

**ESTUDIO DE APLICACIÓN DE COLGADORES DE LINER TIPO EXPANDIBLE
EN UN POZO DESVIADO -CASO PRÁCTICO-**

**SHARON ANDREINA ROLÓN SOLER
WILSON RODRIGUEZ RICO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

**ESTUDIO DE APLICACIÓN DE COLGADORES DE LINER TIPO EXPANDIBLE
EN UN POZO DESVIADO -CASO PRÁCTICO-**

**SHARON ANDREINA ROLÓN SOLER
WILSON RODRIGUEZ RICO**

**Trabajo de Investigación presentado como requisito parcial para optar al
título de Ingeniero de Petróleos**

**Director
EDELBERTO HERNANDEZ TREJOS
Ingeniero de Petróleos**

**Co-Director
DAVID FEIJO
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

DEDICATORIA

Agradezco y dedico una vez más este paso a Dios, creo que las palabras se quedarían cortas al intentar explicar todo lo que Él a obrado en mi vida... Gracias.

A su vez, dedico este trabajo a todas las personas especiales y valiosas que hoy por hoy están en mi vida: sin su apoyo este gran paso no hubiese sido posible.

A mi Mamá y tíos: gracias por ser todo lo maravilloso que representan en mi vida, ustedes son el aliento de cada mañana.

A mi compañero de tesis: gracias por hacerme participe de este proyecto.

A ti, por tu amor y comprensión.

Sharon Andreína Rolón Soler

A Dios por permitirme culminar con éxito este gran proyecto de vida, por darme la fortaleza para no desfallecer en los momentos difíciles y por brindarme la sabiduría necesaria para hacer el bien.

A mis padres, Ramón y Cecilia, por darme la vida, educación, por ser mi soporte en los momentos difíciles, por su apoyo incondicional y confianza.

A mi hermano Ramón por brindarme su confianza, colaboración, por entenderme en los momentos difíciles, por su ejemplo a seguir.

A Erika por ser la persona que estuvo compartiendo junto a mí los altibajos que se presentaron durante el desarrollo de este trabajo, por su apoyo moral y los consejos brindados que me sirvieron de soporte durante toda mi vida universitaria.

A mis amigos que estuvieron, están y estarán conmigo siempre, compartiendo mis alegrías y tristezas, triunfos y fracasos.

Wilson Rodríguez Rico

AGRADECIMIENTOS

Los autores presentan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander por habernos formado como profesionales integrales.

Los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por haber compartido su amplio conocimiento con nosotros.

HALLIBURTON LATIN AMERICA, división TOOL AND COMPLETION, por brindarnos la oportunidad de realizar este proyecto de grado con su tecnología y gran experiencia.

Nuestro director, el Ingeniero Edelberto Hernández Trejos por su disposición y colaboración en la elaboración y desarrollo del presente trabajo.

Nuestro codirector el Ingeniero David Feijo, por su asesoría técnica en este proyecto.

El Ingeniero Ramón Rodríguez, por su incondicionalidad y contribución en el desarrollo de este trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES	19
1.1 DEFINICIÓN	19
1.2 CLASIFICACIÓN DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES	19
1.2.1 De acuerdo a su Mecanismo de Asentamiento	20
1.2.1.1 Colgadores de Liner Mecánicos	20
1.2.1.2 Colgadores de Liner Hidráulicos	24
1.2.2 De acuerdo a sus Características o Condiciones Únicas.	35
1.3 DISEÑO DE UN COLGADOR DE LINER CONVENCIONAL	36
2. COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES	37
2.1 GENERALIDADES	37
2.2 CARACTERISTICAS DEL COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE	39
2.3 COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES COMO OPCIÓN OPERATIVA	39
2.4 SISTEMA DE COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE	40
2.4.1 Unidad de Sello Tieback.	43
2.4.2 Herramientas de Asentamiento del Colgador de Liner Expandible.	44
3. APLICACIÓN DE UN COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE EN UN POZO ALTAMENTE DESVIADO	53
3.1 PLANEACIÓN DEL TRABAJO	52
3.1.1 Hoja de Recolección de Datos (Inquire Sheet).	56
3.1.2 Datos de Desviación (Survey)	54
3.1.3 Estado Mecánico Propuesto (Proposal Schematic)	61
3.1.4 Simulación de Torque y Arrastre empleando el Software Well Plan.	62
3.1.5 Procedimiento de Corrida.	71
4. ANÁLISIS ECONÓMICO	81
4.1 COSTO POR PRODUCTOS	81

4.2 COSTO POR SERVICIOS	82
4.2.1 Ahorro de Tiempo basado en un pozo de 12 000 ft con 2000 ft @ Hueco Abierto.	83
4.3 COSTO POR FALLAS Y REPARACIÓN DE COLGADORES CONVENCIONALES	84
5. CONCLUSIONES	86
6. RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFIA	87

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Herramienta de Corrida y Colgador de liner Mecánico.	21
Figura 2. Empaque Superior de Liner con Adaptador Integral de Asentamiento.	26
Figura 3. Colgador de liner Hidráulico Rotativo.	27
Figura 4. Válvula de Asentamiento o Landing Collar.	28
Figura 5. Dardo de Liner	29
Figura 6. Válvula de Asentamiento o Float Landing Collar.	30
Figura 7. Válvula Doble, Zapato Flotador o Float Shoe.	31
Figura 8. Herramienta Ensamblada Colgador Hidráulico de Alta Resistencia, Deslizable y Rotativo con Empaque en la Parte Superior del Liner.	34
Figura 9. Colgador Estándar con Puntas Maquinadas.	41
Figura 10. Unidad de Sello Tieback.	40
Figura 11. Herramienta de Asentamiento con Bola.	40
Figura 12. Corte Seccional a través de la Válvula de Asentamiento y la Válvula Crossover.	41
Figura 13. Corte Transversal del Cono de Expansión.	42
Figura 14. Corte Transversal del Ensamble del Collet.	43
Figura 15. Modificación de la Válvula Flapper.	44
Figura 16. Asentamiento de Peso de Contingencia.	44
Figura 17. Herramienta de Asentamiento de un Colgador de Liner de Segunda Generación.	49
Figura 18. Sección del Mandril de una Herramienta de Alto Torque.	46
Figura 19. Asentamiento Primario del Flapper.	47
Figura 20. Asentamiento Secundario del Flapper.	47
Figura 21. Condiciones Límite de Corrida.	49
Figura 22. Hoja de Recolección de Datos (Inquire Sheet).	53
Figura 23. Estado Mecánico Propuesto.	57

Figura 24. Descripción detallada del estado mecánico del pozo y la sarta de corrida del liner.	58
Figura 25. Diagrama Propuesto de las herramientas a correr (Tomado del Well plan, modulo Torque y arrastre).	59
Figura 26. Diagrama en 3D (TVD, MD y AZIMUT) del pozo de acuerdo al plan direccional.	60
Figura 27. Diagrama de desviación respecto al Norte (Azimut).	60
Figura 28. Diagrama de Tensión Vs Profundidad.	61
Figura 29. Diagrama de Torque Vs Profundidad.	63
Figura 30. Diagrama de Torque Requerido Para Cortar los Pines de Contingencia Vs profundidad.	64

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Planned Well path Geographic Report.	58
Tabla 2. Calculo de ECD durante la corrida del liner.	70
Tabla 3. Elementos de Corrida.	72
Tabla 4. Costos por Productos para Colgadores de Liner.	81
Tabla 5. Costos por Servicios de un Colgador de Liner Expandible.	83
Tabla 6. Comparación en Ahorro de Tiempo entre un Colgador Convencional y un Colgador Expandible.	84
Tabla 7. Costo por Fallas y Reparación de Colgadores Convencionales.	85

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE APLICACIÓN DE COLGADORES DE LINER TIPO EXPANDIBLE EN UN POZO DESVIADO -CASO PRÁCTICO-.*

AUTORES: Sharon Andreina Rolón Soler
Wilson Rodríguez Rico**

PALABRAS CLAVES: Colgador de liner convencional, colgador de liner expandible, simulación de torque y arrastre, presión de surgencia, presión de suaveo.

DESCRIPCIÓN

El uso de herramientas para colgar liner ha tenido varias décadas de estudio y cuenta cada vez más con el desarrollo de nuevos materiales que favorecen la elaboración de estas piezas. Algunos de estos materiales son los aceros expandibles y los elastómeros, los cuales pueden ser fácilmente moldeados y son parte fundamental de los colgadores de liner expandibles, tema de estudio en el presente trabajo.

Estos colgadores han revolucionado completamente la industria en los últimos tiempos, básicamente porque su implementación no causa gran riesgo a la operación como ocurría en el pasado con los colgadores de liner convencionales.

Consecuente con lo mencionado previamente, este proyecto consta de cuatro capítulos donde se estudia la aplicabilidad de los colgadores de liner expandibles considerando un caso práctico. El primero de estos capítulos, analiza las características técnicas de los colgadores tanto convencionales como de última tecnología. El capítulo siguiente detalla los colgadores expandibles, mediante un caso específico en la industria. El tercer capítulo comprende simulaciones de torque y arrastre, al igual que un análisis de pruebas específicas para las herramientas empleadas y finalmente, el cuarto capítulo contiene un análisis económico de colgadores expandibles por costos de operación, costos de servicios y costos adicionales por fallas y reparación.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Edelberto Hernández Trejos.

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF APPLICATION OF EXPANDABLE LINER HANGER IN A DESVIATED WELL – CASE PRACTICE-.*

AUTHORS: Sharon Andreina Rolón Soler
Wilson Rodriguez Rico**

KEYWORDS: Conventional liner hanger, expandable liner hanger, simulation torque and drag, surge pressure, swab pressure.

DESCRIPTION

The use of liner hanger tools have had several decades of study and these tools count increasingly with the development of new materials to ensure the development of these parts. One of these materials are expandable steel and elastomers, which can be easily molded and are a fundamental part of the expandable liner hanger, subject of study in this project.

These hangers have completely revolutionized the industry lately, basically because its implementation does not cause great risk to the operation as in the past with conventional liner hangers.

Consistent with previously mentioned, this project consists of four chapters that explores the applicability of the expandable liner hanger considering a case study. The first of these chapters, examines the technical characteristics of conventional hangers and latest technology. The next chapter details the expandable hanger through a specific case in the industry. The third chapter includes simulations of torque and drag, as well as a specific test analysis for tools used and finally, the fourth chapter contains an economic analysis of expandable hangers operating costs, utility costs and additional costs and repair faults.

* Thesis of Grade

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum Engineering School, Director Eng. Edelberto Hernández Trejos.

INTRODUCCIÓN

La demanda de energía se ha incrementado gradualmente en las últimas décadas lo cual ha hecho que las compañías tanto operadoras como de servicios en campos de hidrocarburos tomen nuevos desafíos en búsqueda de yacimientos y/o una producción más eficiente. Uno de estos grandes desafíos es la optimización de procesos ejecutados durante el mismo tratamiento de crudo, generalmente durante las etapas de perforación y completamiento. Más estos nuevos retos no paran allí, pues la exigencia en manejo de pozos desviados y horizontales con extensiones muy largas, constituyen un desafío más dentro de estas etapas.

Es así como hoy, se podría afirmar que estas nuevas condiciones son en realidad retos en tecnología de perforación y completamiento, las cuales le dan paso al desarrollo de nuevas herramientas y equipos capaces de optimizar estos procesos, pues todo lo que inicialmente se consideraba como una técnica correspondiente sólo a la investigación, es ahora un instrumento valioso capaz de obtener una alta producción a un menor costo.

Dentro de este conjunto de condiciones, se encuentran los colgadores de liner expandibles, motivo de estudio del presente trabajo, los cuales con su nueva e innovadora tecnología buscan reducir básicamente las fallas asociadas con la instalación de liner en pozos desviados y así optimizar procesos en rentabilidad y ejecución.

Por tanto, este trabajo busca realizar un estudio aplicado de este tipo de colgadores de liner, analizando sus características principales, aplicaciones específicas en pozos desviados y su comportamiento durante la instalación y cementación, incluyendo ventajas y posibles inconvenientes que pudiesen presentar durante su uso ante otros colgadores de liner tipo convencional.

Además, este trabajo busca contribuir en la elaboración de futuros estudios en el área, el cual se ha visto limitado a causa de la escasa información que hasta el momento se posee del tema, pues dada la aplicación reciente en la industria el estudio de estos colgadores tipo liner no ha presentado mayores avances en el país.

1. COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES

A lo largo del presente capítulo se presenta una selección de los criterios básicos a tener en cuenta en el estudio de colgadores de liner convencionales. Se muestra además la clasificación de estos, considerando su mecanismo de asentamiento y características secundarias, así como criterios de diseño y selección. Señalando a su vez, casos particulares que pretenden contribuir al mejor entendimiento de este tipo de colgadores.

1.1 DEFINICIÓN¹

Un colgador de liner es una herramienta utilizada para colgar una tubería de revestimiento dentro de otra, previo a la etapa de cementación del pozo. Sus dos funciones básicas son lograr un adecuado anclaje con el resto de la tubería evitando fallas en la herramienta y alcanzar la profundidad de asentamiento adecuada sin afectar la integridad del cemento en el tope del liner.

Así son considerados colgadores de liner convencionales, aquellos clasificados de acuerdo a su mecanismo de asentamiento, en mecánicos e hidráulicos, como se muestra a continuación.

1.2 CLASIFICACIÓN DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES²

Los colgadores de liner son generalmente clasificados de acuerdo a su mecanismo de asentamiento, en hidráulicos o mecánicos.

¹ Tomado de: *TECHNICAL MARKETING DOCUMENT: VERSAFLEX® LINER SYSTEMS, CEMENTED LINERS*, Halliburton Completion Tools, Halliburton: 2009.

² Tomado de: *LINER HANGERS HANDBOOK*, Smith Services. 2008.

Pero asimismo, estos colgadores pueden ser definidos de una manera más específica por otras características o condiciones únicas, tales como el número de conos y la habilidad de rotar después que el colgador ha sido asentado.

Para propósitos del presente capítulo se tomará como base la clasificación de acuerdo a su mecanismo de asentamiento, aunque se explicará también brevemente la segunda clasificación enunciada.

1.2.1 De acuerdo a su Mecanismo de Asentamiento

1.2.1.1 Colgadores de Liner Mecánicos

- **Generalidades.** Un colgador de liner mecánico es asentado mediante la manipulación de sarta. Este mecanismo de asentamiento es el más sencillo para un colgador de liner y es denominado el mecanismo J. El proceso consiste en el levantamiento del colgador y su rotación en la dirección de asentamiento (generalmente a su derecha), para luego ser descargado el peso en el colgador y así lograr el asentamiento.

Adicionalmente, este colgador posee un centralizador giratorio en su parte inferior que le permite centrarse y así ayudar en la operación de circulación del cemento y facilitar el giro de la herramienta en el momento del asentamiento. Su sistema de cuñas con insertos de la herramienta trabaja sobre un cono y ofrecen una superficie de contacto amplia y segura; diseñado además para soportar las tensiones necesarias cuando el liner es de longitud considerable, y asimismo contemplando una amplia área de circulación libre de restricciones.

- **Aplicaciones.** Sus aplicaciones están relacionadas con la extensión de la tubería de revestimiento (casing).

Figura 1. Herramienta de Corrida y Colgador de liner Mecánico.



Fuente. Colgadores de Casing, Tacker Oil Tools Solutions, 2008.

- **Características y Beneficios.** Esta clase de colgador ofrece características destacables como fijación mecánica, múltiples opciones de configuración (Niple de sello, camisa de extensión, etc.), accesorios de flotación, cierres insertables y fácilmente reperforables y mandril construido con material de las mismas especificaciones que el liner.

Asimismo, estos colgadores ofrecen una gran ventaja sobre los modelos hidráulicos, ya que no cuentan con la presencia de un puerto en sus sistemas para transmitir la presión de asentamiento.

Pero también, la principal desventaja de los colgadores de liner mecánicos es su dificultad para ser manejados en pozos desviados y/o extremadamente profundos. Así como, la manipulación del liner con el drillpipe a través de espacios estrechos y su asentamiento al ser desplegados en fondo puede causar problemas operacionales.

Otro inconveniente que estos colgadores de liner convencionales presentan es debido a la rotación de la herramienta durante la corrida, ya que esta puede ser problemática al dañar el mecanismo de asentamiento (drag spring). Además, si no llegase a presentarse inconvenientes con el asentamiento de estos colgadores, se esperaría muy probablemente un atascamiento.

▪ **Procedimiento de Ensamblado y Operación.** Para el correcto ensamblaje y operación de este tipo de colgador de liner, se recomienda el siguiente procedimiento.

✓ Primero, se debe ensamblar el colgador y los elementos de flotación insertables en superficie.

✓ Una vez alcanzada la profundidad donde se desea fijar el colgador, se recomienda circular a un régimen de 2 a 3 barriles por minuto con el fin de limpiar el sistema de fijado y además habilitar el zapato flotador y el collar, que hasta ese momento van en posición abierta, para permitir el llenado automático.

✓ Se procede a parar la circulación, bajar 2 o 3 pies, levantar girando a la derecha una o dos vueltas, mantener la torsión de la herramienta y bajar despacio hasta notar que se pierde peso.

✓ Seguido a esto, se descarga todo el peso del liner y se adiciona entre 10000 a 15000 libras de carga. Con este peso sobre el colgador, se gira la sarta a la derecha, controlando el torque. La rotación a la derecha es empleada para soltar la herramienta fijadora de la camisa de asentamiento o empaquetador del liner. Normalmente son requeridas 15 vueltas de la herramienta fijadora, pero una rotación adicional no afectará esta operación.

- ✓ Para verificar la liberación positiva de la herramienta del liner, la sarta corrida debe ser levantada unos 4 pies y notar una pérdida de peso por el liner.
- ✓ Después, se circula con el caudal permitido para cada diámetro de herramienta y liner.
- ✓ Antes de iniciar la operación de cementación se debe considerar la máxima presión diferencial estimada a fin de compensar con peso el efecto pistón que se producirá en la sarta y que tenderá a levantarse. Terminada esta operación la herramienta se encuentra en condiciones de iniciar la operación de cementación.
- ✓ Una vez se ha bombeado la lechada de cemento calculada, se libera el dardo en la cabeza de cementación el cual va a ser desplazado por el fluido del pozo.
- ✓ Al llegar el dardo a la herramienta de fijación, se asentará en el tapón de desplazamiento cortando los pines que lo sujetan al conjunto empaquetador de la herramienta fijadora. Esto producirá una indicación en superficie, un leve aumento de la presión y una caída de la misma en el momento que se inicie el desplazamiento del tapón por el liner.
- ✓ Al llegar el collar se cortará el desplazamiento por incremento de presión, pudiendo en ese momento descargar la presión de la cabeza y controlar el retorno. Si no existiera retorno indica que los elementos de flotación han funcionado correctamente.
- ✓ Seguido a esto se recomienda colocar presión directa similar a la presión final de desplazamiento y levantar suavemente la sarta. Si la presión cae significa que la herramienta ha salido de su sello y se puede circular libremente para

eliminar el posible exceso de cemento o bien levantar y circular más arriba a fin de dejar un tapón de cemento y luego rotarlo.

✓ Finalmente, luego de circular para lavar se puede retirar la herramienta como una operación normal.

1.2.1.2 Colgadores de Liner Hidráulicos

- **Generalidades.** Este tipo de colgadores de liner son asentados mediante un diferencial de presión hidráulico tal como su nombre lo indica.

Para impedir que un colgador se asiente durante la operación, la presión no debe superar la registrada para el corte de los pines de seguridad; usualmente se trabaja con una presión de circulación a un 50% de la requerida para asentarlo.

El procedimiento típico para asentar el sistema es enviar una bola desde superficie que llegue hasta la válvula de asentamiento (landing collar), con el fin de impedir el paso de circulación del lodo e incrementar la presión, generando de esta manera el desplazamiento del cono en forma ascendente. Este a su vez acciona las cuñas con insertos, las cuales se adhieren al diámetro interior del casing. Cuando se supera la presión de resistencia de los pines de seguridad estos se rompen y se desplaza la válvula de asentamiento de la bola (landing collar) hasta llegar al zapato flotador, restableciéndose así la circulación del lodo y provocando una disminución de la presión en el sistema.

La ventaja de los colgadores de liner hidráulicos sobre los modelos mecánicos, es que estos pueden ser asentados en pozos altamente desviados y a grandes profundidades, ya que dichos factores son los que influyen principalmente en el asentamiento del colgador. Y es así como a diferencia de los colgadores de liner mecánicos, los hidráulicos no tienen ningún inconveniente relacionado con los efectos de torque y arrastre de la tubería ya que presentan mecanismos que les permiten rotar.

Muchas de las compañías prestadoras de servicios que trabajan este tipo de herramientas son reconocidas por su innovación en este tipo de tecnología.

▪ **Aplicación de un Colgador de Liner Hidráulico (Caso Específico).** De acuerdo a datos recopilados de empresas prestadoras de servicios en el sector de hidrocarburos, se presentan a continuación las especificaciones para un Colgador Hidráulico de Alta Resistencia, Deslizable y Rotativo con Empaque en la Parte Superior del Liner. Se debe aclarar que la siguiente información corresponde a un caso particular con aplicabilidad en la industria, pero más allá de eso, se pretende contribuir como una referencia práctica acerca de este tipo de colgador de liner. Dicha herramienta consta de las siguientes piezas,

- ✓ Un empaque superior de liner con adaptador integral de asentamiento.
- ✓ Un colgador de liner hidráulico rotativo.
- ✓ Una válvula de asentamiento o landing collar.
- ✓ Una válvula doble, collar flotador o float collar.
- ✓ Una válvula doble, zapato flotador o float shoe.

♦ **Empaque Superior de Liner con Adaptador Integral de Asentamiento.** El empaque superior de liner es corrido junto con el adaptador integral de la sarta original, reemplazando el adaptador de asentamiento individual. El empaque superior del liner consiste de un Tie-back receptáculo (casing que se extiende desde el tope del liner hasta el empaque y protege el conjunto de herramientas que se utiliza para sentar el colgador) asentando en el adaptador de la herramienta utilizada y de un empaque que da sello en el anular. Este empaque está diseñado para ser asentado después de la cementación del liner, en donde el cemento excedente en el tope del empaque puede ser lavado después de que este sea asentado.

Características y Beneficios. Este empaque proporciona un sello entre los fluidos de la formación y el pozo, además de favorecer la eliminación de elementos extras de conexión para la cementación y el alcance de grandes profundidades.

Figura 2. Empaque Superior de Liner con Adaptador Integral de Asentamiento.



Fuente. Liner Hangers Handbook, Smith Services, 2008.

- ♦ **Colgador de Liner Hidráulico Rotativo.** El colgador de Liner Hidráulico Rotativo fue desarrollado combinando el diseño liso de la camisa deslizante externa con un mandril (tubo liso) soportado por un cilindro que lo contiene. Este colgador puede ser configurado con una manga espaciadora en lugar de la junta para así entregar las mismas capacidades de carga del colgador y características de carga mínima del casing para aplicaciones no rotacionales.

El torque y el arrastre suave minimizan la interferencia en la corrida y reducen la deformación del casing, disminuyendo además la presión de estallido y de colapso en el proceso de cementación del liner.

Figura 3. Colgador de liner Hidráulico Rotativo.



Fuente. Liner Hangers Handbook, Smith Services, 2008.

Características y Beneficios. Este colgador de liner ayuda a reducir la carga de deslizamiento y minimizar la tensión. Además, en caso de que no se requiera rotación el cilindro interno puede ser reemplazado por un espaciador.

En cuanto al diseño de la camisa externa, esta proporciona seguridad efectiva contra la presión de colapso, y es así como el diseño de esta herramienta en general permite ser operada con un límite de elasticidad de 80.000 hasta 125.000 psi.

♦ **Válvula de Asentamiento o Landing Collar.** La válvula de asentamiento es corrida cuando el dispositivo hidráulico requiere ser usado. Esta válvula contiene un cátcher donde la bola reposa al llegar a ella, generando una presión

debida al no flujo hasta alcanzar una presión de 1000 psi, punto en el cual los pines que contienen la camisa interna se rompen y esta se desplaza.

Después de haberse cortado los pines y haberse desplazado la camisa, en la cual se encuentra ubicada la válvula, esta llega a la posición de flujo finalmente.

Figura 4. Válvula de Asentamiento o Landing Collar.



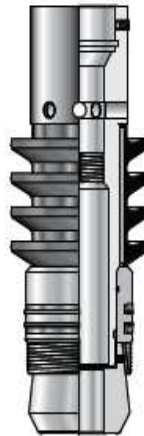
Fuente. Liner Hangers Handbook, Smith Services, 2008.

Características y Beneficios. Esta válvula actúa como un zapato flotador con el juego de válvulas cerradas y selladas. Además todas sus partes son de PDC perforables y para su mejor perforación no rota. A su vez, posee un asiento estándar donde se captura la bola.

- ♦ **Dardo de Liner.** El dardo del liner (liner wiper plug), deja pasar el fluido permitiendo que se realice el proceso de cementación. Primero la bola es lanzada y se deposita en el interior del dardo (liner wiper plug) generando presión con la bomba para asentar el colgador. Cuando la presión supera la registrada para el corte de los pines se realiza el desplazamiento de la camisa, donde estaba

depositada la bola, dentro del (wiper plug) hasta llegar al landing collar. Cuando toda la operación de cementación y de asentamiento del liner se realiza, se lanza el dardo de la tubería de trabajo para limpiar el drillpipe hasta llegar al wiper plug, donde por incremento de presión el dardo del drillpipe desplaza al wiper plug limpiando de esta manera el liner.

Figura 5. Dardo de Liner.



Fuente. Liner Hangers Handbook, Smith Services, 2008.

Características y Beneficios. En este dardo su característica de no-rotación reduce el tiempo de perforación, además de que todos sus elementos son perforables.

Además esta parte de la herramienta también genera presión cuando se cierra y se sella el sistema.

♦ **Válvula de Asentamiento o Float Landing Collar.** El collar flotador de la válvula de asentamiento (float landing collar), combina las características de la válvula donde se deposita la esfera junto con las características de la válvula de flotación, y es generalmente usada como una alternativa económica para proteger y separar los componentes o reducir la longitud de caída de las piezas desprendibles.

Figura 6. Válvula de Asentamiento o Float Landing Collar.



Fuente. Liner Hangers Handbook, Smith Services, 2008.

Características y Beneficios. Esta válvula permite eliminar la conexión del float collar y se puede presentar de manera individual o a válvula doble.

En cuanto a la etapa de perforación, no rota, facilitando así este proceso y además todas sus partes son perforables.

♦ **Válvula Doble, Zapato Flotador o Float Shoe.** El zapato flotador es el primer componente del liner ensamblado en superficie. Esta herramienta se presenta como una válvula en forma de dardo donde se depositan los dardos de cementación.

Características y Beneficios. Este zapato soporta esfuerzos elásticos entre 80.000 y 125.000 psi y puede funcionar con una o dos válvulas.

Asimismo, todas sus partes internas son perforables.

Figura 7. Válvula Doble, Zapato Flotador o Float Shoe.



Fuente. Liner Hangers Handbook, Smith Services, 2008.

- ◆ **Procedimiento de Ensamblado y Operación.** A continuación se presenta el procedimiento a tener en cuenta para el mismo colgador de liner que se está considerando.
- ✓ Inicialmente, se requiere ensamblar el colgador y los elementos de flotación insertables en superficie.
- ✓ Una vez alcanzada la profundidad donde se desea fijar el colgador, se recomienda circular a un régimen de 2 a 3 barriles por minuto con el fin de limpiar el sistema de agarre y además habilitar el zapato flotador y el collar, que hasta ese momento van en posición abierta para permitir el llenado automático.
- ✓ Luego de esto, se debe rotar para registrar el torque generado por el liner, para después detener la circulación, y bajar 2 o 3 pies.
- ✓ Posteriormente, se lanza la bola de fijación; cuando esta llega al asiento se aplica la presión necesaria para el corte de los pines del colgador. Entonces se

procede a descargar todo el peso del liner y adicionarle entre 10.000 -15.000 lbs. de carga.

- ✓ Luego, se aumenta la presión de bombeo hasta cortar los pines del asiento de bola del collar de fijación.

- ✓ Seguido a esto, se recomienda realizar una rotación a la derecha sobre la sarta corrida, la cual sirve para soltar la herramienta de asentamiento de la camisa del liner. Normalmente son requeridas 15 vueltas de la herramienta de asentamiento, pero una rotación adicional de la herramienta no afectará esta operación.

- ✓ Para chequear la liberación efectiva de la herramienta de asentamiento del liner, la sarta corrida debe ser levantada entre 3 y 4 pies notando una pérdida de peso.

- ✓ Luego, se debe circular con el caudal permitido para cada diámetro de herramienta y de liner.

- ✓ Pero, antes de iniciar la operación de cementación se debe considerar la máxima presión diferencial estimada a fin de compensar con peso el Efecto Pistón que se producirá en la sarta y que tenderá a levantarse. Y así, una vez terminada esta operación, la herramienta se encontrará en condiciones de iniciar la operación de cementación.

- ✓ Ahora bien, esta operación, se debe iniciar rotando y verificando el torque.

- ✓ Una vez que se ha bombeado la lechada de cemento calculada, se tira el dardo en la cabeza de cementación, el cual va a ser desplazado por el fluido del pozo.

- ✓ Al llegar el dardo a la herramienta de fijación, se asentará en el tapón de desplazamiento cortando los pines que lo sujetan al Stinger. Esto producirá una señal en superficie: un leve aumento de la presión y una caída de la misma en el momento que se inicie el desplazamiento del tapón del liner.

- ✓ Al llegar al Collar se cortará el desplazamiento por incremento de presión. En ese momento se debe descargar la presión de cabeza y controlar el retorno. Si no existiera retorno indica que los elementos de flotación han funcionado correctamente.

- ✓ Seguido a esto, se recomienda colocar presión directa similar a la presión final de desplazamiento y levantar suavemente la sarta. Cuando la presión caiga significa que la herramienta ha salido de su sello y se puede circular libremente para eliminar el posible exceso de cemento.

- ✓ Luego de circular para lavar se puede retirar la herramienta como una operación normal.

Considerando el anterior procedimiento para ensamblar cada una de las piezas inicialmente mencionadas, se obtiene lo que se conoce como un Colgador Hidráulico de Alta Resistencia, Deslizable y Rotativo con Empaque en la Parte Superior del Liner, el cual se muestra en la figura a continuación.

Figura 8. Herramienta Ensamblada Colgador Hidráulico de Alta Resistencia, Deslizable y Rotativo con Empaque en la Parte Superior del Liner.



Fuente. Modificada de Liner Hangers Handbook, Smith Services, 2008.

1.2.2 De acuerdo a sus Características o Condiciones Únicas. Como se explicó con anterioridad, también se considerará en el presente capítulo, aunque no en primer plano, la clasificación de los colgadores de liner convencionales de acuerdo a sus características o condiciones únicas. Esta clasificación es mostrada a continuación.

- **Conos.** En general, un gran número de conos significa incremento en la capacidad de carga, aunque también mayores costos en el ensamblaje de la herramienta.

El sistema del liner es diseñado tomando en cuenta varios parámetros de capacidad de carga, entre ellos la máxima carga aplicada en el colgador del liner. Un colgador de liner de 7" puede alojar unas 800.000 lbf de carga en un casing 9 5/8", 47-lb/ft, grado N-80 que sostiene una tubería de 7", 29-lb/ft, grado L-80 que solo es buena para 676,000 lbf. La capacidad adicional de carga puede ser requerida para prevenir que el colgador falle al aplicar presión en el tope del liner.

- **Colgadores de Liner Rotativos y No Rotativos.** Los colgadores rotativos muestran una relación que le permite al cuerpo del colgador de liner rotar independientemente de las cuñas y los conos. Esta capacidad posibilita la rotación del liner después de que las cuñas han sido asentadas dentro del host casing. Además, la rotación del liner durante la cementación mejora significativamente la calidad de adherencia del cemento.

- **Colgadores de Liner Rotables y No Rotables.** Los colgadores de liner rotables pueden ser rotados en el fondo dependiendo del diseño del colgador y del tipo de herramienta de corrida usada- no del colgador de liner por sí solo.

- **Cuñas Protegidas.** Las cuñas protegidas son cuñas que se encuentran, como su nombre lo dice, protegidas dentro huecos en el colgador de liner. Este diseño las protege de cualquier daño incluso si el liner está siendo operado para

alcanzar su profundidad de asentamiento. Estas cuñas son preferidas para drilldown o para aplicaciones de ream-down, donde el daño en ellas es más probable.

1.3 DISEÑO DE UN COLGADOR DE LINER CONVENCIONAL³

Diseñar la instalación de un liner hanger convencional, tanto mecánico como hidráulico, puede ser un proceso complejo debido a que este diseño involucra numerosas variables. Por lo que a continuación se presentan una selección de criterios esenciales para la elección de esta herramienta, estos son:

- ✓ Tamaño, peso, grado y profundidad de asentamiento del casing.
- ✓ Tamaño, peso, grado, conexiones y longitud del liner.
- ✓ Profundidad de asentamiento del liner hanger.
- ✓ Inclinación del liner hanger.
- ✓ Trayectoria propuesta del liner en el pozo.
- ✓ Tamaño y peso del drillpipe.
- ✓ Aplicación del liner.
- ✓ Operaciones de completamiento y/o estimulación después de que el liner es instalado.
- ✓ Cargas aplicadas al liner hanger por el peso del liner y las operaciones hidráulicas.
- ✓ Fluidos de completamiento y/o de pozo a los cuales el liner puede ser expuesto.
- ✓ Presiones y temperaturas a las cuales el equipo de liner puede ser expuesto.

Todas estas consideraciones deben ir dentro del diseño del sistema de liner, ya que estas incidirán en las capacidades operacionales del equipo.

³ Tomado de: MORGAN, R., Cornette, H., and COOPER, D. Halliburton Company: Special tools.

2. COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES

2.1 GENERALIDADES⁴

Unos de los problemas históricamente más comunes en el completamiento de pozos, han sido siempre las fallas asociadas al tope del liner, las cuales surgen generalmente por infructuosa instalación de este mismo. Esto fue corroborado inicialmente, en un estudio práctico que se desarrolló en el golfo de México en 1999, el cual identificó serios problemas asociados con la parte superior del liner a consecuencia del survey (medida de desviación del pozo), arrojando que las principales fallas asociadas a esta herramienta eran,

- ✓ Integridad del tope del liner-(lap squeezes).
- ✓ Empaque/ colgador/ centralizador /fallas de asentamiento/fallas de sello.
- ✓ Integridad del zapato.

Además, estos estudios confirmaron que se requería un esfuerzo de operación para asegurar hidráulicamente el tope del liner.

El método empleado aún en la actualidad para corregir estas fallas, incluye usualmente la realización de cementación forzada (squeeze) después de la cementación primaria, así como también una segunda corrida para hacer aislamiento en el tope del liner y técnicas de asentamiento de este mismo. Pero dado, que esto requiere tiempo, lo cual implica gastos, la mayoría de los desarrollos en tecnologías convencionales hoy en día están enfocados en la mejora de las siguientes características, ya que son ellas las que incrementan el riesgo en el tope del liner y la posible falla de instalación del mismo.

⁴ Tomado de: MORGAN, R., Cornette, H., and COOPER, D. Halliburton Company: Special tools.

Dichas características están relacionadas con la corrida y el asentamiento de equipos mecánicos y son,

- ✓ Cuñas múltiples.
- ✓ Partes donde el fluido circula de manera tortuosa.
- ✓ Puertos hidráulicos expuestos.
- ✓ Potencial de múltiples fugas en el recorrido.
- ✓ Reducción del diámetro de trabajo.

Estos riesgos pueden ser minimizados y en algunos casos eliminados con la utilización de nuevas tecnologías probadas en campo.

Sin embargo, aun conociendo la solución de estas fallas, realizarlas involucraría gran cantidad de tiempo, un aumento significativo de los costos e incluso la pérdida del pozo.

Es por ello que el desarrollo de la tecnología del colgador de liner expandible se hizo teniendo en cuenta los problemas anteriores en los cuales los colgadores de liner convencionales han fallado, y los resultados han superado las expectativas, realizándose trabajos exitosos y reduciendo el tiempo de los mismos, lo cual se transforma en beneficios no solo técnicos sino también económicos.

Básicamente, lo que hace único al colgador de liner expandible es que cuenta con un diseño sencillo, ya que en sí, el colgador es sólo una tubería con longitud entre 27 a 32 ft, dependiendo del número de elastómeros que posea. Estos elastómeros son bandas que se comprimen al casing que están colgando y además generan sello hidráulico. Además, estas bandas están vulcanizadas al cuerpo del colgador del liner, mientras que este, se encuentra fabricado en una aleación especial, la cual al aplicarle cierto grado de presión por medio de la herramienta de asentamiento que funciona mediante presión hidráulica, llega a una expansión o

deformación plástica (deformación que no regresa a su forma original) convirtiendo a este tipo de colgador de liner en el mejor en su área. Adicional a esto, el sistema de colgador de liner expandible reportó alrededor de 1000 trabajos en el 2008 con el más alto estándar de instalación exitosa en la industria.

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE⁵

Algunas de las características más importantes de esta herramienta son:

- ✓ El colgador y el tope del empaque se consideran como una misma unidad, lo que contribuye a eliminar fugas por estas partes.
- ✓ El diseño garantiza el sello del empaque entre el casing y el colgador, y permite altos caudales de circulación.
- ✓ Presenta un gran espacio radial entre el cuerpo del colgador/empaque y el casing para correrlo y hacer circular grandes caudales de lechada de cemento.
- ✓ Facilita el flujo de fluidos debido a la ausencia de cuñas y cilindros hidráulicos, cargas, etc.
- ✓ Produce menos esfuerzos de carga y distribuye uniformemente las fuerzas en el soporte del casing dándole longitud de agarre al liner.
- ✓ No perjudica el soporte del casing porque no tiene cuñas.
- ✓ El colgador/empaque actúa como un conjunto y es asentado con una herramienta de asentamiento llamada setting tool, eliminando potenciales fugas en las partes que actúan mecánicamente.

2.3 COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES COMO OPCIÓN OPERATIVA

Los factores principales que convierten al sistema de Colgador de Liner expandible en la mejor opción operativa y rentable a mediano plazo, son:

⁵ Tomado de: REDTECH, VersaFlex® Liner Hanger System, Bringing Simplification and Reliability to Liner Hanger Installation, Halliburton, 2007.

- **Simplicidad.** Este sistema no usa partes movibles, cuñas o cargas para suspender el liner en el casing. Además, el riesgo de pre-asentamiento del colgador/empaque es eliminado y la distribución de esfuerzos en el soporte del casing es uniforme y los sitios potenciales de corrosión son eliminados.

- **Confiabilidad.** Este colgador posee múltiples bandas de elastómeros que mantienen la integridad de la presión externa o interna, y prácticamente elimina la migración de gas en el tope del liner.

- **Integridad.** Como una de sus características principales aumenta el diámetro externo del cuerpo del colgador permitiendo altos caudales de circulación durante los trabajos de cementación y minimizando los problemas de pack-off (empaquetamiento por ripsos de perforación).

- **Versatilidad.** El colgador de liner expandible está disponible para toda configuración de liner y casing conocidos en la industria.

- **Adaptabilidad.** Este colgador/empaque puede ser combinado con diferentes equipos de completamiento existentes para proporcionar una mayor integridad en el tope del liner.

2.4 SISTEMA DE COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE⁶

El sistema de colgador de liner expandible cuenta con todos los equipos y herramientas necesarias para la respectiva instalación con los más altos estándares en cuanto a perforación y producción.

⁶ Tomado de: REDTECH, VersaFlex® Liner Hanger System, Bringing Simplification and Reliability to Liner Hanger Installation, Halliburton, 2007.

El cuerpo integrado del colgador/empaque y el receptáculo de la herramienta de asentamiento del colgador (TBR), son los componentes centrales de este sistema junto con el equipo de flotación. El objetivo de reducir partes móviles como el receptáculo de la herramienta de asentamiento es evitar la etapa de cementación remedial en el tope del liner.

Las Herramientas de Asentamiento del Colgador de liner de tercera generación son llamadas “Herramientas de Alto Torque” debido al índice de torque de las herramientas diseñadas en 7”, 7 5/8” y 9 5/8”. El nombre lleva a una ligera equivocación debido a que sus rasgos principales son muchas de las características adicionales en sus diseños, tales como: alto índice de torque, asentamiento primario de flapper, manipulación mecánica para asentamiento de reemplazo y manipulación mecánica para liberación de contingencia mediante el corte de pines.

Figura 9. Colgador Estándar con Puntas Maquinadas.



Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

El sistema integra el cuerpo del colgador con el empaque, el receptáculo de la herramienta de asentamiento (PBR), el ensamblado de la camisa de asentamiento (setting sleeve) y un crossover que conecta las herramientas anteriores al liner.

El colgador de liner expandible es fabricado con materiales críticos que permiten una máxima expansión en frío para un mejor desarrollo.

Además, este colgador incorpora bandas de elastómeros que resisten altas temperaturas y su uso depende de las condiciones de cada pozo en particular.

El trabajo de dichos elastómeros tiene dos funciones, la primera dar agarre a la herramienta que soporta al liner, y la segunda generar un sello hidráulico entre el pozo y el hueco abierto. Es así, por ejemplo que un solo pie de elastómero para un colgador de 7 x 9-5/8 tiene la capacidad de soportar 500,000 lbs. de peso.

El colgador de liner expandible cuenta con cinco de estos elastómeros. Cada sección de elastómeros es vulcanizada a la herramienta con una serie de pernos y anillos.

El cuerpo del colgador de liner expandible no contiene dispositivos mecánicos de asentamiento ni componentes externos como cuñas, cilindros hidráulicos o pistones. Su mecanismo de asentamiento hidráulico es propio de la herramienta (setting tool) que es recuperada, eliminando así problemas de fugas entre las partes de la herramienta.

El liner puede ser rotado y reciprocado durante la corrida en el hueco o cuando lo requieran las operaciones de cementación. Las diferentes velocidades de corrida y torque son previamente acordados en la mesa de trabajo del taladro. Sin embargo el colgador no puede ser rotado después de asentarse puesto que ya se encuentra prácticamente adherido al casing debido a la expansión.

Este sistema es ensamblado con la camisa de asentamiento (setting sleeve) y un crossover conectado al liner; este crossover se encarga de ajustar la conexión del liner. El receptáculo de la herramienta de asentamiento tiene incorporado un contorno donde se conecta la herramienta de asentamiento -eliminando una

posible trayectoria que normalmente es tomada por las herramientas de asentamiento de liners. El receptáculo permite pasar más fácilmente la broca, las herramientas de wireline, etc. El diámetro interno mínimo del conjunto está localizado en el pin del crossover, el cual podría ser cambiado debido a especificaciones requeridas.

El empaque superior del liner es una parte integral del Sistema de Colgador de Liner Expandible. Su mecanismo de agarre y de sello es proporcionado por las bandas de elastómeros y son diseñados para diferentes pesos y diámetros de casing. Como se menciono anteriormente, el colgador de liner expandible no posee cuñas para agarrar el liner, sino que estas, son cambiadas por múltiples bandas de elastómeros que soportan el peso del liner y además generan sello evitando una cementación remedial. Este diseño también cuenta con una prueba de presión positiva que se le hace al colgador para observar fugas en los sellos.

Por su parte, la camisa de la herramienta de trabajo (tieback PBR) está diseñada para una presión de estallido de 125,000 psi de acuerdo a las especificaciones (disponible para otros grados). En algunos casos el TBR es un componente del cuerpo del colgador y podría llegar a tener una presión de estallido mínima de hasta 80,000 psi. El PBR está diseñado para proveer una configuración balanceada con el conjunto ya ensamblado del tieback (TBR). La superficie de unión entre el TBR y el PBR es controlada para maximizar las capacidades de presión de los sellos.

2.4.1 Unidad de Sello Tieback. La Unidad de Sello tieback está diseñada para ser instalada dentro del TBR del colgador liner. La Unidad de Sello Tieback funciona como un puente, que conecta la parte superior de la sarta de casing, donde se encuentra ubicada con la superficie.

Figura 10. Unidad de Sello Tieback.



Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

Características

- ✓ Las unidades de sello están diseñadas para ser completamente ensambladas sin necesidad de emplear un localizador para ubicar el tope del TBR.
- ✓ Las unidades de sello y metalurgía pueden ser seleccionadas y adaptadas a las condiciones de pozo.
- ✓ Cuando se asienta directamente un Colgador expandible sobre una Unidad de Sello TieBack se debe emplear al menos dos juntas de casing entre ellas.

2.4.2 Herramientas de Asentamiento del Colgador de Liner Expandible. Con el transcurso del tiempo la herramienta que ha sufrido mayores modificaciones es la herramienta de asentamiento del colgador de liner expandible. Se diferencian estos cambios en tres generaciones, las cuales se tratan y se presentan a continuación.

- **Primera generación: Herramienta de Asentamiento con Bola.**

Figura 11. Herramienta de Asentamiento con Bola.



Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

La expansión del colgador (asentamiento) es llevada a cabo mediante una junta de herramientas de asentamiento del liner que actúan hidráulicamente. Este

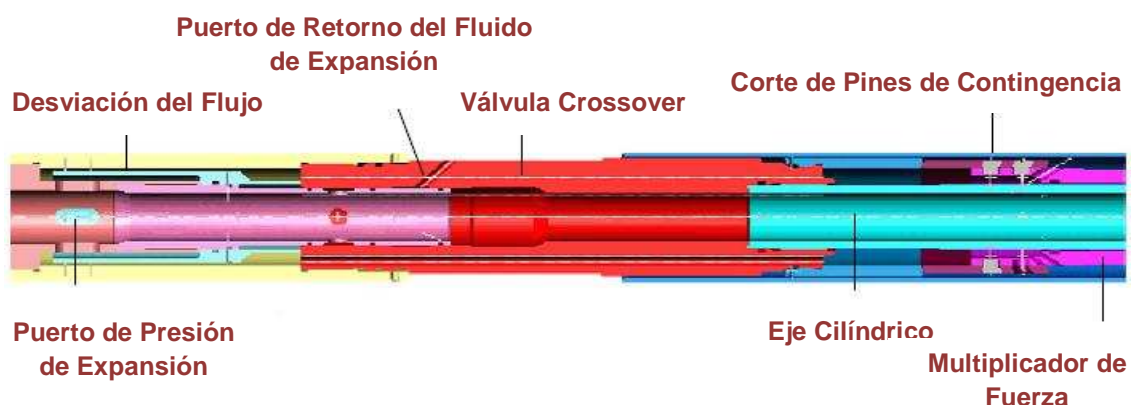
sistema único provee el mecanismo de expansión necesario, los sellos para la cementación, una junta de portaherramientas que lleva el peso del liner y lo transfiere a la sarta de perforación y una junta indicadora de expansión.

La junta de herramientas de corrida o asentamiento ofrece un sistema de liberación primario y secundario que da mayor fiabilidad.

♦ **Características Destacables de la Herramienta de Asentamiento.**

Válvula Crossover. La válvula crossover presenta varios elementos claves en la herramienta de asentamiento; incorpora un sello que actúa en dos direcciones para mantener la presión estabilizada en el sistema cuando se está realizando la corrida en el hueco. La válvula también tiene múltiples puertos que permiten el flujo de fluidos para generar presión hidráulica de expansión y retorno de fluidos durante el proceso de expansión. Para generar un sello en el TBR, la válvula crossover también forma el límite superior de la cámara de presión creada durante la expansión.

Figura 12. Corte Seccional a través de la Válvula de Asentamiento y la Válvula Crossover.

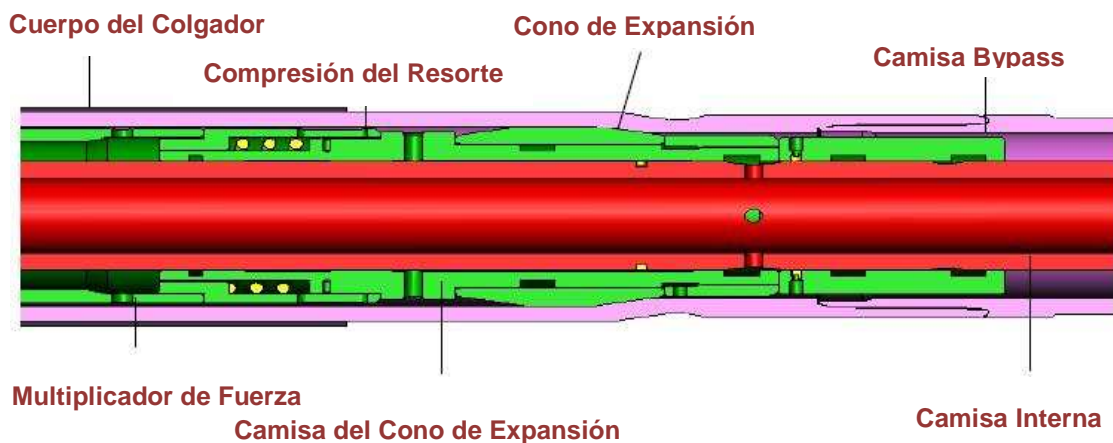


Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

Ensamble del Cono de Expansión. Para cada rango de peso que el colgador va a soportar se requiere un solo ensamblaje del cono de expansión. El cono de expansión se ubica en la parte inferior de la cámara de presión durante la expansión y proporciona el sello inferior a la cara de expansión, la cual es generada en el área de transición entre el TBR y el cuerpo del colgador.

El sello inicial es mantenido mediante presión de contacto dada mediante el resorte de compresión en el ensamblaje. Se desplaza hacia el frente generando la expansión. El sello metal - metal que se genera entre el cono y el cuerpo del colgador hace que se incremente la presión y se comprima el resorte en el ensamblaje de la herramienta para realizar el desplazamiento.

Figura 13. Corte Transversal del Cono de Expansión.

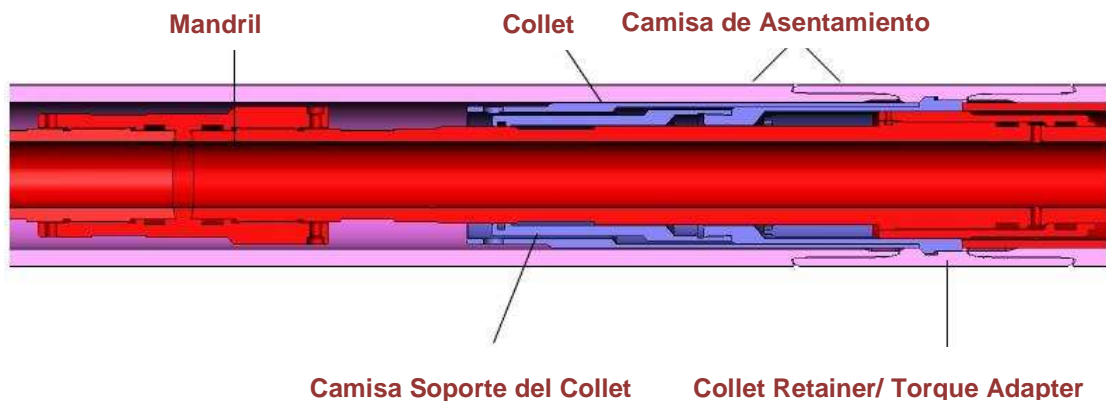


Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

Ensamble del Collet. Los collets están unidos en la camisa de asentamiento (setting sleeve) del cuerpo del colgador. Estos actúan para transferir la carga de la sarta del liner del wellbore al drillpipe. Además de que también se encargan de transmitir torque al liner a través del contacto con el collet retainer/torque adapter.

Los collets son liberadas al final del proceso de expansión por el movimiento hacia abajo de la herramienta de asentamiento.

Figura 14. Corte Transversal del Ensamble del Collet.



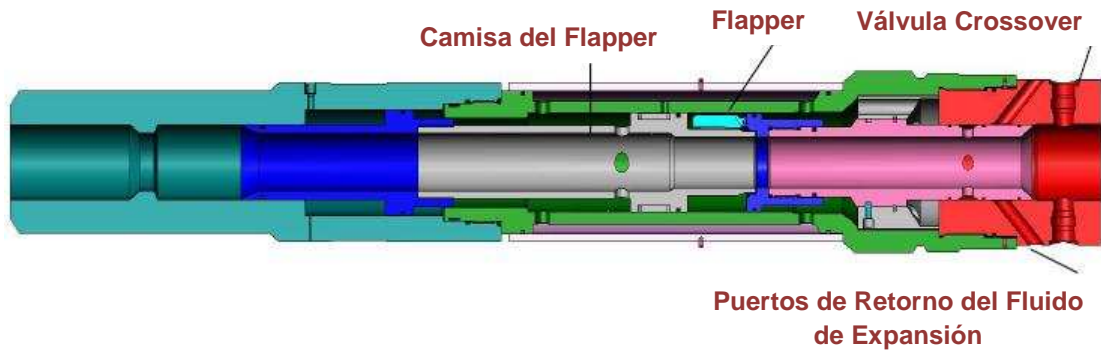
Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

- **Primera generación: Modificación de la Válvula Flapper.**

Ensamble de la Válvula Flapper. El conjunto de modificaciones de la válvula flapper solo aplica para colgadores de liner de 7", 7 5/8" y 9 5/8" que fueron los primeros colgadores desarrollados.

Este conjunto cuenta con un mecanismo de asentamiento primario que permite que este sea convertido de un mecanismo ball drop a uno flapper, mediante una técnica de asentamiento de contingencia ball drop. La operación del flapper cumple con el mecanismo de asentamiento probado tal como fue diseñado para la 2ª generación de herramientas de asentamiento de colgadores de liner 11 3/4" - 13 5/8".

Figura 15. Modificación de la Válvula Flapper.



Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

- ♦ **Diseño de Contingencias.** Se requiere un mecanismo que permita retirar la herramienta de asentamiento después ser corrido y asentar el colgador de liner.

Figura 16. Asentamiento de Peso de Contingencia.



Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

La cantidad de peso requerido para soltar la herramienta depende del número de pines de seguridad instalados, teniendo en cuenta que para cada pin se requiere un peso de 11.965 lb y que sólo pueden ser instalados un máximo de 16 pines, lo que requiere una fuerza de 191.440 lbs. de peso para cortarlos. Por esto, el

número de pines a colocar es previamente calculado en base a la sarta de trabajo que va ser utilizada para bajar el liner.

- **Segunda generación: Herramienta de Asentamiento del Colgador de Liner.**

Flapper. Las herramientas de asentamiento de colgadores de liner de la segunda generación fueron diseñadas inicialmente para diámetros más grandes, como 11 3/4" y 11 5/8".

Estas presentaron algunas mejoras sobre las herramientas de la 1ª generación en cuanto a que el mecanismo de asentamiento primario era un diseño flapper y los pines de liberación de contingencia podían ser movidos permitiendo un diseño ajustable en campo.

Figura 17. Herramienta de Asentamiento de un Colgador de Liner de Segunda Generación.



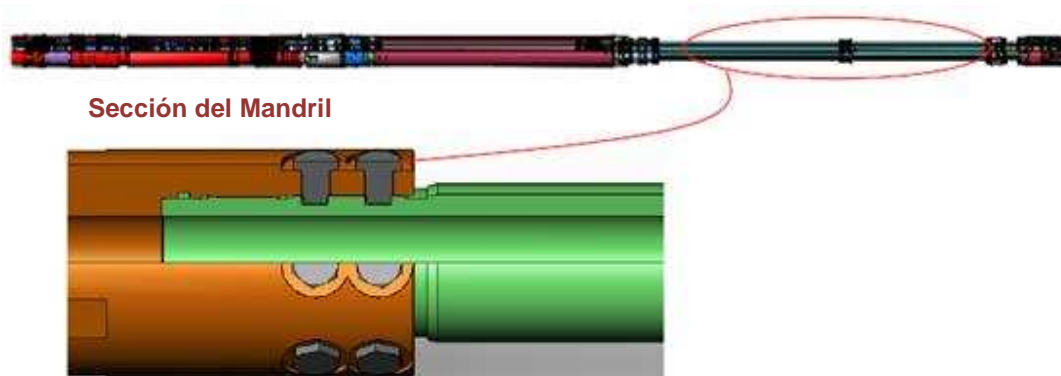
Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

La válvula del crossover, el ensamble del cono de expansión y del collet básicamente son de la misma talla para los diseños más grandes. Estas herramientas tienen un esfuerzo de torque de aproximadamente 45 000 ft/lb, lo cual hace que las herramientas sean una de las más altas en cuanto a esfuerzo de torque en la industria

- Tercera generación: Herramienta de Asentamiento del Colgador de Liner.

Herramientas de Alto Torque. Las Herramientas de Asentamiento del Colgador de liner de tercera generación son llamadas “Herramientas de Alto Torque” debido al índice de torque de las herramientas diseñadas en 7”, 7 5/8” y 9 5/8”. El nombre lleva a una ligera equivocación debido a que sus rasgos principales son muchas de las características adicionales en sus diseños, tales como: alto índice de torque, asentamiento primario de flapper, manipulación mecánica para asentamiento de reemplazo y manipulación mecánica para liberación de contingencia mediante el corte de pines.

Figura 18. Sección del Mandril de una Herramienta de Alto Torque.



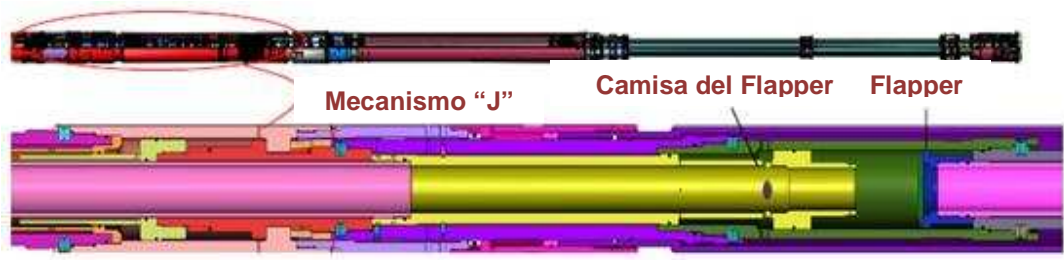
Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

A continuación se presentan algunos esfuerzos de torque a los cuales podría ser sometida la herramienta sin ningún inconveniente,

Diámetros	Índice de Torque
7-5/8 x 9-5/8	37,000 ft-lbs
5-1/2 x 7-5/8	34,000 ft-lbs
5x7	34,000 ft -lbs

Asentamiento Primario del Flapper. El Asentamiento Primario del Flapper funciona igual que el diseño de herramientas de 2ª generación.

Figura 19. Asentamiento Primario del Flapper.



Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

La válvula crossover, el ensamble del cono de expansión y del collet básicamente son lo mismo con sólo algunas modificaciones en comparación con las herramientas de 1ª y 2ª generación.

Asentamiento Secundario del Flapper. El Asentamiento Secundario del Flapper funciona por manipulación mecánica, rotando la herramienta a mano izquierda, lo cual que permite que la camisa con ranura en forma de J sea rotada y reubicada hasta que golpee a la herramienta en forma ascendente. Esta a su vez asegura el asiento de bola superior y mueve físicamente la camisa hacia arriba permitiéndole al flapper caer en la silla.

Figura 20. Asentamiento Secundario del Flapper.



Fuente. Technical Marketing Document, Liner System, Halliburton System.

Liberación de Contingencia (Sin Pines De Corte). La eliminación de los pines de seguridad de este diseño ofrece algunos beneficios para desconectar la herramienta en condiciones difíciles. La liberación de contingencia durante estos tipos de despliegues está limitada sólo a la fuerza de expansión requerida para expandir el cuerpo del colgador, la cual es generalmente superior a 100 000 lbs.-fuerza.

La Liberación de Contingencia funciona por manipulación mecánica, rotando la herramienta a mano izquierda, lo cual permite que la camisa con ranura en forma de J sea rotada y reubicada hasta que golpee a la herramienta en forma ascendente. Esta a su vez asegura el asiento de bola superior y mueve físicamente la camisa hacia arriba permitiéndole al flapper caer en la silla. Una vez la herramienta ha golpeado, la camisa con ranura en forma de J en posición bloqueada se golpea hacia abajo hasta desplazar el mandril, el cual a su vez desplaza hacia abajo el soporte del collet, facilitando por último la liberación de la herramienta de asentamiento.

3. APLICACIÓN DE UN COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE EN UN POZO ALTAMENTE DESVIADO

En el siguiente capítulo se abarcará la aplicación de un colgador de liner expandible en un pozo altamente desviado perteneciente a un campo colombiano, teniendo como punto de partida los datos de perforación y los diferentes incidentes que se presentaron durante la misma.

Cabe mencionar que algunos datos han sido modificados u omitidos ya que corresponden a información confidencial de la compañía operadora y de servicios.

A continuación se presenta un diagrama de flujo, el cual detalla los pasos a seguir en el análisis de corrida de un colgador de liner expandible. Cabe mencionar que este procedimiento, es además una herramienta que pretende contribuir al lector, para el mejor entendimiento de las simulaciones que se realizan posteriormente.

Figura 21. Condiciones Límites de Corrida.

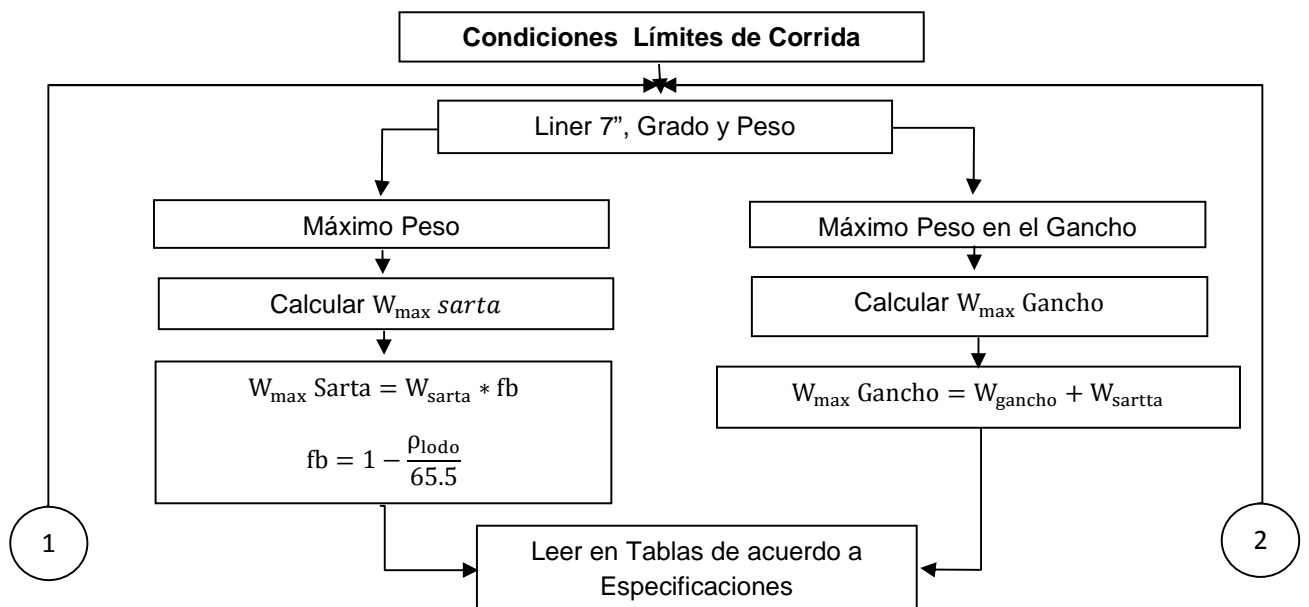


Figura 21. (Continuación).

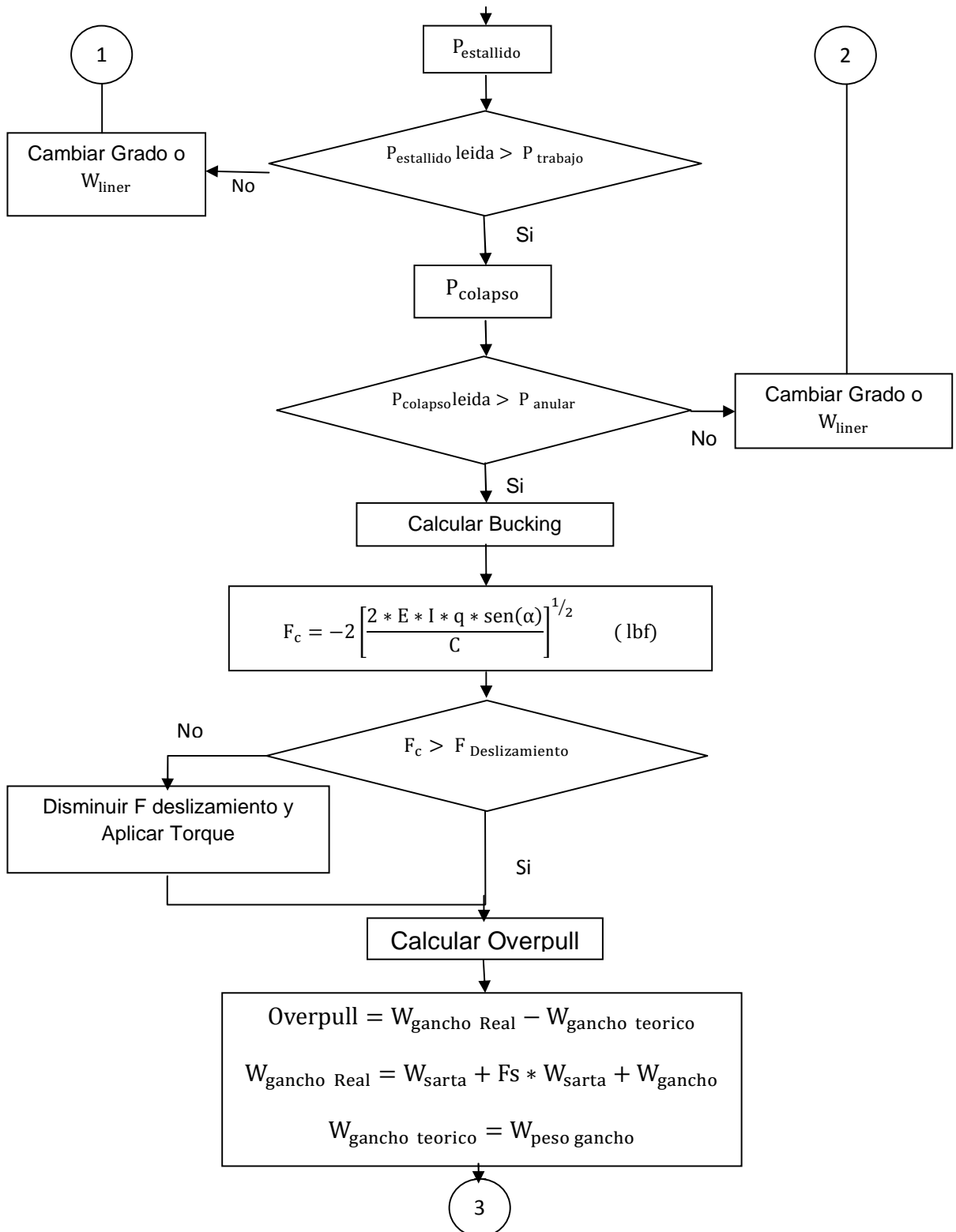
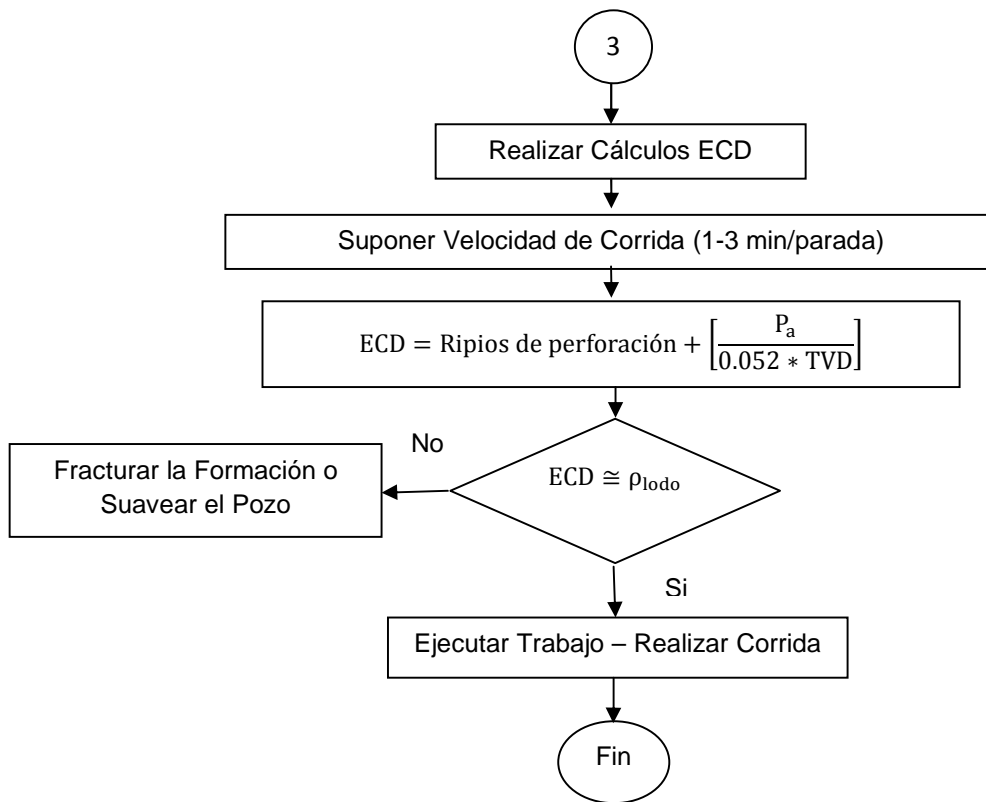


Figura 21. (Continuación).



Factores de Ecuaciones⁷

W = Peso

F_b = Factor de boyanza

F_c = Buckling o pandeo de la sarta

E = 30x10⁶ Módulo de elasticidad del acero

$$I = \pi \left[\frac{OD^4 - ID^4}{64} \right] \quad (\text{in})^4$$

P_a = Presion anular

q = Boyanza por unidad de longitud

α = angulo de desviacion

$$C = \left[\frac{\text{Diametro hueco}^2 - OD^2}{2} \right] \quad (\text{in})^2$$

ECD = Densidad equivalente

FS = 0.2 Factor de sobrepeso

TVD = Profundidad vertical

⁷WALVEKAR S., and Jackson T., Halliburton Energy Services, Inc. Expandable Technology Improves Reliability of Conventional Liner Hanger Systems. IADC/SPE 99186. 2006.

3.1 PLANEACIÓN DEL TRABAJO

La planeación del trabajo de corrida de liner se siguió de acuerdo a los procesos estándares de la compañía de servicios, la cual tiene la siguiente secuencia:

- ✓ Hoja de recolección de datos (Inquire Sheet).
- ✓ Datos de desviación (Survey).
- ✓ Estado mecánico propuesto (Proposal Schematic).
- ✓ Simulación de torque y arrastre empleando el software Well Plan.
- ✓ Procedimiento de corrida.

3.1.1 Hoja de Recolección de Datos (Inquire Sheet). Los datos suministrados a continuación fueron provistos por la compañía operadora del pozo y del equipo de perforación. Esta información es la base para hacer el análisis de la aplicación.

Figura 22. Hoja de Recolección de Datos (Inquire Sheet).

Expandable Liner Hanger System

Inquiry Sheet			
Date:	Pending	Job Timing:	Pending
Account Rep:	Wilson Rodriguez	Phone #:	320 429 9157
Company Name:	Pending	Company Rep:	Pending
Lease / Well Name & #:	WR - 1	Telephone #:	Pending
Field / Block:	WR	Fax #:	N/A
City/County:	Stder	Email:	Pending
State:	Stder	Country:	Colombia
Rig Name:	SA - 1	Rig Phone #:	XXXXXX
Rig Site Contact:	Sharon Andreina	Rig Fax #:	N/A
Rig Type:	Land Rig	Top Drive?	Yes
Water depth (ft):	N/A	Block weight:	60,000 lbs
Well Plan:	New	Well Information	
(Please supply a copy of Well Schematic and Survey Data as ASCII or Excel data.)			
Liner Size:	7"	Well Type:	Oil
Weight:	26	OH Size:	8.5"
Grade:	L-80	OH TD (MD):	10.077
Thread:	NVAM	OH TD (TVD):	6.862
TOL Depth (MD):	5.800	BHST:	190 F
Length of Liner:	4.277	BHCT:	180 F
Temp @ TOL:	160 F	Deviation @ TOL:	22
Casing Size:	9 5/8"	Weight:	43.5 lbs/ft
Grade:	L-80	Thread:	LTC
Casing Shoe (MD):	6.180	Casing Shoe (TVD):	6.036
Max. Deviation:	88		
Mud Properties			
Type:	OBM	PV:	29
Weight:	11.9 ppg	YP:	22
Fann Data (600/300/200/100/6/3): 103/68/55/44/12/10			
Work String Information			
Drill Pipe Size:	5"	Drill Pipe Size:	5"
Weight:	19.5 lbs/ft	Weight:	49.5 lbs/ft
Grade:	G-105	Grade:	S-135
Thread:	4 1/2 IF	Thread:	4 1/2 IF
Tool Jt. OD:	6.5"	Tool Jt. OD:	6.5625"
Tool Jt. ID:	3.25"	Tool Jt. ID:	3"
Total Length:	8000 ft	Total Length:	1000 ft
Cementing Information			
Cementing Company:	Pending	Phone #:	Pending
Cementing Contact:	Pending	Fax #:	Pending
Maximum Pump Output (psi):	Pending	Email:	Pending
Cementing Head Required?	Yes	If No, specify specs:	
Rotation during cementing?	No	Reciprocation during cementing?	Yes
Was a copy of the cementing program supplied? No			
System Requirements			
Float Shoe Required:	Reamer Shoe	Plug Set Type:	Single
Float Collar Required:	Single Float	Dart Type:	Conventional
Auto-Fill Equipment?	No	Centralizers Required?	Yes
Backup Liner Hanger?	No	Type/Size/Supplier:	
Backup Float Equipment?	No	Tie Back Seal Assembly?	No
Other (specify):		If Yes, Thread/Material:	
<i>Details of present and future well environment produced and corrosive/harsh fluids, etc.</i>			
Wellbore Environment: _____		Concentrations: _____	
<i>Other comments, specific equipment requirements, well information or directions to rig:</i>			
NOTE: REAMER SHOE IS REQUIRED BECAUSE WELL CONDITIONS			

Fuente. Modificado de HALLIBURTON.

3.1.2 Datos de Desviación (Survey)

Tabla 1. Planned Well path Geographic Report.

Planned Wellpath Geographic Report																																					
Report Generated	9/11/2010 at 5:17:50 PM					Projection System	TBA																														
Operator	pending					North Reference	Grid																														
Area	Colombia					Scale	0.999826																														
Field	Stder					Horizontal Reference Point	Facility Center																														
Facility	Sider					Vertical Reference Point	Rig on WR-1 (RT)																														
Slot	WR -1					MD Reference Point	Rig on WR-1 (RT)																														
Well	WR -1					Field Vertical Reference	Mean Sea Level																														
Wellbore	WR -1					Rig on WR-1 (RT) to Facility Vertical Datum																															
Wellpath	WR -1_1_Rev-A.0 (PWP) SIDETRACK					Rig on WR-1 (RT) to Mean Sea Level																															
Wellbore Last Revised	September 11, 2010					Rig on WR-1 (RT) to Mud Line at slot (WR-1)																															
Sidetrack from	WR-1 (AWB) at 6280.00 MD					Section Origin X	Pending																														
User	XXX					Section Origin Y	Pending																														
Calculation method	Minimum curvature					Section Azimuth	347.37°																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Local North</th> <th>Local East</th> <th>Grid East</th> <th>Grid North</th> </tr> <tr> <th></th> <th>[ft]</th> <th>[ft]</th> <th>[m]</th> <th>[m]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Slot Location</td> <td>-5.64</td> <td>10.24</td> <td>364799.04</td> <td>3135353.73</td> </tr> <tr> <td>Facility Reference Pt</td> <td></td> <td></td> <td>364795.92</td> <td>3135355.45</td> </tr> <tr> <td>Field Reference Pt</td> <td></td> <td></td> <td>367878.90</td> <td>3131160.70</td> </tr> </tbody> </table>														Local North	Local East	Grid East	Grid North		[ft]	[ft]	[m]	[m]	Slot Location	-5.64	10.24	364799.04	3135353.73	Facility Reference Pt			364795.92	3135355.45	Field Reference Pt			367878.90	3131160.70
	Local North	Local East	Grid East	Grid North																																	
	[ft]	[ft]	[m]	[m]																																	
Slot Location	-5.64	10.24	364799.04	3135353.73																																	
Facility Reference Pt			364795.92	3135355.45																																	
Field Reference Pt			367878.90	3131160.70																																	
MD	Inclination	Azimuth	TVD	TVD from Fld Ref	North	East	Grid East	Grid North	DLS	Tooface	Vert Sect	Comments																									
[ft]	[°]	[°]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[m]	[m]	[°/100ft]	[°]	[ft]																										
0.00	0.00	303.26	0.00	-98.00	-5.64	10.24	364799.04	3135353.73	0.00	0.00	0.00																										
98.00	0.00	303.26	98.00	0.00	-5.64	10.24	364799.04	3135353.73	0.00	-56.74	0.00																										
214.00	0.21	303.26	214.00	116.00	-5.52	10.07	364798.99	3135353.77	0.18	138.27	0.15																										
311.00	0.14	354.76	311.00	213.00	-5.31	9.91	364798.94	3135353.83	0.17	77.08	0.40																										
406.00	1.59	66.92	406.99	307.99	-4.68	11.11	364799.31	3135354.02	1.63	12.85	0.75																										
496.00	3.29	73.60	495.90	397.90	-3.46	14.74	364800.41	3135354.40	1.91	4.53	1.15																										
588.00	3.89	74.30	587.72	489.72	-1.87	20.27	364802.10	3135354.88	0.65	18.10	1.49																										
685.00	4.23	75.80	684.48	586.48	-0.10	26.91	364804.12	3135355.42	0.37	18.38	1.76																										
781.00	4.66	77.55	780.19	682.19	1.61	34.15	364806.33	3135355.94	0.47	38.88	1.85																										
877.00	5.00	80.63	875.85	777.85	3.13	42.08	364808.75	3135356.40	0.45	-67.67	1.60																										
974.00	5.17	76.41	972.47	874.47	4.85	50.50	364811.31	3135356.93	0.42	15.64	1.43																										
1071.00	5.60	77.64	1069.04	971.04	6.89	59.37	364814.01	3135357.55	0.46	18.02	1.48																										
1149.00	6.12	79.22	1146.63	1048.63	8.48	67.18	364816.39	3135358.03	0.70	-154.39	1.33																										
1246.00	5.09	73.51	1243.17	1145.17	10.67	76.38	364819.20	3135358.70	1.21	-148.57	1.45																										
1341.00	3.63	57.95	1337.89	1239.89	13.46	82.97	364821.21	3135359.55	1.96	-158.44	2.74																										
1437.00	2.18	41.78	1433.77	1335.77	16.43	86.76	364822.36	3135360.46	1.72	-174.15	4.81																										
1534.00	0.28	355.11	1530.74	1432.74	18.05	87.97	364822.73	3135360.95	2.06	-141.97	6.12																										
1631.00	0.77	226.09	1627.74	1529.74	17.83	87.48	364822.58	3135360.88	1.00	-3.08	6.01																										
1727.00	1.68	224.42	1723.72	1625.72	16.38	86.03	364822.14	3135360.44	0.95	-35.36	4.91																										
1824.00	2.02	217.83	1820.67	1722.67	14.01	83.99	364821.52	3135359.72	0.41	158.55	3.05																										
1919.00	1.18	235.14	1915.63	1817.63	12.13	82.16	364820.96	3135359.15	1.01	143.61	1.62																										
2016.00	0.70	288.49	2012.62	1914.62	11.75	80.78	364820.54	3135359.03	0.98	-17.73	1.54																										
2111.00	0.93	284.01	2107.61	2009.61	12.12	79.48	364820.14	3135359.14	0.25	96.55	2.19																										
2206.00	0.93	297.11	2202.59	2104.59	12.66	78.05	364819.70	3135359.31	0.22	2.03	3.03																										
2303.00	1.18	297.54	2299.58	2201.58	13.48	76.46	364819.22	3135359.56	0.26	9.43	4.18																										
2400.00	1.85	300.97	2396.54	2298.54	14.74	74.23	364818.54	3135359.94	0.70	-54.24	5.90																										
2496.00	2.10	292.36	2492.49	2394.49	16.21	71.28	364817.64	3135360.39	0.40	19.26	7.98																										
2592.00	2.61	296.23	2588.40	2490.40	17.85	67.69	364816.55	3135360.89	0.56	152.08	10.36																										
2689.00	2.02	305.54	2685.33	2587.33	19.82	64.32	364815.52	3135361.49	0.72	156.67	13.02																										
2903.00	1.06	53.25	2899.28	2801.28	23.19	62.83	364815.07	3135362.52	1.19	-101.79	16.64																										
3000.00	1.37	0.69	2996.26	2898.26	24.89	63.57	364815.29	3135363.03	1.15	-59.80	18.13																										
3094.00	3.24	322.31	3090.18	2992.18	28.12	61.96	364814.80	3135364.02	2.48	4.57	21.63																										
3190.00	4.43	323.54	3185.96	3087.96	33.24	58.09	364813.62	3135365.58	1.24	-62.00	27.48																										
3286.00	4.74	317.14	3281.66	3183.66	39.13	53.19	364812.13	3135367.38	0.62	-27.19	34.30																										
3385.00	5.91	311.44	3380.23	3282.23	45.51	46.59	364810.12	3135369.32	1.30	-28.82	41.96																										
3480.00	8.24	302.82	3474.50	3376.50	52.43	37.20	364807.26	3135371.43	2.69	-34.41	50.77																										
3576.00	10.37	295.05	3569.24	3471.24	59.82	23.59	364803.11	3135373.68	2.57	-30.29	60.96																										
3672.00	11.76	291.14	3663.45	3565.45	67.01	6.64	364797.94	3135375.87	1.64	22.76	71.68																										
3769.00	12.43	292.44	3758.30	3660.30	74.56	-12.23	364792.19	3135378.17	0.75	13.08	83.17																										
3866.00	13.63	293.62	3852.80	3754.80	83.12	-32.35	364786.06	3135380.78	1.27	47.96	95.93																										
3963.00	14.32	296.63	3946.93	3848.93	93.08	-53.55	364779.60	3135383.82	1.03	-178.12	110.28																										
4060.00	13.74	296.55	4041.03	3943.03	103.61	-74.58	364773.19	3135387.02	0.60	-159.74	125.15																										
4155.00	13.15	295.59	4133.43	4035.43	113.32	-94.42	364767.15	3135389.98	0.66	118.89	138.96																										
4251.00	12.95	297.25	4226.95	4128.95	122.96	-113.83	364761.23	3135392.92	0.44	-7.72	152.62																										
4348.00	13.22	297.09	4321.43	4223.43	132.99	-133.37	364755.28	3135395.98	0.28	98.28	166.67																										

Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

Tabla 1. (Continuación).

MD	Inclination	Azimuth	TVD	TVD from Fld Ref	North	East	Grid East	Grid North	DLS	Toolface	Vert Sect	Comments
[ft]	[°]	[°]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[m]	[m]	[°/100ft]	[°]	[ft]	
4444.00	13.16	299.15	4414.90	4316.90	143.31	-152.68	364749.39	3135399.12	0.49	-136.10	180.97	
4538.00	12.79	297.52	4506.50	4408.50	153.33	-171.26	364743.73	3135402.18	0.55	17.00	194.81	
4635.00	13.51	298.46	4600.96	4502.96	163.69	-190.74	364737.79	3135405.33	0.77	-53.34	209.18	
4731.00	13.76	297.07	4694.25	4596.25	174.23	-210.76	364731.69	3135408.55	0.43	-175.07	223.84	
4829.00	13.23	296.87	4789.55	4691.55	184.60	-231.15	364725.48	3135411.71	0.54	157.69	238.42	
4924.00	12.92	297.44	4882.08	4784.08	194.41	-250.27	364719.65	3135414.70	0.35	-28.99	252.17	
5021.00	13.03	297.17	4976.61	4878.61	204.40	-269.62	364713.75	3135417.74	0.13	175.76	266.15	
5118.00	12.85	297.23	5071.14	4973.14	214.33	-288.94	364707.87	3135420.77	0.19	-54.04	280.06	
5214.00	12.93	296.74	5164.72	5066.72	224.04	-308.02	364702.05	3135423.73	0.14	-16.60	293.72	
5317.00	13.47	296.05	5265.00	5167.00	234.50	-329.09	364696.63	3135426.91	0.55	-2.07	308.52	
5412.00	14.74	295.87	5357.14	5259.14	244.63	-349.91	364689.29	3135430.00	1.34	45.88	322.96	
5483.00	15.09	297.24	5425.74	5327.74	252.80	-366.25	364684.31	3135432.49	0.70	20.01	334.51	13 3/8" CSG SHOE
5591.00	18.15	300.78	5529.22	5431.22	267.85	-393.21	364676.09	3135437.08	2.98	-8.40	355.09	@ 5478' MD
5688.00	21.93	299.29	5620.33	5522.33	284.45	-422.00	364667.32	3135442.13	3.93	2.56	377.58	
5782.00	27.02	299.79	5705.86	5607.86	303.66	-455.86	364657.00	3135447.99	5.42	-10.46	403.73	
5879.00	30.99	298.37	5790.68	5692.68	326.48	-496.97	364644.47	3135454.94	4.15	5.71	434.99	
5975.00	33.77	298.87	5871.74	5773.74	351.11	-542.09	364630.72	3135462.45	2.91	-2.96	468.99	
6071.00	37.04	298.59	5949.98	5851.98	377.83	-590.86	364615.86	3135470.59	3.41	8.56	505.63	
6129.00	39.27	299.12	5995.58	5897.58	395.13	-622.24	364606.29	3135475.86	3.89	2.78	529.37	9 5/8" CSG SHOE
6220.00	41.03	299.25	6065.14	5967.14	423.74	-673.46	364590.68	3135484.58	1.94	27.20	568.49	@ 6180' MD
6268.00	42.21	300.15	6101.02	6003.02	439.54	-701.15	364582.25	3135489.40	2.76	10.19	589.96	
6280.00	42.54	300.24	6109.89	6011.89	443.61	-708.14	364580.12	3135490.64	0.00	138.54	595.46	Side track point
6357.48	40.54	303.00	6167.88	6069.88	470.51	-751.90	364566.78	3135498.84	3.50	0.08	631.28	
6380.00	41.38	303.00	6184.89	6086.89	478.56	-764.28	364563.01	3135501.29	3.75	0.08	641.83	
6480.00	45.13	303.01	6257.70	6159.70	515.88	-821.74	364545.50	3135512.66	3.75	0.07	690.82	
6580.00	48.88	303.02	6325.88	6227.88	555.72	-883.06	364526.81	3135524.80	3.75	0.07	743.11	
6680.00	52.63	303.02	6389.13	6291.13	597.92	-947.99	364507.02	3135537.66	3.75	0.07	798.48	
6780.00	56.38	303.03	6447.17	6349.17	642.28	-1016.25	364486.22	3135551.18	3.75	0.06	856.69	
6880.00	60.13	303.03	6499.77	6401.77	688.63	-1087.53	364464.50	3135565.31	3.75	0.06	917.50	
6980.00	63.88	303.04	6546.70	6448.70	736.75	-1161.55	364441.94	3135579.97	3.75	0.06	980.65	
7080.00	67.63	303.04	6587.75	6489.75	786.46	-1237.98	364418.65	3135595.12	3.75	0.06	1045.86	
7180.00	71.38	303.04	6622.75	6524.75	837.52	-1316.49	364394.73	3135610.68	3.75	0.06	1112.86	
7280.00	75.13	303.05	6651.55	6553.55	889.73	-1396.74	364370.27	3135626.59	3.75	0.05	1181.35	
7380.00	78.88	303.05	6674.03	6576.03	942.86	-1478.40	364345.38	3135642.78	3.75	0.05	1251.05	
7480.00	82.63	303.05	6690.08	6592.08	996.68	-1561.12	364320.17	3135659.19	3.75	0.05	1321.66	
7521.63	84.20	303.06	6694.86	6596.86	1019.24	-1595.78	364309.61	3135666.06	3.75	0.00	1351.25	
7580.00	84.20	303.06	6700.76	6602.76	1050.91	-1644.45	364294.78	3135675.71	0.00	0.00	1392.80	
7680.00	84.20	303.06	6710.88	6612.88	1105.18	-1727.83	364269.37	3135692.25	0.00	0.00	1463.98	
7780.00	84.20	303.06	6720.99	6622.99	1159.44	-1811.22	364243.96	3135708.79	0.00	0.00	1535.16	1500.00
7880.00	84.20	303.06	6731.11	6633.11	1213.71	-1894.60	364218.55	3135725.32	0.00	0.00	1606.35	
7924.22	84.20	303.06	6735.58	6637.58	1237.70	-1931.47	364207.31	3135732.64	0.00	87.54	1637.82	
7980.00	84.29	305.16	6741.18	6643.18	1268.82	-1977.43	364193.31	3135742.12	3.75	87.32	1678.24	
8080.00	84.48	308.92	6750.97	6652.97	1328.76	-2056.85	364169.10	3135760.38	3.75	86.96	1754.09	
8180.00	84.69	312.68	6760.41	6662.41	1393.80	-2132.20	364146.14	3135780.21	3.75	86.60	1834.03	
8280.00	84.92	316.44	6769.48	6671.48	1463.66	-2203.15	364124.52	3135801.50	3.75	86.26	1917.72	
8380.00	85.18	320.19	6778.11	6680.11	1538.05	-2269.39	364104.33	3135824.17	3.75	85.94	2004.79	
8480.00	85.45	323.95	6786.28	6688.28	1616.65	-2330.64	364085.67	3135848.12	3.75	85.63	2094.88	
8580.00	85.75	327.70	6793.96	6695.96	1699.12	-2386.64	364068.60	3135873.25	3.75	85.34	2187.60	
8680.00	86.06	331.44	6801.11	6703.11	1785.11	-2437.15	364053.21	3135899.46	3.75	85.07	2282.55	
8780.00	86.39	335.19	6807.69	6709.69	1874.25	-2481.96	364039.55	3135926.62	3.75	84.83	2379.33	
8880.00	86.74	338.93	6813.69	6715.69	1966.15	-2520.86	364027.70	3135954.63	3.75	84.60	2477.52	
8980.00	87.10	342.66	6819.07	6721.07	2060.43	-2553.70	364017.69	3135983.36	3.75	84.40	2576.70	
9080.00	87.47	346.40	6823.82	6725.82	2156.69	-2580.34	364009.57	3136012.69	3.75	84.22	2676.45	
9180.00	87.85	350.13	6827.90	6729.90	2254.50	-2600.65	364003.38	3136042.50	3.75	84.07	2776.33	
9280.00	88.24	353.87	6831.31	6733.31	2353.45	-2614.56	363999.14	3136072.66	3.75	83.94	2875.93	
9380.00	88.64	357.60	6834.04	6736.04	2453.12	-2622.00	363996.87	3136103.03	3.75	83.84	2974.81	
9480.00	89.05	1.32	6836.06	6738.06	2553.07	-2622.94	363996.59	3136133.49	3.75	83.77	3072.56	
9580.00	89.45	5.05	6837.37	6739.37	2652.89	-2617.38	363998.28	3136163.91	3.75	83.72	3168.75	
9680.00	89.87	8.78	6837.96	6739.96	2752.15	-2605.34	364001.95	3136194.16	3.75	83.70	3262.96	1932.74
9712.74	90.00	10.00	6838.00	6740.00	2784.44	-2600.00	364003.58	3136204.00	3.75	90.00	3293.31	Mod. TE
9780.00	90.00	12.52	6838.00	6740.00	2850.41	-2586.87	364007.58	3136224.10	3.75	90.00	3354.81	(7" LINER SHOE)

Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

Tabla 1. (Continuación).

MD	Inclination	Azimuth	TVD	TVD from Fld Ref	North	East	Grid East	Grid North	DLS	Toolface	Vert Sect	Comments
[ft]	[°]	[°]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[m]	[m]	ft/100ft	[°]	[ft]	
9880.00	90.00	16.27	6838.00	6740.00	2947.25	-2562.01	364015.16	3136253.61	3.75	90.00	3443.87	
9980.00	90.00	20.02	6838.00	6740.00	3042.26	-2530.86	364024.65	3136282.57	3.75	90.00	3529.77	
10080.00	90.00	23.77	6838.00	6740.00	3135.03	-2493.58	364036.01	3136310.84	3.75	90.00	3612.14	
10180.00	90.00	27.52	6838.00	6740.00	3225.16	-2450.30	364049.20	3136338.31	3.75	90.00	3690.63	
10280.00	90.00	31.27	6838.00	6740.00	3312.27	-2401.22	364064.15	3136364.85	3.75	90.00	3764.90	
10380.00	90.00	35.02	6838.00	6740.00	3395.98	-2346.55	364080.82	3136390.36	3.75	90.00	3834.63	
10480.00	90.00	38.77	6838.00	6740.00	3475.93	-2286.53	364099.11	3136414.73	3.75	90.00	3899.53	
10580.00	90.00	42.52	6838.00	6740.00	3551.79	-2221.40	364118.96	3136437.85	3.75	90.00	3959.31	
10680.00	90.00	46.27	6838.00	6740.00	3623.23	-2151.45	364140.27	3136459.62	3.75	90.00	4013.73	
10683.84	90.00	46.42	6838.00	6740.00	3625.88	-2148.67	364141.12	3136460.43	3.75	0.00	4015.71	
10780.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	3692.18	-2079.01	364162.35	3136480.63	0.00	0.00	4065.16	
10880.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	3761.12	-2006.58	364184.42	3136501.64	0.00	0.00	4116.60	
10980.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	3830.06	-1934.14	364206.50	3136522.65	0.00	0.00	4168.03	
11080.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	3899.00	-1861.70	364228.57	3136543.66	0.00	0.00	4219.47	
11180.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	3967.94	-1789.27	364250.65	3136564.67	0.00	0.00	4270.90	
11280.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4036.88	-1716.83	364272.72	3136585.68	0.00	0.00	4322.34	
11380.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4105.82	-1644.39	364294.80	3136606.69	0.00	0.00	4373.77	
11480.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4174.76	-1571.95	364316.87	3136627.70	0.00	0.00	4425.20	
11580.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4243.71	-1499.52	364338.95	3136648.71	0.00	0.00	4476.64	
11680.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4312.65	-1427.08	364361.02	3136669.72	0.00	0.00	4528.07	
11780.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4381.59	-1354.64	364383.10	3136690.72	0.00	0.00	4579.51	
11880.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4450.53	-1282.21	364405.17	3136711.73	0.00	0.00	4630.94	
11980.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4519.47	-1209.77	364427.25	3136732.74	0.00	0.00	4682.38	
12080.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4588.41	-1137.33	364449.32	3136753.75	0.00	0.00	4733.81	
12180.00	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4657.35	-1064.90	364471.40	3136774.76	0.00	0.00	4785.24	
12214.44	90.00	46.42	6838.00	6740.00	4681.10	-1039.95	364479.00	3136782.00	0.00	0.00	4802.96	TD

Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

3.1.3 Estado Mecánico Propuesto (Proposal Schematic).

Figura 23. Estado Mecánico Propuesto.

OPERATOR COMPANY	WELL NAME & NO.:	WR - 1	RIG:	SA - 1					
Phone:	ENGINEER:	PENDING	CASING:	9 5/8 43.5# @ 5853'					
	COMPLETION ENG. REP:	Wilson Rodriguez / Sharon Andreina	LINER:	7" 26# New Vam; TOL @ 6,190 FT					
	DATE:	PENDING	DRILL PIPE:	5" 19.5# 4 1/2 IF					
	SPACE OUT:	7 Feet	DRILL PIPE:	5" 49.5 HWDP 4 1/2 IF					
	CHARGE NO.:	PENDING	DRILLING FLUID:	OBM 11.87 PPB					
	EXPANDABLE LINER HANGER PROPOSAL								
	RUNNING/WORKING STRING								
	Item	DESCRIPTION	AMS P/N	HES P/N	QTY	I.D.	O.D.	DEPTH	LENGTH Estimated
	1	5" 19.5# 4 1/2 IF Drill Pipe		N/A	160	4.67 (Body) 3.25 (Tool J)	5 (Body) 6.625 (Tool J)	-6,79	4787,00
	2	5" HWDP 49.5# 4 1/2 IF		N/A	33,3	3,000	6,750	4780,21	1000,00
	3	Drill Pipe Pup Joint 5" 19.5# 4 1/2 IF		N/A	1	4.276 (Body) 3.00 (Tool J)	5.00 (Body) 6.62 (Tool J)	5780,21	4,63
	4	Running High Torque Tool (Running Setting Tool) Length Above of Hanger. With cone for 43.5#		PENDING	1	2,437	7,745	5784,84	15,16
		End of Working String						5800,00	
	LINER HANGER & TAILPIPE DETAILS								
Item	DESCRIPTION	OPERATOR P/N	SERVICES COMPANY P/N	QTY	I.D.	O.D.	DEPTH	LENGTH	
5	LINER HANGER UPPER POLISH BORE (TBR)			1	7,750	8,300	5800,00	10,24	
6	7 5/8" X 9 5/8" LINER HANGER FOR 9 5/8" 40-43.5# CASING, 41XX LOW ALLOY MAT., 7.509" HST-DS PIN	PENDING	PENDING	1	6,780	8,310	5810,24	18,39	
7	CROSS OVER 7 5/8 33.7# NEW VAM BOX * 7" 26# NEW VAM PIN	Pending	PENDING	1	6,276	8,300	5828,63	2,37	
8	7" 26# NEW VAM J-55 Casing (Liner)	Pending	N/A	104	6,276	7,000	5831,00	4076,00	
9	COLLAR, LANDING, VF LINER HANGER, 7 NEW VAM 26 LBS/FT, L-80	Pending	101800790	1	6,256	7,693	9907,00	2,00	
10	7" 26# NEW VAM J-55 Casing (Liner)	Pending	N/A	2	6,276	7,000	9909,00	80,00	
11	COLLAR,FLOAT FLAT, 7" 26-32# NEW VAM BOX * PIN	Pending	101433586	1	6,171	7,693	9989,00	2,00	
12	7" 26# NEW VAM J-55 Casing (Liner)	Pending	N/A	2	6,276	7,000	9991,00	80,00	
13	Reamer FLOAT SHOE 7" 26# Vam Top HC SINGLE VALVE (BOT or Weatherford) As per customer Stock	Pending	N/A	1	6,276	7,500	10071,00	2,00	
	End of Liner String						10073,00		
Page 1 of 1	WR - 1			SA - 1					

Fuente. HALLIBURTON.

3.1.4 Simulación de Torque y Arrastre empleando el Software Well Plan. El colgador de liner seleccionado depende de la región de casing donde este vaya a ser asentado (expandido); para este caso se propuso un liner hanger para un casing de 43.5#, puesto que se tiene que dejar 500 ft arriba del zapato del casing, como se puede apreciar en el estado mecánico del pozo, el cual se mostró con anterioridad.

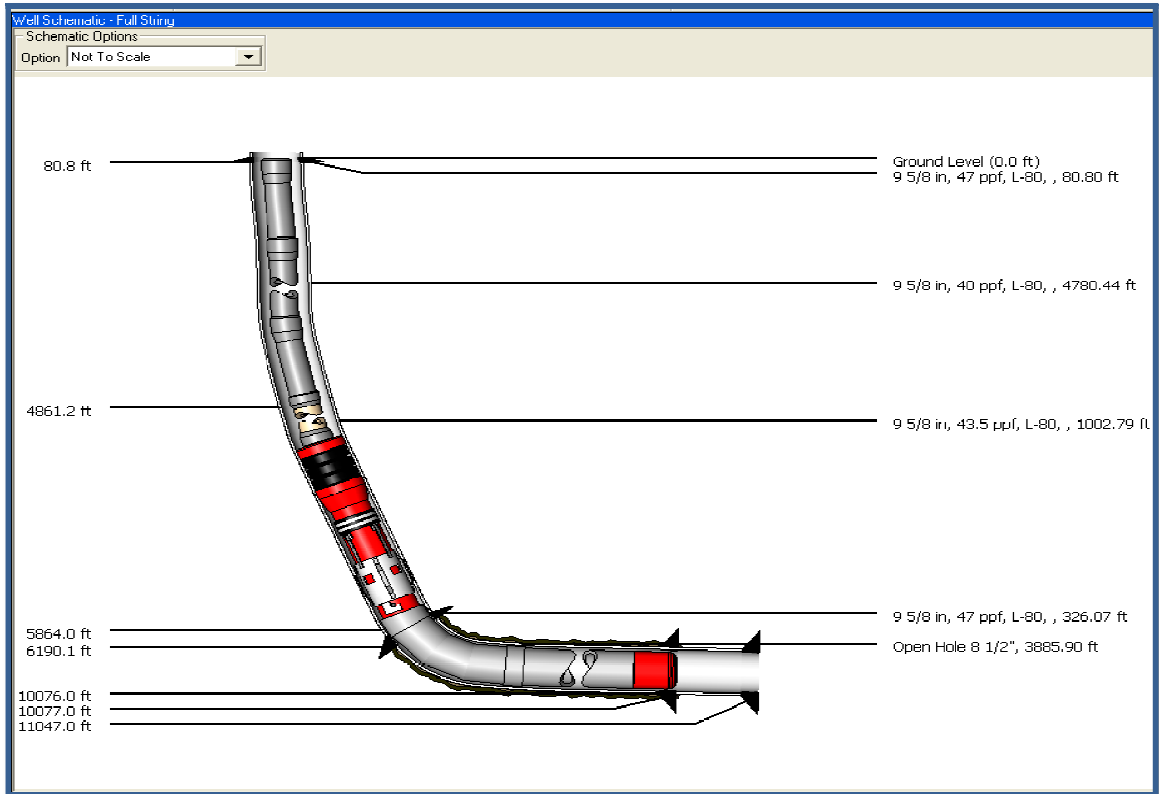
Figura 24. Descripción detallada del estado mecánico del pozo y la sarta de corrida del liner.

Hole Section Editor									
Hole Name:		Hole Section		Import Hole Section					
Hole Section Depth (MD):		10076.0 ft		<input type="checkbox"/> Additional Columns					
	Section Type	Measured Depth (ft)	Length (ft)	ID (in)	Drift (in)	Effective Hole Diameter (in)	Friction Factor	Linear Capacity (bbl/ft)	Item Description
1	Casing	80.8	80.80	8.681	8.625	8.681	0.30	0.0732	9 5/8 in, 47 ppf, L-80,
2	Casing	4961.2	4780.44	8.835	8.750	8.835	0.30	0.0759	9 5/8 in, 40 ppf, L-80,
3	Casing	5864.0	1002.79	8.755	8.625	8.755	0.30	0.0745	9 5/8 in, 43.5 ppf, L-80,
4	Casing	6190.1	326.07	8.681	8.625	8.681	0.30	0.0732	9 5/8 in, 47 ppf, L-80,
5	Open Hole	10076.0	8835.90	8.500		8.500	0.30	0.0702	Open Hole 8 1/2"
6									

String Editor							
String Initialization		String Name: Assembly		Library			
String (MD): 10076.0 ft		Specify: Top to Bottom		Import String		Export	
				Import			
	Section Type	Length (ft)	Measured Depth (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
1	Drill Pipe	4935.00	4935.0	5.000	4.276	21.92	Drill Pipe, 5.000 in, 21.92 ppf, G, NC50(F)
2	Heavy Weight	1000.00	5935.0	5.000	3.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
3	Packer	29.00	5714.0	8.300	2.500	60.00	Liner Hanger Packer 7X 9 5/8 EXPANDABLE LINER HANGER,
4	Casing	4360.00	10074.0	7.000	6.276	26.00	7 in, 26 ppf, K-55, NEW VAM
5	Casing Shoe	2.00	10076.0	7.000	6.268	26.00	LINER SHOE 7" in, 26.00 ppf/C-95
6							

Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

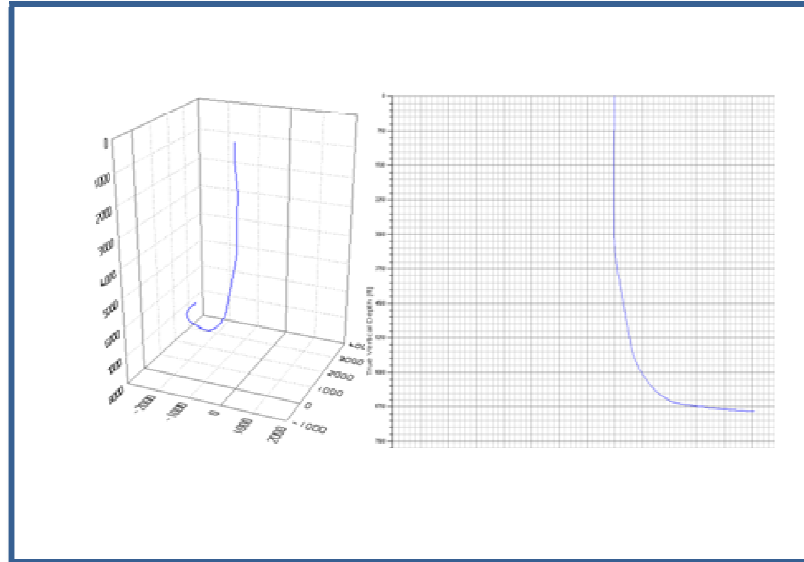
Figura 25. Diagrama Propuesto de las herramientas a correr (Tomado del Well plan, modulo Torque y arrastre).



Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

La geometría complicada del pozo tal como se observa en las dos imágenes siguientes es dada por la mala implementación de un colgador de liner hidráulico rotativo, el cual ocasiono una pega mecánica y al tratar de despegar parte del liner se perdió en el pozo, por lo cual se realizó una desviación y se decidió implementar el colgador de liner expandible.

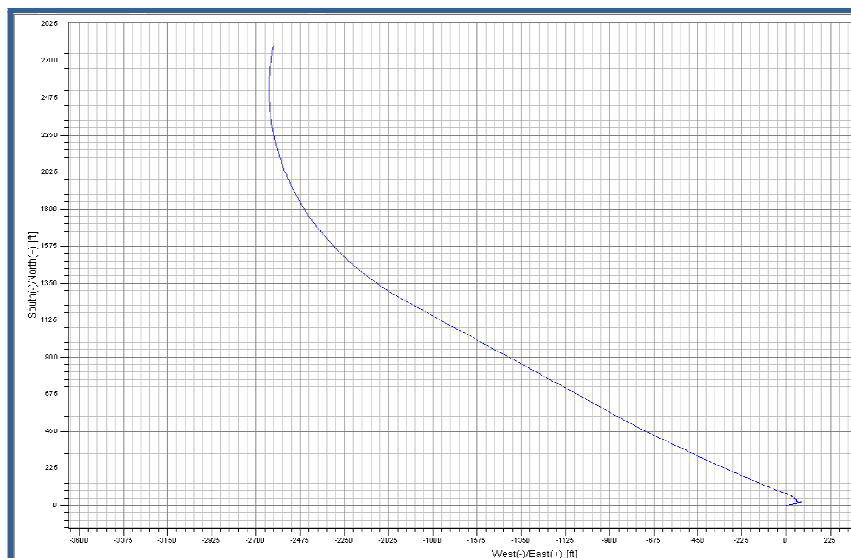
Figura 26. Diagrama en 3D (TVD, MD y AZIMUT) del pozo de acuerdo al plan direccional.



Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

♦ Diagrama de Profundidad Vertical Verdadera (TVD) Vs Profundidad Total (MD).

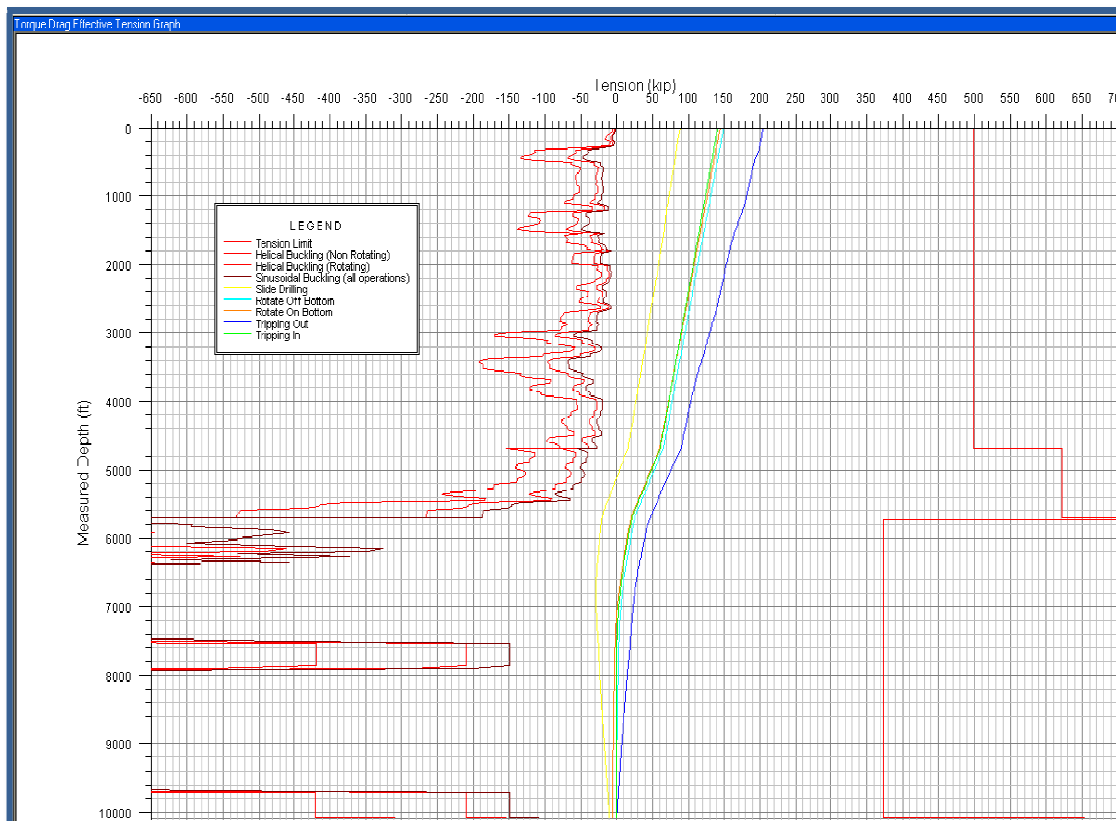
Figura 27. Diagrama de desviación respecto al Norte (Azimut).



Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

- **Análisis de Datos.**
- ◆ **Análisis de Tensión Vs Profundidad.**

Figura 28. Diagrama de Tensión Vs Profundidad.



Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

Tensión Límite (Línea Roja). Indica los puntos débiles en caso de trabajar la sarta por pega. En este caso los puntos débiles son el drillpipe o el liner de 7" 26#. También deben ser considerados los problemas ocasionados por Buckling o pandeo de la sarta (No rotacional, rotacional, sinusoidal). Este fenómeno puede ser visto en la anterior figura, observándose las tensiones negativas.

Con el fin de evitar este inconveniente en pozo, se recomienda no aplicar más de 50 000 lbs. de peso, lo cual permitirá que la sarta no entre en buckling y pueda ser trabajada.

Tensión Sacando - Tripping Out (Línea Azul). Indica la tensión requerida para sacar la tubería sin sobretensionarla, en este caso la máxima tensión sacando libre a 30 ft/min sería de 200 000 lbs., lo cual da un margen suficiente con respecto a la Tensión Limite para trabajar la tubería en caso de pega o empaquetamiento.

Tensión Bajando - Tripping In (Línea Verde). Indica la tensión a la que estará la sarta cuando alcance la profundidad total. Una tensión negativa indicará compresión; en este caso todos los elementos de la sarta están en tensión positiva y el liner hanger específicamente estará con 20 000 lbs. en tensión bajando a 30 ft/min.

Tensión Aplicando Peso sobre el Zapato - Sliding Drilling (Línea Amarilla). Esta aplicación es usada para determinar cuánto peso máximo se puede aplicar a la sarta sin que esta entre en buckling. Normalmente para corridas de liner con 50 000 lbs. da suficiente margen para trabajar la sarta en caso de zonas de difícil paso.

♦ **Análisis de Torque Vs Profundidad.**

Figura 29. Diagrama de Torque Vs Profundidad.



Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

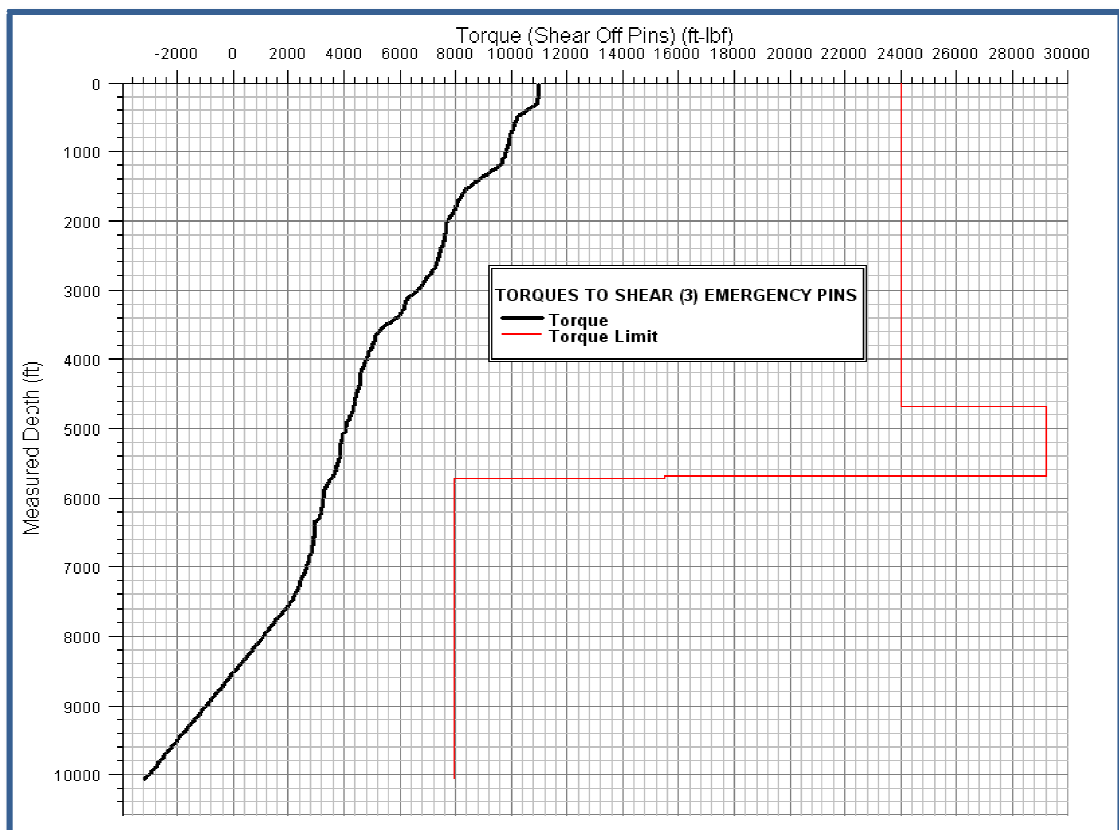
Torque Limite (Línea Roja). Indica los puntos débiles en caso de trabajar la sarta mediante rotación, en este caso el punto débil es torque del liner de 7" 26# New Vam (Máximo Make up Torque 8300 lbs.-ft).

Torque Bajando - Tripping In (Línea Verde). Indica el torque que recibirá la sarta cuando alcance la profundidad total, en este caso la línea verde muestra que la tubería puede ser rotada sin exceder el torque limite, mientras ella este libre.

Torque Aplicando Peso sobre el Zapato - Rotating On Bottom (Línea Naranja). Esta aplicación es usada para determinar cuánto torque y peso máximo se puede aplicar en superficie sin exceder el torque límite de la sarta y sin que esta se rompa por exceso de torque (twist off). En este caso el límite de torque en superficie es de 15 500 lbs.-ft. Este dato no contiene margen de seguridad por lo que se recomienda dejar un 20% adicional.

- ♦ **Análisis de Torque Vs Profundidad (Torque Requerido para Activar el Sistema de Contingencia).**

Figura 30. Diagrama de Torque Requerido Para Cortar los Pines de Contingencia Vs profundidad.



Fuente. Software Well Plan HALLIBURTON.

Torque Limite (Línea Roja). Indica los puntos débiles en caso de trabajar la sarta mediante rotación, en este caso el punto débil es torque del liner de 7" 26# New Vam (Máximo Make up Torque 8300 lbs.-ft).

Torque Requerido para Romper los Pines de Contingencia (Línea Negra). Indica el torque que se requiere aplicar en superficie para romper los pines de contingencia (asentamiento y/o liberación). En este caso la herramienta se asentará con 3 Pines de 1200 lbs.-ft cada uno, para un total de 3600 lbs.-ft. Dicho torque debe ser aplicado con la herramienta en compresión, es decir se debe aplicar peso a la herramienta (5000 lbs. a la profundidad de la herramienta) y girar a la izquierda. El torque requerido es de 11 000 lbs.-ft en superficie para que le lleguen 3600 lbs.-ft a la profundidad de la herramienta del liner hanger.

- ♦ **Análisis de Equivalent Circulating Density (ECD).** El cálculo de la ECD (Equivalent Circulating Density) es usado para determinar la velocidad optima de corrida del liner, sin exceder el gradiente de fractura de la formación; para este caso dicho gradiente es de 13 ppg, lo cual indica que se puede bajar a una velocidad de 30 ft/min; sin embargo esta información debe ser verificada en el pozo de acuerdo a los retornos o volúmenes desplazados durante la corrida chequeando que no ocurran perdidas de lodo a la formación, normalmente se calibra dicho volumen en tanque de viaje.

Tabla 2. Calculo de ECD durante la corrida del liner.

Company: PENDING				
Lease: WR				
Surge and Swab Analysis				
Well Geometry	Sec 1	Sec 2	Sec 3	Sec 4
Length of Each Annulus (ft)	5,700	35	455	3,886
Diameter of Each Annulus (in)	8.535	8.535	8.535	8.5
OD of Pipe Run in Each Annulus (in)	5	8.3	7	7
Addition Input Data				
Last Casing Shoe Depth (ft)	6,190			
Mud Weight (ppg)	11.86			
Plastic Viscosity (cp)	29			
Yield Point (lb/(100*in ²))	22	Min / Stand		
Desired Pipe Velocity (fpm)	30	3.1666667		
Results Surge & Swab in Annulus	Sec 1	Sec 2	Sec 3	Sec 4
Critical Velocity (fpm)	339	1,001	473	452
Fluid Velocity Due to Pipe Movement (fpm)	44	804	113	115
Induced Pressure Difference (psi)	48.10	171.14	28.10	252.71
Equivalent Change ECD (ppg)	0.1622764	0.7351423	0.7684089	0.9543634
Surge ECD (ppg)	12.022276	12.595142	12.628409	12.814363
Swab ECD (ppg)	11.697724	11.124858	11.091591	10.905637

	Input Well Parameters
	Input Running Speed in ft/min to calculate Surge and Swab
	Running Speed in Minutes per Stand
	Surge while Running in Hole
Section 1	Interval to Top of Liner
Section 2	Interval Across Liner Hanger
Section 3	Liner Lap Interval
Section 4	Open Hole Interval

Fuente. HALLIBURTON.

3.1.5 Procedimiento de Corrida.

- **Actividades de Pre-Trabajo.** Son medidas de seguridad tenidas en cuenta antes de realizar el trabajo, e incluyen actividades como: verificar tipos de rosca, diámetros y condiciones de las herramientas para realizar el trabajo sin complicaciones.

La base del casing donde el colgador de liner debe ser asentado tiene que tener las condiciones de medida adecuadas para el trabajo. Es aconsejable que se corra un raspador en la base del casing si este ha sido cementado.

- i. Torquear las conexiones del colgador de liner según los procesos internos de la compañía y conectar el pup joint 5" 4 ½ IF, con los valores correspondientes de torque.
 - ii. Instalar el conjunto de dardos de cementación de la corrida / herramienta de asentado en la mesa del taladro.
 - iii. Asegurarse que las juntas del drillpipe sean conejeadas a 2.625" para permitir el paso de la bola de asentamiento de contingencia de 2,5" durante el viaje corrida.
 - iv. La herramienta de asentado del colgador de liner y la cabeza de cementación deben tener conexión de 5" 4 ½ IF los crossover requeridos de la junta para el drillpipe son dados por la compañía operadora.
- **Proceso de Instalación.** Se inicia la operación en si con todas las respectivas medidas a tener en cuenta.

- i. Conejear la tubería de drillpipe a 2,625" como mínimo durante la corrida. Además se aconseja conejear cualquier elemento o junta que se utilice en la sarta de trabajo.
- ii. Realizar una reunión de seguridad antes de realizar el rig-up de los elementos del liner.
- iii. Instalar el zapato flotador y el collar flotador bajo la supervisión del company-man.
- iv. Levantar y correr el liner teniendo en cuenta el orden de cada uno de los elementos que se presentan a continuación en la Tabla. Cabe anotar que los elementos que se encuentran resaltados son suministrados directamente por la compañía prestadora de servicios que realiza el trabajo.

Tabla 3. Elementos de Corrida.

Longitud (Estimada)	Descripción	Conexión
2'	7" 26# Reamer Float Shoe	New Vam
80'	7" 26# New Vam K-55	New Vam
3'	7" 26# New Vam Float Collar	New Vam
80'	7" 26# New Vam Joint	New Vam
3'	7" 26# New Vam Landing Collar	New Vam
Requerido	7" 26# New Vam Joints K-55	New Vam
3.0'	Cross Over 7 5/8 33.7# New Vam Box * 7 26# New Vam Pin	New Vam
29'	7 5/8" x 9 5/8" 40-43.5# Liner Hanger with 10' TBR	New Vam
5'	5" 4 1/2 IF Drill Pipe Pup Joint	4 1/2 IF Box
Requerido	5" HWDP	4 1/2 IF
Requerido	5" DP	4 1/2 IF

Fuente. HALLIBURTON.

- v. Levantar el colgador de liner expandible ELH a la mesa del taladro usando grúa. Usar un pup-joint con tipo de rosca 5" 4 ½ IF para levantar la herramienta y tomar del extremo para evitar arrastrarlo sobre la planchada.
- vi. Instalar el dardo de cementación en la herramienta de asentado con conexión w/. 4 ½ 8 rd STC.
- vii. Lubricar el dardo con grasa.
- viii. Bajar lentamente el dardo dentro del liner para torquear el crossover.
- ix. Torquear la conexión del crossover al liner.
- x. Tomar medida de seguridad y precaución con el fin de prevenir daños en los elastómeros o en el colgador mientras se baja a través de las BOP.
- xi. Hacer el ensamblaje de la junta drillpipe - colgador. Levantar el ensamblaje y revisar el peso del liner, colgador y herramienta de trabajo.
- xii. Instalar el dardo de goma del drillpipe (fuera) para garantizar que este no caiga dentro del pozo.
- xiii. Con el colgador en superficie conectarlo al top drive y bombear lodo a través del liner para asegurarse de que los elementos de flotación no estén taponados. Circular el pozo a capacidad del liner a menos de que se esté seguro de que no hay nada dentro de este y registrar los parámetros de circulación (tasa de bombeo, presión de bombeo) como lo especifica las normas de la compañía prestadora de servicios.

- xiv.** Realizar nuevamente una reunión de seguridad con el equipo de perforación con el fin de checkear la velocidad de corrida y proceder a llenar.
- xv.** Mientras se corre el liner en el hueco, tener cuidado en no exceder el peso de 100 000 lb en la herramienta de asentado mientras se corre el liner. La velocidad limite está entre 1 a 3 min/std (dependiendo de las condiciones del hueco). Esto para mantener la presión de surgencia mínima y no sobrepasar el gradiente de fractura en el hueco abierto.
- xvi.** Llenar el drillpipe cada 10 paradas mientras se corre en el hueco revisando el volumen de llenado.
- xvii.** Cuando el zapato del liner llegue al zapato de casing hacer prueba de circulación y rotación de acuerdo a las especificaciones del especialista. Registrar presiones, caudales, torque y rpm.
- xviii.** Continuar corriendo el liner llenando la tubería cada 10 paradas. En caso de zonas con restricciones, se debe trabajar con la tubería llena tratando de pasar la zona: colocando peso, circulando y rotando, con una presión de circulación máxima de 3000 psi y el torque máximo dependiendo de la simulación de Torque y el Drag o de las especificaciones de la herramienta y el torque máximo en las roscas.
- xix.** Dar espacio a las conexiones de la sarta de trabajo para acomodar la instalación del manifold del equipo y así realizar la cementación y la expansión del colgador de liner. Se aconseja preferiblemente dejar 5 a 7 ft arriba de la mesa de trabajo.

- xx.** Levantar el manifold de cementación y volver a conectar la sarta de trabajo.
- xxi.** Levantar y chequear circulación en el fondo
- xxii.** Circular y acondicionar el pozo para la cementación mínimo dos veces reciprocando (Dos bajadas y dos subidas de tubería).
- xxiii.** Llevar a cabo la reunión de seguridad y procedimiento de revisión para la cementación y la expansión. Además se debe asegurar que el personal relacionado este en comunicación entre sí y de que todo el personal que este en la torre entienda las limitaciones de tiempo.
- xxiv.** Armar las líneas de alta presión para el manifold de cementación. Los datos de presión deben ser registrados con un segundo ejemplo durante la expansión.
- xxv.** Realizar prueba de líneas con 6000 psi.
- xxvi.** Cementar el liner según el programa de cementación.
- xxvii.** Después de bombear el cemento lavar las líneas hasta la cabeza de cementación antes de lanzar el dardo.
- xxviii.** No lanzar el dardo seguido del cemento. Se recomienda mandar de 5-10 bls de fluido espaciador inmediatamente después de desplazar el dardo del drillpipe.

xxix. Disminuir el caudal de bombeo a 3 bpm faltando 10 bbls para que el dardo del drillpipe enganche con el dardo del liner. El dardo del liner se rompe con aproximadamente (1350 +/- 500) psi de presión diferencial.

Nota: Mantener la tasa de bombeo aproximadamente de 3 bpm durante el desplazamiento de la lechada con el dardo en el drillpipe.

xxx. Al llegar el conjunto de dardos al landing collar la presión se incrementará a 1000 psi. En este momento, se debe registrar la presión y el volumen de retorno a superficie (Back flow).

xxxi. Hacer prueba de presión al colgador de liner 7" x 9 5/8.

xxxii. Tensionar la herramienta de asentamiento antes de expandir.

xxxiii. Presurizar a +/- 4300 psi a tasa de flujo constante de 1 bl/min para activar el flapper y registrar el volumen y la tasa bombeada.

Nota: Observar el pico de presión que indica que el flapper fue activado.

xxxiv. Presurizar para empezar la expansión, manteniendo constante la tasa de bombeo a 1 bpm y observando permanentemente el aumento en la presión. La expansión del colgador se debe iniciar más o menos entre 2800 psi y 4000 psi y durante esta la tasa se debe mantener constante (hasta que el colgador sea asentado). La presión disminuirá hasta que el baypass interno sea activado indicando que la expansión ha sido completa. Después de ello, se debe parar de bombear. Se toman los datos de presión alcanzados, tasas y volúmenes que se presentaron durante la expansión.

- xxxv.** Despresurizar el sistema, controlando y registrando todo el volumen de retorno.

Nota: Recolectar los datos de presión las tasas y los volúmenes usados durante la expansión.

- xxxvi.** Levantar la herramienta de asentado y tensionar a 70,000 lbs. para confirmar que el colgador ha sido asentado.
- xxxvii.** Dejar de tensionar y descargar el peso, para después aplicar 30 000 lbs. en la herramienta y así liberar el setting sleeve.
- xxxviii.** Levantar la herramienta de asentado y sacarla por encima del tope del liner

Nota: Observar y revisar la sobretensión de cada sección. Puede ser posible que se observen fluctuaciones del peso cuando la herramienta de asentado pase por los cinco elastómeros del colgador.

- xxxix.** Levantar la herramienta de asentado 30 ft arriba del tope del colgador y circular.
- xl.** Circular en reversa 1.5 veces la capacidad de la sarta de trabajo o hasta que el lodo este limpio (con una tasa de circulación de 15 bbl/min o 3000 psi de presión, lo que ocurra primero). Trabajar la salta del drillpipe mientras circula.
- xli.** Sacar toda la sarta junto con la herramienta de asentado del liner.
- xlii.** No rotar mientras se esté sacando la sarta ya que esto puede dañar la herramienta de asentado.

xliii. Cuando la herramienta de asentado este en la mesa se debe limpiar completamente antes de ser desmontada.

xliv. Finalmente, se puede continuar con el trabajo de perforación y completamiento.

▪ **Pruebas de Integridad.** Las siguientes pruebas se realizan una vez asentado el colgador de liner, con el fin verificar si el colgador ha sido asentado con éxito y no presenta fugas.

♦ **Prueba del Tope del Liner.**

i. Levantar la herramienta sentadora por encima del tope del liner y reversar 1.5 la capacidad del drillpipe. Si aún se encuentra cemento en el lodo reversado continuar reversando hasta que este se encuentre limpio; la tubería requiere ser movida todo el tiempo.

♦ **Prueba Positiva.**

- i. Cerrar las preventoras del anular o de tubería y presurizar el anular.
- ii. Asegurarse de que la presión aplicada más la presión hidrostática al tope del liner no exceda la presión de estallido del casting. Si eso ocurre se requiere un packer para hacer la prueba y aislar el casing.
- iii. Asegurarse que los tapones de cementación soporten la presión aplicada si el cemento aun no ha fraguado.

♦ **Prueba Negativa.**

Con Packer

- i. Correr el packer de prueba hasta unos 50 a 100 ft arriba del tope del liner.
- ii. Desplazar el fluido pesado con fluido más liviano.

- iii. Cuando el volumen de fluido liviano apropiado sea desplazado, sentar el packer y liberar cualquier presión en superficie. Además se debe estar atento monitoreando el pozo por cualquier fluido proveniente de este.

Sin Packer

- i. Levantar la herramienta sentadora a la profundidad requerida por encima del tope del liner.
 - ii. Circular un fluido más liviano y dejarlo en el pozo.
 - iii. Una vez el fluido liviano haya sido desplazado monitorear el pozo por cualquier fluido proveniente del mismo.
- **Contingencia.** Los siguientes procedimientos son tenidos en cuenta, en caso de que el mecanismo principal de asentamiento, flapper, no funcione.

Contingencia si el Flapper NO se Activa Hidráulicamente – Ruptura de Pines de Torque. En el evento de que el flapper no se active usando el método primario (hidráulico) el siguiente procedimiento servirá de guía para activar el flapper de forma mecánica para que así el liner hanger puede ser expandido y sentado,

- i. Inicialmente se debe poner la herramienta de asentamiento en compresión aplicando 5000 lbs. sobre la misma.
- ii. Seguido a esto se debe aplicar torque a la izquierda sobre la herramienta asentadora para romper los pines de torque. Estos pines de torque son determinados por el análisis de torque y arrastre; 1 - 8 máx. 11,400lbs, 1425 lbs. por pin.
- iii. Ahora, mientras se soporta el torque a la izquierda, se debe levantar 2 ft la tubería a la profundidad de la herramienta asentadora para activar el flapper. Finalmente se tensiona 40,00lbs sobre el peso de la sarta asegurándose que esta efectivamente se encuentra tensionada y se repiten los últimos pasos de asentamiento.

Nota: No mover la tubería hacia abajo después de levantar los 2 ft, esto liberaría la herramienta de asentamiento.

Contingencia si el Flapper NO se Activa – Asentamiento con Bola.

- i.** Poner la herramienta asentadora en tensión antes de expandir levantando 40 000 lbs. adicionales sobre el peso de la sarta de tubería.
- ii.** Lanzar la bola de asentamiento de 2 ½”.
- iii.** Permitir que la bola de 2 ½” baje por gravedad hasta la herramienta asentadora, así la bola caerá en la silla y permitirá el asentamiento y expansión del colgador. El tiempo de caída libre puede ser calculado usando la hoja de cálculo de acuerdo a las condiciones del pozo. La bola deberá viajar a 200 ft/min aprox. Por último, cuando la bola alcance el asiento, se debe aplicar presión para sentar el colgador y así repetir la secuencia final de asentamiento explicada con anterioridad.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Durante el presente capítulo se desarrolla un análisis económico para colgadores de liner convencionales y expandibles. Se consideran aspectos de campo, como costos por productos entre ellos, costos por servicios y finalmente costos en fallas y reparación para tecnología convencional.

4.1 COSTO POR PRODUCTOS

Los datos reportados en la Tabla 4. relacionan cifras económicas de los tres diferentes tipos de liner hangers: Mecánicos, hidráulicos y expandibles, considerando para este último caso un tipo de colgador 7" 26 # New Vam. Cada uno de los tres colgadores se encuentra con sus respectivos productos de fondo involucrados en la corrida.

Tabla 4. Costos por Productos para Colgadores de Liner.

COSTOS POR PRODUCTOS			
PRODUCTO	Colgador de Liner Mecánico	Colgador de Liner Hidráulico	Colgador de Liner Expandible
Liner Hanger/ Top Paker	\$ 50000	\$ 100000	\$ 120000
Crossover	\$ 3000	\$ 3000	\$ 3000
Down Plug/ Liner Wiper Plug	\$ 500	\$ 500	\$ 500
Landing Collars	\$ 3000	\$ 3000	\$ 3000
Float Collars	\$ 2500	\$ 2500	\$ 2500
Float Shoe	\$ 10000	\$ 10000	\$ 10000
TOTAL	\$ 69000	\$ 119000	\$ 139000

Fuente. Análisis Económico para Sistemas de Liners 2010, Halliburton.

Cabe destacar, como se evidencia en la tabla, que estos accesorios como lo son el crossover, down plug/liner, wiper plug, landing collar, float collar y float shoe,

son iguales para cada tipo de colgador, ya que no dependen de sí mismos, motivo por el cual el costo no varía para cada tipo de colgado.

Al observar el costo final por producto para cada tipo de colgador de liner se puede apreciar la notable diferencia de precios entre estos, a pesar de sus accesorios.

Analizando la relación entre colgadores tipo hidráulicos y de última tecnología, la elección sería prácticamente un hecho para estos últimos, ya que sus precios son bastante similares y ofrecen además un gran respaldo en cuanto a confiabilidad y excelente ejecución.

Por otra parte, al examinar la relación entre colgadores mecánicos y expandibles, la decisión podría reconsiderarse, ya que el valor de estos últimos es prácticamente el doble en relación con los colgadores mecánicos. Esto repercute en gran medida en la venta de este producto, pues a pesar de que los colgadores de liner expandibles ofrecen grandes beneficios, no resulta ser una oferta completamente tentativa dado su alto costo. Hecho que es uno de los principales inconvenientes de esta herramienta en su incursión al mercado.

4.2 COSTO POR SERVICIOS

En la Tabla 5. se muestra el costo por servicio de un colgador de liner expandible tipo 7" 26 # New Vam, de la misma clase analizada anteriormente.

Dado que estos precios son estándares en la industria a la fecha de hoy, el costo por servicios no depende de la herramienta a utilizar; es por esto que sólo se pueden considerar como factores que afecten el balance económico de estos colgadores en relación con los convencionales, leves variaciones vinculadas con la complejidad de la herramienta y el empleo de personal altamente capacitado,

en el cual el costo varía entre \$ 600 – \$ 800 día, de acuerdo a la compañía prestadora de servicio.

Tabla 5. Costos por Servicios de un Colgador de Liner Expandible.

COSTO POR SERVICIOS	
Movilidad	3.5 us \$/km
Setting Tool	3000 us \$/día
Cement Head	1000 us \$/día
Specialist	800 us \$/día
TOTAL	4800 us \$/día

Fuente. Análisis Económico para Sistemas de Liners 2010, Halliburton.

4.2.1 Ahorro de Tiempo basado en un pozo de 12 000 ft con 2000 ft @ Hueco Abierto. A continuación se presenta un análisis del ahorro en tiempo entre un proceso convencional, realizado con colgador mecánico o hidráulico y un proceso llevado a cabo con tecnología expandible.

Esta comparación es hecha, ya que uno de los aspectos importantes a tener en cuenta en la implementación de un colgador de liner es el ahorro en tiempo de la operación, y en cuanto a ello, los colgadores expandibles dado su diseño los hacen ser más rápido a la hora de ser corridos, cementados y sentados, como se muestra en la Tabla 6.

Se analizó también el costo de taladro. Esto teniendo como partida el costo en tierra como de \$ 35.000/día y en aguas profundas de \$350.000/día. El ahorro en cuanto a la implementación de un colgador de liner expandible es de \$739.375 para taladro en aguas profundas y \$73.938 en tierra.

Tabla 6. Ahorro de Tiempo entre un Colgador Convencional y un Colgador Expandible.

Proceso Convencional	Ahorro de tiempo con Colgador de Liner Expandible
Bajar a 3 min / parada.	4.2 horas
Cementación – Bajo gasto	0.5 horas
Instalar Empacador BL	16 horas
Perforar con Broca No- PDC	18 horas
Reparación de BL	12 horas
Total Tiempo Adicional	50.7 horas
<i>Ahorro Promedio en Aguas Profundas</i>	\$ 739.375 (\$ 350.000/día)
<i>Ahorro Promedio en Tierra</i>	\$ 73.938 (\$ 35.000 /día)

Fuente. Análisis Económico para Sistemas de Liners 2010, Halliburton.

4.3 COSTO POR FALLAS Y REPARACIÓN DE COLGADORES CONVENCIONALES

Estándares en la industria estiman entre un 20 - 25% de fallas en los colgadores convencionales, las cuales requieren alguna forma de reparación donde está involucrado un *Tiempo No Productivo* y un gasto adicional de equipo de perforación, como se muestra en la Tabla 7. Este inconveniente que se presenta comúnmente al utilizar colgadores convencionales, ha sido resuelto en gran medida mediante tecnología expandible, ventaja que los hace dueños de una de sus principales características ahorro en tiempo y eficacia en ejecución. Además, esto ha sido demostrado, puesto que de 2500 trabajos realizados en el mundo hasta mediados de 2010, sólo 50 han presentado fallas, contando con un 98% de confiabilidad.

Tabla 7. Costo por Fallas y Reparación de Colgadores Convencionales.

COSTOS POR FALLAS Y REPARACION		
PROCESO	TIEMPO DE REPARACION	COSTO DE REPARACION
Perdidas de Circulación - Cementar el BI	24 horas	\$ 20.000 -\$ 50.000
Sobredesplazamiento - Cementar Zapata	24 horas	\$ 20.000 -\$ 90.000
Falto Desplazar - Moler Cemento	4 horas	\$ 20.000 -\$ 50.000
El Colgador no Funciona	24 horas	
Herramienta Soltadora no Funciona	48 horas	Casing + Cemento
Pre-Anclaje Prematuro	120 horas	
Tiempo Total de Reparación	244 horas	
20% Riesgo de Espera	48.8 horas	
<i>Ahorro Promedio Aguas Profundas</i>		\$ 711.667 (\$ 350.000/día)
<i>Ahorro Promedio en Tierra</i>		\$ 71.167 (\$ 35.000/día)

Fuente. Análisis Económico para Sistemas de Liners 2010, Halliburton.

5. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta la descripción de los tres tipos de colgadores de liner disponibles en la industria: mecánicos, hidráulicos y expandibles, se concluye que el más efectivo es el colgador de liner expandible, debido principalmente a su limitado manejo de piezas mecánicas y la implementación de elastómeros en su estructura, los cuales lo hacen más confiable a la hora de ser corrido y asentado, evitando así trabajos adicionales que conlleven a pérdida de tiempo y dinero.

El colgador de liner expandible como una herramienta altamente desarrollada presenta un precio o costo por servicio que a pesar de ser elevado, no es realmente significativo si se evalúa y compara con las demás tecnologías disponibles, pues su funcionamiento presenta un mayor grado de confianza, cerca del 98 % en relación con 75% y 80% para los mecánicos e hidráulicos, respectivamente, de acuerdo a estudios de campo realizados en el golfo de México y experiencias obtenidas a nivel mundial.

Aunque los colgadores de liner expandibles son los más costosos en la industria, compensan a un mediano plazo el costo de su implementación, a diferencia de los colgadores convencionales, los cuales generan mayores gastos en operación asociados a fallas y pérdidas de tiempo en su reparación, convirtiendo dichos gastos en flujo adicional de caja.

Aunque actualmente el potencial de esta herramienta en la industria no se encuentra totalmente desarrollado, se espera a mediano plazo que su escaso conocimiento y aplicación sean sólo asunto del pasado, pues el colgador de liner expandible con su tecnología, posee las características tanto técnicas como operacionales, para considerarse un elemento de alto rendimiento.

6. RECOMENDACIONES

Para este caso, se recomienda la implementación de un colgador expandible para un liner de 7" 26# con tipo de rosca New Van.

Además, se recomienda no aplicar una tensión superior a 200 000 lb en caso de pega.

Se recomienda también la implementación de un zapato rimador para deslizar suavemente el liner.

Además, es aconsejable para respaldar todas las consideraciones anteriores, realizar simulaciones de torque y arrastre y cálculos de ECD con el propósito de conocer las condiciones límites de corrida y evitar fracturar la formación o suavear el pozo.

Finalmente, se aconseja aplicar un torque máximo de 7000 lb-ft, pero este no ser aplicado cuando se esté desplazando la lechada de cemento, debido a la geometría del pozo y a un posible empaquetamiento.

BIBLIOGRAFIA

BASIC DESIGN AND MAINTENANCE INSTRUCTIONS, Halliburton Cement Head Assembly, Halliburton, No D00321640: April 2009.

CANTU J, Anadarko Petroleum Corporation; Smith P and Nida R, Halliburton Energy Services, Inc, Expandable Liner Hanger Application in Arduous Well Conditions Proves Reliability: A Case History. SPE 88510, Society of Petroleum Engineers Inc. 2004.

COLGADOR CON EMPAQUETADOR MECÁNICO PRODUCTO 0816, Guía de Herramientas, Colgadores de Casing, Tacker Oil Tools Solutions. 2008.

COLGADOR DOBLE AGARRE PRODUCTO 0817, Guía de Herramientas, Colgadores de Casing, Tacker Oil Tools Solutions. 2008.

COLGADOR HIDRÁULICO PRODUCTO 0801, Guía de Herramientas, Colgadores de Casing, Tacker Oil Tools Solutions. 2008.

COLGADOR HIDRÁULICO ROTATIVO PRODUCTO 0812, Guía de Herramientas, Colgadores de Casing, Tacker Oil Tools Solutions. 2008.

COLGADOR MECÁNICO PRODUCTO 0810, Guía de Herramientas, Colgadores de Casing, Tacker Oil Tools Solutions. 2008.

CRAFT, B., Holden, E.D. y Graves, Jr. "Well Design Drilling and Production". Prentice Hall, INC. Englewood Cliffs, New Jersey. 1962.

ELLIS, H. "Drilling Engineering Handbook". International Human Resources Development Corporation. Boston.1925.

EXPANDABLE LINER HANGER SYSTEM. Assembly, Disassembly, and Test Procedures, Halliburton: July 2006.

HALLIBURTON CEMENTING CASING EQUIPMENT AND ACCESSORIES, Halliburton Energy Services. 2001.

LINER HANGERS HANDBOOK, Smith Services. 2008.

MORGAN, R., Cornette, H., and COOPER, D. Halliburton Company: Special tools.

MOTA J., Campo D., and Menezes J. Shell Exploration and Production Co; Smith P and Jackson T, Halliburton Energy Services, Inc. Rotary Liner Drilling Application in Deepwater Gulf of Mexico. IADC/SPE 99065, Society of Petroleum Engineers Inc. 2006.

REDTECH, VersaFlex® Liner Hanger System, Bringing Simplification and Reliability to Liner Hanger Installation, Halliburton, 2007.

SEUNG, L., Yong, K., Ou, K., and Basker, M., Oil Corporation, James, W., Tance, J., Irwan, N., and Lim Derek. Lessons Learned from Highly deviated Openhole Completions in Two HP/HT Retrograde Gas-Condensate Fields Using Expandable Liner Hangers, External-Sleeve Inflatable Packer Collars, and Swellable Packers for Zonal Isolation, Halliburton, IADC/SPE 114789. 2008.

SMITH P., and Williford J. Case Histories: Liner-Completion Difficulties Resolved with Expandable Liner-Top Technology. Halliburton Energy Services, Inc. Paper 2006-103.

TECHNICAL MARKETING DOCUMENT: VERSAFLEX® LINER SYSTEMS, CEMENTED LINERS, Halliburton Completion Tools, Halliburton: 2009.

TECHNOLOGY BULLETIN: NEW CEMENTING PLUG SYSTEM FOR USE WITH VERSAFLEX® LINER HANGERS, Completions Tools, VF-08-004. USA, Halliburton. 2008.

VERSAFLEX® SELECT EXPANDABLE LINER HANGER SYSTEM, Completion Solutions, Halliburton. 2009.

WALVEKAR S., and Jackson T., Halliburton Energy Services, Inc. Expandable Technology Improves Reliability of Conventional Liner Hanger Systems. IADC/SPE 99186. 2006.

WARDAK A., Williford J., Walker A., Halliburton; and Nughaimish F., Aramco. Ensuring Success on an Extended Reach Well: Expandable Liner Hangers and the Use of Advanced Software Modeling. SPE 117043. Society of Petroleum Engineers. 2008.

WILLIFORD J., and Smith, P. Expandable Liner Hanger Resolves Sealing Problems and Improves Integrity in Liner Completion Scenario, Halliburton Energy Services, Inc. SPE 106757. 2009.

WORLD OIL, The Composite Catalog of oilfield equipment & services, 45 Edition. March 2002.