

“Diseño, Corrida Y Cementación De Liner De Producción En El Pozo ESPOL X-4H En El Oriente Ecuatoriano”

Vicente Aguirre O. ⁽¹⁾

Javier López V. ⁽²⁾

Henry Muñoz S. ⁽³⁾

Ing. Xavier Vargas. ⁽⁴⁾

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra ⁽¹⁾
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

Ingeniero de Petróleos 2012, [e-mail: vdaguirr@espol.edu.ec](mailto:vdaguirr@espol.edu.ec) ⁽¹⁾

Ingeniero de Petróleos 2012, [e-mail: javedlop@espol.edu.ec](mailto:javedlop@espol.edu.ec) ⁽²⁾

Ingeniero de Petróleos 2012, [e-mail: hemunoz@espol.edu.ec](mailto:hemunoz@espol.edu.ec) ⁽³⁾

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

Resumen

En este trabajo se presenta la metodología utilizada en los diseños de revestimiento y cálculo de volúmenes en el programa de cementación del pozo ESPOL X-4H además el diseño corrida y cementación de liner con el nuevo sistema de colgadores de liner expandible TruForm de la empresa Weatherford. Se detalla la geología general del oriente ecuatoriano así como la historia del campo donde se encuentra el pozo, incluyendo su ubicación geográfica, características petrofísicas, la litología presente en el pozo y las formaciones objetivos alcanzados. Se presenta el programa de perforación, el resumen de fluidos de perforación y los tipos de brocas utilizadas en el pozo. Se describe el proceso para la selección adecuada de la tubería de revestimiento en cada sección del pozo, tomando en cuenta los respectivos factores de seguridad así como los esfuerzos de colapso, tensión y estallido. Se muestra el programa de cementación primaria de una sola etapa, utilizando cementos A y G, y el cálculo de volúmenes de cemento. Se presenta la información del Liner de producción así como las características del sistema de colgador de liner expandible, también el diseño, corrida y cementación del liner con su respectiva secuencia operacional para el pozo.

Palabras Claves: *Diseño Revestimiento, Programa Cementación*

Abstract

This paper presents the methodology used in the casing design and calculation of volumes the program of cementing the well ESPOL X-4H well design and cementing liner run with the new system of expandable liner hangers TruForm Weatherford Company . It details the general geology of eastern Ecuador and the history of the field at the well, including its location, petrophysical characteristics, lithology present in the well and the training objectives achieved. We present the drilling program, a summary of drilling fluids and drill types used in the well. Describes the process for the proper selection of the casing in each section of the well, taking into account respective safety factors and the efforts of collapse, tension and explosion. Shows the primary cementing program of a single stage, using cements A and G, and calculate volumes of cement. We present the liner production information and the system features expandable liner hanger, also the design, running and cementing of the liner with their respective operational sequence for the well.

Keywords: *Casing Desing, Cementing Program.*

Introducción

La etapa de perforación de un pozo petrolero es una de las más importantes para una óptima producción, nuestro reporte se basa en el diseño, la corrida y la cementación del liner; optimizando el trabajo y reduciendo costos utilizando los diferentes grados de tubería existentes en el mercado.

Como es de conocimiento el liner se lo asienta en el casing intermedio, en el pozo ESPOL X-4, se ha utilizado un colgador expandible que pertenece a la tecnología TruForm, en la cual el colgador es de un solo cuerpo permitiendo de esta manera que la presión se mantenga tanto por debajo como por encima del elemento expandible, funcionando así no solo como colgador sino también como packer.

Nuestra tarea se enfoca a diseñar el liner cumpliendo todos los parámetros de seguridad y reduciendo los costos, de esta manera se variaría el grado de la tubería de revestimiento, dependiendo la profundidad a la que se la corra.

Parámetros que intervienen en el diseño de revestimiento.

Las funciones elementales de una tubería de revestimiento son:

- a) Soporta las paredes del pozo y detiene las tendencias de derrumbes de las formaciones no consolidadas.
- b) Evitar contaminación de agua superficial.
- c) Evita el escape de los fluidos de la formación a través del pozo de un estrato a otro.
- d) Sirve de punto de apoyo del equipo de trabajo.

El número de sargas de revestimiento que pueden introducirse en un pozo depende de las presiones que se esperan en el subsuelo. Generalmente se usan de dos a tres tipos de revestimiento más un tubo protector en la parte más superficial. Estas tuberías se les conoce como:

- a) Tubo Conductor o Protector
- b) Revestimiento Superficial Revestimiento Intermedio
- c) Revestimiento de Producción

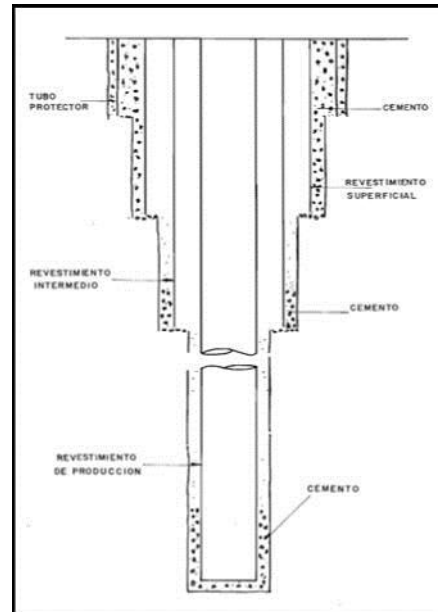


Figura 1. Detalle de Revestimientos Colocados en un Pozo Petrolero (Fuente: Metodología para Analizar y Resolver Problemas de Perforación)

Para diseñar la tubería de revestimiento deben conocerse los esfuerzos a la cual estará sometida y las diferentes características del tipo de tubería a usarse.

Al introducir una tubería en el hueco, estará sometida simultáneamente a tres esfuerzos principales, los cuales son:

- a) **Esfuerzo a la Tensión**, originado por el peso que ejerce la sarga.
- b) **Esfuerzo al Colapso**, originado por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería.
- c) **Esfuerzo al Estallido**, originada por la presión del fluido en el interior de la tubería.

Habrán que tomar en cuenta además los factores de diseño, conocidos como factores de seguridad, y que varían según el área y el criterio del diseñador. Lo que se debe tener siempre en mente es que por lo menos el diseño sea seguro. El rango de valores usados en la industria como factores de diseño es:

- Para tensión de 1.6 a 2.0
- Para colapso de 1.1 a 1.33
- Para estallido de 1.0 a 1.25

Efecto de Flotación

Cuando se diseña por tensión, basado en el peso de la tubería en el aire, se desprecia el efecto de la flotación que ayuda con el peso de la tubería. La flotación reduce el peso de la tubería en un 15 al 17%, por consiguiente cualquier factor de diseño no es real, sin embargo, es más seguro. El factor de flotación esta dado por:

$$F.F. = 1 - 0.015 \times \text{densidad del fluido}$$

Parámetros que intervienen en el diseño de revestimiento.

Entre los propósitos principales de la cementación se pueden mencionar los siguientes:

- Proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el hoyo.
- Aislar zonas de diferentes fluidos.
- Aislar zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo.
- Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías.
- Reparar pozos por problemas de canalización de fluidos.
- Reparar fugas en el revestidor.

La cementación tiene una gran importancia en la vida del pozo, ya que los trabajos de una buena completación dependen directamente de una buena cementación.

A continuación se describen las clases de cementos comúnmente usados en las cementaciones en el país.

Clase A: Apropiado para ser usado desde superficie hasta 6000' de profundidad, cuando no se requieren propiedades especiales. Disponible solo en el tipo ordinario de resistencia a los sulfatos.

Clase G: Apropiado para ser usado como un cemento básico desde superficie hasta 8000' de profundidad como está elaborado, o puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos.

Clase H: Apropiado para ser usado como un cemento básico desde superficie hasta 8000' de profundidad, tal como está elaborado, o puede ser usado con

Información general del pozo

Coordenadas de Superficie (UTM):

Norte: 10003888.00m

Este: 323964.00m

Objetivos:

.Arena U Inferior Principal

- Norte: 10003795.00 m
- Este: 324302.00 m
- Tolerancia del Objetivo: 25 pies de radio

Programa de perforación

El pozo direccional tipo Horizontal denominado ESPOL X-4H productor, localizado en el campo SECOYA, propuesto para producir de la formación U Inferior. La profundidad final fue alcanzada con el uso de motores de fondo estándar así como tecnología MWD de pulso positivo.

El pozo se perforara en 4 secciones:

- **Fase 26"**, se perforó hasta 255 pies, bajando y cementando el revestimiento de 20" a 255 pies.
- **Fase 16"** Según plan direccional es iniciar el KOP a los 1000 pies, construir a una tasa de 2°/100 pies en dirección 300°. Hasta alcanzar 15° de inclinación a 1750 pies. Generando una sección vertical negativa de 94 pies. Continuar perforando tangencialmente hasta 3800 pies. Desde donde se iniciara el Drop Off a una tasa de 1.5°/100 pies. Hasta verticalizar el pozo a los 4800 pies. Continuar perforando hasta el punto de Revestidor de 13 3/8" a 5302 pies de profundidad medida. Se realizará un viaje de acondicionamiento a las 36 horas de perforación hasta la zapata de 20" y luego regresara a fondo a continuar perforando hasta el punto de revestidor.
- **Fase 12 1/4"**, Se continuará perforando verticalmente el pozo hasta la profundidad planeada de 6500 pies. Y posteriormente construir a una tasa de 2.5°/pies. Hasta 7878 pies y alcanzar los 34.5°. Profundidad a la cual se bajara revestidor de 9 5/8". Se perfora las formaciones Orteguaza y Tiyuyacu. Se bajará un nuevo ensamble para continuar perforando verticalmente el pozo hasta la profundidad de 6500 pies MD, para realizar el KOP#2, y construir inclinación a razón de 2.5°/100', con un azimuth de 111.18°, hasta llegar a la profundidad de 7878 pies MD, profundidad planeada para el asentamiento del revestimiento de 9 5/8. Se continuará con un ensamble para seguir construyendo inclinación a razón de 2.5°/100', con un azimuth de 111.18°, hasta llegar a la profundidad de 7878 pies MD, profundidad planeada para el asentamiento del revestimiento de 9 5/8.

- **Fase 8 1/2"**, En esta Corrida se pretende perforar toda la sección de 8 1/2", construyendo inclinación a razón de 2.5°/100', con un azimuth de 111.18°, hasta la profundidad de 8620 pies MD, a partir de esta profundidad se mantendrá una tangente hasta la profundidad final, atravesando la arenisca U Inferior, objetivo del pozo piloto. Se acondicionará el hoyo para la bajada de liner de 7".

Diseño de revestimiento del pozo ESPOL X4-H

Para el diseño del revestimiento del pozo ESPOL X-4H debemos tomar en cuenta que la tubería estará sometida a tres esfuerzos:

Esfuerzo a la Tensión, originado por el peso que ejerce la sarta.

Esfuerzo al Colapso, originado por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería.

Esfuerzo al Estallido, originada por la presión del fluido en el interior de la tubería.

Todos estos esfuerzos son considerados en el "Método de ensayo y error con factor de flotación".

Consideraciones:

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

Tipo de Unión. Rosca Buttress (BTC)

Para los factores de seguridad de las fuerzas de tensión, compresión y estallido se usará los mismos que son usados por Petroecuador en el Oriente Ecuatoriano.

Factores de Seguridad:

Colapso: C = 1.125

Tensión: T=2.0

Estallido: E=1.0

- **Revestimiento superficial:** La profundidad de asentamiento de este revestimiento fue a 5297'. Luego de comprobar su resistencia a los esfuerzos de colapso, tensión y estallido se seleccionó la tubería C-95, 72 lb/ft, de las siguientes características:

Tabla 1. Características Casing 13 3/8" C-95, 72 lb/ft

OD (pulg.)	ID (pulg.)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lb.)
13.375	12.347	2820	6390	1893

- **Revestimiento intermedio:** Este

revestimiento fue asentado a 7719'. Luego de comprobar su resistencia a los esfuerzos de colapso, tensión y estallido se seleccionó la tubería N-80, 53.5 lb/ft, de las siguientes características:

Tabla 2. Características Casing 9 5/8" N-80, 53.5 lb/ft

OD (pulg.)	ID (pulg.)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lb.)
9.625	8.535	6620	7930	1329

- **Revestimiento de producción (liner):** Este revestimiento fue asentado hasta la profundidad total del pozo (10410') como es debido y su colgador a 9035' de profundidad. Luego de comprobar su resistencia a los esfuerzos de colapso, tensión y estallido se seleccionó la tubería N-80, 29 lb/ft, de las siguientes características:

Tabla 3. Características Casing 7" N-80, 29 lb/ft

OD (pulg.)	ID (pulg.)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lb.)
7	6.184	7020	8160	746

Programas de Revestimiento

Tabla 4. Programa de revestimiento actual

	Intervalo (ft)	Grado	Peso (lb/ft)	Número de tubos	Longitud (ft)
Superficial	0 – 5209	C-95	72	132	5209
Intermedio	0 – 7719	C-95	47	197	7719
Liner	7670 – 9035	C-95	26	69	1861

Tabla 5. Programa de revestimiento alternativo

	Intervalo (ft)	Grado	Peso (lb/ft)	Número de tubos	Longitud (ft)
Superficial	0 – 5209	C-95	72	132	5209
Intermedio	0 – 7719	N-80	53.5	197	7719
Liner	7670 – 9035	N-80	29	69	1861

Diseño del programa de cementación del pozo ESPOL X4-H

La cementación del pozo de cada una de las secciones del pozo se la realiza a través de una cementación primaria la cual consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del revestidor. El objetivo en cada sección es determinar la cantidad de sacos de cemento y volúmenes a utilizar tanto en la lechada de relleno como en la lechada de cola, y el volumen de desplazamiento requerido para desplazar toda la mezcla hacia el espacio anular donde se alojará la misma. Por las características de los tipos de cemento antes descritas, se usa el cemento clase "A" para las secciones superficial e intermedia, y el cemento clase "G" para la sección de producción.

.Programa de cementación de revestimiento superficial:

1. Circular el pozo por lo menos un ciclo completo al mayor caudal posible para limpiar el hoyo. Medir la eficiencia de las bombas del taladro.
2. Realizar reunión de seguridad y operativa durante la circulación del pozo. Discutir los procedimientos de manejo de la cabeza de cementación y/o maniobras que se vayan a realizar durante el trabajo de cementación.
3. Conectar cabeza de cementación y líneas de Well Services y probar línea a 3000 psi. El control de apagado de emergencia por presión se lo ajustará a 2500 psi después de haber realizado exitosamente la prueba de presión.
4. Revisar las presiones de circulación y compararlas con las simuladas. Si la presión esta dentro de los parámetros de simulación continuar con el trabajo caso contrario se recomienda seguir circulando.
5. Si la condiciones de hoyo son adecuadas, se recomienda iniciar con la optimización de la reología del lodo (PV=15/TY=17).
6. Iniciar a bombear la siguiente secuencia de fluidos:

MUDPUSH II	@ 12.0 ppg	60 bbl
@ 5 bpm		
Lanzar tapón suave		
Lechada Lead	@ 13.5 ppg	361 bbl
@ 5 bpm		
Lechada Tail	@ 15.2 ppg	95 bbl
@ 5 bpm		
7. Lanzar tapón duro y desplazar con 748 bbl de fluido como sigue:

Lechada Tail	3 bbl	@	3	bpm
Bombas WS				
Agua fresca	10 bbl	@	5	bpm
Bombas WS				
Lodo	720 bbl	@	8.5	bpm
Bombas del taladro				
Lodo	15 bbl	@	3	bpm
Bombas del taladro				

Máxima presión calculada @ 8.5 BPM 1450 psi. En caso de no asentar el tapón con el volumen de desplazamiento determinado antes de la operación, NO sobre desplazar más de la mitad del volumen entre la zapata y collar flotador.
8. Asentar el tapón con 500 psi arriba de la presión final de desplazamiento, mantener esta presión por un mínimo de 5 minutos.
9. Liberar la presión a los tanques de desplazamiento de Well Services para monitorear el funcionamiento del equipo de flotación. Contabilizar el volumen de fluido retornado.

El tiempo estimado de operación es de 03:30 hh:m
Máxima potencia requerida 296 hhp.

12 horas para alcanzar 800 psi la lechada de esfuerzo a la compresión.

• Programa de cementación de revestimiento intermedio:

1. Con el casing en el fondo, circular el pozo por lo menos un ciclo completo al mayor caudal posible (mínimo a 8.5 bpm y máximo 10 bpm) hasta verificar que el hoyo está limpio y no hay retorno de recortes a zarandas.
2. Acondicionar el lodo para tener un TY, no mayor a 18 lbf/100 ft2. Medir la eficiencia de las bombas del taladro.
3. Verificar la compresibilidad del lodo y ajustar desplazamiento de acuerdo a compresibilidad.
4. Realizar reunión de seguridad y operativa durante la circulación del pozo.
5. Conectar cabeza de cementar y líneas de Well Services y probar línea con 3500 psi.
6. Bombear la siguiente secuencia de fluidos:

Agua	@ 8.3 ppg	10 bbl
@ 4- 5 bpm		
Lanzar tapón de fondo		
Espaciador ScavengerPlus	@ 12.3 ppg	60 bbl
@ 4- 5 bpm		
Lechada de Llenado	@ 13.5 ppg	28 bbl
@ 4- 5 bpm		
Lechada Tail	@ 15.8 ppg	34 bbl
@ 4-5 bpm		
7. Lanzar tapón de tope y desplazar con 573 bbl de fluido como sigue:

Tail Slurry	3bbl	@	3	bpm
Bombas Well Services				
Agua fresca	10 bbl	@	5	bpm
Bombas Well Services				
Lodo	545 bbl	@	8.5	bpm
Bombas del taladro				
Lodo	15.0 bbl	@	3	bpm
Bombas del taladro				

En caso de no asentar el tapón con el volumen de desplazamiento determinado antes de la operación. Se deberá tomar en cuenta la compresión del lodo medida en locación y no se sobre desplazará más de la mitad del volumen entre la zapata y collar flotador. La presión esperada máxima de trabajo es 1150 psi a 8.5 BPM y antes del asentamiento es de 850 PSI @ 3BPM.
8. Asentar el tapón con 500 psi arriba de la presión final de desplazamiento, mantener esta presión por un mínimo de 5 minutos.
9. Liberar la presión a los tanques de desplazamiento de Well Services para monitorear el funcionamiento del equipo de flotación. Contabilizar el volumen de fluido retornado.

En caso de falla del equipo de flotación se debe intentar dos veces bombear la cantidad de lodo retornado a la unidad y en caso de falla bombear el volumen retornado y mantener presión (cerrando válvulas de la cabeza) hasta frague de

cemento.

El tiempo estimado de operación es de 2:14 hh: mm.

HHP requeridos: ~238 HHP

Esperar por fragüe de cemento (WOC) 12 horas para empezar a perforar la siguiente sección.

Programa de cementación de revestimiento de producción:

1. Chequeo de herramientas, chequear de cabezal de cementación, e instalar centralizadores

2. Contar el # de juntas casing 7" y realizar una reunión de seguridad, proceder a ensamblar la sarta de acuerdo a lo siguiente:

- 1 Float Shoe 7"
- 1 Liner 7"
- 1 Float Collar 7"
- 1 Liner 7"
- 1 Landing Collar
- # Liner 7" depende de la profundidad que deseamos alcanzar.
- 1 Expandable Liner Hanger Body 9 5/8" x 7"
- 1 Polished Bore Recepticle

3. Bajar la sarta con paradas de HWDP + DP 5", llenando cada 10 paradas y registrando pesos de subida y bajada además de volúmenes de llenado

4. Al llegar al zapato del casing de 9 5/8", realizar prueba de circulación.

5. Bajar en hoyo abierto, buscando puntos de apoyo, si no se encuentran.

6. Instalar cabeza de cementación y continuar circulando y reciprocando para acondicionar el hoyo.

7. Realizar reunión de seguridad y probar líneas de cementación.

8. Mezclar cemento y bombear lechada de cemento según programa, y lanzar dardo desde la cabeza de cementación.

9. Observar el enganche de tapones con su respectivo volumen y presión teórica y observar el asentamiento de tapones con el volumen y presión teórica.

10. Lanzar bola de asentamiento y esperar por 50 min.

11. Se realiza la expansión y generalmente se observa una subida de presión hasta 3900 PSI y luego caída de presión asegurando que el colgador ha expandido.

12. Liberar el setting tool con 50 KLBS de peso, se desconecta del colgador.

13. Cambiar de fluido por agua.

Recomendaciones

- En cuanto al diseño del revestimiento, a pesar de escoger un diseño más económico, no se debe comprometer la seguridad de la operación.

- Es recomendable utilizar dos tipos de lechada en la cementación, una lechada tail que es de mayor peso y la lechada de lead que es de menor peso.

- Antes de realizar la corrida del liner comprobar que no haya apoyos en la formación o reacondicionar el pozo antes de la corrida para no realizar un POOH de la herramienta.

- En cuanto a la herramienta para correr un liner Weatherford ha desarrollado su tecnología en base a sus herramientas de corridas y expansión las cuales nos da una mayor fiabilidad en el trabajo.

- En cuando al ensamble de la herramienta y posterior corrida hay que tener precaución en revisar que el equipo esté funcionando de manera adecuada y no tenga daños en elastómeros y equipos de venta.

- TruForm es una herramienta suficientemente robusta como para rotar, raspar, empujar, tirar y perforar el liner hacia el fondo. Lo cual nos da mejores resultados de en el momento de bajar un liner.

Conclusiones

- Para optimizar costos de revestimiento, se debe utilizar más de un tipo de tubería en todo el pozo, en lugar de utilizar un solo tipo de tubería, debido a que aumenta considerablemente el costo del revestimiento.

- EL uso de un colgador de liner expandible como una herramienta de perforación ofrece numerosas ventajas y elimina o reduce varios de los riesgos asociados con el uso del sistema de liner convencional.

- Un Colgador de Liner Expandible permite colgar el liner y el elemento de asentamiento en un solo paso, eliminando un trabajo de squeeze o un viaje adicional para un packer superior para el liner

- Las experiencias realizadas en estas operaciones nos muestran que este también puede ser perforado minimizando el tiempo de la formación expuesta y reduciendo perdidas.

- El colgador de liner expandible es un sencillo diseño que tiene una doble funcionalidad como colgador y packer. Los elementos elastoméricos unidos al diámetro externo del cuerpo del colgador hacen un sello impermeable de gas contra la pared del casing y toman la carga del peso del liner

- Mediciones de presión o volumen indican el final del proceso de expansión.

- Los volúmenes de cementación fueron calculados aumentando 10 ft a la profundidad de asentamiento del zapato de cada revestimiento, pues en la perforación de cada sección siempre se llega a una profundidad mayor a la de asentamiento para que durante la cementación las lechadas pueden circular.

- La lechada de cola siempre debe ser de mayor densidad que la de relleno, pues es la que va a recubrir la zona donde se asienta el zapato de cada revestimiento.

Referencias

1. Dowell, Well Cementing (Paris: Schlumberger Oil Field, 1988) Capítulo 16
2. D. Barragán, “Planificación, Evaluación Técnica y Análisis de Costos en Operaciones de Cementación Primaria en los Pozos pertenecientes a Petroproducción en el Distrito Amazónico” (Tesis, Facultad de Ingeniería de Petróleo, ESPOL, 1997).
3. S. Gandara, “Diseño de Tubería de Revestimiento” (Tesis, Facultad de Ingeniería de Petróleo, ESPOL, 1990).
4. C. Gatlin, Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions, Prentice – Hall Inc., USA, 1965.