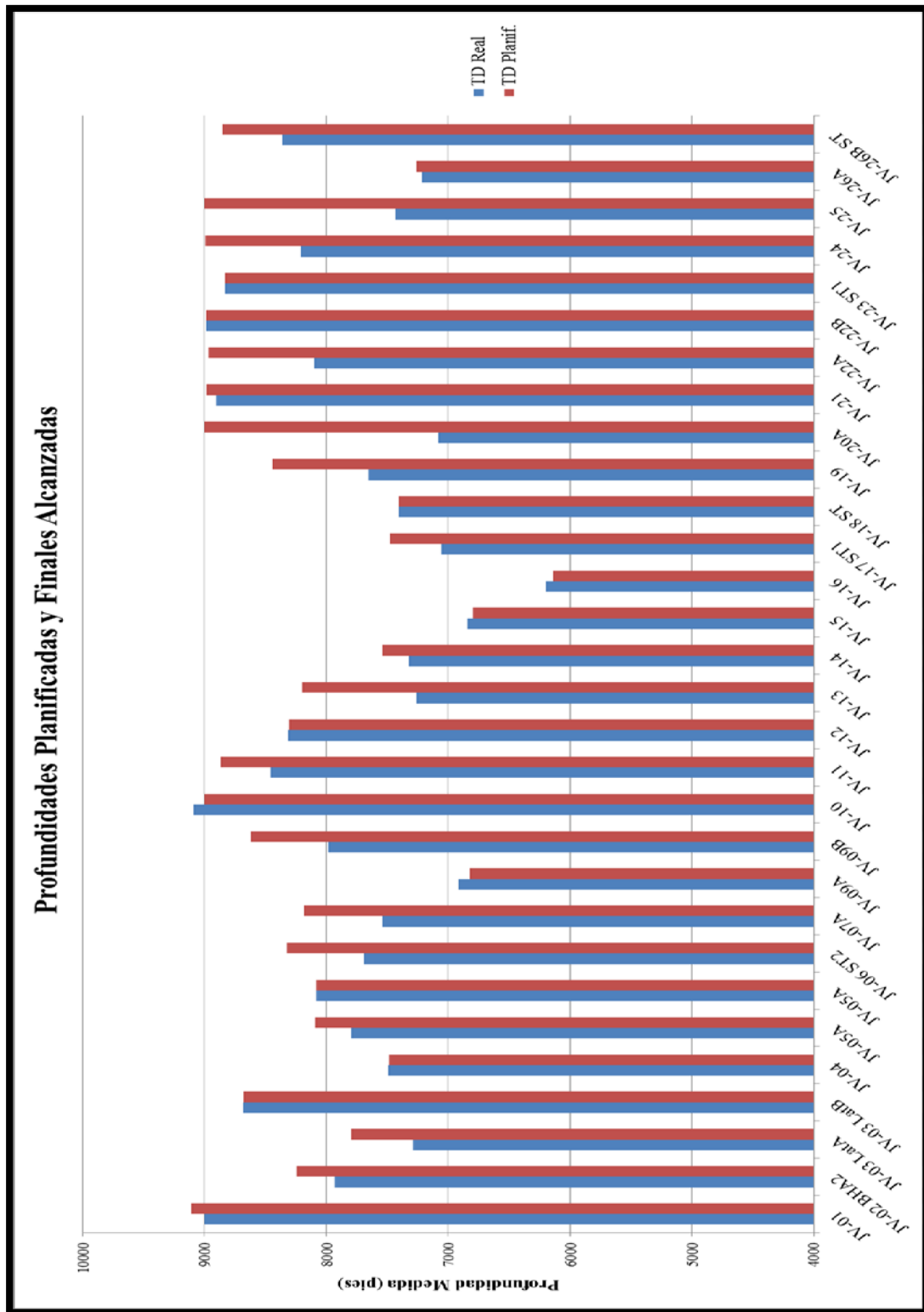


Figura V.3: Profundidades Planificadas y Finales Alcanzadas.

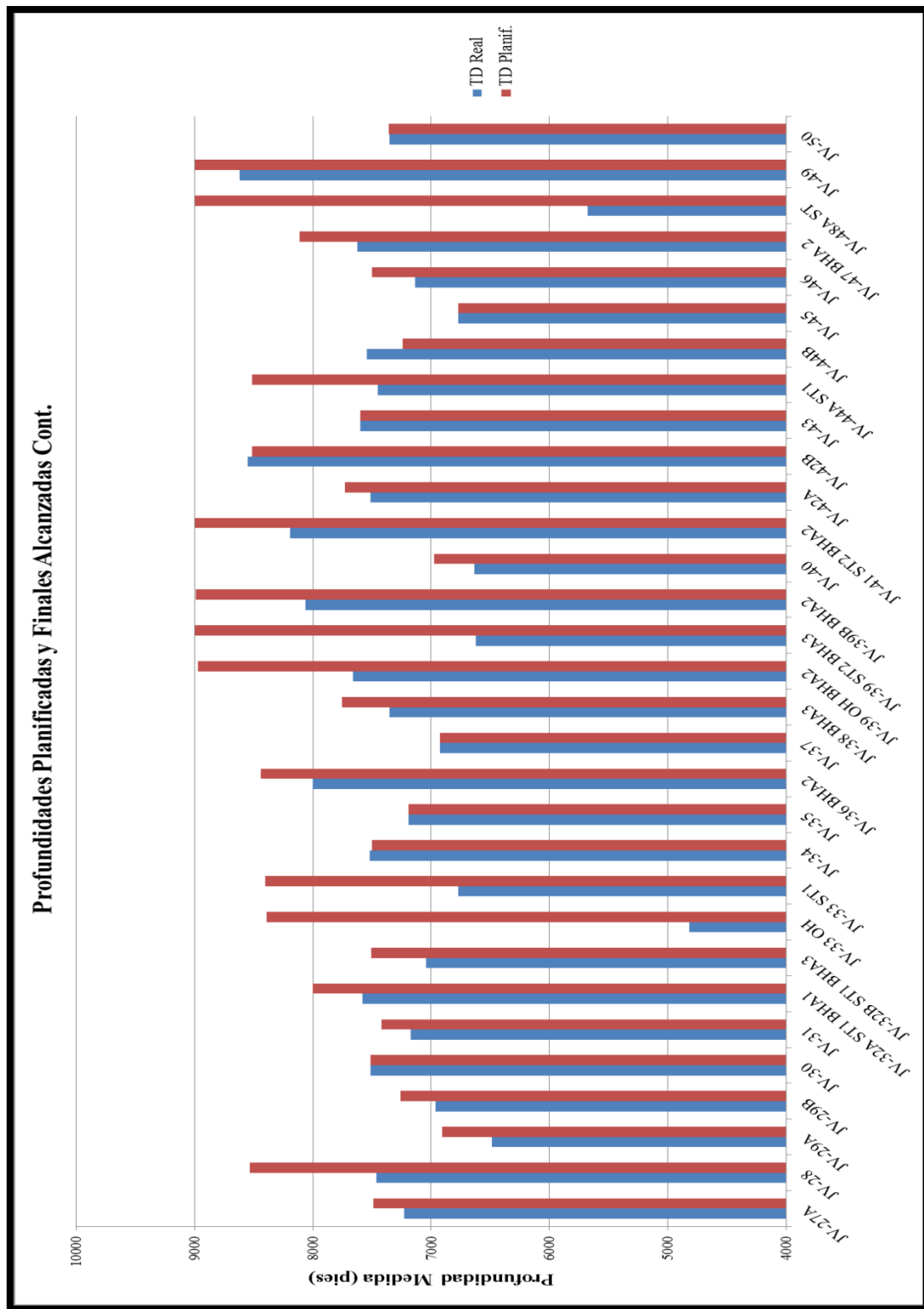


Figura V.4: Profundidades Planificadas y Finales Alcanzadas (cont.)

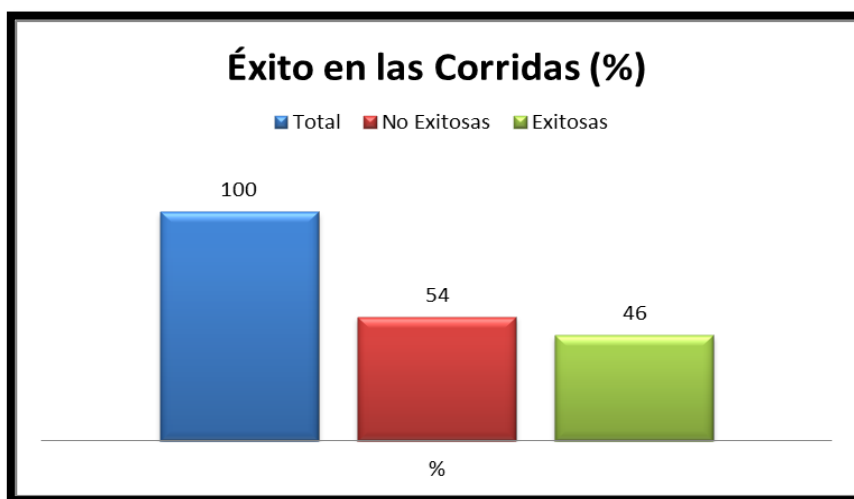


Figura V.5: Porcentaje de Corridas Exitosas y no Exitosas.

La mínima sección horizontal alcanzada por una sarta fue de 909 pies y la máxima de 6563 pies. La longitud promedio encontrada de las secciones horizontales fue de 4522 pies, con un inicio y final de la sección horizontal promedio de 2783 pies, y 7305 pies, todas las profundidades medidas desde la mesa rotaria.

V.2.2 Motivos Para no Alcanzar TD Planificada

A continuación se puede apreciar en la Tabla V.4 y Figura V.6 las cifras y porcentajes correspondientes a los motivos por los cuales no se pudo seguir avanzando en la perforación a la TD final en los 50 pozos revisados, siendo el principal motivo la pérdida de propiedades petrofísicas con un 43% de los casos. Es necesario destacar que sólo se tomaron en cuenta las veces en que las operaciones finalizaron, por lo que no se consideraron los eventos que fueron corregidos y en los cuales se siguió perforando.

Tabla V.4: Motivos que Imposibilitaron Continuar el Avance de la Perforación.

Cantidad	Motivos
14	Pérdida de propiedades petrofísicas
10	Alto Torque
6	Colgamientos
3	Pega Diferencial

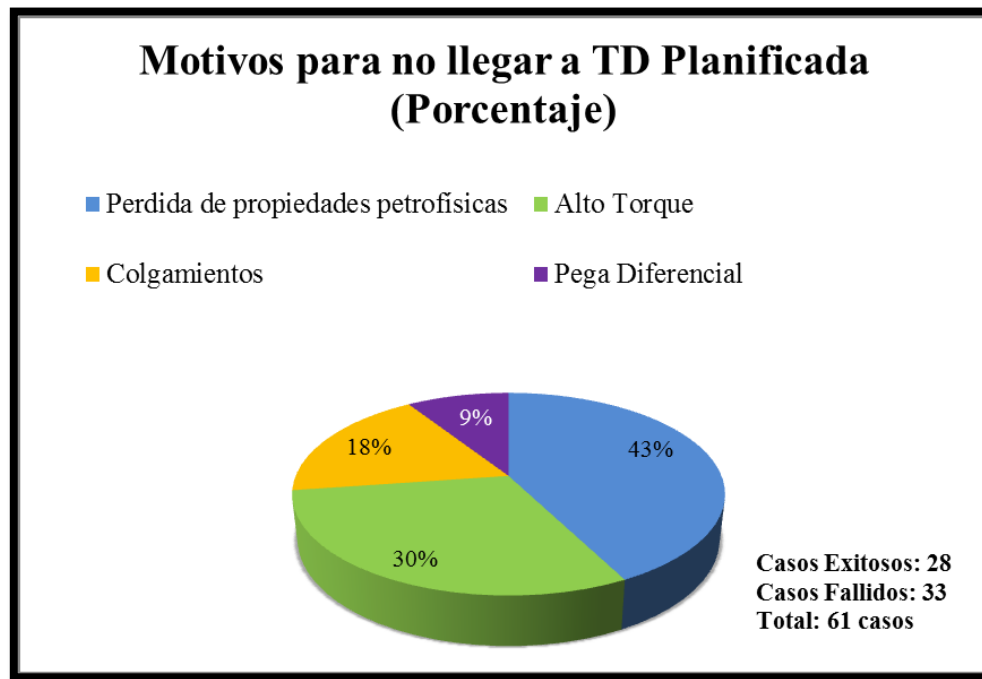


Figura V.6: Motivos Para no Llegar a TD Planificado.

V.2.3 Cantidad de Eventos

En el sentido amplio de la palabra se entenderá que el término evento hace referencia a una situación no deseada durante la perforación que compromete el avance de la misma y que puede conducir al cese de las operaciones.

Durante la revisión, el total de eventos registrados relacionados a problemas del hoyo fue de 149 eventos. A continuación en la Tabla V.5 y la Figura V.7 se observa que el evento más recurrente fue el colgamiento asociado a procedimientos de *Pipe Swap*. También destacan la cantidad de eventos correspondientes a eventos de alto torque.

Tabla V.5: Eventos Relacionados a Problemas del Hoyo.

Colgamientos	Alto Torque & Arrastre	Pega de tubería	Apoyo	Pérdida de Circulación
60	50	28	8	3

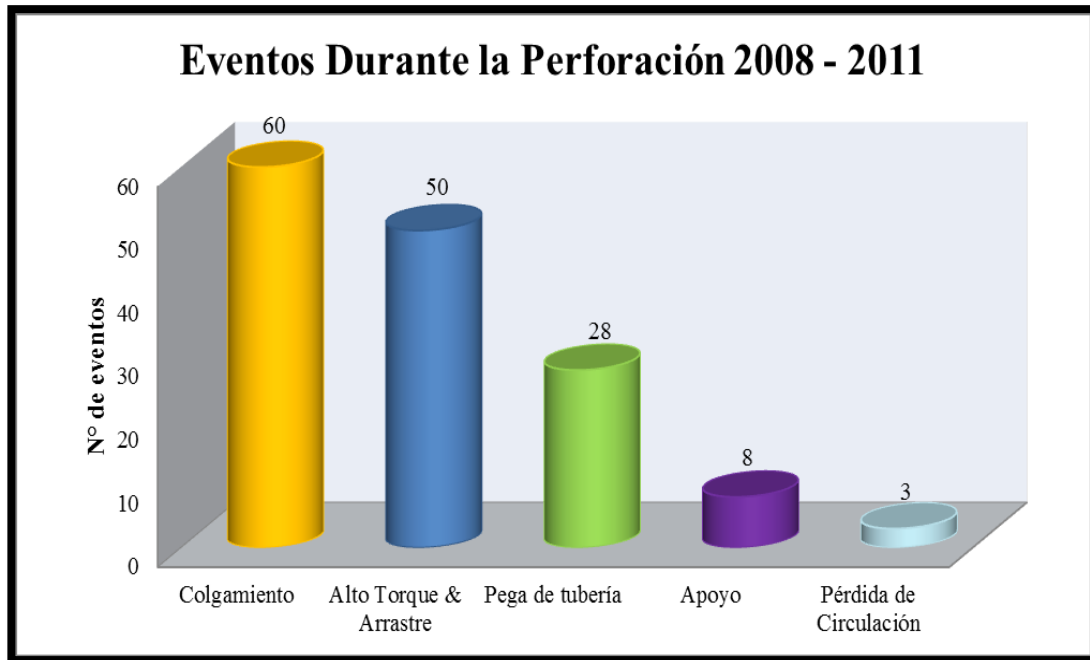


Figura V.7: Eventos Registrados Durante la Perforación.

Del total de 50 pozos, se contó con la información de 65 corridas realizadas, los resultados presentados en la Figura V.8 muestran que los tres eventos más recurrentes fueron: (a) Colgamientos con un 40% de los eventos, (b) Alto Torque y Arrastre con un 34%, y por último, (c) pegas de tubería contando con un 19% del total. Todos estos eventos relacionados en cierta medida con la sarta de perforación. Es notable que el 93% de los eventos sea conformado estos cuatro problemas.

Se demuestra que el problema más recurrente mientras se perfora secciones de 8 ½" en el Campo Zuata es la baja transmisión de peso efectivo sobre la mecha manifestada como Colgamientos de la sarta.

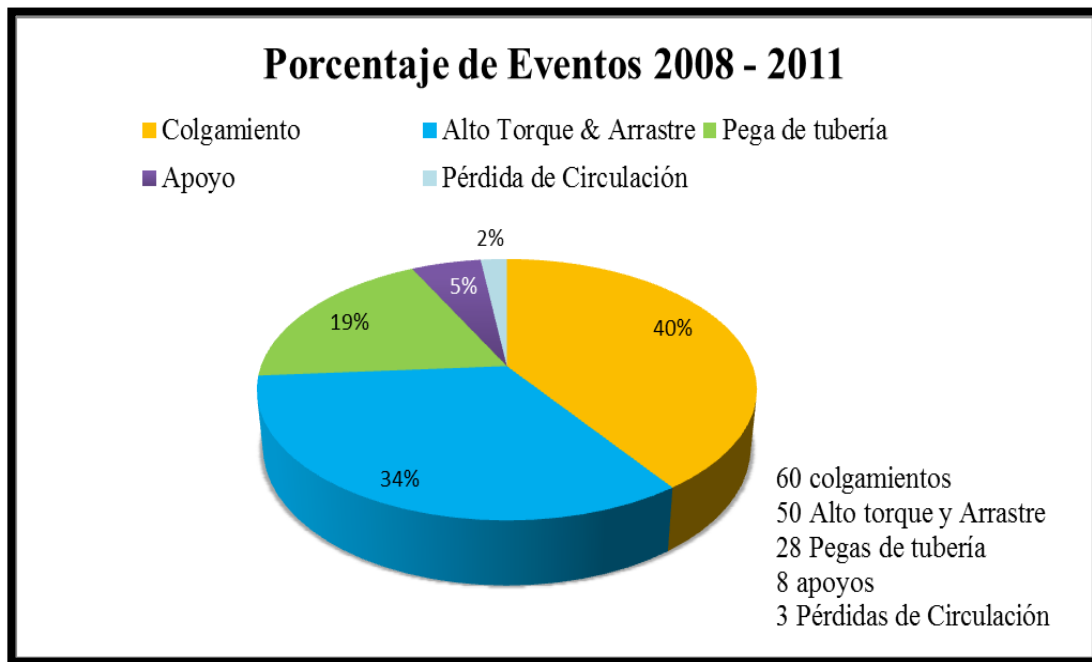


Figura V.8: Porcentaje de Eventos Reportados Entre los Años 2008-2011.

V.2.4 Eventos de *Pipe Swap*

Al determinarse que los colgamientos son los eventos más recurrentes durante la perforación se confirmó que la mayor parte de estos eventos estuvo relacionada con la necesidad de realizar procedimientos de *Pipe Swap* para remediar los problemas presentados durante la perforación al deslizarse. Al identificarse esta relación se consideró de interés el hallar las profundidades de mayor incidencia. Al contabilizar la cantidad de eventos registrados, se observó que aumentaban las probabilidades de requerir un procedimiento de *Pipe Swap* en cada pozo perforado que haya pasado de los 4800 – 8000 pies MD.

La Figura V.9 muestra la totalidad de los eventos de *Pipe Swap* registrados en MD y relacionados a su TVD. Destaca el rango de profundidades que va desde los 4500 pies hasta los 8000 pies como el intervalo donde se encontró la mayor cantidad de *Pipe Swap* requeridos en función de una baja transmisión del peso sobre la mecha.

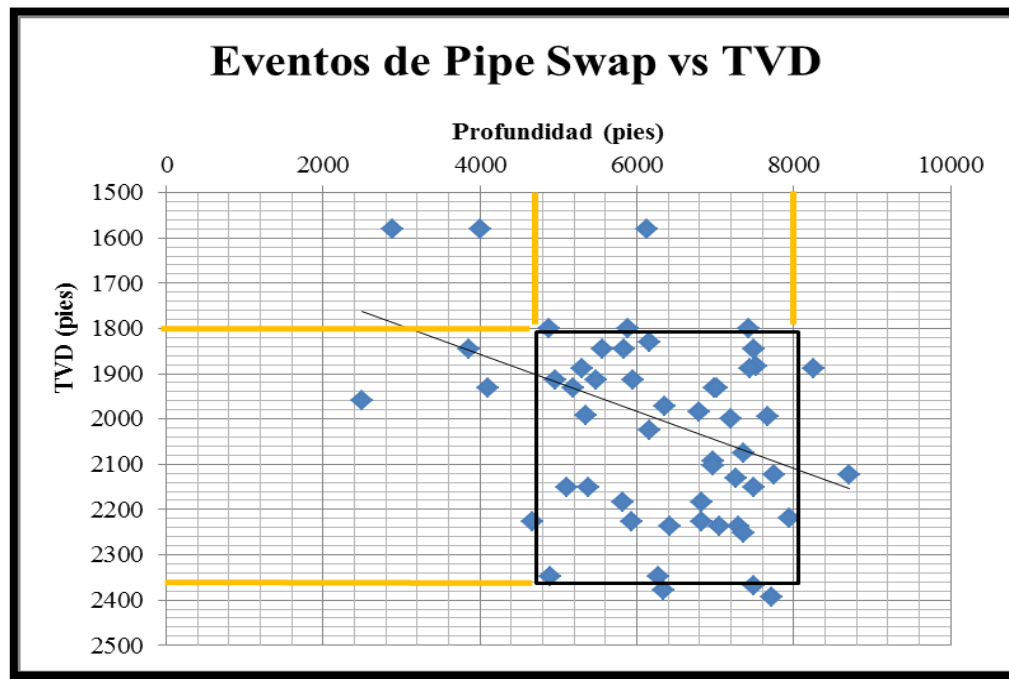


Figura V.9: Profundidades de los Eventos de Pipe Swap.

En la revisión de la base de datos se encontró que los pozos se planificaron en promedio con 5000 pies de sección horizontal a una TVD promedio de 2000 pies, de los cuales la sección de 12 ¼" no supera los 3500 pies MD. La profundidad MD a partir de la cual se registra un aumento de los procedimientos de *Pipe Swap* es de 4500 Pies, mientras que la profundidad promedio del intervalo donde se presentan la mayor parte de los problemas de transmisión de peso es aproximadamente a los 3000 pies de sección horizontal o más allá de los 6000-6500 pies MD.

En total se registraron 52 *Pipe Swap*, lo que representa un promedio de un *Pipe Swap* por pozo perforado. La máxima cantidad de *Pipe Swap* fue de 4 procedimientos por pozo.

Un valor agregado de este estudio fue el investigar un rango de profundidades a las que se esperaba requerir un *Pipe Swap*. La información se dividió por intervalos de 100 pies comenzando a una profundidad de 1800 pies y alcanzando los 2300 pies

TVD. Con esta información se contará con una guía adicional para la etapa de planificación de las secciones a perforar.

A continuación, se puede consultar en la Tabla V.6 los valores correspondientes a los intervalos mencionados. También en las Figuras V.10 y 11 se puede observar tales intervalos representados en forma gráfica. Nótese la tendencia a presentar mayores cantidades de procedimientos de *Pipe Swap* a medida que las TVD se hacen menores.

Tabla V.6: Intervalos de *Pipe Swap*.

Intervalo TVD (pies)	Rango de profundidades MD (pies)
1800 - 1900	>4000 - 8200
1900 - 2000	>4100 - 7700
2000 - 2100	>6200 - 7400
2100 - 2200	>5100 - 8700
2200 - 2300	>4700 - 8000
2300 - 2400	>4900 - 7700

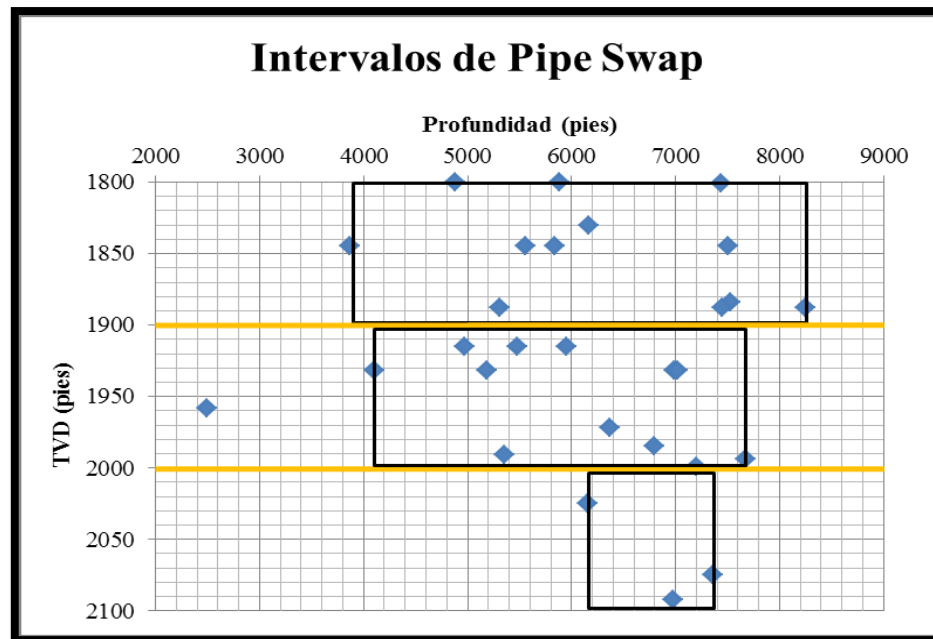
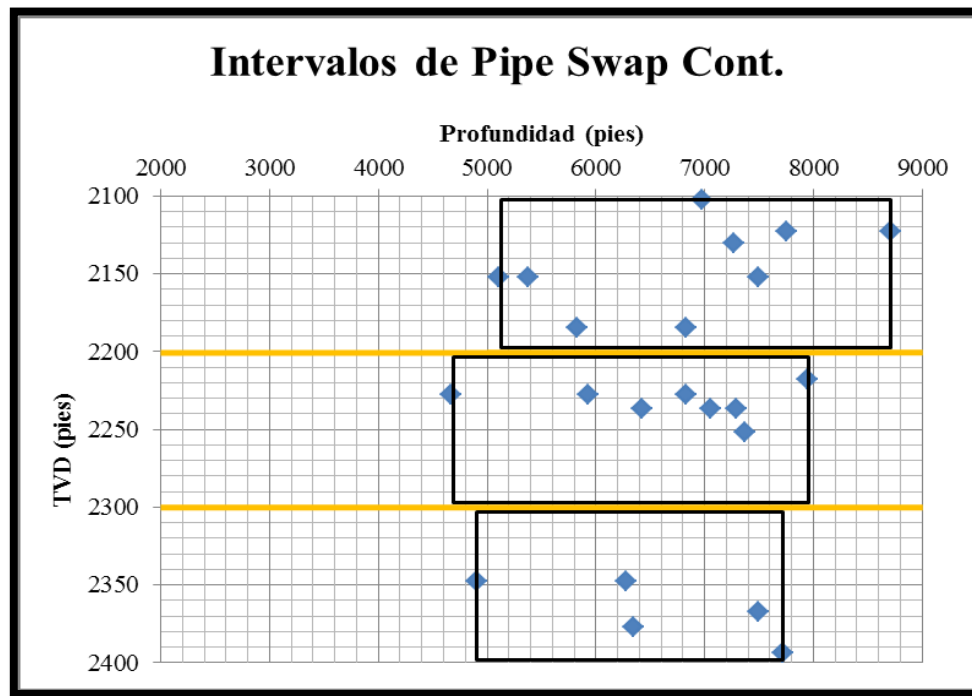


Figura V.10: Intervalos de *Pipe Swap*.

Figura V.11: Intervalos de *Pipe Swap* Cont.

V.3 ANÁLISIS DEL NUEVO DISEÑO DE SARTA PROPUESTO

Considerando las características mostradas anteriormente, se planteó el análisis de un nuevo diseño de sarta para reducir la recurrencia de problemas de transmisión de peso durante la perforación. El diseño tomó en cuenta las características de las tuberías que existían en taladro, además sabiendo que los *Drill Pipes*, *Drill Collars* y *Heavy Weight Drill Pipes* son limitados de acuerdo a la disponibilidad del taladro, su cantidad fue un factor importante a considerar para el nuevo diseño. Las simulaciones consideraron principalmente el parámetro del peso sobre el gancho como punto clave para determinar las variaciones en el peso disponible para perforar.

V.3.1 Diseños de Sargas Utilizados para el Análisis

Las sargas cargadas durante las simulaciones presentan diferencias basadas en las longitudes de los perfiles y a la sección intermedia del hoyo. A continuación se

presentan los arreglos utilizados, en donde destaca la diferencia de configuración entre el diseño actual y el nuevo diseño formado en su sección intermedia por parejas de 5 tuberías DP por 1 tubería HWDP como se puede observar en la Figura V.12. Estas parejas de tubería deben colocarse de tal forma que coincidan con la sección de giro en cada uno de los perfiles donde vaya a ser corrido este diseño de sarta.

Sarta Convencional:

- Arreglo: BHA + DP + HWDP + Parejas Híbridas

Nuevo diseño de Sarta (Con Combos):

- Sección intermedia con parejas de 5 DP + 1 HWDP
- Arreglo: BHA + DP + Combos + HWDP + Parejas Híbridas

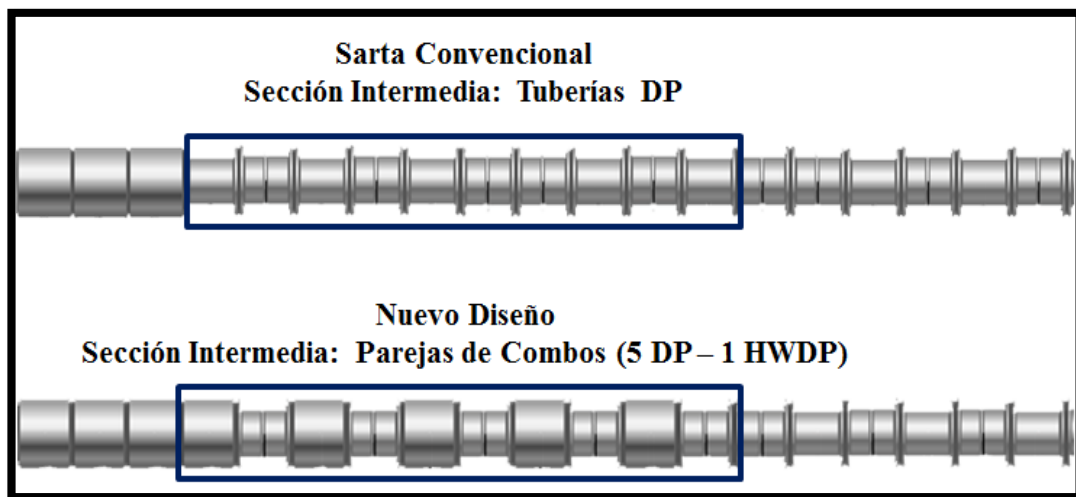


Figura V.12: Diferencias Entre los Diseños de Sarta Utilizados.

V.3.2 Perfiles y Geometrías de Hoyo

Se presentan las geometrías de hoyo que fueron creadas para cada escenario planteado. En todos los casos la sección de 8 ½" (sección horizontal), se configuró a hoyo desnudo por ser la sección de interés que se simularía.

- Perfil 2D

A continuación la Figura V.13 muestra la trayectoria desde una vista lateral, se aprecia que el pozo parte de superficie y a medida que avanza la trayectoria el perfil llega hasta los 2500 pies TVD en donde presenta 90° con respecto a la vertical.

Por su parte la Figura V.14 presenta la vista de planta en donde se aprecia el poco giro acumulado a lo largo del perfil que avanza en dirección Oeste.

Las secciones del hoyo representadas se identifican porque la sección horizontal es de color azul mientras que las secciones superficial e intermedia se representan en color rojo.

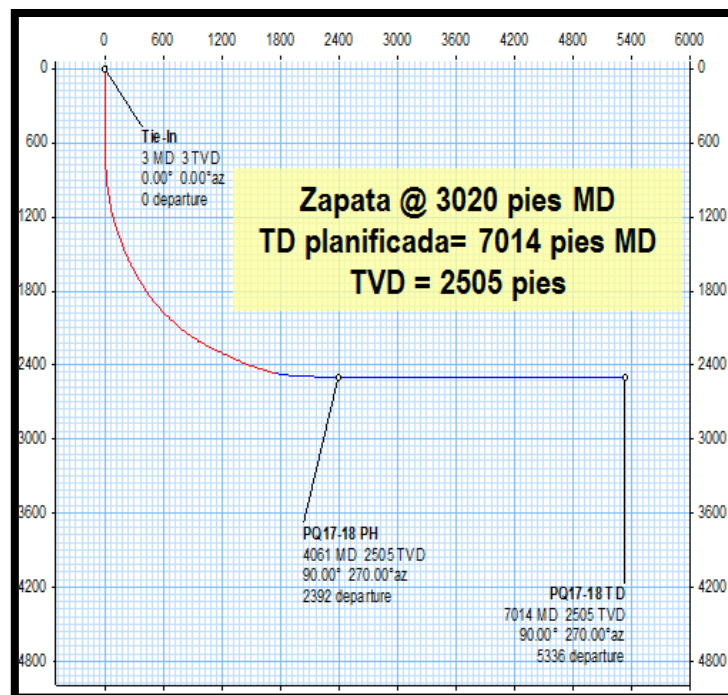


Figura V.13: Sección Vertical Perfil 2D. Fuente: Schlumberger D&M.

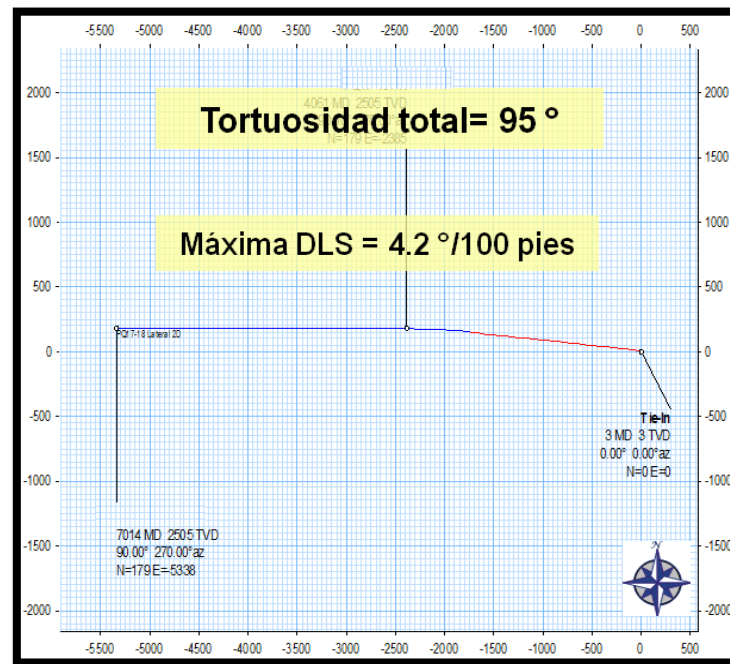


Figura V.14: Vista de Planta Perfil 2D. Fuente: Schlumberger D&M.

- Perfil 3D A

La Figura V.15 muestra la trayectoria desde una vista lateral en donde se aprecia que el pozo parte de superficie y a medida que avanza la trayectoria el perfil llega hasta los 2640 pies TVD en donde presenta 90° con respecto a la vertical.

Por su parte la Figura V.16 muestra la vista de planta en donde se aprecia un giro acumulado de 50 grados a lo largo del perfil que avanza inicialmente en dirección nor-este para luego cambiar su dirección hacia el Este.

- Perfil 3D B

La Figura V.17 muestra la trayectoria desde una vista lateral en donde se aprecia que el pozo parte de superficie y a medida que avanza la trayectoria el perfil llega hasta los 2627 pies TVD en donde presenta 90° con respecto a la vertical.

Por su parte la Figura V.18 muestra la vista de planta en donde se aprecia un giro acumulado de 50 grados a lo largo del perfil que avanza inicialmente en dirección nor-este para luego de salir del revestidor cambiar su dirección hacia el Este.

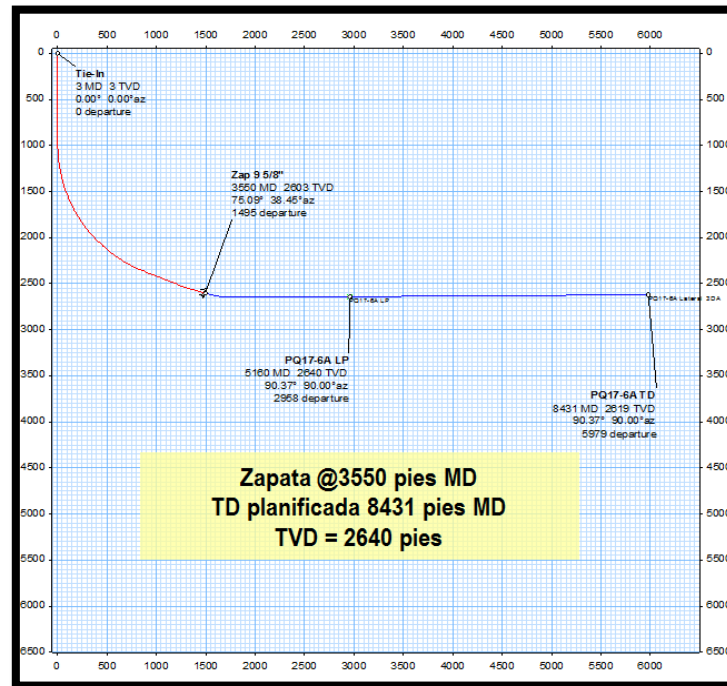


Figura V.15: Sección Vertical Perfil 3D-A. Fuente: Schlumberger D&M.

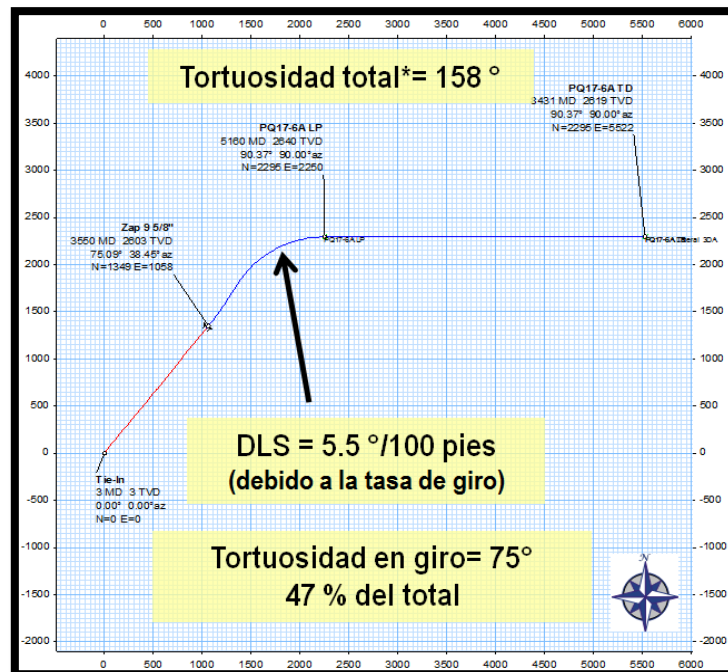


Figura V.16: Vista de planta Perfil 3D-A. Fuente: Schlumberger D&M.

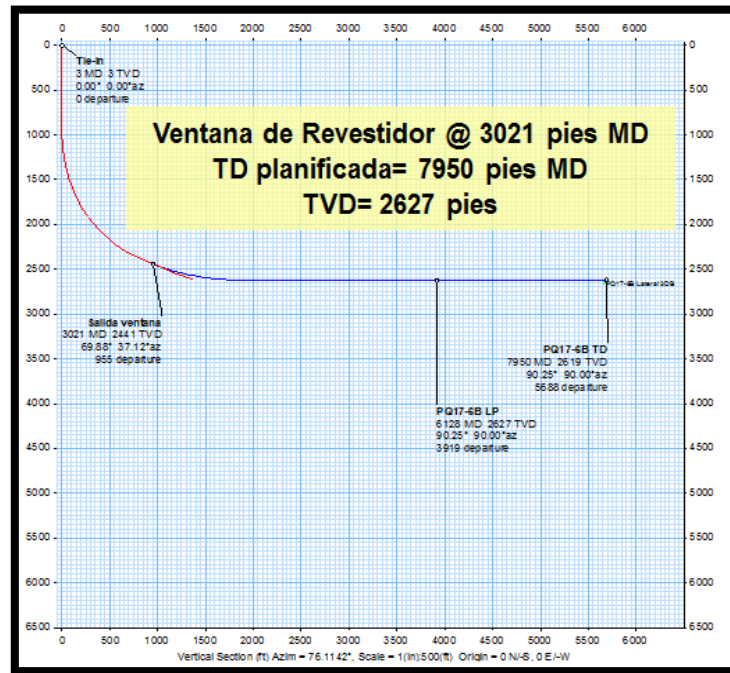


Figura V.17: Sección Vertical Perfil 3D-B. Fuente: Schlumberger D&M.

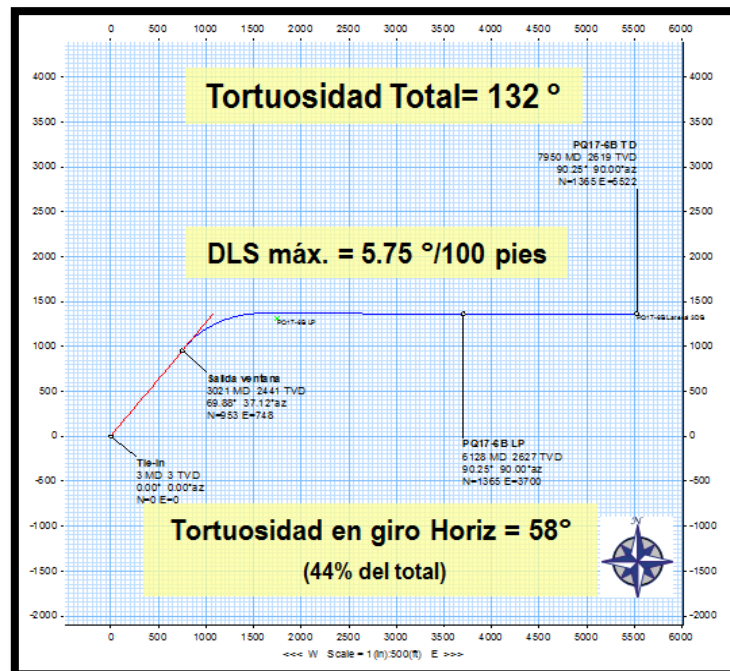


Figura V.18: Vista de Planta Perfil 3D-B. Fuente: Schlumberger D&M.

A continuación, la Tabla V.7 resume las características más importantes de cada perfil.

Tabla V.7: Características de los Perfiles Seleccionados Para las Simulaciones.

Fuente: Schlumberger D&M.

Características / perfiles	3D-A	3D-B*	2D
Profundidad zapata 9 5/8" (pies MD)	3550	3021	3020
TD planificada (pies MD)	8431	7950	7014
TVD final (pies)	2640	2627	2505
Tortuosidad total acumulada (°)	158	132	95
Tortuosidad acumulada en giro (°)	75	28	17

[*] El perfil 3D-B es un lateral que sale de una ventana en el revestidor de 9 5/8".

A su vez la Tabla V.8 presentada a continuación resume las características de las geometrías de hoyo configuradas para cada perfil seleccionado. Es importante tener en cuenta las profundidades a las cuales se asientan los revestidores intermedios para relacionarlas con la profundidad a la que comienza y termina el giro. Como se indicó anteriormente las profundidades de asentamiento de los revestidores de 7" pulgadas, no aplican dado que el hoyo horizontal o productor quedará desnudo durante la perforación.

Tabla V.8: Geometría de Hoyo Para los Perfiles.

Tipo y Diámetro de Hoyo	Revestidor	Profundidad de Asentamiento		
		Perfil 2D	Perfil 3D-A	Perfil 3D-B
Superficial 16"	13 3/8"	500 pies	500 pies	500 pies
Intermedio 12 ¼"	9 5/8"	3020 pies	3550 pies	3021 pies
Producción 8 ½"	7"	No aplica	No aplica	No aplica

V.3.3 Parámetros de Perforación

Los parámetros de perforación utilizados para cada escenario se resumen en las Tabla V.9, V.10 y V.11 presentadas a continuación:

- **Escenario 1: Análisis T&D Rotando la Sarta**

Tabla V.9: Parámetros de Perforación Para el Escenario 1.

Parámetro	Valores	Unidades
Peso del Lodo	8,5	lpg
RPM	50	ciclos/min
ROP	560	pies/h
Peso del Bloque	23	klbf
DWOB	15	1000 lbf
DTOR	3	1000 pies.lbf
FF_{dinámico}	0.25 – 0.35	-

- **Escenario 2: Análisis T&D Deslizando la Sarta**

Tabla V.10: Parámetros de Perforación Para el Escenario 2.

Parámetro	Valores	Unidades
Peso del Lodo	8,5	lpg
RPM	0	ciclos/min
ROP	350	pies/h
Peso del Bloque	23	klbf
DWOB	15	1000 lbf
DTOR	3	1000 pies.lbf
FF_{Hoyo Revestido}	0.2	-
FF_{Hoyo Desnudo}	0.2 – 0.4	-

- **Escenario 3: Tendencia del BHA**

Tabla V.11 Parámetros de Perforación Para el Escenario 3.

Parámetro	Valores	Unidades
Peso del Lodo	8,5	lpg
RPM	0	ciclos/min
ROP	350	pies/h
Peso del Bloque	23	klbf
DWOB	15	1000 lbf
DTOR	3	1000 pies.lbf

V.3.4 Resultados de las Simulaciones

Para entender mejor los resultados que se presentarán adelante, conviene conocer que la idea de realizar un nuevo diseño de sarta surgió a partir de la identificación de problemas de transmisión de peso reportados por los perforadores direccionales. La modificación en el diseño de la sarta de perforación con la cantidad de tuberías disponibles en taladros fue planteada como reto técnico que no implicara costos adicionales para el cliente. La solución consistió del armado de parejas de tuberías denominadas “Combos” que se colocarían estratégicamente en la sección problemática de la perforación. A continuación se resumen las consideraciones que se tomaron para el diseño:

- Abarcar toda la sección curva de los pozos con nuevas parejas de tuberías denominadas “Combos”.
- Guiarse por la MD promedio de pérdida de peso.
- Trabajar con la disponibilidad de tubería en taladro.

La realización de estos cambios en el orden de las tuberías permitiría proveer mayor rigidez a la sarta de perforación, reduciendo el pandeo de los DP en la sección problemática del hoyo (saliendo de la zapata de 9 5/8" y durante el giro).

En el Anexo D, que se encuentra en formato digital se podrán encontrar los informes completos generados por las simulaciones de cada sarta bajo los escenarios y perfiles seleccionados en función de no sobrecargar este capítulo. A continuación se muestran los resultados y análisis que son de interés para esta investigación.

V.3.4.1 Análisis de Carga Axial

En los proyectos de perforación de gran alcance horizontal, las fuerzas de fricción de la sarta de perforación en contacto con el hoyo durante el deslizamiento se acumulan hasta tal punto, que la sarta no tiene la capacidad de transmitir el peso necesario para continuar el avance de la perforación con un control direccional efectivo.

Por otra parte, en el marco teórico se presentaron varios conceptos relacionados a la transmisión del peso sobre la mecha y los factores que la afectan, en general una buena transmisión de carga axial se refleja en un mayor peso sobre la mecha. Este análisis se realizó con el propósito de conocer las diferencias en los límites de carga axial que soportan los dos diseños de sarts simulados.

Estos análisis fueron obtenidos a partir de los resultados del Escenario 1. En este capítulo sólo se presentan las gráficas resultantes de las corridas en el perfil 3D-A, dado que las conclusiones de este perfil son representativas del resto de los perfiles.

En estas gráficas se encuentran representadas varias líneas continuas correspondientes a las siguientes características: (a) Carga Axial Efectiva en color rojo, (b) Límite de pandeo sinusoidal en color azul brillante, (c) Límite de pandeo helicoidal en color verde, y el 60%, 80% y 100% del Punto Cedente Axial con los colores amarillo, azul oscuro y rosado respectivamente. Se ha agregado una línea punteada en color azul claro para representar la tendencia de la resistencia en las tuberías.

En la Figura V.19 se aprecia la representación de la carga axial a lo largo de toda la sarta de perforación convencional, donde se destaca una mayor resistencia de las

tuberías en los intervalos 0 – 1000 pies MD y 1000 – 3300 pies MD producto de las parejas Híbridas y de las parejas HWDP respectivamente.

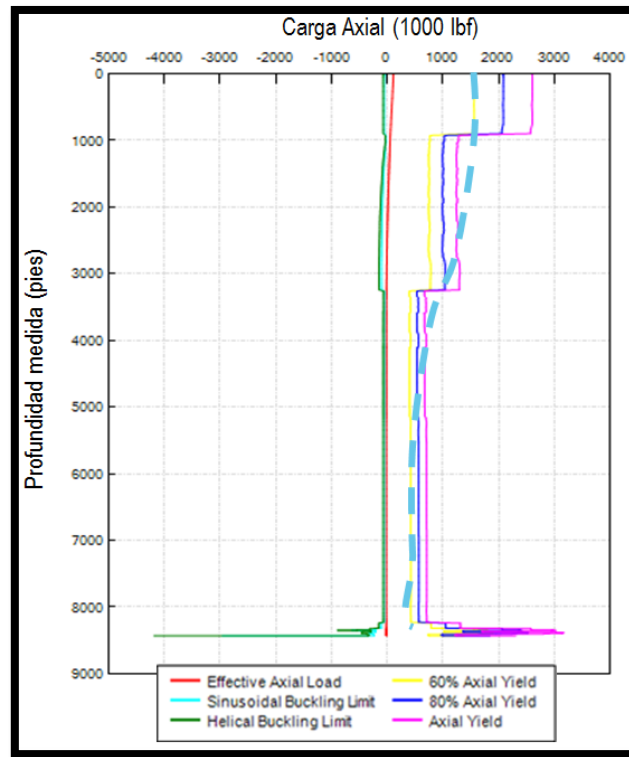


Figura V.19: Análisis de Carga Axial de la Sarta Convencional, Perfil 3D-A.

En la Figura V.20 se aprecia el comportamiento de Carga Axial a lo largo de la Sarta de Perforación con Combos de tubería. Destacan la línea verde, amarilla, azul oscuro y rosada, por sus variaciones de carga durante el intervalo de 3000 a 4700 pies aproximadamente. Este efecto viene dado por la incorporación de las nuevas parejas de Combos al diseño. Por otra parte, la línea punteada azul muestra un ligero incremento en la cantidad de carga axial que puede soportar la sarta durante la perforación.

Durante el análisis se verificó que la sarta no experimentó pandeo de sus componentes al no sobrepasarse los límites de cargas axiales para cada caso. Por otra parte se comprobó que el arreglo de tuberías conformado por 5 DP - 1 HWDP genera

aumentos en la rigidez de la sarta en la zona de interés, comprobando el principio de funcionamiento de los combos para disminuir el pandeo de la sarta en el hoyo.

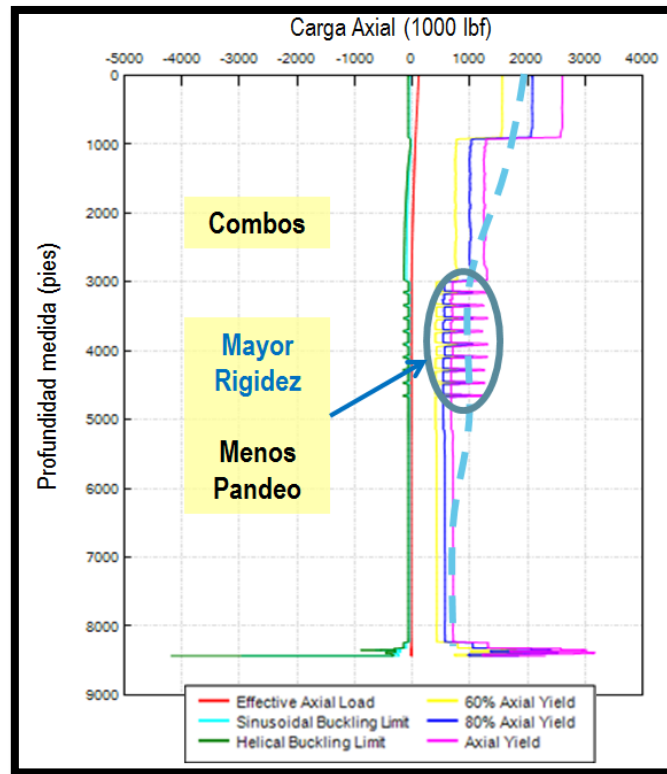


Figura V.20: Análisis de Carga Axial del Diseño con Combos, Perfil 3D-A.

Desde el punto de vista mecánico, un menor pandeo de las tuberías reduciría las pérdidas de energía por la fricción de la sarta con el hoyo, lo que se traduce en una mejor transmisión del peso sobre la mecha durante el deslizamiento y en un mejor control direccional de la sarta. En consecuencia se puede concluir que los principios por los que opera el nuevo diseño de sarta son:

- Hacer más rígida la sarta donde se requiere.
- Reducir el pandeo de las tuberías.
- Reducir la disipación del “peso” aplicado en superficie, a través de la excesiva fricción y fuerzas laterales que generan las altas tortuosidades acumuladas en las secciones horizontales.

V.3.4.2 Análisis de Torque Máximo

El torque es un factor importante a tomar en cuenta debido a que es uno de los principales problemas que se presentan durante la perforación. La meta con el nuevo diseño fue que no hubiera variaciones significativas que comprometieran la perforación en ninguno de los perfiles seleccionados. Al igual que el Análisis de Cargas Axiales, el Análisis de Torque Máximo fue realizado a partir de los resultados del Escenario 1.

A continuación en la Tabla V.12 se presentan los resultados de torques máximos obtenidos con cada sarta durante las simulaciones para los tres perfiles, igualmente se puede observar la variación de los torques en porcentaje.

Tabla V.12: Torques Máximos Durante las Simulaciones.

Perfil	Sarta convencional (klbf.pie)	Sarta con combos (klbf.pie)	Variación (%)
3D A	17.46	17.61	0.86
3D B	16.03	16.21	1.12
2D	15	15.18	1.20

En base a estos resultados se determinó que el uso de este nuevo diseño de sarta implica incrementos menores al 2% en el torque máximo experimentado en la perforación. Se considera éste un aspecto positivo ya que no habrá que considerar al torque como un factor crítico que aumente los problemas al momento de evaluar las corridas reales de esta sarta en campo. En vista de los resultados, se concluye que el nuevo diseño presenta un mínimo impacto negativo en las operaciones con relación al torque.

V.3.4.3 Análisis de Tendencia del BHA

Es objeto de este análisis que el nuevo diseño de sarta no altere el comportamiento del BHA en cuanto a su capacidad de direccionamiento, es por esto que se realizó

este análisis para investigar si los cambios realizados afectarían las capacidades de construcción al deslizar y al rotar. Los datos analizados fueron tomados a partir de los resultados de las corridas bajo el Escenario 3.

A continuación se presenta la Tabla V.13 que resume los resultados obtenidos.

Tabla V.13: Indicadores de la Tendencia del BHA.

Perfiles - Sarta	Tasa de construcción rotando (°/100 pies)	DLS deslizando (°/100 pies)	TF efectivo (°/100 pies)	Tasa de construcción al 100% (°/100 pies)	Tasa de giro al 100% (°/100 pies)
3DA –Convencional	2,26	13,25	1,31	13,24	0,3
3D A – Combos	2,26	13,25	1,31	13,24	0,3
3DB –Convencional	2,26	13,25	1,31	13,24	0,3
3D B – Combos	2,26	13,25	1,31	13,24	0,3
2D – Convencional	2,26	13,25	1,31	13,24	0,3
2D – Combos	2,26	13,25	1,31	13,24	0,3

Estos valores son indicadores del desempeño del BHA con un peso sobre la mecha constante de 15 klbf. Tales valores muestran cifras iguales en base a cada uno de los indicadores de comportamiento de tendencia del BHA. En base a los resultados, se considera que el nuevo diseño no modifica la tendencia de construcción de ángulo propia del BHA utilizado hasta ahora en la perforación de secciones horizontales en Zuata.

V.3.4.4 Peso Disponible Durante la Perforación (Peso en el Gancho)

Este análisis demuestra las diferencias en el peso disponible durante la perforación a partir de las simulaciones realizadas con el diseño actual y el diseño planteado. El principal propósito fue el determinar las diferencias en el comportamiento del peso sobre el gancho mientras se desliza cada una de las dos sartas cargadas al simulador.

Hay tres aspectos que fueron necesarios entender antes de realizar el análisis:

- 1) En las operaciones los perforadores a menudo se encuentran con un valor límite de peso en el gancho que indica que ya no existe peso disponible en la sarta para continuar avanzando, tal límite es el peso del bloque. Algunos operadores optan por apoyar parte del peso del bloque sobre la sarta para forzar el avance de la misma, a pesar de que conocen que este procedimiento no es correcto por la compresión adicional que se le aplica a la sarta en superficie. Para fines de este análisis se considera que cuando los valores de peso en el gancho se igualan a 23 klbf no se podrá seguir avanzando en la perforación a menos de que se realicen cambios en la sarta y/o procedimientos para mejorar la limpieza del hoyo.
- 2) En las simulaciones se consideraron sensibilidades en los factores de fricción lo que permite analizar varios casos de limpieza del hoyo. Estas sensibilidades son presentadas en diferentes colores, desde el verde hasta el rosado, los cuales representan desde una buena limpieza del hoyo (bajo factor de fricción) a una pobre limpieza (alto factor de fricción). En cada uno de los análisis presentados siempre se consideró el escenario con la menor limpieza del hoyo como caso clave para realizar las comparaciones necesarias.
- 3) En cada gráfica se señaló el menor peso registrado en el gancho durante el giro que representa la zona crítica de la sección horizontal. Este valor es de gran interés para determinar las mejoras sobre la cantidad de peso disponible para perforar. Un mayor peso registrado en tal zona se interpretará como una mejora atribuible a los cambios en el nuevo diseño.

Los análisis presentados a continuación se consideran concluyentes acerca de la efectividad de la aplicación del nuevo diseño de sarta. Estos análisis fueron realizados a partir de los resultados bajo el Escenario 2.

- **Perfil 2D**

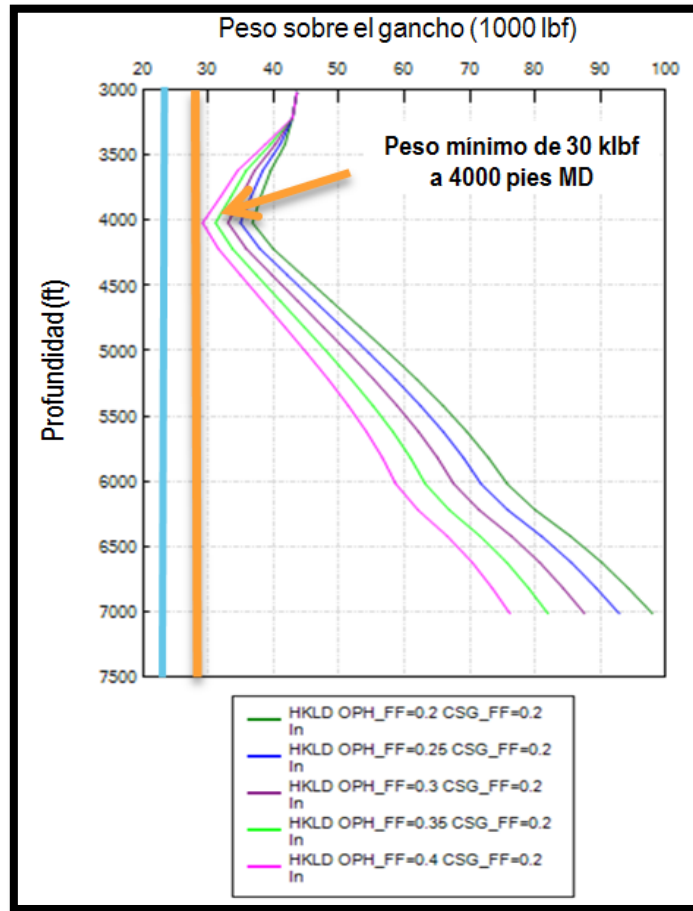


Figura V.21: Peso Sobre el Gancho, Sarta Convencional, Perfil 2D.

En la Figura V.21 se observa el primer resultado de la corrida en donde se muestra que la sarta Convencional presentará un peso mínimo sobre el gancho de 30 klbf a una profundidad de 4000 pies MD. A pesar de esto no presentará problemas durante la perforación ya que el peso del bloque es mucho menor, por lo que todavía queda peso disponible para avanzar.

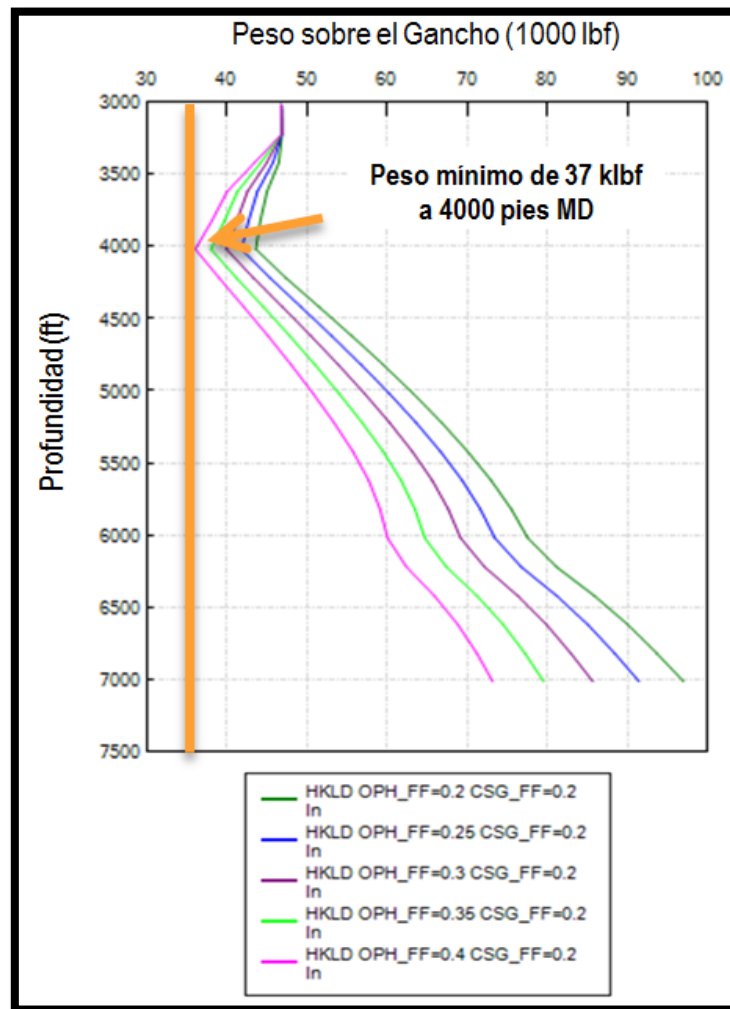


Figura V.22: Peso Sobre el Gancho, Sarta con Combos, Perfil 2D.

En la Figura V.22 se obtuvo un valor mínimo de 37 klbf a una profundidad de 4000 pies MD, lo cual indica que en con el diseño propuesto se cuenta con una mayor cantidad de peso mientras se desliza con la sarta y se avanza en la perforación. En cualquier caso, las simulaciones bajo el perfil 2D no presentaron problemas de transmisión de peso. En base a los resultados y considerando que el perfil analizado no presenta un gran giro acumulado en su trayectoria, se concluye que no es necesario el uso del nuevo diseño durante la perforación de los pozos con perfiles 2D. A continuación se presentan los análisis de los perfiles 3D.

- **Perfil 3D-A**

Los resultados mostrados en la Figura V.23 correspondientes a la sarta convencional, sugieren que bajo el caso de la limpieza del hoyo más pobre, se comenzará a tener problemas para deslizar a partir de 4800 pies MD, debido a que el efecto del peso generado por los componentes pesados de la sarta no será suficiente para avanzar deslizando. El peso mínimo en el gancho que se registró con la sarta convencional durante todo el intervalo fue de 15 klbf a 5000 pies MD.

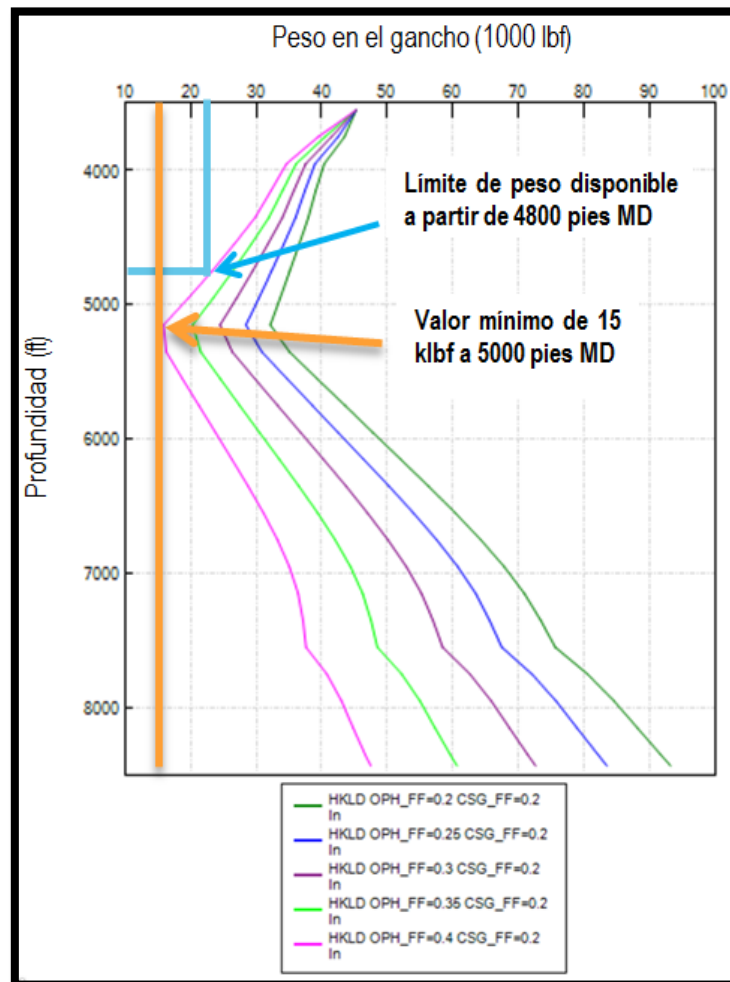


Figura V.23: Peso Sobre el Gancho, Sarta Convencional, Perfil 3D-A.

Comparativamente la Figura V.24 muestra los resultados obtenidos con el nuevo diseño de sarta, en los cuales se consiguió un límite de peso a partir de los 5200 pies MD, es decir, 400 pies más profundo que con la sarta Convencional. Con respecto al peso mínimo durante la perforación, el valor registrado fue de 15 klbf a 5500 pies MD. Estos valores serán determinantes para los análisis que se verán a continuación.

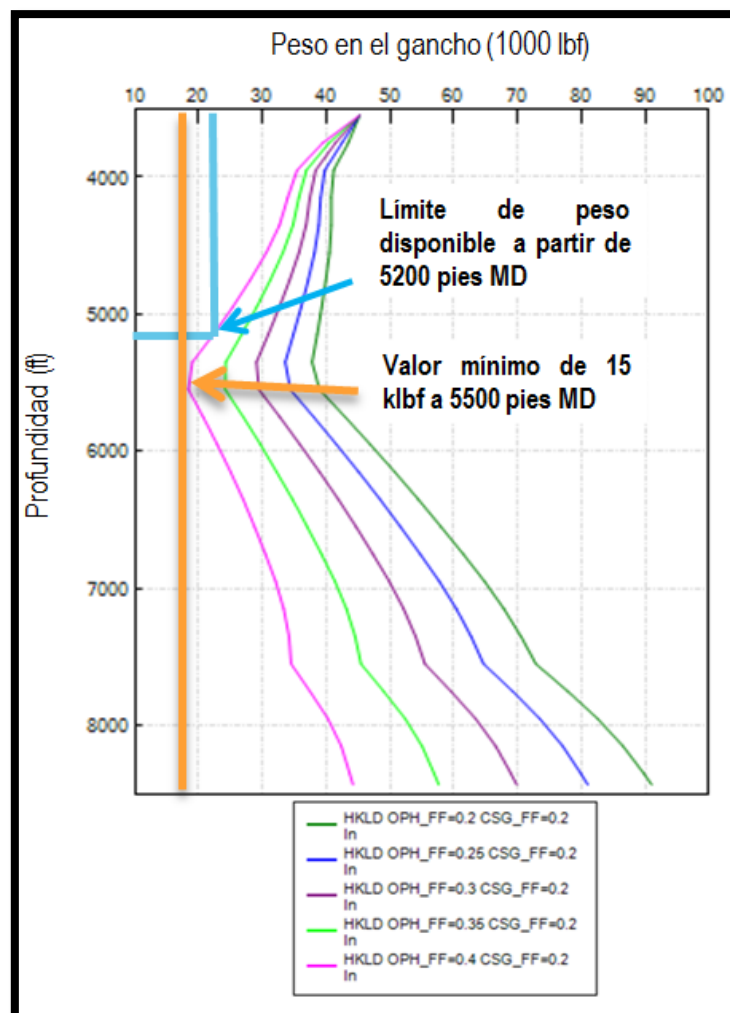


Figura V.24: Peso Sobre el Gancho, Sarta con Combos, Perfil 3D-A.

El siguiente análisis da una visión de lo que ocurre cuando se comienza a tener problemas durante la perforación. La Figura V.25 muestra que el punto en el que la sarta se queda sin peso disponible para avanzar coincide con la sección de giro, momento en que especialmente se requiere perforar en modo deslizar. Esto resulta grave desde el punto de vista de continuar la trayectoria planificada porque representa un límite del peso disponible para el control direccional justo en el momento en el que más se requiere. Tal situación es un indicativo de que se posiblemente se requiera hacer un procedimiento de *Pipe Swap* para continuar con las operaciones.

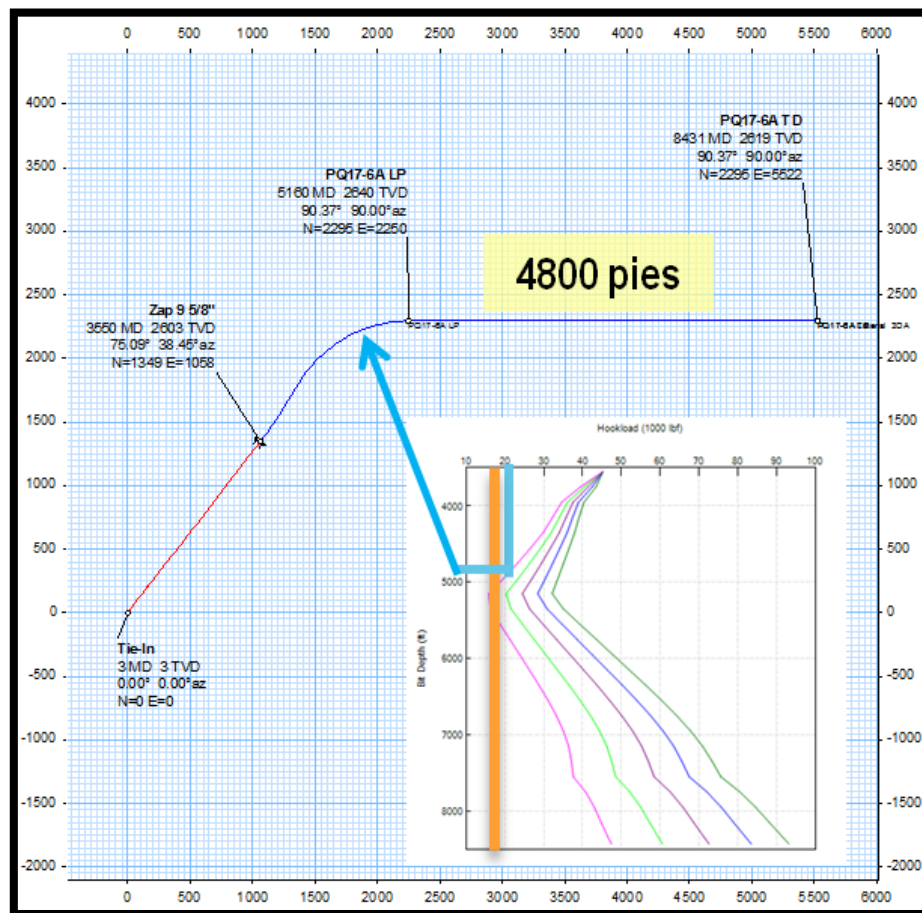


Figura V.25: Límite de Peso y Sección del Hoyo, Sarta Convencional, Perfil 3D-A.

En la Figura V.26 correspondiente a la simulación del Nuevo Diseño con Combos, se observó que el punto en el que la sarta se queda sin peso disponible para avanzar deslizándose corresponde a una profundidad en la cual la sarta ya salió de la sección de giro, motivo por el cual se puede perforar en modo rotar en donde la transmisión de peso a la mecha no presenta grandes problemas. Queda demostrada la ventaja que presenta el nuevo diseño de sarta para este caso.

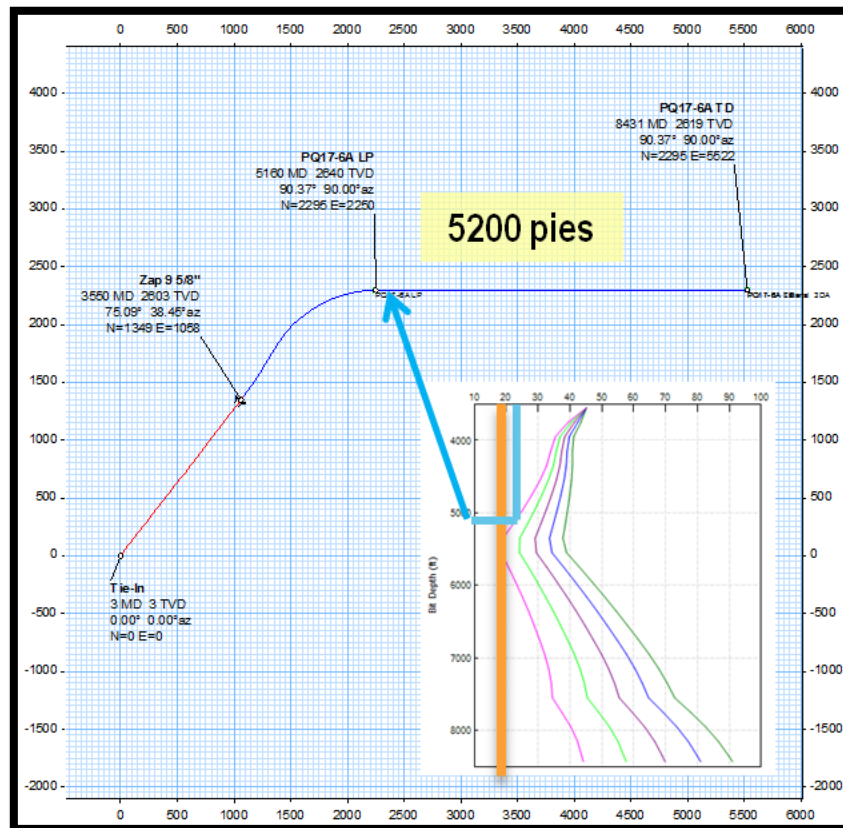


Figura V.26: Límite de Peso y Sección del Hoyo, Sarta con Combos, Perfil 3D-A.

En cuanto al comportamiento total de la curva, se generó una grafica a partir de la data de las simulaciones. En la Figura V.27 se puede observar el comportamiento durante todo el intervalo de las curvas correspondientes a las dos sartas simuladas. Se presentan también algunos valores de inclinación y azimuth claves, junto con el valor límite de peso en el gancho (línea color verde), y el fin del giro de la sección horizontal (línea color amarilla).

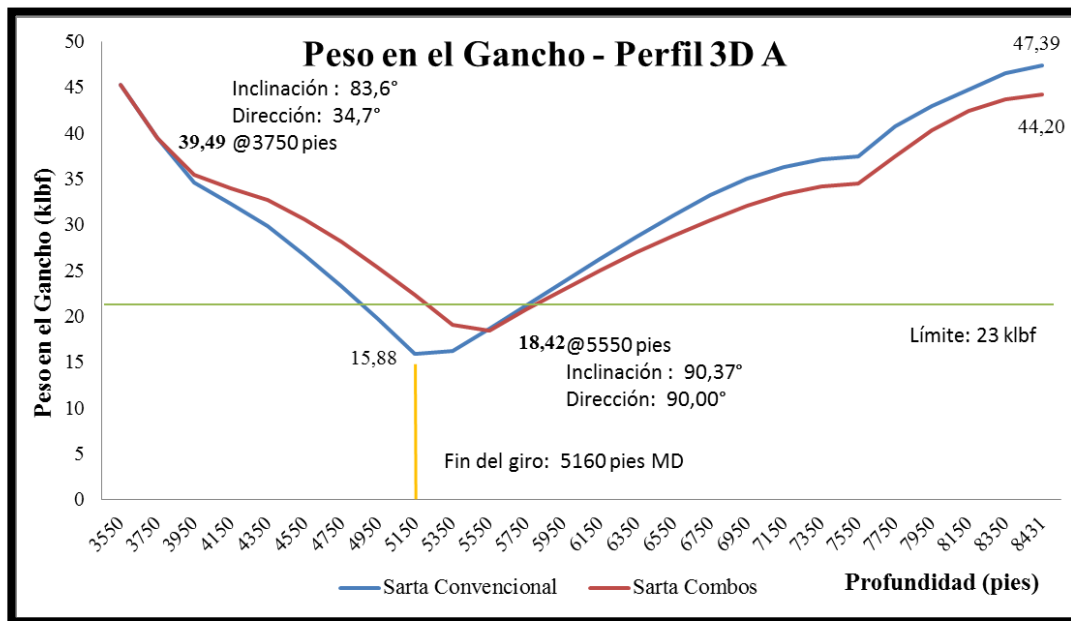


Figura V.27: Comparación del Peso en el Gancho Entre las Dos Sartas, Perfil 3D-A.

A partir de 3750 pies MD se comenzaron a separar las curvas haciéndose cada vez mayor la diferencia debido a la introducción temprana de los componentes pesados de la sarta correspondiente a los combos de tubería. Una vez que se alcanza el límite de 23klbf correspondiente al peso del gancho, se notó una mejoría definitiva en la cantidad del peso registrado con el nuevo diseño. Se demuestra la ventaja de este diseño para disponer de mayor peso donde se requiere un mayor deslizamiento de la sarta, es decir durante el giro de la perforación.

Destaca la variación en la dirección que va desde los 34,7° a 3750 pies MD, hasta los 90° a partir de los 5160 pies MD, siendo el cambio total de 55.3° en este intervalo. Es justamente en este giro donde se produce una mayor tortuosidad de los perfiles, generando problemas para la transmisión de peso durante el resto de la perforación. Es notable que al final de la sección el peso disponible sobre el gancho en el caso de la sarta convencional fuera de 3,1 klbf como valor máximo sobre el nuevo diseño. Se hace la salvedad de que la perforación en las últimas etapas del pozo se realiza mayormente rotando, por lo que los pesos disponibles para perforar serían mayores

que los observados en la figura mostrada. De igual forma vale la pena acotar que se trabaja sobre la base de un menor pandeo de tuberías con una mayor transmisión efectiva del peso sobre la mecha.

- **Perfil 3D-B**

Los resultados que se observan en la Figura V.28 indican que con el uso de sarta convencional se comenzará a tener problemas para deslizar a partir de 4250 pies MD, debido a que el efecto del peso generado por los componentes pesados de la sarta no será suficiente para avanzar si se perfora en modo deslizar.

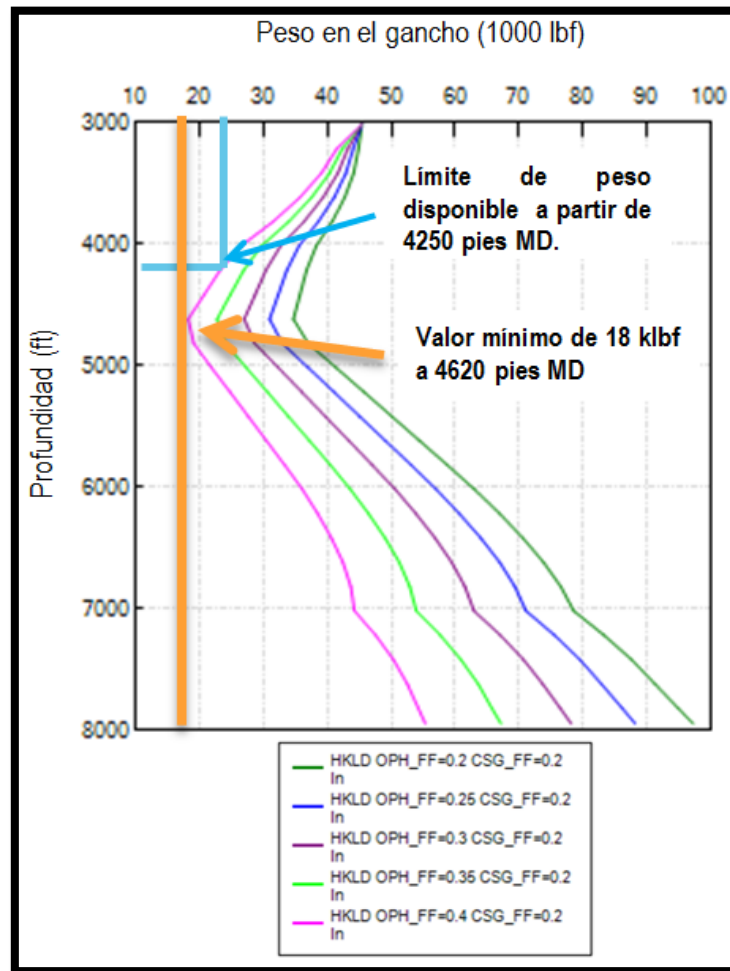


Figura V.28: Peso Sobre el Gancho, Sarta Convencional, Perfil 3D-B.

Comparativamente la Figura V.29 muestra los resultados obtenidos con el nuevo diseño de sarta, en los cuales se consiguió un límite de peso a partir de los 4700 pies MD, es decir, 350 pies más profundo que con la sarta Convencional. Por otra parte el valor de peso mínimo se encontró en 22 klbf para todo el intervalo simulado, esto sugiere que las limitaciones de peso serían mínimas y que con la nueva sarta se estaría prácticamente garantizando el avance de la perforación en cualquier momento y situación de limpieza del hoyo para este perfil.

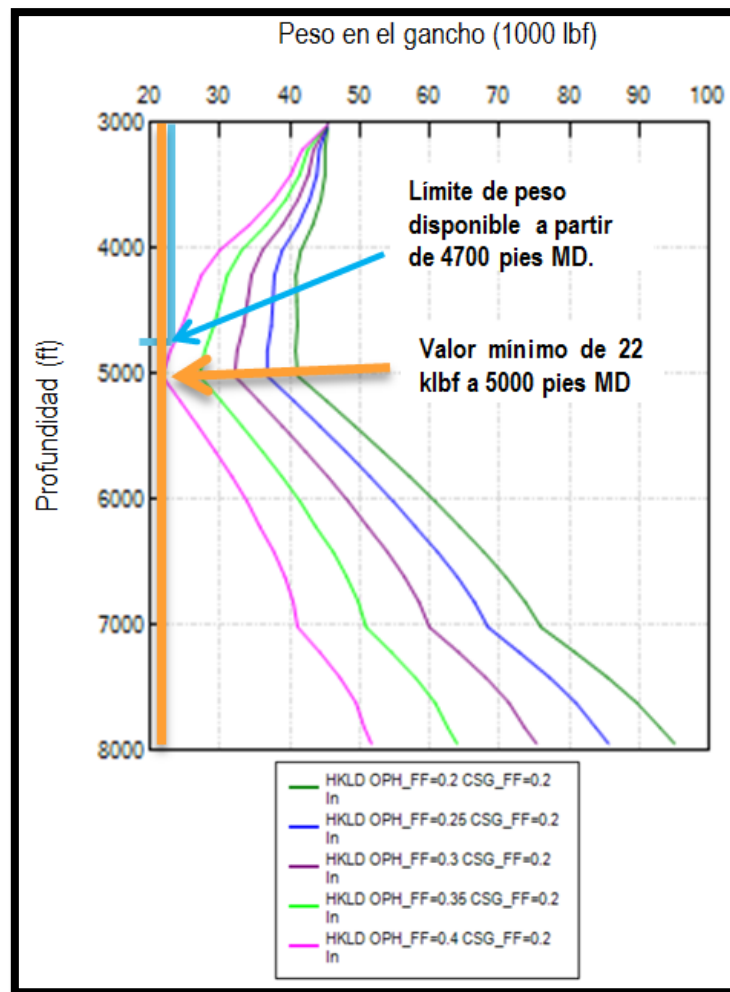


Figura V.29: Peso Sobre el Gancho, Sarta con Combos, Perfil 3D-B.

Al analizar la profundidad a la cual la sarta se vería limitada en peso, se encontró que para ambos casos la sarta ya había salido de la sección de giro, sin embargo es evidente el cambio en la cantidad de peso disponible en la sarta con las simulaciones realizadas.

Para el caso de la sarta convencional representado en la Figura V.30 se podrían presentar problemas en el intervalo de 4250 pies a 5000 pies MD. Por otra parte, en el caso de la simulación con el nuevo diseño de sarta mostrado en la Figura V.31, se presentarían problemas sólo a partir de los 4700 pies, una vez que ya se ha salido totalmente del giro. Se concluye que las probabilidades de requerir procedimientos de *Pipe Swap* se hacen menores en el caso de utilizar el nuevo diseño de sarta.

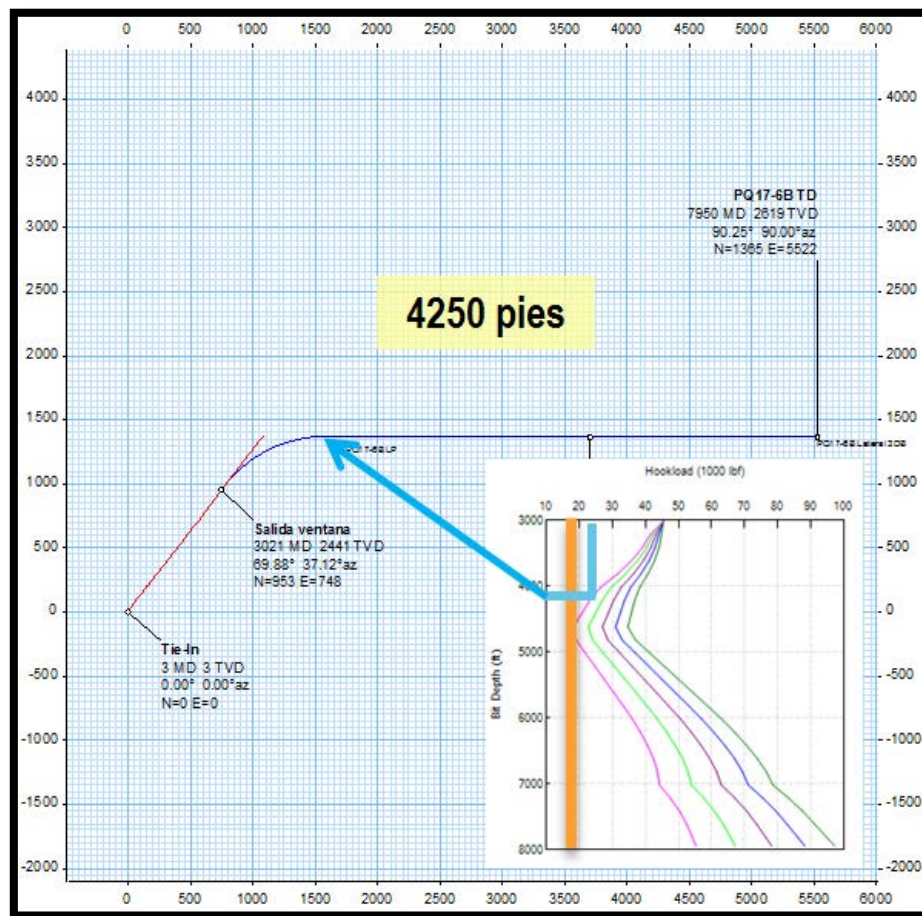


Figura V.30: Límite de Peso y Sección del Hoyo, Sarta Convencional, Perfil 3D-B.

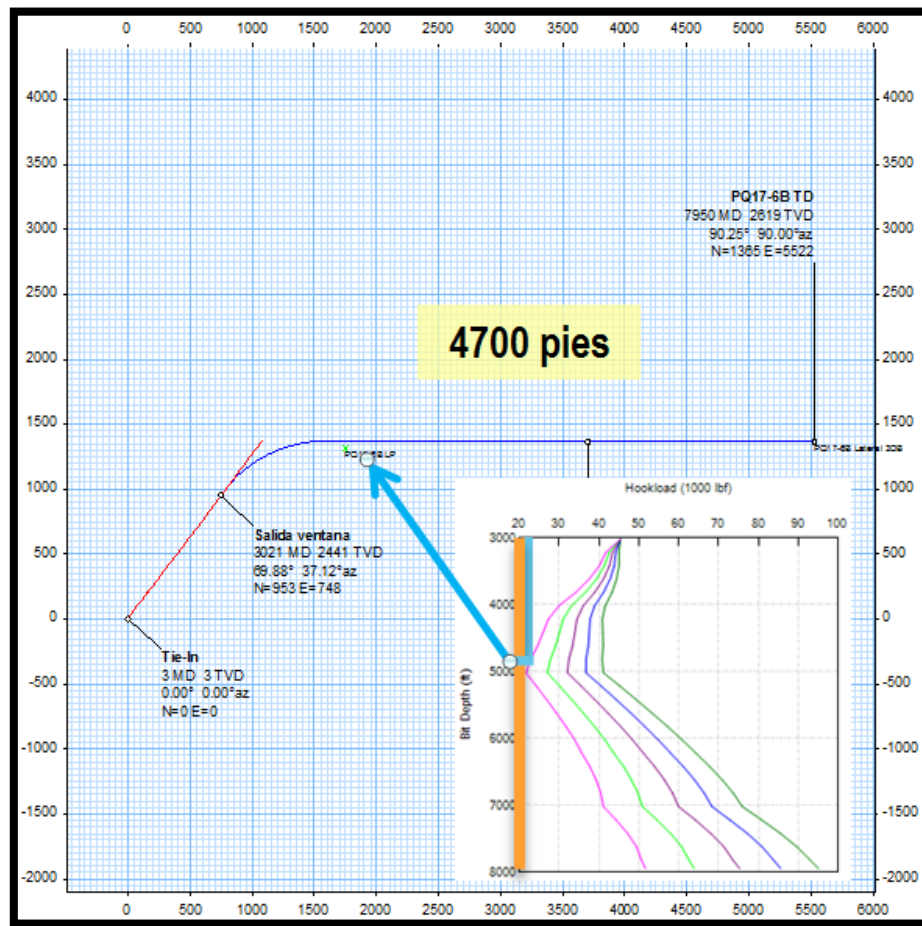


Figura V.31: Límite de Peso y Sección del Hoyo, Sarta con Combos, Perfil 3D-B.

A continuación la Figura V.32 presenta el comportamiento de las curvas con la menor limpieza de hoyo. A partir de 3220 pies MD se comenzaron a separar las curvas haciéndose cada vez mayor la diferencia, lo que indica una vez más que se esperaría un aumento en la cantidad de peso disponible con el uso del arreglo de la sarta con Combos. Se alcanza el límite de 23klbf correspondiente al peso del gancho en donde se notó una mejoría en las condiciones del peso que se logra con el diseño de Combos pudiendo deslizar la sarta durante todo el giro sin problema alguno, e incluso registrando ventajas de peso más allá del giro. Se demuestra la ventaja del diseño para disponer de mayor peso donde se requiere un mayor deslizamiento de la sarta, es decir durante el giro de la perforación e incluso a profundidades mayores.

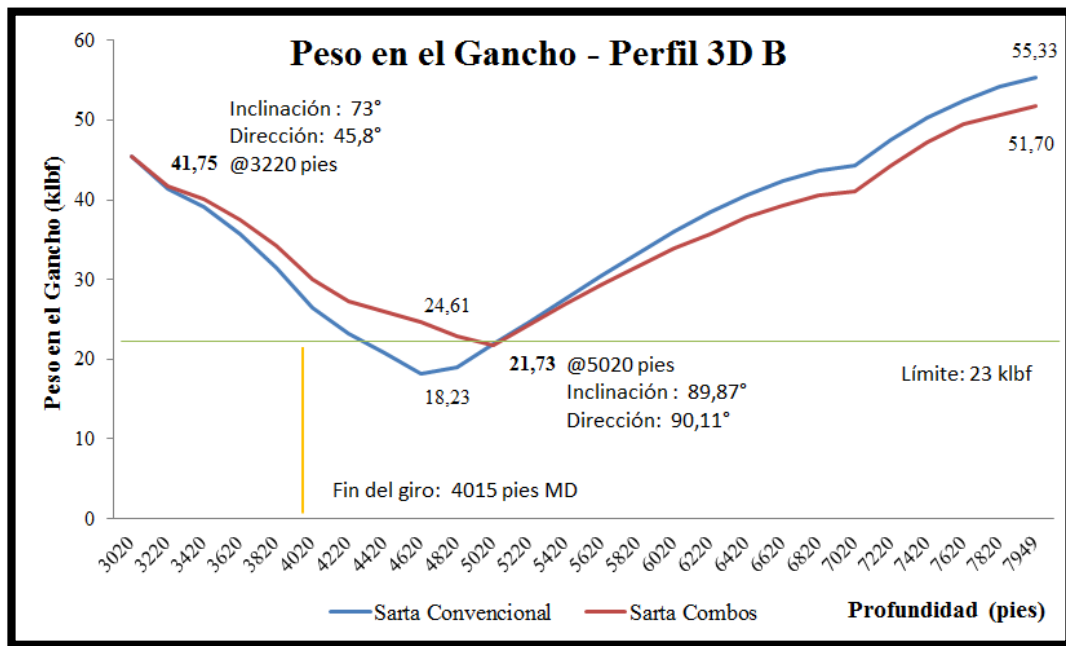


Figura V.32: Comparación del Peso en el Gancho con las Dos Sargas, Perfil 3D-B.

Se destaca la variación en la dirección que va desde los 45,8° a 3220 pies MD, hasta los 90° a partir de los 4015 pies MD, siendo el cambio total de 44,2° en este intervalo. A partir de los 5020 pies MD se cruza las curvas mostrando la sarta convencional un peso sobre el gancho ligeramente mayor que la sarta con combos.

Al final de la perforación se observó que la sarta convencional presentó ligeramente mayor cantidad de peso disponible que la sarta con Combos hacia el final de la perforación. Sin embargo la diferencia de peso disponible al final de la sección fue de 3,6 klbf como valor máximo, lo que indica que el ajuste de una curva a otra que puede ser atribuida al programa, pudiendo ser mejorado cuando se esté perforando en tiempo real.

En resumen los resultados de las simulaciones indicaron que el uso del nuevo diseño de sarta con Combos de tubería promete mejoras significativas en la cantidad de peso disponible durante la perforación de la sección problemática, y que incluso incrementará la profundidad media a la cual la sarta registra una menor cantidad de

peso disponible para seguir perforando, con lo cual se pueden lograr reducciones en cuanto a la cantidad de procedimientos de *Pipe Swap* que son requeridos por pozo.

En líneas generales se puede decir que este cambio en el diseño de sarta presenta numerosas ventajas para su aplicación en la perforación de este campo en específico, las cuales se resumen a continuación:

- 1) No es necesaria la inversión, compra o alquiler de nuevos equipos por parte del taladro o la operadora.
- 2) Sólo implica el uso de tiempo adicional en el armado de las parejas de Combos.
- 3) No requiere modificaciones de los componentes del BHA, motor o herramientas direccionales.
- 4) No afecta el comportamiento del BHA durante la perforación.
- 5) Una potencial disminución de los requerimientos de *Pipe Swap* durante las operaciones.

A pesar de los resultados obtenidos con las simulaciones aún queda pendiente realizar la evaluación en campo del nuevo diseño de sarta. Tal evaluación deberá realizar comparaciones de los resultados obtenidos de la corrida de los diseños bajo perfiles direccionales similares, mediante el uso de sensores de peso sobre la mecha instalados en el BHA, verificando las calibraciones de los mismos y la calidad de la información recopilada. En todo caso se estima que la rigidez adicional que tendría la sarta en el giro, reduciría los efectos del pandeo, y aumentaría la cantidad del peso transmitido efectivamente a la mecha.

CONCLUSIONES

La perforación de Pozos Horizontales en de la Industria Petrolera presenta retos constantes sobre las técnicas y tecnologías utilizadas para lograr los objetivos planteados. Cada campo y pozo presentan condiciones particulares que deben ser tomadas en cuenta para su análisis antes de implementar modelos o procedimientos empleados en otros lugares. Para cambiar los diseños de sartas de perforación se deben considerar el historial de la perforación de los pozos del campo, justificar los cambios a realizar en base a beneficios, realizar análisis técnicos previos a las corridas en campo, y determinar las inversiones requeridas para los cambios.

Este trabajo de investigación presentó una amplia recopilación de información sobre secciones horizontales en el Campo Zuata en donde se planea implementar un nuevo diseño de sarta. Para ello se realizaron una serie análisis a partir de simulaciones con la finalidad de determinar los beneficios de las modificaciones planteadas.

A continuación se presentan las siguientes conclusiones de este trabajo:

- 1) Los pozos en el Campo Zuata son horizontales del tipo multilateral, cuentan con un severo giro en la sección horizontal y una TVD reducida, lo que hace que la capacidad para direccionar el pozo deslizando la sarta se vea potencialmente mermada a partir de los 4500 pies MD aproximadamente.
- 2) A partir de la base de datos se determinó la frecuencia de causas por las que se detuvo la perforación y no se llegó a TD planificada en un 54% de las corridas fueron: 43% por Pérdidas de Propiedades Petrofísicas, 30% por altos Torques, 18% por Colgamientos y 9% por Pegas Diferenciales.
- 3) Se determinaron los porcentajes de recurrencia de problemas operacionales sobre una base de 149 eventos, los cuales resultaron así: 40% de Colgamientos, 34% de alto Torque & Arrastre, 19% de Pegas de Tubería, 5% de Apoyos y 2% de pérdidas de Circulación.

- 4) Los Combos analizados proveen mayor rigidez como se aprecia en los análisis de Carga Axial. Los cambios planteados actúan especialmente en el giro encontrado en la sección horizontal, reduciendo el efecto de pandeo de los tubulares y mejorando la transmisión de peso efectivo a la mecha.
- 5) Se propuso un nuevo diseño de sarta de perforación que en su sección intermedia estuvo compuesta de cinco DP por cada tubería HWDP. Los resultados de las simulaciones en los que se analizó la capacidad de este diseño para incrementar la transmisión de Peso sobre la mecha resultaron satisfactorios. Este incremento permitiría perforar sin problemas las zonas críticas al inicio y al final de la sección horizontal gracias a la introducción temprana de componentes pesados al hoyo y a la reducción en el pandeo de los componentes de la sarta respectivamente.
- 6) Los resultados arrojados por las simulaciones indican que las modificaciones realizadas en el diseño de sarta de perforación no presentan alteraciones negativas sobre el comportamiento del BHA utilizado en el campo.
- 7) El nuevo diseño de sarta presenta incrementos de peso máximo de hasta 6,3 klbf para el perfil A y de 6,4 klbf para el perfil B lo que representa un aumento del 35% y del 40% del peso en el gancho respectivamente.
- 8) Se observó un valor promedio de un procedimiento de *Pipe Swap* por pozo, mientras que el valor máximo fue de 4 procedimientos. Se estima que las probabilidades de requerir *Pipe Swaps* durante las operaciones se reduzcan con el uso del nuevo diseño propuesto.
- 9) El diseño propuesto se presenta como una alternativa rápida y de bajo costo que puede ser implementada en cualquier momento antes de la perforación de los pozos 3D del Campo Zuata debido a que no requiere compra de equipos por parte del cliente.

- 10) El diseño de sarta de perforación propuesto sirve de soporte para estudios y operaciones futuras fundamentadas en el hecho de que no debe ser considerada como un modelo rígido a seguir, sino que se presenta como una alternativa que puede ser modificada para su aplicación en otros campos.

RECOMENDACIONES

- 1) Aplicar controles de calidad efectivos sobre el llenado de los reportes finales de pozo, para garantizar que se cuente con información completa y confiable para cualquier tipo de análisis que lo requiera.
- 2) Simular otros perfiles direccionales de pozos ya perforados en el área con la finalidad de comparar y generar conclusiones en base a las profundidades máximas alcanzadas entre el nuevo diseño propuesto y el diseño utilizado.
- 3) Realizar investigaciones donde se identifiquen las diferencias técnicas en la perforación de los pozos del Campo Zuata en años previos, tomando en cuenta los planes direccionales, calidad del servicio de lodos, y prácticas operativas, con el objeto de optimizar las condiciones y minimizar la incidencia de problemas operacionales.
- 4) Considerar la evaluación del rendimiento de la sarta con combos como un tema de tesis que de continuidad a la investigación mediante la toma de datos en campo, con el fin de obtener resultados definitivos del nuevo diseño.
- 5) Estudiar junto con el cliente (PDVSA) la implementación de soluciones a los altos torques y pérdidas de las propiedades petrofísicas registradas durante la perforación, por ejemplo, incrementar la lubricidad de los lodos utilizados, Implementar sertas con RSS, realizar cambios en los diseños de los perfiles de pozos y correr herramientas de registro especiales.
- 6) Continuar la elaboración de bases de datos para el resto de los campos Venezolanos donde opera Schlumberger Venezuela.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Schlumberger (1998). **“Introduction to Directional Drilling”**.
- [2] OilField Review. (2002). **“Nuevos Aspectos en la Construcción de Pozos Multilaterales”**.
- [3] Smith Bits. [Disponible en: http://www.slb.com/services/drilling/drill_bits.aspx]
- [4] Schlumberger. (2002). **“Online Interactive Learning (OIL) V 7.0”**
- [5] Villarroel, N. (2008). **“Optimización de la Planificación Direccional Para un Pozo del Campo Orocual en el Área Norte del Estado Monagas”**. Trabajo de Grado no publicado. Universidad de Oriente. Barcelona. Venezuela.
- [6] Schlumberger. (2000). **“Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional”**. Artículo en Línea. Consultado el 25 de Noviembre de 2011. [Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/]
- [7] Moya G. (s.f.). **“Clases de Pozos I. Tema 3, Componentes de un taladro de perforación”**. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [8] Anadrill. (1996). **“Directional Driller”**. Trabajo no publicado.
- [9] Schlumberger. **“Curso de prevención de Pegas de Tuberías. Módulo 4 – Torque y Arrastre”**.
- [10] Schlumberger. (s.f.). **“Torque & Drag guide”**.
- [11] M.I. Drilling Fluids. (2001). **“Manual de Fluidos de Perforación”**.
- [12] Schlumberger. (s.f.). **“Curso de Prevención de Pegas de Tuberías. Módulo 3 – Limpieza del Agujero”**.
- [13] Schlumberger. (s.f.). **“Drilling Office X, Training Introduction”**.

- [14] PDVSA, Zambrano y otros. (2009). **“Mega Integrated Reservoir Study for Assessing Reserves in Orinoco Oil Belt (Faja Petrolífera del Orinoco)”**.
- [15] Figueroa C., Yovanny A. (2008). **“Estudio de Aplicación y Simulación Numérica de la Tecnología VAPEX en un Área Seleccionada del Bloque Carabobo 1, Área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [16] Espinoza G., Rosa V. (2008). **“Estudio del Comportamiento del Proceso HASD en Arenas Delgadas del Área San Diego, Bloque Junín.”** Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [17] Steven F., y Adriano C. (2008). **“The Use of Multilateral Well Designs for Improved Recovery in Heavy Oil Reservoirs”**. Artículo técnico SPE/IADC 112638. Presentado en la SPE/IADC Conferencia de Perforación en Orlando. Florida, del 4 al 6 de marzo de 2008.
- [18] PDVSA. (2010). **“Estrategias de Explotación de la División Carabobo, faja petrolífera del Orinoco”**.
- [19] PDVSA CVP. (2008). **“Bloque Carabobo 1: Área Central y Área Norte. Plan de Desarrollo”**.
- [20] Acuña B., Alberto D. (2008). **“Estudio Comparativo de Fuentes de Energía Sísmica Sobre la Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo de grado no publicado. Universidad Simón Bolívar. Caracas
- [21] John L. Stalder, et al. (2001). **“Multilateral-Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela”**. Artículo técnico SPE 69700. Presentado en el SPE Simposio Internacional de Operaciones con Crudos Pesados. Isla de Margarita, Venezuela, del 12 al 14 de marzo de 2001
- [22] PDVSA Distrito Cabrutica. (2011). **“Programa de Planificación de la Perforación de un Pozo Tipo Multilateral Doble, Campo Zuata”**.

- [23] Gulf Publishing Company. (2008). **“Drill Bit Classifier”**.
- [24] Schlumberger. (2011). **“Segmento D&M - Estándares de Calidad de Servicio. Houston”**.
- [25] Arias, F. G. (1999). **“El Proyecto de Investigación, Guía Para su Elaboración”**. Caracas: EPISTEME C.A. / ORIAL EDICIONES.

BIBLIOGRAFÍA

1. Acuña B., Alberto D. (2008). **“Estudio Comparativo de Fuentes de Energía Sísmica Sobre la Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo de grado no publicado. Universidad Simón Bolívar. Caracas
2. Anadrill. (1996). **“Directional Driller”**. Trabajo no publicado.
3. Arias, F. G. (1999). **“El Proyecto de Investigación, Guía Para su Elaboración”**. Caracas: EPISTEME C.A. / ORIAL EDICIONES.
4. Espinoza G., Rosa V. (2008). **“Estudio del Comportamiento del Proceso HASD en Arenas Delgadas del Área San Diego, Bloque Junín.”** Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
5. Figueroa C., Yovanny A. (2008). **“Estudio de Aplicación y Simulación Numérica de la Tecnología VAPEX en un Área Seleccionada del Bloque Carabobo 1, Área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
6. González K., y González M. (2005). **“Determinación De La Relación Entre La Trayectoria Y La Inestabilidad De Hoyo Durante La Perforación De La Formación Oficina En El Campo Dación”**. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente. Anzoátegui.
7. Gulf Publishing Company. (2008). **“Drill Bit Classifier”**.
8. Gutierrez C., y Urquhart R. (2004). **“Cómo Exponer y Defender un Punto de Vista. Estrategias Para Planificar y Escribir Textos Argumentativos”**. Editorial CEC, SA. Caracas.

9. John L. Stalder, et al. (2001). **"Multilateral-Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela"**. Artículo técnico SPE 69700. Presentado en el SPE Simposio Internacional de Operaciones con Crudos Pesados. Isla de Margarita, Venezuela, del 12 al 14 de marzo de 2001
10. M.I. Drilling Fluids. (2001). **"Manual de Fluidos de Perforación"**.
11. Morella M., (2011). **"Instructivo Para la Presentación de Tesis de Pregrado, Postgrado, Doctorado y Trabajos de Ascenso"**. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería. Caracas.
12. Moya G. (s.f.). **"Clases de Pozos I. Tema 3, Componentes de un taladro de perforación"**. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
13. OilField Review. (2002). **"Nuevos Aspectos en la Construcción de Pozos Multilaterales"**.
14. PDVSA CVP. (2008). **"Bloque Carabobo 1: Área Central y Área Norte. Plan de Desarrollo"**.
15. PDVSA Distrito Cabrutica. (2011). **"Programa de Planificación de la Perforación de un Pozo Tipo Multilateral Doble, Campo Zuata"**.
16. PDVSA, Zambrano y otros. (2009). **"Mega Integrated Reservoir Study for Assesing Reserves in Orinoco Oil Belt (Faja Petrolífera del Orinoco)"**.
17. PDVSA. (2010). **"Estrategias de Explotación de la División Carabobo, faja petrolífera del Orinoco"**.
18. Rivas R., Víctor H. (2011). **"Optimización de la Sarta de Perforación Para Pozos Horizontales"**. Trabajo de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

19. Rodríguez M., Orlando J. (2011). **“Evaluación de la Productividad en el Campo El Furrial Posterior a las Estimulaciones Matriciales no Reactivas”**. Trabajo de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
20. Schlumberger (1998). **“Introduction to Directional Drilling”**.
21. Schlumberger. (2000). **“Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional”**. Artículo en Línea. Consultado el 25 de Noviembre de 2011. [Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/]
22. Schlumberger. (2002). **“Online Interactive Learning (OIL) V 7.0”**
23. Schlumberger. (2011). **“Segmento D&M - Estándares de Calidad de Servicio. Houston”**.
24. Schlumberger. (s.f.). **“Curso de Prevención de Pegas de Tuberías. Módulo 3 – Limpieza del Agujero”**.
25. Schlumberger. (s.f.). **“Drilling Office X, Training Introduction”**.
26. Schlumberger. (s.f.). **“Torque & Drag guide”**.
27. Schlumberger. **“Corporate Profile, Backgrounder”**. Recuperado el 31 de mayo de 2011, de <http://www.slb.com/about/who/backgrounder.aspx>
28. Schlumberger. **“Curso de prevención de Pegas de Tuberías. Módulo 4 – Torque y Arrastre”**.
29. Smith Bits. [Disponible: http://www.slb.com/services/drilling/drill_bits.aspx]
30. Steven F., y Adriano C. (2008). **“The Use of Multilateral Well Designs for Improved Recovery in Heavy Oil Reservoirs”**. Artículo técnico SPE/IADC 112638. Presentado en la SPE/IADC Conferencia de Perforación en Orlando. Florida, del 4 al 6 de marzo de 2008.

31. UCV, E. d. (2006). **“Taller T.E.G.”**. Caracas.
32. Villarroel, N. (2008). **“Optimización de la Planificación Direccional Para un Pozo del Campo Orocual en el Área Norte del Estado Monagas”**. Trabajo de Grado no publicado. Universidad de Oriente. Barcelona. Venezuela.

GLOSARIO

Arrastre (“Drag”): es la resistencia axial que se opone al movimiento de la sarta. Es generado debido a la interacción entre la sarta y las paredes del hoyo. El arrastre normalmente es medido en términos de fuerza (lbf), en unidades del sistema Inglés.

Azimut (“Azimuth”): es el ángulo de la dirección del hoyo medido desde el Norte magnético, en dirección de las agujas del reloj.

Cara de la Herramienta (“Tool-Face”): es el ángulo entre lado alto del motor (*highside*) y el norte o la parte alta del hoyo respectivamente. También puede ser “*magnetic tool-face*” cuando se refiere al lado superior del hoyo (*highside*).

Caudal (“Caudal”): es el volumen de flujo del fluido circulante expresado comúnmente en galones o barriles por minuto.

Corrida (“Run”): es el periodo desde que las herramientas que conforman el *BHA* pasan la mesa rotaria y son introducidas en el hoyo hasta el momento en que salen una vez que se detiene la perforación, ya sea porque se terminó de perforar o por algún problema operacional.

Deformación Axial (“Axial Yield”): se refiere al cambio de longitud de un elemento por unidad de longitud.

Densidad Equivalente de Circulación (*Equivalent Circulating Density*): para un fluido circulante, la *ECD* en unidades de lb/gal iguala la presión hidrostática en el cabezal más la caída de presión total en el anular (lpc) dividida por la profundidad (pies) y por 0,052.

Deslizar (“Slide”): es una técnica que se emplea durante la perforación con motores de fondo, utilizada para direccionamiento de la trayectoria del hoyo. La sarta no rota más que para direccionar por lo que se mantiene estática. En este caso, sólo el motor de fondo hace girar la mecha.

Desplazamiento Horizontal (“Horizontal Displacement”): es una medida tomada a partir de la proyección en el plano horizontal de la trayectoria que sigue el pozo.

Desviar el Hoyo (“Sidetrack”): es una operación que se utiliza para perforar un segundo hoyo desde un hoyo principal. También se utiliza para evadir alguna zona de la formación no deseada o para exploración en búsqueda de límites de capas y objetivos de interés.

Fuerza Axial (“Axial Force”): es una fuerza de tensión o compresión que actúa a lo largo de la longitud de un elemento. Se expresa en lbf bajo el sistema inglés.

Fuerzas de Fricción (“Friction Forces”): se define como la fuerza entre dos superficies en contacto, es aquella que se opone al movimiento entre ambas superficies (fuerza de fricción dinámica) o la fuerza que se opone al inicio del movimiento (fuerza de fricción estática).

Gravedad API (“API Gravity”): gravedad por unidad de volumen de petróleo crudo u otro fluido relacionado, medido bajo un sistema establecido por el Instituto Americano del Petróleo. Se relaciona con la gravedad específica por la siguiente fórmula: $^{\circ}API = 141,5 * GE - 131,5$.

Hoyo Desnudo (“Borehole”): es la sección desnuda del hoyo perforado que no ha sido revestida con tuberías.

Inclinación (“Inclination”): es el ángulo medido con respecto a la vertical. Se le conoce también como ángulo de deflexión.

Inicio de Construcción de Ángulo (“Kickoff Point – KOP”): punto de la sección vertical donde se inicia la desviación a partir de la vertical, y se comienza la sección de construcción de ángulo.

Jets: es una boquilla de carburo de tungsteno utilizada en las mechas para producir una corriente saliente de fluido de perforación a alta velocidad desde la mecha.

LWD (“Logging While Drilling”): registros durante la perforación. Es una herramienta que permite “perfilar” la formación para conocer sus propiedades petrofísicas, como por ejemplo, su resistividad, el tipo de formación, la porosidad, entre otros.

Objetivo (“Target”): es un punto fijo en el subsuelo que corresponde a la formación que debe ser penetrada por el pozo.

Pata de Perro (“Dogleg”): es el cambio en la curvatura del pozo entre dos puntos cualesquiera.

Peso Sobre la Mecha (“Weight on Bit - WOB”): es un indicador de la transmisión de peso a lo largo de los elementos que conforman la sarta hasta llegar a la mecha, de tal forma que se avance en la perforación.

Pozo de Reentrada (“Sidetrack”): perforar un hoyo secundario a partir de un hoyo principal.

Profundidad Medida (“Measured Depth -MD”): profundidad medida en el pozo direccional a lo largo de la longitud perforada por la sarta de perforación.

Profundidad Vertical Verdadera (“True Vertical Depth - TVD”): distancia vertical de cualquier punto del hoyo en referencia al punto de partida de la perforación ubicado en la planchada.

Repasar (“Backreaming”): es el procedimiento que consiste en volver a pasar por la parte del hoyo recién perforada. Es usado para limpiar el hoyo de cortes y ripios, mientras que se mantiene el diámetro del mismo, evitando así problemas de atascamiento de la sarta o excesivo arrastre al sacar o meter tubería.

ROP (“Rate of Penetration”): es la tasa de penetración, medida en pies perforados por hora. Es un indicativo de la velocidad de avance durante la perforación.

Rotar (“Rotate”): operación que consiste en rotar todos los componentes de la sarta incluida la mecha y el motor de fondo. Cuando se rota con motor de fondo es común que se mantenga el ángulo y dirección alcanzados hasta ese momento en la perforación.

Sección de Construcción de Ángulo (“Build up Section”): es la sección del hoyo, después del KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta.

Sección Horizontal (“Horizontal Section”): sección del hoyo donde el pozo se construye en ángulo cercano o igual a los 90°, o donde se perfora paralelo a los planos de estratificación de la zona de interés.

Sección Tangencial (“Tangential Section”): sección del hoyo donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constante.

Severidad de Pata de Perro (DLS): es una medida de los cambios en la inclinación y/o el azimut de un hoyo, usualmente es expresado en grados por cada 100 pies medidos.

SPP (“Standpipe Pressure”): es la presión medida en la tubería vertical mediante el uso de un sensor de presión.

Survey Direccional (“Directional Survey”): son las mediciones durante la perforación de inclinación, azimut y profundidad, que se toman en el hoyo desnudo a intervalos de 90 pies.

Tasa de Construcción (“Build up Rate”): es la cantidad de grados en que aumenta la inclinación del hoyo en base a una longitud específica.

Tiempo no Productivo (“Non Productive Time – NPT”): es el tiempo utilizado que no lleva al avance de las operaciones de perforación hacia su objetivo. Esperas por el clima o a la espera de órdenes por equipos no son NPT.

Torque (“Torque”): es la fuerza necesaria para hacer rotar la sarta en el agujero. El torque se mide en unidades de fuerza por longitud (lbf x pie, en unidades del sistema inglés).

Torque Reactivo (“Reactive Torque”): es aquel que se genera por la interacción entre la mecha y la formación. Se fundamenta en la propiedad física que dice que toda acción genera una reacción igual pero en sentido opuesto.

Tortuosidad (“Tortuosity”): es la severidad de pata de perro acumulada para un plan o trayectoria de pozo perforado. Es un indicativo de cuan irregular es la trayectoria del hoyo que se perfora en función de las variaciones de dirección e inclinación durante la perforación.

Ventana en Revestidor (“Casing Window”): una sección del revestidor a la que se le realiza una abertura mediante esquivo especial, con la finalidad de realizar un pozo de reentrada o lateral secundario.

Viscosidad (“Viscosity”): es la resistencia de un fluido a las deformaciones tangenciales. Se expresa en centipoises (cP).