

DISEÑO, CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO ESPOL X-5D

Diego Andrés Aguirre Naranjo ⁽¹⁾
Antonio Israel Diez Aguilar ⁽²⁾
Roger Miriel Moreira Moreira ⁽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
dieaagui@espol.edu.ec ⁽¹⁾
adiez@espol.edu.ec ⁽²⁾
rmmoreir@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

El diseño de la tubería de revestimiento juega un papel muy importante a lo largo de la vida de un pozo petrolero, ya que permite realizar con seguridad las operaciones de completación y producción del mismo. El presente trabajo muestra el diseño de la tubería de revestimiento para la sección productora del pozo ESPOL X-5D, utilizando un liner de producción de 7", C-95, 29 lb/ft, con colgador expandible "VERSAFLEX" de 9 5/8" 47 lb/ft x 7", 26 lb/ft (Tecnología de la empresa Halliburton) y su proceso de cementación y asentamiento. Se describe también la historia del campo, los requerimientos del pozo, el plan de perforación direccional, el diseño de la tubería de revestimiento conductora, superficial e intermedia, los volúmenes de los fluidos utilizados para su cementación así como los diferentes tipos de liner de producción. Finalmente se muestran las conclusiones y recomendaciones del uso del liner de producción con colgador expandible.

Palabras Claves: *Liner de Producción, Colgador Expandible.*

Abstract

The casing string design plays a very important role in an oil well's life, since it allows to achieve completion and production operations of the well with safety. This assignment shows the casing string design for the production zone of the well ESPOL X-5D, using a 7", C-95, 29 lb/ft production liner with a 9 5/8" 47 lb/ft x 7", 26 lb/ft expandable liner hanger "VERSAFLEX" (Halliburton's Technology) and its installation. It also describes the history of the field, well requirements, the drilling program of the well, the casing string design for the conductor, superficial and the intermediate casing, the volume of the slurry to cement them and different types of production liner. Finally it shows the conclusions and recommendations for the use of the production liner with expandable liner hanger.

Keywords: *Production Liner, Expandable Liner Hanger.*

1. Introducción

La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.

El liner de producción es utilizado para revestir la última sección de un pozo petrolero, la cual es la de mayor importancia de todo el pozo ya que en ella se encuentran las zonas productoras de petróleo.

El objetivo es llegar a un diseño de revestidores que sea seguro, confiable y económico, teniendo en cuenta siempre que las propiedades mecánicas de cada revestidor resista satisfactoriamente los esfuerzos a los que será sometido. Para el pozo ESPOL X-5D se utiliza un colgador de liner expandible el cual ofrece numerosas ventajas y elimina o reduce varios de los riesgos asociados al uso del sistema de liner convencional.

2. Funciones de la tubería de revestimiento.

Una vez perforada cada sección del pozo, esta es revestida con tubería de acero, la cual se conoce como tubería de revestimiento o casing. Esta tubería cumple con las siguientes funciones:

- Soportar las paredes del pozo, previniendo derrumbes de las formaciones no consolidadas.
- Evitar la contaminación de aguas superficiales.
- Aislar zonas de presiones anormales y problemáticas.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Contrarresta la pérdida de circulación de fluidos de perforación.
- Facilita la instalación de equipos de superficie y de producción.

3. Parámetros que intervienen en el diseño de la tubería de revestimiento.

Para diseñar la tubería de revestimiento es necesario considerar los esfuerzos a la que estará sometida y los factores de diseño o seguridad para así poder seleccionar el tipo de tubería adecuado según sus características.

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

ESFUERZO A LA TENSIÓN

Es el esfuerzo a la cual está sometida la tubería, originado por su propio peso. Es de suponer que la tensión será máxima en la superficie y a medida que se profundiza va decreciendo.

Este esfuerzo conlleva a prever que el revestidor de mayor resistencia se coloque en la superficie.

ESFUERZO AL COLAPSO

Este esfuerzo se origina por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería y actúan sobre ella tratando de aplastarla o colapsarla.

ESFUERZO AL ESTALLIDO

Este esfuerzo se origina por las presiones internas que actúan del centro de la tubería hacia las paredes de la misma. Estas presiones resultan de la presión hidrostática interna, presiones durante la cementación, cambios en las densidades de los fluidos.

4. Requerimientos del pozo.

Coordenadas de Superficie (UTM)

Norte: 9'919,041.630 m

Este: 290,910.080 m

Objetivos

* Arena T Inferior (Principal)

- Profundidad: 9,950.413' TVD BRT
- Norte: 9'919,022.000 m
- Este: 292,056.000 m
- Tolerancia del Objetivo: 50 pies.

Objetivos Secundarios

* Arena Basal Tena

- Profundidad: 8,911.413' TVD BRT
- Norte: 9'919,023.372 m
- Este: 291,942.293 m
- Tolerancia del Objetivo: 50 pies.

* Arena U Inferior

- Profundidad: 9,667.413'
- Norte: 9'919,022.280 m
- Este: 292,032.761 m
- Tolerancia del Objetivo: 50 pies.

* Arena Hollín Inferior

- Profundidad: 10,146.413' TVD BRT
- Norte: 9'919,022.280 m
- Este: 292,069.672 m
- Tolerancia del Objetivo: 50 pies.

5. Programa de perforación.

El pozo se perforará en tres secciones:

- Sección de 16'': Se realizara Nudge @ 500' MD construyendo con un DLS de 0.8°/100' hasta alcanzar 12° de inclinación en la dirección de 95°. Luego realizar el KOP1 @ 2000' con un DLS de 1.5°/100' hasta alcanzar 25.86° de inclinación y girar a la dirección de 90.69°, mantener una tangente de 3,411' hasta alcanzar el punto de revestimiento de 13 3/8 @ 6,339.21' MD (100' MD dentro de Ortuaza).
- Sección de 12 1/4'': Se continuara manteniendo tangente interceptando el objetivo secundario basal Tena hasta llegar al tope de la formación Napo, donde se aprovechará la tendencia natural a tumbar con DLS promedio de 1.15°/100' hasta alcanzar el revestimiento de 9 5/8'' @ 10,323.83' MD (100' MD dentro de Caliza A). Considerar quedarse 20' arriba del plan antes de ingresar a la formación Napo.
- Sección de 8 1/2'': Se continuara con la tendencia a tumbar inclinación interceptando los objetivos Arena U Inferior, Arena T Inferior y Hollín Superior con DLS promedio de 0.5°/100' hasta alcanzar la profundidad total propuesta de 11,103.061' MD/10,291.413' TVD, donde se ubicará el revestimiento de 7''.

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

- **Revestimiento conductor:** Este revestidor conocido como casing conductor evita la erosión de los sedimentos superficiales y previene el derrumbe de las formaciones poco consolidadas. La sección del tubo conductor se asienta a una profundidad de 180' con las siguientes

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _i Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
20	J-55	BTC	94	520	2,110	148,000

características:

Tabla 1.- Características del revestidor conductor.

- **Revestimiento superficial:** El revestidor superficial de 13 3/8'' se corre desde superficie hasta una profundidad determinada (5,934.4' (TVD) 6,339.2' (MD)). 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 2.- Características del revestidor superficial.

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _i Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
13 3/8	N-80	BTC	85	3,870	6,360	1'951,000

- **Revestimiento intermedio:** El revestidor intermedio de 9 5/8'' se corre desde superficie hasta una profundidad determinada (9,537' (TVD) 10,323.83' (MD)). Luego de comprobar las resistencias a la tensión, estallido y colapso se selecciona la tubería N-80, de 53.5 lb/ft con las siguientes características:

Tabla 3.- Características del revestidor intermedio.

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _i Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
9 5/8	N-80	BTC	53.5	6,620	7,930	1'244,000

7. Diseño del programa de cementación para el pozo ESPOL X-5D.

Programa de cementación del revestimiento conductor:

1. Correr casing a la profundidad deseada con zapato stab-in.
2. Armar y ensamblar el equipo stab-in con drill pipe de 5''.
3. Amarrar el casing a la mesa del taladro para prevenir efectos de flotabilidad.
4. Correr drill pipe 5'' IF usando un centralizador Bow 5''x20'' seguido de un stop collar 10 ft sobre el adaptador, continuar corriendo DP 5'' hasta alcanzar TD, suavemente introducir el stab-in dentro del zapato y aplicar de 5 a 10 [klbs] de peso.
5. Asegurar el casing con cadenas para evitar que el casing se salga del hueco debido a efectos de flotación.
6. Comenzar circulación con las bombas del taladro monitoreando presión y verificando que no exista flujo entre el casing de 20'' y el drill pipe 5'' y que el retorno se obtenga totalmente del anular

- del hueco de 26" y el casing de 20", garantizando el sello adecuado del stab-in.
7. Mezclar los aditivos en el agua de mezcla, preparar un exceso del 100% en el agua de mezcla.
 8. Armar las líneas de cementación y conectarse al drill pipe mediante un Side Entry Sub.
 9. Realizar la reunión pre-operativa con todo el personal involucrado en el trabajo.
 10. Probar líneas con 2000 psi.
 11. Circular el pozo hasta retornos limpios.
 12. Bombear los fluidos de acuerdo al esquema, una vez que se verifique retorno de cemento puro en el contrapozo empezar con el desplazamiento. Sub desplazar para dejar 1 [bbl] de cemento sobre el zapato.
 13. Verificar flujo de retorno (back flow) y confirmar el adecuado funcionamiento del equipo de flotación.
 14. Desconectar el stab-in del zapato, desconectar línea de cementación, levantar 10 [ft] y circular en directa 5 [bbl] para limpiar la tubería.
 15. Si no hay retornos después de haber usado toda el agua de mezcla se preparará 15 bbls de lechada acelerada 2% bwoc CaCl₂. 15.6 ppg.
 16. WOC hasta obtener 1000 psi de esfuerzo compresivo.

Programa de cementación del revestimiento superficial:

1. Instalar zapato y correr revestimiento hasta la profundidad final. Instalar un centralizador por junta en los primeros 500 ft. Circular en los puntos que encuentre obstrucción.
2. Romper circulación y circular a limpio (2 fondos arriba), acondicionar lodo hasta obtener un YP menor de 18 lb/100 sqft y perfil plano de geles.
3. Mezclar agua de mezcla del cemento durante la corrida del casing.
4. Instalar la cabeza de cementación (Doble tapón Quick Latch) y armar las líneas de Halliburton. Conectarse en "Y" para permitir el desplazamiento con las bombas del taladro o con Halliburton.
5. Continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones y sobre todo mantener fluido del pozo en estado dinámico.
6. Realizar reunión de seguridad pre-operacional y asignar labores y responsabilidades.
7. Bombear dos barriles de agua y probar líneas con 3000 psi.
8. Soltar tapón inferior y bombear el espaciador.
9. Mezclar y bombear la lechada de relleno de 13,5 lbs/gal.
10. Mezclar y bombear la lechada principal de 15,8 lbs/gal.

11. Soltar tapón superior
12. Desplazar con las bombas del taladro de 12 a 15 bpm, últimos 20 bbls de desplazamiento a 5 bpm. En caso de no asentar tapón continuar desplazando considerando la norma API 5CT.
13. Asentar tapón con 500 psi por encima de la presión final de bombeo. Chequear back flow.

Programa de cementación del revestimiento intermedio:

1. Instalar zapato y correr revestimiento hasta la profundidad final. Instalar un centralizador por junta en los primeros 500 ft y un centralizador cada 2 juntas los restantes 500 ft de cobertura de la lechada principal. Circular en los puntos que encuentre obstrucción.
2. Romper circulación y circular a limpio (2 fondos arriba), acondicionar lodo hasta obtener un YP menor de 18 lb/100 sqft y perfil plano de geles.
3. Instalar la cabeza de cementación (Doble tapón Quick Latch) y armar las líneas de Halliburton. Conectarse en "Y" para permitir el desplazamiento con las bombas del taladro o con Halliburton. Continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones.
4. Mezclar agua de mezcla del cemento mientras se corre el casing.
5. Realizar reunión de seguridad pre-operacional y asignar labores y responsabilidades.
6. Bombear 2 bbls de Agua y probar líneas con 3000 psi.
7. Soltar tapón inferior.
8. Bombear Agua.
9. Mezclar y bombear la lechada de relleno de 13.5 lb/gal.
10. Mezclar y bombear la lechada principal de 15.8 lb/gal.
11. Soltar tapón superior.
12. Desplazar con las bombas del taladro a 12 bpm, últimos 20 bbls de desplazamiento a 5 bpm. En caso de no sentar tapón continuar desplazando considerando la norma API 5CT.
13. Sentar tapón con 500 psi por encima de la presión final de bombeo. Chequear back flow.

7. Diseño del liner de producción del pozo ESPOL X-5D.

- **Revestimiento de producción (Liner):** El liner de producción de 7" será colgado en el revestidor intermedio a una profundidad de 10,123' (MD) y se asentará a una profundidad de 10,291.4' (TVD) y 11,103.061' (MD). La densidad del fluido de perforación es de 10.4

lb/gal. El liner de producción presenta las siguientes características:

Tabla 4.- Características del liner de producción.

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _i Per ft (lb/ft)	R _c (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
7	C-95	BTC	29	7,820	9,690	803,000

8. Secuencia operativa del asentamiento y cementación del Liner de Producción.

Procedimiento de instalación:

1. Realizar una reunión de seguridad antes de realizar el armado de los elementos del liner de 7".
2. Instalar zapato flotador y collar flotador bajo la supervisión del Company Man, aplicando soldadura en frío (Thread Lock). Dejar mínimo dos juntas de casing entre la zapata y collar flotador (shoe track).
3. Continuar corriendo el liner de 7", llenando cada 10 tubos, levantar ensamblaje del colgador e instalar el Tapón de limpieza del liner en colgador según la recomendación del especialista.
4. Conectar el liner con la tubería Drill Pipe, registrar peso del conjunto del liner, liner hanger y setting tool.
NOTA: Levante 2 ft la sarta de liner junto con el colgador sin quitar cuñas.
5. Establecer circulación para asegurar que el equipo de flotación funciona adecuadamente. Tomar registro de las diferenciales de presión a diferentes tasas de bombeo, según lo indique el especialista de Versaflex. (300, 350, 400 gpm.)
6. Durante la prueba de circulación, proceder con el armado de la cabeza de cementación y su respectivo espaciado. De esta manera, una vez que se llegue a fondo, ganar tiempo en la instalación de la cabeza de cementación.
7. Mientras se corra tubería, todo el tiempo se debe instalar el protector de drill pipe y anular, para evitar el ingreso de herramientas ajenas al pozo. Llenar tubería cada 10 paradas mientras se corra el liner en pozo entubado, monitoreando volúmenes de llenado de drill pipe. La velocidad límite de corrida deberá estar aproximadamente a 2 min/std entre cuña y cuña (según recomendación del especialista Versaflex).
8. Durante la bajada, en NINGUN momento exceder 40,000 lbs de peso.

9. Al llegar al zapato del casing de 9 5/8", establecer circulación monitoreando la presión. Determinar peso de la sarta subiendo y bajando.
10. Continuar corriendo el liner en hueco abierto, circular según se requiera con una tasa máxima de 10 bbl/min.

Máxima tasa de bombeo: 10 bls/min.

11. A la profundidad de instalación del colgador, conectar cabeza de cementación según instrucciones del especialista del Versaflex. Se deberá dejar el tope de la tubería de perforación como mínimo 8 ft por encima del nivel de la mesa rotaria.
12. Chequear el peso de la sarta. Proceder a probar línea de cementación con 7,000 psi. Alejar el personal no involucrado en la operación de prueba.
13. Bombear una píldora viscosa y asegurarse de que retorne según los volúmenes calculados, para verificar que se esta circulando a través del zapato.
14. Establecer circulación para acondicionar el YP del lodo a BHCT por debajo de 15 lb/100 ft², hasta obtener un perfil de geles con comportamiento plano a BHCT (mínimo 1.5 fondos arriba). Durante el tiempo de circulación verificar presión de circulación vs presión de diseño (simulación).
15. Iniciar el trabajo de cementación bombeando el espaciador. Monitorear presiones en tubería y espacio anular.

NOTA: los tiempos de bombeabilidad del cemento deberán ser:

2 horas en movimiento. (Tiempo de mezcla, bombeo de espaciador y lechada)

3 horas estático. (Tiempo para que la bola llegue a la silla, expansión y liberación del setting tool).

2 horas en movimiento. (Tiempo de sacar el exceso de cemento).

16. Bombear la lechada de acuerdo a programa de cementación.
17. Lanzar el Pump Down Plug (Tapón Dardo y observar cambio de la banderilla de la cabeza de cementación) e iniciar desplazamiento con la unidad cementadora.
18. Reducir la tasa de desplazamiento @ **4 bpm** los últimos 10 bbls antes de que el dardo llegue al top plug. El conjunto tapón (top plug y dardo) deberá ser desplazado con presión de 1400 psi (+/- 300 psi). Recalcular el volumen de desplazamiento después de observar el enganche del Wiper Plug.
NOTA: Si no se observa enganche de taponés, bombear volumen calculado menos 2 BBLs (2 BBLs menos del volumen total calculado para el desplazamiento).

19. Reciprocarse y/o rotar la tubería si las condiciones del pozo lo permiten.
 20. Asentar Tapón con 500 psi sobre la presión final de desplazamiento.
 21. Verificar Back Flow.
 22. Lanzar la bola de 2 1/2" para expansión del liner (Escuchar el paso de la bola a través de la cabeza de cementación).
- NOTA: EN CASO DE NO OBSERVAR NI ENGANCHE NI ASENTAMIENTO DE TAPONES, SE DEBERA ESPERAR EL TIEMPO DE CAIDA DE LA BOLA + 20 MINUTOS ADICIONALES. LA EXPANSION DEL COLGADOR SE INTENTARA UNA SOLA VEZ.**
29. Levantar el setting tool circulando en directa a 2 bbl/min para garantizar la limpieza del tope del colgador. Halar fuera del hanger usando 50,000 hasta 80,000 lbs de overpull, para pasar a través del cuerpo de los elastómeros (aproximadamente 7 ft). Registre el overpull.
 30. Levante aproximadamente 35 ft y circular monitoreando retornos (Caudal recomendado 650 – 700 GPM).
 31. Sacar el setting tool a superficie.
 32. En superficie limpiar el setting tool apropiadamente.

MOVER LA TUBERIA TENSIONANDO Y PONIENDO PESO SIN MOVER EL LINER (CUIDANDO LOS PARAMETROS PARA NO LIBERAR EL SETTING TOOL) DURANTE 5 MINUTOS A LA MITAD DEL TIEMPO DE ESPERA DE CAIDA DE LA BOLA.

**PROCESO DE
ASENTAMIENTO DE LINER
HANGER:**

23. Realizar reunión de seguridad con personal involucrado.
 24. Poner en tensión la sarta antes de iniciar la expansión sin llegar a mover el liner.
 25. Iniciar bombeo con unidad cementadora a 0.5 bbl/min, observar inicio de expansión desde 3500 psi, aproximadamente. Mantener rata de bombeo constante a 0.5 bbls/min durante la expansión.
 26. Bombear el volumen requerido para realizar la expansión y para que los puertos se abran en el setting tool y la presión caiga indicando que la expansión se completó. Una vez la presión en camión cementador caiga, parar el bombeo, monitorear la caída de presión y registrar volúmenes backflow.
- NOTA:** Cuando el cono pase a través de los puertos del bypass del setting tool, la presión caerá indicando que la expansión ha sido completada.
27. Tensionar 100,000 lbs de overpull para chequear el asentamiento del liner hanger. No tratar de rotar la tubería.

**LIBERACION DEL
RUNNING/SETTING TOOL:**

28. Llevar el Drill Pipe a peso neutro y aplicar de 40,000 a 50,000 lbs de peso para liberar el setting tool del liner hanger.

Programa de cementación del liner de producción:

1. Instalar Zapato Flotador, Collar Flotador, centralizadores y raspadores frente a las arenas productivas según tally y bajo la supervisión del Company Man. Se recomienda al menos dejar dos juntas de casing de shoetrack.
2. Luego de tener caliper del pozo corrido con herramienta de 4 brazos o 6 brazos, correr simulador de cementación y asegurar un standoff lo más alto posible.
3. Continuar corriendo el liner de 7" e instalar los elementos de liner según la recomendación del especialista del liner.
4. Conectar el liner con tubería Drill Pipe, registrar peso del conjunto del liner, liner hanger y setting tool. Establecer circulación para asegurar que el equipo de flotación funciona correctamente.
5. Al llegar al zapato del casing de 9 5/8", establecer circulación, monitorear la presión de circulación. Determinar peso de la sarta subiendo y bajando, así como el torque generado por la misma. Durante la corrida de casing preparar el espaciador.
6. Continuar corriendo el liner en hueco abierto, circular según se requiera, circular en frente de las zonas productoras para remover el enjarre del lodo.
Es recomendable circular en frente de las zonas productoras, donde se ira a cañonear posteriormente, para remover el lodo de baja movilidad del hueco.
7. A profundidad de punto de casing, circular hasta observar zarandas limpias, para luego conectar el manifold de cementación y cabeza de cementación según instrucciones del especialista del liner. Se deberá dejar el cuello de la tubería de perforación como mínimo 10 ft por encima del nivel del RKB.
8. Proceder a probar línea de cementación para asegurar la eficiencia de la prueba.

9. Establecer circulación para acondicionar el YP del lodo a BHCT menor a 18 lb/100 ft², hasta obtener un perfil de geles con comportamiento plano a BHCT (mínimo dos fondos arriba). Durante el periodo de circulación verificar presión de circulación versus presión de diseño. Reciprocarse el liner todo momento.
10. Mezclar lavadores y agua de mezcla para las lechadas.
11. Premezclar el cemento.
12. Iniciar el trabajo de cementación bombeando preflujo y espaciador.
13. Bombear las lechadas de cemento.
14. Lanzar el Pump Down Plug (verificar la banderilla de la cabeza de cementación), iniciar desplazamiento con la unidad cementadora.
15. Reducir la tasa de desplazamiento 10 bbls antes de alcanzar el wiper plug. El tapón Wiper deberá ser enganchado con 2500 psi (+/- 500 psi). Recalcular el volumen de desplazamiento después de observar el enganche del Wiper Plug. En caso de no notar enganche del tapón, desplazar el volumen teórico y destapar cabeza para evaluar si el tapón se ha ido.
16. Asentar Tapón con 500 psi sobre la presión final de desplazamiento. Chequear el funcionamiento del equipo de flotación y medir backflow. No sobre desplazar.
17. Lanzar la bola para expansión del liner. (50 minutos).
18. Colocar el setting tool en tensión previo a la expansión del liner. Presurice con la unidad cementadora a aproximadamente 4500 psi para iniciar la expansión del liner. Inicie bombeando a baja tasa de 0.5 bpm hasta lograr la presión de expansión de 4500 psi. La tasa de bombeo debe mantenerse constante durante la expansión a 0.5 bpm. Se deberá monitorear presión, volumen y tasa de bombeo durante todo el proceso. En caso de que no se presente expansión, lentamente se relajara la presión a 1500 psi y luego se relajara la presión a cero para limpiar cualquier mugre proveniente del asiento de la bola, para repetir el proceso de nuevo desde el inicio.
19. Bombear el volumen requerido para la expansión y para que los puertos se abran en el setting tool y la presión caiga. Una vez la presión caiga, parar el bombeo y monitorear la caída de presión.
20. Libere presión en el camión cementador y registre volúmenes de back flow.
21. Después de asegurar el sentamiento de liner. Tensionar para chequear el sentamiento.
22. Levante y circular en reverso con agua, reciprocando la sarta todo el tiempo (revisar tiempo de trabajo vs tiempo de bombeabilidad de la lechada de cabeza).

23. Es altamente recomendable **WOC 72 horas** como mínimo antes de realizar registros eléctricos.

9. Conclusiones.

- Debido a que los Liners de producción no llegan hasta superficie, el empleo de ellos reduce significativamente el costo total de perforar y completar un pozo.
- A diferencia de los colgadores de liner convencionales, el colgador de liner expandible se asienta luego de haber sido cementado, lo cual evita una restricción al flujo de la lechada durante la cementación.
- Durante el desplazamiento del cemento, el ensamblaje completo puede ser reciprocado y, si los límites del torque lo permiten, la sarta también puede ser rotada, esto favorece la eficiencia de desplazamiento.
- El final del proceso de la expansión es indicado por una caída de presión, registrada en el camión de cementación.
- Una tubería de una mismo libraje pero con un mayor grado de acero resiste mayores esfuerzos, por lo que se debe procurar utilizar mayores grados de acero en las secciones más profundas del pozo.

10. Recomendaciones.

- Una vez perforada la sección que va a ser revestida por el liner de producción, se debe de repasar el hoyo para asegurar que el liner llegue hasta la profundidad deseada sin problemas.
- Para reducir los costos de una sarta de tubería de revestimiento, se pueden utilizar más de un tipo de grado de acero o peso nominal a lo largo de toda la sarta, teniendo en cuenta siempre que las propiedades mecánicas de la tubería resistan los esfuerzos a la que estará sometida.
- Todo esfuerzo por economizar el diseño no debe de comprometer la seguridad de la operación y vida productiva del pozo
- Previo a la operación se debe de verificar compatibilidad de conexiones en cabeza de cementación, tubería de perforación, ensamblaje del colgador y liner a bajarse.
- Se recomienda que el colgador del liner sea colgado a una distancia no menor a 200 pies de la zapata guía del casing intermedio.

- Usar un exceso por seguridad para los revestidores superficial e intermedio es de un 25%, mientras que para el liner de producción es de un 10%.

11. Bibliografía.

- “La Cuenca Oriente: Geología Y Petróleo”, Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán.
- Api 5C2 Bulletin On Performance Properties Of Casing And Tubing, Table No. 203 Dimensions And Strengths Of Casing.
- “Fundamentos De Diseño De Revestimiento”. Schlumberger.
- C. Sánchez, “Estudio Técnico-Económico Para El Uso De Colgadores De Liner Con Sistema Expandible En Perforación De Pozos Petroleros” (Tesis, Facultad De Ingeniería En Geología Y Petróleos, 2011).