

“Diseño, Corrida y Cementación de un liner de producción para el pozo Espol – 2D”

Adriana Díaz Galarza (1)
Gabriel Chávez Alvear (2)
Ramiro Ortega Estrada (3)
Ing. Xavier Vargas (4)

Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil - Ecuador

(1) Ingeniero de Petróleo 2012, email: akadiga89@hotmail.com

(2) Ingeniero de Petróleo 2012, email: dgachavez@hotmail.com

(3) Ingeniero de Petróleo 2012, email: ramirojoe_89@hotmail.es

(4) Profesor de Materia de Graduación. Ingeniero de Petróleo

Resumen

La selección apropiada de un liner de producción es un aspecto importante en la programación y planificación del revestimiento de un pozo, ya que disminuye la utilización de revestidor y por ende reduce costos. El presente trabajo nos muestra el diseño actual del Revestimiento y Cementación del Liner de Producción del pozo direccional tipo “S” ESPOL-2D, ubicado en el oriente ecuatoriano. Se resalta la historia del pozo, describiendo la ubicación del campo donde fue perforado, características litológicas y propiedades petrofísicas del mismo junto con los programas de perforación, completación y cementación aplicados. Se describen además conceptos básicos sobre revestimientos y la cementación de pozos. Se detalla cada sección perforada con los BHAs, tuberías de revestimiento y cementos utilizados. Finalmente se presenta el diseño de la sarta de revestimiento incluyendo el liner, destacando la importancia y ventajas de su uso, el de las herramientas a bajar, y los procedimientos a seguir antes, durante y después de la corrida para colgar y cementar el liner.

Palabras Claves: *Liner, Revestimiento, Cementación.*

Abstract

Proper selection of a production liner is an important aspect of programming and planning of well completion, as decreasing the use of casing and therefore reducing costs. This paper shows the current design of Casing and Cementing of a Production Liner for the S-Type directional well ESPOL-2D, located in eastern Ecuador. It highlights the history of the well, describing the location of the field where it was drilled, lithological characteristics and petrophysical properties of itself, together with the drilling, completing and cementing programs applied. It also describes basic concepts about casings and cementing. Each drilled section is detailed with the BHAs, casing strings and cements used appropriately. Finally we present the design of the casing string including the liner, highlighting the importance and advantages of its use, the tools to use in the run, and the procedures to follow before, during and after the hanging and cementing of the liner.

Keywords: *Liner, Casing, Cementing*

Introducción

La selección apropiada de un liner de producción es un aspecto importante en la programación y planificación del revestimiento de un pozo, ya que disminuye la utilización de revestidor y por ende reduce costos.

El diseño óptimo de un revestidor incluyendo el liner, se asegura en la selección adecuada y económica de tuberías de revestimiento, así como su duración y capacidad de resistencia a las condiciones a encontrar durante la perforación y vida útil del pozo, para lo cual se dan a conocer los conceptos básicos del diseño de revestidores.

Mientras que el programa de cementación debe diseñarse para obtener una buena cementación primaria. El trabajo debe aislar y prevenir la comunicación entre las formaciones cementadas y entre el hoyo abierto y las formaciones superficiales detrás del revestidor. Debe considerarse el no fracturar alrededor de la zapata del conductor o de la sarta de superficie durante las subsiguientes operaciones de perforación o cuando se corren las otras sarts de revestimiento.

Funciones de un revestidor

La razón primaria de colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica.

Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

Esfuerzos a los que se somete el revestidor

Para diseñar la tubería de revestimiento, deben conocerse los esfuerzos a la cual estará sometida en el pozo, los cuales son:

Tensión: Originado por el peso que ejerce la sarta

Colapso: Originado por la presión de formación

Estallido: Originado por la columna hidrostática que se encuentra dentro de la tubería

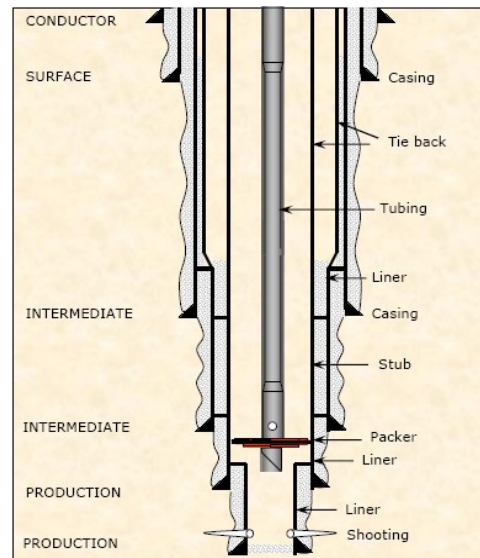


Fig.1: Sarta de revestidores en un pozo

Cementación de un revestidor

Consiste en colocar una capa de cemento en el espacio anular entre la tubería y el hoyo.

Una buena cementación nos asegura nuestra zona productiva. Las funciones principales de la cementación son:

- Aislamiento zonal, previniendo la comunicación entre zonas.
- Proveer soporte al revestidor dentro del pozo
- Proteger al revestidor ante corrosión, formaciones plásticas, etc.
- Proteger al hoyo de un colapso

Planificación de una cementación

La planificación para un trabajo de cementación consiste en evaluar cierta cantidad de características incluyendo:

- Avalúo de condiciones del agujero abierto

(limpieza del agujero, tamaño, desgaste del agujero, temperatura).

- Propiedades del lodo
- Diseño de la lechada
- Posicionamiento de la lechada
- Equipo adicional (equipo de flotación, centralizadores, etc.).

Información general del pozo:

Coordenadas de Superficie (UTM):

- Norte: 9922374.907 m
- Este: 291173.022

Latitud 0° 42' 6.88136" "S

Longitud 76° 52' 35.05327" "W"

Objetivos:

*Hollín inferior:

- Norte: 9922892.80 m
- Este: 291135.48 m

Radio de Tolerancia: 25 pies en objetivos.

Profundidad Total: 10610' MD / 10297.25' TVD

Máxima inclinación: 28.5°

Azimut: 295°

Sección Vertical: 1704.18 pies

Programa de perforación y cementación:

El pozo ESPOL-2D es un pozo direccional tipo "S" de desarrollo, se iniciaron operaciones de perforación el 23 de Octubre de 2011 a las 17:00hrs y culminó con Setting Tool en superficie el 16 de Noviembre de 2011 a las 06:00hrs.

El pozo fue perforado en 4 secciones:

- **SECCIÓN DE 26":**

Se armó y bajó BHA#1 convencional perforó hasta 180' sin problemas, se armó herramientas de gyro y bajó a la profundidad de 160', obteniendo una inclinación de 0.71°, 327.59° de azimut, sacó BHA #1 hasta superficie y quebró el mismo.

De acuerdo a los esfuerzos en la tubería y el método del ensayo y error determinamos que la tubería a utilizar en esta sección es:

Tabla 1: Características del Revestidor Conductor

Size O.D. (in)	Grade	Rosc a	W _t (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
13 3/8	C-95	BTC	72	2820	6390	1'973.

20	H-40	BTC	94	520	1530	1'077.
----	------	-----	----	-----	------	--------

Se realizó cementación según programa:

1. Se armó y probó líneas de cementación con 2000 PSI.
2. Bombeó 10 BLS de agua tratada.
3. Mezcló y bombeó 60 BLS de lechada principal de 15.6 lb/gal hasta que retorne 5 BLS de lechada a superficie.
4. Desplazó con 2 BLS de agua a 2 BPM con bombas, se observó retorno de cemento en superficie.
5. Verificó back flow y funcionamiento del equipo de flotación.

Levanta drill pipe y desconecta stinger, bombeó 2 BLS de agua para desplazar el cemento remanente en el drill pipe. Circuló y sacó drill pipe de 5" y desarmó Stinger. Cortó y biseló revestidor de 20", soldó válvula de 2", colocó conductor e instaló flow line y líneas de Jets.

- **SECCIÓN DE 16":**

En esta sección se bajó BHA # 2 y perforó hasta 303', se corrió registro gyro a 303' previo al KOP luego siguió perforando hasta 457', se realizó registro gyro a 362', obteniendo 1.97° inclinación, 328.55° dirección y sacó BHA#2 hasta superficie y quebró el mismo.

Luego se bajó BHA direccional # 3 y perforó hasta 4059'. Se utilizó también un BHA direccional # 4 con broca de 16" rotando y deslizando hasta 5567'. Sacó BHA direccional #4 hasta superficie y reemplazó camisa del motor y broca, para hacerlo más pendular, después armó BHA direccional #5 perforando hasta 6182', quebró BHA direccional. Se bajó BHA direccional # 6, bombeó 2 píldoras viscosas de 50 BLS y circuló hasta zarandas limpias. Sacó BHA direccional #6 y sarta de 5" drill pipe hasta superficie. Quebró BHA #6. Verificó equipo para bajar revestidor

De acuerdo a los esfuerzos en la tubería y el método del ensayo y error determinamos que la tubería a utilizar en esta sección es:

Tabla 2: Características del Revestidor Superficial

Size O.D. (in)	Grade	Rosc a	W _t (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
13 3/8	C-95	BTC	72	2820	6390	1'973.

Se realiza cementación de la siguiente manera:

1. Bombeó 10 BLS de agua tratada a 8.3 lpg con 400 PSI a 5 BPM
2. Libera Tapón Inferior Flexible
3. Mezcló y bombeó 515 BLS de lechada de relleno a 13.5 lpg.
4. Bombeó 25 BLS de lechada de cola a 15.5 lpg presentando problema en el mezclador, corrige y bombea 10 BLS presentándose nuevamente el problema logrando bombear un total de 35 BLS por lo que se decide liberar Tapón.
5. Libera Tapón de tope (Utilizó testigo)
6. Bombeó 10 BLS de agua atrás del Tapón de Tope
7. Desplazó con bomba del Taladro 900 BLS de lodo a 10.5 lpg. Presión final 1350 PSI.

• **SECCIÓN DE 12 1/4”:**

Se bajó BHA direccional #7 hasta 8540’, luego se armó BHA #8, realizó registro con LWD e inició perforación con equipo direccional hasta 9835’. Se realiza reunión de seguridad para armar Equipo y bajar revestidor. Retiró y levantó el Over-Drive. Instaló cabeza de cementación y líneas. Y se probó las líneas con agua tratada a 3000 PSI por 5 minutos.

De acuerdo a los esfuerzos en la tubería y el método del ensayo y error determinamos que la tubería a utilizar en esta sección es:

Tabla 3: Características del Revestidor Intermedio

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t (lb/ft)	R _c (psi)	R _e (psi)	R _t (lbs)
9 5/8	C-95	BTC	47	5090	8150	1’28 9.0

Se realiza la cementación de revestidor de 9 5/8”:

1. Bombeó 50 BLS de mud Clean Acid con densidad de 9.6 ppg
2. Bombeó 19 BLS de agua tratada con una densidad de 9.6 ppg.
3. Bombeó 50 BLS de MCS Spacer con una densidad de 11.5 ppg.
4. Soltó tapón inferior flexible bombeando con agua tratada.
5. Mezcló y bombeó 218 BLS de lechada de relleno a 14.5 lb/gal.
6. Mezcló y bombeó 81 BLS de lechada de cola a 16 lb/gal.
7. Soltó tapón de tope utilizando testigo.

8. Bombeó 10 BLS de agua para desplazar tapón de tope.

• **LA SECCIÓN DE 8 ½”:** Armó y bajó BHA

#9 hasta 9845’. Fue necesario bajar BHA #10 hasta 10610’.Realizó viaje de calibración hasta 9835’ y regreso al fondo sin problema. Sacó y quebró BHA #10. Acondicionó mesa del taladro. Vistió equipo para bajar Liner.

Procedimiento operacional de la corrida del Liner.

1. Realiza reunión preliminar con el equipo del taladro involucrado en la corrida del liner, el procedimiento es explicado y todas las dudas resueltas antes de iniciar la operación.
2. Verifica la cantidad total de juntas de revestidor 7” en locación y se asegura que todas hayan sido calibradas al ID adecuado. Si no es así, calibrar el revestidor mientras se corre en el hoyo.

Tabla 4: Características del Liner

Size O.D (in)	Grade	Rosca	W _t (lb/ft)	RC (psi)	RE (psi)	RT (lbs)
7	C-95	BTC	26	5890	8600	717.0

3. Se asegura que la parte interna del revestidor este limpia antes de correrlo en el hoyo.
4. Verifica la cantidad de DP, HW en locación y asegurarse que todas hayan sido calibradas al ID adecuado, se necesita un diámetro interno mínimo de 2 ½”.
5. Conecta y corre el siguiente equipo (ShoeTrack):
 - Baker Float shoe Double Valve
 - Joint # 1
 - Baker Float collar Single Valve
 - Joint # 2
 - Landing Collar Type I
 - 22 Juntas de casing de 7”, C-95, 26#, BTC, Box x Pin. (2 pupjoint)

- marcadores)
- Aplica Bakerlok® en el shoetrack
 - Verificar equipo de flotación y bajar liner a la profundidad deseada.
 - Proteger la boca del liner, para evitar que elementos extraños caigan sobre el asiento del Landing Sub.
 - Llenando cada cinco juntas de liner mientras se lo está armando y bajando.
6. Conecta el ensamble del Colgador de Liner pre-ensamblado, externamente a la sarta de revestidor.
 7. Deja las cuñas en el revestidor, levanta la sarta para asegurarse que todas las conexiones este bien hechas y que soportaran el peso del liner; tomar parámetros de pick up & slack off.
 8. Verifica que el Ensamble del Colgador de Liner no se haya dañado y anotar el peso del revestidor. Bajar el ensamble del colgador a través de la mesa rotaria y asentar las cuñas de Drill Pipe en el niple levantador. No asiente las cuñas en la extensión del colgador de liner. Tener cuidado de mantener el colgador centralizado a través de las BOPs.
 - Inicia a bajar el colgador de liner bajo las recomendaciones antes mencionadas. Cuando alcance la profundidad de la Zapata de 9-5/8" a 9835.
 - Registra torques en zapata de 9 5/8" a 10 RPM (10 Kft-lb) -20 RPM (12 Kft-lb).30 RPM (13 Kft-lb) -40 RPM (14 Kft-lb).
 - Rompe circulación lentamente. Las tasas de circulación no deben exceder del 60% del valor nominal de asentamiento del colgador de liner.
 9. Cuando se esté corriendo en hoyo abierto, llenar la tubería tanto como se pueda, sin interrumpir la corrida continua del revestidor en el hoyo. (Se recomienda cada parada de drill pipe).
 10. Continuar corriendo el ensamble del Colgador de Liner en el hoyo. Si se experimenta alguna resistencia mientras se corre el ensamble de fondo, este puede ser Empujado, Tensionado hasta el fondo, aplicando circulación. (No circular a una presión máxima del 60% del valor nominal de asentamiento del colgador de liner +/- 850 psi)
 11. Continuar bajando el liner a 10610 ft (profundidad de zapata 7"), marque la tubería.
 12. Rompe circulación lentamente, circular UN CIRCUITO COMPLETO de capacidad del pozo para levantar cortes arriba del colgador. Circular hasta que el pozo se encuentre limpio. Se intenta ROTAR el liner mientras se circula para evitar pegas en la tubería; pero pozo tiende a empaquetarse y se decide solo reciprocarse la sarta.
 13. Conecta el Equipo de Bombeo. Probar las líneas hasta 5,000 psi por 10 minutos.
 14. Dejar la sarta de perforación en tensión. Soltar la Bola de Asentamiento de Bronce de 1.50" OD -previamente instalada en el TD Ball Dropping Sub en la sarta de trabajo y permitir que gravite 5 minutos por cada 1000 pies, hasta el asiento del LANDING SUB "ST". Bombear lentamente 95 GPM a 200 PSI hasta que un aumento de presión se note en superficie (1000 PSI). No permitir que la Bola choque fuertemente contra el asiento del LANDING SUB "ST".
 15. Una vez que la Bola este en su asiento, incrementar la presión a 1200 psi para asentar el colgador. Aplicar 80,000 lbs y marcar la tubería.
 16. Luego que el Colgador este asentado, colocar peso 80,000 lbs sobre la Herramienta de Asentamiento para dejarla en compresión. Incrementar la presión a 2900 psi para liberar la Herramienta de Asentamiento. Levantar la sarta 2-3 ft para verificar la liberación de la Herramienta de Asentamiento. La pérdida del peso del revestidor debe ser evidenciada.(20 KLB)

17. Cuando el SettingTool este liberado, aplicar 80,000 lbs de peso y continuar incrementando la presión hasta +/- 3,650 psi para expulsar la esfera del "receptor" del ST Landing Sub. Descargar la presión.
18. Bajar la sarta y colocarle 80 Klb de peso al Colgador para compensar el efecto pistón durante la operación de cementación.
19. Romper circulación hasta establecer parámetros de bombeo de cemento similares a los obtenidos antes del anclaje del colgador 270 GPM a 950 PSI; CIRCULAR UN VOLUMEN COMPLETO de capacidad del pozo hasta verificar la presión estable y parámetros de caudal requeridos.
20. Continuar circulando, e iniciar con el desplazamiento de cemento de acuerdo al "Programa de Bombeo de Cemento".
21. Después de bombear el volumen teórico de Cemento, liberar el Tapón de Desplazamiento del Drill Pipe del TD Plug Dropping Sub, verificar su paso por el Flag Sub. Desplazar el volumen del Drill Pipe a tasa recomendada y, bajar la tasa de bombeo a 3 bpm faltando 10 barriles antes de que el PDP llegue al LWP-II, monitorear y verificar el incremento de presión cuando el PDP llegue hasta el Tapón de Desplazamiento del Revestidor, incrementar presión (650 psi a 1000 psi, con 162 bls) para cizallar el shear ring del LWP-II.
22. Continuar el desplazamiento a tasa recomendada y bajarla a 2 bpm faltando 10 bls antes de que los tapones lleguen al Landing Collar a 800 psi y 1600 psi. Los tapones se asientan en el landing collar incrementan la presión 2200 psi con 197 bls. Descargar la presión y se verificar contra-flujo 2 bls.
23. Levantar 11 ft la sarta de trabajo para que los candados del rotating setting dog sub queden expuestos. Baje lentamente la sarta hasta que el rotation setting dog sub se asiente sobre la extensión del top packer. Aplique peso o slack off lentamente hasta 70 Klbs y mantenga el peso por 4-5 minutos para asentar el top packer.
24. Con peso aplicado de 70 Klbs proceder a realizar la prueba de hermeticidad del Top Packer aplicando 1000 psi en el espacio anular, mantenga esta presión durante 10 minutos.
25. Sacar las herramientas de servicio del pozo.
26. Inspeccionar las herramientas de corrida. El rotating setting dog sub debe tener los pines de corte cizallados y el running tool "HRDE" debe tener sus pines cizallados.
27. Continuar con las operaciones de completación según el Programa de la compañía Operadora.

Cementación de liner

Procede a cementar de la siguiente manera:

1. Bombeó 40 BLS de mud clean.
 2. Bombeó 5 BLS de agua tratada.
 3. Bombeó 40 BLS de MCS-W Spacer (Densificado con CaCO₃ de PPR).
 4. Bombeó 5 BLS de agua tratada.
 5. Bombeó 20 BLS de sure bond.
 6. Bombeó 10 BLS de agua tratada.
 7. Mezcló y bombeo 15 BLS de lechada removedora a 13 lb/gal.
 8. Bombeó 16 BLS de lechada retardada a 16.2 lb/gal (B.M).
 9. Bombeó 28 BLS de lechada cemento principal a 16.2 lb/gal (B.M).
 10. Soltótapón pump down plug.
 11. Desplazó con 197 BLS de agua.
 12. Con una presión final de 1600 PSI y asentó tapón con 2200 PSI.
 13. Back Flow de 2 BLS.
- Presurizó con 1000 PSI y trabajó hasta liberar Setting Tool donde se logra circulación. Retira Línea. Circuló hasta salir agua limpia (1 hora). Sacando parada de 5" DP con Setting Tool hasta superficie.

Gráfica del diseño de revestimiento y cementación actual del pozo.

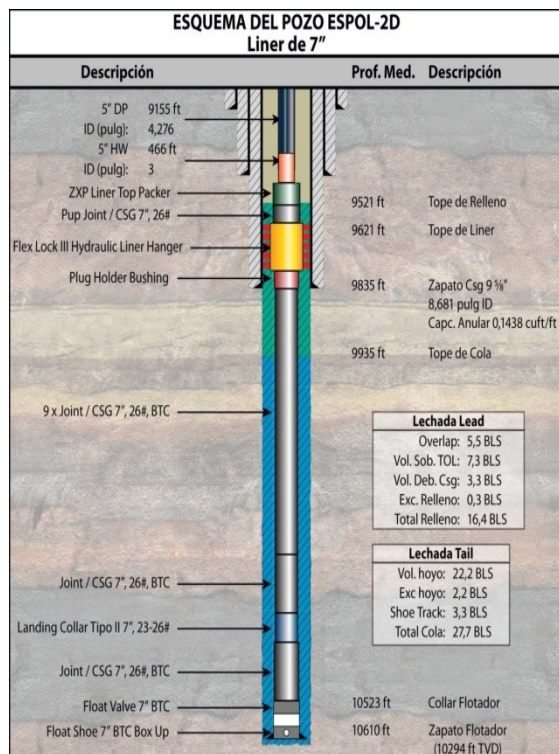


Fig.2: Diseño Final del Pozo Espol 2D

Conclusiones

- El Liner permitió reducir los costos de diseño de revestimiento al ser colgado a una profundidad de 9621', y no desde superficie.
- Por seguridad operacional, para el caso del liner se cemento 100 ft por encima del colgador.
- El colgador tiene la capacidad de circular el exceso de cemento por arriba del mismo luego de la expansión.
- Se crea un sello en el tope del Liner.

Recomendaciones

- Armar y tener en torre las paradas de DP 5" suficientes para la perforación del Pozo (Medidas y conejeadas).
- Espotear en fondo un píldora viscosa pesada con lubricante suficiente para compensar el ECD y cubrir el área de tumbado en los pozos de perfil tipo "S".
- Verificar la operatividad del equipo de cementación previo a realizar cualquier

trabajo, con el fin de evitar paras con el mismo y puedan causar problemas Operacionales.

- Previo a realizar la corrida del Liner de 7", es importante realizar un viaje de acondicionamiento con la finalidad de que el hoyo quede en condiciones óptimas para el proceso de asentamiento, expansión y cementación del mismo.

Referencias

1. API 5C2 bulletin on performance properties of casing and tubing, table N°. 203 dimensions and strengths of casing.
2. Petroproducción. Archivo técnico. File del campo.
3. Schlumberger. Fundamentos de perforación direccional.
4. Geología del Ecuador. Ing. Nuñez del Arco.

