

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Diseño de la Trayectoria de Perforación
de un Pozo Direccional en el
Campo Sacha del Oriente Ecuatoriano”**

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Henry David Rey Márquez



CIB-ESPOL

Guayaquil - Ecuador

Noviembre 2004



CIB-ESPOL

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Diseño de la Trayectoria de Perforación de un Pozo
Direccional en el Campo Sacha del Oriente Ecuatoriano”

TESIS DE GRADUACIÓN

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Henry David Rey Márquez

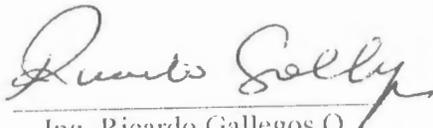
Guayaquil - Ecuador

Noviembre 2004



CIB-ESPOL

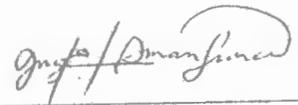
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL.



CIB-ESPOL



Ing. Héctor Román
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Gabriel Colmont
VOCAL.



Ing. Heinz Terán
VOCAL



CIB-ESPOL

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 POLITÉCNICA DEL LITORAL”

AGRADECIMIENTO

Primeramente le agradezco a Dios por que es el que me da la fuerza diaria para vivir. A todas las personas que de una u otra manera me ayudaron en la realización de mi tesis, en especial a los ingenieros de Baker, PETROPRODUCCIÓN, mis profesores de la ESPOL y al ingeniero José María Coronel. Agradezco el apoyo que día a día me dieron mis padres, familiares y mi amada Karina



CIB-ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DEDICATORIA

Le dedico esta tesis de grado a mis padres y hermanos, que siempre confiaron en mí, y durante todo el desarrollo de mi tesis me estuvieron apoyando. Y a mi amada Karina que durante todo este tiempo me acompaño y apoyó en todo



CIB-ESPOL

RESUMEN

El siguiente trabajo consiste en el diseño de una trayectoria de perforación. Para este estudio se acudió a PETROPRODUCCIÓN, los cuales me permitieron hacer mis estudios en el campo Sacha.

Comenzamos definiendo lo que es la perforación direccional; sus aplicaciones; los elementos de un pozo direccional; los tipos de ensamblajes para incrementar, mantener y disminuir el ángulo de desviación del pozo; y los diferentes métodos matemáticos utilizados para modelar la trayectoria de un pozo direccional.

Luego se hace una breve descripción de todas las herramientas utilizadas en perforación direccional, para generar y controlar la desviación del pozo, así como las utilizadas para realizar estudios geomecánicos, dando luego la descripción geológica y litológica del campo Sacha, se define la ubicación del pozo en superficie y su objetivo en profundidad, terminando con un análisis de los revestidores a usar en PETROPRODUCCIÓN.

Por último diseñamos la trayectoria ya con un ejemplo práctico tomando en cuenta todo lo ya anteriormente expuesto, haciendo un análisis de cómo se llega a definir la trayectoria final de perforación y mostrando dicha trayectoria final.

En la tesis usted encontrará todo lo concerniente a perforación direccional y su aplicación con un ejemplo práctico, con el pozo Sacha-140D definiendo la trayectoria más recomendable para su perforación.

INDICE GENERAL

| | Pag. |
|------------------------|------|
| RESUMEN..... | II |
| INDICE GENERAL..... | III |
| ABREVIATURAS..... | IV |
| SIMBOLOGÍA..... | V |
| INDICE DE FIGURAS..... | VI |
| INDICE DE TABLAS..... | VII |
| INDICE DE PLANOS..... | VIII |
| INTRODUCCIÓN..... | 1 |



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO 1

I. FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA CONSTRUIR UN POZO

| | |
|---|----|
| DIRECCIONAL..... | 2 |
| 1.1 Definición de la Perforación Direccional..... | 2 |
| 1.2 Tipos de Pozos y Perfiles de Pozos Direccionales..... | 3 |
| 1.2.1 Perfiles de Pozos Direccionales | 3 |
| 1.2.2 Aplicaciones de Pozos Direccionales..... | 5 |
| 1.3 Componentes de los Perfiles de Pozos Direccionales..... | 8 |
| 1.4 Ensamblaje de Fondo Para Construir Curvatura..... | 12 |
| 1.4.1 Ensamblaje de Fondo Para Incrementar Inclinación..... | 23 |
| 1.4.2 Ensamblaje de Fondo Para Mantener Inclinación..... | 26 |

| | |
|---|----|
| 1.4.3 Ensamblaje de Fondo Para Reducir Inclinación..... | 28 |
| 1.5 Métodos Para Calcular la Trayectoria de un Pozo | 30 |
| 1.5.1 Tangencial..... | 32 |
| 1.5.2 Angulo Promedio | 34 |
| 1.5.3 Radio de Curvatura..... | 35 |
| 1.5.4 Curvatura Mínima o Arco Circular | 36 |

CAPITULO II.

2. HERRAMIENTAS USADAS EN PERFORACIÓN

| | |
|--|-----------|
| DIRECCIONAL | 39 |
| 2.1 Componentes Tubulares..... | 39 |
| 2.1.1 Piezas que Integran la Sarta de Perforación..... | 40 |
| 2.1.2 Herramientas Para Cambio de Dirección e Inclinación del Pozo..... | 47 |
| 2.2 Motores de Fondo..... | 52 |
| 2.3 Registradores de Hueco..... | 56 |
| 2.3.1 Power Drive..... | 56 |
| 2.3.2 Power Pulse | 60 |
| 2.4 Herramientas Utilizadas Para Realizar estudios geomecánicos | 62 |
| 2.4.1 Registro de Propiedades Mecánicas LMP..... | 62 |
| 2.4.2 Análisis de estabilidad del hoyo BIAS..... | 69 |



CIB-ESPOL



| | |
|------------------------------------|----|
| 2.5 Brocas..... | 72 |
| 2.5.1 Barrenas de perforación..... | 73 |
| 2.5.2 Tipos de Barrena..... | 74 |
| 2.5.3 Brocas Tricónicas..... | 76 |
| 2.5.4 Brocas Compactas (PDC)..... | 77 |

BIBLIOTECA FICT,
ESPOL

CAPITULO III.

3. INFORMACIÓN BÁSICA REQUERIDA PARA DISEÑAR

LA TRAYECTORIA DE UN POZO DIRECCIONAL EN EL CAMPO

| | |
|--|----|
| SACHA | 79 |
| 3.1. Datos Geológicos y de Reservoirio del Campo Sacha..... | 79 |
| 3.1.1 Ubicación Geográfica..... | 80 |
| 3.1.2 Estructuras y Evolución..... | 80 |
| 3.1.3 Ambiente Depositional..... | 81 |
| 3.1.4 Reservas | 82 |
| 3.1.5 Estado de los Pozos | 83 |
| 3.2 Litología y Características de los Reservoirios del Campo Sacha..... | 84 |
| 3.3 Estudio de Geomecánica | 88 |
| 3.4 Información requerida..... | 92 |
| 3.5 Ubicación del Pozo en Superficie y Objetivo en Profundidad..... | 95 |
| 3.6 Diámetros y Revestidores del Hueco..... | 97 |

CAPITULO IV

4. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA 105

 4.1 Procedimiento..... 105

 4.2 Información Básica del Pozo..... 108

 4.3 Diseño del Perfil del Pozo..... 109

CAPITULO V.

5. BREVE ANÁLISIS ECONÓMICO (Tiempo de Recuperación

de La Inversión)..... 121

 5.1 Costo Total del Pozo..... 122

 5.2 Análisis del Costo de Perforación..... 124

CAPÍTULO VI.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....127

ANEXOS.

BIBLIOGRAFÍA.



CIB-ESPOL

ABREVIATURAS

| | |
|-------|---|
| EDF | Ensamblaje de Fondo |
| TVD | True Vertical Depth |
| PT | Profundidad Total |
| Hs | Horizontal Section |
| KOP | Pick Off Point |
| Vs | Vertical Section |
| DH | Desplazamiento Horizontal |
| FL | Fuerza Lateral |
| PSB | Peso Sobre la Broca |
| RPM | Revoluciones Por Minuto |
| MWD | Measurement While Drilling |
| LT | Largo de la Tangente |
| DOR | Drop off Rate |
| PM | Profundidad Medida |
| NNE | Nor Noreste |
| SSO | Sur Sureste |
| LMP | Logging Mechanicals properties, Registro de Propiedades Mecánicas |
| BIAS | Borehole Integrity Analysis, Analisis de Integridad del Hoyo |
| TR | Tubería de Revestimiento |
| R/C | Resistencia/Carga |
| DP | Drill Pipe |
| HWDP | Heavy Weight DP |
| DC | Drill Collar |
| SDC | Short DC |
| NMDC | Non Magnetic DC |
| SNMDC | Short NMDC |
| RR | Roller Reamer |
| BOP | Blow Up Preventor, Preventor de Reventones |
| BOS | Bent Orienting Sub |
| BU | Bias Unit, Unidad de Transmisión |
| CU | Control Unit, Unidad de Control |
| D&I | Dirección e Inclinación |
| GOR | Gas Oil Relation, Relación Gas Petróleo |
| STB | Stock Tank Barrel |
| Sup. | Superior |
| Inf. | Inferior |
| Az. | Azimut |
| PLH | Pasa límite Horizontal |
| SDO | Star Drop Off, Inicio de la Caída del Ángulo. |
| BUR | Build Up Rate, Vlocidad de Incremento del Ángulo |
| AM | Ángulo Máximo |



CIB-ESPOL

SIMBOLOGÍA

| | |
|----------|--|
| I | Momento Axial de Inercia |
| J | Momento Polar de Inercia |
| E | Módulo de Young |
| BC' | Factor de Corrección de Boyantes |
| P | Densidad |
| Wm | Peso del Lodo |
| Wc | Peso de los DC en el aire |
| α | Angulo de Inclinación |
| PB | Carga axial o compresional sobre la broca |
| l | Fuga del DC con respecto a la broca |
| Pc | PB=WOB |
| N/S | Desplazamiento Norte o Sur |
| E/O | Desplazamiento Sur Oeste |
| 01 | Desviación inicial, método del ángulo promedio |
| 02 | Desviación final, método del ángulo promedio |
| Ø1 | Azimut Inicial, método del ángulo promedio |
| Ø2 | Azimut Final, método del ángulo promedio |
| PVR | Profundidad Vertical Recorrida |
| DL | Severidad de Pata de Perro |
| FR | Factor de Radio. |
| PEST | Resistencia al entallamiento |
| d | Diámetro Nominal |
| t | Espesor Nominal |
| RT | Resistencia a la Tensión |
| de | Diámetro exterior |
| di | Diámetro interior |
| Pg | Pulgadas |
| In | Pg, inches |
| dbit | Diámetro de la broca |
| dDC' | Diámetro de los DC |



CIB-ESPOL

ÍNDICE DE FIGURAS



| | | Pag. |
|-------------|--|------|
| Figura 1.1 | Diseño tipo S, y sus características..... | 3 |
| Figura 1.2 | Diseño tipo J, y sus características..... | 4 |
| Figura 1.3 | Diseño tipo HORIZONTAL, y sus características..... | 4 |
| Figura 1.4 | SIDETRACK, uso inicial de los pozos Direccionales..... | 5 |
| Figura 1.5 | Uso de un pozo direccional para llegar a locaciones inaccesibles... | 5 |
| Figura 1.6 | Uso de un pozo direccional para evitar domos salinos..... | 6 |
| Figura 1.7 | Uso de un pozo direccional para exploraciones múltiples desde una misma locación..... | 6 |
| Figura 1.8 | Uso de un pozo direccional para perforar de tierra a mar..... | 7 |
| Figura 1.9 | Perforación de pozos múltiples desde una misma locación..... | 7 |
| Figura 1.10 | Uso de un pozo direccional para evitar líneas de falla..... | 8 |
| Figura 1.11 | Uso de un pozo direccional como pozo de alivio..... | 8 |
| Figura 1.12 | Elementos componentes de un pozo direccional..... | 10 |
| Figura 1.13 | Datos adicionales de un pozo direccional..... | 11 |
| Figura 1.14 | Azimut y Vs | 12 |
| Figura 1.15 | Cuadrante..... | 12 |
| Figura 1.16 | EDF Sencillo y Complejo..... | 12 |
| Figura 1.17 | EDF Que genera un Fuerza lateral negativa..... | 13 |
| Figura 1.18 | Graficación de las Fuerzas Laterales que se generan por el peso y Diseño del EDF..... | 15 |
| Figura 1.19 | Representación del momento de Inercia en la tuberías de Perforación..... | 15 |
| Figura 1.20 | Rigidez de los DC con respecto el diámetro externo y su material de Diseño..... | 16 |
| Figura 1.21 | Fuerza lateral: a) peso axial cero; b) Peso axial diferente de cero.... | 18 |
| Figura 1.22 | BIIA de un estabilizador..... | 20 |
| Figura 1.23 | BIIA de dos estabilizadores..... | 20 |
| Figura 1.24 | Variación de la FI con respecto a la variación del diámetro de la broca y DC..... | 21 |
| Figura 1.25 | EDF con primer estabilizador de menor diámetro..... | 22 |
| Figura 1.26 | EDF con segundo estabilizador de menor diámetro..... | 23 |
| Figura 1.27 | EDF's usados para incrementar curvatura..... | 24 |
| Figura 1.28 | EDF's para mantener inclinación..... | 26 |
| Figura 1.29 | EDF para mantener curvatura con inclinación de 30° y 12 ¼ Diámetro externo..... | 27 |
| Figura 1.30 | EDF's Utilizados para reducir inclinación..... | 28 |
| Figura 1.31 | EDF para reducir inclinación lentamente..... | 30 |
| Figura 1.32 | Esquema del método tangencial de diseño de trayectoria..... | 33 |
| Figura 1.33 | Como se genera la trayectoria entre dos puntos, con el método del ángulo promedio..... | 34 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Figura 1.34 | Representación del método de Radio de Curvatura..... | 35 |
| Figura 1.35 | Representación del método de curvatura mínima..... | 36 |
| Figura 1.36 | Representación de la trayectoria entre dos puntos con el método de curvatura mínima..... | 37 |
| Figura 2.1 | Elementos de la sarta de perforación: a) Bit Sub; b) Drill Pipe; c) Heavy weight DP; d) Drill Collar liso; e) Drill Collar espiralado f) Martillo Mecánico..... | 42 |
| Figura 2.2 | Estabilizadores..... | 43 |
| Figura 2.3 | Roller Reamer..... | 44 |
| Figura 2.4 | Underreamer..... | 44 |
| Figura 2.5 | String Reamer..... | 45 |
| Figura 2.6 | Bent Sub..... | 45 |
| Figura 2.7 | Orienting Sub..... | 46 |
| Figura 2.8 | Section Mill..... | 47 |
| Figura 2.9 | Proceso de operación de la Cuchara Desviadora..... | 48 |
| Figura 2.10 | Barrena de Chorro..... | 49 |
| Figura 2.11 | Proceso de operación con la barrena de chorro..... | 50 |
| Figura 2.12 | Herramienta Rebel..... | 51 |
| Figura 2.13 | Sustituto de orientación y curvo..... | 52 |
| Figura 2.14 | Ensamblaje de fondo con motor, tipo dirigible..... | 53 |
| Figura 2.15 | EDF con motor, tipo rígido..... | 54 |
| Figura 2.16 | Elementos del motor de fondo..... | 54 |
| Figura 2.17 | Secciones transversal y lateral de un motor..... | 55 |
| Figura 2.18 | Elementos del Power Drive..... | 57 |
| Figura 2.19 | Configuración de ensamblaje del Power Drive..... | 58 |
| Figura 2.20 | Especificaciones del Power Pulse..... | 60 |
| Figura 2.21 | Diagrama de flujo del procesamiento del LMP, para predecir Propiedades mecánicas estáticas..... | 63 |
| Figura 2.22 | Envolvente de falla de Morh construida usando las resistencias estimada con LMP..... | 65 |
| Figura 2.23 | Comparación de los resultados LMP con medidas de Laboratorio..... | 65 |
| Figura 2.24 | Presentación de los resultados por el programa LMP..... | 66 |
| Figura 2.25 | Presentación de datos con LMP, y el análisis de: fracturas, buzamientos y direcciones de fallas. A la derecha representación de una falla conocida como "breakout"..... | 67 |
| Figura 2.26 | Imagen a la izquierda de un hoyo sin fallas y a la derecha con fallas..... | 68 |
| Figura 2.27 | Esquema de el ingreso y salida de datos del BIAS..... | 69 |
| Figura 2.28 | Presentación de la pantalla de BIAS, con círculos de contorno y esfuerzos alrededor del hoyo..... | 70 |
| Figura 2.29 | Varios círculos de contornos para cualquier desviación del pozo y azimut..... | 71 |
| Figura 2.30 | Broca Tricónica..... | 72 |
| Figura 2.31 | Brocas utilizada en perforación..... | 73 |

| | | |
|-------------|---|-----|
| Figura 2.32 | Brocas Tricónicas..... | 76 |
| Figura 2.33 | Diferentes tipos de Brocas: a)Black Diamond; b) Chip Master; c) X-Tend; d) Diamante..... | 77 |
| Figura 3.1 | Representación de los esfuerzos que se manifiestan al perforar un pozo..... | 87 |
| Figura 3.2 | Esquema de los estratos que pasa la tubería y las presiones que soporta..... | 93 |
| Figura 3.3 | Comportamiento térmico de la cedencia..... | 95 |
| Figura 3.4 | Comportamiento del colapso..... | 97 |
| Figura 3.5 | Diseño del revestimiento a utilizar en los pozos Direccionales de PETROECUADOR..... | 100 |
| Figura 4.1 | Columna Estratigráfica Generalizada del Campo Sacha..... | 109 |



CIB-ESPOL

ÍNDICE DE TABLAS

| | Pag. |
|------------|---|
| Tabla 3.1 | Estado actual de todos los pozos en el campo Sacha..... 79 |
| Tabla 3.2 | Estado actual de las reservas en el campo sachá por arena..... 82 |
| Tabla 3.3. | Diámetros de TR y diámetro de brocas correspondientes..... 99 |
| Tabla 3.4. | Geometría a utilizar en los pozos direccionales de PETROECUADOR..... 100 |
| Tabla 4.1 | Parámetros Litológicos por arenas del Campo Sacha..... 107 |
| Tabla 4.2 | Variaciones de las permeabilidades, porosidades y saturaciones por arenas en el Campo Sacha..... 108 |
| Tabla 4.3 | Parámetros de Diseños Direccionales para el Pozo Sacha 140..... 116 |
| Tabla 5.1 | Resumen de costos de perforación del pozo Atacapi 12D..... 122 |
| Tabla 5.2 | Resumen de costos de perforación del pozo Atacapi 10D..... 123 |
| Tabla 5.3 | Costo de los pozos direccionales en PETROECUADOR..... 123 |



CIB-ESPOL



ÍNDICE DE GRÁFICOS

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

| | Pag. |
|--|------|
| Gráfico 1.1 Variación de FL con respecto a la variación del WOB para EDF de 1 y 2 estabilizadores..... | 21 |
| Gráfico 1.2 Variación de FL con respecto a la variación del WOB con 2 estabilizad..... | 22 |
| Gráfico 1.3 Variación de FL con respecto a la variación del WOB con 3 estabilizadores..... | 22 |
| Gráfico 1.4 Fuerza lateral que se genera en los EDF's de la figura 1.27..... | 24 |
| Gráfico 4.1 Vista en Planta de la Trayectoria del Pozo Sacha 140,(Az: 346,21)..... | 118 |
| Gráfico 4.2 Vista transversal del diseño 1 del Pozo Sacha 140..... | 119 |
| Gráfico 4.3 Vista transversal del diseño 5c del Pozo Sacha 140..... | 120 |



CIB-ESPOL

ÍNDICE DE MAPAS

| | | |
|---------|---|----|
| Mapa I | Campo Sacha en Ecuador..... | 80 |
| Mapa II | Campo Sacha, Ubicación y sus límites..... | 81 |



CIB-ESPOL

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es el diseño de la perforación direccional del pozo SACHA-140D del Campo Sacha del Oriente ecuatoriano y su alcance es el diseño de la trayectoria de perforación, sin ahondar en el resto de operaciones que se desempeñan durante la perforación de un pozo, como son registros eléctricos, lodos de perforación, cementación, etc. Este estudio se centra en el diseño de esta trayectoria con el respaldo de dos fuentes fundamentales, la primera son los estudios geomecánicos realizados en el campo Sacha en los pozos SACHA-170 (Vertical), perforado en Septiembre del 2001 y SACHA-182 (Vertical), perforado en Julio del 2004, y la segunda fuente son los reportes de perforación y las “lecciones aprendidas” de los pozos direccionales perforados entre las fechas de los pozos SACHA-170 y SACHA-182 (SA-163D, SA174D, SA-17111, SA173H y SA-175H), adicionando a estas las recomendaciones de los ingenieros de los departamentos de Yacimientos, Geológico y de Perforación de PETROPRODUCCION. El pozo de estudio para esta tesis es el pozo proyectado SACHA-140D, el cual tiene que ser direccional por que el punto objetivo de este pozo, (punto de drenaje en el yacimiento), queda debajo del pueblo de Sacha, más precisamente debajo de la iglesia de la población, por lo que no se podría perforar un pozo vertical, sin ocasionar impactos socio-ambientales irreversibles. Con base en el alcance del estudio, se analizan los parámetros de diseño de la trayectoria direccional, y finalmente con la ayuda de un programa creado en Excel desarrollado en este trabajo, se establece el diseño recomendado de la trayectoria de perforación del pozo SA-140D.



CIB-ESPOL

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA CONSTRUIR UN POZO DIRECCIONAL

1.1 Definición de la Perforación Direccional

El control de la dirección de la perforación es la ciencia de dirigir el pozo a lo largo de un curso preestablecido hasta otro sitio localizado a cierta distancia de la vertical. Definición presentada en el seminario de Perforación Direccional dictado por la compañía de servicios petroleros Schlumberger, en la ciudad de Quito.

También se define a la perforación direccional como: la ciencia y el arte de desviar un pozo a lo largo de un curso planificado desde una locación inicial hasta un objetivo en el subsuelo, ambos puntos definidos en un sistema de coordenadas¹.

En resumen, se puede decir que la perforación direccional es la ciencia de perforar un pozo desde un punto en superficie hasta otro punto en el subsuelo, el cual no se encuentra perpendicularmente debajo del punto de inicio, es decir la trayectoria se aleja de la vertical, por lo cual el pozo es desviado para llegar al objetivo final.

Para ello es necesario planificar un conjunto de operaciones de acuerdo a la geología del campo para poder seguir la trayectoria más conveniente desde el sitio la torre de perforación misma hasta el punto objetivo establecido en el yacimiento, considerando un margen de error aceptable.

1.2 Tipos de pozos y perfiles de pozos direccionales

En general existen tres tipos de pozos en la industria petrolera que son:

Pozos exploratorios. - Como su nombre lo indica sirven para explorar zonas donde todavía no es seguro que haya petróleo².

Pozos de avanzada. - Estos pozos son perforados para determinar la extensión o el tamaño que cubre la zona productora de petróleo².

Pozos de producción o desarrollo. - Son perforados para extraer los hidrocarburos recuperables².

Anteriormente, salvo raras excepciones solo se perforaban pozos verticales, es decir se seguía una línea casi perpendicular desde superficie hasta el objetivo en el subsuelo pero, conforme las necesidades de la industria fueron aumentando y la técnica se fue difundiendo han venido en auge los pozos direccionales o desviados cuyos tipos y perfiles se detalla a continuación.

1.2.1 Perfiles de pozos direccionales². - Los perfiles de pozos direccionales pueden ser de tres formas en general:

Tipo S. - Son pozos los cuales primero se mantienen vertical luego se desvían de la vertical hasta un ángulo máximo y esta inclinación se mantiene hasta cierta profundidad para luego hacer que esta inclinación decaiga hasta que se llega casi

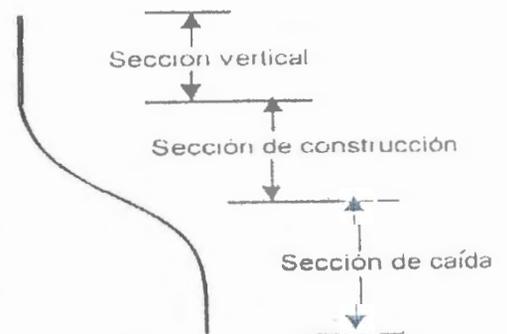


FIG. 1.1 D Diseño tipo S y sus características

a la vertical alcanzando al objetivo final. Su nombre le lleva porque la forma final del pozo es como de una S, así como se puede apreciar en la Figura 1.1.

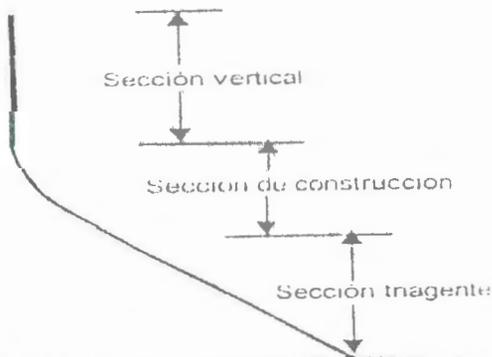


FIG. 1.2. Diseño tipo J, y sus características

Tipo J.- O también conocida como SLANT. Este tipo de trayectoria es parecida a la anterior con la diferencia de que no tiene la parte final de caída del ángulo, lo que se hace es que con el ángulo máximo de desviación de la vertical se llega al objetivo final, como se

puede apreciar en la Figura 1.2

Horizontal.- Este tipo de perfil se diferencia de los anteriores en su parte final porque igualmente se desvía el pozo de la vertical hasta cierto ángulo (el cual ya no es el máximo de desviación) y este se mantiene hasta cierta profundidad. Luego este ángulo se lo va incrementando hasta llegar a los 90° de desviación de la vertical, es decir la horizontal, de donde se deriva su nombre, lo cual se muestra en la Figura 1.3.

Este penetra el yacimiento con 90° o más; este tipo de pozos puede llegar a

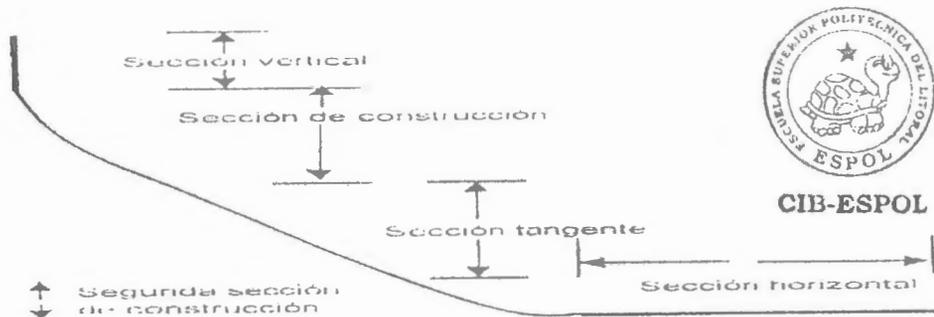


FIG. 1.3. Diseño tipo HORIZONTAL, y sus características



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

producir más que varios pozos verticales ^{juntos} debido a que el parámetro espesor "h", que interviene en las ecuaciones de flujo y que es directamente proporcional al caudal q, es mayor en los pozos horizontales que en los verticales, en los cuales podría ser como máximo el espesor de la arena.

1.2.2 Aplicaciones de los pozos direccionales⁵.- Los pozos direccionales por su facilidad de obtener un alcance horizontal muy grande tienen varias aplicaciones las cuales se detallan a continuación:

- Desvío alrededor de un obstáculo o denominado sidetracking. Este fue el uso original de la técnica de desviación de pozos.

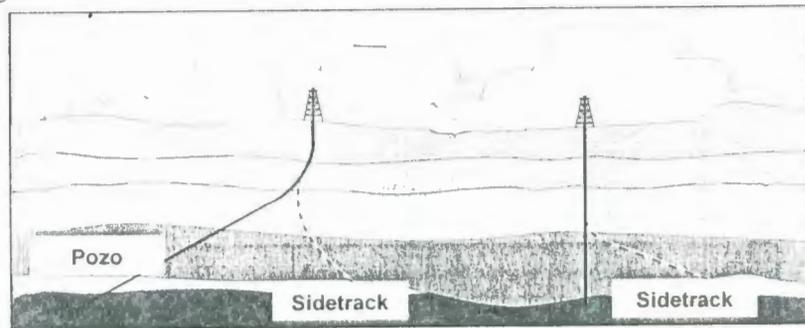


FIG. 1.4. SIDETRACK, uso inicial de los pozos Direccionales

- Para llegar a locaciones inaccesibles sea por que el yacimiento esta debajo de una ciudad, de una zona protegida por regulaciones ambientales o de una zona en la cual haya montañas, cumbres muy pronunciadas etc.



FIG. 1.5.- Uso de un pozo direccional para llegar a locaciones inaccesibles

- Se ha encontrado que los domos salinos son trampas de hidrocarburos en las que los hidrocarburos quedan encerrados debajo de una capa salina impermeable. Un pozo direccional es perforado, como por ejemplo se muestra en la figura 1.6, para llegar a yacimientos de este tipo sin atravesar el domo salino, evitándose así los problemas asociados con la perforación de pozos a través de estos domos.

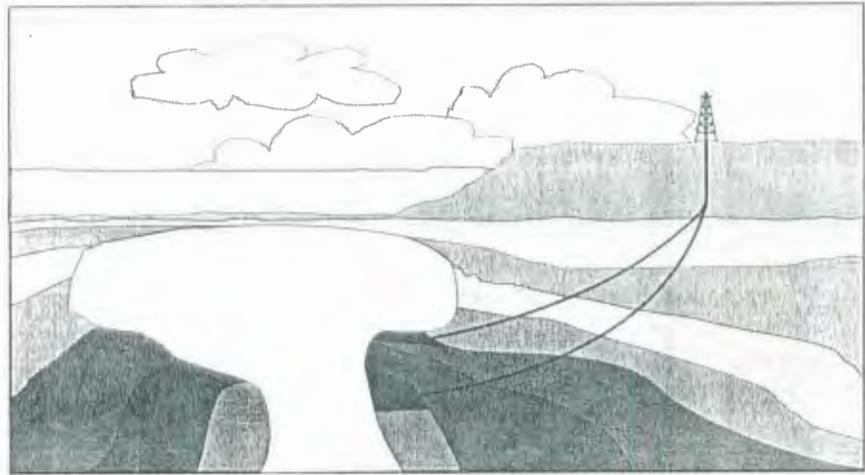


FIG. 1.6.- Uso de un pozo direccional para evitar domos salinos

- Exploraciones múltiples desde un mismo pozo, desviando el pozo original a diferentes profundidades, lo que ayuda a explorar grandes estructuras sin necesidad de perforar completamente un nuevo pozo.

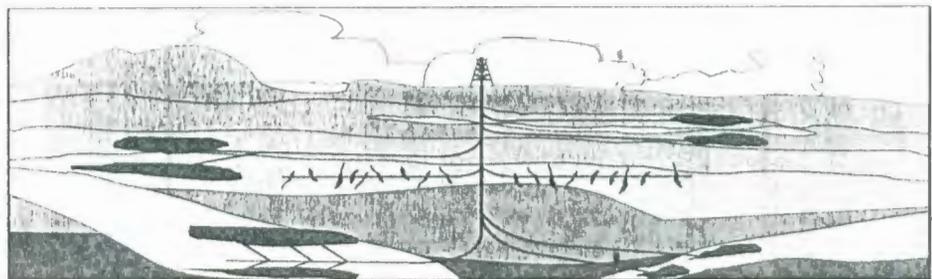


FIG. 1.7.- Uso de un pozo direccional para exploraciones múltiples desde una misma



CIB-ESPOL

- Para realizar perforaciones desde tierra (Onshore) hacia yacimientos debajo del mar (Offshore) lo cual en ciertas ocasiones resulta mas económico.

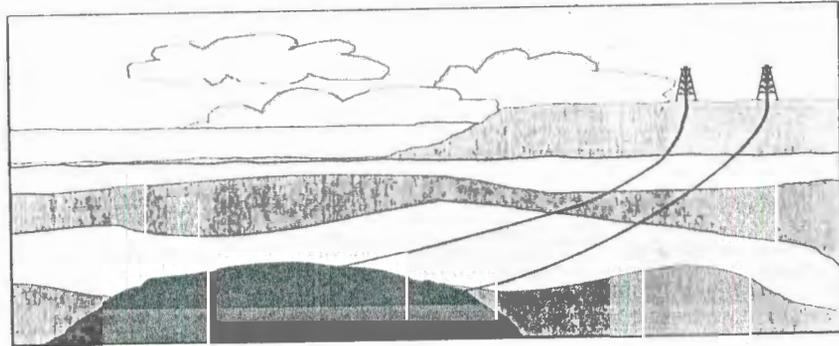


FIG. 1.8.- Uso de un pozo direccional para perforar de tierra a mar

- Para la perforación múltiple de pozos desde una misma locación. El sistema consiste en perforar diferentes pozos desde una plataforma de pozos direccionales, lo cual es lo mas económico para desarrollar un campo sea este sobre tierra o mar.

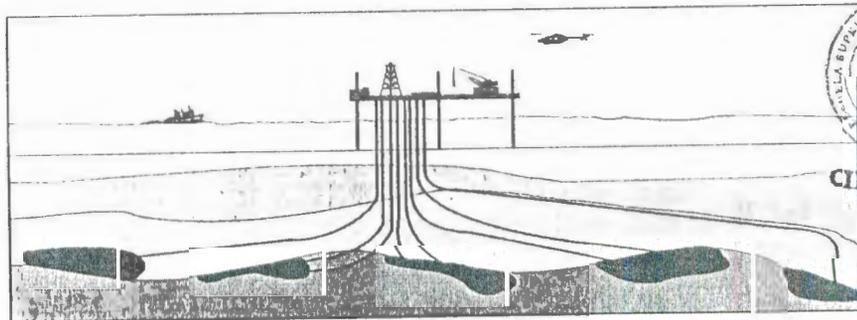


FIG. 1.9.- Perforación de pozos múltiples desde una misma locación



- Para el control de falla. Esta es una aplicación usada para llegar a subsuelos fallados sin pasar por la línea de falla



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

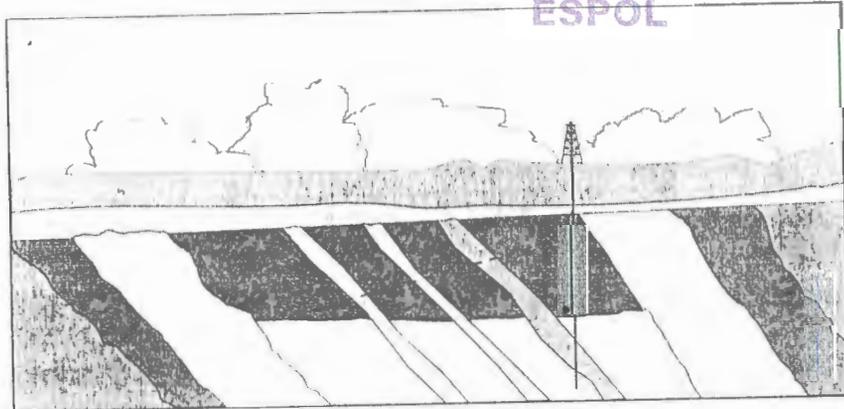


FIG. 1.10. Uso de un pozo direccional para evitar líneas de falla.

- Para perforar pozos de alivio cuando no se pueda controlar algún pozo con problemas

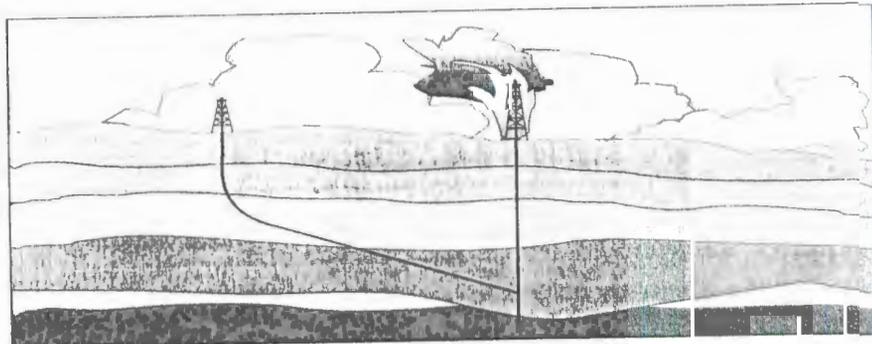


FIG. 1.11. Uso de un pozo direccional como pozo de alivio.



CIB-ESPOL

1.3 Componentes de los perfiles de pozos direccionales².

Para planificar la perforación de un pozo direccional es indispensable tener los datos siguientes proporcionados generalmente por el departamento geológico de la compañía operadora:

- La posición inicial del pozo en la superficie
- La posición final del pozo en el subsuelo (objetivo)
- La profundidad vertical total con respecto al punto inicial, llamada PT (Profundidad Total) o TVD (True Vertical Depth)
- El alcance horizontal total con respecto al punto inicial, llamado Hs (Horizontal section)

Una vez obtenidos estos datos ya se puede planificar la mejor trayectoria de perforación. Para elegir el mejor perfil posible de perforación (detallados en el numeral 1.2), cada uno de estos perfiles tienen los siguientes componentes:

Sección Vertical superficial.- Es la primera parte de la perforación desde el contrapozo de la perforación desde el primer pie perforado hasta que empieza la desviación apartándose de la vertical

Kickoff point (KOP).- Es el punto a una profundidad determinada donde el pozo se empieza a desviar de la vertical, es decir es el final de la sección anterior

Buildup section.- Es la sección en la cual la desviación se incrementa desde un mínimo hasta un máximo, medido en grados de desviación con respecto a la vertical.

Esta desviación comienza en el KOP y se mantiene a una profundidad determinada.

El incremento de la desviación en esta sección se la realiza a una tasa determinada denominada BUR (BuildUp Rate), la cual por lo general se la mide en grados de desviación cada 100 ft. ($^{\circ}/100\text{ft}$).



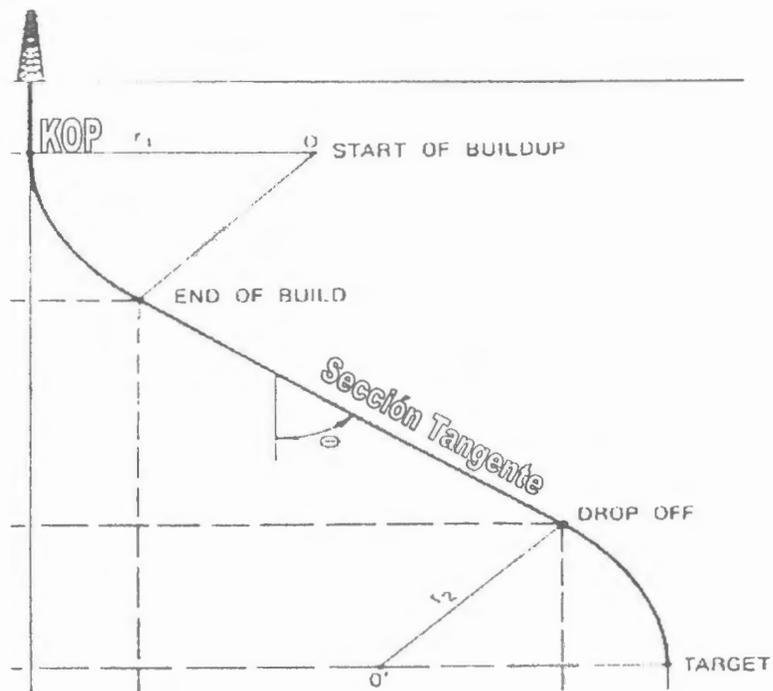
CIB-ESPOL

Sección Tangente.- Es la zona donde se mantiene el ángulo de desviación con respecto a la vertical, el cual es el ángulo máximo de la zona de construcción o buildup .

Inicio de la Caída.- Es el punto donde el ángulo de la zona tangente, el cual se mantiene constante, empieza a descender con respecto a la vertical

Fin de la Caída.- Es el punto donde deja de descender el ángulo y es el final del pozo. Este fin de la caída puede terminar con un ángulo de 0° de desviación o con cierta inclinación; este será el ángulo con el que el pozo atraviese la formación.

En pozos horizontales no se encuentra la zona de caída de la desviación; en lugar



1.12.- Elementos componentes de un pozo direccional.

de esta tenemos una segunda zona de construcción en la cual el ángulo nuevamente empieza a aumentar hasta que alcanza los 90° de desviación y, en algunos casos un poco más siendo estos hasta de 92° , 93° o más.

Finalmente se mantiene este ángulo generando la sección horizontal del pozo que es la zona que atraviesa la zona de pago.

Algunas mediciones importantes que se llevan durante la perforación del pozo, siendo estas:

Profundidad Vertical Verdadera (TVD).- Es la distancia vertical medida desde el inicio del pozo hasta la máxima profundidad que alcanza sin tomar en cuenta ningún tipo de desviación.

Profundidad medida (MD).- Es la longitud de la trayectoria que sigue el pozo direccional desde el inicio del pozo hasta el punto

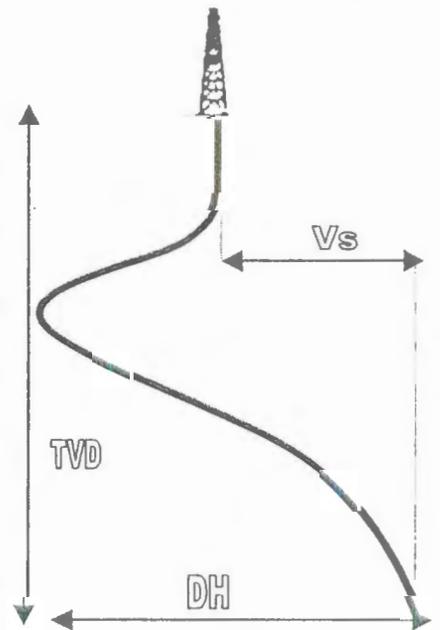


FIG. 1.13 Datos adicionales de un pozo direccional

final perforado, que se lo determina por la longitud de toda la sarta de perforación.

Desplazamiento Horizontal (DH).- Es la máxima distancia horizontal entre dos puntos del pozo, proyectados sobre el plano horizontal o, en otras palabras visto en planta.



CIB-ESPOL

Sección Vertical (Vs).- Es la distancia entre dos puntos a lo largo del pozo proyectados sobre una sección del plano horizontal. Esta medida determina el desplazamiento visto en planta desde el inicio hasta el final del pozo.

Azimut.- Es el ángulo en el plano horizontal medido desde una dirección de referencia (norte), usualmente

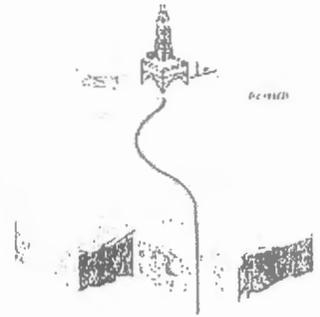


FIG. 1.14 Azimut y Vs

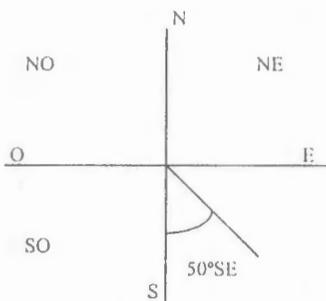


FIG. 1.15 Cuadrante

medido a favor de las manecillas del reloj.

Cuadrante.- Es el ángulo medido en el plano horizontal, tomando como referencia el norte o sur, hacia el este u oeste, definiendo la dirección del pozo, es igual al Azimut pero no pasa de 90°.

1.4 Ensamblaje de fondo para construir curvatura.

En la perforación direccional existen cuatro secciones en las cuales se deben de tener muy en cuenta el tipo de ensamblaje de fondo (EDF).

- Sección Vertical.
- Sección de incremento del ángulo.
- Sección de mantenimiento del ángulo o tangente.
- Sección de caída del ángulo.

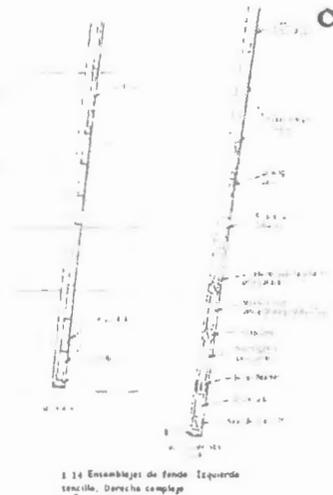


FIG. 1.16 EDF Sencillo y Complejo





BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Nos vamos a centrar en las tres últimas secciones de trayectoria de perforación porque necesitan de EDF especiales, para lo cual se necesita definir algunos conceptos básicos para el arreglo de los EDF direccionales.

Los EDF son parte de la sarta de perforación que afecta la trayectoria del pozo, sus arreglos pueden ser simples constando solo de broca, DC, y DP, o pueden ser complicados constando de broca, DC, estabilizadores, DC no magnéticos, unidad

de telemetría, rimadores martillos, cross overs etc., lo que se muestra en la Figura 1.14.

En el inicio de la perforación direccional el tipo de ensamblaje sencillo fue el mas usado. Después Lubinski y Woods demostraron que el ensamblaje de péndulo podía ser usado para control de desviación. Los EDF de multi estabilizador se volvieron populares para la perforación

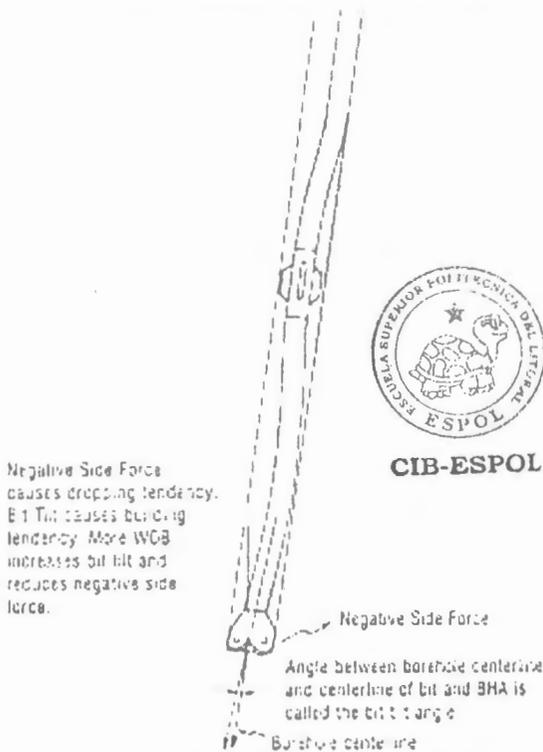


FIG 1.17 EDF que genera una Fuerza Lateral Negativa.

direccional y luego fueron muy efectivos para el control de desviación. Por o que cada día se hacía necesario conocer mejor las propiedades mecánicas de los EDF y su efecto durante la perforación, en especial en pozos desviados, que se requiere de un constante control de desviación⁴.



CIB-ESPOL

Todos los EDF generan una Fuerza Lateral (FL) en la broca lo cual puede hacer que aumente, decrezca o se mantenga el ángulo con respecto a la vertical y así mismo girar a la derecha o a la izquierda. Así mismo como partes del EDF que tienen contacto con el pozo también generan fuerzas laterales sobre formación⁴. Algunas veces este efecto de desgaste excesivo de los componentes tubulares o cortes o desgastes mecánico sobre la formación.

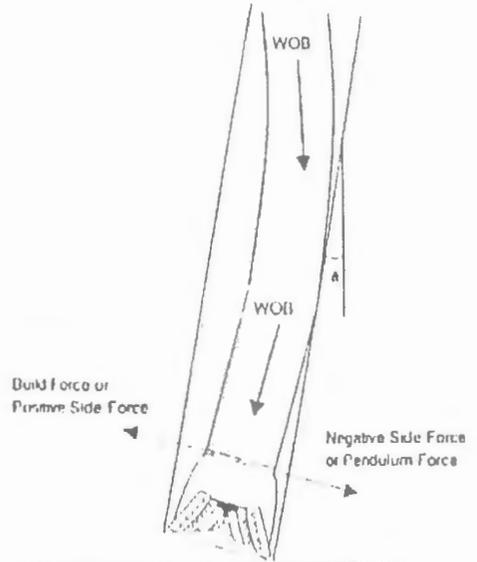
Para un determinado peso sobre la broca (PSB), y velocidad de rotación (RPM) de cualquier EDF las fuerzas y desplazamientos pueden ser determinados con mucha exactitud si las propiedades físicas de cada componente de este son conocidos, lo que nos permitirá determinar la forma, tamaño y trayectoria del pozo. EL ladeo de la broca es otro de los factores mecánicos en los EDF que influyen en la dirección e inclinación de la broca, especialmente en formaciones más suaves.

La curvatura de la línea central de los EDF es transmitida a la broca, causando algún ladeo y movimiento en la dirección de la línea como se muestra en la Figura. 1.15 por lo que mientras más suave la formación el ladeo de la broca controla la trayectoria. Y, por otro lado mientras mas dura la roca la FL controla la trayectoria.

Esta sección presentará los principios que gobiernan el diseño y comportamiento de los EDF. Las propiedades que gobiernan el comportamiento elástico de un EDF simple nos proveerán las bases para el análisis de EDF's mas complejos.

Fuerza Lateral-FL (Side Force- SF).-

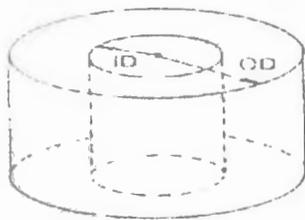
Todos los ensamblajes de fondo generan una fuerza lateral (FIG. 1.18) en la broca la cual permite, en el hueco, incrementar la inclinación (FL positiva), mantener la inclinación, (cero FL, locked EDF) o para disminuir la inclinación, (FL negativa, Péndulo EDF).



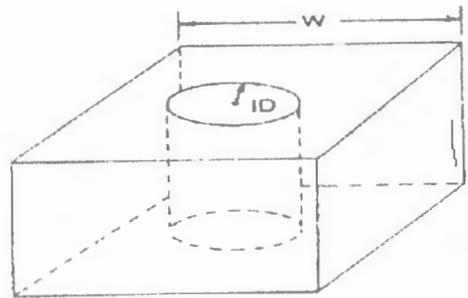
1.18 Graficación de las fuerzas laterales se an por el peso y diseño del BHA

Para determinar el comportamiento elástico y el peso de los DC se necesita

saber el tipo de material que los compone. De la forma y dimensiones de los DC se pueden determinar:



Moment Of Inertia For Round Drill Collars



Moment Of Inertia For Square Drill Collars

FIG 1.19 Representación del momento de inercia en las tuberías de perforación

$I = (\pi/64) * (de^4 - di^4)$Momento Axial de inercia

$J = (\pi/32) * (de^4 - di^4) = 2 * I$Momento Polar de Inercia

Rigidez.- El producto del momento de inercia y del módulo de elasticidad es llamada la rigidez del material⁴. La mayoría de los componentes en los



ensamblajes de fondo (como los DC) pueden ser tratados como cilindros huecos, donde su rigidez puede ser fácilmente calculada de la siguiente forma

Coefficiente de Rigidez = $E \times I$

E = Módulo de Young (lbf/pulg²)

I = Momento de Inercia (pulg⁴)

Cuando un MWD es usado cerca de la broca en el ensamblaje de fondo es esencial conocer la rigidez de este por que de otra manera se generarían "patas de perros" muy diferentes de las que se espera.

El peso en el aire de los componentes de un EDF puede ser determinado si se conoce su densidad, área

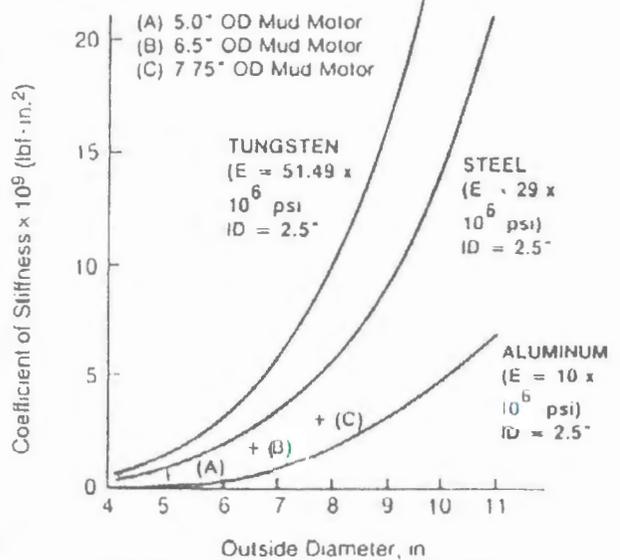


FIG 1.20 Rigidez de los DC con respecto al diametro externo y su material de diseño

transversal y largo, lo cual puede ser poco complicado para algunos DC. Pero determinar el peso en el aire de los otros componentes del EDF como rimadores, estabilizadores, martillos etc. puede ser mas complejo por que la geometría de su sección transversal varía a lo largo de estas y, otro factor que puede dificultar este calculo es el desgaste en el exterior de la herramienta el cual puede no ser uniforme.



CIB-ESPOL

Así mismo cuando el EDF es introducido en un hueco lleno de líquido su peso en el aire es reducido por la boyantes de este. El factor de corrección de boyantes, B_c , puede ser determinado de la siguiente forma:

$$B_c = (\rho - W_m) / \rho$$

ρ : Densidad del metal

W_m : Peso del lodo en unidades consistentes

A Continuación se hará una descripción de los EDF, que se utilizan en la perforación direccional, empezando desde los mas simples hasta los mas complejos, dando una breve explicación de estos describiendo sus características principales.

EDF Slick .- Como ya se dijo fue el primer tipo de ensamblaje usado en perforación, el cual es el mas simple y consta de la broca, lastrabarreras (DC) y tubería de perforación (DP) cual se muestra en la figura 1.21 a.

Este tiene una FL negativa causada por la gravedad que puede ser determinada por la siguiente fórmula:

$$FL = -0.5 * W_c * LT * B_c * \text{Seno}(\alpha)$$

LT = Largo de la tangente

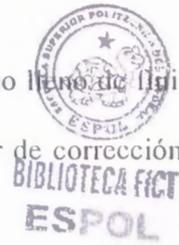
W_c = Peso de los DC en aire

B_c = Factor de boyantes

α = Inclinación

Si un peso axial es aplicado sobre la broca, se genera una componente de fuerza positiva que debe ser considerada⁴.

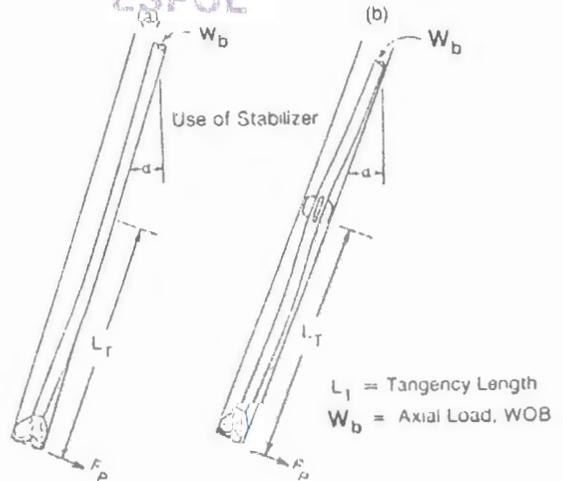
En la Figura 1.21 se presenta en (a) un peso axial de cero, y en el (b) una deflexión de la tubería cuando se aplica peso axial.





BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Para determinar el componente positivo de cualquier EDF se debería estimar el momento de deflexión que se genera en una porción activa (parte del EDF debajo del punto de tangencia) del EDF.



En la siguiente ecuación

presentada por Jiazhi y basada en el método de Timoshenko,

FIG. 1.21 Fuerza lateral: a) peso axial cero; b) Peso axial diferente de cero

“Ecuación de tres momentos”, se muestran ambos componentes positivo y negativo los cuales son función de peso axial aplicado o PB.

$$FL = -0.5 * W_c * LT * BC * \text{Seno}(\alpha) + (PB - 0.5 * W_c * LT * BC * \text{Coseno}(\alpha)) / LT$$

FL: Fuerza Lateral sobre la broca (lbf) (lbf).

PB : Carga axial o compresional sobre la broca (lbf).

l : Radio de luz de los DC (in).

Donde para determinar los valores de l y LT se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$l = 0.5 (d_{bit} - d_{DC})$$

$$LT^4 = (24EI) / (W_c B_c X \text{Sen}(\alpha))$$

Donde:

$$X = 3(\tan(u) - u) / u^3$$

Donde u esta en radianes y dado por:

$$u = (LT/2)(Pc/EI)^{0.5}$$

La carga compresiva en los DC, P_c :

$$P_c = PB - 0.5 * W_c * LT * B_c * \text{Coseno}(\alpha)$$



CIIB-ESPOL

Con lo cual se puede determinar la distancia del punto de tangencia (LT) con respecto a la broca.

Cuando la formación es de suave a media dura, la tendencia de la fuerza lateral no es el único elemento que influye en la dirección e inclinación de la broca, por que la curvatura del EDF cerca de la broca, la broca esta dirigida o ladeada en alguna dirección e inclinación resultante, por las herramientas de inclinación como el Bent housing y el bent sub. La magnitud del ladeo es directamente influenciado por la rigidez de la formación.

EDF de un estabilizador.- Se puede aplicar el mismo tipo de análisis que se aplico en el EDF anterior.

Un estabilizador colocado cerca de la broca causa un aumento del ángulo o FL positiva. En cuanto el estabilizador es movido lejos de la broca entre 30 a 35 ft, se alcanza 0 lbf de FL, el cual es llamado un EDF neutral. Si este es posicionado mas allá de 30 ft, la FL en la broca se vuelve negativa y decrece hasta un máximo

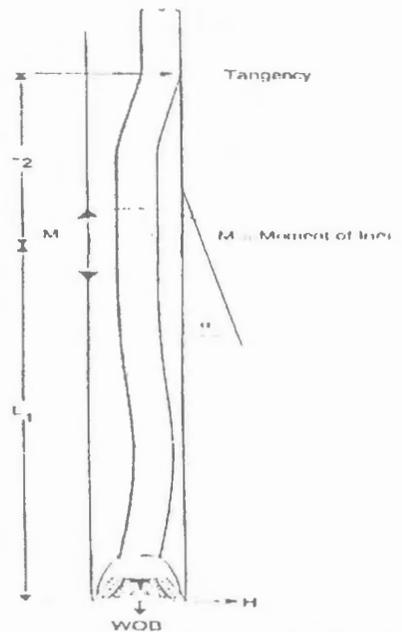


FIG. 1.22. BHA de un estabilizador

valor negativo. Este valor máximo es alcanzado en el punto donde los DC se encuentran entre la broca y el estabilizador. La solución de Jiazhi no puede predecir este punto de tangencia. También existe un punto de tangencia negativo máximo donde la fuerza lateral ocurre cuando el estabilizador se encuentra entre 75 y 85 ft para pesos sobre la broca de 10000 a 60000 lbf. Para este mismo peso ocurre una máxima FI negativa entre 55 y 80 ft. Moviendo el estabilizador cerca de la broca se reduce la fuerza de péndulo⁴.

Ensamblaje de fondo de dos Estabilizador.- Este es un BHA que consta de un

estabilizador cerca de la broca, (3' o 6'), y un segundo estabilizador que se encuentra sobre este. Para un determinado peso sobre la broca, la distancia desde la broca al primer estabilizador la llamaremos L_1 , y entre los dos estabilizadores es L_2 , estas distancias determinan el punto de tangente.

Si el punto tangente ocurre entre la broca y el estabilizador de fondo se produce una fuerza lateral negativa. En el gráfico 1.1 se muestra

los valores de fuerzas laterales entre EDF de un estabilizador y 2 estabilizadores con respecto a la variación del peso sobre la broca (WOB); En el Gráfico 1.2 se muestra como cambia el punto tangente con respecto al cambio de la posición de los estabilizadores⁴.

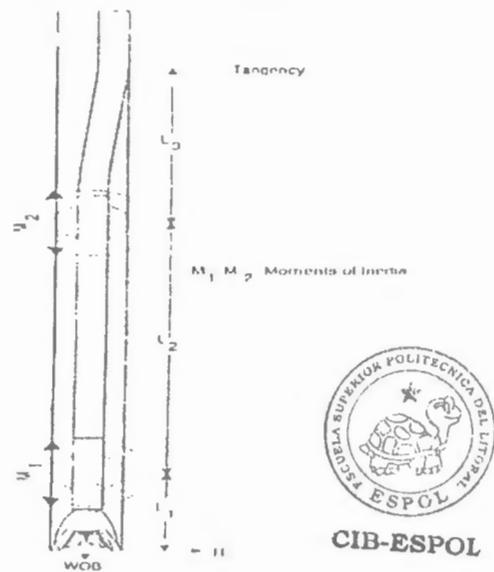
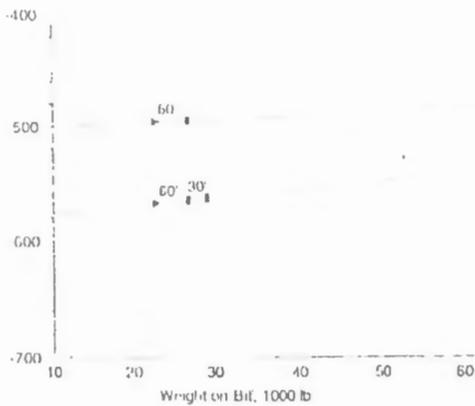


FIG. 1.23. BHA de dos estabilizadores.

en la Figura 1.24 se muestra como cambia el punto de tangencia cuando se varía el diámetro de la broca y de los DC.



Graf. 1.1 Variación de FL con respecto a la variación del WOB para EDF de 1 y 2 estabilizadores

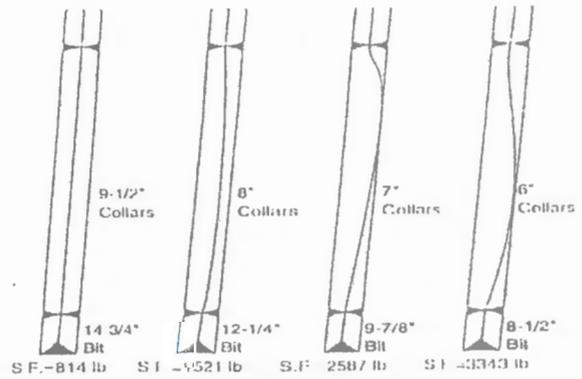


FIG. 1.24 Variación de la FL con respecto a la variación del diámetro de la broca y DC

Ensamblaje de fondo de múltiple Estabilizadores.- La adición de un tercer estabilizador a 30 pies sobre el segundo tiene un gran efecto en la respuesta de un EDF para incrementar la inclinación. En el gráfico 1.2 que se muestra la variación de la inclinación vs. fuerza lateral para 3 EDF de 2 estabilizadores. Y en el gráfico 1.3. se muestra como incrementa esta Fuerza Lateral con la adición de un tercer estabilizador.

En EDF's para mantener curvatura (locked up), el uso de un tercer estabilizador es esencial en caso contrario el comportamiento de este será errático e impredecible. Aunque en EDF's para disminuir inclinación es mas aconsejable usar EDF's de dos estabilizadores.



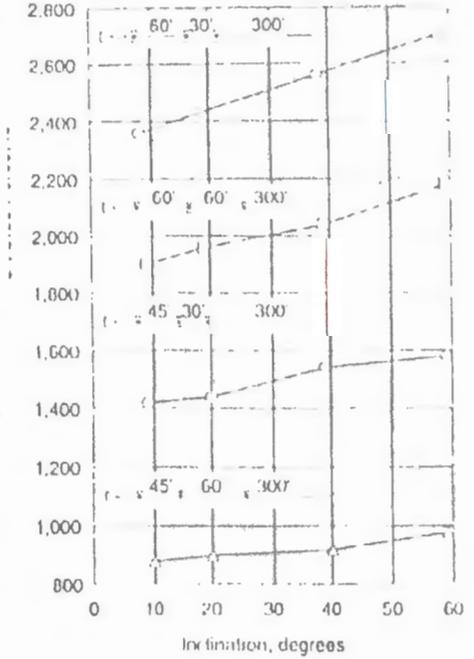
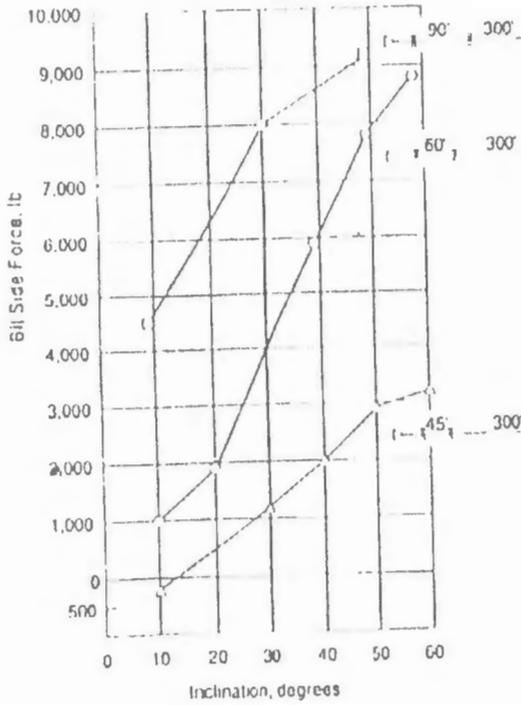
CIB-ESPOL



12 25' hole, 10 lb/gal mud
2.25' x 8" collars
25,000 lb collars

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

12 25' hole, 10 lb/gal mud
2.25' x 8" collars
10' inclination



Graf. 1.2 variación de FL con respecto a la variación del WOB con 2 estabiliz..

Graf. 1.3 variación de FL con respecto a la variación del WOB con 3 estabiliz.

A menos que sea estrictamente necesario es aconsejable limitar el número de estabilizadores a tres por que se mantiene el torque en valores aceptables y se reduce el desgaste mecánico⁴.

Ensamblaje de fondo con Estabilizador de menor diámetro cerca de la broca.- Si se tiene un estabilizador cerca de la broca de menor diámetro entonces la fuerza lateral se reduce, en EDF's para

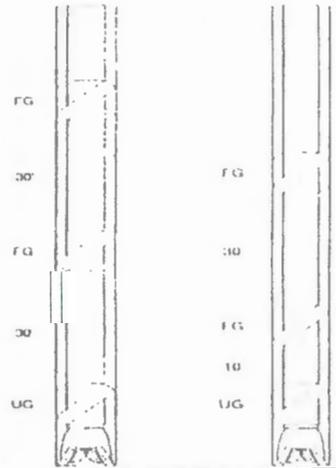


FIG. 1.25 EDF con primer estabilizador de menor diámetro.

el incremento del ángulo se reduce la razón de la inclinación.

En un EDF para mantener inclinación se genera una caída de la inclinación⁴.

Ensamblaje de fondo con segundo estabilizador de menor diámetro.- Si se

pone el segundo estabilizador con un diámetro menor al de la broca se hace

mas fácil generar el punto de tangencia debajo de este, se vuelve fácil construir el

ángulo, y mientras menor es el diámetro del estabilizador mayor es el efecto.

En EDF para mantener la inclinación un segundo estabilizador de menor diámetro es usualmente puesto para lograr la condición de fuerza lateral neta de cero en la broca⁴.

1.4.1 Ensamblaje de Fondo para Incrementar Inclinación.

Una de las partes mas importantes dentro de la perforación direccional es escoger un buen EDF para poder controlar la trayectoria del pozo, especialmente en el momento que se necesita desviar el pozo de la vertical es decir incrementar la inclinación (punto donde empieza la desviación), para esto vamos a estudiar los siguientes ensamblajes de fondo para construir curvaturas.

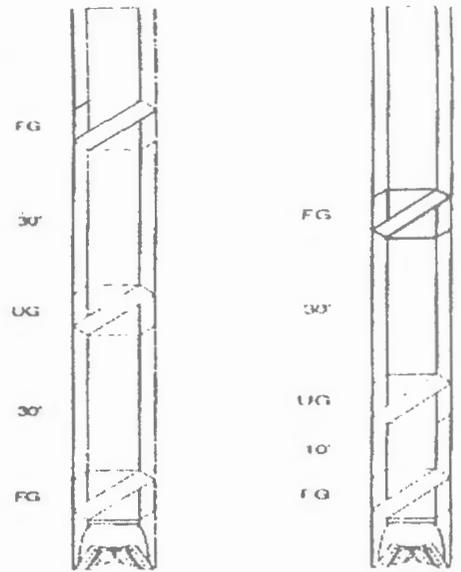


FIG. 1.26 EDF con segundo estabilizador de menor diámetro.

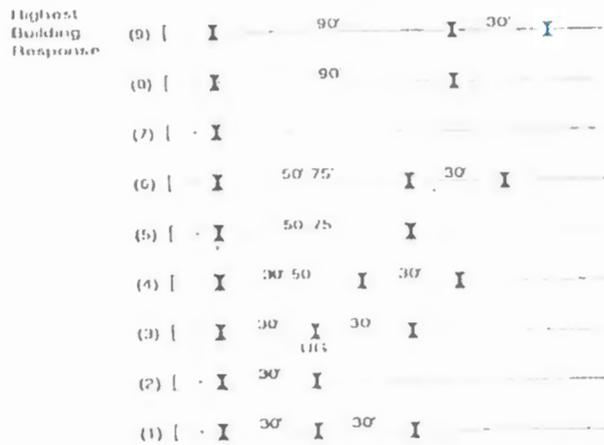
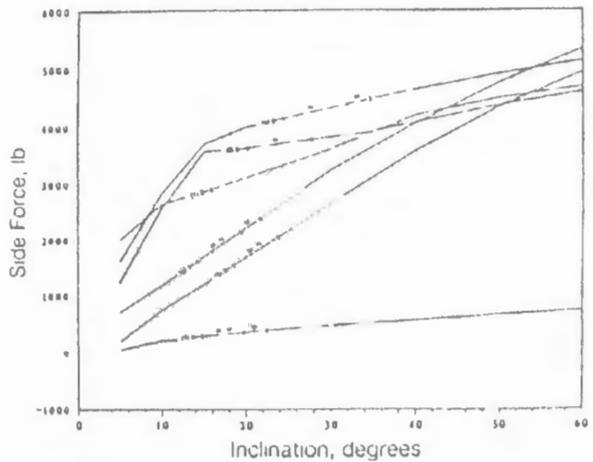


Fig. 1.27 EDF's usados para incrementar curvatura

En la figura 1.27 se muestran EDF comúnmente usados para incrementar la inclinación, con el ensamblaje número 9 se puede alcanzar razones de cambio en la inclinación al rededor de los 5°/100' y mayores, dependiendo de la geología, inclinación, diámetro del hueco, diámetro del DC y de los parámetros de perforación.

En el siguiente gráfico (1.4) se muestra de fuerza lateral (FL) que se genera en los EDF's



número 4,5,6,7,8 y 9 de la figura 1.27 con respecto a la variación de la inclinación.

Graf. 1.4 Fuerza lateral que se genera en los EDF's de la figura 1.27.



CIB-ESPOL

El EDF número 3 es usado para incrementar curvatura, con velocidades ligera a mediana, dependiendo de que tan reducido sea el diámetro de el segundo estabilizador, que responde a el peso del EDF. En cualquier EDF para construir curvatura el estabilizador más cercano a la broca debe de ser del diámetro de esta, mientras más reducido es este, mas crítico se vuelve la perforación.

La razón del incremento de la inclinación, en $^{\circ}/100'$ es muy importante, el máximo por seguridad es alrededor de $5^{\circ}/100'$, si la velocidad para construir curvatura es alta y esto ocurre a poca profundidad, se podrían formar canales en la curva mientras estamos formando la curva, si la curva esta revestida, la tubería de revestimiento se podrían desgastar en la parte mas baja de el hueco que es perforado, lo cual ocurre por la rotación de la tubería en tensión, lo que pasa en el área de alta curvatura. La mayoría de los perforadores ponen su BUR máximo de $3^{\circ}/100'$ o menores.

La rigidez de los DC se incrementan conforme incrementar la velocidad de perforación (ft/hr), lo que genera una disminución en el BUR.

Conforme se incrementa la inclinación se hace mas sencillo construir el ángulo, así si es que se dispone de un MWD se debe de correr un registro durante cada acople de nueva tubería durante la operación de perforación, lo cual le permite al perforador evitar las patas de perro.

El peso sobre la broca (PSB) debe de incrementarse y debe iniciarse a rimar si que se acelera la construcción del ángulo.



Es común usar un mínimo número de DC en el EDF, comúnmente se usan dos paradas de DC, por lo que se mantiene el peso sobre la broca con los HWDP, por lo que se debe de hacer un cálculo de diseño del peso del EDF, tomando en cuenta inclinación, efecto de boyantes , posición del martillo de perforación y factor de seguridad.

1.4.2 Ensamblaje de Fondo para mantener Inclinación.

La segunda parte de la perforación direccional que se tiene que tomar muy en cuenta el tipo de EDF para que cumpla ciertos objetivos para controlar la dirección del pozo es la de mantener un cierto ángulo de inclinación. Llega un momento en que ya no se quiere seguir incrementando el ángulo y tampoco se quiere que este caiga por lo tanto este debe de

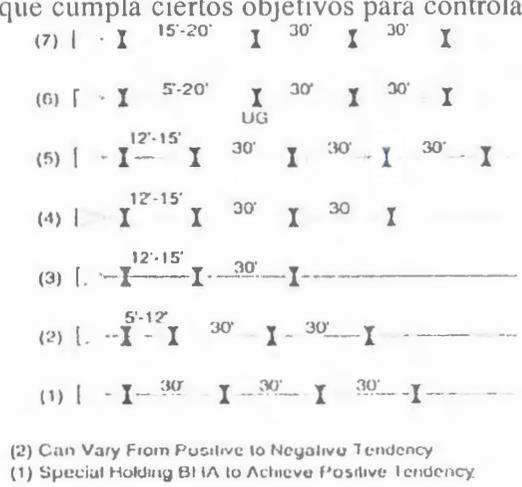


FIG. 1.28 EDF's para mantener inclinación.

permanecer constante, es decir que la fuerza lateral neta sea cero, este tipo de EDF debe ser rígido, esta rigidez de el EDF además ayuda a controlar que la broca no se clave en las paredes.

En la práctica pequeños cambios en la inclinación del pozo pueden ocurrir, con un buen diseño de EDF, sin embargo el objetivo es realizar una completo uso de la broca sin tener la necesidad de sacar toda la tubería



para cambiar el EDF, para lo cual se debe de decir las experiencias en la locación al perforador para poder escoger el mejor EDF.

En la figura se puede apreciar el EDF número 1, el cual puede tener un incremento o una disminución en la tendencia del ángulo. Este tipo de EDF usan DC de 8" en huecos de 17 1/2", en formaciones suaves podría variar el mantenimiento de la inclinación, aunque usando DC en huecos de 12 1/4" podría llevar a un significativo BUR (0,5°-1°/100')

Un EDF típico para mantener curvatura para huecos de 12 1/4" con inclinación de 30° es mostrado en la siguiente figura, si se produce un ligero incremento del ángulo se podría disminuir el segundo estabilizador comúnmente alrededor de 12".



FIG. 1.29 EDF para mantener curvatura con inclinación de 30° y 12 1/4" diámetro.

El perforador debe de disponer de un rango de estabilizadores de menor tamaño que la broca desde 11 1/2" hasta 12 1/8" con incrementos de 1/8".

La respuesta de este tipo de EDF está determinado por los siguientes factores.

- Diámetro del hueco
- Efectos de la formación.



CIB-ESPOL

- La distancia entre los dos estabilizadores de fondo
- Parámetros de perforación.
- Rigidez del DC mas cercano a la broca.
- Diámetro de los estabilizadores

En resumen reduciendo el diámetro del segundo estabilizador da el mismo resultado que dejando el estabilizador normal e incrementando la distancia entre los dos estabilizadores de fondo, pero para propósitos de control de dirección de pozos, el enfoque anterior es el mejor. El juicio que da la experiencia en la selección del EDF es vital para evitarse viajes innecesarios.

1.4.2 Ensamblaje de Fondo para reducir inclinación.

En la siguiente figura se aprecian los diferentes tipos de EDF para disminuir inclinación.

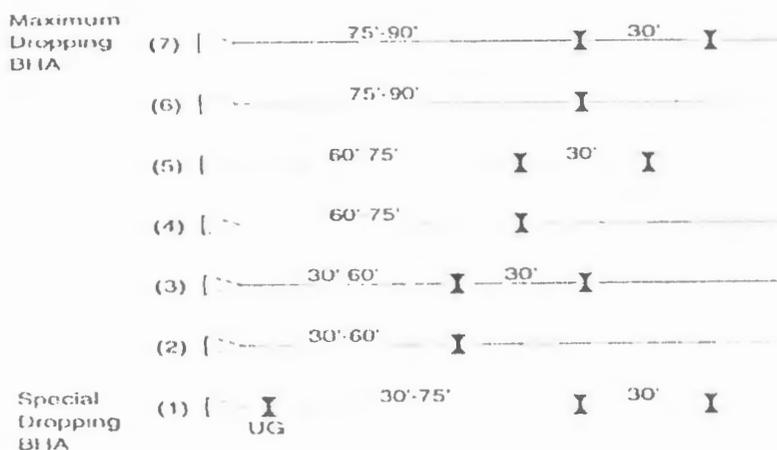


FIG. 1.30 EDF's Utilizados para reducir inclinación.



El EDF número 5 es el mas comúnmente usado para generar una alta velocidad de caída del ángulo ($1,5-4^{\circ}/100'$) es decir en los pozos direccional con perfil "S", con una inclinación planificada de 1° o $2^{\circ}/100ft$ lo cual se hace para disminuir el riesgo de canales y excesivo desgaste en la sarta tubería de perforación.

Una práctica común es empezar la caída del ángulo tempranamente, antes de lo que dice el programa pero con una caída en la inclinación menos agresiva, incorporando al EDF un estabilizador de menor diámetro cerca de la broca (una modificación del EDF número 1).

Una velocidad de caída del ángulo alrededor de: $1^{\circ}-1,5^{\circ}/100ft$ es algunas veces logrado con solo un EDF. Cuando la inclinación ha caído a los 15° (En donde la fuerza de gravedad es mucho menor) un viaje de control es hecho, entonces se usa el EDF número 5 para perforar hasta profundidad total (PT). Esto por supuesto debe ser discutido con la compañía operadora.

La velocidad de perforación usualmente se la disminuye significativamente después de los $8^{\circ}-10^{\circ}$ de inclinación. Cuando el pozo cae a 2° es considerado vertical, pero de todas formas debe de ser controlada la dirección en cada conexión. Y para evitar que se incremente el ángulo se debe rimar en cada conexión.

Hay muy poco control sobre la dirección del hueco cuando se tiene un EDF para disminuir inclinación. Algunas veces el pozo avanza



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

excesivamente cuando se usa una broca triconica durante la caída de inclinación del pozo. El Perforador debería de tener una tolerancia aceptable de error de la dirección del hueco cuando se inicia la caída de inclinación de la trayectoria. Las RPM deben mantenerse altas (esto también ayuda DOR), lo que ayuda a decrecer el ángulo.

Un EDF para mantener la inclinación incorporando un estabilizador de menor diámetro cerca de la broca es conocido como un EDF de semi-



FIG. 1.31 EDF para reducir inclinación lentamente.

caída. Este tipo de EDF es usualmente usado para perforar pozo en J donde el perforador esta "sobre el objetivo" y quiere llegar a este disminuyendo la inclinación lentamente (típicamente usado 0.1° - $0.5^{\circ}/100\text{ft}$). La velocidad de caída de la inclinación alcanzada es determinada por que tan bajo sea el diámetro del estabilizador cerca de la broca con respecto a esta. Uno de los artes del perforador debe escoger el estabilizador correcto para determinada situación para lo cual la experiencia en el campo es indispensable.

1.5 Métodos para calcular la trayectoria del pozo.

Los métodos que se utilizan para modelar la trayectoria de un pozo direccional son matemáticos, los cuales con la aplicación de los principios



CIB-ESPOL

básicos de geometría y trigonometría se puede generar un diseño en forma matemática y gráfica la dirección del pozo.

Estos métodos son generalmente modelados para variar la curvatura cada 100 pies de profundidad medida (Con la sarta de perforación). Y la rapidez de desviación denominada rata de desviación para incrementar o disminuir la inclinación, varía desde 0.5 hasta 10 u 11° cada 100 pies, lo cual depende de los parámetros de perforación y la trayectoria que se quiera seguir

Los modelos matemáticos mas utilizados son²:

- Tangencial
- Ángulo Promedio
- Radio de Curvatura
- Curvatura Mínima o del Arco Circular



C.IB-ESPOL

Para facilitar la explicación de cada método se define:

Rata De Desviación.- Es la desviación en grados con respecto a la vertical por unidad de longitud (grados/ft), comúnmente se la expresa en grados cada 100 ft de perforación, por ejemplo 3°/100ft, 5°/100ft, etc.. Debido a que se perfora por paradas, es decir 3 tubos de perforación, que en conjunto miden aproximadamente 90 ft.

Profundidad Medida (PM).- Es la profundidad que se mide de la trayectoria de la sarta de perforación, que es un dato que si se puede determinar durante la perforación.

1.5.1 Método Tangencial

Este es el método más sencillo, así mismo el menos exacto a seguir, En el cual se realizan los siguientes pasos para cada tramo:

- 1.- Se mide un ángulo igual a la rata de desviación con respecto a la vertical.
- 2.- Se traza una hipotenusa imaginaria con longitud de perforación (profundidad medida), Por ejemplo 50ft, 100ft, 200ft etc.
- 2.- Con estos datos ya se puede determinar Sección vertical y profundidad vertical real usando las fórmulas:

$$V_s = (\text{sen}(\theta)) * PM$$

$$PVR = (\text{Cos}(\theta)) * PM$$



CIB-ESPOL

θ : Ángulo de desviación con respecto a la vertical

- 3.- con la ayuda del azimut se puede determinar el desplazamiento N/S y E/O

$$N/S = \text{Cos}(\Phi) * V_s$$

$$E/O = \text{Sen}(\Phi) * V_s$$

Φ : Azimut

4.- Un vez ubicados en el nuevo punto se repite desde el paso 1, para encontrar la desviación correspondiente del siguiente tramo y por el ende el siguiente punto.

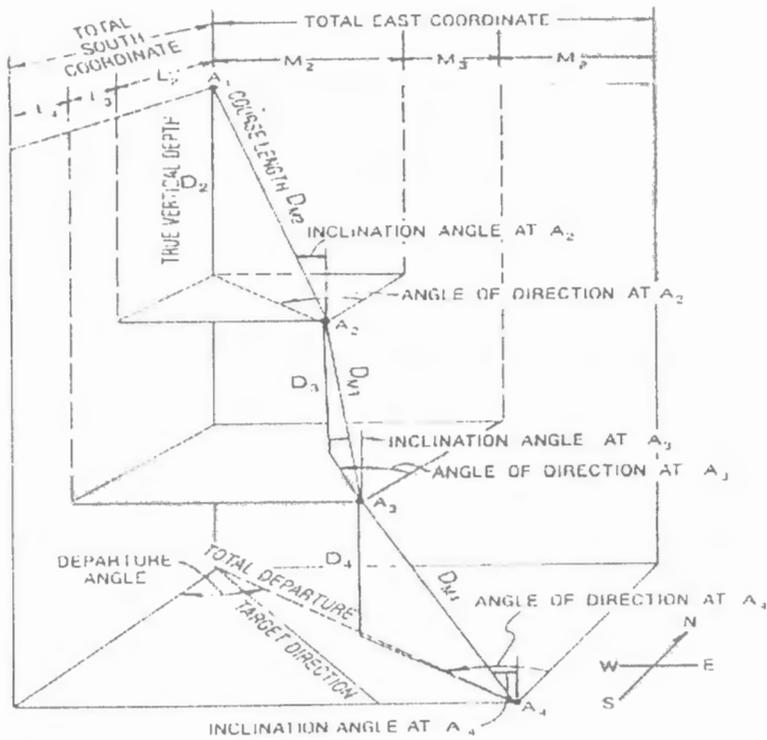


Fig. 1.32 esquema del método tangencial de diseño de trayectoria



CIB-ESPOL

1.5.2 Método del Ángulo promedio.

Este método es más exacto que el tangencial por que no solo toma en

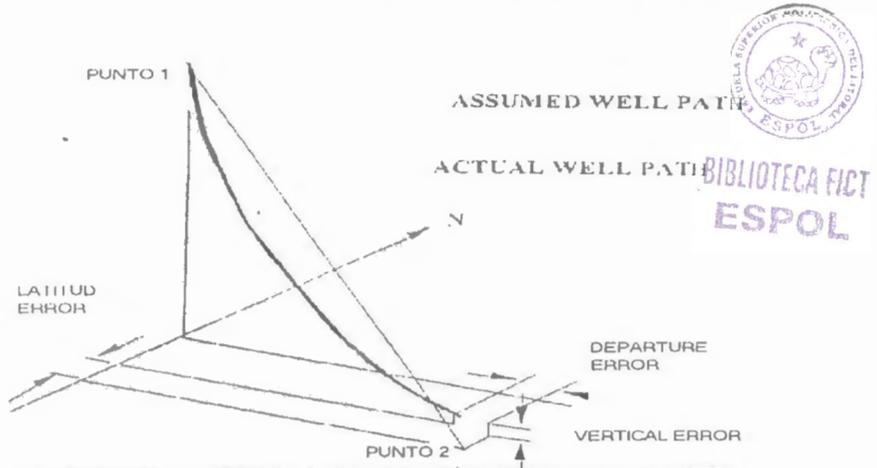


Fig. 1.33 Como se genera la trayectoria entre dos puntos, con el método del ángulo promedio

cuenta el ángulo inicial de la desviación sino también el ángulo que queda después de que se produce la desviación.

Los pasos a seguir son:

1.- Se toman en cuenta el ángulo inicial antes de desviar y el ángulo después de la desviación y se realizan los siguientes cálculos:

$$\theta_{prom.} = (\theta_1 + \theta_2) / 2$$

$$\theta_{prom.} = (\theta_1 + \theta_2) / 2$$

Donde:

θ_1 .- Desviación inicial del tramo

θ_1 .- Desviación inicial del Azimut

θ_2 .- Desviación final del tramo

θ_2 .- Desviación final del Azimut

2.- Con estos datos ya se puede determinar Sección vertical y profundidad vertical real usando las fórmulas:



CIB-ESPOL

$$PVR = PM * (\cos(\theta_{prom.}))$$

$$Vs = PM * (\sin(\theta_{prom.}))$$

3.- Con la ayuda del azimut promedio se puede determinar el desplazamiento N/S y E/O.

$$N/S = PM * \sin(\theta_{prom.}) * \cos(\theta_{prom.})$$

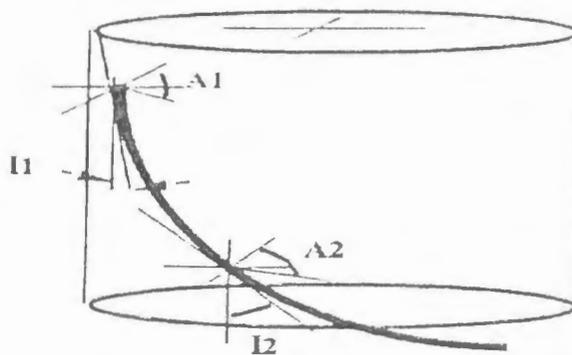
$$E/O = PM * \sin(\theta_{prom.}) * \sin(\theta_{prom.})$$

4.- Un vez ubicados en el nuevo punto se repite desde el paso 1, para encontrar la desviación correspondiente del siguiente tramo y por ende el siguiente punto.

1.5.3 Método del radio de curvatura

Este método genera una mayor precisión.

Y en este método se asume que el pozo es una curva suave, ligera (smooth) y puede ser modelado hasta la superficie por un cilindro de un radio específico.



CIB-ESPOL

Fig. 1.34 Representación del método de Radio de Curvatura.

1.5.4 Método de Curvatura Mínima o Arco Circular.

Este método es el que permite controlar con mayor aproximación la dirección del pozo, y es una de las razones por las que es el más utilizado en el campo y preferido para los pozos horizontales.

En este método se va modelando la trayectoria del pozo en la superficie de una esfera de un radio particular.

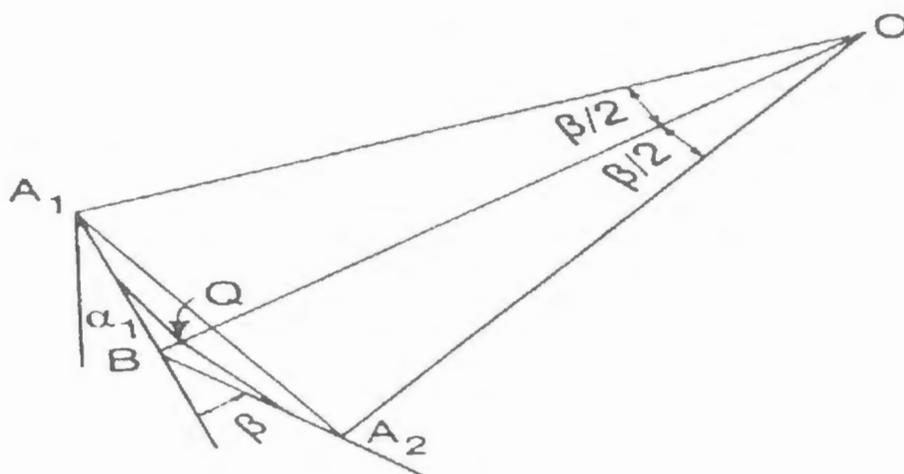


Fig. 8.21—Representation of minimum curvature ratio factor, F .

Fig. 1.35 representación del método de curvatura mínima

Este método toma los vectores espaciales definidos por la inclinación y el azimut de los puntos de registro, (registro por punto de referencia).



CIB-ESPOL

Los cuales se suavizan dentro de un arco esférico el cual es definido por la curvatura del pozo, la que se denominada severidad de pata de perro, que representa la desviación en ese tramo.

Determinado por la siguiente formula:

$$(1) DL = \cos^{-1} | \cos(\theta_1 - \theta_2) - \{ (\text{Sen}\theta_1) * (\text{Sen}\theta_2) * (1 - \cos(\theta_2 - \theta_1)) \} |$$

La inclinación y el azimut definen la dirección de líneas rectas en el espacio. Estos segmentos son suavizados usando un Factor de Radio (FR), que se lo determina usando la siguiente fórmula:

$$(2) \quad FR = (360 / (DL * \pi)) * (1 - \cos(DL)) / (\text{Sen}(DL))$$

Entonces para calcular la posición de la siguiente estación con respecto a la primera se utilizan las siguientes fórmulas:

$$(3) \quad \Delta PVR = (\Delta PM / 2) * (\cos(I_1) + \cos(I_2)) * FR$$

$$(4) \quad \Delta N = (\Delta PM / 2) * (\text{Sen}(I_1) * \cos(A_1) + \text{Sen}(I_2) * \cos(A_2)) * FR$$

$$(5) \quad \Delta E = (\Delta PM / 2) * (\text{Sen}(I_1) * \text{Sen}(A_1) + \cos(I_2) * \cos(A_2)) * FR$$

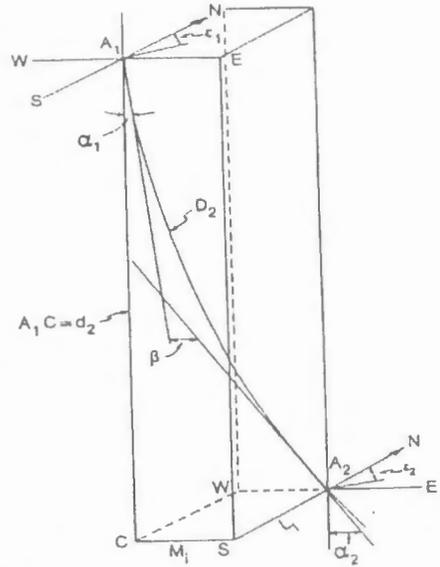


Fig. 8.22—A curve representing a wellbore between Survey Stations A1 and A2.

Fig. 1.36 Representación de la trayectoria entre dos puntos con el método de curvatura mínima





Entonces para encontrar el siguiente punto de registro se siguen los siguientes pasos:

**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

- 1.- Se calcula el DL y luego el RF con las formulas 1 y 2.
- 2.- Luego se calculan las variaciones de PVR, N y E con las fórmulas 3, 4 y 5.
- 3.- Se calcula el Desplazamiento Horizontal aplicando:

$$Vs = \text{SQR} (\Delta N^2 + \Delta E^2)$$

- 4.- Se suman los valores determinados a los del punto anterior y se encuentran los totales.
- 5.- Se repite desde el paso 1 para determinar el siguiente punto.

Los métodos vistos anteriormente son los que sirven para modelar la trayectoria de perforación de un pozo direccional, siendo el último (curvatura mínima o arco circular) el mas utilizado por las compañías de servicios, y utilizando este método se desarrollo un programa en Excel que modelara dicha trayectoria.

CAPITULO II

HERRAMIENTAS USADAS EN PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Mientras se perfora un pozo es necesario la utilización de diferente tipo de herramientas, las cuales deben ser utilizadas en el momento y orden adecuado para poder alcanzar los objetivos planificados al inicio de la perforación.

Uno de los puntos mas importantes para trazar la trayectoria planificada de un pozo direccional es el tipo de EDF que se utilice, debido a la gran importancia que este ejercen para guiar la trayectoria del pozo. Para esto hay que conocer todas las herramientas que podrían formar parte de en un BHA y en general de la sarta de perforación.

Sarta de Perforación.- A continuación se hará una descripción breve de todos los elementos que son parte de la sarta de perforación, los cuales los hemos denominados componentes tubulares. Para lo cual se dejará un espacio especial para los motores de Fondo (sección 3.3) y los registradores del hueco durante la perforación (MWD y LWD).

2.1 Componentes tubulares

Son componentes tubulares todas aquellas piezas que forman parte de la sarta de perforación y toman su nombre debido a que todos estos elementos tienen que tener su forma tubular para poder formar parte de la sarta de perforación.



CIB-ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.1.1 Piezas que Integran la sarta de Perforación.

Drill Collar (DC).- Los DC son tubos rígidos de acero pesado, son usados al final del EDF y proveen de peso a la broca y rigidez .

Existen dos tipos de DC, los de paredes niveladas y en espiral DC en perforación direccional los espiral DC son preferidos por que la espiral tallada a maquina en la superficie del DC reduce el área de contacto en un 40% y reduce el peso en solo un 4% las probabilidades de atascamiento diferencial son reducidos, usualmente tienen Slip y elevadores para su suspensión, existen varios tamaños de DC los cuales por lo general son de propiedad de contratista.

Short DC (SDC).- También llamados Pony DC, es simplemente la versión pequeña de un DC normal. Estos pueden ser fabricados o se pueden cortar los DC normales para hacer 2 o 3 SDC. Para el perforador direccional los SDC o los no magnéticos SDC tienen una gran aplicación en el diseño de EDF para mantener inclinación.

Existen de varios tamaños 5', 10' o 15', los cuales se utilizan de acuerdo a las necesidades y requerimientos del perforador, por que si este requiere una distancia específica de la broca al primer o segundo estabilizador este es el que completa la distancia que haga falta.

DC No Magnéticos (NMDC).- Estos NMDC son por lo general lisos no espiralados. Son fabricados de gran calidad, resistentes a la corrosión, austenitic stainless steel. Las herramientas magnéticas para tomar los registros durante la perforación deben de ser posicionados en un NMDC para que permita medir el



CIB-ESPOL

campo magnético de la tierra sin interferencias magnéticas. Los instrumentos de registros son aislados de las interferencias magnéticas que causan los elementos de acero que constan los EDF y tubería de perforación.

ANADRILL tiene para su registrador magnético de perforación (MWD) su especial NMDC. Pero también existen NMDC estándares.

NMDC pequeños (SNMDC).- Estos SMDC son usualmente hechos cortando los NMDC. Estos son usados entre el motor de lodo y el MWD, para contrarrestar la interferencia de la parte baja. También es usado en EDF's para mantener inclinación, particularmente donde la inclinación del pozo y dirección dan incremento alto de interferencia magnética. Finalmente EDF's para pozos horizontales usualmente usan SNMDC.

Float Sub.- Este es un PINxBOX el cual es usado para tomar una válvula flotadora, es usualmente puesta sobre el motor de lodo, es además insertado en el bit sub (en el caso de un EDF de péndulo) o en el estabilizador cercano a la broca. Los diseños de válvula escámo o tolete (Poppet) y de aletas (flapper) están disponibles. Algunos contratistas no permiten el uso de esta por problemas de Kick control.

Bit Sub.- Es un BOXxBoX Sub que es directamente puesto sobre la broca (por lo cual toma su nombre) cuando no se utiliza estabilizador cercano a la broca. Esta herramienta es muy importante por su particularidad de que tiene dos cajas, es decir por ambos lados ingresa el conector, como se aprecia en la fig. 2.1 a), permitiendo que la broca se conecte sin ningún problema.

Junk Sub.- Es fabricado de acero sólido con un cuello en la parte media del mismo. A cubierta es ensamblada en la parte baja del esta alrededor del cuello, formando una canasta para que los desechos se asienten.

Es corrida directamente sobre la broca este toma piezas de desecho las cuales son muy pesadas para circular. Huecos de desfogue en la cubierta permiten al lodo retornar al sistema.

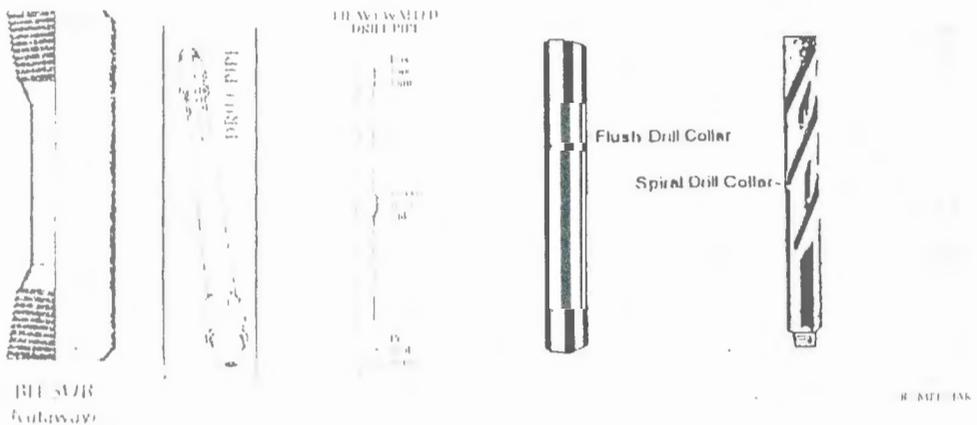


Fig. 2.1 Elementos de la sarta de perforación: a) Bit Sub; b) Drill Pipe; c) Heavy weight DP; d) Drill Collar liso; e) Drill Collar espiralado f) Martillo Mecánico

Martillo Mecánico.- Esta es una herramienta utilizada mucho en perforación direccional. Como su nombre lo indica se usa como un martillo, pero su mecanismo es diferente a los martillos tradicionales que se conocen, este martillo esta formado en general por dos tubos, diseñados de tal forma para que uno se meta en el otro (fig 2.1 f), para poder dar un golpe hacia abajo se dirige la sarta hacia abajo y luego se la detiene para que el tubo interior continúe moviéndose y genere un golpe. El mismo procedimiento se realiza hacia arriba.

Extensión Sub.- Este es un sub pequeño que puede ser usado para ajustar el ensamblaje del EDF. Es normalmente PINxBOX este puede ser usado como un extensión sub.

Tubería de perforación Pesada (HWDP).- Esta es una tubería que tiene un peso intermedio con las dimensiones de la tubería de perforación para su fácil manejo sus paredes son gruesas y se ponen sobre los DC.

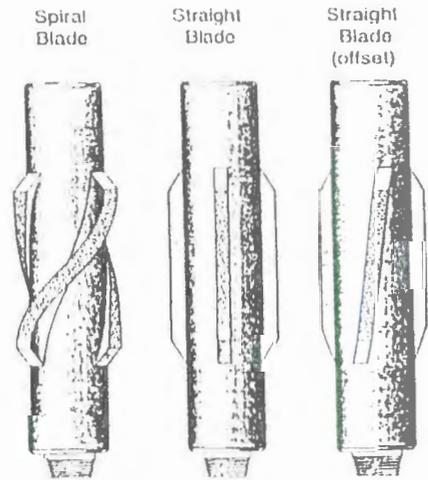


Fig. 2.2 estabilizadores.

Estabilizadores.- Los estabilizadores son una parte indispensable en la mayoría de los EDF's direccionales rotatorios, los estabilizadores para poner cerca de la broca tienen conexiones BOXxBOX, son usualmente puestos para poner una válvula flotadora. Los estabilizadores string tienen conexiones PINxBOX. Algunos estabilizadores son espiralados. Para el control direccional es recomendado estabilizadores con 360 grados de contacto con la pared (vista de planta), los estabilizadores tienen diferente tipos de diseño en la superficie. Los estabilizadores son usados para:

- control de la desviación del pozo.
- Reducen el riesgo de atascamiento diferencial.
- Para rimar patas de perro y Keyseats.

Roller Reamer (RR).- Estos están diseñados para mantener el calibre del hueco, reduce el torque y estabiliza 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 Key seats, dog legs y ledges.

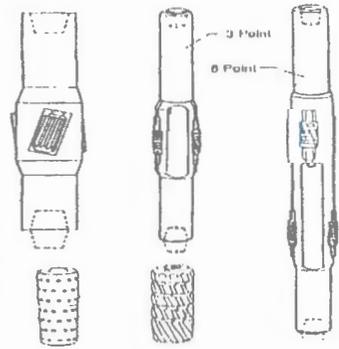


Fig. 2.3 Roller Reamer

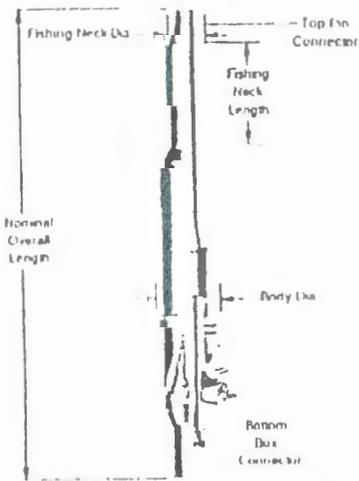


Fig. 2.4 Underreamer

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. Constan 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 un ventana lateral (sidetrack) accidental.



CIB-ESPOL

String Reamer.- está diseñado para incrementar el diámetro de cualquier Key-seat que se este atravesando, las aspas son rectos o tapered, el diámetro externo de las aspas varia pero nunca es mas grande que el diámetro de la broca.

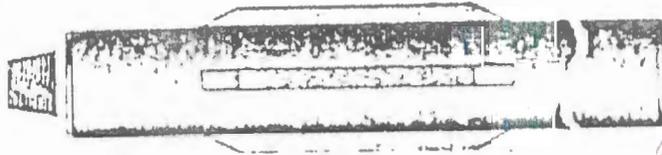


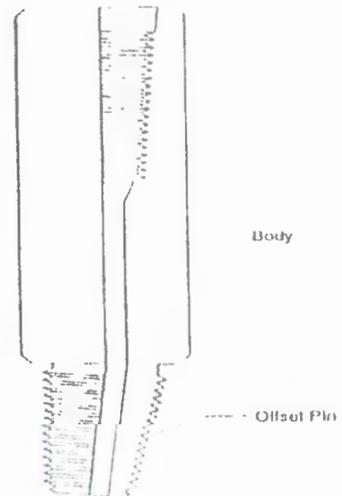
Fig. 2.5 String Reamer



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Key-seat Wiper.- este actúa como un rimador para incrementar el diámetro en un Key-seat y permitir el paso libre a los DC. Esta puede ser diseñada de uno o doble agarre. La camisa tiene aspas en espiral con insertos de carburo de tungsteno lo que proporciona corte rápido y buena resistencia a la abrasión.

Bent Sub.- Es normalmente PINxBOX, de donde la conexión del pin tiene que ser compatible con la caja del motor de fondo. El PIN es hecho con cierto ángulo de desviación que es de 1° a 3° con incrementos en 0,5°, el cual obliga a la broca a seguir una trayectoria curva mientras se perfora.



Orienting Sub.- Es comúnmente llamado

Fig. 2.6 Bent Sub

Orientador Universal de fondo, sus conexiones son PINxBOX compatibles con las de NMDC y el Bent Sub, es puesto para aceptar la camisa de mule-shoe, la llave del mule-shoe es alineada directamente sobre el scribe-line del Bent Sub, este es el punto de posicionamiento para la mule-shoe, que registra engranaje de corrida, esto le da al perforador direccional la posición de la cara de la herramienta en su registro. En el siguiente gráfico se muestra cuando el pin del mule-shoe es posicionado en el Orienting Sub.

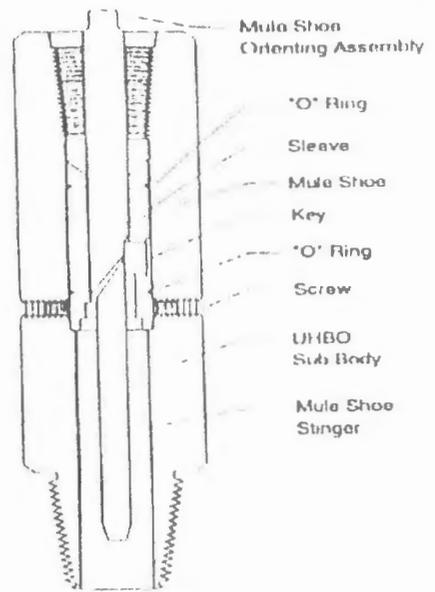


Fig. 2.7 Mule-Shoe es posicionado en el Orienting Sub

Bent Orienting Sub (BOS).- ES simplemente una herramienta que combina las características de un Bent Sub y un Orienting Sub, su fin es compatible con el motor de fondo y es puesto para tomar la camisa del mule-shoe etc.

Bull Nose.- Esta herramienta es usada para guiar el abridor de huecos o el underreamer especialmente en huecos pilotos desviados, este puede ser además hueco o sólido, algunos underreamers no tienen jet por lo tanto es aconsejable correrlos con un bull nose con jet directamente bajo el underreamer.

Abridor de Hueco.- Estos son usualmente diseñados con un diámetro específico. Son usados para hacer huecos pilotos, constan de diferentes tipos de cortadores



CIB-ESPOL

para diferentes formaciones, el uso de estos en lugar de una broca son bastante aconsejables en lugar de una broca para abrir huecos pilotos direccionales.

Section Mill.- Es una herramienta utilizada en operaciones cuando se requiere realizar una ventana lateral (side track).

Sirve para moler la tubería de revestimiento donde se desea desviar el pozo para después poner un tapón de cemento en el fondo y luego con el uso de una herramienta desviadora darle la nueva dirección al pozo para continuar su perforación.

Es muy importante antes de utilizar esta herramienta verificar que la cementación alrededor de la tubería de

revestimiento sea muy buena por que caso contrario podría causar problemas operacionales

2.1.2 Herramientas para cambio de dirección e inclinación del pozo³.- Las primeras herramientas empleadas para cambio de trayectoria en 1890 las cuales se seleccionan de acuerdo al cambio de trayectoria esperada, para lograr la desviación del pozo se empleará cualquiera de las siguientes herramientas:

- Cuchara Desviadora
- Barrena de chorro
- Herramienta Rebel
- Turbinas
- Motor de fondo y sustituto curvo.

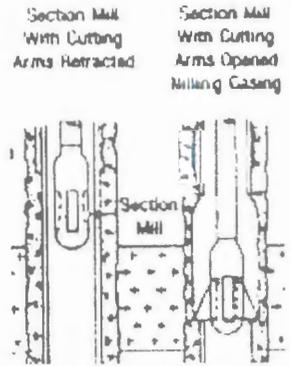


Fig. 2.8 Section Mill



CIB-ESPOL

Estas herramientas se utilizan en el inicio del incremento del ángulo, es decir en el KOP, en la construcción de una ventana lateral (side track) o para corregir inclinación y rumbo de trayectoria, lo cual se guía con un programa de cambio de trayectoria del cual se hace una breve explicación en el Anexo II.

A continuación se hará una breve descripción de cada una de estas herramientas y se explicará su utilización. Dejando el motor de fondo y sustituto curvo para un análisis mas detallado en la sección 2.3.

Cuchara Desviadora.- Esta herramienta fue una de las primeras usadas para desviar pozos petroleros, su procedimiento de uso es aparentemente muy sencillo el cual se detalla brevemente a continuación.

Se utiliza una barrena pequeña para colocar la herramienta en posición. La herramienta se orienta con inclinómetro sencillo y sustituto de orientación (pata de mula) empleando lastrabarrenas antimagnéticos.

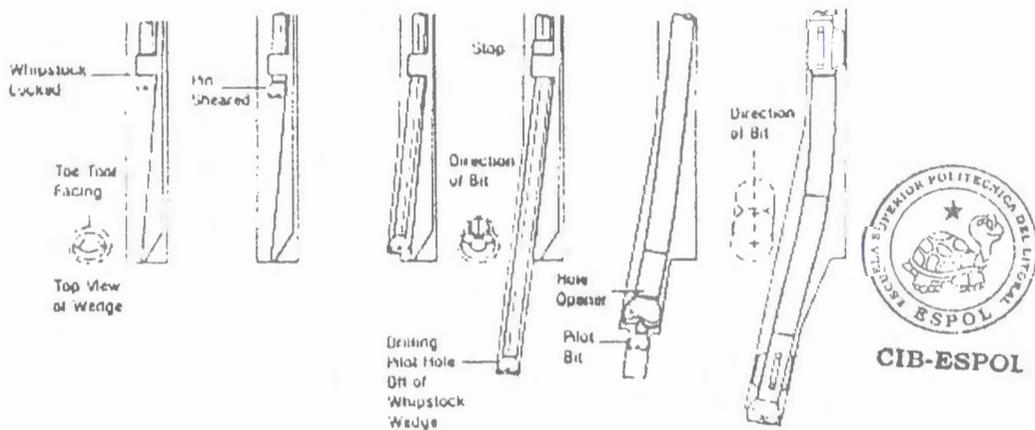


Fig. 2.9 Proceso de operación de la Cuchara Desviadora

Luego se aplica peso para fijar la herramienta y liberar la barrena, y se continúa desviando el pozo a una longitud determinada., luego se recupera la herramienta y se continúa con la perforación del pozo con una nueva orientación.

El procedimiento descrito anteriormente se muestra en la figura 2.9:

El problema principal en al utilización de esta herramienta consiste en no asentarla adecuadamente en el fondo debido a los recortes que se asientan en el fondo.

Si la formación es muy suave se perderá la curvatura, esta herramienta se emplea poco.

Sin embargo es útil cuando la formación es extremadamente dura y/o cuando la presión y temperatura son adecuadas para otras herramientas.

Barrena de chorro.- esta es otra herramienta muy efectiva para desviar la trayectoria del pozo. Que es una broca con una boquilla (nozzle) de mayor longitud que las otras tres. Esta boquilla mas larga de la broca es orientada sobre la cara del pozo hacia donde se quiere orientar su nueva dirección. Y la pata de mula (mule shoe) también es orientada en esa dirección. La energía hidráulica del fluido de perforación es la que erosiona esta parte del fondo del pozo.

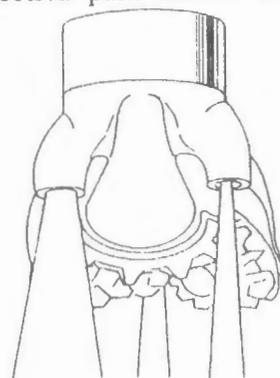


Fig. 2.10 Barrena de Chorro.

Este ensamblaje se mantiene sin rotación hasta haber erosionado unos 3 a 6 pies.

Luego se continúa con la perforación rotaria tradicional hasta alcanzar unos 20 a



25 pies mas y se toma un registro de desviación del pozo para evaluar el resultado de la operación.

Geología de fondo es el factor mas importante para tomar la decisión de para utilizar o no esta herramienta. Arenas y oolistics limestones que son ligeramente compactados son buenos candidatos para esta herramienta. En arena no consolidada y otro tipo de rocas suaves se puede utilizar esta herramienta con cierto grado de éxito. Por otro lado las lutitas son muy suaves y por lo tanto mal candidato para esta herramienta de desviación.

En el gráfico se muestra la forma de uso de la broca a chorro descrita anteriormente.

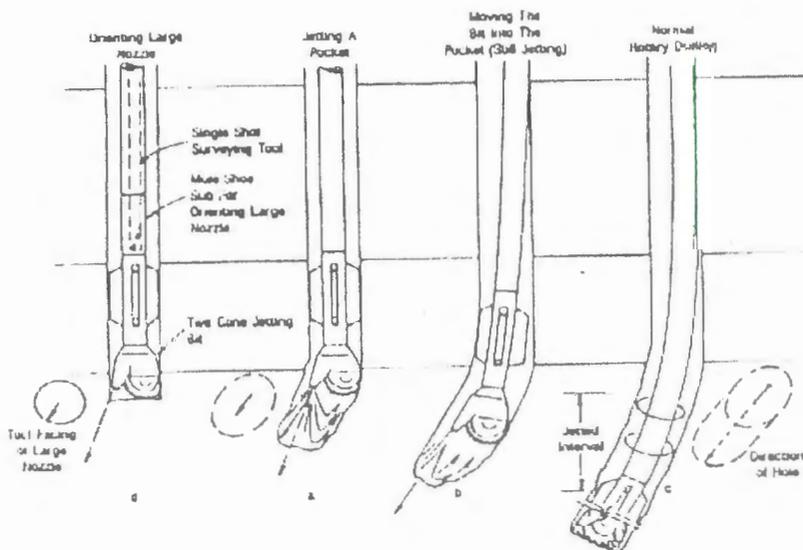


Fig. 2.11 Proceso de operación con la barrena de chorro

Herramienta Rebel.- Esta es otra de las herramientas que también se emplea para generar cambio en la dirección del pozo.

Se la coloca en la sarta de perforación inmediatamente sobre la broca.

No se requiere orientar la herramienta en el fondo del pozo. Se emplea baja rotación y es menos costoso que el motor de fondo. El cambio que se puede generar con esta herramienta es de $\frac{1}{2}^\circ$ a $2 \frac{1}{2}^\circ$ cada 100 pies. Esta casi no se utiliza, debido a que los métodos con que se cuentan actualmente son mas eficientes.

Turbinas con estabilizador excéntrico.- En forma similar al motor de fondo se puede emplear una turbina, donde el elemento desviador es un estabilizador con una aleta mayor y la rotación de este sistema producirá un diámetro mayor que el de la broca.

La turbina consiste de una serie de etapas consistiendo de rotor-estator, donde el número de etapas puede variar de 25 hasta 250.

Conforme el fluido pasa a través del rotor este se orienta hacia el estator forzándolo a girar.

La turbina consta de un sistema de baleros que resisten la carga axial, los cuales centran la flecha y soportan cargas radiales.

El gasto volumétrico es proporcional a la velocidad rotaria



Fig. 2.12 Herramienta Rebel.



CIB-ESPOL

Características de las turbinas:

El contenido de arena mayor al 2% puede causar problemas de erosión de los rotores.

El peso sobre la broca afectará la rotaria.

El motor de fondo provee mejor cambio de trayectoria que las turbinas.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.2 Motores de fondo

El Motor de fondo es una herramienta muy utilizada en perforación direccional debido a que provee con el paso del lodo de perforación por este de una fuerza de giro que se suma a la producida en la superficie por el taladro de perforación.

Es la herramienta mas comúnmente usada junto con el sustituto curvo. El ensamble para utilizar esta herramienta está compuesto por: Broca, motor, sustituto curvo y sustituto de orientación.

El sustituto curvo se selecciona con $\frac{1}{2}^{\circ}$ a 3° dependiendo del cambio de trayectoria, el cual fuerza a la broca a cambiar de dirección e inclinación del pozo.

En otras ocasiones también se utilizan sustitutos integrados en combinación con sustitutos curvos para generar cambios rápidos de ángulo.

El cambio de trayectoria dependerá de: el ángulo del sustituto, de la rigidez del motor de fondo y de la dureza de la formación.

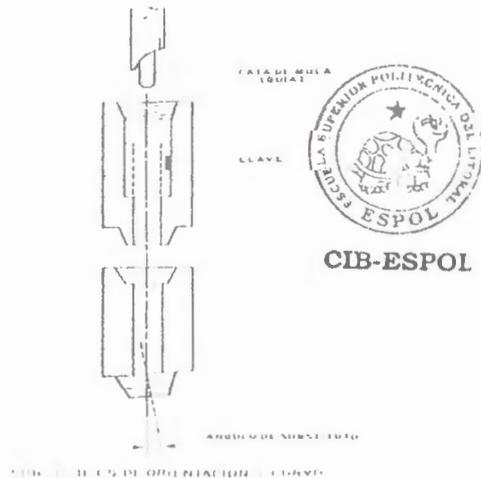


Fig. 2.13 Sustituto de orientación y curvo.

La orientación de la herramienta se realiza con el sustituto el cual contiene un seguro en el que el instrumento de medición se asienta².

Es común emplear este sistema con instrumentos dirigibles o MWD (telemetría) para monitorear continuamente la orientación de la herramienta.

Los ensamblajes de fondo con motor pueden ser de dos tipos:

1) Tipo dirigible.- Es un motor de fondo con un estabilizador integrado y un bent housing o codo ajustable, que complementado con un estabilizador instalado en su parte superior, conforman tres puntos de apoyo para construir un arco circular al operar la sarta en el modo orientado (sin rotaria). Este tipo de configuración permite también operar la sarta con rotaria para sostener inclinación y rumbo (30-60 RPM)

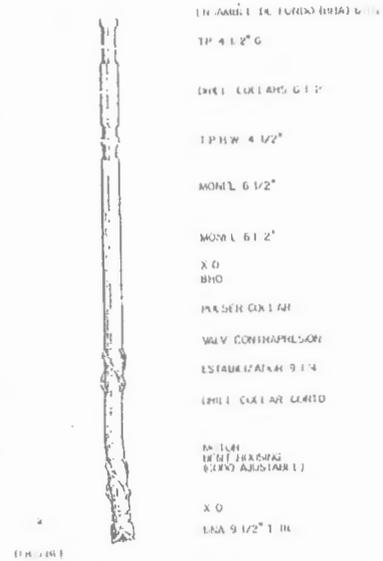


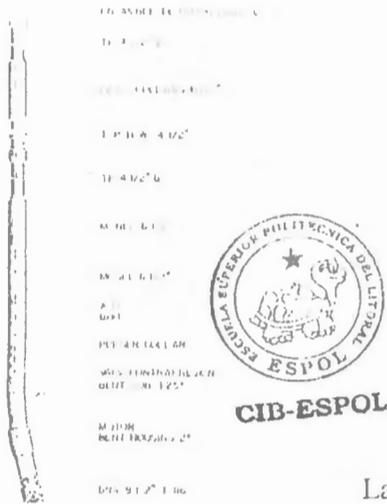
Fig. 2.14 Ensamblaje de fondo con motor, tipo dirigible.

2) Tipo Rígido.- Es un motor de fondo con 2 codos de inclinación, un bent housing integrado y Bent sub, codo fijo conectado en su extremo superior, haciendo un elemento rígido con posibilidad de operar solo en el modo orientado (sin rotaria).

Sobre esta configuración se coloca el sistema de fondo MWD, que consiste en una válvula de contrapresión, un pulser collar y dos DC anti magnéticos que alojan el emisor de pulsos y al conjunto de medición de fondo respectivamente.



Las Ventajas de Esta herramienta son:



- La fuerza ejercida por este sustituto curvo genera una curvatura suave y disminuye el riesgo de patas de perro severas.
- Depende de la orientación del sustituto curvo, este sistema se emplea para aumentar o disminuir inclinación y simultáneamente cambiar la dirección.

Las Desventajas de esta herramienta son:

- Costo
- Daño de los sellos del motor en

Fig. 2.15 EDF con motor, tipo rígido.

temperaturas mayores a 280° F

Componentes de los motores de fondo son:

- Válvula de alivio
- Rotor / estator
- Junta universal
- Conjunto de valeros radiales y de compresión
- Flecha
- Sustituto rotario de la barrena.

La operación del motor de fondo se fundamenta

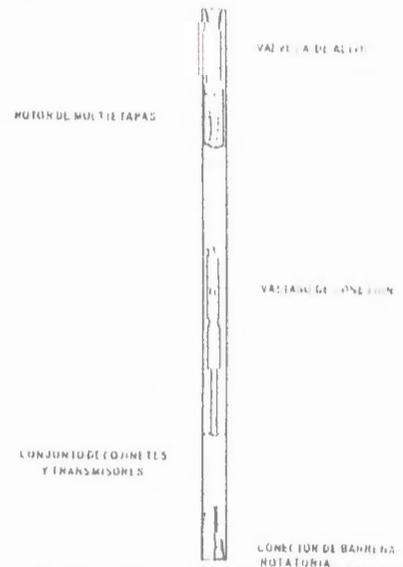
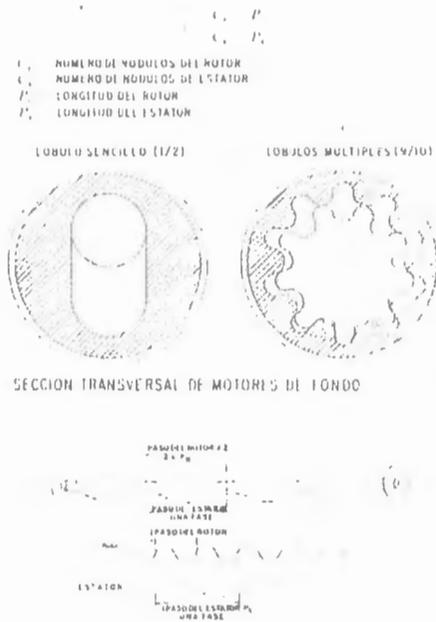


Fig. 2.16 Elementos del motor de fondo.

en el principio Moineau, en el cual este convierte energía hidráulica en mecánica. Estos elementos del motor de fondo se tratan con mayor detalle en el Anexo III. La relación del motor está dada por lóbulos rotor/ lóbulos rotor, a mayor relación menor rotaria y mayor torque. La eficiencia del motor varía de 7



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



CIB-ESPOL

Fig. 2.17 Secciones transversal y lateral de un motor

Aplicaciones de los motores de fondo

- Herramienta desviadora para iniciar cambio de trayectoria o para corregir inclinación y dirección con bajo RPM - alto torque.
- Perforación de intervalos largos para mejorar costos mayor potencia es requerida.
- Toma de núcleos de formación con motores a bajas velocidades y altos torques.

Señales de daño en el motor

- Aumento repentino de la presión superficial
 - Motor atorado (estator)
 - Basura en el lodo (recortes, LCM)
 - Desgaste de la broca
- Disminución en la caída de presión:
 - Desgaste de estator/rotor.
 - Válvulas sin funcionar.

Los motores de fondo se seleccionan en base a la rotación y torque esperados.

Otras consideraciones incluyen la caída de presión, su aplicación para perforar, desviar, etc.

2.3 Registradores de hueco

En perforación direccional cuando hablamos de registradoras del hueco nos referimos a las herramientas que realizan registros cada cierta profundidad para controlar la dirección que está tomando el pozo.

2.3.1 Power Drive.- La herramienta PD (Power Drive), permite que la desviación del hueco sea controlada en 3D mientras la sarta de perforación es rotada. Esta herramienta usa cojinetes accionadas por lodo para desviar la dirección de la perforación por la acción de empujar contra la roca mientras la sarta de perforación está rotando. Esta herramienta puede ser corrida sola y además en combinación con MWD/LWD que son herramientas que en tiempo real comunican a la superficie información.



CIB-ESPOL

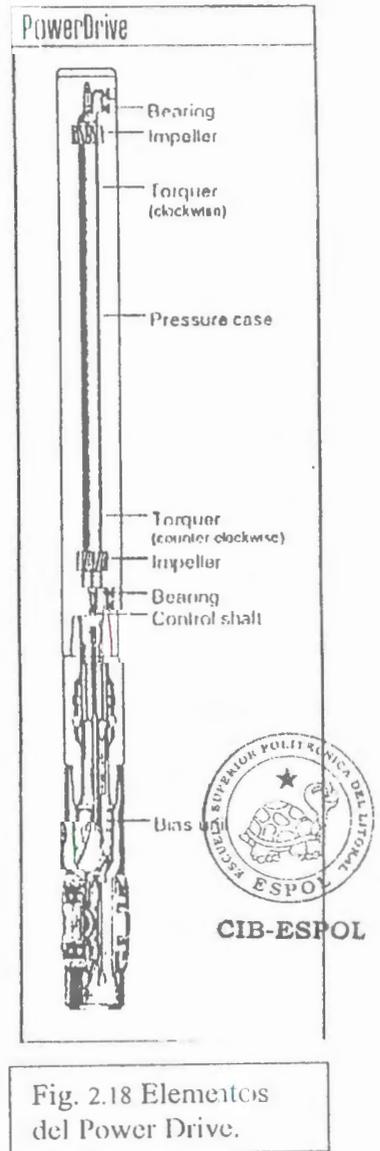
El sistema de PD consta de 2 sub-sistemas principales:

Bias Unit (BU).- está ubicado inmediatamente después de la broca y provee un robusto armazón mecánico para los tres cojinetes accionados por lodo y su sistema hidráulico de control. Los cojinetes son accionados por una válvula rotatoria, la cual selectivamente transporta el lodo a alta presión al interior de cada cojinete mientras estos rotan.

La posición de esta válvula rotatoria con respecto al cuerpo de BU es lo que determina que cojinete ejerce carga sobre la formación.

La unidad de control (CU).- Esta conectada a la BU y proporciona al sistema la guía y control para desviar al broca. La cual consiste de una plataforma estabilizada por los sensores electrónicos en la herramienta que tienen impulsores (impellers) manejados por lodo a cada lado, los cuales están libres para la rotación. La plataforma es montada

sobre conexiones (bearings) con un DC especial modificado. Así las conexiones permiten a la plataforma un único grado de rotación libre sobre la sarta de perforación con respecto al collar. Este está además enlazado con torque por un



acople conductor a la válvula rotatoria del BU y controla su posición angular inicial, que a la final es el que determina el ángulo de desviación de la broca.

La acción de torque que se genera por el flujo de lodo a través de los impulsores es utilizada para rotar la unidad de control con respecto a su collar.

La transmisión del torque desde los impulsores a la plataforma es controlada por variación eléctrica, el arrastre experimentado por un generador fijo en la unidad de control como una fuente permanente de campo magnético, como el de los impulsores de giro.

El torque neto positivo o negativo es generado por el arreglo de los impulsores para girar en direcciones opuestas.

En cuanto la unidad de control rota con respecto a su collar los cojinetes actúan.

La acción del generador es usado para proveer de electricidad al sistema integrado.

La unidad de control consta de acelerómetros y magnetómetros para determinar la inclinación y el azimut de los ejes longitudinales de la plataforma UC, y además esta por inferencia determina donde la broca está siendo presionada.

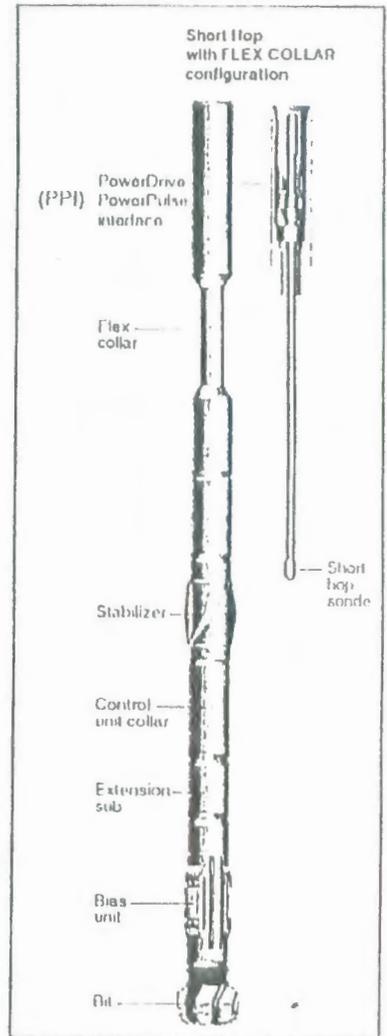


Fig. 2.19 Configuración de ensamblaje del Power Drive.



Manteniendo la unidad de control a un ángulo determinado genera una desviación máxima en una dirección particular con respecto a cualquier lado alto o norte magnético.

Una reducción en la rata de desviación se genera por el control de la rotación de la UC' en una manera especial mientras se perfora.

Los parámetros iniciales pueden ser cambiados por la variación de la rata de flujo que típicamente es de un 20% como un patrón inicial. Esto asegura que la perforación puede continuar mientras se enlaza la herramienta. Durante este proceso los sensores de la unidad de control teleméricamente comandados por el monitoreo en los cambios de la rata de perforación, del torque-impulsor y seleccionada de una lista reprogramada de movimientos rotatorios requeridos para lograr la desviación deseada.

Dos vías de comunicación están disponibles a través del MWD por medio de un "short hope" E-mag sistema de transmisión entre el PD y el PP. Con el inicio de cada ciclo de bombeo el PP transmite una señal para el PD tan pronto como toma los datos del registro como son: inclinación, azimut, campo magnético etc.. Estos valores del PD ahora añadidos desde el PP. En el modo de perforación datos enviados desde el PD incluida la inclinación, azimut y el estado de la herramienta, lo cual confirma los parámetros iniciales de la herramienta tan buena como sea la recepción de la información que llega a la herramienta.

2.3.2 Power pulse (MWD).- La herramienta PP/MWD es una herramienta que fue diseñada para satisfacer las necesidades del cliente en cuanto a confiabilidad, rapidez acceso a la información y disminución en el tiempo de perforación.

Un nuevo sistema estándar que genera confiabilidad ha sido alcanzado a través de los componentes de tono, que es una aplicación de la más rigurosa calificación "torture" probado en los negocios y para controlar meticulosos procedimientos de mantenimiento.

Nuevas funciones como los enlaces en el fondo permite que el sistema MWD sea configurado en el fondo sin necesidad de trepar la tubería. Los estructura de los datos pueden ser seleccionados en el fondo para reconocer los parámetros de perforación y registro. La resistencia de la señal puede ser modificado en el fondo del pozo para permitir que la herramienta trabaje a todas las profundidades a pesar del tipo de lodo.

Los registros direccionales pueden ser tomados mientras se rota, lo que permite el control del pozo y ahorra tiempo en el taladro.

El MWD resiste atascamientos con una alta concentración de pérdida de materiales de circulación (LCM).

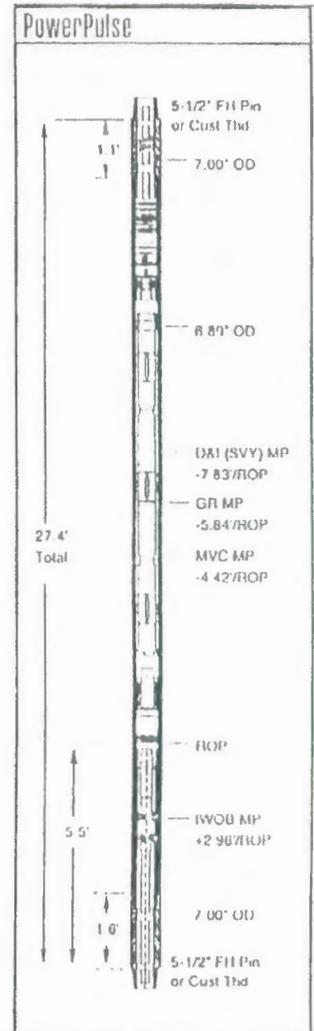


Fig. 2.20
Especificaciones del
Power Pulse.



CIB-ESPOL

La herramienta estándar está especificada para trabajar con 150° C, pero puede ser configurada para trabajar hasta con 175° C.

Características la herramienta MWD son:

- Amigable con la perforación
 - No interfiere con el proceso de perforación
 - Amplio rango de flujo
 - Slick collar
 - No cover plates
 - Alto MTBF
- Rápida actualización de la información
 - 12 bps
 - Surveys continuo
 - Downhole shock counter
 - Enlaces de fondo
- Reliable performance
 - Shock tested
 - Fácil mantenimiento
 - Diagnóstico electrónico propio para troubleshooting
- Datos que proporciona:
 - Azimut
 - D&I mientras rota
 - Temperatura de fondo

- RPM turbina
- WOB y torque en el fondo (opcional)
- Vibración en 4 ejes con el MVC
- Inclinación
- Magnetismo y gravedad de la cara de la herramienta
- Rayos Gama (opcional)



CIB-ESPOL

2.4 Herramientas Utilizadas Para Realizar Estudios Geomecánicos.

Para realizar todo este tipo de análisis se requiere de un conjunto de estudios en campo, laboratorio y oficina, los cuales dependen de ciertas herramientas y software, el cual será tratado brevemente a continuación.

2.4.1 Registro de Propiedades Mecánicas (LMP)⁷.- Baker Atlas ha desarrollado un programa para predecir propiedades mecánicas estáticas a partir de registros de pozo ("Logging Mechanical Properties-LMP").

El programa utiliza:

- El comportamiento fundamental del contacto grano a grano.
- Deformación de micro-fracturas (deslizamiento a lo largo de superficies de micro-fracturas) para construir una relación constitutiva entre esfuerzo y deformación para un material dado.
- Bajo una condición de esfuerzo dada, la deformación de la roca sólida (incluyendo contacto grano a grano).
- El deslizamiento de las superficies de micro-fracturas, y el espacio poroso son consideradas separadamente.

La deformación elástica esperada bajo condiciones de carga dinámica (deformación elástica de la matriz y abertura o cierre de fracturas existentes) son

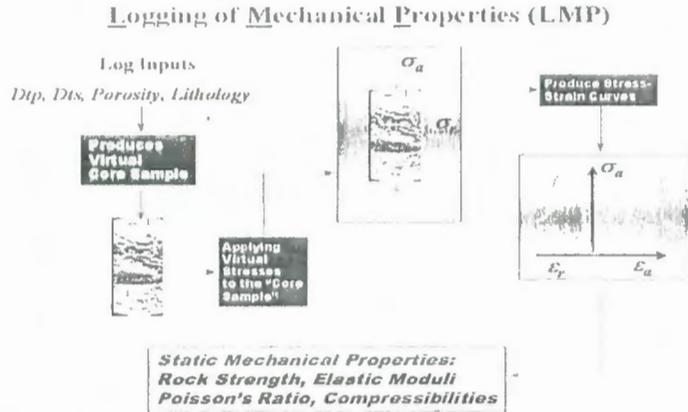


Fig. 2.21 Diagrama de flujo del procesamiento del LMP, para predecir propiedades mecánicas estáticas.

consideradas en combinación con las velocidades acústicas medidas. Otras deformaciones debido a deslizamiento de micro-fracturas y deformación de poros, así como dilatación, son consideradas como los principales contribuidores para la deformación de roca bajo esfuerzos estáticos.

La relación entre las propiedades estáticas y dinámicas pueden ser derivadas distinguiendo los procesos asociados con la deformación estática de aquellos asociados con la deformación dinámica.

De análisis teórico y estudio experimental, se ha establecido la relación entre la porosidad de la roca, la densidad total, el contenido mineral, las propiedades dinámicas y los parámetros de contacto grano a grano, los parámetros de deslizamiento de fracturas, y los parámetros de dilatación, documentándose en tablas de calibración. Utilizando la densidad, neutrón, y registro acústico, se

puede reconstruir una muestra de roca de las tablas de calibración, para una profundidad dada, y el comportamiento constitutivo de la muestra de roca puede examinarse con carga simulada. La deformación incremental como resultados del incremento del esfuerzo es calculada y las curvas esfuerzo-deformación bajo carga estática se puede construir.

Las propiedades mecánicas estáticas y la resistencia son derivadas de las curvas esfuerzo-deformación de la muestra virtual antes de la falla. Estas propiedades pueden usarse para predecir la estabilidad del hoyo, esfuerzos “in-situ”, análisis de producción de arena, diseño de fracturamiento hidráulico y otras aplicaciones.

La figura 2.21 muestra el diagrama de flujo del procesamiento del LMP. Se observa que la muestra virtual puede ser ensayada bajo cualquier presión de confinamiento haciendo posible la construcción de la envolvente de falla.



CIB-ESPOL

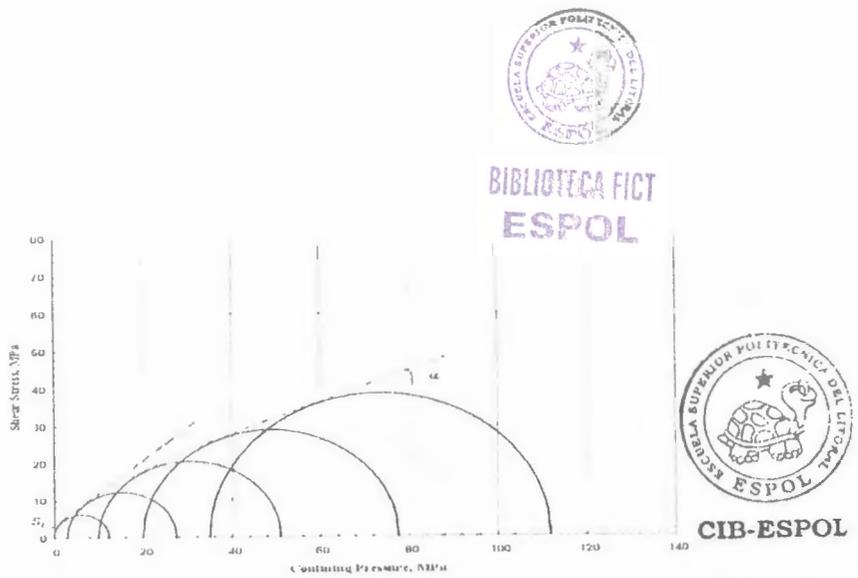


Fig.2.22 Envolvente de falla de Mohr construida usando las resistencias estimada con LMP

La figura 2.22 es un ejemplo de las envolventes de falla construidas usando LMP. La figura 2.23 compara las propiedades mecánicas estimadas por LMP y las medidas de laboratorio. En caso de que el conjunto completo de la información antes mencionada (registros de pozos y núcleo) no este disponible, el programa LMP no puede ser utilizado.

Bajo tales condiciones, las relaciones empíricas entre la velocidad de onda P y los módulos elásticos, entre módulos elásticos dinámico y estático, así como entre los

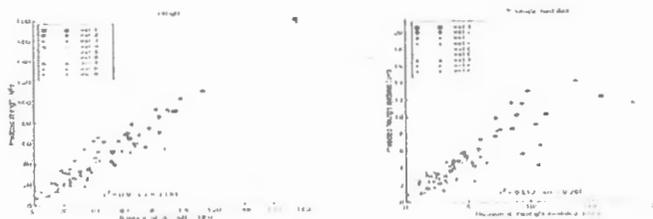


Fig. 2.23 Comparación de los resultados LMP con medidas de

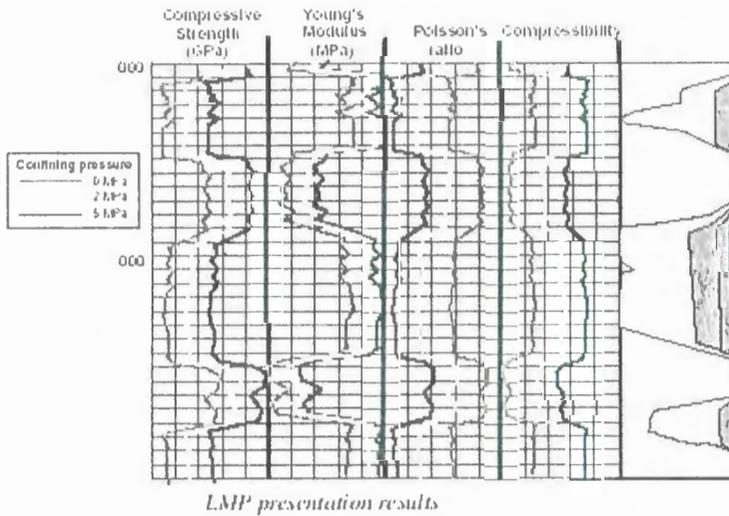


Fig. 2.24. Presentación de los resultados por el programa LMP.

módulos elásticos y la resistencia compresiva no confinada, pueden ser utilizadas para derivar las propiedades mecánicas requeridas, sólo con los datos acústicos.

Análisis del Registro de Imágen- Breakout/Fractura.

La falla en la pared del hoyo es causada cuando la concentración de esfuerzos excede la resistencia de la formación.

Los hoyos perforados dentro de una formación que tiene un campo de esfuerzos anisotrópicos tienden a ovalizarse con el eje mas largo de la elipse desarrollada en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo principal. Estas zonas de fallas compresivas son conocidas como "breakouts", los cuales son vistos en los registros de imágenes o caliper.



CIB-ESPOL

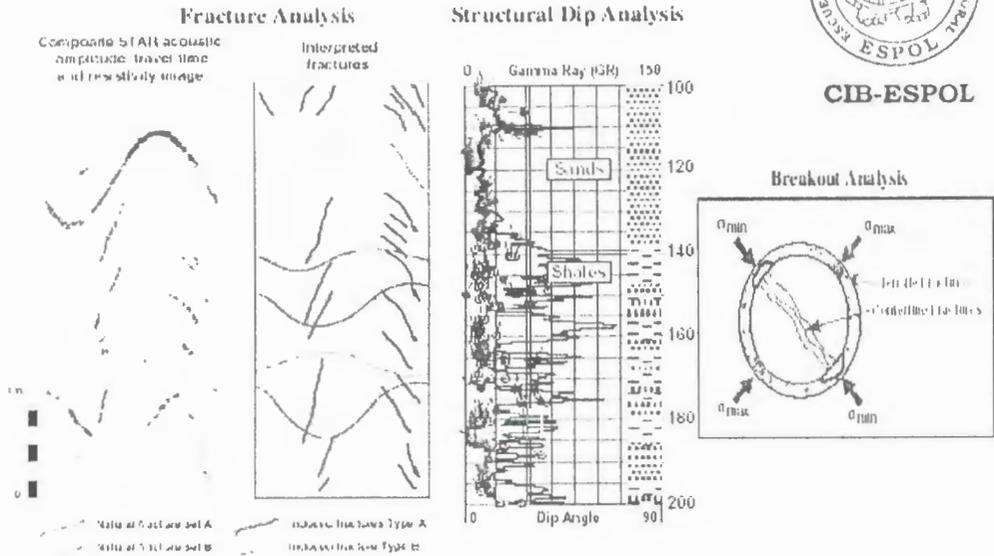


Fig. 2.25 Presentación de datos con LMP, y el análisis de fracturas, buzamientos y direcciones de fallas. A la derecha representación de una falla conocida como “breakout”

La falla tensil (fracturas) también son observadas en los registros de imágenes como resultado de excederse la resistencia tensil de la formación.

La figura 2.26 ilustra estas fallas observadas en los registros de imágenes (STAR de Baker Atlas). A la izquierda son imágenes de un hoyo sin ocurrencias de fallas. La imagen acústica que cubre completamente la pared del hoyo, y la imagen resistiva de patines, son diseñadas para capturar los cambios en la geometría de la pared del hoyo y los cambios en las capas. A la derecha son mostrados imágenes de una sección que contiene “breakouts” y fractura inducida. Cambios en la dirección de los “breakouts” son el resultado de anomalías en el campo de esfuerzos en regiones de fallas.

Borehole Breakout/Fracture - Observation on Image Logs

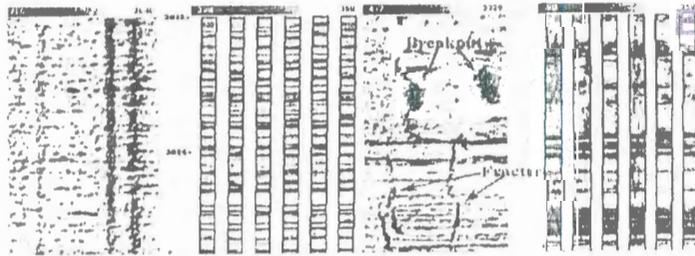


Fig. 2.26. Imagen a la izquierda de un hoyo sin fallas y a la derecha con fallas.

Los registros de caliper e imagen de patines también pueden ser utilizados para analizar la geometría del hoyo. Cuando se comparan los radios de los diferentes juegos de brazos del caliper nosotros podemos determinar la dirección de la ovalización del hoyo. Teniendo cuidado para evitar la consideración de otras características, como marcas, surcos que hayan sido generados mecánicamente por alguna herramienta durante las operaciones en el pozo.

También puede haber la ocurrencia de derrumbes alrededor del diámetro completo del pozo en lugar de tener una dirección preferencial de ovalización. Por lo tanto tales intervalos deben ser eliminados del análisis utilizando un corte donde el diámetro del hoyo llegue a ser excesivo.

La carencia de “breakouts” o fracturas inducidas indican que el hoyo fue perforado utilizando una presión de lodo correcta y la concentración de esfuerzos

no excedió la resistencia de la formación. Esta información puede llevarnos a un tope superior para la magnitud de los esfuerzos en sitio⁷.

Cuando no existe la disponibilidad de registros de imágenes y los “breakouts” son detectados por registros de caliper, una pieza de información clave, se desconoce. Las magnitudes de los esfuerzos in situ, especialmente aquellos del esfuerzo horizontal máximo, no puede ser determinado exactamente. Basado en el hecho que el “breakout” existe y el pozo está estable, el tope para el esfuerzo horizontal máximo se puede determinar (asumiendo que el esfuerzo horizontal mínimo fue medido con una prueba de “leak Off”).

2.4.2 Análisis de Estabilidad del hoyo (BIAS)

Solution – Borehole Integrity Analysis System (BIAS).- BIAS software genera

círculos de contorno que proveen una forma conveniente de presentar los parámetros en las cercanías del pozo (peso del lodo, tamaños de breakout, etc.) para un pozo perforado en cualquier dirección de azimut.

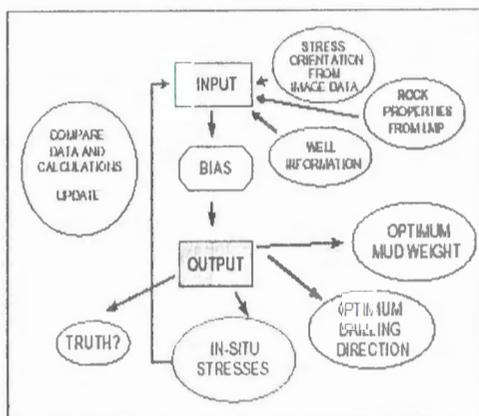


Fig. 2.27. Esquema de el ingreso y salida de datos del BIAS.

Comparando diferentes círculos de contorno nos proporciona un mejor

entendimiento del comportamiento de los potenciales problemas que puede tener el pozo durante la perforación y operaciones de producción



CIB-ESPOL

Usando las propiedades de la roca derivadas generadas por el software LMP, orientación de los esfuerzos tomados de los datos de imagen y acústicos (XMACSM) del pozo, el BIAS calcula la dirección óptima de perforación y define los esfuerzos in-situ alrededor de la boca del pozo para diferentes escenarios de perforación⁷.

El programa BIAS es un programa de post-procesamiento, propiedad de Baker

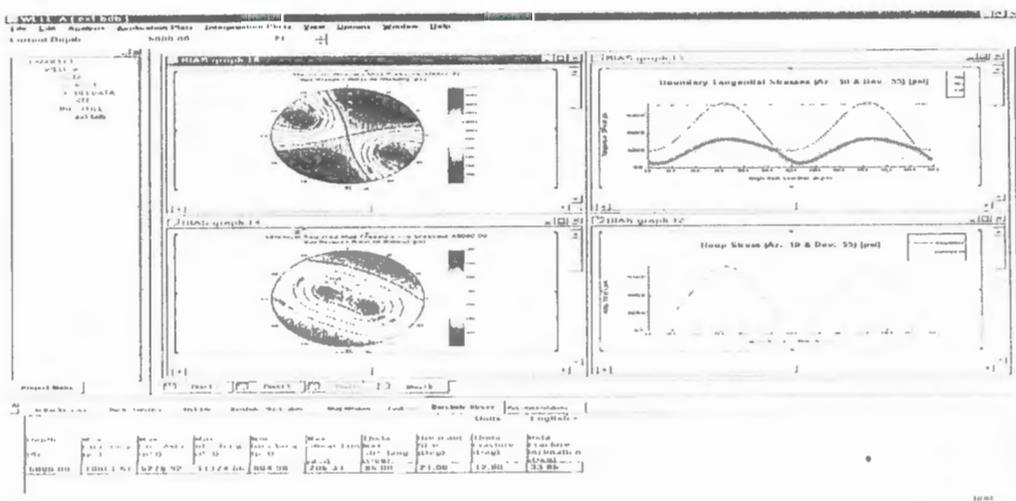


Fig. 2.28 Presentación de la pantalla de BIAS, con círculos de contorno y esfuerzos alrededor del hoyo.

Atlas, para estimación de esfuerzos “in-situ” y fallas de rocas a partir de medidas en el hoyo, y usa las soluciones de elasticidad para describir la distribución de esfuerzos alrededor del hoyo perforado en un campo de esfuerzos dados. Estos esfuerzos son comparados con la resistencia de la roca en la cual el hoyo es perforado. BIAS decide el potencial de falla cerca de la pared del hoyo, y por lo tanto predice la estabilidad del hoyo (Figura 2.28). El programa también calcula el potencial de varios modos de falla, y la presión de lodo requerida para prevenir



la falla, para todas las posibles trayectorias de pozo (desviación de 0 a 90 grados y azimut de 0 a 360 grados). Asignando a la presión de poros el mismo valor que la presión en el hoyo, durante la producción, se puede predecir la estabilidad del hoyo para un diferencial de presión respectivo (como potencial para producción de arena) (Figura 2.29).

Las salidas del modelo de estabilidad del hoyo pueden usarse directamente para ayudar a evaluar las alternativas de perforación (hoyo vertical y desviado), la

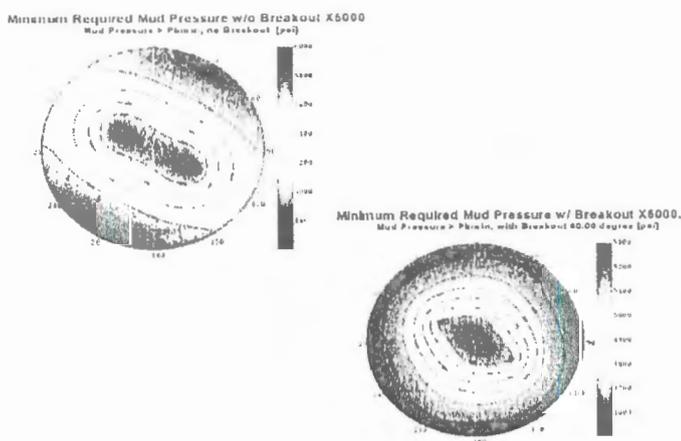


Fig. 2.29 Varios círculos de contornos para cualquier desviación del pozo y azimut.

aalineación del hoyo, el peso del lodo, y el diseño de la tubería. Basado en una trayectoria del hoyo predefinida, se puede generar la ventana de lodo apropiada para un programa de perforación exitoso, utilizando BIAS. Esta ventana de lodo proporciona invaluable información en profundidad, donde se esperan diferentes tipos de problemas de perforación. Esto también proporciona la opción de permitir la ocurrencia de una pequeña cantidad de “breakouts” disminuyendo el



peso del lodo, así como permitir fracturas inducidas cerca del hoyo (pérdidas de pequeñas cantidades de fluidos de perforación). Los gráficos de contorno, particularmente, pueden ser un método rápido para evaluar las alternativas durante el desarrollo de un campo, y puede ser completado dentro de un período de tiempo que permita modificaciones del peso de lodo a ser usado cuando la información específica del sitio llegue a estar disponible. Los perfiles de propiedades mecánicas estáticas y los esfuerzos “in-situ” generados de este análisis pueden ser extremadamente valorados como entrada al diseño y optimización del fracturamiento hidráulico.

Baker Atlas Geociencia propone que cada nuevo pozo en el campo sea evaluado para que la experiencia de perforación y producción sea reunida en un formato usual y reutilizada rápidamente como entrada en el próximo pozo. Esto continuará hasta ajustar la curva de aprendizaje.

2.5 BROCAS

Introducción.- Teniendo en cuenta que la tecnología en las operaciones de perforación de pozos exploratorios cada día es más avanzada, es obligación estar al tanto de estos avances.

Todos los sistemas de perforación implementados en el mundo deben tener esa herramienta necesaria como lo es la broca.

Desde los comienzos de la historia de la perforación este



Fig. 2.30 Broca Tricónica.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

elemento ha jugado un papel demasiado importante y sus avances en cuanto a diseño, materiales de construcción etc., no deben inquietar, por lo tanto debemos estar al tanto de todo esto.

Es importante tener en cuenta que cada casa constructora tiene sus propias especificaciones y codificación para cada broca, pero tienen un objetivo en común desarrollar una tecnología que nos permita avanzar en la perforación al menor costo posible y con las mejores condiciones de seguridad.

2.5.1 Barrenas de Perforación.- Cada barrena tiene un diámetro específico que determina el diámetro del hoyo que se intente hacer. Y como en las tareas de perforación se requieren barrenas de diferentes diámetros, hay un grupo de gran diámetro que va desde 610 hasta 1.080 mm. y seis rangos intermedios. El peso de esta clase de barrenas es de 1.080 a 1.575 kilogramos, lo cual da idea de la robustez de la pieza.

El otro grupo de barrenas, de 36 rangos intermedios de diámetro, incluye las de 73 hasta 660 mm. de diámetro, cuyos pesos acusan 1,8 a 552 kilogramos.



Fig. 2.31. Broca utilizada en perforación.

La selección del grupo de barrenas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio, depende de los diámetros de las sartas de revestimientos requeridas. Por otra parte, las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de barrenas más adecuado que debe elegirse. Generalmente, la elección de barrenas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semi-duras, duras y muy duras en el área u otras áreas.

En el caso de un territorio virgen se paga el noviciado y al correr el tiempo se ajustara la selección a las características de las rocas.

2.5.2 Tipos de Barrenas- Originalmente, en los primeros años de la perforación rotatoria, el tipo común de barrena fue la de arrastre, fricción o aletas, compuesta por dos o tres aletas. La base afilada de las aletas, hechas de acero duro, se reforzaba con aleaciones metálicas mas resistentes para darle mayor durabilidad. Algunos tipos eran aletas reemplazables.

Este tipo de barrenas se comportaban bien en estratos blandos y semi-duros, pero en estratos duros el avance de la perforación era muy lento o casi imposible. El filo de la aleta o cuchilla se tornaba romo rápidamente por el continuo girar sobre roca dura, no obstante el peso que se le impusiese a la barrena para lograr que penetrara el estrato.

Al surgir la idea de obtener una muestra cilíndrica larga (núcleo) de las formaciones geológicas, la barrena de aleta fue rediseñada integrándole un cilindro de menor diámetro, concéntrico con el diámetro mayor de la barrena. Así



CIB-ESPOL

que durante la perforación, la desmenuza un superficie circular creada por la diferencia entre los dos diámetros, y el núcleo, de diámetro igual al del cilindro interno de la barrena, se va cortando a medida que la barrena corta-núcleo avanza. A partir de 1909 la barrena de conos giratorios hizo su aparición. Este nuevo tipo de barrena gano aceptación bien pronto y hasta ahora es el tipo mas utilizado para perforar rocas, desde blandas hasta las duras y muy duras. Las barrenas se fabrican de dos, tres o cuatro conos. A través de la experiencia acumulada durante todos estos años, el diseño, la disposición y características de los dientes integrales o los de forma esférica, semiesférica o botón incrustado, tienden a que su durabilidad para cortar el mayor volumen posible de roca se traduzca en la economía que representa mantener activa la barrena en el hoyo durante el mayor tiempo posible.

Cada cono rota alrededor de un eje fijo que tiene que ser muy fuerte para que cada cono soporte el peso que se le impone a la barrena y pueda morder bien la roca para desmenuzarla. Por lo tanto, el encaje del cono debe ser muy seguro para evitar que el cono se desprenda. El movimiento rotatorio eficaz del cono se debe al conjunto de rolineras internas empotradas alrededor del eje, las cuales por lubricación adecuadamente hermética mantienen su deslizamiento.

Además, la disposición, el diámetro y las características de los orificios o boquillas fijas o reemplazables por donde sale el lodo a través de la barrena, han sido objeto de modificaciones técnicas para lograr mayor eficacia hidráulica, tanto



CIB-ESPOL

para mantener la barrena en mejor estado físico como para mantener el fondo del hoyo libre de ripios que produce el avance de la barrena.

Por los detalles mencionados se apreciara que la fabricación de barrenas requiere la utilización de aceros duros y aleaciones especiales que respondan a las fuerzas de desgaste que imponen a las diferentes partes de la barrena la rotación y el peso, la fricción, el calor y la abrasión.

Dentro de la gran gama de brocas utilizadas en la industria petrolera son normalmente mencionadas:

- Brocas Tricónicas
- Brocas compactas (PDC)
- Brocas con insertos de tungsteno
- Brocas especialmente diseñadas para corazonar.



CIB-ESPOL

En este texto vamos a tratar de ampliar un poco lo que es esta gran gama de barrenas de perforación y en que tipos de formación son mas utilizados cada uno de ellos.

2.5.3 Brocas Tricónicas.- Los barrenas de conos giratorios son unos de los mas utilizados en la industria por su gran variedad.

El cuerpo de la broca consiste de una conexión de rosca con la cual se sujeta la broca de la tubería, los conos están montados sobre unos cojinetes, el

lubricante para estos cojinetes y los sitios por donde pasa de manera continua el fluido de



Fig. 2.32. Brocas Tricónicas.

perforación con el propósito de limpiar el fondo del hueco de los recortes producidos por la operación de perforación.

Uno de los propósitos de la forma del cuerpo de la broca es para que el fluido de perforación llegue de forma directa donde este hará mas eficientemente su trabajo de limpieza.

Muchos de los diferentes tipos de brocas tricónicas utilizan boquillas (jets) en la parte superior entre los conos para limpiarlos directamente.

El espacio distribuido entre los componentes depende del tipo de formación que se vaya a perforar con la broca.

2.5.4 Brocas Compactas.(PDC).- Otro tipo de barrenas llamadas de diamante, porque su elemento cortante lo forman diamantes industriales incrustados en el cuerpo de la barrena. El diseño del cuerpo de la barrena así como la disposición y configuración de las hileras de diamantes ofrecen una gran variedad de alternativas para perforar las diferentes clases de rocas.

Durante los últimos años se viene experimentando y acumulando experiencia con

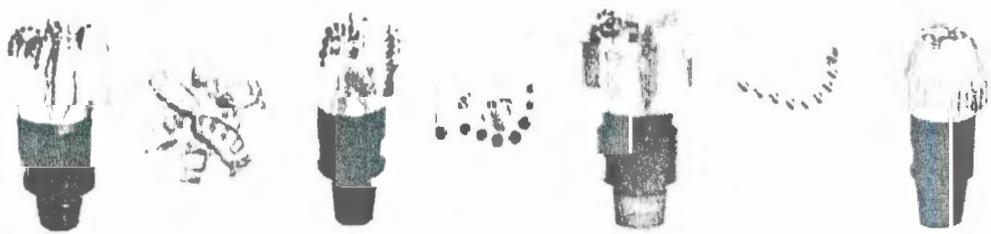


Fig. 2.33. Diferentes tipos de Brocas: a)Black Diamond; b) Chip Master; c) X-Tend; d) Diamante.

la perforación con aire en vez de lodo. Esta nueva modalidad ha introducido cambios en el tipo de barrena requerida.

La variedad de tipos de barrenas disponibles demuestra el interés que los fabricantes mantienen para que el diseño, la confección y utilización de barrenas de perforación representen la mas avanzada tecnología. Estas brocas son utilizadas en formaciones duras y abrasivas. Presentan una variedad de estilos para perforación rotatoria y con motor de fondo. Están diseñadas en varios tamaños, grados y concentraciones de diamante natural, dependiendo del uso específico que se le vaya a dar.



CIB-ESPOL

CAPITULO III

INFORMACIÓN BASICA REQUERIDA PARA DISEÑAR LA TRAYECTORIA DE UN POZO DIRECCIONAL EN EL CAMPO SACHA

3.1 Datos geológicos y de reservorio del campo Sacha⁶

De la información disponible en los archivos del campo se tiene que, el campo Sacha fue descubierto mediante el pozo exploratorio Sacha-1 perforado en febrero de 1969. Durante 1969 a 1970 fueron perforados 3 pozos de avanzada SA-2, SA-3, SA-4 con resultados positivos. El desarrollo del campo comenzó en marzo de 1971 con un espaciamiento de 250 – 100 acres. Hasta Junio del 2003 se habían perforado 168 pozos: tres han resultado secos y convertidos en reinyectares, seis se usan como inyectoras de agua para el mantenimiento de presión de los Yacimientos “U” y “T” de la formación Napo y 96 pozos se encuentran en producción. En el cuadro a continuación se presenta un resumen del estado de los pozos.

Tabla 3.1. Estado actual de todos los pozos en el campo Sacha

| ESTADO DE POZOS | NUMERO |
|-----------------|--------|
| PERFORADOS | 173 |
| EN PRODUCCIÓN | 96 |
| FLUJO NATURAL | 4 |
| BES | 9 |
| HIDRÁULICO | 83 |
| CERRADOS | 57 |
| ABANDONADOS | 11 |



CIB-ESPOL

| | |
|--------------|---|
| INYECTORES | 6 |
| REINYECTORES | 3 |

3.1.1 Ubicación geográfica.

El Campo Sacha está ubicado en la parte central del eje de la sub cuenca del Napo (provincia del Napo), al Nor Oriente de la Región Amazónica, formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido norte-sur. Se encuentra delimitado de la siguiente manera:

Norte por los Campos: Palo Rojo, Eno y Ron

Sur por los Campos : Vista Culebra, Culebra

Este por los Campos : Shushufindi-Aguarico, Pacay y Limoncocha

Oeste por los Campos: Pucuna, Paraíso y Huachito



Mapa I. Campo Sacha en Ecuador.

Geográficamente esta ubicado entre los $00^{\circ}11'00''$ y los $00^{\circ}24'30''$ de Latitud Sur y desde los $76^{\circ}49'40''$ hasta los $76^{\circ}54'16''$ de Longitud Oeste. Cubre un área total de 124 Km^2 aproximadamente. En los Mapas I y II, y con mayor detalle en el Anexo I, se puede apreciar la ubicación, y ciertos cuadrantes del campo.

3.1.2 Estructura y evolución.

De la información geológica disponible se tiene que Sacha es un anticlinal de dirección NNE - SSO. Se localiza en el flanco occidental del Corredor Petrolífero Sacha- Shushufindi. Tiene un ancho de 4 Km. al norte y alrededor de 7 Km. al centro y sur, y una longitud aproximada de 33 Km. Presenta un cierre vertical máximo de alrededor de 240' a la base caliza "A" y un área de 32 167 acres.



Bajo la estructura Sacha de edad cretácica, se desarrolló el anticlinal "Sacha Profundo", de posible edad jurásico inferior a medio que plegó depósitos paleozoicos y triásico- jurásicos de la Formación Sacha, el mismo que fue probado con el pozo Sacha Profundo - 1 sin resultados positivos.

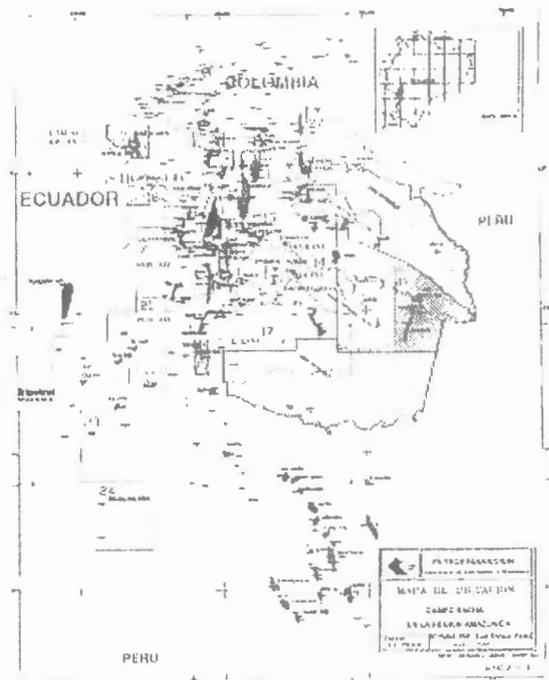
La estructura Sacha se formó entre el Turoniano y el Maastrichtiano, como muestra la variación de espesor de las formaciones Napo Medio - Superior y Tena, entre el flanco occidental y el alto de la estructura.

Los resultados de los estudios palinológicos dan una edad triásica a las capas rojas localizadas inmediatamente

sobre los sedimentos de la formación Macuma.

3.1.3 Ambiente Depositional.

Tanto para Hollín como para T y 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



Mapa II Campo Sacha, Ubicación y sus límites.

cruzada con laminación lodosa, facies heterolíticas inclinadas, capas dobles de lodo, estratificación cruzada bidireccional, 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 el Hollín Inferior y Superior.
- 3) Estuario dominado por mareas inundado durante el Hollín Superior.
- 4) Ambiente platafórmico bien desarrollado con areniscas glauconíticas durante la fase final de Hollín Superior.

La depositación de los principales reservorios evolucionó como en casi toda la cuenca a partir de un ambiente fluvial a la base, culminado en un ambiente de plataforma marina, en el marco de un ciclo transgresivo mayor con eventos menores correspondientes a los ciclos Hollín, T y U.

3.1.4 Reservas

Tabla 3.2. Estado actual de las reservas en el campo sachá por arena

| CAMPO | ARENA | VOLUMEN IN SITU BLS. | FR % | RESERVAS ORIGINALES BLS. | PRODUCCION ACUMULADA BLS. | RESERVAS REMANENTES BLS. |
|-------|--------------|----------------------------|---------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| SACHA | BT | 67.692.332 | 26,03 | 17.619.967 | 13.052.247 | 4.567.720 |
| | U | 762.615.924 | 39,78 | 292.844.515 | 153.972.629 | 138.871.886 |
| | T | 483.325.941 | 33,46 | 177.863.946 | 72.357.333 | 105.506.613 |
| | HOLLIN | 2.137.516.953 | 31,68 | 664.767.772 | 405.812.428 | 258.955.344 |
| | TOTAL | | | | 1.153.096.200 | 645.194.637 |

Según el estudio de reservas de marzo del 2003 oficializado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos las reservas remanentes del campo Sacha a Diciembre del 2002 son las que se muestran en la Tabla 3.2.

3.1.5 Estado de los Pozos

Pozos Verticales.- Desde 1969 se han perforado 168 pozos verticales, siendo el objetivo principal el yacimiento Hollín Inferior y como objetivos secundarios los yacimientos Hollín Superior, Napo "U", Napo "T" y Basal Tena.

Pozos direccionales.- Se han perforado en el campo Sacha dos pozos direccionales: SA-163D y 174D (año 2002).

Pozos horizontales.- Se perforaron tres pozos Horizontales: SA-171H, 173H, 175H, cuyo principal objetivo fue la arena Hollín inferior (años 2001-2).

Pozos cerrados.- En el campo Sacha existen 57 pozos cerrados, por las siguientes causas:

20 CERRADOS POR ESPERA DE REACONDICIONAMIENTO.

15 CERRADOS POR BAJO APORTE.

22 CERRADOS POR ALTO BSW.

Pozos Produciendo.- A Julio del 2004 el campo Sacha produce de 96 pozos de las formaciones Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín. El sistema de producción del campo es principalmente por Bombeo Hidráulico, con 4 pozos produciendo a flujo natural, 9 pozos produciendo con bombeo electro sumergible, y 83 pozos con bombeo hidráulico.



CIB-ESPOL

Pozos abandonados o por abandonarse.- Existen 11 pozos abandonados, los cuales poseen placas de abandono y otros con abandono temporal, que esperan reacondicionamiento para ser abandonados definitivamente. Los cuales definitivamente ya no serán reabiertos más.

Perforación de nuevos pozos.- Se tiene previsto perforar los siguientes pozos propuestos: 184, 185, 189, 193, los cuales serán pozos verticales, y guardan esta secuencia en orden de prioridades.

3.2 Litología y características de los reservorios del campo Sacha

Características litológicas de los reservorios.

Formación Hollín.- Consiste de areniscas cuarzosas blancas de grano medio a grueso, masivas con estratificación cruzada. Se caracteriza también por la presencia de capas guijarrosas delgadas e intercalaciones de lutitas, limolitas y arenas negras impregnadas de asfalto.

Las areniscas gruesas de la parte inferior son continentales, en tanto que la parte más superior de grano más fino fue depositada en medio marino litoral. Buenos afloramientos se presentan en el Sistema Subandino.

Su espesor varía entre 30 y 150 m.

Hollín Principal.- Arenisca cuarzosa, de grano medio a grueso, fino en menor proporción, con porosidad alrededor del 18% en promedio, con ocasionales niveles limosos y arcillosos.

Tienen un GOR de producción de aproximadamente 6 a 15 ft³/ STB.



CIB-ESPOL

Hollín Superior.- (o Arenisca Napo Basal). Arenisca cuarzosa-glauconítica, calcárea, de grano fino a medio, con una porosidad media del 14%. Se encuentra inter estratificada con lutita.

T Principal.- Es la sección arenosa de la secuencia T de mayor continuidad vertical y lateral, su espesor total varía entre 20 y 90' y se encuentra más desarrollada en la parte central del campo, siendo menor su desarrollo en el norte y sur del mismo.

T Superior.- Tiene un espesor total que oscila entre 30 y 100'. La distribución de tamaño y desarrollo arenoso es similar al descrito para la T principal. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que la T principal.

Con un GOR de 240 - 250 ft³/STB.

Arenisca U.- Es una cuarzo-arenita sul-arcósica y sub-lítica, de cuarzo mono polieriatalino, con menor proporción de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita. La matriz predominante es caolinítica y el cemento silíceo. La porosidad descrita intergranular tiene un valor promedio del 17 %.

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

Los reservorios de la arena U tiene asociado una presión de Burbuja de alrededor de 1180 a 1360 psia, con un GOR de 260 - 350 ft³/STB.

Resumiendo y tabulando los parámetros litológicos tenemos que las presiones de burbuja por arenas son:



CIB-ESPOL

Tabla 3.3 Parámetros Litológicos por arenas del Campo Sacha

| YACIMIENTO | PRESIÓN INICIAL | PRESIÓN ACTUAL | PRESIÓN BURBUJA |
|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| BASAL TENA | 3680 | 1400 | 807 |
| NAPO "U" | 4054 | 1750 | 1052 |
| NAPO "T" | 4146 | 1900 | 1310 |
| HOLLÍN SUPERIOR | 4450 | 3300 | 550 |
| HOLLÍN INFERIOR | 4450 | 4119 | 78 |

El siguiente cuadro muestra las variaciones de las porosidades, y permeabilidades promedios, y saturaciones de petróleo en las arenas productoras:



Tabla 3.4 Variaciones de las permeabilidades, porosidades y saturaciones arenas en el Campo Sacha

| YACIMIENTO | POROSIDAD | PERMEABILIDAD | SATURACION OIL | SOR |
|-----------------|-----------|---------------|----------------|--------|
| BASAL TENA | | | | |
| NAPO "U" | 16.7 | 425 | 20-25% | 30-40% |
| NAPO "T" | 14.5 | 242 | 15-20% | 25-35% |
| HOLLÍN SUPERIOR | 14.1 | 131 | 35-40% | |
| HOLLÍN INFERIOR | 17.1 | 347 | 20-30% | 30-40% |

Estos son los parámetros Litológicos en general del campo Sacha, tomando en cuenta cada una de sus arenas productoras. A continuación se muestra de manera gráfica la columna estratigráfica generalizada del campo Sacha

Fig. 3.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO SACHA

| EDAD | | LITOLOGIA | DESCRIPCION |
|-------------|---|---|--|
| MESOCIZOICO | CRETACICO | | |
| CRETACICO | MAESTRICHIANO | FM TENA | ARCILLITAS FINAS CLARAS, LUTITAS OSCURAS CLARAS, LUTITAS OSCURAS CLARAS, LUTITAS OSCURAS CLARAS. |
| | CAMPANIANO | CAMPANO | LUTITAS OSCURAS CLARAS OSCURAS, FOLIOSEAS. |
| | SANTONIANO | | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. |
| | CONIACIANO | | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. |
| | | TURONIANO | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. |
| | | | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. |
| | CENOMANIANO | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. | LUTITAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. |
| ALBIANO | | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. |
| | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. | |
| | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. | ARCILLAS OSCURAS CLARAS OSCURAS CLARAS. | |



3.3 Estudio de Geomecánica

Durante los últimos años y cada vez con más frecuencia, la industria petrolera ha ido dándose cuenta de que el estado de las tensiones tectónicas y las modificaciones que sufren como consecuencia de las operaciones derivadas de la actividad petrolera podría tener un efecto importante en varios aspectos de las operaciones de exploración y producción. Existe suficiente evidencia que indica que se pueden agregar valores sustanciales si se incorpora la geomecánica en los diseños de ingeniería, en especial cuando se perfora en aguas profundas y en ambientes tectónicamente activos en los que la inestabilidad de la perforación puede escalar sustancialmente los costos del pozo.

La geomecánica puede ocuparse de cuestiones tales como la producción de arena, consolidación del reservorio y hundimiento de la superficie, diseño de la fracturación hidráulica, gestión de los desechos por reinyección, y exploración y explotación en entornos geológicos extremadamente complejos.

Las características geomecánicas (propiedades mecánicas de la formación y tensiones in-situ) del campo sirven para poder así generar ventanas estables de peso del lodo para perforación y presiones de declinación o caída de presión críticas para la toma de decisiones.

También se utilizará la tecnología patentada de baker atlas de breakout (ovalización) controlado para permitir que los pozos se perforen con menor peso de lodos aunque manteniendo la integridad de la perforación, diseñando un programa de fluidos de perforación para minimizar el daño durante la perforación





BIBLIOTECA FICT
ESPOL

del pozo, por que un peso de lodos inferior no sólo reduce el daño en la formación, sino que también aumenta el coeficiente de penetración.

Al incorporar la geomecánica a los diseños y formulaciones de fluido de perforación, se pueden minimizar tanto la inestabilidad mecánica que se origina en la excavación como la inestabilidad química que surge de la interacción entre el fluido y las rocas.

Gracias a la aplicación de este riguroso ejercicio geomecánico, se podrán evitar o minimizar muchos problemas de perforación que consumen tiempo y que son muy costosos, como por ejemplo, tuberías atascadas, pérdida de circulación, demasiado calibre, cementación primaria inadecuada, ensanchamiento, carrera difícil, etc. y que se relacionan con la pérdida de la integridad del pozo de perforación.

Se optimizan los procesos de perforación, conclusión y operaciones del pozo. Este enfoque técnico ha sido diseñado para promover las eficiencias de rendimiento y minimizar los problemas que se relacionan con el tiempo de parada.

El principal objetivo del trabajo propuesto es evaluar la estabilidad del pozo durante la perforación y predecir los parámetros para el diseño de un fracturamiento hidráulico. Serán estudiados los potenciales problemas de estabilidad mecánica durante la perforación (pérdidas de circulación, derrumbes, colapso de hoyo) basados en las propiedades mecánicas y esfuerzos en-sitio. Esto será seguido por recomendaciones prácticas para la perforación, tal como ventana



CIB-ESPOL

de presión de lodo, presión de fractura, presión de propagación de fractura y estrategias de Completación.

Como parte de la información de entrada, serán producidos registros continuos de propiedades mecánicas estáticas y resistencia a lo largo del intervalo evaluado. En caso de contar con información de esfuerzos en sitio y pruebas de laboratorio, estas serán estudiadas en detalle para llevar a cabo las calibraciones necesarias.

Un análisis geomecánico completo requiere información de entrada correcta, tanto de campo como medidas de laboratorio y de registros de pozo. Una correcta información de entrada tal como mediciones de campo y laboratorio controladas y análisis e interpretación de registros es crítica.

Propiedades mecánicas de las Rocas y Estabilidad del Hoyo.- El conocimiento de las propiedades mecánicas y los esfuerzos "in-situ" es importante para planificar las estrategias de perforación y producción.

Cuando un hoyo es perforado, los esfuerzos alrededor de este aumentan debido a la extracción de material en ésta localización⁷.

Antes de la eliminación del material, la roca en ésta localización está en un estado pseudo estático/estable ya que no se esperan grandes movimientos ni alteración de la micro-estructura en un período corto de tiempo, excepto en áreas de alta actividad tectónica.

Después que se crea un hoyo, este estado estático/estable se rompe y el esfuerzo alrededor del hoyo es redistribuido.



CIB-ESPOL

Breakout Analysis

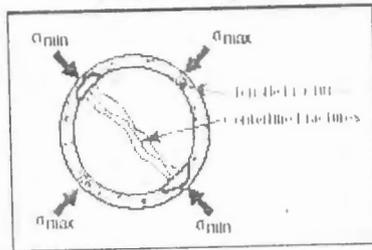


Fig. 3.2 Representación de los esfuerzos que se manifiestan al perforar un pozo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Cuando el esfuerzo redistribuido (concentración de esfuerzos) excede la resistencia de la roca, ocurrirá la falla y la geometría del hoyo será alterada.

- Si el esfuerzo compresivo alrededor del hoyo excede la resistencia compresiva, ocurrirá la falla del hoyo (“breakout”).
- Si el esfuerzo de tensión excede la resistencia a la tensión, ocurrirá la fractura inducida.

Los “breakouts” en el hoyo, por ejemplo, es una forma en que los esfuerzos locales exceden la resistencia compresiva de la formación. Esta concentración de esfuerzos no solo dependen de los valores de los esfuerzos en sitio en el campo, sino también de la dirección relativa del hoyo con la dirección de los esfuerzos en sitio.

- La planificación de pozos.
- El diseño de un exitoso programa de perforación incluye:
 - El conocimiento de la ventana de lodo.
 - Trayectoria del pozo.



CIB-ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- Tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Requieren del conocimiento de las propiedades mecánicas de la roca y los esfuerzos en sitio como entradas.

Esta propuesta estabilidad del hoyo/geomecánica incluye el análisis de problemas por factores geomecánicos que influyen en la estabilidad del hoyo, pero no estudia la debilidad de la roca por incompatibilidad con el lodo de perforación.

3.4 Información Requerida.

Un análisis de geomecánica completo requiere de un conjunto de información, como entrada. Esto es requerido para caracterizar las propiedades mecánicas de las rocas, resistencia y esfuerzos "in-situ" (local y regional), así como para investigar evidencias de falla de la roca u otro comportamiento anormal relacionado a las operaciones de perforación y/o completación. Los siguientes datos son requeridos para el análisis geomecánico propuesto. Si alguna de esta información no está disponible, serán hechas ciertas suposiciones y esas suposiciones será refinadas cuando se adquiera alguna data adicional.

- **Propiedades Mecánicas de laboratorio:** Aunque el programa LMP estima la resistencia y las propiedades mecánicas de la formación, el comportamiento mecánico determinado en el laboratorio sobre núcleos, incluyendo módulos de elasticidad, y relación de Poisson, son útiles para la calibración de las predicciones del LMP. Esta información es útil si está disponible, de no ser así no es requerida.



CIB-ESPOL

- **Información de la Geología Regional:** La información de la geología regional, tales como grandes fallas, pliegues y otras características geológicas, están relacionadas a los esfuerzos "in-situ". Aunque esta información no esté relacionada al campo de esfuerzos "in-situ" actual, puede usarse para confirmar los esfuerzos estimados, o usados como entrada inicial si no se dispone de otra información como "breakout" o trazas de fracturas en registro de imágenes, para construir el tensor de esfuerzo total.
- **Registros Convencionales y Acústicos:** El programa LMP requiere de velocidades acústicas compresionales y de corte como entrada. La lentitud de la onda de corte es crítica para una predicción exacta de las propiedades mecánicas de la roca. Si la lentitud de la onda de corte no es medida directamente, LMP tiene un módulo que puede predecirla utilizando una correlación establecida. Sin embargo, cuando la lentitud de corte es directamente medida usando la técnica del acústico dipolar, esta lentitud puede ser usada para predecir propiedades mecánicas con un alto nivel de confiabilidad. El registro acústico dipolar cruzado, también puede usarse para determinar la dirección de esfuerzos "in-situ". La alta tecnología del XMAC de Baker Atlas, es extremadamente útil para medir velocidades de ondas de corte en formaciones no consolidadas. Aunque se conoce que estas formaciones tienen altas atenuaciones acústicas, el XMAC puede proveer medidas correctas. Adicionalmente, se necesitan los registros requeridos para generar información sobre litología, saturación, y densidad.



- **Registros de Imagen y Densidad:** Los registros de imágenes son la mayor fuente para determinar la magnitud del esfuerzo horizontal máximo y desarrollar el estudio de estabilidad del hoyo y análisis de “breakout”. De la descripción de los “breakouts” y la información de la geología regional en pozos del área, pueden determinarse la magnitud y orientación de los esfuerzos en sitio, para evaluar la estabilidad del próximo pozo a ser perforado. El registro de densidad es requerido para determinar el esfuerzo vertical o de sobrecarga.
- **Historia del campo sobre inestabilidad de hoyos o producción de arena:** Cualquier problema de inestabilidad ocurrido en el pasado, indica el resultado de la batalla entre la resistencia de la roca y los esfuerzos “in-situ”. Esta información puede ser usada como puntos de calibración para la estimación de la resistencia de la roca y los esfuerzos “in-situ”.
- **Reportes diarios de perforación:** Los reportes diarios de perforación contienen información tales como peso del lodo usado, eventos de inestabilidad pérdida de circulación, pega de las barras de perforación, pérdida de capacidad de transporte del lodo debido al excesivo cantidad de material, etc.), presiones de pruebas de “leak-off”, presiones de formación, etc. Toda ésta información contribuye para pronosticar problemas de inestabilidad, descubrir comportamientos consistentes de hoyos, caracterización de esfuerzos “in-situ” y análisis de estabilidad.



CIB-ESPOL



- **Reportes Técnicos:** Reportes técnicos relevantes sobre estudios realizados por otras compañías o institutos de investigación.
- **Inversión Sísmica (Velocidades de ondas P y S, y perfiles de densidad):** En casos de que la información de registro no este disponible, la inversión sísmica derivada de las velocidades de ondas y la densidad en la localización del hoyo (de interés) puede usarse, para predecir las propiedades mecánicas y la presión de poros, con menos detalle. Esta información también contribuye para acoplar pozos cercanos y los pozos de interés.

3.5 Ubicación del pozo en superficie y objetivo en profundidad.

El enfoque del estudio de esta tesis está centrado, como su título lo dice, en el diseño de la “trayectoria” de un pozo direccional. Con este fin, previo al diseño de la trayectoria es necesario definir el punto de partida y el de llegada del nuevo pozo a perforar, lo cual es definido por el Departamento de Yacimientos con el de Geología de PETROPRODUCCIÓN, de acuerdo a un programa planificado del desarrollo del campo.

Dentro de la planificación hecha por PETROPRODUCCIÓN para el desarrollo del campo Sacha se tiene planificado perforar un pozo direccional (Sacha-140D) debido a que el punto de llegada de este pozo se encuentra verticalmente debajo del pueblo Sacha, (prácticamente debajo de la iglesia del pueblo) por lo tanto es necesario perforar un pozo direccional.



CIB-ESPOL

El departamento de desarrollo definió como punto de partida para la perforación del pozo Sacha-140D, la plataforma de perforación del pozo Sacha-106 (vertical), (En coordenadas UTM 9.996.412,23 y 292.505,01).

Y como llegada el punto definido por el programa de desarrollo del campo Sacha, el cual por coincidencia queda bajo iglesia de la población, a aproximadamente 10,000.00 pies de profundidad (En coordenadas UTM 9.996.688,10 y 293.629,08).

Quedando definidos los puntos inicial y de llegada del pozo de la siguiente manera en las coordenadas UTM⁶:

| | | |
|--------------------------|---------------------|-------------------|
| Punto de Partida: | 9.996.688,10 | 293.629,08 |
| Punto de llegada: | 9.996.412,23 | 292.505,01 |



CIB-ESPOL

Cabe anotar que la profundidad total por alcanzar en los pozos en el campo Sacha es desde 10,000 a 10,200 pies de profundidad, la cual varía de acuerdo a la zona donde se perfora, para el pozo Sacha 140D la profundidad vertical por alcanzar será de 10,000 a 10,100 pies. Para perforar el pozo Sacha 140 se partirá de la plataforma del pozo Sacha 106 por que es el punto más recomendable de inicio del pozo aprovechando esta plataforma. Con la definición de la ubicación de los puntos inicial y de llegada del pozo Sacha 140, ya tenemos el requisito más importante para diseñar la trayectoria de un pozo direccional ya que sabremos el

desplazamiento horizontal total, los estratos que va a atravesar, la profundidad total que va a alcanzar, etc.

3.6 Diámetros y Revestidores del hueco

El diámetro del hueco y los revestidores son una parte muy importante en la perforación de pozos y como siempre mas aún cuando estos son direccionales.

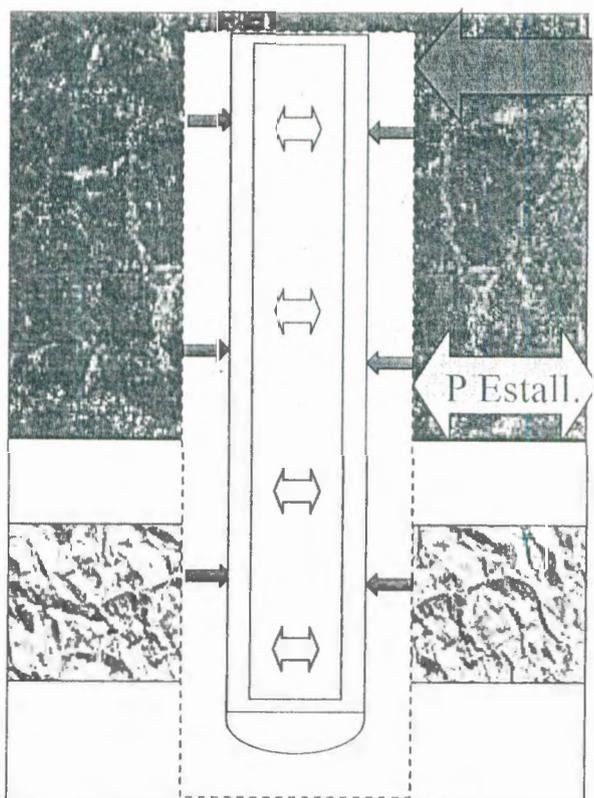


Fig. 3.3 Esquema de los estratos que pasa la tubería y las presiones que soporta.

Hay algunos factores que considerar para el asentamiento de tuberías de revestimiento como son la estabilidad del pozo, contingencias, posibles brotes, pozo lateral, experiencia en el área.



BIBLIOTECA FICET
ESPOL

Los pozos direccionales se han perforado exitosamente en combinaciones de diámetro pozo convencionales, el transporte de ripios es un factor que se toma en cuenta, la potencia superficial deberá ser suficiente para el manejo de pesos de tuberías, tomando en cuenta la fricción entre pozo y tubería. El desgaste de la tubería intermedia debido a la rotación de la sarta de perforación se deberá tomar en cuenta.

Una vez que se determinan los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, se selecciona el diámetro de la Tubería de Revestimiento (TR) de explotación, y será la base para determinar el arreglo de TR a utilizar, así como los diámetros del agujero. El diámetro de la TR va a depender de las características de los fluidos de formación, de las presiones que se generen en el fondo, normalmente el diámetro de la TR es a solicitud del cliente, del contratista de perforación direccional

Tuberías de Revestimiento (TR)⁵.- Son tuberías que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

El objetivo de las tuberías de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación.

Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la estabilidad del mismo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.



CIB-ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Además las tuberías de revestimiento proporcionan el medio para instalar las conexiones superficiales de control (cabezales, BOP), las empacaduras y las tuberías de producción.

Definimos por diseño mecánico el proceso que permite determinar o definir los tubulares (tuberías o juntas) que conforman una sarta, bajo la premisa principal de mantener una capacidad de resistencia superior a cualquier condición de carga que se le imponga. Al hablar de diseño se establece como el medio propio para estimar o extrapolar las condiciones de trabajo de una tubería, esto es muy importante de tomar en cuenta por que al llevar a cabo la colocación de las tuberías en el pozo, las condiciones de trabajo serán significativamente diferentes a las planteadas, por lo tanto se deberá considerar las cargas reales a las que se verá sometido dentro de las consideraciones de operación a la cual se la utilizará, y seleccionar bajo una estricta revisión de costos, la sarta de tuberías que resulte ser mas rentable.

Básicamente en el diseño mecánico se aplica el criterio $\text{Resistencia/Carga} > 1$ como el factor de decisión para la selección de los tubulares. Esto implica reconocer ampliamente el desempeño mecánico de las tuberías y la predicción mas realista de las

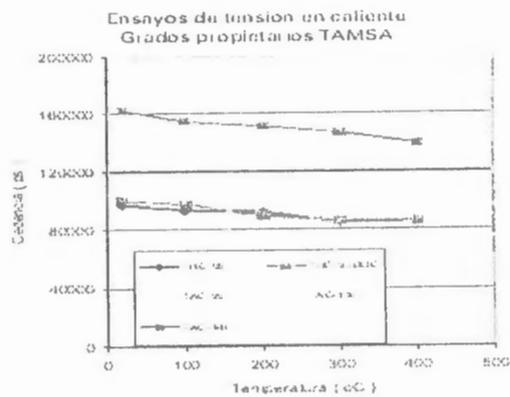


Fig. 3.4 Comportamiento térmico de la cedencia.



CIB-ESPOL



condiciones de carga a las cuales la tubería trabajará. Y básicamente, este solo hecho da lugar a lo que llamamos análisis mecánico de las tuberías.

Al aplicar como factor de decisión la relación RESISTENCIA/CARGA (R/C), se utilizan diferentes metodologías para definir o seleccionar la sarta de tuberías óptimas. Actualmente podemos clasificar estas metodologías en dos corrientes importantes: La Determinística y la Probabilística. Las bases y tratado de este capítulo concierne exclusivamente a la metodología Determinística, dado que se fundamenta la selección de tubulares exclusivamente observando la relación (R/C), es decir determinar en todo punto de la tubería la relación R/C. Mientras que en la metodología Probabilística se realiza una revisión estadística y una estimación de la probabilidad de la ocurrencia de falla de la tubería, con la premisa de que la relación R/C sea mayor de uno, la cual ha ganado muchos adeptos y su aplicación se ha extendido desde 1990 a las principales compañías operadoras de perforación. En los años 90 la evolución del diseño de tuberías de revestimiento y de producción se confronta con la situación de que en todo diseño debe incorporarse un análisis triaxial, tomar en cuenta cualquier condición de carga como, flexión, condiciones variables en presión como la presencia de una formación plástica, cualquier efecto axial (choque, fricción, térmico, balonamiento, pistonéo, pandeo) y como cargas de presión adicional, las debidas al incremento de presión en anulares cerrados, etc. Es decir, incorporar y generalizar el método de SERVICE LIFE y CARGA MÁXIMA para toda situación que propicie una condición de carga como: presión, axial, flexión,



CIB-ESPOL

torsión y no axiales. Además debe incorporar un fundamento para evaluar la resistencia de los tubulares bajo las ecuaciones API, como la incorporación de datos confiables de las tuberías denominadas PREMIUM (no API) . Por lo tanto proliferan una gran cantidad y variedad de métodos y propuestas de diseño que caen dentro de las propuestas del modelo de SERVICE LIFE.

Cedencia.- Para entender el comportamiento de falla comenzaremos por definir el concepto de cedencia o fluencia, que es aquella propiedad o condición de material

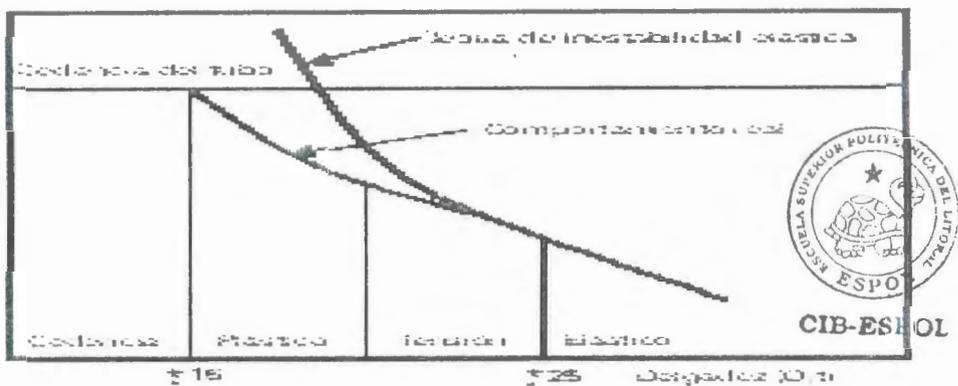


Fig. 3.5. Comportamiento del colapso.

para soportar la deformación elástica, o bien la resistencia que pone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente. Es decir el material se comporta plásticamente o se dice que tiene fluencia. Antes de esta deformación al liberar la carga el material recupera su estado original, se dice entonces que el material es elástico. El punto a partir del cual el material se fractura o se rompe, se dice que alcanza su último valor de resistencia a la cedencia.

Las principales fallas de la tubería son básicamente COLAPSO, TENSIÓN, ESTALLAMIENTO Y CORROSIÓN. El tratamiento de cada una de las fallas simplifica el estudio y análisis y comportamiento de la resistencia de los materiales.

Colapso.- La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de una tubería por una carga de presión. Esta actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia.

Estallamiento.- Se define como falla por estallamiento a la condición mecánica en la cual se genera una explosión de la tubería por que la presión interna en la tubería es mayor que la que esta resiste. Para predecir la resistencia al estallamiento de tuberías se utiliza la ecuación de Barlow, la cual se recomienda para tubos de espesor delgado, y es abalada por el API como estándar en sus especificaciones.

$$PEST = 0.875(\sigma y/d/t)$$

PEST : Resistencia al estallamiento (psi)

σy : Cedencia (psi)

d : Diámetro nominal

t : Espesor nominal



CII-ESPOL

Tensión.- la resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Como se menciono previamente se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto. Es decir:

Tabla 3.5. Diámetros de TR y diámetro de brocas

| DIAMETRO DE TR (PG) | DIAMETRO DEL COPLE (PG) | DIAMETRO DE BARRENA A EMPLEAR (PG) |
|---------------------|-------------------------|------------------------------------|
| 4 1/2 | 5.0 | 6, 6 1/8, 6 1/4 |
| 5 | 5.563 | 6 1/2, 6 3/4 |
| 5 1/2 | 6.050 | 7 7/8, 8 3/8 |
| 6 | 6.625 | 7 7/8, 8 3/8, 8 1/2 |
| 6 5/8 | 7.390 | 8 1/2, 8 5/8, 8 3/4 |
| 7 | 7.656 | 8 5/8, 8 3/4, 9 1/2 |
| 7 5/8 | 8.500 | 9 7/8, 10 5/8, 11 |
| 8 5/8 | 9.625 | 11, 12 1/4 |
| 9 5/8 | 10.625 | 12 1/4, 14 3/4 |
| 10 3/4 | 11.750 | 15 |
| 13 3/8 | 14.375 | 17 1/2 |
| 16 | 17.0 | 20 |
| 20 | 21.0 | 24, 26 |

$$RT = 0.7854 (de^2 - di^2) * \sigma_y$$

RT : Resistencia a la tensión (psi)

de : Diámetro exterior (in)

di : Diámetro interior (in)

σ_y : Mínimo esfuerzo de cedencia (psi)



CIB-ESPOL.

En la siguiente tabla se muestran diferentes diámetros de brocas que se pueden usar de acuerdo al diámetro de la tubería de revestimiento que se utilice y es una guía para la selección de la geometría del pozo⁶.

En PETROECUADOR para la perforación de pozos direccionales se tiene planificado utilizar la siguiente geometría de tubería de revestimiento para los pozos direccionales:

Tabla 3.6. Geometría a utilizar en los pozos direccionales de PETROECUADOR.

| Diámetro de la broca | Tubería de revestimiento | Profundidad | Comentarios |
|----------------------|--------------------------|-------------|-----------------|
| 26" | 20" | 200' | Tubo Conductor |
| 17 1/2" | 13 3/8" | 4000' | Cubrir Chalcana |
| 12 1/4" | 9 5/8" | 8200' | |
| 8 1/2" | 7" | 8800' | |
| 6 1/8" | 5" | PT | |

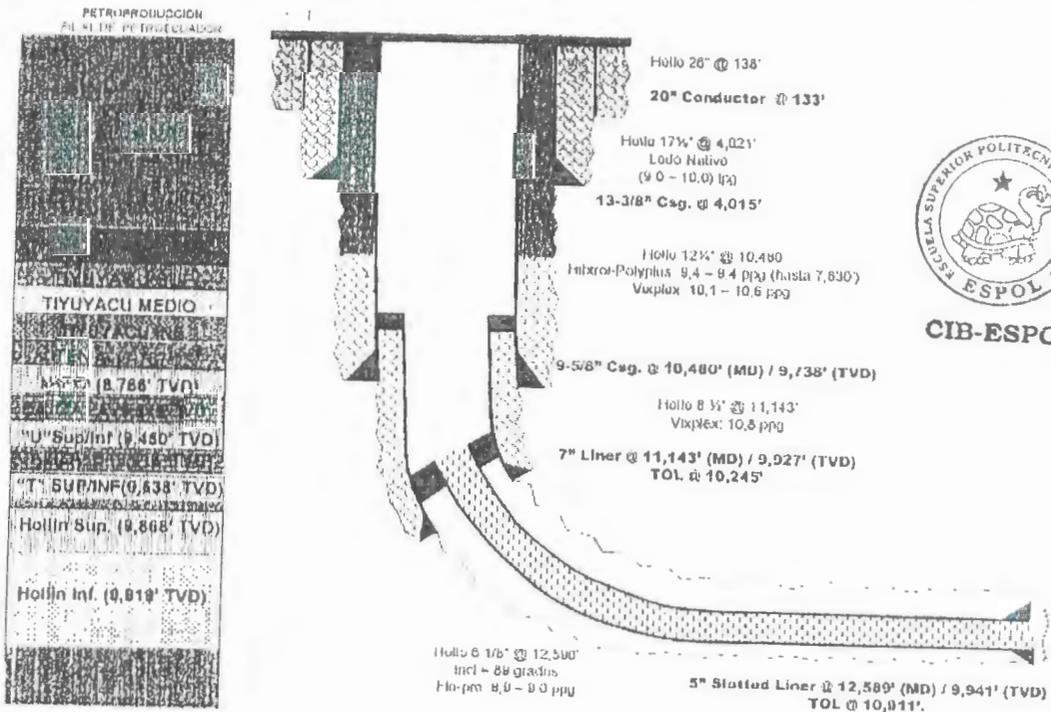


Fig. 3.6. Diseño del revestimiento a utilizar en los pozos Direccionales de PETROECUADOR

CAPITULO IV

DISEÑO DE LA TRAYECTORIA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

4.1 Procedimiento

El tema central de esta tesis es el diseño de la trayectoria de perforación, por lo tanto el punto final e inicial del pozo a perforar deben ya de estar correctamente definidos por el departamento de geología y de yacimientos, (parte que se trata con mayor detalle en la sección 3.3 y 4.2) una vez definido estos puntos se seguirá con la metodología sugerida por el departamento de registro de pozos de la división Baker Atlas la cual tiene cinco componentes principales:

Primero: Utilizando la información obtenida mediante registros de varios pozos ubicados en el área de estudio, será utilizado el programa LMP (“Logging Mechanical Properties”) para estimar la resistencia de la roca y las propiedades elásticas a través del intervalo de interés.

En este punto se utilizará los registros tomados en el pozo Sacha 182, en el cual se observan las propiedades mecánicas de la roca, como son: modulo de Young, modulo de Poisson, modulo de corte, velocidades acústicas en la roca y se determinará donde se generan cambios bruscos.

Segundo: estas serán comparadas y calibradas con resultados de ensayos de laboratorio realizados sobre muestras de núcleos de pozos anteriores. En caso de estar disponible material de núcleo sin ensayos realizados, se puede recomendar un programa de ensayos para obtener la calibración. **Correspondiente.**



CIB-ESPOL

Tercero: utilizando los registros de densidad, de pruebas de "leak off" y medidas de la presión de poro en los pozos, serán determinados:

- **Esfuerzo vertical principal.**- Que me determina el esfuerzo máximo para que se generen las fracturas.
- **Esfuerzo horizontal mínimo.**- Que me determina el mínimo valor para que no se desmoronen las paredes del pozo.
- **La presión de poro.**- Ayuda para determinar el peso y propiedades de los para que no solo evite derrumbes o no fracture la formación, sino también para que en el intervalo de interés no se invada el yacimiento y no se venga el pozo.

Datos de pozos anteriores deben ser tomados como referencia, con lo cual se tiene un valor aproximado para el peso de lodo tentativo mínimo para evitar el desmoronamiento de las paredes, y máximo para evitar fracturar la formación. Todos estos valores entre el mínimo y máximo se los denomina ventana de lodo, así como las zonas presurizadas que pueden crear problemas durante la perforación. Estos datos serán reajustados durante la perforación, en este caso como es un campo conocido se espera que este reajuste sea mínimo.

Cuarto: la información del registro de imágenes, si esta disponible, será utilizada para:

- Determinar las localizaciones y tamaño de "breakouts" y/o
- Fracturas inducidas durante la perforación, con lo cual puede ser determinado el esfuerzo horizontal máximo.



CIB-ESPOL

En caso de no observarse “breakouts” ni fracturas inducidas, se determinará un tope para el esfuerzo máximo.

Si no existe disponibilidad de registros de imágenes, será utilizada la información del registro de caliper orientado para caracterizar el esfuerzo horizontal máximo.

En este punto se harán análisis de los datos del estudio hecho por Schlumberger con su herramienta FMI (Formation Micro Imagen Log) en el pozo Sacha 170, el cual nos brinda información de “Breakouts” y “fracturas inducidas” que se toman en cuenta en la perforación de nuevos pozos.

Quinto: Finalmente se utiliza la información de esfuerzos en sitio derivada, la resistencia compresiva y ángulo de fricción de la formación para predecir la estabilidad del hoyo durante la perforación. La predicción de la estabilidad durante la perforación será conducida en cada formación de interés, considerando cualquier diseño de pozos (vertical, inclinado, horizontal).

Serán estimados el gradiente de fractura y la presión de propagación de fractura en los intervalos de interés.

Se hará un análisis de estos dos estudios realizados en el campo Sacha, para poder correlacionar en lo posible ambos estudios y llegar a una recomendación fundamentada de la trayectoria a seguir en la perforación del pozo direccional Sacha 140.

No se pueden definir círculos de contorno por que la información que se tiene del pozo Sacha 170, por que esta es limitada y no se puede llegar a valores definitivos, pero si son suficientes para recomendar trayectorias de perforación.



CIB-ESPOL

Una vez procesada toda esta información es muy importante tomar en cuenta las recomendaciones de las experiencias obtenidas durante la perforación de pozos direccionales anteriores, por los ingenieros de yacimientos, geólogos y perforadores, con lo cual se define la trayectoria final.

Finalmente se diseñan trayectorias tentativas, definiendo KOP, BUR, EOB, SDO, DOR., y con la ayuda del programa en Excel desarrollado durante la tesis se modelan las trayectorias de perforación, estas trayectorias serán explicadas y mostradas en la sección 4.4

4.2 Información Básica del Pozo

Para diseñar la trayectoria del pozo se necesita de información básica, la cual es muy importante para el diseño de la trayectoria de perforación.

Como ya se lo dijo anteriormente lo primero que se necesita es el punto inicial y final de la trayectoria de perforación que se especifican en la sección 3.3 y son:

En coordenadas UTM⁶:

Inicial : 293.629,08 y 9.996.638,10

Final: 292.505,01 y 9.996.412,23

Los valores iniciales son en superficie y los finales son a aproximadamente 10000 pies de profundidad.

Una vez definidos estos valores automáticamente se definen los valores de Azimut (Az) y desplazamiento horizontal (Vs) que son:

Azimut: 346,21°



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



CIB-ESPOL

Desplazamiento Horizontal: **1160 pies**

Finalmente en todo pozo direccional en el campo Sacha se tiene que el KOP o punto donde inicia la desviación del ángulo es a los **4000 pies**.

Con el conjunto de datos detallados anteriormente son los que hay que tomar en cuenta al momento de definir una trayectoria de perforación para el pozo Sacha-140D. Pero también es importante considerar las dos fuentes mas importantes de información que se tiene para el diseño de la trayectoria:

- 1.- Los estudios geomecánicos realizadas en el área Sacha, que son el del pozo Sacha 170 de imágenes realizado por Schlumberger y el del Sacha 182 de esfuerzos realizado por Baker,
- 2.- La información que se tiene de los pozos direccionales perforados anteriormente, (Sacha 173II, Sacha 174II y 163D) los cuales son de gran ayuda por que dejan una gran enseñanza para evitar los problemas que surgieron durante la perforación de estos.

No se tiene información detallada en su totalidad para definir de manera categórica la trayectoria, con círculos de contorno y peso del lodo, pero si la suficiente para poder recomendar trayectorias de perforación. Que se lo hará en la sección 4.3.

4.3 Diseño del perfil del pozo

El pozo Sacha-140D es un pozo que necesariamente tiene que ser direccional por que el punto objetivo de este queda debajo del pueblo de Sacha, por lo tanto no se



CIB-ESPOL

puede perforar un vertical. Los datos principales para el diseño de la trayectoria se detallan en la sección 4.2, a estos datos se adicionan los obtenidos en los estudios geomecánicos realizados en el Campo Sacha, que son los de los pozos Sacha170 y Sacha182.

En el primero se tiene una descripción de cada formación de este campo, interpretando los datos que brinda la herramienta de imagen resistiva FMI (Formation MicroImager) que permite la obtención de imágenes de alta resolución de las paredes del pozo a partir de pequeños cambios en la microresistividad de la roca, lo cual permite la identificación de numerosas fracturas y planos de estratificación así como buzamientos y rumbos que se presenten, pero esencialmente lo que contribuye al estudio de la geomecánica son las direcciones de los esfuerzos máximos y mínimos presentes en cada una de las secuencias litológicas.

En el segundo estudio se tiene una descripción y medición de las propiedades mecánicas de la roca, como son:

| | |
|-----------------|---------------------------------|
| Elasticidad | : Modulo de Young y de Poisson |
| Fuerza | : Shear MOD y ALFA |
| Tensión | : Bulk Mod y Shear Bulk Mod |
| Ondas acústicas | : DTC slowness y shear Slowness |

Este conjunto de propiedades nos permite dar una completa descripción de las características de la roca en el subsuelo, con las respectivas magnitudes de los esfuerzos máximos y mínimos.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



CIB-ESPOL

Del análisis de estos estudios previos se tiene que existe una alta densidad de estratificaciones cruzadas determinadas en las secuencias arenosas, las cuales se interpretan como fracturas selladas y se caracterizan por tener amplia dispersión en el azimut del buzamiento.

En las secuencias de la formación Napo, tenemos que los breakouts se interpretan como desmoronamiento del pozo debido al efecto de esfuerzos horizontales y se considera que son paralelos al mínimo esfuerzo horizontal.

En la secuencia litológica de la arenisca "u" inferior se presentan breakouts incipientes con una dirección aproximada de 30° azimut.

Tenemos además que se presentan pequeñas fracturas verticales de aproximadamente 2' con un azimut cercano a los 120°, esta fractura se interpreta como hidráulicamente inducida y su orientación es perpendicular a la orientación del mínimo esfuerzo horizontal.

En la Fm. Napo "T" superior, se presenta alta frecuencia de estratificaciones cruzadas localmente, y además se puede observar secuencias de estratificaciones cruzadas.

En los datos del pozo Sacha 182 se observa a ciertas profundidades que las propiedades mecánicas de la roca varían de tal manera que pueden presentarse problemas durante la perforación (breakouts, fracturas, pega de sarta, etc.).

Se observa un salto brusco de estos esfuerzos, lo cual alerta sobre posibles derrumbes o generación de fracturas al perforara las arenas:

Napo

8700ft aprox.



CIB-ESPOL

| | |
|------------|---------------|
| Caliza A | 9350ft aprox. |
| U superior | 9400ft aprox. |
| T inferior | 9700ft aprox. |

También se ve un leve cambio en las arenas

| | |
|------------|---------------|
| U inferior | 9500ft aprox. |
| Hollín | 9850ft aprox. |

Un ejemplo de estos datos se presentan en el Anexo V.

Finalmente se debe tomar en cuenta lo siguiente:

El departamento de yacimientos recomienda perforar verticalmente la formación Chalcana (aproximadamente 4000 ft) que es la que más problemas da durante la perforación. Luego incrementar el ángulo a no mayor de 14° para no tener problemas de desviación ni derrumbes, y finalmente llegar verticalmente al objetivo desde los 7000 ft., aproximadamente para evitar los problemas de interferencia de drenaje con otros pozos.

Tomando en cuenta anteriormente expuesto se puede empezar a definir las trayectorias de perforación:

Para diseñar la trayectoria de perforación del pozo Sacha-140D con la ayuda del programa desarrollado en Excel debemos de definir algunos parámetros los cuales son detallados en la sección 1.3 por tal motivo vamos a detallar cada uno de estos y su incidencia en el perfil a diseñar.

Azimut: El azimut es un valor definido conjuntamente por los departamentos de yacimientos y geología en este caso se define automáticamente al fijar el punto inicial

(plataforma en superficie) y final (objetivo en el subsuelo) del pozo, valores dados en coordenadas UTM en la sección 2.3, por lo tanto el azimut sin importar el tipo de trayectoria que se escoja siempre va a ser de $346,21^\circ$ visto en planta (con respecto al norte positivo). Este valor no permite márgenes de error por que 1° o 2° de error podrían cambiar totalmente la trayectoria de perforación, por que no llegaríamos al objetivo deseado.

V_s: Alcance Horizontal o Sección Vertical V_s, este valor también se define en el momento que se dan las coordenadas UTM de inicio y final del pozo por los departamentos de yacimientos y geología, para el caso del pozo Sacha-140D V_s es de 1160 ft, en términos exactos da 1157 ft pero por cuestiones de diseño se lo redondea con 3 pies de diferencia a 1160, lo cual no afecta el objetivo del pozo. Para este valor el margen de error puede ser de (1160+10,1160-10) debido a que el yacimiento horizontalmente tiene una gran extensión.

TVD: Profundidad Vertical Total o PT, en el campo Sacha los pozos se perforan de 10000 a 10200 pies de profundidad debido a que su arena productora mas profunda se encuentra en algunas zonas por los 99950 pies, y siempre se deja un denominado bolsillo de seguridad de unos 30 a 80 pies, para asegurarse de haber atravesado todas las arenas productoras y para que operacionalmente se puedan correr las herramientas de registros eléctricos que muchas veces son de 30 o 40 pies de longitud. Por lo tanto para el diseño del pozo Sacha-140D se puede utiliza una profundidad de 10000 a 10100 pies, y se puede observar en la tabla 4.3 que se uso en este caso valores para TVD de 10030 pies para el diseño 5b, 10050 para los diseños 1, 2, 3, 4, 5a, 6nc, 7 y 8



CIB-ESPOL

y de 10060 para el diseño 10060 para el 5c, si el diseño dependiera solo de este valor cualquiera de estos sería válido.

KOP: Punto donde empieza la desviación de la vertical, este valor está ya definido por el departamento de perforación como una práctica no discutible debido a que antes de esta profundidad se encuentra una formación denominada Chalcana la cual da problemas de desmoronamiento severo, lo cual se hace crítico en pozos desviados a esa profundidad, por lo que siempre se mantendrá perforación vertical hasta los 4000 pies, que se convierte en el KOP de los pozos en el campo Sacha.

Los cuatro valores anteriormente definidos son fijos sin importar el tipo de trayectoria que se diseñe, considerando que TVD puede ser de 10000 a 10100 pies.

Los valores que pueden variar son: Velocidad de incremento del ángulo (BUR) expresado en grados cada 100 pies ($^{\circ}/100ft$); Ángulo Máximo (AM) expresado en grados, Inicio de la caída del ángulo (SDO) expresado pies con respecto a



BIBLIOTECA FICT, ESPOL

Velocidad de la caída del ángulo (DOR) expresado en grados cada 100 pies. Variando estos valores se puede diseñar diferentes tipos de trayectorias para el diseño del pozo Sacha-140D.

Una vez definidos los valores que no se pueden cambiar y los parámetros de diseño de trayectoria de perforación para los pozos direccionales en Sacha se utiliza el programa en Excel para diseñar las trayectorias variando los valores permitidos, en este caso BUR, AM, SDO, DOR y diseñar diferentes trayectorias para poder encontrar la óptima.

Antes de diseñar las trayectorias se debe de anotar que el Ángulo Máximo (AM), es el valor máximo de desviación con respecto a la vertical, es decir es el valor del ángulo de desviación de la zona tangente.

El departamento de perforación recomienda que en lo posible, en el diseño de la trayectoria de los pozos direccionales en Sacha que este valor no pase de 14° para tratar de minimizar problemas durante la perforación.

Para el diseño del pozo Sacha-140D tenemos que ir variando los valores antes mencionados y correrlos en el programa de diseño, para en ese momento fijarnos que el valor de TVDreal no difiera en mas de 5 ft del TVD esperado, y que VsReal no difiera de lo planificado ($Vs=1160$ pies), en lo que se puede admitir un error máximo de ± 10 pies de este valor.

Cada uno de los diseños que se van modelando en Excel se les hace un control cada 100 pies de todos sus parámetros y se grafica la forma que tendrá el diseño completo. En algunos casos estos diseños tendrán errores en TVD y Vs de mas de 20 pies, estos diseños ni siquiera serán tomados en cuenta, por lo que definitivamente no cumplen con los parámetros mínimos de diseño.

Se seguirá este procedimiento hasta encontrar trayectorias que cumplan con los parámetros de diseño.

En la siguiente tabla se muestran los diseños considerados para el pozo Sacha-140D, de los cuales los que están resaltados son los que finalmente se recomiendan, es decir el 1 y el 5c.

En el anexo 4 se muestra en detalle el diseño de estas trayectorias (1 y 5c).

Tabla 4.1 Parámetros de Diseños Direccionales para el Pozo Sacha 140

| N. | T. | KOP | BUR | AM. | SDO | DOR | TVD | TVDreal | VS | VsReal | MD | Paradas |
|-----|----|------|-----|-----|------|-----|-------|----------|------|---------|----------|---------|
| 1 | S | 4000 | 2 | 14 | 7000 | 0,3 | 10050 | 10051,40 | 1160 | 1163,05 | 10173,57 | 113,04 |
| 2 | S | 4000 | 1,5 | 15 | 6600 | 0,3 | 10050 | 10051,55 | 1160 | 1154,36 | 10175,20 | 113,06 |
| 3 | S | 4000 | 2,5 | 15 | 6800 | 0,4 | 10050 | 10051,78 | 1160 | 1150,25 | 10179,18 | 113,10 |
| 4 | S | 4000 | 2 | 13 | 7600 | 0,3 | 10050 | 10051,07 | 1160 | 1155,93 | 10168,65 | 112,99 |
| 5a | J | 4000 | 1 | 12 | n | N | 10050 | 10051,05 | 1160 | 1158,19 | 10168,40 | 112,98 |
| 5b | J | 4000 | 1 | 12 | n | N | 10030 | 10031,05 | 1160 | 1153,94 | 10147,95 | 112,76 |
| 5c | J | 4000 | 1 | 12 | n | N | 10060 | 10061,05 | 1160 | 1160,32 | 10178,63 | 113,10 |
| 6nc | J | 4000 | 0,6 | 13 | n | N | 10050 | 10051,01 | 1160 | 1145,80 | 10172,24 | 113,02 |
| 7 | J | 4000 | 0,5 | 14 | n | N | 10050 | 10051,39 | 1160 | 1157,98 | 10179,58 | 113,11 |
| 8 | J | 4000 | 0,4 | 16 | n | N | 10050 | 10051,92 | 1160 | 1158,12 | 10188,50 | 113,21 |

N.: Número de diseño; T.: Tipo de diseño (S o J)

En la tabla 5.3 se muestran los diferentes diseños de trayectorias para el pozo Sacha 140D, en la cual se pueden apreciar los valores que se les da a BUR, AM., SDO, DOR en las columnas 4, 5, 6 y 7 respectivamente.

Los diseños 1, 2, 3 y 4 en forma de S cumplen con los errores esperados de lo real con respecto a lo planificado de TVD y Vs, pero los diseños 2 y 3 pasan a un ángulo máximo de 15° cuando el recomendado máximo es de 14°. Considerando solo los diseños 1 y 4 se ve que la única diferencia es el inicio de la caída del ángulo (SDO), donde la trayectoria 1 empieza su caída a menor profundidad (7000 ft), que la trayectoria 4 (7600 ft), dando una mayor distancia 600 ft para decaer el ángulo, lo cual operacionalmente es mas recomendable.

Quedando como mejor opción el diseño 1 en forma de S.

A continuación analizaremos las trayectorias 5a a la 8 en forma de J de la tabla 5.3 en la cual se observa que no existe valores de SDO, ni de DOR, por que no son



necesarios en este tipo de trayectorias, entonces los únicos valores que varían son el BUR y AM. Y adicionalmente se varía el valor de TVD en aproximadamente 30 pies. En este caso los diseños cumplen con los requerimientos de perforación con excepción del 6nc, por que el error de Vs es el mas alto, de 15 pies aproximadamente; y el diseño 8 utiliza un ángulo máximo de 16°, lo cual es 2° mas del recomendado.

Finalmente se selecciona el diseño 5c por dos motivos fundamentales, el primero es que tiene el menor error de Vs de 0,32 pies; el segundo es que el valor de BUR (de 1) es mas fácil de obtener que el de 0,6 y 0,5.

Hemos llegado a definir dos trayectorias de perforación óptimas las cuales una en forma de S (trayectoria 1), y otra en forma de J (trayectoria 5c) para la perforación del pozo Sacha-140D.

Una vez escogidas seleccionadas las trayectorias 1 y 5c se las presenta de 3 formas:

1.- Se hace una presentación cada 100pies de todos los parámetros de perforación que intervienen en el diseño de la trayectoria, y las diferentes arenas que atraviesa esta se las representa en el encabezado. Lo que se puede apreciar en el Anexo IV.

2.- Con los datos de Desplazamiento NS y EO se grafica la trayectoria que sigue el pozo, en el cual se puede apreciar de una manera rápida que dirección seguirá este visto en planta. Lo que se muestra en el gráfico 4.1.

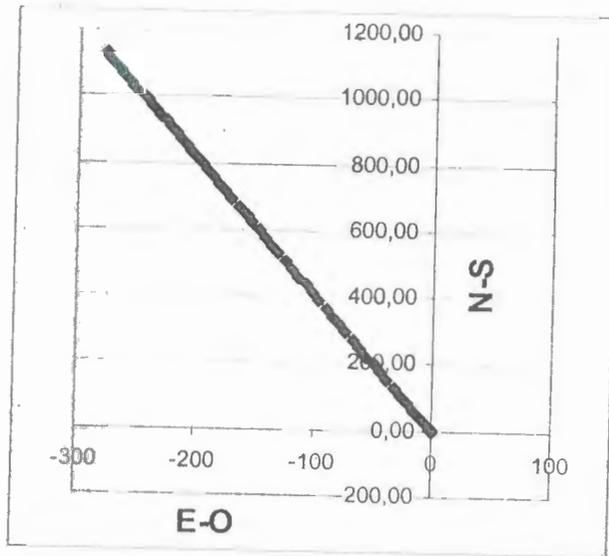
3.- Se modela esta trayectoria graficando los datos de PT vs Desplazamiento Horizontal en un gráfico 2d.

En este se puede apreciar un corte transversal de la trayectoria que sigue el pozo y que tan críticos son el aumento y disminución del ángulo con respecto a la vertical,



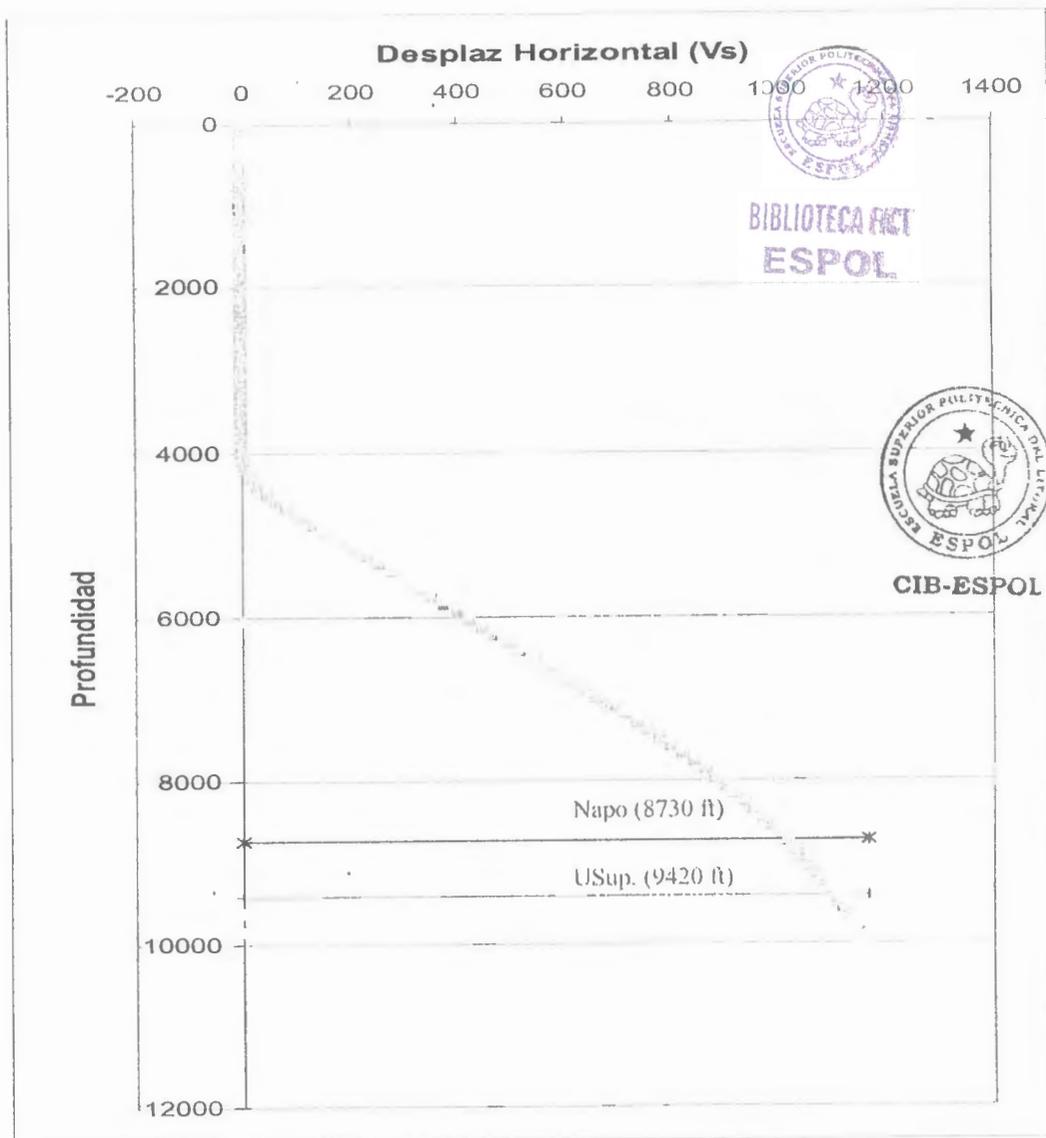
dando una vista rápida y general de la trayectoria del pozo. Lo cual se muestra en el gráfico 4.2 y 4.3 respectivamente para los diseños 1 y 5c.

Graf. 4.1 Vista en Planta de la Trayectoria del Pozo
sacha 140, (Az: 346,21)



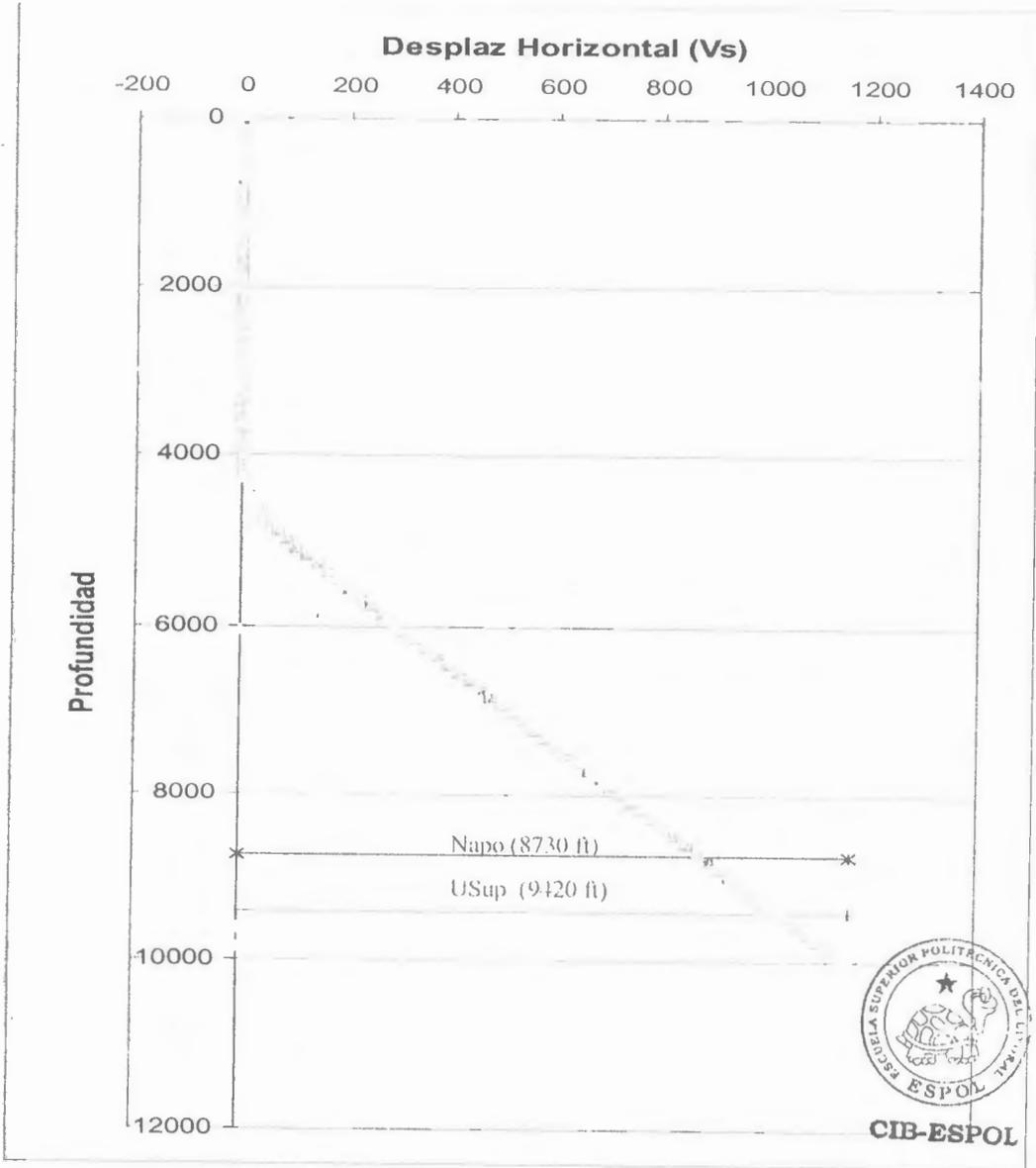
La siguiente es la vista transversal del diseño de la trayectoria #1 recomendada para la perforación del pozo SA-140 el cual es un diseño en forma de S.

Graf. 4.2 Vista transversal del diseño 1 del Pozo Sacha 140



La siguiente es la vista transversal del diseño de la trayectoria #5c recomendada para la perforación del pozo SA-140 el cual es un diseño en forma de J.

Graf. 4.3 Vista transversal del diseño 5c del Pozo Sacha 140



CAPITULO V.

BREVE ANÁLISIS ECONÓMICO (Tiempo de Recuperación de La Inversión)

La perforación de un pozo direccional es un trabajo muy complejo, este depende de un conjunto de operaciones las cuales tienen que llevarse a cabo de manera muy bien planificada para poder tener éxito, aún así siempre hay contratiempos durante la perforación de un pozo. 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, y en caso de que el pozo fracase cual es el riesgo que se corre al perforar este tipo de pozos.

El costo operacional de un pozo direccional, dependiendo de la profundidad alcance horizontal, de lo difícil que sea el campo, etc. Puede ser igual al costo de 3, 4 o hasta 5 pozos verticales, pero así mismo se evitan los problemas por impacto ambiental, se puede llegar a producir 2 o hasta 3 veces más que uno vertical (Dependiendo del espesor de drenaje que se logre).

Es decir cuando hablamos de pozos direccionales, hablamos de millones de dólares de inversión, en el campo Sacha de 3 a 4 millones en operaciones normales, pero si se tiene problemas operacionales (Atascamiento de tubería, desmoronamiento severo, pescado, etc.) pueden llegar hasta 5, 6 o 7 millones de dólares el costo de inversión. Y más aún en PETROPRODUCCION que la plata que se invierte es de todos los



CIP-ESPOL

ecuatorianos. E ahí la importancia de un análisis económico, el cual trata de ser lo mas sencillo y orientador posible.

5.1 Costo total del pozo

Para hacer un estimado del costo del pozo direccional al cual se le diseña la trayectoria en la tesis (Sacha 140D), se tomará en cuenta el costo de la perforación en pozos direccionales perforados recientemente en PETROPRODUCCION, ya que es el referente mas cercano que se tiene sobre el costo de un pozo direccional.

Para lo cual primero por medio de las tablas 5.1 y 5.2 se hará un resumen de los costos de las operaciones que se realizan al perforar un pozo direccional.

| Tabla 5.1 Resumen de costos de perforación del pozo Atacapi 12D | |
|--|---------------------|
| ACTIVIDAD | MONTO |
| Indemnizaciones | 7.161.00 |
| Plataforma | 185.169.30 |
| Estudios Topográficos | 1.589.570.00 |
| Tarifa de taladro | 225.245.69 |
| Perforación Direccional | 306.387.80 |
| Fluidos de perforación Análisis de rípios | 34.896.80 |
| Servicios de cementación | 194.870.96 |
| Inspección de Casing | 53.529.31 |
| Brocas | 197.265.00 |
| Provisión de casing | 407.879.07 |
| Provisión de accesorios | 45,359.49 |
| Registros Gyro | 17.170.00 |
| Registros Eléctricos | 87.583.26 |
| TOTAL: | 3.352.705.79 |
| TOTAL + IVA: | 3.755.030.48 |



CIB-ESPOL

| ACTIVIDAD | MONTO |
|-------------------------------------|---------------------|
| Localización (plataforma y piscina) | 121.371.00 |
| Movilización de taladro | 47.589.00 |
| Costo de perforación | 1.779.875.00 |
| Registros eléctricos | 305.843.00 |
| Trabajo de cementación y cemento | 289.167 |
| Material de lodos y químicos | 341.892.00 |
| Brocas | 267.573.00 |
| Análisis de rípios | 40.544.00 |
| Movilización del taladro | 48.511.00 |
| Trabajo contratado de la compañía | 22.260.00 |
| Tubería de revestimiento 20" | 2.547.22 |
| Tubería de revestimiento 13 3/8" | 137.088.00 |
| Tubería de revestimiento 9 5/8" | 167.444.14 |
| Liner de 7" | 21.450.00 |
| Cabezal | 51.817 |
| TOTAL | 3.644.917.36 |
| TOTAL + IVA | 4.082.307.44 |



El segundo paso será mostrar los costos totales de los pozos direccionales perforados por PETROPRODUCCION, para lo cual la siguiente tabla muestra costos de los pozos direccionales en el campo Sacha y 2 del campo Atacapi:

CIB-ESPOL

| Pozo | MD | TVD | Diseño | Costo |
|-------------|-----------|------------|-----------------------|---------------------|
| SA-163D | 10440 | 9985 | J | 5,833,035,00 |
| SA-173H | 10480 | 9738 | Horizontal | 3,600,000,00 |
| Atacapi 10D | 10211 | 9772 | J | 4,082.307.44 |
| Atacapi 12D | 10400 | 9830 | J | 3,755,030.48 |
| | | | Costo promedio | 4,317,293,23 |

Nota: No se toma en cuenta el costo del pozo Sacha 17411 por que en este hubo 2 pescados y se hicieron 2 sidetracks, por lo tanto los precios se incrementaron demasiado.

5.2 Análisis del costo de perforación

Al revisar los costos anteriores se puede decir que el costo de los pozos esta alrededor de los \$ 4,000,000,00, tomando en cuenta que el pozo Sacha 163D se elevó en aproximadamente \$ 1,000,000,00 por que en este se realizó una ventana lateral o sidetrack, lo cual incrementa el costo promedio de los pozos direccionales a \$ 4,317,293,2.

Con lo anteriormente expuesto se puede decir que el costo aproximado del pozo Sacha 140D, cuya trayectoria ha sido diseñada en este estudio, será de unos \$ 4, 000, 000,00.

Cabe recalcar que este valor seguramente se sujetará a cambios durante las operaciones ya que en operaciones de perforación siempre se realizan cambios de acuerdo a como se van desarrollando estas.

El siguiente paso es ver cual es el tiempo estimado de recuperación del costo del pozo (Inversión), para lo cual lo primero que tenemos que hacer es determinar cual será la producción diaria esperada.

Si consideramos que los últimos pozos que se perforaron en Sacha tienen una producción aproximada de 1000 barriles diarios, pero al mismo tiempo la producción de los pozos direccionales en Sacha actualmente es de 300 barriles



CIB-ESPOL

diarios se estimará una producción esperada de 500 barriles diarios para el pozo Sacha 140D, (valor razonablemente aceptable y en concordancia con los estimados de los ingenieros de producción de Sacha).

Se han hecho 2 estimaciones:

1.- Si se considera el precio del barril al Presupuesto del Estado de \$18 se tiene:

$$500 * 18 = \$ 9,000.00 \text{ diarios}$$

$$4,000,000.00 / 9,000.00 = 444.44 \text{ días}$$

Es decir 445 días que son 15 meses

2.- Si se considera el precio del barril a las condiciones actuales podemos decir:

Actualmente el precio del petróleo que se toma como referencia para el crudo ecuatoriano ha fluctuado desde los \$ 48, \$ 50, \$ 55 por lo que se lo considerará en \$ 50 al 12 de Octubre del 2004.

La diferencia del petróleo oriente es de \$10 aprox., debido a la competitividad del mercado, por el contenido de azufre, el grado API, transportes y otros. Se puede fijar un precio referencial de \$ 40, con lo que se hacen las siguientes estimaciones:

$$(500) * (\$40) = \$ 20,000.00 \text{ diarios}$$

$$(\$ 4,000,000.00) / (\$ 20,000.00 \text{ diarios}) = 200 \text{ días}$$

Que equivalen a 6 meses.



CIB-ESPOL

Podemos rápidamente concluir que en los actuales momentos las condiciones de la industria petrolera del mundo favorecen a los países exportadores de petróleo entre ellos el nuestro, recuperando todo tipo de inversión que realice

PETROPRODUCCION en la mitad del tiempo de lo planificado a inicios de año por el Estado.

En los tiempos actuales el recobro de la inversión es de manera muy rápida (6 meses en el escenario mas optimista y 15 meses en el escenario mas conservador), pero mientras mas tiempo se pasa y no se invierte en la perforación de nuevos pozos se está perdiendo la oportunidad de precios altos para el crudo que hacen viable económicamente el proyecto de pozos direccionales.

Este breve análisis económico de los costos de la perforación de pozos direccionales y la posterior recuperación de la inversión es muy sencillo pero, su rápida recuperación invita al análisis y toma de decisiones oportunas, teniendo como base las “lecciones aprendidas” que cada vez disminuyen los riesgos técnicos y alimentan el diseño de la trayectoria de nuevos pozos direccionales, como se ha procedido en este estudio.

CAPÍTULO VI.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CIB-ESPOL

Conclusiones:

Después de haber realizado el trabajo para desarrollar esta tesis podemos llegar a las siguientes conclusiones:

- Se perfora este pozo direccional (Sacha-140D) por el hecho de que el objetivo final se encuentra verticalmente debajo de una locación no accesible como es el pueblo de Sacha, por lo tanto su objetivo principal no es ganar espesor de drenaje sino el llegar a un objetivo ya definido.
- A pesar de que los breakouts fueron determinados no de manera continua, sino en los puntos en donde estos se presentaron, es posible determinar una rotación en el tensor de esfuerzos a lo largo de la secuencia interpretada. En las imágenes de tipo micro resistivas se puede apreciar eventos debido a esfuerzos presentes que dependerán de la calidad de adquisición de dichas imágenes. A lo largo de toda la secuencia de la arena "T" existe la tendencia de un esfuerzo horizontal en la dirección N-S, lo que genera un breakout cuando se perfora esta arena en esa dirección.
- El diseño final debe de ser en forma de "S" por que cumple con los requerimientos de desarrollo del campo y perforación del pozo.
- Se ha implementado un programa de diseño el mismo que sirve para modelar cualquier tipo de pozo direccional y, al mismo tiempo este permite analizar

de una forma mas detallada toda la perforación, y corregir errores de diseño de manera rápida., permitiéndonos rediseñar toda la trayectoria desde un punto intermedio de perforación, si es que la trayectoria se salio de lo planificado, teniendo acceso a una corrección fácil y rápida.

Recomendaciones:

Las recomendaciones que se dan son producto de los resultados obtenidos durante el estudio y también son tomadas de las "lecciones aprendidas" de pozos direccionales anteriores:

- Se recomienda continuar y hacer un estudio completo geomecánico durante la perforación de pozos futuros en el campo Sacha y así ganar mayor y mejor información para definir las propiedades mecánicas de las arenas y poder diseñar trayectorias de perforación con un mínimo de problemas de desmoronamiento o fracturamiento.
- Se recomienda asentar los revestidores sin desviar, es decir perforación vertical hasta el tope de Orteguaza (aproximadamente 4000ft), ya que con ello se evitaría los problemas de hinchamiento de las arcillas de Chalcana, lo cual dio problemas en perforaciones direccionales anteriores.
- Antes de entrar a las arenas U y T es recomendable como práctica circular bien el pozo hasta sacar todos los recortes, ya que estas arenas se caracterizan por mantenerse al mismo diámetro de la broca cuando se perforan, al contrario de las lutitas que tienden a presentar un hoyo mas grande. Por lo cual se recomienda limpiar bien para evitar atascamientos.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



CIB-ESPOL

- Es importante llevar en la locación un seguimiento constante de los ripsos acumulados para ver si se está limpiando el pozo y así evitar empaquetamientos en la sarta por falta de limpieza.
- Debido a la existencia de un breakout en la dirección N-S (Azimut 180°), en la arena "1" se recomienda que en cualquier trayectoria de perforación se evite seguir esta dirección, es decir variando por lo menos unos 10° a 15° con respecto a esta. En el caso del pozo Sacha-140D (pozo de estudio) no se tiene este problema porque la trayectoria de perforación es de 346.21° de azimut.
- En el caso de que las arenas y lutitas deban de ser perforadas en la misma sección, se debe perforar las arenas con un peso de 10.2 lpg. y sellarlas muy bien con algún aditivo al lodo, para mantener la retorta con las mejores prácticas de perforación, luego que las arenas estén selladas apropiadamente, se incrementa el peso del lodo hasta 10.5 lpg para perforar las lutitas.
- Es importante tener en locación un reemplazo de todas las herramientas que se están usando en las operaciones, así como equipo de contingencia, en caso de una pesca por ejemplo, y todas las herramientas que se corran en el hoyo deben tener un certificado de inspección.
- Se recomienda usar el programa para analizar varias alternativas de diseño de trayectoria para llegar a la más conveniente a seguir durante la perforación, respaldándose en estudios geomecánicos si es que estos estuvieran disponibles, y de reportes de pozos anteriores.
- Si se desvía el pozo de lo planificado, se recomienda corregir la dirección con



CIB-ESPOL

la ayuda del programa de diseño.



CIB-ESPOL

ANEXO II

Planificación del cambio de trayectoria.- El cambio de trayectoria se lo realiza de acuerdo a los siguientes planes:

- Cambio de inclinación total sin cambio de dirección
- Cambio total de dirección sin cambio de inclinación
- Aumentar la inclinación con cambio simultáneo de dirección
- Disminuir inclinación con cambio simultáneo de dirección

El diseño dependerá de la herramienta desviadora a emplear. (broca de chorro o motor –sustituto curvo)

El empleo de las cucharas se ha limitado para cuando se abre ventanas en tubería de revestimiento.

Diagrama de Ragland. - Es un método simple aplicado al tablero de la ouija, donde la diferencia es la construcción del diagrama, y sus etapas de construcción son:

- 1.- Dibujar una línea representando la inclinación inicial
- 2.- Medir el cambio de dirección
- 3.- Conectar vector representando el cambio total del ángulo
- 4.- La dirección de este vector será el cambio de dirección de la cara de la herramienta.

Compensación del torque inverso del motor.- Cuando el motor se activa del flujo del lodo la cara de la herramienta girará a la izquierda (torque inverso).

Técnicas de orientación de herramientas desviadoras:

Orientar la herramienta se refiere a cambiar la inclinación dirección o ambos, y estas se emplean cuando; se inicia la desviación del pozo (KOP), se establece un ángulo guía (lead ángulo) o se ajusta la trayectoria del pozo.

La información requerida para este fin es:

- La inclinación del azimut actual del pozo
- El cambio en inclinación y azimut requerido
- El ritmo del cambio del ángulo (pata de perro) el cual depende de la herramienta, condiciones geológicas y operacionales.

Cuando se está en el campo y no se tiene a disposición un programa para determinar el cambio en la orientación del pozo o se quiere tener un referente útil, se puede utilizar el tablero de la ouija, donde el limitante es que el cambio total del ángulo debe de ser menor de 6° aproximadamente.



CIB-ESPOL

ANEXO III

Detalles de las partes del motor de fondo

Válvula de alivio.- El propósito de esta herramienta es permitir drenar a la sarta de perforación mientras se saca la tubería (viajes) de esta forma se evitan los viajes con lodo.

Además esta trabaja como un cross over para unir la pared delgada del stator a un tipo estándar API de rosca, en lugar de este también puede ser usada un cross over simple.

La válvula generalmente se la usa en:

- Pérdida de fuerza frecuente del motor
- “Sacudir” mecer el BHA para ayudar a deslizar
- Backreaming
- Pozos de alta dog-leg (sobre los 12°)



CIB-ESPOL

Sección de Poder.- La sección de poder de un motor consiste de un stator y de un rotor.

El stator es un tubo de acero con una línea moldeada de caucho. El rotor es una barra rígida de acero que usualmente esta cubierta de una capa de cromo de aproximadamente 0,01 in, varios tipos de recubrimiento pueden ser aplicados a la superficie del rotor para evitar problemas de abrasión y corrosión.

La sección de poder se forma cuando se une el stator con el rotor formando un conjunto de cavidades independientes separadas por los puntos de contacto entre el estator y el rotor.

El movimiento del fluido (aire, agua o lodo) a través del stator hace que el rotor gire. En cuanto el rotor gira en el interior del stator, el rotor además tiene un rolling/ratcheting movimiento llamado rotación que se produce en la dirección opuesta a la del rotor.

Para motores que tienen una interferencia positiva un sello entre el stator y el rotor, un caucho en el stator comprime en una cantidad igual a la cantidad es igual al del stator (La interferencia para cada ciclo). La compresión repetida del lóbulo del stator causa el endurecimiento del trabajo del centro del lóbulo hasta el calor generado por histéresis.

Cuando el caucho del stator se endurece para el trabajo este pierde su elasticidad y se vuelve frágil, mas la rotación empieza a romper el interior del lóbulo del stator y debilita la habilidad del stator de mantener una presión diferencial, esto es algo difícil de detectar por que es en el interior del stator y no puede ser detectado sin cortar el stator.

La velocidad de slip no puede ser excedida por la rata máxima o el lóbulo se dañará por la fricción. La velocidad de rotación es igual a la salida del motor RPM veces el número de lóbulos en el rotor.

Los criterios de diseño para la sección de poder son los siguientes:

- Rotor/stator radio del lóbulo.



- Rotor/stator interferencia por el relleno.
- Largo de las etapas del espiral.
- Número de etapas.
- Caída de presión máxima de diseño por etapa.

Que puede producir falla en la sección de poder.

Las fallas en el caucho, que es usualmente el elemento que falla en la sección de poder, este tipo de fallas son definidas como:

- Chunking o chunked out (trozo, pedazo, porción)
- Debond
- Junk daño



CIB-ESPOL

Otros elementos que hay que tomar en cuenta para prevenir el daño en la sección de poder son:

- Empate entre Rotor/stator.
- Tipo de Fluido de perforación
- Temperatura del lodo
- Presión diferencial, tomando en cuenta las curvas de funcionamiento del motor
- Perdida de circulación de material
- Boquillas del rotor
- Patas de perro
- Tiempo de vida útil

Sección de Transmisión.- La sección de transmisión conecta el rotor en la sección de poder a el eje de transmisión, el objetivo es transmitir el torque rotacional y velocidad desde el rotor a el eje de transmisión a través del Bent sub ajustable. Además la transmisión debe compensar para movimiento excéntrico de la rotación dentro del tubo stator.

La transmisión consiste de un eje corto recto el cual se empata (ensambla) con una junta universal en cada lado, los cuales son empaquetados con grasa y sellados

Bearing Section.- Esta sección contiene el eje de transmisión, valeros radiales y valeros impulsores para el motor. Dos tipos de valeros hay disponibles para los motores:

- Lubricados con lodo
- Sellados



CIB-ESPOL

Actualmente hay discusión sobre cual tipo de valeros es el mejor, en la mayoría de áreas es actualmente recomendado el lubricado con lodo para la mayoría de las aplicaciones.

Algunos de los Elementos que pueden causar falla en la sección de valeros son:

- Weight on bit (WOB)
- Caída de presión en la broca
- Sólidos en el lodo

Caja/Roscas.- Los motores tienen un número diferentes de roscas en la conexión. Las conexiones del tope y de la base son generalmente medidas estándar de rosca

API. El armar, desarmar y rehusar y recortar las conexiones API es completamente simple. Muchas maquinas tienen el calibre específico de rosca para su trabajo



CIB-ESPOL

Datos iniciales para el diseño de la trayectoria de un pozo direccional

1 Campo: Sacha TVD: 10050 BUR: 2 AnglMaximo: 14
 Pozo: SA-140D 1160 DOR: 0,3 SurveyCada: 324,00
 Fecha: 18/Oct/04 KOP: 4000 DropOff(S/N): s
 Autor: Henry David Rey M. SDO: 7000

Coord. UTM (S/N): S
 Inicio X: 293.629,08 Inicio Y: 9.996.688,10
 Final X: 292.505,01 Final Y: 9.996.412,23

Desphoriz: 1160
 Azimuth: 346,21

Topes de Formaciones:

| Topes a Graficar (S/N): | n | Orteguaza: | 5416 |
|-------------------------|--------------|------------|------|
| S | Tiyuyaco: | 6043 | |
| n | Tena: | 7778 | |
| S | Nappo: | 8730 | |
| n | Caliza A: | 9355 | |
| S | U Sup.: | 9420 | |
| n | U Inferior: | 9490 | |
| n | Caliza B: | 9580 | |
| S | T Sup.: | 9608 | |
| n | T Inf.: | 9687 | |
| S | Hollin Sup.: | 9840 | |
| n | Hollin inf.: | 9895 | |



CIB-ESPOL

| VarMD | MD | Angln. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|-------|------|--------|--------|------|--------|----------|----------|------|
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| VarMD | MID | Angln. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|--------|---------|--------|--------|---------|--------|----------|----------|------|
| 100,00 | 100,00 | 0,00 | 100,00 | 100,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 200,00 | 0,00 | 100,00 | 200,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 300,00 | 0,00 | 100,00 | 300,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 400,00 | 0,00 | 100,00 | 400,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 500,00 | 0,00 | 100,00 | 500,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 600,00 | 0,00 | 100,00 | 600,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 700,00 | 0,00 | 100,00 | 700,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 800,00 | 0,00 | 100,00 | 800,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 900,00 | 0,00 | 100,00 | 900,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1000,00 | 0,00 | 100,00 | 1000,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1100,00 | 0,00 | 100,00 | 1100,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1200,00 | 0,00 | 100,00 | 1200,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1300,00 | 0,00 | 100,00 | 1300,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1400,00 | 0,00 | 100,00 | 1400,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1500,00 | 0,00 | 100,00 | 1500,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1600,00 | 0,00 | 100,00 | 1600,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1700,00 | 0,00 | 100,00 | 1700,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1800,00 | 0,00 | 100,00 | 1800,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1900,00 | 0,00 | 100,00 | 1900,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2000,00 | 0,00 | 100,00 | 2000,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2100,00 | 0,00 | 100,00 | 2100,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2200,00 | 0,00 | 100,00 | 2200,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2300,00 | 0,00 | 100,00 | 2300,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2400,00 | 0,00 | 100,00 | 2400,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2500,00 | 0,00 | 100,00 | 2500,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2600,00 | 0,00 | 100,00 | 2600,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2700,00 | 0,00 | 100,00 | 2700,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2800,00 | 0,00 | 100,00 | 2800,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2900,00 | 0,00 | 100,00 | 2900,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| VarID | MD | Angln. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|--------|---------|--------|--------|---------|--------|----------|----------|--------|
| 100,00 | 3000,00 | 0,00 | 100,00 | 3000,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3100,00 | 0,00 | 100,00 | 3100,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3200,00 | 0,00 | 100,00 | 3200,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3300,00 | 0,00 | 100,00 | 3300,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3400,00 | 0,00 | 100,00 | 3400,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3500,00 | 0,00 | 100,00 | 3500,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3600,00 | 0,00 | 100,00 | 3600,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3700,00 | 0,00 | 100,00 | 3700,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3800,00 | 0,00 | 100,00 | 3800,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3900,00 | 0,00 | 100,00 | 3900,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 4000,00 | 0,00 | 100,00 | 4000,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 4100,00 | 2,00 | 99,97 | 4099,97 | 346,21 | 1,69 | -0,42 | 1,74 |
| 100,00 | 4200,00 | 4,00 | 99,85 | 4199,82 | 346,21 | 6,78 | -1,66 | 6,98 |
| 100,00 | 4300,00 | 6,00 | 99,60 | 4299,42 | 346,21 | 15,24 | -3,74 | 15,69 |
| 100,00 | 4400,00 | 8,00 | 99,24 | 4398,66 | 346,21 | 27,07 | -6,64 | 27,88 |
| 100,00 | 4500,00 | 10,00 | 98,75 | 4497,41 | 346,21 | 42,26 | -10,37 | 43,52 |
| 100,00 | 4600,00 | 12,00 | 98,15 | 4595,56 | 346,21 | 60,79 | -14,92 | 62,60 |
| 100,00 | 4700,00 | 14,00 | 97,42 | 4692,98 | 346,21 | 82,64 | -20,28 | 85,09 |
| 100,00 | 4800,00 | 14,00 | 97,03 | 4790,01 | 346,21 | 106,13 | -26,05 | 109,28 |
| 100,00 | 4900,00 | 14,00 | 97,03 | 4887,04 | 346,21 | 129,63 | -31,81 | 133,47 |
| 100,00 | 5000,00 | 14,00 | 97,03 | 4984,07 | 346,21 | 153,12 | -37,58 | 157,66 |
| 100,00 | 5100,00 | 14,00 | 97,03 | 5081,10 | 346,21 | 176,62 | -43,35 | 181,86 |
| 100,00 | 5200,00 | 14,00 | 97,03 | 5178,13 | 346,21 | 200,11 | -49,11 | 206,05 |
| 100,00 | 5300,00 | 14,00 | 97,03 | 5275,16 | 346,21 | 223,61 | -54,88 | 230,24 |
| 100,00 | 5400,00 | 14,00 | 97,03 | 5372,19 | 346,21 | 247,10 | -60,64 | 254,43 |
| 100,00 | 5500,00 | 14,00 | 97,03 | 5469,22 | 346,21 | 270,60 | -66,41 | 278,63 |
| 100,00 | 5600,00 | 14,00 | 97,03 | 5566,25 | 346,21 | 294,09 | -72,18 | 302,82 |
| 100,00 | 5700,00 | 14,00 | 97,03 | 5663,28 | 346,21 | 317,59 | -77,94 | 327,01 |
| 100,00 | 5800,00 | 14,00 | 97,03 | 5760,31 | 346,21 | 341,08 | -83,71 | 351,20 |

| VarMID | MID | Angin. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | VS. |
|--------|---------|--------|--------|---------|--------|----------|----------|--------|
| 100,00 | 5900,00 | 14,00 | 97,03 | 5857,34 | 346,21 | 364,58 | -89,47 | 375,39 |
| 100,00 | 6000,00 | 14,00 | 97,03 | 5954,37 | 346,21 | 388,07 | -95,24 | 399,59 |
| 100,00 | 6100,00 | 14,00 | 97,03 | 6051,40 | 346,21 | 411,57 | -101,01 | 423,78 |
| 100,00 | 6200,00 | 14,00 | 97,03 | 6148,43 | 346,21 | 435,06 | -106,77 | 447,97 |
| 100,00 | 6300,00 | 14,00 | 97,03 | 6245,46 | 346,21 | 458,56 | -112,54 | 472,16 |
| 100,00 | 6400,00 | 14,00 | 97,03 | 6342,49 | 346,21 | 482,05 | -118,31 | 496,36 |
| 100,00 | 6500,00 | 14,00 | 97,03 | 6439,52 | 346,21 | 505,55 | -124,07 | 520,55 |
| 100,00 | 6600,00 | 14,00 | 97,03 | 6536,55 | 346,21 | 529,04 | -129,84 | 544,74 |
| 100,00 | 6700,00 | 14,00 | 97,03 | 6633,58 | 346,21 | 552,53 | -135,60 | 568,93 |
| 100,00 | 6800,00 | 14,00 | 97,03 | 6730,61 | 346,21 | 576,03 | -141,37 | 593,12 |
| 100,00 | 6900,00 | 14,00 | 97,03 | 6827,64 | 346,21 | 599,52 | -147,14 | 617,32 |
| 100,00 | 7000,00 | 14,00 | 97,03 | 6924,66 | 346,21 | 623,02 | -152,90 | 641,51 |
| 77,64 | 7077,64 | 14,00 | 75,33 | 7000,00 | 346,21 | 641,26 | -157,38 | 660,29 |
| 22,36 | 7100,00 | 13,93 | 21,70 | 7021,70 | 346,21 | 646,50 | -158,67 | 665,69 |
| 100,00 | 7200,00 | 13,63 | 97,12 | 7118,82 | 346,21 | 669,64 | -164,34 | 689,51 |
| 100,00 | 7300,00 | 13,33 | 97,24 | 7216,06 | 346,21 | 692,28 | -169,90 | 712,83 |
| 100,00 | 7400,00 | 13,03 | 97,36 | 7313,43 | 346,21 | 714,43 | -175,34 | 735,63 |
| 100,00 | 7500,00 | 12,73 | 97,48 | 7410,91 | 346,21 | 736,09 | -180,65 | 757,93 |
| 100,00 | 7600,00 | 12,43 | 97,60 | 7508,51 | 346,21 | 757,24 | -185,84 | 779,71 |
| 100,00 | 7700,00 | 12,13 | 97,71 | 7606,22 | 346,21 | 777,90 | -190,91 | 800,99 |
| 100,00 | 7800,00 | 11,83 | 97,82 | 7704,04 | 346,21 | 798,07 | -195,86 | 821,75 |
| 100,00 | 7900,00 | 11,53 | 97,93 | 7801,97 | 346,21 | 817,73 | -200,69 | 842,00 |
| 100,00 | 8000,00 | 11,23 | 98,03 | 7900,00 | 346,21 | 836,90 | -205,39 | 861,74 |
| 100,00 | 8100,00 | 10,93 | 98,13 | 7998,13 | 346,21 | 855,57 | -209,97 | 880,96 |
| 100,00 | 8200,00 | 10,63 | 98,23 | 8096,37 | 346,21 | 873,74 | -214,43 | 899,67 |
| 100,00 | 8300,00 | 10,33 | 98,33 | 8194,70 | 346,21 | 891,41 | -218,77 | 917,86 |
| 100,00 | 8400,00 | 10,03 | 98,42 | 8293,12 | 346,21 | 908,58 | -222,98 | 935,54 |
| 100,00 | 8500,00 | 9,73 | 98,52 | 8391,64 | 346,21 | 925,25 | -227,07 | 952,70 |
| 100,00 | 8600,00 | 9,43 | 98,60 | 8490,24 | 346,21 | 941,42 | -231,04 | 969,35 |



CIB-ESPOL

| VarMD | MD | Angln. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|--------|----------|--------|--------|----------|--------|----------|----------|-------------|
| 100,00 | 8700,00 | 9,13 | 98,69 | 8588,93 | 346,21 | 957,08 | -234,89 | 985,48 |
| 100,00 | 8800,00 | 8,83 | 98,77 | 8687,70 | 346,21 | 972,25 | -238,61 | 1001,10 |
| 100,00 | 8900,00 | 8,53 | 98,85 | 8786,56 | 346,21 | 986,91 | -242,21 | 1016,19 |
| 100,00 | 9000,00 | 8,23 | 98,93 | 8885,49 | 346,21 | 1001,07 | -245,68 | 1030,77 |
| 100,00 | 9100,00 | 7,93 | 99,01 | 8984,50 | 346,21 | 1014,72 | -249,03 | 1044,83 |
| 100,00 | 9200,00 | 7,63 | 99,08 | 9083,57 | 346,21 | 1027,87 | -252,26 | 1058,37 |
| 100,00 | 9300,00 | 7,33 | 99,15 | 9182,72 | 346,21 | 1040,52 | -255,37 | 1071,40 |
| 100,00 | 9400,00 | 7,03 | 99,21 | 9281,94 | 346,21 | 1052,66 | -258,35 | 1083,90 |
| 100,00 | 9500,00 | 6,73 | 99,28 | 9381,22 | 346,21 | 1064,30 | -261,20 | 1095,89 |
| 100,00 | 9600,00 | 6,43 | 99,34 | 9480,56 | 346,21 | 1075,44 | -263,93 | 1107,35 |
| 100,00 | 9700,00 | 6,13 | 99,40 | 9579,96 | 346,21 | 1086,06 | -266,54 | 1118,29 |
| 100,00 | 9800,00 | 5,83 | 99,45 | 9679,41 | 346,21 | 1096,19 | -269,03 | 1128,72 |
| 100,00 | 9900,00 | 5,53 | 99,51 | 9778,92 | 346,21 | 1105,80 | -271,39 | 1138,62 |
| 100,00 | 10000,00 | 5,23 | 99,56 | 9878,48 | 346,21 | 1114,91 | -273,62 | 1148,00 |
| 100,00 | 10100,00 | 4,93 | 99,61 | 9978,08 | 346,21 | 1123,52 | -275,73 | 1156,86 |
| 73,57 | 10173,57 | 4,71 | 73,31 | 10051,40 | 346,21 | 1129,53 | -277,21 | 1163,05 PLH |



CIB-ESPOL

Datos iniciales para el diseño de la trayectoria de un pozo direccional

5 **Campo:** Sacha **TVD:** SA-140 **AngMaximo:** 12
Pozo: SA-140 **KOP:** 18/Oct./04 **BOB:** 4000 **DropOff(S/N):** n **SurveyCada:** 100
Autor: Henry David Rey M. **BOB:** 4000 **DropOff(S/N):** n **SurveyCada:** 100



Coord. UTM (S/N): S **Inicio X:** 293.629,08 **Inicio Y:** 9.996.688,10 **DespHoriz:** 1160
Final X: 292.505,01 **Final Y:** 9.996.412,23

Topes de Formaciones:

| Topes a Graficar (S/N): | S | Orteguaza: | 5416 |
|-------------------------|---|--------------|------|
| | S | Tiyuyaco: | 6043 |
| | S | Tena: | 7778 |
| | S | Nappo: | 8730 |
| | S | Caliza A: | 9355 |
| | S | U Sup.: | 9420 |
| | S | U Inferior: | 9490 |
| | S | Caliza B: | 9580 |
| | S | T Sup.: | 9608 |
| | S | T Inf.: | 9687 |
| | S | Hollin Sup.: | 9840 |
| | S | Hollin inf.: | 9895 |

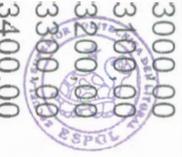
| VarmD | MD | Angln. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|-------|------|--------|--------|------|--------|----------|----------|------|
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| VarMD | MD | Angln. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|--------|---------|--------|--------|---------|--------|----------|----------|------|
| 100,00 | 100,00 | 0,00 | 100,00 | 100,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 200,00 | 0,00 | 100,00 | 200,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 300,00 | 0,00 | 100,00 | 300,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 400,00 | 0,00 | 100,00 | 400,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 500,00 | 0,00 | 100,00 | 500,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 600,00 | 0,00 | 100,00 | 600,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 700,00 | 0,00 | 100,00 | 700,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 800,00 | 0,00 | 100,00 | 800,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 900,00 | 0,00 | 100,00 | 900,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1000,00 | 0,00 | 100,00 | 1000,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1100,00 | 0,00 | 100,00 | 1100,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1200,00 | 0,00 | 100,00 | 1200,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1300,00 | 0,00 | 100,00 | 1300,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1400,00 | 0,00 | 100,00 | 1400,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1500,00 | 0,00 | 100,00 | 1500,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1600,00 | 0,00 | 100,00 | 1600,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1700,00 | 0,00 | 100,00 | 1700,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1800,00 | 0,00 | 100,00 | 1800,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 1900,00 | 0,00 | 100,00 | 1900,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2000,00 | 0,00 | 100,00 | 2000,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2100,00 | 0,00 | 100,00 | 2100,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2200,00 | 0,00 | 100,00 | 2200,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2300,00 | 0,00 | 100,00 | 2300,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2400,00 | 0,00 | 100,00 | 2400,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2500,00 | 0,00 | 100,00 | 2500,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2600,00 | 0,00 | 100,00 | 2600,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2700,00 | 0,00 | 100,00 | 2700,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2800,00 | 0,00 | 100,00 | 2800,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 2900,00 | 0,00 | 100,00 | 2900,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |



CIB-ESPOL

| VarMD | MD | Angln. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|--------|---------|--------|--------|---------|--------|----------|----------|--------|
| 100,00 | 3000,00 | 0,00 | 100,00 | 3000,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3100,00 | 0,00 | 100,00 | 3100,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3200,00 | 0,00 | 100,00 | 3200,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3300,00 | 0,00 | 100,00 | 3300,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3400,00 | 0,00 | 100,00 | 3400,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3500,00 | 0,00 | 100,00 | 3500,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3600,00 | 0,00 | 100,00 | 3600,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3700,00 | 0,00 | 100,00 | 3700,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3800,00 | 0,00 | 100,00 | 3800,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 3900,00 | 0,00 | 100,00 | 3900,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 4000,00 | 0,00 | 100,00 | 4000,00 | 346,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 100,00 | 4100,00 | 1,00 | 99,99 | 4099,99 | 346,21 | 0,85 | -0,21 | 0,87 |
| 100,00 | 4200,00 | 2,00 | 99,96 | 4199,95 | 346,21 | 3,39 | -0,83 | 3,49 |
| 100,00 | 4300,00 | 3,00 | 99,90 | 4299,86 | 346,21 | 7,63 | -1,87 | 7,85 |
| 100,00 | 4400,00 | 4,00 | 99,81 | 4399,67 | 346,21 | 13,55 | -3,33 | 13,96 |
| 100,00 | 4500,00 | 5,00 | 99,69 | 4499,35 | 346,21 | 21,17 | -5,20 | 21,80 |
| 100,00 | 4600,00 | 6,00 | 99,54 | 4598,89 | 346,21 | 30,48 | -7,48 | 31,39 |
| 100,00 | 4700,00 | 7,00 | 99,35 | 4698,24 | 346,21 | 41,48 | -10,18 | 42,71 |
| 100,00 | 4800,00 | 8,00 | 99,14 | 4797,38 | 346,21 | 54,15 | -13,29 | 55,76 |
| 100,00 | 4900,00 | 9,00 | 98,90 | 4896,28 | 346,21 | 68,51 | -16,81 | 70,54 |
| 100,00 | 5000,00 | 10,00 | 98,62 | 4994,91 | 346,21 | 84,53 | -20,75 | 87,04 |
| 100,00 | 5100,00 | 11,00 | 98,32 | 5093,23 | 346,21 | 102,23 | -25,09 | 105,27 |
| 100,00 | 5200,00 | 12,00 | 97,99 | 5191,22 | 346,21 | 121,59 | -29,84 | 125,20 |
| 100,00 | 5300,00 | 12,00 | 97,81 | 5289,03 | 346,21 | 141,79 | -34,80 | 145,99 |
| 100,00 | 5400,00 | 12,00 | 97,81 | 5386,85 | 346,21 | 161,98 | -39,75 | 166,78 |
| 100,00 | 5500,00 | 12,00 | 97,81 | 5484,66 | 346,21 | 182,17 | -44,71 | 187,58 |
| 100,00 | 5600,00 | 12,00 | 97,81 | 5582,48 | 346,21 | 202,36 | -49,66 | 208,37 |
| 100,00 | 5700,00 | 12,00 | 97,81 | 5680,29 | 346,21 | 222,55 | -54,62 | 229,16 |
| 100,00 | 5800,00 | 12,00 | 97,81 | 5778,10 | 346,21 | 242,75 | -59,57 | 249,95 |



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



| VarMD | MD | Angln. | VarTVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|--------|---------|--------|--------|---------|--------|----------|----------|--------|
| 100,00 | 5900,00 | 12,00 | 97,81 | 5875,92 | 346,21 | 262,94 | -64,53 | 270,74 |
| 100,00 | 6000,00 | 12,00 | 97,81 | 5973,73 | 346,21 | 283,13 | -69,49 | 291,53 |
| 100,00 | 6100,00 | 12,00 | 97,81 | 6071,55 | 346,21 | 303,32 | -74,44 | 312,32 |
| 100,00 | 6200,00 | 12,00 | 97,81 | 6169,36 | 346,21 | 323,51 | -79,40 | 333,11 |
| 100,00 | 6300,00 | 12,00 | 97,81 | 6267,18 | 346,21 | 343,71 | -84,35 | 353,90 |
| 100,00 | 6400,00 | 12,00 | 97,81 | 6364,99 | 346,21 | 363,90 | -89,31 | 374,70 |
| 100,00 | 6500,00 | 12,00 | 97,81 | 6462,81 | 346,21 | 384,09 | -94,26 | 395,49 |
| 100,00 | 6600,00 | 12,00 | 97,81 | 6560,62 | 346,21 | 404,28 | -99,22 | 416,28 |
| 100,00 | 6700,00 | 12,00 | 97,81 | 6658,44 | 346,21 | 424,47 | -104,17 | 437,07 |
| 100,00 | 6800,00 | 12,00 | 97,81 | 6756,25 | 346,21 | 444,66 | -109,13 | 457,86 |
| 100,00 | 6900,00 | 12,00 | 97,81 | 6854,07 | 346,21 | 464,86 | -114,09 | 478,65 |
| 100,00 | 7000,00 | 12,00 | 97,81 | 6951,88 | 346,21 | 485,05 | -119,04 | 499,44 |
| 100,00 | 7100,00 | 12,00 | 97,81 | 7049,70 | 346,21 | 505,24 | -124,00 | 520,23 |
| 100,00 | 7200,00 | 12,00 | 97,81 | 7147,51 | 346,21 | 525,43 | -128,95 | 541,03 |
| 100,00 | 7300,00 | 12,00 | 97,81 | 7245,33 | 346,21 | 545,62 | -133,91 | 561,82 |
| 100,00 | 7400,00 | 12,00 | 97,81 | 7343,14 | 346,21 | 565,82 | -138,86 | 582,61 |
| 100,00 | 7500,00 | 12,00 | 97,81 | 7440,96 | 346,21 | 586,01 | -143,82 | 603,40 |
| 100,00 | 7600,00 | 12,00 | 97,81 | 7538,77 | 346,21 | 606,20 | -148,77 | 624,19 |
| 100,00 | 7700,00 | 12,00 | 97,81 | 7636,59 | 346,21 | 626,39 | -153,73 | 644,98 |
| 100,00 | 7800,00 | 12,00 | 97,81 | 7734,40 | 346,21 | 646,58 | -158,69 | 665,77 |
| 100,00 | 7900,00 | 12,00 | 97,81 | 7832,21 | 346,21 | 666,78 | -163,64 | 686,56 |
| 100,00 | 8000,00 | 12,00 | 97,81 | 7930,03 | 346,21 | 686,97 | -168,60 | 707,35 |
| 100,00 | 8100,00 | 12,00 | 97,81 | 8027,84 | 346,21 | 707,16 | -173,55 | 728,15 |
| 100,00 | 8200,00 | 12,00 | 97,81 | 8125,66 | 346,21 | 727,35 | -178,51 | 748,94 |
| 100,00 | 8300,00 | 12,00 | 97,81 | 8223,47 | 346,21 | 747,54 | -183,46 | 769,73 |
| 100,00 | 8400,00 | 12,00 | 97,81 | 8321,29 | 346,21 | 767,74 | -188,42 | 790,52 |
| 100,00 | 8500,00 | 12,00 | 97,81 | 8419,10 | 346,21 | 787,93 | -193,37 | 811,31 |
| 100,00 | 8600,00 | 12,00 | 97,81 | 8516,92 | 346,21 | 808,12 | -198,33 | 832,10 |
| 100,00 | 8700,00 | 12,00 | 97,81 | 8614,73 | 346,21 | 828,31 | -203,28 | 852,89 |



CIB-ESPOL

| VarmD | MD | Angln. | VartVD | TVD | AZM | NS_total | EW_total | Vs. |
|--------|----------|--------|--------|----------|--------|----------|----------|-------------|
| 100,00 | 8800,00 | 12,00 | 97,81 | 8712,55 | 346,21 | 848,50 | -208,24 | 873,68 |
| 100,00 | 8900,00 | 12,00 | 97,81 | 8810,36 | 346,21 | 868,70 | -213,20 | 894,48 |
| 100,00 | 9000,00 | 12,00 | 97,81 | 8908,18 | 346,21 | 888,89 | -218,15 | 915,27 |
| 100,00 | 9100,00 | 12,00 | 97,81 | 9005,99 | 346,21 | 909,08 | -223,11 | 936,06 |
| 100,00 | 9200,00 | 12,00 | 97,81 | 9103,81 | 346,21 | 929,27 | -228,06 | 956,85 |
| 100,00 | 9300,00 | 12,00 | 97,81 | 9201,62 | 346,21 | 949,46 | -233,02 | 977,64 |
| 100,00 | 9400,00 | 12,00 | 97,81 | 9299,44 | 346,21 | 969,66 | -237,97 | 998,43 |
| 100,00 | 9500,00 | 12,00 | 97,81 | 9397,25 | 346,21 | 989,85 | -242,93 | 1019,22 |
| 100,00 | 9600,00 | 12,00 | 97,81 | 9495,07 | 346,21 | 1010,04 | -247,88 | 1040,01 |
| 100,00 | 9700,00 | 12,00 | 97,81 | 9592,88 | 346,21 | 1030,23 | -252,84 | 1060,80 |
| 100,00 | 9800,00 | 12,00 | 97,81 | 9690,69 | 346,21 | 1050,42 | -257,80 | 1081,60 |
| 100,00 | 9900,00 | 12,00 | 97,81 | 9788,51 | 346,21 | 1070,62 | -262,75 | 1102,39 |
| 100,00 | 10000,00 | 12,00 | 97,81 | 9886,32 | 346,21 | 1090,81 | -267,71 | 1123,18 |
| 100,00 | 10100,00 | 12,00 | 97,81 | 9984,14 | 346,21 | 1111,00 | -272,66 | 1143,97 |
| 78,62 | 10178,62 | 12,00 | 76,91 | 10061,05 | 346,21 | 1126,88 | -276,56 | 1160,32 PLH |



Bibliografía:

1. Curso internacional de perforación dirigida.- ESPOL.- FICT
Seminario
2. Seminario de perforación direccional.- Schlumberger.- Quito- Ecuador
3. Diseño y tecnología de perforación de pozos direccionales y horizontales.-
Ministerio de Energía y minas.- Facultad de ingeniarías minas y petróleos
instituto superior de investigación.- Instructor Daniel García Gavito, PhD.
4. Perforación Direccional.- Randy Smith.- Training Solutions
5. Curso de Perforación de Pozos.- Ingeniero salvador I. Nájera Romero.- Quito-
Ecuador 2003.
6. Archivo técnico de PETROPRODUCCIÓN
7. Archivo de Baker Atlas.



CIB-ESPOL