

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“MODELO Y SIMULACIÓN DE UNA HERRAMIENTA ANTI PEGA
DIFERENCIAL POSICIONADA EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO
UTILIZADAS EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS
PETROLEROS”**

PROYECTO DE GRADUACION

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Rayner Reynaldo Ricaurte Párraga

José Roberto Gutiérrez Gómez

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2015

AGRADECIMIENTO

Nuestro principal agradecimiento es a Dios quien nos dio fortaleza para enfrentar cada dificultad que se nos atravesó durante nuestro largo camino a la graduación. A nuestras familias que siempre nos apoyaron de manera incondicional durante toda nuestra etapa como estudiante y aún más en nuestros estudios superiores, asiendo así que concluyamos con éxito. A nuestros profesores que desde un inicio de la etapa universitaria siempre nos exigieron nuestro cien por ciento, haciéndonos mejores día a día. Y en especial al ingeniero Juan Carlos

Pindo nuestro Director del Proyecto de Graduación por confiar en nosotros a pesar que las circunstancias eran difíciles, por su apoyo y por habernos inspirado en la parte mecánica del tema. Y a nuestros compañeros con quienes siempre pudimos contar en los momentos más apremiantes de la universidad

Rayner Ricaurte Párraga

José Gutiérrez Gómez

DEDICATORIA

Principalmente a mis padres Regis Ricaurte y Berta Párraga que me formaron y me apoyaron en toda mi etapa como estudiante, por haberme brindado su amor, cariño incondicional y a pesar de mis errores siempre estuvieron allí para mí. Mi padre por haber sido eje económico y haberme siempre mantenido en los mejores colegios a pesar de las dificultades, por siempre haberse mostrado orgulloso todos los días diciéndome “Ingeniero” a pesar que aún no lo era, a mi madre quien nunca se rindió en el colegio, siendo así abogada y cómplice cuando

me portaba mal y siempre haciéndome dar el máximo de mí. A mi hermana Rossana Ricaurte quien me empujó a iniciar mi etapa universitaria, quien fue mi consejera cuando todo al inicio parecía difícil, quien siempre me extendió su mano y con quien siempre pude contar como una gran amiga. A mis dos hermanos Regis Ricaurte y Regina Ricaurte quienes siempre fueron mi inspiración por su gran inteligencia y fortaleza. En especial a mi novia Sully Flores Bolaño quien también con su gran amor me apoyo durante toda la carrera, quien siempre me considero inteligente a pesar de mis fracasos y quien en los momentos más difíciles con un beso y un abrazo los hizo muy fáciles. Ella es mi principal inspiración para conseguir este título y un gran futuro juntos. A mi amigo de toda la carrera José Gutiérrez Gómez, siempre estuvo allí en los altos y bajos momentos de la carrera y a quien le agradeceré siempre su apoyo incondicional y que más como amigo lo considero un hermano más. Y a

mis otras dos familias Gutiérrez Gómez y Flores Bolaño quienes siempre me trataron como hijo, también apoyándome en la carrera como padres y sintiéndose también orgullosos de ello.

Rayner Ricaurte Párraga.

Dedico esta tesis A DIOS por ser el artífice de que este ciclo universitario llegue a su fin y comience una nueva etapa de mi vida cuyos días sean bien aventurados. A mis Padres que por ellos estoy donde estoy hoy en día y que son y serán siempre un apoyo incondicional en cada momento de mi vida. A mis amados abuelos que siempre los llevo en el pensamiento. A mis dos grandes hermanos, David y Andrés Gutiérrez, que han sido una gran fuente de inspiración para que siga en la lucha del día a día y poder conseguir este tan ansiado título que los llenara de orgullo y gozo.

A mi mejor amigo y compañero de tesis Rayner que estuvo en cada momento, bueno y malo, de toda mi carrera universitaria. Mi perro, quien lo considero como mi hermanito menor que nos acompañó un sinnúmero de días e innumerables noches de desvelo junto con Rayner e hizo de nuestros momentos más agradables.

A mis profesores, gracias a ellos por enseñarme, aconsejarme y brindarme su apoyo cuando lo necesitaba y en especial al Ing. Luis Castro que siempre estuvo pendiente de Rayner y de mí en nuestra vida politécnica. A mis amigos que me ayudaron a crecer y moldear mi carácter con tantas discrepancias pero siempre con buenos resultados.

José Gutiérrez Gómez.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MPC. Kenny Escobar

PRESIDENTE

Ing. Juan Carlos Pindo Macas

DIRECTOR DE TESIS

Ph.D. José Cabezas

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Rayner Ricaurte Párraga

José Gutiérrez Gómez

RESUMEN

Durante la perforación se pueden detener las operaciones y estas pueden ser por corridas de MWD, conexión de tubería o por alguna falla de los diferentes equipos de perforación. También se da que la densidad del lodo utilizada en el pozo es muy alta y esto a su vez en el fondo hace que la presión hidrostática sea mayor a la presión de formación. Estos dos problemas mencionados hacen que ocurra una pega diferencial, ya que la paralización de las operaciones y la alta presión hidrostática, hacen que la sarta de perforación se quede pegada a la pared del pozo.

El proyecto consiste en desarrollar un MODELO Y SIMULACION DE UNA HERRAMIENTA ANTI PEGA DIFERENCIAL POSICIONADA EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO UTILIZADAS EN LAS OPERACIONES DE PERFORACION DE POZOS PETROLEROS. El modelo fue elaborado en el software Autodesk Inventor Professional y sirvió para simular la operación de la herramienta APD durante la perforación de un pozo, y para demostrar cómo esta herramienta evitaría posibles pegas diferenciales. El éxito de esta operación redundará en la reducción de costos por tiempos no productivos, optimizando así el tiempo de perforación de un pozo en un campo petrolero.

INDICE GENERAL

CAPÍTULO I	20
GENERALIDADES	20
1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	20
1.2 JUSTIFICACIÓN	21
1.3 OBJETIVOS	22
1.3.1 Objetivo general	22
1.3.2 Objetivos específicos	22
1.4 METODOLOGÍA	23
CAPÍTULO II	24
LAS PEGAS DIFERENCIALES	24
2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA PEGA DIFERENCIAL	25
2.2 INFLUENCIA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN LAS PEGAS.....	31
Presión hidrostática	31
Revoque o Mud Cake	32
2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS QUE AFECTAN AL ENSAMBLAJE DE FONDO EN LA PEGA DIFERENCIAL	33
2.4 FORMA Y DIMENSIONES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO QUE INCIDEN EN EL PROBLEMA	37
Broca	37
Drill Collar	38
Tubería Extra Pesada (Heavyweight Drill Pipe)	39
Estabilizador	40

Martillo Hidráulico	41
MWD (Medición Durante la Perforación) Measurement While Drilling.	41
2.5 ESTIMACIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS POR ACCIÓN DE LA PEGA DIFERENCIAL	44
Pozo Sacha 147D	49
Análisis de Tiempo No Productivo en el Campo Sacha Sur.....	51
CAPÍTULO III.....	53
CONDICIONES, CRITERIOS Y RESTRICCIONES PARA LA DEFINICIÓN DEL MODELO.	53
3.1 TIPOS DE POZOS	54
Pozos Verticales.....	54
Pozos Direccionales.....	56
Pozo Direccional Tipo S	57
Pozo Direccional Tipo J.....	58
Pozo Direccional Horizontal	59
3.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	63
Densidad Del Fluido De Perforación	63
Viscosidad.....	64
3.3 UBICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO	66
3.4 DIÁMETROS DEL POZO.....	69
3.5 PROPIEDADES LITOLÓGICAS	73
3.6 DEFINICIÓN DE FUERZAS INTERNAS, EXTERNAS Y TEMPERATURAS SOBRE EL ENSAMBLAJE DE FONDO	76
Tensión de Von Mises.....	77

Desplazamiento.....	77
Coeficiente de Seguridad.....	78
Temperatura.....	78
CAPÍTULO IV.....	80
DEFINICIÓN DEL MODELO.....	80
4.1 FORMA DE LA HERRAMIENTA APD	80
4.2 PARTES QUE CONSTA LA HERRAMIENTA APD	83
Partes del Brazo Mecánico.....	84
Tubo Roscado	84
Motor Eléctrico	85
Tuerca Móvil.....	86
Brazos Móviles	87
Tabla De Apoyo.....	89
Partes Del Sistema Motriz.....	90
Imanes Giratorios	90
Rotor	91
Embobinado De Cobre.....	92
Black Box	93
Batería.....	94
4.3 FORMAS Y DIMENSIONES DE LA HERRAMIENTA APD.....	95
Componentes Internos	97
4.4 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA APD	
98	
Funcionamiento Interno o Motriz	98

Funcionamiento De Los Brazos De La Herramienta APD	100
CAPÍTULO V.....	104
SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE VARIABLES DE LA HERRAMIENTA APD	104
5.1 SIMULACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO	104
5.2 ANÁLISIS CINEMÁTICO	110
5.3 ANÁLISIS DE FUERZAS	111
5.4 ANÁLISIS DE ESFUERZOS	114
Tensión de Von Mises	114
Desplazamiento.....	115
Coeficiente de Seguridad	116
Rediseño del Brazo de la herramienta APD	117
Tensión de Von Mises	119
Desplazamiento.....	119
Coeficiente de Seguridad	120
5.5 ANÁLISIS DE COSTOS POR TIEMPO NO PRODUCTIVO POR CAUSAS DE PEGAS DIFERENCIALES EN EL CAMPO OSO G.	122
Pozo Oso X	124
Análisis de Costo por Tiempo no Productivo.....	125
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	128
CONCLUSIONES	128
RECOMENDACIONES.....	130
BIBLIOGRAFÍA.....	132

ABREVIATURAS

APD	Anti Pega Diferencial
API	American Petroleum Institute
BHA	Bottom Hole Assembly
ft ²	Pies Cuadrados
fts	Pies
gr/cc	Gramos/Centímetros Cúbicos
HW	Heavy Weight
lbs	Libras
lbs/gl	Libras/Galones
MWD	Measurement While Drilling
mm	Milímetros
MPa	Mega Pascales
NPT	Not Producing Time
PDC	Polycrystalline Diamond Compact
psi	Libras sobre pulgadas cuadradas
pulg; in	pulgadas
pulg ²	Pulgadas Cuadradas
ROP	Velocidad de Perforación (pies/horas)
Ti	Arena T Inferior
Ts	Arena T Superior
TVD	True Vertical Depth
U	Arena U
Ui	Arena U inferior

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.1 Pega Diferencial	26
Figura 2.1.2 Fuerzas Actuando en Pega Diferencial.....	29
Figura 2.2.1 Revoque o Mud Cake en las Paredes del Pozo.	32
Figura 2.3.1 Permeabilidad y Revoque.....	34
Figura 2.3.2 Porosidad en la Roca.....	35
Figura 2.4.1 Broca de Tricónica.....	38
Figura 2.4.2 Drill Collar	39
Figura 2.4.3 Estabilizadores.....	40
Figura 2.4.4 Formas y Dimensiones Ensamblaje de Fondo	43
Figura 2.5.1 Presión Hidrostática vs Presión de Yacimiento del Pozo AMO-C24ST1.....	45
Figura 2.5.2 Tiempo Productivo vs Tiempo No Productivo	45
Figura 2.5.3 NPT por Pega Diferencial	46
Figura 2.5.4 Costos Totales.....	47
Figura 2.5.5 Costos Real del Pozo Sacha 147D.....	50
Figura 2.5.6 Tiempo total no productivo en sección 12 ¼”	51
Figura 2.5.7 Tiempo total no productivo en sección 8 ½”	52
Figura 3.1.1 Pozo Vertical.....	56
Figura 3.1.2 Desplazamiento Horizontal Pozo tipo S.....	58
Figura 3.1.3 Perforación Direccional Tipo J	59
Figura 3.1.4 Perforación Direccional Tipo Horizontal.....	60
Figura 3.1.5 Pozo Direccional tipo S.....	62
Figura 3.3.1 Componentes de un BHA	67
Figura 3.4.1 Dimensiones del pozo X	70
Figura 3.5.1 Principales formaciones del Oriente ecuatoriano.....	74
Figura 4.1.1 Cuerpo de la Herramienta APD	82

Figura 4.1.2 Cuerpo de la Herramienta APD Vista Al Eje	83
Figura 4.2.1 Tubo roscado en su Longitud	85
Figura 4.2.2 Motor Eléctrico Con Tubo Enroscado	86
Figura 4.2.3 Tuerca Móvil	87
Figura 4.2.4 Brazo Izquierdo.....	88
Figura 4.2.5 Brazo Derecho.....	88
Figura 4.2.6 Tabla de Apoyo.....	89
Figura 4.2.7 Imanes Giratorios.....	91
Figura 4.2.8 Rotor ensamblado a Imanes Giratorios	92
Figura 4.2.9 Embobinado de Cobre con Cubierta.....	93
Figura 4.2.10 Black Box.....	94
Figura 4.2.11 Batería	95
Figura 4.3.1 Forma y Longitud de la Herramienta APD	96
Figura 4.3.2 Diámetros y Espesores de la herramienta APD.....	97
Figura 4.3.3 Componentes Internos de la Herramienta APD.....	98
Figura 4.4.1 Tuerca Móvil a través de Tubo Enroscado	101
Figura 4.4.2 Movimiento de Brazos	102
Figura 4.4.3 Brazo de la Herramienta APD.....	102
Figura 4.4.4 Extensión máxima de los brazos de la Herramienta APD.....	103
Figura 5.1.1 Herramientas APD y Drill Collar.....	105
Figura 5.1.2 Circulación y Rotación	106
Figura 5.1.3 Presión Hidrostática Sobre Pared Del Pozo	107
Figura 5.1.4 Apertura de los Brazos de la Herramienta APD.....	108
Figura 5.1.5 Apertura y Cierre de los brazos de la herramienta APD	109
Figura 5.2.1 Análisis Cinemático.....	110
Figura 5.3.1 Análisis de Fuerzas.....	111
Figura 5.3.2 Presión Hidrostática Anulándose	113
Figura 5.4.1 Tensión de Von Mises Primer Modelo	115
Figura 5.4.2 Desplazamiento Primer Modelo	116
Figura 5.4.3 Coeficiente de Seguridad Primer Modelo	117

Figura 5.4.4 Rediseño del Brazo de la Herramienta APD	118
Figura 5.4.5 Tensión de Von Mises del Nuevo Modelo.....	119
Figura 5.4.6 Desplazamiento del Nuevo Modelo	120
Figura 5.4.7 Coeficiente de Seguridad del Nuevo Modelo.....	120
Figura 5.5.1 Formaciones y Profundidades	122
Figura 5.5.2 Características de Pozos Perforados.....	123
Figura 5.5.3 Costo Real del Pozo Oso X	126

INDICE DE TABLAS

Tabla I Composición de las principales Formaciones Litológicas	36
Tabla II Costos por Hora, Diarios y Mensuales por NPT	48
Tabla III Total de Incremento	49
Tabla IV Formaciones geológicas con sus Profundidades Aproximada	72
Tabla V Grados y Cedencia de la Tubería de Perforación.....	112
Tabla VI Programa de Perforación.....	124
Tabla VII Costos de Incremento.....	126

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

“Las pegas diferenciales son la causa más común de pega o atascamiento de tubería durante la perforación de pozos petroleros” (Carimar, 2010). Una tubería pegada por presión diferencial puede quedar atascada por varias horas, días y hasta un mes completo, cuando los intentos por despegar fallan. Ante esta situación, y si el caso amerita se procede a realizar una operación de desvío llamado Side Track elevando los costos planificados de operación en dicho pozo.

Estas situaciones ocurren cuando la presión hidrostática del lodo de perforación es mayor a la presión de formación, causando un empuje de la tubería hacia la pared del contacto quedando pegada.

Esta pega diferencial ocurre cuando la sarta permanece quieta por un lapso de tiempo, ya sea efectuando una conexión o desconexión de la tubería de perforación, una toma de registro MWD, por falla o mantenimiento de algún equipo. En los casos en que la presión hidrostática es mayor que la presión formación.

Para prevenir pegas diferenciales en los casos mencionados en el párrafo anterior se propone el uso de una herramienta anti pegas diferenciales APD. En este proyecto que presenta el modelo y la simulación de la operación de esta herramienta.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En los campos del oriente ecuatoriano ocurren frecuentemente estas pegas diferenciales aumentando significativamente los costos por tiempos no productivos, ya que librarse de estas pegas diferenciales puede tomar horas, días, y a veces hasta más de un mes.

El modelo de la herramienta propuesto permitirá analizar las pegas diferenciales, así y optimizar el tiempo perforación de los pozos donde sea utilizada.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general

- Realizar el modelo y simulación de una herramienta Anti Pegas Diferenciales (APD) posicionada en el ensamblaje de fondo para las operaciones de perforación, utilizando un software (Autodesk Inventor profesional) que permitirá diseñar dicho modelo.

1.3.2 Objetivos específicos

- Definir las condiciones, criterios y restricciones consideradas por el modelo de una herramienta APD.
- Realizar el modelo y simulación del funcionamiento de la herramienta APD, utilizando el software Autodesk Inventor Professional.
- Optimizar el modelo de herramienta APD basados en la simulación para la reducción de las pegas diferenciales.

1.4 METODOLOGÍA

Se analizarán las causas por las cuales ocurren las pegas diferenciales, para que la herramienta APD se accione ante estas causas como por ejemplo la tubería estática por un lapso de tiempo, lo que hará que la herramienta APD se accione estabilizándose así con las paredes del pozo así una posible pega por presión diferencial en el fondo. Se analizarán las distintas condiciones presentadas en el fondo a la que la herramienta APD estará sometida, como presiones, fuerzas, esfuerzos y temperaturas. Los resultados de este análisis servirán para asegurar que la herramienta APD no vaya a sufrir fallas mecánicas por sobre esfuerzos o sobretensión que son muy comunes en toda la perforación.

Luego las características principales de los componentes de fondo, para usarse en la elaboración de la herramienta APD, para ayudar a tener un bosquejo simple de la herramienta APD como diámetro externo, interno y espesor del mismo

Analizando así también el fluido de perforación ya que este es el principal medio de comunicación fondo-superficie y generador de fuerza y potencia en la sarta; para posiblemente utilizarlo como principal generador de energía o de potencia en la herramienta APD, ya que esta se considerará que no será una herramienta estática.

CAPÍTULO II

LAS PEGAS DIFERENCIALES

Una pega diferencial, es un problema causado por varias circunstancias que ocurren en el fondo del pozo. Una pega diferencial puede ocasionar pérdida de llamado Tiempo No Producido (NPT con sus siglas en inglés); el cual puede ser de horas, días e incluso puede llegar a la necesidad de hacer un Side Track. Un Side Track es una operación que sirve para construir una ventana o desviación del pozo.

A continuación se dará a conocer cómo y porque se produce una pega diferencial y esto utilizarlo para el funcionamiento de la herramienta APD. Entre estas se tienen las siguientes:

- Características de la pega diferencial

- Influencia del fluido de perforación en las pegas
- Propiedades litológicas que afectan al ensamblaje de fondo
- Formas y dimensiones del ensamblaje de fondo que inciden en el problema.
- Estimación de los tiempos no productivos por acción de la pega diferencial.

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA PEGA DIFERENCIAL

La pega diferencial es el resultado de cuando la presión hidrostática es mayor a la presión de formación, considerando así una formación permeable que puede ser arenisca, calizas y carbonatos. Es decir es el resultado de la resta entre la presión hidrostática y la presión de formación. Esta combinación de presión diferencial y formación permeable da como resultado el revoque, que es la pérdida de filtrado hacia la formación y su depositación en las paredes del pozo. Fig. 2.1.1

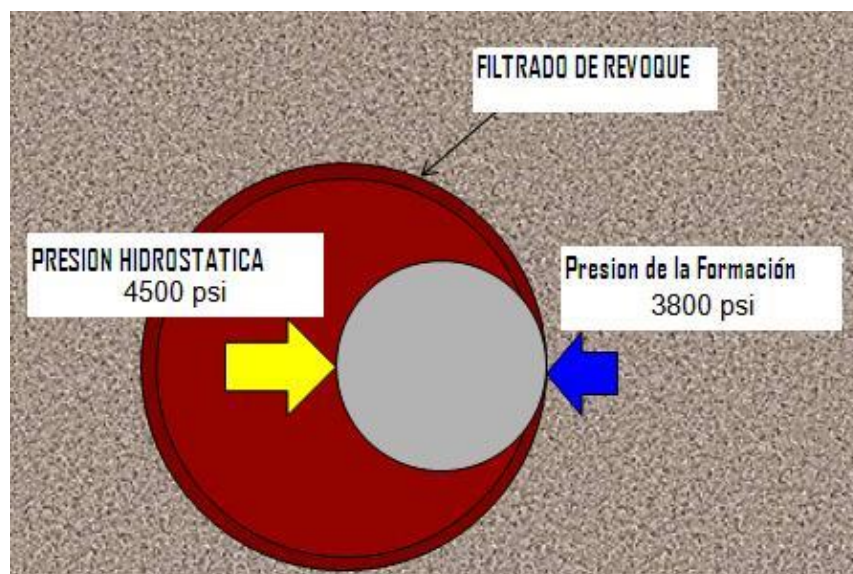


Figura 2.1.1 Pega Diferencial (PerfoBlogger, 2011)

Cuando el revoque se forma sobre la pared de la formación, el mismo al momento de la pega aumenta el área de contacto entre la tubería y el pozo, haciendo así que esta se más difícil de liberar. El exceso de sólidos en el lodo de perforación puede ocasionar el aumento del espesor del revoque incrementando así las probabilidades de pega y entre un revoque de mayor espesor más difícil será liberar la tubería pegada.

Estas pegas diferenciales tienen tres factores que inciden en el problema como:

- BHA (Ensamblaje de Fondo) de grandes dimensiones
- Formaciones permeables
- Lodo de alta densidad

Las grandes dimensiones del BHA hacen que el área de contacto con la formación sea aún mayor y que así sea muy difícil despegarse con operaciones de tensión y martilleo.

La alta densidad del lodo hace que la presión hidrostática sobrepase a la presión de formación creando una presión de atracción hacia la pared de la formación.

Controlar la ROP (Velocidad de Perforación fts/hrs) mientras se está perforando ayudará a que haya una mejor trituración de sólidos en el fondo y así evitar que haya una alta concentración de sólidos en el espacio anular, esto afecta a la presión diferencial y a la composición del revoque.

Mantener la tubería en movimiento y Drill Collars (Componente del BHA) en forma de espiral ayudará a minimizar el área de contacto con la pared del pozo.

Una vez que se tenga una pega diferencial, la probabilidad de salirse de ella aumenta con el rápido actuar del personal a cargo, ya sea comenzando a tensionar, martillar y a echar una píldora que baje la densidad del lodo, así también agregando aceites para que ayuden a la despega de la tubería. A continuación se demostrará las fuerzas que intervienen en una pega diferencial y por qué ésta es difícil de extraer.

Para el esquema indicado en la fig. 2.1.2, se tiene que:

- Presión de formación = 3000 psi
- Presión Hidrostática = 3800 psi
- Área Transversal de Pega = 1500 pulgadas cuadradas (Drill Collar).

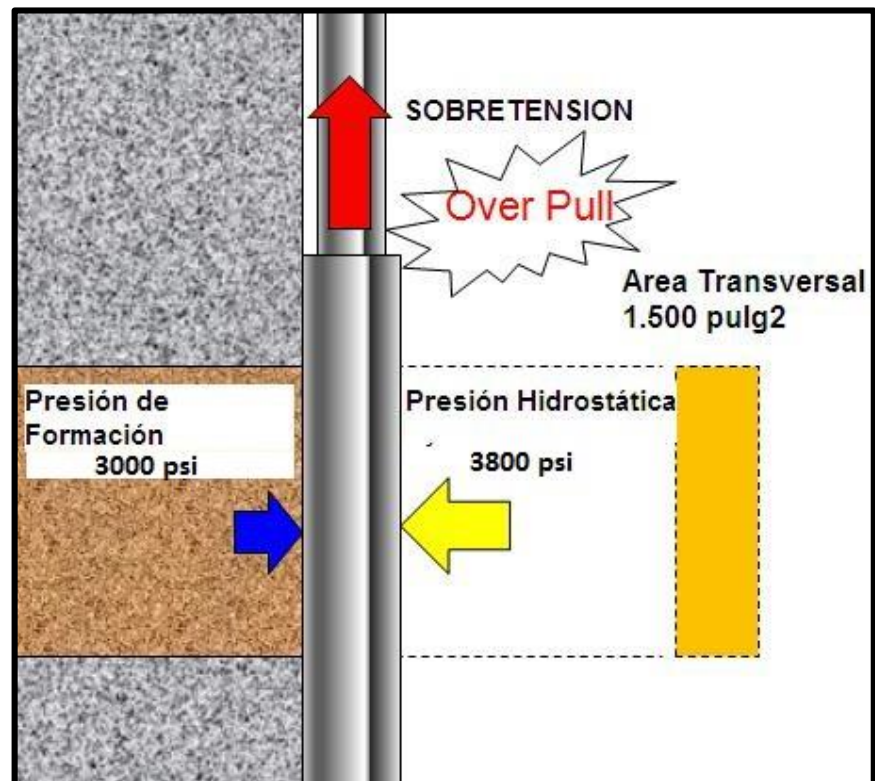


Figura 2.1.2 Fuerzas Actuando en Pega Diferencial (PerfoBlogger, 2011) “Editado por Autores”

El valor de la tensión que interviene en este esquema es:

$$\text{Fuerza Normal} = \text{Presión} \times \text{Area transversal}$$

$$\text{Fuerza } N = (P. \text{ hidrostática} - P. \text{ de formación}) \times 1500 \text{ pulg}^2$$

$$\text{Fuerza } N = (3800 - 3000) \text{ lbs/pulg}^2 \times 1500 \text{ pulg}^2$$

$$\text{Fuerza } N = 1,200,000 \text{ lbs}$$

$$\text{Fuerza de Tensión} = \text{Fuerza } N \times \text{Coeficiente de Fricción}$$

$$\text{Fuerza de Tensión} = 1,200,000 \times 0.5$$

$$\text{Fuerza de Tensión} = 600,000 \text{ lbs}$$

Como se puede observar se tiene que tensionar con una fuerza de 600,000 libras para poder librar la sarta de perforación de la pega diferencial. Considerando también que esta fuerza es muy alta, se llamaría a esto sobretensionar el cual podría causar daños ya sea a las tuberías, como a los demás equipos de perforación, lo cual haría muy difícil salir de una pega diferencial.

2.2 INFLUENCIA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN LAS PEGAS

Presión hidrostática

Considerar la influencia del lodo de perforación como causa de una pega diferencial, es de suma importancia ya que la misma depende de la presión hidrostática excesiva en el fondo. Cuyo valor está dado por:

$$\text{Presión Hidrostática} = (0.052) * \rho \left(\frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3} \right) * \text{TVD (fts)}$$

donde ρ es la densidad del lodo y TVD es la profundidad vertical.

La presión de formación usualmente no se conoce. No hay manera directa de calcularla al igual que la presión hidrostática. Usualmente, hay una estimación del gradiente de presión para la formación que está siendo perforada. Ese valor puede después ser utilizado para estimar la presión de formación (Carimar, 2010)

Revoque o Mud Cake

El fluido de perforación está compuesto principalmente por una fase líquida y por compuestos sólidos. Cuando es muy alta la densidad del lodo, en el fondo se genera una presión hidrostática también alta, haciendo que el fluido de perforación ingrese a través de la formación y esta por medio de sus poros actúa como cernidora haciendo que sólo la fase líquida ingrese a la formación y la fase sólida se quede depositada en la pared formando así un revoque o mud cake. Fig. 2.2.1

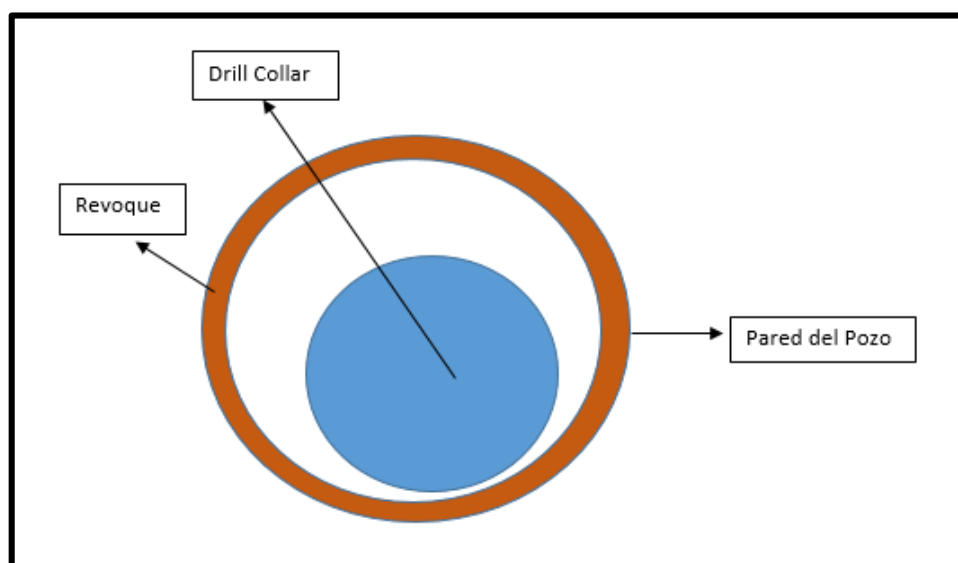


Figura 2.2.1 Revoque o Mud Cake en las Paredes del Pozo.

El fluido de perforación, aparte de ejercer presión hidrostática en el fondo, también lubrica y enfría la broca, suspende los recortes y entre otras, también deben estar diseñados para sellar las zonas permeables con revoques lisos y delgados (Cardona, 2014)

2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS QUE AFECTAN AL ENSAMBLAJE DE FONDO EN LA PEGA DIFERENCIAL

Para el estudio de las pegas diferenciales se considerará dos propiedades petrofísicas que están relacionados con este problema y son:

- Permeabilidad
- Porosidad

“La permeabilidad se define como la capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados” (Dayuma, Holger, & Andres, 2012).

La principal propiedad petrofísica para el estudio de las pegas diferenciales es la permeabilidad ya que esta es la que permitirá que la fase líquida del fluido de perforación ingrese a través de la formación y

se quede pegado a la pared de la misma un revoque o mud cake que son las pequeñas partículas de sólidos que se pegan a la pared del pozo por esta condición de la roca. Fig. 2.3.1.

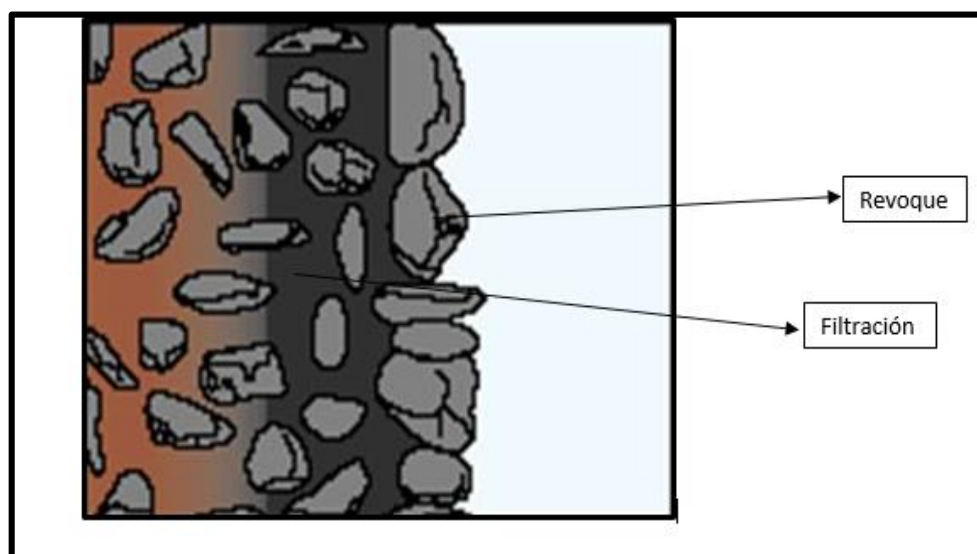


Figura 2.3.1 Permeabilidad y Revoque (Civil, 2013)

La porosidad está internamente relacionada con la permeabilidad ya que al considerar los tamaños de los poros, también se está considerando con qué facilidad la roca puede admitir la filtración del líquido, y a su vez el tamaño de los poros definirá cuanto porcentaje de la fase sólida del lodo de perforación ingresará a la misma y cuanto de esta se quedará afuera generando el revoque. Fig. 2.3.2

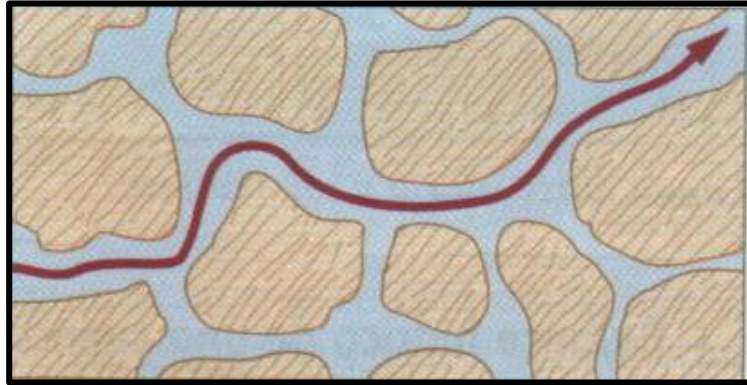


Figura 2.3.2 Porosidad en la Roca (Tejero)

También se conoce que las principales formaciones permeables son: Areniscas, Calizas, Carbonatos, etc. Conociendo esto se puede concluir que las formaciones más permeables y en donde hay grandes probabilidades de que ocurra una pega diferencial son: Napo, Hollín, T y U. Tabla I

Tabla I Composición de las principales Formaciones Litológicas
(Machasilla, 2011)

Formaciones	Litología	Permeabilidad
Hollín Principal	Arenisca	18%
	Arcilla	
Hollín Superior	Arenisca	14%
	Lutita	
T Principal	Arenisca	13%
	Lutita	
T Superior	Arenisca	15%
U	Arenisca	17%
	Cuarzo- Arenita	

2.4 FORMA Y DIMENSIONES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO QUE INCIDEN EN EL PROBLEMA

Se tendrá en consideración el estudio del ensamblaje de fondo o BHA ya que en esta sección es donde ocurren las pegas diferenciales, cuando atraviesa formaciones permeables.

Entre más grande y pesado sea el componente del BHA mayor es la probabilidad de quedar pegado por presión diferencial. Para esto se estudiarán las funciones principales de los componentes del BHA la teoría será citada de (Piña, 2008)

Broca

La broca es el primer componente del BHA y su función es triturar o cortar la formación, abriendo paso a los demás componentes que conforman la misma. La broca puede ser PDC (Policristalinas de Diamantes Compactos) o tricónica; la PDC corta la cara de la roca, mientras que la tricónica tritura aplastando y comprimiendo la misma.

Fig. 2.4.1



Figura 2.4.1 Broca de Tricónica (Dezhou Rundong Petroleum, s.f.)

Drill Collar

Este es un tubo de acero de gran diámetro y longitud que le ofrece un gran peso a la broca así también como rigidez a la hora de perforar.

Existen Drill Collars lisos y otros en espiral ya que, reduce el área de contacto con la pared del pozo con una 40% y tan solo con una reducción del peso en un 4%, ya que esta característica del Drill Collar le ayuda a minimizar la probabilidad de pega diferencial. Fig. 2.4.2



Figura 2.4.2 Drill Collar (Alibaba, 2013)

Tubería Extra Pesada (Heavyweight Drill Pipe)

El heavyweight o HW ayuda también a dar peso a la broca para la perforación. El HW es menos rígido y de un diámetro menor que el Drill Collar, su diámetro es más parecido al del drill pipe, y así teniendo menos contacto con las paredes del pozo. Ahora se considera usar más de estos HW y menos el uso el Drill Collar

Estabilizador

Su uso es indispensable en el diseño del BHA para un control direccional en la perforación, para este es aconsejable utilizar estabilizadores en forma de espiral para cubrir los 360° de la pared.

También es importante utilizar estabilizadores ya que estos centran la tubería con el pozo para así evitar pegas con la pared, disminuyendo así probabilidades de pega diferencial. El estabilizador también permite eliminar o rizar las patas de perro (dog legs). Fig. 2.4.3



Figura 2.4.3 Estabilizadores (FARSUR, 2011)

Martillo Hidráulico

La función del martillo es ejercer un impacto sea hacia arriba o hacia abajo para liberar de cualquier atascamiento que sufra la sarta. Estos se accionan con la tensión y compresión que se ejerce sobre la sarta, el martillo se encoje o se tensa como resorte hidráulico, para luego liberar dicha fuerza de compresión o tensión a toda la sarta siendo esta una vibración de magnitudes grandes, que aun en superficie se suelen sentir.

MWD (Medición Durante la Perforación) Measurement While Drilling.

Esta herramienta es la que permite continuamente saber la posición y la dirección en que va la perforación. Para esto utiliza un PULSER el cual envía pulsaciones a través del lodo hacia superficie, esta señalara exactamente la posición tanto en inclinación como en dirección y la cara de la herramienta o BENT HOUSING. Todo esto es medido por la herramienta MWD que contiene en su interior.

La herramienta LWD que también la contiene en su interior es capaz de tomar registros utilizando como medio el lodo de perforación en vez del tradicional cable.

El estudio de las formas y dimensiones de ensamblaje de fondo convencional es importante ya que se podrá saber cuál de todos estos componentes es el de mayor dimensión, haciendo así de mucha consideración ya que este podría sufrir una pega diferencial. Entre más diámetro tenga el componente de fondo, más área de contacto tendrá con la pared del pozo o revoque, siendo así más difícil la liberación del mismo.

El Drill Collar con excepción de los estabilizadores es el que más diámetro tiene de todos los componentes del BHA. Esto lo hace muy propenso a quedar pegado por presión diferencial, ya que su diámetro exterior es de 8 pulgadas y en las zonas permeables el pozo tiene un diámetro de 8 ½ pulgadas, quedando a tan solo de 0.5 pulgadas de tener contacto con la pared del pozo, sin contar el revoque o mud cake.

El Drill Collar será de suma importancia en esta investigación y en la modelación de la herramienta APD, proponiendo desde ya colocar la

misma cerca el Drill Collar para evitar el contacto del mismo con el revoque o las paredes del pozo.

A continuación se presentará las dimensiones de todos los componentes del BHA Fig. 2.4.4.

String Components						
Item	#	Component	Gauge OD in	OD in	ID in	Length ft
	11	Drill pipe		5	4.276	30.00
	10	HWDP		5	3	60.00
	9	Jar		6 1/2	2 3/4	31.50
	8	HWDP		5	3	750.00
	7	Sub - X/O		7 3/4	3 3/4	3.00
	6	Drill collar		8	3	60.00
	5	NM Sub - filter		8 1/4	2 1/4	6.00
	4	MWD - NaviTrak		8 1/4	3	31.00
	3	Stab - string	11 3/4	8	2 13/16	6.00
	2	Motor - steerable	12 1/8	8	6.400	34.94
	1	Bit - PDC - fixed cutter	12 1/4	12 1/4		1.20

Figura 2.4.4 Formas y Dimensiones Ensamblaje de Fondo (Andres González, 2010)

2.5 ESTIMACIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS POR ACCIÓN DE LA PEGA DIFERENCIAL

Para este estudio se considerará el estudio del POZO AMO-C24ST1 ya que en este pozo ocurrió una pega diferencial, analizando así costos por tiempos no productivos (NPT) por paralización de operaciones por dicho problema.

En la sección de 8 ½ de este pozo se tenía una presión de yacimiento de 2800 psi, y como se ve en la Fig. 2.5.1 la presión hidrostática sobrepasa a la presión esta, provocando así una pega diferencial.

La presión hidrostática actúa a través de la zona de contacto entre el revoque y la sarta, manteniendo firmemente la sarta contra la pared del pozo (Solano & Leiva, 2013)

Se dieron las siguientes graficas a continuación de NPT en el pozo AMO-C24ST1.

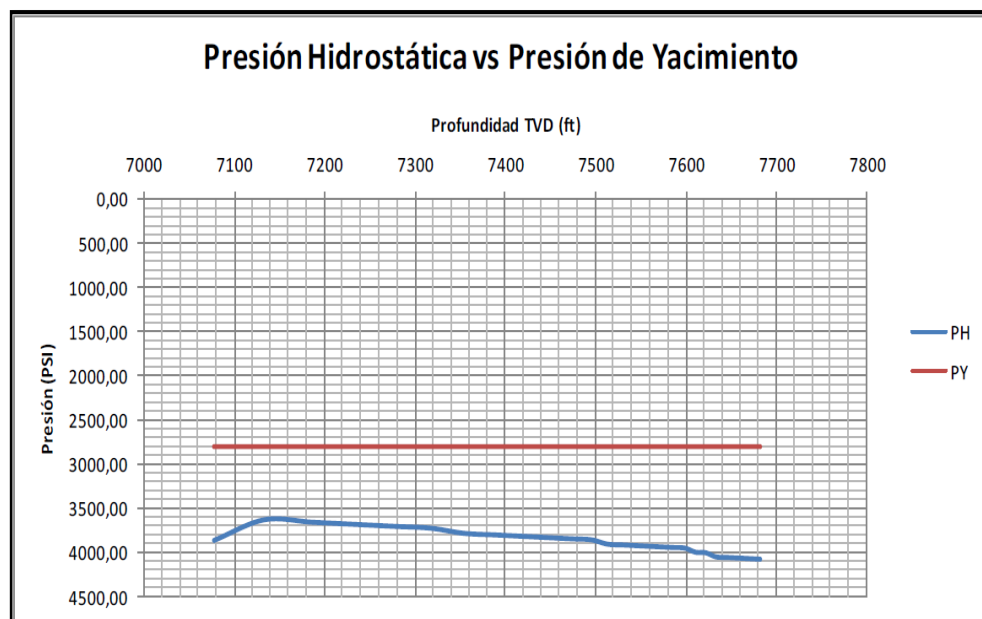


Figura 2.5.1 Presión Hidrostática vs Presión de Yacimiento del Pozo AMO-C24ST1 (Solano & Leiva, 2013)

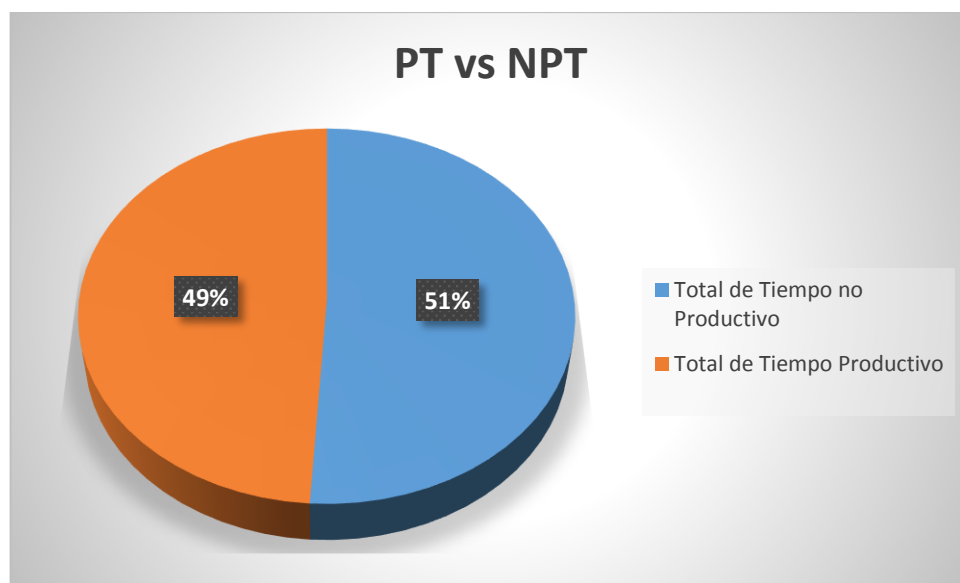


Figura 2.5.2 Tiempo Productivo vs Tiempo No Productivo

El tiempo total de operaciones del pozo AMO-C24STI fue de 67 días, de los cuales el tiempo total no productivo del pozo representa el 51% del tiempo total que son 34 días, 6 horas y 30 minutos (Solano & Leiva, 2013) Gráfica 2.5.2

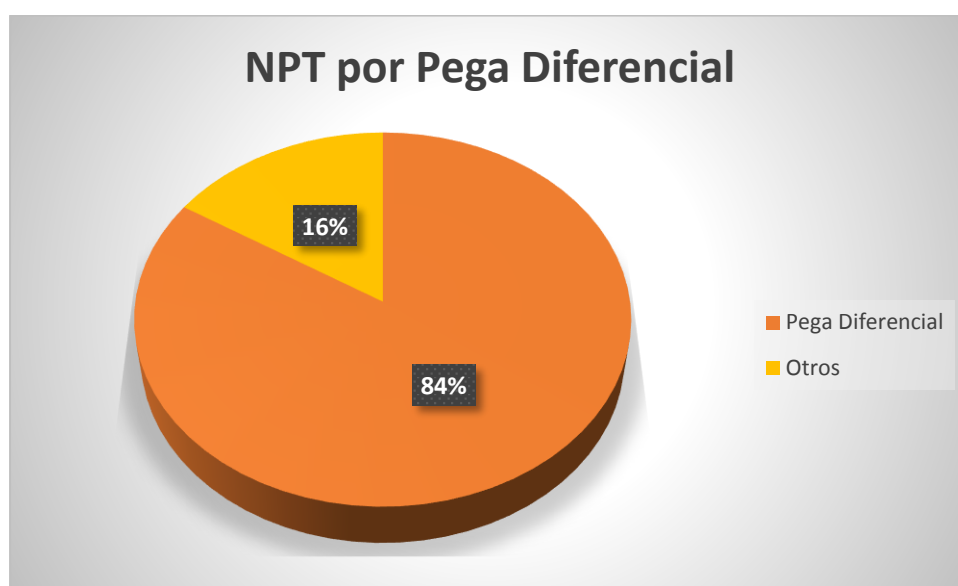


Figura 2.5.3 NPT por Pega Diferencial

El tiempo de pega diferencial fue de 29 días, 1 hora y 30 minutos que representa el 84% del tiempo no productivo. Gráfica 2.5.3

La gráfica 2.5.4 muestra el incremento de los costos debido a la Pega Diferencial y Side Track ocasionado en las operaciones del pozo, existe un aumento de \$2.346.070 que representa el 68,91% más del costo total planificado (Solano & Leiva, 2013)

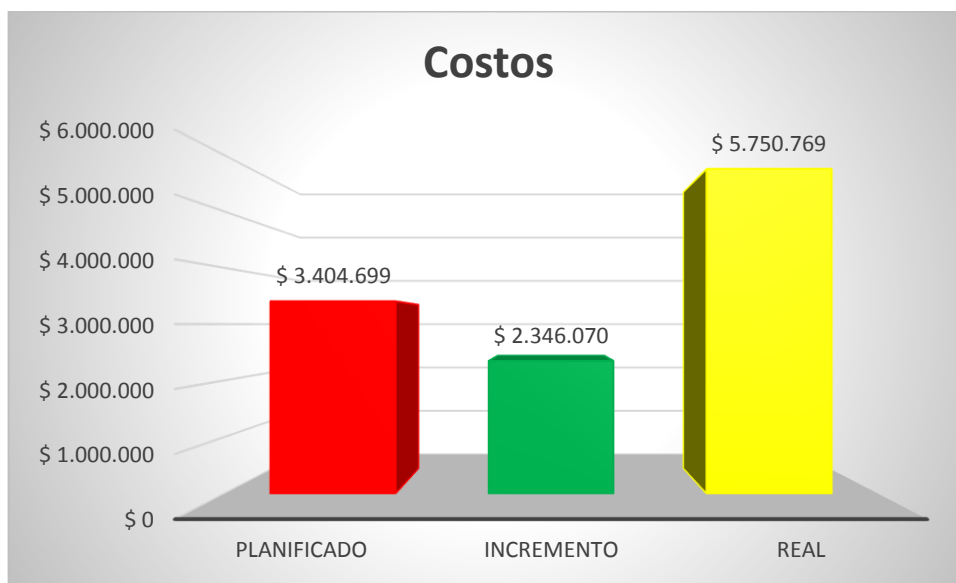


Figura 2.5.4 Costos Totales

Como se puede analizar en una pega diferencial se puede perder mucho tiempo y por ende dinero, considerando así que la misma es una de las causas más comunes de pega de tubería y una de las más frecuentes en tiempos no productivos. Entre más tiempo uno este pegado más probabilidades hay de hacer un Side Track, provocando así gastos de millones de dólares en esa operación.

Considerando solo que el alquiler del taladro cuesta \$60,000 diarios se puede obtener la siguiente tabla. Tabla II

Tabla II Costos por Hora, Diarios y Mensuales por NPT

Costos		
5	Horas	\$ 12.500,00
10	Horas	\$ 25.000,00
1	Día	\$ 60.000,00
5	Días	\$ 300.000,00
10	Días	\$ 600.000,00
1	Mes	\$ 1.800.000,00

Considerando los costos por hora, diarios y mensuales por NPT que puede generar una Pega Diferencial, será de suma importancia actuar con rapidez, comenzar operaciones de martilleo, tensión y de envío de píldoras densificantes para así disminuir la presión hidrostática sobre la cara de la tubería pegada.

Así también será importante evitar las pegas diferenciales manteniendo lo más bajo posible la densidad del lodo de perforación, hacer mezclas más líquidas de lodo y mantenerse perforando con un ROP bajo para triturar mejor los sólidos para que estos no se peguen a las paredes del pozo provocando el revoque.

Pozo Sacha 147D

El pozo Sacha 147D inicia operación de perforación el 21 de Noviembre del 2007 para lo cual tiene una profundidad programada de 10340 ft. El 4 de Diciembre del 2007, día 20 de perforación, presencian una pega diferencial y se realiza trabajos de despegue con tensión y píldoras para bajar la densidad del lodo. En el día 21 de operaciones, el 5 de Diciembre del mismo año proceden a realizar operaciones de pesca del cual lo intentan por 10 días sin tener éxito. Y finalmente el 25 de Diciembre del mismo año proceden a realizar Side Track hasta finalmente llegar a su objetivo de 10340 ft de profundidad.

Los costos que produjo dicha pega diferencial se lo resume en la Tabla 2.5.2 teniendo en cuenta que el alquiler del taladro por día es de aproximadamente 45000 Dólares Americanos y una operación de Side Track está en los \$2.700.000.

Tabla III Total de Incremento

11 Días de NPT	\$495.000
Side Track	\$2.700.000
Total Incremento	\$3.195.000

Este incremento total nos da un costo real del costo total de operaciones en el pozo Sacha 147D. Ese costo supera por más de 3 millones de Dólares en operaciones, lo que da un buen motivo para estudiar y buscar una posible solución a estas pegas diferenciales y así evitar los excesivos costos que trae.

En este pozo no se está considerando costos por operaciones de pesca, solo se consideró costo del alquiler del taladro. Toda la información sobre este pozo fue investigada en el trabajo de Luis Alberto Ocaña Proaño (Proaño, 2008), el cual especifica todas las operaciones que se dieron a cabo en dicho pozo.

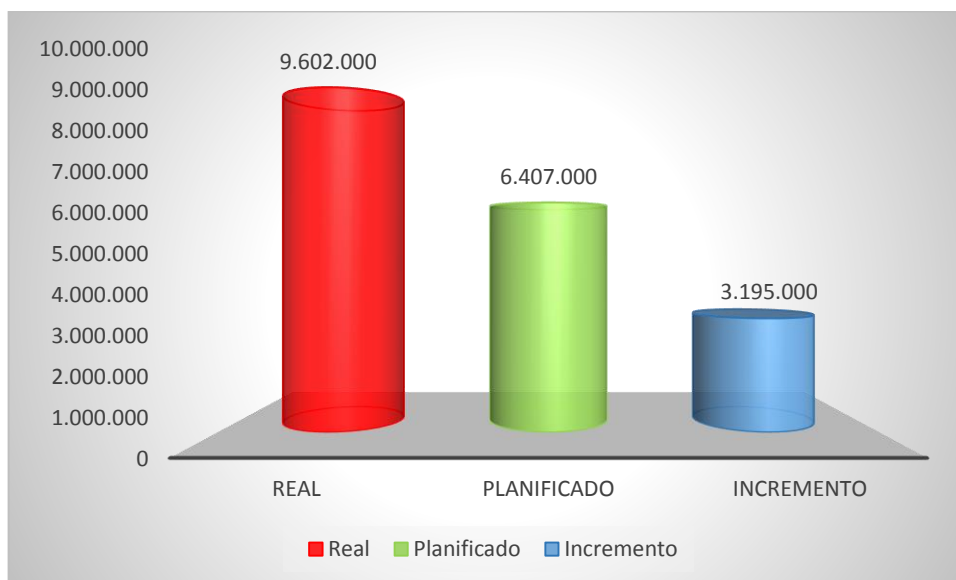


Figura 2.5.5 Costos Real del Pozo Sacha 147D

Análisis de Tiempo No Productivo en el Campo Sacha Sur

En el campo Sacha Sur en la sección de 12 ¼" la ha significado un total de 700 horas de tiempo no productivo producido por lo que es la pega diferencial formaciones "U" Superior e Inferior y Hollín. Y se han presentado otros problemas también. Gráfica 2.5.6

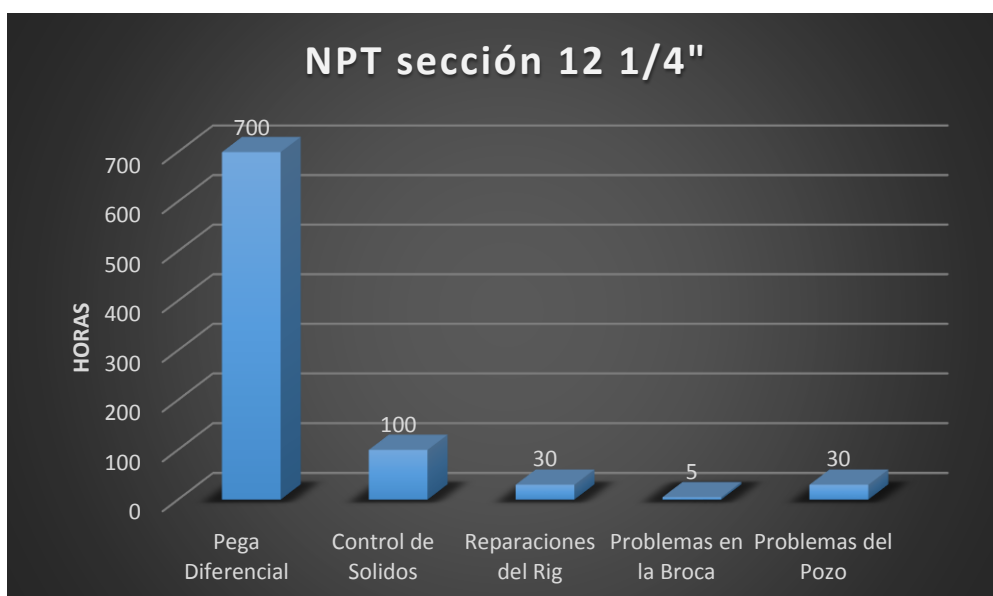


Figura 2.5.6 Tiempo total no productivo en sección 12 ¼"

En la sección de 8 ½" también se presentan NPT por pega diferencial en la formación Hollín, el cual tiene un total de horas de 600

correspondiente a dicho problema Gráfica 2.5.7. También se presentan actividades de Side Track para los pozos 175H y 173H.

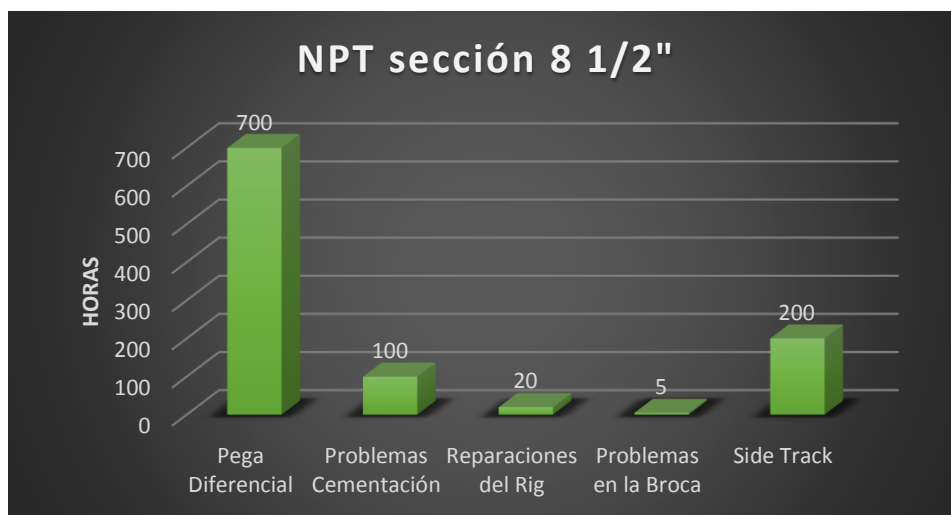


Figura 2.5.7 Tiempo total no productivo en sección 8 1/2"

Como se pudo analizar, el campo Sacha Sur tuvo un total de 1300 horas de NPT debido a las pegas diferenciales, lo que da como resultado un costo aproximado de \$2.437.500 de dólares americanos, solo considerando costos por NPT, sin las operaciones como Side Track y pesca. La pega diferencial puede llegar a ser una de las fallas más importantes, costosas y de consideración en lo que respecta que la perforación del pozo. Toda la información con respecto al Campo Sacha Sur fue investigada de la tesis de Lizeth Merino Granja (Granja, 2013)

CAPÍTULO III

CONDICIONES, CRITERIOS Y RESTRICCIONES PARA LA DEFINICIÓN DEL MODELO.

En este capítulo se analizarán las diferentes condiciones, criterios y restricciones que nos dará un modelo de la herramienta APD; Siguiendo estas tres características se tendrá un resultado acorde con las necesidades de las operaciones de perforación, para prevenir fallas mecánicas u operacionales durante la misma utilizando la herramienta APD; así también dará especificaciones como formas, dimensiones e ideas para elaborar un modelo más eficiente. Para construir las bases del modelo se considerará las siguientes circunstancias que se debe tener en cuenta para la elaboración de la misma:

- Tipos de pozos
- Propiedades del fluido de perforación

- Ubicación de la herramienta en el ensamblaje de fondo
- Diámetros del pozo
- Propiedades litológicas
- Definición de fuerzas internas, externas y temperaturas que actúan sobre el ensamblaje de fondo

3.1 TIPOS DE POZOS

Para el diseño de la herramienta es importante considerar los tipos de perforación en que se va a utilizar, ya que la herramienta no tendrá que interferir con la geometría del pozo en que se está perforando, esta tendrá que efectuar su desempeño libremente sin causar fricción con las paredes o desmoronamiento y también evitar algún atasco de la herramienta dentro del pozo; para esto se considerará las perforaciones verticales y los direccionales, que son las más comunes.

Pozos Verticales

Los pozos verticales se perfora bajo la condición de que el objetivo con el que se deberá llegar con la broca ubicado a miles de pies en el

subsuelo, este por debajo de la torre de perforación y que este sea totalmente accesible para transportar toda la maquinaria pesada sin causar daños ambientales a reservas protegidas o simplemente lugares inaccesibles.

Son la primera opción a la hora de definir un pozo considerando sus bajos costos comparativos y la madurez de la tecnología, son considerados muy fácil de perforar, completar y reparar (Arrieta I. M., 2010)

La perforación de un pozo vertical se trata de la tecnología de controlar intencionalmente la desviación de la vertical natural que se da durante la perforación. La perforación vertical no es más que tratar de mantener una inclinación lo más cercana posible a los cero grados con respecto a la vertical trazada debajo de la torre de perforación. Como en la figura 3.1.1 se aprecia la ruta vertical por el cual se ha perforado a 90° con respecto al plano del piso del taladro.

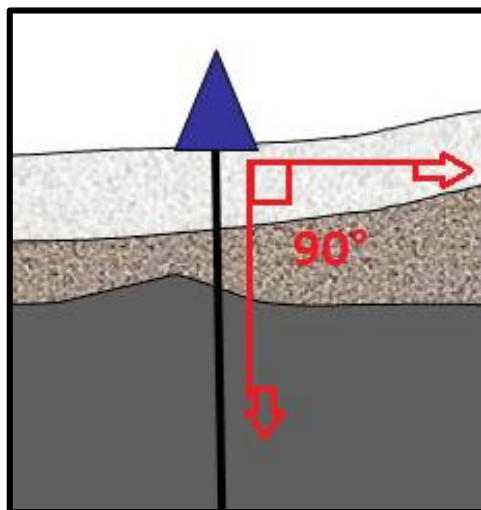


Figura 3.1.1 Pozo Vertical (PerfoBlogger, 2013)

Pozos Direccionales

La perforación de pozos direccionales se los ejecuta cuando el objetivo con el cual se desea llegar con la broca de manera vertical, está en un lugar inaccesible para transportar toda la maquinaria pesada que conforma los equipos de perforación. Estos lugares pueden ser reservas protegidas, aldeas o lugares comunitarios y hasta el simple hecho de evitar costos por transportación, tala de árboles, etc.

Como por ejemplo está el Yasuní ITT que emplearán perforaciones direccionales para minimizar los daños a la flora y fauna, ya que éste es una reserva nacional protegida.

Entonces desde una misma locación o campamento se pueden perforar varios pozos alcanzando así varios objetivos de producción de hidrocarburos situados en el subsuelo. Ahorrando así transportación y costos por días parados del taladro.

Entre los tipos de pozos direccionales se tienen los siguientes:

- Pozo Direccional Tipo S
- Pozo Direccional tipo J
- Pozo Direccional tipo Horizontal

Pozo Direccional Tipo S

Los pozos direccionales tipo S se los utilizan cuando el objetivo con el cual se quiera llegar con la broca esté a una distancia cercana medida horizontalmente desde el punto en donde se va a iniciar la perforación. Fig. 3.1.2, ya que este tipo de pozos tienen un alcance horizontal menor con respecto a las demás perforaciones direccionales.

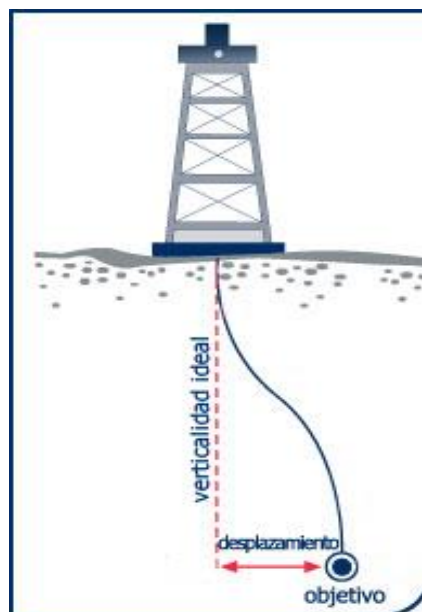


Figura 3.1.2 Desplazamiento Horizontal Pozo tipo S (PDVSA, 2005)

“Los pozos con perfil tipo “S” constan de una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída de ángulo (Piña, 2008)”.

Pozo Direccional Tipo J

Los pozos direccionales tipo J se los utilizan cuando el objetivo con el cual se quiera llegar con la broca esté a una distancia lejana medida horizontalmente desde el punto en donde se va a iniciar la perforación. Este tipo de pozos tienen un alcance horizontal mayor que la perforación direccional tipo S. Fig. 3.1.3

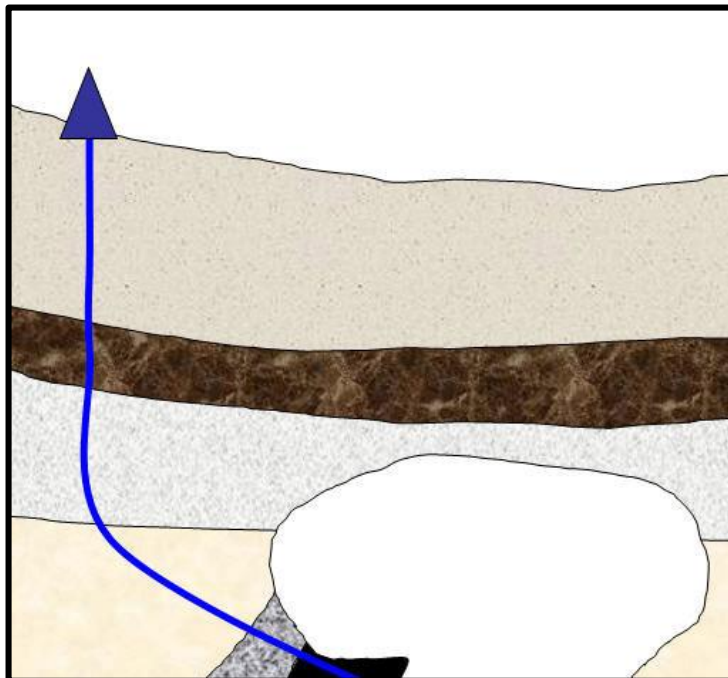
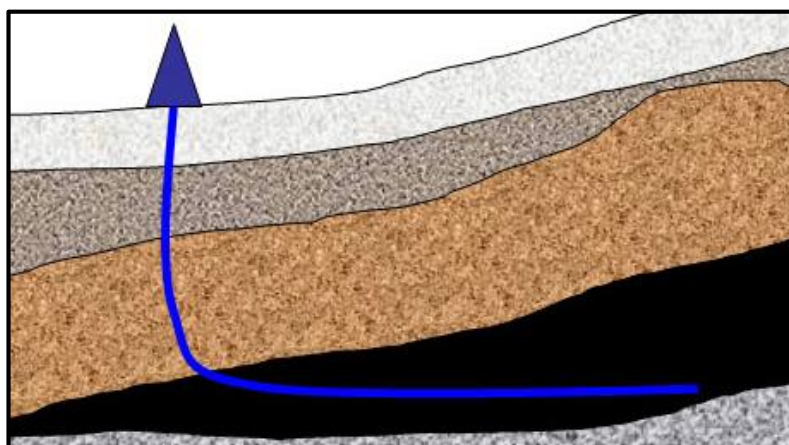


Figura 3.1.3 Perforación Direccional Tipo J (PerfoBlogger, 2013)

Pozo Direccional Horizontal

Los pozos direccionales tipo horizontal se los utilizan cuando el objetivo con el cual se quiera llegar con la broca esté a una distancia también lejana medida horizontalmente desde el punto en donde se va a iniciar la perforación. Este tipo de pozos tienen un alcance horizontal mayor a la de las perforaciones direccionales tipo S; pero se lo utiliza cuando se

desea obtener una mayor productividad de hidrocarburos, lo cual no es recomendable ya que acabaría con la vida del yacimiento muy tempranamente. Fig. 3.1.4



**Figura 3.1.4 Perforación Direccional Tipo Horizontal
(PerfoBlogger, 2013)**

Los pozos con perfil horizontal en general constan de una sección vertical, una primera sección de construcción, una sección tangente, una segunda sección de construcción y la sección horizontal dentro del yacimiento principal u objetivo.

Tomando en cuenta los tipos de pozos en el cual la herramienta APD podría trabajar, y las secciones verticales, horizontales y tangenciales,

presentes en los pozos la geometría de la herramienta APD tiene que ser totalmente cilíndrica para que posteriormente no ocurran problemas dentro del pozo, tales como atrapamiento, desmoronamiento de las paredes del pozo y fricción con el mismo.

Un bosquejo rápido de la herramienta es que constará con brazos desplegados a sus costados los cuales se abrirán, juntándose así con las paredes del pozo. Considerando esta idea inicial para el modelo, se la utilizaría para perforaciones verticales y direccionales tipo S.

Perforación vertical.- en este tipo de perforación será favorable utilizar la herramienta ya que toda su sección vertical garantizará el óptimo funcionamiento de la misma Fig. 3.1.1, ayudando así al óptimo funcionamiento de la misma, en la apertura de sus brazos para estabilizarse con las paredes del pozo.

Pozo Direccional tipo S.- también garantizará un óptimo funcionamiento de la misma ya que la última sección de este pozo es vertical Fig. 3.1.5 y allí es donde actuará la herramienta APD, en esa última sección se encuentran las formaciones permeables que es donde ocurre con frecuencia las pegadas diferenciales.

Esta última sección vertical que posee este tipo de perforación, es similar en los pozos verticales ya visto con anterioridad, ayudando así

también al óptimo funcionamiento de la misma, mediante la apertura de sus brazos para estabilizarse con las paredes del pozo.

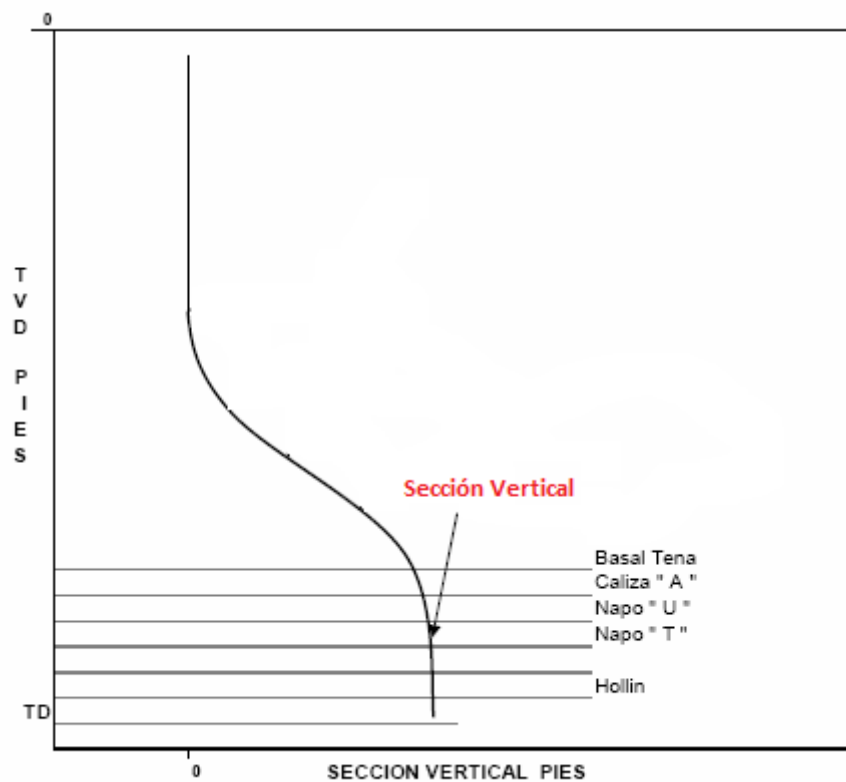


Figura 3.1.5 Pozo Direccional tipo S (PerfoBlogger, 2013) “Editado por Autores”

3.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las propiedades del fluido de perforación influyen en los beneficios y perjuicios que traería a la herramienta APD; al analizar propiedades como viscosidad y densidad se podrá realizar un modelo de la misma que ayude a tener un flujo lineal y mas no turbulento que esto podría afectar a la circulación interna del fluido de perforación. Para el funcionamiento de la herramienta, inciden directamente 6 propiedades del fluido de perforación que son: Densidad, Viscosidad, Punto cedente, Resistencia de Gel, Filtrado y PH. Pero sin embrago, para la elaboración del modelo sólo se considerará a la: Densidad y Viscosidad.

Densidad Del Fluido De Perforación

La densidad del fluido de perforación es la propiedad de cualquier líquido con el que se genera la presión hidrostática a una profundidad cualquiera. La herramienta APD actuará en el fondo, por lo que se deberá tener en cuenta con qué densidad se trabajará, para que la profundidad en la cual se encuentre la herramienta APD, resista la presión hidrostática que se generará sobre ella por el fluido de perforación. Por lo general en el fondo se trabaja con densidades de 9

– 11 lbs/gl. La densidad es la propiedad del fluido de perforación que tiene como función principal equilibrar la presión de formación.

La presión hidrostática debe ser ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación (Arrieta & Mario, 2010)

Viscosidad

La viscosidad es una de las propiedades más importantes del fluido de perforación ya que ésta ayuda a tener una mejor limpieza del hoyo. La viscosidad no es más que la facilidad que tiene un fluido para desplazarse, pero considerando que la misma se la elabora con mezcla entre líquidos y sólidos, debe tener en cuenta esto para que no genere un taponamiento interno por causa de viscosidades altas.

Estas dos propiedades interactúan más con las propiedades físicas y litológicas del pozo tanto como los recortes y las paredes del mismo.

También que además de la densidad con la presión hidrostática en el fondo, ninguna de estas propiedades afecta al BHA o a los demás componentes de la sarta de perforación en su funcionamiento interno

ya que el lodo de perforación ingresa por el diámetro interno de la sarta de perforación y retorna por el anular.

Por ello se puede considerar que ninguna de estas propiedades del lodo de perforación mencionadas con anterioridad causará alguna falla o daño en el sistema y mecanismo de la herramienta APD.

Así también se estudió y analizo que algunas de estas herramientas que conforman la sarta de perforación utilizan la fuerza hidráulica del lodo de perforación para su funcionamiento, ya que este es la única comunicación fondo – superficie.

Por ello se considerará utilizar dicha fuerza hidráulica del lodo de perforación para algún funcionamiento de la herramienta APD, ya que aún se desconoce cómo dicha fuerza ayudará en su principal función que será la apertura de sus brazos.

Se considerará un diámetro interno hueco correspondiente para el modelo de la herramienta, ya que por allí se necesitará que circule el lodo de perforación para que cumpla sus objetivos establecidos y ayudando así a la perforación.

3.3 UBICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO

El ensamblaje de fondo (BHA) está compuesto principalmente por los siguientes elementos:

- Broca (1)
- Motor (2)
- Estabilizadores (3)
- Monel (MWD) (4)
- Drill Collar (6)
- Heavy Weight (8)
- Martillo Hidráulico. (9)

Estos se observan en la Figura 3.3.1.

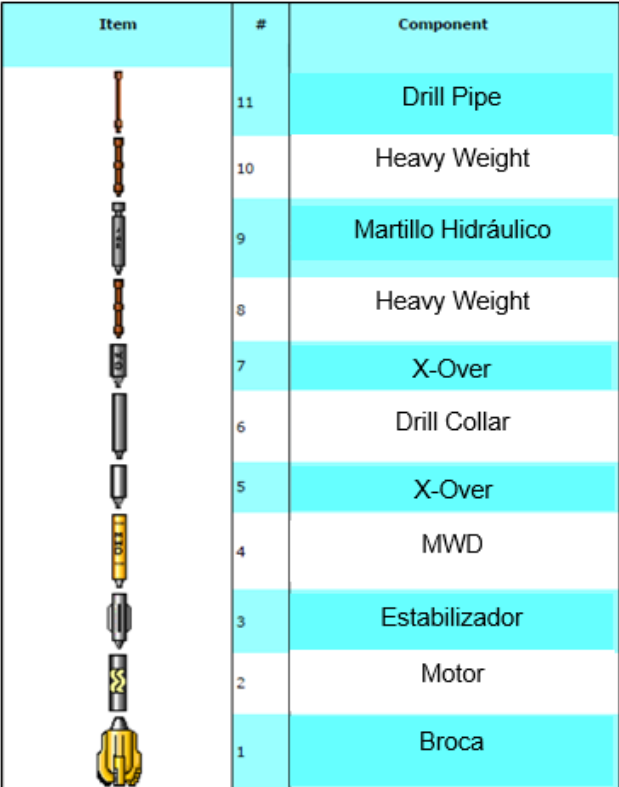
Item	#	Component
	11	Drill Pipe
	10	Heavy Weight
	9	Martillo Hidráulico
	8	Heavy Weight
	7	X-Over
	6	Drill Collar
	5	X-Over
	4	MWD
	3	Estabilizador
	2	Motor
	1	Broca

Figura 3.3.1 Componentes de un BHA

De acuerdo al Autor, se tiene que: “La probabilidad de una pega diferencial aumenta en componentes del BHA con mayor diámetro y longitud”, ya que al tener mayor diámetro y longitud hará que el área de contacto con la pared del pozo sea mayor, causando así que las herramientas con estas características sean las más propensas a quedar pegadas por presión diferencial.

En los elementos del BHA existen Drill Collars lisos y también en espiral, y en la perforación direccional, se prefieren los de forma en espiral. Las ranuras en espiral que se maquinan en el cuello reducen el área de contacto con la

pared en un 40% para lograr una reducción de peso de solo un 4%. Se reducen así en gran medida las probabilidades de experimentar una pega diferencial de tubería (IPS Integradora de Perforaciones y Servicios, s.f.)

De acuerdo a las características mencionadas, se tiene que por su gran diámetro y extensa longitud, el Drill Collar es el componente más propenso a quedar pegado a la pared del pozo por acción de una presión diferencial, por lo que a partir de esto, la herramienta APD estará ubicada por encima y por debajo del Drill Collar, para así aislar lo mejor posible este componente del BHA de las paredes del pozo cuando se paralice la rotación de la sarta de perforación.

Al colocar la herramienta APD por debajo del Drill Collar se asegurará también que el Monel (MWD) que tiene características similares al Drill Collar pero con función diferente, no se quede pegado a la pared del pozo por presión diferencial. Y ya que por debajo del Monel (MWD) hay un estabilizador, se asegurará que este no tenga contacto con la pared del pozo al momento de que pueda ocurrir una pega diferencial.

Con todo esto, también se estudió que el uso de estabilizadores disminuye la probabilidad que ocurran las pegas diferenciales, ya que

estos estabilizadores disminuyen el contacto entre la sarta de perforación y las paredes del pozo.

Finalmente para elaborar el modelo de la herramienta APD, se puede tomar una iniciativa a partir de estos estabilizadores, para que así la herramienta APD también ayude inicialmente a estabilizar el Drill Collar sin necesidad de una apertura de sus brazos. Una vez que suceda la inmovilización de la tubería por cualquier falla de los equipos de perforación, toma de registros o una conexión se procederá la apertura de los brazos de la herramienta APD para evitar así una pega diferencial.

3.4 DIÁMETROS DEL POZO

Para considerar diámetros del pozo los mismos que serán utilizados para ser evaluados en el modelo de la herramienta APD, se tomó como ejemplo un pozo X en un campo S, a partir del cual se tiene una estimación de los diámetros del pozo a diversas profundidades.

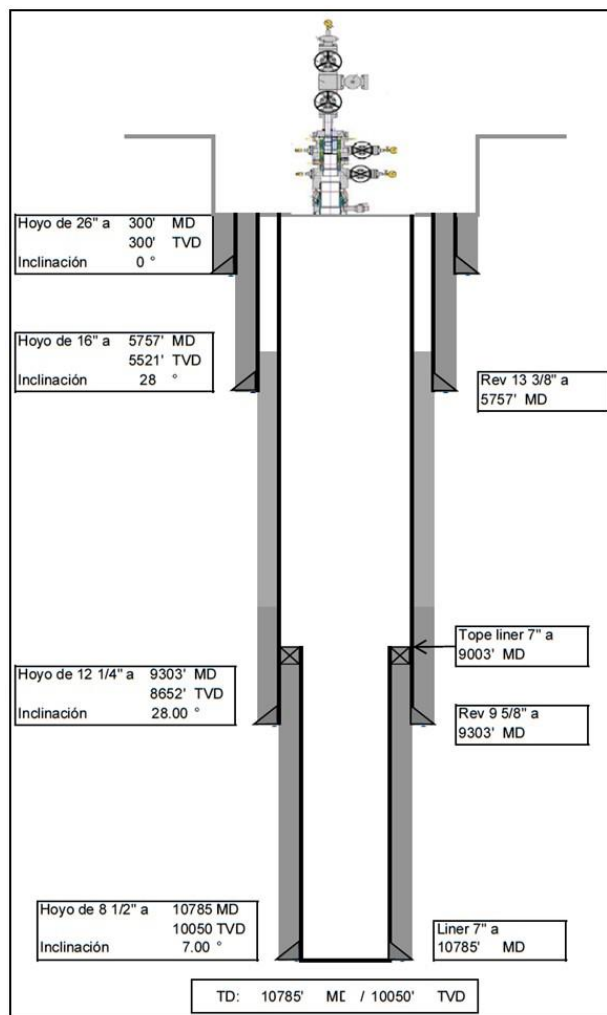


Figura 3.4.1 Dimensiones del pozo X (Andres González, 2010)

Como se puede apreciar en la figura 3.4.1 se tiene los diámetros de hoyo, de casing y profundidad a la que se perforó con dicho diámetro de broca.

Tal como se muestra en la Fig. 3.4.1 se tienen los siguientes datos:

Diámetro del Hoyo	Diámetro del Casing	Profundidad
26"	20"	300 fts
16"	13 3/8"	5757 fts
12 1/4"	9 5/8"	9303 fts
8 1/2"	7"	10785 fts

Considerando los datos de los pozos perforados en los campos petroleros del oriente ecuatoriano, las profundidades a las que se encuentran las formaciones geológicas.

Tabla IV Formaciones geológicas con sus Profundidades
Aproximadas (Andres González, 2010) “Editado por Autores”

Formación	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Porosidad	Permeabilidad
Orteguaza	5643	5421	Baja	Baja
Tiyuyacu	6505	6182		
Congl. Tiyuyacu	7758	7288		
Tena	8367	7826		
Basal Tena	9393	8731	Media	Media
Napo	9408	8745		
Tope Caliza M1	9736	9040		
Tope Caliza M2	9984	9271		
Base Caliza M2	10012	9298		
Tope Caliza A	10077	9360		
Base Caliza A	10148	9427	Alta	Alta
Tope U Superior	10170	9449		
Tope U Inferior	10205	9482		
Base U Inferior	10256	9531		
Tope Caliza B	10341	9613		
Tope T Superior	10369	9641		
Tope T Inferior	10419	9690		
Base T Inferior	10499	9767		
Hollín Superior	10594	9862		
Hollín Inferior	10639	9906		
TD	10785	10050		

Teniendo en cuenta la Fig. 3.4.1 y la Tabla IV, se observa que las formaciones permeables y porosas que pueden llegar a causar futuras complicaciones se encuentran en profundidades mayores a los 9000 fts los que se perfora con una broca de 8 ½”.

Entonces teniendo en cuenta esto, significa que la herramienta APD deberá ser de diámetro externo menor a las 8 ½" de diámetro que tendrá el pozo a dichas profundidades donde se encuentran estas formaciones permeables y porosas. Dicho esto también se tendrá que considerar que la apertura de los brazos de la herramienta APD, también deberá de ser menor al diámetro del pozo ya antes mencionado.

Aunque por efectos de que la herramienta APD no siempre se encontrará alineada centro a centro con el diámetro del pozo, se considerará que máximo los brazos se tendrán que abrir 1.25" cada lado, ya que con los 6" que se modelara el diámetro exterior del cuerpo de la misma, restarían 1.25" de distancia para que los brazos tengan contacto con la pared del pozo; para que así no ejerza una sobrepresión a la misma, pudiendo causar posibles daños a la estructura de la pared del pozo.

3.5 PROPIEDADES LITOLÓGICAS

Aunque inicialmente se tiene una idea de que estas formaciones no afectarán a la misma en su desempeño, se considera su estudio por ámbitos de saber la composición sedimentológica y en qué forma se

gastará la herramienta APD por fricción con las mismas, y si posteriormente estas formaciones soportarán la mínima presión que efectuaran los brazos de la herramienta APD.

EDAD		FORMACION	LITOLOGIA	
CENOZOICO	Q	PLEIST.	MESA	Arcillas, areniscas tobáceas Conglomerados gruesos.
	NEOGENO	PLIOCENO	CHAMBIRA 1000 a 1500 m	Gravas y conglomerados, Areniscas tobáceas, arcillas y lutitas verde-azul.
			ARAJUNO Hasta 1000 m	Arenas con vetas de carbón, arcillas rojas con yeso. Arcillas bentoníticas.
		MIOCENO	CHALCANA 650 a 1100 m	Lutitas abigarradas con yeso e intercalaciones de areniscas calcáreas.
			ORTEGUAZA Menor a 300 m	Lutitas café a gris verde, algo calcáreas, limolitas y areniscas.
	PALEOGENO	EOCENO	TIYUYACU 250 a 700 m	Conglomerado con cuarzo hidrotermal Lutitas y limolitas rojas y grises Areniscas silíceas y conglomerados de cuarzo.
			TENA 272 a 1000 m	Arenisca de cuarzo Calizas pseudo-oolíticas Lutitas y limolitas algo calcáreas.
		PALEOCENO	NAPO 100 a 600 m	Lutitas negras carbonaceas, areniscas cuarzosas glauconíticas, y calizas.
			HOLLIN 80 a 240 m	Areniscas blancas cuarzosas con estratificación cruzada y Ripple Marks.
	SUPERIOR	MAT.		
INFERIOR	M.			

Figura 3.5.1 Principales formaciones del Oriente ecuatoriano
(Coello, 1999)

Las formaciones Basal Tena, U inferior, T inferior y Hollín son las formaciones más importantes para el estudio y análisis, ya que estas formaciones son las más permeables y porosas de un pozo perforado en el oriente ecuatoriano, y al ser las más permeables y porosas tienen

mayor probabilidad de ocurrencia de una pega diferencial en cualquiera de ellas.

A partir de las propiedades litológicas de las formaciones tiene que las características de para el fin del análisis de las pegas diferenciales, se puede concluir que estas formaciones no afectarían al óptimo rendimiento y funcionamiento de la herramienta APD, ya que ninguna de estas formaciones estarían relacionadas de manera directa con la herramienta APD, pero sí se considera para el modelo de la misma factores de daños por fricción con las paredes el pozo.

La herramienta APD tendrá que ser elaborada con un material que sea lo más resistente posible a daños por fricción con las paredes del pozo, para que así la herramienta APD no se le desgaste su estructura externa y así tenga una vida útil más duradera. Todas estas formaciones poseen un grano entre medio a grueso y muy compacto con el cual asegurará que las mismas soportarán la presión mínima que harán los brazos de la herramienta APD sobre ellas.

Se optaría por ser modelada con el mismo material que son elaborados los componentes del BHA, ya que ellos están en contacto continuo con el fricciónamiento con las paredes del pozo y al final de la perforación del mismo, los componentes del BHA salen a superficie sin mayor índice de desgaste sobre su superficie, por lo que se puede observar que el

material con que elaboran los componentes del BHA son los óptimos para la elaboración de la herramienta APD.

3.6 DEFINICIÓN DE FUERZAS INTERNAS, EXTERNAS Y TEMPERATURAS SOBRE EL ENSAMBLAJE DE FONDO

Estas fuerzas y condiciones que se encuentran en el pozo definirán un modelo que resista las presiones y esfuerzos que la herramienta APD soportará en el fondo.

Hay muchas circunstancias en la que la misma será sometida a muchas fuerzas externas como internas. Fuerzas tales como presión interna y externa por un pozo lleno de fluido de perforación y esfuerzos tales como deformaciones y desplazamientos, En este análisis de esfuerzos se considerará 3 aspectos importantes, el cual se considerará como guía para el estudio

- Tensión de Von Mises
- Desplazamiento
- Coeficiente de Seguridad

Tensión de Von Mises

La falla se producirá cuando la energía de distorsión por unidad de volumen debida a los esfuerzos máximos absolutos en el punto crítico sea igual o mayor a la energía de distorsión por unidad de volumen de una probeta en el ensayo de tensión en el momento de producirse la fluencia. La teoría de Von mises dice que la distorsión del elemento es debida a los esfuerzos principales restándoles los hidrostáticos (Castro, 2013)

Estudiar las fuerzas de tensión que actuarán sobre la herramienta APD para el diseño del modelo, ya que nos mostrará en que punto de la misma será mayormente afectada por la presión hidrostática y la presión de formación en unidad de mega pascales.

Desplazamiento

El desplazamiento es la deformación que sufrirá la estructura en milímetros, esto calculará cuanto se ha desplazado la estructura desde su punto inicial, el cual deberá ser menor a 1.

La parte más vulnerable de la herramienta APD a sufrir desplazamiento en su deformación son los brazos, los mismos que se apoyarán con las paredes de la formación, considerando así que tendrán que resistir

presiones como hidrostática y de formación, como también fuerzas de apoyo.

Coeficiente de Seguridad

Los ingenieros emplean el factor de seguridad para asegurarse contra condiciones inciertas o desconocidas. Los factores de seguridad deben de ser mayores a 1 ya que así garantizará las condiciones iniciales de la estructura por alguna fuerza desconocida que sea sometida la misma.

Temperatura

Se analizara también la temperatura que hay en el fondo ya sea por el fluido de perforación o por fricción de la sarta con el suelo.

Ya que excesivas temperaturas causarían también deformidades en el material de la herramienta APD. Pero así se tiene que las temperaturas en el fondo no exceden a los 300°F asiendo así que esto no sea un mayor problema para el diseño de la misma.

Habiendo tenido todas estas consideraciones de fuerzas, esfuerzos y temperatura. Podemos definir características en el modelo de la herramienta APD como espesor, tipo de material y aleaciones que garantice una larga vida útil de la misma.

Al menos será de suma importancia considerar elaborar la misma de los mismos materiales y aleaciones que están fabricados los componentes del BHA; ya que considerando que los mismos se encuentran en el fondo, son los que más resisten términos como presión hidrostática y temperatura de fondo.

Ahora con todo lo analizado y estudiado en este capítulo se puede ya elaborar un modelo de la herramienta APD considerando las condiciones, criterios y restricciones que se han visto en el mismo; para así tener una herramienta que cumpla con todo las exigencias que tienen los componentes de la sarta de perforación al perforar.

CAPÍTULO IV

DEFINICIÓN DEL MODELO

4.1 FORMA DE LA HERRAMIENTA APD

En esta sección se determinará la forma de la herramienta APD, ya que como se ha indicado en los anteriores capítulos, es ideal que la misma posea una forma con el cual tenga libertad dentro del pozo tanto para desplazarse como para rotar. Esto se debe a que no debe haber problemas de atascamiento o derrumbe.

Teniendo en consideración lo mencionado, será conveniente que la estructura de la herramienta APD sea cilíndrica, ya que así tendrá una forma geoméricamente parecida a la del pozo, ya que éste no es regular. También se considera modelar la herramienta APD con las

especificaciones técnicas (API) del cuerpo que poseen los componentes del BHA, ya que la misma soportará las mismas temperaturas, esfuerzos y presiones que soportan los componentes de fondo.

Es de considerar que el cuerpo de la herramienta APD se lo diseñe con características similares a un estabilizador ya que así se reduciría el área de contacto del Drill Collar que es el componente con más probabilidades de pega diferencial.

La figura 4.1.1 representa el cuerpo y modelo de la herramienta APD, como se puede observar es de forma cilíndrica, en su contorno tiene la forma de un estabilizador lo que hará la función de disminuir el área de contacto del Drill Collar y de la propia herramienta.

Esta forma cilíndrica Fig. 4.1.1 posee cuatro agujeros de forma rectangular ubicados cada uno a 90° uno del otro; estos agujeros son donde se ensamblarán los brazos de la herramienta APD que se abrirán en un momento determinado para evitar la pega diferencial.

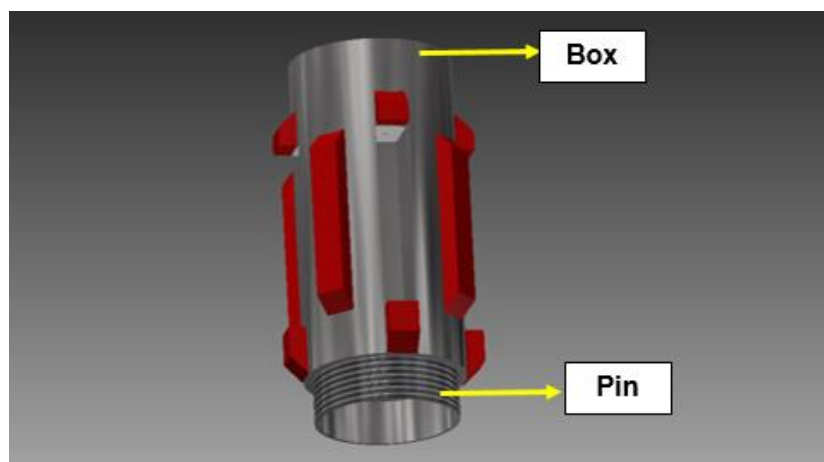


Figura 4.1.1 Cuerpo de la Herramienta APD

También posee los acoples tubulares llamados Pin y Box, estos podrían ser XT-54 o ya sean Full Hole esto dependiendo de las necesidades de la contratista o de los encargados de diseñar los componentes del BHA.

La herramienta APD también como todos los componentes de la sarta de perforación, posee una entrada y salida en su interior por donde circulará el fluido de perforación. Fig. 4.1.2. Constará con un mecanismo en el cual aprovechará la energía hidráulica del fluido de perforación para generar la apertura de los brazos. Como se puede ver, posee una forma cónica en la conexión del Box ya que será para no generar pérdida de flujo cuando el mismo atravesase la herramienta APD.

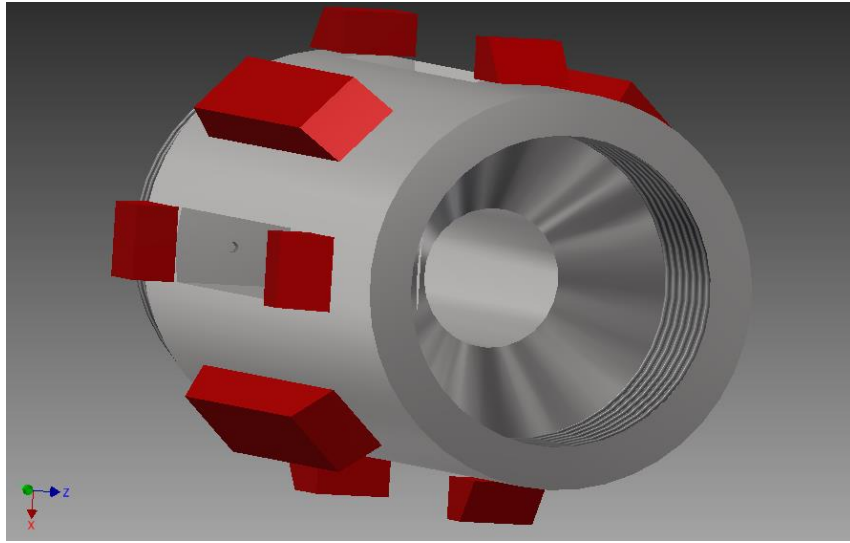


Figura 4.1.2 Cuerpo de la Herramienta APD Vista Al Eje

4.2 PARTES QUE CONSTA LA HERRAMIENTA APD

Los elementos de la herramienta APD está dividida en dos secciones:

- Elementos de los brazos mecánicos
- Elementos del sistema motriz

Partes del Brazo Mecánico

El brazo mecánico es el que se abrirá teniendo contacto con las paredes del pozo, estabilizando así el Drill Collar evitando que éste provoque una pega diferencial. Estas partes son:

- Tubo roscado en su longitud
- Motor eléctrico
- Tuercas Móviles
- Brazos Móviles
- Tabla de apoyo

Tubo Roscado

Este tubo con rosca en toda su longitud Fig.4.2.1 es una parte del brazo de la herramienta APD el cual tendrá un movimiento rotacional para así ayudar a abrir los brazos de la misma, accionado por un motor eléctrico.

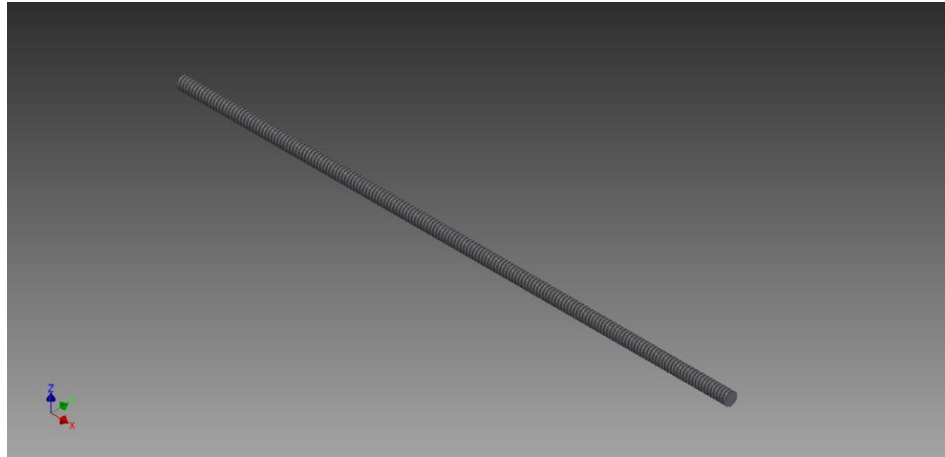


Figura 4.2.1 Tubo roscado en su Longitud

Motor Eléctrico

El motor eléctrico es uno de los principales componentes de la herramienta APD, el cual proporcionará la rotación al tubo roscado ayudando en el movimiento de los brazos. Fig. 4.2.2



Figura 4.2.2 Motor Eléctrico Con Tubo Enroscado

Tuerca Móvil

Esta tuerca consta de dos agujeros roscados de 0.916 in los mismos que se encuentran ubicados en su contorno Fig. 4.2.3 Esta es la que se desplazará a través del tubo roscado, ya que este tubo girará haciendo desplazar a la tuerca móvil. El tubo roscado tendrá dos de estas tuercas móviles, las que estarán ensambladas cada una a los brazos de la herramienta APD.

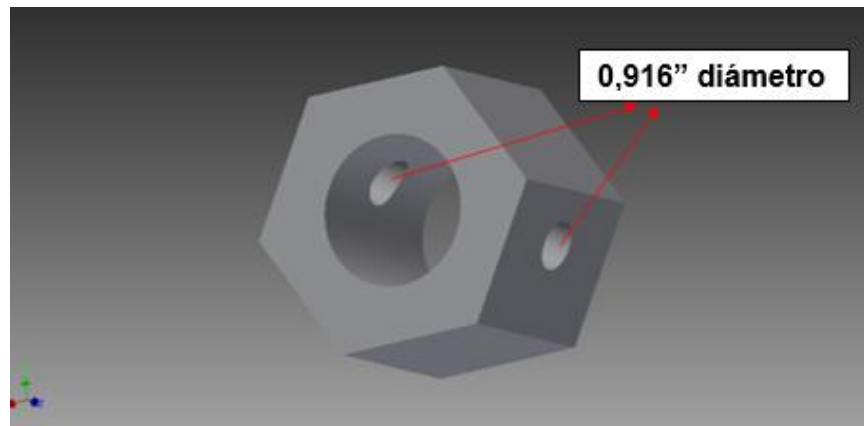


Figura 4.2.3 Tuerca Móvil

Brazos Móviles

Estos brazos estarán ensamblados a las tuercas móviles en la parte inferior de ellos, en su parte superior constarán de un acople en forma de engrane la cual ayudará a que tanto el brazo izquierdo como el derecho se junten cuando se muevan angularmente. Fig. 4.2.4 y Fig. 4.2.5

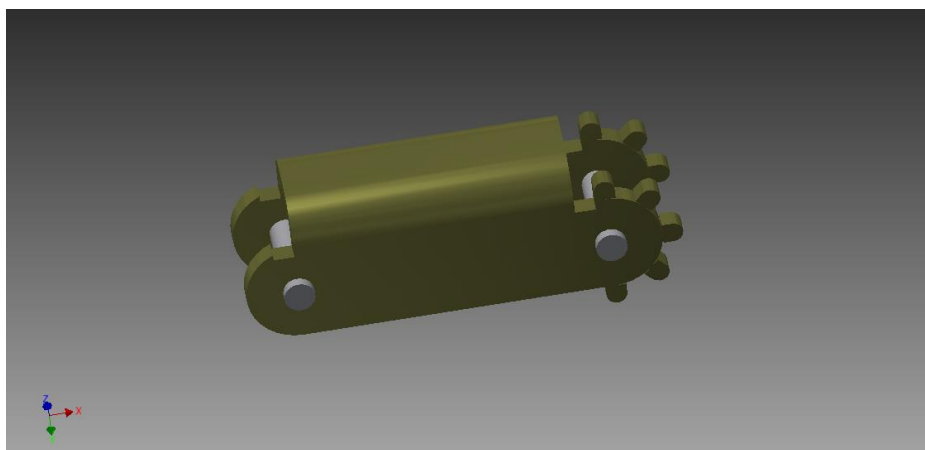


Figura 4.2.4 Brazo Izquierdo

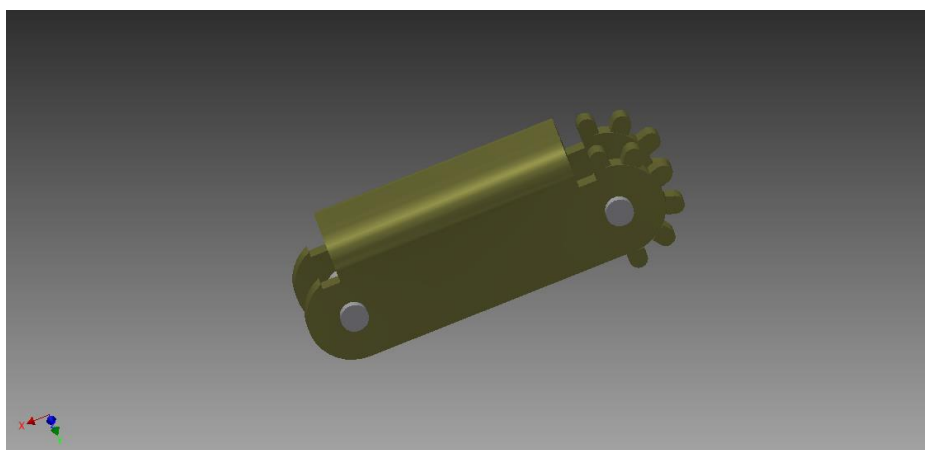


Figura 4.2.5 Brazo Derecho

Tabla De Apoyo

Esta tabla de apoyo estará ensamblada a la parte superior de cada brazo, y es la que tendrá el contacto con la pared del pozo. Fig. 4.2.6

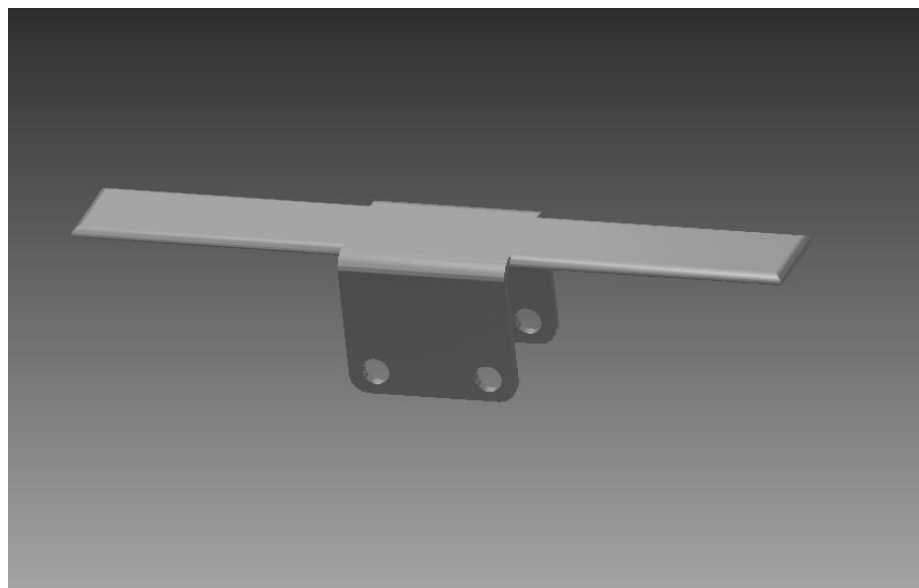


Figura 4.2.6 Tabla de Apoyo

Partes Del Sistema Motriz

El sistema motriz es la parte más importante de la herramienta APD, ya que es la que dará el funcionamiento y potencia a los brazos mecánicos de la misma. Está compuesta por las siguientes partes:

- Imanes Giratorios
- Rotor
- Embobinado de Cobre
- Black box
- Batería

Imanes Giratorios

Los imanes giratorios son dos imanes acoplados a un tubo cilíndrico. El cual estará ensamblado a un rotor giratorio, el cual hará girar a los mismos. Fig. 4.2.7

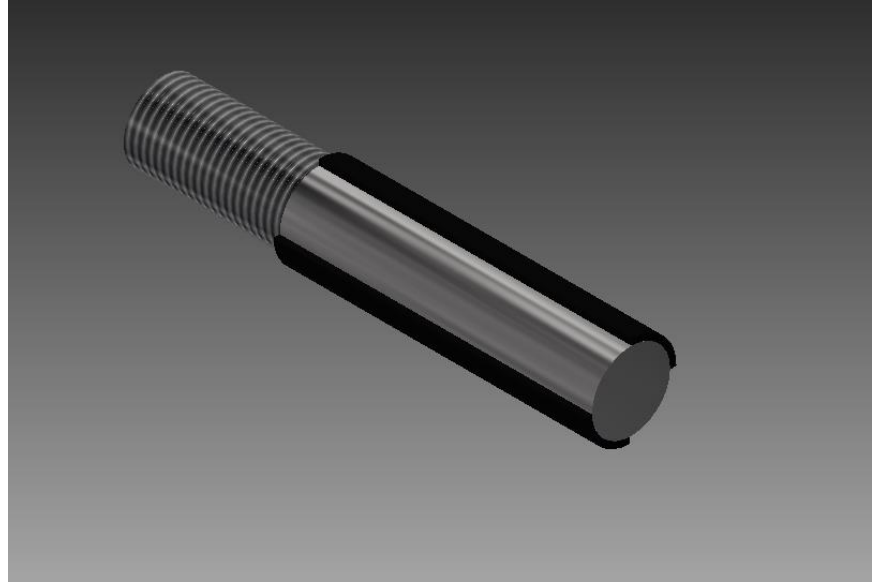


Figura 4.2.7 Imanes Giratorios

Rotor

El rotor es una hélice con sus aspas inclinadas a 25° , este es la pieza fundamental de toda la herramienta APD; éste le proporcionará la fuerza giratoria a los imanes ensamblados a él. Fig. 4.2.8

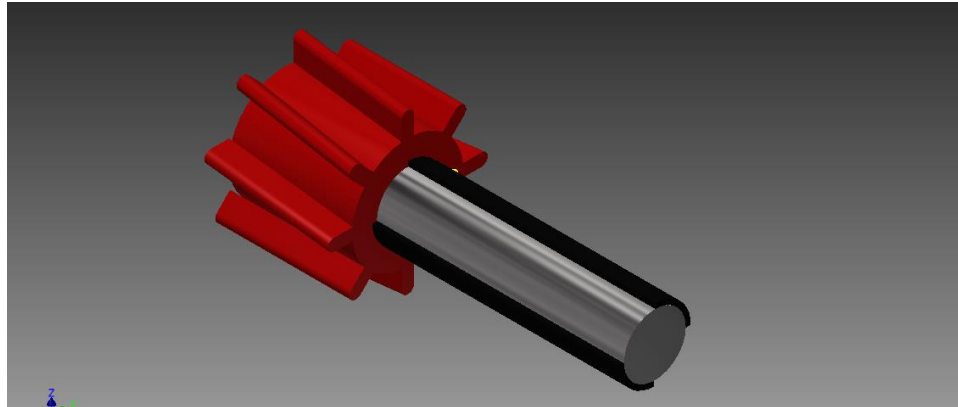


Figura 4.2.8 Rotor ensamblado a Imanes Giratorios

Embobinado De Cobre

El embobinado de cobre es un enrollado de cobre el cual estará protegido por un cilindro; todo este acoplamiento estará ensamblado recubriendo los imanes giratorios. Fig. 4.2.9

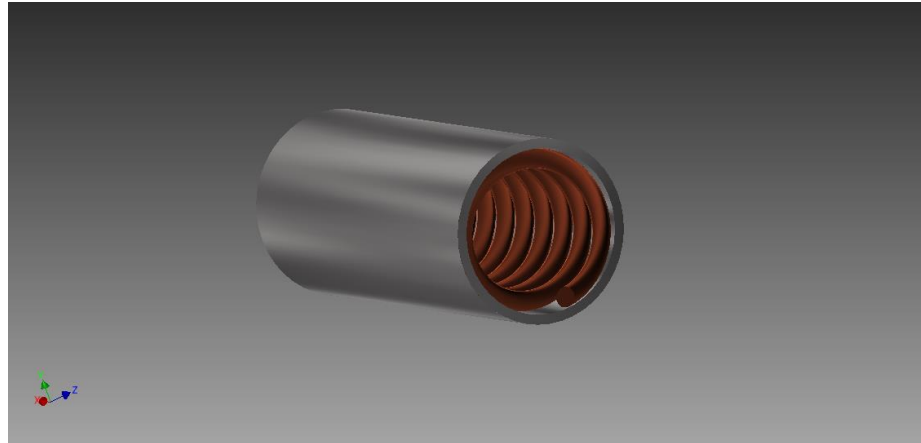


Figura 4.2.9 Embobinado de Cobre con Cubierta

Black Box

El black box o cerebro es una caja negra en el cual por dentro constará de un circuito inteligente el cual coordinará todo el funcionamiento de un brazo – rotor de la herramienta APD. Fig. 4.2.10

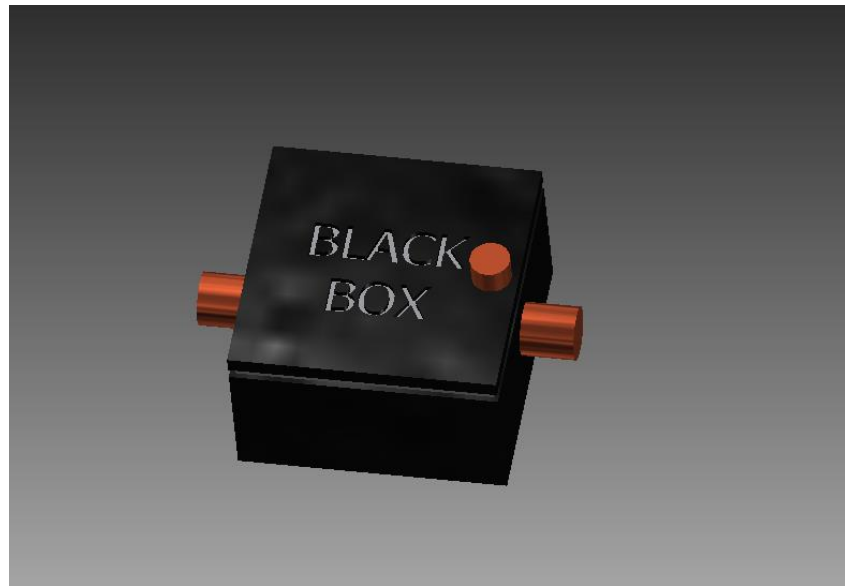


Figura 4.2.10 Black Box

Batería

Esta es una batería el cual se cargará con la energía proporcionada por el rotor y ésta a su vez proporcionara energía al motor eléctrico ya antes mencionado. Fig. 4.2.11

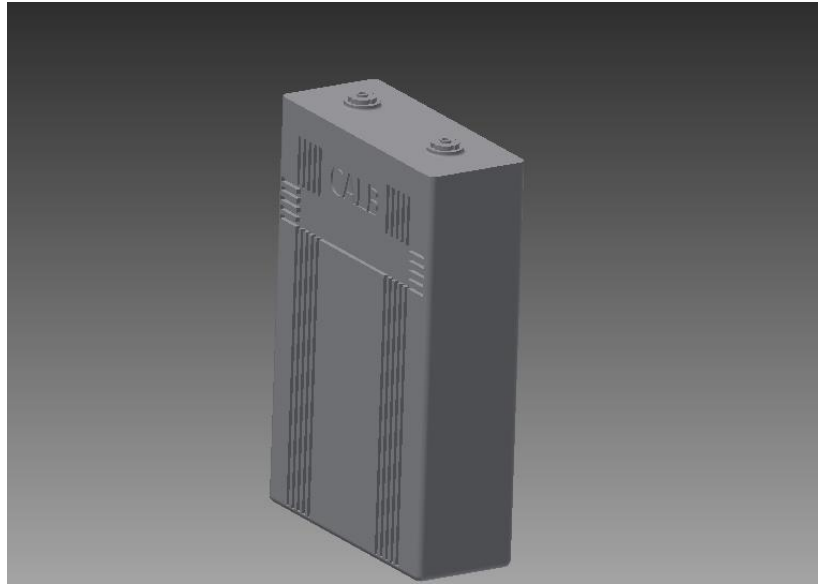


Figura 4.2.11 Batería

4.3 FORMAS Y DIMENSIONES DE LA HERRAMIENTA APD

La herramienta APD mide 6 pies de longitud para así no alargar tanto la longitud del BHA, también contiene mecanismos internos por lo que con anterioridad mencionada constará de 4 brazos (color rojo Fig. 4.3.1) y por ello se necesita que tuviese una longitud adecuada. Fig. 4.3.1.

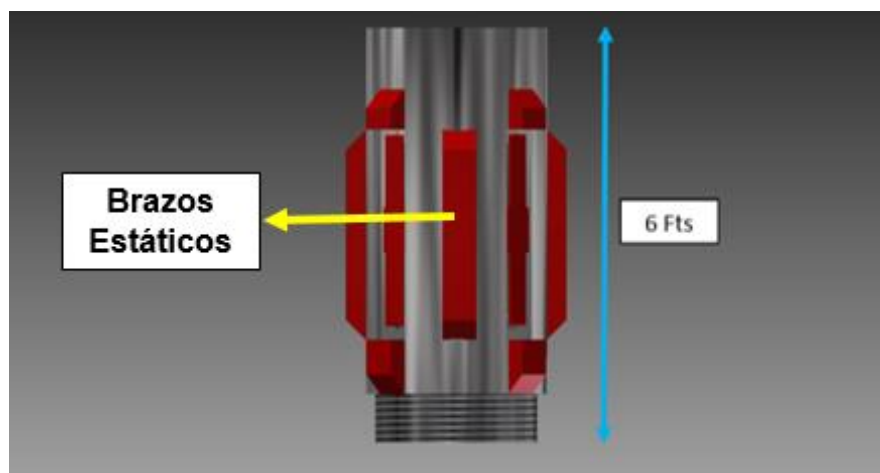


Figura 4.3.1 Forma y Longitud de la Herramienta APD

También consta en su contorno con 8 brazos estáticos Fig. 4.3.1 como un estabilizador que conforman el BHA, se optó por este modelo ya que así se reduciría el área de contacto de la herramienta APD con las paredes del pozo, al igual que disminuir el área de contacto del Drill Collar que es el que más probabilidades de pega tiene de todo el BHA.

En lo que corresponde al modelo interno de la herramienta APD, ésta consta de un cilindro interno por el cual pasa el fluido de perforación, este diámetro interno es de 2.1" Fig. 4.3.2 en donde se alojará un rotor; el diámetro de su cuerpo es de 6", Mientras que el diámetro máximo es de 7.5", Posee un espesor de 1.95" para resistir presiones internas y externas, como también como albergar mecanismos en su interior.

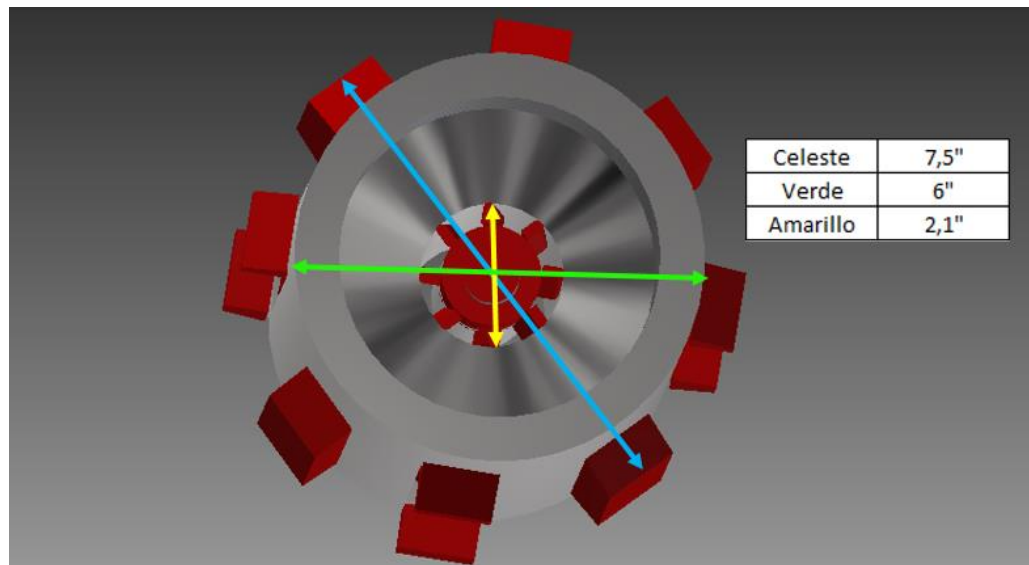


Figura 4.3.2 Diámetros y Espesores de la herramienta APD

Componentes Internos

Los componentes internos corresponde al mecanismo de funcionamiento de la herramienta APD, este mecanismo le dará la energía y potencia a los brazos de la misma. Fig. 4.3.3 como lo son: rotor, black box, batería, motor eléctrico y el brazo de la herramienta APD.

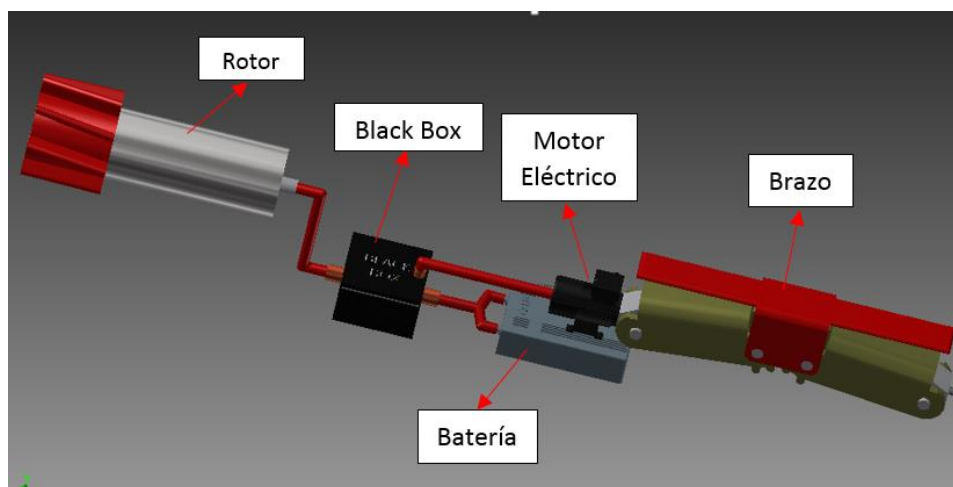


Figura 4.3.3 Componentes Internos de la Herramienta APD

4.4 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA APD

Funcionamiento Interno o Motriz

En la Fig. 4.3.3 se encuentran ensamblados los componentes de la herramienta APD. A continuación se describirá su funcionamiento.

El fluido de perforación cruzará a través del diámetro interno de la herramienta APD, en el mismo se encontrará un rotor el cual por la

fuerza del fluido lo hará girar, ya que este posee unas hélices con una inclinación de 25°. Este al rotar hará girar también dos imanes el cual generará una alteración del campo magnético, a su vez estos imanes estarán envueltos por un embobinado de cobre, el mismo que por esta alteración del campo magnético generará una fem inducida o voltaje. (Ley de Faraday & Lenz).

Este voltaje cargará una batería hasta su máxima capacidad para proporcionar energía en casos de no tener circulación. Una vez que esta batería este totalmente cargada, el Black Box (Cerebro) cortará el circuito entre la batería y el rotor; para que este gire en ralentí sin proporcionar voltaje a la batería.

Como se ha venido estudiando la pega diferencial se produce cuando la sarta de perforación esta estacionaria (sin rotación y traslación) ya sea por una conexión o por un registro de MWD, cuando esté estacionaria tampoco habrá circulación de fluido de perforación al menos que se esté rotando teniendo las bombas dañadas, entonces se sabe que para detener rotación y traslación tampoco tendremos circulación en operaciones normales.

Con todo lo analizado anteriormente, cada vez que el rotor deje girar, dejará de generar voltaje el mismo que lo captará el Black Box y a su

vez este abrirá el circuito entre la batería y el motor eléctrico para que éste gire haciendo abrir a los brazos de la herramienta APD. Cuando se reanude la circulación, nuevamente el rotor girará generando voltaje haciendo que el Black Box reanude dicho circuito hacia la batería y haciendo que el motor rote en sentido opuesto haciendo retornar a los brazos a su posición inicial y posteriormente cortando dicho circuito.

Cuando recién se baje el BHA conjunto a la herramienta APD, esta inicialmente irá descargada en su batería la misma que hará que los brazos permanezcan sin moverse, para un descenso más rápido.

Cuando se desee sacar toda o parte de la sarta de perforación, se sabe que se deja de circular para realizar estas operaciones. Se recomienda circular y parar circulación por cada parada que se saque del pozo, para abrir y cerrar los brazos de la herramienta APD, para así garantizar que no ocurra una pega diferencial en el transcurso.

Funcionamiento De Los Brazos De La Herramienta APD

Los brazos de la herramienta APD funcionan mediante motor eléctrico el cual hará que el tubo roscado ensamblado en él gire haciendo que las tuercas móviles se desplacen a través de él, ya que estas poseen

dos agujeros con rosca en su contorno (la tuerca pegada al motor es fija). Fig. 4.4.1

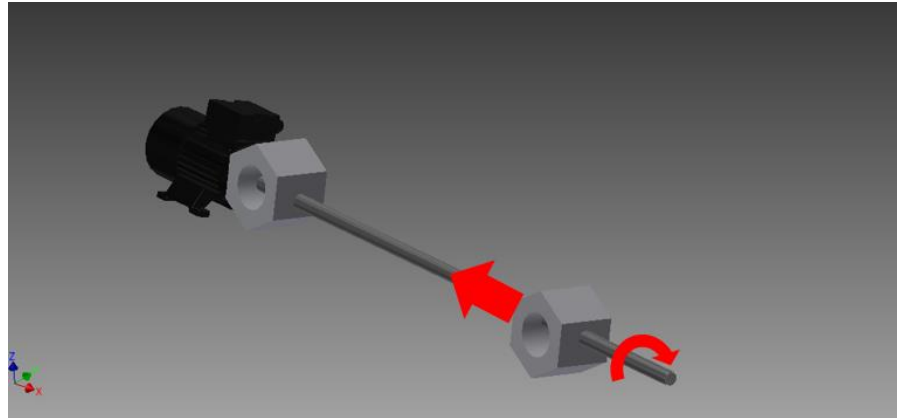


Figura 4.4.1 Tuerca Móvil a través de Tubo Enroscado

Estas tuercas móviles estarán ensambladas a dos brazos que poseen una forma de engranaje en su parte superior, el cual ambos engranajes se van acoplar entre sí; cuando la tuerca móvil se desplace (flecha roja) a través del tubo roscado, estos brazos proporcionarán un movimiento angular (flechas azules). Fig. 4.4.2

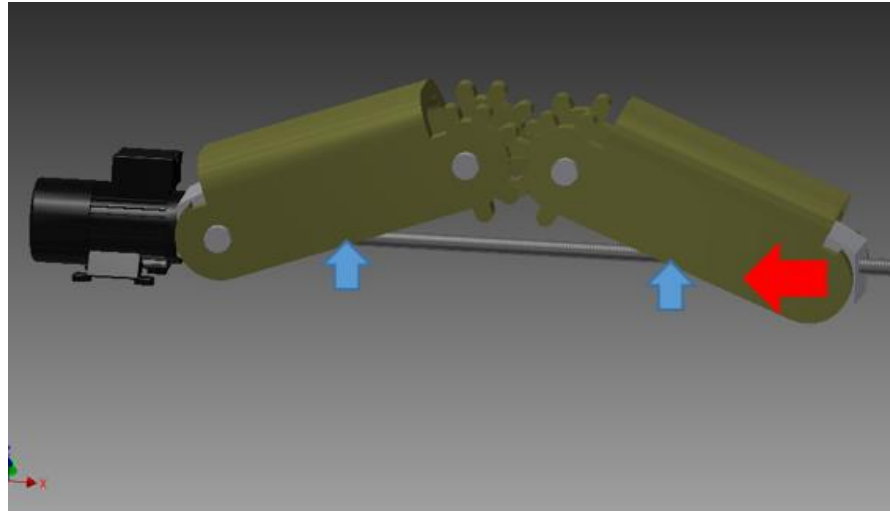


Figura 4.4.2 Movimiento de Brazos

Estos brazos irán ensamblados a una tabla el cual será el que tendrá el contacto con las paredes del pozo. Fig. 4.4.3

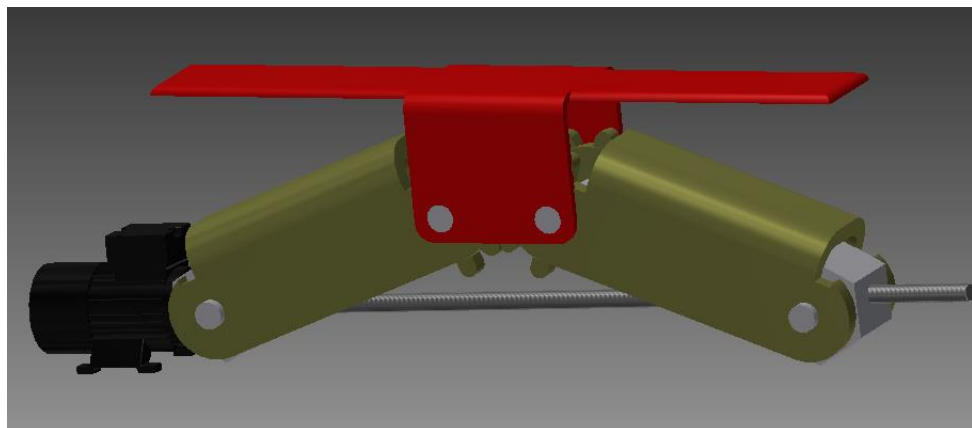


Figura 4.4.3 Brazo de la Herramienta APD

Esta tabla como ya anteriormente se ha indicado sólo se desplazará 1.25" del contorno del cuerpo de la herramienta APD, consiguiendo así de brazo a brazo una distancia de 8.5" que será el diámetro del pozo a esa profundidad. Fig. 4.4.4

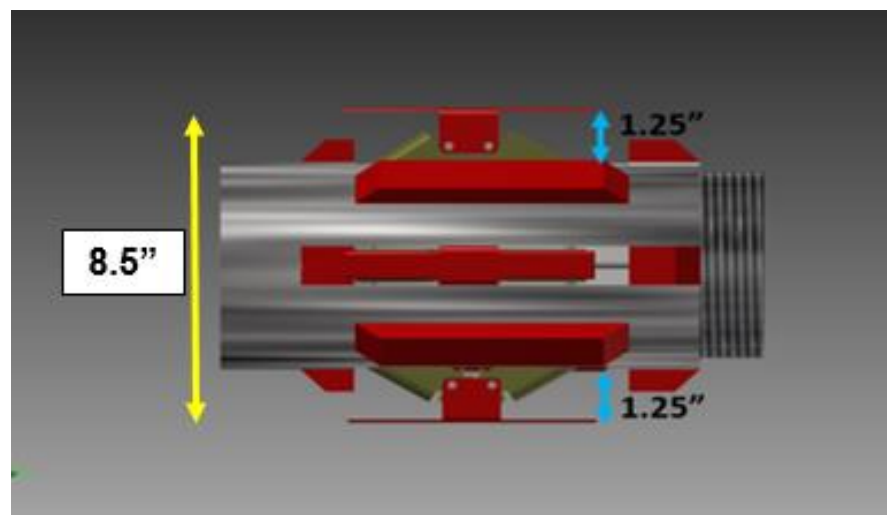


Figura 4.4.4 Extensión máxima de los brazos de la Herramienta APD

CAPÍTULO V

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE VARIABLES DE LA HERRAMIENTA APD

En este capítulo se verá el funcionamiento de la herramienta APD para reducir la probabilidad como esta evitará de una posible pega diferencial. El análisis cinemático permitirá conocer los distintos movimientos y desplazamientos que ocurren durante el funcionamiento de la herramienta APD. Así también estudiar las fuerzas y esfuerzos que intervienen en ella, y evitar posibles colapsos en la estructura del brazo de la herramienta APD, disminuyendo así sus deflexiones en función del coeficiente de seguridad.

5.1 SIMULACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO

Como se ha analizado en capítulos anteriores la pega diferencial ocurre cuando la presión hidrostática es mayor que la presión de formación.

Pero para efecto de análisis del funcionamiento de la herramienta APD se considerará otra causa de la pega diferencial como lo es la detención de rotación y traslación por un largo lapso de tiempo de la sarta de perforación y también la no circulación de fluido de perforación.

Como se ve en la fig. 5.1.1 se encuentran dos herramientas APD, uno arriba y otro abajo del drill collar para así mantener alineado el drill collar, mientras atraviesa una zona permeable.

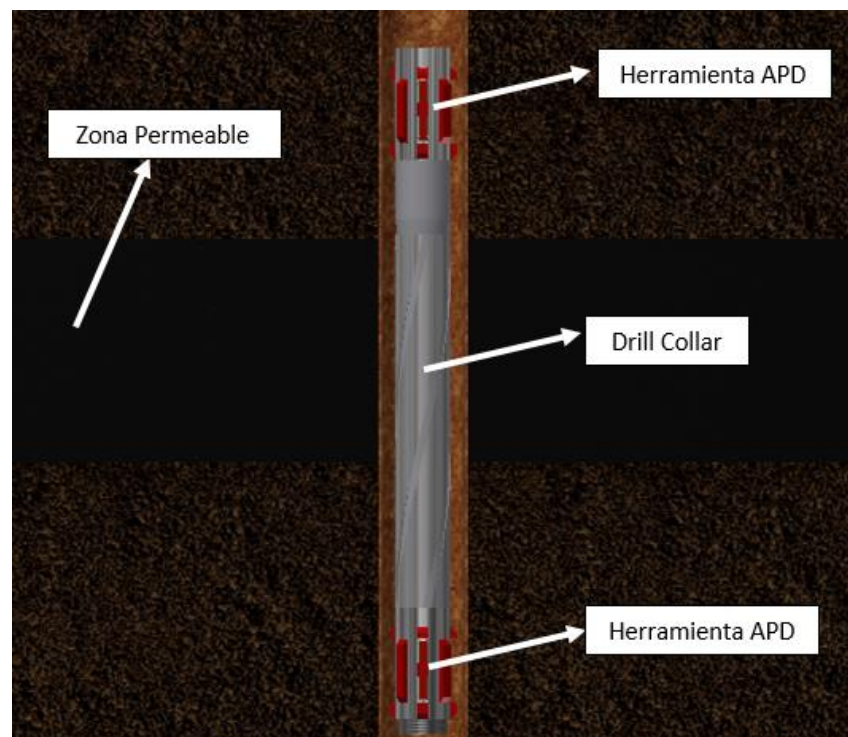


Figura 5.1.1 Herramientas APD y Drill Collar

El fluido de perforación ingresa a través de la herramienta APD y regresa a superficie a través del espacio anular, en la fig. 5.1.2 la sarta de perforación se encuentra rotando en el pozo. Las detenciones de sarta de perforación en conjunto a la pega diferencial suceden cuando se realiza una conexión, un registro de MWD o alguna falla en los componentes del sistema de perforación; en cualquiera de estos casos ocurre una detención tanto de circulación como de rotación, y en el caso de no haber de circulación y de mantenerse la rotación, se sugiere detener la rotación para un óptimo funcionamiento de la herramienta APD.

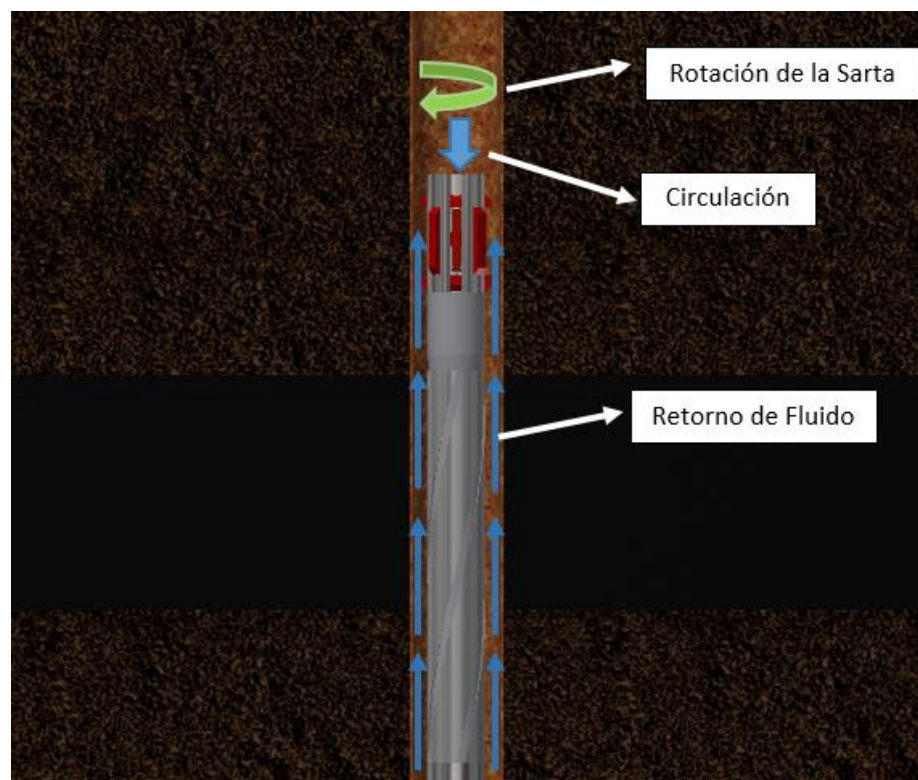


Figura 5.1.2 Circulación y Rotación

Una vez detenida la circulación y rotación, la presión hidrostática del fluido de perforación sobre las paredes del pozo aumentará (Principio de Bernoulli) provocando así una alta probabilidad de pega diferencial. Una vez detenida la circulación, el rotor interno de la herramienta APD se detendrá y se activarán los brazos de la misma. Fig. 5.1.3 y Fig. 5.1.4.

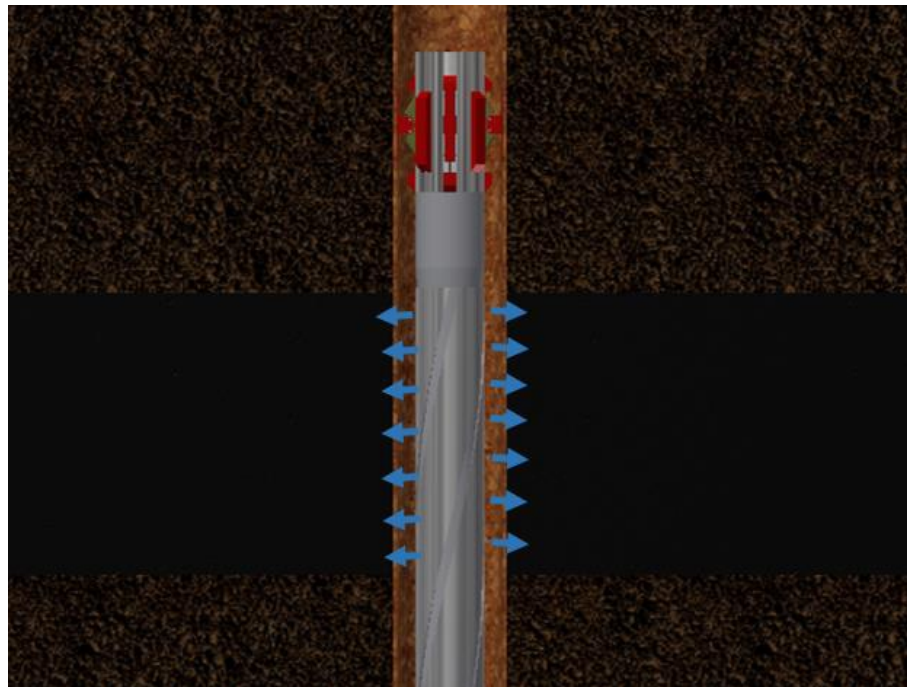


Figura 5.1.3 Presión Hidrostática Sobre Pared Del Pozo

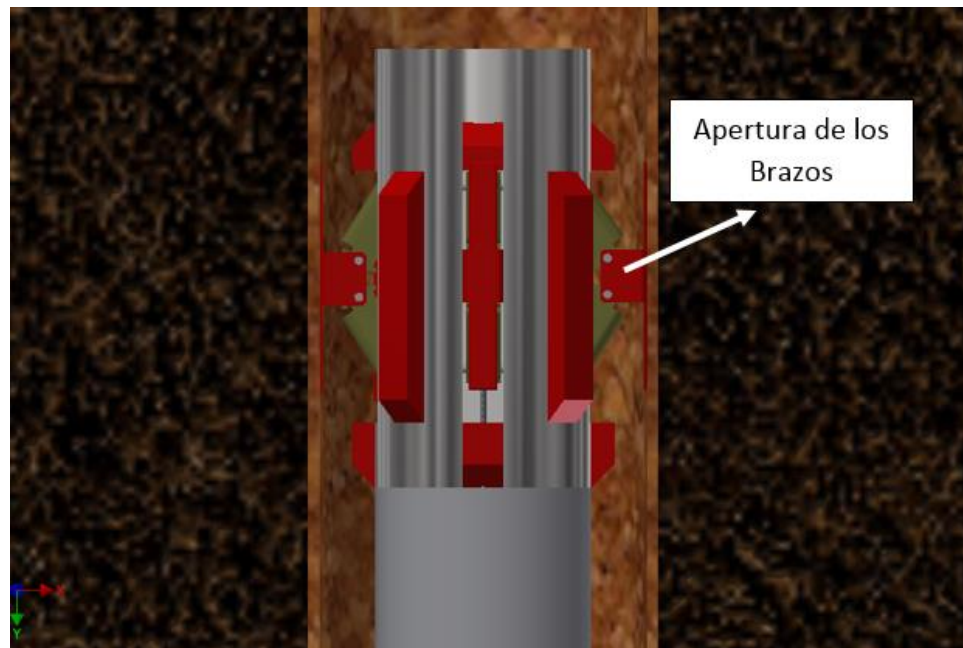


Figura 5.1.4 Apertura de los Brazos de la Herramienta APD

Una vez así la herramienta APD con sus brazos abiertos se evitará la pega diferencial, ya que los brazos de la misma se apoyarán con las paredes del pozo, estabilizando así la sarta de perforación. A continuación se observará de manera detenida la apertura de los brazos de la herramienta APD. Fig. 5.1.5

- 1 Se inicia la apertura de los brazos
- 2 Se observa la apertura de los brazos
- 3 Brazos totalmente abiertos en su punto final

- 4 Se inicia el cierre de los brazos
- 5 Se observa el cierre de los brazos
- 6 Brazos totalmente cerrados

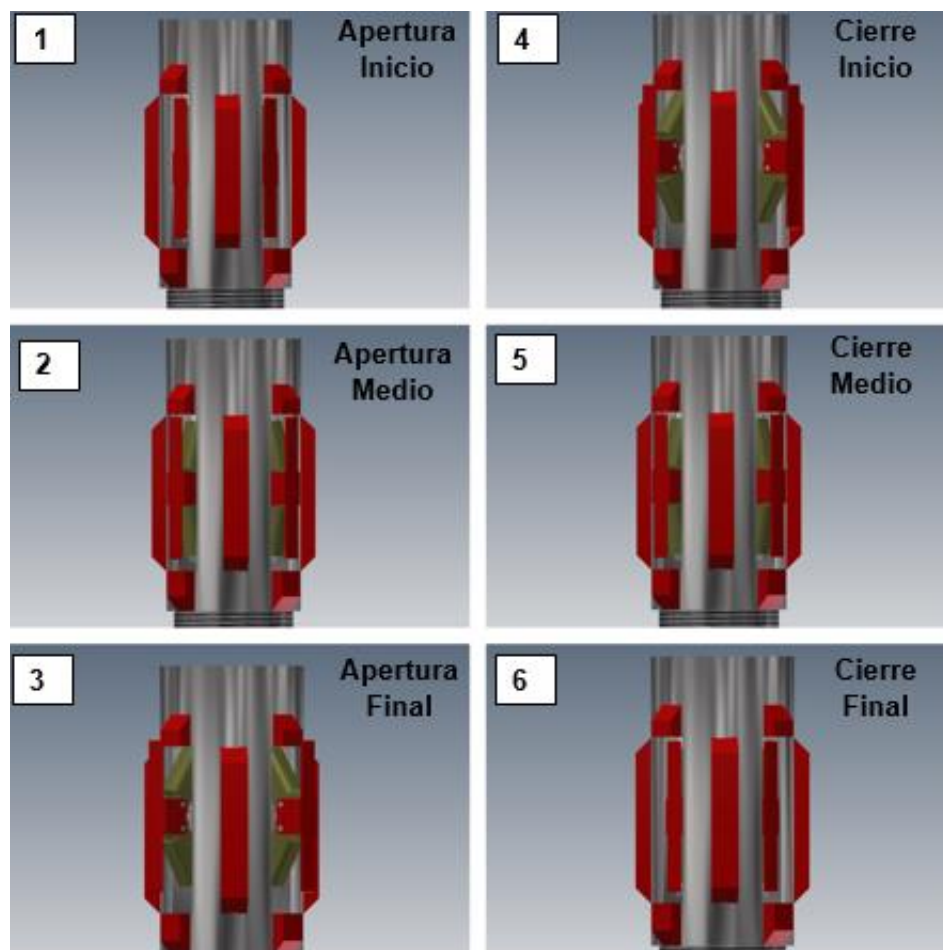


Figura 5.1.5 Apertura y Cierre de los brazos de la herramienta APD

5.2 ANÁLISIS CINEMÁTICO

En la Fig. 5.2.1 se observa la imagen del funcionamiento del brazo de la herramienta APD. Los brazos de la misma para llegar a su posición máxima necesitan 2 vueltas del tubo roscado, el cual lo hará en un tiempo de 2 segundos, el motor eléctrico le dará la energía rotacional necesaria al tubo roscado.

La tuerca móvil estará ensamblada al eje del tubo enroscado, y cada vez que este gire la tuerca se desplazará sobre el eje del tubo antes mencionado. Cuando esto ocurra el brazo articulado se desplazará en el eje Z 1.25”.

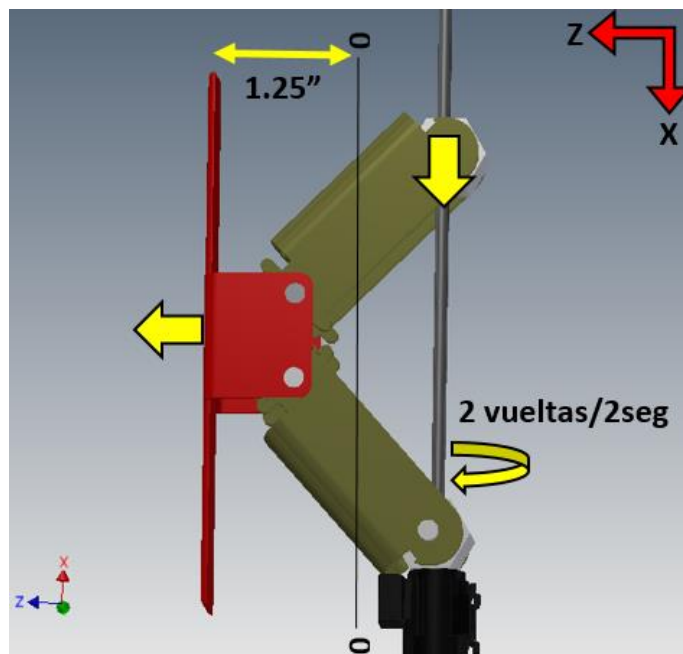


Figura 5.2.1 Análisis Cinemático

5.3 ANÁLISIS DE FUERZAS

Los brazos de la herramienta APD estarán sometidos a presión hidrostática de 5000 psi y presión de formación de 4000 psi los mismos que podrían causar grandes deformaciones en el material de los brazos. Para el análisis de fuerzas se considerará las tuercas móviles como pines de apoyo; una de ellas tendrá restricciones a desplazamiento axial, tangencial y radialmente; y la otra teniendo restricciones radial y tangencialmente; teniendo así un solo movimiento solo lineal. Fig. 5.3.1

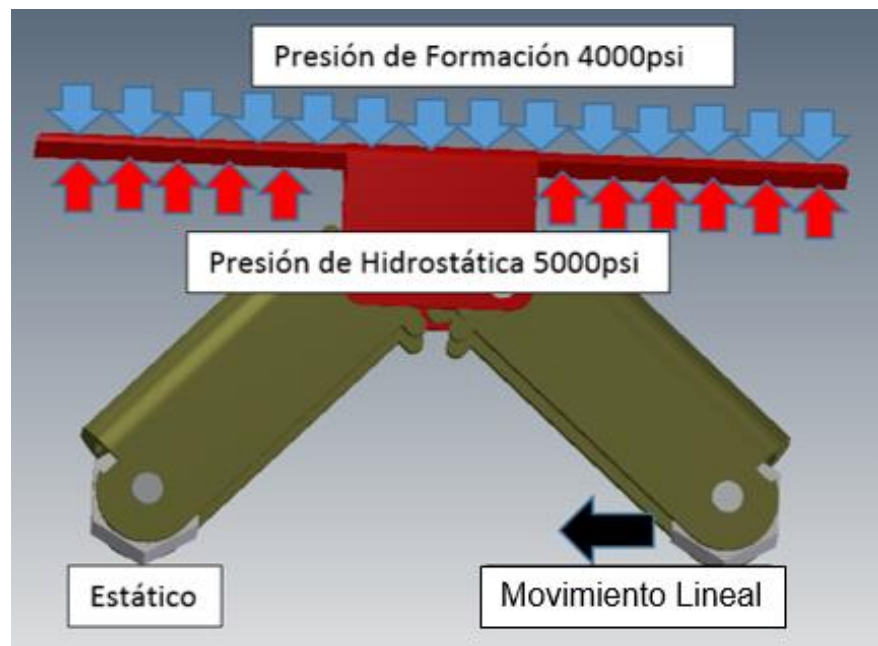


Figura 5.3.1 Análisis de Fuerzas

Para el cuerpo de la herramienta APD no se efectuará el análisis de fuerzas, ya que se considerará para su diseño las normas API con las que se fabrican el Drill Pipe. Tabla 5.3.1

Tabla V Grados y Cedencia de la Tubería de Perforación (en libras por pulg²) (Giraldo, 2011)

Grado	Cedencia Mínima	Cedencia Promedio
D or D-55	55,000	65,000
E or E-75	75,000	85,000
X or X-95	95,000	110,000
G or G-105	105,000	120,000
S or S-135	135,000	145,000

La presión hidrostática actuará en todos los componentes y caras que conforman el brazo de la herramienta APD, pero sólo se estudiará en la plancha superior de apoyo, ya que en las demás partes del brazo esta presión se anularía entre ella al actuar de manera opuesta a la misma.

Fig. 5.3.2.

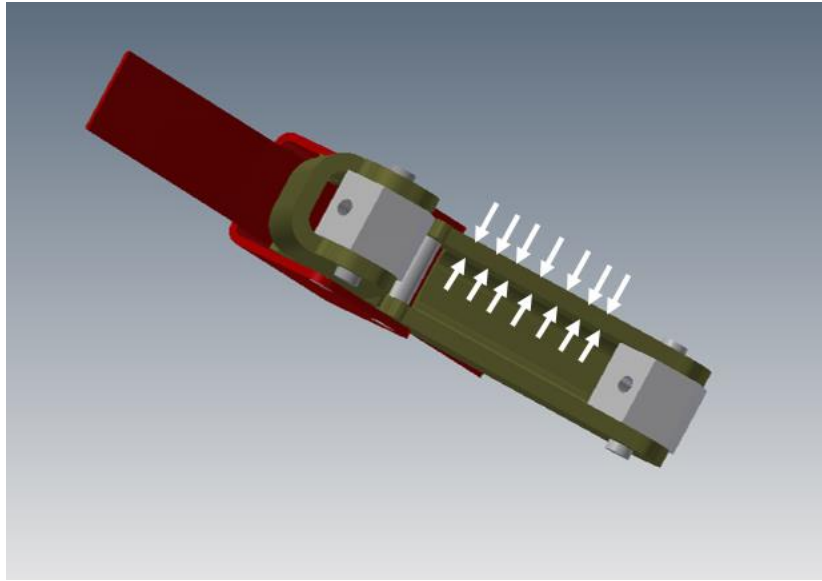


Figura 5.3.2 Presión Hidrostática Anulándose

Con este análisis de fuerzas se llevará a cabo un análisis de esfuerzos ya que con estos se podrá observar las distintas cargas y deformaciones que poseerá el brazo de la herramienta APD. En el caso de tener valores altos de tensión y deformaciones se efectuará un rediseño del brazo para minimizar estas cargas.

5.4 ANÁLISIS DE ESFUERZOS

En este análisis de esfuerzos se considerará 3 aspectos importantes, el cual se considerará como guía para el estudio.

- Tensión de Von Mises
- Deformación
- Coeficiente de seguridad

Tensión de Von Mises

“La tensión de Von Mises es una magnitud física proporcional a la energía de distorsión” (Reyes, 2012). Para un óptimo rendimiento de la estructura del brazo de la herramienta APD se considerará una Tensión de Von Mises máxima de 250 MPa (Esfuerzo de Fluencia del Acero A-36), el cual si se llegase a tener un valor mayor a este, la estructura del mismo se someterá a un rediseño.

En la Fig. 5.4.1 se observa el resultado de la simulación de tensión de Von Mises. Como se puede ver en la misma existe una tensión máxima de 64362 MPa de manera así que este diseño de brazo no es el

adecuado para soportar las distintas presiones en el fondo ya que sobrepasa la resistencia máxima del material.

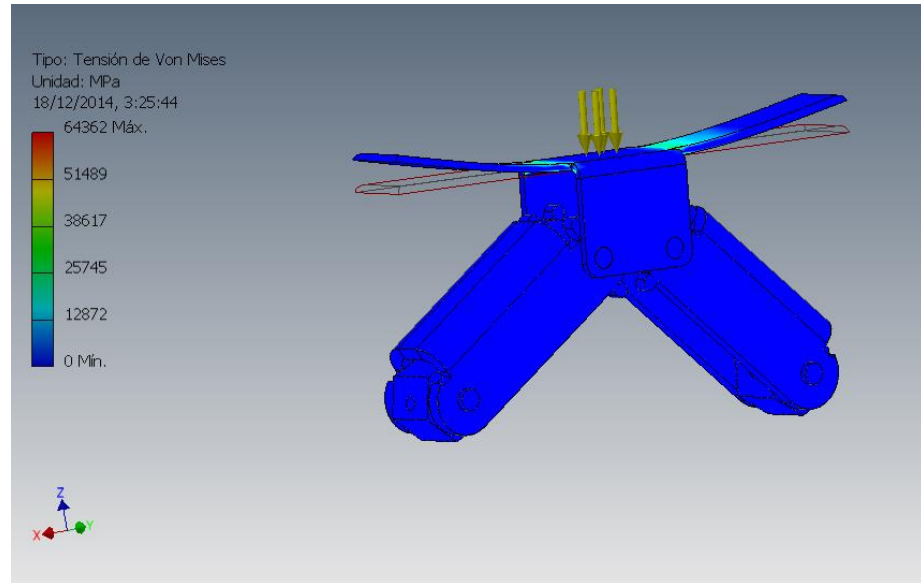


Figura 5.4.1 Tensión de Von Mises Primer Modelo

Desplazamiento

En desplazamiento no es más que la deformación que sufrirá la estructura considerando así la misma como punto inicial. Para este análisis se considerará que la deformación máxima tendrá que ser menor a 1mm para así garantizar el óptimo rendimiento del mismo. En la Fig. 5.4.2 se observa la deformación total del brazo de la herramienta

APD. Como se puede ver en la misma existe un desplazamiento máximo de 1241 mm, así que este diseño de brazo no es el adecuado para soportar las distintas presiones en el fondo, procediendo así a un rediseño del mismo.

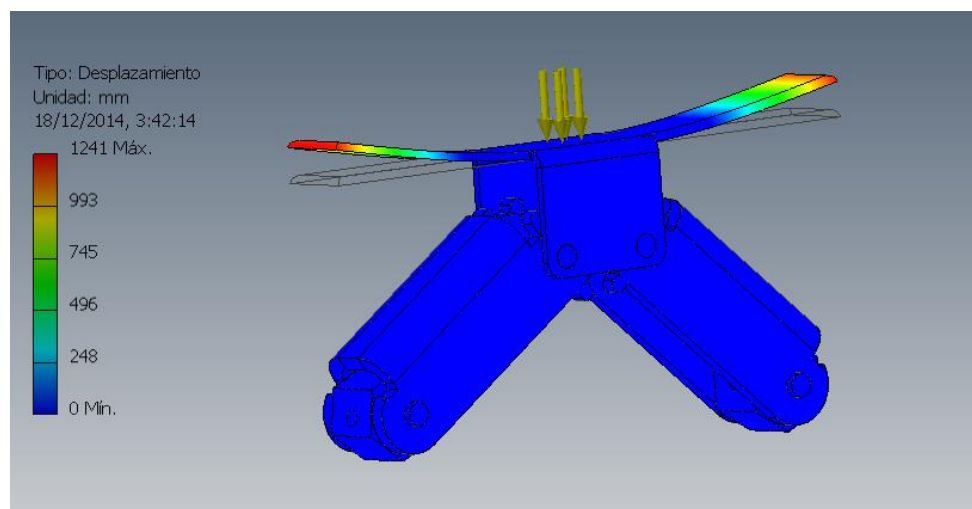


Figura 5.4.2 Desplazamiento Primer Modelo

Coefficiente de Seguridad

Este indica la capacidad superior que tiene la estructura por sobre sus exigencias. Este coeficiente de seguridad siempre debe de ser mayor a 1 para así garantizar el óptimo rendimiento del mismo. En la Fig. 5.4.3 se observa que el coeficiente mínimo de seguridad que la estructura posee y este tiene un valor de cero, por lo que esto ocasionará un

colapso de la estructura en el fondo procediendo así a un rediseño del mismo.

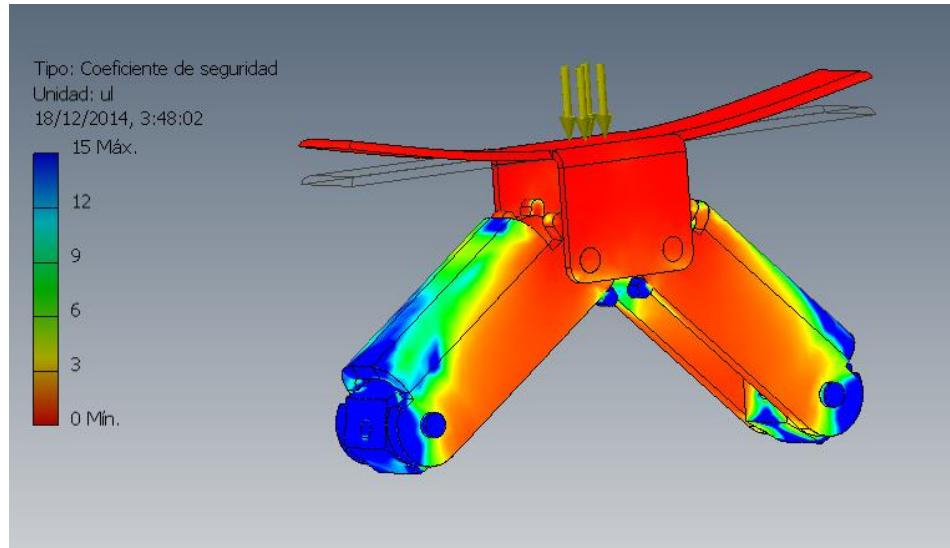


Figura 5.4.3 Coeficiente de Seguridad Primer Modelo

Rediseño del Brazo de la herramienta APD

Con los resultados obtenidos anteriormente se pudo analizar que el anterior modelo no soportaría las presiones de fondo tanto como la hidrostática como la de formación. Por lo que se rediseñó la estructura del mismo, mejorando espesores tanto de brazos como de tabla de apoyo. A la tabla de apoyo se cambió su característica cuadrada por

una trapezoidal y de esta manera disminuir su longitud total y así reducir las deformaciones y una tabla de soporte arriba y por debajo de ella para soportar las presiones antes mencionadas. Fig. 5.4.4

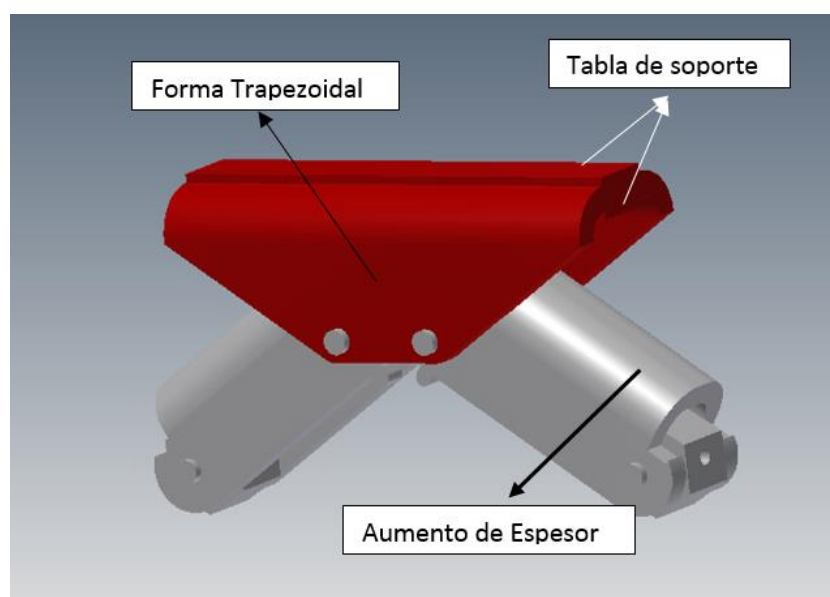


Figura 5.4.4 Rediseño del Brazo de la Herramienta APD

A este nuevo modelo se lo someterá a las mismas presiones para efectuar el mismo análisis así como lo visto en el anterior modelo, esperando que los resultados de este nuevo modelo sí resistan las distintas condiciones de fondo que se presentan durante la perforación de un pozo petrolero.

Tensión de Von Mises

En la Fig. 5.4.5 se puede observar que la tensión de Von Mises máxima es de 170.8 MPa siendo así menor que 250 MPa dando un resultado positivo en este primer análisis de este modelo.

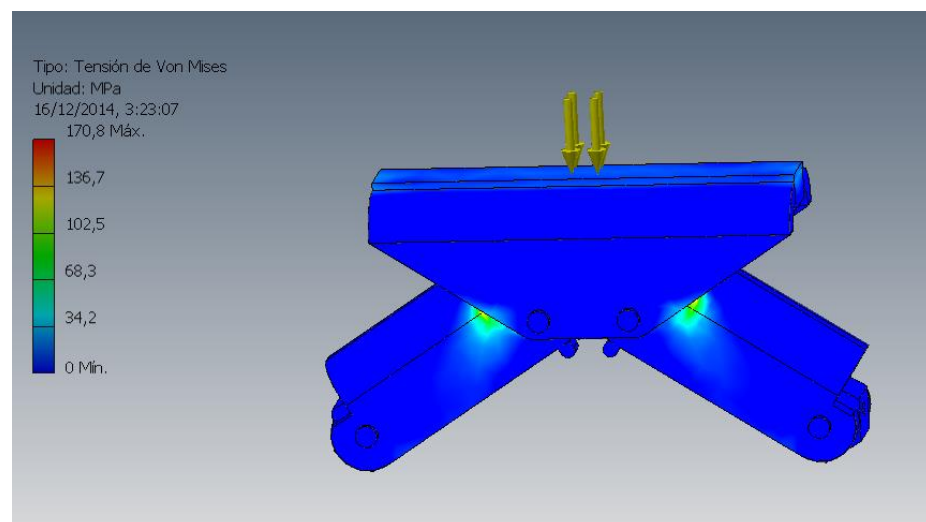


Figura 5.4.5 Tensión de Von Mises del Nuevo Modelo

Desplazamiento

En la Fig. 5.4.6 se puede observar que el desplazamiento máximo es de 0.2239 mm siendo así menor que 1 mm dando un resultado positivo en este segundo análisis de este modelo.

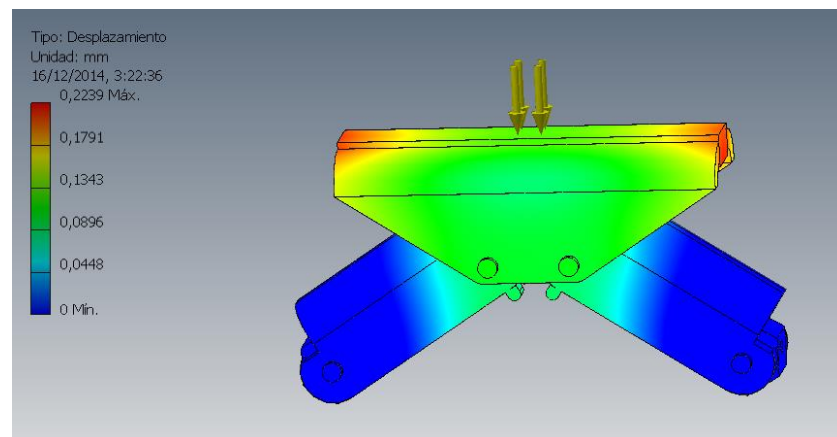


Figura 5.4.6 Desplazamiento del Nuevo Modelo

Coefficiente de Seguridad

En la Fig. 5.4.7 se puede observar el coeficiente de seguridad mínimo es de 1.21 siendo así mayor que 1 dando un resultado positivo en este tercer análisis de este modelo.

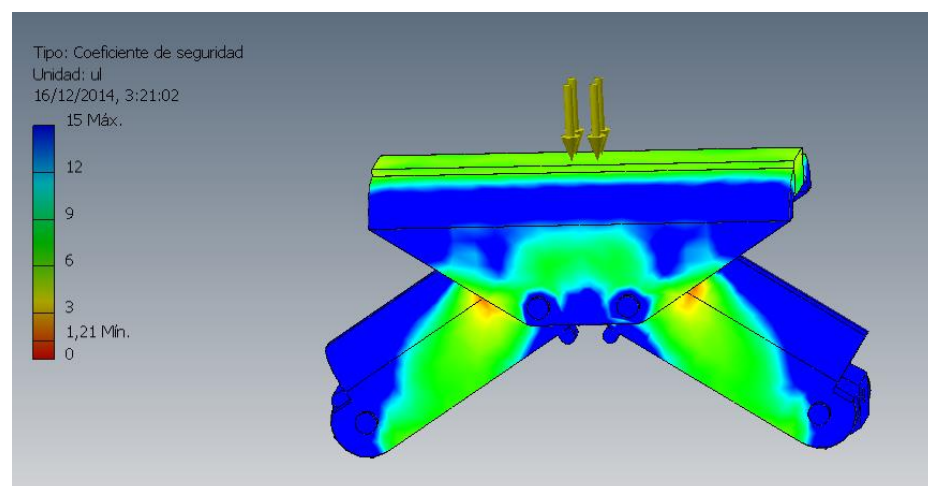


Figura 5.4.7 Coeficiente de Seguridad del Nuevo Modelo

Como se pudo analizar el nuevo modelo es óptimo para soportar las distintas condiciones de fondo, garantizando así que no ocurra algún colapso en la utilización de esta herramienta APD en la perforación de pozos petroleros.

5.5 ANÁLISIS DE COSTOS POR TIEMPO NO PRODUCTIVO POR CAUSAS DE PEGAS DIFERENCIALES EN EL CAMPO OSO G.

En el Campo Oso G se presentan las siguientes formaciones dadas en la figura 5.5.1 y una referencia de pozos ya perforados. Fig. 5.5.2

FORMACIÓN	MD (ft)	TVD (ft)	TVDSS (ft)
Orteguaza	5143.2	5018.5	4117
Tiyuyacu	5948.1	5818.5	4917
Tena	7024.6	6871.5	5970
Basal Tena (OS)	8165.8	7884.5	6983
Napo	8187.1	7900.5	6999
Caliza M-1	8241.2	7940.5	7039
Caliza M-2	8595.2	8181.5	7280
Caliza A	8843.2	8343.5	7442
Arena U Superior	9108.7	8501.5	7600
Arena U Principal (OS)	9167.4	8533.5	7632
Lutita Napo Media	9218.6	8560.5	7659
Caliza B	9458.5	8675.5	7774
Arena T Superior	9479.2	8684.5	7783
Arena T Principal (OS)	9629.3	8745.5	7844
Lutita Napo Inferior	9788.5	8801.5	7900
Hollín Superior	10260.3	8913.5	8012
Hollín Principal (OP)	10467.8	8936.5	8035

Figura 5.5.1 Formaciones y Profundidades (Arroba, 2013)

Reservorio	Basal Tena SS	U Principal SS	T Principal SS
Objetivo	Secundario	Secundario	Secundario
Espesor de pago anticipado (pies)	16'	27'	56'
Litología	Cuarzo, friable, granos muy finos a medianos, en parte suelto, cementación calcárea ligera, porosidad no visible.	Cuarzoso, friable - consolidado, granos muy finos a medianos, matriz arcillosa, porosidad no visible.	Cuarzoso, friable, moderadamente consolidado, grano fino, bien ordenado, matriz arcillosa.
Elevación del CAP (pies) (TVSS)			
Presión de reservorio (psi)	400	2300	1190
Grado API del petróleo (60°F)	15.5	19.8	24.8-26.1
Pozo en producción más cercano	Oso-21	Oso-8	Oso-16

Figura 5.5.2 Características de Pozos Perforados (Arroba, 2013)

Como se puede ver en la figura 5.5.2 las formaciones permeables con menor presión de formación son la “U” y la “T” el cual con un lodo muy denso puede ocasionar a una pega diferencial; la formación Hollín tiene una presión de formación de 4000 psi, siendo una presión elevada como para ocasionar un desbalance con la presión hidrostática ejercida por el lodo de perforación.

Para el análisis de los costos por tiempos no productivos se utilizará como ejemplo al Pozo Oso X el cual servirá para simular lo que puede acontecer en dicho campo.

Pozo Oso X

El pozo Oso X ha sido diseñado como un pozo direccional tipo “S” el cual tendrá una profundidad de 10200 fts y que hará producir a la formación productora Hollín. A continuación se presentará el programa de perforación del pozo en la tabla 5.5.1

Tabla VI Programa de Perforación

Sección (pulgadas)	Profundidad (pies)
26	200
16	6000
12 1/4	9500
8 1/2	10200

Estando en la sección de 12 ¼” a unos 7000 fts se tiene pequeños derrumbes de las paredes del pozo, por lo que se aumenta la densidad del fluido de perforación. A unos 7500 fts siguen los pequeños derrumbes de las paredes del pozo y nuevamente se procede a aumentar la densidad del lodo para mantener las paredes del pozo estáticas.

A los 9200 fts se tiene que la sarta de perforación está pegada diferencialmente y se inicia rápido operaciones de tensión y de píldoras para bajar la densidad del lodo, pero todas estas sin éxito durante 3 días. Se procede a liberar la sección de la sarta pegada quedando así un pescado en el fondo.

Se llevan a cabo 10 días de pesca en el cual elaboran 8 intentos de pesca y todos sin ningún éxito. Se procede a aislar la zona donde se encuentra el pescado procediendo así a realizar un desvío o Side Track para reanudar operaciones. Se realiza Side Track con éxito llegando así a la profundidad requerida de 10200 fts concluyendo operaciones de perforación.

Análisis de Costo por Tiempo no Productivo

A continuación se tiene un análisis de los costos por tiempo no producido debido a la pega diferencial, aquí en este análisis si se considerará las operaciones de Side Track ya que esta es una gran consecuencia del problema antes mencionado. Se tiene la tabla 5.5.2 donde se indica los distintos costos por NPT con su costo de incremento. Una vez sucedido esto el costo real de perforación del pozo Oso X es mayor al planificado al inicio de operaciones Fig. 5.5.3

Tabla VII Costos de Incremento

13 días de NPT	\$ 585.000
Side Track	\$ 2.700.000
Total de Incremento	\$ 3.285.000

**Figura 5.5.3 Costo Real del Pozo Oso X**

Como se pudo observar en la tabla 5.5.2 se obtuvo un incremento de \$3.285.000 dólares americanos el cual significa casi un aumento del 50% del costo planificado, dando así un total de \$9.729.000 dólares americanos.

Nuevamente recapitulando lo ya investigado en el capítulo 2 sección 5; se hayo que el campo Sacha Sur tuvo un aproximado de 1300 horas de tiempo no productivo debido a pegas diferenciales, el cual partiendo de allí se aproximará un número de horas también de NPT por este mismo problema para el Campo Oso G ya que ambos poseen similares propiedades en las formaciones.

Entonces considerando solo la sección de 8 ½" el campo Oso G tendrá un aproximado de 550 horas de tiempo no productivo por pega diferencial, siendo así un campo con muchas probabilidades de pega diferencial al igual como lo es el campo Sacha Sur.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Una pega diferencial puede llegar a ser muy costosa por tiempo no productivo y en operaciones de Side Track, ya que por lo tanto se justifica el trabajar sobre nuevos métodos o herramientas anti pegas diferenciales.
2. La herramienta propuesta está diseñada para ser utilizada en los pozos verticales y tipo S de los cuales constan con una sección vertical la cual facilitará el funcionamiento de la misma

3. El fluido de perforación será la principal fuente de energía para la herramienta modelada.
4. La geometría de la herramienta APD deberá de ser cilíndrica para garantizar su libre rotación y traslación. Posee 6 pulgadas de diámetro del cuerpo, 7.5 pulgadas de raspador a raspador.
5. La herramienta APD constará con similares propiedades metalúrgicas que el los componentes del BHA, esto es como el acero ASTM-BH50 con esfuerzo de fluencia 350 MPa, dureza y resistencia a la corrosión, que cumple con las normas API.
6. Los brazos resistirán la presión hidrostática y la de formación de acuerdo al modelo y simulación realizado para las dimensiones de la herramienta, presión hidrostática de 5000 psi y presión de formación de 4000 psi considerando datos de formación Hollín y U
7. Bajo las condiciones indicadas, el esfuerzo de Von Mises máximo es de 170.8 MPa y la deformación máxima es de 0.22 mm, así teniendo un factor

de seguridad de 1.21. Considerando el acero con esfuerzo máximo de 350 MPa.

8. Desde el punto de vista económico, se considera adecuado invertir en el modelamiento y simulación de nuevas herramientas que ayuden a evitar estas pegadas diferenciales.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario disponer de datos de presión de formación de los pozos cercanos a los lugares en donde se está perforando, para así tener una estimación de las presiones en el pozo que se está perforando.
2. En caso de bajar la herramienta APD conjunto a toda la sarta de perforación, se deberá bajar con sus baterías totalmente descargadas.

- 3.** En caso de subir toda la sarta de perforación se deberá abrir y cerrar circulación en cada conexión para abrir y cerrar los brazos de la herramienta.

- 4.** Se deberán tomar constantes registros de ubicación de la sarta de perforación para evitar pega con la pared del pozo para así poder calcular la presión hidrostática en el fondo..

- 5.** No se deberán proseguir con las operaciones de perforación hasta que los brazos de la herramienta APD estén en su posición inicial.

- 6.** Se deberá realizar mantenimiento a la herramienta APD después de cada pozo perforado.

- 7.** Para el diseño eléctrico, sistemas de control, Black Box se necesitará un ingeniero mecánico, eléctrico, electrónico y de petróleos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alibaba. (2013). *Alibaba*. Obtenido de <http://spanish.alibaba.com/product-free/spiral-drill-collars-106968151.html>
2. Andres González, M. J. (2010). Diseño de perforación *Dspace Espol*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/14609/5/TESIS%20-%20DISE%c3%91O%20DEL%20PROGRAMA%20DE%20BROCAS.pdf>
3. Arrieta, & Mario, I. (2010). *Lodos de Perforación*. Obtenido de <http://es.slideshare.net/Juanchoperezr/lodos-deperforacion>

4. Arrieta, I. M. (Marzo de 2010). *Lodos de Perforación*. Obtenido de profesormario.files.wordpress.com
5. Arroba, J. D. (Diciembre de 2013). *Fluidos de Perforación*. Obtenido de repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/16900/1/54655_1.pdf
6. Buenas Tareas. (junio de 2011). *Pegas Diferenciales*. Obtenido de <http://www.buenastareas.com/ensayos/Conceptos-Generales-De-Las-Pegas-Diferenciales/2346267.html>
7. Cardona, Y. (8 de Octubre de 2014). *Pega Diferencial en Perforación*. Obtenido de <http://es.scribd.com/doc/242265408/PEGA-DIFERENCIAL-PERFO-docx>
8. Carimar. (28 de Agosto de 2010). *Pega Diferencial*. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/36554110/89/PEGA-DIFERENCIAL>
9. Civil, R. (2013). *Slide Player*. Obtenido de <http://slideplayer.es/slide/75638/>
10. Coello, H. M. (1999). *Dspace Espol*. Obtenido de www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3374/1/5896.pdf
11. Cuadros, L. F. (2003). *CIB ESPOL*. Obtenido de http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-31784.pdf
12. Dayuma, A., Holger, A., & Andres, C. (8 de Agosto de 2012). *Propiedades Petrofísicas de la Roca*. Obtenido de

<http://es.slideshare.net/jimmybig87/propiedades-petrofsicas-de-las-rocas-grupo-2>

13. Dezhou Rundong Petroleum. (s.f.). *Tuberia de Perforacion*. Obtenido de <http://www.oildrillingcn.com/product/11-1b.jpg>

14. FARSUR. (2011). *Estabilizador*. Obtenido de <http://www.farsur.com/estabilizador.php>

15. Giraldo, J. F. (Marzo de 2011). *Repositorio UTE*. Obtenido de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14810/1/45381_1.pdf

16. Granja, L. M. (Marzo de 2013). *Bibdigital EPN*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1768/1/CD-2373.pdf>

17. IPS Integradora de Perforaciones y Servicios. (s.f.). *Ips-mexico*. Obtenido de <http://www.ips-mexico.com/archivos-servicios/index.php?tiposervicio=lastrabarrenas>

18. Machasilla, W. (2 de Mayo de 2011). *Scribd*. Obtenido de <http://es.scribd.com/doc/54410032/Columna-estratigrafica-ecuador>

19. PDVSA. (2005). *Tipos de Pozos*. Obtenido de http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/produccion/tipos_pozos.html

20. PerfoBlogger. (26 de Julio de 2011). *Pega de tubería*. Obtenido de <http://achjij.blogspot.com/2011/07/pega-de-tuberia.html>
21. PerfoBlogger. (10 de Septiembre de 2013). *Aplicaciones de la Perforación*. Obtenido de <http://achjij.blogspot.com/2013/09/aplicaciones-de-la-perforacion.html>
22. Piña, J. J. (2008). *dspace.espol*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/7729/1/D-39448.pdf>
23. Proaño, L. A. (2008). *Repositorio UTE*. Obtenido de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5728/1/37162_1.pdf
24. Reyes, G. (21 de Marzo de 2012). *Von Mises*. Obtenido de <http://es.scribd.com/doc/86170301/Criterio-de-Von-Mises#scribd>
25. Casing Drilling. (s.f.). Obtenido de slb.com: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf
26. Solano, J. P., & Leiva, D. V. (Julio de 2013). *Dspace*. Obtenido de www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/1561/1/T-UCE-0012-260.pdf
27. Tejero, I. G. (s.f.). *Inea*. Obtenido de <http://lan.inea.org:8010/web/materiales/web/riego/anuncios/trabajos/w>

ebs/lv%C3%A1n%20Gonzalo%20Tejero/los_acu%C3%ADferos_de_la
_provincia_de.htm

28. Vasquez, D. E. (Enero de 2011). *Drill Collar*. Obtenido de
<http://es.scribd.com/doc/239108096/Drill-Collar>

29. Vidal, C. A. (Marzo de 2007). *bibdigital.epn.edu*. Obtenido de
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/302/1/CD-0704.pdf>

30. Wikipedia. (3 de Octubre de 2013). *Coeficiente de Seguridad*. Obtenido
de http://es.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_de_seguridad