

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



"TECNICAS EN OPERACIONES DE DESVIO DE  
POZOS, USO DE WHIPSTOCK"

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO

ELABORADO POR:  
PEDRO MIGUEL MEJIA MORALES

PROMOCION: 1996-0

LIMA - PERU

2010

## **DEDICATORIA**

*Me gustaría dedicar esta Tesis a toda mi familia, en especial a mi padre Florencio quien sé que desde el cielo sé que me sigue acompañando en todo lo que hago y mi madre Emiliana, por su comprensión y ayuda en momentos malos y menos malos. Me han enseñado a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi empeño, y todo ello con una gran dosis de amor y sin pedir nunca nada a cambio.*

*Para mi esposa Johana, por su paciencia, por su comprensión, por su empeño, por su amor,... porque la quiero. Realmente ella me llena por dentro para conseguir un equilibrio que me permita dar el máximo de mi.*

*Para mi hija, Ariana. Su nacimiento es lo mejor que nunca me ha pasado, y ha venido a este mundo y es mi motivación para superarme cada vez mas. Es sin duda mi referencia para el presente y para el futuro.*

*A todos ellos, muchas gracias de todo corazón.*

## **AGRADECIMIENTO**

*Principalmente a mi padre y a mi madre por su amor, ejemplo y apoyo incondicionales, por haberme brindado la oportunidad de esta gran experiencia, el estudiar en la UNI. A mi hermanita Liz por su gran apoyo desde el inicio y final de mi carrera, a mi hermanito Fredi por su ejemplo de madurez y responsabilidad, a mi hermanito Pepe quien es ejemplo de insistencia y perseverancia, a mi hermanita Lili por su entusiasmo y motivación durante los años de estudiante, a mi familia, mi esposa Johana por darme apoyo incondicional siempre, a mis abuelos que están en el cielo, mi abuelo Miguel a quien le gustaba jugar dama y casino conmigo cuando yo era niño, mi abuelo Anatolio quien le hubiera gustado que estudie medicina y le sane su herida mortal que tenía en el pie.*

*A mis profesores de la facultad por sus enseñanzas, a mis compañeros de estudios de la carrera de ingeniería de Petróleo, quienes hoy ya son profesionales de éxito y están en diferentes partes del Perú y el mundo*

*En general quisiera agradecer a todas y cada una de las personas que han vivido conmigo la realización de esta tesis, con sus altos y bajos y que no necesito nombrar porque tanto ellas como yo sabemos que desde los más profundo de mi corazón les agradezco el haberme brindado todo el apoyo, colaboración, ánimo y sobre todo cariño y amistad.*

## SUMARIO:

La actividad de perforar un pozo de petróleo tiene riesgos inherentes que pueden ocasionar demoras no planificadas, dichas demoras puede elevar grandemente los costos inicialmente presupuestados para la compañía que opera el campo petrolero y en algunos casos hasta correr el riesgo de perder el pozo.

Siendo esta una labor que es costosa en comparación con otras labores en la explotación de hidrocarburos, se hace necesario encontrar la mejor manera de perforar en forma eficiente y segura, minimizando los riesgos y aplicando técnicas que hayan dado buenos resultados.

La presente tesis tiene por finalidad demostrar que usando las técnicas adecuadas para la realización del desvío de un pozo de petróleo, se puede minimizar algunos de estos riesgos, específicamente cuando se va a proceder a hacer un desvío de pozo ahorrar tiempo y dinero. Se han tomado casos reales donde se ha analizado las cosas que se hicieron de una manera correcta, se ha agregado recomendaciones adicionales con el fin de proporcionar una guía que contribuya a realizar las operaciones de desvío de pozos de manera económica y segura.

Uno de los métodos comentados en detalle es el desvío de pozo dentro de tubería de revestimiento llamada casing, que es una especie de cuchara metálica llamada "Whipstock", la cual es sentada a una determinada profundidad y orientada a una determinada dirección para salir del hueco original. Se hace recomendaciones para seleccionar el mejor tipo de formación en el intervalo disponible, el tipo de broca, el diseño de ensamble de fondo. Se analiza un caso específico debido a que este no quedó bien colocado y posteriormente dio muchos problemas y demoras.

# TÉCNICAS EN OPERACIONES DE DESVÍO DE POZOS, USO DE WHIPSTOCK

DEDICATORIA .....	i
AGRADECIMIENTO .....	ii
SUMARIO .....	iii
INDICE .....	iv

## CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Problemática .....	1
1.2. Formulación del Problema .....	2
1.3. Justificación del Plan de Tesis .....	2
1.4. Hipótesis .....	3
1.5. Variables.....	4

## CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación .....	5
2.2 Bases Teóricas .....	6
2.2.1 Perforación Direccional .....	6
2.2.2 Reseña Histórica .....	6
2.2.3 Avances Tecnológicos .....	9
2.3 Marco Conceptual .....	10
2.3.1 Tipos de Pozos por su Geometría .....	15
2.3.1.1. Slant .....	15
2.3.1.2 Tipo "S" .....	15
2.3.1.3 Horizontales .....	15
2.3.1.4 Multilaterales .....	15
2.3.2 Métodos de Desviacion de pozos (Sidetrack) .....	15
2.3.2.1 Motores de Desplazamiento Positivo (Mud Motors) .....	17
2.3.2.2 Sistema de Navegación Rotario .....	18
2.3.2.3 Whipstocks .....	19
2.3.2.4 Jetting (impacto hidráulico) .....	20

## CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 Programa de Registros Direccionales .....	22
3.2 Ensamblajes de Fondo (Ensamblaje de Fondo – Bottom Hole Assembly)	22
3.2.1 Teoría de Ensamblaje de Fondo Rotario .....	22
3.2.1.1 Principios de un Ensamblaje de Fondo Rotario .....	23
3.2.1.2 Fuerza Lateral .....	23
3.2.1.3 Rigidez .....	24

3.2.2	Ensamblaje de Fondo Liso .....	25
3.2.3	Ensamblaje de Fondo con un Estabilizador .....	26
3.2.4	Ensamblaje de Fondo con 2 Estabilizadores .....	27
3.2.5	Ensamblajes de Fondo con Múltiples Estabilizadores .....	28
3.2.5.1	Estabilizador de Menor Calibre Cercano a la Broca .....	29
3.2.5.2	Segundo Estabilizador con Menor Calibre .....	30
3.2.5.3	Huevo Lavado .....	31
3.2.6	Ensamblaje de Fondo para Construir Inclinación .....	32
3.2.7	Ensamblajes de Fondo para Mantener Inclinación .....	34
3.2.8	Ensamblajes de Fondo para caer Inclinación .....	36
3.2.9	Ensamblajes de Fondo Especiales .....	37
3.3	Métodos de Cálculo de Trayectoria .....	40
3.4	Tipos de Herramientas de Registro Direccional .....	41
3.4.1	Herramienta de Registro Direccional Magnética .....	41
3.4.2	Herramienta de Registro Direccional con Giroscopio (Gyro). .....	43
CAPITULO IV: DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN		
4.1	Selección de la Broca .....	46
4.2	Whipstock .....	48
4.2.1	Planeamiento del Pozo .....	49
4.2.2	Sistemas de Whipstocks .....	49
4.2.3	Profundidad de Sentado del Whipstock .....	51
4.2.4	Orientación del Whipstock .....	53
4.2.5	Molienda de la Ventana .....	54
4.2.6	Limpieza de la Ventana .....	55
4.2.7	Perforación del Huevo de Rafa .....	56
4.2.8	Inspección de Herramientas de Molienda en Superficie.....	57
4.2.9	Ensamblaje de Fondo a Usar .....	58
4.2.10	Perforación de la Ventana .....	61
CAPITULO V: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....		62
CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		67
CAPITULO VII: BIBLIOGRAFIA.....		70
GLOSARIO DE TERMINOS .....		71

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### **1.1 Problemática**

La problemática que se presenta en algunas operaciones de perforación es que no se tienen en cuenta todas algunas técnicas y métodos establecidos en la realización de desvío de pozos. Se ven muchos casos en donde no se llega a realizar dicho desvío, teniéndose que poner tapón de cemento para volver a realizar la operación, costando esto bastante dinero para la compañía que opera el campo petrolero.

A medida que ha ido evolucionando la ciencia han ido apareciendo nuevas tecnologías y nuevas herramientas para su uso en la perforación de pozos de petróleo, a pesar de toda la tecnología que hay disponible es necesario tener en cuenta siempre una guía para que dichas operaciones de perforación se realicen con éxito.

Por ejemplo para el desvío de pozo en hueco abierto usando tapón de cemento, es importante que el cemento este lo suficientemente duro antes de comenzar el trabajo. Debe estar mas duro que la formación en donde se encuentra, de lo contrario el riesgo de no poder realizar el desvío es alto.

Cuando se tiene que realizar un desvío en hueco entubado, se tiene que sentar una herramienta llamada whipstock la cual es orientada en una dirección previamente planificada. La operación de sentado es relativamente sencilla pero se han dado casos en los que por algunos detalles no tomados en cuenta se termina haciendo un mal sentado y también una ventana en el revestimiento no apropiada, ocasionando problemas cada vez que el ensamblaje de fondo pase por la misma.

## **1.2 *Formulación del Problema***

Los tipos de problemas presentados en estos casos son problemas de demora en la operación de perforación, el cual puede alargarse por unas horas a varios días, elevando el presupuesto inicial programado para el proyecto. Estas demoras son debidas a la toma de malas decisiones durante el las operaciones de perforación del pozo y una de estas son cuando se hace un desvío intencional o también conocido como “sidetrack”.

En la década de los 80, cuando se necesitaba realizar dicha operación de desvío era necesario parar en cada estación donde se tenía que tomar una medición de desviación y bajar con cable una herramienta electrónica por dentro de la tubería hasta una profundidad donde se encontraba un asiento de esta, cerca de la broca, luego se retiraba con el mismo cable a superficie y se descargaba la información. Esta operación tomaba entre 15min-45min dependiendo que tan profundo estaba el pozo. Todo esto era tiempo que alargaba la operación que en algunos casos por la demora podía ocasionar una pega de tubería por presión diferencial de encontrarse esta en una zona de alta permeabilidad como una arena depletada por ejemplo.

Esto aumentaba el riesgo de quedar la tubería pegada en el hoyo y había que realizarse un desvío o sidetrack. Ahora para la realización de un desvío hay siempre la posibilidad de que este no salga bien en el primer intento, lo cual involucraba otra demora adicional ya sea por no haber la tecnología adecuada o por alguna mala maniobra durante su realización.

## **1.3 *Justificación del Plan de Tesis***

Este plan de tesis tiene como principal objetivo el reducir los riesgos en las operaciones de desvío de pozos, tales como la apertura correcta de una ventana dentro de casing cuando se usa whipstock, así como el procedimiento recomendado cuando se realice el desvío en hueco abierto

cuando se use tapón de cemento. La razón principal es el ahorro de tiempo y dinero para la compañía operadora que tiene a cargo el campo de petróleo. El ahorro de días y horas significa bastante dinero, ya que los costos operativos en la perforación de pozos de petróleo son altos. A la larga el ahorro de tiempo significa un ahorro para las compañías operadoras y para las compañías de servicio menos días a facturar, pero esto aumenta grandemente las posibilidades de realizar más futuros trabajos del mismo tipo.

Del estudio realizado previamente, se concluye que siguiendo las pautas de esta tesis se puede tener un gran éxito en la realización de un desvío de pozo (sidetrack), con un menor riesgo a tener futuros problemas operacionales, ya que de experiencias anteriores se han visto este tipo de trabajos poco exitosos y con demoras excesivas, lo cual incrementa el costo de operación para la empresa que opera el campo de petróleo.

Esta tesis será de utilidad para las compañías operadoras, como una guía a seguir para que las posibilidades de éxito en sus operaciones de desvíos sean bastante altas, para los diversos tipos de desvíos que existen, los cuales son explicados detalladamente en esta tesis.

Hay muchos factores a tener en cuenta para el desvío de un pozotanto en hueco abierto como en hueco entubado, además de saber escoger la tecnología apropiada para cada caso específico.

#### **1.4 Hipótesis**

El empleo de la herramienta "Whipstock" nos resolverá el problema de poder desviar un pozo dentro de hueco entubado (con tubería de revestimiento), siempre teniendo en cuenta la calidad del cemento entre el revestimiento y la formación, el tipo de formación, la inclinación del pozo, la orientación de la cara de la herramienta con respecto al hueco del pozo.

## 1.5 Variables

Las variables a tener en cuenta en las técnicas de desvío de un pozo son las siguientes:

- Tipo de formación.- Es preferible buscar una formación consolidada para evitar que el ensamble de fondo regrese al hueco antiguo, entonces, con un registro de rayos gamma (Gamma Ray Log) seleccionaríamos un intervalo de lecturas bajas, donde se esperaría una zona de arena, la cual es mas consolidada que una zona de arcillas.
- Inclinación del pozo.- En pozos con inclinaciones mayores a los 5 grados nos ayudara a poder orientar la cara del “Whipstock” usando “Toolface” gravimétrico en la herramienta MWD, esto significa que no será afectada por interferencia magnética en la lectura de estos valores.
- Tipo de ensamble de fondo.- Es importante seleccionarlo con una apropiada distribución de los estabilizadores tipo sandía (wáter mellon) así como asegurarse que estos estén del mismo diámetro de la broca del ensamble para poder rectificar bien el diámetro del agujero en el revestimiento.
- Ubicación de la ventana del “Whipstock” respecto al revestimiento .- Además de tratar de ubicar la zona del desvío en una arena, también se deberá evitar que este se haga cerca de la conexión entre tuberías de revestimiento (tool joint), ya que en esta zona el diámetro de la pared del revestimiento se hace un poco mayor, y tardará más el corte de la ventana.
- Calidad del cemento detrás del revestimiento.- Se debe buscar una buena adherencia del cemento revestimiento – formación en la zona del desvío, para evitar caer después en el hueco antiguo.
- Diámetro del pozo.- A mayor sea el diámetro del pozo va ser un poco mas difícil poder desviar un pozo en general, ya que los “dog legs” generados serán menores debido al mayor peso y rigidez del ensamble.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes de la Investigación**

Durante las operaciones de perforación de pozos de petróleo se presentan diversos problemas y circunstancias en donde se es necesario abandonar el hueco ya perforado y hacer un desvío más arriba (sidetrack). Las causas o motivos de estas operaciones pueden ser diversas, como por ejemplo, el más común, cuando ocurre una pega de tubería "stuck pipe" y no ha sido posible liberarla, se decide desenroscar con explosivos mayormente arriba del punto de pega, se coloca un tapón de cemento y se realiza un desvío o sidetrack para poder seguir perforando y darle al objetivo del pozo.

Otro escenario es en pozos horizontales se perfora un hueco piloto primero para determinar topes reales de formaciones y del reservorio objetivo, para después hacer un desvío más arriba y poder aterrizar justo dentro del reservorio objetivo, cerca al tope (pozo piloto).

Generalmente los desvíos en hueco abierto (no revestidos con casing) se realizan colocando un tapón de cemento para que el ensamble de fondo tenga un punto de apoyo para poder desviarse.

También en algunas ocasiones se puede realizar el desvío en hueco abierto, sin colocar ningún tapón de cemento, solo con perforación controlada, este método no es muy común. Existe también el desvío dentro de hueco entubado (casing), que por lo general se realiza cuando se quiere intervenir un pozo viejo ya perforado, o a veces, cuando ha ocurrido una pega de tubería y el punto de agarre es muy cerca del zapato del casing y no hay espacio para salir por encima en hueco abierto.

Sea cual sea el motivo de la realización de un desvío de pozo, este se necesita hacerlo con una previa planificación para evitar que dicha operación sea no exitosa.

El propósito de este trabajo tiene por finalidad optimizar los procedimientos para la realización de desvío de pozos (sidetrack) ya que a lo largo de trabajos y experiencias pasadas han habido algunos que no han sido exitosos, incurriendo en días adicionales de demora y por consiguiente gastos adicionales para la compañía operadora.

Principalmente se analizará las causas por las cuales algunos de estos trabajos no fueron exitosos, para que con estas experiencias poder establecer los procedimientos apropiados para que estas fallas no ocurran y así minimizar el riesgo de que estos trabajos no sean exitosos.

## **2.2 Bases Teóricas**

### **2.2.1 Perforación Direccional**

Es la técnica de desviar un pozo a lo largo de una trayectoria planeada que intercepta un objetivo debajo de la superficie de la tierra, el cual esta desplazado una distancia y con una dirección respecto al origen. Esta definición es el concepto fundamental de la perforación direccional a una profundidad vertical específica, incluso en un pozo que ha sido planeado para que sea vertical o para pozos programados sean desviados de la vertical.

### **2.2.2 Reseña Histórica**

En un comienzo, la perforación direccional fue usada primeramente como una operación para remediar problemas, como desvíos "sidetrack" alrededor de tuberías pegadas "stuck pipe", para verticalizar pozos que se desviaron naturalmente o para perforar pozos de alivio para apagar reventones o "blowouts". El interés de perforar pozos controlados direccionalmente comienza alrededor de 1929, después de que una nueva y poca exacta tecnología de medición de ángulo fue introducida durante el desarrollo de el campo de Seminole, en Oklahoma.

La primera aplicación de medición de un pozo ocurrió precisamente en Seminole – Oklahoma a finales de la década 1920. El llamado Inclinómetro botella de ácido fue introducido en dicha área, casi todos los pozos fueron medidos, teniendo inclinaciones de hasta 50° de inclinación en algunos puntos.

En 1929 un inclinómetro direccional con una aguja magnética fue llevada al campo. Pozos que indican 45° de inclinación con la botella de ácido, fueron realmente 10° a 11° Menos. El motivo de esta diferencia es que en la botella de ácido no se estaba considerando el error que se origina debido a levantamiento por presión capilar. De esta manera, en los años siguientes, se fueron desarrollando mejores y más exactos instrumentos de medición. El uso de estos instrumentos mostró que la mayoría de pozos estaban “torcidos”. Algunos de los pozos tenían una inclinación de hasta 38° con respecto a la vertical. Aquí comienza la aplicación de la perforación direccional para verticalizar los pozos que estaban desviados.

A comienzos de la década de 1930 se perforó el primer pozo controlado direccionalmente en Huntington Beach, California. El pozo fue perforado desde una locación en tierra y tuvo como objetivo un reservorio debajo del mar usando Whipstock. Una versión inicial de single shot se uso para orientar el Whipstock.

La perforación direccional controlada fue usada inicialmente en California para propósitos no éticos, fue con la finalidad de cruzar límites de propiedad. Durante el desarrollo del Campo Huntington Beach, existían 2 pozos completados en 1930 que fueron considerablemente profundos y que aportaron más petróleo que los otros pozos productores los cuales eran producidos con asistencia de levantamiento artificial. Las conclusiones fueron obvias, estos pozos fueron desviados cuyo fondo se encontraba debajo del océano. Esto se supo en 1932 cuando se perforaron pozos en la ciudad con la finalidad de incrementar la producción del área extrayendo las

reservas de petróleo que se encontraban debajo del océano a lo largo de la costa que estaba al frente.

La perforación direccional controlada tuvo en un comienzo una mala reputación hasta que en 1934 fue usado para matar un pozo descontrolado, perforando un pozo de alivio cerca a Conroe, Texas. El pozo a matar fue el Madeley 1, luego de unos días de haber comenzado, todo marchaba normal, pero luego un día el pozo empezó a tener una fuga de alta presión dentro del casing, después la presión creó un gran cráter que hizo que se trague el equipo de perforación. El cráter tenía 170 pies de diámetro y una profundidad desconocida, lleno de petróleo mezclado con arena, en el cual el crudo fluía burbujeante a 6000 BOPD. Como si fuera poco, la presión comenzó a canalizarse a formaciones superiores y comenzó a fluir a superficie alrededor de los pozos vecinos, empeorando la situación. La gente sintió que no se podía hacer nada frente a tal escenario, solo dejar que el pozo siga fluyendo descontrolado hasta que por si solo deje de fluir.

Mientras tanto, un joven ingeniero brillante, quien trabajaba para una de las más grandes compañías petroleras en Conroe, sugirió perforar un pozo de alivio, que consistía en perforar un pozo dirigido direccionalmente al pozo problema, interceptarlo y bombear lodo de alta densidad, de manera tal que pueda controlar el pozo que estaba fluyendo descontroladamente. Esta idea fue llevada a cabo exitosamente y desde entonces la perforación direccional fue reconocida como útil para perforar pozos de alivio, y ganó el reconocimiento tanto de las compañías operadoras como contratistas.

La actual inversión que realizan las empresas petroleras para producir hidrocarburos, ha hecho tener la necesidad de perforar pozos direccionales. En la actualidad ya no es una operación riesgosa ni complicada como lo fue alguna vez. Probablemente el aspecto más importante de la perforación direccional es que permite producir petróleo en todas partes del mundo, especialmente en aquellos lugares, que de otra manera, no serían económicamente rentables producir.

### 2.2.3 Avances Tecnológicos

El desarrollo de motores de fondo probablemente fue el avance más importante en la tecnología de perforación direccional. La tecnología de toma de surveys (mediciones de inclinación y rumbo) también ha avanzado a pasos agigantados. Estas tecnologías se complementan una con la otra.

El desarrollo de la herramienta de navegación (steering tool) reemplazó a la herramienta de disparo simple (single shot) magnético, lo que significó poder orientar el motor de fondo que poseía un bent sub o bent housing. Esta herramienta se bajaba con unidad de cable eléctrico (wireline) y quedaba sentada en la camisa orientadora de la pata de mula (mule shoe orienting sleeve). El steering tool consistía en tomar mediciones cada 90 pies, y los datos eran enviados a superficie por el mismo cable de wireline actualizando continuamente con datos de inclinación, azimuth (rumbo), temperatura y cara de la herramienta (tool face). Con la llegada del sustituto con entrada lateral (side-entry sub), el cable eléctrico entraba por un lado de este, y de esta manera eliminaba la necesidad de sacar el cable cada 90 pies. Hay que tener en cuenta que no se podía rotar usando el steering tool.

A comienzo de los 80's el sistema MWD de Anadrill comenzó a ganar amplia aceptación como herramienta exacta de survey. Actualmente el MWD ha virtualmente reemplazado el steering tool cuando se realizan desvios (kick-offs) y es usado exclusivamente usado con motores de fondo navegables. Una nueva generación de herramientas MWD han sido desarrolladas con la adición de Gamma Ray, Resistividad, Porosidad, Densidad, DWOB/DTORQ, etc. (peso sobre la broca medidas en el fondo / y torque de fondo) proporcionando al MWD información adicional acerca de la formación que se perfora. Las medidas de surveys obtenidas con las herramientas MWD son

actualmente aceptadas tanto por la industria del petróleo y como por las entidades del gobierno reguladoras.

La tecnología del Gyro también ha progresado. El SRG (Surface Readout Gyro) fue lo último que se introdujo adicionando valor a las operaciones de survey. EL SGR provee electrónicamente un survey más exacto y rápido, eliminando la necesidad de tener que leer la película o film que se solía hacer antes. Existen muchas compañías que proveen dicho servicio con sus propias herramientas tales como “FINDER”, “SEEKER”, “GCT”, “FINDS”, etc.

### 2.3 Marco Conceptual

- ◆ Sidetrack: Fue la técnica original usada en perforación direccional. Inicialmente, los sidetrack fueron “ciegos”. El propósito fue simplemente poder pasar el pescado. Actualmente sidetrack orientado son los más comunes. Estos son realizados cuando por ejemplo se encuentra cambios inesperados en la configuración geológica (figura 1).

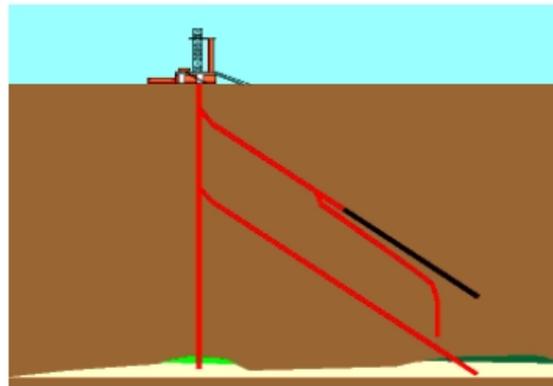


Figura 01 - Sidetrack

- ◆ Locaciones Inaccesibles: Cuando se quieren alcanzar objetivos debajo de ciudades, ríos, o lugares protegidos, se hace necesario localizar el equipo de perforación alejado una cierta distancia. Un pozo direccional es la solución para alcanzar dicho objetivo.

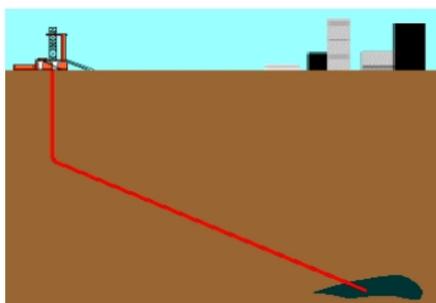


Figura 02 - Locación Inaccesible

- ◆ Perforación Sobre Domos Salinos: Los domos de sal han sido encontrados como trampas naturales de hidrocarburos los que se localizan debajo de la parte superior del domo. Existen muchos problemas durante la perforación a través de un domo de sal. Una solución es usar un lodo saturado de sal y la otra es perforar un pozo direccional para alcanzar el reservorio evitándose el problema de tener que atravesar el domo de sal.

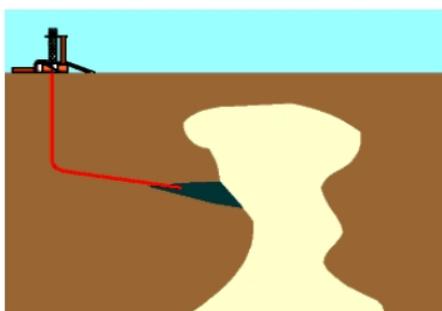


Figura - 03 Domo Salino

- ◆ Control de Fallas: Pozos espiralados son comúnmente encontrados cuando se perforan pozos verticales. Esto ocurre a menudo cuando se perfora a través de una falla. Resulta más fácil perforar un pozo direccional dentro de dichas formaciones sin tener que cruzar la línea de falla.

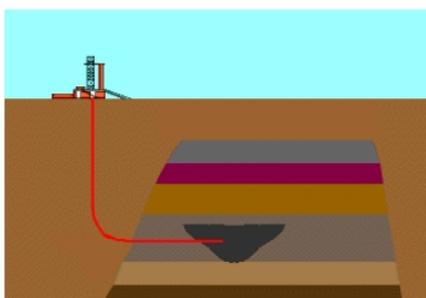


Figura 04 - Control de Fallas

- ◆ Múltiple Pozos Exploratorios Desde una Única Estructura en Superficie: Se le puede poner un tapón de abandono a un pozo ya perforado y puede desviarse para perforar un pozo nuevo. El primer pozo puede ser usado como piloto para perforar otros. Esto permite la exploración de la estructura sin tener que perforar y completar totalmente el pozo piloto.

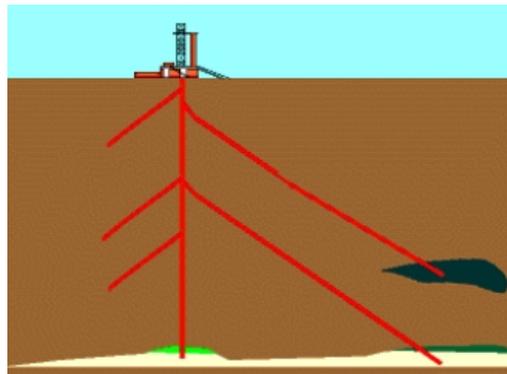


Figura 05 - Pozos Exploratorios Múltiples

- ◆ Perforación Onshore: Existen reservorios de hidrocarburos que se encuentran debajo de lagos o mares, no muy lejos de la costa, que son alcanzables perforando pozos dirigidos desde la costa, resultando más económico, ya que los costos de perforar un pozo en tierra es menor que uno offshore perforado desde una plataforma marina.

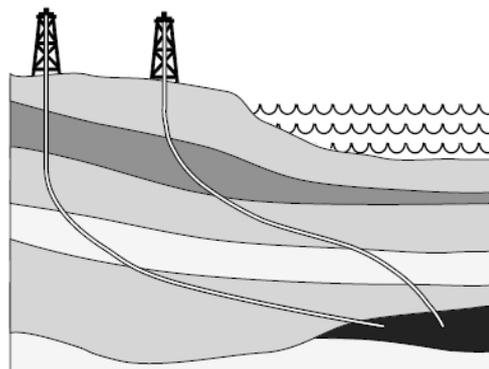


Figura 06 - Pozos Costa Afuera

- ◆ Perforación de Múltiples Pozos Desde una Plataforma Offshore: la perforación de pozos direccionales desde una plataforma marina (offshore) es la manera más económica de explotar un campo petrolero

en el mar o lago. En pozos en tierra ocurre algo similar cuando el acceso es muy accidentado o pantanoso, como pozos en la selva. En este caso el pozo es movido unos pocos metros y los pozos son divididos en "grupos" en una misma plataforma.

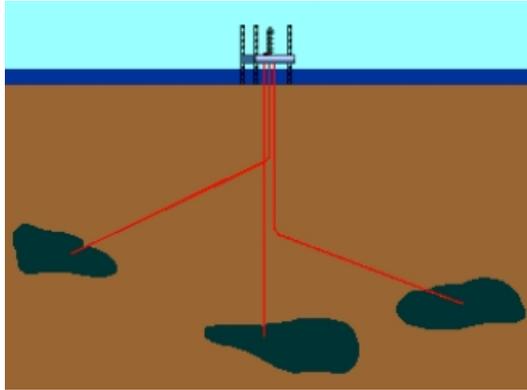


Figura 07 - Pozos desde Plataforma Marina

- ◆ Perforación de Múltiples Reservorios Desde un Único Pozo: en este caso el pozo es perforado de manera direccional para interceptar múltiples reservorios de petróleo inclinados. El pozo interceptaría los objetivos con cierto ángulo para asegurar máxima penetración del reservorio.

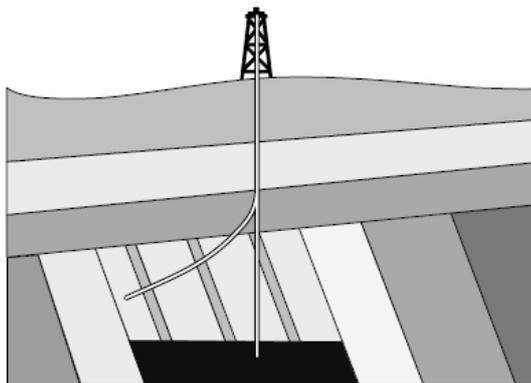


Figura 08 - Perforación de Múltiples Reservorios

- ◆ Pozos de Alivio: El objetivo de un pozo direccional de alivio es interceptar otro descontrolado (blowout) para poder despresurizarlo y controlarlo. La trayectoria del pozo vendría a ser el objetivo del pozo de alivio. Para localizar e interceptar el pozo en blowout a una cierta profundidad, se debe realizar un cuidadoso plan direccional con una gran precisión.

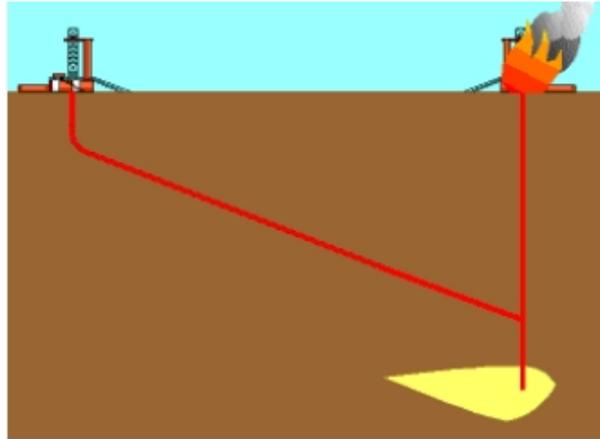


Figura 09 - Pozo de Alivio

- ◆ Pozos Horizontales: Una producción reducida en un campo de petróleo puede ser debido a muchos factores como gas o conificación del agua y formaciones con buena permeabilidad vertical. Es en estos casos de se planifica perforar una área de drenaje horizontal. Es un tipo especial de pozo direccional, (Fig. 10). Los pozos horizontales son divididos en radio corto, medio y largo, y es de acuerdo al régimen de incremento en la inclinación (build up rate). Otra aplicación de los pozos horizontales es en el desarrollo de campos geotérmicos y en minería.

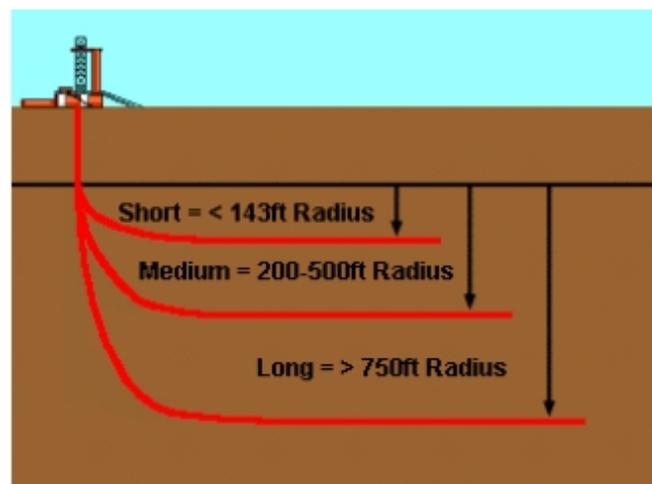


Figura 10 – Pozos Horizontales

## **2.3.1 Tipos de Pozos por su Geometría**

### **2.3.1.1 Slant**

Consiste en perforar verticalmente hasta una profundidad, luego levantar inclinación a cierto régimen de construcción y hasta cierto ángulo, para luego continuar tangencialmente otro tramo, en donde se llega al final de pozo (ver Figura 03).

### **2.3.1.2 Tipo “S”**

Este tipo de pozo consiste en perforar verticalmente hasta cierta profundidad y luego hacer el desvío hasta cierta inclinación, continuado generalmente por una sección tangencial, para finalmente caer inclinación, pudiendo esta llegar a ser vertical inclusive (ver Figura 06).

### **2.3.1.3 Horizontales**

Este tipo de pozo consiste en perforar verticalmente hasta cierta profundidad, y después construir inclinación hasta levantar a 90 grados (horizontal), donde se perfora un tramo recto horizontal, con la finalidad de tener una mayor área de drenaje en el reservorio (ver Figura 10).

### **2.3.1.4 Multilaterales**

Consiste en perforar múltiples ramificaciones desde un solo pozo. Se realiza para alcanzar diferentes partes del reservorio o también diferentes reservorios (ver Figura 05).

## **2.3.2 Métodos de Desviación de pozos (Sidetrack)**

A continuación mostramos una tabla con el primer dígito de la nomenclatura IADC. Los números 2 y 3 han sido omitidos debido a la poca demanda de estas brocas. Estos dígitos van para las formaciones más suaves (código 1) hasta para las formaciones más duras (código 8).

Hay que observar que la nomenclatura IADC para brocas abarca un amplio rango de durezas de formación encontradas en el mundo. Por lo tanto podemos identificar las brocas diseñadas para rocas ígneas y metamórficas. Esto coloca a las rocas sedimentarias al lado izquierdo y las demás a la derecha.

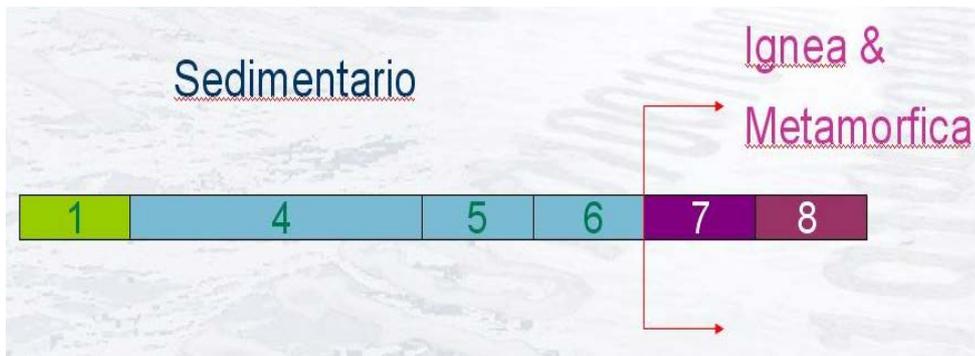


Figura 11 – Nomenclatura IADC (primer dígito) Recomendada por el Tipo de Roca

En un gráfico idéntico, podemos trazar una línea horizontal que represente la dureza de la formación recomendada para hacer Jetting. Estas son formaciones pobremente consolidadas y pueden ser removidas por acción hidráulica.

Hacia el otro extremo de la escala, esta la roca sedimentaria más dura, junto con rocas metamórficas que son las más difíciles para realizar desvío de pozos, especialmente cuando se sale de un tapón de cemento, el cual es mucho más suave que la formación que queremos perforar. Es por este motivo que los desvíos a hueco abierto son más efectivos.

Superponiendo estos dos métodos de deflexión, el más popular de todos es que se realiza con motor de fondo.

Lo que hace del motor el método más usado para desvíos de pozos es su flexibilidad, viendo la escala graficada en la Figura 12 se puede notar que no es efectivo en los extremos como método alternativo.

El rango usado para el sistema de navegación rotario PowerDrive (Schlumberger), ha probado ser el único sistema de navegación rotario con el cual se puede realizar el desvío de la vertical, aunque no ha sido completamente investigado. Sin embargo, se requiere una mayor experimentación con restrictores para formaciones suaves, antes de ser comparadas con motores de fondo para flexibilidad. Porque no usar Whipstocks todo el tiempo?, debido a que son más costosos, logística y por el tiempo para conseguirlo.

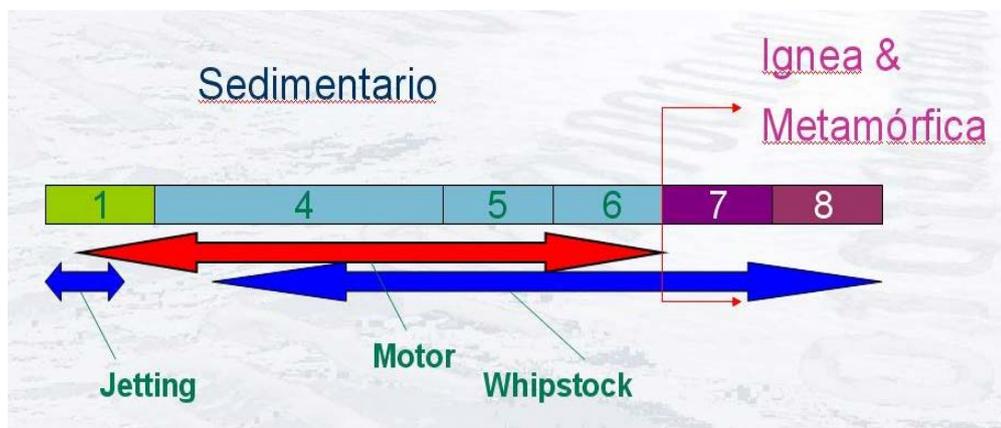


Figura 12 – Método de Desvío Recomendado Según el Tipo de Roca

### 2.3.2.1 Motores de Desplazamiento Positivo (Mud Motors)

Con este método se usa un motor de fondo (mud motor) y se realiza mayormente sentando un tapón balanceado de cemento. También en algunos casos se realiza el desvío sin tapón de cemento en hueco abierto, para este caso se requiere que la formación sea suave.

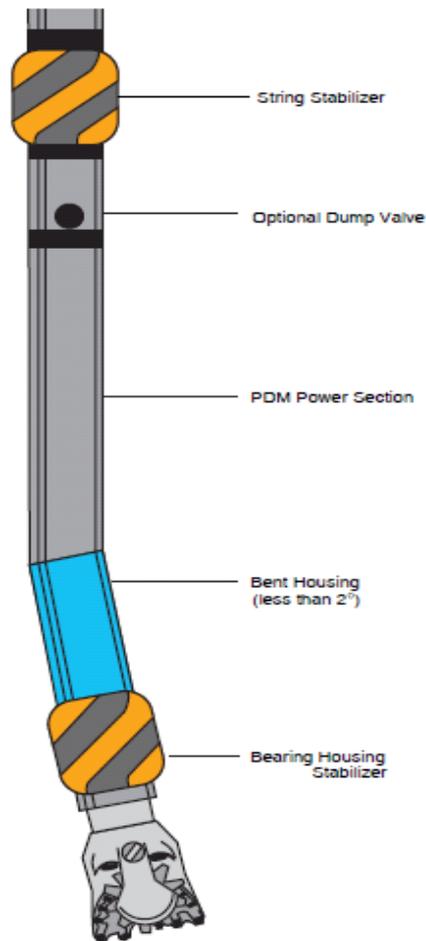


Figura 13 - Motor de Fondo de Desplazamiento Positivo

### 2.3.2.2 Sistema de Navegación Rotario

Es un método similar al anterior, solo que en este caso se usa una herramienta direccional rotaria, (la cual hace que la broca rote junto con toda la sarta todo el tiempo) y se realiza solamente sobre un tapón de cemento.

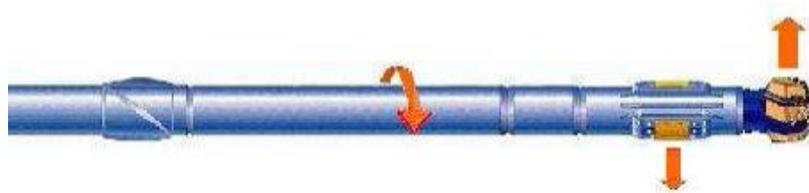


Figura 14 - Sistema de Navegación Rotario

### 2.3.2.3 Whipstocks

Existen dos tipos, casing whipstock y open hole Whipstock, el primero se realiza mayormente cuando se requiere hacer el desvío por dentro de casing, se sienta un tapón de goma no recuperable dentro del casing, y sobre este se sienta el whipstock orientado a la dirección que se desea desviar el pozo. Luego se baja un ensamble especial con una broca especial para poder moler o perforar el casing. Una vez hecha la ventana dentro del casing, se perfora aproximadamente 2 a 4 metros más y se saca dicho ensamble y se continúa con un ensamblaje de fondo direccional para seguir el plan del pozo.

El uso del whipstock a hueco abierto es muy escaso y su aplicación es cuando se tiene formaciones muy duras y donde existan altas temperaturas, donde el motor de fondo no resista estas altas temperaturas.

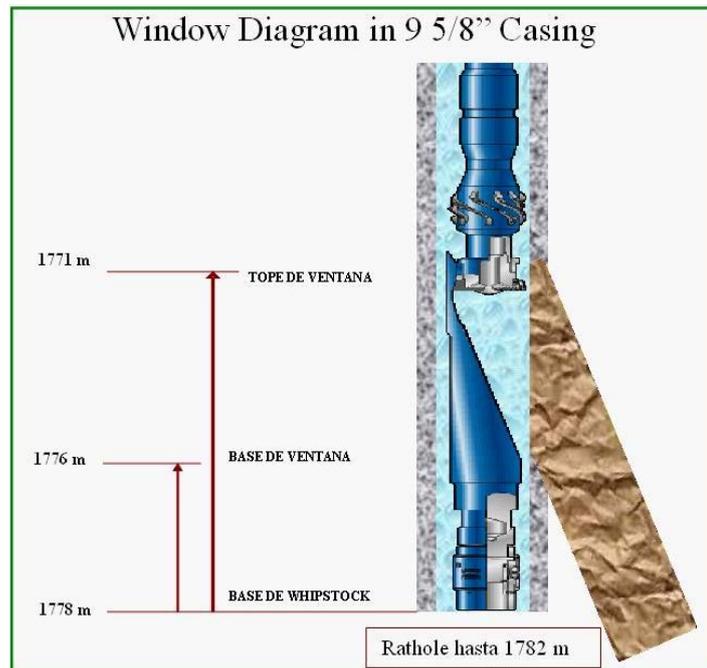


Figura 15 – Esquema de Sistema Whipstock en Hueco Abierto

#### 2.3.2.4 Jetting (impacto hidráulico)

Este es un método que se usa en formaciones suaves y friables. El pozo puede ser desviado y alcanzar una máxima inclinación usando solo un ensamblaje de fondo. Brocas especiales pueden ser usadas para este método de jetting, también es posible usar una broca estándar de dientes largos, usando un jet grande y los otros dos tapados o muy pequeños. Un típico ensamblaje de fondo para hacer jetting es:

Broca + NB Estabilizador + UBHO + MWD + NMDC + Estabilizador + DC + Estabilizador, etc.

Donde:

*NB Estabilizador* = *Estabilizador cercano a la broca*

*UBHO* = *Sustituto donde se orienta el MWD*

*MWD* = *Herramienta de medición de inclinación y azimuth mientras se perfora*

*DC* = *Collar de perforación (sirve para dar peso a la broca)*

Se debe seleccionar una formación apropiada, y debe haber suficiente distancia de Kelly (o Drill Pipe si el equipo es top drive) para permitir el jetting los primeros pies para poder asegurar el desvío. El centro del jet grande representa el tool face y es orientado en la dirección deseada. Para este método se requiere máxima circulación posible, y la velocidad de flujo en el jet se debe estimar que sea 500 pies/seg.

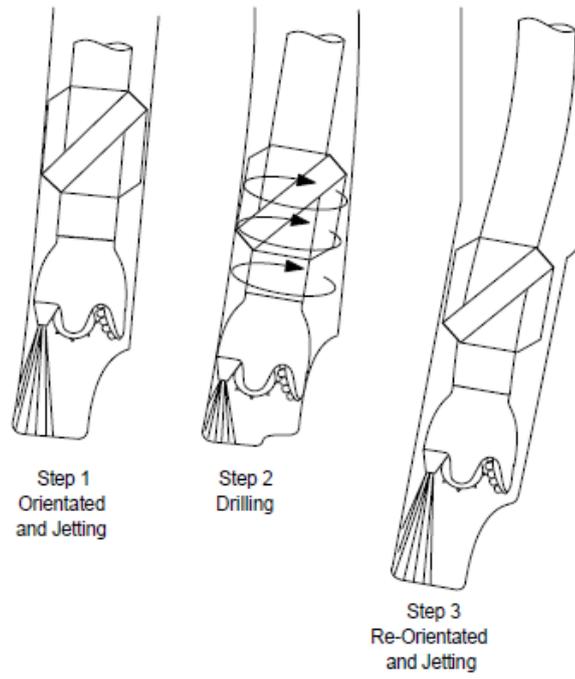


Figura 16 – Método de Desvío de Pozo con Jetting

## **CAPITULO III**

### **METODOLOGÍA**

#### **3.1 Programa de Registros Direccionales**

Un programa de registros direccionales consistirá de uno o más partes, identificados por las diversas etapas de perforación planeada del pozo. Cada una de estas partes debe ser objeto de un chequeo anticolidión por separado. Los resultados del chequeo de anticolidión para cada parte individual del programa de registros direccionales deben ser satisfechos independientemente de cada una de las otras partes. Detalles del programa de registros direccionales a ser usado, y cualquier registro planeado de contingencia serán incluidos en el archivo de diseño del pozo. En adición, detalles de cada una de las partes del programa de registros direccionales utilizados para el chequeo también serán claramente indicados. Para pozos simples, podría ser posible que programa de registros direccionales consista de un programa de una sola parte consistente de uno o más instrumentos planeados. Para instalaciones con múltiples pozos, o cuando se trate con la proximidad de otros pozos cercanos, un programa de registros direccionales consistente de múltiples partes podría ser requerido. Generalmente, una nueva parte del programa de registros direccionales puede ser identificada cuando la precisión de la posición de cualquier sección previamente registrada del pozo, mejora como resultado de haber sido de nuevo registrada por una herramienta más precisa y ha ocurrido a un periodo posterior del programa.

#### **3.2 Ensamblajes de Fondo (Ensamblaje de Fondo – Bottom Hole Assembly)**

##### **3.2.1 Teoría de Ensamblaje de Fondo Rotario**

Una vez alcanzada el desvío inicial del pozo, el tramo restante por perforar generalmente se realiza rotando el ensamblaje de fondo en mayor porcentaje, y esto se hace usando ensamblajes de fondo rotario de variadas combinaciones, aplicando los principios de la sarta rotaria.

### 3.2.1.1 Principios de un Ensamblaje de Fondo Rotario:

El ensamble de fondo afecta la trayectoria del pozo. El diseño puede variar desde muy simple (broca, collares de perforación, tubería de perforación) a un arreglo más complicado (broca, sustituto absorbedor de choques, rimadores con rodillos o roller reamer, estabilizador, collares no magnéticos, collares de acero, sustitutos para cambio de conexiones o crossovers, sustitutos, extensión de sustitutos, martillos, tubería de perforación peso pesado o heavy weight drill pipe, y tubería de perforación). La figura 17 muestra ambos casos extremos:

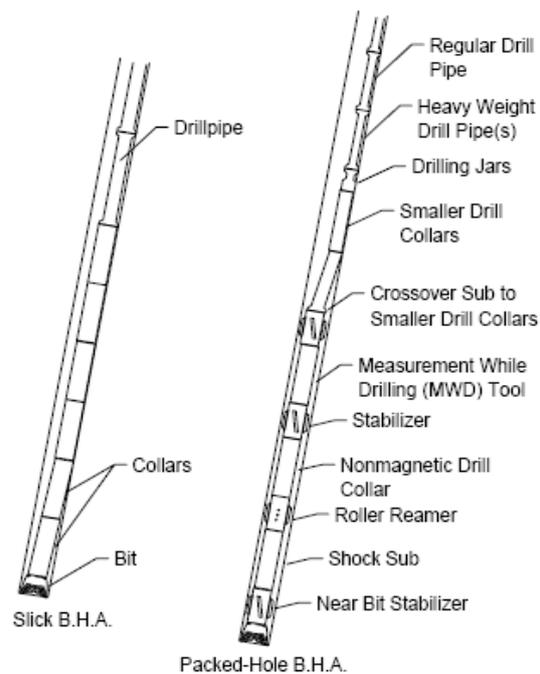
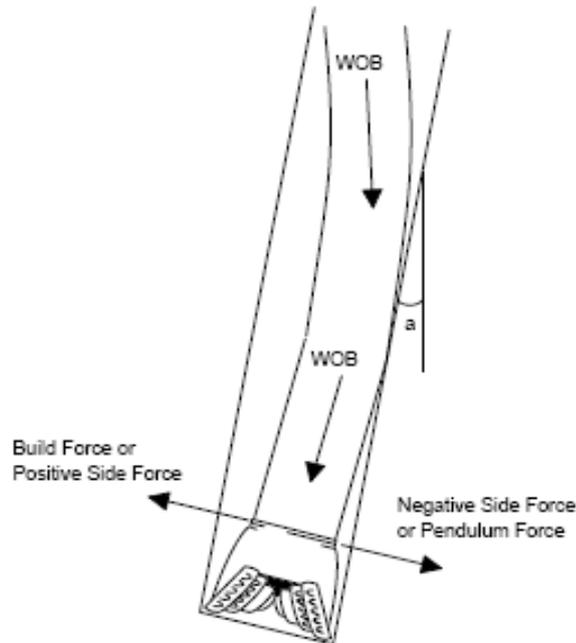


Figura 17 – Ejemplo de Ensamblajes de Fondo Liso y Empaquetado

### 3.2.1.2 Fuerzas Lateral:

Todos los ensambles de fondo causan una fuerza lateral en la broca (Figura 16) que ocasiona en el pozo un incremento en la inclinación (fuerza lateral positiva o efecto Fulcrum), ningún cambio en la inclinación significa una fuerza lateral de cero (ensamblaje de fondo empaquetado) o si ocasiona una caída en la inclinación, significa que la fuerza lateral será negativa (efecto péndulo). En adición cualquier cambio a la dirección del hueco (bit walk) puede ser minimizado o

incrementando por un ensamble de fondo rotario específico en conjunto con los parámetros de perforación



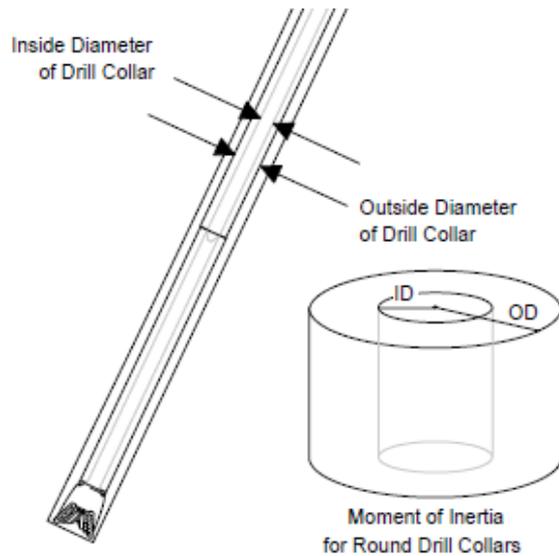
*Build Force o Positive Side Force = Fuerza para aumentar inclinación (fuerza lateral positiva)*

*Negative Side Force = Fuerza lateral negativa o fuerza pendular.*

Figura 18 – Esfuerzos que Actúan en el Ensamble de Fondo.

### 3.2.1.3 Rigidez:

La mayoría de los componentes del ensamble de fondo (como por ejemplo los drill collars) pueden ser considerados (para efectos de cálculos de rigidez e inercia) cilindros huecos, así su rigidez puede ser calculada fácilmente



*Inside Diameter of Drill Collar = Diámetro Interno del Collar de Perforación*

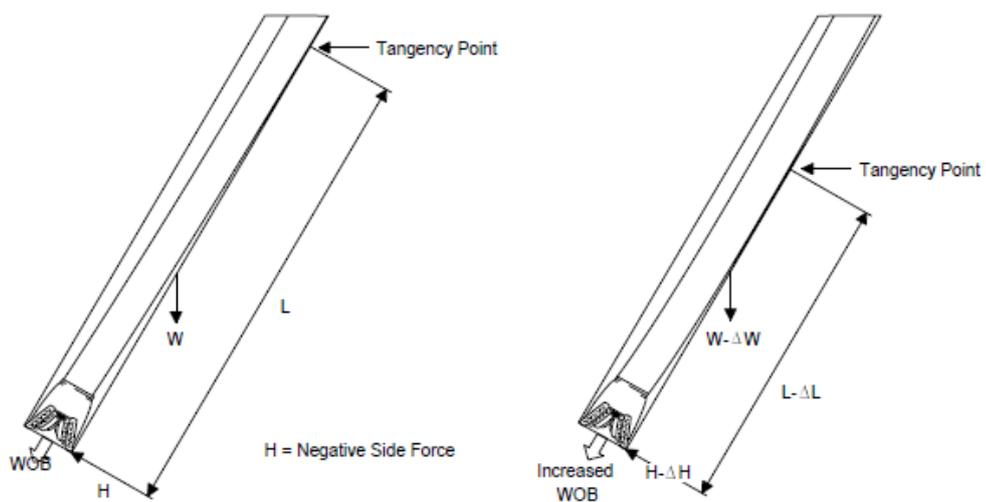
*Outside Diameter of Drill Collar = Diámetro Externo del Collar de Perforación*

*Momentum of Inertia for Round Drill Collars = Momento de Inercia Para Collares de Perforación Redondos.*

Figura 19 - Rigidez de los Collares de Perforación

### 3.2.2 Ensamblaje de Fondo Liso:

Es el tipo más simple de ensamblajes de fondo, consiste en broca, drill collars, heavy weight, drill pipe.



*WOB = Peso Sobre la Broca, Tangency Point = Punto de Tangencia,*

*Negative Side Force = Fuerza Lateral Negativa*

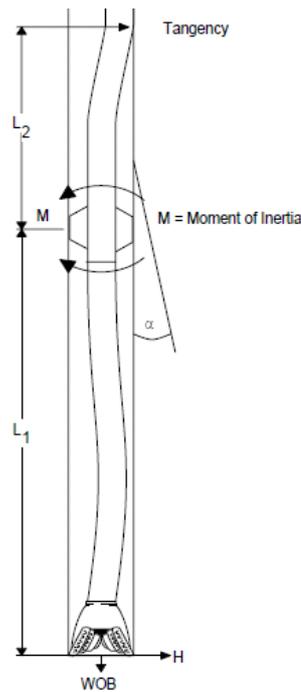
Figura 20 – Ensamblaje de Fondo Liso

Con un peso sobre la broca de cero, solo existirá una fuerza lateral negativa la que se llama fuerza de péndulo, la cual tiende a llevar el pozo a la vertical. Cuanto más sea la inclinación mayor será la fuerza del péndulo.

Ahora, si aplicamos una fuerza axial (peso sobre la broca) una fuerza positiva es introducida (pandeo). El punto de tangencia estará cerca de la broca, de esta manera la fuerza de péndulo se vera reducida hasta que llegará un momento que ambas fuerzas sean iguales y se tenga una fuerza lateral resultante igual a cero. Si se usa un ensamblaje de fondo rígido se tendrá una fuerza lateral negativa mayor y se necesitará un mayor peso sobre la broca para contrarrestarla. Estos ensamblajes de fondo tendrán un comportamiento impredecible por lo cual no es usado en pozos desviados.

### **3.2.3 Ensamblaje de Fondo con un Estabilizador**

Una manera muy simple de controlar el punto de tangencia del ensamblajes de fondo es colocando un estabilizador en el ensamblaje de fondo, si es colocado bastante alejado de la broca no tendrá ningún efecto en la tendencia del ensamble. Sin embargo, si acercamos dicho estabilizador cerca a la broca, el punto de tangencia cambiará. Existirá una posición donde se alcance una fuerza lateral máxima negativa, acercando el estabilizador debajo de este punto, disminuirá el efecto de fuerza negativa (péndulo). Al ir disminuyendo la fuerza negativa al acercar el estabilizador a la broca, la fuerza positiva comenzará a aumentar, el drill collar arriba del estabilizador comenzará a pandearse, tratando de mover la broca en el lado superior del hueco para incrementar inclinación.



*WOB = Peso Sobre la Broca*

*Tangency = Punto de Tangencia*

*Moment of Inertia = Momento de Inercia*

Figura 21 – Ensamble de Fondo con un Estabilizador

### 3.2.4 Ensamblaje de Fondo con 2 Estabilizadores

El más simple arreglo de ensamblaje de fondo con múltiples estabilizadores es el de 2, uno cercano a la broca (de 3 a 6 pies de la broca) y el segundo a una cierta distancia de este. Para un determinado peso sobre la broca, el punto de tangencia lo determinará las distancias  $L_1$  y  $L_2$  del 1er y 2do estabilizador a la broca respectivamente. Si el punto de tangencia ocurre entre la broca y el primer estabilizador ocasionara fuerzas laterales negativas.

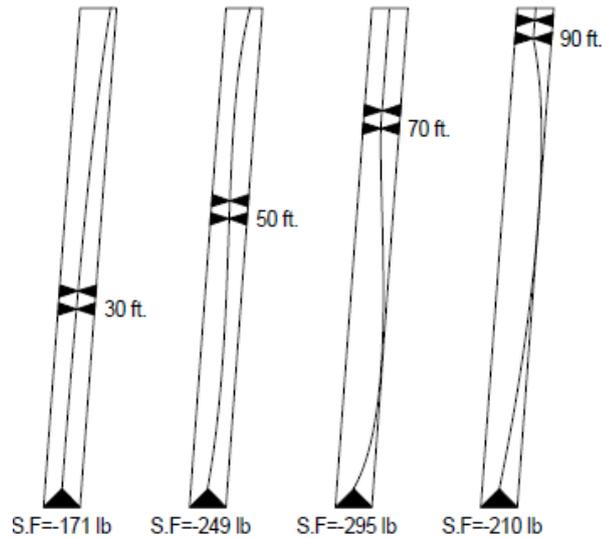


Figura 22 – Ensamblajes de Fondo con 2 Estabilizadores

### 3.2.5 Ensamblajes de Fondo con Múltiples Estabilizadores

La adición de un tercer estabilizador 30 pies por encima del segundo estabilizador de arriba tiene un efecto significativo en el ensamblaje de fondo para la construcción de inclinación. La figura 23 se grafica la fuerza lateral en la broca vs. la inclinación para un ensamblaje de fondo con 2 estabilizadores y en la figura 24 se muestra como el uso de un tercer estabilizador incrementa la fuerza lateral.

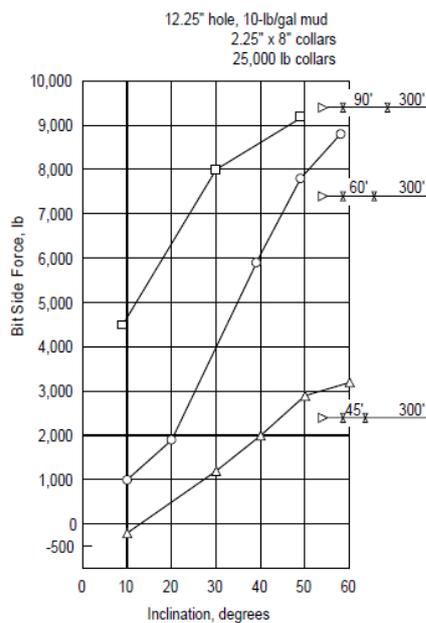


Figura 23 – Fuerzas Laterales en la Broca para Diferentes Ensamblajes (2 Estabilizadores)

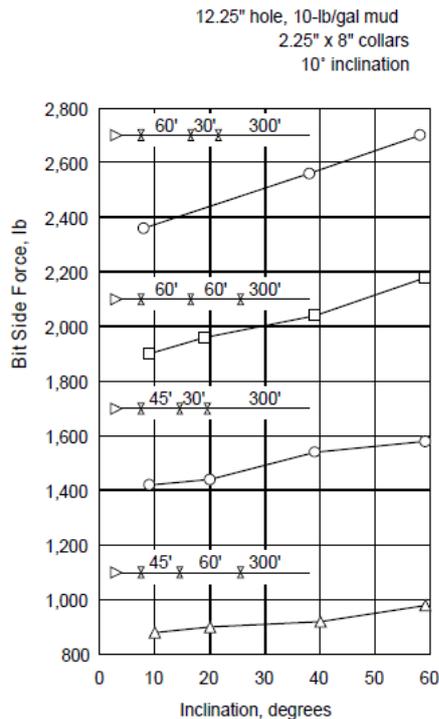


Figura 24 - Fuerzas Laterales en la Broca para Diferentes Ensamblajes (3 Estabilizadores)

En ensambles empaquetados, el uso de un tercer estabilizador es esencial. De otra manera el comportamiento de este sería errático e impredecible.

Sin embargo en un ensamblaje de fondo para caer inclinación (péndulo), 2 estabilizadores es suficiente. Un tercer estabilizador tendría un efecto negativo en la mayoría de los casos.

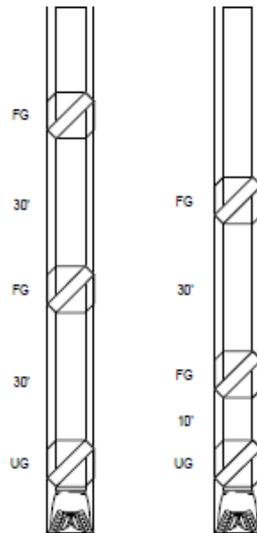
A menos que sea estrictamente necesario (por ejemplo en riesgo de pega diferencial), es necesario limitar el número de estabilizadores a 3 (o inclusive a 2), en cualquier ensamblaje de fondo. Esto ayuda a mantener el torque rotario dentro de un límite aceptable y reduce el desgaste mecánico en el hueco. Este es el enfoque en la mayoría de locaciones a nivel mundial.

### 3.2.5.1 Estabilizador de Menor Calibre Cercano a la Broca:

Si el estabilizador cercano a la broca es de menor calibre (Figura 25) ocasiona una disminución de la fuerza lateral. Con un ensamblaje de fondo para levantar inclinación, el build up rate (BUR)

será reducido. En un ensamblaje de fondo empaquetado resultara en una caída en la inclinación.

Cuanto más fuera de calibre esté, mayor será el efecto



*UG = Menor Calibre o Menor Diámetro que la Broca (Under Gauge )*

*FG = Igual Calibre o Menr Diámetro que la Broca (Full Gauge)*

Figura 25 Estabilizador Cercano a la Broca de Menor Calibre

### 3.2.5.2 Segundo Estabilizador con Menor Calibre:

Si el segundo estabilizador es de menor calibre (Figura 26) se hace más fácil que tenga el punto de tangencia debajo de este. Se convierte en un ensamblaje de fondo para construir inclinación. Cuanto menor el calibre, mayor será el efecto para construir inclinación.

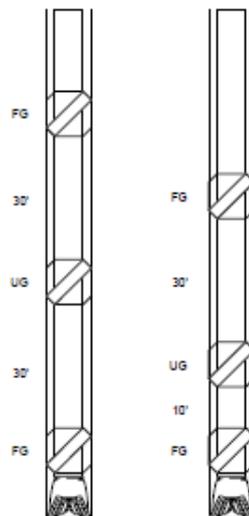


Figura 26 Segundo Estabilizador con Menor Calibre

### 3.2.5.3 Hueco Lavado:

En formaciones suaves, el hueco se erosiona debido a altas velocidades en el anular (Figura 27) . Intentar mantener o levantar inclinación en estos casos se torna más difícil (se imposibilita mantener el peso suficiente sobre la broca). En formaciones suaves, sería necesario bombear a un bajo caudal mientras se perfora, pero se deberá circular a máximo caudal cuando se repasa antes de hacer conexión. Si este procedimiento no es suficiente, puede ser necesario una corrida de motor. Es importante para el Ingeniero Direccional asegurarse que no este detrás del plan debido al lento régimen de construcción en inclinación (buildup rate) que requiere un sidetrack

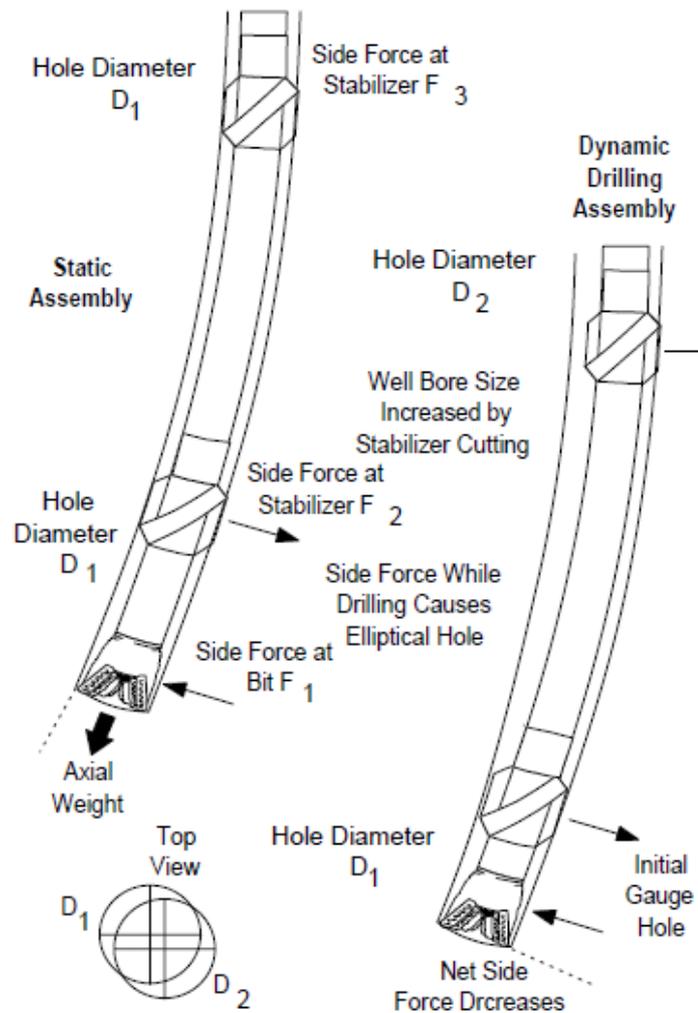


Figura 27 Efecto de Hueco Lavado Sobre la Fuerza Lateral

A veces puede ser necesario perforar un hueco piloto primero, para luego ensancharlo con un underreamer. Es importante resaltar que esto no es una regla que hay que se cumpla al pie de la letra, pero si sirve como una referencia. Experiencias en campos o áreas específicas ayudará al Ingeniero Direccional a hacer ajustes en el ensamblaje de fondo.

### **3.2.6 Ensamblaje de Fondo Para Construir Inclinación**

La Figura 28 nos muestra ejemplos de ensamblajes de fondo comúnmente usados para levantar inclinación (regímenes de incremento de inclinación, BUR o Build Up Rates). Con el ensamblaje de fondo (9) se puede obtener en el orden de  $5^{\circ} / 100'$  y hasta un poco más, dependiendo de la geología, inclinación, diámetro del hueco, diámetro del drill collar y parámetros de perforación.

En la Figura 28 el ensamblaje de fondo (3) es considerado de baja a mediana capacidad para construir inclinación, esto va depender que tan pequeño sea dicho ensamblaje de fondo, y su respuesta, al aplicársele peso sobre la broca. En cualquier ensamblaje de fondo para construir inclinación, el estabilizador cercano a la broca tendrá que ser full gauge (mismo diámetro de la broca), o muy cercano al diámetro de esta. A más reducido sea el diámetro del pozo, será menos el régimen de construcción de inclinación.

El régimen de incremento en la inclinación (build up rate, en  $^{\circ} / 100'$ ) es muy importante. El máximo seguro si alrededor de  $5^{\circ}/100'$ . Si el radio de curvatura del pozo es alto y a profundidades superficiales, es posible crear ojos de llave (key seats) a medida que se perfora el pozo. Si la zona curva esta revestida con casing, este se podría ir desgastando a medida que se perfore la parte del pozo inferior a esta. Este desgaste es causado por la tubería cuando rota en tensión debajo de la zona de alta curvatura. Muchas empresas operadoras ponen como máximo dogleg  $3^{\circ}/100'$  (o incluso menos).

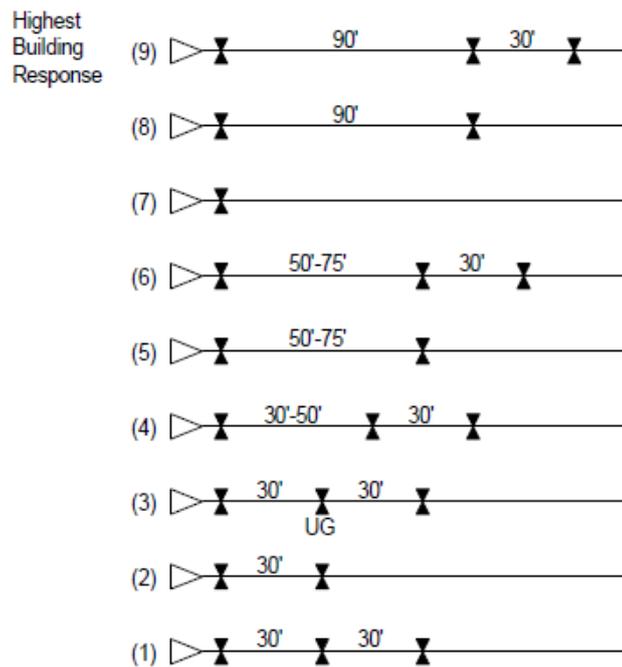


Figura 28 Ensamblajes de Fondo Para Levantar Inclinación

Es importante saber el límite aceptable del cliente para el build up rate o régimen de variación de la inclinación. La rigidez efectiva del drill collar aumentará cuando se aumenten las RPM.

A medida que la inclinación del pozo se incrementa, se hace más fácil levantar inclinación. Se recomienda cuando se tenga disponible una herramienta MWD tomar survey cada drill pipe que se perfora (+/-30'). Esto permite al Ingeniero Direccional evitar pata de perros ó dog legs no deseados. Podría ser necesario quizás ir reduciendo el peso sobre la broca así como las repasadas rimando cuando ocurra un incremento progresivo del BUR.

Es una práctica común reducir el número de drill collars en el ensamblaje de fondo. Dos stands de drill collars es usado típicamente, esto con la finalidad de hacer las sarta más flexible. El cálculo de pesos del ensamblaje de fondo deberá hacerse en la etapa de diseño del ensamblaje de fondo tomando en consideración la inclinación del pozo, la flotabilidad del lodo, posición del JAR o Martillo, más un factor

de seguridad. En ningún caso el drill pipe deberá ser diseñado para que este en compresión en un pozo dirigido normal, esto podría ocasionar que el drill pipe se fatigue y entre en un efecto conocido como buckling, que puede finalizar con una ruptura de tubería y dejar un pescado en el pozo.

### 3.2.7 Ensamblajes de Fondo para Mantener Inclinación

Con el fin de mantener la inclinación del pozo dentro de un rango pequeño, también se les conoce como ensamblajes de fondo empaquetados. Se tratará de buscar la condición de fuerzas laterales netas igual a cero. Este tipo de ensamblajes de fondo deberán ser rígidos. La rigidez ayudará a controlar que el ensamblaje de fondo no camine a la derecha o a la izquierda de su rumbo o azimuth (bit walk). En la práctica pequeños cambios de la inclinación del pozo ocurre inclusive con una buena elección de ensamblaje de fondo empaquetado (para mantener inclinación). Sin embargo el objetivo será hacer una corrida completa sin necesidad de cambiar ensamblaje de fondo. La experiencia en un determinado campo dará al Ingeniero Direccional una idea para afinar el diseño del ensamblaje de fondo. A continuación se muestran los ensamblajes de fondo empaquetados típicos.

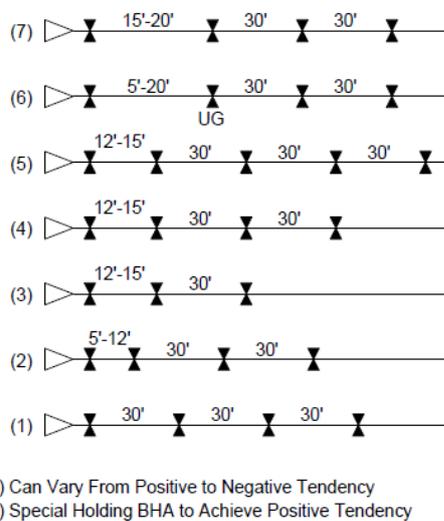
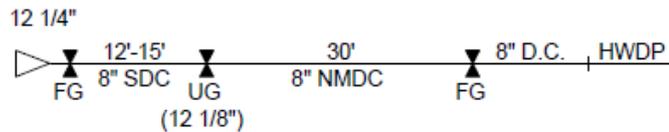


Figura 29. Ensamblajes de Fondo Para Mantener Inclinación

En la Figura 29, el ensamblaje de fondo (1) puede tener una tendencia a mantener o caer inclinación. Si este ensamblaje de fondo fuera con Drill Collars de 8" en hueco de 17 ½" en una formación suave, podría apenas mantener inclinación. Sin embargo, si usamos el mismo ensamblaje de fondo con los mismos Drill Collars de 8" en agujero de 12 ¼", el hueco podría tener un significativo Build Up Rate (0.5° – 1.0° /100').



*FG o Full Gauge = Que es del mismo diámetro de la broca*  
*UG o Under Gauge = Que es de menor diámetro de la broca*

Figura. 30 Típico Ensamble de Fondo Empaquetado Para Hueco de 12 ¼"

Un típico ensamblaje de fondo empaquetado para un hueco de 12 ¼" con una inclinación de 30° es mostrada en la Figura 30. Si se requiere un ensamblaje de fondo que levante ligeramente la inclinación (semi-build ensamblaje de fondo), el segundo estabilizador deberá tener un diámetro de menor calibre que el del hueco, típicamente se usa de 12" – 12 1/8"

El Ingeniero Direccional deberá asegurarse de tener a su disposición estabilizadores de menor calibre al de la broca, en este caso de 11 ½" a 12 1/8" en incrementos de 1/8".

La tendencia de este tipo de ensamblaje de fondo estará determinada por los siguientes factores:

1. Tamaño del hueco.
2. Distancia entre el estabilizador near bit y el 2do estabilizador.
3. Rigidez del drill collar arriba de la broca.
4. Diámetro de los estabilizadores.
5. Tendencia de la formación y su dureza.
6. Parámetros de la perforación.

### 3.2.8 Ensamblajes de fondo Para Caer Inclinación

En la Figura 31 tenemos una selección de ensamblajes de fondo comúnmente usados para caer inclinación. Por ejemplo en el ensamblaje de fondo (5) de la Figura 29 (60' péndulo) es el más común donde se requiere altos valores de caída de inclinación (drop rates entre  $1.5^\circ - 4^\circ / 100'$ ), como en el caso de los pozos tipo "S". Sin embargo los pozos tipo "S" son normalmente planeados para tener una caída entre  $1^\circ - 2^\circ / 100'$ . Esto es con la finalidad de evitar ojos de llave (Key Seats) y desgaste excesivo de la tubería de perforación. Así una práctica común es comenzar la caída de inclinación antes de lo programado con un ensamblaje de fondo menos agresivo para caer se hace incorporando un estabilizador under gauge cercano a la broca (ensamblaje de fondo 1 de la Figura 31). Un régimen de caída entre  $1^\circ - 1.5^\circ / 100'$  es a menudo posible con este tipo de ensamblaje de fondo. Cuando la inclinación haya caído al rededor de  $15^\circ$  (donde el efecto péndulo es menor, por la menor componente lateral de la gravedad) un viaje para cambio de ensamblaje de fondo es realizado. Luego el ensamblaje de fondo (5) Figura 31 sería usado para perforar hasta el TD. Dicho plan sin embargo debe ser discutido con el cliente antes de que comience el pozo, para que tenga en cuenta el viaje extra que esto involucra.

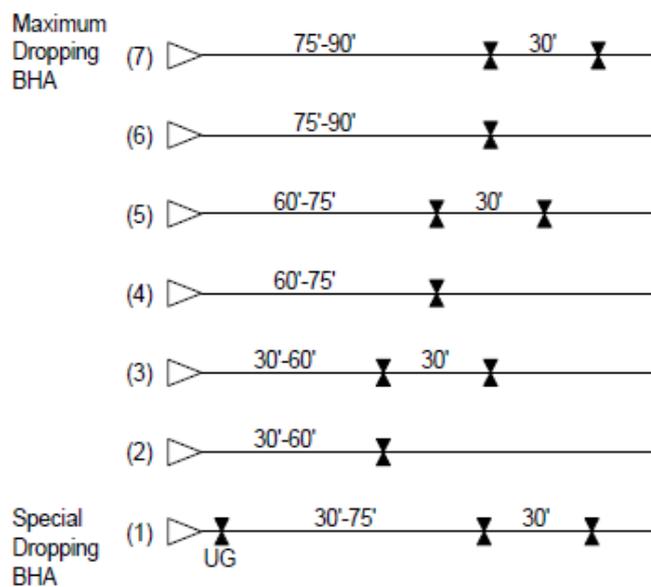


Figura 31 Ensamblajes de Fondo Para Caer Inclinación

El régimen de caída se reduce significativamente debajo de los 8° - 10° de inclinación. Cuando la inclinación cae por los 2° el pozo es considerado vertical. Sin embargo se debe seguir monitoreando la inclinación, para asegurarse que no comience a subir. Es recomendable rimar al final de cada tubo o stand perforado, para ayudar a que la inclinación no suba.

Hay muy poco control en lo que es la dirección del pozo (Azimuth) cuando se usa un ensamblaje de fondo pendular. Algunas veces el pozo jira excesivamente cuando se usa broca tónica durante la caída de inclinación. El Ingeniero Direccional por lo tanto, deberá tener una tolerancia aceptable en la dirección del pozo cuando comience a caer inclinación. RPM alto también ayudara a la caída de inclinación.

Un ensamblaje de fondo empaquetado incorporando un estabilizador cerca a la broca undergauge (Fig. 32) es conocido como semi-drop ensamblaje de fondo (o para caer ligeramente). Este ensamblaje de fondo es a menudo usado en pozos tipo slant donde el Ingeniero Direccional lleva la curva del pozo arriba del plan y desea caer en el objetivo con una caída de inclinación muy suave (0.1° – 0.5° /100'). El rate de caída que se alcance va depender del diámetro del estabilizador cerca a la broca. Parte del arte la perforación direccional es escoger el diámetro correcto del estabilizador cercano a la broca en una determinada circunstancia. La experiencia de pozos vecinos es de gran ayuda.

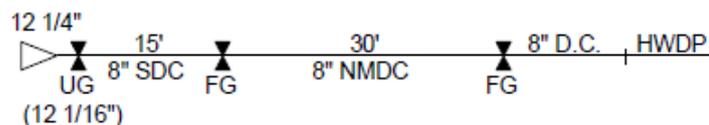


Fig. 32 Ensamble de Fondo Para Caer Inclinación Lentamente

### 3.2.9 Ensamblajes de Fondo Especiales

Rollers Reamers: en formaciones medianamente duras, donde el torque rotario es alto, podría ser necesario eliminar algunos o todos

los estabilizadores del ensamblaje de fondo. El uso de roller reamers es una buena alternativa en estos casos. Sin embargo, mientras estos son relativamente fáciles de rotar, estos se comportan diferente a los estabilizadores desde el punto de vista de su comportamiento direccional. Como regla estos tienen la tendencia de caer la inclinación, así la distancia entre el roller reamer cercano a la broca y el siguiente superior tendrá que ser mayor que en el ensamblaje de fondo convencional empaquetado, usando estabilizadores normales. Dicha distancia se determinara e irá ajustando con la experiencia en la zona.

Una combinación de estabilizadores near bit roller reamers con estándares es otra combinación alternativa. Es importante verificar la condición del roller reamer al final de cada corrida, y reemplazar los cortadores, pines, bloques como se requiera.



Fig. 33 Estabilizadores Roller Reamers

Jetting Ensamble de Fondo: En formaciones bien suaves, jetting es una manera sencilla y de bajo costo para hacer el Kick Off de un pozo. El Jetting es perfectamente compatible con el MWD. En superficie antes de bajar un ensamblaje de fondo de este tipo, habrá que orientar

el MWD con la dirección del Jet que realizará el kick off. Los shocks no serán altos ya que esto se realizará en formaciones suaves.

El Jetting tiene la ventaja de poder desviar el pozo en la dirección deseada, y una construcción de inclinación permanente hasta el ángulo máximo deseado, todo en una sola corrida.

Otra aplicación del Jetting es para hacer nudges (pequeñas "S") en superficie para alejarse de pozos de la misma plataforma. Existen muchas plataformas donde los surveys de los pozos vecinos no son muy precisos o están incompletos, para estos casos el Jetting se convierte en la opción más segura para evitar una colisión, ya que si el Jetting encuentra algún pozo vecino, no lo colisionará, más bien lo hace by pass, siendo en este caso más recomendable que con motor de fondo.

Como se mencionó anteriormente este tipo de ensamblaje de fondo es una modificación de un ensamblaje de fondo para levantar inclinación. En la Fig. 34 se muestra un Jetting ensamblaje de fondo típico para hacer un kick off en hueco de 17 1/2" a profundidades superficiales (por ej. 500') en una formación suave.

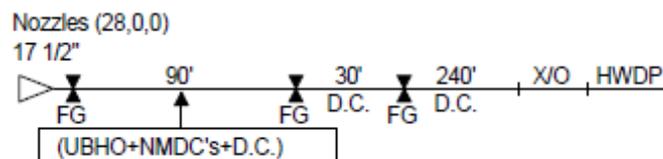


Figura 34 Típico Ensamble de Fondo para Jetting

Se deben tomar algunas precauciones cuando se usa un ensamblaje de fondo para hacer Jetting:

1. Planificar el trabajo. Tenga suficiente drill collars en el ensamblaje de fondo para asegurar el peso suficiente en el ensamblaje de fondo para poder desviar y dar rigidez a la sarta. Es importante

asegurar no aplicar un peso mayor en la broca del que se tiene disponible en el ensamblaje de fondo, de lo contrario se podría doblar el Kelly o la tubería. Se recomienda tener 12 drill collars de 8" y 30 HWDP cuando se realiza un trabajo de Jetting. Tener en cuenta la inclinación y peso de lodo, en el cálculo de peso disponible.

2. No se deberá usar Martillos (Drilling Jars) en un Jetting ensamblaje de fondo.
3. No se deberá hacer Jetting un intervalo muy largo, verificar el DLS en cada conexión de tubería (+/- cada 30') y de acuerdo a los resultados ajustar la distancia que se deberá hacer Jetting.

Hace años tras los ensamblajes de fondo tipo péndulo a 60' se usaron en pozos verticales que eran para controlar la verticalidad, hasta ahora se sigue usando este tipo de ensambles, donde el buzamiento de las formaciones no es severo. Sin embargo este ensamble de fondo puede desviarse al aplicársele mucho peso sobre la broca, pudiendo ocasionar un "kickoff" no deseado.

### **3.3 Métodos de Cálculo de Trayectoria**

La trayectoria del pozo esta definida dentro del sistema de coordenadas escogido como una serie de puntos o estaciones registrados en el espacio tridimensional. Estos son enlazados juntos para formar una trayectoria continua utilizando un método de cálculo geométrico aceptado, tal como el Mínimo Radio de Curvatura.

Este método de "mínima curvatura" asume un arco esférico suavizado entre estaciones sucesivas. Métodos alternativos tales como radio de curvatura, ángulo promedio y tangencial balanceado están en uso aun, especialmente para data antigua, pero el de mínima curvatura ha llegado a ser el estándar de la industria debido al poder de procesamiento de las computadoras modernas. Por tanto para uso operacional no se recomienda los otros métodos.

### **3.4 Tipos de Herramientas de Registro Direccional**

#### **3.4.1 Herramienta de Registro Direccional Magnética**

Para aplicaciones con MWD, el registro es enviado a superficie para su recepción utilizando la telemetría de pulsos del lodo. Los cambios de presión en el standpipe son leídos y decodificados en medidas de inclinación y dirección en superficie. Una alternativa menos común a la telemetría de pulsos de lodo es la telemetría electromagnética, la cual es utilizada hoy en aplicaciones donde la columna de lodo no es empleada o es parcialmente utilizada como con la perforación con aire, espuma o underbalanced (bajo balance). En este caso un voltaje variable es creado a través del MWD, el cual crea una onda electromagnética que puede ser detectada por un receptor montado en la tierra en superficie (o al nivel del lecho marino).

Todas las herramientas magnéticas usan acelerómetros y magnetómetros para medir la inclinación y azimut registrados. Cada paquete de sensores contiene tres acelerómetros y tres magnetómetros con cada grupo configurado en forma ortogonal con un eje principal alineado en la dirección del eje mayor de la herramienta (y por lo tanto del ensamblaje de fondo). Cada uno de los acelerómetros mide un componente del vector gravedad de la tierra y los magnetómetros miden el campo magnético aparente de la tierra. En la práctica, casi el 95% es lo que los magnetómetros miden del campo magnético de la tierra, siendo el restante derivado de las siguientes fuentes de interferencia o compensación:

- ◆ Magnetismo de la corteza terrestre que no está modelado, y está confinado en las formaciones de roca sólida.
- ◆ Interferencia magnética externa de artefactos (pescados) o pozos cercanos.
- ◆ Perturbaciones del campo provenientes de la actividad magnetosférica solar (tormentas solares).

- ◆ Los propios sensores del MWD y sus factores de escala (que tratamos de calibrar).

Las herramientas para un EMS (Electronic Magnetic Multishot o Multishot Electrónico Magnético) son herramientas de registro direccional con un paquete de sensores muy similar a las del MWD. Este tipo de herramienta se suelta dentro de la sarta de perforación en caída libre cerca de la profundidad final de la sección, o corrida con wireline como un (tipo de MWD) steering tool o herramienta de orientación de coreo. Donde el MWD ha sido corrido previamente, un EMS no mejorará la precisión posicional, sino su principal propósito será validar los registros direccionales a través de la toma redundante de datos direccionales a bajo o mínimo tiempo de equipo. El EMS podría ser escogido como el registro direccional definitivo para la sección, aunque esto es una convención basada en el criterio que la herramienta esta mejor espaciada magnéticamente que el sensor de MWD (en un collar anti-magnético ubicado detrás del MWD), y puede ser corrido en tandem (2 herramientas simultáneamente) dando verificación independiente y ahorro de tiempo por si fallase alguna. Cuando se toma un registro direccional EMS se tiene suficientes collares no-magnéticos o moneles (non-magnetic drill collars) en la sarta de perforación dentro de la cual la herramienta EMS puede ser lanzada y por lo tanto se minimiza la interferencia de la sarta de perforación.

Hay también un gran número de kits de magnetic single shot con film aun en uso en el campo hoy. Estos son usualmente mantenidos en el equipo como un chequeo de respaldo para el MWD, o para proveer registros de verificación contra otros sistemas de toma de registros. Una herramienta de single shot consiste de una unidad angular conteniendo un compás magnético con una escala graduada de inclinación métrica con diferentes bandas de inclinación, y una cámara la cual aloja una película en forma de disco y toma un sola foto, la cual es revelada por el ingeniero o técnico, la cual provee inclinación,

dirección y toolface relativo a la referencia del equipo. Debido a la potencial inexactitud de este tipo de herramienta, no se recomienda para utilizarla como una herramienta de registros direccionales, pero servirá como un chequeo redundante, especialmente si un Totco u otra herramienta mecánica de inclinación, y ambos de estos solo serán utilizados para guardar el registro de la trayectoria donde ninguna otra data de precisión exista.

### 3.4.2 Herramienta de Registro Direccional con Giroscopio (Gyro)

Se define como Gyro al instrumento diseñado para ilustrar la dinámica de los cuerpos en rotación, el cual consiste básicamente de una rueda sólida giratoria montada en un anillo, el cual tiene sus ejes libres para girar en cualquier dirección. La Figura 35 abajo mostrada nos ayudara a visualizar como funciona.



Figura 35 – Principio de Funcionamiento del Gyro

El uso de Gyro se hace necesario cuando las lecturas de los surveys magnéticos no serán correctas debido a interferencia magnética. El survey Gyro es reconocido como el estándar en la industria. Es bueno

tener en cuenta que el Tool Face del Gyro puede ser errado si este no sienta bien en el anillo de asentamiento o key sleeve.

Cualquier sistema de giroscopio que envíe data en tiempo real a superficie vía un cable eléctrico puede ser referido como un giroscopio con lectura en superficie (surface-readout gyro o SRG), pero la descripción más común se refiere a un tipo específico de giroscopio referenciado óptica o visualmente. A diferencia del NSG, el SRG no tiene la capacidad independiente de encontrar la dirección. El ingeniero o técnico alineará el SRG sobre una referencia conocida, y correrá la herramienta en el pozo para tomar un registro. Para completar el registro, la herramienta es colocada en su posición de alineamiento y un estimado del cambio de desviación gradual es grabado re chequeando la referencia. Entonces la desviación total es entonces aplicada, utilizando curvas de tiempo para corregir el registro con un estimado de la desviación que ha ocurrido en el momento del registro. Los giroscopios NSG se alinean por si mismos con la dirección del Norte verdadero mediante la rotación de la tierra. Cuando un NSG es mantenido estacionario en un pozo, la herramienta modela la rotación de la tierra como torque. La magnitud del torque es una función de la latitud (mayor en el ecuador) y orientación (mayor cuando el eje de la herramienta es alineado con el eje de la tierra). Este "earth rate" puede ser aproximado por:

Earth rate =  $15.041 \times \text{Cos}(\text{Latitude})$ , en grado x hora.

Solo la componente horizontal el vector rotación de la tierra es utilizada para determinar la dirección relativa al norte verdadero. Estas herramientas NSG son muy precisas excepto donde la latitud exceda los 70° Norte o Sur y en unos cuantos grados de alto ángulo en la orientación este-oeste o donde la sarta de perforación no es mantenida perfectamente estacionaria en el hueco. Las herramientas NSG pueden ser corridas en hueco entubado con wireline si la inclinación máxima no excede los 60°, o dentro de la tubería donde

podría ser posible lanzar un NSG energizado con batería, similar a un EMS. Para aplicaciones mayores en inclinación (encima de 70° inclinación), el sistema NSG también llega a ser menos preciso que un sistema MWD Standard, y debe ser corrido en un modo de operación diferente conocido como Continuo NSG (CNSG).

En el modo CNSG la herramienta esta programada en un modo de medida local. En vez de medir el "earthrate", la herramienta mide el desplazamiento en 2 planos de un punto conocido de inicialización local. Esto permite al CNSG ser corrido a mayores inclinaciones, donde este puede ser bombeado a través de la tubería aún en pozos horizontales. En adición, el CNSG esta diseñado para ser capaz de recoger la data dinámicamente a velocidades de hasta 200 pies/minuto (1metro/segundo). En ambos modos de registro, NSG & CNSG, el giroscopio requiere una entrada de referencia de profundidad independiente, el cual viene de un contador de profundidad de wireline o del registro de longitud de la tubería de perforación (anotado siempre en un cuaderno del perforador) cuando es corrido dentro de la tubería. Esto tiende a ser un factor limitante con la aplicación del giroscopio porque usualmente resulta en un problema de incertidumbre vertical significativa en el área en el cual esto es una preocupación, por ejemplo cuando se aterriza el pozo o cerca al reservorio. Los sistemas de giroscopio inerciales no sufren con este problema, pero los que están disponibles están limitados por su tamaño para ser capaces de acceder a estas áreas de alto ángulo del pozo. Cada uno de los sistemas de NSG, pueden ser corridos simultáneamente con registros de gamma ray, localizadores de cople del casing y muchas de otras herramientas corridas con wireline.

## CAPITULO IV

### DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

#### **4.1 Selección de la Broca**

Las brocas deberán tener las siguientes características:

**Perfil Plano:** Cono plano de corte afilado desde el calibre hasta la base de la misma. No posee aparente sección del hombro de la broca.

**Longitud corta de la Broca:** en términos generales la longitud de la broca debe ser lo más corta posible. Un cuerpo de la broca de acero es lo más óptimo. Debido a la corta duración de las corridas, no existirá problemas de erosión. La longitud de la broca deberá estar en el rango de 7" para broca de 12 ¼" y 5.5" para una broca de 8 ½" de diámetro.

**Calibre agresivo:** el fin de poder hacer el desvío de manera efectiva, se deberá colocar varios cortadores de PDC en el calibre de la broca. Debido a la longitud corta del calibre, las brocas para hacer desvíos tienen un número relativamente alto de aletas, de los cuales la mayoría se extienden desde el calibre hasta la base (o nariz) de la broca. Un número reducido se extiende hasta el cono solamente, para garantizar la protección de los cortadores en esta zona. Debido a que los desvíos de pozos se realizan generalmente en un intervalo de profundidades de 50 – 200 pies, no es de importancia relevante la durabilidad de la broca.

**Direccionalmente amigable:** con el fin de salir en el punto de desvío a la dirección correcta, el backrake del cortador del gauge deberá estar en el rango de 30° con la finalidad de evitar fluctuaciones de torque. Cortadores PDC de 13 mm también contribuirá en el control direccional.

**Apropiado para la litología:** Aunque los sidetracks son mayormente cortos, el diseño de la broca deberá ser el apropiado para el esfuerzo compresivo de la roca a perforar, con el cual se podrá ir ligeramente más suave de lo normal.

En adición, la mayoría de fabricantes producen brocas impregnadas con diamante natural para rocas bien duras y abrasivas. Ellos siguen las mismas directrices anteriores en términos de perfil de la broca.



Figura 36 - Brocas PDC diseñadas para desvío de pozos



Figura 37 - Brocas de diamante natural para desvío de pozos

## 4.2 Whipstock

Existen muchos pasos importantes que necesitan ser de conocimiento del Ingeniero Direccional para una exitosa operación de sidetrack con casing whipstock. Muchos de estos puntos pueden quizás ser pasado por alto para quienes realizan dicha operación por primera vez, o no ser considerados responsabilidad del Ingeniero Direccional, pero afectaría la viabilidad para poder seguir perforando y por lo tanto sería crítico para tener un sidetrack exitoso. Las recomendaciones son guías generales para una operación de casing whipstock exitosa desde la perspectiva del Ingeniero Direccional. No es una generalización, y habrán muchas excepciones de acuerdo a la operación específica y el sistema de Whipstock a ser usado.

Para perforar un sidetrack exitoso desde una ventana en el casing, el Ingeniero Direccional deberá estar envuelto en el proceso completo desde el planeamiento inicial del pozo hasta el ensamblaje final del sidetrack. Esto incluye revisar la profundidad del sentado del whipstock, la operación en superficie, la broca para moler la ventana, repaso de la ventana y el hueco de rata a ser perforado.



Figura 38. Inspección del Whipstock en superficie

#### **4.2.1 Planeamiento del Pozo**

La trayectoria del pozo será planeada para alcanzar sus objetivos, como cualquier otro pozo. Para el sidetrack dentro de casing, el Ingeniero que realiza el plan del pozo, deberá tener en consideración dejar suficiente espacio para el punto del kickoff, esto se refiere a la distancia entre el tope del whipstock hasta el fondo del hueco de rata, antes de comenzar el plan direccional. Adicionalmente la profundidad de sentado del whipstock es usualmente estimado una vez que el plan direccional ha sido finalizado. Se deberá dejar suficiente distancia para posibles profundidades de sentado de whipstock por debajo del planeado, así como considerar posibles cambios en la longitud del whipstock y la profundidad del hueco de rata, dependiendo del sistema de molienda a ser usado. En algunas ocasiones, dependiendo de las herramientas direccionales a ser usadas, será necesario una corrida adicional para profundizar el hueco de rata, antes de bajar el ensamblaje de fondo direccional principal. El Ingeniero Direccional tiene que revisar el plan del pozo y el tipo de whipstock a ser usado, la profundidad planeada de sentado, y la longitud del hueco de rata a ser perforada.

#### **4.2.2 Sistemas de Whipstocks.**

Existen muchas variaciones disponibles hoy en el mercado. Muchos son sistemas de un solo viaje, los cuales consisten en bajarlos al pozo, ponerlo en profundidad, perforar la ventana y repasar la ventana, todo en una sola corrida. Muy a menudo estos sistemas requerirán una segunda corrida para repasar la ventana. Otros sistemas pueden ser diseñados para tener hasta 3 corridas, para tener una ventana limpia, lista para el ensamblaje de fondo direccional principal.



Figura 39. Whipstock de la CIA Weatherford

El Whipstock debe ir anclado de manera muy segura en el casing para permitir la molienda segura de la ventana, y deberá mantenerse en su profundidad sin que se mueva, para una operación exitosa en el pozo. Existen también variedades de sistemas de ancla. Estos incluyen anclas hidráulicas, anclas de fondo, o anclas con un mecanismo que posee un sistema orientado. Cada compañía de servicios tiene su propio único diseño para whipstock, moliendas y anclas.

El ingeniero Direccional deberá estar familiarizado con el sistema de whipstock a ser usado. Se debe discutir la operación de molienda de la ventana con el operador a cargo de realizar dicha molienda. Observar detalladamente el ensamblaje de molienda y entender el propósito de cada cortador. De igual forma se deberá hacer una observación detallada del whipstock y al mecanismo de anclaje. Entender como el whipstock será sentado y como el ensamblaje de

molienda seguirá la cara del whipstock y como este realizará la molienda del casing.

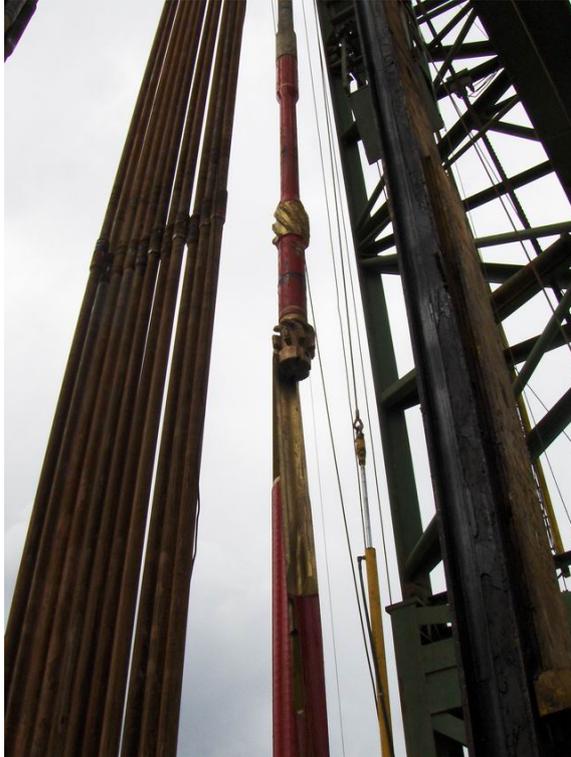


Figura 40. Esquema del armado del Whipstock en superficie

#### **4.2.3 Profundidad de Sentado del Whipstock**

La profundidad de sentado del Whipstock es importante y deberá tener suficiente espacio para el trabajo direccional para alcanzar el objetivo. La profundidad ideal de sentado deberá ser determinado basado en las necesidades direccionales, los surveys del pozo original, revisión de registros CCL (Casing Collar Log) y revisión del registro de adherencia de cemento o CBL (Cement Bond Log). Se deberá evitar sentar el Whipstock en una sección de alto DLS.

El Whipstock deberá ser posicionado entre dos conexiones o callares de casing para evitar tener que perforar en la conexión del casing, que es de un espesor de pared mayor y por ende ocasionaría tomar más tiempo perforarlo y podría dar complicaciones innecesarias. El

operador del Whipstock puede proporcionar un esquema de la posición óptima del whipstock respecto a la conexión del casing. Se debe estar al tanto de que en la mayoría de los Whipstock, la distancia desde el tope superior de la ventana al tope del Whipstock es generalmente alrededor de 3 pies o más.

El registro de adherencia de cemento no es obligatorio y muchas veces no está disponible. Es preferible la existencia de una buena adherencia y una buena cementación detrás del casing donde se perforará la ventana, esto no es determinante, pero ayudará que la operación de molienda de la ventana sea más fácil. La no existencia de cemento, o un vacío de cemento a esta profundidad ocasionaría que el sidetrack sea inalcanzable a medida que la broca de molienda y el ensamblaje de fondo ingrese a este espacio vacío sin cemento. Si de antemano se espera que así sea, se deberá considerar sentar el Whipstock a otra profundidad, o realizar un casing squeeze detrás del casing, antes de realizar el sidetrack.

De la misma forma, si el registro CCL no está disponible, se podría aprovechar correrlo junto con el bridge plug que se bajará para sentar el Whipstock, a menudo se registra acompañado con Gamma Ray, para correlacionar el tally del casing y registros de formación. Si se baja un whipstock de ancla hidráulica, se necesitará siempre algún método para correlacionar el casing y formación, para la óptima selección de la profundidad de sentado del whipstock.

Otros métodos pueden incluir sentar el whipstock sobre un tapón puente (bridge plug) o una prensaestopa (packer) pre-existente en el pozo. La longitud exacta del drill pipe y del casing, también son muy importantes. El whipstock puede ser espaciado como sea necesario sobre el tope de alguna prensa estopa (packer) nueva o pre-existente.

#### 4.2.4 Orientación del Whipstock

La orientación de la cara del whipstock dependerá del plan del pozo, y de los surveys del pozo original. Pozos con alta inclinación tendrán diferentes restricciones que un pozo de baja inclinación en el punto de desvió dentro del casing.

En pozos de alta inclinación es recomendable sentar el whipstock con un toolface entre 20 a 45 grados a la derecha o izquierda del high side como se necesite. No es recomendable sentar el whipstock a un toolface mayor de 45 grados del high side debido a que esto podría complicar la operación de molienda de la ventana, permitiendo que la fuerza de gravedad haga mover el whipstock al lado opuesto del casing. Adicionalmente, no es buena idea sentar el whipstock orientado directamente al lado alto del casing (high side) debido a que esto podría ocasionar que el primer ensamblaje de fondo que ingrese caiga por gravedad en el hueco de rata en la parte superior del casing y ocasionar problemas. Este tipo de trabajo es normalmente realizado con toolface gravimétrico de herramientas MWD, esto cuando la inclinación es mayor de 5 grados.

Para trabajos de sidetrack con whipstock dentro de casing en pozos de baja inclinación (menos de 5 grados), la situación es diferente, y hay más flexibilidad para la orientación del whipstock. Podrá ser orientado al low side o high side del hueco. Cada caso deberá ser revisado cuidadosamente con todas las partes involucradas y tener en cuenta el tally del revestimiento, la formación, cemento detrás del casing, el plan del pozo, y el tipo de milling y Whipstock que se va a usar. En estos tipos de pozos de baja inclinación, la orientación se realizara con Gyro.

Algunas sentadas de whipstock son hechas a través de ensamblajes con packers. El packer se sienta a una profundidad determinada, luego se hace una corrida de Gyro para verificar la orientación de la

guía en el sistema de agarre por dentro del packer. Una vez verificado esto, el Whipstock es levantado una cierta profundidad, luego orientado en superficie a la dirección deseada, (que será la misma que de la pata de mula en el fondo del ensamblaje de fondo), para que quede listo cuando haga el agarre en el packer.

Antes de que se baje el Whipstock, se tendrá que ajustar el espaciado del drill pipe a la hora del sentar el Whipstock, con la finalidad de poder perforar un stand de drill pipe completo, y principalmente para evitar tener que hacer conexión a la mitad de la operación de molienda de la ventana. Una vez en el hueco el ensamblaje de fondo del whipstock, de deberá trabajar la tubería arriba y abajo, por lo menos un stand antes del tope del whipstock, esto con el propósito de eliminar el torque en la tubería y ensamblaje de fondo. Tomar nota del peso en el gancho (hook load) cuando se libere el torque de la tubería. Lentamente mueva y oriente al toolface deseado, luego baje a la profundidad deseada mientras monitorea el toolface minuciosamente. Oriente el Whipstock de acuerdo al plan.

Si se estuviera usando ancla hidráulica, tenga en mente las limitaciones del caudal respecto al MWD y el mecanismo del ancla. A menudo existe un margen muy pequeño entre el caudal que se necesita para tener buenas lecturas del MWD y el caudal necesaria para romper el mecanismo del pin de seguridad que lleva el Whipstock. Todo esto deberá ser bien revisado antes de comenzar a armar el ensamblaje de fondo.

#### **4.2.5 Molienda de la ventana**

La operación de molienda de la ventana podrá variar y dependerá del sistema a usar. En general habrá algún tipo de cortador que se usara para comenzar el trabajo de corte de casing, otro tipo de cortador para perforar la mayor parte de la ventana y finalmente existirá un tipo

de watermellon que se usará para repasar la ventana, o para limpiar o dar el retoque final de la ventana.

En la mayoría de los casos, la broca que se usara para cortar la ventana, lo hará de manera rápida y fácil. Cuando se explique el sistema que se usará para hacer la operación de corte de la ventana con el operador de la compañía del whipstock, es importante remarcar cuando la broca cortadora alcanza a moler la mitad de la longitud del cortador, a este punto se le denomina también “core point”. En este punto el cortador alcanza una profundidad donde el casing es cortado por el centro del cortador, en este punto la velocidad del cortador es casi cero, y el avance se hará difícil y muy lento, si no se tiene cuidado el cortador podría coronarse “core out”. Es importante para el operador del whipstock que esté al tanto de esto, porque de lo contrario, cualquier intento agresivo de apresurar la operación podría causar un coronamiento prematuramente del cortador.

#### **4.2.6 Limpieza de la Ventana**

Después que el cortador (o Window mill) corte la ventana todo el camino hasta la parte inferior del whipstock, la operación de molienda continuará para permitir que el estabilizador watermelon limpie completamente, y rime la ventana. Es muy importante limpiar completamente la ventana de todas las partes rugosas y angulosas con el estabilizador watermelon. Este pasara la ventana muchas veces para asegurarse que todas estas partes sean completamente limadas y repasadas como sea necesario.

Una vez la ventana haya quedado repasada, el ensamblaje de fondo deberá pasar lentamente a través de la ventana con rotación y sin rotación sin mayor fluctuación de torque y arrastre, la última repasada deberá ser hecha sin circulación y sin rotación para ver si el ensamblaje de fondo es capaz de pasar por la ventana del casing de manera segura. Si no hubiera algún problema, es recomendable

realizar unas pocas repasadas adicionales con el watermelon con full rotación y circulación para lograr una limpieza adicional de la ventana.

#### **4.2.7 Perforación del Hueco de Rata**

Dependiendo del sistema de corte a ser usado, existirá siempre un mínimo de hueco de rata que es necesario para conseguir que el cortador watermelon pase completamente por la ventana y por el hueco abierto. Este hueco de rata es típicamente más largo que el ensamblaje de fondo usado para dicha operación, ya que el watermelon podrá estar tan alejado de la ventana como 25 pies.. Para conseguir esta profundidad, el cortador inicial deberá de cortar parte de formación. Dependiendo del tipo de formación, esta operación puede no ser una tarea fácil.

Dependiendo del ensamblaje de fondo a usar, podrá ser necesario dejar un hueco de rata adicional. La idea general será mantener la distancia del hueco de rata a un mínimo. Si se corre un sistema de motor , solo se necesitará tener la broca cerca al estabilizador near bit, y la parte del bent housing dentro del hueco nuevo. Si se usa el sistema rotario Power Drive o Xceed se necesitará tener suficiente hueco de rata, para lograr que el estabilizador de control de este sistema pase completamente por la ventana al hueco abierto.

La distancia total del hueco de rata a ser perforada necesitará ser discutida con todas las partes involucradas, antes de la operación. En el caso que se tenga en el hueco herramientas LWD como ARC, ADN (herramientas de Schlumberger) será perjudicial para estas herramientas rotarlas cuando pasen por la ventana (debido a shocks y vibraciones). Como regla práctica no se recomienda rotar ningún estabilizador por la ventana del whipstock. Rotarlos podría ocasionar que el estabilizador se coja del whipstock, y quizás hacer que rote un poco, corriéndose el riesgo que el ensamblaje de fondo se quede atrapado en el hueco.

En general se deberá mantener la longitud del hueco de rata al mínimo, perforar uno demasiado largo con el Milling ensamblaje de fondo podría ocasionar otros problemas. Los cortadores de casing no son recomendados para perforar formación, y tendrán la tendencia de caer inclinación, al perforar un hueco de rata muy largo se corre el riesgo de caer en el hueco antiguo.

Si por alguna razón se requiere un hueco de rata muy largo, se deberá considerar usar algún tipo de broca común y un ensamblaje de fondo rotario para extender el hueco de rata. Un ensamblaje de fondo simple consistirá en una broca, un estabilizador near bit. Este tipo de ensamblaje de fondo tratará de usar la tendencia de la cara del whipstock para construir inclinación lejos del casing y del hueco antiguo. Se deberá tener en mente que sin control direccional no habrá garantía de que no tendrán los mismos problemas cuando se intente alargar el hueco de rata con el ensamblaje de fondo para cortar la ventana.

El uso de motor de fondo es otra opción para profundizar el hueco de rata antes de usar un ensamblaje de fondo direccional. Un ensamblaje de fondo simple de motor y MWD podría ser usado haciendo deslizadas al 100% para el hueco de rata. Estas opciones deberían solamente ser consideradas si se deberá correr después un ensamblaje direccional que tenga estabilizadores, o herramientas LWD estabilizadas.

#### **4.2.8 Inspección de Herramientas de Molienda en Superficie**

Cuando el ensamblaje de fondo para moler casing es puesto en superficie se deberá revisar la broca cortadora, así como los diámetros de los estabilizadores “watermelon” con el operador del whipstock y deberá ser comparado con las dimensiones dadas en la reunión pre-operacional. Se debe tener siempre en mente que dependiendo del sistema a usar, muchos de los brocas de molienda a usar salgan por

debajo de calibre. El estabilizador “watermelon” (por la forma de sandía que tienen sus aletas) que realiza la rimada final de la ventana deberá ser revisado cuidadosamente en superficie una vez terminada la corrida. El ingeniero direccional y el operador del whipstock deberán estar presentes en esta operación. Si el estabilizador watermelon sale por debajo de calibre, se deberá hacer otra corrida de repase de ventana con otro que este en calibre (del mismo diámetro de la broca). En algunos sistemas 1/8” debajo de calibre podrá ser aceptable, siempre y cuando exista otro estabilizador watermelon que este en calibre.

Si este cortador watermelon muestra un desgaste inusual, otra corrida de repase será necesaria. Si el watermelon usado para hacer el repase final sale under gauge, por debajo del esperado también se requerirá una corrida adicional de repase de la ventana. Hay que recordar que es crítico tener una ventana lo más limpia y lisa posible para poder pasar a través de ella tantos ensambles de fondo que sean necesarios para seguir perforando hasta la profundidad final.

#### **4.2.9 Ensamblaje de Fondo a usar**

El ensamblaje de fondo a ser usado se deberá pasar por la ventana con mucho cuidado, cada vez que se meta o saque por la ventana. La primera vez que se pase en ensamblaje de fondo por la ventana, se deberá orientar el motor, o programar el sistema rotario a la dirección donde fue sentado la cara del whipstock. Circular el hueco hasta que este limpio y estar preparado para comenzar a perforar tan pronto se toque fondo.

Baje a través de la ventana del casing sin circulación ni rotación. Observe por algún arrastre inusual. Si pone resistencia con peso sobre la broca cuando se pase por la ventana, anote a que profundidad exacta corresponde y levante la sarta. Si se corre con un sistema de navegación rotario, aplique al ensamblaje de fondo un par de vueltas

para cambiar la orientación de la broca (y se cierran las aletas del Power Drive). Si se corre con motor de fondo, alinearlos a la misma dirección de la ventana del casing. Luego se intentará bajar nuevamente por la ventana del casing.

No se debe ser agresivo ni forzar el ensamblaje de fondo cuando se pase por la ventana. Si la ventana ha sido hecha apropiadamente, el ensamblaje de fondo deberá pasar fácilmente. No es raro que haya un pequeño “labio” en el fondo de la cara del whipstock. Esta zona se podrá pasar con un poco de paciencia y cuidado, y muy probablemente que con el tiempo se desgaste con rotación de la sarta.

Si hubiesen problemas cuando se pase por la ventana los siguientes ensambles de fondo, considerar hacer una corrida adicional con broca para moler casing y water mellon. No arriesgue dañar su broca de perforación o las herramientas de perforación intentando forzar el ensamblaje de fondo para que pase por una ventana mal hecha.

En la Figura 41 se muestra un ensamblaje de fondo usado para el sentado de Whipstock en un campo petrolero en la selva del Perú.

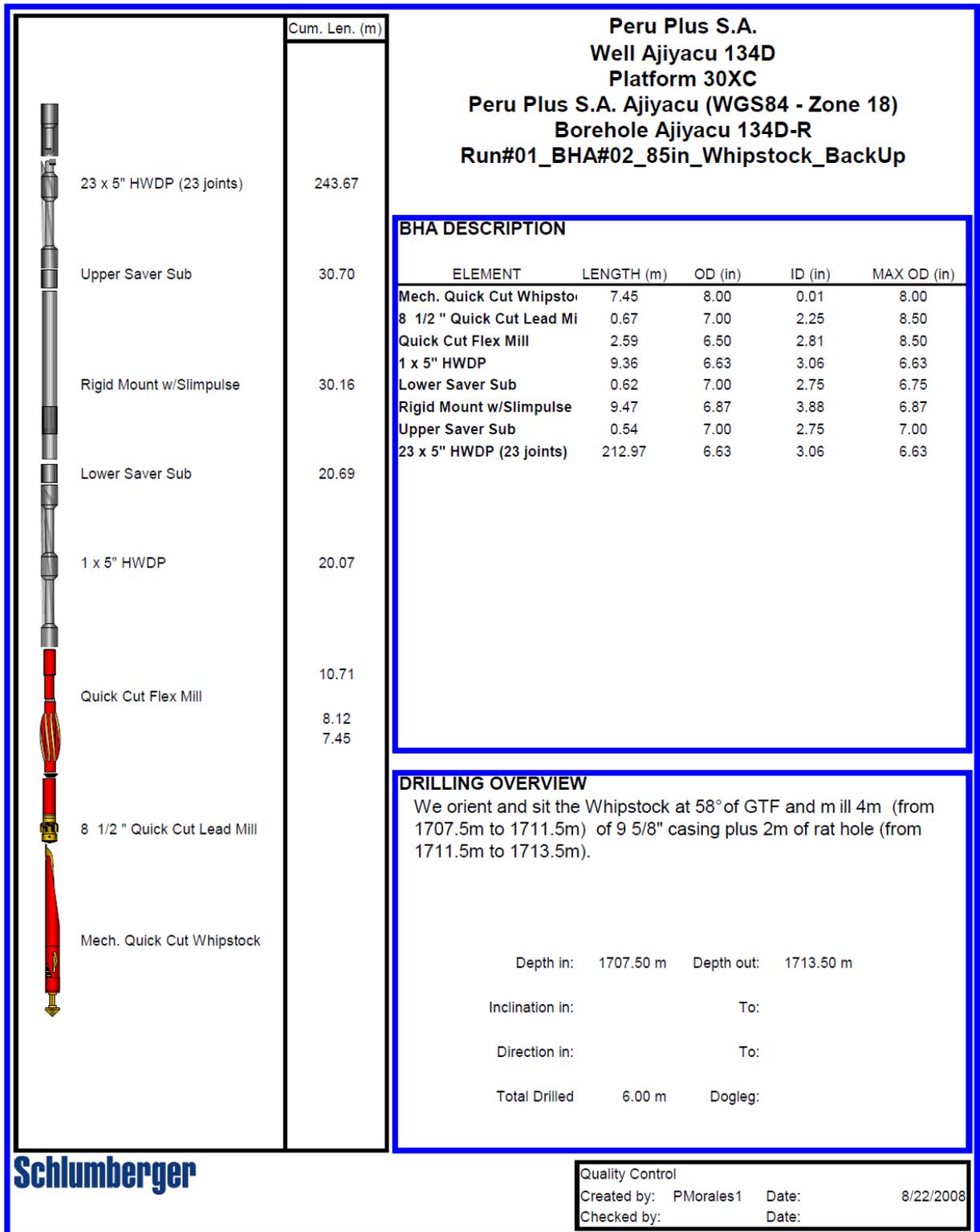


Figura 41. Esquema de un ensamble de fondo con Whipstock de la CIA Weatherford

#### **4.2.10 Perforación de la Ventana**

Se deberá tener mucha precaución cuando se comience a perforar. Considerar comenzar un bajo caudal y bajo RPM (menores a los planeados) dependiendo de las circunstancias específicas. Si se va a rotar al pasar por la ventana, programar el limitador de torque del top drive en el nivel bajo (low setting).

Se deberá tener en cuenta que la información de los surveys estará afectada por interferencia magnética hasta cierta distancia de alejamiento de la ventana del casing (+/- 20 pies de alejamiento del sensor D&I). El plan del pozo deberá ser diseñado teniendo esto en consideración para minimizar altos dog legs y algún otro tool face inusual hasta confirmar que no se tenga interferencia magnética externa.

## CAPITULO V

### ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Se analizaron posteriormente algunos trabajos de sentado de whipstock y su respectivo desvío usando las técnicas y recomendaciones de esta tesis, y mostraron buenos resultados los cuales se mostraran a continuación.

Pozo Candelilla-3 ST (Colombia) – Hueco de 8 ½”

En este pozo se realizó el sentado de un whipstock a la profundidad de 10704 ft, Se sentó la base del Whipstock @ 10704', previamente verifica estado del MWD con un survey, se orientó la cuchara (whipstock) a 66° de toolface, se realizó 6 reciclaje de bombas para poder presurizar por 15 min y sentar las cuñas del Whipstock. Luego la presión cayó de 3500psi a 2000psi (o gpm), dicha caída confirma sentado de cuñas. Probó cuñas con tensión 3 veces con 290, 310, 315 Klbs (20, 40, 45 klbs de overpull respectivamente) cada una por 5 min, tubería no se mueve y mantiene tensión, lo cual indica que el whipstock que bien sentado. Rompe pin de whipstock con 335 Klbs (65 Klbs de overpull) quedando la profundidad de la fresa a 10690 ft. Rompe luego 2da boquilla de la fresa con 60 RPM y perforó la ventana de 10690 ft a 10699 ft.

Durante la perforación de esta ventana se registraron niveles vibraciones y choques del MWD altos (shocks risk y stick & slip altos), lo cual estaba dentro de lo esperado, ya que ocurre esto cuando se perfora metal con metal. Se trató de mitigar el stick and slip aumentando las RPM de 60 a 100, el stick and slip bajo a nivel medio, pero los choques aumentaron de 2 a 3. Luego se regresó a 70 RPM. Una vez en superficie se calibró la broca o fresa cortadora y tenía un desgaste de ¼” al igual que el primer estabilizador wáter mellon. El segundo estabilizador (el más alejado de la broca) salió con un desgaste de 1/8”. Además la broca (Fast Track Mill) salió coronada. Debido a esto se tenía que bajar otro BHA para rectificar y dejar la ventana bien calibrada a un diámetro de 8 ½” para que pueda pasar la sarta direccional sin problemas.

Se volvió a bajar otro BHA muy similar con broca cortadora de casing nueva y estabilizadores nuevos con la finalidad de dejar la ventana del casing bien rectificada y ensanchada para que pase una broca de 8 ½” con la sarta deireccional. La rectificación de esta ventana se realizó de 10699 ft hasta 10708 ft con 450 gpm, 1700 psi de presión, 70 RPM, 12 Klbs de peso sobre la broca, 14-16 Klbs-ft de torque en superficie. En la figura 42 esta la descripción del BHA que se usó para sentar y moler el whipstock.



Field Name	PETROMINERALES Candelilla			Hole Size (in)	0.000		Depth In (ft)	10690				
Well Name	Candelilla-3			BHA Name	BHA#2 8.5in Whipstock		Depth Out (ft)	10699				
Description	Vendor	Serial #	OD/ID (in)	Max OD (in)	Connection (Bottom/Top) (in)	Gender (Bot/Top)	FishNeck (OD/Leng (in)/(ft))	Length (ft)	Cum. Length (ft)	Cum. Weight (klbm)		
1 Anchor	Smith	58717	8.000 1.000	8.000	5 1/2 F 5 1/2 F	Pin Box	0 0	6.9	6.90	12		
2 Whipstock	Smith	32572H	8.000 0.010	8.000	5 1/2 F 4 1/2 F	Pin Box	0 0	17.8	24.70	4.2		
3 Fast track hi-mill - 8 7/16"	Smith		6.500 2.250	8.500	4 1/2 F 4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	0 0	13.68	38.38	5.8		
4 Running Tool (Fresa)		37132	6.438 0.010	6.438	4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	0 0	6.28	44.66	6.5		
5 DP 5"		PTX 1575	4.000 4.000	6.625	4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	0 0	42.8	87.46	7.7		
6 Multicycle Bypass valve	Smith	05665H	6.688 3.125	6.688	4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	0 0	5.3	92.76	8.2		
7 UBHO	Schlumberger	1.6825-330	6.750 2.313	6.750	4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	6.75 2.55	2.55	95.31	8.5		
8 MWD - SimPulse G-11	Schlumberger	43347	6.688 2.813	6.890	4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	0 0	29.8	125.11	11.0		
9 9 x 6 1/2" DC (9 joints)	Petrex	Varios	6.500 2.813	6.500	4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	0 0	200.91	406.02	36.6		
10 9 x 5" HWDP (9 joints)	Petrex	Varios	5.000 3.000	6.500	4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	0 0	279.22	685.24	50.7		
11 5" DP's	Petrex		4.855 4.276	6.625	4 1/2 NC50 (4 1/2 F)	Pin Box	0 0	0.0001	685.24	50.7		
<b>BHA Comments</b>							Total Length (ft) <b>685.24</b>					
BHA usado para sentar el Whipstock y hacer una ventana en el casing de 9.58". El Whipstock fue sentido con un GIF = 66 grados y comenzo e hizo la molenada de casing de 10790 ft hasta 10799 ft. Se sacó a superficie por falla de avance en el ROP.							Total Weight in Air (klbm) <b>50.7</b>					
							Total Buoyant Weight (klbm) <b>42.9</b>					
							Buoyant Weight Below Jar (klbm)					
							Weight in Air Below Jar (klbm)					
<b>Stabilizer Summary</b>							<b>BHA Nozzle Summary</b>					
Blade Length (ft)		Blade Mid-Pt to Bit (ft)		Type		Distance to Bit (ft)		Bit Nozzle		Reamer Nozzle		
1.000		27.7		Gamma Ray		105.210		Count		Count		
1.000		25.7		D+I		108.960		1/32 in		1/32 in		
3.000		34.7										
<b>Bend Summary</b>							TFA (in2)					
Bend Angle (deg)		Bend to Bit (ft)								PD Flow Restrictor (1/32 in)		
										Rotor By Pass Nozzle		
								TFA (in2)		(1/32 in)		
<b>Mud Properties</b>							Date		01.M2011			
Mud Weight (lbm/gal)		10.5		YP (lbf/100ft2)		16		Designed By		LAMP/Minikes1		
Funnel Viscosity (s)		49		PV (cP)		32		Approved By				

Figura 42. Conjunto de Fondo utilizado en el sentido de Whipstock en el pozo Candelilla-3 ST

El análisis final de este trabajo de sentado de Whipstock fue positivo ya que se pudo sentar con éxito el mismo. El uso de un segundo ensamble de fondo para rectificar y calibrar la ventana en el casing esta dentro de lo programado y esperado.

Pozo Tiyuyacu 149D-R (Peru) – Hueco de 8 ½”.

En este pozo el sistema de sentado del whipstock es diferente al caso anterior, el cual activaba sus cuñas hidráulicamente a través de una manguera que va conectada de la broca a la cuña donde se sienta el Whipstock. En este caso el Whipstock se sienta aplicando peso sobre la broca desde superficie. Este Whipstock fue sentado a la profundidad de 1775 m. aplicando 25 Klbs de peso en superficie, a una orientación de la cara del Whipstock (Tool Face) a 54° a la derecha. Verificó el sentado tensionando con 5 Klbs de over pull sobre el arrastre normal confirmando que el Whipstock quedo bien sentado. Se procedió después a aplicar hasta 40 Klbs de peso en superficie para romper el pin de seguridad que conectaba la broca y el whipstock, una vez verificado que se rompió dicho pin (llevando la tubería hacia arriba libre con arrastre normal) se procedió a cortar la ventana dentro del casing de 1775 m. a 1778 m. con 252 gpm, 480 psi, 1-5 Klbs de peso en superficie, 8-12 Klbs-ft de torque en superficie y 60 RPM. Debido a la caída del régimen de perforación a cero, se decidió sacar el BHA a superficie. En superficie se observó un desgaste de la broca cortadora de ¼” y de los estabilizadores con un desgaste de 1/8”. Se bajó otro conjunto similar, esta vez sin herramienta MWD, ya que solo fue para perforar 5 metros más, con el fin de rectificar la ventana y asegurar que pase los estabilizadores del mismo conjunto de fondo de 1778 m a 1783 m con 234 gpm, 436 psi, 8-10 klbs-ft de torque, 8-10 Klbs de peso en superficie y 60 RPM. Una vez en superficie se volvió a calibrar la broca y los cortadores los cuales salieron con el mismo diámetro con el que entraron de 8 ½”. En la Figura 43 se muestra el esquema del BHA que se usó para el sentado del Whipstock.

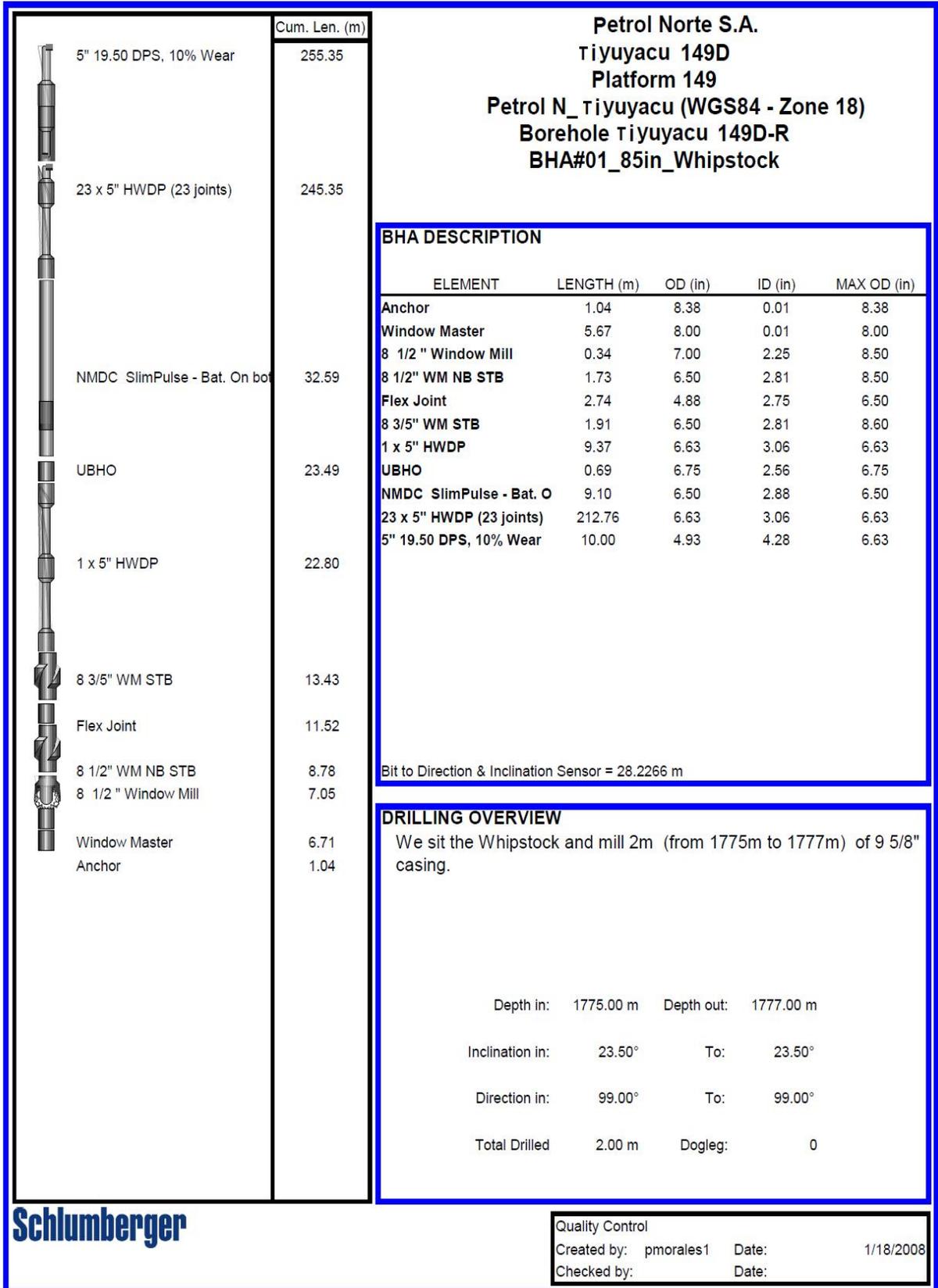


Figura 43. Conjunto de Fondo utilizado en el sentido de Whipstock en Tiyuyacu 149D-R

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ◆ La experiencia nos dice que cuando se realiza un sidetrack con tapón de cemento en hueco abierto, el cemento deberá estar lo suficientemente duro (deberá resistir al menos 8 Klbs de WOB). Es preferible darle unas horas más de fraguado para esperar que este más duro, a no poder lograr hacer el sidetrack y tener que colocar otro tapón nuevo y dar más horas adicionales de fragüe. Al final la primera alternativa es la más apropiada y más económica.
  
- ◆ En huecos entre de 17 ½" - 16" a más, se hace más difícil hacer un sidetrack (especialmente en 17 ½'), debido a que el ensamblaje de fondo es más rígido por los diámetros de los DC's que se usan ya que generalmente son de 8", estos tienden a caer en inclinación. Se deberá tener esto en cuenta en el programa de ensamblajes de fondo a bajar y antes de decidir que Bent Housing de Motor se irá a seleccionar (por lo general, si la formación es suave se recomienda usar Bent Housing de por lo menos 1.5° a más). En estos casos se deberá de usar la mínima cantidad de DC's y compensarlos con HWDP's, de esta manera el ensamblaje de fondo será más flexible y menos rígido.
  
- ◆ Si el hueco es vertical también la respuesta general de cualquier ensamblaje de fondo a salir de la verticalidad o de levantar ángulo de inclinación no será la misma que en un pozo que ya tiene una inclinación antes del sidetrack. Existen algunos programas y hojas de cálculo que estiman la tendencia de ensamblajes de fondo y el DLS que es capaz de hacer un motor con un determinado Bent Housing, los cuales son muy aproximados en pozos que tienen cierta inclinación ( $\geq 5^\circ$ ) y sirven como referencia, antes de comenzar, pero no sucede lo mismo en pozos verticales. Cuando se combina pozo vertical y hueco grande esta repuesta de levantar inclinación se hace más complicada, (como por ejemplo de 17 ½" o 16"), ello se deberá tener muy en cuenta antes de bajar el ensamblaje de fondo. Por ejemplo en un pozo perforado en San Miguel (en el mar de Chiclayo) se tuvo este caso, hueco de

16", kickoff de pozo vertical, motor de 9 5/8" con camisa estabilizada de 15 3/4", el programa nos dice que un motor de 9 5/8" con un BH de 1.73° (con camisa estabilizada de 15 3/4") nos genera un DLS de 8.6°, y el plan nos pedía un DLS de 2.5°/100pies. La realidad fue que dicho motor nos creó un DLS promedio de 1.4 °/100pies, y un máximo DLS de 2.09°/100 pies, esto significó tener que deslizar 458 pies continuos. Afortunadamente el espesor de cemento fue de +/- 600 pies y solo se tuvo que hacer un cambio de ensamblaje de fondo para incrementar el bent housing del motor.

- ◆ Cuando tengamos el caso de un Kick off en hueco de menor diámetro (12 1/4", 8 1/2", etc) la regla anterior no aplica. En esos casos el ensamblaje de fondo va ser más flexible y su DLS que será capaz de construir será mayor que en hueco de 17 1/2" – 16" a más. En estos casos de deberá seguir más los programas de predicción de comportamientos de ensamblajes de fondo y este se irá afinando a medida que se perfore.
- ◆ Otro factor importante para la ejecución exitosa de un sidetrack es comenzar a hacerlo a ROP controlado, lo que se le conoce como "time drilling". Una buena práctica es comenzar un sidetrack es a 2.5 pies/hr los primeros 10 pies, luego aumentar a 5 pies/hr por 40-60 pies, una vez se confirme con un Survey que el sidetrack haya salido, recién se podrá comenzar a rotar. En huecos de 16" – 17 1/2" en algunos casos es necesario deslizar más de un stand completo (90 pies) para poder salir de la vertical.
- ◆ Si se trata de un pozo de inclinacion menor a 3.5° y si se usará whipstock , se debera hacer el kickoff tomando Gyro surveys, el cual puede ser en modo single shot o Gyro MWD (que es mucho más costoso que el primero). También es recomendable en pozos con inclinaciones mayores de 3.5 usar gyro hasta estar alejado del pozo vecino al menos 15m (45 pies), donde ya no exista interferencia magnética por casing del pozo original. En muchos casos las compañías operadoras optan por ir sin Gyro en pozos con inclinación (más de 3.5) y sientan el Whipstock con MWD magnético usando Tool Face Gravimetrico, el cual es ajeno a interferencia magnética, luego se sigue

perforando orientado y deslizando con el mismo toolface gravimétrico el tramo necesario hasta obtener survey sin interferencia magnética (esta distancia dependerá de la pata de perro (Dog Leg) que se obtenga a la salida (kick off) y podría variar entre 100 pies a 300 pies de profundidad medida).

- ◆ Si un whipstock no es sentado apropiadamente, y se tiene muchos problemas de torque y arrastre al pasar por la ventana, significara que hay que hacer muchos viajes para repasar dicha ventana. En estos casos a veces es preferible replantear el plan del pozo, incluyendo la posibilidad del sentado de un nuevo whipstock más arriba, pudiéndonos esto ahorrar días de operación de equipo de perforación. Se han dado casos en los cuales el whipstock no quedó sentado correctamente. Raras veces se tiene que sobretensionar para que romper del perno de sentado que sostiene el whipstock. En Whipstocks mal sentados se ocasiona días de retraso de la operación (han habido casos de demora de 10 días de la operación por este motivo), como son trabajos de bajada de ensamblajes de fondo para repasar la ventana, eventos de stuck pipe, etc. En estos casos lo más conveniente y económico sería sentar otro whipstock más arriba y así ahorrar unos días de operación.

## **CAPITULO VII**

### **BIBLIOGRAFÍA**

- Directional Drilling Training Manual  
Schlumberger Anadrill 1997
- Applied Drilling Engineer  
Adam T. Bourgoyne Jr.  
Keith K. Millheim  
Martin E. Chenevert
- Casing Whipstock Basics Guidelines  
D&M Schlumberger
- Cementing Engineering  
Schlumberger Dowell, 1997
- Well Planing Manual  
Steve Devereux

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

A continuación se pone el significado de las terminologías, palabras y abreviaturas que se usan frecuentemente en las operaciones de perforación de pozos de petróleo en general, así como la terminología que se usa en la parte direccional.

DD	=	Directional Driller (Perforador Direccional),
MWD	=	Herramienta que realiza la Medición de Inclinación y Rumbo mientras se perfora (Measure While Drilling).
D&I	=	Dirección e inclinación (referida a la medición de la herramienta MWD).
RPM	=	Revoluciones por minuto.
HWDP	=	Heavy Weight Drill Pipe (Drill Pipe de alto peso, sirve para dar peso al Ensamblaje de Fondo, es flexible).
DC	=	Drill Collars (Collares o tubulares de perforación de un espesor de pared más grueso que los HWDP, y más pesados. Son rígidos).
ROP	=	Rate of Penetration.
BHA	=	Bottom Hole Assembly (Emsamblaje de Fondo).
POOH	=	Terminología que se usa para sacar tubería del pozo (Pull Out Of Hole).
RIH	=	Terminología que se usa para bajar tubería al pozo (Running In Hole).
Survey	=	Toma de la medida de la inclinación y azimuth del pozo.

Azimtuh	=	Dirección o rumbo del pozo , medido con respecto al norte geográfico, en sentido de las agujas del reloj.
BUR	=	Build Up Rate (Régimen de variación de la inclinación en unidades de °/100’).
DLS	=	Dog Leg Severity (severidad de la curvature del pozo, incluye variación de inclinación y rumbo en unidades de °/100’).
Kick Off	=	Punto de partida o de comienzo del desvío de un pozo.
Under Gauge	=	Que tiene un diámetro menor al de la broca
Near Bit	=	Estabilizador cercano a la broca.
DWOB	=	Peso sobre la broca en el fondo del pozo (Downhole Weight on Bit).
DTORQ	=	Torque del ensamblaje de fondo (Down Hole Torque).
Tool Face	=	Dirección a la que apunta la línea de referencia de la herramienta MWD con respecto al hueco que se perfora
Side Entry Sub	=	Sustituto o tubular corto con entrada para cable de wireline el cual permite circular con el cable puesto.
Stick & Slip	=	Tipo de vibración del conjunto de fondo que mide la diferencia entre el máximo y mínimo RPM de la sarta de perforación y que está relacionada con la fricción existente entre el conjunto de fondo y la formación que se perfora.
GPM	=	Unidad de caudal de flujo en Galones por Minuto.
RPM	=	Revoluciones por Minuto.
Tool Face	=	Orientación de la cara de una herramienta que se encuentra en el conjunto de fondo.