



# **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
<b>Capítulo 1</b> .....	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
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>36</b>
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
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>50</b>
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
<b>Capitulo 1</b> .....	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
<b>Capítulo 1</b> .....	12
1.3.1. Tipos y Características del Cemento – Tabla 1.1.....	21
1.3.2. Aditivos del Cemento – Tabla 1.2.....	22
<b>Capítulo 2</b> .....	36
2.6.6. Reporte Pozo Lobo 10 D – Tablas.....	46
<b>Capítulo 3</b> .....	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 Primaria<sup>1</sup>**

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.

- Aísla 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.

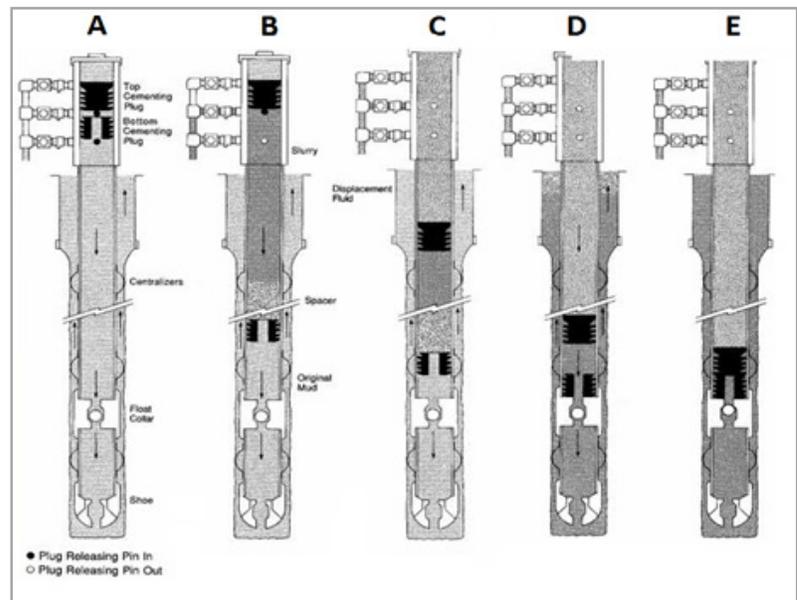
- Cementación en una etapa
- Cementación en dos etapas
- Cementación de Liner

#### **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.

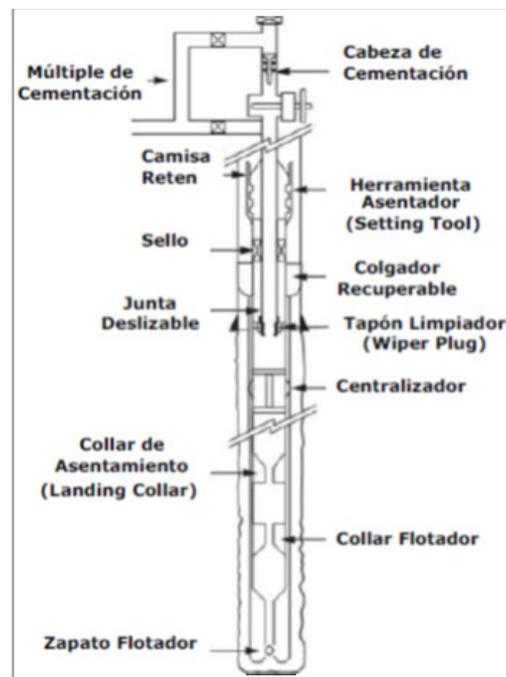
La mayoría de las razones para la cementación en varias etapas cae dentro de la primera categoría.

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:

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

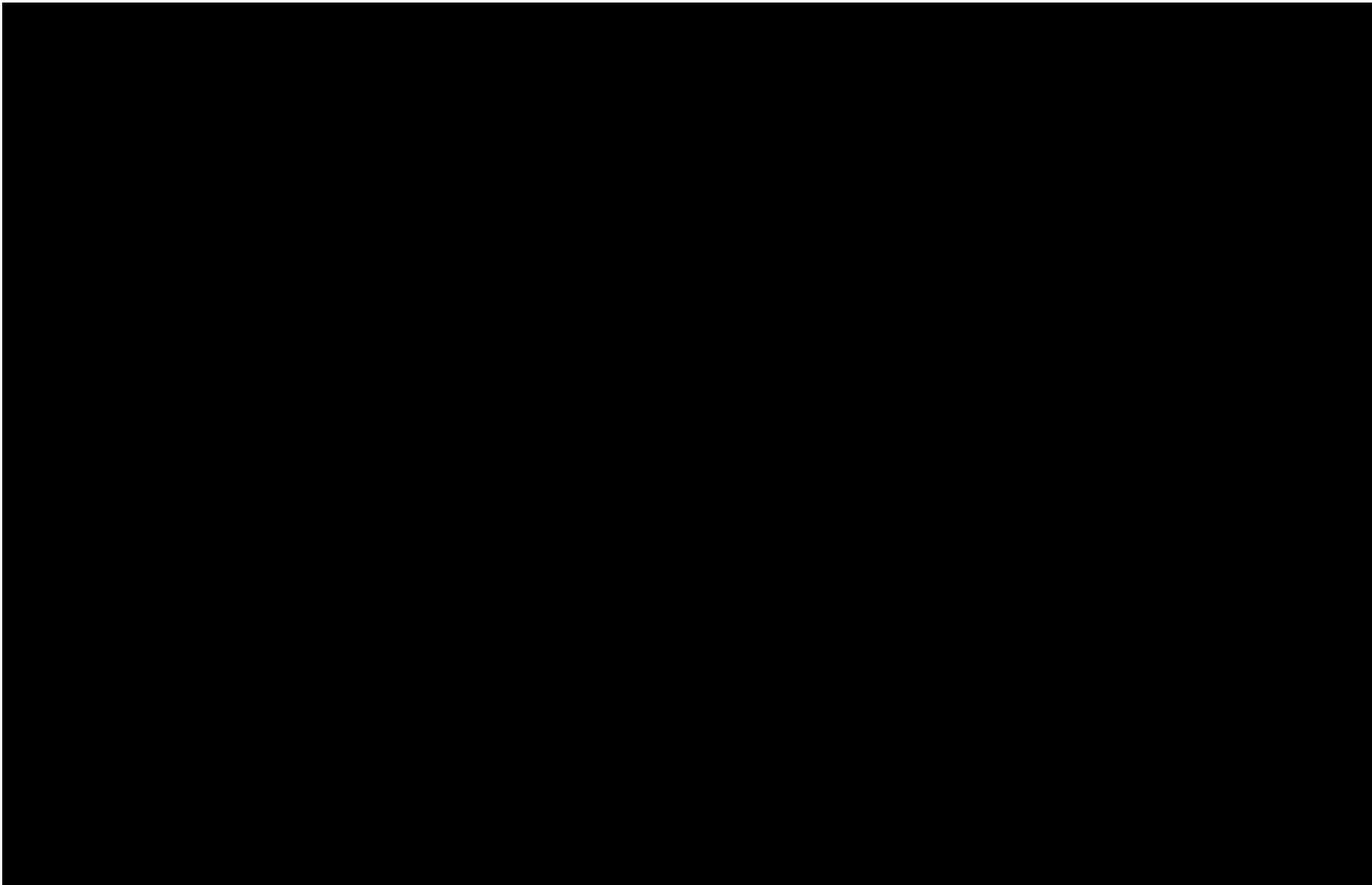


Tabla: 1.3  
Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

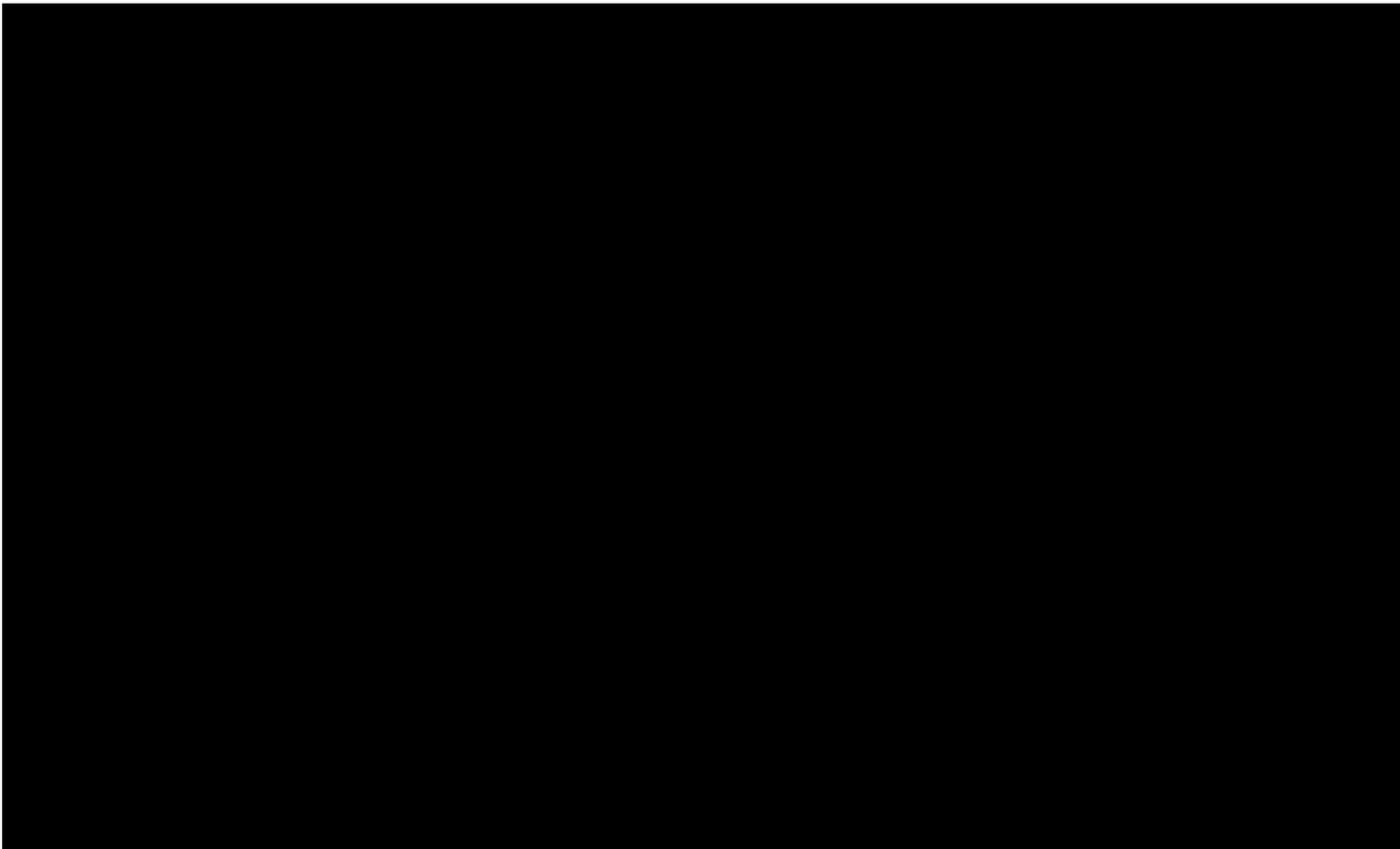


Tabla: 1.4

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

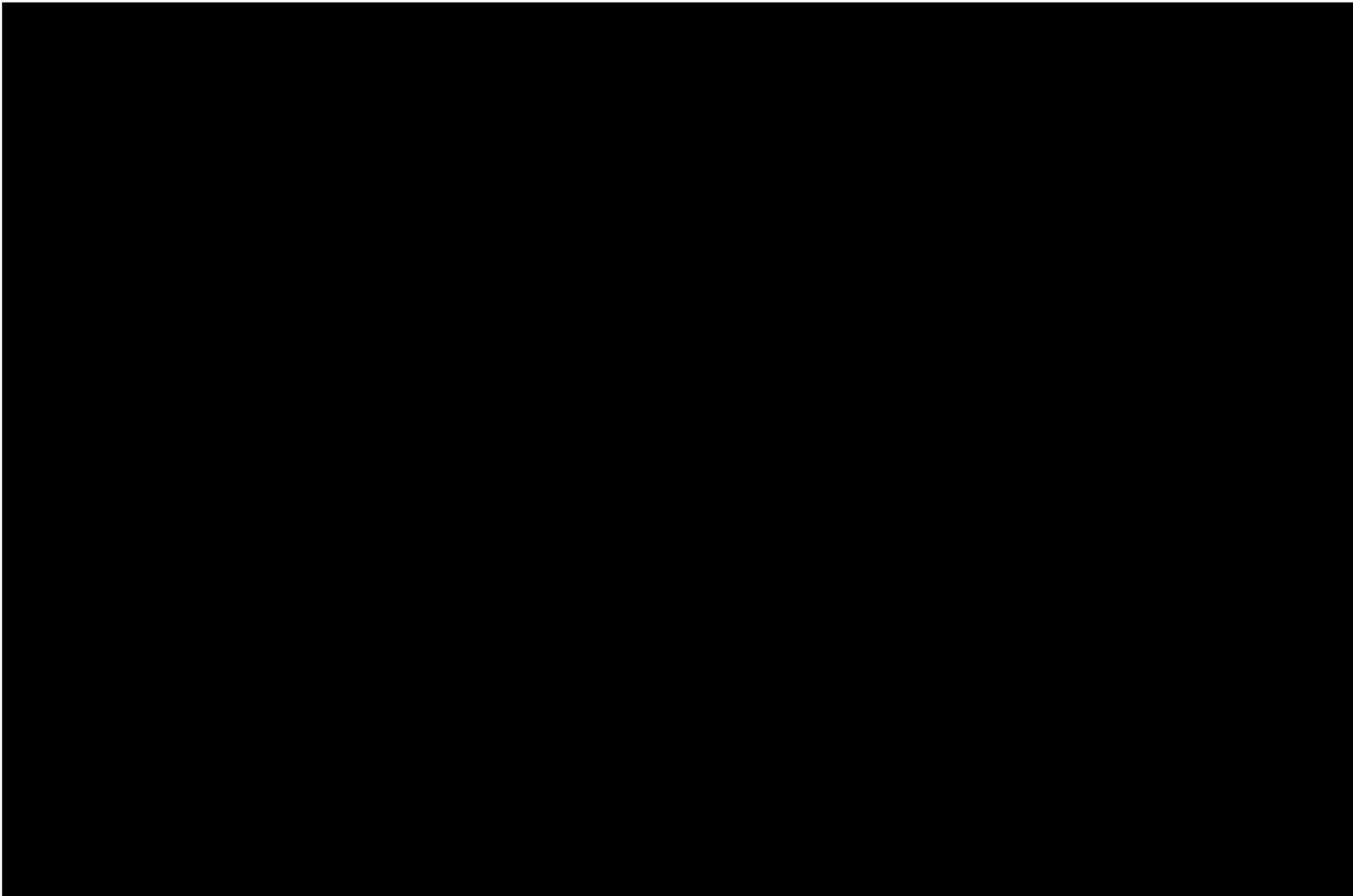


Tabla: 1.5  
Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

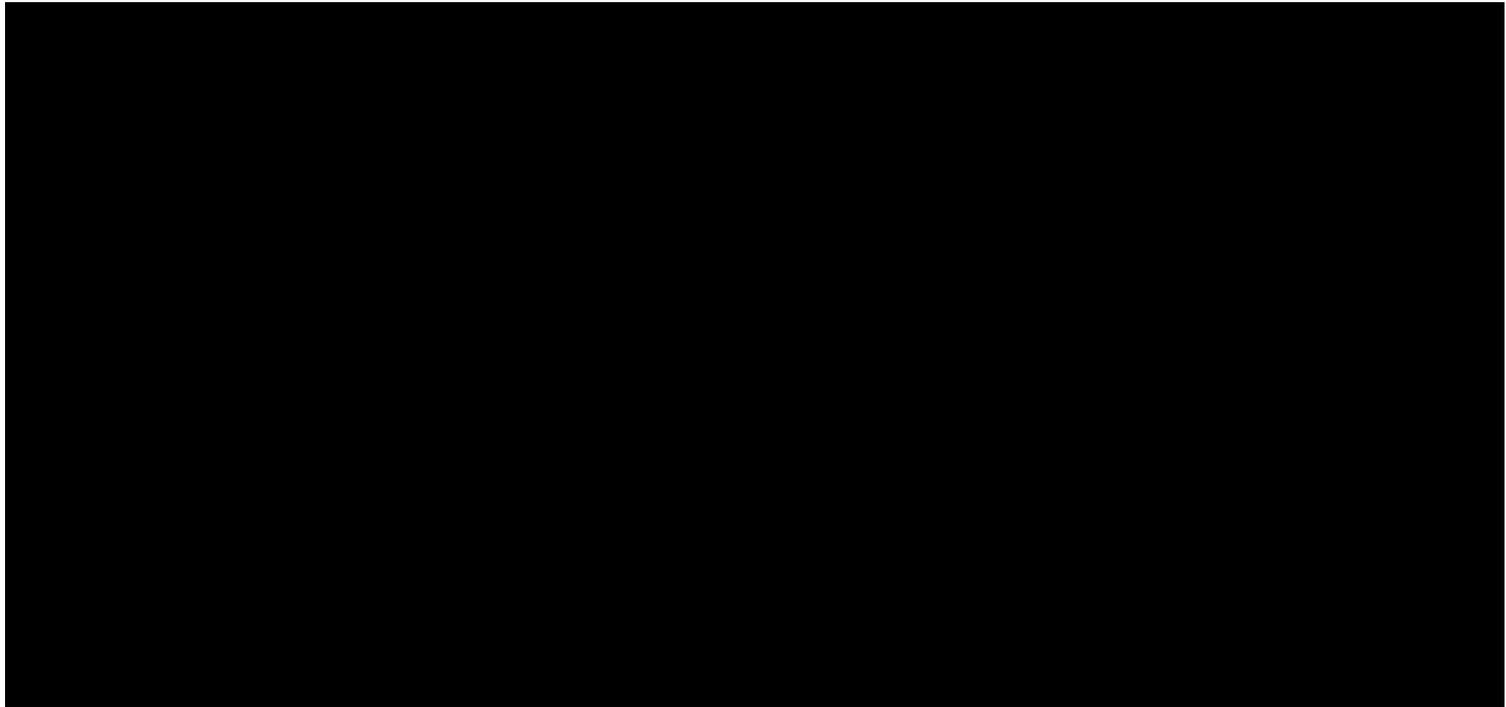


Tabla: 1.6  
Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

# CAPITULO 3

## 3. OBJETIVOS

- Diseñar un programa computacional, como ayuda de campo de cementación, tomando en cuenta datos del pozo LOBO 10 D, cálculos y requerimientos de materiales y procedimientos técnicos; que nos permitan obtener una mejor optimización en el proceso de cementación de campo en tuberías de revestimiento.

## 3.1. PROCEDIMIENTOS DE CEMENTACION

### 3.1.1. Tubería de Revestimiento Conductor 20 Pulgadas.

- Bajar tubería de revestimiento hasta la profundidad programada.
- Preparar el ensamblaje para bajar tubería de perforación de 5 pulgadas.
- Bajar 4 1/2 pulgadas IF stab en adaptador, usando un centralizador de 5x20, asegurando un collar de tope 10 pies sobre el stab in,

continuar bajando tubería de perforación de 5 pulgadas hasta alcanzar profundidad total, lentamente introducir el stab in dentro del receptáculo del zapato, aplicar 10,000 libras de carga.

- Amarrar y asegurar la tubería de revestimiento con cadenas para evitar que con el bombeo la tubería de revestimiento se salga por el efecto de boyanza del cemento y la presión de bombeo en superficie.
- Iniciar circulación con bombas del taladro monitoreando el anular entre tubería de revestimiento 20 pulgadas y tubería de revestimiento conductor y tubería de perforación de 5 pulgadas y 26 pulgadas hueco-tubería de revestimiento, para revisar el sello del sistema propio de la sarta.
- Mezclar aditivos de cementación en agua con mezcla.
- Armar las líneas de cementación y conectar configuración en "Y"
- Realizar la reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación.
- Asegurar el área y probar líneas de cementación a 1500 psi cada 5 minutos.
- Circular el hoyo hasta obtener retornos limpios.
- Realizar el trabajo con la unidad de cementación bajo el programa adjunto. Después de observar retornos de cemento neto de 15.8

libras por galón, 10 barriles de lechada, desplazar 1 barril menos de lo programado.

- Verificar flujo de retorno y el adecuado equipo de flotación.
- Sacar fuera del hoyo y circular para limpiar tubería de perforación en superficie.
- Si los retornos no son observados después de haber usado toda el agua de mezcla, preparar 35 barriles de lechada después del trabajo con 15.8 libras por galón y 2% de carbonato de calcio.
- Se deberá esperar por 24 horas el fraguado del cemento WOC, hasta obtener 1000 psi de resistencia a la compresión de acuerdo a las pruebas de laboratorio.

### **3.1.2. Tubería de Revestimiento Superficial 13 3/8 Pulgadas.**

- Instalar zapato y bajar revestimiento hasta la profundidad final. Instalar un centralizador por junta en los primeros 500 pies. Circular en los puntos donde se encuentren obstruido.
- Romper circulación y circular, acondicionar lodo hasta obtener un punto cedente menor de 18 libras sobre 100 pies cuadrados y perfil plano de geles.

- Preparar agua para la mezcla con cemento durante la bajada de la tubería de revestimiento superficial.
- Instalar cabeza de cementación y Armar líneas de Oil Company Services. Conectarse en “y” para permitir el desplazamiento con las bombas del taladro. Continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones
- Realizar reuniones de seguridad antes de la operación y asignar labores y responsabilidades.
- Bombear 2 barriles de agua y probar líneas con 3000 psi.
- Bombear el volumen de agua como lavador.
- Soltar tapón inferior
- Mezclar y bombear la lechada de relleno de 13.5 libras por galón.
- Mezclar y bombear la lechada de cola de 15.6 libras por galón
- Soltar tapón superior.
- Desplazar con las bombas de la compañía a 15 barriles por minuto, últimos 30 barriles de desplazamiento a 4 barriles por minuto.
- Asentar Tapón Superior con 500 psi, por encima de la presión final de bombeo. Chequear flujo de retorno.

### **3.1.3. Tubería de Revestimiento Intermedio 9 5/8 Pulgadas**

- Instalar zapato y bajar revestimiento hasta la profundidad final. Instalar un centralizador por junta en los primeros 500 pies. Circular en los puntos donde se encuentren obstruido.
- Romper circulación y circular, acondicionar lodo hasta obtener un punto cedente menor de 18 libras sobre 100 por pies cuadrado y perfil plano de geles.
- Mezclar agua con cemento durante la bajada de la tubería de revestimiento superficial
- Instalar cabeza de cementación y Armar líneas de Oil Company Services. Conectarse en “y” para permitir el desplazamiento con las bombas del taladro. Continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones
- Realizar reuniones de seguridad antes de la operación y asignar labores y responsabilidades.
- Bombear 2 barriles de agua y probar líneas con 3000 psi.
- Bombear el volumen de agua como lavador.
- Soltar tapón inferior
- Mezclar y bombear la lechada de relleno de 13.5 libras por galón.
- Mezclar y bombear la lechada de cola de 15.6 libras por galón.

- Soltar tapón superior.
- Desplazar con las bombas de la compañía a 12 barriles por minuto, últimos 20 barriles de desplazamiento a 4 barriles por minuto.
- Asentar Tapón Superior con 500 psi, por encima de la presión final de bombeo. Chequear flujo de retorno.

#### **3.1.4. Tubería de Revestimiento Producción Liner 7 pulgadas.**

- Conectar zapato guía, collar flotador y landing collar, utilizando soldadura líquida. Instalar centralizadores de acuerdo al tally final de la tubería del pozo.
- Bajar el liner por medio de la tubería de perforación de 5 pulgadas, hasta el zapato de la tubería de revestimiento intermedio y tomar medidas del torque, peso de subida y bajada. Adicionalmente circular el pozo a diversos caudales por debajo del límite de presión del colgador, para establecer el comportamiento de la presión en hueco entubado.
- Continuar bajando liner en hueco abierto. Bajar circulando en hueco abierto, para remover el lodo gelificado de las paredes del hueco y mejorar la adherencia final del cemento a la formación y/o cuando

encuentre restricción. Una vez en fondo verificar presión de circulación y valores del torque.

- Preparar espaciador durante la bajada del liner de producción.
- Conectar la cabeza de cementación. Circular como mínimo 1 fondo arriba sin acondicionar los geles de lodo. Asegurar el area para proceder a probar la línea de cementación, con 4500 psi durante 5 minutos.
- Preparar y bombear una píldora viscosa de 20 barriles para mejorar la limpieza del hoyo y evitar empaquetarnos durante el trabajo de cementación.
- Sentar colgador y verificar liberación de la herramienta de asentamiento ( setting tool ).
- Preparar el agua de mezcla para las lechadas.
- Acondicionar el punto cedente del lodo hasta un valor menor de 18 pies cuadrados y un perfil plano de geles.
- Realizar reunión de seguridad y preoperacional.
- Realizar el trabajo de cementación según esquema de bombeo. Reducir la tasa de bombeo para observar acoples y asentamiento de tapones.

- Asentar tapón con 500 psi, sobre la presión final de desplazamiento, en caso de no asentar tapón no sobredesplazar.
- Verificar flujo de retorno y el correcto funcionamiento del equipo de flotación.
- Realizar balanceo, verificar tiempo de bombeabilidad de la lechada de cola y sacar 3 paradas y circular 1.5 fondos arriba con las bombas del taladro a 15 barriles por minuto en directa.
- Finalizar y sacar tubería en superficie y armar completación de fondo para realizar la perforación del cemento.

## **4. TABLA DE RESULTADOS**

**4.1. Tubería de Revestimiento Conductor 20 Pulgadas**

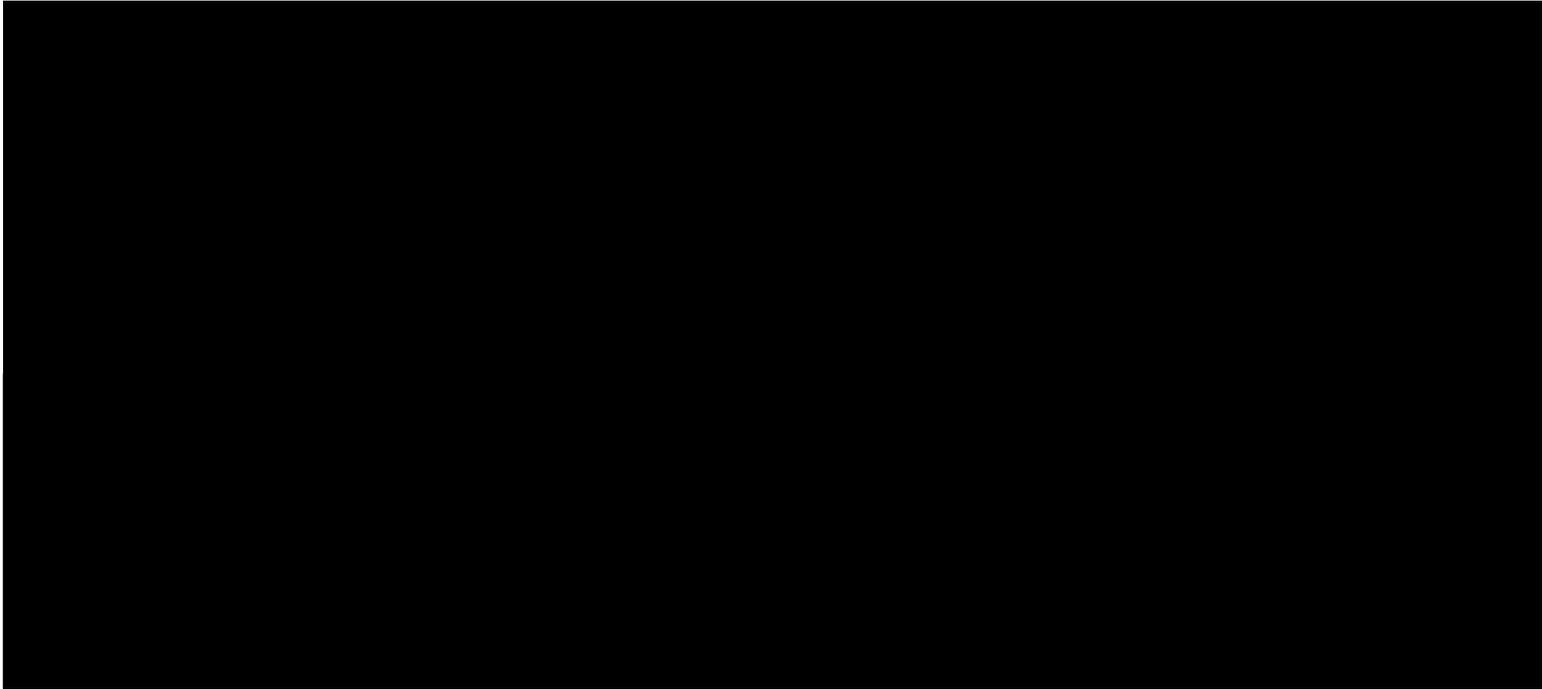


Tabla: 1.7  
Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

**4.2. Tubería de Revestimiento Superficial 13 3/8 Pulgadas**



Tabla: 1.8  
Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

**4.3. Tubería de Revestimiento Intermedio 9 5/8 Pulgadas**

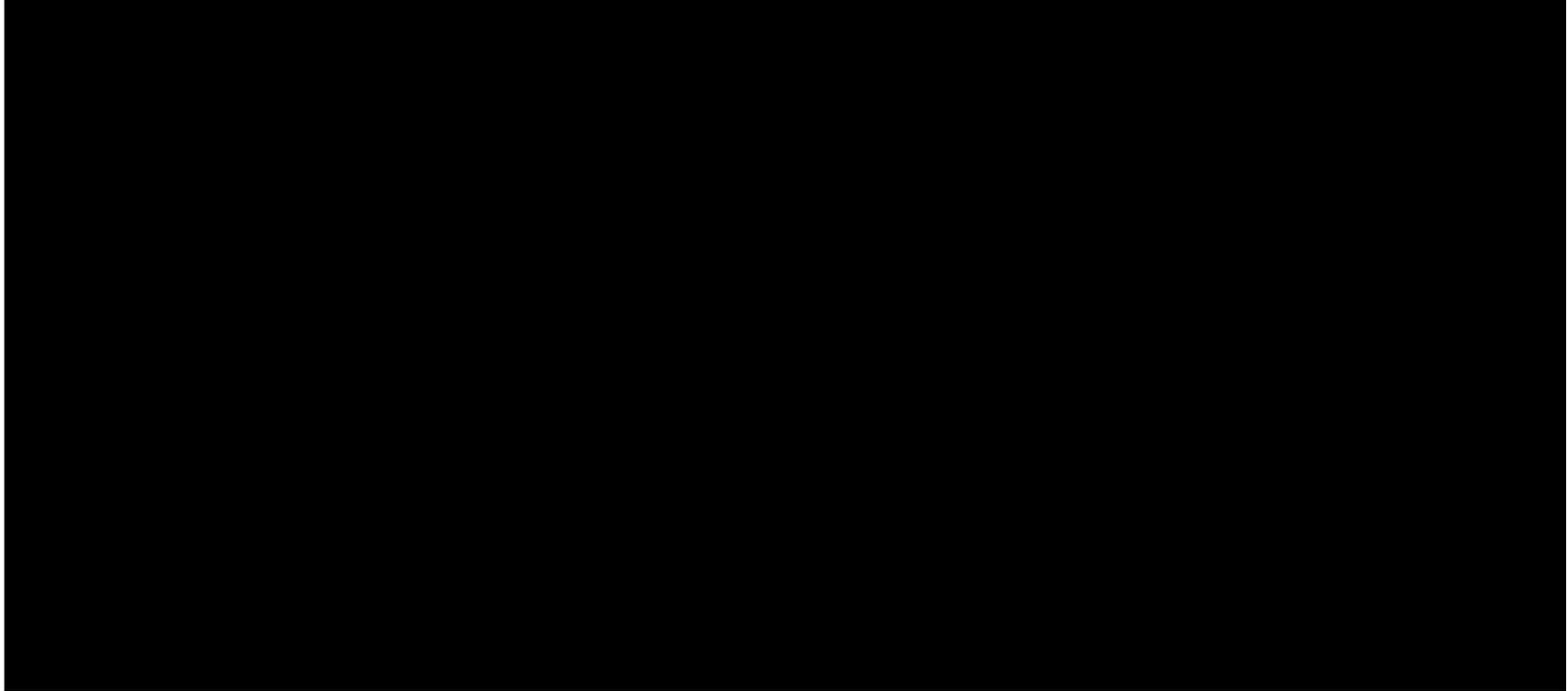


Tabla: 1.9

Fuente: Compañía de Servicios Petroleros

#### 4.4. Tubería de Revestimiento Producción Liner 7 Pulgadas



Tabla: 1.10  
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