

COLGADOR EXPANDIBLE PARA LINER USADO EN TERMINACION Y FRACTURA DE POZO EXPLORATORIO HPHT EN ARGENTINA

Autores:

Roger Delgado:	Halliburton Latin America
Germán Martínez:	Halliburton Argentina S.A.
Darío Buzaglo:	Petrobrás Energía

SINOPSIS

El pozo exploratorio de características HPHT que aquí se menciona, corresponde a la primera aplicación de la tecnología de colgador expandible en Argentina. La instalación permitió mejorar experiencias anteriores con sistemas convencionales y continuar la fase operacional.

Se discutirán en este documento: capacidades del sistema durante la corrida en el pozo con lodo de alta concentración de material densificante, procedimiento de cementación (atípico en cementaciones convencionales de liner), propiedades y otras consideraciones adicionales para el diseño de las lechadas de cemento, confirmación de anclaje del colgador y confirmación de aislamiento en el tope del liner.

Los tecnología de tubulares expandibles ha dado lugar a variadas aplicaciones en la industria de pozos de petróleo y gas (**Ref. 1**).

Como parte de esta evolución, el colgador expandible para liner, es una herramienta adicional actualmente probada en terminación de pozos, que ofrece una alternativa al colgador convencional de cono y mordazas.

La liberación sencilla de la herramienta fijadora después de la expansión, fue determinante para la culminación de las operaciones. No requirió determinación de punto libre para liberar con rotación, ni presión para operar sistema alguno de liberación hidráulica.

El aislamiento del tope del liner se confirmó mediante prueba positiva y negativa. El sello lo logran varias bandas elastoméricas que al contacto con la cañería, actúan como aisladores hidráulicos y como sujetadores del peso del liner (no hay mordazas en el colgador).

La operación simple y combinada de herramienta fijadora y colgador expandible es clave para permitir movimiento del liner durante la cementación.

El tope del liner, estuvo expuesto a presión de fractura, operación necesaria para la evaluación del potencial de producción del pozo. Se incluye información de la misma como indicación adicional del aislamiento en el tope del liner.

INTRODUCCION

Las operaciones de corrida de liners y cementación, normalmente son reconocidas como riesgosas. Dentro de la posible variedad de fallas se podrían mencionar: el liner no llega a fondo, el colgador se pre-asienta en el viaje, el colgador no fija, el liner queda pegado durante la corrida, la herramienta fijadora no desancla del colgador, el empaquetador o Top-packer no sostiene presión, etc.

Debido a inconvenientes surgidos durante la corrida e instalación de un liner de 4 ½" asociados a la dificultad del pozo por las altas presiones y temperaturas de fondo, surgió la necesidad de contar con

una alternativa de colgador más tolerante a condiciones adversas como posible concentración excesiva de material densificante que permitiera una corrida fácil y segura del liner hasta fondo y también una desvinculación confiable luego del trabajo de cementación.

En este documento, se mencionan como se resolvió la necesidad usando un colgador-packer de tipo expandible. Este trabajo correspondiente a la primera aplicación de esta tecnología en Argentina.

La tecnología de tubulares tiene un gran potencial de aplicaciones. En el caso de los colgadores tipo expandible para liner, se ha tenido una gran aceptación desde su introducción a la industria (**Ref. 2**).

ANTECEDENTES DEL POZO

Durante las operaciones del pozo HPHT en la primera etapa del proyecto, la formación de interés fue perforada con una sola broca de 6" con lodo base formiato de sodio de 1260 g/l. Luego de un viaje para correr perfiles eléctricos, se advierte presencia de bolsones de gas y movimiento de fluido durante las pruebas de flujo, por lo cual se inicia a densificar. Finalmente se decide suspender los perfiles y bajar liner directamente, cuando la densidad ya se había incrementado hasta 1550 g/l utilizando densol.

Durante la corrida del liner con el fin de controlar el pozo, se requiere incrementar densidad hasta 1950 g/l. Luego de realizada la cementación, y siguiendo los procedimientos normales, no fue posible desanclar la herramienta fijadora del colgador de liner de 4 ½" x 7", luego de la operación de cementación. Presumiblemente, la causa del evento está relacionada a tiempo de maniobra prolongado antes de intentar la operación de desanclaje y/o a la depositación de algún tipo de material en alguna parte del sistema de herramientas.

Las herramientas que quedaron en fondo fueron liner, sistema colgador, con algunas barras de sondeo y HWDP (Heavy Weight Drill Pipe: barra de sondeo extrapesada).

Se realizaron varios viajes con caños lavadores y zapato calzado, logrando lavar aprox. 11m debajo del tope de pescado (casi un caño de HWDP), después del cual fue imposible continuar con estas operaciones debido a las deformaciones constantes que sufrían los caños y el zapato.

Ante las dificultades y el poco avance que se venía observando, se decidió colocar un tapón arriba del pescado y suspender temporalmente la operación para reevaluar las alternativas, como eran continuación con las operaciones de pesca ó programar un futuro sidetrack (ventana lateral).

NUEVA SOLUCION

Considerando la continuación de la operación de pesca, como riesgosa por los antecedentes anteriores, sumados a la presencia de algunos bolsones de gas que hacían presumir alguna migración a través del cemento detrás del liner, se decidió continuar con la opción del sidetrack.

De acuerdo a la revisión del programa de perforación del sidetrack, la densificación del lodo sería nuevamente necesaria para control de pozo. Por tanto se hizo indispensable contar con la opción de un sistema de colgador que pudiera tolerar en mayor medida la concentración de material densificante y permitiera completar la operación de cementación en forma exitosa.

El colgador que aquí se discute, es de tipo Expandible, el cual ofrece ventajas adicionales sobre los sistemas convencionales, debido a su diseño para correr y cementar liners en condiciones de pozo difíciles, al tiempo que brinda sello gas-tight (a prueba de gas).

El nuevo tipo de colgador Expandible, incorpora bandas elastoméricas que brindan anclaje a la cañería y también sello hidráulico, es decir ambas funciones son realizadas por el mismo elemento, funcionando a la vez como colgador y Top-packer (packer superior de un colgador de liner, normalmente fijado con peso).

Entre otras, las características de este sistema de “colgador-packer” Expandible y herramienta fijadora, que brindaron confiabilidad para trabajar en las condiciones de alta concentración de material densificante, presentes en la segunda etapa de perforación de este pozo HPHT están:

- La presencia de un elemento sellante cerca al borde superior del PBR (Polished Bore Receptacle: Receptáculo Pulido Superior, también llamada camisa pulida o tie-back).

Esta característica localizada en el borde superior del tie-back, evita que materiales extraños como lo es material densificante decantado o similares, incurriera en el sistema de la herramienta fijadora y colgador Expandible. Por tanto el atascamiento por esta razón queda eliminado.

Haciendo un paralelo con un sistema convencional, esta característica se podría catalogar como si fuese un pack-off de tipo recuperable (elemento generalmente rotatable en otros sistemas de colgador, que brinda sello entre colgador y herramienta fijadora).

- Por otro lado, el diseño dedicado de la entrada de la cámara hidráulica de la herramienta fijadora, por donde se transmite la presión de expansión en el momento de fijado del colgador.

La combinación de múltiples puertos de gran área y un diseño elaborado del conducto comunicador de presión a la cámara hidráulica en la herramienta fijadora, hace que la entrada de materiales sólidos indeseados hacia el sistema por esta vía, sea extremadamente difícil.

Como comparación, en un sistema de colgador hidráulico convencional, los puertos que comunican la presión desde el interior del liner al pistón del colgador están presentes en el colgador mismo y son pequeños, por tanto son más susceptibles de falla.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL COLGADOR EXPANDIBLE

El colgador tipo Expandible fue usado en la segunda etapa de perforación del pozo, para la corrida de liner de 4 ½” x 7”. El colgador se expande hidráulicamente mediante la herramienta fijadora.

Como ventajas adicionales, se puede mencionar que el “colgador-packer” Expandible, no tiene incorporado en sí mismo, ni mordazas, ni mecanismos de fricción, ni cilindros o pistones hidráulicos o mecanismo de sentamiento similar alguno. El mecanismo de sentamiento sólo está incorporado en la herramienta fijadora, y la misma es recuperada completamente una vez realizada la operación de cementación y colgado. El “colgador-packer” expandido se puede comparar análogamente a un caño con elastómeros (ver últimas representaciones que aparecen en las **Figs. 1C y 2**); de esta forma se eliminan posibles fugas potenciales en la corriente de flujo del pozo.

La ausencia de mecanismos de colgado mecánico, permite que el “colgador-packer” Expandible pueda ser girado o reciprocado en el pozo (**Ref. 4 y 5**), durante la corrida del liner de ser necesario, o durante la cementación, sin correr el riesgo de expandir el “colgador-packer”. La capacidad de torque del “colgador-packer” usado fue de 15500 lb-ft.

Bajo condiciones de difícil acceso en agujero abierto, con este diseño de “colgador-packer” se puede correr el liner rimando. La multiplicidad de bandas elastoméricas brinda muchas más probabilidades de llegar a fondo en condiciones extremas y aún tener capacidad de colgado y sello (en la **Ref. 4** se puede encontrar un caso histórico de corrida en muy difíciles condiciones). El sistema, “colgador-packer” Expandible tiene una alta capacidad de caudal (**Fig. 1**).

Los componentes del “colgador-packer” Expandible, son básicamente tres, con sello metal-a-metal entre sí, brindando mayor confiabilidad del sistema.

Cuerpo Expandible

Este tipo de “colgador-packer” Expandible, cuenta con varias bandas elastoméricas en la sección denominada cuerpo expandible. Las bandas quedan comprimidas haciendo contacto con la cañería (ver **Fig. 3**), casi eliminando el espacio anular entre el colgador y cañería (**Ref. 3 y 4**). Las bandas elastoméricas brindan gran capacidad de carga axial (para colgado del liner y también soporta tensión) eliminando la necesidad de mordazas y brindan hermeticidad hidráulica (**Refs. 1, 2, 3, 4, 5 y 6**). Las bandas elastoméricas del “colgador-packer” usado permiten trabajar hasta una temperatura de 400 gradF. La dureza de la cañería de soporte para el “colgador-packer” no afecta la capacidad de peso colgado.

PBR

En la parte superior del “colgador-packer”, arriba del cuerpo expandible, se localiza el Tie-Back (PBR o receptáculo pulido superior). Este puede ser usado posteriormente para diversos fines como la prolongación del liner, producción, etc.

Camisa de Vinculación

En la parte inferior del “colgador-packer”, debajo del cuerpo expandible, se localiza la camisa de expansión. La misma está vinculada a la herramienta fijadora. La vinculación tipo embrague, elimina las roscas de corrida / liberación que hacen parte de muchos colgadores convencionales. El diseño de este sistema expandible deja expuesta una trayectoria de pasaje sin restricciones (**Ref. 5**).

CARACTERISTICAS SIGNIFICATIVAS DE LA HERRAMIENTA FIJADORA

La complejidad de un sistema colgador y herramienta fijadora convencional, ahora sólo se encuentran exclusivamente en el diseño de la herramienta fijadora para este nuevo sistema “colgador-packer” Expandible. Como la misma es recuperada al final del trabajo, sólo queda en pozo el colgador expandido, el cual no tiene ningún tipo de pistones o cilindros hidráulicos que usan colgadores convencionales. Las fugas potenciales quedan eliminadas, ya que sólo hay sello metal-a-metal entre los componentes del “colgador-packer” expandido (ver últimas representaciones que aparecen en las **Figs. 1C y 2**).

La capacidad de rotación y de transmisión de carga axial durante la corrida del liner en hueco abierto y/o durante la cementación, se transmite desde la herramienta fijadora hacia el colgador, gracias a un sistema de embrague o tipo collet. La capacidad de torque para el tamaño usado en este pozo fue de 15500 lb-ft.

El diseño especializado de la cámara hidráulica de la herramienta fijadora, está hidráulicamente balanceado. Esto significa que la presión interna en el sondeo y liner (el caso más crítico si se pierde circulación por eventos de pozo) no tiene ningún efecto para iniciar la expansión del colgador. Este es un beneficio significativo si se compara con un colgador hidráulico convencional. En este sistema de “colgador-packer” Expandible, sólo cuando la bola de expansión llega al asiento de la herramienta fijadora, se tienen las condiciones necesarias de iniciar el proceso hidráulico de expansión.

Una vez se realiza la expansión hidráulica del “colgador-packer”, se puede confirmar el anclaje mediante tensión (generalmente 30 a 50 toneladas) por encima del peso registrado del sondeo y liner. Esto es posible porque las bandas elastoméricas del colgador soportan cargas en ambas direcciones (peso y tensión).

El procedimiento como la herramienta fijadora se desvincula del “colgador-packer” expandido es realmente simple. Sólo basta mover el sondeo hacia abajo, para desactivar el mecanismo del collet (embrague) que une la herramienta fijadora a la camisa de vinculación en el colgador.

Los siguientes son algunas de los componentes de la herramienta fijadora.

Entrada a la Cámara Hidráulica

Retomando lo expuesto anteriormente, los puertos múltiples y de gran área, sumados al diseño elaborado de la admisión a la cámara hidráulica, hacen extremadamente difícil la entrada de materiales extraños al sistema.

Sección de flujo múltiple

Incorpora múltiples puertos y áreas de flujo de comunicación independiente. Algunos sirven para transmitir la presión de expansión a la cámara hidráulica. Otros, para desviar hacia el espacio anular del sondeo, el mismo volumen de fluido introducido durante la expansión del “colgador-packer”.

Incorpora el elemento sellante cerca de la parte superior del Tie-Back (PBR), eliminando la intrusión de elementos extraños, por ejemplo decantación de material densificante, como se mencionó anteriormente. Esto tiene el beneficio de que la herramienta fijadora pueda ser recuperada.

Cono de Expansión

Es el elemento responsable de la expansión del colgador, empujado por la presión en el sondeo. Su diámetro está relacionado al peso de la cañería de soporte donde se realizará la expansión.

Collet (Embrague)

Encargado de transmitir cargas axiales y de torsión al colgador y liner. El mismo está vinculado a la Camisa de Vinculación del “colgador-packer”.

SECUENCIA DE EXPANSION HIDRAULICA

Existe una diferencia fundamental en la operación de cementación y colgado de liner, usando un “colgador-packer” Expandible si se compara contra otros sistemas convencionales. En la aplicación aquí discutida, la cementación se realiza primero (se puede acompañar de movimiento del liner rotación y/o reciprocación), y luego se realiza la expansión.

La secuencia de instalación y expansión es la siguiente (Ver **Fig. 2**):

- Correr liner a fondo.
Se puede acompañar de rotación / rimado, y/o reciprocación.
- Bombear cemento.
Se puede acompañar de rotación y/o reciprocación.
La capacidad de caudal es más alta que en un sistema convencional.
- Soltar bola.
Puede ser bombeada o esperarse a que caiga por gravedad.
- Presurizar el “colgador-packer” contra la bola.
Aplicar la presión de expansión necesaria de acuerdo al tamaño del colgador.

- Se aclara que no se usa collar asiento, sino que la bola se aloja en un asiento de la herramienta fijadora.
- Confirmar anclaje aplicando tensión al colgador expandido.
Sobretensionando por encima del peso registrado de sondeo y liner (generalmente 30 a 50 toneladas).
También se puede confirmar anclaje ó expansión del “colgador-packer”, presurizando el pozo, puesto que no hay necesidad de esperar a que el cemento frague (**Ref. 5**).
 - Desvincular herramienta fijadora del “colgador-packer”.
Mover el sondeo hacia abajo.

Luego de desvincular la herramienta fijadora, se puede quebrar un caño de sondeo y circular el exceso de cemento. Así no habrá necesidad de rotar cemento arriba del “colgador-packer”, lo cual introduce un ahorro en tiempo de equipo.

REQUERIMIENTOS EN LAS LECHADAS DE CEMENTO

El exceso de cemento arriba de un colgador se ha adoptado como una práctica en la industria por diversas razones. Permite confirmar que efectivamente el cemento ha cubierto todo el espacio anular del liner; además se confía que el mismo contribuirá a algún tipo de aislamiento del liner en la zona de entrecruce ya que esta zona queda comunicada a la configuración interna del pozo. El exceso de cemento arriba de un colgador, debe ser rotado en un sistema convencional.

En los casos donde el aislamiento en el tope del liner es prioritario, se corre un top-packer arriba del colgador. El top-packer puede ser corrido en un segundo viaje o integral con el colgador (**Fig. 1**).

Por su configuración, el “colgador-packer” tipo Expandible, no requiere cemento en exceso, debido a que brinda un sello en el mismo proceso de expansión o colgado del liner.

En el pozo exploratorio HPHT objeto de esta aplicación, el volumen de cemento diseñado para la operación fue el necesario para cubrir el liner en agujero abierto y parcialmente el entrecruce, cercano al “colgador-packer” sin exceso. El entrecruce fue de 138m a partir de la ventana localizada a 3327m.

Se prepararon dos lechadas de cemento. La lechada cabecera se preparó de características especiales, considerando que algún volumen pudiera sobresalir del tope del “colgador-packer”. La lechada de cola o principal no tuvo requerimientos particulares.

La temperatura estática de fondo a 3750m, fue estimada en el rango de 300 a 310 gradF, y en la ventana de 280 a 290 gradF. En la **Fig. 4**, se muestra el perfil de temperatura estática estimada en el pozo. El programa de lodos se muestra en la **Tabla 1**.

La característica buscada en la lechada cabecera, fue lograr un tiempo de retardo suficiente, para realizar la operación de cementación hasta el punto de circular un posible remanente de cemento por arriba del colgador. La prueba de laboratorio realizada en el consistómetro para esta lechada, fue no API, simulando una fase en movimiento (tiempo estimado de preparación y bombeo de cemento), seguido por una fase estática (simulando la llegada de la bola a profundidad) y finalmente otra fase en movimiento (tiempo estimado de circulación de posible exceso de cemento arriba del colgador, hasta superficie).

En la **Fig. 5**, aparece la curva de resistencia a la compresión programada para la lechada cabecera, programada de acuerdo al tiempo de retardo diseñado a una temperatura de circulación en fondo estimada en aprox. 248 gradF. Los componentes de las lechadas de cementación figuran en la **Tabla 2**.

Se prestó atención a la la jerarquía de densidades y viscosidades en el orden lodo/colchón/cemento/lodo, a fin evitar contaminación del cemento y asegurar una adecuado barrido del lodo y limpieza del revoque, siguiendo las mejores prácticas de cementación. Los datos reológicos de los fluidos se muestran en la **Tabla 3**.

El tiempo de bombeabilidad de la lechada principal o de cola, fue de 3.5 horas, según se aprecia en la **Fig. 6**.

SECUENCIA OPERATIVA EN EL POZO

Se corrió liner de 4 ½” en longitud de 558m en el agujero abierto perforado con 2 brocas bicéntricas 4 ¾” x 6” x 7”. El collar flotador fue instalado 3 caños arriba del zapato flotador. No se incluyó collar asiento como lo requieren sistemas convencionales de colgador hidráulico, puesto que las herramientas aquí usadas no lo requieren. Se hizo carrera de calibre en el liner con equipo de línea de alambre.

Luego de conectar el sistema herramienta fijadora con “colgador-packer” Expandible, se realizó prueba de circulación en superficie (liner y “colgador-packer” dentro de cañería). De igual forma, se realizó prueba de circulación y torque cuando el zapato flotador alcanzó la ventana a 3326m.

Una vez el liner llegó a fondo, se acondicionó pozo circulando lodo a 4 bpm, reciprocando la sarta, por espacio de 4 horas aprox. La desviación del pozo en el agujero abierto luego del sidetrack fue de 16grados.

El bombeo de los fluidos (colchón, lechada cabecera retardada, lechada principal y lodo de desplazamiento), se realizó de acuerdo al diseño preliminar. La distribución y secuencia de fluidos programada se puede apreciar en la **Fig. 7**. El tapón limpiador de liner y torpedo de sondeo, hicieron tope tapón en el collar flotador; se chequeó funcionamiento de equipo flotador.

Se soltó bola en superficie, y se llevó desplazada a 2 bpm, tardando aprox. 25 minutos en llegar a su asiento en la herramienta fijadora. La expansión del “colgador-packer” se realizó a 0.7 bpm con 7000 psi en superficie, la cual cayó a 0 psi indicando expansión del cuerpo expandible del “colgador-packer”.

El “anclaje” o expansión de la cantidad redundante de las bandas elastoméricas presentes en el “colgador-packer” se confirmó, tensionando 31 toneladas de sobretensión por encima del peso combinado de sondeo y liner registrado antes de la cementación.

Posteriormente se procedió a desvincular la herramienta fijadora del “colgador-packer” expandido moviendo el sondeo hacia abajo (es decir se descargó peso). Se levantó nuevamente el sondeo y se confirmó la pérdida de 10 toneladas de peso, correspondientes al liner.

Luego de quebrar la cabeza de cementación, se continuó circulando con el Top Drive por directa, a 6 bpm para remover cualquier posible exceso de cemento arriba del colgador de acuerdo a la facilidad que para esto permite el diseño del colgador-packer. Se recuperó en superficie colchón lavador sin evidencias de cemento (no se esperaba cemento arriba del colgador de acuerdo al diseño de volúmenes).

La herramienta fijadora fue recuperada en superficie, en condiciones normales de operación.

OPERACIONES POSTERIORES EN POZO

Posteriormente durante el reinicio de operaciones para completar el pozo, se realizó prueba positiva y negativa, colocando packer de ensayos en cañería de 7" por arriba del "colgador-packer". Se confirmó en esta prueba la hermeticidad hidráulica (la misma también se pudo haber realizado inmediatamente después de expandido el "colgador-packer" pero no fue este el caso).

El pozo fue finalmente completado en cañería de 7" con tubería de producción de 3 ½". En la **Fig. 8**, se aprecia el estado final de la instalación del pozo. Con la completación instalada, la zona de interés fue sometida a operación de fractura tal como se puede ver en la **Fig. 9**. No se observó manifestación atípica durante la operación, por lo que se infiere que el equipo de fondo de pozo incluída la instalación de completación se comportó de acuerdo a su diseño.

CONCLUSIONES

- La operación de corrida de liner, bombeo de cementación y expansión del colgador-packer demostró ser simple y confiable en un pozo de alta presión y alta temperatura.
- La operación de colgado de liner y de aislamiento del mismo, se realizó en un solo viaje, ahorrando tiempo de equipo y evitando gastos remediales.
- Se confirmó capacidad de movimiento del liner y colgador, previo a ingresar al hueco abierto (reciprocación y rotación) y durante el acondicionamiento del pozo (reciprocación).
- El requerimiento de lechada de cemento retardada en la zona del colgador-packer, se puede diseñar con las procedimientos actuales de cementación.
- El anclaje (expansión) del colgador fue comprobado, con 31 toneladas de sobretensión (por encima del peso de liner y sondeo registrado subiendo).
- Se confirmó que la herramienta fijadora tuvo una liberación simple del colgador-packer expandido, de acuerdo a su diseño de vinculación. Tampoco hubo manifestación de pega de herramienta fijadora al colgador, en presencia de lodo con material densificante, confirmando aislamiento adecuado del sistema hidráulico en la herramienta fijadora.
- La capacidad de circulación luego de la expansión del colgador-packer una vez efectuada la desvinculación de la herramienta fijadora, quedó demostrada. Si bien no se recuperó cemento como era de esperarse de acuerdo al diseño de cementación, se recuperaron retornos de colchón espaciador.
- La hermeticidad inmediata del colgador al anular del liner, contribuye a disminuir el riesgo de posible migración de gas manifestado en la primera etapa de perforación del pozo.
- El colgador pasó los ensayos de presión positiva y negativa, realizados posteriormente con herramientas de ensayo. El colgador también estuvo expuesto a operación de fractura.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la organización de Petrobrás Energía Argentina y a Halliburton Argentina S.A., por su soporte en la ejecución de este trabajo.

Se hace extensivo el agradecimiento a las personas y compañías que participaron en las reuniones preliminares así como al personal de operaciones, que contribuyeron con sus ideas y sugerencias, para la culminación del trabajo de campo.

REFERENCIAS

1. Mike Bullock, Tom Grant, Rick Sizemore, Chan Daigle, Pat York: "Using Expandable Solid Tubulars to Solve Well construction Challenges in Deep Waters and Maturing Properties", documento IBP 275-00 presentado en 2000 Rio Oil & Gas Conference, en Rio de Janeiro, Brasil, Octubre 2000.
2. C. Lee Lohoefer, Ben Mathis, David Brisco, Kevin Waddell, Lev Ring and Patrick York: "Expandable Liner Hanger Provides Cost-Effective Alternative Solution", documento IADC / SPE 59151 presentado en 2000 IADC / SPE Drilling Conference, en New Orleans, Febrero 23-25 2000.
3. Melvin J. Moore, M.J., Campo, D.B., Hockaday, J. L., Ring, L.: "Expandable Liner Hangers: Case Histories,": documento OTC 14313 presentado en la 2002 Offshore Technology Conference, en Houston, Texas U.S.A., 6-9 Mayo 2002.
4. Cantu, J., Smith, P., Nida, R.: "Expandable Liner Hanger Application in Arduous Well Conditions Proves Reliability: A Case History," documento SPE 88510 presentado en la SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, en Perth, Australia, 18-20 Octubre 2004.
5. Pete Smith, James Williford: "Expandable Liner Hanger Resolves Sealing Problems and Improves Integrity in Shallow Liner Completion Scenarios", documento presentado en el Congreso IAPG de 2005, Buenos Aires, Argentina, Octubre 2005.
6. Santiago F. González P., José L. Resendiz R: "Aplicación de colgador expansible y cemento espumado en la División Marina", documento publicado en Revista informativa de PEMEX, Diciembre 2004.

Tabla 1. - Propiedades del Lodo programadas

Densidad p/perforar 3400-3600m , qr/lit	1350
Densidad p/perforar 3600-3750m, qr/lit	1550
Densidad p/perfiles y bajada liner, qr/lit	1550-1600
Densidad p/cementar, qr/lit	1800-1850
Viscosidad Embudo, Seq/qt oal	45 – 50
Viscosidad Plástica, Cp	10 – 14
Punto Cedencia, Lb/100ft ²	12 – 16
Geles, lb/100ft ²	4-7/6-10/12-14
MBT, kg/m ³	Mínimo
Sólidos totales, % V	15-20%, p/1850

Tabla 2. - Datos de Lechadas de Cementación

	L. Cabecera		L. Principal	
Cemento (cantidad y clase)	70 Bolsas	Clase "G"	90 Bolsas	Clase "G"
FC-52L	5,0%	175 Lts	6,0%	270 Lts
FT-4	0,4%	14 Kg	0,6%	27 Kg
AE-11L	0,2%	7 Lts	0,2%	9 Lts
SR-06	1,6%	56 Kg	1,2%	54 Kg
SILICE	35,0%	1225 Kg	35,0%	1575 Kg
HEMATITA	11,0%	385 Kg	22,0%	990 Kg
SGS-500L	5,0%	175 Lts	4,0%	180 Lts
Eplus B	1,0%	35 Kg	1,0%	45 Kg
Aditivo 9				
Volumen de Lechada	3409 Lts	21,4 Bbls	3930 Lts	24,7 Bbls
Relación A/C	0,38		0,32	
Agua necesaria	1330 Lts	8,4 Bbls	1440 Lts	9,1 Bbls
Densidad	2,00 Kg/Lt	16,7 #/Gal	2,23 Kg/Lt	18,6 #/Gal
Rendimiento	48,7 Lts/Bsa	1,72 cft/Sk	43,7 Lts/Bsa	1,54 cft/Sk

Tabla 3. - Datos Reológicos de los Fluidos

Nombre del Fluido	Tipo de Reología	Tipo de Fluido	Densidad [ppg]	Visc. [cp]	VP [cp]	YP [lb / 100 ft2]	n'	K' [lbft^n / ft2]
Lodo de desplazamiento	Bingham Plastic	Lodo	16.26		12.00	15.00		
Lechada principal o de cola	Power Law	Cemento	18.60				0.8	0.01421
Lechada cabecera	Power Law	Espaciador	16.26				0.2	0.13
Espaciador TurboClean IV	Bingham Plastic	Cemento	16.88		170.60	4.60		

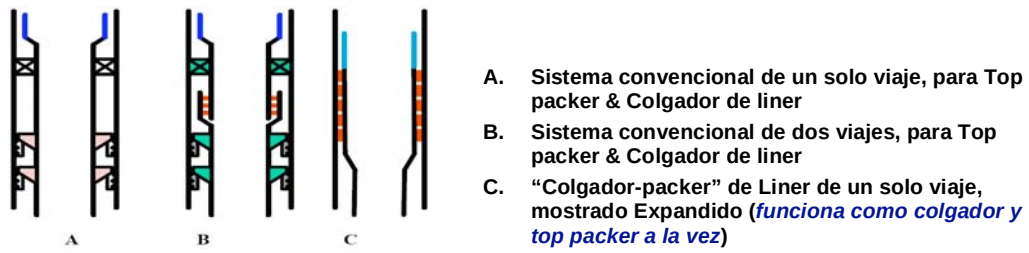


Fig. 1 - Comparación de Sistemas de Colgadores

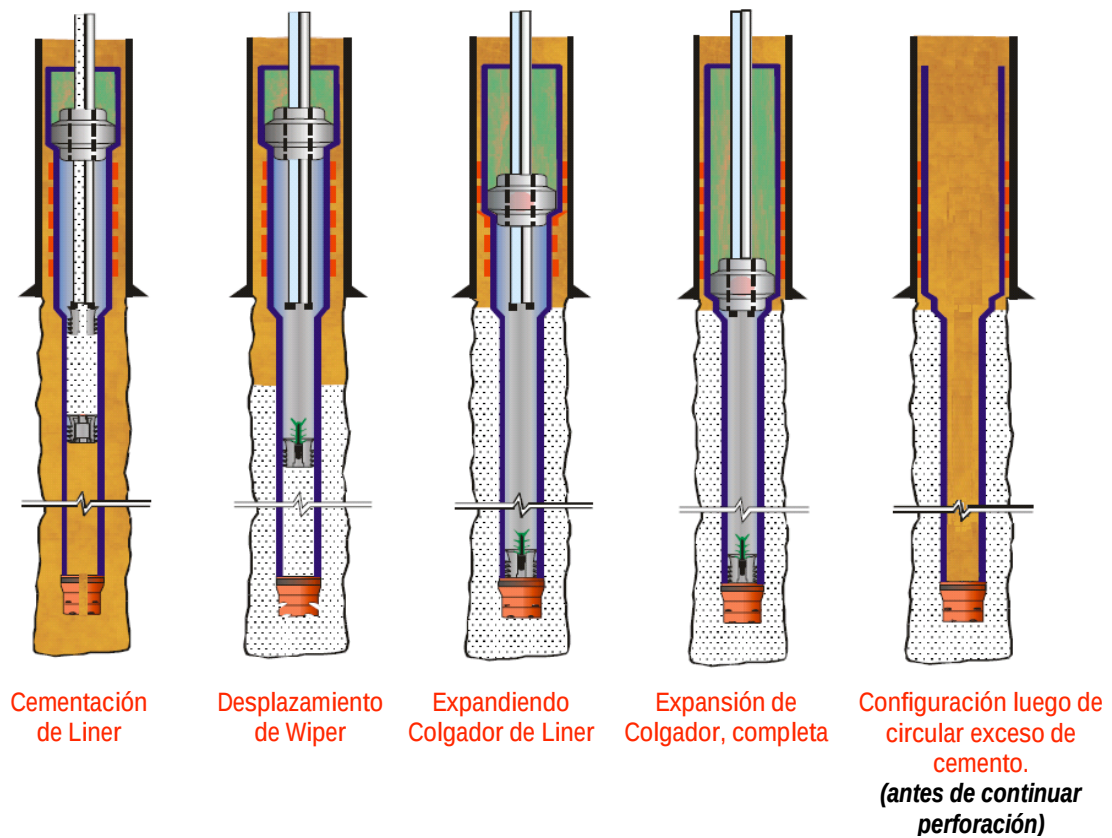


Fig. 2 - Secuencia de Cementación y Expansión de Colgador

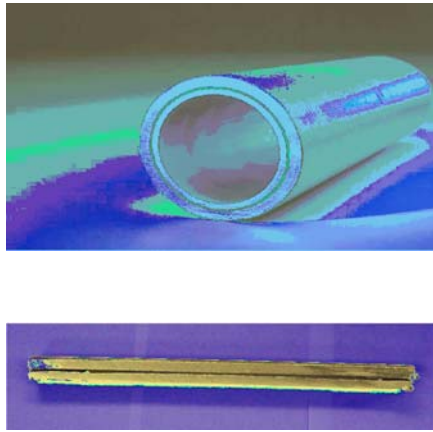


Fig. 3 - Aspecto de corte transversal (arriba) y longitudinal (abajo) a la altura del Cuerpo Expandible del Colgador-Packer expandido dentro de una cañería

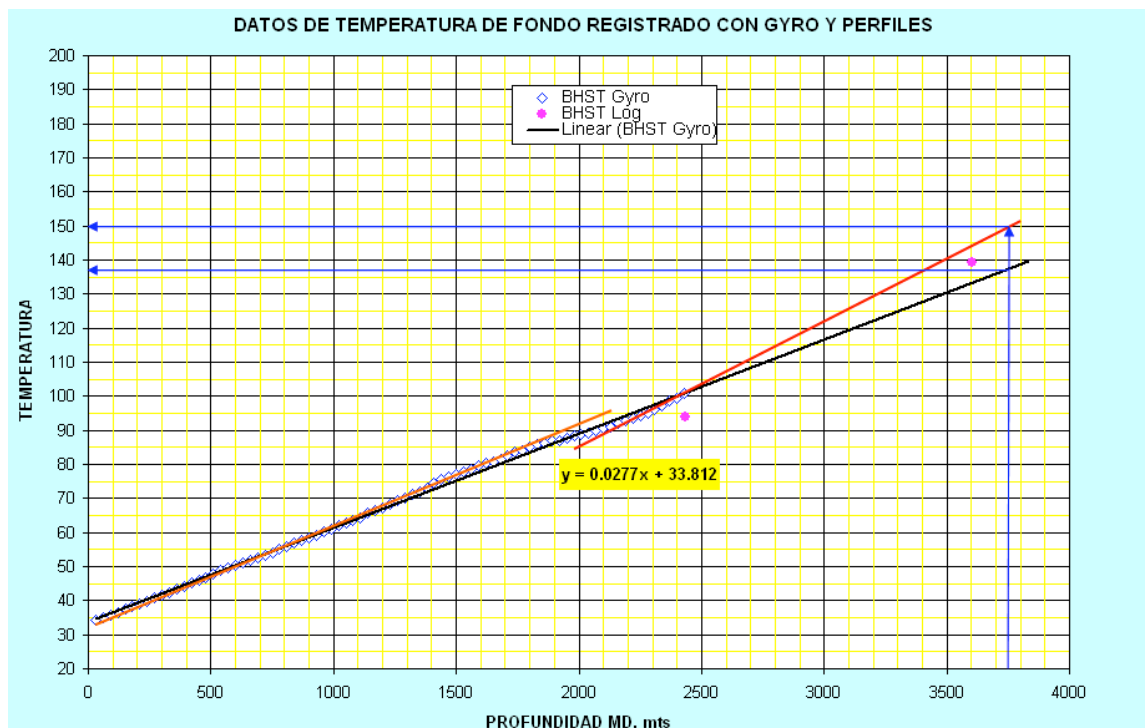


Fig. 4 - Curva de Temperatura de Fondo de Pozo

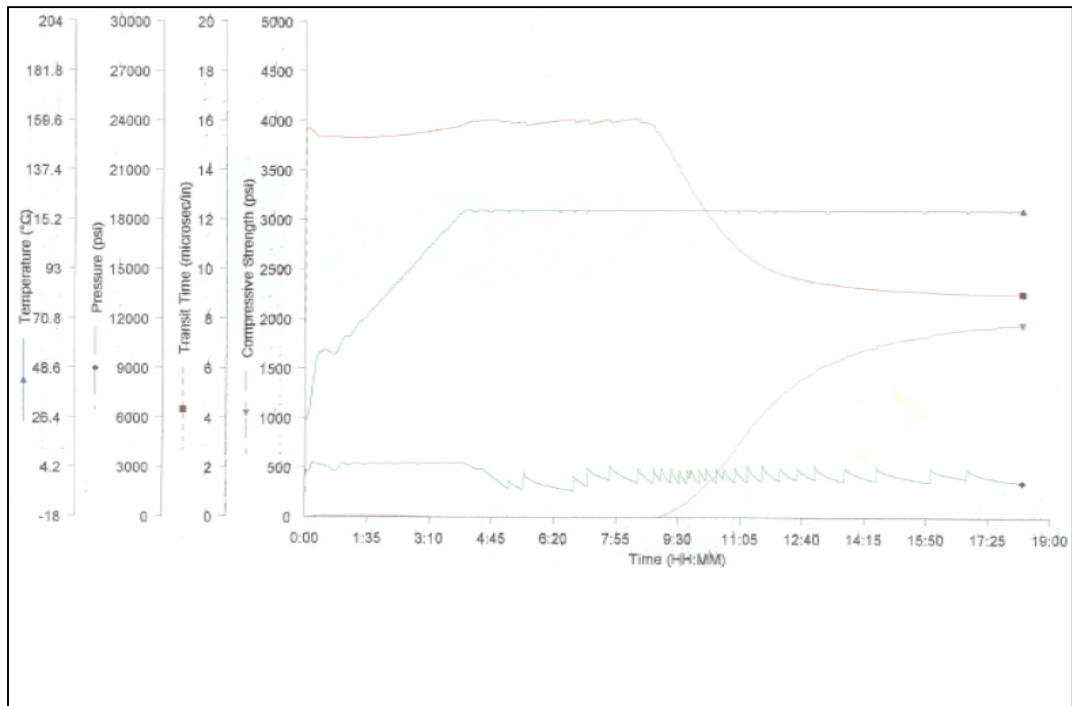


Fig. 5 - Curva de Resistencia a la compresión de Lechada cabecera (retardada).

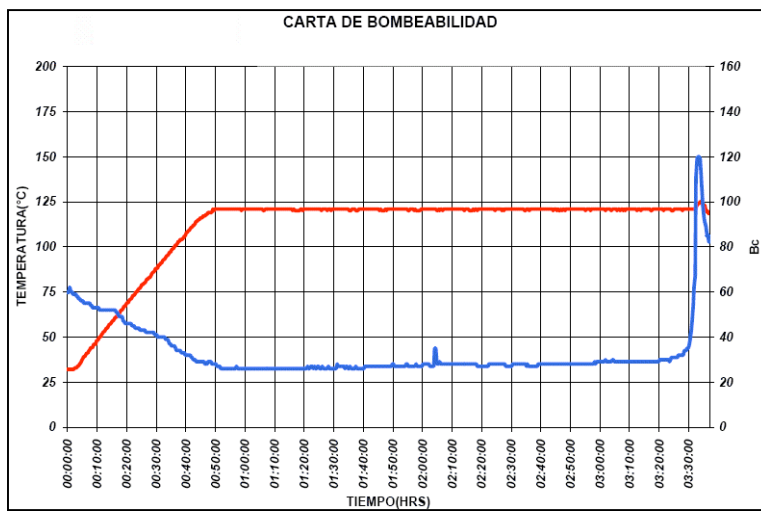


Fig. 6 - Curva de Bombeabilidad de Lechada Principal (de cola).

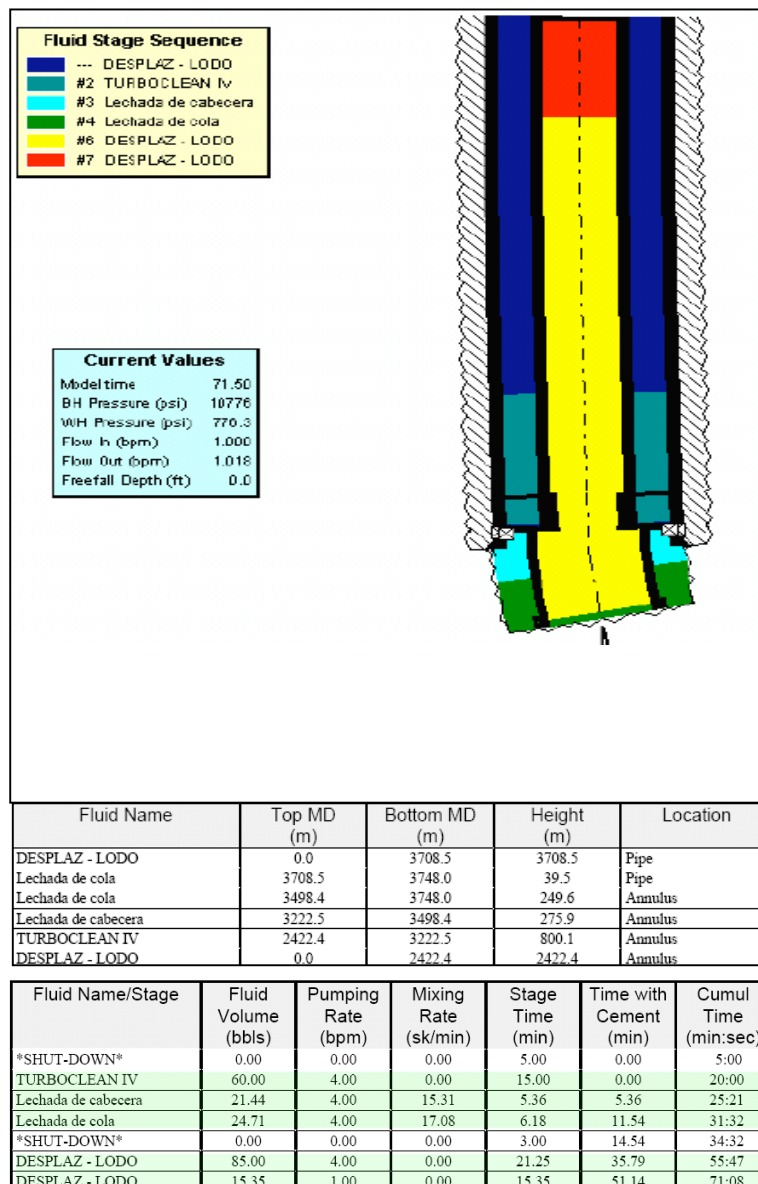


Fig. 7 - Distribución y Secuencia de Fluidos de la cementación

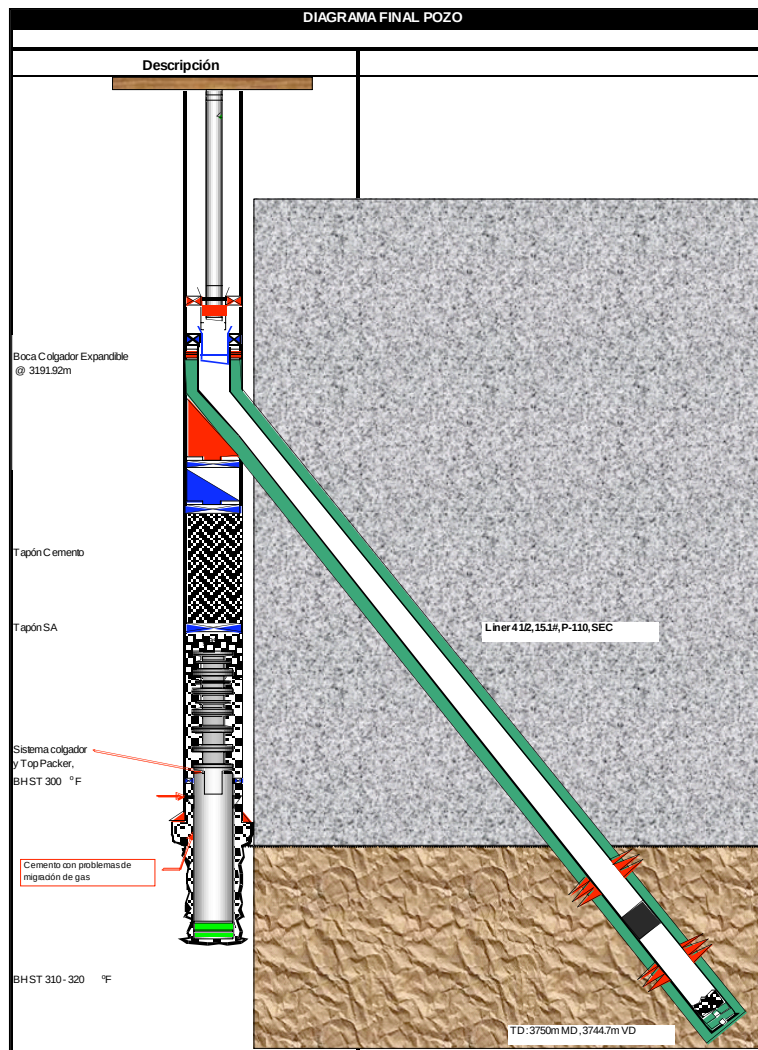


Fig. 8 - Diagrama Final de Pozo

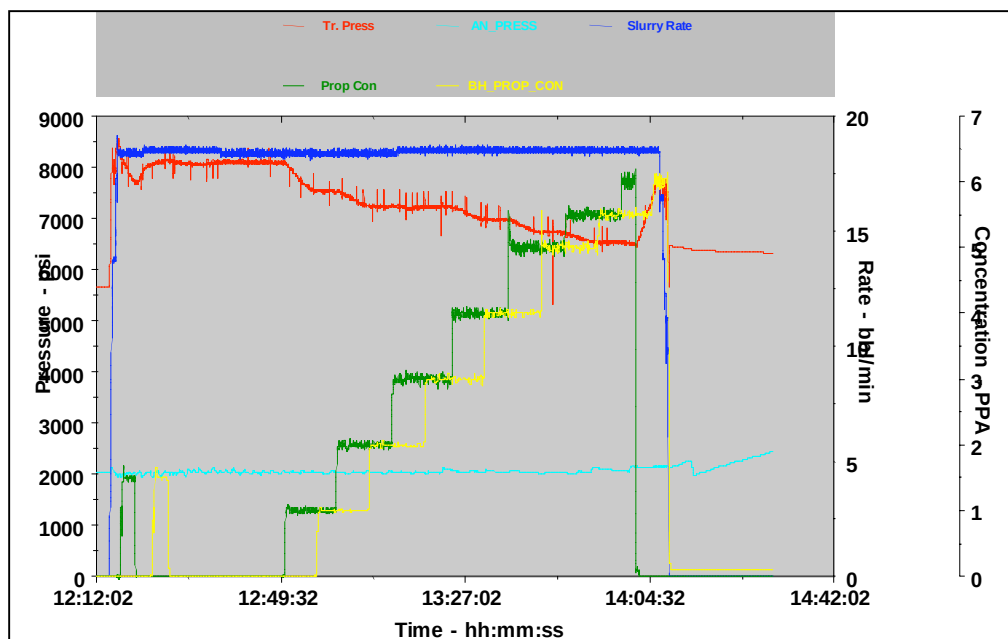


Fig. 9 - Gráfico de Bombeo de Fluidos durante Fracturamiento Hidráulico posterior en el pozo