

DISEÑO, CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO ESPOL X-1D

Johanna Maricela Vásquez Gómez ⁽¹⁾

Juan Diego Vásquez Guerrero ⁽²⁾

Dennys Johanna Zambrano Muñoz ⁽³⁾

Ing. Xavier Vargas ⁽⁴⁾

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra,
Ingeniero en Petróleo ^{(1) (2) (3)}

Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

jmvasque@espol.edu.ec ⁽¹⁾

judivasq@espol.edu.ec ⁽²⁾

dejozamb@espol.edu.ec ⁽³⁾

Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Ingeniero en Petróleo, Profesor de Materia de Graduación ⁽⁴⁾
xevargas@espol.edu.ec ⁽⁴⁾

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.

Primero 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.

Palabras Claves: *Liner de Producción, Revestimiento, Cementación.*

Abstract

This paper presents the design, the running program and cementing of the production liner of the well “ESPOL X1-D” (fictitious name) located in the countryside AUCA in the Oriental part of the Ecuador and aims to present the analysis of a solution to the difficulty of hang the production liner in the intermediate casing.

First shows the well drilling program along with details of the casing used before the last section and set the basic concepts used for the design of the casing and cementing and the definition of the liner and its variants, for based in this information for the optimum design, plan the running and cementing of the most important section of the well covering the needs with the realistic constraints (economic, environmental, social, political, ethical, health and safety).

Finally the analysis of the final program and outlines the recommendations with the conclusions of this work.

Keywords: *Production Liner, Casing, Cementing.*

1. 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 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, de 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.

2. 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".

Tabla 1.- Información del pozo ESPOL X1-D

Coordenadas de Superficie (UTM)	
Norte	9'919,057.630 m
Este	290,909.8400 m
GridCoordinateSystem	Zona 18 Sur (CM 285), Ecuador
Canoa PSAD 1956	
Elevación del Terreno	855.413 ft sobre nivel del mar
Elevación de la mesa rotaria	36 ft sobre el nivel del terreno
Coordenadas de Objetivo (UTM)	
Arena T Inferior (Principal)	
Profundidad	9,931.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies
Coordenadas de Objetivos Secundarios (UTM)	
Arena Basal Tena	
Profundidad	8,829.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies
Arena U inferior	
Profundidad	9,653.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies
Arena Hollín Superior	
Profundidad	10,116.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies
Arena Hollín Inferior	
Profundidad	10,163.413 ft TVD BRT
Norte	9'918,676.000 m
Este	291,299.000 m
Radio de tolerancia	25 pies

3. 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.

- Sección de 16": 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°/100' hasta alcanzar la verticalidad y asentar el revestimiento de 13 3/8" a 6468.3' MD (300' MD dentro de Ortuaza).
- Sección de 12 1/4": Se mantuvo la vertical interceptando el objetivo secundario Basal Tena, y se continuó perforando vertical hasta alcanzar el punto de revestimiento de 95/8" ubicado a 9,864.03' MD (100' MD dentro de Caliza A).
- Sección de 8 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.

4. Importancia del diseño y parámetros que intervienen en el diseño de la tubería de revestimiento.

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

Los esfuerzos principales a la que la tubería de revestimiento está sometida dentro del pozo son:

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.

ESFUERZO AL ESTALLIDO

Se basa normalmente en la máxima presión de formación que resulta al tomar un flujo durante la perforación de la siguiente sección del agujero.

5. Diseño de revestimiento conductor, superficial e intermedio del pozo ESPOL X1-D.

- **Revestimiento conductor:** 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.

Tabla 2.- Características del revestidor conductor.

Size OD (in)	Grade	Wt. (Lbs/ft)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lbs)
20"	J-55	94.00	3870	6360	1951

- **Revestimiento superficial:** El casing superficial se correrá desde superficie al punto asentamiento de casing de 133/8" (6475 MD y 6124' TVD). El diámetro externo del casing superficial es 133/8", 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 superficial. Luego de comprobar las resistencias a la tensión, estallido y colapso se selecciona la tubería N-80, de 85 lb/ft, con las siguientes características:

Tabla 3.- Características del revestidor superficial.

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

- **Revestimiento intermedio:** El casing intermedio suministra aislación en zonas inestables del pozo, en zonas de pérdidas de circulación, de bajas presiones y en capas productoras. El casing intermedio se correrá desde superficie al punto asentamiento de casing de 9⁵/₈" (9803 MD y 9452' TVD).

Tabla 4.- Características del revestidor intermedio.

Size OD (in)	Grade	Wt. (Lbs/ft)	Drift Dia. (in)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000 lbs)
9 ⁵ / ₈ "	N-80	53.50	8.379	6620	7930	1062

6. Diseño del liner de producción del pozo ESPOL X1-D.

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. El liner de producción presenta las siguientes características:

Tabla 5.- Características del liner de producción.

Size OD (in)	Grade	Wt. (Lbs/ft)	Drift Dia. (in)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000 lbs)
7"	C-95	29	6.059	7820	9690	803

7. Programa de asentamiento y cementación de Liner de producción para el pozo ESPOL X1-D.

- Realizar la reunión de seguridad previa a la corrida del equipo Versaflex de 9⁵/₈" 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 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 Landing Collar
 - 18 Liner 26#/FT BTC N-80
 - 1 Tubo marcador
 - 3 Liner 26#/FT BTC N-80
 - 1 Adpt. 7 5/8" new vam x 7" 26# BTC
 - 1 VersaFlex Expandable Liner Hanger Body 9 5/8" x 7 5/8" x 7"
- 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.
- Al llegar al zapato del casing de 9⁵/₈" @ 10,080', realiza prueba de circulación:

Tabla 5.- Prueba de Circulación

GPM	PSI
300	750
350	970
420	1250

- Bajar en hoyo abierto, revisando si se encuentran puntos de apoyo.
- Instalar cabeza de cementación y continuar circulando y reciprocando para acondicionar el hoyo.
- Realizar reunión de seguridad y prueban líneas de cementación con 6000 PSI.
- Mezclar cemento y bombear lechada de cemento según programa, y se lanza dardo desde la cabeza de cementación.
- Observar el enganche de tapones con volumen y presión teóricos y observar el asentamiento de tapones con el volumen y presión teóricos.
- Lanzar la bola de asentamiento y se espera por 50 min.
- Proceder a la expansión, observar una subida de presión hasta 3900 PSI y luego caída de presión asegurando que el colgador ha expandido.
- Liberar el setting tool con 50 KLBS de peso, desconectar del colgador.
Se cambia de fluido por agua.

8. 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.

9. 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.

10. Bibliografía.

- 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.
- (1993) Twi's liner & completion Seminar. (Texas Iron Works, Inc)
- García, Juan A. (1999) “Rotation Liner Hanger Helps Solve Cementing Problems”
- George O. Suman Jr y Richard C. Ellis “World Oil Cementing Handbook”
- Hollingsworth, Robert K. (2007) “Colgadores de Liner”. Baker Hughes.
- (2010) “Manual de Selección de Casing”. Tenaris.
- (2007) “Colgadores de Liner Versaflex”. Halliburton.