

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“Diseño, Corrida Y Cementación De Liner De Producción  
Del Pozo ESPOL X6D”**

**INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

**EDUARDO OCAÑA CEDEÑO**

**AMALY PALACIOS QUINTO**

**JHONATHAN VERA UBILLA**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**AÑO**

**2012**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios y a todas las personas que hicieron posible la realización de este trabajo de investigación y en especial al catedrático: Msc. Xavier Vargas por el apoyo brindado para la culminación del mismo; y demás catedráticos que nos guiaron durante nuestra vida estudiantil.

## **DEDICATORIA**

Este trabajo le dedico a Dios por darme siempre la fuerza y mucha salud para salir adelante.

A mi padre Eduardo y mi madre Gladys por ser guías en mi vida y ejemplos a seguir, a mi hermana Vanessa y a Adriana Vargas por su apoyo incondicional.

A mis familiares, amigos y compañeros que me han acompañado en mi etapa de preparación profesional.

*Eduardo Ocaña Cedeño*

## DEDICATORIA

Este logro se lo dedico a Dios por siempre guiarme con su luz y darme esperanza e inspiración cada día. A mi Mami Esperanza, por ser la luz que puso Dios en mi vida para poder guiarme, este trabajo es el resultado de su esfuerzo y de su inagotable amor. A mis hermanos Ernesto y Roberto por ser mi inspiración.

A mi familia y seres queridos por su apoyo, en especial a mi tía Dagle, Anita y Tio Edmundo. Los tengo siempre en mi corazón. A mis leales amigos y amigas por su amistad verdadera e incondicional demostrada a lo largo de mi preparación universitaria.

*Amaly Palacios Quinto*

## **DEDICATORIA**

Este presente es para Dios quien hizo este sueño realidad. A mis padres Ramón V. y Fanny U. por ser mis mejores maestros y guías. A mis hermanas Eunice y Armida por ser inspiración de lucha y ánimo. A mi abuelita Lila A. y tíos Jamile U., Cecilia V. y Luis U. por su gran apoyo incondicional durante mi formación académica. A mis demás familiares por estar siempre a mi lado. Y a mi amiga Andrea Ruiz por su constante empuje durante todos estos años.

*Jhonathan Vera Ubilla*

# **TRIBUNAL DE GRADUACIÓN**

-----

**Ing. Eduardo Santos, M.Sc.**

**SUB DECANO FICT**

-----

**Ing. Xavier Vargas G., M.Sc.**

**PROFESOR FICT**

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de este Informe de Materia de Graduación, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la “ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

-----  
**Amary F. Palacios Quinto**

-----  
**Eduardo E. Ocaña Cedeño**

-----  
**Jhonathan I. Vera Ubilla**

## **RESUMEN**

El presente informe se enfoca en la bajada del Liner de 7", que se desarrolla en la última etapa de perforación de un pozo, denominado ESPOL X6D, en la cual se asentó un colgador expandible, además se explican puntos importantes como son el uso del colgador, el diseño previo a la operación de colgadores con las determinadas características y condiciones del pozo, que involucra un programa de perforación de la sección, así como los cálculos respectivos para el diseño del Liner, Corrida, Cementación y Asentamiento.

Además, este informe tiene como objetivo proporcionar los criterios básicos para el diseño de un Liner, es decir, estudios referenciales utilizados en la última etapa de la perforación de un pozo, aplicando una metodología práctica que contempla los principales esfuerzos a los que se somete un colgador, antes de su proceso de asentamiento y colgada, así mismo resumir los conceptos básicos que el diseñador debe considerar. Adicional a esto, se pretende que el diseñador mediante el uso de un software técnico, en conjunto con su criterio, emplee este instrumento como un aporte directo para la construcción de la curva de tensiones, obteniendo así una mejor visualización.

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	viii
ABREVIATURAS .....	xii
SIMBOLOGÍA .....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xiv
ÍNDICE DE GRÁFICOS .....	xv
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO 1 .....	3
GENERALIDADES .....	3
1.1. CAMPO AUCA .....	3
1.1.1. Ubicación del Campo.....	3
1.1.2. Geología del Campo.....	4
1.1.3. Mecanismos de empuje.....	5
1.1.4. Geología del Campo Auca.....	6
1.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO ESPOL X6D.....	7
CAPÍTULO 2 .....	10
TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO .....	10

2.1.	FUNCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	10
2.2.	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL.....	13
2.2.1.	Diseño de Tubería 13 3/8”.....	13
2.2.2.	Corrida de Tubería 13 3/8”.....	16
2.2.3.	Cementación de Tubería 13 3/8”.....	17
2.3.	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO.....	21
2.3.1.	Diseño de Tubería 9 5/8”.....	22
2.3.2.	Corrida de Tubería 9 5/8”.....	25
2.3.3.	Cementación de Tubería 9 5/8”.....	26
2.4.	TABLA DE RESULTADOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	31
2.5.	PROGRAMA DE PERFORACIÓN.....	31
CAPÍTULO 3.....		36
LINER DE PRODUCCIÓN.....		36
3.1.	DEFINICIÓN DEL LINER DE PRODUCCIÓN.....	36
3.2.	FUNCIONES Y VENTAJAS DE LINER DE PRODUCCIÓN.....	41
3.3.	TIPOS DE LINER DE PRODUCCIÓN.....	42
3.4.	DETALLES DEL EQUIPO VERSAFLEX.....	45
3.5.	DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN.....	46
3.5.1.	Parámetros para diseñar el Liner de Producción.....	48
3.5.2.	Cálculos para diseñar el Liner de Producción.....	52
3.6.	CEMENTACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN.....	55

3.8.1. Control Durante la Operación en el Campo .....	56
3.8.2. Cálculos para obtener los Volúmenes de Cementación .....	56
3.7. CORRIDA DEL LINER DE PRODUCCIÓN.....	63
3.8. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN Y ASENTAMIENTO DEL LINER DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO ESPOL X6D .....	65
3.8.1. Secuencia Operativa en la Cementación del Liner de Producción	66
3.9. TABLA DE RESULTADOS DEL LINER DE PRODUCCIÓN.....	68
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	69
BIBLIOGRAFÍA.....	71
APÉNDICE A .....	72
APÉNDICE B .....	76

## ABREVIATURAS

BHA	Ensamblaje de fondo
BPM	Barriles por minuto
bbl/ft	Barriles por pie
bbl/sx	Barriles por saco
FST	Factor de seguridad de tensión
FSE	Factor de seguridad de estallido
FSC	Factor de seguridad de colapso
ft	Pie
ft <sup>3</sup>	Pie cúbico
ft <sup>3</sup> /bbl	Pie cúbico por barril
ft <sup>3</sup> /sx	Pie cúbico por saco
gal/sx	Galón por saco
ID	Diámetro interno
lb.	Libra
lb/gal – lpg	Libra por galón
lb/ft	Libra por pie
m	metro
MD	Profundidad medida
min.	Minuto
OD	Diámetro externo
psi.	Libras por pulgada cuadrada
psi/ft	Libras por pulgada cuadrada por pie
pulg.	Pulgada
tk	Tanque
TR	Tubería de Revestimiento
TVD	Profundidad verdadera

## SIMBOLOGÍA

$C$	Capacidad
$D$	Profundidad
$D_x$	Profundidad de resistencia al estallido
$L_{xi}$	Longitud de resistencia al colapso
$P_b$	Presión de burbuja
$P_s$	Presión de superficie
$SG_{oil}$	Gravedad específica del petróleo
$S_w$	Saturación de agua
$Sx$	Sacos de cemento
$T$	Temperatura
$V$	Volumen
$V_{agua}$	Volumen de agua
$V_r$	Volumen de lechada de relleno
$V_c$	Volumen de lechada de cola
$V_d$	Volumen de desplazamiento
$\rho$	Densidad

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I	Información del Pozo ESPOL X6D.....	7
Tabla II	Características Casing 13 3/8" C-95, 72 lb/ft.....	13
Tabla III	Datos de Cementación para Revestimiento Superficial.....	17
Tabla IV	Características Casing 9 5/8" C-95, 53.5 lb/ft.....	22
Tabla V	Datos de Cementación para Revestimiento Intermedio.....	26
Tabla VI	Programa de Revestimiento y Cementación.....	31
Tabla VII	Datos Sección 16".....	31
Tabla VIII	Datos Sección 12 1/4".....	32
Tabla IX	Datos Sección 8 1/2".....	33
Tabla X	Profundidad Estimada de Asentamiento de Revestidores.....	34
Tabla XI	Programa De Revestimiento para el pozo ESPOL X6D.....	47
Tabla XII	Características Casing 7" C-95, 26 lb/ft.....	52
Tabla XIII	Datos para la Cementación del Liner.....	56
Tabla XIV	Programa de Revestimiento y Cementación del Liner .....	68
Tabla A.1	Dimensiones y Resistencias de Casing para Tubería Superficial.....	73
Tabla A.2	Dimensiones y Resistencias de Casing para Tubería Intermedia.....	74
Tabla A.3	Dimensiones y Resistencias de Casing para Tubería Liner.....	75

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1	Mapa de Ubicación del Campo Auca.....	4
Gráfico 1.2	Columna estratigráfica del Campo Auca.....	6
Gráfico 1.3	Profundidades (MD) Estimadas para las Tuberías de Revestimiento del Pozo ESPOLX6D.....	9
Gráfico 2.1	Tipos de Tuberías de Revestimiento.....	11
Gráfico 2.2	Volúmenes de Cementación para Revestimiento Superficial.....	18
Gráfico 2.3	Volúmenes de Cementación para Revestimiento Intermedio...26	
Gráfico 2.4	Diseño Propuesto para el Pozo ESPOL X6D.....	35
Gráfico 3.1	Herramientas Mecánica e Hidráulica del Setting Tool.....	37
Gráfico 3.2	Herramienta Colgador.....	38
Gráfico 3.3	Esfuerzo vs Tensión.....	39
Gráfico 3.4	Herramientas de Equipo de Flotación.....	40
Gráfico 3.5	Drilling Liners.....	42
Gráfico 3.6	Production Liners.....	43
Gráfico 3.7	The Tie Back Liner.....	44
Gráfico 3.8	The Scab Liner.....	45
Gráfico 3.9	Configuración de Equipo VERSAFLEX.....	46

Gráfico 3.10 Deformaciones de las Tuberías debido a la Presión de Colapso.....	49
Gráfico 3.11 Deformaciones de las Tuberías debido a la Presión de Tensión.....	50
Gráfico 3.12 Deformaciones de las Tuberías debido a la Presión de Estallido.....	51
Gráfico 3.13 Volúmenes de Cementación para Revestimiento del Liner.....	57
Gráfico 3.14 Programa de Cementación, Esquema del Pozo ESPOL X6D..	62
Gráfico 3.15 Configuración del Liner de Producción del Pozo ESPOL X6D.	64
Gráfico B.1 Portada del Programa Diseño y Cementación ESPOL X6D....	77
Gráfico B.2 Seleccionar tubería de revestimiento.....	77
Gráfico B.3 Agregar Información para el Diseño del Pozo ESPOL X6D.....	78
Gráfico B.4 Agregar Información para la Cementación del Pozo ESPOL X6D.....	78
Gráfico B.5 Resultados para los Cálculos de Diseño de Pozo ESPOL X6D.....	79
Gráfico B.6 Resultados para los Cálculos de Cementación de Pozo ESPOL X6D .....	79

## INTRODUCCIÓN

Un pozo de producción de petróleo es el único medio por el cual se puede extraer el crudo desde el interior de un yacimiento hasta la superficie. El pozo es perforado, analizado mediante registros, completado y puesto a producir.

En esta última etapa el pozo es recubierto por tuberías de revestimiento denominadas casing, las cuales serán selladas con un cemento a las paredes propias de las formaciones atravesadas durante la etapa de perforación.

El casing se coloca después de haber perforado y su función es soportar las paredes del pozo y brindar más seguridad y estabilidad en operaciones.

Existen varias clases de casing, los cuales dependiendo de la profundidad pueden ser:

- Conductores
- Superficiales
- Intermedios
- Liner

Este informe se enfoca en la última clase de tubería de revestimiento, utilizado en la última sección de la perforación, denominado 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 y está hasta la boca del pozo. La tubería colgada permite reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas.

# CAPÍTULO 1

## GENERALIDADES

### 1.1. CAMPO AUCA

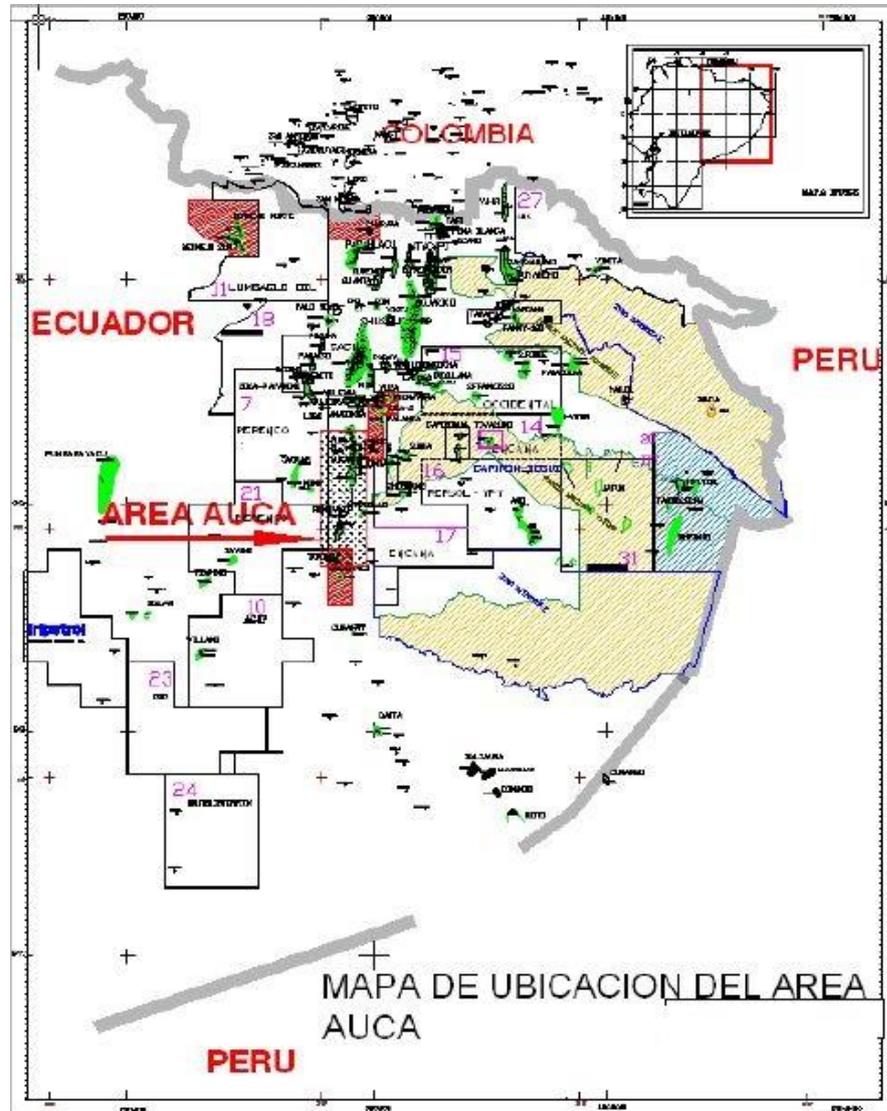
#### 1.1.1. Ubicación del Campo

El área Auca está localizada en la Región Amazónica, provincia de Orellana, cantón de Francisco de Orellana, parroquia Dayuma. El Campo se encuentra geográficamente dentro de las siguientes coordenadas: Latitud: 0° 34' S - 0° 48' S y Longitud: 76° 50' W - 76° 54' W

Esta área hidrocarburífera, que posee una franja de territorio de aproximadamente 92 km<sup>2</sup> situada al sur de la ciudad del Coca, es una de las cinco grandes áreas de Producción.

En el Área de Auca, podemos encontrar los campos Auca Central, Auca Sur, Conga, Culebra, Yulebra, Anaconda, Yuca, Cononaco, Rumiyacu, Armadillo y Puma como también Palanda, Pindo, Yuca Sur y Tiguino.

Gráfico 1.1  
MAPA DE UBICACIÓN DEL ÁREA AUCA



Fuente: Oriente Ecuatoriano

### 1.1.2. Geología del Campo

El período de depositación para las formaciones Napo "T", "U" y una parte de Hollín fue realizado en ambientes que variaban de marino a estuario y dominado por un régimen de mareas.

Las variaciones relativas y lentas del nivel del mar han permitido la alternancia de ciclos sedimentarios de depósitos con niveles arcillosos o niveles de caliza de gran extensión en régimen marino que constituyen buenos marcadores estratigráficos y de depósitos de niveles areniscos de extensión variable.

La formación de Hollín del Campo Auca está subdividida por 2 unidades de roca, mientras que las formaciones Napo "T" y Napo "U" están subdivididas en 4 o 6 unidades de roca respectivamente.

Los marcadores más confiables del campo son:

- Base Basal Tena
- Base Caliza A
- Tope de Napo U
- Tope de Caliza B
- Tope y base de Napo T
- Tope Hollín Superior

### **1.1.3. Mecanismos de empuje**

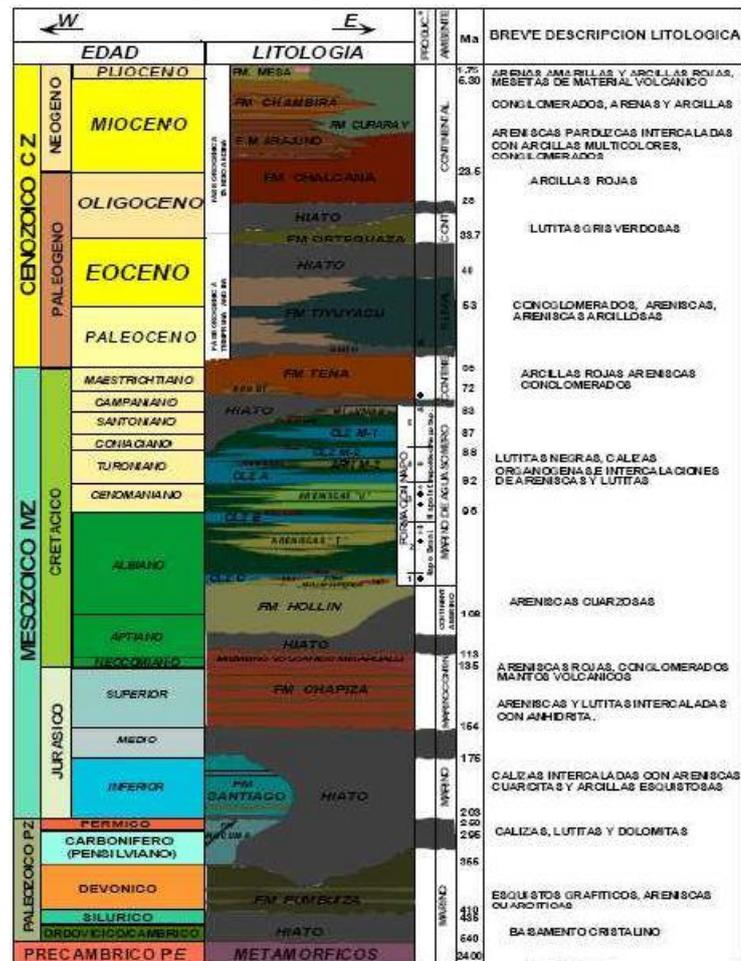
La producción inicial del Campo se debió al efecto de expansión de fluidos, sin embargo debido a la producción continua y a la caída de las presiones de reservorio, estas tienden a

estabilizarse. Actualmente, los yacimientos del Campo Auca, están influenciados por los siguientes mecanismos de empuje:

- Empuje Hidrostático Lateral
- Empuje Hidrostático de Fondo

### 1.1.4. Geología del Campo Auca

**Gráfico 1.2**  
**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA.**



Fuente: Oriente Ecuatoriano

## 1.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO ESPOL X6D

El pozo ESPOL X6-D está ubicado en el campo AUCA, y es el quinto pozo a ser perforado en la locación donde ya se encuentra un pozo vertical y tres pozos direccionales, a una distancia aproximada entre cabezas de pozo de 154.95', 78.74', 52.49' y 26.24' respectivamente.

El pozo, que se perforara en tres secciones, será un pozo direccional tipo "S", con un desplazamiento de 1,741.28' al objetivo principal "Arena T Inferior".

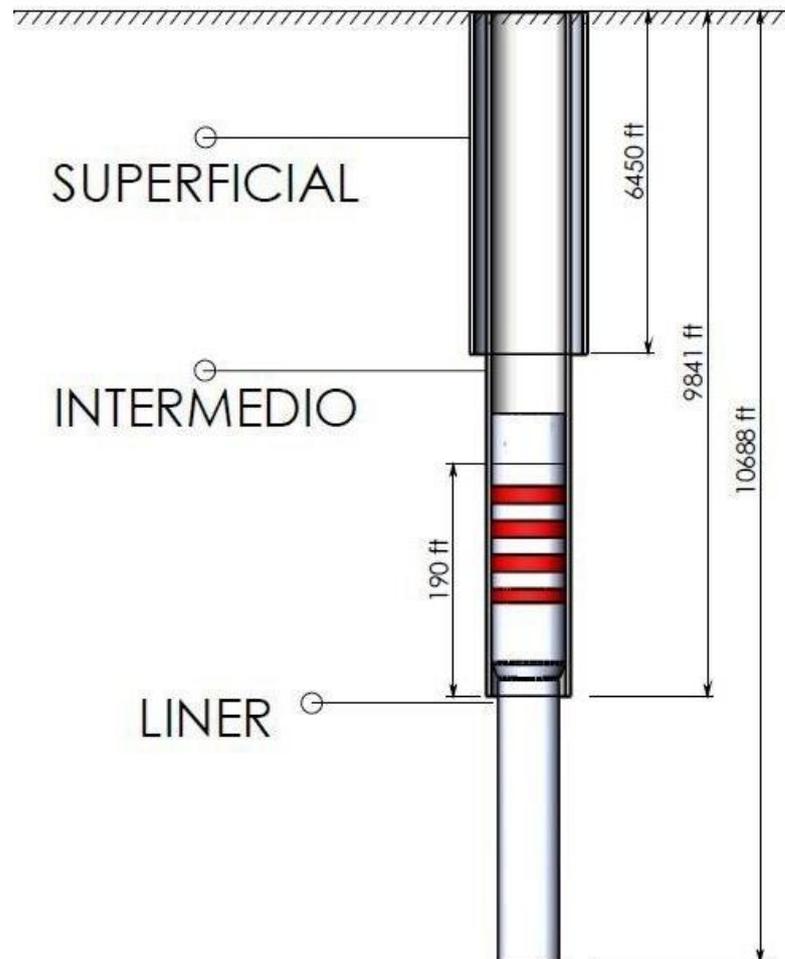
**Tabla I**  
**INFORMACIÓN DEL POZO ESPOL X 6D**

<b>Coordenadas de Superficie (UTM)</b>	
<b>Norte (m)</b>	9.919.049,63
<b>Este (m)</b>	290.909,96
<b>Elevación del Terreno (ft)</b>	855,41
<b>Coordenadas de Objetivo (UTM)</b>	
<b>Arena T Inferior (Principal)</b>	
<b>Profundidad (ft)</b>	9.934,41
<b>Norte (m)</b>	9.918.523,00
<b>Este (m)</b>	290.844,00
<b>Radio de tolerancia (ft)</b>	25,00
<b>Coordenadas de Objetivos Secundarios (UTM)</b>	
<b>Arena Basal Tena</b>	
<b>Profundidad (ft)</b>	8.884,41
<b>Norte (m)</b>	9.918.523,00

<b>Este (m)</b>	290.844,00
<b>Radio de tolerancia (ft)</b>	25,00
<b>Arena U inferior</b>	
<b>Profundidad (ft)</b>	9.668,41
<b>Norte (m)</b>	9.918.523,00
<b>Este (m)</b>	290.844,00
<b>Radio de tolerancia (ft)</b>	25,00
<b>Arena Hollín Superior</b>	
<b>Profundidad (ft)</b>	10.122,41
<b>Norte (m)</b>	9.918.523,00
<b>Este (m)</b>	290.844,00
<b>Radio de tolerancia (ft)</b>	25,00

**Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera**

**Gráfico 1.3**  
**PROFUNDIDADES (MD) ESTIMADAS PARA LAS TUBERÍAS DE**  
**REVESTIMIENTO DEL POZO ESPOL X6D**



**Fuente:** Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera

# CAPÍTULO 2

## TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

### 2.1. FUNCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

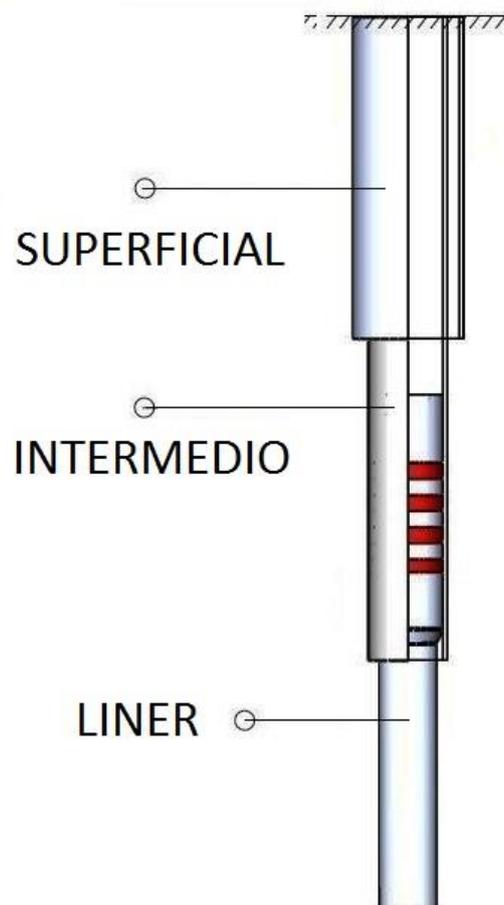
Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas. Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento, las cuales se introducen al pozo en forma telescópica, es decir, que los diámetros de las tuberías utilizadas van del mayor al menor diámetro, por razones fundamentalmente técnicas y económicas.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen:

- Zonas de bajos gradientes de fractura,
- Intervalos con presiones anormalmente altas,
- Formaciones inestables, yacimientos depresionados, etc.

Dichas situaciones originan que a medida que se profundiza, se tenga que ir aislando intervalos con características diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento.

**Gráfico 2.1**  
**TIPOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**



**Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera**

El objetivo de un diseño, es seleccionar una tubería de revestimiento con un cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que estará sujeta.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

- Evitar derrumbes y concavidades.
- Prevenir la contaminación de los acuíferos.
- Confinar la producción del intervalo seleccionado.
- Dar un soporte para la instalación del equipo de control superficial.
- Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.

Las tuberías de revestimiento representan alrededor del 18% del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas, que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y terminación del mismo.

La tubería de revestimiento, al ser colocada dentro de un pozo, está sujeta a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo que en su selección se deben soportar las siguientes cargas:

- Presión externa (colapso).
- Presión interna (estallido).
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión).

## 2.2. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL

La introducción de esta tubería tiene por objeto instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger al agujero descubierto, aislando así flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

Como ejemplo, se tiene que para las diferentes zonas de trabajo, actualmente se emplean tuberías superficiales de 13 3/8" para pozos exploratorios o pozos de desarrollo que son perforados a profundidades mayores de 14000 pies. Cabe aclarar que los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad total del pozo.

### 2.2.1. Diseño de Tubería 13 3/8"

Diámetro externo = 13 3/8"

Densidad del fluido = 10.4 ppg

$P_s = P_h$

**Tabla II**  
**CARACTERÍSTICAS CASING 13 3/8" C-95, 72 lb/ft**

<b>OD (in.)</b>	<b>ID (in.)</b>	<b>Rc (psi)</b>	<b>Re (psi)</b>	<b>Rt (x1000lb.)</b>
13.375	12.347	2820	6390	1973

**Fuente: Tabla de Dimensiones y Resistencias de Casing, Apéndice A, Tabla A.1**

1. Se calculan los factores que intervienen en el diseño:

a) Colapso

- Cálculo de Presión hidrostática

$$P_h = 0.052 \times \rho \times D(TVD)$$

$$P_h = 0.052 \times 10.4 \text{ lb/gal} \times 6091 \text{ ft}$$

$$P_h = 3294.01 \text{ psi}$$

- Cálculo de Presión de Colapso

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_c = 3291.01 \text{ psi} \times 1.125$$

$$P_c = 3705.76 \text{ Psi}$$

La tubería C-95 de 72 lb/ft, resiste una presión al colapso de 2820 psi. Como se puede observar, la presión al colapso obtenida en los cálculos es mayor a la que resiste esta tubería. Pero siendo esta tubería, la de mayor presión al colapso en comparación con las otras que son usadas para casing de 13 3/8", y además considerando que existe una limitante de tuberías que se encuentran en stock, se escoge la antes mencionada como la apropiada. El efecto de colapso no afectará de sobremanera el diseño a esta profundidad, por tratarse un revestimiento superficial.

## b) Tensión

- Cálculo del peso total del revestimiento Superficial:

$$W_{TR} = D(TVD) \times \text{Peso Nominal}$$

$$W_{TR} = 6091 \text{ ft} \times 72 \text{ lbs/ft}$$

$$W_{TR} = 438552 \text{ lbs}$$

- Cálculo del Peso Máximo que resiste la Tensión

$$W_{m\acute{a}x} = \frac{Rt}{FST}$$

$$W_{m\acute{a}x} = \frac{1973000}{2.0}$$

$$W_{m\acute{a}x} = 986500 \text{ lbs}$$

Como el valor de  $W_{TR}$  es menor que el de  $W_{m\acute{a}x}$  concluimos que la tubería resiste por tensión y puede ser corrida sin problema hasta superficie

## c) Estallido

- Cálculo de Presión de formación

$$P_f = G_f \times D(TVD)$$

$$P_f = 0.43 \text{ psi/ft} \times 6091 \text{ ft}$$

$$P_f = 2619.13 \text{ Psi}$$

- Cálculo de Presión de Estallido

$$P_e = \frac{R_e}{FSE}$$

$$P_e = \frac{6390}{1.0}$$

$$P_e = 6390 \text{ Psi}$$

Como se puede observar, la presión al estallido de la tubería es mayor a la presión de formación, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

2. Determinar la cantidad de tubos utilizados en esta sección:

$$\text{Número de Tubos} = \frac{D \text{ (MD)}}{40 \text{ ft}}$$

$$\text{Número de Tubos} = \frac{6450 \text{ ft}}{40 \text{ ft}}$$

$$\text{Número de Tubos} = 161.25 \approx 161$$

### 2.2.2. Corrida de Tubería 13 3/8"

Se arma BHA con broca tricónica hasta tope de zapato. Se perfora zapato flotador de 20", y se continúa perforando hasta que se realice viaje hasta superficie para cambio de BHA convencional y broca tricónica por broca PDC de 16".

Se baja sarta direccional hasta fondo y se reanuda perforación. Se toman parámetros de galonaje, presión, WOB, rpm y se continúa perforando hasta concluir con la sección hasta 6450' (punto de casing), se bombea píldora de limpieza y circulo. Se realiza viaje de control hasta superficie y de retorno.

Se realiza corrida de casing superficial y se instala zapata guía, se baja casing de 13 3/8" desde superficie hasta 5430". Se arma líneas de cementación en superficie y se intenta circular el pozo en directa. Y finalmente se realiza cementación.

### 2.2.3. Cementación de Tubería 13 3/8"

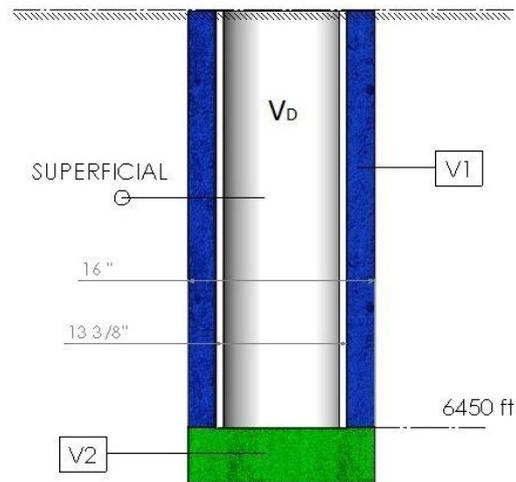
**Tabla III**  
**DATOS DE CEMENTACIÓN PARA REVESTIMIENTO SUPERFICIAL**

Lechada LEAD (A)			Lechada TAIL (A)			Exceso Cemento
Densidad (ppg)	Rendimiento (ft <sup>3</sup> /sks)	Tope (ft)	Densidad (ppg)	Rendimiento (ft <sup>3</sup> /sks)	Tope (ft)	
13.5	1.65	0	15.2	1.18	6450	10 %
<b>Requerimiento de Agua (gal/sks)</b>						
8.56			5.21			

**Fuente: Oriente Ecuatoriano**

1. Se calcula la cantidad de Sacos de Cemento que se usarán para Cementar la Tubería Superficial

**Gráfico 2.2**  
**VOLÚMENES DE CEMENTACIÓN PARA REVESTIMIENTO SUPERFICIAL**



**Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera**

a)  $V_1 = \text{Capacidad Anular} \times \text{Longitud Anular Seleccionada}$

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{(\text{Diam hueco } 16'')^2 - (\text{OD}_{\text{CSG } 13 \frac{3}{8}''})^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{[(16)^2 - (13.375)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad Anular} = 0.074 \text{ bbl/ft}$$

$$V_1 = 0.074 \text{ bbl/ft} \times 6450 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_1 = 2712.89 \text{ ft}^3$$

b)  $V_2 = \text{Capacidad Interna} \times \text{Longitud Interna seleccionada}$

$$\text{Capacidad Interna} = \frac{(\text{Diam hueco } 16'')^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad Interna} = \frac{(16)^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad Interna} = 0.24 \text{ bbl/ft}$$

$$\text{Longitud Interna seleccionada} = 40 \text{ ft}$$

$$V_2 = 0.24 \text{ bbl/ft} \times 40 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_2 = 55.85 \text{ ft}^3$$

c) Volumen Total en  $\text{ft}^3$

$$V_T = V_1 + V_2$$

$$V_T = 2712.89 \text{ ft}^3 + 55.85 \text{ ft}^3$$

$$V_T = 2768.74 \text{ ft}^3$$

d) Número de Sacos en sks

$$\text{Número de Sacos} = \frac{V_T (\text{ft}^3)}{R_L (\text{ft}^3/\text{sks})}$$

$$\text{Número de Sacos} = \frac{2768.74 \text{ ft}^3}{1.65 \text{ ft}^3/\text{sks}}$$

$$\text{Número de Sacos} = 1678.02 \text{ Sks}$$

e) Exceso por Seguridad del 10%

$$1678.02 \text{ Sks} \times \frac{(100\% + 10\%)}{100\%} = 1845.83 \text{ Sks}$$

2. Se determina el Volumen Total y Requerimiento Total de Agua para la Lechada LEAD

Nota: Se sugiere utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada LEAD.

$$1845.83 \text{ Sks} \times 80/100 = 1476.67 \text{ Sks}$$

$$V_t = \frac{1476.67 \text{ Sks} \times 1.65 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 433.93 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{1476.67 \text{ Sks} \times 8.56 \text{ gal}/\text{sks}}{42 \text{ gal}/\text{bbl}} = 300.96 \text{ bbl}$$

3. Se determina el Volumen Total y Requerimiento Total de Agua para la Lechada TAIL

Nota: Se sugiere utilizar el 20% de los sacos totales en la lechada TAIL

$$1845.83 \text{ Sks} \times 20/100 = 369.17 \text{ Sks}$$

$$V_t = \frac{369.17 \text{ Sks} \times 1.18 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 77.58 \text{ bbl}$$

$$R_{T\text{ agua}} = \frac{369.17 \text{ Sks} \times 5.21 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 45.79 \text{ bbl}$$

4. Se calcula el Volumen de Desplazamiento necesario para desplazar la Lechada LEAD y TAIL

$$C = \frac{ID^2}{1029.4} = \frac{12.347^2}{1029.4} = 0.148 \text{ bbl/ft}$$

Profundidad del collar flotador, donde se asentará el tapón superior a 6410 ft

$$V_D = 0.148 \text{ bbl/ft} \times 6410 \text{ ft}$$

$$V_D = 949.28 \text{ bbl lodo}$$

### 2.3. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO

Estas tuberías se introducen con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación, en si se utilizan como protección del agujero descubierto, en la mayoría de los casos para tratar de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de alta presión.

Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, será necesario colocar una o unas sagas de tuberías de revestimiento intermedio, que aislarán la zona problema.

### 2.3.1. Diseño de Tubería 9 5/8"

Diámetro externo = 9 5/8"

Densidad del fluido = 10.6 ppg

$P_s = P_h$

**Tabla IV**  
**CARACTERÍSTICAS CASING 9 5/8" C-95, 53.5 lb/ft**

OD (in.)	ID (in.)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lb.)
9.625	8.535	7330	9410	1477

**Fuente: Tabla de Dimensiones y Resistencias de Casing, Apéndice A, Tabla A.2**

1. Se calculan los factores que intervienen en el diseño:

a) Colapso

- Cálculo de Presión hidrostática

$$P_h = 0.052 \times \rho \times D(TVD)$$

$$P_h = 0.052 \times 10.6 \text{ lb/gal} \times 9450 \text{ ft}$$

$$P_h = 5208.84 \text{ psi}$$

- Cálculo de Presión de Colapso

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_c = 5208.84 \text{ psi} \times 1.125$$

$$P_c = 5859.94 \text{ Psi}$$

La tubería C-95 de 53.50 lb/ft, resiste una presión al colapso de 7330 psi. Como se puede observar la presión al colapso obtenida en los cálculos es menor a la que esta tubería resiste, por la tanto la tubería intermedia si resiste al colapso.

#### b) Tensión

- Cálculo del peso total del revestimiento Intermedio:

$$W_{TR} = D(TVD) \times \text{Peso Nominal}$$

$$W_{TR} = 9450 \text{ ft} \times 53.50 \text{ lbs/ft}$$

$$W_{TR} = 505575 \text{ lbs}$$

- Cálculo del Peso Máximo que resiste la Tensión

$$W_{m\acute{a}x} = \frac{Rt}{FST}$$

$$W_{m\acute{a}x} = \frac{1477000}{2.0}$$

$$W_{m\acute{a}x} = 738500 \text{ lbs}$$

Como el valor de  $W_{TR}$  es menor que el de  $W_{m\acute{a}x}$  entonces la tubería resiste por tensión y puede ser corrida sin problema hasta superficie.

c) Estallido

- Cálculo de Presión de formación

$$P_f = G_f \times D(TVD)$$

$$P_f = 0.43 \text{ psi/ft} \times 9450 \text{ ft}$$

$$P_f = 4063.5 \text{ Psi}$$

- Cálculo de Presión de Estallido

$$P_e = \frac{R_e}{FSE}$$

$$P_e = \frac{9410}{1.0}$$

$$P_e = 9410 \text{ Psi}$$

Como se puede observar, la presión al estallido de la tubería es mayor a la presión de formación, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

2. Determinar la cantidad de tubos utilizados en esta sección:

$$\text{Número de Tubos} = \frac{D (MD)}{40 ft}$$

$$\text{Número de Tubos} = \frac{9841 ft}{40 ft}$$

$$\text{Número de Tubos} = 246$$

### 2.3.2. Corrida de Tubería 9 5/8"

Se saca cabezal de cementación y se corta tubo de conductor de 20" y se suelda medias lunas de casing de 13 3/8" y se monta BOP, probando anular y válvulas del manifold, se arma BHA de limpieza con broca tricónica de 12.25" y se baja hasta encontrar tope de cemento, se perfora cemento.

Se observa pérdida de peso en la broca, y se continúa bajando tubería de 5" hasta la profundidad deseada. Se saca tubería a superficie y se retira broca. La empresa de servicios debe proceder a armar líneas de cementación y prueba de líneas con 2500psi por 10min.

Se realiza corrida de casing 9 5/8" llegando al fondo, lavando las dos últimas juntas por seguridad. Se circula hasta retornos limpios, se realiza cementación de acuerdo al programa.



$$\text{Capacidad anular 1} = \frac{[(ID_{CSG\ 13\ 3/8''})^2 - (OD_{CSG\ 9\ 5/8''})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 1} = \frac{[(12.347)^2 - (9.625)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 1} = 0.058 \text{ bbl/ft}$$

$$V_1 = 0.058 \text{ bbl/ft} \times 6450 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_1 = 2104.18 \text{ ft}^3$$

b)  $V_2 = \text{Capacidad Anular 2} \times \text{Longitud Anular}$   
 Seleccionada

$$\text{Capacidad anular 2} = \frac{[(Diam. \text{ hueco } 12\ 1/4'')^2 - (OD_{CSG\ 9\ 5/8''})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 2} = \frac{[(12.25)^2 - (9.625)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 2} = 0.055 \text{ bbl/ft}$$

$$\text{Longitud Anular seleccionada} = 9841 \text{ ft} - 6450 \text{ ft}$$

$$\text{Longitud Anular seleccionada} = 3391 \text{ ft}$$

$$V_2 = 0.055 \text{ bbl/ft} \times 3391 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_2 = 1062.11 \text{ ft}^3$$

c)  $V_3 = \text{Capacidad interna} \times \text{Longitud interna}$   
seleccionada

$$\text{Capacidad interna} = \frac{(\text{Diametro hueco } 12 \frac{1}{4}'' )^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad interna} = \frac{(12.25)^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad interna} = 0.145 \text{ bbl/ft}$$

Longitud Interna seleccionada = 40 ft

$$V_3 = 0.145 \text{ bbl/ft} \times 40 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_3 = 32.74 \text{ ft}^3$$

d) Volumen Total en  $\text{ft}^3$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3$$

$$V_T = 2104.18 \text{ ft}^3 + 1062.11 \text{ ft}^3 + 32.74 \text{ ft}^3$$

$$V_T = 3199.03 \text{ ft}^3$$

e) Número de Sacos en sks

$$\text{Número de Sacos} = \frac{V_T (\text{ft}^3)}{R_L (\text{ft}^3/\text{sk})}$$

$$\text{Número de Sacos} = \frac{3199.03 \text{ ft}^3}{1,69 \text{ ft}^3/\text{sk}}$$

$$\text{Número de Sacos} = 1892.92 \text{ Sks}$$

f) Exceso por Seguridad del 10%

$$1892.92 \text{ Sks} \times \frac{(100\% + 10\%)}{100} = 2082.21 \text{ Sks}$$

2. Se determina el Volumen Total y Requerimiento Total de Agua para la Lechada LEAD

Nota: Se sugiere utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada LEAD.

$$2082.21 \text{ Sks} \times 80/100 = 1665.77 \text{ Sks}$$

$$V_t = \frac{1665.77 \text{ Sks} \times 1.69 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 501.36 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{1665.77 \text{ Sks} \times 8.56 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 339.50 \text{ bbl}$$

3. Se determina el Volumen Total y Requerimiento Total de Agua para la Lechada TAIL

Nota: Se sugiere utilizar el 20% de los sacos totales en la lechada TAIL.

$$2082.21 \text{ Sks} \times 20/100 = 416.44 \text{ Sks}$$

$$V_t = \frac{416.44 \text{ Sks} \times 1.16 \text{ ft}^3/\text{sks}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 86.03 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{416.44 \text{ Sks} \times 5.05 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 50.07 \text{ bbl}$$

4. Se calcula el Volumen de Desplazamiento necesario para desplazar la Lechada LEAD y TAIL

$$C = \frac{ID^2}{1029.4} = \frac{8.535^2}{1029.4} = 0.0707 \text{ bbl/ft}$$

Profundidad del collar flotador, donde se asentará el tapón superior a 9801 ft

$$V_D = 0.0707 \text{ bbl/ft} \times 9801 \text{ ft}$$

$$V_D = 693.57 \text{ bbl lodo}$$

## 2.4. TABLA DE RESULTADOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Tabla VI  
PROGRAMA DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN

Diseño de Tubería	Tubería de Revestimiento	Superficial	Intermedio
	Diámetro (in)	13 3/8	9 5/8
	Intervalos (ft)	0 - 6091	0 - 9450
	Grado	C - 95	C - 95
	Peso (lb/ft)	72	53.5
	Número de Tubos	161	246
Lechada de LEAD	Número de Sacos (sks)	1477	1666
	Volumen Total (bbl)	434	501
	Requerimiento de Agua (bbl)	301	340
Lechada de TAIL	Número de Sacos (sks)	369	416
	Volumen Total (bbl)	78	86
	Requerimiento de Agua (bbl)	46	50
Volumen de Desplazamiento (bbl)		949	694

Fuente: Desarrollo de los Cálculos para el Pozo ESPOL X6D

## 2.5. PROGRAMA DE PERFORACIÓN

Sección 16"

Tabla VII  
DATOS SECCIÓN 16''

Diámetro	16''
Profundidad	6450' MD - 6091' TVD
Zapato Casing 13 3/8	5330'
Formaciones a atravesar	ORTEGUAZA Y TIYUYACU

Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera.

Perforar la sección de 16" hasta 6450', realizar corrida de casing de 13 3/8 hasta punto de casing. Realizar cementación según programa.

Mantener las densidades para evitar influjos. Por pozos aledaños hay que orientar la herramienta de perforación y desviar pozo para evitar interferencias magnéticas de pozos cercanos. Se realizará la construcción (start build) a partir de @500' con 1.8° / 100'.

Mantener con 10° la inclinación hasta primer KOP @1356 MD. Con DLS 2°/100' el start hold será de 10° según plan hasta comenzar la caída (start drop) @3900' con -1.25°/100'. Se atraviesa la formación Orteguaza @5790'. Start Hold vertical hasta el final de la perforación empieza a partir de 6061'. En esta sección se perfora verticalmente hasta punto de casing de 6450' (MD).

### Sección 12 1/4"

**Tabla VIII**  
**DATOS SECCIÓN 12 1/4"**

<b>Diámetro</b>	12 1/4"
<b>Profundidad</b>	9841' MD – 9450' TVD
<b>Zapato Casing 13 3/8</b>	9841'
<b>Formaciones a atravesar</b>	TIYUYACU, TIYUYACU INF., TENA , BASAL TENA, NAPO, CALIZA M1, CALIZA M2, U SUP., CALIZA B

**Fuente:** Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera.

El objetivo de este BHA es perforar sección de 12 1/4", manteniendo la verticalidad del pozo para interceptar el primer objetivo secundario Basal Tena, con radio de tolerancia de 25 ft, continuar perforando verticalmente hasta alcanzar el punto de revestimiento de 9 5/8" @ 9841' MD (100' MD dentro de la Caliza A).

En esta sección se deben utilizar inhibidores en las arcillas de Tiyuyacu y Tena, para poder evitar embolamientos o hinchamientos de arcilla.

### **Sección 8 1/2"**

**Tabla IX  
DATOS SECCIÓN 8 1/2"**

<b>Diámetro</b>	8 1/2"
<b>Profundidad</b>	10688' MD – 10493' TVD
<b>Zapato Casing 13 3/8</b>	10658'
<b>Formaciones a atravesar</b>	NAPO- HOLLIN

**Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera.**

Continuar perforando la sección de 8 1/2" las formaciones Napo y Hollín, manteniendo verticalidad por toda la sección interceptando los objetivos de las areniscas T inferior (Principal) y Hollín Superior (Secundario). La profundidad total propuesta es 10688' (MD) donde se asentara el revestimiento de 7".

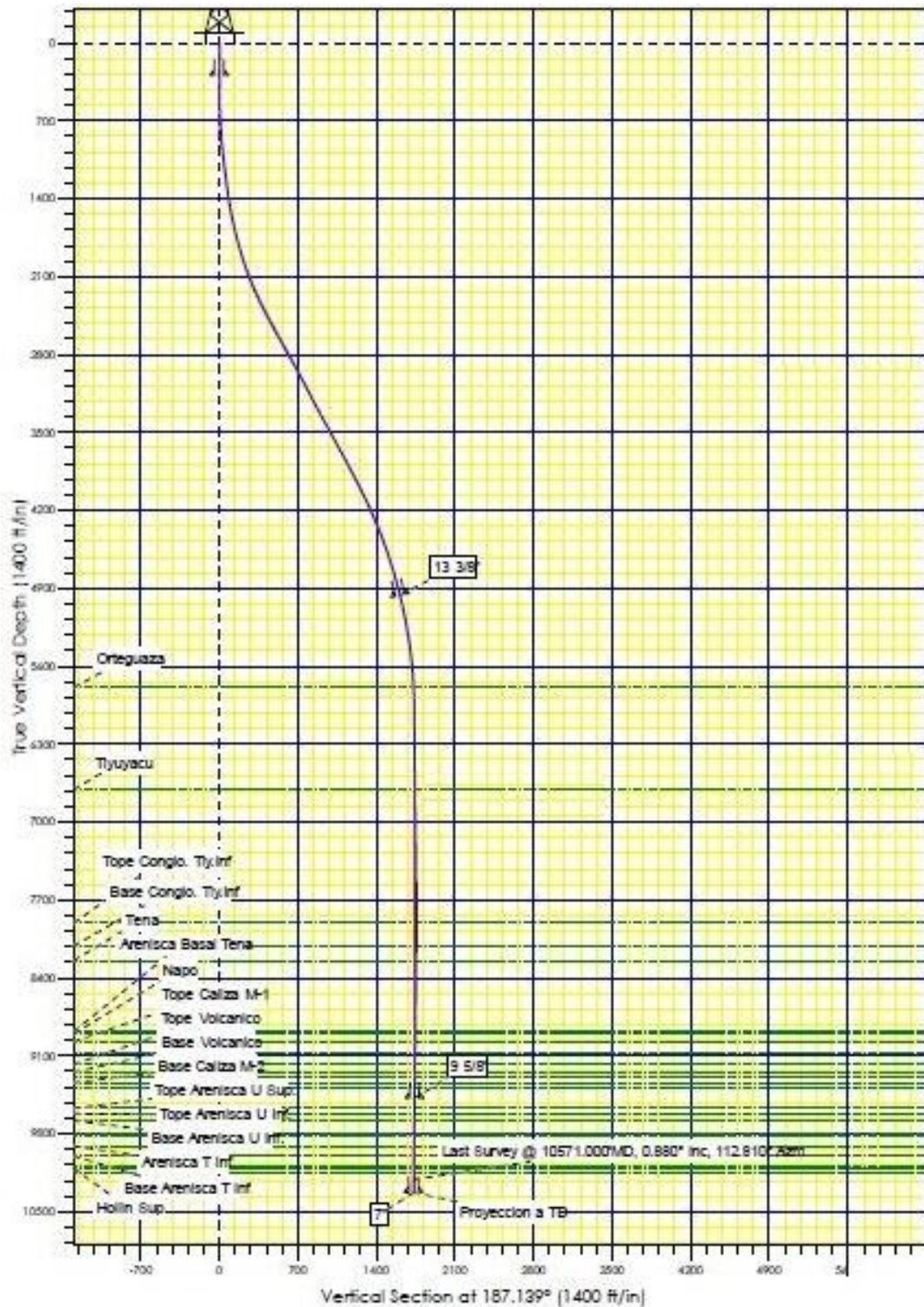
Es importante realizar los viajes de calibración en esta sección. Utilizar un fluido con uso de 100% de carbonato para densificar el sistema para poder reducir el daño de formación y reducir el daño de formación en caso que sea necesario.

**Tabla X**  
**PROFUNDIDAD ESTIMADA DE ASENTAMIENTO DE REVESTIDORES**

TIPO REVESTIDOR	DIAMETRO		PROFUNDIDAD	
	BROCA (in)	OD (in)	MD (ft)	TVD (ft)
Conductor	26	20	295	295
Superficial	16	13 3/8	6450	6091
Intermedio	12 ¼	9 5/8	9841	9450
Liner	8 ½	7	10688	10493

**Fuente: Información del Pozo ESPOL X6D**

**Gráfico 2.4.**  
**DISEÑO PROPUESTO PARA EL POZO ESPOL X6D**



**Fuente: Información del Pozo ESPOL X6D**

# **CAPÍTULO 3**

## **LINER DE PRODUCCIÓN**

### **3.1. DEFINICIÓN DEL LINER DE PRODUCCIÓN**

El Liner es una tubería de revestimiento que no se extiende hasta la cabeza del pozo, sino que se cuelga de otra tubería, mediante un sistema de colgadores, que le sigue en diámetro y corrido hasta su profundidad de asentamiento por medio de tubería de perforación (o drill pipe) hasta la boca del pozo.

La tubería colgada permite reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas, se cementan en el fondo a una profundidad determinada con un traslape entre las tuberías de 200 a 500 pies.

#### **3.1.1. Herramientas que conforman un Liner de Producción**

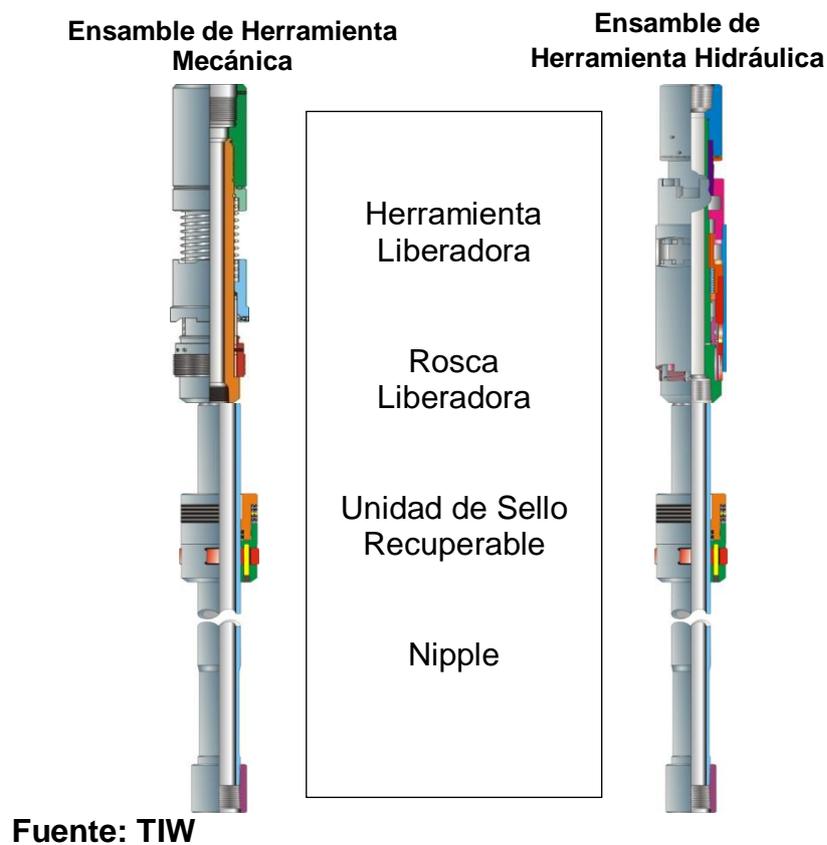
- Herramienta de Setting Tool
- Colgador expandible + bandas elastómeras

- Camisa de asentamiento
- Liner de producción de 7''
- Equipo de flotación

### Setting Tool

Herramienta de asentamiento (Setting Tool), que es la encargada de transportar, ubicar al equipo en fondo, asentar, realizar el proceso expansión y colgada del colgador, y soltar el Liner.

**Gráfico 3.1**  
**HERRAMIENTAS MECÁNICA E HIDRÁULICA DEL SETTING TOOL**



### **Colgadores expandibles**

El colgador es el equipo encargado de ‘colgar’ a la tubería. Este equipo posee cuñas que al momento de deslizarse al frente de los conos logra un agarre con la pared del casing anterior, impidiendo a su vez el pandeo de la tubería hasta que el cemento quede fraguado.

**Gráfico 3.2  
HERRAMIENTA COLGADOR**

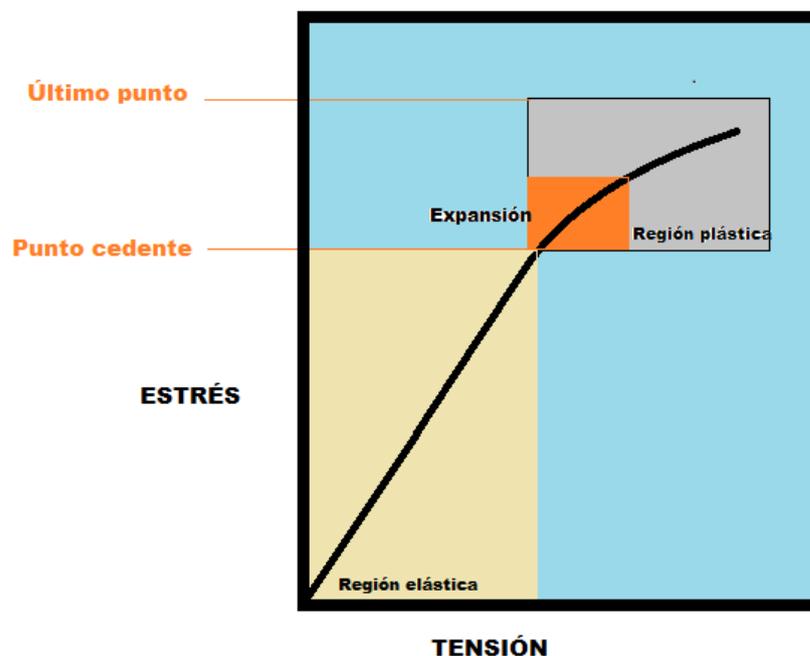


**Fuente: Oriente Ecuatoriano.**

Los colgadores expandibles se basan en la tecnología tubular expandible, que consisten en un sistema para incrementar el diámetro del Liner, realizando un trabajo en frío del acero en el fondo del hueco. El trabajo en frío se lo considera como toda operación que no sobrepasa los 572

grados Fahrenheit, ya que hasta este punto el acero goza de propiedades elásticas que le permiten deformarse sin llegar a una fractura.

**Gráfico 3.3**  
**ESFUERZO VS TENSION**



Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera.

### La tubería de producción

El Liner o tubería de producción, se denomina a toda la sarta de tubería de 7" que va a ser utilizada y dejada en fondo, sirve para aislar zonas de gas, petróleo, agua, etc., provee de control al pozo y aísla las zonas de interés de fluidos indeseables.

### Equipo de flotación

La herramienta de flotación se denomina al zapato guía, 1 o 2 tubos, Landing Collar, todo esto se resume a un Shoe Track.

**Gráfico 3.4**  
**HERRAMIENTAS DE EQUIPO DE FLOTACIÓN**

**Collar flotador**



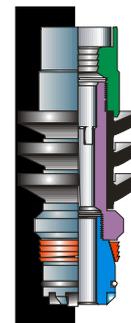
**Landing collar**



**Pump down plug**



**Liner wiper plug**



**Fuente:TIW**

## **3.2. FUNCIONES Y VENTAJAS DE LINER DE PRODUCCIÓN**

Entres las funciones del Liner de Producción se encuentran:

- Revestir el pozo y proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica, especialmente en esta sección que es la más importante en la perforación de pozo.
- Los Liners en pozos de gran profundidad, proporcionan adaptabilidad y fácil manejo que no ofrecen las sartas completas de tubería de revestimiento.
- Los Liners pueden funcionar como tubería intermedia o de producción, normalmente cementada en toda su longitud.

El uso de Liners presenta muchas ventajas, entre las cuales son:

- Los costos totales de la sarta de producción se reducen, así como el tiempo de corridas y su cementación.
- La longitud de diámetro no se reduce, lo que permite emplear una sarta más grande para la producción.
- Un scab liner tie-back ofrece gran sección de la pared con cemento a través de secciones de sal.

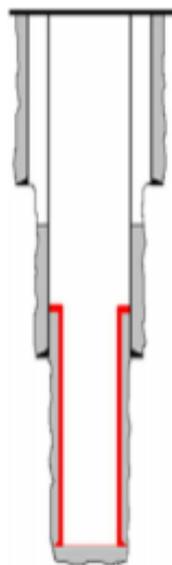
- Flexibilidad de la terminación mejorada.
- Se reduce el costo ahorrando tubería de revestimiento, equipo y servicio

### 3.3. TIPOS DE LINER DE PRODUCCIÓN

Los diferentes tipos de Liners que se pueden encontrar son:

- **Drilling Liners (Liner de perforación):** permiten los trabajos de perforación a mayor profundidad, se utilizan para aislar la pérdida de circulación o normalmente presionando zonas más profundas para permitir la perforación.

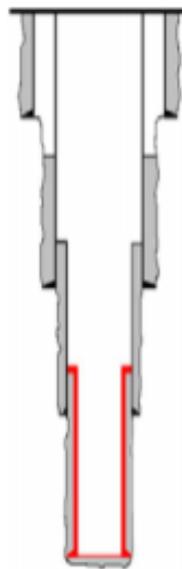
**Gráfico 3.5  
DRILLING LINERS**



**Fuente: Oriente Ecuatoriano**

- **Production Liners (Liner de producción):** son corridos a través de las zonas de producción, se ejecutan en lugar de una sarta de revestimiento completa para proporcionar aislamiento a través de las zonas de producción o de inyección. Estos Liners son importantes cuando se quiere evitar la exposición a los pesos y/o propiedades de lodos en zonas someras, o para colgar casing de producción y cualquier requerimiento en trabajos de completación y estimulación.

**Gráfico 3.6  
PRODUCTION LINERS**

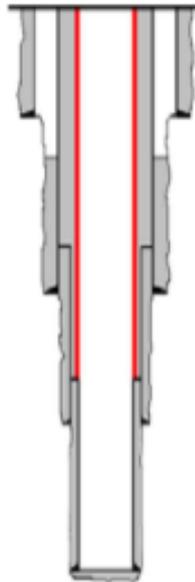


**Fuente: Oriente Ecuatoriano**

- **The Tie-Back Liner (Extensión de superficie):** es una sección de la sarta de revestimiento que proporciona

integridad al pozo, se extiende hacia arriba desde la parte superior de un liner existente a la superficie, puede ser cementado o no.

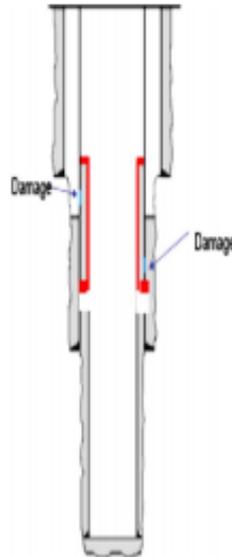
**Gráfico 3.7**  
**THE TIE BACK LINER**



**Fuente: Oriente Ecuatoriano**

- **The Scab Liner (Extensiones parciales):** es una sección de tubería de revestimiento que no llega a la superficie. Se lo utiliza para reparar secciones dañadas o desgastadas en el casing o liner existente.

**Gráfico 3.8  
THE SCAB LINER**



**Fuente: Oriente Ecuatoriano**

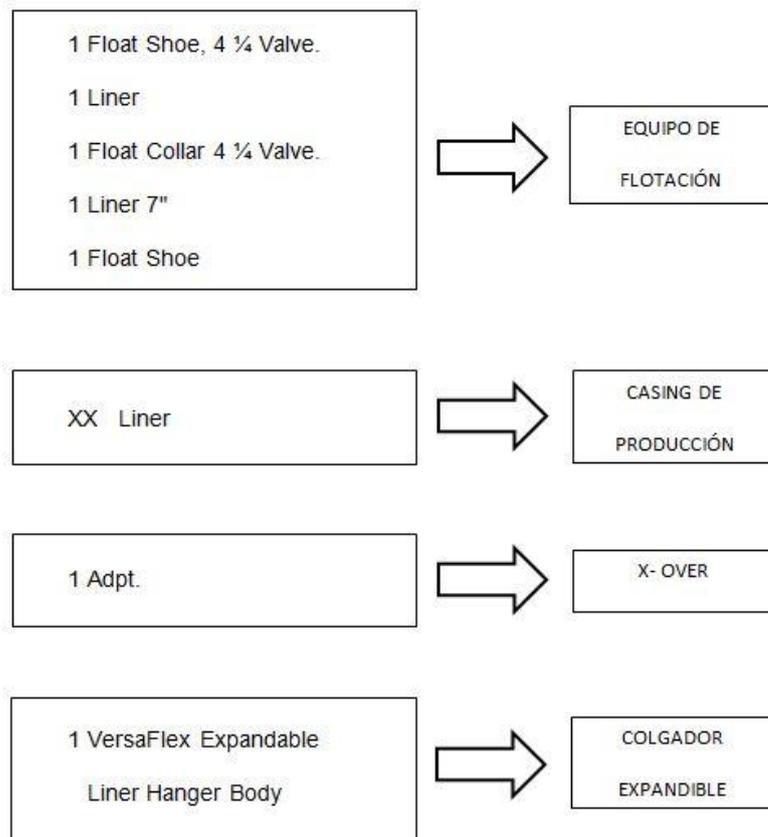
- **The scab tie-back Liner:** es la misma scab liner pero ésta si se cementa.

### **3.4. DETALLES DEL EQUIPO VERSAFLEX**

Este equipo proporcionado por la compañía Halliburton, es un Liner de producción que reúne las características de un Liner base conjuntamente con el modelo de colgador expandible Versaflex de última tecnología en colgadores. En Ecuador, el equipo Versaflex es uno de los principales equipos con mayor demanda de adquisición, por ser uno de los mejores en la industria.

La configuración de un equipo Versaflex está dada de la siguiente forma:

**Gráfico 3.9**  
**CONFIGURACIÓN DE EQUIPO VERSAFLEX**



**Fuente: Oriente Ecuatoriano**

### 3.5. DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN

Previo al diseño del Liner es importante conocer las condiciones a las cuales se va a trabajar en el pozo, por ello se empieza de la siguiente manera:

- Planeación entre el Cliente y la empresa que realizará el trabajo.
- Información del Pozo, presiones de fondo: colapso, estallido, tensión, hidrostática y de formación, profundidades, peso de lodo, etc.
- Calcular parámetros del trabajo en la locación, galonaje, pesos desplazamientos, longitudes, etc.
- Planeación de cementación, realización de los cálculos previo al trabajo, este es un paso vital en la operación.

De acuerdo a los cálculos realizados para el revestimiento de las secciones anteriores, el pozo ESPOL X6D tipo "S", está revestido con la tubería que se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla XI  
PROGRAMA DE REVESTIMIENTO PARA EL POZO ESPOL X6D**

	<b>Intervalo (ft)</b>	<b>Grado</b>	<b>Peso (lbs/ft)</b>	<b>Número de tubos</b>	<b>Longitud (ft)</b>
<b>Conductor</b>	0 - 295	J-55	94	7	295
<b>Superficial</b>	0 – 6450	C-95	72	161	6450
<b>Intermedio</b>	0 - 9841	C-95	53.5	246	9841

**Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera**

El Liner de producción se colgará en el revestimiento intermedio a 9841' (MD) y llegará hasta TD 10676' (TVD), el diámetro externo del

Liner es 7" y la densidad del fluido de perforación usado en esta sección es de 9 lbs/gal.

### 3.5.1. Parámetros para diseñar el Liner de Producción

Al ser colocada la herramienta dentro del pozo, el Liner de producción estará sujeto a tres fuerzas significativas durante y hasta las operaciones de perforación, terminación o vida productiva del pozo, por lo que su elección debe soportar la presión de formación, la presión hidrostática, de colapso, de tensión y de estallido.

A continuación se resume:

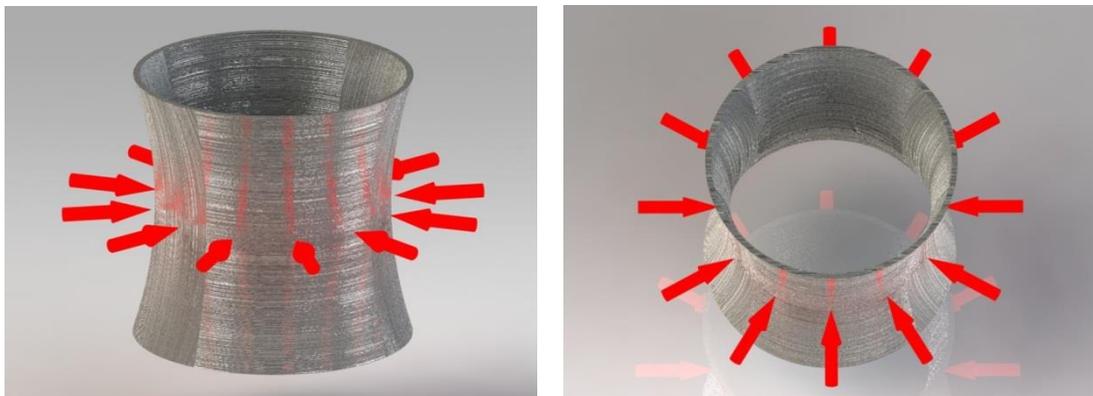
**Presión de formación:** se define como el gradiente de sobrecarga ejercido por la litología sobrepuesta a la profundidad de interés por dicha profundidad.

**Presión hidrostática:** se define como la presión ejercida por una columna de fluido en el fondo que está en función de la densidad promedio del fluido y de la profundidad de la columna del fluido. Esta presión es muy importante, ya que

con ella podemos determinar la cantidad de presión adicional, o menor, para poder realizar la expansión del colgador.

**Presión de Colapso:** El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo, por el efecto resultante de las presiones externas que se presentan en el fondo del pozo y que se muestran en la parte externa al casing, generadas por los fluidos de la formación, los cuales pueden ser gas, aceite, agua salada, etc.

**Gráfico 3.10**  
**DEFORMACIONES DE LAS TUBERÍAS DEBIDO A LA PRESIÓN DE COLAPSO**



**Fuente:** Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera

Los factores que contribuyen a esta deformación son:

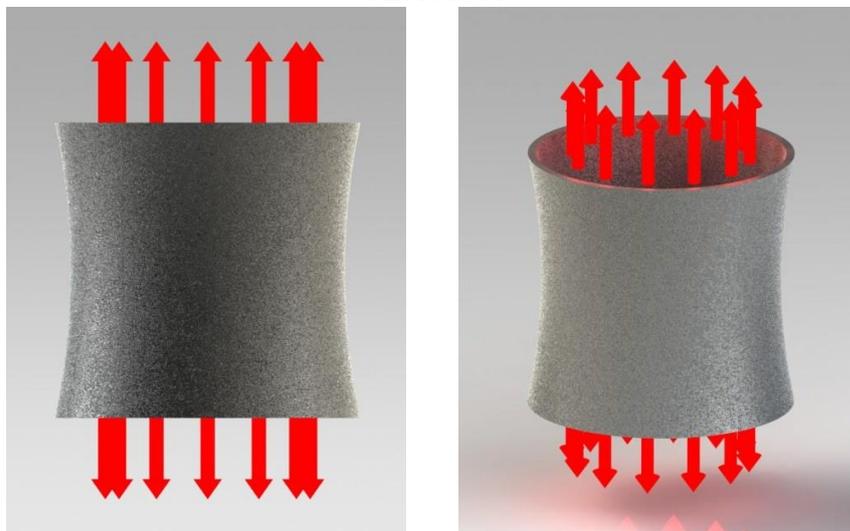
- Desgaste de la tubería de revestimiento.
- Incremento de presión exterior por temperatura

- Cargas geostáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

La tubería de explotación deberá ser diseñada a su máximo colapso, debido a que en operaciones de terminación del pozo, pueden presentarse factores que causen una evacuación total dentro del pozo.

**Presión a la Tensión:** es la que se origina por el peso que ejerce toda la tubería de revestimiento.

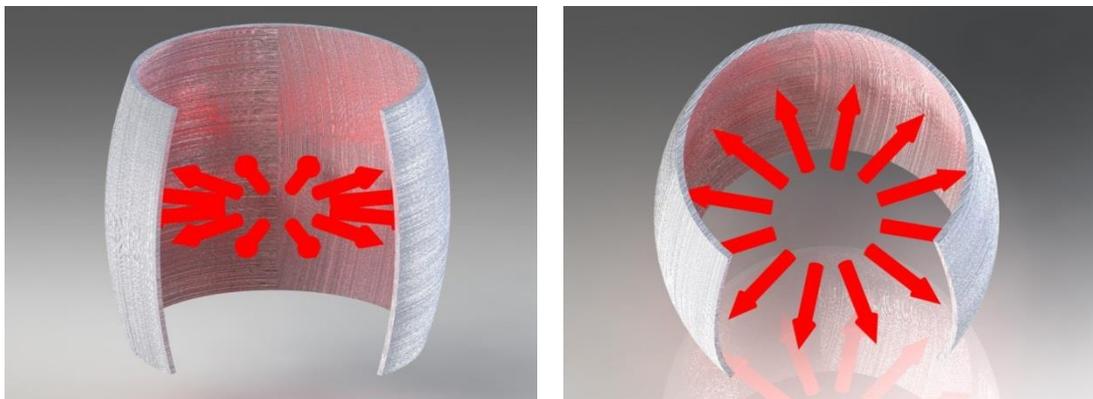
**Gráfico 3.11**  
**DEFORMACIONES DE LAS TUBERÍAS DEBIDO A LA PRESIÓN DE LA TENSIÓN**



Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera

**Presión de Estallido:** es la presión interna que se desarrolla debido al uso de fluidos dentro del Liner. Se debe tener cuidado de no sobrepasar la presión de fractura por debajo de la zapata.

**Gráfico 3.12**  
**DEFORMACIONES DE LAS TUBERÍAS DEBIDO A LA PRESIÓN DE ESTALLIDO**



**Fuente:** Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera

**Consideraciones:**

Se utilizará el método de ensayo y error con factor de flotación.

Como factores de seguridad de las fuerzas de tensión, compresión y estallido, se usarán los mismos que se emplean en la práctica en el Oriente Ecuatoriano.

Factores de Seguridad:

**Colapso: C = 1.125**

**Tensión: T = 2.0**

**Estallido: E = 1.0**

### 3.5.2. Cálculos para diseñar el Liner de Producción

Diámetro externo = 7"

Densidad del fluido = 9.0 ppg

$P_s = P_h$

**Tabla XII**  
**CARACTERÍSTICAS CASING 7" C-95, 26 lb/ft**

<b>OD (in.)</b>	<b>ID (in.)</b>	<b>Rc (psi)</b>	<b>Re (psi)</b>	<b>Rt (x1000lb.)</b>
7	6.276	5870	8600	717

**Fuente: Tabla de Dimensiones y Resistencias de Casing, Apéndice A, Tabla A.3**

1. Se calculan los factores que intervienen en el diseño:

a) Colapso

- Cálculo de Presión hidrostática

$$P_h = 0.052 \times \rho \times D(TVD)$$

$$P_h = 0.052 \times 9.0 \text{ lb/gal} \times 10493 \text{ ft}$$

$$P_h = 4910.72 \text{ psi}$$

- Cálculo de Presión de Colapso

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_c = 4910.72 \text{ psi} \times 1.125$$

$$P_c = 5524.56 \text{ Psi}$$

La tubería C-95 de 26 lb/ft, resiste una presión al colapso de 5870 psi. Como se puede observar la presión al colapso obtenida en los cálculos es menor a la que ésta tubería resiste, por lo tanto si es resistente a la presión al colapso.

#### b) Tensión

- Cálculo del peso total del revestimiento del Liner:

$$W_{TR} = D(TVD) \times \text{Peso Nominal}$$

$$W_{TR} = 10493 \text{ ft} \times 26 \text{ lbs/ft}$$

$$W_{TR} = 272818 \text{ lbs}$$

- Cálculo del Peso Máximo que resiste la Tensión

$$W_{m\acute{a}x} = \frac{Rt}{FST}$$

$$W_{m\acute{a}x} = \frac{717000}{2.0}$$

$$W_{m\acute{a}x} = 358500 \text{ lbs}$$

Como el valor de  $W_{TR}$  es menor que el de  $W_{m\acute{a}x}$  entonces la tubería resiste por tensión y puede ser corrida sin problema hasta superficie.

c) Estallido

- Cálculo de Presión de formación

$$P_f = G_f \times D(TVD)$$

$$P_f = 0.43 \text{ psi/ft} \times 10493 \text{ ft}$$

$$P_f = 4511.99 \text{ Psi}$$

- Cálculo de Presión de Estallido

$$P_e = \frac{R_e}{FSE}$$

$$P_e = \frac{8600}{1.0}$$

$$P_e = 8600 \text{ Psi}$$

Como se puede observar, la presión al estallido de la tubería es mayor a la presión de formación, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

2. Determinar la cantidad de tubos utilizados en esta sección:

$$\text{Número de Tubos} = \frac{D (MD)}{40 ft}$$

$$\text{Número de Tubos} = \frac{10688 ft - 9841 ft}{40 ft}$$

$$\text{Número de Tubos} = 21.17 \approx 21$$

### **3.6. CEMENTACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN**

La cementación de pozos petroleros es el proceso mediante el cual se bombea una lechada de cemento al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento, con el propósito de obtener una buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar el sello efectivo que aisle las capas geológicas y soporte la tubería.

Para diseñar el programa de cementación se requiere información del pozo y de la formación.

### 3.8.1. Control Durante la Operación en el Campo

- Ubicar los centralizadores a lo largo del Liner una vez establecido su número a utilizar, antes de ser corrida la tubería.
- Se debe registrar la densidad, presión y caudal durante la operación.
- Monitorear la densidad de la lechada con la balanza presurizada.
- Controlar la densidad de la lechada

### 3.8.2. Cálculos para obtener los Volúmenes de Cementación

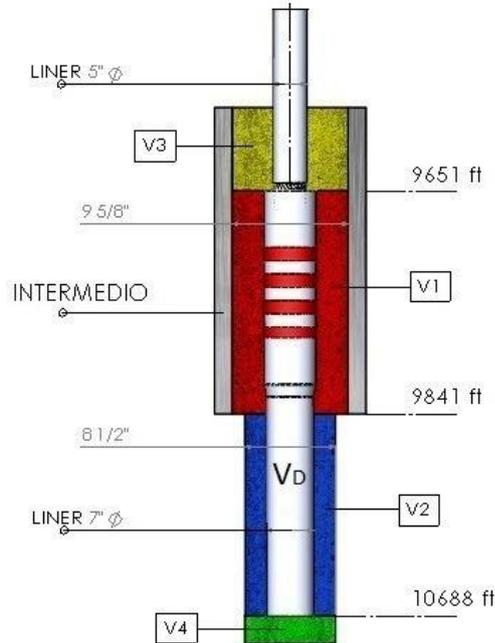
**Tabla XIII**  
**DATOS PARA LA CEMENTACIÓN DEL LINER**

Lechada LEAD			Lechada TAIL			Exceso Cemento
Densidad (ppg)	Rendimiento (ft <sup>3</sup> /sk)	Tope (ft)	Densidad (ppg)	Rendimiento (ft <sup>3</sup> /sk)	Tope (ft)	
15.0	1.3	9651	15.0	1.37	10688	10%
<b>Requerimiento de Agua (gal/sks)</b>						
5.84			5.41			

**Fuente: Oriente Ecuatoriano**

1. Se calcula la cantidad de Sacos de Cemento que se usarán para Cementar el Liner de Producción.

**Gráfico 3.13**  
**VOLÚMENES DE CEMENTACIÓN PARA REVESTIMIENTO DEL LINER**



**Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera**

$$a) V_1 \equiv V_{csg\ 9\ 5/8'' - \text{liner}\ 7''} \text{ en } ft^3$$

$V_1 = \text{Capacidad Anular 1} \times \text{Longitud Anular}$   
 Seleccionada

Capacidad Anular 1 ( $csg\ 9\ 5/8'' - \text{liner}\ 7''$ ) en  $bbl/ft$

$$\text{Capacidad anular 1} = \frac{[(ID_{csg\ 9\ 5/8''})^2 - (OD_{\text{liner}\ 7''})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 1} = \frac{[(8.535)^2 - (7)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 1} = 0.023\ bbl/ft$$

$$\text{Longitud Anular seleccionada} = (9841 - 9651)\ \text{pies}$$

Longitud Anular seleccionada = 190 pies

$$V_1 = 0.023 \text{ bbl/ft} \times 190 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_1 = 24.71 \text{ ft}^3$$

b)  $V_2 \equiv V_{\text{hueco } 8 \frac{1}{2}'' - \text{liner } 7''} \text{ en } \text{ft}^3$

$V_2 = \text{Capacidad Anular } 2 \times \text{Longitud Anular Seleccionada}$

Capacidad anular 2 (*hueco 8 1/2" – liner 7"*) en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad anular } 2 = \frac{[(\text{Diametro hueco } 8 \frac{1}{2}'')^2 - (\text{OD}_{\text{liner } 7''})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular } 2 = \frac{[(8.5)^2 - (7)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular } 2 = 0.022 \text{ bbl/ft}$$

Longitud Anular seleccionada = 10688 ft - 9841 ft

Longitud Anular seleccionada = 847 ft

$$V_2 = 0.022 \text{ bbl/ft} \times 847 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_2 = 107.41 \text{ ft}^3$$

$$c) V_3 \equiv V_{csg\ 9\ 5/8'' - \text{Drill pipe } 5''} \text{ en } ft^3$$

$V_3$  = Capacidad Anular 3 x Longitud Anular  
Seleccionada

Capacidad anular 3 (*csg 9 5/8" – Drill pipe 5"*) en  
*bbbl/ft*

$$\text{Capacidad anular 3} = \frac{[(ID_{csg\ 9\ 5/8''})^2 - (OD_{drill\ pipe\ 5''})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 3} = \frac{[(8.535)^2 - (5)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 3} = 0.046 \text{ bbl/ft}$$

$$V_3 = 0.046 \text{ bbl/ft} \times 200 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_3 = 52.19 \text{ ft}^3$$

$$d) V_4 \equiv V_{\text{hueco } 8\frac{1}{2}''} \text{ en } ft^3$$

$V_4$  = Capacidad interna x Longitud interna  
seleccionada

Capacidad interna en *bbbl/ft*

$$\text{Capacidad interna} = \frac{(\text{Diametro hueco } 8\ 1/2'')^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad interna} = \frac{(8.5)^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad interna} = 0.07 \text{ bbl/ft}$$

Longitud Interna seleccionada = 40 ft

$$V_4 = 0.7 \text{ bbl/ft} \times 40 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_4 = 15.76 \text{ ft}^3$$

e) Volumen Total en  $\text{ft}^3$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

$$V_T = 24.71 \text{ ft}^3 + 107.41 \text{ ft}^3 + 52.19 \text{ ft}^3 + 15.76 \text{ ft}^3$$

$$V_T = 200.09 \text{ ft}^3$$

f) Número de Sacos en sks

$$\text{Número de Sacos} = V_T (\text{ft}^3) / R_L (\text{ft}^3/\text{sks})$$

$$\text{Número de Sacos} = \frac{200.09 \text{ ft}^3}{1.30 \text{ ft}^3/\text{sks}}$$

$$\text{Número de Sacos} = 153.91 \text{ Sks}$$

g) Exceso por Seguridad del 10%

$$153.91 \text{ Sks} \times \frac{(100\% + 10\%)}{100} = 169.30 \text{ Sks}$$

2. Se determina el Volumen Total y Requerimiento Total de Agua para la Lechada LEAD.

Nota: Se sugiere utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada LEAD.

$$169.30 \text{ Sks} \times 80/100 = 135.44 \text{ Sks}$$

$$V_t = \frac{135.44 \text{ Sks} \times 1.30 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 31.36 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{135.44 \text{ Sks} \times 5.84 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 18.83 \text{ bbl}$$

3. Se determina el Volumen Total y Requerimiento Total de Agua para la Lechada TAIL.

Nota: Se sugiere utilizar el 20% de los sacos totales en la lechada TAIL.

$$169.30 \text{ Sks} \times 20/100 = 33.86 \text{ Sks}$$

$$V_t = \frac{33.86 \text{ Sks} \times 1.37 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 8.26 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{33.86 \text{ Sks} \times 5.41 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 4.36 \text{ bbl}$$

4. Se calcula el Volumen de Desplazamiento necesario para desplazar la Lechada LEAD y TAIL.

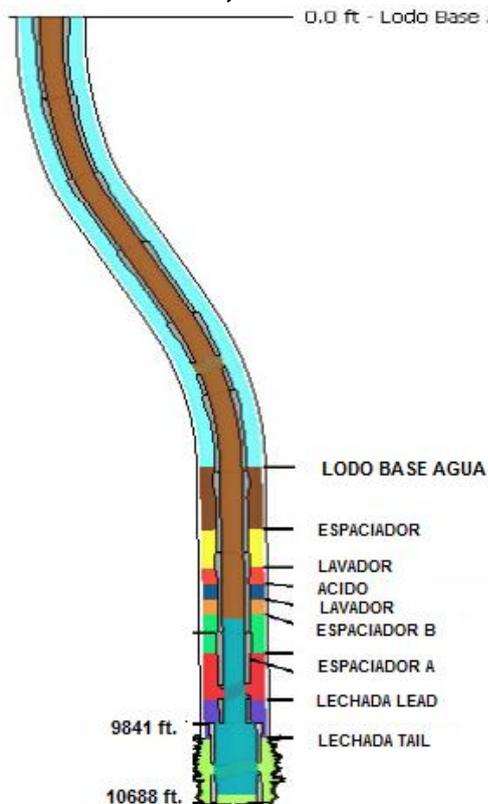
$$C = \frac{ID^2}{1029.4} = \frac{6.276^2}{1029.4} = 0.038 \text{ bbl/ft}$$

Profundidad del collar flotador, donde se asentará el tapón superior a 10594.92 ft

$$V_D = 0.038 \text{ bbl/ft} \times 10594.92 \text{ ft}$$

$$V_D = 405.39 \text{ bbl lodo}$$

**Gráfico 3.14**  
**PROGRAMA DE CEMENTACIÓN, ESQUEMA DEL POZO ESPOL X6D**



**Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera**

### 3.7. CORRIDA DEL LINER DE PRODUCCIÓN

#### Secuencia operativa

Esta operación corresponde a la bajada del Liner que conforman los equipos de flotación, tubería de Liner de 7" y colgador expandible con herramienta Setting Tool que es la encargada de bajar todo el equipo.

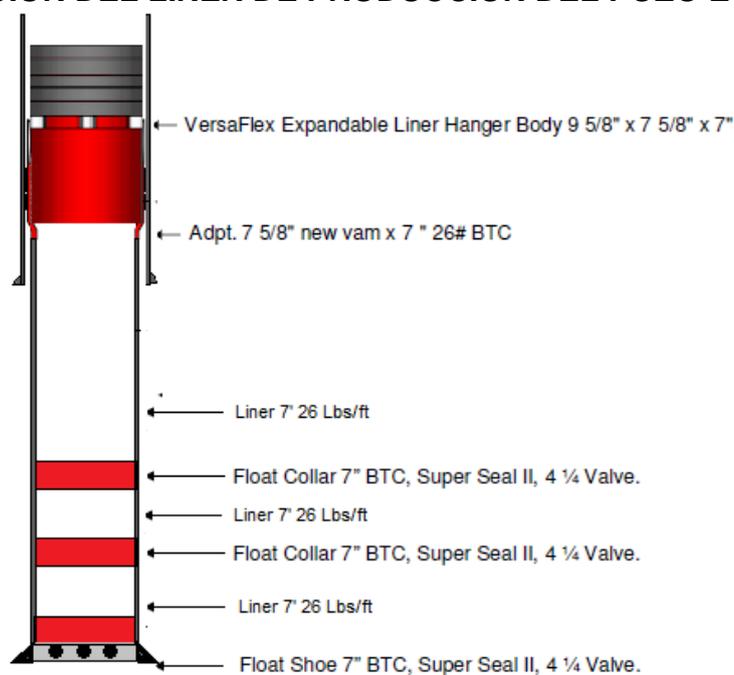
- 1 Float Shoe 7" BTC, Super Seal II, 4 ¼ Valve
- 1 Liner 7" 26# P-110 BTC
- 1 Float Collar 7" BTC, Super Seal II, 4 ¼ Valve
- 1 Liner 7" 26 # P-110 BTC
- 1 Float Collar 7" BTC, Super Seal II 4 ¼ Valve
- 21 Liner 26 # FT BTC C-95
- 1 Adpt. 7 5/8" new vam x 7" 26# BTC
- 1 VersaFlex Expandible Liner Hanger Body 9 5/8" x 7 5/8" x 7"

Se debe efectuar la junta de seguridad con el personal involucrado en la operación previo a la misma.

Inicialmente hay que chequear que el Shoe Track esté en óptimas condiciones para empezar la corrida, es decir verificando que las válvulas funcionen correctamente en un sentido para asegurar un buen desplazamiento de fluido al momento de cementar.

Luego de este primer paso, se conectan las 21 paradas de tuberías de Liner con los centralizadores frente a las arenas productivas distribuidos en los intervalos de las arenas U, T y Hollín Superior. Los centralizadores se ubicarán de acuerdo a la litología, registros de evaluación de formación y Tally, cuando ya se completa el número de tuberías de Liner a utilizar y bajar, se procede a conectar el colgador expandible Versaflex y paradas de Heavy Weight según sea el caso, hasta el tope de la zapata de 9 5/8", se toman parámetros en este punto, tales como galonaje, presión y temperatura para saber cómo se está trabajando.

**Gráfico 3.15**  
**CONFIGURACIÓN DEL LINER DE PRODUCCIÓN DEL POZO ESPOL X6D**



**Fuente: Elaborado por Amaly Palacios, Eduardo Ocaña y Jhonathan Vera**

Se continúa bajando y conectando paradas de Drill Pipe en hueco abierto, llenando cada 10 paradas hasta la última junta con circulación. Se procede a conectar el ensamble de la cabeza de cementación y se baja hasta el TD y se continúa circulando para tomar parámetros de galonaje, presión, peso arriba y peso abajo (fondo).

Nota: Previamente, cada vez que se realicen las conexiones de cada una de las paradas de Liner para enviar a fondo, el conejo debe ser utilizado para evitar cualquier tipo de suciedad en el fondo.

### **3.8. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN Y ASENTAMIENTO DEL LINER DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO ESPOL X6D**

Una vez bajada la sarta, colocar zapata de Liner 7" a 10688 ft en posición para colgar el colgador Versaflex. Para efectuar correctamente esta operación, primero se debe realizar la cementación y asentamiento del colgador.

### **3.8.1. Secuencia Operativa en la Cementación del Liner de Producción**

Ya tomados los parámetros y conectada la cabeza de cementación se debe continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones.

Realizar la reunión de seguridad y operacional donde se detallará el trabajo de cementación por la compañía de servicio.

Mezclar los espaciadores, lavadores y agua de mezcla del cemento.

Realizar reunión de seguridad y pruebas de líneas de cementación con 6000 PSI.

Mezclan cemento y bombean lechada de cemento según programa, durante la circulación se lanza dardo desde la cabeza de cementación.

Hay que observar el enganche de tapones y el asentamiento de los mismos. Cuando esto ocurre, chequear volúmenes

desplazados y presiones. Tomar en cuenta el Back Flow en bbl.

Se procede a lanzar la bola de asentamiento y se espera hasta por 50 min. Durante este tiempo se procede a la expansión, se debe observar una subida de presión de hasta 3800 psi. Y posterior a ello una caída de presión que asegura la expansión del colgador.

Se libera el Setting Tool con 50 KLBS de peso, se desconecta del colgador. Se chequean pesos, subiendo, bajando y punto neutro.

Se cambia de fluido por agua.

Finalizado todo este procedimiento, se saca a superficie el Setting Tool, el operador encargado de la herramienta debe verificar los componentes para tener una referencia de que el trabajo se realizó de manera óptima y eficiente.

Se da por finalizado el trabajo de colgada del Liner de producción.

Se espera el fraguado antes de realizar los registros eléctricos.

### 3.9. TABLA DE RESULTADOS DEL LINER DE PRODUCCIÓN

**Tabla XIV  
PROGRAMA DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN DEL LINER**

	<b>Tubería de Revestimiento</b>	<b>Liner</b>
<b>Diseño de Tubería</b>	<b>Diámetro (in)</b>	7
	<b>Intervalos (ft)</b>	9651 - 10688
	<b>Grado</b>	C – 95
	<b>Peso (lb/ft)</b>	26.0
	<b>Número de Tubos</b>	21
	<b>Número de Sacos (sks)</b>	135
<b>Lechada de LEAD</b>	<b>Volumen Total (bbl)</b>	31
	<b>Requerimiento de Agua (bbl)</b>	19
	<b>Número de Sacos (sks)</b>	34
<b>Lechada de TAIL</b>	<b>Volumen Total (bbl)</b>	8
	<b>Requerimiento de Agua (bbl)</b>	4
	<b>Volumen de Desplazamiento (bbl)</b>	405

Fuente: Desarrollo de los Cálculos para el Pozo ESPOL X6D

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## CONCLUSIONES

1. El objetivo del diseño es seleccionar tuberías de revestimiento con el grado, peso y junta que pueda resistir sin fallas las presiones a la que serán sometidas, es decir que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y la terminación del mismo y que sean la más económica.
2. La consideración de los factores de seguridad para el diseño de revestimiento de un pozo permite obtener, un diseño óptimo que cubra las necesidades dentro de restricciones realistas tanto técnicas, como económicas y ambientales.
3. Un colgador de Liner expandible permite colgar el liner y el elemento de asentamiento en un solo paso, haciendo de esta una operación eficiente tanto económica como operacionalmente.
4. La tecnología del Liner con colgador expandible, brinda la facilidad de circular el cemento porque no hay restricción del flujo durante el proceso de la cementación.

## **RECOMENDACIONES**

1. Usar Liner con colgador expandible, en vez de revestimiento de producción desde superficie, ya que constituye un ahorro de tubería y una disminución de los gastos de cementación.
2. En el proceso de cementación y asentamiento del Liner en el pozo, cuando se realice la expansión del colgador, observar la subida de presión con los valores establecidos por la compañía encargada y luego la caída de presión para asegurarse de que el colgador se ha expandido.
3. Asegurarse que la reología de espaciadores y lechadas de cemento es adecuada para 100% de remoción de lodo, pues asegura su buen fraguado.
4. Es muy importante reducir la velocidad durante el desplazamiento de la lechada de cemento (previo a la profundidad de asentamiento del tapón) para evitar presiones excesivas.

## BIBLIOGRAFÍA

1. A. Fierro y A. Fraga, *ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE TASAS CRÍTICAS Y TASAS DE PRODUCCIÓN PARA EL CONTROL DEL AVANCE DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS AUCA Y CONONACO*, Tesis de Grado, UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, 2009
2. J. Gavilanes y L. Torres, *ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS AUCA Y ACUCA SUR*, Tesis de Grado, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2009
3. A. Guerreros y P. Valencia, *UBICACIÓN Y PROGNOSTICOS DE POZOS A PERFORAR EN LOS CAMPOS AUCA – AUCA*, Tesis de Grado, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2010
4. L. Lituma y W. Moran, *DISEÑO DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN DE POZOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO*, Materia de Graduación, ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, 2009
5. Tenaris Siderca, *MANUAL DE SELECCIÓN DE CASING*
6. Halliburton, *COLGADOR DE LINER VERSAFLEX CEMENTACIÓN & EXPANSIÓN*.

# **APÉNDICE A**

**Tabla A.1**  
**Dimensiones y Resistencias de Casing para Tubería Superficial**

TABLE NO. 203									DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING								
Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Col'pse Resistance PSI	Internal Yield Pressure - PSI**			Joint Strength - 1000 Lbs.**					
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		But-tress Thd.	** Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint	
										Short	Long			Round Thread	But-tress Thd.		
11 3/4	*F-25	38.00	11.150	10.994	12.750	---	---	620	---	1,120	---	---	270	222	---	---	
	H-40	42.00	11.084	10.928	12.750	---	---	1,070	1,980	1,980	---	---	478	307	---	---	
	J-55	47.00	11.000	10.844	12.750	---	---	1,510	3,070	3,070	---	---	3,070	737	477	---	807
	J-55	54.00	10.880	10.724	12.750	---	---	2,070	3,560	3,560	---	---	3,560	850	568	---	931
	J-55	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	2,660	4,010	4,010	---	---	4,010	952	649	---	1,042
	K-55	47.00	11.000	10.844	12.750	---	---	1,510	3,070	3,070	---	---	3,070	737	509	---	935
	K-55	54.00	10.880	10.724	12.750	---	---	2,070	3,560	3,560	---	---	3,560	850	606	---	1,079
	K-55	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	2,660	4,010	4,010	---	---	4,010	952	693	---	1,208
	C-75	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,070	5,460	5,460	---	---	5,460	1,298	869	---	1,361
	N-80	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,180	5,830	5,830	---	---	5,830	1,384	924	---	1,440
C-95	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,440	6,920	6,920	---	---	6,920	1,644	1,066	---	1,596	
13 3/8	*F-25	48.00	12.715	12.559	14.375	---	---	560	---	1,080	---	---	338	260	---	---	
	H-40	48.00	12.715	12.559	14.375	---	---	770	1,730	1,730	---	---	541	322	---	---	
	J-55	54.50	12.615	12.459	14.375	---	---	1,130	2,730	2,730	---	---	2,730	853	514	---	909
	J-55	61.00	12.515	12.359	14.375	---	---	1,540	3,090	3,090	---	---	3,090	962	595	---	1,025
	J-55	68.00	12.415	12.259	14.375	---	---	1,950	3,450	3,450	---	---	3,450	1,069	675	---	1,140
	K-55	54.50	12.615	12.459	14.375	---	---	1,130	2,730	2,730	---	---	2,730	853	547	---	1,038
	K-55	61.00	12.515	12.359	14.375	---	---	1,540	3,090	3,090	---	---	3,090	962	633	---	1,169
	K-55	68.00	12.415	12.259	14.375	---	---	1,950	3,450	3,450	---	---	3,450	1,069	718	---	1,300
	C-75	72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,590	5,040	5,040	---	---	5,040	1,558	978	---	1,598
	*C-75	77.00	12.275	12.119	14.375	---	---	2,990	---	5,400	---	---	5,400	1,662	1,054	---	2,054
	*C-75	85.00	12.159	12.003	14.375	---	---	3,810	---	5,970	---	---	5,970	1,829	1,177	---	2,261
	*C-75	98.00	11.937	11.781	14.375	---	---	5,720	---	6,270	---	---	6,120	2,144	1,408	---	2,296
	N-80	72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,670	5,380	5,380	---	---	5,380	1,661	1,040	---	1,693
	*N-80	77.00	12.275	12.119	14.375	---	---	3,100	---	5,760	---	---	5,760	1,773	1,122	---	2,148
	*N-80	85.00	12.159	12.003	14.375	---	---	3,870	---	6,360	---	---	6,360	1,951	1,252	---	2,364
	*N-80	98.00	11.937	11.781	14.375	---	---	5,910	---	6,680	---	---	6,530	2,287	1,498	---	2,400
C-95	72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,820	6,390	6,390	---	---	6,390	1,973	1,204	---	1,893	
*P-110	72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,880	---	7,400	---	---	7,400	2,596	1,402	---	2,433	
*V-150	72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,880	---	10,090	---	---	10,090	3,323	1,887	---	2,976	
16	*F-25	55.00	15.376	15.188	17.000	---	---	290	---	850	---	---	384	258	---	---	
	H-40	65.00	15.250	15.062	17.000	---	---	670	1,640	1,640	---	---	736	439	---	---	
	J-55	75.00	15.124	14.936	17.000	---	---	1,020	2,630	2,630	---	---	2,630	1,178	710	---	1,200
	J-55	84.00	15.010	14.822	17.000	---	---	1,410	2,980	2,980	---	---	2,980	1,326	817	---	1,351
	K-55	75.00	15.124	14.936	17.000	---	---	1,020	2,630	2,630	---	---	2,630	1,178	752	---	1,331
	K-55	84.00	15.010	14.822	17.000	---	---	1,410	2,980	2,980	---	---	2,980	1,326	865	---	1,499
	*K-55	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	2,560	---	3,950	---	---	3,950	1,739	1,181	---	1,962
	*C-75	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	2,980	---	5,380	---	---	---	2,372	1,499	---	---
	*N-80	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	3,080	---	5,740	---	---	---	2,530	1,594	---	---

\*Not API Standard. Shown for information only.

\*\*Collapse, Internal Yield and Joint Yield Strengths are minimum values with no safety factor, reproduced by permission from API Bul. 5C2, Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing.

**Tabla A.2**  
**Dimensiones y Resistencias de Casing para Tubería Intermedia**

TABLE NO. 203										DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING							
Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cpl., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		Col'pse Resistance PSI	Internal Yield Pressure PSI**				Joint Strength - 1000 Lbs.**				
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		Buttress Thd.	Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint	
										Short	Long			Short	Long		
9 5/8	*F-25	29.30	9.063	8.907	10.625	---	---	860	---	---	---	206	185	---	---	---	
	H-40	32.30	9.001	8.845	10.625	---	---	1,400	2,270	2,270	---	365	254	---	---	---	
	H-40	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	1,740	2,560	2,560	---	410	294	---	---	---	
	J-55	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	2,020	3,520	3,520	3,520	564	394	453	639	---	
	J-55	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	2,570	3,950	3,950	3,950	630	452	520	714	770	
	K-55	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	2,020	3,520	3,520	3,520	564	423	489	755	---	
	K-55	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	2,570	3,950	3,950	3,950	630	486	561	843	975	
	C-75	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	2,980	5,390	---	5,390	859	---	694	926	975	
	C-75	43.50	8.755	8.599	10.625	8.525	10.100	3,750	5,930	---	5,930	942	---	776	1,016	975	
	C-75	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	4,630	6,440	---	6,440	1,018	---	852	1,098	1,032	
	C-75	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	6,390	7,430	---	7,430	1,166	---	999	1,257	1,173	
	N-80	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	3,090	5,750	---	5,750	916	---	737	979	1,027	
	N-80	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	3,810	6,330	---	6,330	1,005	---	825	1,074	1,027	
	N-80	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	4,750	6,870	---	6,870	1,086	---	905	1,161	1,086	
	N-80	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	6,620	7,930	---	7,930	1,244	---	1,062	1,329	1,235	
	C-95	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	3,330	6,820	---	6,820	1,088	---	847	1,074	1,078	
	C-95	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	4,130	7,510	---	7,510	1,193	---	948	1,178	1,078	
	C-95	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	5,080	8,150	---	8,150	1,289	---	1,040	1,273	1,141	
	C-95	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	7,330	9,410	---	9,410	1,477	---	1,220	1,458	1,297	
	P-110	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	4,430	8,700	---	8,700	1,381	---	1,106	1,388	1,283	
P-110	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	5,310	9,440	---	9,440	1,493	---	1,213	1,500	1,358		
P-110	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	7,930	10,900	---	10,900	1,710	---	1,422	1,718	1,544		
*V-150	53.50	8.535	8.379	10.625	---	---	8,970	---	---	14,860	2,332	---	1,909	2,321	---		
*V-150	58.40	8.435	8.279	10.625	---	---	11,570	---	---	16,230	2,532	---	2,098	2,519	---		
*V-150	61.10	8.375	8.219	10.625	---	---	13,130	---	---	17,050	2,651	---	2,211	2,638	---		
*V-150	71.80	8.125	7.969	10.625	---	---	19,640	---	---	18,060	3,136	---	2,672	2,692	---		
10 3/4	*F-25	32.25	10.192	10.036	11.750	---	---	650	---	---	---	229	196	---	---	---	
	H-40	32.25	10.192	10.036	11.750	---	---	880	1,820	1,820	---	367	205	---	---	---	
	H-40	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	1,420	2,280	2,280	---	457	314	---	---	---	
	J-55	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	1,580	3,130	3,130	---	629	420	---	700	---	
	J-55	45.50	9.950	9.794	11.750	9.794	11.460	2,090	3,580	3,580	3,580	715	493	---	796	975	
	J-55	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	2,700	4,030	4,030	4,030	801	565	---	891	1,092	
	K-55	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	1,580	3,130	3,130	---	629	450	---	819	---	
	K-55	45.50	9.950	9.794	11.750	9.794	11.460	2,090	3,580	3,580	3,580	715	528	---	931	1,236	
	K-55	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	2,700	4,030	4,030	4,030	801	606	---	1,043	1,383	
	C-75	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,100	5,490	5,490	5,490	1,092	756	---	1,160	1,383	
	C-75	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	3,950	6,040	6,040	6,040	1,196	843	---	1,271	1,515	
	N-80	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,220	5,860	5,860	5,860	1,165	804	---	1,228	1,456	
	N-80	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	4,020	6,450	6,450	6,450	1,276	895	---	1,345	1,595	
	C-95	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,490	6,960	6,960	6,960	1,383	927	---	1,354	1,529	
	C-95	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	4,300	7,660	7,660	7,660	1,515	1,032	---	1,483	1,675	
	P-110	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,670	8,060	8,060	8,060	1,602	1,080	---	1,594	1,820	
	P-110	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	4,630	8,860	8,860	8,860	1,754	1,203	---	1,745	1,993	
	P-110	60.70	9.660	9.504	11.750	9.504	11.460	5,860	9,760	9,760	9,760	1,922	1,338	---	1,912	2,000	
	P-110	65.70	9.560	9.404	11.750	---	---	7,490	10,650	10,650	10,650	2,088	1,472	---	2,077	---	
	*P-110	71.10	9.450	9.294	11.750	---	---	9,290	---	---	11,240	2,269	1,618	---	2,418	---	
*V-150	65.70	9.560	9.404	11.750	---	---	8,330	---	---	14,530	2,847	1,978	---	2,799	---		
*V-150	71.10	9.450	9.294	11.750	---	---	10,890	---	---	15,330	3,094	2,174	---	2,957	---		

\*Not API Standard. Shown for information only.

\*\*Collapse, Internal Yield and Joint Yield Strengths are minimum values with no safety factor, reproduced by permission from API Bul. 5C2, Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing.

**Tabla A.3**  
**Dimensiones y Resistencias de Casing para Tubería Liner**

TABLE NO. 203								DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING									
Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Col'per Resistance PSI	Internal Yield Pressure PSI**				** Joint Strength - 1000 Lbs.**				
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		Buttress Thd.	** Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint	
										Short	Long			Round Thread	Long		
7	*F-25	17.00	6.538	6.413	7.656	—	—	1,100	—	1,440	—	—	123	118	—	—	—
	H-40	17.00	6.538	6.413	7.656	—	—	1,450	2,310	2,310	—	—	196	122	—	—	—
	H-40	20.00	6.456	6.331	7.656	—	—	1,980	2,720	2,720	—	—	230	176	—	—	—
	J-55	20.00	6.456	6.331	7.656	—	—	2,270	3,740	3,740	—	—	316	234	—	—	—
	J-55	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,270	4,360	4,360	4,360	4,360	366	284	313	432	499
	J-55	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	4,320	4,980	4,980	4,980	4,980	415	334	367	490	506
	K-55	20.00	6.456	6.331	7.656	—	—	2,270	3,740	3,740	—	—	316	254	—	—	—
	K-55	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,270	4,360	4,360	4,360	4,360	366	309	341	522	632
	K-55	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	4,320	4,980	4,980	4,980	4,980	415	364	401	592	641
	C-75	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,770	5,940	—	5,940	5,940	499	—	416	557	632
	C-75	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,250	6,790	—	6,790	6,790	566	—	489	631	641
	C-75	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	6,760	7,650	—	7,650	7,650	634	—	562	707	685
	C-75	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	8,230	8,490	—	8,490	7,930	699	—	633	779	761
	C-75	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	9,710	9,340	—	8,660	7,930	763	—	703	833	850
	C-75	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	10,680	10,120	—	8,660	7,930	822	—	767	833	917
	N-80	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,830	6,340	—	6,340	6,340	532	—	442	588	666
	N-80	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,470	7,240	—	7,240	7,240	604	—	519	667	675
	N-80	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	7,020	8,160	—	8,160	8,160	676	—	597	746	721
	N-80	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	8,600	9,060	—	9,060	8,460	745	—	672	823	801
	N-80	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	10,180	9,960	—	9,240	8,460	814	—	746	876	895
	N-80	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	11,390	10,800	—	9,240	8,460	877	—	814	876	965
	C-95	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	4,150	7,530	—	7,530	7,530	632	—	505	636	699
	C-95	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,870	8,600	—	8,600	8,600	717	—	593	722	709
	C-95	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	7,820	9,690	—	9,690	9,690	803	—	683	808	757
	C-95	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	9,730	10,760	—	10,760	10,050	885	—	768	891	841
	C-95	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	11,640	11,830	—	10,970	10,050	966	—	853	920	940
	C-95	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	13,420	12,820	—	10,970	10,050	1,041	—	931	920	1,013
	P-110	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	6,210	9,960	—	9,960	9,960	830	—	693	853	844
	P-110	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	8,510	11,220	—	11,220	11,220	929	—	797	955	902
	P-110	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	10,760	12,460	—	12,460	11,640	1,025	—	897	1,053	1,002
	P-110	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	13,010	13,700	—	12,700	11,640	1,119	—	996	1,096	1,118
	P-110	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	15,110	14,850	—	12,700	11,640	1,205	—	1,087	1,096	1,207
	*V-150	29.00	6.184	6.059	7.656	—	—	9,800	—	—	15,300	15,300	1,267	—	1,049	1,296	—
	*V-150	32.00	6.094	5.969	7.656	—	—	13,020	—	—	16,990	15,870	1,398	—	1,180	1,363	—
	*V-150	35.00	6.004	5.879	7.656	—	—	16,230	—	—	17,320	15,870	1,526	—	1,311	1,363	—
	*V-150	38.00	5.920	5.795	7.656	—	—	19,240	—	—	17,320	15,870	1,644	—	1,430	1,363	—

\*Not API Standard. Shown for information only.

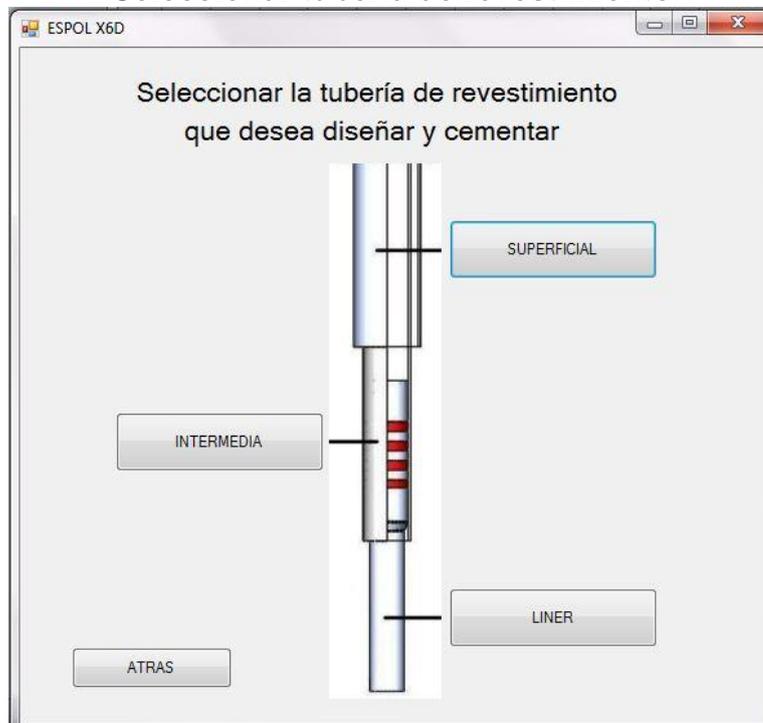
\*\*Collapse, Internal Yield and Joint Yield Strengths are minimum values with no safety factor, reproduced by permission from API Bul. SC2, Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing

# **APÉNDICE B**

**Gráfico B.1**  
**Portada del Programa Diseño y Cementación ESPOL X6D**



**Gráfico B.2**  
**Seleccionar tubería de revestimiento**



### Gráfico B.3 Agregar Información para el Diseño del Pozo ESPOL X6D

ESPOL X6D

Agregar la información de la tubería LINER necesaria para hacer los cálculos del diseño

Densidad del Fluido  ppg

Profundidad MD TVD

Tope  ft  ft

Fondo  ft  ft

Profundidad del TieBack Recepticle (MD)  ft

Especificaciones de la Tubería INTERMEDIA

Grado  Peso  lb/ft

Factores de Seguridad

Colapso  Tensión  Estallido

Gradiente de Poro/Fractura  Psi

Especificaciones de la tubería

Grado  Peso  lb/ft

### Gráfico B.4 Agregar Información para la Cementación del Pozo ESPOL X6D

ESPOL X6D

Agregar la información de la tubería LINER necesaria para hacer los cálculos de cementación

Exceso de Seguridad  %

Porcentaje a Utilizar

LEAD  % TAIL  %

Lechada LEAD

Rendimiento  ft<sup>3</sup>/sks

Requerimiento de Agua  gal/sks

Lechada TAIL

Rendimiento  ft<sup>3</sup>/sks

Requerimiento de Agua  gal/sks

Profundidad donde se asentara el tapón superior (MD)  ft

**Gráfico B.5**  
**Resultados para los Cálculos de Diseño de Pozo ESPOL X6D**

Resultados de los cálculos para el Diseño de la Tubería de Revestimiento

Tubería de Revestimiento	Liner
Diámetro (in)	7
Intervalos (ft)	9651 a 10688
Grado	C-95
Peso (lb/ft)	26.00
Resiste al Colapso	SI
Resiste al Estallido	SI
Resiste a la Tensión	SI
Número de Tubos	21

ATRAS SIGUIENTE

**Gráfico B.6**  
**Resultados para los Cálculos de Cementación de Pozo ESPOL X6D**

Resultados de los cálculos para la Cementación de la Tubería de Revestimiento

Tubería de Revestimiento	Liner
Diámetro (in)	7
Intervalos (ft)	9651 a 10688
Grado	C-95
Peso (lb/ft)	26.00
Número de sacos (sks)	135
Volumen Total (bbl)	31
Requerimiento de Agua (bbl)	19
Número de sacos (sks)	34
Volumen Total (bbl)	8
Requerimiento de Agua (bbl)	4
Volumen de Desplazamiento (bbl)	405

INICIO