



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**ENSAMBLAJE DE FONDO PARA REALIZAR LA
PERFORACIÓN DEL POZO DIRECCIONAL SAN RAFAEL-1**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACION

Previo a la obtención del Título de:

TECNOLOGO EN PETROLEO

Presentada por:

REINA JESSENIA TOMALÁ SOLANO

JEFFERSON WILSON CHIMARRO TORRES

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año:2012

AGRADECIMIENTO

A Dios por su habernos permitido culminar nuestra carrera universitaria, a nuestros padres por su apoyo incondicional y a los grandes amigos y a todas las personas que influenciaron para la realización de este informe.

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado para mis queridos padres a mis hermanas, a mis hijos, que con esfuerzo y sacrificio diario han sabido guiarme y apoyarme a lo largo de toda mi carrera estudiantil por hacer de mi una persona de bien.

Jessenia Tomalá Solano.

Agradezco a Dios, a mi familia por ser los pilares fundamentales para que este trabajo y mi carrera hayan culminado con éxito, a todas aquellas personas que directa o indirectamente estuvieron siempre pendientes e influyeron en mi vida, gracias a mi querida universidad y todo el personal docente y administrativo que ayudaron a que esto sea posible.

Jefferson Wilson Chimarro.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

**Dra. Elizabeth Peña C.
SUBDECANO FICT
PRESIDENTE**



**Ing. Alberto Galarza.
DIRECTOR DE TESIS**

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este Informe de Materia de Graduación, no corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la "ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de graduación de la ESPOL)



Jessenia Tomalá S.

Jefferson Chimarro T.

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS	xi
SIMBOLOGÍA	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
ÍNDICE DE FIGURAS	xv
RESUMEN	xvi
CAPÍTULO 1	1
1. HISTORIA DEL CAMPO.....	1
1.1. INFORMACIÓN DEL CAMPO.....	1
1.3. ESTRATIGRAFIA.....	3
1.4. CARACTERISTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO.....	3
1.5. INFORMACION DEL POZO SAN RAFAEL – 1.....	8
CAPÍTULO 2	9
2. CONCEPTOS BASICOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	9
2.1. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.....	9
2.2. PARAMETROS QUE DEBEN CONSIDERARSE EN PERFORACIÓN...	14
2.3. COMPONENTES PRINCIPALES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.	17
2.3.1 DRILL PIPE (DP).....	17
2.3.2 HEAVY WEIGHT DRILL PIPE.....	17
2.3.3 DRILL COLLARS.....	18
2.3.4 CROSSOVER	19

2.3.5 BROCAS	20
2.3.6 BROCAS PDC.....	21
2.3.7 BROCAS TRICONICAS.....	21
2.3.8 ESTABILIZADORES	22
2.3.9 MUD MOTORS	23
2.3.10 DRILLING JARS	24
2.3.11 MEASURED WHILE DRILLING	24
2.4. PLAN DEL POZO	26
2.5. PROGRAMA DIRECCIONAL	27
2.6 PROGRAMA DIRECCIONAL POR SECCIONES.....	29
2.6.1. SECCION 16".....	29
2.6.2. SECCION 12 1/4".....	29
2.6.3. SECCION 8 1/2"	29
CAPÍTULO 3.....	31
3.1. ENSAMBLAJE DE FONDO PARA POZOS DIRECCIONALES.....	31
3.1.1. BHA PARA CONSTRUIR ANGULO DE INCLINACION.....	31
3.1.2. BHA PARA MANTENER ANGULO DE INCLINACION.....	31
3.1.3. BHA PARA TUMBAR ANGULO DE INCLINACION.....	32
3.2. FACTORES NEGATIVOS QUE AFECTAN EL ÉXITO EN UNA PERFORACION DIRECCIONAL.....	32
3.2.1. COLISION.....	32
3.2.2. EMBOLAMIENTO DE BROCA.....	33
3.2.3. POBRE LIMPIEZA DE HOYO.....	33
3.2.4. FORMACIONES NO CONSOLIDADAS.....	33

3.2.5. PEGA DIFERENCIAL.....	33
3.2.5. TAPONAMIENTO DE LA LINEA DE FLUJO.....	33
3.2.6. EMPAQUETAMIENTO Y HOYO APRETADO.....	34
3.2.7. VIBRACIONES.....	34
3.3. ENSAMBLAJE DE BHA'S.....	34
3.4. ANALISIS DE BHA'S + VIBRACION WHIRL.....	34
3.5. ANALISIS DE TORQUE Y ARRASTRE.....	36
3.6. FLUIDOS DE PERFORACIÓN USADOS.....	40
CAPÍTULO 4	41
4.1. CONCLUSIONES.....	41
4.2. RECOMENDACIONES.....	42
4.3. BIBLIOGRAFIA.....	43

ABREVIATURAS

ft:	Pie
ID:	Diámetro interno
KOP:	Punto de arranque
MD:	Profundidad medida
OD:	Diámetro externo
PPM:	Partes por millón
TVD:	Profundidad vertical verdadera
BUR:	Tasa de aumento de ángulo
PW:	Carga de trabajo
VS:	Sección vertical
DLS:	Patas de perro
TD:	Profundidad total
EWR:	Sensor
DGR:	Sensor
ALD:	Sensor azimuth
PDC:	Broca
FSC:	Factor de seguridad de colapso
FSE:	Factor de seguridad de estallido
FST:	Factor de seguridad de tensión
BPPD:	Barriles de petróleo por día

SIMBOLOGIA

D:	Profundidad
G _f :	Gradiente de formación
P _C :	Presión de colapso
P _E :	Presión de estallido
P _f :	Presión de formación
P _h :	Presión hidrostática

ÍNDICE DE TABLAS

3.6.1. FLUIDOS DE PERFORACION	40
-------------------------------	----

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA. 1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA.....	2
FIGURA 1.3.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA....	7
FIGURA 2.1.1. PERFIL VERTICAL.....	10
FIGURA 2.1.2. PERFIL “S”.....	11
FIGURA 2.1.3. PERFIL “J”.....	14
FIGURA 2.3.1. DRILL PIPE.....	17
FIGURA 2.3.2. HEAVY WEIGHT DRILL PIPE.....	18
FIGURA 2.3.3. DRILL COLLAR (DC).....	19
FIGURA 2.3.4. CROSSOVER	19
FIGURA 2.3.5. BROCAS	20
FIGURA 2.3.6. BROCAS PDC.....	21
FIGURA 2.3.7. BROCAS TRICONICAS.....	21
FIGURA 2.3.8. ESTABILIZADORES.....	23
FIGURA 2.3.9. MUD MOTORS.....	23
FIGURA 2.3.10. DRILLING JARS.....	24
FIGURA 2.3.11. MEASURED WHILE DRILLING.....	24

RESUMEN

La mayoría de los pozos se perforan verticalmente aunque con diferente litología, donde se aprecia el origen del pozo y el rumbo en función de las coordenadas geográficas causan que la mayoría de los pozos se desvíen. La perforación direccional permiten perforar pozos hasta con tramos horizontales los que pueden llegar a gran profundidad.

En este informe presenta conceptos básicos y tipos de perforación direccional y brevemente un resumen del plan y programa de perforación del pozo San Rafael-1, además el análisis de formación BHA'S para el ensamblaje direccional, este análisis se hizo considerando el cambio de peso sobre la broca y parámetros que se utilizan.

Esta tiene la ventaja de que ofrece varios tipos de desviación, por lo que puede atravesar más intervalos de arena. En el presente tema tiene como finalidad mostrar como se realiza el ensamblaje de fondo de un pozo direccional incluyendo las herramientas y los parámetros que se deben cumplir. También se resalta los puntos de desvío los topes y las bases de los objetivos del pozo.

La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un

factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.

CAPÍTULO 1

1. HISTORIA DEL CAMPO AUCA

1.1. INFORMACIÓN DEL CAMPO

El Campo Auca fue descubierto por la compañía Texaco, con la perforación del pozo Auca - 1, que se inició en el mes de febrero y fue completado en marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10,578 pies. Su producción fue de 3,072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y “T” (27° API).

El desarrollo del campo inicia en 1973 y fue puesto en producción en 1975, con 24 pozos.

El Campo Auca se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente, 260 Km. al Este de Quito, 100 Km. al Sur de la frontera con Colombia, pertenece al Corredor Sacha-Shushufindi y está rodeado por los Campos Sacha, Culebra-Yulebra y Yuca, al Norte; Cononaco al Sur; Pindo al Este y Puma al Oeste. Su orientación es Norte – Sur. (Figura 1.1.)

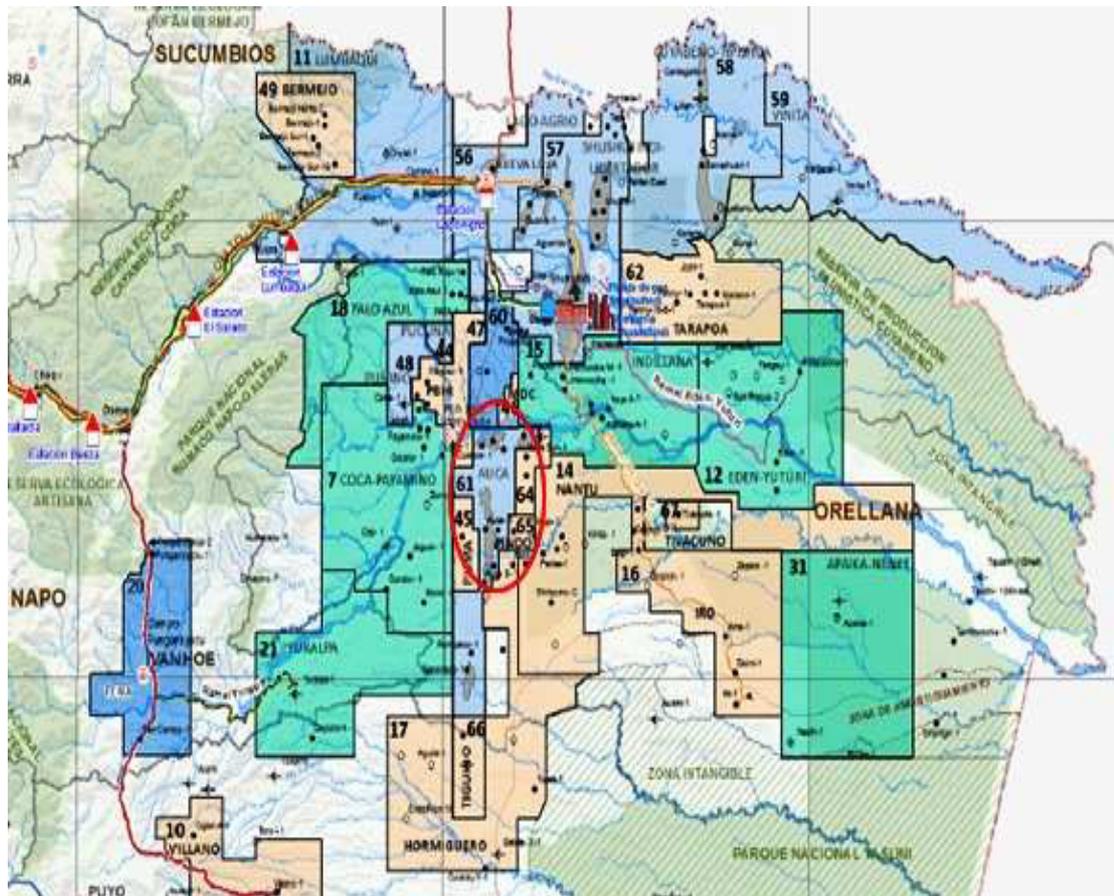


Figura 1.1 Mapa Del Campo Auca

Fuente: Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano

El campo está ubicado dentro de las coordenadas geográficas siguientes:

Latitud: entre 0°34' S y 0°48' S

Longitud: entre 76°50' W y 76°54' W

Las dimensiones generales del campo son 25 km de largo y 4 km de ancho con una superficie aproximada de 17.000 acres.

1.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA

1.3. ESTRATIGRAFIA

La estructura del campo se presenta como un anticlinal complejo, fallado, asimétrico, irregular, elongado de dirección norte – sur. Se alinea en el eje central del corredor Sacha – Shushufindi de la cuenca oriental, donde se ubican los principales campos productores del área.

A nivel de la arenisca “U”, Auca es un anticlinal asimétrico de 30 km de longitud de bajo relieve con orientación norte - sur, el flanco oeste se encuentra limitado, al centro y sur del anticlinal, por fallas normales de alto ángulo de dirección norte - sur, que poseen un desplazamiento lateral de 1 km.

El campo se alinea con una barrera estratigráfica de dirección oeste – este que atraviesa por el pozo Auca - 23.

1.4 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO

Las formaciones cretácicas Tena, Napo y Hollín aparecen en Auca con presencia de hidrocarburos y los yacimientos productores son: Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín. Estas arenas se caracterizan por ser compactas.

FORMACIÓN HOLLÍN

Hollín es el reservorio que más produce por su espesor de arena saturada y porque exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo.

Esta formación está conformada por las areniscas Hollín Inferior de origen volcánico y Hollín Superior de origen marina somera con sedimentos de depositación de zona de playa. Además, esta formación está presente en todo el Campo Auca - Auca Sur sin presencia de fallas.

HOLLÍN INFERIOR

También conocida como Hollín Principal, es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino a medio que contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita. Posee un espesor neto de aproximadamente 40 pies.

HOLLÍN SUPERIOR

Es una formación inter-estratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundantes capas de lutita. El espesor neto de la arena varía entre 10 a 40 pies. La porosidad promedio es de 14%.

FORMACIÓN NAPO

Se compone de dos areniscas, la formación Napo "U" y la formación Napo "T"; las que están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas. La calidad de estos reservorios es variable, evidenciando marcados cambios en el tamaño del poro que a veces disimulan el contacto agua - petróleo; debido a la existencia de una gran zona de transición entre el petróleo y el agua en la formación.

ARENISCA "T"

La arenisca no es continua, contiene granos finos y son ricas en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas, limolita y lutitas.

"T" SUPERIOR

Presenta arenisca cuarzosa de grano fino en mayor proporción. El espesor promedio de la arena es de 45 pies aproximadamente.

"T" INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, sub-angular a subredondeada, con un espesor promedio de 67 pies.

ARENISCA “U”

Se caracteriza por ser continua y estar presente en todo el campo Auca – Auca Sur. Tiene una porosidad promedio del 13%.

“U” SUPERIOR

Formada por una arenisca cuarzosa, el tamaño del grano es fino de forma sub-redondeado, tiene un espesor neto promedio de 27 pies.

“U” INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeado. Su espesor neto es de 37.2 pies.

FORMACIÓN BASAL TENA

La formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies. Se trata de una arenisca cuarzosa redondeada de grano medio a grueso, con un promedio de porosidad del 19%. Esta formación descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo Superior.

		EDAD	MIEMBRO	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN	
MEZOSÓICO	CRETÁCICO	NAPO SUPERIOR	MAASTRICITIANO	TENA		Arenisca cuarzoza, transparente translúcida, grano fino. Medio, en parte grano grueso, subredondeada a subangular. Moderadamente sorteada, cemento y matriz no visible.
				BASAL TENA		
			CAMPANIANO			Lutita gris oscura, gris clara, ffs l. En parte laminar, acililcoo. Moderadamente firme, ligeramente calcárea.
			SANTONIANO			
			CONIACIANO	CALIZA M1		Caliza gris oscura, en menor cantidad moteada de crema. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.
						Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.
		NAPO MEDIO	TURONIANO	CALIZA M2		Caliza cremosa, moteada de blanco. Ocasionalmente gris oscuro. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.
				CALIZA A		Caliza gris blanquecina, moteada de blanco. Moderadamente dura, blocosa, con glauconita.
		NAPO INFERIOR	CENOMANIANO	ARENISCA U SUP		Arenisca cuarzoza, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ocasionalmente grano medio. Silicio, en partes matriz calcárea y glauconítica.
				ARENISCA U MEDIA		Arenisca cuarzoza, transparente, translúcida. Grano fino a medio. Subangular a subredondeada.
				ARENISCA U INF		Arenisca cuarzoza, hialina, transparente a subtransparente. Grano fino a muy fino. Ocasionalmente grano grueso. Subangular a subredondeada.
						Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.
		NAPO BASAL	ALEJANO	CALIZA B		Caliza gris oscura, crema, moteada de blanco. Suave, moderadamente firme. Blocosa o subblocosa.
				ARENISCA T SUP		Arenisca cuarzoza hialina, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ligeramente friable. Subangular a subredondeado regular selección.
				ARENISCA T INF		Arenisca cuarzoza, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado, regular selección. Friable.
						Lutita gris clara a negra. Moderadamente dura. Laminar.
			APTIANO	FORMACIÓN HOLIÍN		Arenisca cuarzoza, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado. Ocasionalmente angular. Friable, suelta, asociada con glauconita la parte superior.

FIGURA 1.3.1.- Columna Estratigráfica Del Campo Auca.

Fuente: Archivo Técnico - PPR.

1.5. INFORMACIÓN DEL POZO SAN RAFAEL – 1

El pozo San Rafael – 1, será un pozo direccional tipo “J”, con un desplazamiento de 3,760.46’ al objetivo principal “Arena T Inferior”.

El pozo es el sexto a ser perforado en la locación donde ya se encuentra San Rafael 27, pozo vertical, San Rafael 79D, San Rafael 80D, San Rafael 63D y San Rafael 58D pozos direccionales a una distancia aproximada entre cabezas de pozo de 138’, 95’, 68.8’, 42.6’ y 16.4’ respectivamente.

CAPITULO 2

2. CONCEPTOS BASICOS DE LA PERFORACION DIRECCIONAL

Es la ciencia y arte de desviar un agujero a lo largo de un curso planeado, desde una localización de partida hasta un objetivo, ambos definidos por un sistema de coordenadas.

Es la operación previamente planificada con el fin de perforar un pozo con un rumbo y perfil que consigan un objetivo planificado.

Es la ciencia que consiste en dirigir un pozo a través de una trayectoria predeterminada para intersectar un objetivo designado en un subsuelo.

2.1. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Hay varios tipos:

- Tipo Vertical
- Tipo S
- Tipo J

TIPO VERTICAL

El perfil de los pozos verticales no requieren un riguroso plan de control de desviación. Normalmente, es suficiente un control de inclinación cada 500

pies o cuando las condiciones operativas lo permitan. El perfil de un pozo vertical o convencional no es idealmente vertical pero, mantiene toda su sección con tendencia vertical. La figura 2.1.1 muestra este perfil.

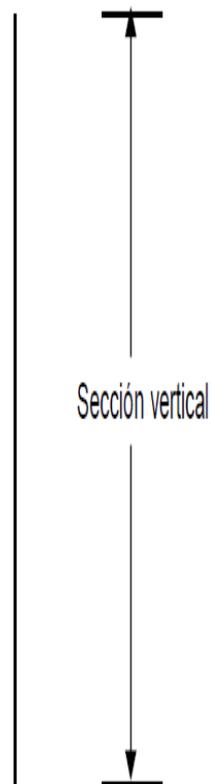


Figura 2.1.1 Perfil vertical

TIPO "S"

Son pozos inicialmente perforados en sentido vertical; después se desvían siguiendo un determinado ángulo máximo que se mantiene hasta cierta

profundidad, para entonces volver a la vertical, disminuyendo el ángulo, alcanzando el objetivo final.

Desde el punto de vista de producción, la producción de un pozo desviado tipo “ S ”será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento. La figura 2.2. muestra el perfil correspondiente.

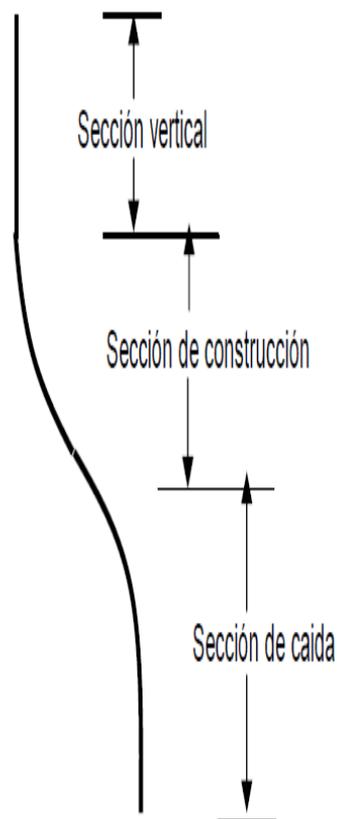


Figura 2.1.2. Perfil tipo S

CARACTERISTICAS DE LOS POZOS TIPO “S”

- Un KOP a poca profundidad.
- Una sección de construcción.
- Una sección tangente.
- Una sección de “Caída”.

VARIACIONES

- Sección de construcción, tangente y caída hacia la vertical.
- Sección de construcción, tangente, caída y mantenimiento de ángulo.
- Sección de construcción, tangente y una caída continúa a través del reservorio.

APLICACIONES DE LOS POZOS TIPO “S”

- Se puede interceptar múltiples zonas de interés.
- Se reduce el ángulo de intersección en el reservorio.
- Se realizan estos tipos de pozo cuando se tiene limitaciones con el objetivo.
- Por requerimientos de espaciamientos de pozos.

- Cuando se realizan pozos profundos con un pequeño desplazamiento horizontal.

DESVENTAJAS DE LOS POZOS TIPO “S”

- Incremento del torque y el arrastre.
- Riesgo de formación de ojos de llaves (Keyseating).
- Riesgo de formación de canales.

TIPO J

También conocido como curvo. Esta trayectoria es similar a la anterior con la diferencia que no presenta la parte final correspondiente a la caída del ángulo. En este caso con el ángulo máximo de desviación construido desde la vertical a cierta profundidad se llega al objetivo final.

Los pozos con perfil tipo **J** constan de una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente directo hasta el objetivo. De manera similar a los pozos tipos **S**. Desde el punto de vista de producción, la producción de un pozo desviado tipo “J” será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento. La figura 2.1.3.muestra este tipo de pozo.

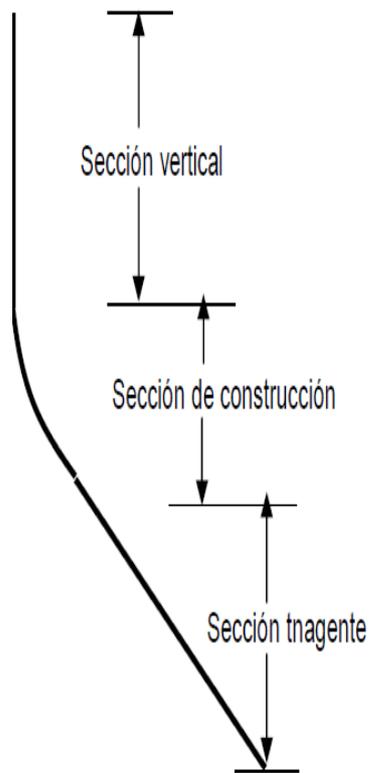


Figura 2.1.3. Perfil tipo J

Punto de arranque (K.O.P). Profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío del pozo.

Ángulo de Inclinación. Ángulo fuera de la vertical, conocido como deflexión o desviación.

Profundidad Vertical verdadera (T.V.D). Profundidad o distancia vertical de cualquier punto del hoyo al piso del taladro.

Profundidad medida (M.D). Profundidad del pozo que se hace con la medición de la sarta o tubería de perforación, mide la longitud del pozo.

Desvío o desplazamiento horizontal. Distancia horizontal de cualquier parte del hoyo al eje vertical a través del cabezal, se le conoce también con el nombre de deflexión.

Tasa de aumento de ángulo (B.U.R). Número de grados de aumento del ángulo de inclinación sobre una longitud específica.

Sección aumentada. Parte del hoyo, después del arranque inicial donde el ángulo de desvío o inclinación aumenta.

Sección tangencial. Parte del hoyo después del incremento del ángulo de inclinación, donde este y la dirección del pozo debe mantenerse constantes.

Sección de descenso. Parte del hoyo después de la sección tangencial donde el ángulo de inclinación disminuye.

Tasa de disminución de ángulo. Número de grados de disminución del ángulo de inclinación sobre una longitud específica.

Longitud de rumbo o incremento parcial de la profundidad. Distancia a lo largo del hoyo entre las profundidades de dos registros o estaciones (surveys).

Incremento parcial de PVP. Diferencia de longitud entre las profundidades verticales verdaderas de dos registros o surveys, también conocida como Profundidad Vertical Parcial (PVP).

Incremento de desvío o de desplazamiento horizontal. Diferencia de longitud lateral entre dos desvíos o desplazamiento horizontal de dos registros.

Incremento de la sección de desvío. Sumatoria de todos los incrementos de desvíos o desplazamientos horizontales en las diferentes secciones del hoyo en un plano vertical.

Objetivo. Punto fijo del subsuelo en una formación que debe ser penetrado con un hoyo o pozo desviado o desviado.

Tolerancia del objetivo. Máxima distancia en la cual el objetivo o target puede ser errado.

Dirección u Orientación.Ángulo fuera del Norte o Sur (hacia el Este u Oeste) en la escala máxima de 90°de los cuatro cuadrantes, también se le conoce como sentido y rumbo del pozo.

Azimuth.Ángulo fuera del Norte del hoyo únicamente a través del este (sentido horario) el cual se mide con un compás magnético, con base a la escala completa del círculo a 360°.

Giro.Movimiento necesario desde la superficie del ensamblaje de fondo (B.H.A) para realizar un cambio de dirección o rumbo del pozo, en otras palabras cambio de la cara de la herramienta (toolface).

Registro o Survey.Medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y de la dirección o rumbo en cierto punto (estación) del hoyo desviado.

2.2 PLAN DEL POZO

El planeamiento de un pozo direccional es un proceso de diseño el cual utiliza información proporcionada y se desarrolla un plan de perfil de pozo direccional óptimo.

Criterio de diseño:

- Locación de superficie
- Locación de target
- Referencia de norte
- Tamaño del target
- Tendencias de formación.
- Tasa de construcción y tumbado
- Proximidad de otros pozos
- Puntos de revestimiento
- Disponibilidad de herramientas y tecnología.

El primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional es diseñar la trayectoria del agujero para alcanzar un objetivo dado. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente. El segundo diseño debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo (BHA' s) que serán utilizados.

Por lo tanto la selección dependerá del tipo de trayectoria que cumpla con los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica.
- Espaciamiento entre pozos
- Profundidad vertical.
- Desplazamiento horizontal del objetivo.

Cuando se planea perforar un pozo vertical o desviado se deben tomar en cuenta por lo menos las siguientes consideraciones :

- Profundidad del pozo y desplazamiento horizontal.
- Tamaño de las secciones y tamaños de la tubería pesante (drillcollars).
- Puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento (casing).
- Máximas tasas de construcción, y caída de ángulo.
- Tipos de formaciones, buzamientos y tasas de perforación esperada.
- Tipo de lodo, peso y temperatura esperada.
- Casos históricos y tendencias en el área.

2.3. PROGRAMA DIRECCIONAL

2.4. RESUMEN

El pozo se perforará en tres secciones:

- Sección de 16": Se realizará a Nudge@400' MD construyendo con un DLS de 0.8%100' hasta alcanzar 6° de inclinación en la dirección de 120°. Luego realizar el KOP1@1150' con un DLS de 1.5%100' hasta alcanzar 25° de inclinación y

girar a la dirección de 90.30° ; mantener una tangente de 3868.6' hasta alcanzar el punto de revestimiento de $133/8 @ 6,352.19'$ MD (100' MD dentro de Orteguzza).

- Sección de $12\frac{1}{4}''$: Se continuará manteniendo la tangente interceptando el objetivo secundario basal Tena hasta llegar al tope de la formación Napo, donde se aprovechará la tendencia natural a tumbar con DLS promedio de 1.15% 100' hasta alcanzar el revestimiento de $9\frac{5}{8}'' @ 10,309.30'$ MD (100' MD dentro de Caliza A). *Considerar quedarse 20' arriba del plan antes de ingresar a la formación Napo.*
- Sección de $8\frac{1}{2}''$: Se continuará con la tendencia a tumbar inclinación interceptando los objetivos Arena U Inferior, Arena T Inferior y Hollín Superior con DLS promedio de 0.5% 100' hasta alcanzar la profundidad total propuesta de $11,085.372'$ MD / $10,291.413'$ TVD, donde se ubicará el revestimiento de $7''$.

2.5. PROGRAMA DIRECCIONAL POR SECCIONES SECCIÓN

2.4.1. SECCIÓN $16''$

Se realiza Nudge con DLS de 0.8% , se construye curva hasta alcanzar 12° Inc. Luego realizar el KOP para construir con DLS de 1.5% hasta alcanzar 25.86° Inc y mantener tangente hasta el punto donde se asentara el revestimiento de $13 \frac{3}{8}$ ".

2.4.2. SECCIÓN $12 \frac{1}{4}$ "

Se sigue manteniendo tangente dentro de las formaciones Orteguzza, Tiyuyacu y Conglomerado Tiyuyacu.

Se sigue manteniendo tangente interceptando el primer objetivo secundario hasta el tope de la formación Napo a partir de donde se aprovechara la tendencia a tumbar y se perforara hasta alcanzar el punto de asentamiento del revestidor de $9 \frac{5}{8}$ ".

2.4.3. SECCIÓN $8 \frac{1}{2}$ "

Se continúa con la tendencia a tumbar interceptando los objetivos Arena U Inferior, Arena T Inferior y Hollín Superior. Se sigue perforando hasta alcanzar la profundidad total propuesta donde se asentara el liner de 7 ".

2.5. PERFIL DIRECCIONAL

El perfil del pozo comprende el plan direccional propuesto del pozo. Esto es, la hoja guía donde quedan definidos : Los puntos de desvío (KOP), inclinación y rumbo del pozo, profundidad medida (MD), profundidad vertical verdadera(TVD), sección vertical (VS), coordenadas rectangulares (N/S, E/W), patas de perro severa (DLS), entre otros. Normalmente, esta información es presentada cada 100 pies.

En base a la información anterior se genera el perfil de Profundidad Vertical Verdadera (TVD) Vs Sección Vertical (VS) en el cual se ratifican los puntos de asentamiento de las diversas secciones de tubería de revestimiento a ser corridas.

También se resaltan los puntos de desvío (KOP), punto de fin de construcción, intervalo de mantenimiento de ángulo, punto de inicio de caída de ángulo; y finalmente, el punto de profundidad total (TD). Los topes y bases de los objetivos tomados de la prognosis del pozo deben ser resaltados también.

La vista en planta del pozo propuesto también puede ser generada a partir de la información anterior. La vista permite apreciar el origen del pozo, el rumbo en función de las coordenadas geográficas conforme el pozo va avanzando.

Al extremo del punto de arranque se encuentra el objetivo del pozo dentro de un radio de tolerancia establecido.

CAPITULO 3

3.1. ENSAMBLAJE DEL BHA'S

Seccion 16

Objetivos

En esta sección se usaran los siguientes BHA's:

1. Motor de fondo 9 5/8" 3:4, 6.0 etapas, bend de 1.15°, camisa estabilizadora de 15³/₄", Flex Float Sub, Estabilizador de sarta de 15", MWD sistema 1200 y Orienting Sub UBHO. Se usara para realizar Nudge con DLS de 0.8⁹/₁₀₀', construir curva hasta a lcanzar 6° Inc. Luego realizar el KOP para construir con DLS de 1.5⁹/₁₀₀' hasta alcanzar 25° Inc y mantener tangente hasta el punto donde se asentara el revestimiento de 13 3/8".

BHA's Propuestos: Ensamblajes Direccionales

- Análisis de BHA's + vibración Whirl
- Análisis de Torque & Arrastre
- Posición de martillo

3.2. Análisis de BHA's + Vibración Whirl

Los comportamientos de las formaciones para los cálculos de los diseños de ensamblajes fueron caracterizados con un FI que puede variar entre +100 y -100, valor usado igual entre -10 y 30 (FI es un valor numérico que representa

el comportamiento del ensamblaje frente a las formaciones, valor que se obtiene de las experiencias con otros pozos).

WhirlSensitivity

Este análisis se hizo considerando el Cambio de peso sobre la broca WOB (Rango 5 – 40 Klb).

Los resultados del análisis nos muestran que podemos trabajar sin problemas bajo Ventanas operativas de: 45 - 60 RPM, 75 - 90 RPM, en la mesa rotaria durante la perforación de esta etapa, a medida que el peso sobre la broca incrementa. Trabajar bajo estos parámetros nos ayudara a optimizar la perforación.

3.3. Análisis de Torque y Arrastre

Para el Análisis de T&D se está trabajando con los siguientes

Factores de Fricción: FF's: CH=0.38, OP=0.42.

Diámetro de la Tubería de perforación: DP=5".

A la profundidad total de la etapa la cual corresponde a 6,352' MD, se está calculando un Torque Rotando en Fondo de 13,075 lbs-ft.

De acuerdo al análisis hecho no se observan problemas de Buckling sinusoidal ni helicoidal.

Los valores límites de trabajo para el Side Force (SF) varían entre 3- 4 klbs; de acuerdo a los resultados obtenidos no se tienen problemas de SF. Con

respecto a Fatigase trabaja con un límite < 1 , de acuerdo a los resultados obtenidos no se tienen problemas de Fatiga.

El Punto Neutro en este análisis está ubicado @ 546ft MD medido desde de la broca, esto es en los HWDP debajo del martillo (5,805 ft MD) , con un WOB de 26.000 lbs-ft.

Sección 12 ¼"

Objetivos

En esta sección se usaran los siguientes BHA's:

1. Ensamblaje direccional con broca PDC, Motor de fondo 8" 6:7, 4.0 etapas, bend de 1.15°, camisa estabilizadora de 12 1/8", Flex Float sub, Estabilizador de sarta de 11 ¼", MWD sistema 1200, se usara para seguir manteniendo tangente dentro de las formación Orteguaza, Tiyuyacu y Conglomerado Tiyuyacu.
2. Ensamblaje direccional con broca PDC, Motor de fondo 8" 6:7, 4.0 etapas, bend de 1.15°, camisa estabilizadora de 12 1/8", Flex Float sub, Estabilizador de sarta de 11 ½", 8" Triple Combo (DGR, EWR, CTN, ALD), MWD sistema 1200, se usara para seguir manteniendo tangente interceptando el primer objetivo secundario hasta el tope de la formación Napo a partir de donde se aprovechara la tendencia a

tumbar y se perforara hasta alcanzar el punto de asentamiento del revestidor de 9 5/8”.

BHA's Propuestos: Ensamblajes Direccionales

- Análisis de BHA's + vibración Whirl
- Análisis de Torque & Arrastre
- Posición de martillo

Análisis de BHA's + Vibración Whirl

Los comportamientos de las formaciones para los cálculos de los diseños de ensamblajes fueron caracterizados con un FI que puede variar entre +100 y -100, valor utilizado -10 a 10 para las formaciones Orteguzza y Tiyuyacu. Valor utilizado 5 a 30 para la formación Tena y Napo.

(FI es un valor numérico que representa el comportamiento del ensamblaje frente a las formaciones, valor que se obtiene de las experiencias con otros pozos.

Este análisis se hizo considerando el Cambio de peso sobre la broca WOB (Rango 5 – 40 Klb).

Los resultados del análisis nos muestran que podemos trabajar sin problemas bajo Ventanas operativas de: 70-80 RPM, en la mesa rotaria durante la perforación de esta etapa, a medida que el peso sobre la

broca incremente. Trabajar bajo estos parámetros nos ayudara a optimizar la perforación.

Sección 8 1/2'

Objetivos

1. Ensamblaje direccional con broca PDC, Motor de fondo 6 3/4" 6:7, 5.0 etapas, bend de 1.15°, camisa estabilizadora de 8 1/4", Flex Float Sub, Pony Collar 9', Estabilizador de sarta de 7 1/2" y MWD sistema 650, se usara para continuar con la tendencia a tumbar interceptando los objetivos Arena U Inferior, Arena T Inferior y Hollín Superior. Seguir perforando hasta alcanzar la profundidad total propuesta donde se asentara el liner de 7".

Ensamblaje de Contingencia:

Ensamblaje direccional con broca PDC, Motor de fondo 6 3/4" 6:7, 5.0 etapas, bend de 1.15°, camisa estabilizadora de 8 1/4", Flex Float Sub, Estabilizador de sarta de 7 1/2", 6 3/4" Quad Combo (DGR, ADR, ALD, CTN, BATsonic) y MWD sistema 650, se usara en caso de que el cliente solicite la corrida de herramientas "LoggingWhileDrilling".

BHA's Propuestos: Ensamblajes Direccionales

- Análisis de BHA's + vibración Whirl
- Análisis de Torque & Arrastre
- Posición de martillo

Análisis de BHA's + Vibración Whirl

Los comportamientos de las formaciones para los cálculos de los diseños de ensamblajes fueron caracterizados con un FI que puede variar entre +100 y -100, valor utilizado entre 10 - 25. (FI es un valor numérico que representa el comportamiento del ensamblaje frente a las formaciones, valor que se obtiene de las experiencias con otros pozos).

Whirl Sensitivity

Este análisis se hizo considerando el Cambio de peso sobre la broca WOB (Rango 5 – 35 Klb).

Los resultados del análisis nos muestran que podemos trabajar sin problemas bajo Ventanas operativas de: 60 - 75 RPM, en la mesa rotaria durante la perforación de esta etapa, a medida que el peso sobre la broca incrementa. Trabajar bajo estos parámetros nos ayudara a optimizar la perforación.

3.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN USADOS

El tipo de lodo a utilizar, así como sus características de lubricación y arrastre son factores que deben ser supervisados continuamente durante la perforación.

FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS.
Estado Mecánico

PROFUNDIDAD PIES	DIAM. DEL HUECO	DIAMETRO DEL REVESTIMIENTO	TIPO DE FLUIDO RECOMENDADO	PESO DEL LODO LPG
0 – 6,596'	16"	13 3/8"	AQUAGEL	8.6 – 10.4
6,596' – 9,991'	12 1/4"	9 5/8"	EZ MUD CLAYSEAL	9.7 – 10.7
9,991' – 10,801'	8 1/2"	7"	BARADRIL N	8.9 – 9.0

Tabla 3.3.1. Fluidos De Perforación

Fuente: Pozo San Rafael -1

CAPÍTULO 4

4. DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

4.1. FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Una vez perforada cada sección del pozo, esta es revestida con tubería de acero, la cual se conoce como tubería de revestimiento o casing. Esta tubería cumple con las siguientes funciones:

- Soportar las paredes del pozo, previniendo derrumbes de las formaciones no consolidadas.
- Evitar la contaminación de aguas superficiales.
- Aislar zonas de presiones anormales y problemáticas.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Contrarresta la pérdida de circulación de fluidos de perforación.
- Facilita la instalación de equipos de superficie y de producción.

4.2. CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El término tubería de revestimiento es generalmente aplicado a sartas de tubos que se extienden desde la superficie hacia abajo hasta el extremo inferior del tramo, al que se le llama profundidad de asentamiento. En contraste, el término camisa (liner) se aplica generalmente a tramos de tubos

que o llegan a la superficie. Estas camisas pueden servir como el revestimiento de producción a través de varios cientos de pies en la parte inferior de un pozo.

Las sartas de revestimiento se las conoce según la fase de perforación a la que correspondan y por la función que desempeñan al colocarse al interior del pozo, las cuales son:

4.2.1. REVESTIMIENTO CONDUCTOR

Es la primera tubería de revestimiento y es la de mayor diámetro usado en el pozo, puede ser hincada o cementada; sirve para ubicar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación de lodo de perforación, sus funciones son:

- Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del hoyo.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un impide reventón anular.
- Permite guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del hoyo.

4.2.2. REVESTIMIENTO SUPERFICIAL

Es la tubería de revestimiento de diámetro inmediato inferior, proporciona una completa protección durante la perforación, su profundidad de asentamiento se escoge de tal forma que aisle acuíferos someros. Entre sus funciones importantes están:

Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.

Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad.

Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo, por esta razón se cementan hasta superficie.

4.2.3. REVESTIMIENTO INTERMEDIO

Este tipo de revestidor proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes. También se le llama Protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo.

Si el pozo es excepcionalmente muy profundo, o se han encontrado problemas severos de perforación, tales como formaciones de presión anormal o zonas de pérdida de circulación, puede ser necesario colocar una columna intermedia de tubería de revestimiento para aislar, sellando la zona

que origina dificultades; su cementación juega un papel muy importante, para evitar comunicación detrás del revestidor entre las zonas de hidrocarburos y cualquier otro estrato indeseable.

Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Aísla formaciones problemáticas, lutitas deleznales, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

4.2.4. REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN

Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y completaciones. Si esta columna se coloca en la parte superior de la formación productora, resulta en una terminación a hoyo abierto; si el extremo inferior de esta tubería de revestimiento se coloca abajo del horizonte productor se hace necesario perforar la tubería para permitir la comunicación entre el interior de ella y la formación productora,

con esto resulta una terminación con tubería de revestimiento perforada. La profundidad de asentamiento es la profundidad total del pozo.

Las principales funciones son:

- Aislar las formaciones o yacimientos para producir selectivamente.
- Evitar la migración de fluido entre zonas.
- Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.

4.2.5. CAMISA DE PRODUCCIÓN (LINER)

Esta tubería es colgada a corta distancia sobre la zapata de la tubería de revestimiento previa, extendiéndose hasta la profundidad total del pozo. La longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería.

4.3. PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Para diseñar la tubería de revestimiento es necesario considerar los esfuerzos a la que estará sometida y los factores de diseño o seguridad para

así poder seleccionar el tipo de tubería adecuado según sus características. Los esfuerzos principales a la que la tubería de revestimiento está sometida dentro del pozo son:

4.3.1. ESFUERZO A LA TENSIÓN

Es el esfuerzo a la cual está sometida la tubería, originado por su propio peso. Es de suponer que la tensión será máxima en la superficie y a medida que se profundiza va decreciendo.

Este esfuerzo conlleva a prever que el revestidor de mayor resistencia se coloque en la superficie.

4.3.2. ESFUERZO AL COLAPSO

Este esfuerzo se origina por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería y actúan sobre ella tratando de aplastarla o colapsarla.

4.3.3. ESFUERZO AL ESTALLIDO

Este esfuerzo se origina por las presiones internas que actúan del centro de la tubería hacia las paredes de la misma. Estas presiones resultan de la

presión hidrostática interna, presiones durante la cementación, cambios en las densidades de los fluidos.

CAPÍTULO 5

5. LINER DE PRODUCCIÓN

5.1. INFORMACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN

El liner es una tubería que no se extiende hasta la cabeza del pozo, sino que se cuelga de otra tubería que le sigue en diámetro. La tubería colgada permite reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas. Los liners pueden funcionar como tubería intermedia o de producción, normalmente cementada en toda su longitud.

Se la usa para:

- Control del pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
- Economía de tubería de revestimiento. Debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.
- Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales.
- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, lo cual se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.

- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que estas tuberías no son cementadas hasta superficie.
- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, podemos utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.
- Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sartas más resistentes.

Hay también camisas para objetivos especiales tales como las camisas ranuradas, camisas perforadas y camisas empacadas con grava que se colocan contra las zonas productoras con el propósito de evitar que entre arena al pozo. Las camisas algunas veces se cementan en su lugar o se colocan con empacadores en su extremo superior e inferior, o en ambos extremos y algunas veces están solamente asentadas en el fondo del pozo.

5.2 TIPOS DE LINERS

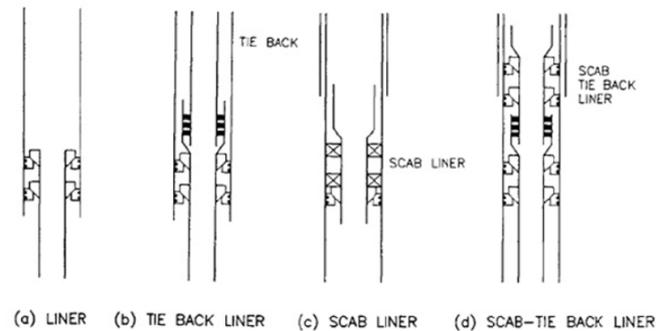


Figura 5.2 Tipos de Liner
Bibliografía

El montaje básico de los liners es mostrado en la Figura 5.1 los cuales incluyen:

5.2.1 LINER DE PERFORACIÓN O INTERMEDIO

El liner de perforación es una sección del casing que está suapendida del casing superficial o del casing intermedio. En la mayoría de los casos este se extiende en agujero abierto y puesto sobre el casing superficial a una profundidad de 200-400 ft. Es usado para aislar las formaciones de presiónanormal, zonas de pérdidas de circulación, derrumbe en estratos sedimentarios y secciones de sal, permite también la perforación por debajo de estas zonas sin tener problema de pozo.

5.2.2 LINER DE PRODUCCIÓN

El liner de producción es corrido en vez de un casing completo para proveer aislamiento de los lados de las zonas de producción o las zonas de inyección. En este caso el casing intermedio o el liner de perforación se vuelven parte de la completación de la sección.

5.2.3. TIE-BACK LINER

Esta es una sección del casing extendido desde el tope del liner superficial hasta la superficie. Esta tubería es conectada al tope del liner con un especial diseño de conexión. Este también nos da un aumento del peso colgado en la parte más alta del pozo. Si se tienen altas presiones protege de los fluidos corrosivos y refuerza la tubería de que presente daños. Puede cementarse parcialmente.

5.2.4. SCAB LINER

Esta es una sección del casing usada para reparar existentes daños en el casing o liner. Se extiende desde cualquier punto por debajo de la zona dañada del Revestidor hasta otro punto por encima de la zona a reparar. Este puede ser cementado o sellado con packers en el tope y en el fondo.

5.2.5. SCAB-TIE BACK LINER

Esta es una sección del casing extendida hacia la parte superior del liner superficial pero el cual no alcanza a la superficie y es normalmente cementado en el lugar. El scab-tie-back liner es utilizado comúnmente en cementaciones del casing en paredes pesadas y duras para aislar las secciones de sal en el fondo del pozo.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Debido a que los Liners de producción no llegan hasta superficie, el empleo de ellos reduce significativamente el costo total de perforar y completar un pozo.
- A diferencia de los colgadores de liner convencionales, el colgador de liner expandible se asienta luego de haber sido cementado, lo cual evita una restricción al flujo de la lechada durante la cementación.
- Durante el desplazamiento del cemento, el ensamblaje completo puede ser recíprocado y, si los límites del torque lo permiten, la sarta también puede ser rotada, esto favorece la eficiencia de desplazamiento.
- El final del proceso de la expansión es indicado por una caída de presión, registrada en el camión de cementación.
- Una tubería de una mismo libraje pero con un mayor grado de acero resiste mayores esfuerzos, por lo que se debe procurar utilizar mayores grados de acero en las secciones mas profundas del pozo.

RECOMENDACIONES

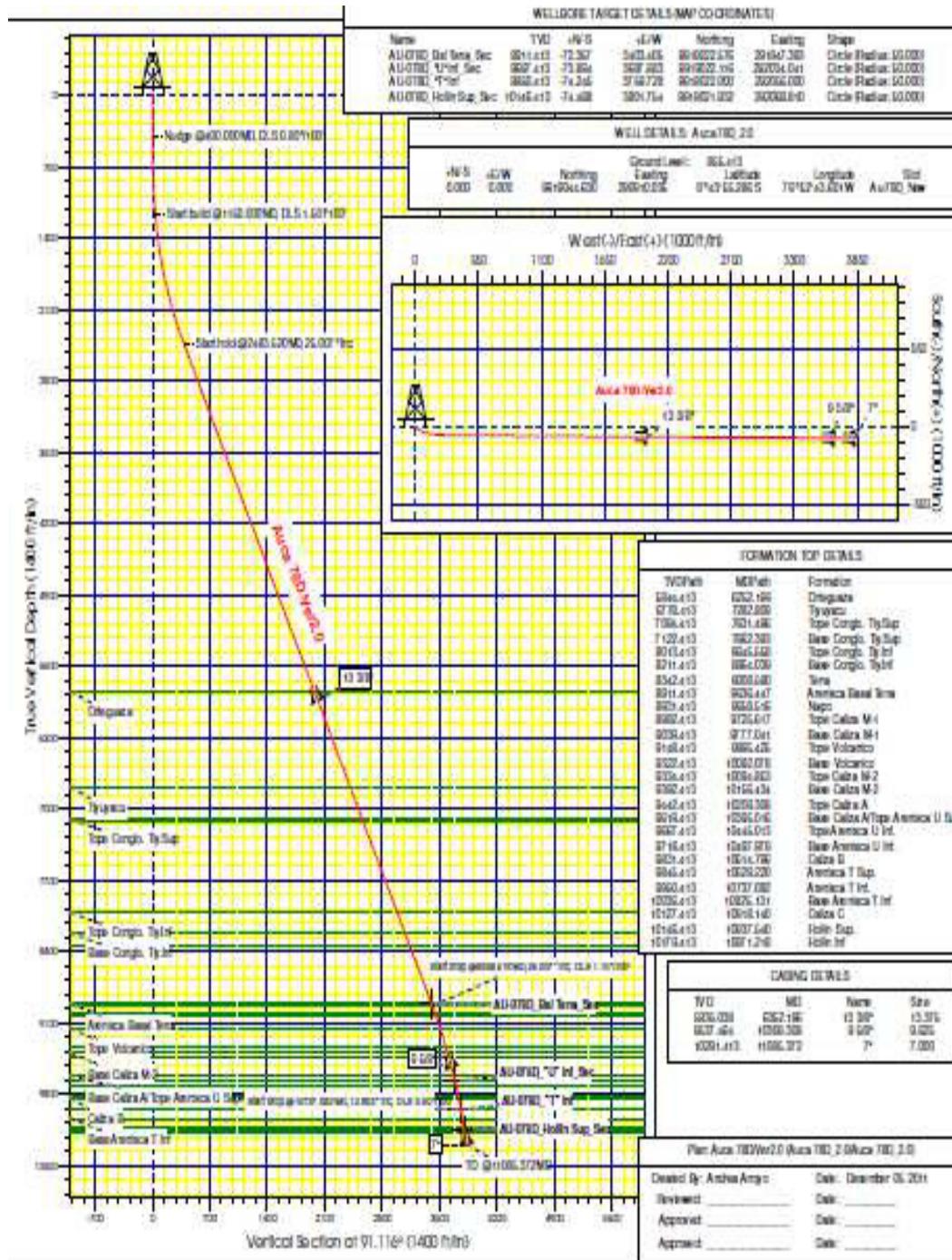
- Una vez perforada la sección que va a ser revestida por el liner de producción, se debe de repasar el hoyo para asegurar que el liner llegue hasta la profundidad deseada sin problemas.
- Para reducir los costos de una sarta de tubería de revestimiento, se pueden utilizar más de un tipo de grado de acero o peso nominal a lo largo de toda la sarta, teniendo en cuenta siempre que las propiedades mecánicas de la tubería resistan los esfuerzos a la que estará sometida.
- Todo esfuerzo por economizar el diseño no debe de comprometer la seguridad de la operación y vida productiva del pozo.
- Previo a la operación se debe de verificar compatibilidad de conexiones en cabeza de cementación, tubería de perforación, ensamblaje del colgador y liner a bajarse.
- Se recomienda que el colgador del liner sea colgado a una distancia no menor a 200 pies de la zapata guía del casing intermedio.
- Usar un exceso por seguridad para los revestidores superficial e intermedio es de un 25%, mientras que para el liner de producción es de un 10%.

BIBLIOGRAFIA

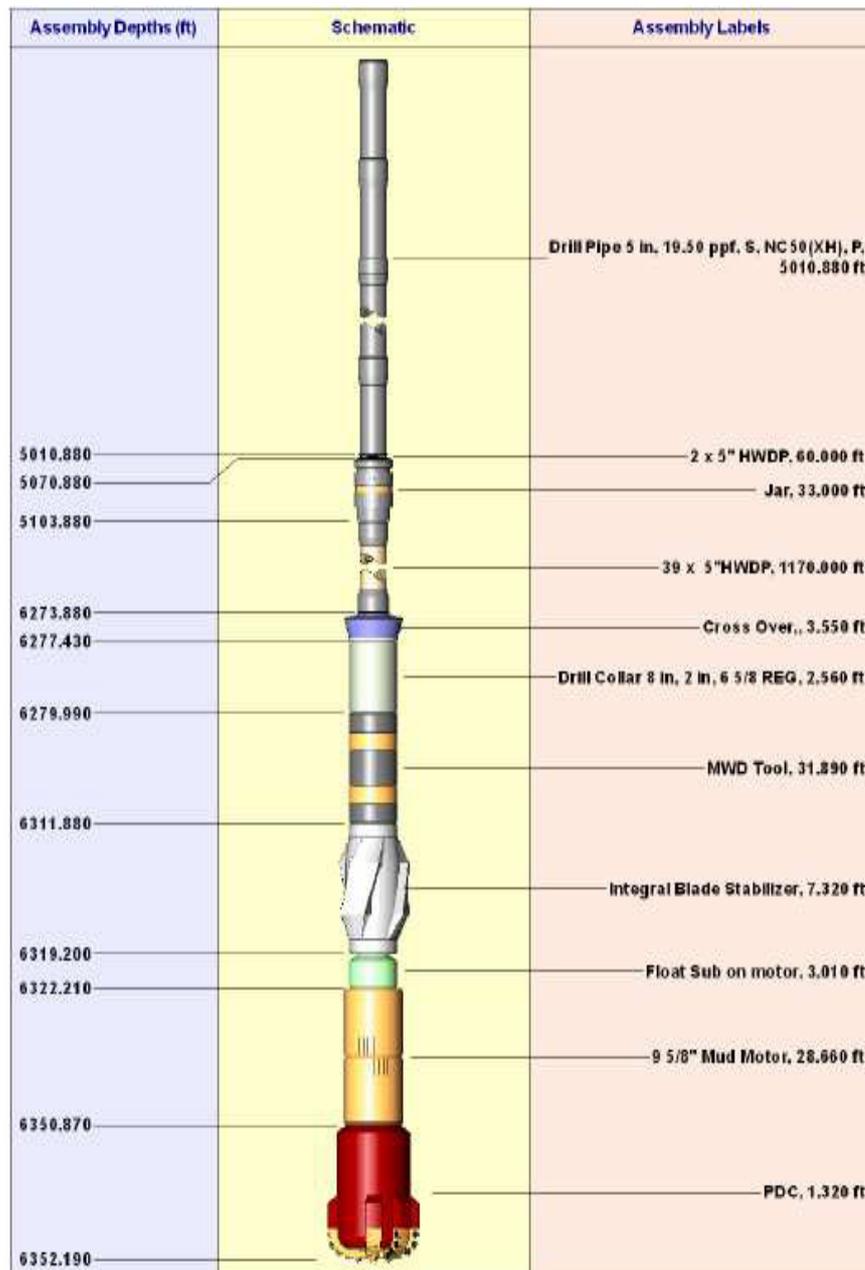
- “Fundamentos De Diseño De Revestimiento”. Schlumberger.
- C. Sánchez, “Estudio Técnico-Económico Para El Uso De Colgadores De Liner Con Sistema Expandible En Perforación De Pozos Petroleros” (Tesis, Facultad De Ingeniería En Geología Y Petróleos, 2011).
- Seminario de perforación direccional, Espol, Guayaquil – Ecuador, 2011
- Drilling Program and Geological Prognosis, Occidental Exploration and Production Company, 1994
- Applied Drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1991

ANEXOS

- Anexo 1** PLAN DEL POZO SAN RAFAEL-1
- Anexo 2** ENSAMBLAJE DE FONDO PARA EL POZO DIRECCIONAL SAN RAFAEL-1
- Anexo 3** SECCION 16" POZO SAN RAFAEL-1
- Anexo 4** SECCION 12 1/4" POZO SAN RAFAEL-1
- Anexo 5** SECCION 8 1/2" POZO SAN RAFAEL-1

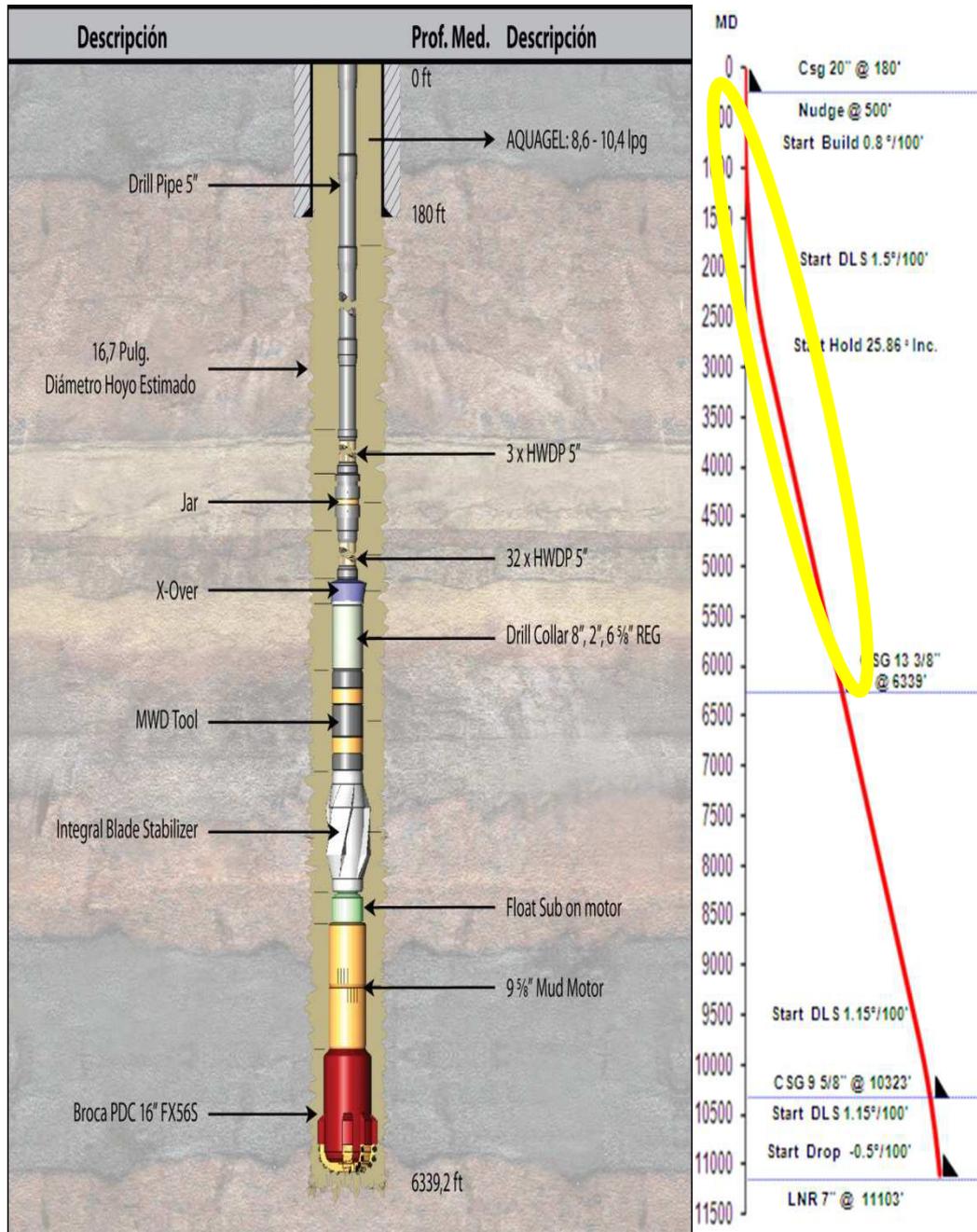


**ANEXO 1
 PLAN DEL POZO SAN RAFAEL-1
 Fuente: Bibliográfica**



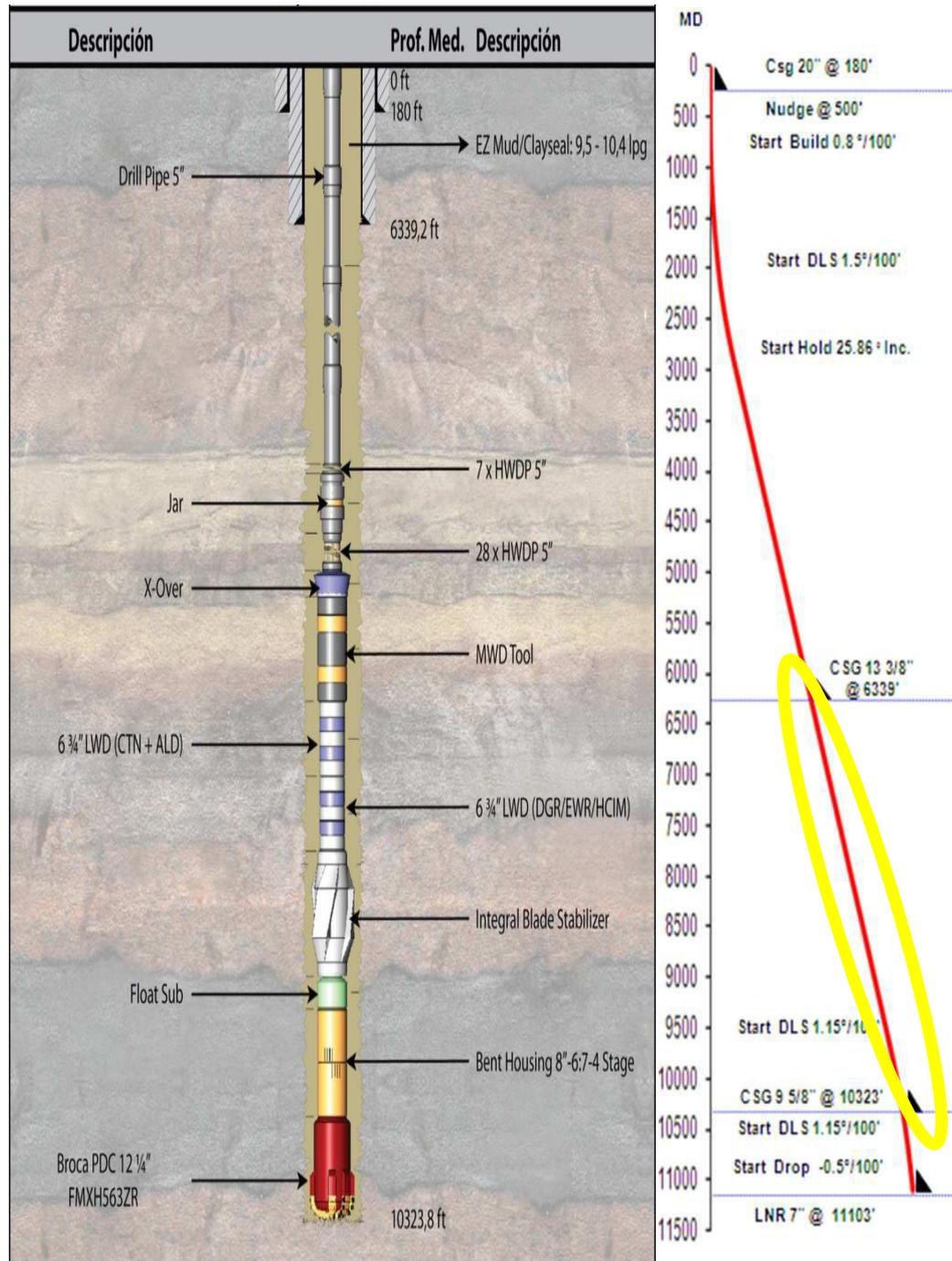
ANEXO 2
ENSAMBLAJE DE FONDO PARA EL POZO DIRECCIONAL SAN RAFAEL-1
 Fuente: Bibliográfica

SECCION 16''



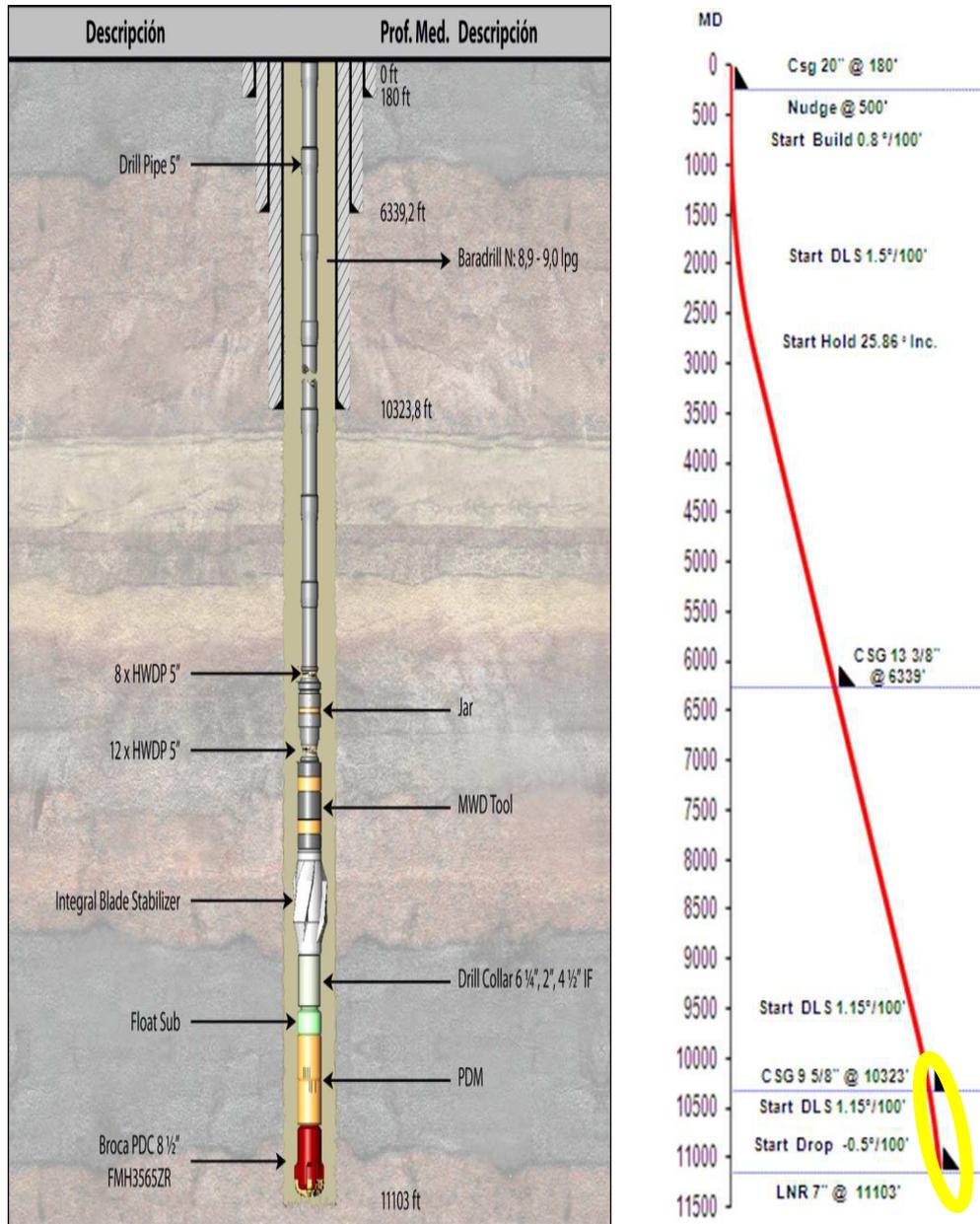
ANEXO 3
SECCION 16'' POZO SAN RAFAEL-1
 Fuente: Bibliográfica

SECCION 12 1/4"



ANEXO 4
SECCION 12 1/4" POZO SAN RAFAEL-1
Fuente: Bibliográfica

SECCION 8 1/2"



ANEXO 5
SECCION 8 1/2" POZO SAN RAFAEL-1
 Fuente: Bibliográfica