



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

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

**“Diseño, Corrida y Cementación de Liner de Producción  
del Pozo ESPOL X1-D”**

### **INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN**

**Previo a la obtención del Título de:**

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**Presentado por:**

**JOHANNA MARICELA VÁSQUEZ G.**

**JUAN DIEGO VÁSQUEZ G.**

**DENNYS JOHANNA ZAMBRANO M.**

**GUAYAQUIL – ECUADOR  
2012**

## **AGRADECIMIENTO**

Agradecemos a Dios por iluminar nuestro camino hacia este objetivo común y concluir exitosamente este ciclo estudiantil, a nuestros padres por educarnos como personas de bien y siempre apoyarnos.

A todos nuestros profesores quienes nos han compartido sus enseñanzas y contribuido a formarnos como profesionales, especialmente al Ingeniero Xavier Vargas G., director de nuestra materia de graduación.

## **DEDICATORIA**

A Dios quien siempre guía mi vida hacia el bien mayor, a mis padres, a mis amigas de toda la vida y a todos los que creen en mi.

*Johanna Vásquez G.*

A Dios por darme la fuerza necesaria para salir adelante, a mis padres y hermanos por su apoyo incondicional, a mis amigos y compañeros que me han acompañado todos estos años.

*Juan Diego Vásquez G.*

Dedico este trabajo, a mi Madre por todos los sacrificios que hizo para sacarme adelante, a mi padre por su apoyo brindado, a mis abuelos Mauro y Azucena que me inculcaron los valores necesarios que hoy se ven reflejados en la persona que soy y a todos mis familiares que de una u otra forma me ayudaron, gracias a todos ellos por confiar en mi y darme su apoyo para culminar con exito mi carrera universitaria.

Dennys Zambrano M

# **TRIBUNAL DE GRADUACIÓN**

-----  
**Dr. Paúl Carrión Mero**  
**DECANO FICT**  
**PRESIDENTE**

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

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

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

(Reglamento de graduación de la ESPOL)

-----  
**Johanna Vásquez G.**

-----  
**Juan Diego Vásquez G.**

-----  
**Dennys Zambrano M.**

## **RESUMEN**

Este documento presenta el diseño, programa de corrida y cementación del liner de producción del pozo “ESPOL X1-D” (nombre ficticio) ubicado en el campo AUCA en el Oriente Ecuatoriano y tiene como objetivo presentar el análisis de una solución a la dificultad de colgar el liner de producción en la tubería de revestimiento intermedia.

De manera introductoria se realiza la descripción del campo AUCA donde fue perforado el pozo, se muestra el programa de perforación del pozo junto con el detalle del revestimiento usado hasta antes de la última sección y se enuncian los conceptos básicos empleados para el diseño de revestimiento y cementación así como la definición del liner y sus variantes, para en base a esta información, realizar el óptimo diseño, planificar la corrida y cementación de la sección más importante del pozo cubriendo las necesidades dentro de restricciones realistas, (económicas, ambientales, sociales, políticas, éticas, de salud y seguridad, incertidumbre).

Finalmente se realiza un análisis del programa final y se exponen las recomendaciones junto con las conclusiones de este trabajo.

## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ABREVIATURAS .....	X
SIMBOLOGÍA .....	XI
ÍNDICE DE TABLAS .....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	1
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
1. INFORMACIÓN DEL CAMPO AUCA.....	3
1.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO ESPOL X1-D .....	9
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>11</b>
2. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO ESPOL X1-D.....	11
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>13</b>
3. LINER DE PRODUCCIÓN .....	13
3.1. IMPORTANCIA DEL DISEÑO .....	13
3.2. LINERS .....	16

3.3. DISEÑO DE LINER PARA EL POZO ESPOL X1-D .....	20
3.4. CÁLCULOS PARA CEMENTACIÓN .....	24
3.5. LINER HANGERS.....	27
3.6. PROGRAMA DE ASENTAMIENTO Y CEMENTACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO ESPOL X1-D.....	32
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	35
BIBLIOGRAFÍA.....	38
ANEXOS .....	39

## ABREVIATURAS

BHA	Ensamblaje de fondo
BPM	Barriles por minuto
bbl/ft	Barriles por pie
bbl/sx	Barriles por saco
DOP	Drop off point
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
KOP	Kick Off Point
lb.	Libra
lb/gal	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
tk	Tanque
TR	Tubería de Revestimiento
TVD	Profundidad verdadera vertical.

## 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 1.1	Información del pozo ESPOL X1-D.....	9
Tabla 3.1	Programa de Revestimiento para el pozo ESPOL X1-D.....	21
Tabla 3.2	Características de Liner 7" C-95, 29 lb/ft.....	22
Tabla 3.3	Prueba de Circulación.....	33
Tabla A.1	Datos del Diseño del Pozo ESPOL X1-D.....	39
Tabla A.2	Características de Casing de 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " N-80, 85.00 #/pie.....	41
Tabla A.3	Características de Casing de 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " N-80, 53.50 #/pie.....	44

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Ubicación del Campo Auca.....	4
Figura 1.2	Columna estratigráfica del Campo Auca.....	5
Figura 1.3	Side view del pozo ESPOL X1-D.....	7
Figura 1.4	Plan view del pozo ESPOL X1-D.....	8
Figura 3.1	Esfuerzo de colapso en una tubería.....	15
Figura 3.2	Esfuerzo por estallido en una tubería.....	16
Figura 3.3	Diferencias entre Liner Hanger Mecánico e Hidráulico.....	29
Figura 3.4	Diagrama de Sarta de Liner.....	31

## INTRODUCCIÓN

La última sección de un pozo petrolero, llamada zona de producción, es la más importante de todo el pozo, puesto que se encuentra directamente frente a la cara de las zonas productoras, por lo tanto cualquier problema en esta zona derivaría en afectaciones a la producción de hidrocarburos.

Una vez que se ha perforado el pozo hasta target planeado, el hueco queda abierto durante máximo 24 horas para que puedan tomarse registros eléctricos y pruebas de presión que justifiquen la completación del mismo para su posterior producción, luego de estas operaciones, se procede a correr y cementar la tubería de revestimiento en esta sección, que por razones económicas y técnicas, ha dejado de cementarse hasta superficie, utilizándose ahora un "liner de producción" cuya particularidad es que es fijado a la tubería de revestimiento inmediata anterior (casing intermedio) mediante liner hangers. Si bien existen diferentes tipos de liners, que se detallarán más adelante, el objeto del análisis para este documento es el liner de producción liso que es cementado.

Ahora bien, la problemática en la que se basa este trabajo es la dificultad que se ha registrado en pozos, tanto de la empresa privada como de la pública, en el tope del liner, al fijar el liner hanger hacia el casing intermedio, lo que conlleva a incurrir en mayores gastos para solucionar este inconveniente e inherentemente representa un riesgo de daño a la zona productiva.

Como alternativa de solución, se presenta un diseño de tubería de producción, programa de corrida y cálculos para cementación de un ensamblaje que utiliza un liner hanger expandible, por razones que se detallarán al comparar esta herramienta con la usada anteriormente.

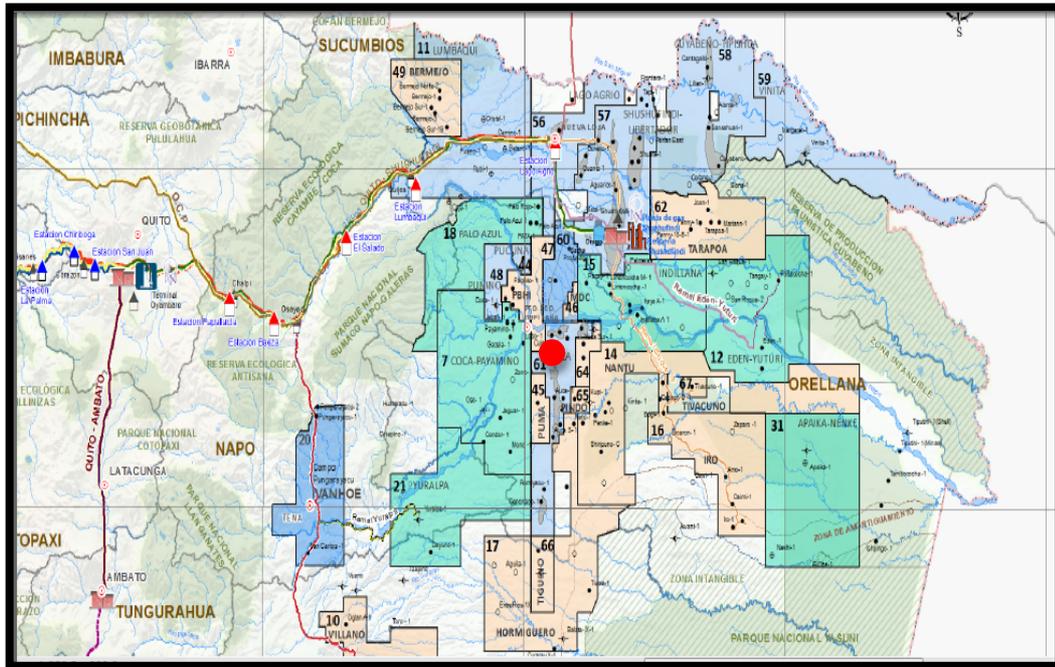
# CAPÍTULO 1

## 1. INFORMACIÓN DEL CAMPO AUCA

El Campo Auca se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador, 260 Km. al Oeste de Quito, 100 Km. al Sur de la frontera con Colombia, tiene una longitud aproximada de Norte a Sur de 23 Km con una franja de territorio de aproximadamente 92 Km<sup>2</sup>, pertenece al Corredor Sacha-Shushufindi y está rodeado por los Campos Sacha, Culebra-Yulebra y Yuca, al Norte; Cononaco al Sur; Pindo al Este y Puma al Oeste.

Es un anticlinal bastante simétrico, elongado en dirección NNO-S, 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.

**FIGURA 1.1  
UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA**



Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano. Tomado de:  
[http://www.eppetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/peh\\_otros/mapa\\_pdf.pdf](http://www.eppetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/peh_otros/mapa_pdf.pdf)  
 Febrero 2012

Los principales reservorios de la columna estratigráfica del campo Auca, que se detallan en la Figura 1.2, son:

Hollín Principal

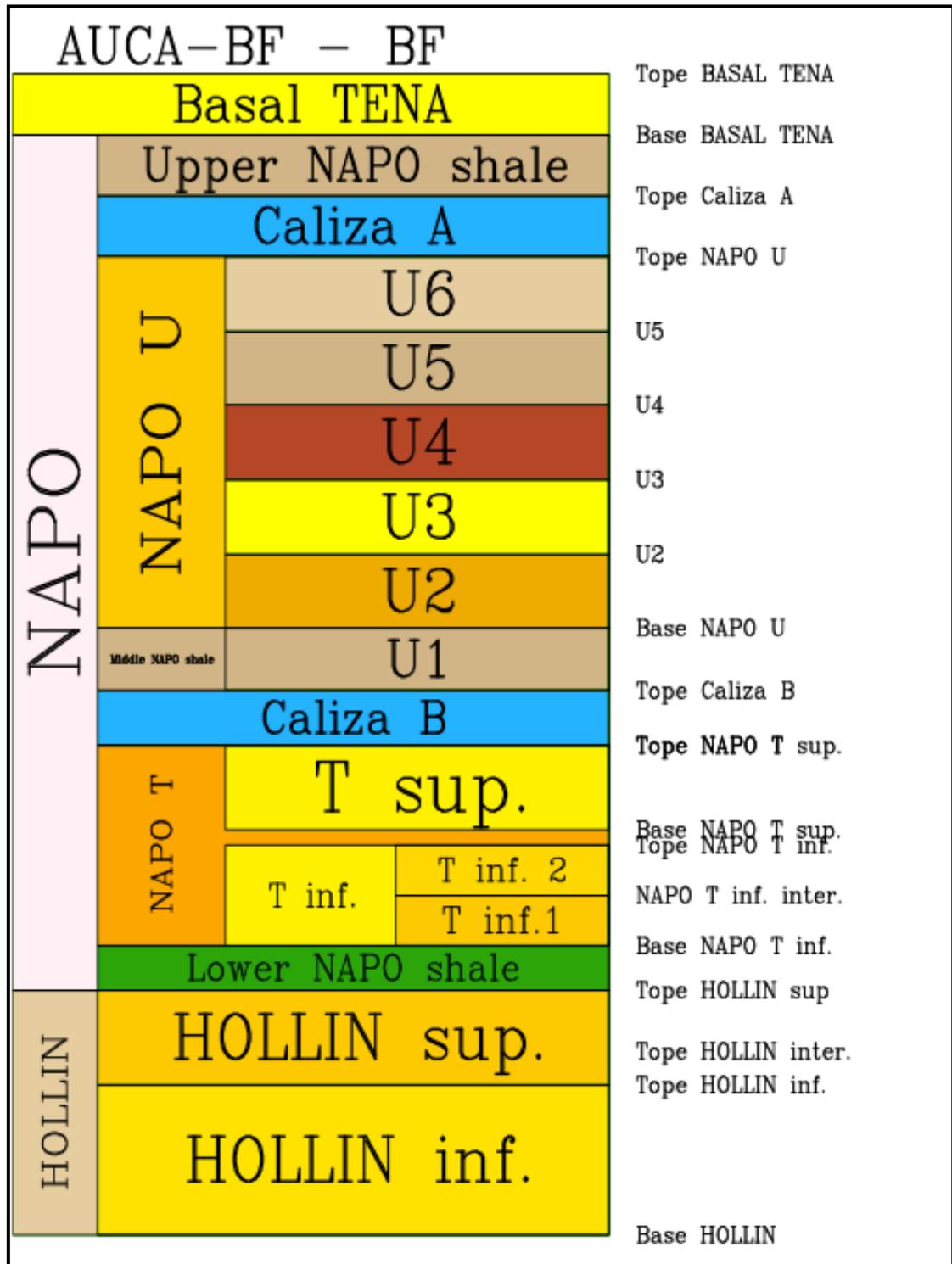
Hollín Superior

Arenisca "T"

Arenisca "U"

Arenisca Basal Tena

**FIGURA 1.2**  
**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA**



Tomado de: Archivos Técnicos Campo Auca, Petroproducción. Febrero 2012.

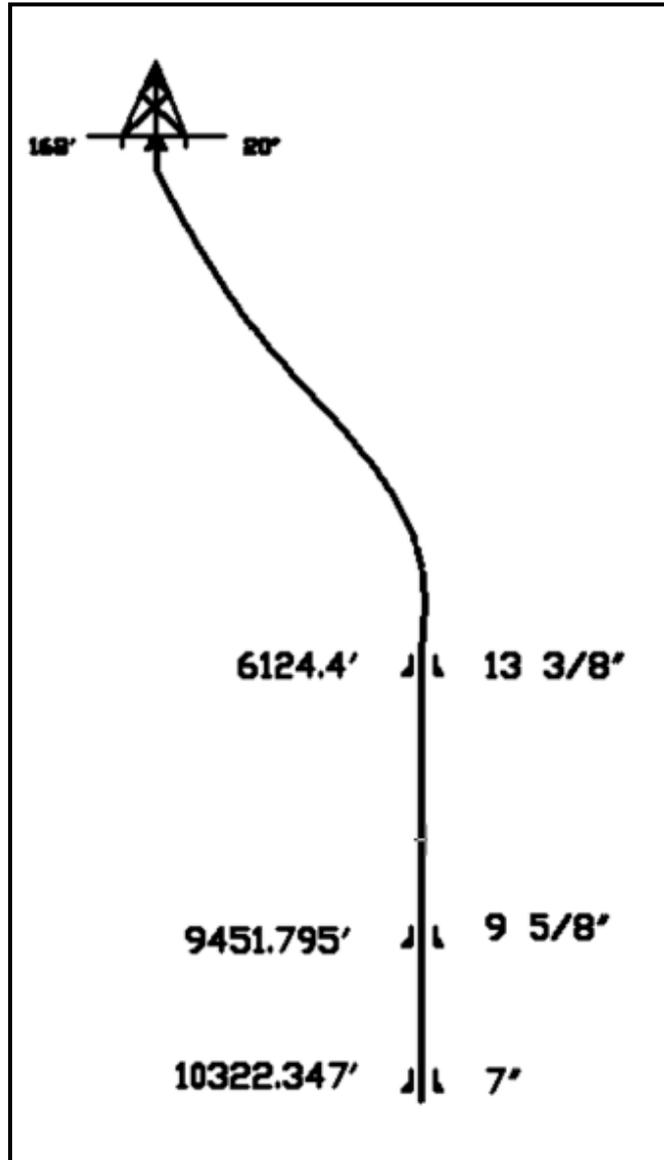
Además, se conoce que la calidad en °API del crudo proveniente de Hollín Inferior es de 27° - 30°, mientras que el de Hollín Superior es de 27° - 32°, además el de las Arenas "T" y "U" es de 24° - 29° y que el de Basal Tena es de 20° - 21°.

## **1.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO ESPOL X1-D**

El pozo ESPOL X1-D fue perforado en el campo AUCA, ubicado en el Oriente Ecuatoriano, con las siguientes coordenadas de superficie: Norte 9919057.63m y Este 290909.84m.

El pozo es el cuarto a ser perforado en la locación donde ya se encuentran un pozo vertical y dos pozos direccionales, debido a esto el pozo ESPOL X1-D es un pozo direccional tipo "S", con un desplazamiento de 1,788.24' al objetivo principal "Arena T Inferior"

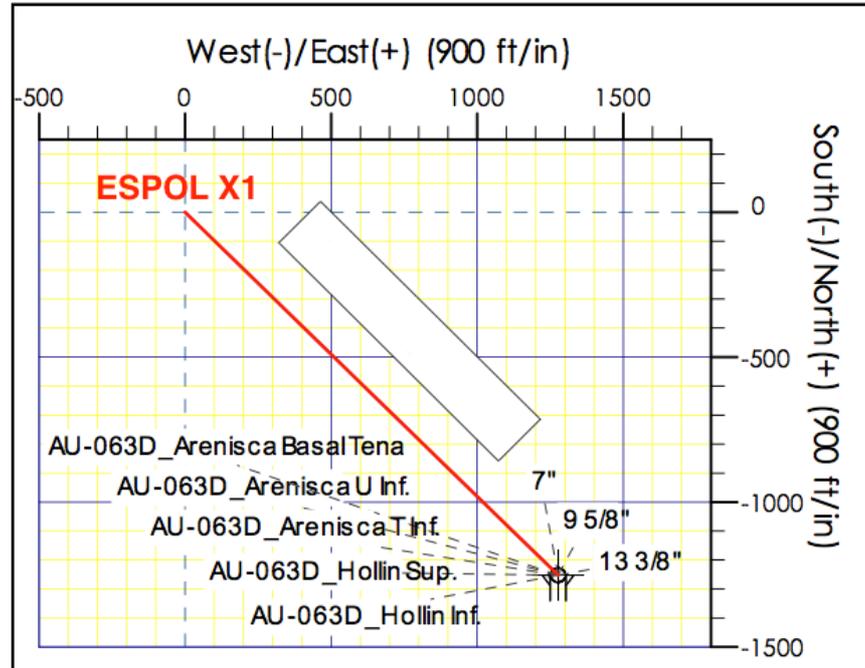
**FIGURA 1.3**  
**SIDE VIEW DEL POZO ESPOL X1-D**



*Elaborado por Johanna Vásquez G/Juan Diego Vásquez G/Dennys Zambrano M., Febrero 2012*

La Figura 1.3 es la vista de perfil (Side View) a  $134.440^\circ$  del pozo ESPOL X1-D donde se indican los puntos de casing que se asentarán en el pozo. Mientras que en la Figura 1.4 se muestra la vista en planta (Plan View) del pozo.

**FIGURA 1.4**  
**PLAN VIEW DE ESPOL X1-D**



*Elaborado por Johanna Vásquez G/Juan Diego Vásquez G/ Denny Zambrano M., Febrero 2012*

La información general del pozo ESPOL X1-D se encuentra resumida en la siguiente tabla.

**TABLA 1.1**  
**INFORMACIÓN DEL POZO ESPOL X1-D**

<b>Coordenadas de Superficie (UTM)</b>	
Norte	9'919,057.630 m
Este	290,909.8400 m
Grid Coordinate System La Canoa PSAD 1956	Zona 18 Sur (CM 285), Ecuador
Elevación del Terreno	855.413 ft sobre nivel del mar
Elevación de la mesa rotaria	36 ft sobre el nivel del terreno
<b>Coordenadas de Objetivo (UTM)</b>	
<b>Arena T Inferior (Principal)</b>	
Profundidad	9,931.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies
<b>Coordenadas de Objetivos Secundarios (UTM)</b>	
<b>Arena Basal Tena</b>	
Profundidad	8,829.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies

<b>Arena U inferior</b>	
Profundidad	9,653.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies
<b>Arena Hollín Superior</b>	
Profundidad	10,116.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies
<b>Arena Hollín Inferior</b>	
Profundidad	10,163.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies

*Elaborado por Johanna Vásquez G/Juan Diego Vásquez G/ Dennys Zambrano M., Febrero 2012*

# CAPÍTULO 2

## 2. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO ESPOL X1-D

Para una mejor comprensión de las decisiones que serán tomadas para el diseño, planificación del programa y cementación del liner de producción a utilizarse en el pozo ESPOL X1-D, se detalla el programa de perforación del mismo.

El pozo ESPOL X1-D fue perforado en tres secciones para alcanzar el objetivo principal y los secundarios mencionados en la Tabla 1.1. Los diámetros de las brocas utilizados para perforar y el casing utilizado para revestir cada sección son los convencionales aplicados en Ecuador.

- **Sección de 16”:** El KOP (kick of point) fue realizado a 400’ MD y se construyó la curva a razón de 2.0°/100’ hasta obtener 26° de inclinación en una dirección de 134.44°. Luego se mantuvo una

sección tangencial de 2359.6' y tumbó inclinación con una severidad de  $1.25^{\circ}/100'$  hasta alcanzar la verticalidad y asentar el revestimiento de  $13 \frac{3}{8}"$  a 6468.3' MD (300' MD dentro de Orteguzza).

- **Sección de  $12 \frac{1}{4}"$ :** Se mantuvo la vertical interceptando el objetivo secundario Basal Tena, y se continuo perforando vertical hasta alcanzar el punto de revestimiento de  $9 \frac{5}{8}"$  ubicado a 9,864.03' MD (100' MD dentro de Caliza A).
- **Seccion de  $8 \frac{1}{2}"$ :** Se continuó perforando de forma vertical en toda la sección, alcanzando los objetivos U Inferior (secundario), T Inferior (Principal), Hollin Superior (secundario) y Hollin Inferior (secundario). La profundidad total propuesta (TD) es de 10,665.03' MD /10,311.41' TVD.

# **CAPÍTULO 3**

## **3. LINER DE PRODUCCIÓN**

### **3.1 IMPORTANCIA DEL DISEÑO**

Las tuberías de revestimiento o casing son usadas con el objetivo de proteger las paredes del agujero perforado para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas, el revestimiento es corrido en el pozo de forma telescópica, es decir, los diámetros de las tuberías utilizadas van de mayor a menor, por razones fundamentales técnicas y económicas.

Ahora bien, aproximadamente el 30% de los costos totales de la operación de perforación lo constituye la tubería con la que se reviste el hoyo, por lo que es necesario realizar un diseño óptimo de las tuberías para cada sección logrando de esta forma una operación que

satisfaga necesidades dentro de restricciones realistas (económicas, ambientales, sociales, políticas, éticas, de salud y seguridad, incertidumbre).

Para un óptimo diseño, se considerarán las normas API 5CT que clasifican a un tubería de revestimiento según sus propiedades en:

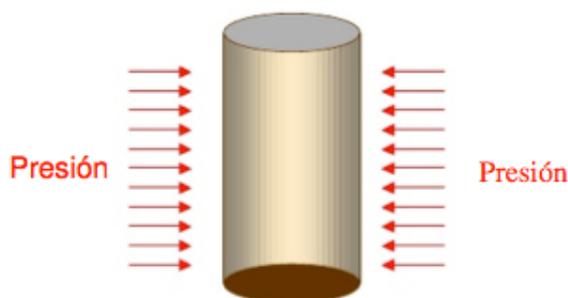
- Diámetro Exterior
- Peso por Unidad de longitud.
- Grado de Acero.
- Tipo de Junta.
- Longitud o Rango

Además se empleará el “**Método de ensayo y error con punto neutro**” en el cual se consideran los esfuerzos a los que está sometida la tubería (2):

- **Esfuerzo a la Tensión**, la mayor parte de la tensión axial proviene del peso del mismo revestidor. Al diseñar el revestimiento se considera al tramo superior de la sarta como el punto más débil a la tensión ya que tendrá que soportar el peso total de la misma.

- **Esfuerzo al Colapso**, esta presión se genera por la columna de lodo de perforación que llena el espacio anular y que actúa sobre el exterior del revestidor vacío. Debido a que la presión hidrostática en una columna de lodo aumenta con la profundidad, la presión de colapso sobre el revestidor es máxima en el fondo y nula en la superficie.

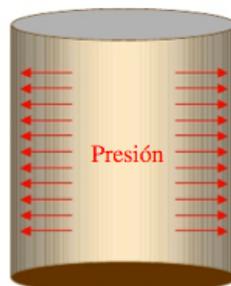
**FIGURA 3.1**  
**ESFUERZO AL COLAPSO EN UNA TUBERÍA**



*Tomado de: Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores. Schlumberger, Enero 2008.*

- **Esfuerzo al Estallido**, se basa normalmente en la máxima presión de formación que resulta al tomar un influjo durante la perforación de la siguiente sección del agujero.

**FIGURA 3.2**  
**ESFUERZO POR ESTALLIDO EN UNA TUBERÍA**



*Tomado de: Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores. Schlumberger, Enero 2008.*

## **3.2 LINERS**

Una vez que se han corrido y cementado todas las columnas de revestimiento necesarias se coloca un revestimiento final a través del cual el pozo será completado, producido y controlado durante toda su vida productiva. Si el revestimiento para la zona productora se coloca sobre el tope de la formación, se dice que es una terminación a hoyo abierto. Si el extremo inferior de esta tubería de revestimiento se coloca bajo el horizonte productor se hace necesario punzonar la tubería para permitir la comunicación entre el interior de ella y la formación productora, es decir, se tendrá la tubería de revestimiento perforada. El termino tubería de revestimiento es generalmente usado para sartas de tubos que se extienden desde la superficie hacia abajo

hasta el extremo inferior de la sección, llamado profundidad de asentamiento o punto de casing. En contraste, el termino camisa (liner) se aplica generalmente a tramos de tubo que no llegan a la superficie. Los liners pueden servir como el revestimiento de producción en la parte inferior de un pozo.

Entre las ventajas del liner se puede destacar:

- \* **Control del pozo.** El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
- \* **Economía de tubería de revestimiento.** Reducción significativa de la longitud de tubería usada comparada con una tubería llevada hasta superficie.
- \* **Rápida instalación.** Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las convencionales.
- \* **Evita desgaste de última tubería de revestimiento cementada.** Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, que se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.

- \* **Reducción de volúmenes de cemento.** Debido a que las tuberías cortas (liners) no son cementadas hasta la superficie.
- \* **Mayor diámetro para empacadores y tuberías.** Al colgar el liner en el casing anterior existe la posibilidad de utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo que serán asentados sobre el liner.

Existen también liners para objetivos especiales como: liners ranurados, liners perforados y liners empacados con grava que se colocan contra las zonas productoras con el propósito de evitar que entre arena al pozo. Los liners algunas veces se cementan en su lugar o se colocan con empacadores en su extremo superior o inferior, o en ambos extremos, y algunas veces están solamente asentadas en el fondo del pozo.

Entre los tipos de liner se pueden mencionar:

### **3.2.1 LINER DE PERFORACIÓN O INTERMEDIO**

Permiten trabajos de perforación a mayor profundidad aislando los intervalos de alta presión o la pérdida de circulación y controlando la formación plástica de ablandamiento. En lugar de

tubería de revestimiento de longitud completa, el revestidor de perforación mejora la hidráulica de perforación; es decir, una sección transversal sobre el tope del liner permite el uso de tubería de perforación de mayor diámetro y disminuye la caída de presión anular.

### **3.2.2 LINER DE PRODUCCIÓN**

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

### **3.2.3 EXTENSIÓN PARCIAL “STUB LINER”**

Utilizado para reparar secciones dañadas o desgastadas en el casing sobre un liner existente, y para proveer protección adicional por efecto de la corrosión o presión. Puede ser cementada parcialmente. Se extiende desde el tope del Liner a un punto intermedio del Casing, generalmente de 100 a 500 pies.

### **3.2.4 TIE-BACK LINER**

Proporciona integridad al pozo, desde el tope de la tubería corta hasta la superficie. Puede ser cementada parcialmente.

### **3.2.5 SCAB LINER**

Se lo utiliza para reparar secciones dañadas o desgastadas en el Casing o Liner. Se extiende desde cualquier punto por debajo de la zona dañada del Revestidor hasta otro punto por encima de la zona a reparar. Puede ser cementado o aislado con obturadores.

## **3.3 DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN:**

De acuerdo a los cálculos realizados para el revestimiento de las secciones anteriores, los que se adjuntan en el Anexo, el pozo tipo S, ESPOL X1-D está revestido con la tubería que se detalla en la Tabla

3.1

**TABLA 3.1**  
**PROGRAMA DE REVESTIMIENTO PARA EL POZO ESPOL X1-D**

	Intervalo (ft)	Grado	Peso (lbs/ft)	Número de tubos	Longitud (ft)
Conductor	0 - 170	J-55	94	4	170
Superficial	0 - 6475	N-80	85	162	6475
Intermedio	0 - 9803	N-80	53.5	245	9803

El liner de producción se colgará en el casing intermedio a 9622' (MD) y llegará hasta TD 10665' (TVD), el diámetro externo del liner es 7" y la densidad del fluido de perforación usado en esta sección es de 10.4 lbs/gal. Con esta información se realiza su diseño con los siguientes cálculos y consideraciones:

$$P_s = P_h$$

a) Cálculo de Presión de superficie ( $P_s$ )

$$P_s = 0.052 \times \rho \times D_{\text{Superficial}} (\text{TVD})$$

$$P_s = 0.052 \times 10.4 \text{ lb/gal} \times 9269.335 \text{ ft} = 5012.856 \text{ psi} \approx 5015 \text{ psi}$$

b) Cálculo de Presión hidrostática ( $P_{\text{hfp}}$ )

$$P_{\text{hfp}} = 0.052 \times \rho \times D (\text{TVD})$$

$$P_{\text{hfp}} = 0.052 \times 10.4 \text{ lb/gal} \times 10311.413 \text{ ft} = 5576.412 \text{ psi} \approx 5580 \text{ psi}$$

c) Cálculo de Presión de Colapso ( $P_c$ )

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_c = 5580 \text{ psi} \times 1.125 = 6277.5 \text{ psi} \approx 6280 \text{ psi}$$

d) Cálculo de Presión de Estallido ( $P_e$ )

$$P_e = P_s \times FSE$$

$$P_e = 5015 \text{ psi} \times 1.05 = 5265.75 \text{ psi} \approx 5270 \text{ psi}$$

e) Cálculo de Profundidad del punto neutro (DPN)

$$DPN = D(MD) \times [1 - (0.015 \rho)]$$

$$DPN = 10665.03 \text{ ft} \times [1 - 0.015 \times (10.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}})] = 10505.05 \text{ ft} \approx 10510 \text{ ft}$$

En el boletín API 5C2 “Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing” se encuentran las tablas de dimensiones y fuerza para casing de diferentes diámetros y características, en donde se busca un tipo de casing de 7” que tenga una resistencia al colapso mayor a  $P_c = 6280 \text{ psi}$ , escogiéndose así una tubería con las siguientes características:

**TABLA 3.2**  
**CARACTERÍSTICAS LINER 7” C-95, 29 LB/FT**

SizeOD (in)	Grade	Wt. (Lbs/ft)	DriftDia. (in)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lbs)
7”	C-95	29	6.059	7820	9690	803

Tomado de: boletín API 5C2 “Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing”

La tubería C-95, 29.00 lb/ft. resiste una presión al colapso de 7820 psi. por lo consiguiente, sirve para soportar la presión de colapso calculada ( $P_c = 6280$  psi).

Luego, se revisa que la tubería soporte además los esfuerzos de tensión y estallido.

f) Cálculo del Peso Total del Casing ( $W_{tr}$ )



g) Cálculo de la relación de resistencia a la tensión de la tubería sobre el FST.

$$\frac{R_t}{FST} = \frac{803000lb}{1.8} = 446111lb \approx 450000lb$$

Dado que  $\frac{R_t}{FST} > W_{tr}$ , esto indica que la tubería resiste por tensión y puede ser corrida sin problema.

h) Verificación de la Resistencia al Estallido

De la Tabla 3.2 se obtiene que la resistencia al estallido de la tubería C-95, 29.00 lb/ft. es 9690 psi, es decir, mayor a la Presión de Estallido ( $P_e$ ) 5270 psi., por lo que se establece que la tubería resiste al estallido.

i) Cálculo de la cantidad de tubos utilizados en esta sección

$$\# \text{ tubos} = \frac{1043 \text{ ft}}{40 \text{ ft}} = 26$$

### 3.4 CEMENTACIÓN

Para la cementación del liner de producción se realizarán los siguientes cálculos considerando cuatro volúmenes siguientes:

- $V_1$ =Sección de 200 ft. Por encima del colgador (ID de  $9\frac{5}{8}$ " y OD del drill pipe de 5")
- $V_2$ = Sección de 200 ft. por debajo del colgador (ID de  $9\frac{5}{8}$ " y OD del liner de 7")
- $V_3$ = Sección desde el asentamiento de la tubería  $9\frac{5}{8}$ " hasta el TD
- $V_4$ = Sección de 40 ft. del bolsillo para circular cemento

Considerando lo anterior, el número de sacos y barriles de lechada a utilizarse en esta sección serán:

1.- Cantidad de sacos a utilizar:

Volumen 1

$$V_1 = 0,00319 \times (8,535^2 - 5^2) \times 200 = 30,526 \text{ ft}^3$$

Volumen 2

$$V_2 = 0,00319 \times (8,535^2 - 7^2) \times 200 = 15,214 \text{ ft}^3$$

Volumen 3

$$V_3 = 0,00319 \times (8,5^2 - 7^2) \times 10665 = 790,776 \text{ ft}^3$$

Volumen 4

$$V_4 = 0,00319 \times (8,5^2) \times 40 = 9,219 \text{ ft}^3$$

Volumen total de sacos

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = 845,955 \text{ ft}^3$$

$$\# \text{ Sx} = \frac{361.15 \text{ ft}^3}{1.37 \text{ ft}^3/\text{sx}(\text{rend})} = 617,486 \text{ Sx}$$

Por seguridad se usara un 10% de exceso de sacos..

$$617,486 \text{ Sx} \times 1.10 = 679,234 \text{ Sx} \approx 680 \text{ Sx}$$

Nota: Por criterio personal, utilizar 80% de los sacos totales en lechada de relleno y 20% en lechada de cola.

$$680 \text{ Sx} \times 80\% = 544 \text{ Sx}$$

$$680 \text{ Sx} \times 20\% = 136 \text{ Sx}$$

2.- Volúmenes a utilizar:

a.- Lechada de relleno, lead ó guía. 15 lb/gal.

$$V_r = 544 \text{ Sx} \times 1.3 \text{ ft}^3/\text{Sx} = 707,2 \text{ ft}^3 / 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl} = 125,984 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{agua}} = 5445x \times 5,84 \text{ gal}/\text{sx} = \frac{3176,960 \text{ bbl}}{42 \text{ bbl}/\text{gal}} = 75,642 \text{ bbl}$$

b.- Lechada de cola, tail ó principal. 15 lb/gal.

$$V_r = 1365x \times 1,37 \text{ ft}^3/\text{sx} = \frac{186,32 \text{ ft}^3}{5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 33,183 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{agua}} = 1365x \times 5,4 \text{ gal}/\text{sx} = \frac{734,4 \text{ bbl}}{42 \text{ bbl}/\text{gal}} = 17,486 \text{ bbl}$$

3.- Volumen de desplazamiento:

$$V_{\text{total de desplazamiento}} = V_{\text{del drill pipe de 5}} + V_{\text{del liner de 7}}$$

$$V_{\text{del drill pipe de 5}} = \frac{ID^2}{1029,4} * h$$

$$V_{\text{del drill pipe de 5}} = \frac{4,276^2}{1029,4} * 9803 = 174,121 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{del liner 7}} = \frac{6,184^2}{1029,4} * 1243 = 46,177 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{total de desplazamiento}} = 220,298 \text{ bbl lodo}$$

## **3.5 LINER HANGERS**

El asentamiento del liner de producción en el revestidor intermedio se realiza mediante un liner hanger. Este documento, como se mencionó en la introducción, tiene por objetivo demostrar las ventajas técnicas del empleo del liner hanger tipo expandible frente a los de otro tipo, para el efecto se detallará las características de los liner hangers tipo mecánico e hidráulicos para finalmente describir el tipo expandible.

### **3.5.1 COLGADORES MECÁNICOS**

Los colgadores mecánicos se basan en un simple mecanismo de asentamiento en “J”. Se colocan levantando el revestidor y girando para desenganchar la pieza J, luego se baja el liner, moviendo el cono hacia abajo hasta que se fuerza las cuñas hacia afuera para toparse con la pared de la tubería de revestimiento, normalmente se suministra una pieza J izquierda con el equipo puesto que la herramienta fijadora se suelta por rotación a la derecha. Una unión giratoria del liner se coloca debajo del colgador y permite que la sarta fijadora sea girada a la izquierda sin girar el liner. Para recuperar los conjuntos del colgador, éste es elevado y girado en la dirección de

asentamiento (usualmente derecha); luego el peso es liberado hacia abajo del colgador y queda asentado.

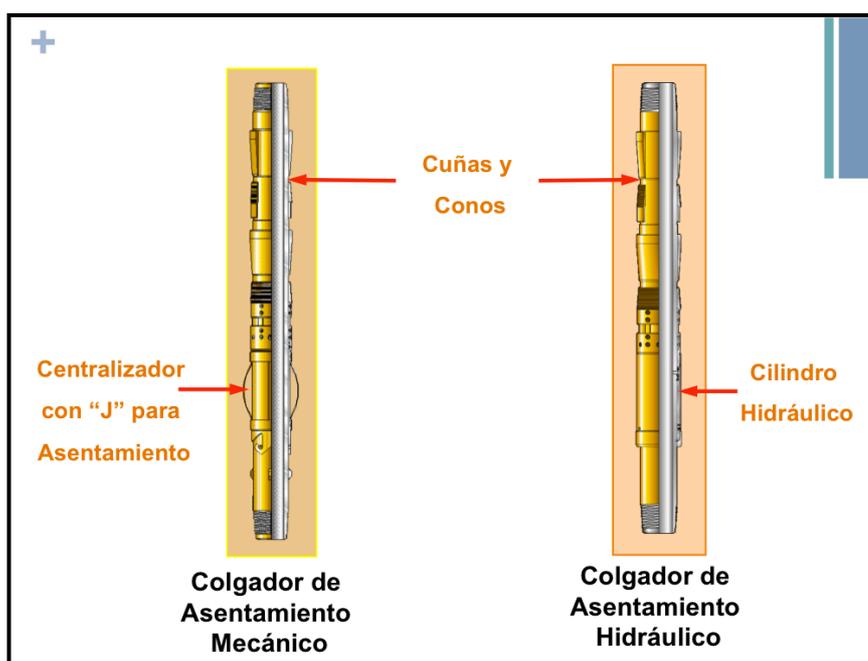
### **3.5.2 COLGADORES HIDRÁULICOS**

A diferencia de los modelos mecánicos, los colgadores hidráulicos presentan resorte de arrastre; por lo tanto, ellos pueden ser rotados y reciprocados en el fondo con la correcta herramienta de corrida. La principal ventaja de un colgador hidráulico de liner sobre los modelos mecánicos es que pueden ser asentados en pozos de alto ángulo y/o extremadamente profundos, porque la sarta de perforación o la manipulación del liner no son requeridas para la activación de éste.

Un típico procedimiento de asentamiento para un colgador de liner hidráulico requiere lanzar una bola, cayendo la bola en el sello, presurizando contra este para activar el colgador del liner, y luego liberando peso en el colgador. Un colgador de liner hidráulico es asentado por diferencial de presión a través del cilindro hidráulico en el colgador. Para prevenir que el colgador se asiente durante el desplazamiento, el cilindro hidráulico contiene un perno de seguridad. Usualmente, la máxima

presión de circulación antes que el colgador sea asentado, es de 50 por ciento de la presión de asentamiento.

**FIGURA 3.3**  
**DIFERENCIAS ENTRE LINER HANGER MECÁNICO E HIDRÁULICO**



*Tomado de: Colgadores de Liner 07-2007 Baker Hughes.*

### 3.5.3 COLGADORES EXPANDIBLES

El concepto de tecnología tubular expandible es simplemente el "trabajo en frío del acero" en el fondo del hueco. La tecnología expandible es un sistema para incrementar el diámetro del casing liner o mallas de arena de un pozo petrolero.

Generalmente, la expansión puede ser sobre el 25% de la base del diámetro de la tubería. Sin embargo, muchas aplicaciones usan tubería de 3½" a 16" y requieren menos que un 25% de expansión.

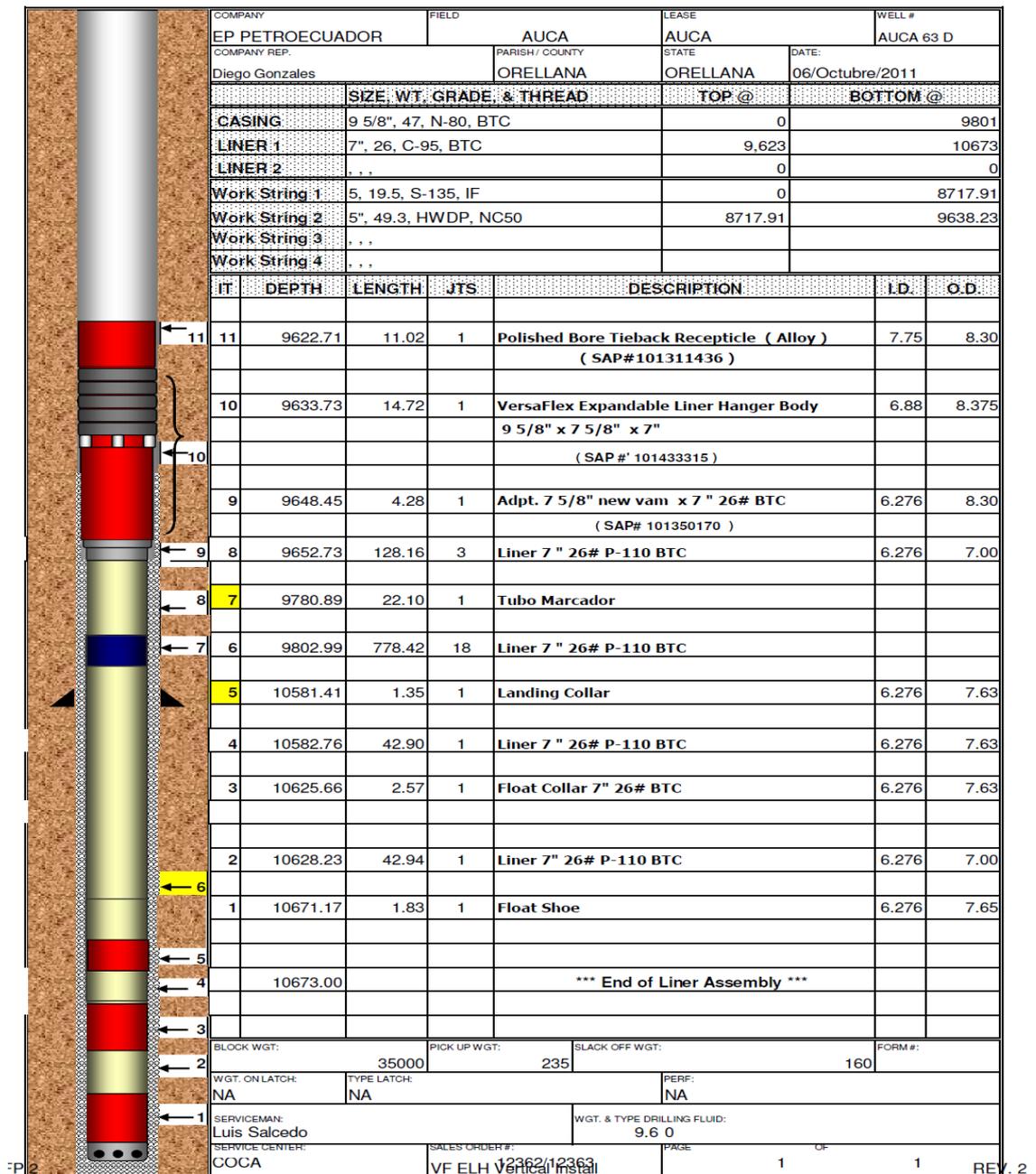
Existen dos sistemas de expansión, por medio de un cono sólido expandible que provee una post expansión en el anular y el sistema de acoplamiento expandible que provee un acoplamiento a la forma, eliminando cierta extensión en cualquier espacio anular, ambos sistemas son empujados hacia abajo forzando la tubería para expandir. Para este propósito, una herramienta que excede el diámetro interno de la tubería realiza la expansión, porque es forzada a través de la tubería. Esta expansión se logra tanto hidráulicamente por la aplicación de presión del lodo o mecánicamente, empujando la herramienta de expansión hacia el fondo. La expansión necesita ser confiable, cuando se expande bajo la superficie.

En este documento, presentará el trabajo del Liner Hanger VersaFlex, de la compañía de servicios Halliburton, del que a continuación se detalla la sarta que se correrá en el pozo:

**FIGURA 3.4**  
**DIAGRAMA DE SARTA DE LINER**

**HALLIBURTON**

**VersaFlex Installation**



Tomado de: Reporte HCT (Halliburtons)

### 3.6 PROGRAMA DE ASENTAMIENTO Y CEMENTACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO ESPOL X1-D

La corrida y posterior cementación de la sarta mostrada en la Figura 3.4 se realiza con el siguiente programa:

1. Realizar la reunión de seguridad previa a la corrida del equipo Versaflex de 9  $\frac{5}{8}$ " x 7" a cargo del personal de Halliburton y proceder a ensamblar la sarta de acuerdo a lo siguiente:

1	Float Shoe 7" BTC, Super Seal II, 4 $\frac{1}{4}$ Valve.
1	Liner 7"
1	Float Collar 7" BTC, Super Seal II, 4 $\frac{1}{4}$ Valve.
1	Liner 7"
1	Landing Collar
18	Liner
1	Tubo marcador
3	Liner
1	Adpt. 7 $\frac{5}{8}$ " new vam x 7 " 26# BTC
1	VersaFlex Expandable Liner Hanger Body 9 $\frac{5}{8}$ " x 7 $\frac{5}{8}$ " x 7"

2. Bajar la sarta con 10 paradas de HWDP + DP 5", llenando cada 10 paradas y registrando pesos de subida y bajada además de volúmenes de llenado.
3. Al llegar al zapato del casing de 9 5/8" @ 10,080', realiza prueba de circulación:

**Tabla 3.3**  
**PRUEBA DE CIRCULACIÓN**

GPM	PSI
300	750
350	970
420	1250

*Tomado de: Reporte HCT (Halliburton)*

4. Bajar en hoyo abierto, revisando si se encuentran puntos de apoyo.
5. Instalar cabeza de cementación y continuar circulando y reciprocando para acondicionar el hoyo.
6. Realizar reunión de seguridad y prueban líneas de cementación con 6000 PSI.
7. Mezclar cemento y bombear lechada de cemento según programa, y se lanza dardo desde la cabeza de cementación.
8. Observar el enganche de tapones con volumen y presión teóricos y observar el asentamiento de tapones con el volumen y presión teóricos.

9. Lanzar la bola de asentamiento y se espera por 50 min.
10. Proceder a la expansión, observar una subida de presión hasta 3900 PSI y luego caída de presión asegurando que el colgador ha expandido.
11. Liberar el setting tool con 50 KLBS de peso, desconectar del colgador.
12. Se cambia de fluido por agua.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

- Se realizó un diseño adecuado y eficaz con tubería con diferentes grados de acero y peso, siendo la más importante la parte del liner, que cumple con todos los requerimientos para soportar fuerza de tensión, colapso y estallido y de esta manera asegurar seguridad en el pozo.
- En el diseño propuesto por la empresa de servicio, el tipo de acero a utilizarse para el liner era P-110, que es una tubería muy costosa y por lo general no encontrada en stock, por lo que se optó por una tubería C-95, que soporta todos los efectos de tensión, colapso y estallido y es más económica.

- El uso del colgador de liner expandible reduce los riesgos de fallas en la instalación o en el tope del liner, gracias a la sencillez operacional de asentamiento y a su sistema que implica la deformación permanente de la tubería a través del proceso de trabajo en frío.
- Con el uso del liner expandible se tiene una mejor cementación de la zona de producción ya que este tiene la capacidad de movimiento del liner durante la cementación a diferencia de los liner convencionales y la capacidad de circular exceso de cemento arriba del colgador luego de la expansión

## **RECOMENDACIONES**

- Realizar cálculos con diferentes tipos de tuberías que se encuentren dentro del rango de valores permitidos para las fuerzas a las que está sometida la tubería, y de esta forma, escoger la que sea más segura y rentable para las operaciones que vayamos a realizar en el pozo.
- Dado que los pozos perforados actualmente en el Oriente Ecuatoriano son direccionales, usar liner para el revestimiento de producción, debido a que constituye una ventaja técnica y económica al reducir costos por el reducido tramo de tubería y cementación.
- Así mismo, en los pozos direccionales y horizontales, usar liner hanger expandible dado que su uso es más seguro y el procedimiento para su asentamiento es más confiable.

## BIBLIOGRAFIA

1. SÁNCHEZ, Carlos (2011) "Estudio Técnico-Económico para el uso de colgadores de liner con sistema expandible en perforación de pozos petroleros". Tesis. Universidad Politécnica Nacional.
2. (1993) Twi's liner & completion Seminar. (Texas Iron Works, Inc)
3. GARCÍA, Juan A. (1999) "Rotation Liner Hanger Helps Solve Cementing Problems"
4. GEORGE O. Suman Jr y Richard C. Ellis "World Oil Cementing Handbook"
5. HOLLINGSWORTH, Robert K. (2007) "Colgadores de Liner". Baker Hughes.
6. (2010) "Manual de Selección de Casing". Tenaris.
7. (2007) "Colgadores de Liner Versaflex". Halliburton.

## ANEXOS

**TABLA A.1**  
**DATOS DE DISEÑO DEL POZO ESPOL X1-D**

Profundidad	10311.41 ft (TVD)/ 10665.03 ft. (MD)
$G_{fm}$	0.5 psi/ft
$\rho$ fluido perforación	10.4 lbs/gal.
$\rho$ fluido de completación	8.5 lbs/gal.
FSC	1.125
FSE	1.05
FST	1.8

*Elaborado por Johanna Vásquez G/Juan Diego Vásquez G/ Dennys Zambrano M., Febrero 2012*

**Observaciones:** Para el diseño de cada sección se usará solamente un grado de tubería y peso nominal.

### 1. DISEÑO REVESTIMIENTO CASING CONDUCTOR (20")

El casing conductor es la primera sección en una columna. Provee sostén a formaciones no consolidadas, aísla zonas acuíferas y brinda protección contra escapes de gas. Esta tubería se cementa hasta la superficie.

Armar BHA convencional y con broca de 26" perforar la sección del tubo conductor hasta 170ft. Correr casing superficial de 20" de grado J-55 de 94 lbs./ft. con Rc= 520, Re= 2110 y Rt= 907000.

## 2. DISEÑO REVESTIMIENTO SUPERFICIAL (13<sup>3/8</sup>" )

El casing superficial se correrá desde superficie al punto asentamiento de casing de 13<sup>3/8</sup>" (6475 MD y 6124' TVD). El diámetro externo del casing superficial es 13<sup>3/8</sup>", la densidad del fluido de perforación usado en esta sección es de 10.4 lbs/gal. Con esta información se realiza el diseño del casing superficial con los siguientes cálculos:

a) Cálculo de Presión de formación ( $P_f$ )

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

$$P_f = 0.75 \frac{psi}{ft} \times 6124 ft = 4593 psi$$

b) Cálculo de Presión Hidrostática ( $P_{hfp}$ )

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

$$P_h = 0.052 \times 10.4 \frac{lb}{gal} \times 6124 ft = 3312 psi$$

c) Cálculo de Presión de Colapso ( $P_c$ )

$$P_c = P_h * FSC$$

$$P_c = 3312 psi * 1.125 = 3726 psi$$

d) Cálculo de Presión de Estallido ( $P_e$ )

$$P_e = P_f \times FSE$$

$$P_e = 4593 \text{ psi} \times 1.05 = 4823 \text{ psi}$$

e) Cálculo de Profundidad del punto neutro (DPN)

$$DPN = D(MD) \times [1 - (0.015 \times \rho)]$$

$$DPN = 6475 \text{ ft} \times [1 - 0.015 \times (10.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}})] = 5465 \text{ ft}$$

En el boletín API 5C2 “Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing” se encuentran las tablas de dimensiones y fuerza para casing de diferentes diámetros y características, en donde se busca un tipo de casing de  $13\frac{3}{8}$ ” que tenga una resistencia al colapso mayor a  $P_c = 3726$  psi, escogiéndose así una tubería con las siguientes características:

**TABLA A.2**  
**Características de Casing de  $13\frac{3}{8}$ ” N-80, 85.00 #/pie**

Size OD (in)	Grade	Wt. (Lbs/ft)	Drift Dia. (in)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lbs)
$13\frac{3}{8}$ ”	N-80	85.00	12.003	3870	6360	1951

*Tomado de: boletín API 5C2 “Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing”*

La tubería N-80, 85.00 lb/ft. resiste una presión al colapso de 3870 psi. por lo consiguiente, sirve para soportar la presión de colapso calculada ( $P_c = 3726$  psi).

Luego, se revisa que la tubería soporte además los esfuerzos de tensión y estallido.

f) Cálculo del Peso Total del Casing ( $W_{tr}$ )

$$W_{tr} = DPN \times \text{peso nominal}$$

$$W_{tr} = 5465 \text{ ft} \times 85 \text{ lb/ft} = 464525 \text{ lb}$$

g) Cálculo de la relación de resistencia a la tensión de la tubería sobre el FST.

$$\frac{R_t}{FST} = \frac{1951000 \text{ lb}}{1.8} = 1083889 \text{ lb}$$

Dado que  $\frac{R_t}{FST} > W_{tr}$ , esto indica que la tubería resiste por tensión

y puede ser corrida sin problema.

h) Verificación de la Resistencia al Estallido

De la Tabla A.2 se obtiene que la resistencia al estallido de la tubería N-80, 85.00 lb/ft. es 6360 psi, es decir, mayor a la Presión de Estallido ( $P_e$ ) 4823 psi., por lo que se establece que la tubería resiste al estallido.

i) Cálculo de la cantidad de tubos utilizados en esta sección

$$\# \text{ tubos} = \frac{6475 \text{ ft}}{40 \text{ ft}} = 161.87 \approx 162$$

### 3 DISEÑO REVESTIMIENTO INTERMEDIO (9 5/8")

El casing intermedio suministra aislación en zonas inestables del pozo, en zonas de pérdidas de circulación, de bajas presiones y en capas productoras. Las presiones que tiene que soportar pueden ser considerables. El tope de cemento tiene que aislar cada una de las capas productoras para evitar futuras contaminaciones.

El casing intermedio se correrá desde superficie al punto asentamiento de casing de 9 5/8" (9803 MD y 9452' TVD) . El diámetro externo del casing intermedio es 9 5/8", la densidad del fluido de perforación usado en esta sección es de 10.4 lbs/gal. Con esta información se realiza el diseño del casing intermedio con los siguientes cálculos:

- a) Cálculo de Presión de formación ( $P_f$ )

$$P_f = G_{fm} \times D(TVD)$$

$$P_f = 0.5 \frac{psi}{ft} \times 9452 ft = 4726 psi$$

- b) Cálculo de Presión Hidrostática ( $P_{hfp}$ )

$$P_{hfp} = 0.052 \times \rho \times D(TVD)$$

$$P_{hfp} = 0.052 \times 10.4 \frac{lb}{gal} \times 9452 ft = 5112 psi$$

c) Cálculo de Presión de Colapso ( $P_c$ )

$$P_c = P_{i5/8} \times FSC$$

$$P_c = 5112 \text{ psi} \times 1.125 = 5751 \text{ psi}$$

d) Cálculo de Presión de Estallido ( $P_e$ )

$$P_e = P_f \times FSE$$

$$P_e = 4726 \text{ psi} \times 1.05 = 4962 \text{ psi}$$

e) Cálculo de Profundidad del punto neutro (DPN)

$$DPN = D(MD) \times [1 - (0.015\rho)]$$

$$DPN = 9803 \text{ ft} \times [1 - 0.015 \times (10.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}})] = 8274 \text{ ft}$$

En el boletín API 5C2 “Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing” se encuentran las tablas de dimensiones y fuerza para casing de diferentes diámetros y características, en donde se busca un tipo de casing de  $9^{5/8}$ ” que tenga una resistencia al colapso mayor a  $P_c = 5751$  psi, escogiéndose así una tubería con las siguientes características:

**TABLA A.3**

**Características de Casing de  $9^{5/8}$ ” N-80, 53.50 #/pie**

Size OD (in)	Grade	Wt. (Lbs/ft)	Drift Dia. (in)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lbs)
$9^{5/8}$ ”	N-80	53.50	8.379	6620	7930	1062

Tomado de: boletín API 5C2 “Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing”

La tubería N-80, 53.5 lb/ft. resiste una presión al colapso de 6620 psi. por lo consiguiente, sirve para soportar la presión de colapso calculada ( $P_c = 5751$  psi).

Luego, se revisa que la tubería soporte además los esfuerzos de tensión y estallido.

f) Cálculo del Peso Total del Casing ( $W_{tr}$ )

$$W_{tr} = DPN * \text{peso nominal}$$
$$W_{tr} = 8273 \text{ ft} \times 53.5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} = 442644 \text{ lb}$$

g) Cálculo de la relación de resistencia a la tensión de la tubería sobre el FST.

$$\frac{R_t}{FST} = \frac{1329000 \text{ lb}}{1.8} = 738333 \text{ lb}$$

Dado que  $\frac{R_t}{FST} > W_{tr}$ , esto indica que la tubería resiste por tensión y puede ser corrida sin problema.

h) Verificación de la Resistencia al Estallido

De la Tabla A.3 se obtiene que la resistencia al estallido de la tubería N-80, 53.5 lb/ft. es 7930 psi, es decir, mayor a la Presión de Estallido ( $P_e$ ) 4962 psi., por lo que se establece que la tubería resiste al estallido.

i) Cálculo de la cantidad de tubos utilizados en esta sección

$$\# \text{ tubos} = \frac{9803 \text{ ft}}{40 \text{ ft}} = 245$$