

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**



## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

“Herramientas reductoras de Torque y Arrastre de nueva generación en Perforación Direccional, Sistema LoTAD, y su aplicación en el campo Sacha de Petroproducción.”

### **TESIS DE GRADO**

Previo a la Obtención del Título de:

### **INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

Christian Jacobo Quispe Camacho.

Guillermo Santiago Remache Oyaque

**GUAYAQUIL – ECUADOR  
2009**

# TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

---

Ing. Ricardo Gallegos O.  
DECANO DE LA FICT

---

Ing. Daniel Tapia  
DIRECTOR DE TESIS

---

Ing. Héctor Román

VOCAL

# DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la **ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

---

Guillermo Santiago Remache Oyaque

---

Christian Jacobo Quispe Camacho

# AGRADECIMIENTO

Ing. Juan Jijon, Weatherford, que con su paciencia y ayuda nos supo dirigir para el desarrollo de la tesis en el campo.

Ing. Xavier Vargas, Oficina de Perforación, que nos brindo su apoyo incondicional.

Ing. Daniel Tapia, Director de Tesis por dirigirnos y brindarnos todo su apoyo en el desarrollo de la tesis.

Christian Quispe Camacho

# AGRADECIMIENTO

A Dios y a mis padres Aida y Guillermo por todo su amor y apoyo incondicional para cumplir una de mis metas

A los Ingenieros Juan Jijon de Weatherford, Xavier Vargas de Petroproducción que con paciencia me ayudaron al desarrollo de la tesis en el campo.

A todos los Ingenieros de la facultad de ciencias de la tierra que de una u otra forma colaboraron para mi desarrollo en especial al Ing. Daniel Tapia mi director de tesis

Guillermo Remache Oyaque

# DEDICATORIA

A mis Padres

A mis Hijos

A mi Familia

A mis Amigos

Christian Quispe Camacho

# DEDICATORIA

A mis Padres

A mi Hermana

A mis Compañeros

A mis Amigos

Guillermo Remache Oyaque

# Resumen

El tema de tesis desarrollado es “Herramientas reductoras de Torque y Arrastre de nueva generación en Perforación Direccional, Sistema LoTAD, y su aplicación en el campo Sacha de Petroproducción“, se seleccionó dos pozos con problemas de atascamiento durante toda la perforación de los mismo.

El primer capítulo trata de los conceptos básicos para el desarrollo de este proyecto, la segunda parte establece los métodos de reducción de torque y arrastre en la perforación direccional de pozos y los criterios para su selección. El tercer capítulo se realiza la descripción general de la herramienta LoTAD y su utilización. La cuarta parte describe del software Landmark graphic que se utiliza para simular las fuerzas involucradas en la perforación de un pozo, en el capítulo cinco se ejecuta el software con la información del pozo, y se realiza el análisis completo con la identificación de los posibles problemas.

Al final se realiza un análisis económico de los dos pozos y se emiten las conclusiones obtenidas de este estudio y posibles recomendaciones a tomar en cuenta para futuras perforaciones de pozos.



# INDICE GENERAL

	Pág.
<b>RESUMEN.....</b>	<b>I</b>
<b>INDICE GENERAL.....</b>	<b>II</b>
<b>ABREVIATURAS.....</b>	<b>VI</b>
<b>SIMBOLOGIAS.....</b>	<b>VII</b>
<b>INDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>VIII</b>
<b>INDICE DE TABLAS.....</b>	<b>XIII</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>Capitulo 1.- Marco Teórico.....</b>	<b>3</b>
1.1 Conceptos Básicos.....	3
1.2 Torque y Arrastre en la perforación.....	7
1.3 Tipos de pozos direccionales.....	8
1.4 Importancia de la reducción de torque y arrastre en la perforación direccional.....	11
1.5 Causas de pega de la sarta de perforación.....	12
<b>Capitulo 2.- Reducción de torque y arrastre.....</b>	<b>15</b>

2.1 Principios básicos de Torque y Arrastre en la Sarta de.....	15
Perforación.....	15
2.2 Factores a considerar en la reducción de torque y arrastre....	19
2.2 Métodos de reducción de toque y arrastre.....	26
2.2.1 Optimización de la trayectoria del pozo.....	26
2.2.2 Fluidos de perforación.....	26
2.2.3 Sarta de perforación: herramientas mecánicas para reducción de torque y arrastre, herramientas convencionales y nuevas..	27
2.3 Criterios de selección del método.....	37

### **Capitulo 3.- Descripción y aplicaciones de la herramienta LoTAD**

3.1 Componentes.....	40
3.2 Procedimiento de operación de la Herramienta LoTAD.....	43
3.3 Procesos de inspección pre-operacionales y post-operacionales.	44
3.4 Ensamblaje, desarme y mantenimiento.....	49
3.5 Funcionamiento De la herramienta dentro del pozo.....	58

<b>Capitulo 4.- Simulación y análisis de las fuerzas presente en la perforación de los pozos con uso del Software Wellplan de Landmark Graphics Inc.....</b>	<b>64</b>
--	-----------

4.1 Información de diseño del pozo.....	68
4.2 Parámetros necesarios para el análisis de las fuerzas laterales...	74
4.3 Análisis de las fuerzas laterales.....	74
4.4 Análisis del torque con y sin uso de LoTAD.....	76

**Capitulo 5.- Aplicación de la herramienta en pozos seleccionados del campo Sacha de Petroproducción.....80**

5.1 Datos geológicos, síntesis del campo Sacha.....	80
5.2 Selección de pozos direccionales perforados: Sacha 169D y Sacha-221H.....	87
5.2.1 Datos generales.....	87
5.2.2 Objetivos geológicos.....	89
5.2.3 Resumen de cada sección del proceso de perforación.....	90
5.2.4 Herramientas utilizadas en la perforación.....	98
5.2.5 Problemas suscitados y soluciones planteadas.....	100
5.3 Aplicación de la herramienta en los pozos seleccionados con ayuda del software Wellplan.....	102
5.3.1 Identificación del problema con la información de pozo.....	102
5.3.2 Aplicación del software.....	103
5.3.3 Solución con el uso de LoTAD.....	109

5.3.4 Soluciones alternativas.....	115
<b>Capitulo 6.- Análisis económico.....</b>	<b>116</b>
6.1 Costo de perforación de pozos direccional sin el uso de LoTAD: Sacha-169D.....	117
6.2 Costo de perforación de pozos direccional asumiendo el uso de LoTAD: Sacha-169D)....	120
6.3 Costo de perforación de pozos direccional sin el uso de LoTAD Sacha-221H.....	123
6.4 Costo de perforación de pozos direccional asumiendo el uso de LoTAD: Sacha-221H.....	126
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENMDACIONES.....</b>	<b>130</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>134</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>161</b>

## ABREVIATURAS

Lb	Libras
Lbf	Libras Fuerza
LoTAD	Low Torque and Drag
BHA	Bottom Hole Assemble
LoTORQ	Low Torque
LoDRAG	Low Drag
RR	Roller Reamer
BOP	Blow Out Preventor
ERW	Extended Reach Well
ft	feet
HSE	Health Security Environment
API	American Petroleum Institute
RPM	Revoluciones por minuto
DP	Drill Pipe
OD	Diameter External
EDM	Engineer`s Data Model
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
MWD	Measure While Drilling
LWD	Logging While Drilling
ROP	Tasa de Penetración
PSI	Pound Square Inch
BBL	Barriles
CHFF	Closed Hole Friction Factor
OHFF	Open Hole Friction Factor
NC	Conexión
TD	Profundidad Total
IRR	Internal Rate of Return
NPV	Net Present Value
r	Tasa de interes
BES	Bomba Electro Sumergible

## SIMBOLOGIAS

$\mu_s$	=	Coefficiente de Fricción estático
$\mu_k$	=	Coefficiente de Fricción dinámico
N	=	Normal
W	=	Peso
T	=	Tensión
F <sub>f</sub>	=	Fuerza de Fricción
Sen	=	Seno
Cos	=	Coseno
$\Delta T$	=	Variación de tensión
$\sigma$	=	Tensión mecánica uní-axial
F	=	Fuerza aplicada uniformemente
A	=	Área
C	=	Máxima severidad permisible
F	=	Carga Lateral sobre la Junta del tubo
L	=	La mitad de la longitud de un tubo de perforación
In.	=	Pulgadas
$\tau$	=	Torque
F <sub>n</sub>	=	Fuerza Normal
r	=	Radio de Giro
A	=	Velocidad Angular
$\pi$	=	Factor de conversión 3,1415
V	=	Velocidad Resultante
T	=	Velocidad de Viaje
F <sub>D</sub>	=	Fuerza de Arrastre
Q <sub>i</sub>	=	Flujo de Dinero
d	=	Días

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Fricción entre un cuerpo y una superficie. <a href="http://www.elrozamientopordeslizamiento.htm">www.elrozamientopordeslizamiento.htm</a>	3
Figura 2. Componentes del torque, Torque de una Fuerza – Ciencia_net - Noticias científicas, <a href="http://www.articuloscientíficosobrematemáticas,física,química, astronomía">www.articuloscientíficosobrematemáticas,física,química, astronomía</a>	6
Figura 3. Esfuerzos en una sarta de perforación, cortesía de Weatherford	7
Figura 4. Esfuerzos y área de contacto en el Tool Joint de dos juntas de Drill Pipe, cortesía de Weatherford	8
Figura 5. Tipo "S" su mayor complejidad es al tumbar ángulo construido, Sinopec internacional Petroleum	10
Figura 6. Pozos Verticales, Weatherford guía de pozos	11
Figura 7. Diferencia de presiones en el agujero curso básico de perforación Weatherford.	14
Figura 8. Fuerzas presentes un cuerpo estático, Manual de Weatherford	15
Figura 9. Fuerzas presentes en un cuerpo en movimiento, manual de Weatherford	16
Figura 10. Fuerzas presentes de un cuerpo en una superficie inclinada, manual de Weatherford.	17
Figura 11. Diagrama de fuerzas en una superficie inclinada, manual de Weatherford	18
Figura12. Pandeo Sinusoidal de una tubería bajo presión, Drilling Design and Implementation for Extended Reach	

and Complex Wells – 3rd Edition	24
Figura 13. Pandeo Helicoidal de una tubería bajo presión, Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells – 3rd Edition	24
Figura 14. Estabilizador Estándar, cortesía de Weatherford	29
Figura 15. Roller Reamer, <a href="http://www.estabilizadores.com">www.estabilizadores.com</a>	30
Figura 16. Underreamer, cortesía de Weatherford	30
Figura 17. String Reamer, manual drilco de conjuntos de Perforación	31
Figura 18. LoTORQ, cortesía de Weatherford	33
Figura 19. LoDRAG, Cortesía de Weatherford	34
Figura 20. Herramienta LoTAD. Fotografía cortesía de WTF.	36
Figura 21. Componentes de la herramienta LoTAD, cortesía de Weatherford	40
Figura 22. Camisa de acero y camisa de Polímetros cortesía de Weatherford	42
Figura 23. Rodillo y receptáculo de seguridad, cortesía WTF	42
Figura 24. Instalación de los LoTAD en una parada de una sarta de perforación del pozo Saha-169D	43
Figura 25. Área del Muñón cortesía de Weatherford	48
Figura 26. Señal de reparación del área del muñón, cortesía de Weatherford	49
Figura 27. Ilustración sobre la forma de instalación de los ejes y rodillos en la camisa de acero fundido, cortesía de Weatherford	50
Figura 28. Ilustración de la forma de instalación de los pernos de seguridad, cortesía de Weatherford	51



Figura 29.	Postura correcta de la camisa de cojinetes dentro de la pieza fundida, cortesía de Weatherford	52
Figura 30.	Correcta de la ubicación de todo el conjunto de piezas en el sustituto de tubería, cortesía de Weatherford	54
Figura 31.	Revisión de la herramienta para su almacenamiento, cortesía de Weatherford	54
Figura 32.	Protección de la herramienta, almacenamiento, cortesía de Weatherford	55
Figura 33.	Desarme de los ejes y rodillos de la camisa de acero, cortesía de Weatherford	57
Figura 34.	Tool Joint en contacto con las paredes del Agujero, Manual de Weatherford	58
Figura 35.	Aplicación de LoTAD En la sarta de perforación, Manual de Weatherford	60
Figura 36.	Tool Joint en contacto con una de las paredes del agujero en una sección inclinada, Manual de Weatherford	62
Figura 37.	Aplicación de LoTAD a la Sarta de Perforación en una sección inclinada, Manual de Weatherford	63
Figura 38.	Componente de peso y tensión de la fuerza lateral, Schlumberger-aplicaciones torque y arrastre	75
Figura 39.	Componentes de rigidez de la fuerza lateral, comportamiento de las fuerzas que actúan en la tubería, Schlumberger-aplicaciones torque y arrastre	75
Figura 40.	Análisis de la tensión en el fondo del pozo con las diferentes tipos de perforación, <a href="http://www.halliburton.com/landmarck">www.halliburton.com/landmarck</a> .	76
Figura 41.	Columna Estratigráfica, Base de datos departamento ingeniería Sacha central	86
Figura 42.	Perfil del Pozo Sacha-169D - Sección Vertical, Landmark Graphic Inc.	103

Figura 43. Esquema de la Sarta de Perforación y posición para el pozo Sacha-169D, Landmark Graphic Inc.	104
Figura 44. Simulación de las fuerzas Laterales del pozo Sacha-169D (1) sin rotar (2) rotando en el pozo, Landmark Graphic Inc.	104
Figura 45. Tensión (a) y Dog Let dentro del pozo sach-169D (b), Landmark Graphic Inc.	105
Figura 46. Valores de Torque mientras se perfora el pozo Sacha-169D, Landmark Graphic Inc.	105
Figura 47. Perfil Pozo Sacha- 221H - Sección Vertical, Landmark Graphic Inc.	106
Figura 48. Esquema de la Sarta de Perforación y posición del pozo Sacha 221H, Landmark Graphic Inc.	107
Figura 49. Simulación de las fuerzas Laterales del pozo Sacha-221H (a) sin rotar (b) rotando en el pozo, Landmark Graphic Inc.	107
Figura 50. Tensión (c) y Dog Leg dentro del pozo Sacha-221H (d), Landmark Graphic Inc.	108
Figura 51. Valores de Torque mientras perfora rotando, deslizando y backreaming dentro del pozo Sacha-221H, Landmark Graphic Inc.	108

Figura 52. Valores de reducción de Torque rotando (a) y back-Reaming (b) con la aplicación adecuada de los LoTADs en el pozo Sacha-169D, Landmark Graphic Inc.	110
Figura 53. (a) Valores de Torque mientras perfora dentro del Pozo con y sin LoTAD y (b) valores de torque mientras se realiza backreaming pozo Sacha-169D, Landmark Graphic Inc.	112
Figura 54. Diseño de Sarta de perforación para el pozo Sacha 169D con aplicación de LoTAD, Landmark Graphic Inc.	112
Figura 55. (a) Valores de Torque mientras perfora dentro del pozo Sacha-221h con y sin LoTAD y (b) valores de torque mientras realiza backreaming, Landmark Graphic Inc.	114
Figura 56. Diseño de Sarta de perforación para el pozo Sacha 221H con aplicación, Landmark Graphic Inc.	114

## INDICE DE TABLAS

	Pag
Tabla I Coeficientes de Fricción de algunos materiales de la pagina Wikipedia, la enciclopedia libre.htm	5
Tabla II Parámetros de identificación de una herramienta Utilizada	49
Tabla III Información requerida para realizar el modelaje del pozo con ayuda del software, Manual de weatherford	65
Tabla IV Información necesaria para el diseño de tubería de Revestimiento	70
Tabla V Descripción de la formación Hollín Inferior	90
Tabla VI Herramientas Utilizadas en el pozo Sacha-169D con los diámetros externos usados	99
Tabla VII Herramientas Utilizadas en el pozo Sacha-221H con los diámetros externos usados	99
Tabla VIII Resultados de los análisis con y sin LoTAD	110
Tabla IX Descripción de los resultados con aplicación de los LoTAD, Petroproducción	112
Tabla X Resultados con la aplicación de los LoTAD pozo Sacha-221H	114
Tabla XI Valores de producción por Petroproducción pozo Sacha-169D	119
Tabla XII Valores de producción por Petroproducción pozo Sacha-221H	125

# Introducción

En los actuales momentos se están realizando pozos direccionales entre ellos los de tipo S y Horizontales en el oriente ecuatoriano para incrementar el potencial productivo de los yacimientos. Para la perforación de dichos pozos la utilización de herramientas que permitan facilitar el trabajo y disminuir el tiempo de operaciones es vital importancia para la rentabilidad de los pozos.

Durante la perforación de dos pozos en el campo Sacha de Petroproducción se presentaron problemas con atascamientos de herramientas en el interior del hueco que se estaba perforando por tal motivo incrementaba el tiempo de perforación, la evaluación del funcionamiento de una nueva herramienta LoTAD en el diseño del conjunto de herramienta para la perforación de un pozo y reducir los problemas con herramientas atrapadas de futuros pozos es la razón principal de este proyecto.

Los Lotad son herramientas mecánicas con rodillos que permiten el fácil desplazamiento del conjunto de herramienta llamada en la industria petrolera como sarta de perforación disminuyendo posibles problemas de atascamiento.

Para la realización de este proyecto se hizo el estudio de la herramienta y su funcionamiento en el oriente ecuatoriano en el campamento Sacha de Petroproducción planteándose objetivos específicos: Simular y analizar las fuerzas presentes al interior del hueco o pozo con y sin uso de los Lotad con ayuda del software wellpan Landmark Graphic In., determinar las ventajas y desventajas operativa de la herramienta.

Con la información de las perforaciones de los dos pozos obtenidas de los reportes diarios de estas operaciones confirmaremos los lugares de mayor problema durante la perforación, estableceremos un nuevo diseño de la sarta de perforación añadiendo los LoTADs en posiciones que nos das el software, realizando un analisis de costos y beneficio obtendremos respuesta a la siguiente hipótesis *¿Qué eficiencia operacional posee las herramienta reductora de torque y arastre en la perforación direccional de pozos?*.

# CAPITULO 1

## 1 MARCO TEÓRICO

### 1.1 Conceptos Básicos

#### Fricción

Según T. William Lambe, Robert V. Whitman. Mecánica de Suelos México. 1997, la fricción es como una fuerza que actúa sobre un cuerpo e impide el deslizamiento de este con respecto a otro o en la superficie que esté en contacto.

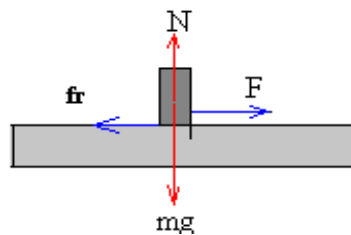


Figura 5 Fricción entre un cuerpo y una superficie.

[www.elrozamientopordeslizamiento.htm](http://www.elrozamientopordeslizamiento.htm)

La figura 1 muestra, la magnitud de la fuerza de rozamiento entre dos cuerpos en contacto es proporcional a la fuerza normal entre ellos:

Existen dos tipos de fricción

1. Fuerza de Fricción estática ( $f_s$ ):
2. Fuerza de Fricción dinámica ( $f_k$ ):

### **Coeficiente de fricción**

Es un coeficiente adimensional que expresa la relación las fuerzas aplicadas. Usualmente se representa con la letra griega  $\mu$ , para este proyecto se utilizo los valores de coeficiente de fricción de 0.30 para hueco abierto y 0.40 hueco entubado

1. Coeficiente de fricción estática ( $\mu_s$ ):
2. Coeficiente de fricción dinámica ( $\mu_k$ ):

A continuación están los coeficientes de fricción de algunos materiales.

Materiales en contacto	$\mu_s$	$\mu_k$	Materiales en contacto	$\mu_s$	$\mu_k$
Articulaciones humanas	0,02	0,003	Madera // Cuero	0,5	0,4
Acero // Hielo	0,03	0,02	Madera // Madera	0,7	0,4
Acero // Teflón	0,04	0,04	Acero // Latón	0,5	0,4



Teflón // Teflón	0,04	0,04	Madera // Piedra	0,7	0,3
Hielo // Hielo	0,1	0,03	Acero // Acero	0,15	0,09
Esquí (encerado) // Nieve (0°C)	0,1	0,05	Vidrio // Vidrio	0,9	0,4
Vidrio // Madera	0,2	0,25	Cobre // Hierro (fundido)	1,1	0,3
Caucho // Cemento (húmedo)	0,3	0,25	Caucho // Cemento (seco)	1	0,8

Tabla I Coeficientes de Fricción de algunos materiales de la pagina Wikipedia, la enciclopedia libre.htm

## Torque

César arroyo cabrera, alex fernández castillo publicaron el 16-05-2004 la pagina [www.torque](http://www.torque) de una fuerza - ciencia\_net - noticias científicas. Definiendo el torque  $t$  de una fuerza  $f$  que actúa sobre algún punto de un cuerpo rígido, para facilitar el análisis, en una posición  $r$ , respecto de cualquier origen  $o$ , por el que puede pasar un eje perpendicular, sobre el cual se produce la rotación del cuerpo, al producto vectorial entre la posición  $r$  y la fuerza aplicada  $f$ :

$$(1) T = r * F$$

T= Torque

$R$ = Radio de acción

$F$ = Fuerza aplicada

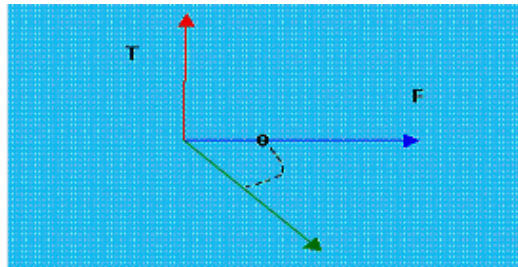


Figura 6 Componentes del torque, Torque de una Fuerza - Ciencia\_net - Noticias científicas, [www.articuloscientíficosobrematemáticas,física,química,astronomía](http://www.articuloscientíficosobrematemáticas,física,química,astronomía)

## Arrastre

El arrastre es una fuerza mecánica, generada por la interacción entre un cuerpo rígido y un fluido. Para que exista arrastre el cuerpo debe estar en contacto con el fluido. Debe haber un movimiento relativo entre el fluido y el sólido.

Esta resistencia que impide la aceleración del cuerpo se llama fuerza de arrastre.

## 1.2 Torque y Arrastre en La Perforación

El torque que se presenta en la perforación, es la fuerza mecánica generada por el Top Drive/Mesa Rotatoria, necesaria o aplicada para hacer rotar la sarta de perforación para vencer las fuerzas presentes a lo largo de la trayectoria del pozo.

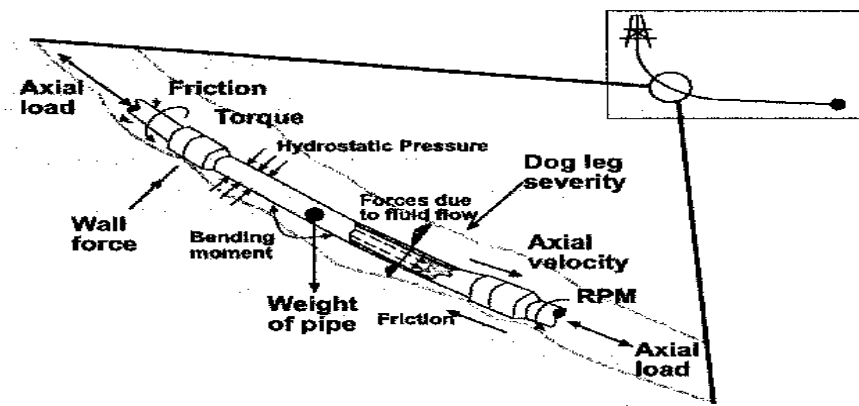


Figura 7 Esfuerzos en una sarta de perforación, cortesía de weatherford

Se muestra en la Figura 3., el arrastre presente en la perforación es la fuerza que se produce entre las superficies de contacto de las conexiones de tubería y las paredes del pozo que se esta perforando causado por el deslizamiento y/o la rotación de la sarta de perforación.

Entre los efectos que puede causar el arrastre está el pandeo de la tubería, la cual, excediendo los límites de tensión, puede producir una deformación plástica.

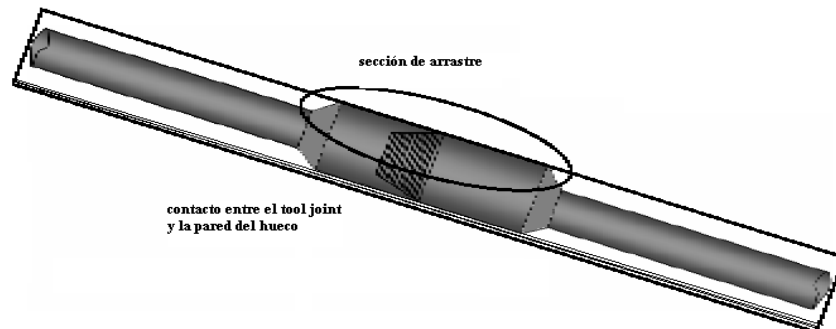


Figura 8 Esfuerzos y área de contacto en el Tool Joint de dos juntas de Drill Pipe, cortesía de Weatherford

### 1.3 Tipos De Pozos Direccionales

Según la guía para ingenieros de petróleo de la Cia Sinopec, Noviembre 2005. Los pozos direccionales poseen una clasificación la cual dependerá de la forma que tome el ángulo de inclinación en lo que corresponde a su trayectoria.

El torque y/o el arrastre dentro de la sarta de perforación dependerán de la trayectoria del pozo y de los ángulos de diseño.

Existen varios tipos de pozos direccionales:

1. Tangencial o "J" Invertido (Slant)
2. "S" Especial o Modificado
3. Inclinado (uso de taladro especial)
4. Horizontal o Multilateral

Este trabajo se lo realizó en pozos de forma "S" y Tangencial que se describen a continuación.

### **Tipo "S"**

Consta de:

1. Una sección vertical hasta la profundidad del KOP
2. Una sección de construcción de ángulo o sección aumentada
3. Una sección de mantenimiento de ángulo o tangencial
4. Una sección de disminución de ángulo a 0 grados.

La figura 5, muestra las diferentes secciones del pozo tipo S, su dificultad es al tumbar el ángulo construido para tener la última sección en forma vertical.



Figura 5 Tipo "S" su mayor complejidad es al tumbar ángulo construido, Sinopec internacional Petroleum

### Tipo Horizontal

Pozos que pueden tener ángulo inclusive mayores de 90°, pero necesariamente deben perforarse el pozo paralelo al estrato, o sea navegando a través de él como indica la figura 6. Este modelo consta de:

- Una sección vertical hasta el Punto de Arranque (KOP)
- Una sección aumentada o de construcción de ángulo

- Una sección de mantenimiento de ángulo a través de la(s) arena(s).

Algunos pozos pudiesen tener una sección tangencial, antes de finalizar el ángulo máximo del pozo

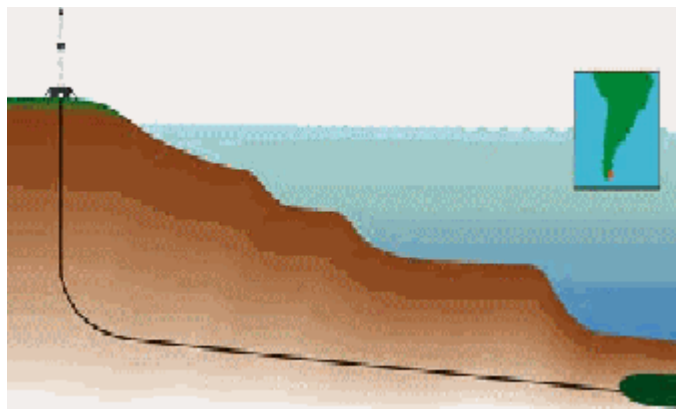


Figura 6 Pozos Verticales, Weatherford guía de pozos

#### **1.4 Importancia de la reducción de Torque y Arrastre en la perforación Direccional**

En perforación direccional existe la necesidad de obtener un rendimiento efectivo en costos. Con el desarrollo de la perforación direccional creció la demanda por herramientas de perforación que permita la reducción de los esfuerzo de torsión y arrastre asociados con pozos de alcance extendido.

Las operaciones con los reductores de torque y arrastre desempeñan un rol vital en el proceso de la perforación direccional, reducen el tiempo y los costos de la unidad de perforación a través de:

- Aumentar el control y eficiencia de perforación direccional.
- Reducir el torque y el arrastre hasta el 70% (dependiendo de las características del pozo) para mantener el peso de la sarta de perforación.
- Prevenir daño o fallas del equipo de fondo y superficie.
- Reducir el desgaste en las secciones entubadas del pozo.
- Mejorar el proceso general de perforación.
- Orientar con precisión las herramientas de perforación y completación

## **1.5 Causas de Pega en La Sarta de Perforación**

Weatherford, define la pega como un evento en la operación en el cual no se puede rotar la tubería, ni moverla en ninguna dirección y existen diferentes causas por lo que la Sarta de Perforación puede pegarse; entre las más comunes en las operaciones de perforación están:



- Pegaduras en arenas en tubería de revestimiento
- Pegaduras por Atascamiento Diferencial
- Pegaduras con lodos
- Pegaduras en ojos de llaves (keyseats)
- Pegaduras por fallas mecánicas

Los tipos de pegaduras que se presentaron en los pozos estudiados se describen a continuación

### **Pegaduras en arenas en tubería de revestimiento**

Es causada por una falla en la tubería de revestimiento o a través de una empacadura, permitiendo que el espacio anular se llene con arena y atrapando la tubería. La tubería de perforación puede ser atrapada al perforar cuerpos de arena que se atraviesan con mucha rapidez y sin tener la limpieza y circulación adecuadas.

## Pegaduras por Atascamiento Diferencial

Es un problema común en la perforación de pozos, en la cual la Sarta de Perforación se pega a las paredes del hoyo, por efectos de diferencia entre la presión hidrostática y la presión de formación, impidiendo mover la tubería.

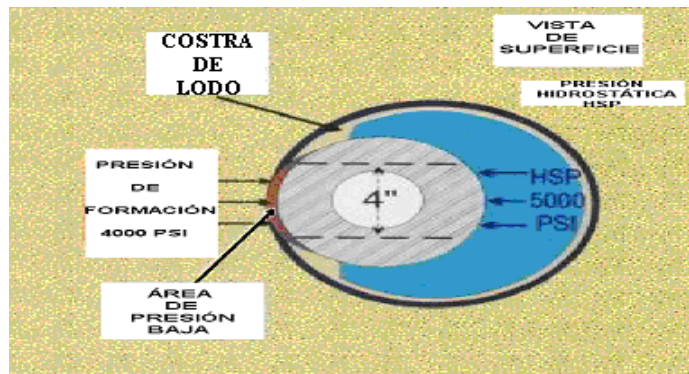


Figura 7 Diferencia de presiones en el agujero curso básico de perforación Weatherford

La Figura 7. Ilustra la pega por presión diferencial cuando la presión hidrostática producida por el lodo es mayor que la presión de formación y existen formaciones permeables presentes

## Pegaduras por fallas mecánicas

Ocurren durante la introducción de una empacadura, cuando esta se asienta a una profundidad no deseada, por tubería de revestimiento

colapsada. De igual manera puede ocurrir al recuperar la empacadura si esta está atrapada por sedimentos aportados por la formación. Y sucede al estar bajando completaciones dobles.

# CAPITULO 2

## 2. Reducción de Torque y Arrastre

### 2.1 Principios Básicos de Torque y Arrastre Presente en la Sarta de Perforación

Weatherford estipula que las fuerzas que actúan en la sarta de perforación al estar dentro del agujero dependen del tipo de superficie en la que se encuentre y la función que esté realizando la misma. Los principios básicos se pueden analizar matemáticamente.

#### Superficie horizontal

Considérese una sección de tubería en el agujero, en el tramo tangencial de un pozo sin movimiento y sin aplicar ninguna fuerza ver Figura 8.

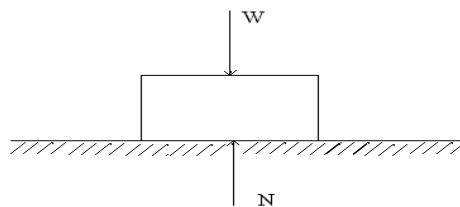


Figura 8 Fuerzas presentes un cuerpo estático, Manual de Weatherford

$$(2) \sum F_v = 0$$

$$(3) N = W$$

Al existir desplazamiento de la tubería dentro del agujero como se ilustra en la Figura 9, existirá una velocidad de desplazamiento, la cual será constante hasta llegar al tope de la siguiente sección que se va perforar.

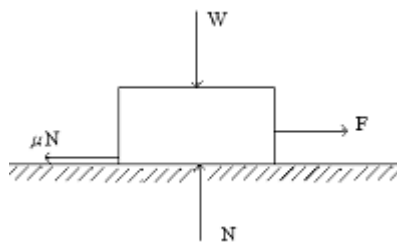


Figura 9 Fuerzas presentes en un cuerpo en movimiento, manual de Weatherford

$$(4) N = W$$

$$(5) F = \mu \cdot N \quad \text{y} \quad (6) F = \mu \cdot W$$

### Superficie Inclinada

Considérese una sección de tubería dentro del hoyo ver Figura 10. En ausencia de fricción, las fuerzas actuando sobre la tubería son el peso  $W$ , la tensión axial  $T$  y la fuerza de reacción, denominada Normal  $N$ .

Se puede hacer un balance de fuerzas, asumiendo que la tubería está rotando dentro del agujero.

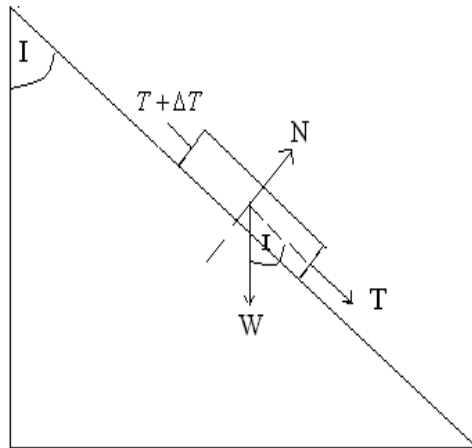


Figura 10 Fuerzas presentes de un cuerpo en una superficie inclinada, manual de Weatherford

A lo largo del eje del agujero se tiene:

$$(7) \sum F_h = 0 \rightarrow \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I)$$

Perpendicularmente al eje se tiene

$$(8) \sum F_v = 0 \rightarrow N = W \cdot \text{Sen}(I)$$

Considerando ahora el efecto de fricción en una sección sin curvatura como se ve en la Figura 11.

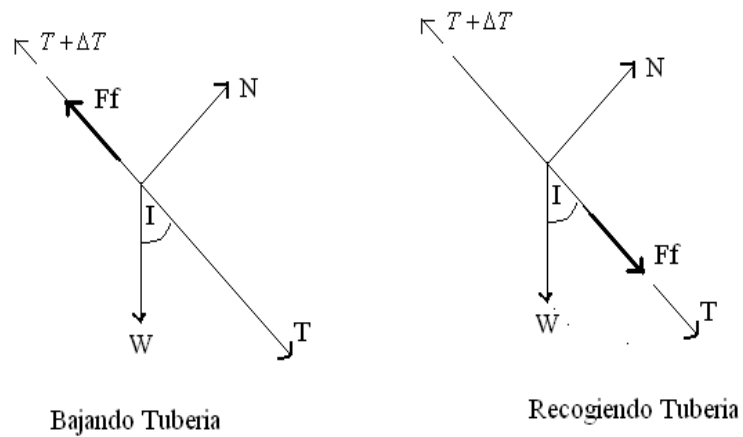


Figura11 Diagrama de fuerzas en una superficie inclinada, manual de Weatherford

$$(9) Ff = \mu \cdot N \rightarrow Ff = \mu \cdot W \cdot \text{Sen}(I)$$

Donde  $\mu$  es el coeficiente de fricción. Aquí,  $0 > \mu > 1$ .

Usualmente este valor del coeficiente de fricción oscila según:

$$(10) 0.15 > \mu > 0.45$$

Bajando tubería,

$$(11) \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I) - Ff$$

$$(12) \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I) - \mu \cdot W \cdot \text{Sen}(I)$$

Y sacando Tubería

$$(13) \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I) + Ff$$

$$(14) \Delta T = W \cdot \text{Cos}(I) + \mu \cdot W \cdot \text{Sen}(I)$$

## 2.2 Factores a considerar para la reducción de torque y arrastre en la perforación

▪ Weatherford, indica que los cuatro componentes de las fuerzas laterales son.

- Tensión o Compresión.
- Cargas.
- Fatiga.
- Pandeo.

▪ Información del pozo.



## Tensión o Compresión

Tensión mecánica es el valor de la distribución de fuerzas por unidad de área en el entorno de un punto dentro de un cuerpo o material continuo.

Un caso particular es el de tensión uniaxial, que se define en una situación en que se aplica fuerza  $F$  uniformemente distribuida sobre un área  $A$ . En este caso, la tensión mecánica uniaxial se representa por un escalar designado como  $\sigma$  (sigma) y dado por:

$$(15) \quad \sigma = \frac{F}{A}$$

$\sigma$ = tensión mecánica uniaxial

$F$ = fuerza aplicada uniformemente

$A$ = Área

Siendo las unidades Libras por Pulgada Cuadrada (psi)

Compresión es una presión que tiende a causar en algunos casos una reducción de volumen, siempre manteniendo una masa constante.

Cuando se somete un material a una fuerza de flexión, cizallamiento o torsión actúan simultáneamente tensiones de tracción y compresión.

En la perforación de un pozo, cuando existe mayor tensión en la sarta de perforación, es porque existe un problema como pata de perro (dog leg,) es decir, a mayor tensión mayor pata de perro.

### **Carga o Peso**

El peso es la medida de la fuerza que ejerce la gravedad sobre la masa de un cuerpo. Normalmente, se considera respecto de la fuerza de gravedad terrestre. El peso depende de la posición relativa de los cuerpos y de su masa. En el caso de tubería dentro del agujero, su posición vertical, horizontal o inclinada dependiendo del diseño del pozo.

El peso puede afectar a la sarta porque permite que la tubería sufra el contacto con la pared inferior del hoyo logrando que esta sufra desgaste, de la misma manera si no se maneja bien el peso dentro del hoyo se pudiera sufrir de un posible pandeo de tubería.

## **Fatiga**

Es el daño estructural progresivo localizado permanente, que se produce cuando un material se somete a repetidos ciclos de tensión. Daños por fatiga se acumulan en puntos de alta tensión y en última instancia forman la grieta de fatiga.

Las fuentes más comunes de la fatiga por tensión son:

- La rotación de la tubería, mientras exista una parte de la tubería doblada o pandeada.
- Presión
- Vibraciones.

## **Resistencia a la Falla por Fatiga**

La falla por fatiga debido al efecto de rotación de la tubería es un problema que merece ser analizado, más aún cuando las condiciones de operación pueden aproximarse a valores críticos de: severidad en el agujero, velocidad de rotación y esfuerzo axial en la tubería. Estos esfuerzos ocurren cuando existen espacios anulares estrechos, desgaste excesivo y la sarta se encuentra sometida a tensión.

El criterio utilizado para determinar estos valores críticos fue el sugerido por Lubinski, el cual consiste en una ecuación empírica que sugiere que la máxima carga lateral que la junta del tubo puede resistir antes de dañarse es de 2000 lbs., por lo tanto la siguiente ecuación, permite determinar la máxima severidad permisible bajo esta condición a lo largo del pozo.

$$(16) \quad C = \frac{108000 * F}{L * T}$$

Donde:

c = Máxima severidad permisible (°/100 ft)

F = Carga lateral sobre la junta del tubo (lbf)

L = La mitad de la longitud de un tubo de perforación (in.)

T= Carga de tensión al tubo (lbf)

### **Pandeo**

Según K&M Technology Group, *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells – 3rd Edition*, 2003, p. 126-131. El pandeo es un fenómeno de inestabilidad elástica que puede darse en elementos comprimidos alargados y rígidos, y que se manifiesta por la

aparición de desplazamientos importantes, transversales a la dirección principal de compresión. Se traduce en la aparición de una flexión adicional en la tubería cuando se halla sometida a la acción de esfuerzos axiales de cierta importancia.

Eventualmente, a partir de cierto valor de la carga axial de compresión, denominada carga crítica de pandeo, puede producirse una situación de inestabilidad elástica y entonces fácilmente la deformación aumentará produciendo tensiones adicionales que superarán la tensión de rotura, provocando la ruptura del material.

### **Pandeo sinusoidal**

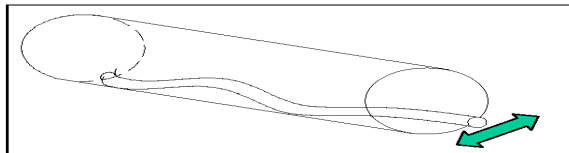


Figura12 Pandeo Sinusoidal de una tubería bajo presión

La figura 16 muestra la forma y manera gradual como ocurre el pandeo, mientras la tubería de perforación es puesta en compresión provocando una reducción de peso hacia la broca, tendiendo esta a vibrar axialmente.

## Pandeo helicoidal

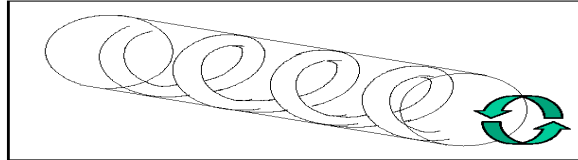


Figura 13 Pandeo Helicoidal de una tubería bajo presión

La figura 17 demuestra el pandeo helicoidal, ocurre cuando la tubería se adhiere a las paredes del hoyo. Se podría evitar al rotar la tubería. Si existe este tipo de pandeo lo recomendable es evitar rotar la tubería: de este modo se reduce el riesgo que sufra daños por fatiga.

## Vibración

El manual de Weatherford, indica que las vibraciones son inevitables en una perforación. Sin embargo, su grado de severidad y su efecto sobre el proceso de perforación dependen del diseño de la parte inferior de la sarta y, en gran medida, de los parámetros de perforación.

## Tipos de vibraciones y sus causas

Pozo abajo, se pueden sentir tres tipos de vibraciones:

- Axial: movimiento a lo largo del eje de la columna de perforación.

- Lateral: perpendicular a la columna de perforación.
- Torsional: es una vibración angular alrededor del eje de la columna de perforación.

## **2.3 Métodos de Reducción de Torque y Arrastre**

### **Optimizando la trayectoria del pozo**

Weatherford, señala que la optimización de la dirección del pozo se basa en un nuevo diseño del diagrama ya propuesto, el cual está dependiendo de la forma que posee, para permitir reducir los posibles problemas dentro del agujero. Esta nueva trayectoria podría modificar la posición del taladro de su locación inicial; es posible que haya que mover el taladro y rediseñar la trayectoria.

Este sistema no garantiza que no existirá alguna complicación. Sólo es un nuevo diseño, y se realiza con la información de pozos cercanos ya perforados.

## **Fluidos de perforación**

Baker atlas especifica que los fluidos usados en la perforación que inicialmente fueron tomados para transportar cortes de rocas a la superficie, son considerados ahora como uno de los factores más importantes para evitar fallas en la perforación.

Entre las funciones principales de los fluidos de perforación está enfriar y lubricar la broca y la Sarta de Perforación para disminuir su atascamiento.

Los tipos de fluidos de perforación son:

- A base de agua
- A base de aceite

Para la reducción de torque y del arrastre durante la perforación se sugiere utilizar los fluidos a base de aceite y agregar aditivos químicos para su eficaz desarrollo.

Generalmente los lodos a base de aceite son más caros que los lodos a base de agua.



## **Sarta de Perforación**

Weatherford señala que la sarta de perforación son componentes armados secuencialmente que conforman el ensamblaje de fondo (BHA) y la tubería de perforación, la inclusión de herramientas mecánicas de reducción de fricción en la Sarta de Perforación permite reducir el desgaste de tubería y sus atascamientos. Las herramientas para este propósito son:

- Estabilizadores
- LoTORQ
- LoDRAG
- LoTAD

## **HERRAMIENTAS CONVENCIONALES.**

### **Estabilizadores**

Según el manual Drilco de conjunto de perforaciones edición 1978, Son una parte indispensable en la mayoría de las Sargas de Perforación cuando se perfora rotando. Pueden acomodar una válvula flotadora. Algunos estabilizadores son espiralados. Para el control direccional es

recomendado usar estabilizadores con 360 grados de contacto con la pared (vista de planta.)

Los estabilizadores tienen diferentes tipos de diseño en la superficie.

Se usan para:

- Control de la desviación del pozo.
- Reducción del riesgo de atascamiento diferencial.
- Para rimar patas de perro y ojos de llave.
- Disminuir el torque y el arrastre por contacto de la sarta de perforación y las paredes del agujero

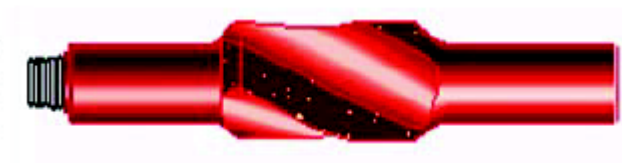


Figura 14 Estabilizador Estándar, cortesía de weatherford

### **Roller Reamer (RR).**

Están diseñados para mantener el calibre del agujero, reducir el torque y estabilizar la Sarta de Perforación. Se utilizan por lo general en

formaciones abrasivas. Hay RR que se usan para la sarta y cerca de la broca (near bit) que ayudan a prolongar el uso de la broca y algunas veces usados en lugar de estabilizadores cercano a la broca. Los RR ayudan a rimar ojos de llave, patas de perro y cavernas.



Figura 15 Roller Reamer, [www.estabilizadores.com](http://www.estabilizadores.com)

### **Underreamer.**

Comúnmente usados para barrer o eliminar canales, y para abrir huecos direccionales pilotos, abriendo el hueco para una sarta de tubería de revestimiento después de una restricción del BOP. Esta herramienta es abierta hidráulicamente. Consta de varios tipos de cortadores para las formaciones.

Es aconsejable usar un bull-nose debajo del underreamer cuando se abre un hueco direccional piloto en formaciones suaves lo que elimina la posibilidad de generar una ventana lateral (sidetrack) accidentalmente.



Figura 16 Underreamer, cortesía de weatherford

### **String Reamer.**

Está diseñado para incrementar el diámetro de cualquier ojo de llave que se este atravesando. Las aletas son rectas o cónicas (tapered.)

El diámetro externo de las aletas varía, pero nunca es más grande que el diámetro de la broca.



Figura 17 String Reamer, manual drilco de conjuntos de perforación

### **Herramientas De Nueva Generación**

#### **LoTORQ**

El sistema de reducción de fricción (torque y arrastre) *LoTORQ* es completamente mecánico y funciona de manera independiente de los fluidos de perforación y completación. Este sistema único que utiliza rodillos bidireccionales, ha sido comprobado en los pozos más difíciles en el mundo.

Los rodillos bidireccionales reducen el torque y el arrastre, están en contacto con la tubería interna, y pueden lograr factores de fricción excepcionalmente bajos, con coeficientes rotativos en cemento tan bajos como 0.04. Los rodillos con un perfil más alto para hacer contacto con la pared externa del agujero, han reducido los factores de fricción axial en el 60 por ciento de manera rutinaria.

La mayoría de las herramientas *LoTORQ* han sido utilizadas en pozos de alcance extendido para reciprocarse y rotar tuberías de revestimiento. El sistema de reducción de fricción mecánica *LoTORQ* ahora hace posible la rotación de tubería que alguna vez se limitó por torsión, proporcionando la capa protectora de cemento óptima.

El *LoTORQ* alcanza su máximo desempeño cuando:

- Se corren Revestidores, Liners, Mallas, Liner Ranurados, en pozos horizontales o de alcance extendido (ERW.)
- Liners largos (más de 800 ft) y que serán rotados durante la cementación.



Figura 18 LoTORQ, cortesía de Weatherford

#### Beneficios:

- Mejora la cementación permitiendo al cemento colocarse de forma uniforme.
- Efectividad probada en pozos de largo alcance

#### **LoDRAG**

El sistema LoDRAG es un centralizador y además un sistema completo de reducción de fricción mecánica, que funciona de manera independiente de la resistencia o lubricidad de la película de lodo de

perforación/completación. El área de contacto reducida de los rodillos con las paredes de la tubería de revestimiento o del agujero, funciona de manera excepcional bajo condiciones de subpresión cuando el riesgo de atascamiento diferencial sea alto.

Las herramientas LoDRAG han sido utilizadas principalmente para correr mallas de control de arena en yacimientos de arenisca no consolidada. Utilizar herramientas LoDRAG en estos yacimientos puede reducir el arrastre axial hasta el 60 por ciento. Las herramientas LoDRAG pueden reducir la fricción axial en hoyos entubados en porcentajes similares.

Las herramientas LoDRAG logran un desempeño óptimo cuando:

- Se usa tubería de revestimiento y mallas en pozos horizontales y de alcance extendido.
- Se requiere una reducción en el arrastre axial para un agujero entubado y/o abierto



Figura 19 LoDRAG, Cortesía de Weatherford

Beneficios:

- Efectividad comprobada permite tecnología de pozos extrema

### **LoTAD**

El sistema *LoTAD* que es más que una herramienta de perforación para reducir torsión y arrastre. Es un sistema completo para reducir fricción mecánica que funciona independientemente del lodo de perforación/completación. El análisis ha mostrado que el área de contacto reducida de los rodillos con la pared del agujero funciona de manera excepcional en condiciones subpresurizadas donde el riesgo de atascamiento diferencial sea alto.



Las herramientas LoTAD han sido utilizadas en pozos de alcance extendido para reducir el torque, arrastre, desgaste de la tubería de revestimiento, desgaste de Tool Joints y atascamiento diferencial, al mismo tiempo que se mejoran el control direccional, las tasas de penetración (ROP) y la limpieza del agujero.



Figura 20 Herramienta LoTAD. Fotografía cortesía de Weatherford

La herramienta LoTAD alcanza su mejor desempeño en las siguientes condiciones:

- La reducción del torque y arrastre son un problema.
- Donde las condiciones de HSE y/o de costos prohíban la utilización de lodos a base de aceite.
- Formaciones Subpresurizadas que puedan causar Pega Diferencial.
- El desgaste de la tubería de revestimiento o del Tool Joint son un problema.

- Donde la perforación en deslizamiento (Slide Drilling) requiera un desempeño óptimo.

Beneficios:

- Operación en agujero Abierto y Revestido
- Instalación y mantenimiento simples

## **2.4 Consideraciones para la elección Del Método de reducción de torque y del arrastre**

### **Criterios de selección**

Según [www.spe.org/papers/reductoresdetorqueyarrastre](http://www.spe.org/papers/reductoresdetorqueyarrastre), los criterios descritos a continuación pueden ser utilizados como una guía en la selección del método más apropiado para la reducción de torque y arrastre:

### **Modo de Operación**

La técnica más adecuada dependerá de la exigencia de la perforación, ya sea rotativa o deslizando, o ambos casos.

### **Distribución de cargas de contacto**

Considerar la posición de las herramientas mecánicas en la sarta y la distribución de fuerzas de la pared del agujero sobre la sarta. Esto optimizará la reducción de la fricción y evitará el uso de más de un tipo de herramientas mecánicas para la reducción de torque y arrastre.

### **Radio del Agujero que se va realizar**

Esto puede ayudar a determinar la mejor estrategia de una combinación de técnicas a utilizar, concretamente usar fluido de perforación/completación con o sin herramientas mecánicas para abrir el agujero.

### **Costos, Disponibilidad y Soporte**

El desembolso inicial, así como opciones de contingencia, deben ser examinados y comparados con mayores concentraciones de lubricantes o daños a herramientas mecánicas que pueden ocurrir en condiciones extremas.

## **Logística de la torre**

Considera la posibilidad de manejo de las instalaciones, los procedimientos, mantenimiento, inspección.

## **Compatibilidad**

Algunos dispositivos mecánicos pueden ser no aptos para aplicaciones de alta temperatura. O podrían verse afectadas por determinados químicos. Si en el lodo se utiliza lubricantes,

La compatibilidad del lodo, el impacto ambiental, la temperatura y la estabilidad de la formación de los daños deben ser revisados. Es importante revisar también la compatibilidad de diámetros y conexiones de las herramientas.

## **Desgaste de tubería y pandeo**

Al considerar el rendimiento, es importante ser conscientes de los beneficios adicionales, como menor desgaste y reducción de la probabilidad de pandeo de tubería.

# CAPITULO 3

## 3 Descripción de LoTAD Y Aplicación

### 3.1 Componentes.

La descripción de la herramienta de LoTAD fue obtenida del manual de la misma herramienta de la compañía Weatherford, como se ilustra en la figura 21., consiste de:

- Una unión substituta de tubería de perforación.
- Camisa de Polímetros
- Camisa de acero.
- Rodillos y ejes.

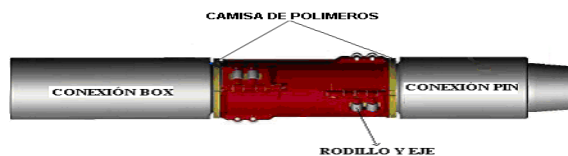


Figura 21 Componentes de la herramienta LoTAD, cortesía de Weatherford

### Uniones Substitutas De Tubería De Perforación De LoTAD.

Están diseñadas como parte integral de la sarta de perforación.

Generalmente las conexiones son especificadas por el cliente y están fabricadas de acuerdo a la norma API RP7G. El área rebajada o muñón tiene un material de revestimiento duro especial diseñado para resistir el desgaste y extender la vida útil.

### **Camisas De Cojinetes De LoTAD.**

Reduce el torque a mediante una superficie con un bajo coeficiente de fricción (aproximadamente 0.15.) Las camisas de cojinetes actúan también como un miembro sacrificial que absorbe el desgaste causado por las partes giratorias. La camisa compuesta de cojinetes es resistente al desgaste y a muchos fluidos de perforación, y puede soportar altas temperaturas (hasta 325°F.)

### **Camisa de Acero Del Cuerpo De LoTAD.**

Está hecha de piezas fundidas de acero inoxidable de alta calidad y resistente a la corrosión y abrasión. Las piezas de la camisa están diseñadas para alojar la camisa de cojinetes, ejes, rodillos y pernos de seguridad. Los rodillos están encerrados de receptáculos (pods.) Por consiguiente, los rodillos permanecerán en su lugar en caso que los ejes fallen, como se muestra a continuación en la Figura 22.

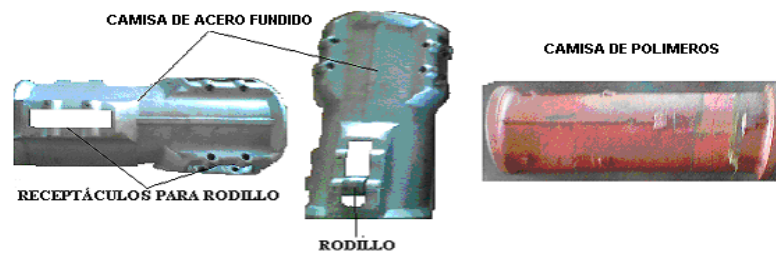


Figura 22 Camisa de acero y camisa de Polímeros cortesía de Weatherford

Esta herramienta está diseñada con seis receptáculos para rodillos. Tres receptáculos se encuentran con un espaciado equitativo en la parte superior y los otros tres en la parte inferior de la herramienta, para minimizar las restricciones al flujo.

Para suministrar un mayor contacto de rodillo, los receptáculos superiores e inferiores están desfasados por 60 grados.



Figura 23 Rodillo y receptáculo de seguridad, cortesía Wheaderford

### Rodillos Del LoTAD.

Están fabricados de acero tratado térmicamente y diseñados para reducir el desgaste y extender la vida útil. Los rodillos están diseñados

con un reborde para mantenerlos en su lugar en caso de fallas de los ejes. El reborde corresponde con un canal en el receptáculo como indica la figura 23.

## **Procedimientos De Operación.**

### **PREVIOS AL TRABAJO**

Consultar toda la información relevante del pozo para determinar el espaciado. (Ver anexo I Hoja de datos para el modelado del pozo.)

### **Instalación.**

Un ingeniero de aplicaciones ayudará a determinar la ubicación de las herramientas de LoTAD dentro de la sarta de perforación como se ilustra en la figura 24. Las conexiones deben ser lubricadas y con los valores de torsión indicados en la tabla del Anexo I.



Figura 24 Instalación de los LoTAD en una parada de una sarta de perforación del pozo Saha-169D



## **Remoción Y Almacenamiento A Corto Plazo.**

Después de su desconexión, deben colocarse los protectores de rosca y almacenar las herramientas en un ambiente adecuado para evitar la corrosión.

Si el fluido de perforación que se utilizó es corrosivo, lavar las herramientas con agua fresca y aplicar aceite liviano antes de almacenarlas.

No se deben colocar llaves automáticas en cuñas o cerca de las camisas de acero. Se deben tomar las precauciones correspondientes para evitar daños al recubrimiento duro que posee el muñón.

## **Proceso de inspección.**

### **Inspección Previa Al Trabajo.**

1. La camisa de cojinetes expuesta debe estar libre de grietas y muescas que podrían haber ocurrido durante el transporte. El ensamblaje de cojinetes debe girar libremente alrededor de la unión sustituta de perforación.

2. Los rodillos deben estar libres de corrosión y girar libremente. No debe haber ninguna señal de desgaste en los rodillos o ejes.
3. Los pasadores espirales (coil pin) no deben extenderse más allá de la superficie de la camisa de acero.
4. Los pernos de seguridad deben estar en la posición asegurada.
5. Las conexiones roscadas deben ser limpiadas y lubricadas antes de su instalación.

#### **Inspección en La Unidad De Perforación.**

1. Las camisas de acero deben ser inspeccionadas para detectar señales de desgaste. Si estas existen, se debe desarmar la herramienta e investigar las causas de dicho desgaste.
2. Las camisas de polímero deben ser inspeccionadas al sacar la sarta del pozo. Los extremos de la camisa de polímero, donde se hace contacto con la unión substituta de la tubería de perforación, deben ser vigilados para asegurar que haya suficiente material presente para realizar al menos otro recorrido en el pozo.

3. Los rodillos y ejes deben ser inspeccionados para detectar puntos aplanados, picaduras excesivas, corrosión y desgaste excesivo.
4. Los pasadores espirales no deben extenderse más allá de la camisa de acero.
5. Los pasadores espirales que han retrocedido de su lugar, deben ser reemplazados antes de bajar la herramienta de nuevo.

### **Inspección Posterior Al Trabajo.**

#### **Ensamblaje Del Cojinete**

1. Desarmar la herramienta utilizando las instrucciones de desarme, manteniendo juntas las dos partes de la camisa de polímero durante el procedimiento de inspección.
2. Limpiar las superficies internas y externas de la camisa de polímero.
3. Inspeccionar las camisas de polímero para detectar cualquier desgaste, rayado o agrietamiento en los bordes impulsores y

superficies internas. Si existe cualquier grieta o daño, se deben rechazar las dos partes.

4. Medir los rebordes de las camisas de polímero. Si existiera menos de  $\frac{1}{2}$ " en el modelo de 5" y  $5\frac{1}{2}$ ", y  $\frac{7}{16}$ " en el modelo de  $3\frac{1}{2}$ " del reborde, se rechazan ambas partes.
5. Inspeccionar los rodillos. Si un rodillo mide menos de los valores presentados en la Tabla del anexo II, debe ser reemplazado.
6. Reemplazar los rodillos que tienen puntos aplanados, picaduras o corrosión.
7. Reemplazar los ejes que tienen ranuras mayores de 0.005" de profundidad.
8. Reemplazar los ejes que tienen picaduras o corrosión.
9. Los pernos de seguridad con puntos aplanados o secciones desgastadas que miden 0.025" deben ser rechazados.

## Área Del Muñón.

Medir los diámetros del muñón en el centro y cada extremo. Registrar las medidas en hoja de inspección de unión substituta de LoTAD.

1. Criterios para el retrabajo.
  - a. El diámetro del muñón es menor que el valor aceptable para su uso dado en la tabla del Anexo II.
  - b. Si el metal base esta expuesto.
  - c. Evidencia de agrietamiento o deslaminación del recubrimiento.
  - d. Acabado superficial inadecuado en recubrimiento.
2. Criterios de Rechazo.

El diámetro del muñón es menor de los valores de retrabajo presentados en la Tabla del anexo II



Figura 25 Área del Muñón cortesía de weatherford

3. Código de Identificación

Se identificará el estado del muñón con las siguientes bandas de color:

Adecuado para ser utilizado de nuevo.	Sin Banda
Retrabajo	Banda amarilla en el área del Muñón.
Chatarra.	Banda roja en el área del Muñón

Tabla II Parámetros de identificación de una herramienta utilizada



Figura 26 Señal de reparación del área del muñón, cortesía de weatherford

1. Limpiar las conexiones del reborde rotatorio.
2. Inspeccionar las conexiones del reborde según los requerimientos de la práctica recomendada 7G de API.

## **Instrucciones Para El Ensamblaje.**

HERRAMIENTAS LOTAD DE 5" X 8 ¼"

Herramientas requeridas para el ensamblaje:

1. Martillo de Bola
2. Punzón de 3/16"
3. Llave hexagonal de 3/16"
4. Mordaza en C

#### INSTALACIÓN DE RODILLOS Y EJES.

1. Insertar los rodillos deslizándolos hacia dentro desde el diámetro interno de las camisas de acero.



Figura 27 Ilustración sobre la forma de instalación de los ejes y rodillos en la camisa de acero fundido, cortesía de weatherford

2. Aplicar una capa delgada de grasa al eje e insertarlo en el agujero para eje. Antes de instalar el eje, alinear la ranura en el eje con agujero en el cuerpo fundido. Instalar el pasador espiral con el punzón de 3/16" hasta que esté al ras con la superficie de las camisas. Repetir los pasos 1 y 2 hasta que los rodillos, ejes y pernos espirales hayan sido instalados.

## **Instalación De Los Pernos De Seguridad.**

Insertar el perno de seguridad en la camisa de acero con el extremo ahusado primero. Alinear el perno de seguridad con el agujero para el perno espiral e instalar el perno espiral desde la parte interna de la pieza fundida como se muestra en la figura. Una llave hexagonal de 3/16" ayudará con el alineamiento.



Figura 28 Ilustración de la forma de instalación de los pernos de seguridad, cortesía de weatherford

## **Instalación De Las Camisas de Polímero.**

1. Acostar la camisa de polímero dentro de la camisa de acero.



2. Alinear las áreas aplanadas en el diámetro externo de la camisa con los receptáculos para rodillo en las camisas de acero del cuerpo.
3. Con un martillo de goma, golpear suavemente las cuatro esquinas de la camisa de polímero para asegurar que el forro compuesto se ajuste correctamente dentro de la camisa de acero. Ver la figura 29.



Figura 29 Postura correcta de la camisa de cojinetes dentro de la pieza fundida,  
cortesía de weatherford

### **Preparación de las Uniones Substitutas.**

1. Colocar la unión substituta de la tubería de perforación en la posición horizontal.

2. Asegurar que la superficie del muñón esté limpia y seca.
3. Aplicar una buena capa de grasa de uso múltiple a la superficie del muñón.
4. Remover los protectores de rosca y revisar que las roscas estén limpias, secas y libres de daños.
5. Aplicar el inhibidor de corrosión a las roscas y volver a instalar los protectores.

### **Ensamblaje Final.**

1. Fijar las partes juntas.
2. Colocar las dos partes juntas e instalar los pernos de seguridad.  
Utilizar una prensa de 8 pulgadas para ayudar a sostener juntas las piezas fundidas del cuerpo.
3. Con una llave hexagonal de 3/16", girar el perno en 180 grados y luego empujar el segundo perno espiral hacia su lugar. Repetir este proceso para el otro perno de seguridad.

4. Revisar para asegurar que el ensamblaje de cojinetes gire libremente alrededor de la unión substituta y que los rodillos giran libremente en los ejes.



Figura 30 a correcta de la ubicación de todo el conjunto de piezas en el substituto de tubería, cortesía de weatherford

### **Almacenamiento**

Después de estar ensamblada la herramienta en su totalidad, se la revisa y estando todo en perfecto orden se engrasa todo el sistema de la camisa de acero.



Figura 31 Revisión de la herramienta para su almacenamiento, cortesía de weatherford

El almacenamiento se lo hace en lugares frescos y con cubiertas de plástico para evitar que partículas ingresen en el sistema de rodillos y estén listos para usar.



Figura 32 Protección de la herramienta y almacenamiento, cortesía de weatherford

## **Instrucciones Para El Desarme.**

Herramientas requeridas para el desarme:

3. Martillo de Bola
4. Punzón de 3/16"
5. Llave hexagonal de 3/16"

### **Remoción Del Ensamblaje De Cojinete.**

1. Colocar la herramienta en un banco de trabajo horizontal con los pernos de seguridad hacia arriba. Con un punzón de 1/8", remover el pasador espiral más recóndito.
2. Utilizando una llave hexagonal de 3/16", girar el perno de seguridad hasta que la superficie aplanada esté alineada con el perno espiral exterior. Se puede ver la superficie aplanada entre las camisas de acero.
3. Alinear la camisa de polímero de tal manera que las bisagras estén orientadas hacia arriba, lo que asegura que la herramienta no se abra al remover los pernos de seguridad.
4. Deslizar los pernos de seguridad hasta su posición de desactivado.
5. Abrir el ensamblaje y removerlo de la unión substituta.
6. Desechar los pernos espirales usados.

### **Desarme De Los Ejes Y Rodillos.**

1. Remover las camisas de polímero de la camisa de acero del cuerpo.
2. Remover los pernos espirales con un punzón de 1/8".

3. Empujar los ejes hacia fuera desde el lado opuesto de los pernos espirales.
4. Remover el rodillo del receptáculo a través del diámetro interno de la camisa de acero.
5. Desechar los pernos espirales usados.



Figura 33 Desarme de los ejes y rodillos de la camisa de acero, cortesía de Weatherford

### **Remoción De Los Pernos De Seguridad.**

Después de remover los rodillos, se debe inspeccionar toda la herramienta. Solamente es necesario remover los pernos de seguridad en caso que sea necesario remplazarlos.

1. Remover el pasador espiral más recóndito con un punzón de 1/8".
2. Deslizar el perno de seguridad hacia fuera.

3. Desechar los pernos espirales usados.

### Reconstrucción De Las Áreas del Muñón.

Cada unión substituta debe ser esmerilada para remover todo el recubrimiento. Se debe tener cuidado de no remover cantidades excesivas del metal base. Consultar la Tabla del Anexo II para los diámetros mínimos de los muñones.

Después de esto se envuelven las superficies limpiadas para protegerlas de la contaminación. Esto debe hacerse antes de 36 horas de haberla limpiado. Luego del electro rociado (Arc Jet,) se esmerilarán las uniones substitutas para obtener los diámetros del muñón.

## 3.2 FUNCIÓN DE LA HERRAMIENTA LOTAD DENTRO DEL POZO.

### Sarta en el pozo

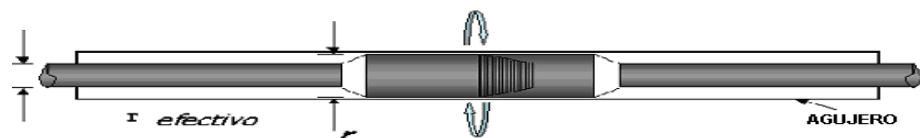


Figura 34 Tool Joint en contacto con las paredes del Agujero, Manual de Weatherford

El torque generado por la sarta de perforación dentro del hoyo esta dado por la siguiente ecuación:

$$(17) \tau = F_N * r * \mu * \frac{|A|}{|V|}$$

Donde:

$F_N$  = Fuerza Normal

$r$  = radio de Giro

$\mu$  = Coeficiente de Fricción

$$|A| = \text{Velocidad Angular} = \text{diametro} \times \pi \times \frac{RPM}{60}$$

$$|V| = \text{Velocidad Resultante} = \sqrt{(T^2 + A^2)}$$

$T$  = Velocidad de Viaje

En condiciones estáticas, considerando un DP de 5" donde  $r = 6 \frac{5}{8}'' / 2$

(Tool Joint)

$$(18) \tau = F_N * 3.3125 * \mu$$

En un agujero revestido,  $\mu$  es 0.25 y

$$(19) \tau = F_N * 3.3125 * 0.25$$

El torque será igual a **0.828** veces la fuerza normal



### 3.2 Aplicación de LoTAD En La Sarta

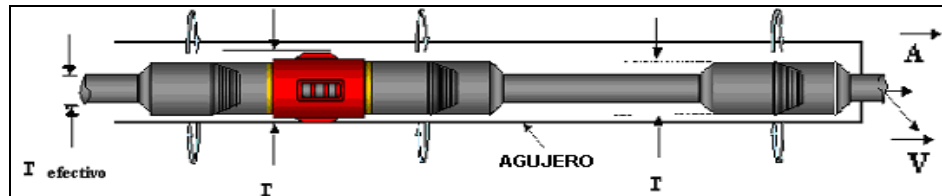


Figura 35 Aplicación de LoTAD En la sarta de perforación, Manual de Weatherford

- El LoTAD incluido en la Sarta de Perforación dentro del agujero con un OD mayor es la primera superficie de contacto entre la pared y el Tool Joint del DP.
- La Sarta de Perforación (Drill String) rotará a través del mandril del LoTAD durante la perforación rotaria. La única fricción torsional en la sarta será generada entre la camisa de polímero y el cuerpo del LoTAD.
- Como resultado  $r$ , el OD del Tool Joint en la fórmula de cálculo del torque, es reemplazado por el Radio Efectivo de Giro  $r_{\text{efectivo}}$ , el cual corresponde al diámetro externo del cuerpo del DP
- Al mismo tiempo, la factor de fricción fue reemplazado con el factor de fricción entre la camisa de polímero y el cuerpo del LoTAD el cual tiene un factor de fricción más bajo (0.09)

El torque generado por la sarta de perforación incluida los LoTAD dentro del hoyo esta dado por la siguiente ecuación.

$$(20) \tau = F_N * r * \mu * \frac{|A|}{|V|}$$

Considerando condiciones estáticas,

$$(21) \tau = F_N * r * \mu$$

Debido a que estamos utilizando el LoTAD el radio será el radio efectivo del cuerpo del DP de 5"

$$(22) \tau = F_N * 2.5 * \mu$$

El coeficiente de Fricción será entre la camisa de polímetro y el mandril el cual es  $\mu = 0.09$

$$(23) \tau = F_N * 2.5 * 0.9$$

El Torque será igual a **0.225** veces la Fuerza Normal.

Por lo tanto, el torque usando LoTAD es reducido en al menos 3.5 veces con respecto al torque original.

### Reducción De Arrastre

El arrastre es producido por el contacto entre la superficie de contacto de la Sarta de Perforación y el agujero.



Figura 36 Tool Joint en contacto con una de las paredes del agujero en una sección inclinada, Manual de Weatherford

Este contacto es el de las conexiones de la tubería (Tool Joint) durante sus viajes dentro y fuera del pozo, se produce por asentamiento de tubería en el lado inferior.

### Reducción del Arrastre Aplicando LoTAD

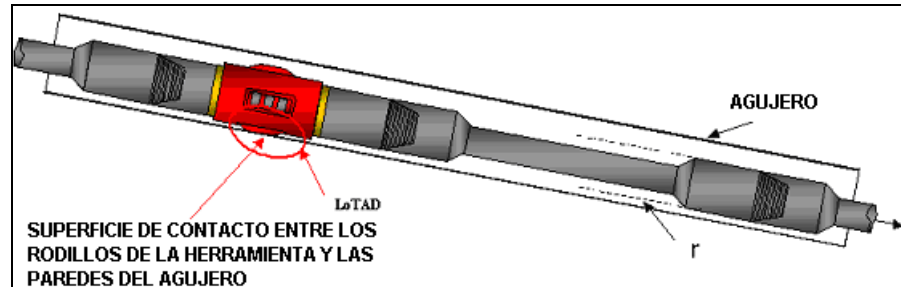


Figura 41 Aplicación de LoTAD a la Sarta de Perforación en una sección inclinada,  
Manual de Weatherford

La figura 41 muestra la superficie de contacto entre la sarta de perforación y las paredes del pozo que es reducida utilizando el LoTAD, el rodillo de la herramienta será el contacto del Tool Joint de la junta, entonces la superficie de contacto se reduce, de la superficie del Tool Joint a la superficie del rodillo:

$$(24) F_D = F_N * \mu * \frac{|T|}{|V|}$$

El diseño de LoTAD con rodillo permite minimizar el área de contacto, permitiendo reducir la tendencia a presentar pega de la sarta a las paredes del pozo por presión diferencial.

# CAPITULO 4

## 4. SIMULACION Y ANALISIS DE LAS FUERZAS PRESENTE EN LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS CON USO DEL SOFTWARE WELLPLAN DE LANDMARK GRAPHICS INC.

### Descripción General del Software

El software de Análisis de Torque y Arrastre, WELLPLAN, es instalado sobre el Modelo de Datos de Ingeniería (*Engineer's Data Model*, EDM) de Landmark Graphics Inc., la plataforma para una serie completamente integrada de aplicaciones de ingeniería de pozos y análisis de datos. EDM proporciona datos de entrada una sola vez (one-time), y también proporciona apoyo para las aplicaciones de perforación y completación en un modelo de datos compartidos.

El WELLPLAN permite al usuario identificar los potenciales problemas durante la planeación, suministro y ubicación de las herramientas de standoff, la optimización de flotación del casing y otras herramientas para investigar la modificación de diseño para ser mejorada, si es necesario.

Además los ingenieros pueden determinar si el taladro seleccionado tiene adecuadas especificaciones mecánicas para manejar los requerimientos de diseño de pozo.

**Parámetros necesarios para una Simulación y modelaje en WELLPLAN**

Información necesaria para realizar el Modelaje

¿Se está perforando?	Fuerzas de Contacto
¿Bajando tubería de revestimiento?	Tensión efectiva
Profundidades de interés	Torque
Perfil del Pozo	Fatiga de Tubería
Diámetros de Hoyos	Peso Medido
Sarta de Perforación	Localización de Herramientas dentro de la Sarta
Parámetros de Operación	Propiedades de los Fluidos

Tabla III Información requerida para realizar el modelaje del pozo con ayuda del software, Manual de weatherford

## **Aplicaciones necesarias de WELL PLANING WORKFLOW**

El Manual Halliburton indica que entre estas aplicaciones tenemos:

- COMPASS
- CasingSeat
- StreetCheck
- WELLPLAN

### **COMPASS**

Herramienta de planeación de trayectoria direccional, gestión de datos de levantamiento, graficado y análisis anticolidión.

### **CasingSeat**

Herramienta basada en gráficas para la determinación exacta de las profundidades de colocación de tuberías de revestimiento y la creación de esquemas viables de tuberías de revestimiento y agujeros.

La estructura de dato de entrada utilizado en COMPASS está disponible para CasingSeat.

### **StressCheck**

Permite la evaluación y diseños óptimos de tuberías de revestimiento, camisas y sargas de tubería de producción.

Utilizando CasingSeat se determina el tamaño y profundidad de asentamiento, están disponibles para StressCheck.

### **WELLPLAN.**

Permite optimizar el agujero mediante consideraciones de torque y arrastre del pozo, reduciendo fuerzas de contacto, pandeo y fatiga.

Los análisis de torque y arrastre se presentan usando WELLPLAN. Hay muchos otros análisis disponibles, como análisis de hidráulica y los análisis de pistoneo, velocidad de viaje de la sarga y control de pozo.



## 4.1 Información de diseño del pozo

Según el manual de Weatherford, Para el diseño del pozo se necesita obtener algunos parámetros importantes entre las cuales están:

1. Un diseño Preliminar para el diseño del pozo
2. Proceso de Pre-Planificación, Recopilar Limitaciones de diseño
  - Objetivos (Target)
  - Locaciones
  - Profundidad vertical verdadera (TVD)
  - Desplazamiento Horizontal
  - Tuberías
  - Brocas
  - Tipo y propiedades de lodos
3. Colocar Parámetros Económicos
  - Presupuesto y costos de inversión para un proyecto-pozo.

#### 4. Construcción del Plan Inicial del Pozo

- Diseño del Surrey
- Perfil de diseño

#### 5. Torque y arrastre

- Análisis de factores de fricción, torques y cargas máximas

#### 6. Especificaciones de Taladro

- Manejar las cargas/torques de la tubería de perforación.
- Capacidad de Levantamiento, potencia disponible.
- Capacidad del equipo de bombeo.
- Capacidad del Sistema de Lodos, Equipo de Limpieza.

### **Diseño original de un pozo**

Diseño de tuberías de revestimiento/Desgastes

Tipo de formación	Tipo de conexión/Drift
Colapso/Estallido	Rotación del liner
Cargas de tensión	Perforación del hoyo de Rata
Sistema de flotación	Opciones para minimizar Desgastes del casing
Factores de Seguridad	Equipo de Cementación
Limitaciones de Taladro	Fuerza de contacto lateral

Tabla IV Información necesaria para el diseño de tubería de revestimiento

#### Trayectoria del pozo

- Minimizar Tortuosidad si es posible
- Tamaño del objetivo
- Análisis Colisión y de Elipse del objetivo
- Diseño de Survey
  - Limitaciones
  - Pandeo de tubería
  - Errores en los modelos

Estabilidad de Hoyo

Geopresiones

- Fractura
- Colapso

Mecánica de rocas

Inhibición

Pistoneo

Análisis de Esfuerzos en 3D

Análisis de Esfuerzos en rocas

Diseño de BHA

- Tendencia de perforación
- Análisis de construcción
- Estado de Pandeo y Cargas
- Diámetro del agujero

- Completación
- Herramientas de Reducción de Fricción
- Geonavegación
- Selección de brocas
- MWD / LWD

#### Hidráulica / Fluidos

- Limpieza de Hoyo
  - Reología
  - Tasa de flujo
  - Régimen de flujo
  - Max ROP (Optimo)
  - Limpieza
  - Backreaming
  - Empaquetamiento
  - Monitoreo de Torque
  - Rotación de la tubería de perforación
  - Diseño de BHA
  - Volumen (OBM)
  - Costos (OBM)
  - Desplazamiento de fluidos
  - Consideraciones Cementación
- Lubricidad

- Inhibición de las arcillas
- Compatibilidad de los fluidos con el yacimiento
- Factor de daño
- Desplazamiento de Completación

### Torque y Arrastre

- Factores de Fricción
- Perforación en  
Deslizamiento
- Pick Up/ Slack Off
  - Análisis de  
Pandeo
- Fuerzas Laterales
- Resistencia a Fatiga
- Esfuerzo Cedencia
- Tensión
- Potencia de Taladro

## Plan de Perforación Optimizado

- Programa de perforación
- Reportes
- Tiempos Estimados
- Costos Estimados
- Hidráulica
- Resumen de Torque y Arrastre

### **4.2 Parámetros necesarios para el análisis de las fuerzas laterales**

Con la finalidad de evaluar las fuerzas laterales dentro del hueco se ha proporcionado información importante para poder lograr una reducción adecuada en las fuerzas ejercidas en la sarta de perforación. Entre la cuales tenemos:

- Medida y localización de los estabilizadores
- Diámetro y longitud de los estabilizadores
- Peso sobre la broca
- Velocidad de Rotación
  - Tipo de broca

- Anisotropía de la formación y el ángulo de buzamiento de los estratos
- Dureza de la formación
- Caudales de bombeo
- Tasa de Penetración

### **4.3 Análisis de las Fuerzas laterales**

Según el Manual de Halliburton la inestabilidad armónica o movimiento de contacto inducido como el deslizamiento parcial (*stick-slip*,) pueden causar que la Sarta de Perforación se someta a severas vibraciones laterales. Estas vibraciones ocurren cuando el motor o los estabilizadores de la Sarta de Perforación han avanzado libremente cuando se ha rotado a través de las capas de formaciones.

La carga lateral resultante y las vibraciones pueden causar una falla de fatiga o un backoffs (desenrosque) de las conexiones del BHA y desgaste rápido del Tool Joint y componentes de la sarta.

Un análisis de las fuerzas laterales en la sarta se presenta en los siguientes gráficos.





Figura 37 Componente de peso y tensión de la fuerza lateral, Schlumberger-aplicaciones torque y arrastre

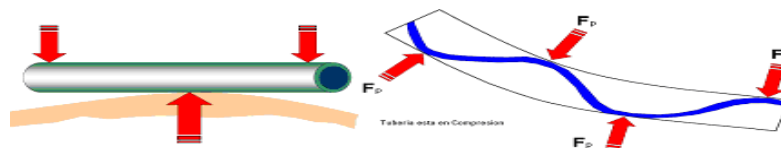


Figura 38 Componentes de rigidez de la fuerza lateral y comportamiento de las fuerzas que actúan en la tubería en un pandeo, Schlumberger-aplicaciones torque y arrastre

Un análisis de las fuerzas laterales aplicando el Programa WELLPLAN se muestra en el siguiente grafico.

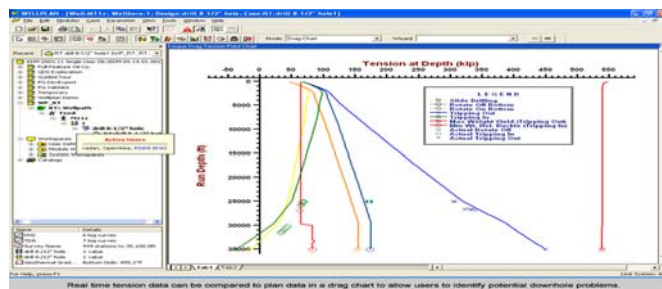


Figura 39 Análisis de la tensión en el fondo del pozo con las diferentes tipos de perforación, [www.halliburton.com/landmarck](http://www.halliburton.com/landmarck)

#### **4.4 Análisis del torque y arrastre con y sin uso de LoTAD**

El Manual de Halliburton indica que Los factores de fricción calibrados pueden ser promediados para secciones de casing a hueco abierto para todas las operaciones seleccionadas, y después se puede copiar al Editor de secciones del pozo para usarlo en el análisis. El efecto de los factores de fricción es muy importante en el análisis de torque y arrastre presente en el pozo.

Este análisis sólo es posible con toda la información de cargas y esfuerzos obtenida durante la perforación.

El torque y arrastre son factores críticos en determinar si el perfil deseado puede actualmente ser perforado y entubado. Los modelos de torque y arrastre consideran la trayectoria del pozo, configuración de la Sarta de Perforación, patas de perro, factores de fricción y la profundidad del casing para predecir el torque y arrastre en el pozo.

El modelo de torque y arrastre es utilizado para varios propósitos, incluyendo:

- Evaluar y optimizar los perfiles para minimizar el torque y arrastre.
- Optimizar perfiles para minimizar los efectos locales, tales como cargas normales excesivas
- Proporcionar las cargas de la fuerza normal para introducir a otros programas, tales como los modelos de uso de tubería de revestimiento
- Identificar la profundidad o las posibilidades de alcance o limitaciones, tanto para perforar como para correr tubería de revestimiento o de producción
- Coincidir las fuerzas de los componentes de la Sarta de Perforación para las cargas (axial, torsional, o lateral ) en el agujero
- Identificar los requerimientos de torque y elevación del taladro de perforación

La mayoría de los modelos de torque y arrastre comúnmente utilizados están basados en el modelo "soft-string," desarrollado por Johancsik.

La sarta de Perforación que se modela como una tubería o cable es capaz de llevar la carga axial sin dolarse o deformarse al momento de realizarlo.

### **Torque sin LoTAD**

Según Weatherford, en un análisis gráfico donde se puede apreciar el torque de perforación. Se puede ver que cuando llega al límite excederá el torque de apriete de la tubería, y no se podrá llegar al fondo, por lo tanto no se llegará al objetivo.

La sarta sin el sistema LoTAD podrá causar que la tubería esté en riesgo de pandeo o de quedarse pegada en las paredes del pozo. Al rotar la sarta pegada a las paredes del pozo hace que tenga pérdidas por fricción y esto causará un problema de torque adicional.

Sin embargo, para una adecuada reducción de torque se necesitará una consideración para escoger el mejor método de reducción de torque y arrastre en la sección del problema.

## **Torque con LoTAD**

Según Weatherford, con las herramientas LoTAD se reducirá las pérdidas por fricción y esta a su vez el torque. Dependiendo de la cantidad de herramientas y la ubicación en la sarta se definirá el porcentaje de reducción de torque y arrastre. Con la ayuda de esta herramienta la sarta se estabilizara, optimizando su trayectoria y así llegar hasta su objetivo.

Sobre las características del software, su instalación y el procedimiento para la utilización de cada uno de los componentes se describen en el anexo III.

# Capítulo 5

## 5 Aplicación de la herramienta en el campo Sacha Petroproducción, pozos seleccionados

### 5.1 Síntesis del campo Sacha.

Según la base de datos del departamento de ingeniería del campamento Sacha Central, el campo Sacha fue descubierto mediante el pozo exploratorio Sacha-1 perforado en febrero de 1969. De 1969 a 1970 fueron perforados 3 pozos de avanzada Sacha-2, Sacha-3 y Sacha-4, con resultados positivos.

El desarrollo del campo comenzó en marzo de 1971 con un espaciamiento de 250 – 1000 acres. Hasta Diciembre del 2008 se habían perforado 212 pozos:

- Seis convertidos en re-inyectores
  
- Seis se usan como inyectores de agua para el mantenimiento de presión de los Yacimientos “U” y “T” de la formación Napo

- Pozos se encuentran en producción 139.
- Pozos estan cerrados 42.
- Pozos Abandonados 11
- Por ser abandonado 1
- Completación y Prueba 1
- Esperando completación y prueba 2
- Perforando 4

#### *5.1.1 Localización del campo Sacha*

El Campo Sacha está ubicado en la parte central del eje de la subcuenca del Napo (provincia de Orellana,) al Nororiente de la Región Amazónica, formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido norte-sur. Se encuentra delimitado de la siguiente manera:

1. Norte por los Campos Palo Rojo, Eno y Ron
2. Sur por los Campos Vista, Culebra, Yulebra, Yuca.

3. Este por los Campos Shushufindi-Aguarico, Pacay y Limoncocha

4. Oeste por los Campos Pucuna, Paraíso y Huachito

Geográficamente esta ubicado entre 00°11'00" y los 00°24'30" de Latitud Sur y desde 76°49'40" hasta 76°54'16" de Longitud Oeste. Cubre un área total de 124 Km<sup>2</sup> aproximadamente. Con mayor detalle en el Anexo IV, se pueden apreciar la ubicación y ciertos cuadrantes del campo.

### **5.1.2 Ambiente Depositional Del Campo Sacha**

Tanto para la formación Hollín como para las formaciones Napo T y Napo U, se ha definido un ambiente estuarino dominado por mares sobre la base de la presencia de los siguientes subambientes y estructuras:

Canales de marea con canales fluviales asociados, estratificación cruzada con laminación lodosa, facies heterolíticas inclinadas, capas dobles de lodo, estratificación cruzada bidireccional y secuencias transgresivas.



La depositación de Hollín se produjo en varias etapas:

1. Canales fluviales menores y estuario común dominado por mareas durante el tiempo Hollín Inferior.
2. Estuario dominado por mareas bien desarrollado y ambiente platafórmico durante la formación Hollín Inferior y Superior.
3. Estuario dominado por mareas inundado durante la formación de Hollín Superior.
4. Ambiente platafórmico bien desarrollado con areniscas glauconíticas durante la fase final de formación de Hollín Superior.

### **5.1.3. Geología del Campo Sacha.**

#### **Yacimiento Hollín Inferior.**

De edad Cretácica Inferior, esta constituido por una arenisca cuarzosa, parda oscura clara, consolidada, en parte friable, grano fino a medio y muy fino, ocasionalmente grano grueso, subredondeada a subangular.

Presenta buena selección, matriz y cemento silíceo, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín, con buena saturación de hidrocarburos (20-30%.) El posible ambiente de depósito para este yacimiento es del tipo fluvial.

### **Yacimiento Hollín Superior.**

Es una arenisca cuarzosa, parda oscura, gris oscura, gris verdosa, translúcida, consolidada, dura, grano muy fino, subredondeado, subangular, buena selección, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de glauconita y clorita. Tiene buena saturación de hidrocarburos (35-40%.)

Este yacimiento, hacia la parte Norte del campo, se presenta en forma estratigráfica, disminuyendo el espesor neto saturado a cinco pies. El posible ambiente de depósito es del tipo estuarino dominado por mareas.

### **Yacimiento Napo "T" Inferior.**

De edad Albiano Superior a Inferior. El yacimiento "T" Inferior es una arenisca cuarzosa, café clara, cemento silicio, grano medio a fino,

localmente grano grueso, buena saturación de hidrocarburos (15-20%,) corte rápido, residuo café muy claro.

### **Yacimiento Napo “T” Superior.**

Tiene un espesor total que oscila entre 30 y 100 ft. La distribución de tamaño y desarrollo arenoso es similar al descrito para la T inferior. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que la T inferior. La saturación de hidrocarburos es la misma que la de Napo “T” Inferior.

### **Yacimiento Napo “U”**

De edad Cenomaniano, está constituido por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, friable, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silíceo, buena saturación de hidrocarburos (20-25%,) fluorescencia amarillo-blaquecina, corte lento, residuo café claro.

La arenisca “U” Inferior es de mayor desarrollo, mientras que “U” Superior es una unidad más discontinua.

## Yacimiento Basal Tena.

De edad Maestrichtiano, está constituida por arenisca cuarzosa, translúcida, grano medio, subangular a subredondeada, regular selección, cemento calcáreo, buena saturación de hidrocarburos (20-25%,) fluorescencia amarillo – blanquecina, corte lento, residuo café claro.

### 5.1.4. Columna litológica

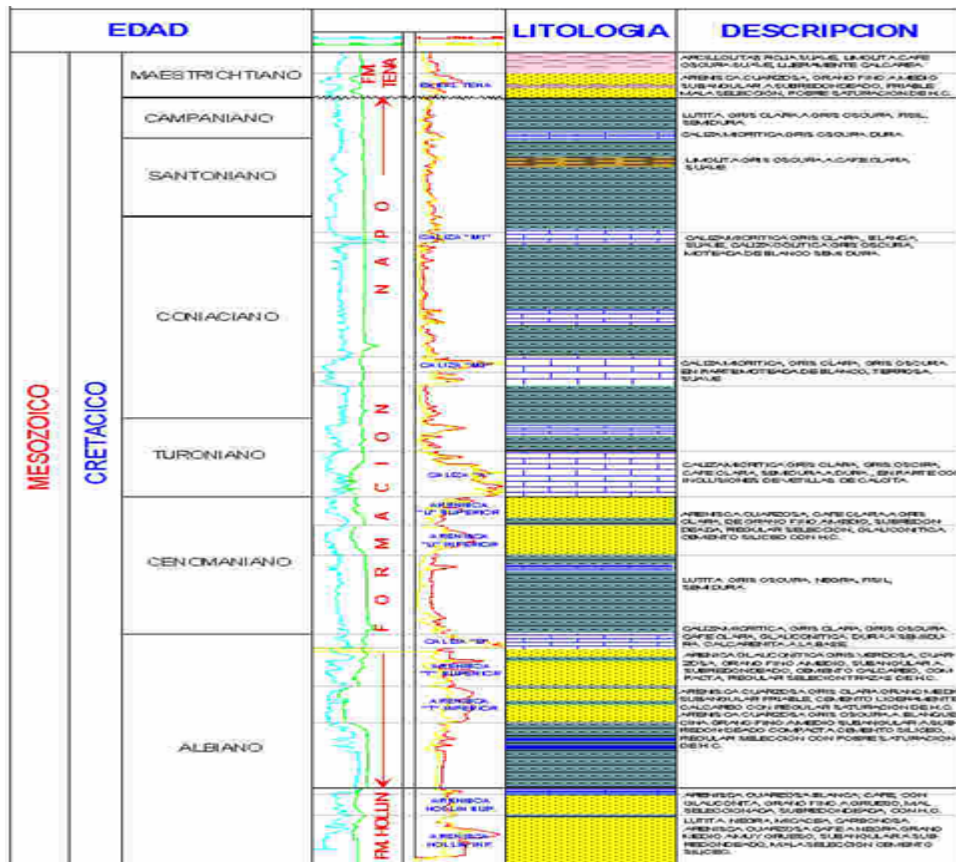


Figura 40 Columna Estratigráfica, Base de datos departamento ingeniería Sacha central

## **5.2 Selección de Pozos direccionales perforados: Sacha 169D y Sacha 221H**

Los pozos estudiados para este proyecto fueron seleccionados por ser direccionales y presentar problemas con la pega de tubería y las ventajas para su estudio.

El pozo Sacha-169D fue perforado y finalizado con ayuda de los LoTAD. En el pozo Sacha-221H, la perforación no fue finalizada. Se recomendó el uso de LoTAD pero no fue aceptada la recomendación y la perforación no tuvo éxito.

### **5.2.1 Datos Generales**

#### **Pozo: Sacha 169D**

##### Localización

Provincia: Orellana

Cantón: Coca

Clasificación: Productor, pozo direccional tipo S

### Superficie

- Longitud 76° 49' 34.766" W
- Latitud 0° 20' 14.562" S
- Elevación del terreno: 865 ft
- Elevación de la mesa rotaria: 896 ft

### Características

Objetivo: Hollín Inferior

Días de Perforación: 37

Profundidad Vertical Total: 10076.61 ft

Profundidad Medida: 10750 ft

**Pozo: Sacha 221H**

### Localización

Provincia: Orellana

Cantón: Coca

Clasificación: Pozo direccional tipo horizontal

Estado actual: Abandonado

### Superficie

- Longitud: 76° 50' 378.828" W
- Latitud: 0° 13' 6.13 1" S
- Elevación del terreno: 943.0 ft
- Elevación de la mesa rotaria: 913 ft

### Características

Objetivo: Hollín Inferior

Días de Perforación: 60 días, sin alcanzar la profundidad programada

Profundidad Vertical Total: 9908.5 ft

Profundidad Medida: 11715 ft

#### **5.2.2 Objetivos Geológicos.**

##### **Sacha 169D y Sacha 221H**

Para los dos pozos estudiados, el principal objetivo geológico escogido para su producción es la formación Hollín inferior, la cual tiene las siguientes características.

Nombre	Hollín Inferior
Edad Geológica	Cretácico
Tope	-8987 ft
Base	-9070 ft
Litología	Arenisca Cuarzosa Limpia
Presión de reservorio estimada	1250 – 1450 psi
Fluido Esperado	petróleo de 27° API

Tabla V Descripción de la formación Hollín Inferior

### 5.2.3 Resumen de cada sección del proceso de perforación.

Este resumen se basa en los reportes diarios de perforación tomados del departamento de ingeniería del campo Sacha. Como anexo se incluyen los detalles de las Sartas de Perforación empleadas.

#### **Sacha 169D**

#### **Sección de 13 3/8”**

Inician las operaciones en el pozo a las 15H00 del 31 de agosto de 2008, con el taladro SINOPEC-188.



Se perfora hasta 6145 ft, donde el torque alcanza un valor alto, de 8000 a 12000 lb ft, y se observa pérdida de peso de la Sarta de Perforación de 70000 lb en el pozo. Se decide sacar, y en el proceso de levantar la sarta del pozo, quedan atrapado 710 ft de tubería de perforación.

Se extrae con éxito la tubería atrapada, aplicando una tensión de 500000 lb. Luego se acondiciona el pozo, observando gran cantidad de ripios en una de las zarandas.

En la primera sección de la perforación se asentó la tubería de revestimiento superficial de 13 3/8", con 153 tubos, hasta una profundidad de 6143 ft. El tiempo de perforación fue de 13 días.

### **Sección de 9 5/8"**

Durante la perforación desde 6143 ft hasta 7305 ft hubo torque variable, entre 12000 y 24000 lb ft, impidiendo el avance. Se decidió sacar la sarta hasta superficie, notándose un desgaste de la broca y motor de fondo.

Se continúa la perforación con broca PDC de 12¼" hasta 7490 ft, donde hay dificultad para tumbar el ángulo por el diseño del pozo. Se decide sacar la sarta.

Se baja sarta con broca ticonica hasta 8600 ft, donde se observa torque de 24000 lb ft. Se decide sacar la Sarta de Perforación hasta superficie, donde se observa un gran desgaste del estabilizador y la camisa estabilizadora.

Se cambia la sarta a una con broca PDC. Al intentar perforar, el torque sobrepasa el limite del Top Drive (24200 lb ft,) por lo cual se decide asentar la tubería de revestimiento de 9 5/8" a esta profundidad, por no existir avance

### **Sección de Liner de Producción**

Se inician las operaciones de perforación moliendo el zapato de la anterior sección hasta llegar a una profundidad de 9685 ft, donde se presenta alto torque, 27500 lb ft, lo cual impide la perforación. Se hacen varios intentos de avanzar con la perforación sin éxito, y se decide sacar la Sarta de Perforación.

Luego se baja una Sarta de Perforación con reductores de torque LoTAD en diferentes paradas con modificaciones al diseño, por orden del Company Man. Se observa disminución de torque aproximadamente en 3000 lb ft, y de arrastre de 5000 lbf.

Se continúa la perforación hasta 10750 ft, donde se realiza un registro de la formación Hollín Inferior, determinándose que se encuentra saturada y con posible contacto agua-petróleo.

Se decide asentar Liner de producción de 7" a 10747 ft; el colgador quedó a 8399 ft. Finalizan las operaciones de perforación el 6 de Noviembre del 2008.

### **Completación del Pozo Sacha 169-D**

Inician operaciones de prueba y completación del pozo el 11 de octubre de 2008 hasta 20 de Noviembre de 2008 un periodo de 40 días con equipo de Triboilgas-07, evaluando la zona productora.

El pozo fue completado con bombeo eléctrico perteneciente a la compañía REDA y se encuentra en producción, los valores serán especificados en los análisis económicos del capítulo 6

## **Sacha 221H**

### **Sección de 13 3/8"**

Inician las operaciones de traslado de torre el 7 de Noviembre del 2007 y la perforación comienza en el pozo a las 6H00 del 10 de Noviembre de 2007, con el taladro SINOPEC-188.

Se perfora hasta 5997 ft, donde se decide realizar un viaje ha superficie por valores bajos de ROP (15 ft/hr), en el proceso de levantar la sarta del pozo, queda atrapada a los 3985 ft por hueco cerrado derrumbe de paredes, se libera con éxito hasta superficie y se realizan cambios de jet en la broca, observando gran cantidad de ripios en una de las zarandas.

En la primera sección de la perforación se asentó la tubería de revestimiento superficial de 13 3/8", con 148 juntas, hasta una profundidad de 6217 ft. El tope de cemento queda a 6165. El tiempo de perforación fue de 10 días.

### **Sección de 9 5/8"**

Se perfora moliendo el cemento del zapato desde 6165 ft y continúa la perforación desde 6217 ft hasta 8310 ft, donde existe alto torque, 14000 lb ft, impidiendo el avance. Se decidió sacar la sarta hasta superficie, notándose un desgaste de la broca y una boquilla taponada. Se instala en la sarta una fuente radiactiva, para el equipo MWD/LWD.

Se continúa la perforación hasta 8600 ft, donde hay dificultad para avanzar por alto torque 20000-23000 lbs/ft. Se decide bombear 50 bls de píldora lubricante

Se perfora con broca tónica hasta 8857 ft, experimentando ROP de 20.4 ft/hr. Se decide sacar la Sarta de Perforación hasta superficie con un arrastre de 70000 lb sobre el peso de la sarta. Se retira la fuente radiactiva. Se cambia la sarta y se instalan reductores de torque de la compañía Schlumberger, desde 3859 hasta 8857 ft.

Al perforar desde 8857 ft hasta 9140 ft, se observó pérdida de presión de 3200 a 2500 psi en la sarta, debida a una fuga a 1255 ft. Se baja la sarta hasta 9140 ft y se continúa perforando hasta 9415 ft, donde se

observa bajo ROP (6 ft/h,) así como vibraciones torsionales de la sarta dentro del hueco.

Por no avanzar en la perforación con una rata de penetración eficiente, se decide asentar la tubería de revestimiento de 9 5/8" a 9415 ft, con 200 juntas.

### **Sección de Liner de 7"**

Se inician las operaciones de perforación con nueva sarta con broca PDC y los reductores de torque hasta 9420 ft, moliendo el zapato de la anterior sección hasta llegar a una profundidad de 11028 ft, donde se presenta bajo ROP (14 ft/h.) Se decide sacar hasta superficie, sin problemas.

En superficie se prueba el Power Drive y el MWD con 450 GPM y 750 psi, y se cambia de martillo.

Se baja la sarta hasta 10265 ft, donde se pega. El torque sube a 23200 lb ft. Se tensiona hasta 620000 lbf, quedado libre la sarta. Se sigue bajando hasta 10675 ft, donde el torque es de 23000 lb ft; hay tendencia a pega de tubería. Se baja rimando hasta 10745 ft. Al tratar de sacar la sarta con backreaming, se pega a 10732 ft.

Se hacen varios intentos de avanzar con la perforación. Se tensiona hasta 650000 lbf, logrando despegar la tubería; se continúa sacando la sarta con backreaming hasta 10363 ft, donde hay pega y se pierde circulación. Se realizan trabajos para despegar la sarta, con tensión de 650000 lbf, logrando despegar y recuperando circulación; hay abundante ripio en las zarandas. Se saca hasta 10144 ft con mucha dificultad y un torque de 23000 lb ft.

La sarta sale hasta superficie. Se cambia el motor, se coloca broca tricónica y se vuelve a bajar hasta 10242 ft donde se asienta; se rima hasta 10350 ft donde se vuelve a pegar. Se logra liberar tubería, tensionando con 650000 lbf y sale hasta 11028 ft. Continúa la perforación hasta 11434 ft con ROP de 4.67 ft/h y tendencia a pega diferencial, que requería tensionar la sarta. Se decide sacar sarta, logrando llegar hasta superficie.

Se realiza cambio de broca por una PDC modelo 7RR y se baja la sarta hasta 11434 ft, con ROP 15.54 ft/h. Se continúa perforando hasta 11545 ft, donde se asienta el liner de 7" (50 juntas.)

### **Sección de 6 1/8"**

Se baja la sarta desde superficie hasta 11477 ft, con Drill Pipe combinado de 3½" y 5", cambiando la posición de los reductores de torque. Se llega hasta 11545 ft, y se perfora hasta 11855 ft con ROP de 34 ft/h. Sacando hasta superficie se cambia de broca a una PDC, y se baja hasta 11715 ft, donde se observa pérdida de peso (80000 lbf.)

Sacando la sarta, queda atrapada, se rompe y queda un pescado a 8670 ft. Se realizan varios intentos de pesca sin éxito. Luego se decide moler para acondicionar la cabeza del pescado, usando al mismo tiempo píldoras para despegar el pescado, sin éxito.

Luego de varios intentos de pesca adicionales, se decide abandonar el pozo. Al momento de escribir estas líneas, el pozo continúa abandonado, en espera de intervención.

#### **5.2.4 Herramientas Utilizadas en La Perforación.**

Los detalles de las Sartas de Perforación usadas están en el Anexo V, basado en los reportes de perforación de Petroproducción.



### Pozo Sacha 169D

Componente	Diámetro Usados (OD)
Brocas Tricónicas	16", 12¼", 8½"
Brocas PDC	16", 12¼", 8½"
Bit Sub	8 5/8", 8"
Pony Monel	8¼", 7.88", 7½", 8.06"
Estabilizadores	15¾", 14 5/8", 12 1/8", 8¼"
MWD	8.41", 8¼", 6.84"
Martillos Hidráulicos	6.63", 6½"
Drill Collar	8¼", 8", 7¼"
Heavy weight	5"
Motores de fondo (1.5 Deg)	15¾", 8¼"
Cross Over	8¼", 8", 7¼"
LoTAD	5" x 8¼"

Tabla VI Herramientas Utilizadas en el pozo Sacha-169D con los diámetros externos usados

### Pozo Sacha 221H

Componente	Diámetro Usados OD
Brocas Tricónicas	16", 8½", 6.13"

Brocas PDC	16", 12¼", 8½", 6.13"
Bit Sub	8", 6.52", 4.88"
Pony Monel	7½", 8.06"
Flex Monel	8.20", 6¾", 6.63", 4½"
E-Mag Receiver Sub	6.75", 5.32"
Estabilizadores	12 1/8", 8¼"
MWD	6.84", 9.10", 6¾"
Martillos Hidráulicos	6.63", 6.½", 4¾"
Drill Collar	8¼", 8", 6.52"
Heavy weight	5", 3½"
Motores de fondo (1.5 Deg)	17¾", 15¾", 8.38", 5.18"
Cross Over	8¼", 8", 7¼", 6.25", 4¾"
Camisa reductora de torque	N/D
Martillos Hidráulico de pasca	4.83"
Drill Pipe	3½"

Tabla VII Herramientas Utilizadas en el pozo Sacha-221H con los diámetros externos usados

### 5.2.5 Problemas suscitados y Soluciones Planteadas.

Toda la información que se utilizó para determinar problemas de inestabilidad, comportamientos del pozo, caracterización de esfuerzos

*in situ* y análisis de estabilidad, fue obtenida de los reportes diarios de perforación.

El pozo Sacha-169D presentó problemas en la sección de 8½", en la cual estaba planificado tumbar el ángulo, que se construyó en la sección anterior de 16", pero la perforación se complicó por problemas de atascamiento de la Sarta de Perforación a 9685 ft.

La solución planteada fue incluir reductores de torque LoTAD, logrando completar la perforación de la sección (y del pozo) con éxito.

En el pozo Sacha-221H, el principal problema fue atascamiento y pérdida de parte de la sarta durante la perforación de la sección de 6 1/8" a 12612 ft, que forzaron la terminación de las operaciones.

La solución planteada fue utilizar una camisa giratoria reductora de torque, que no tuvo éxito y empeoró la situación; además, la sarta quedó pescada.

### **5.3 Aplicación de la herramienta LoTAD en los pozos seleccionados con ayuda del software Wellplan**

Para poder utilizar los LoTAD, se realizan análisis de todas las fuerzas presentes en el agujero con ayuda del software. Así se puede determinar la posición y número de LOTAD en la sarta de perforación, para su óptimo funcionamiento.

#### **5.3.1 Identificación del problema con la información del pozo**

##### **Pozo Sacha-169D**

Imposibilidad de seguir perforando en la sección del hueco de 8½" por problemas de alto torque (26000 lb ft.)

##### **Pozo Sacha-221H**

Pérdida de herramientas dentro del pozo en la sección de 8½" por problemas de atascamiento y alto torque (26820 lb ft.)

### 5.3.2 Aplicación del software

#### Pozo Sacha-169D

En el anexo VI y en las Figuras 41 y 42 se indican la información básica de diseño y los resultados de cálculo del software en la sección de 8½" donde se presentaron los problemas de torque.

Perfil del Pozo

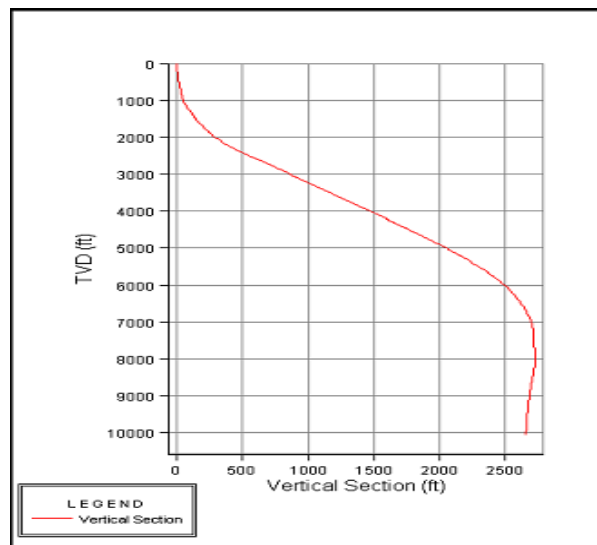


Figura 41 Perfil del Pozo - Sección Vertical, imagen del programa Landmark

Con la información principal del pozo: diseño, profundidad, tubería y herramientas usadas en la perforación, el programa edita un diagrama de todo el pozo con su configuración interna.

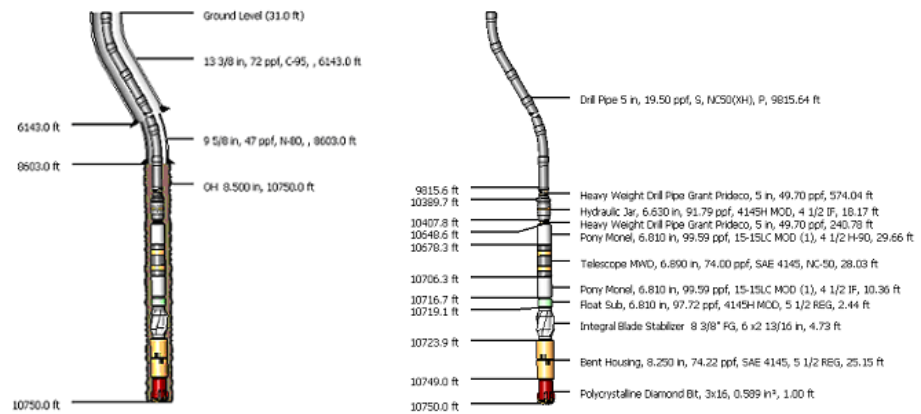


Figura 42 Esquema de la Sarta de Perforación y posición, imagen del programa Landmark

La simulación y análisis de todas las fuerzas presentes en el pozo con el software permiten establecer los puntos donde pueden haber posibles problemas con la sarta de perforación.

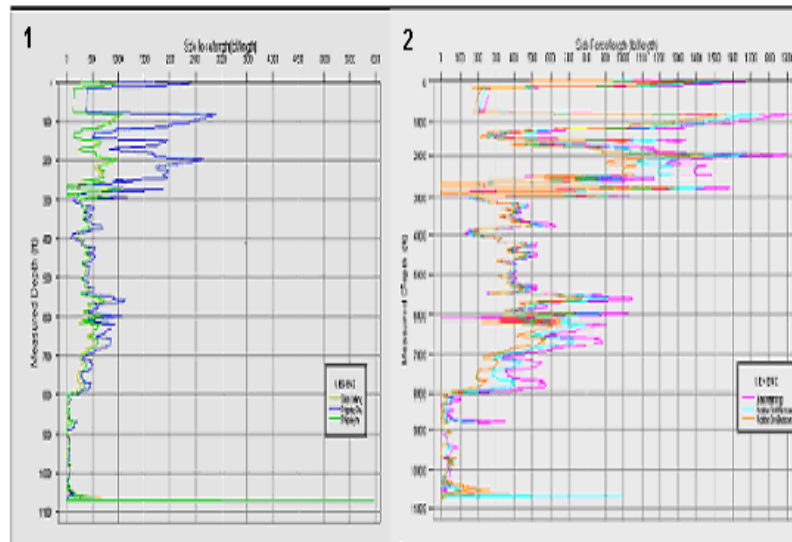


Figura 43 Simulación de las fuerzas Laterales (1) sin rotar (2) rotando en el pozo

Imagen del programa Landmark

Como indica la figura 43, la mayores fuerzas se concentran en la sección del hueco de 8 ½”, tanto rotando, deslizando y sacando tubería.

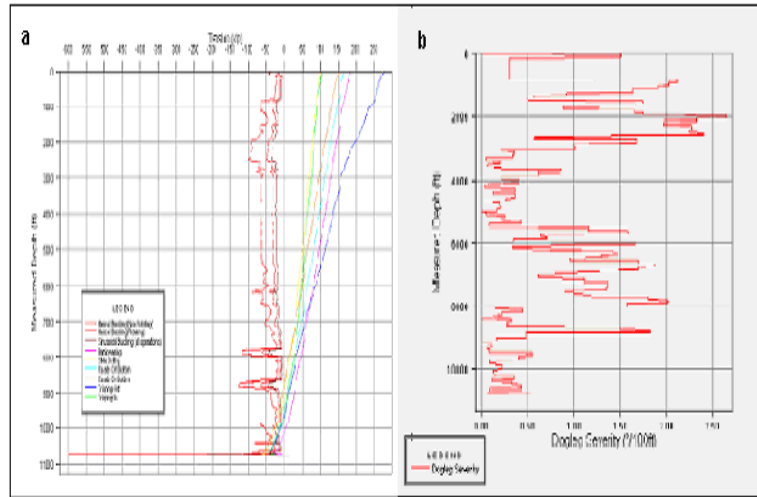


Figura 44 Tensión (a) y Dog Let dentro del pozo (b), imagen del programa Landmark

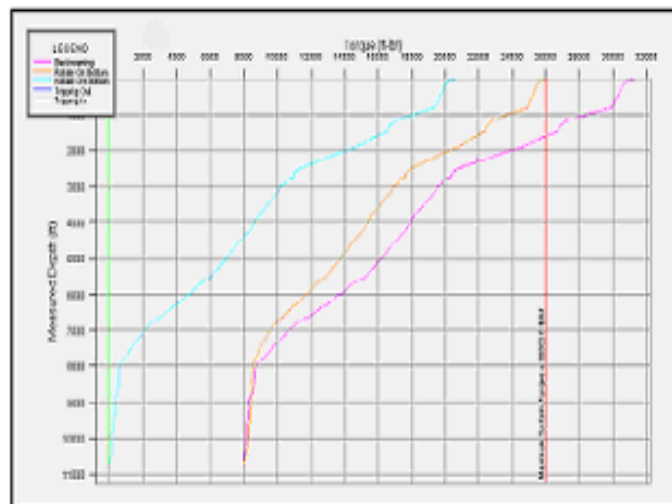


Figura 45 Valores de Torque mientras se perfora, imagen del programa Landmark

La figura 44.a, muestra altos valores de tensión cuando se esta perforando en la sección de construcción de ángulo y en la caída de ángulo.

La figura 44.b, muestra la severidad de la pata de perro al perforar. La figura 45, indica los valores de torque en un análisis normal.

Luego de realizado el análisis de torque y arrastre se tiene lo siguiente:

- Las mayores fuerzas de contacto se encuentran en los intervalos desde 600 a 7500 pies en la zona de construcción y de caída de ángulo dentro del casing de 9 5/8".
- Con estas altas fuerzas laterales se puede desgastar tanto la tubería de perforación así como el casing de 9 5/8".
- El torque de perforación cuando se esté a 10773 ft. estará cercano a 26100 lb ft, que es el torque de apriete de la tubería.





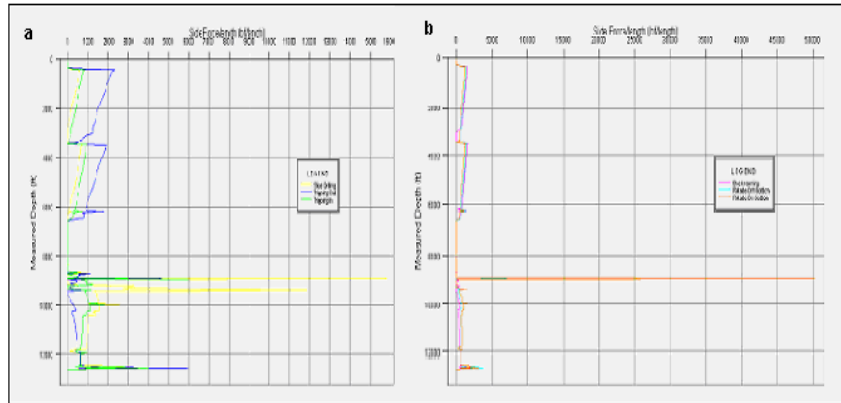


Figura 48 Simulación de las fuerzas Laterales (a) sin rotar (b) rotando en el pozo, imagen del programa Landmark

Como indica la figura 48, la mayores fuerzas se concentran en la sección del hueco de construcción del ángulo tanto rotando, deslizando y sacando tubería.

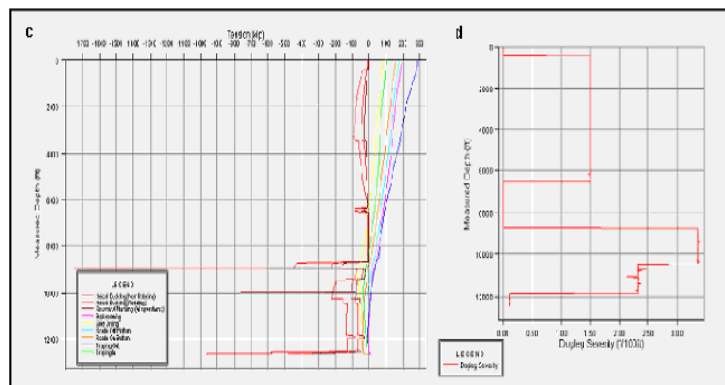


Figura 49 Tensión (c) y Dog Leg dentro del pozo (d), imagen del programa Landmark

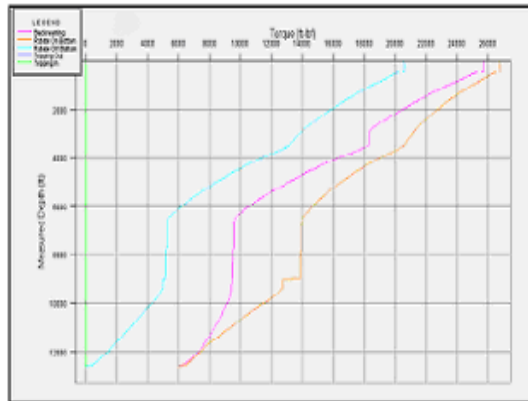


Figura 50 Valores de Torque mientras se perfora rotando, deslizando y backreaming  
imagen del programa Landmark

La figura 49.c, muestra altos valores de tensión cuando se esta perforando en la sección de construcción de ángulo y en la caída de ángulo. La figura 49.d, muestra la severidad de la pata de perro al perforar. La figura 50, indica los valores de torque en un análisis normal.

Después de realizado el análisis de torque y arrastre se tiene lo siguiente:

- Las mayores fuerzas de contacto se encuentran en los intervalos desde 300 a 6600 pies .

- Con estas altas fuerzas laterales se puede desgastar tanto la tubería de perforación así como el liner de 7"

El torque de perforación a 11500 ft es de 26500 lb ft, que sobrepasa el torque de apriete de la tubería.

### **5.3.3 Solución con el uso de LoTAD**

#### **Sacha 169D**

El software simula las todas las fuerzas usando LoTAD obteniendo una disminución considerable del torque mientras se rota en el fondo y cuando se realiza backreaming, como se puede ver en la Figura 51.

#### **Diseño recomendado por la compañía de servicios**

Este diseño se de reducción de fuerzas se presento a petroproducción con la debido sistema de colocación y números recomendado de LoTADs se encuentran ilustrada en la Figura 51, donde en la sección (a) se observa una disminución del torque rotando de

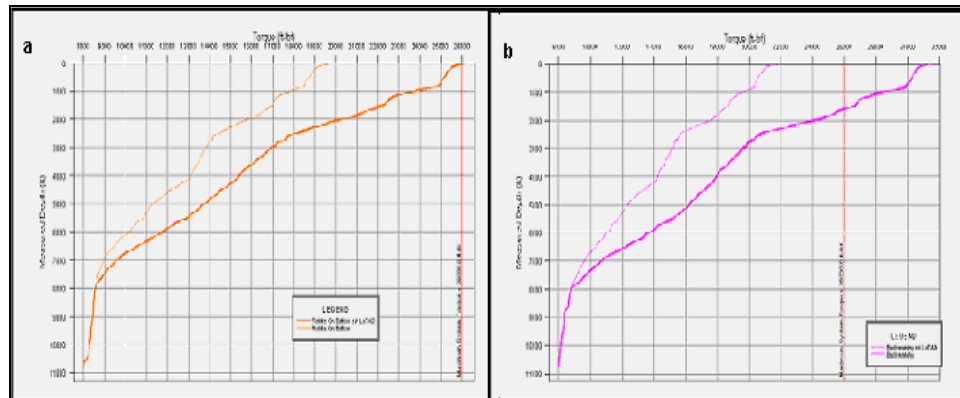


Figura 51 Valores de reducción de Torque rotando (a) y backreaming (b) con la aplicación adecuada de los LoTADs, imagen del programa Landmark

Torque (klb.ft)	Caso Base	Herramientas LoTADs	% de Reducción
Torque 5"	26100	19300	26 %

Tabla VIII Resultados de los análisis con y sin LoTAD

Factor de fricción Hueco Entubado CHFF = 0,30

Factor de fricción Hueco Abierto OHFF = 0,40

Luego de realizado el análisis de torque y arrastre se tiene lo siguiente:

- El Torque de Perforación se reduce e 26%.
- La tensión disminuye de 275600 a 268800 lbs cuando se está deslizando a TD.

- Con los LoTADs en la sarta se reducirá el desgaste de la tubería de revestimiento de 9 5/8”
- Se recomienda utilizar reductores de fricción, con la siguiente configuración:

75 LoTADs 5” NC50, S135, 1 por parada, desde 600 hasta 7500 ft, medidos desde la superficie.

### Diseño asumido por Petroproducción

La figura 52 muestra los valores obtenidos por la colocación de los LoTAD de acuerdo a las indicaciones del Company Man de Petroproducción en el taladro.

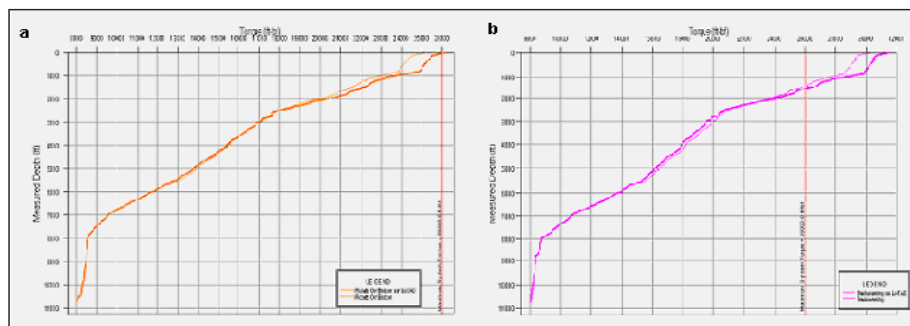


Figura 52 (a) Valores de Torque mientras perfora dentro del pozo con LoTAD y sin LoTAD y (b) valores de torque mientras se realiza backreaming, imagen del programa Landmark

## Recomendación: Tipo, Cantidad y Ubicación de Herramientas

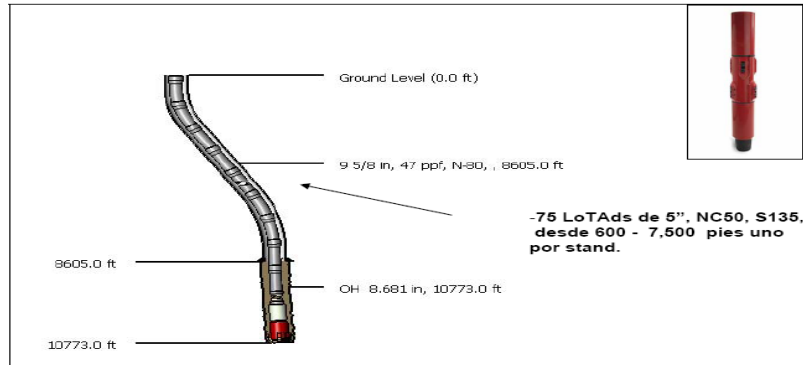


Figura 53 Diseño de Sarta de perforación para el pozo Sacha 169D con aplicación de LoTAD, imagen del programa Landmark

Torque (klb.ft)	Caso Base	Herramientas	% de Reducción
		LoTADs	
Torque 5"	26100	25000	4,21

Tabla IX Descripción de los resultados con aplicación de los LoTAD, Petroproducción

Factor de fricción Hueco Entubado CHFF = 0,30

Factor de fricción Hueco Abierto OHFF = 0,40

Luego de realizado el análisis de torque y arrastre se tiene lo siguiente:

- El Torque de Perforación se reduce e 4.1%.

- La tensión disminuye de 275600 a 270000 lbs cuando se está deslizando a TD.
- Con los LoTADs en la sarta se reducirá el desgaste de la tubería de revestimiento de 9 5/8”
- La disposición de los LoTAD en la sarta fue del Company Man la cual no era la misma que recomendó el diseño de la empresa de servicio

### Sacha-221H

El software al realizar la simulación de las todas las fuerzas usando LoTAD en la configuración de la sarta de perforación da como resultado una disminución del torque mientras se rota en el fondo y cuando se realiza backreaming, como se puede ver en la Figura 54

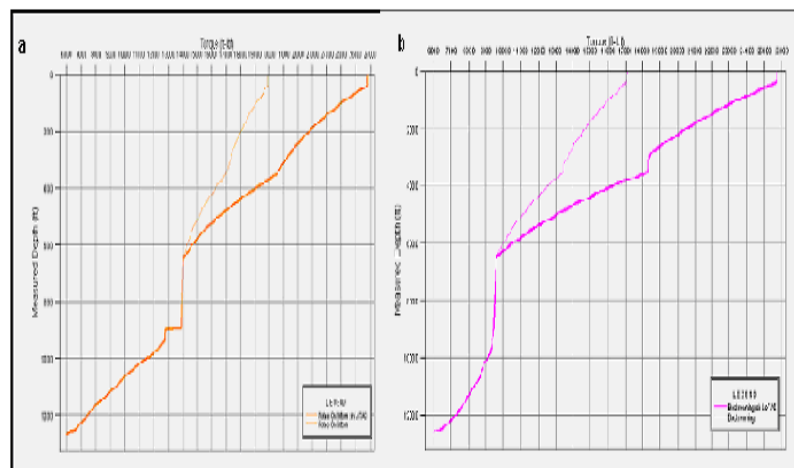


Figura 54 (a) Valores de Torque mientras perfora dentro del pozo con LoTAD y sin LoTAD y (b) valores de torque mientras se realiza backreaming, imagen del programa Landmark



## Recomendación Tipo, Cantidad y Ubicación de Herramientas

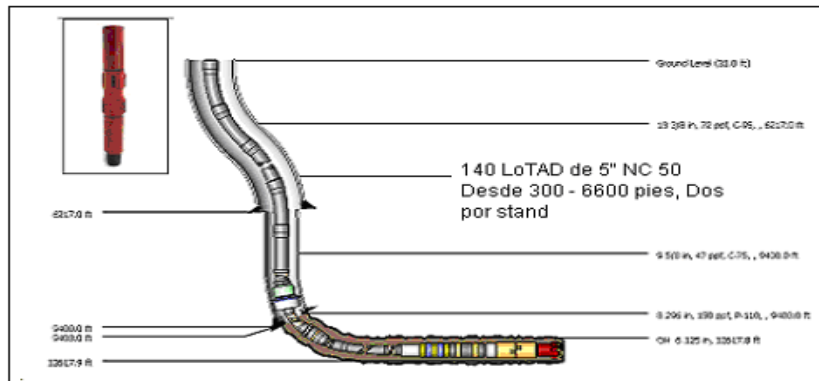


Figura 55 Diseño de Sarta de perforación para el pozo Sacha 221H con aplicación, imagen del programa Landmark

Torque (klb.ft)	Caso Base	Herramientas LoTADs	% de Reducción
Torque 5"	26820	19942	26 %

Tabla X Resultados con la aplicación de los LoTAD pozo sachu-221H

Factor de fricción Hueco cerrado CHFF = 0,30

Factor de fricción Hueco abierto OHFF = 0,40

- El Torque de Perforación se reduce en 26%.
- La tensión disminuye de 286400 a 270200 lb ft cuando se está deslizando a TD
- Con los LoTADs en la sarta se reduce el desgaste del liner de 7"

- Se recomienda utilizar reductores de fricción, con la siguiente configuración:

140 LoTADs 5" NC50, S135, 2 por parada desde 300 hasta 6600 ft, medidos desde la superficie.

#### **5.3.4 Soluciones alternativas**

Dentro de las soluciones alternas que se tenía para el pozo Sacha-169D estaba utilizar fluido de perforación a base de aceite con aditivos que permitan mayor movilidad de la sarta dentro del pozo. Esta alternativa no se utilizó por ser muy cara.

En el pozo Sacha 221H se utilizó una camisa reductora de torque. La mejor opción era utilizar LoTAD, lo cual hubiese permitido terminar la perforación del pozo con éxito

# CAPITULO 6

## 6 Análisis Económico

El análisis efectuado en este trabajo tiene como objetivo demostrar por qué el uso de la nueva tecnología para la reducción de torque y arrastre, LoTAD, es mejor desde el punto de vista económico, técnico y ambiental, comparada con los métodos convencionales usados en nuestro país.

Debido a la complejidad que implica perforar un pozo direccional, es muy importante, antes de tomar la decisión de perforarlo, hacer un análisis del tiempo de recuperación de la inversión realizada, en caso de que el pozo fracase, cuál es la pérdida que puede haber, cálculos del retorno sobre la inversión.

### **Tasa interna de Retorno**

La tasa interna de retorno (TIR o IRR, *Internal Rate of Return*) de una inversión, está definida como la tasa con la cual el valor presente neto (VPN o NPV, *Net Present Value*) es igual a cero es decir es la tasa de

interés por medio de la cual se recupera la inversión, a mayor IRR, mayor rentabilidad posee la inversión.

1. IRR > r, realizar el proyecto
2. IRR < r, no realizar el proyecto
3. IRR = r, el inversionista es indiferente entre realizar el proyecto o no

Aquí, r es la tasa mínima de interés

El NPV es calculado a partir del flujo de dinero anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente

$$(25) \quad \text{VPN} = -I + \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

Donde  $Q_i$  es el Flujo de Dinero en el periodo i

### **6.1 Costos de perforación de un pozo direccional sin uso de LoTAD (Sacha-169D.)**

Para hacer un estimado del costo de la perforación del pozo direccional en la tesis (Sacha-169D), se tomaron los datos de costos de los

reportes diarios del proceso y tiempo de perforación proporcionados por PETROPRODUCCION.

Los datos de las tablas del anexo VII resumen los costos de las operaciones de perforación.

Con los valores de las tablas descritas, se puede notar que la perforación tuvo algunos gastos superiores a los estimados, suscitados por varias causas como los problemas durante la dirección de la perforación por problemas de la consolidación de las arenas, y por la duración de toda la perforación, la cual implica gastos adicionales de alquiler del taladro.

En promedio, el costo diario de perforación es de (US\$ 3.557.444,76 / 37 d) = 96.147,16 US\$/d.

El costo de completación que se describen en el anexo VII se ve el aumento por problemas con la comunidad que forzaron a pasar algunos días en espera.

El pozo comenzó a producir desde el 20 Noviembre de 2008, con levantamiento artificial por BES de Schlumberger, modelo DN-1750.

## **Análisis de Costo de Perforación y Completación**

Con las tablas del anexo VII se determina que el costo real de la perforación del pozo es de US\$ 3.560.000 por los cambios realizados por los problemas presentados.

El tiempo de recuperación se calcula para obtener la rentabilidad que posee la perforación del pozo, este calculo se lo realiza con los parámetros de producción que posee este pozo hasta el día de la realización de esta tesis es de.

Barriles de fluido/Día	1296
Barriles de Petróleo/Día	1037
Barriles de Agua/Día	259
BSW	20%

Tabla XIV Valores de producción por Petroproducción pozo Sacha-169D

Si se considera el precio de barril de Petróleo en noviembre del 2008 (cuando comenzó la producción) era de US\$ 90 y el costo actual (enero de 2009) es de US\$ 48, el cálculo que realizamos es con un precio promedio de US\$ 53 y por castigo de US\$10 por la calidad de nuestro Petróleo, el valor será de US\$ 43. Se usará entonces una producción promedio de 1000 bbl/d de petróleo.

$$(1000 \text{ bbl/d})(43 \text{ US\$/bbl}) = 43.000 \text{ US\$/d}$$

$$(3.557.444,76 + 478.948,75)\text{US\$} / (43.000 \text{ US\$/d}) = 93,9 \text{ d}$$

La inversión de la perforación del pozo Sacha-169D sería recuperada en 94 días, lo cual es un beneficio para Petroproducción, porque el tiempo es de tres meses y cuatro días.

## **6.2 Costo de Perforación Direccional con Aplicación de LoTAD (Sacha-169D)**

El costo de las herramientas LoTAD usadas en este pozo es:

- US\$ 65,00 por día de alquiler de la herramienta
- US\$ 600,00 por día del operador

Con el adecuado uso de las herramientas, sólo hubiera sido necesario utilizarlas 1 día en el pozo, con una ROP de 33.3 ft/h.

Entonces el costo es

$$(75 \text{ Herramientas})(65,00 \text{ US\$/Herramienta}) = \text{US\$ } 4.875,00$$

$$(600,00 \text{ US\$/d})(1 \text{ d}) = \text{US\$ } 600,00$$

$$(4.875,00+600,00) \text{ US\$} = \text{US\$ } 5.475,00$$

$$(\text{US\$ } 3.557.444,76 + 5475.00) \text{ US\$} = 3.562.919,76 \text{ US\$}$$

$$(\text{US\$ } 3.562.919,76 / 35 \text{ d}) = 101.797,7 \text{ US\$/d.}$$

Con la disposición del Company Man, las herramientas estuvieron 3 días. El costo estimado de este tiempo hubiera sido

$$(75 \text{ Herramientas})(3)(65,00 \text{ US\$/Herramienta}) = \text{US\$}14.625,00$$

$$(600,00 \text{ US\$/d})(3 \text{ d}) = \text{US\$}1.800,00$$

$$(14.625,00 + 1800,00) \text{ US\$} = \text{US\$}16.425,00$$

$$(3.557.444,76 + 16.425,00) \text{ US\$} = \text{US\$ } 3.573.869,76$$

Tiempo de recuperación

$$(3.573.869,76 + 478.948,75) \text{ US\$} / (43.000 \text{ US\$/d}) = 94,3 \text{ d}$$

Con el uso de los LoTAD, el tiempo de recuperación es de tres meses y cinco días, asumiendo el precio en promedio es también de US\$ 43,00. Hay dos días adicionales de recuperación de la inversión, que implica US\$ 86.000,00 menos de ingresos. Esto se debe a que el tiempo de la perforación se extendió por mal uso de los LoTAD.



Con los tiempos y valores utilizados por Petroproducción al realizar el pozo Sacha-169D y ponerlo a producir la tasa de retorno fue de

$$\text{IRR} = 6\%$$

$$\text{NPV} = 7.263,20 \text{ US\$}$$

Se utilizo un interés (r) de 15%. Esto requiere un tiempo de producción de 118 días para recuperar la inversión.

Con estos valores, el tiempo de recuperación efectivo de la inversión es mayor.

Se realizo un cálculo del IRR con los mismos valores pero menor tiempo de perforación, 26 días, y asumiendo el uso correcto de LoTAD, obteniendo los siguientes resultados:

$$\text{IRR} = 2\%$$

$$\text{NPV} = 7.373,44 \text{ US\$}$$

Se utilizo un interés (r) de 15%. Esto requiere un tiempo de producción de 97 días para recuperar la inversión.

En consecuencia, al disminuir el tiempo de perforación, el tiempo de recuperación efectivo de la inversión es menor.

Después de los cálculos realizados, se nota que el tiempo de la completación no altera los resultados; caso contrario ocurre con el tiempo en la perforación, que tiene mucha influencia. A menor tiempo de perforación mayor el IRR disminuye, pero también disminuye el tiempo efectivo para recuperar la inversión. Entonces, es conveniente invertir en la perforación del pozo, siempre que se optimice el tiempo de perforación y se usen adecuadamente las herramientas LoTAD.

### **6.3 Costos de perforación de un pozo direccional sin uso de LoTAD (Sacha-221H)**

Para hacer un estimado del costo de operación de la perforación del pozo horizontal en la tesis (Sacha-221H), se tomaron los datos de costos de los reportes diarios del proceso y tiempo de perforación proporcionados por PETROPRODUCCION. Los datos de las tablas en el anexo VIII resumen los costos de las operaciones de perforación.

Con los valores de las tablas descritas en el anexo, se puede observar que la perforación tuvo algunos gastos superiores a los estimados, suscitados por varias causas, como los problemas durante la perforación direccional, debido a la consolidación de las arenas, y por el

tiempo de duración de toda la perforación, la cual implica gastos adicionales de alquiler del taladro.

En promedio, el costo diario de perforación es de (US\$ 5.147.461,51 / 60 d) = 85.791,02 US\$/d.

Para el análisis de este pozo, se usó como valor estimado el costo de Completación del pozo Sacha-169D, de US\$ 478.948,75, así como el mismo tiempo, 40 días.

Se asumió que el pozo hubiera comenzado a producir después de un tiempo estimado de 40 días, para estimar la producción y hacer un análisis de la tasa de retorno sobre la inversión y el valor neto.

### **6.3.1 Análisis de Costo de Perforación**

Con las tablas del anexo VIII, se determina que el costo de la perforación del pozo es de US\$ 5.147.461,51, por los cambios causados por los problemas presentados.

El tiempo de recuperación se calcula para obtener la rentabilidad que posee la perforación del pozo. Este cálculo se realiza asumiendo que la producción hubiera sido similar a la de un pozo vecino, en la misma plataforma, el pozo Sacha-4B. Se usaron los datos de este pozo porque se trataba de la misma formación, la información de producción acumulada estaba completa y estuvo accesible al momento de hacer el análisis.

Barriles de fluido/Día	1850
Barriles de Petróleo/Día	360
Barriles de Agua/Día	1482
BSW	80%

Tabla XVII Valores de producción por Petroproducción pozo Sacha-221H

Si se considera el precio de barril de Petróleo en febrero del 2008, fecha asumida de inicio de la producción era de US\$ 90, con una producción promedio de 360 bbl/d de petróleo, los resultados son

$$(360 \text{ bbl/d})(90,00 \text{ US\$/bbl}) = 32.400,00 \text{ US\$/d}$$

$$(5.147.461,51 \text{ US\$}) + (478.948,75) / (32.400.00 \text{ US\$/d}) = 173.6 \text{ d}$$

La inversión de la perforación del pozo Sacha 221H sería recuperada en 174 días según lo estimado, lo cual hubiera beneficiado a

Petroproducción, porque el tiempo es de cinco meses y veinte y cuatro días aproximadamente. Sin embargo, debido a los problemas que hubo, este no fue el caso.

#### **6.4 Costo de Perforación Direccional con Aplicación de LoTAD (Sacha-221H)**

Para hacer un análisis con el pozo Sacha-221H, se asume que la perforación terminó en el día 44, cuando comenzaron los problemas en la trayectoria y donde comenzaron a utilizar un BHA de pesca; esto no se hubiera necesitado si se hubieran utilizado las herramientas LoTAD.

El costo de las herramientas LoTAD usadas en este pozo es:

- 65,00 dólares por día de alquiler de la herramienta
- 600,00 dólares por día del operador

Para el uso adecuado de las herramientas, se estiman 2 días de utilización en el pozo, con una ROP de 20.4 ft/h. Entonces el costo es

$$(140 \text{ Herramientas})(65,00 \text{ US\$/Herramienta}) = \text{US\$ } 9100,00$$

$$(600,00 \text{ US\$/d})(2 \text{ d}) = \text{US\$ } 1.200,00$$

$$(9100,00+1200,00) \text{ US\$} = \text{US\$ } 10.300,00$$

$$(\text{US\$ } 4.213.015,84 + 10.300,00) = 4.223.315,84 \text{ US\$}$$

$$(\text{US\$ } 4.223.315,84+478.948,75) / (44 \text{ d}) = 106.869,64 \text{ US\$/d.}$$

Tiempo de recuperación

$$(4.702.264,59 \text{ US\$}) / (32.400 \text{ US\$/d}) = 145 \text{ d}$$

Con el uso de los LoTAD, el tiempo de recuperación es de cuatro meses y veinte y cinco días asumiendo que el precio del petróleo es también de US\$ 90,00.

Con los tiempos y valores utilizados por Petroproducción al realizar el pozo Sacha 221H y ponerlo a producir la tasa de interés rentable fue

$$\text{TIR} = -13\%$$

$$\text{VNP} = 49.754,68 \text{ US\$}$$

Se utilizo un interés (r) de 15%

Con estos valores, el tiempo efectivo de recuperación de la inversión es de 200 días. Este tiempo es largo, y considerando que  $\text{IRR} < r$ , hace que la perforación de un pozo de este tipo sea una inversión riesgosa si

no se controla debidamente, y si se usan herramientas que no son adecuadas para la tarea.

Se realizó un cálculo del IRR con los mismos valores, pero menor tiempo de perforación, obteniendo los siguientes resultados:

TIR = -6%

VNP = 49747,33 US\$

Se utilizo un interés (r) de 15%

Con estos valores, el tiempo efectivo de recuperación de la inversión es de 200 días. Este tiempo es menor, y de nuevo considerando que  $IRR < r$ , indica que el riesgo de inversión en la perforación se reduzca a la mitad, siempre y cuando se controle debidamente y se usen las herramientas de reducción de torque adecuadas.

# Conclusiones y Recomendaciones

## Conclusiones

La perforación de un Pozo direccional con la ayuda de LoTAD disminuye los valores del torque y arrastre que se generan durante las operaciones y por consiguiente los riesgos de atascamiento de la sarta de perforación dentro del pozo, reduce el desgaste de la tubería por las constantes maniobras que se realizan permitiendo terminar con éxito la perforación.

Los LoTADs y sus componentes son de fácil maniobra, permitiendo repararlos y/o calibrarlos en la misma locación del pozo de esta manera optimizando el tiempo al no parar las operaciones por la reparación si esta requiere, por su estructura y diseño ayudan la reducción de fricción producida por contacto de la sarta con las paredes del pozo permitiendo una pérdida mínima de la potencia que se genera en superficie para manipular todas las herramientas a grandes profundidades, de igual manera le proporciona peso y rigidez a la sarta de perforación disminuyendo los riesgos de pandeo que podría suceder en la sarta.



La optimización de la ubicación de las herramientas LoTAD en la sarta de perforación permite el mayor rendimiento de las misma, esta herramienta no necesita de fluidos para trabajar de manera eficiente y el impacto ambiental por su uso es nulo, por tanto los costo por la utilización de estas herramientas en comparación con otras métodos de reducción de torque y arrastre (fluidos a base de aceite, modificación del perfil del pozo) es menor.

Los pozos estudiados con ayuda del software WellPlan de Landmark Graphics Inc., presentaban problemas de tortuosidad además de la de fricción por lo que su trayectoria es muy variable, en el pozo de forma "S" los mayores problemas se presento en la construcción y caída del ángulo por el incremento de la tensión en superficie. En el pozo de forma horizontal, la zona horizontal es la de mayor dificultad por lo que la tubería tiende asentarse en la cara inferior del pozo lo cual disminuye el peso y aumenta el arrastre permitiendo el desgaste de los tubos e incrementando la posibilidad de pandeo, en los cuales el uso de los reductores de torque y arrastre fueron muy eficiente por lo que permite darle mayor movilidad a la sarta dentro del pozo disminuyendo los problemas de la misma.

El costo total estimado del uso de los LoTADs en un pozo es un valores pequeño en comparación con los gasto que se realizarían al utilizar mas días de los esperados para la perforación usando otros métodos, e incluso por

daños que pudieran ocurrir, como tener parte de herramienta atrapada sin poder recuperar y/o perder el pozo en su totalidad. El buen uso de los reductores de torque y arrastre produce un gran beneficio al incrementar las posibilidades de una perforación direccional exitosa en zonas de alto riesgo, sin necesidad de perder tiempo por cambios de sartas de perforación por problemas de pegaduras, y disminuir los costos por día de operación del taladro de perforación.

### **Recomendaciones.**

Las recomendaciones que se dan son producto de los resultados obtenidos durante el estudio, y también son tomadas de las “lecciones aprendidas” dentro la perforación de los pozos seleccionados.

En el programa de perforación se debería incluir las herramientas LoTADs como una alternativa cuando se presenten los problemas de torque y arrastre, ya que para realizar la perforación se debió hacer un análisis previo de las fuerzas presentes en la trayectoria del pozo, y con esto saber qué sección es la del problema.

El uso inadecuado de los LoTADs puede aumentar los días de perforación. Por este motivo, hay que poner mucho énfasis en la ubicación y cantidad

correctas de los LoTADs dentro de la Sarta de Perforación, según las recomendaciones del diseño de la compañía de servicios.

Para una buena operación de los LoTADs en la Sarta de Perforación, estos se deben colocar entre la primera y segunda juntas de una parada. Además de esto, se debe colocar una cantidad suficiente de grasa en los LoTADs para que los rodillos puedan girar de una manera eficiente.

Es importante coordinar cada aspecto de la operación de los LoTAD con el operador, de modo que se ubiquen en la posición de diseño y operen satisfactoriamente.

# Anexo I

## Capacidades Nominales

Se puede encontrar las capacidades nominales de las herramientas LoTAD en las siguientes tablas. En aplicaciones de perforación normales, la camisa de cojinetes debe durar por la duración de un pozo.

OD	Peso Nominal	Grado Equivalente	Condición Equivalente	Tipos de conexión	Longitud cuando nueva	Conexión de reborde rotatorio		Cuerpo de tubo	Fuerza de ruptura torsional	Torsión de conexión	Resistencia a la tensión	Presión Interna	Presión de colapso
						ID	OD						
Pulg.	Lb/pie				Pulg.	Pulg.	Pulg.	Pulg.	Pie lb	Pie lb	Lb	psi	psi
3 ½	15.5	S 135	Nueva	NC-38	42.56	2 1/8	5	2 1/8	26.500	14.000	620.505	40.123	37.104
4	15.7	S 135	Premium	XT-39	43 ¾	2 9/16	4 7/8	2.448	35.071	22.200	563.002	34.064	33.317
5	25.6	S 135	Nueva	NC-50	45.67	2 ¾	6 5/8	2 ¾	63.400	32.900	1551.700	53.720	46.582
5 ½	24.7	S 135	Nueva	HT-55	55.25	4	7	4	77.200	46.300	1256.875	31.236	30.979

**Tabla 1** Capacidades Nominales y especificaciones

## Área transversal.

Para determinar el área e flujo a través de una herramienta, se debe calcular el área del hoyo y sustraer el área transversal indicada a continuación en la tabla 2.

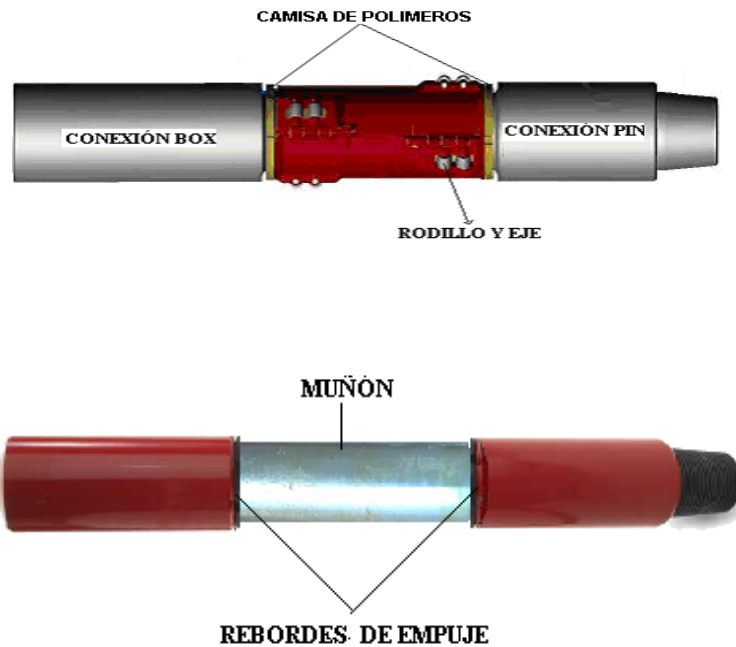
Tamaño de Herramienta LoTAD	Área Transversal	Carga Lateral Máxima	Máximo tamaño de hoyo recomendado
Pulg.	Pulg. <sup>2</sup>	lb	Pulg.
3 ½ * 5 ¾	20.75	3000	6 ½
5 * 8 ¼	39.97	8000	10 ¾
5 ½ * 8 ¼	42.58	8000	10 ¾
5 ½ * 9 ¼	45.76	8000	13

## Anexo II

Tamaño de la herramienta LoTAD	Diámetros de Eje Mínimo Aceptable	Diámetro de Rodillo Mínimo Aceptable	Diámetro de Muñón	Diámetro de Muñón Mínimo Aceptable para Ser usado	Diámetro de Muñón Mínimo Aceptable para Ser retrabajado
Pulg.	Pulg.	Pulg.	Pulg.	Pulg.	Pulg.
3 ½ x 5 ¾	0.365	0.978	3.498/4.502	3.470	3.375
5 x 8 ¼	0.422	1.390	4.998/5.002	4.970	4.875
5 ½ x 8 ¼	0.422	1.178	5.498/5.502	5.470	5.375
5 ½ x 9 ¼	0.422	1.680	5.498/5.502	5.470	5.375

Tabla de diámetros de operación de los componentes de LoTAD obtenida del manual de

Weatherford



# Anexo III

## **Características del Software**

- Integración con otras aplicaciones EDM
- Entorno independiente o multiusuarios
- Trazado de la Sensibilidad de Arrastre
- Análisis de datos en tiempo real
- Confiabilidad documentada
- Análisis comparativo de diseño
- Norma industrial y algoritmos mejorados de Landmark Graphics Inc.
- Análisis Tri – axial
- Cinco modos de funcionamiento: rotando, deslizando, viajando dentro y fuera del pozo y backreaming.
- Aplicaciones múltiples: Compass, StressCheck, CasingSeat, OptiCem, OpenWells, Hydraulics, Well Control
- Optimización de la flotación del casing

## **Instalación**

El paquete Engineer's Desktop es una serie completa de software de ingeniería de pozos para cada función discreta del análisis, diseño y operaciones de pozos.

EDM consiste de WELLPLAN, OpenWells y otros tipos de software de diseño, incluyendo herramientas de avanzadas para tuberías de revestimiento y tuberías de producción.

Al momento de escribir estas líneas, la versión en uso es la 2003.21. Proporciona a los usuarios la capacidad de instalar EDM en un servidor SQL (MSDE) o plataformas de Oracle.

Debajo del paquete Engineer's Desktop se encuentra la plataforma Engineer's Data Model™ (EDM™). La plataforma EDM representa un punto de entrada único para compartir información entre aplicaciones de ingeniería, brinda soporte a flujos de trabajo de ingeniería de perforación, completación y producción mediante la gestión consistente de datos, navegación, seguridad y manejo de unidades. La información se ingresa una sola vez a la base de datos y se puede reutilizar según sea necesario.

Esto fomenta la integración de datos, almacenamiento rápido y fácil acceso, al mismo tiempo de brindar soporte para el diseño y operación de pozos. También permite la sincronización entre bases de datos compartidas en una red.

La versión 2003.21 reemplaza a la versión 2003.16. Si se quiere ejecutar tanto la aplicación EDT 2003.16 como la 2003.21, se debe hacer una copia de la base de datos de la versión 2003.16, y actualizar la copia a la 2003.21. De esta forma se puede acceder a la base de datos original 2003.16, con las aplicaciones EDT 2003.16, y la base de datos EDM 2003.21, con las aplicaciones EDT 2003.21.

## **Actualización de la base de datos (Microsoft Database Engine “MSDE” y Oracle)**

- Se debe actualizar la base de datos EDM existente antes de utilizar la versión 2003.21
- Se debe actualizar la base de datos creada con las versiones anteriores del software antes de ejecutar el software 2003.21.

## **Procedimiento para la utilización de COMPASS**

- Crear la estructura de datos (compañía, proyecto, sitio, pozo, wellbore, diseño actual, nuevo survey, sidetrack, target, plan).
- Especificar los ajustes de anticolidión
- Especificar los topes de las formaciones
- Especificar los puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento
- Presentar los análisis de anticolidión

## **Procedimiento para la utilización del CasingSeat**

- Abrir un diseño



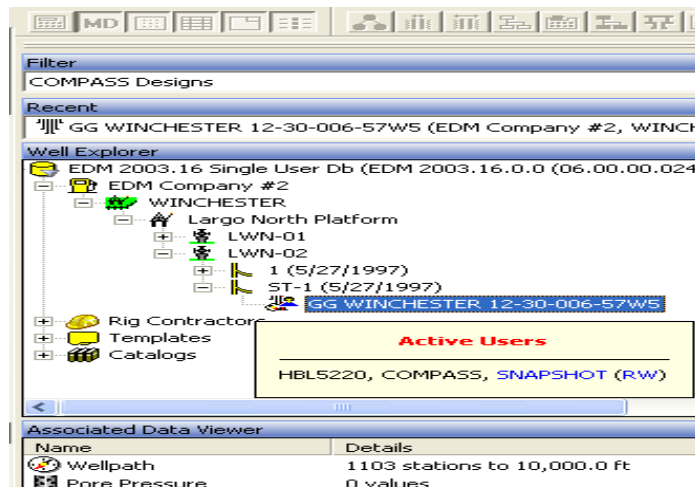


Figura 1 Aplicación del diseño CasingSeat con datos del diseño COMPASS

- Revisar la profundidad del pozo
- Revisar el dato del perfil del pozo (wellpath.)
- Especificar los parámetros de diseño
- Especificar datos de presión de poro

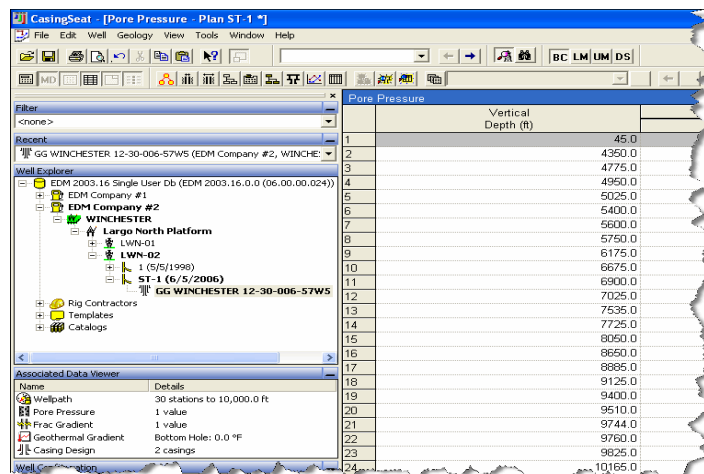


Figura 2 Ingreso de datos de la presión de poro

- Especificar el gradiente de fractura
- Actualizar datos de litología
- Especifica gradiente geotérmico

- Especifica parámetros de perforación
- Calcular los resultados

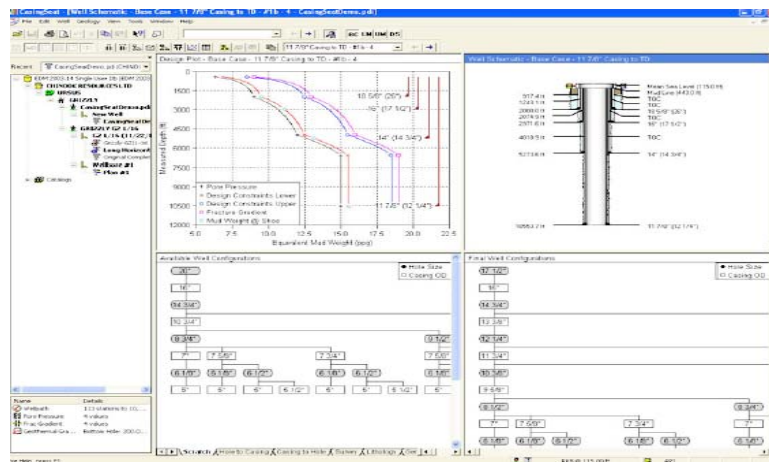


Figura 3 Profundidad de asentamiento del zapato guía en cada sección

- Revisar los resultados y seleccionar la configuración activa
- Utilizando CasingSeat, se determina provisionalmente el diámetro y profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.

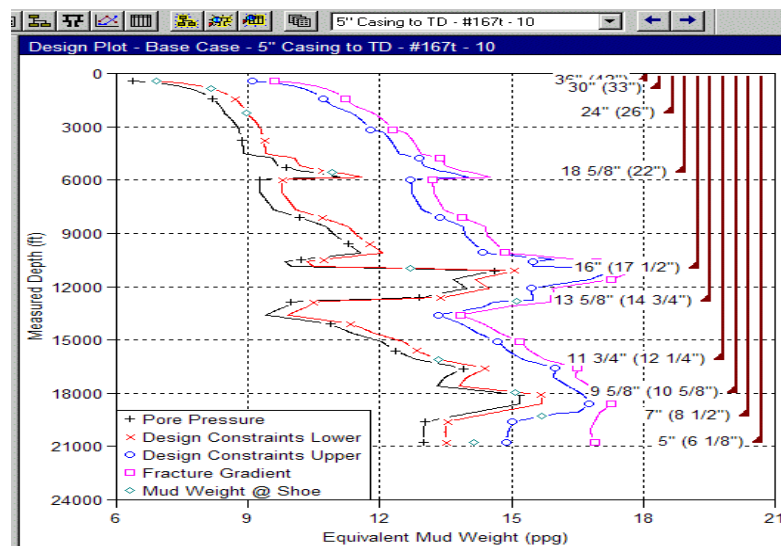


Figura 4 Análisis de los diferentes parámetros y simula la posición

## **Procedimiento para la utilización del StressCheck**

- Abrir un diseño
  
- Verificar la profundidad del pozo
  
- Revisar la presión de poro, gradiente de fractura, y gradiente geotérmico.
  
- Revisar el perfil de pozo.
  
- Especificar la tortuosidad de la severidad de la pata de perro
  
- Definir el tamaño de la broca
  
- Actualizar el esquema de tubería de revestimiento y de producción para incluir Liners y completación si es necesario.
  
- Especificar el fluido de empacaduras y su ubicación.
  
- Seccionar la sarta para el diseño
  
- Especificar el factor de diseño
  
- Definir casos de carga (load)
  
- Definir propiedades tubulares si es necesario.

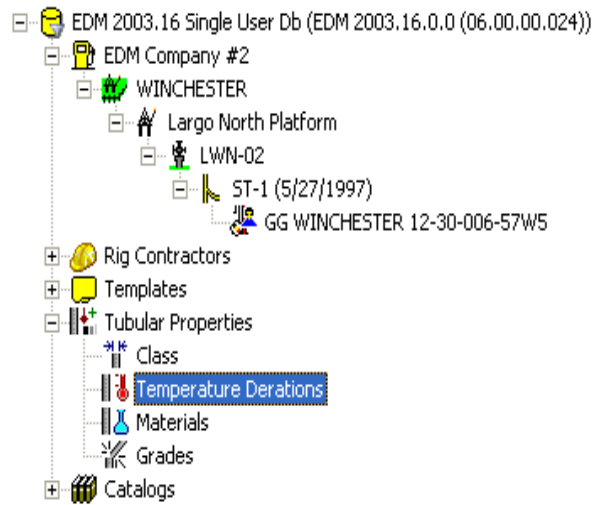


Figura 5 Archivo para introducir las propiedades tubulares

- Revisar y actualizar el inventario de tubería
- Especificar la configuración de la sarta
- Presentar el análisis del diseño triaxial

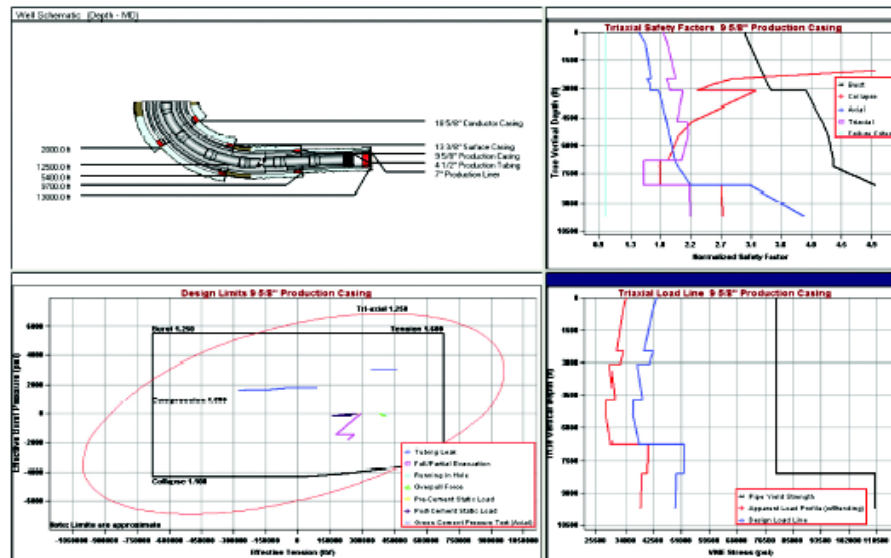


Figura 6 Análisis de las fuerzas triaxial

- Guardar el diseño

StressCheck es usado para determinar el peso apropiado de la tubería de revestimiento y el grado para cumplir con los requerimientos del entorno del agujero a través de toda la vida del pozo.

### Procedimiento para utilización del wellplan:

- Crear un Caso de un Diseño de Casing
- Seleccionar una plantilla de trabajo (Worksapce) del catálogo disponible.

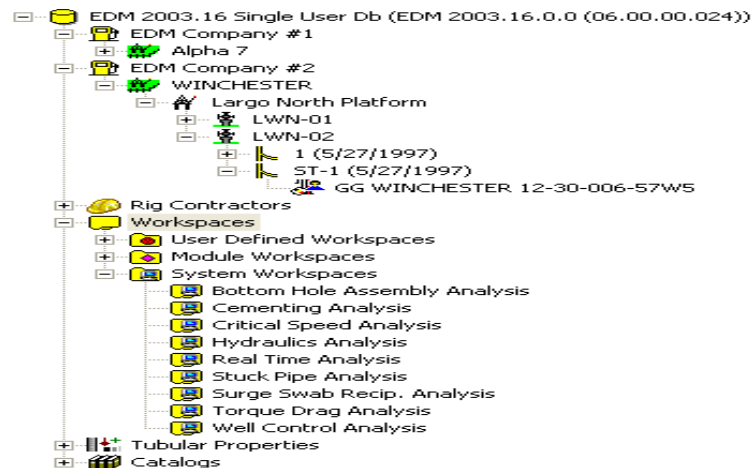


Figura 7 Abre el archivo Sistema de Plantillas (Workspace) para análisis de torque y arrastre

- Seleccionar la sarta de tubería de revestimiento diseñada con StressCheck en la Sección del Hueco, si aplica.

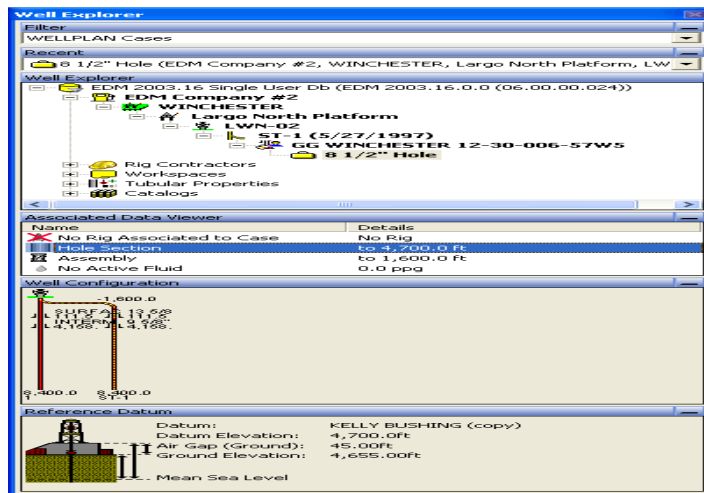


Figura 8 Diseño selección de sarta y configuración de pozo

- Introducir o importar (de los catálogos de usuario) la sarta de trabajo
- Activar el fluido (perforación o completación, según el caso.) Se puede usar el catálogo del sistema o los catálogos del usuario.
- Presentar los Análisis Normales de Torque y arrastre

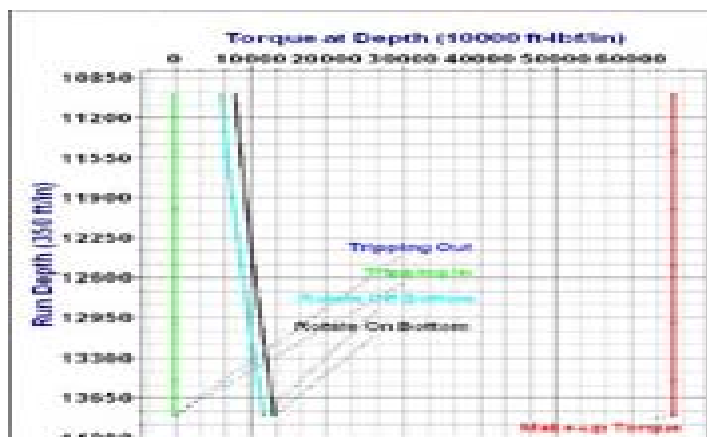


Figura 9 Análisis de torque y arrastre con respecto a la profundidad

- Presentar los Análisis Hidráulicos

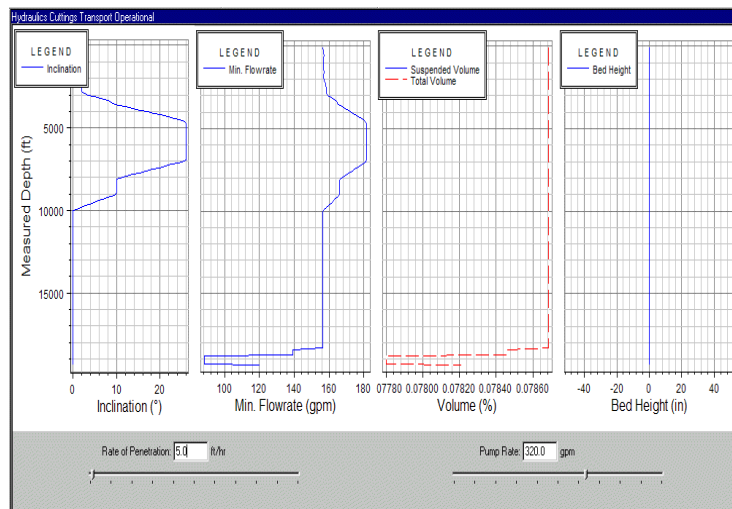
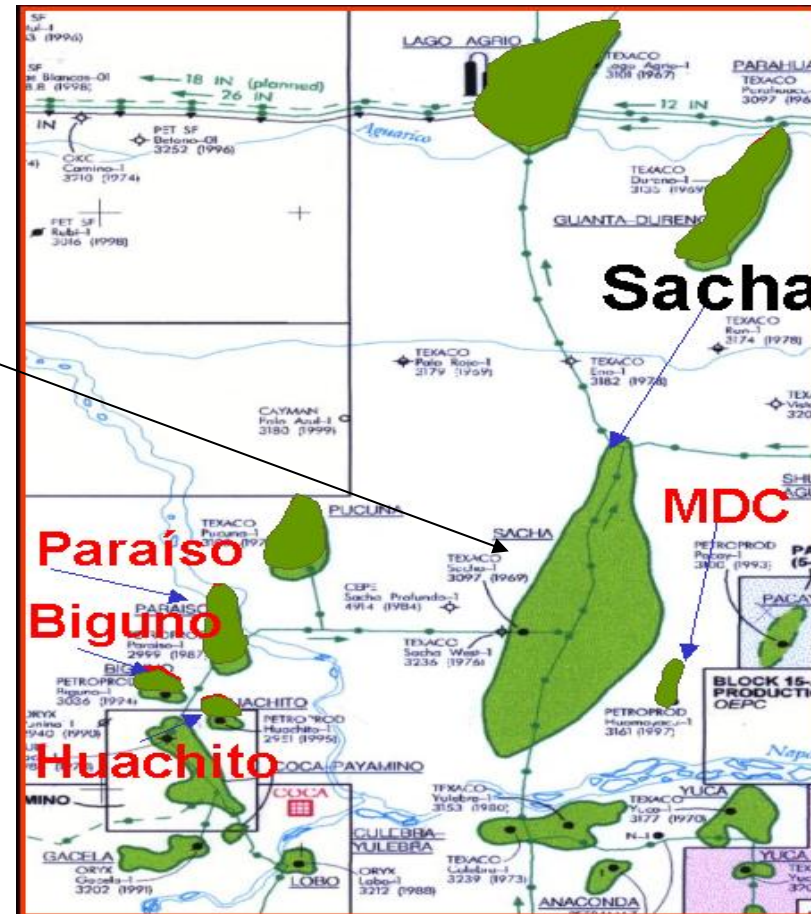
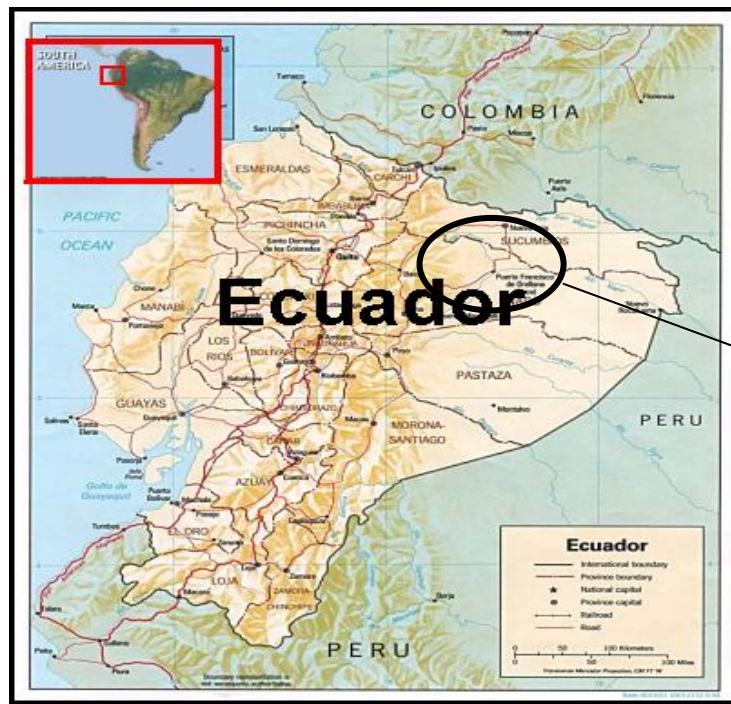


Figura 10 Análisis del comportamiento del pozo

- Presentar los Análisis de Pistoneo (Surge)

# Anexo IV

## LOCALIZACION DEL CAMPO SACHA





## Anexo V

Configuraciones del BHA del Pozo Sacha-169D  
11 BHA utilizados para la perforación 2 para pesca

### Sección 1 13 3/8"

BHA # 1	Descripción	OD MAX	ID	LONG.(Pie)	BHA LISO
1	BROCAS TRICONICAS 16"	16.00		1.35	BROCA TRICONICA 1R TIPO EMS11GC
1	BIT SUB	8.00	3.00	1.97	
3	DC 8"	8.00	2.81	87.93	
1	X.O. 6 5/8" REG x 4 1/2" IF	7.25	3.25	1.52	
8	HWDP 5"	5.00	3.00	241.27	
1	MARTILLO	6.50	2.75	20.00	
6	HWDP	5.00	3.00	181.34	
BHA # 2	Descripción	OD MAX	ID	LONG.(Pie)	BHA LISO
1	BROCA PDC#2 DE 16"	16		0.95	BROCA PDC#2 2R TIPO RSX519S
1	A962M5630SP ( 1.5 DEG.)	15.75	7.88	26.92	
1	FLOAT SUB	7.63	2.81	2.14	
1	PONY MONEL	7.88	2.88	7.85	
1	14 5/8" STB	14.63	3.13	6.89	
1	PONY MONEL	7.50	2.94	4.33	
1	MWD	8.41	4.38	27.98	
1	MONEL	8.25	2.81	30.81	
2	D.C.	8.25	2.81	58.69	
1	X.OVER	8.25	2.81	1.52	
8	HWDP	5.00	3.00	241.24	
1	HIDRAULIC JAR	6.50	2.75	20.00	
12	HWDP	5.00	3.00	362.28	
BHA # 3	Descripción	OD MAX	ID	LONG.(Pie)	BHA LISO
1	BROCA PDC #2 DE 16"	16		0.95	BROCA PDC#2 2R TIPO RSX519S
1	A962M5630SP ( 1.5 DEG.)	15.75	7.88	26.92	
1	FLOAT SUB	7.63	2.81	2.14	
1	PONY MONEL	7.88	2.88	7.85	
1	14 5/8" STB	14.63	3.13	6.89	
1	PONY MONEL	7.50	2.94	4.33	
1	MWD	8.41	4.38	27.98	
1	MONEL	8.25	2.81	30.81	
2	D.C.	8.25	2.81	58.69	
1	X. OVER	8.25	2.81	1.52	
8	HWDP	5.00	3.00	241.24	
1	HIDRAULIC JAR	6.50	2.75	20.00	
12	HWDP	5.00	3.00	362.28	
BHA # 4	Descripción	OD MAX	ID	LONG.(Pie)	BHA LISO
1	BROCA TRICONICA 16"	16"		1.35	
1	BIT SUB	8.63	3.13	1.96	
1	DRILL COLLAR	8.00	2.94	29.52	
1	STABILIZER	15.75	2.75	7.22	
1	DRILL COLLAR	8.00	2.94	29.17	
1	CROOS OVER	7.25	3.25	1.52	
8	H.W.D.P.	5.00	3.00	241.27	
1	HIDRAHULIC JAR	6.50	2.75	17.95	
12	H.W.D.P.	5.00	3.00	363.60	

Los BHA 5 y 6 no se encuentran en este anexo porque fueron BHA de pesca y no había información disponible en las fuentes consultadas

**Sección 2**

9 5/8"

<b>BHA # 7</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.(Pie)</b>	
1	BROCA # 3 PDC 12 1/4"	8.00	3.25	0.93	
1	MOTOR DE FONDO ( 1.5 DEG )	8.25	6.25	27.11	BROCA # 3 TIPO RSX 619M
1	FLOAT SUB	7.97	3.00	2.38	
1	STABILIZER 12 1/8"	8.00	2.81	5.35	
1	PONY MONEL	8.06	2.81	9.86	
1	TELESCOPE	8.41	5.90	28.72	
1	MONEL	8.06	2.88	29.70	
1	X. OVER	8.25	2.81	1.43	
8	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	240.78	
1	HIDRAULICA JAR	6.50	2.75	20.03	
12	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	362.78	
<b>BHA # 8</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.(Pie)</b>	
1	BROCA #4 PDC 12 1/4"	8.00	3.25	0.93	
1	MOTOR DE FONDO ( 1.5 DEG )	8.25	6.25	27.13	BROCA # 4 TIPO RSX 192DF
1	FLOAT SUB	7.97	3.00	2.38	
1	PONY MONEL	8.06	2.81	9.86	
1	STABILIZER 12 1/8"	8.00	2.81	5.35	
1	TELESCOPE (MWD)	8.41	5.90	28.72	
1	MONEL	8.06	2.88	29.70	
1	X. OVER	8.25	2.81	1.43	
8	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	240.78	
1	HIDRAULIC JAR	6.50	2.75	20.03	
12	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	362.78	
<b>BHA # 9</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.(Pie)</b>	
1	BROCA #5 TRICONICA	8.00	3.25	1.12	
1	MOTOR DE FONDO ( 1.5 DEG )	8.25	6.25	27.60	BROCA # 5 TIPO TC11
1	FLOAT SUB	7.97	3.00	2.38	
1	PONY MONEL	8.06	2.81	9.86	
1	STB. 12 1/8"	8.00	2.81	5.35	
1	TELESCOPE (MWD)	8.41	5.90	28.72	
1	MONEL	8.06	2.88	29.70	
1	X. OVER	8.25	2.81	1.43	
8	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	240.78	
1	HIDRAULIC JAR	6.50	2.75	20.03	
12	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	362.78	
<b>BHA #10</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.(Pie)</b>	
1	BROCA #6 TRICONICA 12 1/4"	8.00	3.25	1.08	
1	MOTOR DE FONDO ( 1.5 DEG )	8.25	6.25	28.06	BROCA # 6 TIPO M4247PDH
1	STABILIZER 12 1/8"	8.25	2.81	5.35	
1	FLOAT SUB	8.25	2.81	2.38	
1	PONY MONEL	8.25	2.81	9.86	
1	TELESCOPE (MWD)	8.25	5.90	28.72	
1	MONEL	8.25	2.81	29.70	
1	X. OVER	8.25	2.81	1.43	
8	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	240.78	
1	HIDRAULIC JAR	6.50	2.75	18.17	
12	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	362.78	

<b>BHA #11</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.(Pie)</b>	
1	BROCA #7 PDC 12 1/4"	8.00	3.25	0.87	BROCA # 7 DE INSERTOS TIPO RSK192DF+OW-83
1	MOTOR DE FONDO ( 1.5 DEG )	8.25	6.25	28.02	
1	STABILIZER 12 1/8"	8.25	2.81	5.35	
1	FLOAT SUB	8.25	2.81	2.38	
1	PONY MONEL	8.25	2.81	9.86	
1	TELESCOPE (MWD)	8.25	5.90	28.72	
1	MONEL	8.25	2.81	29.70	
1	X. OVER	8.25	2.81	1.43	
8	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	240.78	
1	HIDRAULIC JAR	6.50	2.75	18.17	
12	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	362.78	

**BHA CONVENCIONAL PARA VIAJE DE CONTROL**

<b>BHA #12</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.(Pie)</b>	
1	BROCA TRICONICA 6R 12 1/4"	8.00	3.25	1.08	BROCA TRICONICA 6R TIPO M424PDH
1	BIT SUB	8.00	2.81	1.97	
1	DRILL COLLAR	8.00	2.81	29.51	
1	STABILIZER	12 1/8	2.81	6.62	
1	X. OVER	8.00	2.81	3.75	
2	DRILL COLLAR	7.25	2.81	59.92	
8	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	240.78	
1	HIDRAULIC JAR	6.50	2.75	18.17	
12	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	362.78	

**Sección 3**                      7"

<b>BHA #13</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.(Pie)</b>	
1	BROCA PDC 8 1/2"	8.50	2.25	1.00	BROCA # 7 TIPO DSX619S
1	MOTOR DE FONDO ( 1.5 DEG )	8.25	5.50	25.15	
1	STABILIZER 8 3/8"	8.38	5.50	4.73	
1	FLOAT SUB	6.81	3.19	2.44	
1	PONY MONEL 6 3/4	6.81	2.81	10.36	
1	TELESCOPE (MWD)	6.89	5.11	28.03	
1	MONEL	6.81	2.81	29.66	
8	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	240.78	
1	HIDRAULIC JAR	6.63	2.75	18.17	
19	H.W.D.P. 5"	5.00	3.00	574.04	

## Anexo

Configuraciones del BHA del pozo Sacha-221H  
15 BHA utilizados para la perforacion

### Sección 1

13 3/8"

BHA # 1	Descripción	OD MAX	ID	LONG.	BHA LISO	
1	BROCA TRICONICAS	16.00	2.81	1.38	BROCA TRICONICA	
1	BIT SUB	8.00	2.81	1.96		
3	DRILL COLLAR	8.00	2.81	88.11		
1	X-OVER	7.88	2.81	1.72		
5	HWDP	5.00	3.00	155.30		
BHA # 2	Descripción	OD MAX	ID	LONG.	BROCA PDC # 2	
1	BROCA PDC	16.00	3.75	1.50	BROCA PDC # 2	
1	Motor A962M5640XP	9.63	1.28	29.90		
1	Float Sub	8.00	3.02	3.02		
1	Short NMDC	7.50	3.00	10.07		
1	Estabilizador 15 3/4	8.25	2.75	7.58		
1	Short NMDC	7.63	2.88	10.63		
1	Power Pulse	8.25	2.88	27.94		
1	UBHO 8"	8.00	3.63	1.99		
1	NMDC Monel 8"	8.00	2.67	30.35		
2	Drill Collar	8.25	2.81	58.61		
1	Cross Over	8.25	2.81	1.72		
7	HWDP	5.00	3.00	211.13		
1	Martillo Hidraulico 47465138000	6.63	3.13	17.78		
17	HWDP	5.00	3.00	513.24		
BHA # 3	Descripción	OD MAX	ID	LONG.		BROCA PDC # 3 HCM 605
1	Broca PDC	16.00	3.75	1.50		BROCA PDC # 3 HCM 605
1	Motor A962M5640XP	9.63	1.28	29.90		
1	Float Sub	8.00	3.02	3.02		
1	Short NMDC	7.50	3.00	10.07		
1	Estabilizador 15 3/4	8.25	2.75	7.58		
1	Short NMDC	7.63	2.88	10.63		
1	Power Pulse	8.25	2.88	27.94		
1	NMDC Monel 8"	8.00	2.67	30.35		
2	Drill Collar	8.25	2.81	58.61		
1	Cross Over	8.25	2.81	1.72		
7	HWDP	5.00	3.00	211.13		
1	Martillo Hidraulico 47465912	6.63	3.13	18.17		
17	HWDP	5.00	3.00	513.24		
BHA # 4	Descripción	OD MAX	ID	LONG.		
1	Broca PDC	16.00	3.75	1.50		
1	Motor A962M5640XP	17.75	7.88	25.90		
1	Float Sub	8.00	3.02	3.02		
1	Short NMDC	7.50	3.00	10.07		
1	Estabilizador 15 3/4	8.25	2.75	7.58		
1	Short NMDC	7.63	2.88	10.63		
1	Power Pulse	8.25	2.88	27.94		
1	NMDC Monel 8"	8.00	2.67	30.35		
2	Drill Collar	8.25	2.81	58.61		
1	Cross Over	8.25	2.81	1.72		
7	HWDP	5.00	3.00	211.13		
1	Martillo Hidraulico 47465912	6.63	3.13	18.17		
17	HWDP	5.00	3.00	513.24		

## Sección 2

9 5/8"

BHA # 5	Descripción	OD MAX	ID	LONG.	
1	Broca PDC HC605S	12.25	3.25	1.10	BROCA PDC # 4
1	Power Drive 900 AA 12 1/4"	11.80	3.00	13.73	HC 605S
1	Estabilizador 12 1/8"	12.13	2.50	7.10	
1	Float Sub	8.00	3.02	3.02	
1	NMDC 8 1/8"	7.50	3.00	10.07	
1	MWD 825 HF	8.25	5.11	27.76	
1	NMDC 8 1/8"	8.00	2.81	30.35	
1	Cross Over	8.25	2.81	1.72	
19	5" HWDP	6.50	3.00	573.50	
1	Martillo Hidraulico 47465912	6.63	3.13	18.17	
30	5" HWDP	6.50	3.00	901.89	

BHA # 6	Descripción	OD MAX	ID	LONG.	
1	Broca PDC HCR605S	12.25	3.25	1.14	BROCA PDC # 5
1	Power Drive 900 AA 12 1/4"	11.80	3.00	14.50	HCR 605
1	E-Magnetic Reciever STB	12.13	3.43	6.15	
1	Flex NMDC	8.20	3.75	9.64	
1	ARC-8	9.10	2.81	19.39	
1	MWD 825 HF	8.25	5.11	27.42	
1	AND-8	8.75	2.81	21.46	
1	Cross Over	8.25	2.81	1.72	
19	5" HWDP	6.50	3.00	573.50	
1	Martillo Hidraulico 47465912	6.63	3.13	18.17	
30	5" HWDP	6.50	3.00	901.89	

El BHA # 7 no consta en este anexo por no encontrarse en los reportes diarios de perforacion, utilizados como bibliografia.

## Sección 3

7"

BHA # 8	Descripción	OD MAX	ID	LONG.	BHA LISO
1	Broca Triconica	8.50	2.81	0.78	BROCA TRICONICA # 6
1	Bit Sub	6.52	2.94	1.94	ATJ-68
2	Drill Collar	6.25	2.75	59.35	
1	Cross Over	6.25	2.75	1.58	
23	5" HWDP	6.50	3.00	694.37	
1	Martillo Hidraulico 47465912	6.50	3.13	18.17	
26	5" HWDP	6.50	3.00	781.02	

BHA #9	Descripción	OD MAX	ID	LONG.	
1	Broca PDC	8.50	2.25	0.80	BROCA PDC # 7
1	Motor A675M7850XP-BH (1,83°)	6.75	5.50	25.13	HCM506Z
1	ARC-6	6.75	2.81	20.68	
1	MWD	6.75	5.11	28.34	
1	6 3/4 NMDC	6.75	2.81	30.89	
23	5" HWDP	5.00	3.00	694.37	
1	Martillo Hidraulico 47465912	6.50	2.75	18.17	
26	5" HWDP	5.00	3.00	781.02	

<b>BHA # 10</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.</b>	
1	Broca PDC	8.50	2.25	0.80	BROCA PDC # 7
1	PD 675 AA-STB: 8 3/8"	8.38	2.28	12.38	HCM506Z
1	E-Mag Reciever Sub	6.75	2.81	5.74	
1	Flex Pony Monel	6.75	2.81	9.67	
1	ARC-6	7.50	2.81	19.39	
1	MWD	6.89	5.11	27.96	
1	Flex Monel	6.63	3.50	29.58	
23	HWDP	5.00	3.00	694.37	
1	Martillo Hidraulico	6.50	2.75	18.00	
26	HWDP	5.00	3.00	781.02	
<b>BHA # 11</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.</b>	
1	Broca Triconica Insertos	8.50	2.25	0.80	BROCA TRICONICA # 8
1	A675M7850XP-BH: (1,83)	8.38	2.28	25.22	MXL-18DX
1	ARC-6	7.50	2.81	20.68	
1	MWD	6.87	5.11	27.96	
1	Flex Monel	6.63	3.50	29.58	
23	HWDP	5.00	3.00	694.37	
1	Martillo Hidraulico	6.50	2.75	17.78	
26	HWDP	5.00	3.00	781.02	
<b>BHA # 12</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.</b>	
1	Broca PDC	8.50	2.25	0.80	BROCA PDC # 7RR
1	A675M7850XP (1.5°)	8.38	5.50	25.20	HCM506Z
1	ARC-6	7.50	2.81	20.68	
1	MWD	6.87	5.11	27.69	
1	ADN-6 CON ESTABILIZADOR	8.25	2.25	20.55	
23	5" HWDP	5.00	3.00	694.37	
1	Martillo Hidraulico	6.50	2.75	17.78	
26	5" HWDP	5.00	3.00	781.02	
<b>BHA # 13</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.</b>	<b>BHA LISO</b>
1	Broca Triconica	8.50		0.80	BROCA TRICONICA # 9
1	Bit Sub			1.75	ATJ-G8
18	HWDP	5.00	3.00	567.00	

## Sección 4

5"

BHA 14 no consta en este anexo por no existir la informacion completa en los reportes de perforación utilizados como bibliografía

<b>BHA # 15</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD MAX</b>	<b>ID</b>	<b>LONG.</b>	
1	Broca PDC	6.13	1.25	0.70	BROCA PDC # 11
1	PD 475 AA 6"	5.88	1.61	14.77	HCM406Z
1	E-Magnetic Reciever SUB	5.32	2.25	7.28	
1	PERISCOPE 475 (1960)	5.18	2.13	24.98	
1	IMPULSE 20K HIGH FLOW	5.19	2.13	34.98	
1	FLEX MONEL 7601	4.50	2.25	29.27	
18	HWDP 3 1/2"	3.50	2.38	547.30	
54	Drill pipe 3 1/2"	3.50	2.76	1709.93	
9	HWDP 3 1/2"	3.50	2.38	275.22	
1	Martillo Hidraulico 14001377	4.83	2.25	15.45	
33	HWDP 3 1/2"	3.50	2.38	1001.57	
1	Cross Over	6.50	2.13	3.00	
1	Split Valve	6.75	2.88	7.87	
18	HWDP 5"	5.00	3.00	543.26	

# Anexo VI

## Información del pozo Sacha-169D

Well Profile		Casing 9 5/8" N80,47# @ 8603' MD
		Open Hole 8½" @ 10773 pies MD
Drill String	Drill Pipe	5', 19.5 ppf, S-135, NC-50, TJ 6 5/8" x 2¾"
Mud Weight	Drill in Mud	10.1 ppg
Pump Rate*		600 gpm
WOB		10 Kips Perforando / 15 Kips Deslizando
Back reaming*		10 kips
Torque @ bit*		3000 ft lb
Block Weight*		50 Kips
Tripping Speed*	Tripping In / Out	20 ft/min
Friction Factor*	Cased Hole	0.30
	Open Hole	0.40

## Información del pozo Sacha-221H

Well Profile		Liner 9 5/8" k-55,47# @ 9400' MD
		Open Hole 8½" @ 11855 pies MD
Drill String	Drill Pipe	5", 19.5 ppf, S-135, NC-50, TJ 6 5/8" x 2¾"
Mud Weight	Drill in Mud	10.3 ppg
Pump Rate*		600 gpm
WOB		20 Kips Perforando / 20 Kips Deslizando
Back reaming*		20 kips
Torque @ bit*		6000 ft lb
Block Weight*		50 Kips
Tripping Speed*	Tripping In / Out	60 ft/min
Friction Factor*	Cased Hole	0.30
	Open Hole	0.40

## Anexos VII

<b>Costos Estimados del pozo Sacha 169D</b>	
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>MONTO</b>
Localización (Plataforma y piscinas)	43.000
Movilización del taladro	214.468
Costo de perforación	1.150.000
Registros eléctricos	150.000
Trabajo de cementación y cemento	130.000
Control Litológicos	50.000
Servicio de perforación direccional	300.000
Completación y Pruebas	50.000
Torre de Reacondicionamiento de	75.000
Punzonamientos	70.000
Levantamiento Artificial Eléctrico	300.000
Tubería de revestimiento	674.805
Árbol de navidad	60.000
Tubería de Producción 3½"	88.640
Línea de flujo 4½"	100.000
Contingencias	418.310
<b>TOTAL:</b>	<b>3.874.223,00</b>
<b>TOTAL + IVA:</b>	<b>4.339.129,76</b>

Tabla XI Valores estimados por Petroproducción pozo Sacha-169D

<b>Costos Reales de la perforación del pozo Sacha-169D</b>	
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>MONTO/US\$</b>
Supervisión	31.060,42
Movilización	312277,43
Operaciones de taladro	1.486.380,04
Direccional	442.055,61
Lodos	171.615,75
Volqueta + Vacuum	20.650,00
Cimentación	140.792,78
Geología	38.355,00
Árbol de navidad	42.559,00
Tubería de revestimiento 12 3/8"	370.101,06



Liner	52.331,15
Tubería de revestimiento 9 5/8"	64.717,42
Tam Packer	3.394,30
<b>TOTAL:</b>	<b>3.176289,96</b>
<b>TOTAL + IVA:</b>	<b>3.557444,76</b>

Tabla XII Valores reales por Petroproducción pozo Sacha-169D

<b>Costos Reales de la Completación del pozo</b>	
<b>Sacha-169D</b>	
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>MONTO/US\$</b>
Supervisión	6.100,00
Movilización	6.980,87
Operaciones de taladro	258.201,90
T & C	22.366,66
Disparos	16.818,40
Wire Line	9.407,90
Químicos & Químicos Acidificación	23.367,56
Servicios acidificación	9.419,03
EZ Drill 7"	12.812,50
PKR Prueba	3.870,00
Correlación & TCP	9.442,10
Vacuum	374,00
Cementación	31.040,00
Quick Protectors	8.057,20
Servicio De Quick Protectors	638,40
Mantenimiento Protectores	3.029,37
Inst. Protec. & Mid Joints	1.160,80
Spooler	2.416,72
Instalación BES	2.129,40
<b>TOTAL:</b>	<b>427.632,81</b>
<b>TOTAL + IVA:</b>	<b>478.948,75</b>

Tabla XIII Valores reales de completación por Petroproducción pozo Sacha-169D

## Anexo VIII

<b>Costos Estimados del Pozo Sacha-221H</b>	
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>MONTO/US\$</b>
Movilización de taladro	80.000,00
Costo de perforación	1.110.000,00
Registros eléctricos	150.000,00
Trabajo de cementación y cemento	130.000,00
Material de lodos y químicos	150.000,00
Brocas	120.000,00
Análisis de ripios	15.000,00
Servicios de Perforación Direccional	500.000,00
Completación y pruebas	50.000,00
Fluidos de Completación	30.000,00
Torre de Reacondicionamiento	75.000,00
Punzonamiento	40.000,00
Levantamiento Artificial Eléctrico	300.000,00
Tubería de Revestimientos	972.923,18
Tubería de Producción de 3 ½"	121.598,96
Árbol de Navidad	60.000,00
Control de Sólidos	150.000,00
Contingencia	516.543
<b>TOTAL</b>	<b>4.821.065,00</b>
<b>TOTAL + IVA</b>	<b>5.399.592,80</b>

Tabla XV Valores estimados por Petroproducción pozo Sacha-221H

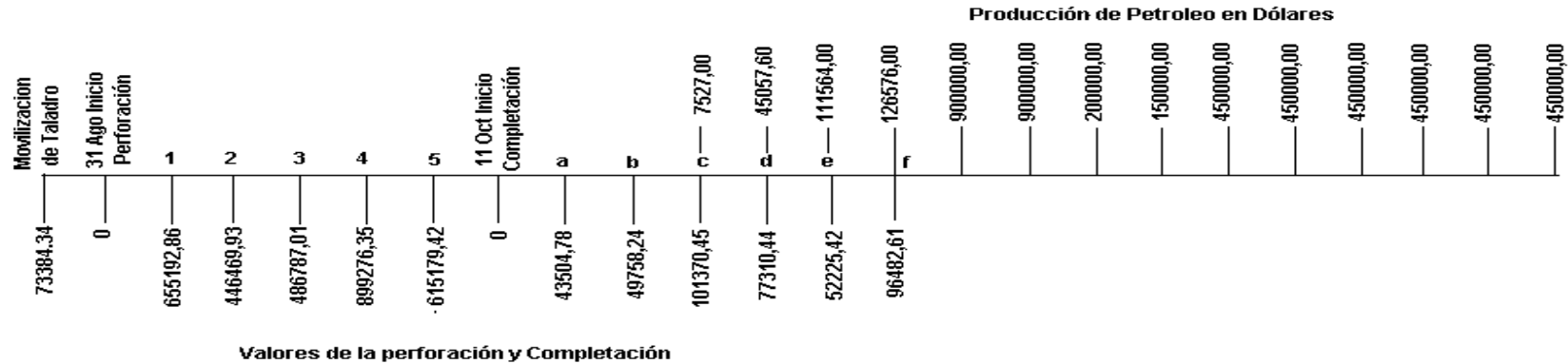
<b>Tabla 6.6 Costos Reales de la perforación del Pozo Sacha-221H</b>	
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>MONTO/US\$</b>
Trasteo	42.222,38
Sup. C/T	51.000,00
Operación del taladro	2.418.037,64
Direccional	1.185.585,81
Vacuum	33.020,00
Gyrodata	134.503,60
Tratamientos de Fluidos	261.992,12
Cementación	139.737,36
Tubería de Revestimiento de 13 3/8	222.551,90
Tam Packer	3.400,80
Colgador	61.600,00
Coiled Tubing	9.651,68
Wireline	7.670,22
Back Off	24.974,27
<b>TOTAL</b>	<b>4.595.947,78</b>
<b>TOTAL + IVA</b>	<b>5.147.461,51</b>

Tabla XVI Valores reales por Petroproducción poso Sacha-221H

<b>Costos Reales de la perforación del Pozo</b>	
<b>Sacha-221H</b>	
ACTIVIDAD	MONTO/US\$
Trasteo	42.222,38
Sup. C/T	37.400,00
Operación del taladro	1.760.441,00
Direccional	1.138.246,01
Vacuum	22.875,00
Gyrodato	71.154,72
Tratamientos de Fluidos	261.992,12
Cementación	139.737,36
Tubería de Revestimiento de 13 3/8	222.551,90
Tam Packer	3.400,80
Colgador	61.600,00
<b>TOTAL</b>	<b>3.761.621,29</b>
<b>TOTAL + IVA</b>	<b>4.213.015,84</b>

Tabla XVIII Valores reales por Petroproducción poso Sacha-221H

## Anexo IX



Los valores presentados en la grafica estan tomados de los reportes de petroproducción del pozo Sacha-169D, están escalonados en periodos de 10 días y la producción de igual manera. La producción real son hasta el literal f y los restantes son asumidos con sus valores dependiendo de la variación de precio que existió desde 20 Noviembre 2008 - 31 enero 2009, con una estimación de la producción para un tiempo futuro con el precio de US\$ 45.

Gastos	Ingreso
-73384,39	75276,00
-655192,86	45057,60
-446469,93	111564,00
-486787,01	126576,00
-899276,35	900000,00
-615179,42	900000,00
-6980,87	200000,00
-43504,78	150000,00
-49758,24	450000,00
-101370,45	450000,00
-77310,44	450000,00
-52225,42	450000,00
-96482,61	450000,00
	450000,00
	450000,00

R = 15%

TIR = 6%

VPN = 7263,20





# BIBLIOGRAFIA

1. Manual de EDM Drilling Database Guide de Landmark Graphics Corporation, Halliburton
2. Manual de WELLPLAN 2003.21.0, Release Notes de Landmark Graphics Corporation, Halliburton
3. Manual de Well Planning Workflow, Landmark Graphics Corporation, Halliburton
4. Manual de Reducción de torque y arrastre, Weatherford
5. Uren- charles-libro de la universidad central
6. Manual de ingeniería de fluidos de perforación- Baker Hughes INTEQ 2-127,2-130
7. Manual de perforación, para perforador y malacatero 361- 362
8. Reportes diarios de Perforación, Petroproducción
9. Manual del Curso Internacional, Diseño de Sarta de Perforación y Perforación Direccional, Ing. Jairo C. Molero, Sinopec Internacional Petroleum Services Ecuador Sociedad Anonima
10. Manual de Diseño de Herramientas para la Perforación Direccional, Weatherford
11. Aplicaciones de torque y Arrastre, Schumberger
12. Petroleum Well Construction, Halliburton, pag 45
13. Manual del Curso Básico de Perforación
14. Manual Drilco de Conjuntos de Perforación , Edicion 1978