



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada
Utilizando Nuevas Tecnologías”

TESINA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO PETRÓLEO

Presentado por:

Walter Chiriboga Sánchez

Walter Velasco Alvarado

Jorge Castro Arzube

GUAYAQUIL - ECUADOR

MARZO 2010

AGRADECIMIENTO

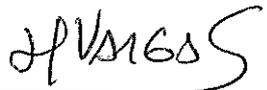
Esta Tesina ha sido desarrollada con todo el esfuerzo que vuestros participantes han dedicado a la misma, en las cuales plasmaron su conocimiento teórico y práctico, su honestidad y profesionalismo al ejecutar el presente trabajo.

El presente informe o Tesina va dirigido a nuestros catedráticos, amigos, comunidad politécnica en general, y en especial a Dios nuestro padre celestial que gracias a su voluntad se logró culminar con grandes éxitos el desarrollo de la misma.

Así mismo, queremos agradecer a nuestros padres que con tanto esfuerzo creyeron en nosotros para representarlos en la vida y aunque existan padres que ya no están en esta tierra, y en muchos casos abuelos que también nos formaron y que no están más con nosotros; a ellos queremos agradecerles por su granito de arena puesto en nuestros corazones para no dejarnos amilanar ante los diferentes problemas que se presenten en la vida; a ustedes seres celestiales, queremos decirles GRACIAS por la formación con buenos valores y sentimiento de solidaridad para nuestro prójimo.

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. Gastón Proaño
SUB - DECANO DE LA FICT



Ing. Xavier Vargas
PROFESOR DEL SEMINARIO

Ing. Daniel Tapia
Vocal

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad del contenido de esta Tesina de Seminario, corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la “**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**”

Walter Chiriboga Sánchez

Walter Velasco Alvarez

Jorge Castro Arzube

INDICE GENERAL

	Página
Capítulo 1	12
1. Cementación de Pozos Petroleros.....	12
1.1. Procesos de una Cementación.....	12
1.1.1. Funciones del Proceso de Cementación de Pozos.....	12
1.2. Tipos de Cementación.....	14
1.2.1. Cementación Primaria.....	14
1.2.1.1. Cementación en una Etapa.....	15
1.2.1.2. Cementación en dos Etapas.....	17
1.2.1.3. Cementación de Liner.....	18
1.2.2. Cementación Secundaria o Squeeze.....	19
1.3. Cemento.....	20
1.3.1. Tipos y Características del Cemento.....	20
1.3.2. Aditivos del Cemento.....	21
1.4. Espaciadores y Lavadores.....	22
1.5. Equipos que se Utilizan para una Cementación.....	23
1.5.1. Revestidor.....	23
1.5.2. Zapata Guía.....	24
1.5.3. Zapata Diferencial.....	24
1.5.4. Collar Flotador.....	25

	Página
1.5.5. Colgador de Liner.....	26
1.5.6. Dardo de Desplazamiento.....	26
1.5.7. Tapón de Desplazamiento Lainer.....	27
1.5.8. Diverter Tool o DV Tool.....	28
1.5.9. Centralizadores.....	29
1.5.9.1. Ventajas de una Tubería Centralizada.....	30
1.5.10. Raspadores.....	31
1.5.11. Cabezal de Cementación.....	31
1.5.12. Tapones de Cementación.....	32
1.5.12.1. Tapón Inferior.....	33
1.5.12.2. Tapón Superior.....	33
Capítulo 2	36
2. Generalidades.....	36
2.1. La Estructura y su Edad.....	37
2.2. Características Litológicas de los Reservorios.....	37
2.2.1. Hollín Principal.....	37
2.2.2. Hollín Superior.....	37
2.2.3. Arenisca T.....	37
2.2.4. Arenisca U.....	38
2.2.5. Arenisca Tena Basal.....	38
2.3. Ambientes sedimentarios de los Reservorios.....	38
2.4. Características de los Crudos.....	39
2.5. Antecedentes.....	39
2.6. Litología y Aplicación de Brocas.....	40
2.6.1. Hoyo de 26 Pulgadas.....	40
2.6.2. Hoyo de 16 Pulgadas.....	41

	Página
2.6.3. Hoyo de 12 ¼ Pulgadas.....	41
2.6.4. Hoyo de 8 ½ Pulgadas.....	43
2.6.5. Información General del Pozo.....	43
2.6.5.1. Coordenadas de Superficie.....	43
2.6.5.2. Objetivos.....	44
2.6.5.2.1. Arena U Inferior.....	44
2.6.5.2.2. Arena T Inferior.....	44
2.6.5.2.3. Arena Hollín Inferior.....	44
2.6.6. Fluido Utilizado en la Perforación del Pozo Lobo 10 D.....	45
Capítulo 3	50
3. Objetivos.....	50
3.1. Procedimientos de Cementación.....	50
3.1.1. Tubería de Revestimiento Conductor.....	50
3.1.2. Tubería de Revestimiento Superficial 13 3/8 Pulgadas.....	52
3.1.3. Tubería de Revestimiento Intermedio 9 5/8 Pulgadas.....	54
3.1.4. Tubería de Revestimiento de Producción Liner Pulgadas.....	55
4. Tabla de Resultados.....	57
5. Conclusiones.....	62
6. Recomendaciones.....	62
7. Referencias.....	63

INDICE DE GRAFICOS

	Páginas
Capitulo 1	12
1.2.1.1. Cementación en una Etapa – Figura 1.1.....	16
1.2.1.3. Cementación de Liner – Figura 1.2.....	18
1.5.1. Revestidor – Figura 1.3.....	23
1.5.2. Zapato Guía – Figura 1.4.....	24
1.5.4. Collar flotador Figura 1.5.....	25
1.5.5. Colgador de Liner – Figura 1.6.....	26
1.5.6.1. Dardo de Desplazamiento – Figura 1.7.....	27
1.5.7. Tapón de Desplazamiento de Liner – Figura 1.8.....	28
1.5.8. DV Tool – Figura 1.9.....	29
1.5.9. Centralizadores – Figura 1.10.....	30
1.5.10. Raspadores – Figura 1.11.....	31
1.5.11. Cabezal de Cementación – Figura 1.12.....	32
1.5.12.1. Tapón Inferior – Figura 1.13.....	33
1.5.12.2. Tapón Superior – Figura 1.14.....	34
1.5.12.3. Ubicación de las Herramientas Utilizadas en una Cementación Figura 1.15.....	35

INDICE DE TABLAS

	Páginas
Capítulo 1	12
1.3.1. Tipos y Características del Cemento – Tabla 1.1.....	21
1.3.2. Aditivos del Cemento – Tabla 1.2.....	22
Capítulo 2	36
2.6.6. Reporte Pozo Lobo 10 D – Tablas.....	46
Capítulo 3	50
4. Tabla de Resultados – Tablas.....	57

INTRODUCCION

El presente trabajo, consiste en un programa computacional para desarrollar un diseño de cementación primaria en el pozo LOBO 10 D ubicado en el campo LOBO del Oriente Ecuatoriano.

Para realizar el diseño se utilizó toda la información con respecto al pozo: Geológica como litología de las formaciones, presiones, estratos productores, etc; estado mecánico del pozo como tipos de diseño de revestimiento, programas de perforación y brocas utilizados, programas de fluidos de perforación etc.

Con estos datos se procedió a realizar el programa de cementación el cual de acuerdo a los diseños de revestimiento, se realizó en cuatro etapas:

- La cementación del conductor para proteger zonas acuíferas, y formaciones deslencables, cementación en la cual se utilizó un solo tipo de lechada.
- La cementación de las tuberías de revestimiento superficial e intermedia, en la cual se realizaron los dos tipos clásicos de lechada, la de cola con un cemento de mayor densidad y rendimiento, para darle un buen soporte y resistencia al zapato guía por cuanto este tiene que soportar enormes esfuerzos al inicio de la siguiente fase de perforación.
- Por último se realizó la cementación de la tubería de producción que por estar colgado, requirió que ambas lechadas sean de la misma densidad, colocando un cemento de mayor rendimiento en las zonas de producción

para dar buen sello a las arenas productoras y no halla invasión de fluidos de una zona a otra.

En todos estos casos se siguió los procedimientos técnicos aconsejados.

CAPITULO 1

1. CEMENTACION DE POZOS PETROLEROS

En la Industria Petrolera la cementación de un pozo es el proceso mediante el cual se coloca una lechada de cemento en el espacio anular formado entre las formaciones que se han perforado y la tubería de revestimiento, en muchos casos esto puede hacerse en una operación simple, a través de bombear cemento debajo de la tubería de revestimiento a través del zapato guía del revestimiento, hacia arriba y dentro del espacio anular.

1.1. Procesos de una Cementación.

La cementación es un proceso que incluye:

- Diseño y ensayo de la lechada de cemento.
- Mezclado y transporte de cemento y aditivos.
- Mezclado y bombeo en el pozo.

1.1.1. Funciones del Proceso de Cementación de Pozos

La Principal función de una cementación es de aislar las zonas expuestas en el borde del pozo que contienen los fluidos y separarlas efectivamente, formando un sello hidráulico (anillo de

cemento), que se forma entre las formaciones y el revestidor, con el fin de evitar la migración de los fluidos entre sí, entre otras funciones podemos mencionar:

- Soportar la tubería de revestimiento y que el cemento se adhiera perfectamente a la formación y al revestidor formando un sello hidráulico impermeable.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Proteger el revestidor de la corrosión producida por aguas subterráneas.
- Prevenir surgencias(BlowOut) de las formaciones expuestas
- Proteger la tubería de revestimiento de las cargas cuando se re-perfora para profundizar un pozo.
- Prevenir el movimiento de fluidos entre zonas.

La cementación tiene una gran importancia en la vida del pozo, ya que los trabajos de una buena completación dependen directamente de una buena cementación.

1.2. Tipos de Cementación

Son las operaciones con lechadas de cemento que se efectúan con fines específicos en los pozos petroleros.

La clasificación de las operaciones de cementación se realizan de acuerdo con los objetivos que se persiguen, en este sentido se tiene:

- Cementación Primaria
- Cementación Secundaria o Forzada

1.2.1. Cementación Primaria¹

Se realiza una vez terminada la fase de perforación con la tubería de revestimiento ya en el pozo y consiste en bombear cemento hacia el espacio anular.

La cementación primaria tiene como principales funciones:

- Evita el flujo de los fluidos entre las formaciones.
- Fija la tubería de revestimiento con la formación.
- Ayuda a evitar surgencias descontroladas de alta presión detrás del revestimiento.
- Aísla la zapata de revestimiento.

- Aísle las zonas productoras previniendo el flujo cruzado entre los intervalos a diferentes presiones.

En la actualidad existen varias técnicas de cementación primaria, y la selección de cuál es la más acertada a usar depende de varios factores, a continuación se presentan las técnicas de cementación más comunes y cuando se las utiliza.

- Cementación en una etapa
- Cementación en dos etapas
- Cementación de Liner

1.2.1.1. Cementación en una etapa.

Básicamente es la más sencilla de todas, la lechada de cemento es ubicada en su totalidad en el espacio anular desde el fondo hasta la profundidad deseada, para esto se requerirá de presiones de bombeo altas lo que implica que las formaciones más profundas deban tener presiones de formación y fractura altas y no permitir que se produzcan pérdidas de circulación por las mismas.

Usualmente esta técnica es usada en pozos poco profundos o para cementar el casing superficial, y el

equipo del de fondo será el básico para la cementación, zapato guía, collar flotador, centralizadores, raspadores, tapones de fondo y tope.

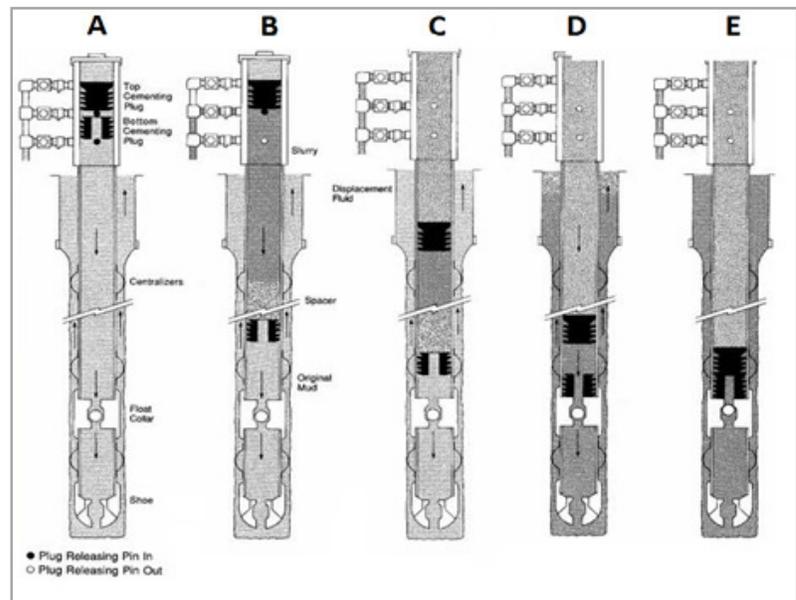


Figura 1.1 Secuencia Cementación una Etapa

Fuente: Libro *Oilwell Drilling Engineering Principles and Practice*
 Capítulo 11 - Pag 257

1.2.1.2. Cementación en dos Etapas.

Esta cementación consiste en ubicar la lechada de cemento primero en la parte inferior del espacio anular casing-formación, y luego la parte superior de la lechada a través de un dispositivo desviador.

Este tipo de técnica se utiliza cuando:

- Las formaciones de fondo de pozo no soportan las presiones hidrostáticas ejercidas por la columna de cemento.
- Zonas de interés están muy separadas entre sí y es necesario cementarlas.
- Zonas superiores a ser cementadas con cementos no contaminados.
- Pozos profundos y calientes requieren lechadas diferentes de acuerdo a las características propias de un nivel determinado.

La mayoría de las razones para la cementación en varias etapas cae dentro de la primera categoría.

Tres técnicas estándar de cementación en varias etapas son comúnmente empleadas:

- Cementación regular de dos etapas.
- Cementación continua de dos etapas.
- Cementación en tres etapas.

1.2.1.3. Cementación de Liner.

Una sarta de liner usualmente incluye una zapata y un collar flotador, junto con una tubería de revestimiento más larga y un colgador de liner, colocado hidráulica o mecánicamente, para asegurar la parte superior, todo el ensamblaje es corrido con tubería de perforación y luego se coloca el colgador a unos 300 – 500 pies dentro de la tubería de revestimiento anterior.

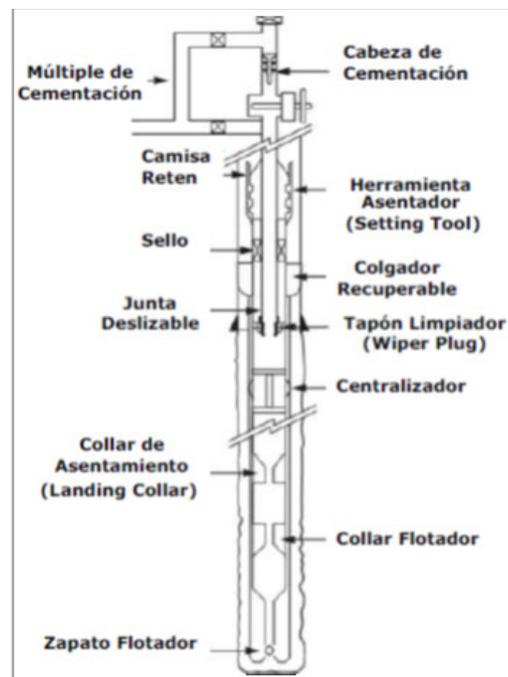


Figura 1.2 Secuencia Cementación una Etapa

*Fuente: Libro Oilwell Drilling Engineering Principles and Practice
Capítulo 11 - Pag 257*

1.2.2. Cementación Secundaria o Squeeze

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida para remediar una cementación primaria defectuosa en la TR.

La Cementación Secundaria tiene varias aplicaciones entre las más comunes se tiene:

- Reparar un trabajo de cementación primaria fallida debido a canalización de lodo o una altura de cemento insuficiente en el espacio anular.
- Eliminar la intrusión de agua proveniente de arriba, debajo o dentro de la zona productora de hidrocarburos.
- Reducir la relación gas petróleo de producción a través del aislamiento de la zona de gas del intervalo de petróleo adyacente.
- Reparar tuberías fracturadas debido a corrosión o fallas por ruptura.
- Abandonar una zona no productiva o depletada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.

- Prevenir la migración vertical de los fluidos del reservorio dentro de las zonas productoras.

1.3. Cemento

El primer tipo de cemento usado en un pozo petrolero fue el llamado cemento Portland, que esencialmente era un material producto de una mezcla quemada de calizas y arcillas.

1.3.1. Tipos y Características del Cemento

Dependiendo de los componentes químicos y físicos primordiales utilizados para la fabricación del cemento portland tenemos caliza (carbonato de calcio), sílice, y arcilla, molidos y calcinados. Las clases de cementos más usadas en la industria petrolera son:

Clase A: Es el tipo de cemento comúnmente utilizado en operaciones superficiales.

Clase G y H: son los tipos de cemento comúnmente utilizados en cementaciones profundas, puede ser usado con aceleradores y

retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades (0-8000 pies) y temperaturas de pozos.

Clase API	Agua de Mezcla (gl/sx)	Densidad de Lechada (lb/gal)	Profundidad (pies)	Temperatura de fondo (°F)
A (Portland)	5,2	15,6	0 - 6000	80 - 170
B (Portland)	5,2	15,6	0 - 6000	80 - 170
C (Alta Temprana)	6,3	14,8	0 - 6000	80 - 170
D (Retardada)	4,3	16,4	6000 - 10000	170 - 230
E (California Básico)	4,3	16,4	6000 - 10000	170 - 230
F	4,3	16,4	10000 - 16000	230 - 320
G	5	15,8	0 - 8000	80 - 200
H	4,3	16,4	0 - 8000	80 - 200

Tabla 1.1 Clasificación API del Cemento
Elaborado Por: Bravo J.- Fuentes M.– Gómez F., 2010

1.3.2. Aditivos del Cemento

Todas las mezclas agua-cemento usadas en la industria petrolera, contienen algún aditivo para variar alguna propiedad de la mezcla original.

Estos aditivos se utilizan para variar la densidad de la mezcla, variar la resistencia a la compresión, variar el tiempo de fraguado, controlar la filtración, reducir la viscosidad. Generalmente, se reconocen ocho (8) categorías de aditivos:

Aditivos	Función
Aceleradores	Reducir el tiempo de fraguado
Retardadores	Prolongar el tiempo de fraguado
Extendedores	Disminuir la densidad de los sistemas de cemento y/o reducir la cantidad de cemento por unidad de volumen del producto fraguado.
Densificantes	Incrementar la densidad de los sistemas de cemento.
Dispersantes	Reducir la Viscosidad de las lechadas de cemento.
Agentes de Control De Pérdida De Fluido	Controlar la pérdida de la fase acuosa de la lechada hacia la formación.
Agentes De Control O De Pérdida De Circulación	Controlar la pérdida de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas.
Aditivos Especiales	Controlar la pérdida de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas.

Tabla 1.2 Clasificación de aditivos para el Cemento
Elaborado Por: Bravo J.- Fuentes M.– Gómez F., 2010

1.4. Espaciadores y Lavadores

Se requiere el uso de Espaciadores y/o Preflujos diseñados, para separar el fluido de perforación de la lechada de cemento y/o lavar o diluir el fluido de perforación en el hoyo y acondicionarlo para la lechada de cemento

CAPITULO 2

2. GENERALIDADES

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo LOBO , que se inicio el 16 de Febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10,578 pies. Su producción fue de 3,072 barriles por día de los reservorios Hollín (31 ° API), y “T” (27°API), el costo del pozo fue alrededor de 300,000 USD.

En Abril de 1975, este campo comenzó a producir 6,752 barriles por día. Posteriormente, con altibajos, mantiene un incremento de producción hasta que en Julio de 1994, alcanza su máxima producción histórica promedio con 24,367 barriles por día. Durante los primeros meses del 2003, estuvo produciendo alrededor de 16,500 barriles por día.

2.1. La Estructura y su Edad

Es un anticlinal bastante simétrico, de aproximadamente 23 km de longitud, que se ensancha en dirección norte con muy poca alteración tectónica al techo de la arenisca U principal. Las fallas observadas en las secciones sísmicas alcanzan solamente Hollín y Napo Basal.

La estructura Auca se formó durante el Maastrichtiano-Paleoceno, que muestra deformación sin tectónica de los depósitos de la formación Tena.

2.2. Características Litológicas de los Reservorios

- 2.2.1. Hollín Principal. Es una Arenisca masiva de cuarzo, no pudiéndose realizar una descripción mas detallada por carecer de núcleos
- 2.2.2. Hollín Superior. Se trata de una arenisca cuarzosa de grano fino, con contenido alto o medio de glauconita, e importante presencia de material carbonáceo. La Porosidad promedio es de 14%
- 2.2.3. Arenisca "T". Consiste en una arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los Poros en algunas muestras se encuentran rellenos con illita y caolinita. Su porosidad es del 12% en

promedio. Hacia arriba (T superior), se desarrolla una arenisca cuarzosa – glauconítica de grano fino.

2.2.4. Arenisca U. Arenisca cuarzosa limpia, masiva. Hacia el techo del cuerpo “U” principal (el mas limpio y desarrollado de la parte superior), se encuentra limolita en estratos delgados. La Arenisca “U” superior es una arenisca cuarzosa de grano fino, dispuestas en capas delgadas, con importantes bioturbación, en promedio presenta una porosidad del 13%.

2.2.5. Arenisca Tena Basal. Se trata de una arenisca cuarzosa redondeada, de grano medio a grueso, con un promedio de porosidad del 19%.

2.3. Ambientes Sedimentarios del los Reservorios

La Arenisca Hollín se depositó en un ambiente fluvial evolucionando a un ambiente platafórmico, posiblemente estuarino, con influencia mareal.

La Arenisca “U” y “T” fueron depositadas luego de una importante regresión marina con un desplazamiento de la línea de costa en dirección Oeste, a partir de la cual y sobre valles socavados se desarrollaron ambientes estuarinos con ingresos fluviales afectados por mareas.

2.4. Características de los Crudos

El crudo de Hollín Inferior es de 27°- 30°, el Hollín Superior de 27° - 32°, el de “T” y “U” de 24° - 29° y el de Basal Tena de 20°-22°. Una muestra de crudo Hollín dio un valor de 1.13% de azufre. Dos muestras de crudo “T” mostraron porcentajes de azufre 1.17% y 1.38% dos muestras de “U” de 1.57% y 2.16% de azufre y una muestra de crudo Tena Basal de 1.07%.

2.5. ANTECEDENTES

El pozo Lobo 10D en estudio, es un Pozo direccional Tipo S con área Geográfica Orellana Cuenca Oriental del Ecuador, con un desplazamiento de 1,215.02310 a los objetivos principales de las Arenas: U Inferior, T Inferior y Hollín Inferior, con Coordenadas Geográficas: Latitud 43` 20.32” S Longitud 76° 52´40.398`` w a una altura sobre el nivel del mar de 915.912 pies.

El Pozo se perforará en tres secciones:

- Sección de 16 Pulgadas: donde se realizará el KOP a 600 pies, SE construirá curva a razón de 1.80 grados sobre 100 pies hasta alcanzar 24.983 grados de inclinación en una dirección de 127.996

grados, mantiene tangente de 1535 pies y empieza a tumbar razón 1 grado sobre 100 pies hasta asentar el revestimiento de 13 3/8 pulgadas a 6283.19 de profundidad medida.

- Sección de 12 ¼ pulgadas: Se continuará tumbando a razón de 1 grado sobre 100 pies hasta alcanzar verticalidad, manteniendo vertical toda la sección hasta asentar el revestimiento de 9 5/8 pulgadas a 9154.23 pies de profundidad medida.
- Sección de 8 ½ pulgadas: Se continuará manteniendo verticalidad por toda la sección interceptando los objetivos Arenas U inferior, T Inferior y Hollín Superior. La profundidad Total Propuesta es de 10,654.23 pies de profundidad medida, donde se asentará el revestimiento de 7 pulgadas.

2.6. Litología y Aplicación de Brocas

2.6.1. Hoyo de 26 Pulgadas

Intervalo de 0 a 300 pies

Litología: Formación Terciario Indiferenciado

Litología constituida por cantos rodados de alta dureza que se perforará con broca tricónica tipo XT1GCS de 26 pulgadas, para instalar tubo conductor de 20 pulgadas y con esto controlar niveles freáticos.

2.6.2. Hoyo de 16 Pulgadas

Intervalo de 20 a 500 pies

Litología: Formación Terciario Indiferenciado

El conglomerado superficial constituido por cantos rodados de depósitos aluvial, caracterizado por su alta dureza, se perforará con una broca tricónica de dientes tipo XT1GSC por tener mayor resistencia al impacto, que se genera en esta litología hasta obtener retorno sin conglomerados.

Intervalo de 500 a 6298 pies

El intervalo restante de esta sección se perforará una litología predominantemente arcillosa con algunas intercalaciones de arenas, esta arcilla es de carácter “gomoso” por lo cual se recomienda tener especiales características de limpieza en la broca, igualmente se sugiere adicional al lodo productos para evitar embolamiento. Se uso broca PDC tipo FS2563Z

2.6.3. Hoyo de 12 ¼ Pulgadas

Intervalo de 6298 a 8252 pies

Litología: Formaciones Orteguzza, Tiyuyacu

Este Intervalo es una secuencia de arcillas, con algunas intercalaciones de Lutita y arcillas de compresibilidad media a baja y poca abrasividad en Ortegua. Tiyuyacu esta constituida por arcillas arenosas y dos conglomerados de Chert con grandes espesores y alta compresibilidades, por lo que se recomienda tener un alto peso sobre la Broca y baja rotación al llegar al conglomerado superior de la Formación Tiyuyacu, el tipo de broca usada es PDC tipo FM3563Z

Intervalo de 8252 a 8611 pies

Litología: Formaciones Tiyuyacu (Conglomerado Inferior)

El conglomerado inferior de Tiyuyacu es especialmente abrasivo y de compresibilidad entre 25,000 y 30,000 psi, por tanto se recomienda una broca tricónica de insertos tipo EQH16S, para cumplir con mejor rendimiento.

Intervalo de 8611 a 9154 pies

Litología: Formación Tena

La Litología de esta formación es una secuencia de Arcilla de alta plasticidad, con leves intercalaciones de limolita. La broca recomendada en este intervalo es una Tipo FMH34463ZR de alta densidad de

cortadores, estructura de corte reforzada y área libre de flujo para evitar embolamientos en esta formación.

2.6.4. Hoyo de 8 ½ Pulgadas

Intervalo de 9154 a 10,654 pies

Litología: Formación Napo y Hollín

La litología de la formación Napo es una intercalación sucesiva de calizas de alta compresibilidad y areniscas cuarzosas de compresibilidad media y alta abrasividad; también presenta lutitas de compresibilidad media. La Formación Hollín esta conformada por areniscas abrasivas de alta compresibilidad con intercalaciones de Limolita de compresibilidad media a alta. Se usó broca PDC tipo FMH2665ZR.

2.6.5. Información General del Pozo

2.6.5.1. Coordenadas de Superficie (UTM)

- Norte 9'920,188.970 m
- Este 291,008.65 m
- Sistema de Coordenadas Grid La Canoa PSAD 1956,Zona 18 Sur
- (CM 285), Ecuador
- Elevación Kelly Reductor 915.912' sobre el nivel del mar
- Elevación Kelly Reductor 37' sobre el terreno

2.6.5.2. Objetivos

2.6.5.2.1. Arena U Inferior

- TVD 9729.912' TVD
- Norte 9'919,829.670 m
- Este 291,378.989 m
- Tolerancia del Objetivo 50 pies de radio

2.6.5.2.2. Arena T Inferior

- TVD 9985.912' TVD
- Norte 9'919,829.670 m
- Este 291,378.989 m
- Tolerancia del Objetivo 50 pies de radio

2.6.5.2.3. Arena Hollín Inferior

- TVD 10223.912' TVD
- Norte 9'919,829.670 m
- Este 291,378.989 m
- Tolerancia del Objetivo 50 pies de radio

2.6.6. Fluido Utilizado en la Perforación del Pozo Lobo 10D

- En el Intervalo de profundidad de 0-300 pies con un diámetro del hueco de 26 pulgadas, tipo de fluido utilizado Base Agua, y una densidad de 8.4 libras por galón, por el cual se perforó para colocar el tubo conductor de 20 pulgadas.
- Para el segundo intervalo de profundidad de 0-6283 pies con un diámetro del hueco de 16 pulgadas, tipo de fluido utilizado aquagel, y una densidad de 8.6-10.4 libras por galón, por el cual se perforó para colocar el tubo superficial de 13 3/8 pulgadas.
- Para el tercer intervalo de profundidad de 6283-9154 pies con un diámetro del hueco de 12 1/4 pulgadas, tipo de fluido utilizado EZ-MUD DP-CLAYSEAL, y una densidad de 9.6-10.4 libras por galón, por el cual se perforó para colocar el tubo intermedio de 9 5/8 pulgadas.
- Para el cuarto intervalo de profundidad de 9154-10654 pies con un diámetro del hueco de 8.5 pulgadas, tipo de fluido utilizado BARADRIL N, y una densidad de 10-10.3 libras por galón, por el cual se perforó para colocar el tubo de producción de 7 pulgadas.

REPORTE POZO LOBO 10D

PROFUNDIDAD MEDIDA (PIES)	INCLINACION (°)	PROF. VERT. MEDIDA (PIES)	COORDINADAS LOCALES (PIES)			COMENTARIOS
			NORTE	ESTE		
0.000	0.000	0.000	0.00 N	0.00 W		
100.000	0.000	100.000	0.00 N	0.00 W		
200.000	0.000	200.000	0.00 N	0.00 W		
300.000	0.000	300.000	0.00 N	0.00 W		
400.000	0.000	400.000	0.00 N	0.00 W		
500.000	0.000	500.000	0.00 N	0.00 W		
600.000	0.000	600.000	0.00 N	0.00 W		
700.000	1.800	699.984	0.97 S	1.24 E		
800.000	3.600	799.868	3.87 S	4.95 E		
900.000	5.400	899.556	8.70 S	11.13 E		
1000.000	7.200	998.948	15.45 S	19.78 E		
1100.000	9.000	1097.946	24.13 S	30.88 E		
1200.000	10.800	1196.453	34.71 S	44.43 E		
1300.000	12.600	1294.372	47.19 S	60.41 E		
1400.000	14.400	1391.604	61.56 S	78.81 E		
1500.000	16.200	1488.056	77.81 S	99.60 E		
1600.000	18.000	1583.632	95.91 S	122.77 E		
1700.000	19.800	1678.236	115.85 S	148.30 E		
1800.000	21.600	1771.777	137.61 S	176.15 E		
1900.000	23.400	1864.161	161.16 S	206.31 E		
1987.944	24.983	1944.380	183.35 S	243.71 E		
2000.000	24.983	1955.307	186.48 S	238.72 E		
2100.000	24.983	2045.951	212.48 S	272.00 E		
2200.000	24.983	2136.594	238.48 S	305.29 E		
2300.000	24.983	2227.237	264.48 S	338.57 E		
2400.000	24.983	2317.881	290.48 S	371.85 E		
2500.000	24.983	2408.524	316.48 S	405.14 E		
2600.000	24.983	2499.167	342.48 S	438.42 E		
2700.000	24.983	2589.810	368.48 S	471.70 E		
2800.000	24.983	2680.454	394.48 S	504.99 E		
2900.000	24.983	2771.097	420.48 S	538.42 E		
3000.000	24.983	2861.740	446.48 S	571.55 E		
3100.000	24.983	2952.384	472.48 S	604.84 E		

Tabla: 1.3

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros



CIB-ESPOL



CIB - ESPOL

PROFUNDIDAD MEDIDA (PIES)	INCLINACION (°)	PROF. VERT. MEDIDA (PIES)	NORTE	ESTE	COMENTARIOS
3200.000	24.983	3043.027	498.48 S	638.12 E	
3300.000	24.983	3133.670	524.48 S	671.40 E	
3400.000	24.983	3224.314	550.48 S	704.69 E	
3500.000	24.983	3314.957	576.48 S	737.97 E	
3522.944	24.983	3335.755	582.45 S	745.61 E	Inicio bajo la vertical 0.909/100 pies
3600.000	24.983	3405.796	602.22 S	770.92 E	
3700.000	23.390	3497.263	627.11 S	802.77 E	
3800.000	22.490	3589.353	651.10 S	833.49 E	
3900.000	21.590	3682.045	674.20 S	863.06 E	
4000.000	20.690	3775.315	696.40 S	891.48 E	
4100.000	19.790	3869.139	717.70 S	918.74 E	
4200.000	18.890	3963.495	738.08 S	944.84 E	
4300.000	17.990	4058.360	757.56 S	969.76 E	
4400.000	17.090	4153.710	776.11 S	993.51 E	
4500.000	16.190	4249.522	793.73 S	1016.08 E	
4600.000	15.290	4345.771	810.43 S	1037.45 E	
4700.000	14.390	4442.435	826.20 S	1057.64 E	
4800.000	13.490	4539.489	841.03 S	1076.62 E	
4900.000	12.590	4636.910	854.92 S	1094.40 E	
5000.000	11.690	4734.672	867.86 S	1110.97 E	
5100.000	10.790	4832.753	879.86 S	1126.33 E	
5200.000	9.890	4931.129	890.91 S	1140.48 E	
5300.000	8.990	5029.774	901.01 S	1153.40 E	
5400.000	8.090	5128.664	910.15 S	1165.10 E	
5500.000	7.190	5227.775	918.33 S	1175.58 E	
5600.000	6.290	5327.083	925.56 S	1184.83 E	
5700.000	5.390	5426.583	931.82 S	1192.84 E	
5800.000	4.490	5526.191	937.12 S	1199.63 E	
5900.000	3.590	5625.941	941.46 S	1205.18 E	
6000.000	2.690	5725.790	944.83 S	1209.50 E	
6083.000	1.941	5808.912	946.90 S	1212.14 E	Omeгуaza
6100.000	1.790	5825.713	947.24 S	1212.58 E	
6200.000	0.890	5925.685	948.67 S	1214.42 E	
6283.190	0.141	6008.871	949.13 S	1215.01 E	13 3/8 pulgadas
6300.000	0.000	6024.514	949.15 S	1215.02 E	Inicio de la vertical
6400.000	0.000	6125.681	949.15 S	1215.02 E	
6500.000	0.000	6225.681	949.15 S	1215.02 E	

Tabla: 1.4

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros



CIB-ESPOL

PROFUNDIDAD MEDIDA (PIES)	INCLINACION (°)	PROF. VERT. MEDIDA (PIES)	NORTE	ESTE	COMENTARIOS
6600.000	0.000	6325.681	949.15 S	1215.02 E	
6700.000	0.000	6425.681	949.15 S	1215.02 E	
6800.000	0.000	6525.681	949.15 S	1215.02 E	
6900.000	0.000	6625.681	949.15 S	1215.02 E	
7000.000	0.000	6725.681	949.15 S	1215.02 E	
7004.231	0.000	6729.912	949.15 S	1215.02 E	Tiyuyacu
7100.000	0.000	6825.681	949.15 S	1215.02 E	
7200.000	0.000	6925.681	949.15 S	1215.02 E	
7300.000	0.000	7025.681	949.15 S	1215.02 E	
7400.000	0.000	7125.681	949.15 S	1215.02 E	
7500.000	0.000	7225.681	949.15 S	1215.02 E	
7600.000	0.000	7325.681	949.15 S	1215.02 E	
7700.000	0.000	7425.681	949.15 S	1215.02 E	
7800.000	0.000	7525.681	949.15 S	1215.02 E	
7900.000	0.000	7625.681	949.15 S	1215.02 E	
8000.000	0.000	7725.681	949.15 S	1215.02 E	
8100.000	0.000	7825.681	949.15 S	1215.02 E	
8200.000	0.000	7925.681	949.15 S	1215.02 E	
8252.231	0.000	7977.912	949.15 S	1215.02 E	Conglo. Tiyuyacu Inferior
8300.000	0.000	8025.681	949.15 S	1215.02 E	
8400.000	0.000	8125.681	949.15 S	1215.02 E	
8500.000	0.000	8225.681	949.15 S	1215.02 E	
8600.000	0.000	8325.681	949.15 S	1215.02 E	
8611.231	0.000	8336.912	949.15 S	1215.02 E	Tena
8700.000	0.000	8425.681	949.15 S	1215.02 E	
8800.000	0.000	8525.681	949.15 S	1215.02 E	
8900.000	0.000	8625.681	949.15 S	1215.02 E	
9000.000	0.000	8725.681	949.15 S	1215.02 E	
9100.000	0.000	8825.681	949.15 S	1215.02 E	
9154.231	0.000	8879.912	949.15 S	1215.02 E	9 5/8 Pulgadas
9200.000	0.000	8925.681	949.15 S	1215.02 E	
9228.231	0.000	8953.912	949.15 S	1215.02 E	Tope Basal Tena
9254.231	0.000	8979.912	949.15 S	1215.02 E	Napo
9300.000	0.000	9025.681	949.15 S	1215.02 E	
9400.000	0.000	9125.681	949.15 S	1215.02 E	
9500.000	0.000	9225.681	949.15 S	1215.02 E	
9600.000	0.000	9325.681	949.15 S	1215.02 E	
9646.231	0.000	9371.912	949.15 S	1215.02 E	Tope Caliza M-2

Tabla: 1.5

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

PROFUNDIDAD MEDIDA (PIES)	INCLINACION (°)	PROF. VERT. MEDIDA (PIES)	NORTE	ESTE	COMENTARIOS
9700.000	0.000	9425.681	949.15 S	1215.02 E	
9700.231	0.000	9425.912	949.15 S	1215.02 E	Base Caliza M-2
9749.231	0.000	9474.912	949.15 S	1215.02 E	Tope Caliza A
9800.000	0.000	9525.681	949.15 S	1215.02 E	
9900.000	0.000	9625.681	949.15 S	1215.02 E	
9924.231	0.000	9649.912	949.15 S	1215.02 E	Tope U Superior
10000.000	0.000	9725.681	949.15 S	1215.02 E	
10004.231	0.000	9729.912	949.15 S	1215.02 E	Tope U Inferior
10033.231	0.000	9758.912	949.15 S	1215.02 E	Base U Inferior
10100.000	0.000	9825.681	949.15 S	1215.02 E	
10145.231	0.000	9870.912	949.15 S	1215.02 E	Tope Caliza B
10184.231	0.000	9909.912	949.15 S	1215.02 E	Tope T Superior
10200.000	0.000	9925.681	949.15 S	1215.02 E	
10260.231	0.000	9985.912	949.15 S	1215.02 E	Tope T Inferior
10300.000	0.000	10025.681	949.15 S	1215.02 E	
10338.231	0.000	10063.912	949.15 S	1215.02 E	Base T Inferior
10400.000	0.000	10125.681	949.15 S	1215.02 E	
10435.231	0.000	10160.912	949.15 S	1215.02 E	Hollin Superior
10498.231	0.000	10223.912	949.15 S	1215.02 E	Hollin Inferior
10500.000	0.000	10225.681	949.15 S	1215.02 E	
10600.000	0.000	10325.681	949.15 S	1215.02 E	
10654.231	0.000	10379.912	949.15 S	1215.02 E	Profund a 10654.231

Tabla: 1.6
Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

5. CONCLUSIONES

- Se logró economizar tiempo en los cálculos de cementación, a través de un programa computacional de ayuda en campo que funcione con las formulas básicas utilizadas.
- Se redujo el número de sacos utilizados en las lechadas de cemento, disminuyendo los excesos.
- Se modificó ligeramente los topes de ubicación de las lechadas apegándose a las normas convencionales de campo.

6. RECOMENDACIONES

- Para mayor seguridad y resultados más exactos en los programas de cementación recomendamos utilizar el programa computacional de ayuda de campo utilizado en este trabajo.

7. REFERENCIAS

- Tecnología de la Cementación “ Personal Training” , Halliburton
- Cuenca Oriente “Geología y Petróleo”, Marco Rivadeneira – Patrice Baby – Roberto Barragan

4.1. Tubería de Revestimiento Conductor 20 Pulgadas

		RELL		CCLA		2B		CAP. CFBN-HOLE lbs/ft	
FECHA	22/09/2010	PROF. POZO ft MD	0	304	OPEN-HOLE in	20		CAP. DP lbs/ft	0.6667
POZO	LOBO 10 D	PROF. ZAPATA ft MD	0	300	ID CSG in	19.124		CAP. ANCSGH-CL lbs/ft	0.0178
COMPANIA	PEIRO PRODUCCION	DST. ZAPATA COLL R MD	4		ID CSG in	94.00		CAP. ANCSGDP lbs/ft	0.2881
CAMPO	CRISTAL	PROF. COLLAR ft MD	ND		FESO lbs/ft	0.3562821		AL TURA DRILL PIPE (ft)	0.3310
TALADRO	RENEGADO H 650	PROF. CSGANT ft MD	0		CAP. CSG lbs/ft	5.00			298
TRABAJO	CONDIT 20' (Stab-in)	TCC. Lechada R MD	0		ID DP in	4.276			
CA DE SERVICIO	OL SERVICES COMPANY								

RELLENO		CCLA		LODO		PRESIONES	
TOFE ANILLO ft	TOFE ANILLO ft	0		TIPO	GEL	PRESION TOTAL ANILLOS PSI	246
ALT. ANILLO ft	ALT. ANILLO ft	304		DENSIDAD ppg	8.40	PRESION TOTAL DIRECTA PSI	131
Vd. Teórico Bs	Vd. Teórico Bs	83				DIFERENCIAL PRESIONES PSI	115
Exceso %	Exceso 60%	0.60				PRESION FINAL SUPERF. PSI	315
Densidad ppg	Densidad ppg	15.80				Grad Fract. Psi/ft	0.83
Diam. Equivel	Diam. Equivel					PRESION DE FRACTURA	252.32
Vd. Teórico Total	Vd. Teórico Total						
Vd. Total Lechada + %	Vd. Total Lechada + %	132.90					
Rendimiento cu/ft/sk	Rendimiento cu/ft/sk	1.16					
Numero de Ss	Numero de Ss Piqueteo	643					

Tabla: 1.7

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros



CIB - ESPOL

4.2. Tubería de Revestimiento Superficial 13 3/8 Pulgadas

	RELL	COLA							
FECHA	22/03/2010	PROF. POZO ft MD	0	6288	OPEN HOLE in	16	CAP. OPEN HOLE	bis/ft	0.2487
POZO	LOBO 10 D	PROF. ZAPATO ft MD	0	6283	OD CSG in	13.375	CAP. CSG 20"	bis/ft	0.3553
COMPANÍA	PETROPRODUCCION	DIST. PROF. POZOZAP. Ft MD	5		ID CSG in	12.347	CAP. CSG 13-3/8"	bis/ft	0.1481
CAMPO	LOBO	PROF. COLLAR. ft MD	6243		PESO lbs/ft	72.00	CAP. AN CSG-CSG	lbs/ft	0.1815
TALADRO	RENEGADOH850	PROF. CSG ANT. ft MD	300		CAP. CSG bis/ft	0.1480944	CAP. AN CSG-HOL	lbs/ft	0.0749
TRABAJO	CONDIT.20" (Stab-in)	TOP. Lechada. Ft MD	5773		OD CSG in	20.00			
CIA DE SERVICIO	GIA OIL SERVICES				ID CSG in	19.124			
					PESO lbs/ft	94			
					CAP. CSG bis/ft	0.3552821			

RELLENO		COLA		LODO		PRESIONES	
CEMENTO "A"	0	CEMENTO "A"	5783	TIPO	GEL	Presion Total anular psi	4273
TOPE ANILLO ft	5783	TOPE ANILLO ft	500	DENSIDAD ppg	10.30	Presion Total directa psi	3228
ALT. ANILLO ft	1.69	Rendimiento cu ft/sk	1.18			Diferencial Presion psi	1044
Rendimiento cu ft/sk	0.15	Exceso 15%	0.15			Presion Final psi	1244
Exceso 15%	13.50	Densidad ppg	15.60			Presion Fract	4994
Densidad ppg	465	Diam. Equival				Grad. Fract Psi/ft	0.83
Diam. Equival	535	Vol. Teorico Total Bis	45				
Vol. Teorico Total Bis	1545	Vol. Total Lechada + % Bis	51				
Vol. Total Lechada + %	1777	Numero de Sks Volumen Teorico	212				
Numero de Sks		Numero de Sks Propuesto Vol. Exc.	244				
Numero de Sks Propuesto							

Tabla: 1.8

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros



4.3. Tubería de Revestimiento Intermedio 9 5/8 Pulgadas

FECHA	RELL		COLA		PROF. POZO ft MD	OPEN HOLE in	12.25	CAP. OPEN HOLE bis/ft	0.1458
	22/03/2010	9159	9154	9154					
POZO	LOBO 10 D	1871	9154	9154	PROF. ZAPATO ft MD	ID CSG in	9.625	CAP. CSG 13 3/8" bis/ft	0.1481
COMPAÑIA	PETROPRODUCCION	200	.80	.80	DIST. ZAP/COLL. Ft MD	ID CSG in	8.681	CAP. CSG 9-5/8" bis/ft	0.0732
CAMPO	CRISTAL		9068	9068	PROF. COLLAR. ft MD	PESO lbs/ft	47.00	CAP. AN CSG-CSG lbs/ft	0.0581
TALADRO	RENEGADO-H850	6283			PROF. CSG ANT. ft MD	CAP. CSG bis/ft	0.073	CAP. AN CSG-HOL lbs/ft	0.0558
TRABAJO	CONDIT 20' (Stab-in)				TOC. Lechada. R MD	OD ANT. CSG in	13.375		
CIA DE SERVICIO	CIA OIL SERVICES					ID ANT. CSG in	12.347		
						PESO lbs/ft	72		
						CAP. CSG bis/ft	0.148		

RELLENO	CEMENTO "A"		COLA		TIPO	LODO		PRESIONES
	CEMENTO "A"	TOPE ANILLO ft	CEMENTO "A"	TOPE ANILLO ft		TIPO	DENSIDAD ppg	
CEMENTO "A"	6083	8125	8154	8154	DENSIDAD ppg	10.10	5330	Presion Total anular psi
TOPE ANILLO ft	1.69	1.15	1000	1000	Diferencial Presion psi		4739	Presion Total directa psi
FINDO ANILLO ft	0.30	13.50	15.80	15.80	Presion Final psi		592	Diferencial Presion psi
Rendimiento cu ft/sk	114	149	307	307	Grad. Fract. 0.83 psi/ft		792	Presion Final psi
Exceso 15%	380	494	399	399	Pres. Fract Psi		0.83	Grad. Fract. 0.83 psi/ft
Densidad ppg							7370	Pres. Fract Psi
Diam. Equival								
Vol. Teorico Total Bis								
Vol Total Lechada + %								
Numero de Sks								
Numero de Sks Propuesto								

Tabla: 1.9

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros



CIB - ESPOL

5. CONCLUSIONES

- Se logró economizar tiempo en los cálculos de cementación, a través de un programa computacional de ayuda en campo que funcione con las formulas básicas utilizadas.
- Se redujo el número de sacos utilizados en las lechadas de cemento, disminuyendo los excesos.
- Se modificó ligeramente los topes de ubicación de las lechadas apegándose a las normas convencionales de campo.

6. RECOMENDACIONES

- Para mayor seguridad y resultados más exactos en los programas de cementación recomendamos utilizar el programa computacional de ayuda de campo utilizado en este trabajo.

7. REFERENCIAS

- Tecnología de la Cementación “ Personal Training” , Halliburton
- Cuenca Oriente “Geología y Petróleo”, Marco Rivadeneira – Patrice Baby – Roberto Barragan