

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, MANUAL – GUÍA DE EMPAQUES EN
OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE
POZOS**

JUAN ALEXANDER DELGADO RAMÍREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, MANUAL – GUÍA DE EMPAQUES EN
OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE
POZOS**

JUAN ALEXANDER DELGADO RAMÍREZ

**Tesis de Grado presentada como
requisito parcial para optar el título
de Ingeniero de Petróleos.**

**Director
Edelberto Hernández Trejos
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

Dedicatoria

*Todos los caminos tienen su principio y su final. que DIOS bendiga este final y el comienzo de un nuevo
caminar con la ayuda de dios todo será fácil*

Quiero dedicar este trabajo a todos los que junto conmigo lo han hecho realidad ...

*A Dios, por hacer de mi vida una oportunidad de oportunidades y darme la fortuna de haber cumplido
un sueño más.*

A mí Tío Herney, Leonor y Abuelos, forjadora de mi vida,

...por sus incalculables esfuerzos en mi formación,

...por su sacrificio e insistencia,

...por enseñarme que los obstáculos no existen,

...por aceptarme como soy,

...por confiar y creer en mí,

...por este gran regalo,

...por ser mi mayor orgullo,

...por su eterno amor...te quiero mucho.

A mi padre, por el regalo de vivir... por sus palabras.

A mi maravillosa familia, que me ha guiado por una senda de hermosos valores fraternales.

*A Carolina, por entrar a mi vida y transformarla, por su insistencia y compañía, por dibujar una
sonrisa en mi rostro, por creer en mí,...por su amor.*

A mi otra familia, por acogerme en sus vidas, por su aceptación y enseñanzas.

A mis amigos, por todo lo que han brindado y la alegría que aportan a mi vida.

*A las personas que en algún momento me brindaron el aliento para poder realizar el gran sueño de
ser profesional.*

AGRADECIMIENTOS

El autor presenta sus agradecimientos a:

Dios, por otorgarnos su presencia y fortaleza en esta etapa de nuestras vidas.

La Universidad, por forjarnos como personas profesionales.

La Escuela de Ingeniería de petróleos, por su respaldo institucional, académico y logístico, esencial en el desarrollo de este trabajo.

Ingeniero Edelberto Hernández, por sus consejos y su inmensa colaboración e interés en el desarrollo de este libro.

Los ingenieros Herney Delgado y Luis Velandia, por confiar en nuestras capacidades, su valiosa orientación y su constante apoyo e interés para la realización y culminación de este proyecto.

Nuestras familias, por su respaldo, motivación y amor.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. COMPLETAMIENTO DE POZOS	2
1.1 DISEÑO DE COMPLETAMIENTO DE POZOS	2
1.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO	3
1.2.1 Consideraciones del Yacimiento.	3
1.2.2 Consideraciones Mecánicas.	3
1.3 MÉTODOS DE COMPLETAMIENTO	4
1.3.1 Métodos de Completamiento Hueco Abierto.	4
1.3.2 Completamiento Hueco Revestido	6
1.4 ARREGLOS ESPECIALES DE COMPLETAMIENTO	6
1.4.1 Completamiento sencillo	7
1.4.2 Completamiento múltiple	8
1.4.3 Completamiento con "liner"	9
1.4.4 Completamiento con empaquetamiento de grava	9
1.4.5 Completamiento Tubingless	10
2. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	11
2.1 CONSIDERACIONES DEL POZO	11
2.2 RAZONES COMUNES PARA REALIZAR REACONDICIONAMIENTOS	11
2.2.1 Reparar Daños Mecánicos	11
2.2.2 Estimular Completamientos Existentes	12
2.2.3 Realizar un Completamiento en un yacimiento Nuevo	12
2.2.4 Completamientos de Reservorios Múltiples	12
2.2.5 Re-Completamiento De Una Zona Existente	12
2.2.6 Reducción de Agua No Deseada.	13
2.2.7 Producción de Gas Indeseado	13

2.2.8 Conificación de Agua	13
2.2.9 Reparación de Trabajos de Cementación que fallaron	13
2.3 OPERACIONES ESPECIALES	14
2.3.1 Limpieza de Arena	14
2.3.2 Pruebas selectivas	14
2.3.3 Estimulaciones	15
2.3.4 Cementaciones	15
2.3.5 Operación de cañoneo	16
2.3.6 Fracturamientos	17
3. OPERACIONES CON EMPAQUES	18
3.1 CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE EMPAQUES	18
3.1.1 El precio de compra	18
3.1.2 El mecanismo de los empaques	19
3.1.3 Características de diseño	19
3.1.4 Material del empaque	19
3.1.5 La recuperabilidad del empaque	20
3.1.6 Las características de pesca	20
3.1.7 Las operaciones dentro de la tubería de producción	20
3.2 FUNCIONES DE LOS EMPAQUES	20
3.3 COMPONENTES BÁSICOS DEL EMPAQUE	21
3.3.1 Componentes	21
3.3.2 Precauciones	21
3.3.3 Especificaciones	23
3.4 TIPOS DE EMPAQUES	24
3.4.1 Empaques fijos o permanentes	24
3.4.2 Empaques recuperables	25
3.5 GENERALIDADES DE LOS EMPAQUES RECUPERABLES	30
3.5.1 Generalidades de los Empaques Mecánicos	30
3.5.2. Generalidades de los Empaques hidráulicos	31
3.6 EMPAQUES DE USO MÁS CORRIENTE EN LAS	32

OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS		
3.6.1	Cementador recuperable Full Bore modelo "C".	32
3.6.2	Válvula igualadora de presiones (unloading sub)	39
3.6.3	Modelo "N" Full Bore Tubing Tester	42
3.6.4	Tapón De Retención Recuperable Baker Modelo "C" Bridge Plug (RBP)	44
3.6.5	Empaque De Tensión Modelo AD-1	49
3.6.6	Empaque Baker Modelo "G" Retrievable Casing Packer	54
3.6.7	Empaque R-3 Simple y Doble Agarre.	57
3.6.8	Empaque Baker Retrievable D Lok Set Packer	60
3.6.9	Empaque Baker Modelo A-2 Lok Set. Retrievable Casing Packer	64
3.6.10	Empaque CHEROKEE	68
3.6.11	RTTS Empaque Howco (Test, Treta, Squeeze)	69
3.6.12	Empaque "POSITRIEVE "	71
3.6.13	Retenedores (Baker Mercury Modelo " K " Cement Retainer)	73
3.6.14	Ancla Hidráulica (Hold Down) "GUIBERSON " Tipos H4, H1 Y 1V	76
3.6.15	Empaque Halliburton Perma Lach	78
3.6.16	Empaque Recuperable de Halliburton RH Asentado de Manera Hidráulica	81
3.6.17	Empaque Guiberson G-77 Corrido de Manera Hidráulica	85
3.6.18	Empaques Guiberson G-6 de Asentamiento Mecánico	87
3.6.19	Empaque Halliburton R-4	89
3.6.20	Halliburton Hydrostatic-Set Packer	93
3.6.21	EZ-DRILL Squeeze Packer	96
4.	CONCLUSIONES	101
5.	RECOMENDACIONES	102
	BIBLIOGRAFÍA	103
	ANEXOS	104

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones Técnicas (Full Bore modelo "C")	33
Tabla 2. Tensión aplicada al empaque para su Desasentamiento	38
Tabla 3. Especificaciones Técnicas (Unloading sub)	40
Tabla 4. Fuerzas requeridas para cerrar y abrir las válvulas	41
Tabla 5. Especificaciones Técnicas (Full Bore Tubing Tester)	43
Tabla 6. Especificaciones Técnicas (Bridge Plug Recuperable RBP)	45
Tabla 7. Especificaciones Técnicas (Empaque de tensión AD-1)	50
Tabla 8. Tensión requerida para el Asentamiento del Empaque AD-1	52
Tabla 9. Máxima presión diferencial aplicada al Empaque AD-1	53
Tabla 10. Especificaciones técnicas (Retrievable Casing Packer Modelo "G")	55
Tabla 11. Peso requerido para asentar el Empaque Retrievable Casing Packer	56
Tabla 12. Especificaciones Técnicas del Empaque R-3	58
Tabla 13. Peso requerido para hacer sello al elemento empacante	59
Tabla 14. Dureza del elemento empacante	60
Tabla 15. Especificaciones Técnicas del Empaque D Lok Set	61
Tabla 16. Especificaciones Técnicas del Empaque A-2 Lok Set	65
Tabla 17. Limitaciones de presión en condiciones de asentamiento	65
Tabla 18. Limitaciones de Presión	66
Tabla 19. Tensión requerida para la Operación de Asentamiento	66
Tabla 20. Peso requerido para asentar las cuñas superiores del empaque	67
Tabla 21. Peso requerido para asentar las cuñas superiores del empaque	68

Tabla 22. Especificaciones Técnicas Empaque Mercury	73
Modelo “ K “ Cement Retainer	
Tabla 23. Especificaciones Técnicas Empaque Mercury	77
Modelo “ K “ Cement Retainer	
Tabla 24. Especificaciones Técnicas Empaque Perma-Lach PLS	80
Tabla 25. Especificaciones Técnicas Empaque RH asentado	83
Hidráulicamente	
Tabla 26. Especificaciones Técnicas Empaque RDH asentado	85
Hidráulicamente	
Tabla 27. Especificaciones Técnicas Empaque G-77 asentado	87
Hidráulicamente	
Tabla 28. Especificaciones Técnicas Empaque G-6 asentado	89
Mecánicamente	
Tabla 29. Especificaciones Técnicas Empaque R-4	90
Tabla 30. Especificaciones Técnicas Empaque Permanente HHR	94
Tabla 31. Especificaciones Técnicas Empaque PES HP1	95
Tabla 32. Especificaciones Técnicas Empaque Recuperable HHC	96
Tabla 33. Prueba de presión de la tubería por medio de la bola	99

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diseño del Completamiento de un pozo	2
Figura 2. Sarta para un Completamiento Sencillo	7
Figura 3. Sarta para un Completamiento múltiple	8
Figura 4. Cementador recuperable Full Bore modelo "C"	32
Figura 5. Unloading sub Modelo R1	39
Figura 6. Full Bore Tubing Tester	42
Figura 7. Bridge Plug Recuperable RBP	44
Figura 8. Empaque de tensión modelo AD-1	49
Figura 9. Retrievable Casing Packer Modelo "G"	54
Figura 10. Empaque R-3 Simple y Doble Agarre	57
Figura 11. Empaque Recuperable D Lok Set	60
Figura 12. Retrievable Casing Packer (A-2 Lok Set)	64
Figura 13. Empaque RTTS	69
Figura 14. Empaque POSITRIEVE	71
Figura 15. Empaque Mercury Modelo " K " Cement Retainer	73
Figura 16. Ancla Hidráulica "GUIBERSON"	76
Figura 17. Empaque Perma-Lach de Asentamiento Mecánico PLS	78
Figura 18. Asentamiento del Empaque Perma-Lach PLS	79
Figura 19. Empaque RH asentado hidráulicamente de producción sencilla	81
Figura 20. Asentamiento del Empaque RH de producción sencilla	82
Figura 21. Empaque RDH asentado hidráulicamente de producción doble	84
Figura 22. Asentamiento del Empaque RDH de producción dual	84

Figura 23. Empaque Guiberson G-77 asentado de manera hidráulica	86
Figura 24. Empaque Guiberson G-6 de Asentamiento Mecánico	88
Figura 25. Empaque R-4	90
Figura 26. Empaque permanente HHR asentado hidrostáticamente	93
Figura 27. Empaque PES HP1 asentado hidrostáticamente	94
Figura 28. Empaque recuperable HHC de asentamiento hidrostático	95
Figura 29. Empaque EZ-DRILL	96

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Tabla 34. Tratamiento Orgánico	104
Tabla 35. Limpieza Química (Estimulación con ácido)	111
Tabla 36. Programa de Squeeze y Cañoneo	131
Tabla 37. Programa Prueba DST	135
Tabla 38. Empaquetamiento con grava	152

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo debido a su creciente escasez y demanda de los combustibles fósiles, especialmente el petróleo y sus derivados ha venido realizando investigaciones tendientes a perfeccionar las técnicas de explotación de los yacimientos para obtener el máximo factor de recobro. Este factor depende en gran parte de la forma como se lleven a cabo las operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos.

Hoy por hoy, en la totalidad de los campos petroleros, no solo en Colombia si no en el mundo entero, se deben realizar una serie de operaciones posteriores a la perforación con el fin de mantener un buen estado mecánico de los pozos y contrarrestar daños y en consecuencia disminución de producción por causa del deterioro de los equipos de subsuelo tales como herramientas, tuberías, empaques, bombas, etc.

El presente trabajo recopila los últimos y mejores logros en las operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos, además contiene los métodos para llevar a cabo con el mayor éxito posible estas operaciones y presenta los conceptos fundamentales del manejo de los diferentes empaques utilizados en las operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos, los cuales dotan a los estudiantes y personal que labora directamente con este tipo de herramienta de una guía que les facilite la manipulación de los mismos en el campo.

Este manual es una recopilación de la información suministrada por el fabricante para cada tipo de herramienta, de los principales trabajos hechos en los diferentes campos donde se obtuvo acceso para la realización de éste, y algo muy importante que son los aportes de los ingenieros que estuvieron al frente de este trabajo. Se pretende actualizar, complementar y optimizar manuales ya existentes

al respecto, en base a experiencia de ingenieros y supervisores de reconocida experiencia y trayectoria en el campo del completamiento y reacondicionamiento de pozos tanto a nivel nacional como internacional.

Los diferentes temas que conforman este estudio, se compilaron de forma tal, que permita su fácil renovación permanente de ser necesario, en procura de aportar a todo el personal que desee conocer datos prácticos sobre el tema, un Manual - Guía de Empaques para Operaciones de Completamiento y Reacondicionamiento de Pozos bastante actualizado.

Es bueno recalcar que durante la realización de este proyecto se han respetado características de diseño, fabricación y montaje de los empaques, tales como tablas y especificaciones, con sus nombres técnicos, conservando así la homogeneidad y universalidad del lenguaje petrolero.

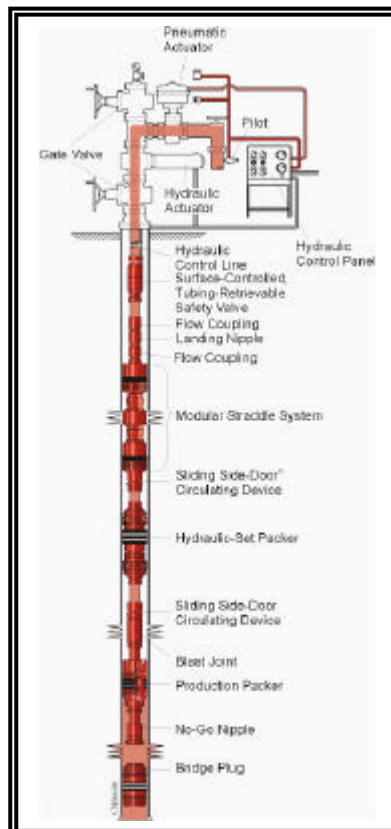
1. COMPLETAMIENTO DE POZOS

Se puede definir como la única comunicación en superficie con el yacimiento. Por tanto de un buen completamiento se podría esperar una buena productividad.

Cuando se va hacer un completamiento de se debe tener especial cuidado con las propiedades del fluido de trabajo, estas deben ser tales que ocasionen el menor daño posible a la formación.

1.1 DISEÑO DE COMPLETAMIENTO DE POZOS

Figura 1. Diseño del Completamiento de un pozo



Fuente: Halliburton, Completion Solutions

El completamiento de un pozo es definido, como el equipo de subsuelo y la configuración asociada necesaria para conducir fluidos entre el yacimiento y la cabeza del pozo.

1.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO

Para diseñar un buen completamiento se debe hacer una estimación de las características de producción del pozo. Además las consideraciones mecánica y del yacimiento deben ser evaluadas.

1.2.1 Consideraciones del Yacimiento. Estas consideraciones implican la presencia de varios fluidos en las formaciones perforadas, el flujo de esos fluidos a través de las rocas del yacimiento y las características de las rocas mismas.

Generalmente el punto de partida para el diseño es la tasa de producción, para obtener el máximo recobro económico. Esta junto con otros factores, determinan el tamaño de la tubería de producción. Los completamientos múltiples se plantean para yacimientos diferentes contenidos en un pozo. Las posibilidades comprenden completamientos múltiples dentro de un revestimiento, separados por empaques, o varias sargas de revestimiento (de menor tamaño) cementadas, en el hueco, para crear efectivamente pozos separados.

Los problemas de control de arena podrían determinar el tipo de completamiento, el método y máxima rata de producción. Las zonas con problemas de arena siempre se completaran con herramientas especiales.

1.2.2 Consideraciones Mecánicas. La configuración mecánica es frecuentemente la llave para drenar el yacimiento efectivamente, y modificar la situación del pozo cuando es necesario.

Mecánicamente, el diseño de completamiento es un complejo problema de ingeniería. La filosofía básica es diseñar para condiciones específicas del pozo, del campo y del área, buscando:

- Máximo beneficio económico.
- Mantener una instalación simple tanto de equipo como de operación.
- Anticipar todas las condiciones de operación, y las fuerzas asociadas con la presión y la temperatura.
- Seguridad. Sistemas automáticos de cierre y métodos para control de presión en zonas aisladas, habitadas o costa afuera deben ser considerados.

Los puntos básicos a determinar en el diseño de un completamiento son:

- El método de completamiento.
- El número de completamientos dentro del hueco.
- Configuración del revestimiento y de la tubería de producción.
- El intervalo del completamiento.

1.3 MÉTODOS DE COMPLETAMIENTO

1.3.1 Métodos de Completamiento Hueco Abierto. Hay dos métodos de realizar un completamiento de este tipo. En el primer método el hueco es perforado hasta justo arriba de la zona de interés, luego el revestimiento es corrido y cementado. Finalmente después de esperar el fraguado del cemento, la zona es perforada hasta su profundidad total. La ventaja de esta técnica es que un fluido limpio, tal como una salmuera viscosificada pueda ser usada para perforar la última sección. La desventaja es que el intervalo de interés puede no estar a la profundidad esperada o puede no existir en esta localización.

En el segundo método la totalidad del hueco es perforado primero, entonces el revestimiento es llevado y cementado arriba de la zona productora. De esta manera la decisión de correr el revestimiento esta basada en información de registros y muestras de formación. La desventaja de esta técnica es que la zona es perforada con el mismo lodo usado para perforar el resto del hueco. Usualmente no es un problema serio pero lo puede ser en ciertas formaciones, las cuales son susceptibles al taponamiento o son químicamente incompatibles con los fluidos de perforación convencionales.

Sus ventajas son:

- Adaptable a técnicas especiales de perforación, para minimizar el daño a la formación o prevenir pérdidas de circulación dentro de la zona productora.
- Posibilidad de ensanchamiento del hueco a diámetros mayores del revestimiento suprayacente.
- Con empaquetamiento con grava, provee un excelente método de control de arena donde la productividad es importante.
- No hay gastos de cañoneo.
- La interpretación de registros no es crítica, puesto que el intervalo está totalmente abierto.
- Máximo diámetro frente a la zona productora.
- Se puede cambiar fácilmente a completamiento con liner o completamiento cimentado.

Las limitaciones son:

- El fracturamiento o la acidificación selectiva no es posible.
- Puede requerir frecuente limpieza.
- La excesiva producción de gas o de agua normalmente no puede ser controlada.

1.3.2 Completamiento Hueco Revestido

Es uno en el cual el revestimiento (sarta completa o liner) esta cementado frente a la zona de interés. El intervalo de producción es revestido y la comunicación entre la formación y el pozo, para que los fluidos de formación fluyan, se establece por cañoneo.

Las ventajas son:

- Controlará más arenas, y es adaptable a técnicas especiales de control de arena.
- Adaptable a técnicas de completamiento múltiple.
- La excesiva producción de gas o agua puede ser más fácilmente controlada.
- Los intervalos pueden ser estimulados selectivamente.

Las limitaciones son:

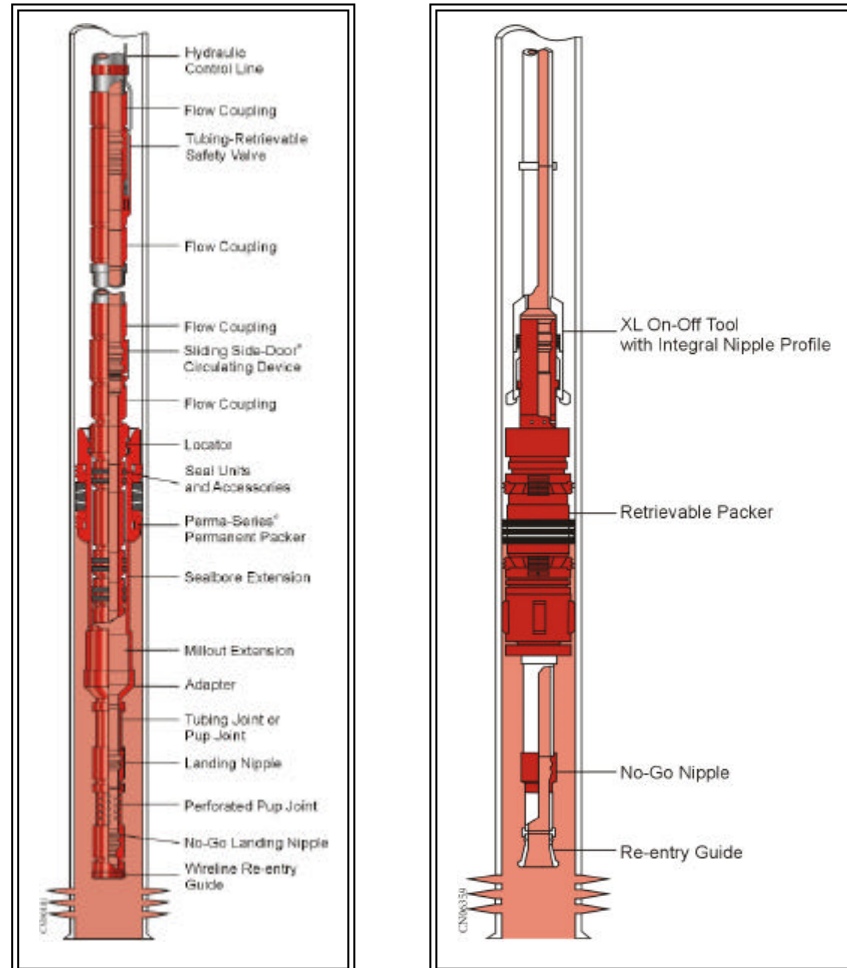
- No es adaptable a técnicas especiales de perforación, para minimizar el daño a la formación.
- El costo de cañoneo de grandes zonas puede ser significativo.
- La interpretación de registros puede ser algunas veces crítica.
- Son más difíciles de profundizar que los completamientos hueco abierto.

1.4 ARREGLOS ESPECIALES DE COMPLETAMIENTO

El numero de zonas productoras y los problemas de arenamiento establecen otros tipos de completamiento a saber.

1.4.1 Completamiento sencillo

Figura 2. Sarta para un Completamiento Sencillo

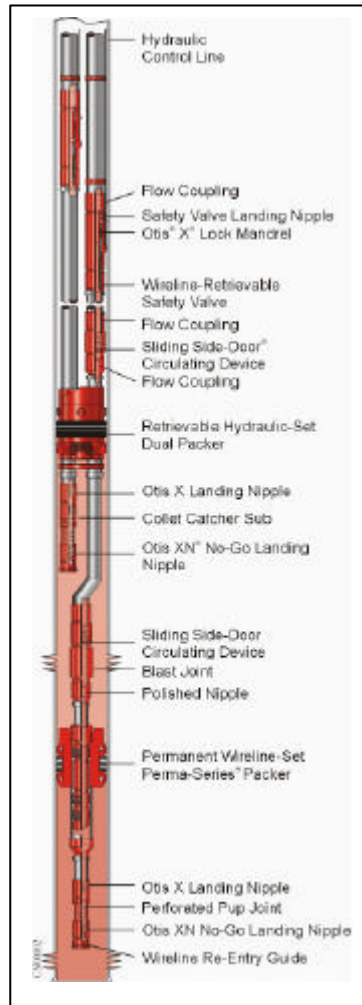


Fuente: Halliburton, Completion Solutions

El completamiento sencillo se da cuando los fluidos producidos fluyen a través de un solo conducto, el cual puede ser: revestimiento o tubería de empaque. Los fluidos pueden provenir de una sola zona a o de varias zonas que producen fluido de características similares de manera conjunta.

1.4.2 Completamiento múltiple

Figura 3. Sarta para un Completamiento múltiple



Fuente: Halliburton, Completion Solutions

Se hace cuando dos o más zonas productoras que se requieren poner a producir por partes diferentes debido a:

- *Diferentes Tipos de Yacimiento:* es generalmente indeseable producir en conjunto aceite de un yacimiento con empuje de agua con otro que produzca

por gas en solución. Similarmente zonas de aceite y gas no se deben producir conjuntamente por una sarta común.

- *Variación de las Tasas de Producción de cada Zona.*
- *Adecuado Control de Presión en cada Zona para evitar problemas de producción en cada una de ellas.*
- *La Diferencia de Presión entre Zonas Productoras:* en los completamientos múltiples la elección de equipo es crítica. Es posible realizar varios arreglos, dependiendo del número de zonas, usando una o varias sertas así: una sarta y un empaque, una sarta y dos empaques, o sertas paralelas y empaques múltiples.

1.4.3 Completamiento con “liner”. Los completamientos en los cuales el revestimiento no llega hasta la superficie se les conocen con el nombre de completamiento con liner. Tiene las mismas ventajas que el completamiento revestido; además de la economía debido a que la sarta no llega a superficie.

1.4.4 Completamiento con empaquetamiento de grava. Es aquel en el cual un liner ranurado cubierto con una malla de alambre es suspendido en el hueco frente a la zona de interés y grava de tamaño considerable seleccionada es colocada en el anular, entre la malla y el revestimiento o la formación dependiendo de si el completamiento es hueco abierto o revestido.

El propósito de este completamiento es prevenir la entrada de arena de la formación al pozo, cuando las partículas del yacimiento están pobremente consolidadas.

1.4.5 Completamiento Tubingless. Es un producto del desarrollo de los completamientos tradicionales y de la tecnología de los reacondicionamientos de la tubería concéntrica. Este sistema comprende la cementación de una o más sartas de 2.1/2 a 3.1/2 pulg. Como revestimiento de producción en un hueco. El objetivo principal fue reducir los costos de inversión original. Sin embargo, los mayores beneficios económicos han sido la reducción de los costos de servicios y reacondicionamiento de pozos.

Este método es aplicado a completamientos triples en caso de campos con múltiples yacimientos lenticulares.

Cuando se cañonea en completamientos múltiples tubingless es necesario localizar las sartas adyacentes y rotar el cañón desde superficie por medio de un control para evitar perforar estas sartas.

2. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

A través de la vida productiva del pozo se presentan ciertas alteraciones en la productividad esperada debidas a factores de la formación, a características del fluido, al estado mecanizo del pozo, etc. todo trabajo que se haga para corregir estas alteraciones con el objeto de recuperar o mejorar la productividad se conoce como reacondicionamiento o mantenimiento de pozos.

2.1 CONSIDERACIONES DEL POZO

Los máximos valores de presión aplicables al revestimiento, a la tubería de producción y a la cabeza del pozo, son críticos durante operaciones de estimulación, control de arena, cementación forzada, etc.

Es muy importante conocer las características de la zona productora, tales como su presión, el grado de consolidación y su sensibilidad al daño. Este último factor es frecuentemente despreciado, causando el fracaso de muchos servicios.

2.2 RAZONES COMUNES PARA REALIZAR REACONDICIONAMIENTOS

2.2.1 Reparar Daños Mecánicos. Una falla mecánica puede tener diferentes formas, desde una falla en la tubería de producción o en una herramienta hueco abajo como un empaque, una camisa corrediza, el equipo para levantar gas, válvulas de seguridad recuperables con tubería o con wireline, hasta cabezas de pozo que han fallado o que están fallando. En algunos casos se puede proceder sin matar el pozo; en otros es necesario matar el pozo para realizar el trabajo de manera segura.

2.2.2 Estimular Completamientos Existentes. Generalmente se logra estimular el yacimiento introduciendo un ácido suave a través de los cañoneos hacia un reservorio existente, con el fin de disolver los sólidos solubles y restablecer la producción. Esto se puede lograr con una unidad de coiled tubing, una unidad de snubbing o con una unidad de tubería de producción pequeña.

2.2.3 Realizar un Completamiento en un yacimiento Nuevo. Un completamiento hacia un yacimiento nuevo se hace generalmente cuando se perfora a través de capas productoras múltiples y la zona inferior se agota. El nuevo completamiento puede ser tan sencillo como cambiar una camisa para permitir que haya flujo, o puede requerir que se tapone y abandone la zona inferior antes que permitirle a la zona superior llegar al hueco.

2.2.4 Completamientos de Reservorios Múltiples. Un completamiento doble, como el de la ilustración, permite producir de manera simultánea de dos zonas.

2.2.5 Re-Completamiento De Una Zona Existente. En este caso, la zona inferior agotada se aisló con un tapón de cemento antes de abrir la camisa adyacente a la zona que se quiere poner a producir a continuación.

Después de que el tapón de cemento esta colocado y probado se puede abrir la camisa y poner a producir la siguiente zona.

Se corto y retiro la tubería de producción por encima de la zona agotada y se aisló la zona inferior con un tapón de cemento. El completamiento nuevo se corrió en el hueco adyacente al yacimiento que se va a producir. Se cañonea la zona y la producción comienza.

En este caso se aisló la zona inferior agotada con un tapón enviada con coiled tubing o con wireline. Después de haber asentado el tapón de manera exitosa y de

haberlo probado se abra la camisa corrediza para permitir la producción de la zona superior.

2.2.6 Reducción de Agua No Deseada. El agua, que es el fluido que se encuentra a mayor profundidad en un reservorio, aparece cuando se agotan los fluidos más livianos. Es posible que la producción inicial tenga un cierto grado de agua, pero la relación aceite-agua generalmente se reduce a lo largo de la vida del pozo. Este problema se puede solucionar inyectando en los cañoneos existentes, pero solo es una solución temporal.

2.2.7 Producción de Gas Indeseado. En un reservorio impulsado por una capa de gas esta última se expande a medida que se saca aceite del reservorio. En algún momento la capa de gas puede llegar a los cañoneos y comienza la producción de gas. Las desventajas son: se produce el mecanismo que hace producir el pozo, y es posible que el tren de producción no este en capacidad de manejar el gas producido. Esto se puede solucionar temporalmente inyectando en los cañoneos. Pero eventualmente se producirá principalmente gas a medida que se agote el aceite que se puede producir.

2.2.8 Conificación de Agua. Tasas de producción excesivas pueden iniciar una conificación de agua. El agua, que puede ser el mecanismo que empuja la producción o el fluido más bajo del reservorio, se hala hacia los cañoneos. La Conificación de agua se puede controlar hasta cierto punto reduciendo la tasa de producción. Pero, generalmente los cañoneos afectados se inyectan, lo que resulta en menores tasas de producción diaria.

2.2.9 Reparación de Trabajos de Cementación que fallaron. Generalmente se evidencian problemas con los trabajos de cementación por presión en el revestimiento intermedio y por presencia de trozos de cemento en el cuerpo del estrangulador. Esto también puede estar acompañado por una reducción en la

producción diaria a medida que las líneas de superficie se taponan con el cemento. Para reparar esto, generalmente hay que matar el pozo inyectando cemento en los cañoneos, y volviendo a completar y a cañonear el pozo.

2.3 OPERACIONES ESPECIALES

2.3.1 Limpieza de Arena. La producción de arena en pozos de gas o de petróleo, así como por reflujos en los pozos inyectores, es uno de los problemas permanentes en la industria de la producción del petróleo.

Se han diseñado muchos métodos para su control, los cuales han tenido éxito hasta cierto punto, pero la gran variedad de las condiciones de los pozos, en las diferentes áreas, hacen que este éxito sea relativo. Los métodos ensayados para control de arena van desde cañoneos de los intervalos productores con desintegrables para control de arenas (sand control jet) y balas especiales (cluster shot), empaquetamientos de liner con grava, empaquetamientos con cáscara de coco y resina hasta el uso de resinas para consolidación de arenas.

La mayor parte de la energía consumida para mover el aceite o inyectar agua en las formaciones se utiliza en forzar los fluidos a través de los poros del yacimiento vecino a las paredes del pozo. Las partículas finas de arena suelta y flotante hacen más crítica la situación si éstas terminan por taponar los poros. El efecto perjudicial de estas partículas no solo se presenta en las paredes del pozo, sino dentro de las tuberías de revestimiento y de producción a través de las cuales se inyectan o producen los fluidos, afectando todo el sistema.

2.3.2 Pruebas selectivas. Estas pruebas como su nombre lo indica, son aquellas en las que se aíslan o se seleccionan uno o más intervalos productores o inyectores por grupo, para determinar su potencial productor o inyector.

La técnica de la operación es sencilla y consiste en bajar un full bore o un bridge plug, con la tubería de trabajo, para aislar el intervalo de Interés.

El bridge plug es el tapón que hace de fondo, aislando el intervalo de las arenas de abajo y se coloca 5' (cinco pies) o más, debajo de la parte inferior del intervalo, según el espacio disponible. El full bore se coloca 5' (cinco pies) o más, sobre el tope superior de las perforaciones del intervalo que se va a probar (ver empaques).

La operación consiste en probar la permeabilidad del intervalo productor o inyector. Inicialmente se succiona o suabea el pozo, con el fin de destapar las arenas e inducir flujo.

2.3.3 Estimulaciones. Es la práctica de introducir algún agente especial en la formación con el fin de mejorar la producción o la inyección, mediante el aumento de la permeabilidad en las zonas adyacentes al pozo. También la producción o la inyección puede ser inducida por medios mecánicos succionando o suaveando el pozo.

La permeabilidad en las vecindades del pozo debe ser óptima, pues de ella dependerá la eficiencia del drenaje de toda el área o la capacidad inyectora del pozo. Con las estimulaciones se destapan o desbloquean los poros y las perforaciones del área adyacente al pozo, con la consiguiente restauración de la permeabilidad.

2.3.4 Cementaciones. El cemento es un material usado en las operaciones de Perforación y de Terminación o Reacondicionamiento de Pozos.

Existen técnicas de cementación a baja y alta presión (squeeze) y se utilizan por las razones siguientes:

- Para detener las pérdidas de circulación en hueco abierto o durante la perforación.
- Para corregir fallas en la cementación primaria.
- Para reducir las relaciones agua-aceite, gas-agua o gas-aceite.
- Para abandonar zonas agotadas o no productivas.
- Para aislar zonas productivas antes de cañonearlas.
- Para reparar defectos tales como daños en el revestimiento.

Debido al riesgo inherente en toda cementación por la posibilidad de un fraguado prematuro, el cual generalmente ocasiona la pérdida del pozo, se han desarrollado cementos de composición especial, así como aditivos especiales.

2.3.5 Operación de cañoneo. Las técnicas de perforación con cañón son unas de las más ampliamente difundidas dentro de las varias operaciones en huecos revestidos, así como una de las más importantes. Su función principal es proveer una comunicación efectiva entre el pozo y el yacimiento. Consiste en abrir un agujero a través del revestimiento y el cemento, que penetre dentro de la formación. El logro de una comunicación efectiva, que establezca el flujo apropiado, no depende únicamente del equipo sino de la aplicación de técnicas adecuadas, que tomen en consideración las condiciones del pozo con el fin de lograr resultados óptimos.

Si no se emplean adecuadamente las técnicas, pueden presentarse daños en el revestimiento, el yacimiento y aún en las perforaciones mismas, enmascarando las verdaderas propiedades del yacimiento.

El hecho de que la perforación sea una operación esencialmente irreversible, es suficiente razón para planear y supervisar la operación de cañonear con el mejor cuidado posible.

Una buena planificación requiere los conocimientos prácticos suficientes sobre los aspectos básicos sobre las técnicas de perforación y la capacidad del equipo.

2.3.6 Fracturamientos. se define como fracturamiento hidráulico al proceso de creación de una fractura o sistema de fracturas en una formación productora, por inyección de un fluido bajo presión que transporta el material de soporte, el cual permite rellenar la fractura resultante impidiendo que se cierre al reducir la presión y quedando ella como un canal de flujo de alta permeabilidad.

El desarrollo de esta técnica ha permitido producir formaciones de baja permeabilidad en forma comercial y esta relacionada con todos los estudios referentes a fracturamiento de formaciones en pozos de inyección de agua, cementaciones forzadas y en pérdidas de circulación en pozos de perforación.

3. OPERACIONES CON EMPAQUES

Un empaque es una herramienta de subsuelo mecánica o hidráulica usada para proveer un sello entre el revestimiento y la tubería, o entre una sarta de revestimiento y la pared del hueco por medio de un elemento empacante, expandible. Con el propósito de evitar el flujo de fluidos a través de este punto de sello.

Todos los empaques modernos combinan tres elementos básicos, ellos son:

- Un mecanismo que permite correr el empaque y sentarlo a una profundidad determinada.
- Un elemento empacante que se expande para llenar el espacio anular y efectúe un sello que soporte la presión diferencial existente, la temperatura y la acción química que se presente en el pozo.
- Un mandril o tubo de flujo que permite el paso de aceite, gas, agua, o herramientas a través del empaque.

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE EMPAQUES

La selección de un empaque es determinada por el análisis de los objetivos del empaque en todas las operaciones anticipadas a un pozo. Esta selección se hace al empaque que ofrezca el mínimo costo global teniendo en cuenta las condiciones presentes y futuras del pozo.

A continuación se dan los factores que hay que tener en cuenta para su selección.

3.1.1 El precio de compra. Las empacaduras de tensión o compresión de agarre simple son las más económicas. Sin embargo la inclusión de un mecanismo de retención hidráulico en un empaque sentado por peso, aumentará

el costo inicial de un 20-100%. Los empaques hidráulicos para sartas múltiples son los más costosos.

3.1.2 El mecanismo de los empaques. Se refiere al sistema de sentar y liberar un empaque. Algunos empaques involucran dos viajes completos, otros implican trabajar con guaya (wireline). El costo del tiempo debe estudiarse con cuidado. Especialmente en pozos profundos, donde se usan taladros muy costosos, En algunos casos puede aumentar los costos de operación.

3.1.3 Características de diseño. Todo empaque convencional posee tres elementos principales para efectuar su acción obturadora:

- *El elemento sellante:* es fundamental conocer las condiciones de temperatura y presión.
- *Sistema de cuñas:* o mecanismo de agarre, con las cuales se afianza a las paredes interiores del revestimiento.
- *Conos o superficies inclinadas:* estos incluyen el mandril, el cual se encarga de permitir que las cuñas deslicen, que junto con la operación y el movimiento del mandril hace que las gomas (elemento sellante) se expanden y efectúan el sello.

3.1.4 Material del empaque. Se debe tener mucho cuidado en aquellos pozos que presentan fluidos corrosivos. Ya que la corrosión es dulce (CO_2 y agua). Se recomienda el uso de aceros de baja resistencia o hierro colado, y para las partes críticas del tipo de acero inoxidable con cromo al 12% o más.

Si la corrosión es agria (H_2S) se recomienda el acero ANSI 4140 endurecido al calor hasta 25 rock Web C y las partes críticas de K-Monel.

3.1.5 La recuperabilidad del empaque. Depende de varios factores relacionados con el diseño y el uso del empaque.

3.1.6 Las características de pesca. La recuperación de empaques recuperables atascados culmina generalmente en una operación de pesca costosa. Ya que los materiales son difíciles de moler o perforar. El uso de juntas de seguridad para minimizar el tiempo de pesca, es algunas veces justificado. Estas se operan generalmente por rotación o por tensión.

3.1.7 Las operaciones dentro de la tubería de producción. Deben usarse empaques cuyo diámetro interior facilite las operaciones de cañoneo, toma de registro, etc.

La tubería preferencialmente debe quedar en tensión o neutra para evitar el doblamiento.

3.2 FUNCIONES DE LOS EMPAQUES

Los empaques son utilizados para aislar horizontes productores:

- Producir independientemente dos o más horizontes de un mismo pozo.
- Programar la producción a fin de conservar el régimen de producción al máximo.
- Aislar horizontes invadidos por agua de formación o fluidos indeseables.
- Adaptarse a recuperaciones de terminación secundaria.
- Aplicar métodos de levantamiento artificial.
- Aislar la tubería de producción de la de revestimiento, incrementando la eficiencia de flujo.
- Eliminar la presión de la tubería de revestimiento arriba del empaque, manteniendo en buenas condiciones la tubería de revestimiento por mucho tiempo.

- Además, son aplicables cuando se va a realizar fracturamiento, acidificación, etc.

3.3 COMPONENTES BÁSICOS DEL EMPAQUE

3.3.1 Componentes. Los componentes básicos de un empaque consta de: un sistemas de sello, cuñas para agarrarse a las paredes del revestimiento, conos para forzar las cuñas hacia fuera, elementos de fricción para permitir el movimiento relativo del mandril interno con respecto al cuerpo del empaque (no se utiliza en empaques permanentes o hidráulicos), un mecanismo de asentamiento y liberación, en algunos casos con cabeza de control o by-pass. Algunos ofrecen la opción de un ensamblaje hidráulico de seguridad, para permitir altas presiones de trabajo debajo del empaque.

En presencia de H₂S o CO₂, las condiciones y el material sellante se deben considerar cuidadosamente. La temperatura es un factor primordial. Los elementos sellantes de nitrilo se pueden usar a menos de 250 °F. Con refuerzos metálicos para los sellos estáticos. El limite del viton esta alrededor de 350 °F. El teflón resiste el ataque de H₂S y otras sustancias químicas hasta 450 °F.

3.3.2 Precauciones. El mecanismo de asentamiento de los empaques recuperables generalmente consiste en abrir un seguro, partir un pasador o cualquier otro sistema de cierre. El agarre del empaque a la pared del revestimiento se logra con movimiento hacia arriba o hacia abajo, colocando peso sobre el empaque tensionado o rotando la tubería a la derecha o a la izquierda. Los empaques hidráulicos son sentadas por medio de presión dentro de la tubería, usando herramientas de cable para instalar un tapón y así lograr una presión diferencial entre la tubería y el anular.

El mecanismo de liberación de los empaque recuperables comprende varios métodos, por ejemplo: levantar la tubería, rotación a la izquierda o a la derecha, tensionar la tubería hasta romper un pasador, etc.

Para seleccionar un método determinado de asentamiento o liberación, es necesario conocer las condiciones existentes en el pozo cuando el empaque sea asentado y las posibles operaciones durante su permanencia en el hueco.

Los efectos producidos por los cambios de presión y temperatura en el pozo deben ser analizados para garantizar el sello permanente del empaque a utilizar.

Los elementos de fricción son una parte esencial del mecanismo de asentamiento de las empaquetaduras mecánicas. Si están correctamente diseñados, deben proveer la fuerza necesaria para permitir la rotación independiente del mandril interior.

A continuación se presentan las características a tener en cuenta en el momento del uso del empaque:

- Limpiar la tubería de revestimiento con un raspador adecuado hasta por debajo de la profundidad a la cual va asentarse la empaquetadura.
- No colocar la empaquetadura en el mismo lugar en el cual ha sido asentada otra anteriormente.
- Antes de correr la empaquetadura, se debe circular para poder así eliminar al máximo, partículas sólidas de lodo.
- No aplicar más del peso recomendado a la empaquetadura, para evitar al máximo el efecto de tirabuzón de la tubería de producción.
- Proyectar el uso de las empaquetaduras de cuñas horizontales a fin de tener la tubería de producción, si es posible, con tensión y en condiciones de poder bajar herramientas dentro de ellas si es necesario.

- Evitar en lo posible asentar la empaquetadura en una unión de la tubería de revestimiento.

3.3.3 Especificaciones. Para cada necesidad de la operación existe el empaque adecuado y para ello es necesario tener la siguiente información.

- Tipo de empaque: Modelo y Clase.
- Tamaño del empaque:
 - Los diámetros del cuerpo del empaque, siendo el más importante el máximo.
 - Recorrido del mandril para su asentamiento y longitud total.
- Rango de operación: incluye el peso del revestimiento donde va a ser sentado.
- Prueba de Presión del empaque: la prueba de presión del empaque generalmente implica dos pasos: una prueba interna a través de la tubería de producción y una prueba externa bajando por el revestimiento.

Para realizar una prueba a través de la tubería de producción se debe colocar un dispositivo de taponamiento de algún tipo por debajo del empaque. Esto puede ser una válvula, un tapón ciego o un tapón asentado con wireline. Se le aplica a la tubería de producción y se monitorea el anular para detectar un aumento de presión. Si se presenta presión en el anular y no puede purgar, entonces generalmente se retira el empaque, se rectifica y se vuelve a correr.

La prueba anular se realiza presurizando en anular mientras se monitorea la tubería de producción para detectar aumentos de presión. Al igual que en la prueba anular. Si no se puede purgar la presión la prueba ha fallado y se puede recuperar el ensamblaje de sello o el empaque en sí. Las herramientas se

inspeccionan, se rectifican y se vuelven a correr y asentar, para realizar otra prueba.

En algunos casos, el que las pruebas fallan una y otra vez es una indicación de que hay un punto malo en el revestimiento y se puede considerar el asentar el empaque un poco más arriba o más abajo, si es posible.

3.4 TIPOS DE EMPAQUES

Los empaques son generalmente clasificados como recuperables o permanentes. Por definición un empaque recuperable es aquel que puede ser removido del pozo por manipulación de la tubería o algún otro medio que no comprenda la destrucción del empaque. Un empaque permanente debe ser destruido para ser removido, por esta razón también son llamados empaques perforables.

3.4.1 Empaques fijos o permanentes. Los empaques permanentes pueden ser corridos con tubería pero generalmente son sentados con cable eléctrico, de esta manera su localización es precisa.

La principal aplicación de los empaques permanentes es en pozos profundos, donde se esperan altas temperaturas y fuertes diferenciales de presión. Tanto de arriba como de abajo, sin que dicha empaadura llegue a desasentarse. Además la tubería de producción puede ser dejada con algo de peso sobre el empaque, en tensión, o en punto libre.

Estos empaques son fabricados de hierro fundido centrifugado y las cuñas son de acero de bajo contenido de carbón y cementadas superficialmente con objeto de que pueda frezarse fácilmente.

Los empaques permanentes son excelentes para ser usados en pozos con grandes presiones diferenciales o para tuberías de producción de variados pesos, y además, permite tener un control de las profundidades de asentamiento.

La ventaja que presenta este empaque es que puede ser asentado a grandes profundidades en comparación a otros tipos de empaques.

El mecanismo de recuperación de estos, no es un problema mayor, ya que existen técnicas sofisticadas a base de equipo de guaya (wire-line), (sand-line), o de tuberías concéntricas que han aligerado este procedimiento desde hace mucho tiempo.

Otras de las ventajas que poseen estos empaques es que pueden ser usados para realizar: pruebas, tratamientos, cementaciones forzadas y empaques con grava ya sea colgando un liner ranurado en un segundo empaque.

La principal desventaja de este empaque es la necesidad de perforarlo hasta removerlo del pozo, llevándose a cabo esta operación con brocas convencionales de tipo duro o herramientas fresadoras (milling tools) recubiertas de carburo de tungsteno.

Los nuevos métodos de reacondicionamiento dentro de la tubería tales como: tubería concéntrica, cañoneos pequeños, etc. Eliminan la necesidad de remover el empaque.

3.4.2 Empaques recuperables. Con base en sus mecanismos de asentamiento los empaques recuperables se clasifican en hidráulicos y mecánicos.

- Empaques mecánicos: de acuerdo al mecanismo de asentamiento los empaques pueden clasificarse en:

- *Empaques asentados por peso:* estos empaques consisten generalmente de un elemento de sello, un juego de cuñas y cono, algún tipo de dispositivo de fricción y un elemento botón. Este empaque es corrido hasta la profundidad deseada y asentada generalmente por rotación de la tubería de producción, acompañada a su vez del peso de la tubería y la tensión aplicada. Hay empaques de este tipo que pueden ser asentados por movimientos de la tubería hacia arriba y hacia abajo, y una vez asentados soportara altas presiones diferenciales en las mismas direcciones, debido a que estas presiones y partes del peso de la tubería son transmitidas a través del elemento de empaque, el cono y las cuñas hasta la pared de la tubería sostenedora (sarta de trabajo o Drill-Pipe). Este tipo de empaques puede ser usado tanto en pozos productores como inyectores y en algunos casos pueden ser empleados en pozos desviados. “para desasentar dichos empaques se rota hacia la derecha la tubería de producción”. Son económicos o ideales para situaciones de baja presión, donde la presión anular por encima del empaque, siempre es superior a la presión de la tubería por debajo del empaque. Por lo general incluyen un dispositivo de retención hidráulico para aquellos casos donde se esperan presiones diferenciales en ambas direcciones. El empaque es asentado por peso, por tanto toda presión ejercida en el anular tiende a optimizar el sello del empaque. Para desasentar el empaque se levanta la tubería liberando así el peso, de esta manera se desactiva la goma y se recogen las cuñas.

- *Empacaduras sentadas por tensión:* son prácticamente empacaduras sentadas por peso, que son corridas invertidas y sentadas aplicando tensión a la tubería. Este tipo de empaque se usa frecuentemente en pozos someros, donde no se dispone de suficiente peso de tubería para utilizar una empacadura sentada por peso. Y donde exista una presión diferencial moderada la cual incrementa la fuerza de asentamiento de dicho empaque. Además son usados

preferentemente en pozos inyectoros de agua y en pozos donde se va a hacer un programa de estimulación. Como son empaaduras cortas y compactas, se requiere muy poco espacio para asentarlas y requieren poco mantenimiento. Al determinar la fuerza de asentamiento inicial en la empaadura, se debe tener en cuenta especialmente la temperatura, ya que la inyección o producción de fluidos calientes, puede causar a la elongación de la tubería y el desasentamiento del empaque. El modo de recuperación de estos empaques es muy sencillo ya que simplemente “se desasienta rotando la tubería de producción hacia la derecha”. Además existen ciertos modelos de estos empaques que cuentan, para su recuperación con un mecanismo de emergencia manipulado mecánicamente.

- *Empaques mixtos*: estos empaques compiten con los empaques permanentes y básicamente son herramientas sentadas con peso, siendo esto suficiente para activar las cuñas de agarre en ambos sentidos y pueden ser usados dejando la tubería en compresión, tensión o neutra y cuando existan presiones diferenciales en cualquier dirección. El mecanismo principal para asentar o recuperar un empaque mixto es por rotación a la tubería hacia la derecha.

- *Empaque de asentamiento rotacional*: estos empaques pueden ser asentados simplemente haciendo rotar la tubería de producción hacia la derecha. Este tipo de empaquetadura puede ser usada para aislar zonas dentro del revestidor en pozos inyectoros de agua. Además, el uso de una empaquetadura de asentamiento rotacional permite que la tubería de producción descansa sin tensión, ya que si no ocurriera esto, la tubería podría partirse por efecto de elongación o contracción. Estas empaquetaduras son recomendables para ser usadas en pozos no desviados, o en pozos de poca o mediana profundidad y donde altas presiones diferenciales no son esperadas. El mecanismo de recuperación de estas empaquetaduras consiste en hacer rotar hacia la derecha la tubería de producción.

▪ Empaques hidráulicos: esta empaquetadura no requiere manipulación de la tubería son sentadas por presión la cual activa un sistema hidráulico de sello, la recuperación del empaque se realiza aplicando tensión o rotación sobre la tubería. Una de las principales aplicaciones de los empaques hidráulicos es en pozos convencionales de sartas múltiples. Sus principales ventajas son:

- Se puede instalar el árbol de navidad y circular el pozo con un fluido liviano antes de asentar el empaque.
- Todas las sartas pueden quedar en tensión para facilitar el paso de herramientas de guaya y tuberías concéntricas.
- Las sartas de un completamiento múltiple pueden correrse al mismo tiempo, con cuñas y elevadores múltiples.

- *Empaques hidráulicos de asentamiento hidrostático*: estos empaques como su nombre lo indica, se asientan hidrostáticamente, esto es, que solamente requieren de la presión ejercida por la columna de fluido en la tubería de producción, para poner a funcionar todo el mecanismo de asentamiento, ya que no posee ningún tipo de restricción (pines) al libre movimiento de las piezas que intervienen en el proceso de asentamiento de la misma. Presentan un pistón colocado en el interior de una cámara atmosférica, aislado del efecto de presiones externas. Bajo estas condiciones, solamente la presión ejercida por la columna hidrostática de fluido en la tubería de producción activa sobre el pistón y la cual es suficiente para mover todo el mecanismo de asentamiento de la empaquetadura.

- *Empaques hidráulicos asentados hidráulicamente*: en estos empaques no solamente requiere la presión de la columna de fluido en la tubería de producción, sino además, de una presión adicional en la superficie (2000-3000 libras) para poder así lograr el asentamiento efectivo de la misma. Estos empaques pueden subdividirse en Empaques Hidráulicos Sencillos y

Empaques Hidráulicos Dobles. En el primer caso, el asentamiento de este tipo de empaques, corresponde al mencionado en los empaques hidráulicos de asentamiento hidráulico, o sea, se asientan aplicando además de la presión ejercida por la columna de fluido, una presión adicional, para lograr así su asentamiento. En el segundo tipo de empaques se usa en pozos con sartas paralelas, y están diseñados para ser asentados hidráulicamente tanto por la sarta corta como por la sarta larga. Es asegurado en su posición de asentamiento, mecánicamente, a través de cuñas internas tipo resorte. Otra particularidad de estos empaques es que poseen un adaptador especial en el cilindro del pistón que les permite ser asentadas selectivamente y probadas individualmente.

▪ Tipos especiales de empaques recuperables:

- *Empaque de copas:* se usa en pozos de moderada profundidad, donde se esperan bajas presiones diferenciales, la presión es balanceada y la tubería se encuentra anclada. Su principal ventaja es su bajo costo y su simple operación.
- *Empaques inflables:* se usan para sellar aguas inferiores y aislar zonas con altas relaciones gas-petróleo. A estos empaques se les incorporan ciertos elementos especiales en la parte externa para tomar impresiones de fracturas, irregularidades del hueco abierto o fallas del revestimiento.
- *Empaques semi-permanentes:* estos empaques son prácticamente idénticos a los permanentes; excepto que los mecanismos de cuñas y sellos no son perforables, sino que están diseñados para ser removidos por tensión usando tubería.

3.5 GENERALIDADES DE LOS EMPAQUES RECUPERABLES

3.5.1 Generalidades de los Empaques Mecánicos.

- Operaciones de asentamiento

- Se revisa el empaque en superficie inspeccionando cuñas afiladas, seguro, cauchos, conos, estén en buen estado así como también el debido ajuste de todas las conexiones.
- Se verifica que sea del tamaño adecuado para el revestimiento del pozo.
- Se deben hacer las conexiones respectivas con llaves manuales y no de potencia, para evitar daño de roscas por exceso de ajuste.
- Se lleva a la profundidad de asentamiento, evitando en todo momento, que con el enroscado de la tubería se asiente (esto se evita colocando una llave aguantadora).
- Se determina en este momento el peso de la sarta:
Peso de la sarta (W.S.): lb /ft x profundidad
Factor de boyanza (Fb): $1 - D_f (\text{Lpg}) / 65.5$
Df: densidad del fluido que tiene el pozo en el momento de la operación.
65.5: densidad en (Lpg). Del acero convencional.
Peso del bloque viajero (W.B.V)
W indicador: $W.S * Fb + WBV$
- Dependiendo del tipo de empaque se determina el asentamiento:
Empaque peso (6,000 – 12,000 Lbs de peso)
Empaque tensión (6,000 – 14,000 Lbs de tensión)
- Se coloca al empaque el peso acordado para ello el indicador de peso debe mostrar una disminución del W (peso) acondicionador, en la misma cantidad.
- Se tensiona el empaque con la cantidad acordada por encima del peso de la sarta W indicador.

- Con previa rotación de la sarta entre 1-2 vueltas (es conveniente sostener el torque en el momento de descargar lentamente el peso o de aplicar la tensión).
- En algunas ocasiones y si el estado mecánico del pozo lo permite probar el sello del empaque, presionando con 500 – 1,500 Psi a través del anular y mantenidas durante 5 – 10 minutos para óptimos resultados.
- Operaciones para desasentar: para desasentar el empaque llévelo al peso muerto (el mismo W indicador), así:
 - Levante la sarta hasta recuperarlo (empaque de peso).
 - Baje la sarta hasta recuperar el W indicador (empaque a tensión), darle rotación 1-2 veces a la inversa de la operación de asentamiento, para asegurarse que las cuñas queden en el seguro, evitar al máximo que al sacar el empaque se rote la tubería.
 - En empaques de rotación se asienta dándole entre 8-10 vueltas a la derecha y se desasienta continuando la rotación entre 8-10 vueltas más, (observar el indicador de peso) en todo momento como regla de oro.

3.5.2. Generalidades de los Empaques hidráulicos. Éstos se conectan a la tubería de producción y se bajan a la profundidad de asentamiento.

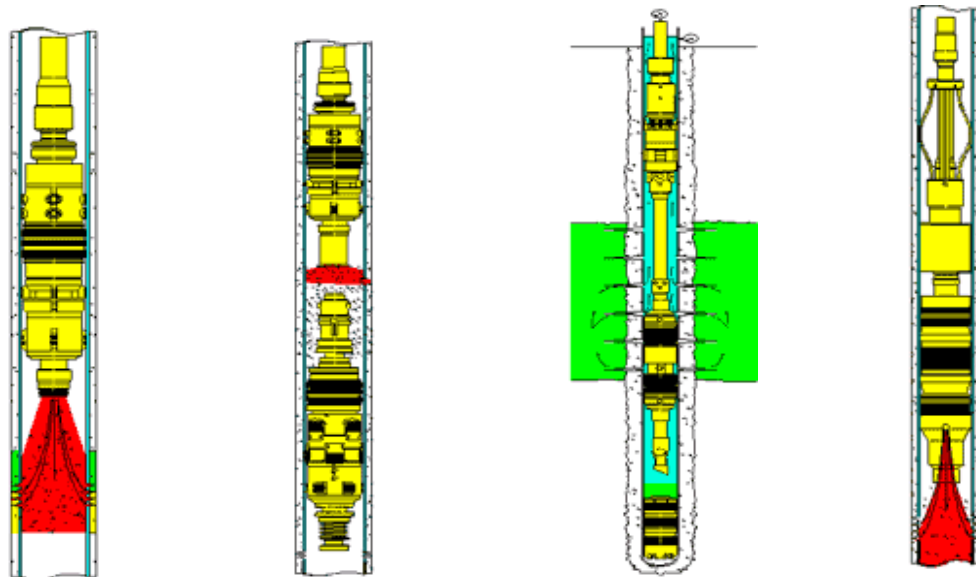
- Se efectúan las condiciones de superficie tales como colgador, tubing spool, válvulas principales, válvulas laterales, líneas de superficie, etc.
- Con presión de la bomba se realiza el asentamiento con presiones entre (1,000-3,000 Psi). Se aplican generalmente en completamientos múltiples (2-3 sartas de producción), en pozos desviados muy profundos en donde la presión del yacimiento es baja se utilizan estos empaques para aliviar la columna hidrostática y hacer pruebas de producción.

- Son de diseño diferentes a otros empaques y son provistos de un elemento sellante que se infla con presión de fluido y se adhiere a las paredes el hueco o del casing. Aplicables en pruebas de formación de hueco abierto (DST) o en pozos revestidos con restricciones de diámetro (colapso).

3.7 EMPAQUES DE USO MÁS CORRIENTE EN LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

3.6.1 Cementador recuperable Full Bore modelo "C".

Figura 4. Cementador recuperable Full Bore modelo "C"



Fuente: World Oil tool services

Tabla 1. Especificaciones Técnicas (Full Bore modelo “C”).

CASING		CEMENTE SIZE	GAGE & GUIDE RING OD	PACKING ELEMENT OD	PACKING ELEMENT SPACER OD
OD	WT IN LBS T & C				
MODELS C1 & C2					
4-1/2	9.5-13.5	43A	3.771	3.625	3.771
5	21		3.937		
5	18	43B	4.062	3.938	3.937
5	15		4.125		
5	11.5-13	43C	4.250	4.156	4.125
5-1/2	20-23	45A	4.500	4.375	4.500
	15.5-17		4.641		
5-1/2	13-15	45B	4.781	4.688	4.781
5-3/4	19.5-22.5				
5-3/4	14	45C	5.062	4.938	5.062
6	20.23				
6	17-18	45D	5.156	4.938	5.062
6-5/8	14-16		5.312		
	34	5.406	5.250	5.406	
	28-32	5.484			
6-5/8	24-29	45F	5.588	5.250	5.406
6-5/8	24-26.5	47A	5.656	5.500	5.656
7	38-40				
6-5/8	20-22		5.812		
7	32-35				
6-5/8	17	47B	5.968	5.750	5.968
7	28-30				
7	23-26		47BC		
	20-23	6.210		6.125	6.210
	17		6.281		
7-5/8	33.7-39	47C	6.453	6.125	6.453
7-5/8	26.4-29.7	47D	6.672	6.500	6.672
	20-24		6.812		
8-5/8	49	49A	7.312	7.000	7.312
	44		7.375		
	36-40		7.531		
	32		7.625		
8-5/8	24-28	49B	7.781	7.500	7.781
9	34-40		7.968		
8-5/8	53.5	51A	8.218	7.938	8.218
	43.5-47		8.437		
9-5/8	40	51B	8.593	8.375	8.593
	29.3-36		8.750		
10-3/4	32.7-55.5	53	9.437	9.250	9.375
11-3/4	38-60	54	10.250	10.000	10.187
13-3/8	48-72	55	11.875	11.625	11.812

Fuente: World Oil tool services

- Uso: se utiliza generalmente en operaciones que requieren de un empaque que pueda sostener presión tanto por encima como por debajo, tales como: acidificaciones, cementaciones forzadas, pruebas de presión y estimulaciones.

- Tamaños disponibles: 43 a 55, para utilizar en revestimientos de 4-1/2" hasta 13-3/8".

- Diseño: Las partes que componen el Full Bore son:
 - *Cuerpo de la herramienta (mandril)*: consta de un tubo que tiene rosca izquierda en ambos extremos, el cuerpo tiene dos canales, uno circular y el otro a lo largo del cuerpo donde se coloca la chaveta que da seguridad a las cuñas. En uno de los extremos va un cono unido al cuerpo.

 - *Cuñas*: la herramienta consta de dos juegos de cuñas, cada una tiene seis cuñas, el lado o cara que va contra el cuerpo tiene dos orificios donde se insertan los resortes que permiten el movimiento de las mismas.

 - *Cauchos*: consta de tres cauchos, dos de igual tamaño y el otro menor, separados por espaciadores, quedando el caucho pequeño o de menor dureza en medio de los otros dos. Los cauchos van en la parte inferior de la herramienta y las cuñas en la parte superior.

- Características:
 - *Sostiene presión de abajo o de arriba*: el empaque contiene dos juegos de cuñas, opuestas cada juego con estrías superficiales diseñadas para sostener presión en una dirección.

 - *Asentamiento*: las cuñas superiores asentadas permiten la circulación.

 - *Cañoneo, pruebas y cementación cuando se desee en un solo viaje*: el empaque y todos los accesorios están diseñados para ser corrido en hueco lleno, permite correr instrumentos de registro, o a través del tubing cañonear

debajo de la herramienta si se desea. Después de cañonear una zona, esta puede ser probada y si es necesario cementarla. Estas operaciones pueden ser realizadas cuantas veces sean necesarias en un viaje.

- *Unión de seguridad:* si debido alguna condición extrema no es posible soltarlo de manera normal, el empaque posee un sistema de seguridad.

- Observaciones. Durante cualquiera de las operaciones ya sea de Suabeo o de inyección, se presentan factores que pueden cambiar la tensión de asentamiento de la herramienta; estos factores deberán ser tomados en consideración para la determinación exacta de la cantidad de tensión a aplicarse al empaque, especialmente si el tubing esta colgado en las cuñas de superficie de modo que un cambio en el peso no es mostrado por el indicador.

- *Inyección:* La temperatura de los fluidos que son inyectados cambia la longitud de la tubería, un fluido frío contrae la tubería e incrementa la tensión en el empaque, un fluido caliente alarga la tubería y disminuye la tensión en la herramienta. La contracción no es un problema a menos que pueda partir la sarta de tubería. La elongación afecta el asentamiento, sin embargo, puede ser calculada la cantidad de tensión que debe ser aplicada a la herramienta. Cambios de la presión en el tubing o en el anular crean fuerzas radiales que alteran el diámetro de la tubería incrementando o disminuyendo la longitud. Un aumento de la presión en el tubing no es tan crítico hasta que la tubería se pandee, puesto que esto aumenta el diámetro, disminuyendo la longitud de la tubería, aumentando la tensión sobre el empaque.

- *Suabeo:* La elongación en la tubería producida por el cambio de temperatura en el fluido debido al suabeo es despreciable, ya que el suabeo no aumenta considerablemente la temperatura promedio del tubing, puesto que el fluido caliente que esta siendo suabeado cubre únicamente una corta sección de la

longitud total de la tubería y después de descargarlo la sección retorna inmediatamente a la temperatura normal. El suabeo aumenta la presión del anular por encima de la del tubing, lo cual crea una fuerza radial a favor del anular. La fuerza radial actúa contra la superficie exterior de la tubería disminuyendo el diámetro interno del tubing lo cual induce un aumento en la longitud de la sarta, disminuyendo la tensión en la herramienta. Esta elongación en el tubing debe ser tomada en consideración cuando se calcule la tensión exacta que debe aplicarse al empaque durante la operación de suabeo.

▪ Instrucciones de Operación:

- Instalar la válvula igualadora (abierta) en el “Top del Full Bore “.
- Instalar el probador de tubería (Tubing Tester modelo “N”) encima de la válvula igualadora.
- Inspeccionar la unión de seguridad, soltarla y reapretarla.
- Sacar las cuñas del seguro y moverlas hacia ambos conos superior e inferior, retornarlas a la posición de seguro.
- Correrlo y asentarlo a la profundidad deseada.

▪ Información necesaria al solicitar un Full Bore.

- Diámetro, peso y tipo del revestimiento donde se empleara el “FB”.
- Diámetro y tipo de tubería que se empleara para bajar la herramienta.
- Indicar si se desea emplear el “Tubing Tester” y Unloading Sub.
- Especificar, si se emplea RBP.

▪ Cómo asentar el “FB”.

- Bajar el “FB” a la profundidad deseada.

- Rotar la tubería una vuelta hacia la derecha.
- Con esta rotación las cuñas superiores se agarran al revestimiento soportando así el peso de la tubería.
- Tensionar el “FB” de acuerdo a las especificaciones que aparecen en la tabla adjunta.
- Al tensionar la herramienta las cuñas inferiores se agarran al revestimiento. El mandril sube quedando dichas cuñas sobre el cono y permitiendo de esta manera la expansión de los cauchos.
- Cómo desasentar el “FB”.
 - Bajar la tubería al punto muerto, retirando así la tensión impuesta sobre la herramienta.
 - Girar la tubería una vuelta a la izquierda y levantar la tubería para comprobar que el “FB” quede libre.

Observaciones:

- Asegurarse de que se han igualado las presiones por encima del “FB” antes de comenzar a desasentarlo.
- Circular en reversa para limpiar la herramienta y la tubería.
- Si no es posible librar el “FB” tensionarlo con 14,000 a 20,000 Lbs y repita el procedimiento descrito en los numerales 1y2.

Tabla 2. Tensión aplicada al empaque para su Desasentamiento.

TENSIÓN LBS	TAMAÑO	DIÁMETRO EXTERNO REVESTIMIENTO	PESO DEL REVESTIMIENTO	DIÁMETRO EXTERNO DEL ELEMENTO EMPACANTE in.	ROSCAS
15000	45A	5 – ½"	15.5 – 17 #	4.375	2 – 3/8" OD. EU 8 RD
15000	47A	6 – 5/8"	20 – 22 #	5.500	2 – 7/8" EU 8 RD
15000	45F		24 – 29#	5.250	2 – 3/8" EU 8 RD
15000	45E		28 – 32 #	5.250	2 – 3/8" EU 8 RD
15000	47B	7"	23 – 26 #	5.750	2 – 7/8" EU 8 RD
18000	49A	8 – 5/8"	32 #	7.000	2 – 7/8" EU 8 RD
24000	51B	9 – 5/8"	40 #	8.375	2 – 7/8" EU 8 RD
18000	51A	9 – 5/8"	43.5 – 47 #	7.938	2 – 7/8" EU 8 RD

Fuente: World Oil tool services

▪ Cómo recuperar el "FB" en casos de emergencia.

- Colocar una tensión de 1,000 a 3,000 Lbs y rotar la tubería 15 vueltas a la derecha para desenroscar la unión de seguridad. Este procedimiento disloca las cuñas evitando así que los cauchos suelten contra la pared del revestimiento.
- Si no da resultado el sistema anterior, aplicar de 14,000 a 20,000 Lbs de peso y tensionar 14,000 Lbs, repita esta operación hasta cuando el empaque se mueva libremente.
- Si por cualquier razón la parte externa inferior de la herramienta (del cono hacia abajo), no se libera, una tensión de 24,000 Lbs cortara el anillo "soporta cono" y la parte externa inferior de la herramienta quedara sostenida por el anillo de corte.
- Si la herramienta aun no puede liberarse una tensión de 34,000 Lbs cizalla el anillo de "corte". Permitiendo extraer la parte superior del "FB", dejando únicamente la parte inferior externa (cono o guía), en el pozo.

- Empleo del Full Bore con otras herramientas:
 - *Con el Bridge Plug:* una de las aplicaciones mas interesantes es su empleo con el “Retrievable Bridge Plug”, es para efectuar operaciones en zonas que deben aislarse, sean estas simples o múltiples. Una característica ventajosa que ofrece esta combinación de herramientas, esta en el hecho de que la distancia a que puede colocarse ambas herramientas, es prácticamente ilimitada.
 - *Con el Tubing Tester:* el ensayador de tubing (Tubing Tester), es un dispositivo diseñado para permitir la prueba a presión del tubing, antes de emplear el FB en cualquier operación.
 - *Con el Unloading Sub:* es una herramienta que sirve para equilibrar la presión en el tubing y el espacio anular en caso de emergencia.

3.6.2 Válvula igualadora de presiones (unloading sub).

Figura 5. Unloading sub Modelo R1



Fuente: World Oil tool services

La válvula esta diseñada para igualar las presiones de la tubería y el anular por encima de un “Full Bore”, puede correrse también con cualquier herramienta de tensión cuya operación sea compatible con la operación de la válvula.

Se encuentran las válvulas modelos R1 Y R2. La válvula modelo R2 (tamaño 2 3/8” y 2 7/8”) difiere de la válvula R1 en que ofrece mayor área para la circulación de fluido lo cual minimiza la depositación de arena y cemento. El modelo R1 en estos tamaños puede ser convertido al modelo R2 reemplazando tres partes de esta válvula.

Tabla 3. Especificaciones Técnicas (Unloading sub).

ESPECIFICACIONES	
SIZE	THREADS BOX UP PIN DOWN
1.660	1.660
2 3/8"	2-3/8 OD EU 8 Rd
2 7/8"	2-7/8 OD EU 8Rd

Fuente: World Oil tool services

▪ Ventajas:

- Puede correrse en posición abierta o cerrada y abrirse o cerrarse cuantas veces se desee.
- Iguala presiones en cualquier dirección.
- Fácil de operar, abre con peso y cierra con tensión.

▪ Operación:

La válvula (Unloading Sub) debe ser colocada directamente encima del empaque “Full Bore” y generalmente se corre en posición abierta para permitir el paso de fluidos a través del “Full Bore” y el espacio anular. Al aplicar la tensión requerida para sentar el empaque se cierra la válvula y al aplicar peso, se abre esta. En la

tabla de abajo se muestra las tensiones y los pesos requeridos para operar la válvula.

Tabla 4. Fuerzas requeridas para cerrar y abrir las válvulas

TAMAÑO	TENSIÓN PARA CERRAR LA VÁLVULA	PESO PARA ABRIR LA VÁLVULA
2 – 3/8"	2500 Lbs	3000 Lbs
2 – 7/8"	3000 Lbs	5000 Lbs
4 – 1/2"	6000 Lbs	8000 Lbs

Fuente: World Oil tool services

- Efecto de presión del tubing y del anular sobre la válvula (Unloading Sub): La presión en el tubing o en el anular tiende a abrir o cerrar la válvula como resultado de las fuerzas hidráulicas desarrolladas. La magnitud de estas fuerzas esta gobernada por el tamaño del tubing y con el tamaño de la válvula, puesto que es impracticable suministrar válvulas que estén hidráulicamente compensadas o balanceadas para cada uno de los posibles tamaños del tubing que pueden ser usados, y puesto que las fuerzas involucradas pueden ser fácilmente compensadas con la aplicación de tensión cuando sea necesario, han sido preparadas cartas para simplificar los cálculos, los cuales suministran la información requerida para completar el control de la válvula bajo cualquier condición de presión.

Las presiones de la herramienta referidas en esta unidad es el resultado de sumar la presión manométrica de cabeza y la presión hidrostática.

- Instrucciones para armar y desarmar: La válvula normalmente debe ser armada en posición abierta. Los "O rings", deben ser puestos antes de iniciar el ensamble para evitar la posibilidad de no colocarlos durante la operación de ensamblaje. Para la armada de ésta, es necesario tener en cuenta:

- Deslizar el "seal ring" hasta el tope del mandril.

- Deslizar el "seal retaining nut" y roscarlo hasta acomodarlo contra el "seal ring".
- Deslizar el "housing" en el mandril.
- Colocar el "top sub".
- Colocar la chaveta en la ranura.
- Alinear la chaveta y el mandril con el "top sub" y roscar el "housing" en el "top sub".
- Roscar el "latch" en el "housing".

3.6.3 Modelo "N" Full Bore Tubing Tester.

Figura 6. Full Bore Tubing Tester



Fuente: BJ Oil tool services

Esta herramienta es utilizada para probar con presión una sarta de tubería y detectar así cualquier tipo de fuga antes de realizar una operación de cementación forzada. Aunque esta diseñado para ser usado con el “Baker Full Bore Retrievable Cementer” este puede correrse con cualquier herramienta similar que sea compatible con esta operación.

Tabla 5. Especificaciones Técnicas (Full Bore Tubing Tester).

SIZE	TOOL OD	TOOL ID	THREADS BOX UP PIN DOWN
2 – 3/8”	3.75”	1.88”	2-3/8 OD EU 8 RD
2 – 7/8”	5.25”	2.38”	2-7/8 OD EU 8 RD

Fuente: BJ Oil tool services

▪ Ventajas:

- Su operación es sencilla. Requiere solamente torque a la derecha.
- Puede cerrarse o abrirse repetidamente.
- Puede ser utilizado como preventor de reventones, ya que permite cerrar la tubería en caso de emergencias.

▪ Operación:

El probador debe colocarse por encima del empaque y de la válvula igualadora antes de bajar la herramienta a la profundidad de asentamiento. El probador es corrido con la “Flapper valve” en posición abierta.

Para probar la tubería, liberar el mecanismo de las cuñas del empaque a la profundidad de asentamiento y aplicar rotación a la derecha hasta obtener 1-1/2 vueltas sobre la herramienta. ($\frac{3}{4}$ de vuelta sobre el probador mas el numero de giros requeridos para el empaque).

La rotación a la derecha mueve el segmento trabador y el pin, “J- slot in top sub”, mantenga el torque sobre las herramientas y baje la tubería hasta cuando pierde peso en el indicador de peso. (Al bajar la tubería mueve el “top sub” hacia abajo cerrando la flapper valve y colocando el pin y el segmento y esta permanece cerrada durante la prueba de la tubería debido a la diferencia de área entre el cilindro y el Top sub, después de probar la tubería, descargue la presión y tense el Full Bore. Esto abre la “Flapper valve” dentro del probador y automáticamente permanece en posición abierta hasta cuando la tubería sea rotada nuevamente a la derecha.

3.6.4 Tapón De Retención Recuperable Baker Modelo “C” Bridge Plug (RBP).

Figura 7. Bridge Plug Recuperable RBP



Fuente: Halliburton services tool

Tabla 6. Especificaciones Técnicas (Bridge Plug Recuperable RBP).

CASING/TUBING			MAXIMUM OD		MINIMUM ID		TO PASS RESTRICTION		PRESSURE RATING				
SIZE		WEIGHT								Above	Above	Below	Below
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm	psi	bar	psi	bar
2 7/8	73.03	6.4	9.52	2.28	57.91	0.000	0.000	2.31	58.67	10,000	689	10,000	689
		8.7	12.95	2.12	53.85	0.000	0.000	2.19	55.55	5,000	344.5	5,000	344.5
3 1/2	88.90	12	17.86	2.60	66.04	0.000	0.000	2.63	14.18	7,500	516.75	7,500	516.75
		9.2	13.69	2.71	68.83	0.000	0.000	2.75	69.85	7,500	516.75	7,500	516.75
4	101.60	14	20.83	3.10	78.74	0.000	0.000	3.19	81	6,000	413.4	6,000	413.4
		9.5	14.14	3.22	81.79	0.000	0.000	3.25	82.55	5,000	344.5	5,000	344.5
4 1/2	114.30	11	16.37	3.60	91.44	0.000	0.000	3.63	92.1	6,000	413.4	6,000	413.4
		12	17.86	3.75	95.3	0.000	0.000	3.81	96.82	10,000	689	10,000	689
5	127.00	15	22.32	4.22	107.19	0.000	0.000	4.25	108	5,000	344.5	5,000	344.5
		18	26.79	4.09	103.89	0.000	0.000	4.13	104.78	6,000	413.4	6,000	413.4
4.5 - 5	114.30- 127.00	20	29.76	3.75	95.30	0.000	0.000	3.81	96.82	5,000	344.5	5,000	344.5
5 1/2	139.70	17	25.3	4.53	115.06	0.000	0.000	4.56	115.82	5,000	344.5	5,000	344.5
		23	34.23	4.44	112.78	0.000	0.000	4.50	114.3	5,000	344.5	5,000	344.5
		23	34.23	4.28	108.71	0.000	0.000	4.31	109.55	5,000	344.5	5,000	344.5
6 5/8	168.30	20	29.76	5.56	141.22	0.000	0.000	5.63	142.88	5,000	344.5	5,000	344.5
		28	41.67	5.56	141.22	0.000	0.000	5.63	142.88	6,500	447.85	6,500	447.85
		32	47.62	5.47	138.94	0.000	0.000	5.50	139.7	5,000	344.5	5,000	344.5
7	177.80	23	34.23	5.97	151.64	0.000	0.000	6.00	152.4	3,500	241.15	3,500	241.15
		26	38.69	5.89	149.61	0.000	0.000	5.94	150.8	3,000	206.7	3,000	206.7
		32	47.62	5.81	147.57	0.000	0.000	5.85	148.6	5,000	344.5	5,000	344.5
		35	52.09	5.60	142.24	0.000	0.000	5.63	142.88	7,500	516.75	7,500	516.75
7 5/8	193.68	29	43.16	6.63	168.28	0.000	0.000	6.69	169.85	5,000	344.5	5,000	344.5
		33	49.11	6.31	160.27	0.000	0.000	6.38	161.93	5,000	344.5	5,000	344.5
		39	58.04	6.19	157.23	0.000	0.000	6.25	158.75	5,000	344.5	5,000	344.5
9 5/8	244.48	40	59.53	8.56	217.3	0.000	0.000	8.63	219.08	3,000	206.7	3,000	206.7
		43	64	8.48	215.27	0.000	0.000	8.50	216	3,000	206.7	3,000	206.7
		53	78.87	8.26	209.8	0.000	0.000	8.31	211.12	5,000	344.5	5,000	344.5
10 3/4	273.05	51	75.89	9.570	243.1	3.250	82.55	9.63	244.5	3,000	206.7	3,000	206.7
		55	81.85	9.48	240.8	3.250	82.55	9.53	242.06	5,000	344.5	5,000	344.5
		60	89.28	9.38	238.13	3.250	82.55	9.44	239.7	5,000	344.5	5,000	344.5
11 3/4	298.45	54	80.36	10.60	269.24	0.000	0.000	10.66	270.76	5,500	378.95	3,500	241.15
13 3/8	339.73	68	101.2	12.14	308.23	0.000	0.000	12.19	309.55	3,500	241.15	3,500	241.15

Fuente: Halliburton services tool

- Uso: Es una herramienta diseñada para el control de presiones de un pozo tanto como por encima como por debajo de la misma. Una de las aplicaciones del Bridge Plug es usarlo en operaciones de fracturamiento, acidificación, pruebas selectivas o cementaciones en compañía del Full Bore o con una herramienta similar compatible. El empaque Retrievable Bridge Plug modelo "C1" esta disponible en tamaños 28 hasta 43 y difiere del modelo "C" únicamente en el diseño de ensamblaje de las cuñas.

Esta unidad técnica contiene detallada información sobre el Bridge Plug así como también instrucciones especificadas de operación cuando lo corremos con la herramienta "Baker Retrieving Head".

- Puntos a considerar antes de correr el Bridge Plug:

- Analizar cuidadosamente las condiciones del pozo y la naturaleza de las operaciones que van a ser realizadas sobre el Bridge Plug.
- Evitar que los desechos del cañoneo que caen sobre el empaque puedan impedir el funcionamiento correcto de las cuñas (slip) cuando se vaya a remover (usar cañones que tengan un mínimo de desechos).
- En áreas donde se presentan problemas de arenamiento, se emplea una válvula superior especial (upper valve cage) en lugar de usarse la válvula Standard con pequeñas aberturas, las que pueden producir bloqueos.
- Considerar la posibilidad de encontrar una zona de fuerte flujo, después de fracturar o cañonear, que pueda asentar el Bridge Plug cuando se vaya a recobrar.
- Verificar que la cabeza de la barra de control del Bridge Plug corresponda al tamaño del Retrieving Head usado.
- Si el Bridge Plug se baja con cable, remplace el RH por una botella que tenga un diámetro menor en el extremo de acople con el tubo que estará atado al cable y que servirá como peso por bajar.

▪ Operación:

- Acoplar el Retrieving Head (RH), con el extremo inferior del Full Bore o de la tubería.
- Colocar el RBP en posición vertical, levantar el RH con el elevador y bajar el RH, cuidadosamente sobre la cabeza de la barra RBP el pin en forma de "J" se mueve hacia arriba.
- Levantar la herramienta y colocarla dentro del revestimiento.
- Bajar la herramienta a la profundidad de asentamiento deseada.
- La guía del RH empuja el cuerpo, conos y los cauchos hacia abajo. La barra de control, la cruz de enlace y las cuñas se colocan en posición neutra de tal manera que los conos no puedan deslizarse por debajo de las cuñas para asentar el RBP. La barra de control mantiene la válvula de inferior abierta y la presión del fluido abre la válvula superior. Así el fluido dentro del pozo pasa a través del RBP cuando este se esta bajando.
- Para soltar el RBP levante un poco la tubería (4") sin girar la tubería a la izquierda, en esta posición coloque torque a la izquierda y baje lentamente la tubería hasta cuando coja peso sobre la herramienta. Mantenga el torque mientras tensiona la tubería con el fin de evitar que se vuelva a enganchar el RH en la cabeza del RBP.
- Un ligero movimiento hacia arriba y el pin en forma de "J" bajará a la sarta con torque a la izquierda se mueve el pin "J". Si el RBP no coge peso debe repetirse la operación de asentamiento.
- Cuando el RBP coge peso, levante la herramienta 10 pies mientras mantiene la sarta con torque a la izquierda, así suelta el RBP. Aplique de nuevo torque a la izquierda y baje aproximadamente 2 pies si este punto no se obtiene peso, esto indica que el RBP esta suelto.
- Antes de comenzar a recuperar el RBP se circula unos pies por encima del empaque con el fin de remover el sucio, luego se baja la sarta con el RH hasta que la cabeza de la barra de control del RBP entre en el RH y el tubing pierda

peso. Esto indica que se ha enganchado de nuevo el RBP o que el RH este asentado sobre la arena o cualquier otro sedimento. La arena o sedimento, deben sacarse a la superficie. Si se encuentra cemento endurecido sobre el tapón de arena usado en trabajos de cementación, será necesario bajar con broca y botellas para perforar el cemento. Teniendo el cuidado de no tocar la barra de control con la broca por que se puede dañar. Si es posible remover la arena y los residuos por sola circulación, se puede bajar la tubería solamente con el RH.

- Instalar el RH a la tubería.
- Verificar el tope de sucio y circular en directa.
- Cuando el RH alcance el tope de la cabeza de la barra de control del RBP levante un pie o dos y continúe circulando en directa hasta que toda la arena y residuos retornen a la superficie por el espacio anular.
- Después de sacar la arena y los residuos del revestimiento, circular en forma intensa para evitar que quede arena sobre el tope del RBP. En muchos casos habrá necesidad de usar tubos telescopicos que faciliten la remoción del sucio para poder recuperar el RBP.

Si el RBP no coge peso, pero la arena y los residuos se han sacado en su totalidad, bajar más el RH, sobre la barra de control del RBP y girar la sarta a la derecha para enganchar la cabeza de la barra de control.

- Levantar la tubería lentamente, no aplique demasiada tensión hasta que la presión diferencial se haya igualado. Excesiva tensión en este momento podría dañar el RBP. El movimiento lento hacia arriba abre la válvula superior permitiendo que la presión sobre el RBP se iguale. En este punto el RBP no cogerá, pero se moverá hacia el fondo.

▪ Recobro Del "RBP" En Zonas De Fuerte Flujo:

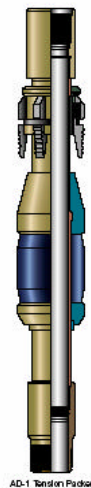
- Si hay una zona de flujo fuerte sobre el RBP, se debe levantar este un poco mas arriba de la zona de flujo. Pero tan pronto pase la zona de flujo el RBP se

puede asentar con la presión que actúa por debajo de las cuñas inferiores. Si esta condición existe, es mejor parar y averiguar que esta sucediendo en lugar de conseguir dificultades con la herramienta maniobrándola bruscamente. Se debe asentar el RBP y colocar suficiente peso con el fin de dejar la herramienta con la válvula inferior abierta y aliviar en algo la presión que se acumula por debajo del RBP.

- Cuando la presión que se acumula por debajo del RBP no puede descargarse rápidamente para poder mover el RBP, es mejor esperar hasta que cuando el flujo disminuya un poco o bien empujar el RBP hacia debajo de la zona de flujo fuerte y sacarlo cuando el flujo sea ligero o moderado.
- En emergencia. Una tensión o un peso de 30,000 lbs pueden aplicarse sin dañar el RBP.
- Cuando se saca el RBP del pozo al desenroscar la tubería se debe aguantar con una llave para evitar cualquier rotación o torsión a la izquierda la cual puede soltar el RBP.

3.6.5 Empaque De Tensión Modelo AD-1

Figura 8. Empaque de tensión modelo AD-1



Fuente: BJ services tool

Tabla 7. Especificaciones Técnicas (Empaque de tensión AD-1).

CASING				PACKER					
OD	WEIGHT	ID RANGE IN WICH PACKER MAY BE RUN		SIZE	NOM ID	MAX GUIDE RING OD	THREAD SPECIFICATIONS BOX UP & PIN DOWN		
Ln.	Lb/ft	MIN Ln.	MAX Ln.		Ln.	Ln.	Ln.		
4	9.5-11.6	3.428	3.548	41A	1890	3.281	2-3/8 OD EU 8 RD		
4-1/2	12.6-15.1	3.697	3.958	41B		3.609			
	9.5-13.5	3.910	4.160	43A		3.786			
5	15-18	4.161	4.408	43B		4.140			
	11.5-15	4.408	4.560	43C	4.265				
5-1/2	26	4.625	4.778	45A2	1.973	4.515			
	13-15.5			4.950		5.190		45B	4.796
5-3/4	22.5	5.191	5.390						
6	26			5.391		5.560		45D	5.171
	20-23				5.561				5.595
6-5/8	28-32	5.596	5.791	45E4		2.416		5.499	
	24				5.830			5.921	47A2
7	38	6.136	6.276	47B2			5.671		
	26-29				6.456		6.538	47C2	5.983
	17-20					6.539			6.765
7-5/8	33.7-39	6.766	7.025	47D2	6.468				
	24-29.7				7.511	7.725	49A2	6.687	
8-5/8	40-49	7.922	8.191	49B				3.000	7.327
	20-28				8.300	8.681	51A2	7.796	
9-5/8	47-53.5	8.836	9.063	51B				4.000	8.218
	29.3-36				9.625	10.192	53A		8.593
10-3/4	32.7-55.5	10.605	11.200	53B					9.515
11-3/4	38-60				11.750	12.300	55A		10.515
12-3/4	48-53	12.300	12.715	55B				11.625	
13-3/8	48-72							12.000	

Fuente: BJ services tool

El empaque baker modelo AD-1 es un empaque de tensión, económico y recuperable usado donde un empaque de asentamiento no puede ser corrido debido a los requerimientos de presión.

▪ Usos:

- Donde no sea posible utilizar un empaque de peso a causa de los requerimientos de presión.
- Es un empaque diseñado especialmente para pozos inyectoros de agua, pero también puede ser utilizado en operaciones que requieren presión como en fracturamiento de formaciones poco profundas.

▪ Características:

- El tamaño relativamente pequeño del empaque AD-1, aumenta la eficiencia de manejo, transporte y almacenamiento como también las operaciones sobre la torre (Rig).
- Su diseño elimina la necesidad de eliminar centralizadores (Drag Springs).
- El diámetro del hueco a través del empaque es mayor que el diámetro interno de la tubería, permitiendo que aparatos corridos a través del tubing, también puedan correrse a través del empaque.

▪ Ventajas:

- Es corto y compacto, fácil de manipular.
- Posee un elemento de sistema empacante para temperatura hasta de (250° F) dureza 80 para los tamaños 41 a 51.
- Para aplicaciones por encima de (250°F), un elemento de dureza 90 es aconsejable.
- Los tamaños 53 y 55, dureza 70 y (225°F).

- Asentamiento:

- Corra el empaque a la profundidad de asentamiento deseado.
- Rote la tubería ¼ de vuelta a la izquierda y tense de acuerdo a las siguientes especificaciones:

Tabla 8. Tensión requerida para el Asentamiento del Empaque AD-1

TAMAÑO EMPAQUE	TENSION (LBS)
41 (4" y 4 ½ ")	2000
43-45 (4 1/2", 5", 5 ½", 5 ¾", 6" y 6 5/8")	5000
47 (6 5/8"- 7 5/8")	7500
49-55 (8 5/8" – 13 3/8")	15000

Fuente: BJ services tool

- Desasentamiento:

- Bajar la tubería al menos 1 (pie) mas de lo necesario con el fin de remover la tensión aplicada y rotar la tubería ¼ de vuelta a la derecha.
- Levantar la tubería y verificar el desasentamiento del empaque.

- Retiro En Emergencia: el empaque posee dos mecanismos de seguridad para cuando sea necesario retirarlo en condiciones extremas.

- Ring de cizalladura instalado en el cuerpo debajo del "Guide Ring ", que al cizallarse permite retirar del pozo la tubería y el empaque completo.
- "Top Sub ", rosca izquierda que opera con 1,000 lbs de tensión y 20 o mas giros a la derecha. Permite remover la tubería y el "Top Sub" únicamente.

- Tensión Requerida Para El Empaque Baker Modelo AD-1 Cuando La Presión En El Anular Es Mayor Que La Presión En La Tubería: como este tipo de empaque solo tiene un conjunto de cuñas que impide únicamente el movimiento hacia

arriba, debe tenerse especial cuidado en aquellas operaciones en las cuales la presión en el anular, será considerablemente mayor que la presión en la tubería. Cuando exista esta situación el empaque tiende a bajar y puede desasentarse, o bajo condiciones extremas, el Ring de cizalladura en la parte inferior del empaque pueda reventarse. Sin embargo dentro de los límites razonables la presión en el anular puede ser mayor que la de la tubería originando una fuerza hacia abajo sobre el empaque como resultado de la presión diferencial, la cual puede compensarse tensionando suficiente la tubería.

- **Precaución:** no exceda la presión diferencial máxima indicada en la tabla o las 40,000 lbs de tensión ya que el exceso podría cizallar el anillo de corte. Los tamaños 49 a 55 (8 5/8" - 13 3/8") no deben usarse cuando la presión en el anular sea mayor que la presión en la tubería.

Tabla 9. Máxima presión diferencial aplicada al Empaque AD-1

TAMAÑO	O.D. REVESTIMIENTO Pulgadas	MÁX. PRESIÓN DIFERENCIAL PSI	MÁX. ÁREA ANULAR Pulgadas	
			TUBERÍA O.D.	
			2 - 3/8"	2 - 7/8"
43A	4 - 1/2	3800	9.25	7.20
43B	5	3200	10.80	8.75
43C	5 y 5 - 1/2	3000	11.90	9.85
45A	5 - 1/2	2300	14.95	12.90
45B	5 - 3/4 y 6	2000	17.20	15.15
45C	6	1800	19.20	17.10
45D	6	1700	20.40	18.35
45E	6 - 5/8	1500	22.65	20.60
47A	6 - 5/8 y 7	1200	26.40	24.35

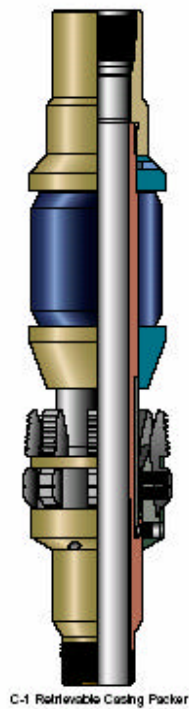
Fuente: BJ services tool

Cuando la presión diferencial entre la tubería y el anular es menor que la mostrada en la tabla, la tensión requerida para mantener esta presión diferencial puede ser calculada en la siguiente forma:

- Comprobar que la presión en el anular no exceda a la presión en la tubería en un valor máximo que el ilustrado en la tabla.
- Seleccione el área máxima del anular para el tamaño de tubería y empaque que tenga.
- Multiplique dicha área por la presión diferencial que va a ser aplicada en el anular.
- Sume todas las fuerzas para obtener la presión necesaria.

3.6.6 Empaque Baker Modelo "G" Retrievable Casing Packer

Figura 9. Retrievable Casing Packer Modelo "G"



Fuente: BJ services tool

Tabla 10. Especificaciones técnicas (Retrievable Casing Packer Modelo “G”)

CASING				PACKER					
OD	WEIGHT	ID RANGE IN WICH PACKER MAY BE RUN		SIZE	NOM ID	MAX GUIDE RING OD	THREAD SPECIFICATIONS BOX UP & PIN DOWN		
Ln.	Lb/ft	MIN	MAX					Ln.	Ln.
		Ln.	Ln.						
4-1/2	9.5-13.5	3.910	4.090	43A	1.895	3.786	2-3/8 OD EU 8 RD		
5	15-18	4.250	4.408	43B		4.140			
	11.5-15	4.408	4.560	43C		4.265			
5-1/2	26				4.625	4.778		45A2	4.515
	20-23								
5-3/4	13-15.5	4.950	5.190	45B	1.973	4.796			
	22.5								
6	26	5.191	5.390	45C		5.077			
	20-23								
6-5/8	15-18	5.391	5.560	45D		5.171			
	34					5.561	5.595	45E2	5.421
	28-32					5.596	5.791	45E4	5.499
	24					5.830	5.921	47A2	5.671
7	38	5.830	5.921	47A2		2.416	5.671	2-7/8 OD EU 8 RD	
	26-29	6.136	6.278	47B2			5.983		
				47B2x3.0	3.000	3-1/2 OD EU 8 RD			
7-5/8	17-20	6.456	6.538	47C2	2.416	6.281	2-7/8 OD EU 8 RD		
	33.7-39	6.539	6.765	47C4		6.468			
8-5/8	24-29.7	6.766	7.025	47D2	3.000	6.687			
	40-49	7.511	7.725	49A2		7.327	3-1/2 OD EU 8 RD		
9-5/8	20-28	7.922	8.191	49B	4.000	7.796			
	47-53.5	8.300	8.681	51A2		8.233	4-1/2 OD EU 8 RD LG CSG BOX x SHT CSG PIN		
10-3/4	29.3-36	8.836	9.063	51B	8.608				
	32.7-55.5	9.625	10.192	53A	9.515				
11-3/4	38-60	10.605	11.200	53B	10.515				
12-3/4	43-53	11.750	12.300	55A	11.640				
13-3/8	48-72	12.300	12.715	55B	12.015				

Fuente: BJ services tool

- **Uso:** es un empaque de asentamiento por peso, económico y compacto que puede ser utilizado como empaque de producción o en compañía de una válvula igualadora de presiones y un “Hold Down” en operaciones de presión, pruebas y estimulación de pozos.

▪ Ventajas:

- Es más corto y compacto que otros empaques de su mismo tipo, es de fácil manejo, almacenamiento, transporte y maniobrabilidad.
- Permite el paso a través de su mandril de instrumentos de registro, bombas de presión y aparatos para medir la temperatura. El conjunto de cuñas y el elemento son similares a los de otros empaques Baker.
- Para trabajos a altas temperaturas se puede acondicionar el empaque con un caucho especial. El empaque Baker Modelo "G" puede también ser utilizado como un empaque de tensión si se corre en posición invertida.

▪ Operación:

- Corra el empaque hasta (1 pie) por debajo de la profundidad de asentamiento.
- Levante el empaque hasta la profundidad de asentamiento.
- Rote la tubería ¼ de vuelta a la derecha y aplique el peso requerido para el asentamiento del empaque.

Tabla 11. Peso requerido para asentar el Empaque Retrievable Casing Packer

TAMAÑO	PESO	O.D. REVEST.	PESO # PIE	ELEMENTO EMPACANTE Pulgadas	CONEXIONES ROSCAS
45A4	6000	5 – ½"	15.5 – 20	4.375	2-3/8" OD EU caja arriba * 2-3/8"
46B	6000	6 – 5/8"	17 – 20	5.500	OD EU 8 Rd pin
46B	6000	7"	32 – 35	5.500	Abajo
47A4	10000	6 – 5/8"	17 – 20	5.500	2-7/8" OD EU 8 Rd
47A4	10000	7"	32 - 35	5.500	Caja arriba 2-7/8" OD EU 8 Rd abajo

Fuente: BJ services tool

NOTA: para tamaños mayores de 47 se requiere un peso mínimo de 15,000 Lbs

- Para desasentar el empaque simplemente levante la tubería. Si desea desasentar el empaque a mayor profundidad rote la tubería $\frac{1}{4}$ de vuelta a la izquierda para asegurar de nuevo las cuñas y proceda a asentar el empaque a la profundidad requerida.
- Como desasentarlo en caso de emergencia: el empaque Baker Modelo "G" tiene una unión de seguridad que permite retirar la tubería en caso necesario. Se debe aplicar una tensión de 1,000 a 2,000 Lbs y rotar la tubería a la derecha un mínimo de 7 vueltas, esto desenroscara el sustituto superior del empaque, permitiendo retirar del pozo la tubería y el sustituto.

3.6.7 Empaque R-3 Simple y Doble Agarre.

Figura 10. Empaque R-3 Simple y Doble Agarre



Fuente: Baker Hughes services tool

Tabla 12. Especificaciones Técnicas del Empaque R-3

CASING				PACKER				
OD	WEIGHT	ID RANGE IN WICH PACKER MAY BE RUN		SIZE	NOM ID	MAX GUIDE RING OD	THREAD SPECIFICATIONS BOX UP & PIN DOWN	
Ln.	Lb/ft	MIN	MAX		Ln.	Ln.	Ln.	
		Ln.	Ln.					
2-7/8	6.4-6.5	2.347	2.441	28A	0.750	2.233	1.315 OD EU 10 RD	
	4.7-5.6	2.442	2.563	28B		2.357		
3-1/2	10.2	2.834	2.922	35A	1.375	2.782	1.900 OD EU 10 RD	
	7.7-9.2	2.923	3.068	35B		2.844		
4	9.5-11.6	3.428	3.548	41A	1.500	3.303	2-3/8 OD EU 8 RD	
4-1/2	9.5-13.5	3.910	4.090	43A	1.890	3.786		
5	15-18	4.250	4.408	43B		4.140		
	11.5-15	4.408	4.560	43C		4.265		
5-1/2	26				4.625	4.778		45A2
	20-23	45A2 x 2 3/8	2.375	2-7/8 OD EU 8 RD				
	13-15.5	4.950	5.190	45B				1.963
4.893		5.044	45B x 2 3/8	2.375	2-7/8 OD EU 8 RD			
	5-3/4				22.5	4.950		5.190
6	26	4.893	5.044	45B x 2 3/8	2.375	2-3/8 OD EU 8 RD		
							20-23	5.191
	15-18	5.391	5.560	45D	5.171	2-3/8 OD EU 8 RD		
6-5/8	34	5.561	5.609	45E2	5.421			
	28-32	5.610	5.791	45E4	5.499			
		5.600		46A2	2.434	5.490	2-7/8 OD EU 8 RD	
7	24	5.830	5.937	47A2	2.434	5.671	2-7/8 OD EU 8 RD	
	38							
	26-29	6.136	6.276	47B2	5.939	3-1/2 OD EU 8 RD		
47B2x3.0				3.000				
17-20		6.456	6.578	47C2	2.434	6.281	2-7/8 OD EU 8 RD	
	47C2x3.0			3.000	3-1/2 OD EU 8 RD			
7-5/8	33.7-39	6.579	6.797	47C4	2.434	6.468	2-7/8 OD EU 8 RD	
			6.765	47C4x3.0	3.000		3-1/2 OD EU 8 RD	
	24-29.7	6.788	7.025	47D2	2.434	6.687	2-7/8 OD EU 8 RD	
		6.766		47D2x3.0	3.000		3-1/2 OD EU 8 RD	
8-5/8	44-49	7.511	7.687	49A2	3.476	7.327	3-1/2 OD EU 8 RD	
	20-28	7.922	8.191	49B2				7.796
9-5/8	47-53.5	8.343	8.681	51A2	3.958	8.233		

Fuente: Baker Hughes services tool

El empaque R-3 es un empaque de peso que tiene un by-pass bastante amplio a través de él. El by-pass es controlado por una válvula que es actuada por medio de un mandril que tiene 30” de desplazamiento. El empaque R-3 tiene dos versiones, una sencilla que se utiliza como empaque convencional de producción y una versión de doble agarre (con Hold Down) que se utiliza para producción y para operaciones de estimulación, esta última se utiliza cuando se proveen presiones diferenciales que tienden a desasentar el empaque (fuerza hacia arriba).

▪ Operación:

- *Asentamiento:* el empaque se baja en el pozo con el “by-pass” abierto para permitir libre circulación del fluido a través y alrededor de él. El empaque se coloca un (1ft) más abajo de la posición de asentamiento; para liberar el seguro (J-slot) se sube la tubería y se rota a la derecha (1giro); posteriormente se baja la tubería y así el cono se mueve sobre las cuñas; al aplicar peso se cierra el “by-pass”, se agarran las cuñas al revestimiento y hace sello el elemento empacante.
- *Desasentamiento:* para desasentar el empaque se levanta la tubería una longitud suficiente para que el “by-pass” quede abierto (2ft) se espera mientras se iguala presiones y se sube otro poco para liberar las cuñas, luego se baja y el seguro automáticamente engancha; si cuando se baja el empaque coge peso rote un poco a la izquierda para enganchar el seguro.

Tabla 13. Peso requerido para hacer sello al elemento empacante

TAMANO	DUREZA	FUERZA
28	STD 90	2000 Lbs
	SPECIAL 80	1000 Lbs
35	STD 90 – 70 – 90	4000 Lbs
41	STD 95 – 70 - 95	4000 Lbs

Fuente: Baker Hughes services tool

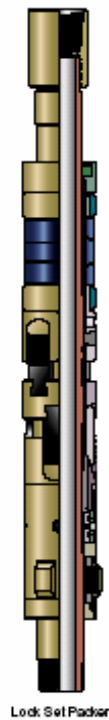
Tabla 14. Dureza del elemento empacante

TAMAÑO	SPECIAL HARDNESS 80 – 60 – 80 SIMPLE – DOBLE AGARRE		SPECIAL HARDNESS 90 – 70 – 90 SIMPLE – DOBLE AGARRE		SPECIAL HARDNESS 95 – 80 – 95 SIMPLE – DOBLE AGARRE	
	43	4000	6000	5000	7000	6000
45	4000	6000	5000	7000	6000	8000
45 2 – 3/8	-	-	4000	6000	5000	7000
46 y 47	6000	8000	7000	9000	8000	10000
49	8000	10000	9000	11000	10000	12000
51	15000	15000	15000	15000	15000	15000

Fuente: Baker Hughes services tool

3.6.8 Empaque Baker Retrievable D Lok Set Packer

Figura 11. Empaque Recuperable D Lok Set



Lock Set Packer

Fuente: Baker Hughes services tool

Tabla 15. Especificaciones Técnicas del Empaque D Lok Set

CASING		PKR. SIZE	GAGE & GULDE RING O.D	PACKING ELEMENT O.D.	PACKING ELEMENT SPACER O.D.	THREAD SPECIFICATIONS BOX UP & PIN DOWN
O.D.	Wt. In Lbs. T & C					
4-1/2	11.6-13.5	43-A2	3.771	3.625	3.771	2-3/8 OD EU 8 RD NU 10 RD
	9.5-10.5	43-A4				
5	15-18	43-B	4.125	3.938	4.125	
	11.5-15	43-C	4.250	4.156	4.250	
5-1/2	26					
5-1/2	20-23	45-A2	4.500	4.375	4.500	
5-1/2	13-15.5	45-B	4.781	4.688	4.781	
6	26					
6	15-18	45-D	5.156	4.938	5.062	
6-5/8	34	45-E	5.406	5.250	5.406	2-3/8 OD EU 8 RD
6-5/8	24-32	45-F	5.484			
6-5/8	24	47-A2	5.656	5.500	5.656	
7	38					
7	32-35	47-A4	5.812	6.750	5.968	2-7/8 OD EU 8 RD
7	26-29	47-B2	5.968			
7	17-20	47-C2	6.266	6.125	6.266	
7-5/8	33.7-39	47-C4	6.453			
7-5/8	20-24	47-D4	6.812	6.500	6.672	
8-5/8	32-40	49-A4	7.531	7.000	7.312	
8-5/8	20-28	49-B	7.781	7.500	7.781	4 OD NU 8 RD
9-5/8	40-47	51-A4	8.437	7.938	8.218	
9-5/8	29.3-36	51-B	8.593	8.375	8.593	

Fuente: Baker Hughes services tool

Este es un empaque multipropósito, se puede utilizar en completamientos convencionales, completamientos con grava, pruebas de inyección o para aislar zonas. Este empaque se puede sentar con cable o tubería. Puede soportar presiones diferenciales de 8,000 Psi por encima y 6,000 Psi por debajo, la limitación de temperatura del elemento es de 300°F.

- Operación:

- *Asentamiento con Cable:* el empaque se baja a la profundidad de asentamiento, se inicia la carga, esta genera una fuerza que transmitida al empaque por medio del movimiento de la "Setting Sleeve" hacia abajo ejerce una fuerza hacia arriba sobre el cuerpo. Esta operación cizalla los "Brass-Screws" de la "Setting Sleeve" se asientan ambas cuñas y hace sello el elemento empacante. Cuando la fuerza de asentamiento requerida es alcanzada, el "Release Stud" se cizalla. La herramienta de asentamiento queda libre dejando el empaque asentado y haciendo sello.

Para asentar el empaque "Retrievable D Lok Set" con cable (tamaño 45) se necesita: el "Wireline adapter Kit" modelo B tamaño (44-26), "Release Stud" de 55,000 Lbs (1"), "Wireline Pressure Setting Assembly" modelo E-4, cabeza de ignición # 20 y carga # 20.

- Asentamiento Con Tubería (Hidráulicamente): para asentar con tubería se utiliza el "Hydraulic Setting Assemblies", modelo J o modelo H y el "Wireline Adapter Kit" modelo B.

Cuando el empaque se asienta con tubería no se debe aplicar tensión a la sarta.

- Desasentamiento De La Herramienta: se escoge el "Retrieving Tool", del tamaño correcto para el empaque y se baja con tubería hasta llegar a el, la herramienta entra en el empaque y automáticamente se coloca en posición de desasentar cuando el collar superior engancha sobre el "Top Sub" del empaque; en este instante se aplican 15,000 Lbs de peso para asegurar que el "Anchor Lach" enganche en la rosca cuadrada izquierda que esta en el "Top Sub".

El empaque es desasentado por medio del movimiento de la tubería hacia arriba (no se necesita rotación). A medida que la tubería se mueve hacia arriba, el "Catch Sleeve", del "Retrieving Tool" hace contacto con la parte inferior del "Lach Release Sleeve" del empaque, continuando el movimiento hacia arriba con una tensión entre 4,000 y 15,000 Lbs. (Para cizallar los "Brass Screws" en el "Lach Retainer" del empaque). Esto levanta el "Lach Retainer" y descubre los "Lach Finger" de tal manera que quedan libres de los canales del cuerpo del empaque.

Suficiente tensión (aproximadamente 25,000 Lbs) se aplicar para cizallar el aro de cizalladura, después de esto el empaque puede ser sacado del pozo con el "Anchor Sub" enganchado en la rosca cuadrada izquierda en la parte superior del empaque. La tubería no se debe rotar a la derecha por que esto desenganchara el empaque.

El "Catch Sleeve del Retrieving Tool" debe estar libre de bordes agudos para evitar daños al hueco del empaque durante la sacada del hoyo. Durante las sacadas de las cuñas sostienen las extensiones que haya en la parte inferior por esta razón el peso de ellas no debe exceder en 5,000 Lbs.

- Desasentamiento De Emergencia Del Retrieving Tool: si no se puede recuperar el empaque el retrieving tool puede ser sacado. Si aplica un poco de tensión y se gira la tubería a la derecha (15 vueltas aproximadamente) para desenganchan el Retrieving tool del empaque.

El ring de cizalladura de la parte inferior del empaque debe ser cizallado antes de liberarlo de el.

3.6.9 Empaque Baker Modelo A-2 Lok Set. Retrievable Casing Packer.

Figura 12. Retrievable Casing Packer (A-2 Lok Set)



Fuente: Baker Hughes services tool

Este empaque se puede utilizar como empaque de producción, inyección, para aislar zonas o en operaciones de workover. Sostiene por encima y por debajo mientras el tubing esta en tensión, compresión o en condiciones neutras.

Tabla 16. Especificaciones Técnicas del Empaque A-2 Lok Set

CASING		PKR. SIZE	GAGE & GULDE RING O.D	PACKING ELEMENT O.D.	PACKING ELEMENT SPACER O.D.	THREAD SPECIFICATIONS BOX UP & PIN DOWN
O.D.	Wt. In Lbs. T & C					
4-1/2	11.6-13.5	43-A2	3.771	3.625	3.771	2-3/8 OD EU 8 RD NU 10 RD
	9.5-10.5	43-A4				
5	15-18	43-B	4.125	3.938	4.125	
	11.5-15	43-C	4.250	4.156	4.250	
5-1/2	26		45-A2	4.500	4.375	
6	20-23	45-B		4.781	4.688	
	13-15.5		45-D	5.156	4.938	5.062
6-5/8	26	45-E		5.406	5.250	
	34		45-F	5.484		
7	24	47-A2		5.656	5.500	5.656
	38		47-A4	5.812		
	32-35	47-B2		5.968	6.750	5.968
	26-29		47-C2	6.266	6.125	
	17-20	47-C4		6.453		
7-5/8	33.7-39		47-D4	6.812	6.500	6.672
8-5/8	20-24	49-A4		7.531	7.000	7.312
	32-40		49-B	7.781	7.500	7.781
9-5/8	20-28	51-A4		8.437	7.938	8.218
	40-47		51-B	8.593	8.375	8.593
	29.3-36					

Fuente: Baker Hughes services tool

Tabla 17. Limitaciones de presión en condiciones de asentamiento

TAMAÑO	PRESIÓN DIFERENCIAL PSI	
	ENCIMA	DEBAJO
43, 45	8000	6000
47, 49		
51	6000	4000

Fuente: Baker Hughes services tool

Tabla 18. Limitaciones de Presión

TAMAÑO	PRESIÓN DIFERENCIAL PSI	
	ENCIMA	DEBAJO
43		2000
45		4000
47	8000	3000
49		2000
51	6000	2000

Fuente: Baker Hughes services tool

Tiene un elemento empacante 90 de dureza CUP FORMING y un elemento empacante 90 de dureza STANDARD. Rango de temperatura (0-275°F).

▪ Operación:

- *Corrida y Asentamiento Del Empaque:* cuelgue el empaque antes de bajarlo en el pozo. Antes de correrlo en el pozo rote el “Drag Block Housing” varias vueltas a la izquierda para comprobar que este operando correctamente. “no rote el drag block housing” a la derecha por que esta operación traba los segmentos de control y previene el movimiento de los mismos antes de alcanzar la profundidad de asentamiento. Cuando se alcanza la profundidad de asentamiento, baje lentamente el empaque mientras la rota dos vueltas a la derecha hasta que el empaque coja peso. Asiente un mínimo de 6,000 lbs para asentar las cuñas superiores. Mientras baja rote la herramienta a la derecha para un correcto asentamiento. Para asentar completamente las cuñas inferiores aplique una tensión de acuerdo a la tabla siguiente:

Tabla 19. Tensión requerida para la Operación de Asentamiento

TAMAÑO	TENSIÓN / LIBRAS
43, 45 y 47	10000 a 20000
49 y 51	20000 a 30000

Fuente: Baker Hughes services tool

Cuando el tubing va a ser dejado en tensión, una tensión mayor puede ser aplicada durante la operación de asentamiento.

Para asentar las cuñas superiores y hacer sellos con los cauchos, aplique peso de acuerdo a la tabla.

Tabla 20. Peso requerido para asentar las cuñas superiores del empaque

TAMAÑO	MÍNIMO PESO EN LIBRAS
43 y 45	6000
47	10000
49 y 51	15000

Fuente: Baker Hughes services tool

Si no hay suficiente peso disponible (pozos superficiales), la herramienta para que haga sello se puede rotar a la izquierda o moverla hacia arriba y hacia abajo. En este punto el tubing puede ser colocado en tensión, compresión o neutral.

- Para Desasentar: regrese el empaque a su punto neutro y aplique de 3,000 a 6,000 libras de tensión y rote el tubing a la derecha de 4 a 8 vueltas hasta que la herramienta se mueva hacia arriba.

“Cuando el empaque este siendo desasentado con presión a favor del tubing rote el tubing a la derecha lentamente lo suficiente para igualar presión antes de desasentar las cuñas inferiores“. Continúe la rotación a la derecha varias vueltas mientras se mueve hacia arriba hasta que las cuñas estén completamente retraídas.

3.6.10 Empaque CHEROKEE.

Es un empaque de asentamiento por tensión utilizado esencialmente en operaciones de pozos inyectoros de agua. El empaque es suministrado con un caucho 80 duros. Es corto compacto, fácil de manejar y operar.

- Tamaños Disponibles: para revestimiento de (4 ½" a 7")

Tabla 21. Peso requerido para asentar las cuñas superiores del empaque

TUBING / CASING				PACKER		
OD. (LN)	WEIGHT (LBS / FT)	CASING ID RANGE		MAX OD (LN)	PACKER BORE	THREAD CONNECTION
		MIN (LN)	MAX (LN)			
4 ½	9.5-13.5	3.886	4.142	3.750	2.000	2.375 EU 8 RD
5	11.5-18	4.239	4.671	4.125		
5 ½	20-23	4.629	4.852	4.500		
	13.0-17.0	4.851	5.105	4.625		
5 ½	20-23	4.629	4.852	4.500	2.500	2.875 EU 8 RD
	13.0-17.0	4.851	5.105	4.625		
6 ½	20-24	5.871	6.124	5.719		
7	17-26	6.224	6.611	6.062		

Fuente: Baker Hughes services tool

- Operación De Asentamiento :

- Baje hasta la profundidad de asentamiento deseada.
- Gire un tercio de vuelta a la derecha sobre la herramienta.
- Levante la tubería lentamente y coloque la suficiente tensión para producir sello.

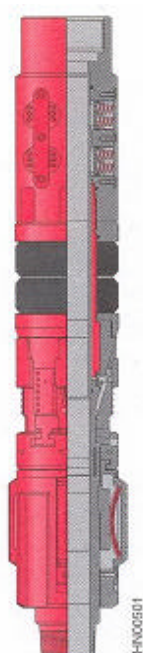
- Operación De Desasentamiento:

- Retira la tensión puesta sobre el empaque. Esto permitirá que el sistema de control en J enganche automáticamente y se pueda retirar el empaque.

- Si el empaque se encuentra pegado coloque tensión para romper los pines de cizalladura y así liberar las cuñas. La tensión requerida para cada pin es de 4,000 libras y para el empaque 48,000 libras.

3.6.11 RTTS Empaque Howco (Test, Treta, Squeeze).

Figura 13. Empaque RTTS



Fuente: Halliburton services tool

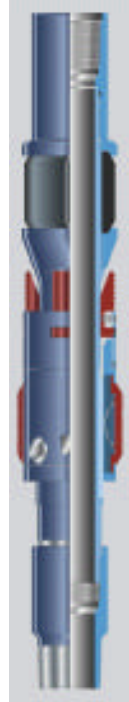
Es utilizada para operaciones tales como:

- Fracturamiento y acidificación.
- Pruebas por suabeo.
- En pruebas de formación (DST) como parte esencial de la sarta.
- Cementaciones correctivas, tratamientos químicos y colocación de resinas.
- Para localizar fugas en el revestimiento.

- Puede combinarse con los RBP o BP perforables.
 - Tamaño disponible: 2 3/8" a 13 3/8" O.D.
 - Un número limitado disponible en 16" O.D.
- Componentes Generales del Empaque: el RTTS esta constituido principalmente por:
 - Bloque de fricción.
 - Conjunto de cuñas o mecanismos de agarre al revestimiento.
 - Elemento sellante (cauchos).
 - "Hold Down" hidráulico accionado por presión interna.
 - Una válvula de circulación de dos posiciones suministrado como parte integral de la herramienta.
 - El empaque posee un mandril de gran diámetro que permite el paso de la herramienta y cañones tipo tubing.
- Operación De Asentamiento :
 - Baje la herramienta a la profundidad de asentamiento deseada.
 - Gire la tubería a la derecha y aplique el peso necesario para mantener sello en el empaque de acuerdo a la operación a realizar (10,000 – 18,000 Lbs). La acción de aplicar peso permite que las cuñas se enganchen a la pared del revestimiento. Las cuñas soportan el peso de la tubería requerido para comprimir los elementos sellantes.
 - Después de que el empaque ha sido asentado un torque de aproximadamente 50 libras a la derecha abrirá la válvula.
- Operación De Desasentamiento:
 - Coloque la tubería en posición neutra y levante lentamente la tubería.

3.6.12 Empaque “POSITRIEVE “.

Figura 14. Empaque POSITRIEVE



Fuente: Schlumberger services tool

- Descripción General: es un empaque de asentamiento por peso, con agarre “Hidráulico” del tipo “cono contra cuñas” y con válvula igualadora de presión integrado al empaque. La válvula igualadora no puede cerrarse hasta cuando no se asiente el empaque.

- Ventajas:
 - Cuñas de agarre hidráulica activadas con un cono.
 - Válvula igualadora integrada. Se cierra con peso sobre el empaque un pistón balanceado, evita la apertura de la válvula durante el bombeo.

- El área de “ By pass “ bajo la camisa que soporta los cauchos, asegura que se igualen las presiones aunque no se retraigan completamente las gomas después de liberar el empaque.
- Instrucciones:
 - *Selección De La “J”*: el empaque normal viene provisto de dos “jotas”: una manual y otra automática. Se puede usar cualquiera de las dos con simplemente colocar el perno indicador en la ranura correspondiente antes de bajar el empaque. El procedimiento de asentamiento es el mismo para cualquiera de los dos sistemas. La diferencia esta en la forma de soltarlo. Para poner las cuñas en posición de seguro se usa la “J” manual , es necesario levantar el empaque y girarlo a la izquierda. En la posición automática solo hace falta levantar el empaque.
 - Para Asentar La Herramienta:
 - Baje el empaque a la profundidad de asentamiento, levante el empaque y gire la tubería a la derecha un cuarto de vuelta y ponga de 15,000 a 20,000 libras de peso para expandir los elementos sellantes y mantener cerrada la válvula igualadora.
 - Si se usa la “Jota” automática, debe mantenerse la torsión a la derecha sobre la tubería mientras se coloca peso.
 - Para Desasentar La Herramienta: siempre que sea posible, iguale presiones, levantando la tubería para abrir la válvula, retraer los agarres hidráulicos y las gomas. Girar un cuarto (1/4) de vuelta a la izquierda cuando se usa la “Jota “, manual.
- Tamaños disponibles: 4 ½” a 13 3/8”.

3.6.13 Retenedores (Baker Mercury Modelo “ K “ Cement Retainer).

Figura 15. Empaque Mercury Modelo “ K “ Cement Retainer



Fuente: Baker Hughes services tool

Tabla 22. Especificaciones Técnicas Empaque Mercury Modelo “ K “ Cement Retainer

ESPECIFICACIONES				
CASING OD	CASING WT	SETTING RANGE		TOOL OD
		MIN ID	MAX ID	
4 1/2	9.5-16.6	3.826	4.090	3.59
5	11.5-20.8	4.156	4.560	3.93
5 1/2	13-23	4.580	5.044	4.31
5 3/4	14-26	4.890	5.290	4.70
6 5/8	17-32	5.595	6.135	5.37
7	17-35	6.004	6.538	5.68
7 5/8	20-39	6.625	7.125	6.31
8 5/8	24-49	7.511	8.097	7.12
9 5/8	29.3-58.4	8.435	9.063	8.12
10 3/4	32.75-60.7	9.660	10.192	9.43
11 3/4	38-60	10.772	11.150	10.43
11 3/4	60-83	10.192	10.772	9.94
13 3/8	48-80.7	12.175	12.715	11.88
16	65-118	14.576	15.250	14.12
20	94-133	18.730	19.124	18.37

Fuente: Baker Hughes services tool

Esta herramienta permite realizar las operaciones de cementación con el menor riesgo posible, ya que están construidas de un material (magnesio) que se deja demoler con una broca muy fácilmente. La válvula de dos vías de estos retenedores se puede controlar completamente desde la superficie, permitiendo de esta forma mantener la presión final de forzamiento en la herramienta, probar la tubería, etc.

La válvula tipo camisa, permite probar la tubería antes de hacer el forzamiento, simplemente levantando para cerrar la válvula y aplicar presión. Presión final de forzamiento: la válvula cierra siempre que el vástago (stinger) se remueve, la válvula se cierra, manteniéndose aislado de la presión hidrostática el intervalo de forzamiento.

El retenedor modelo "K", está diseñado para asentamiento mecánico con tubería, pero con un conjunto de cuñas superiores especiales y un perno especialmente diseñado, puede asentarse con cable. Este retenedor también puede ser convertido para utilizarse como tapón puente (Bridge Plug).

- Programa De Asentamiento Para Un Retenedor Baker Modelo "K ":
 - Se baja lentamente la tubería evitando que esta gire a la derecha (velocidad: 40 pies/ minuto). Al llegar a la profundidad deseada se dispone la tubería de tal forma que queden ocho (8) pies por fuera del hueco.
 - Soltar la camisa de asentamiento (Setting Sleeve) y la canasta de resortes (Drag Spring) del mandril de asentamiento, se levanta la tubería dos (2) pies y se da diez (10) vueltas a la derecha. Luego se baja dos (2) pies para soltar las cuñas superiores.

- Para agarrar las cuñas superiores se aplican de 16,000 a 17,000 libras de tensión (tamaño 2AA, revestimiento de 5 ½”). El tirón hacia arriba mueve primero el cono en esa dirección para asentar las cuñas, luego corta el pasador del cono. Esto permite comprimir el elemento de sello (cauchos) y expandirlo.

- Asentamiento de las cuñas inferiores para completar el sellamiento (Pack Off). El estiramiento continuado hacia arriba, corta el pin en el cono inferior y sienta las cuñas inferiores completándose el asentamiento y sello del retenedor. Aplíquese 16,000 libras de peso (tamaño 2AA). Pruébese la tubería si lo desea, tensionando esta con 16,000 libras sobre el peso y aplicando la presión requerida. Pruébese la válvula abriéndola y cerrándola.

- Con el fin de soltar la herramienta de asentamiento y de esta manera permitir circulación por encima del retenedor, aplíquese 2,000 a 3,000 libras de tensión (2AA) y dense seis vueltas a la derecha con este ligero estiramiento, al aplicar el torque de mano derecha se logra el rompimiento de seguro rotacional. Ahora aplíquese 10,000 libras de tensión, para sacar el Stinger del retenedor, levántese la tubería tres pies sobre el punto muerto.

- Para realizar el forzamiento, es necesario meter nuevamente el Stinger dentro del retenedor para abrir la válvula. Para ello bájense la tubería y aplíquese 16,000 libras de peso. Una vez terminado el forzamiento aplíquese 10,000 libras de tensión para romper el Stinger. Estas dos operaciones se pueden realizar con la frecuencia que se desee siempre y cuando no se haya cementado aun.

3.6.14 Ancla Hidráulica (Hold Down) “GUIBERSON “ Tipos H4, H1 Y 1V.

Figura 16. Ancla Hidráulica “GUIBERSON”



Fuente: Halliburton services tool

Son utilizadas para mantener fijos el empaque y la tubería en operaciones a alta presión tales como: acidificaciones, fracturamientos, cementaciones forzadas y operaciones donde la presión interna en la tubería excede la presión externa en el anular.

El tipo H4 es probado con 6,000 Psi de presión diferencial.

El tipo 1V tiene como máxima presión de operación 8,000 Psi.

Tabla 23. Especificaciones Técnicas Empaque Mercury Modelo “ K “ Cement Retainer

CASING SIZE		CASING WEIGHT		PACKER OD SLIPS RETRACTED		PACKER OD SLIPS EXTENDED		MINIMUM ID		TUBING SIZE	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm	in.	mm
2 7/8	73.03	6.5	9.67	2.28	57.94	2.66	67.61	1.00	25.40	1.32	33.40
4 1/2	114.30	9.5-12.6	14.14-18.75	3.75	95.25	4.28	108.74	2.00	50.80	2 3/8	60.33
4 3/4	120.65	16	23.81	3.75	95.25	4.28	108.74	2.00	50.80	2 3/8	60.33
5	127.00	21	31.25	3.75	95.25	4.28	108.74	2.00	50.80	2 3/8	60.33
		13-15	19.34-22.32	4.19	106.38	4.78	121.44	2.00	50.80	2 3/8	60.33
		18	26.78	4.06	103.20	4.66	118.26	2.00	50.80	2 3/8	60.33
5 1/2	139.70	13-23	19.34-34.22	4.50	114.30	5.13	130.18	2.00	50.80	2 3/8	60.33
6	152.40	12-20	17.86-29.76	5.19	131.78	5.69	144.48	2.00	50.80	2 3/8	60.33
7	177.80	17-32	25.30-47.62	5.88	149.23	6.72	170.76	2.00	50.80	2 3/8	60.33
7 5/8	193.68	24-33.7	35.71-50.15	6.56	166.70	7.63	193.68	2.00	50.80	2 3/8	60.33
5 1/2	139.70	13-23	19.34-34.22	4.50	114.30	5.13	130.18	2.44	61.90	2 7/8	73.03
6 5/8	168.28	17-32	25.30-47.62	5.50	139.70	6.44	163.50	2.44	61.90	2 7/8	73.03
7	177.80	17-32	25.30-47.62	5.88	149.23	6.72	170.76	2.44	61.90	2 7/8	73.03
7 5/8	193.68	24-33.7	35.71-50.15	6.56	166.70	7.63	193.68	2.44	61.90	2 7/8	73.03
8 5/8	219.08	24-40	35.71-59.52	7.50	190.50	8.94	227.00	2.44	61.90	2 7/8	73.03
6 5/8	168.28	17-32	25.30-47.62	5.50	139.70	6.44	163.50	3.00	76.20	3 1/2	88.90
7	177.80	17-32	25.30-47.62	5.89	149.23	6.72	170.76	3.00	76.20	3 1/2	88.90
8 5/8	219.08	24-40	35.71-59.52	7.50	190.50	8.94	227.00	3.00	76.20	3 1/2	88.90
9 5/8	244.48	36-53.5	53.57-79.61	8.21	209.55	10.94	227.80	4.00	101.60	4 1/2	114.30

Fuente: Halliburton services tool

▪ Asentamiento:

- Debe tenerse el cuidado de que todos los pistones de las cuñas estén en su posición de retracción.
- Se procede a instalar el ancla directamente encima del empaque.
- Bajar el ancla a una velocidad moderada hasta la profundidad de asentamiento.
- Asentar el empaque. El ancla se asentara automáticamente cuando la presión interna en la tubería exceda lapresión externa en el anular.

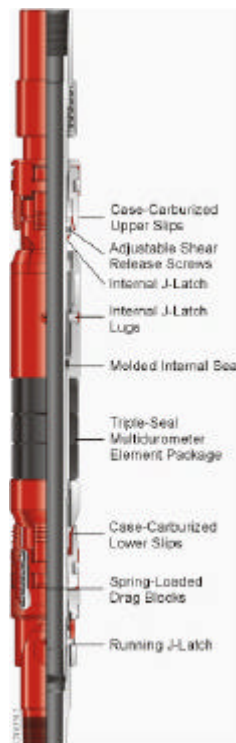
NOTA: Cuando se utiliza el ancla e operaciones de cementación el espacio anular entre el mandril y el cuerpo debe llenarse cuidadosamente con grasa pesada antes de bajar el ancla al pozo, después de la operación debe desarmarse y limpiarse cuidadosamente.

▪ **Desasentamiento:**

- Igualar las presiones, tubería, espacio anular antes de proceder a retirar el ancla.
- Desasentar el empaque.
- Retirar el ancla lentamente a una velocidad moderada.

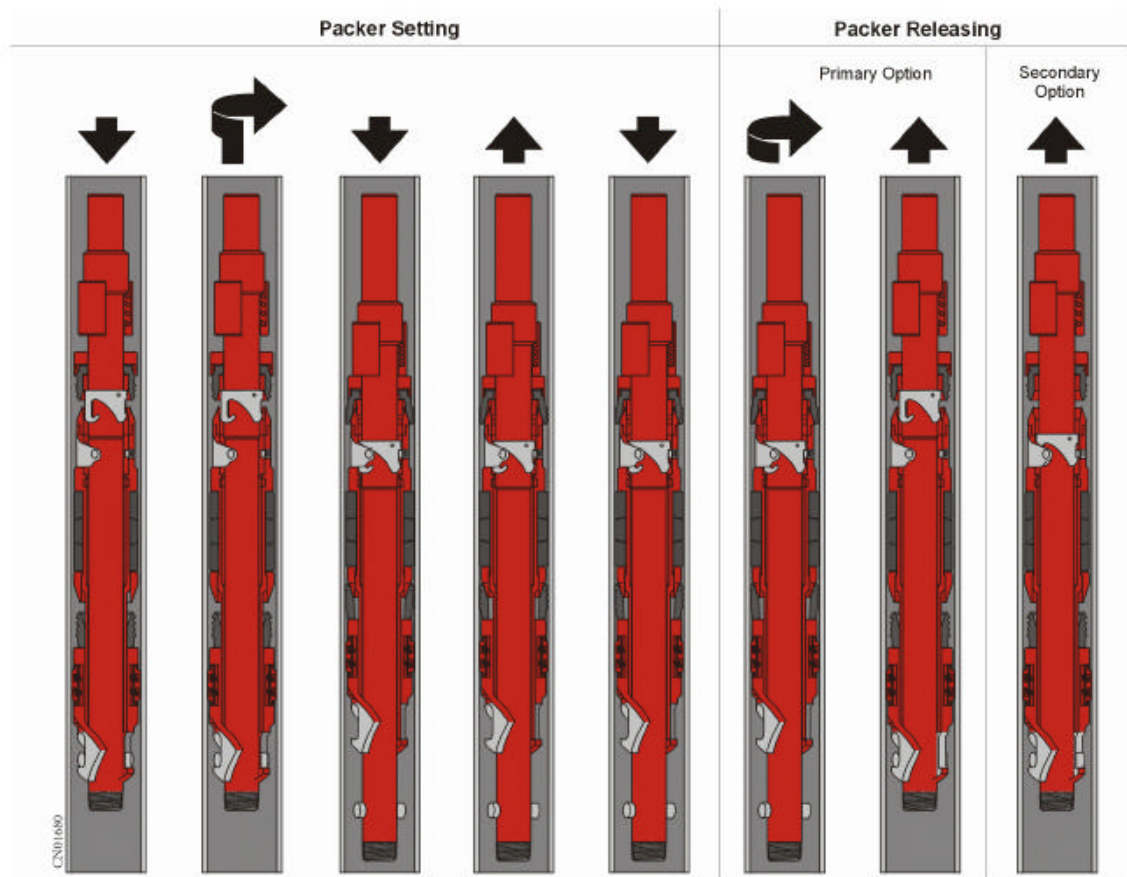
3.6.15 Empaque Halliburton Perma Lach.

Figura 17. Empaque Perma-Lach de Asentamiento Mecánico PLS



Fuente: Halliburton services tool

Figura 18. Asentamiento del Empaque Perma-Lach PLS



Fuente: Halliburton services tool

El empaque ilustrado anteriormente, es uno de los muchos que pueden tener diferentes roles. Puede servir como empaque de producción, pero también tiene la ventaja que se puede colocar y halar según se necesite, lo que lo hace muy útil como empaque para operaciones como pruebas y estimulación de zonas; con modificación también puede ser un tapón puente.

Tabla 24. Especificaciones Técnicas Empaque Perma-Lach PLS

CASING SIZE		CASING WEIGHT		PACKER OD		PACKER ID		TUBING SIZE	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm
2 7/8	73.03	6.4	9.52	2.28	57.91	0.92	23.37	1.66	42.16
3 1/2	88.90	9.2-10.2	13.69-15.18	2.81	71.37	1.33	33.78	2.06	52.32
4	101.60	9.5-11.6	14.14-17.26	3.28	83.31	1.56	39.62	1.90	48.26
4 1/2	114.30	9.5-11.6	14.14-17.26	3.80	96.52	1.92	48.77	2 3/8	60.33
		11.6-13.5	17.26-20.09	3.76	95.50	1.92	48.77	2 3/8	60.33
5	127.00	15-18	22.32-26.79	4.09	103.89	1.92	48.77	2 3/8	60.33
5 1/2	139.70	13-17	19.35-25.30	4.70	19.35	1.97	50.04	2 3/8	60.33
						2.36	59.94	2 7/8	73.03
		20-23	29.76-34.23	4.50	114.3	1.97	50.04	2 3/8	60.33
						2.36	59.94	2 7/8	73.03
6 5/8	168.28	20-24	29.76-35.72	5.70	144.78	2.36	59.94	2 7/8	73.03
		28-32	41.67-47.62	5.50	139.70	2.36	59.94	2 7/8	73.03
7	177.80	20-29	29.76-43.16	6.02	152.91	2.36	59.94	2 7/8	73.03
						2.97	75.44	3 1/2	88.90
		26-32	38.69-47.62	5.90	149.86	2.36	59.94	2 7/8	73.03
						2.97	75.44	3 1/2	88.90
		32-38	47.62-56.55	5.70	144.78	2.36	59.94	2 7/8	73.03
		41-44	61.01-65.48	5.50	139.70	2.36	59.94	2 7/8	73.03
7 5/8	193.68	26.4-29.7	39.29-44.20	6.66	169.16	2.80	71.12	3 1/2	88.90
		29.7-39	44.20-58.04	6.44	163.58	2.36	59.94	2 7/8	73.03
						2.97	75.44	3 1/2	88.90
8 5/8	219.08	28-36	41.67-53.57	7.62	193.55	2.98	75.69	3 1/2	88.90
		38-49	56.55-72.92	7.33	186.18	2.98	75.69	3 1/2	88.90
9 5/8	244.48	36-43.5	53.57-64.74	8.54	216.92	3.86	98.04	5 1/2	139.70
		43.5-53.5	64.74-79.62	8.31	211.07	3.00			

Fuente: Halliburton services tool

3.6.16 Empaque Recuperable de Halliburton RH Asentado de Manera Hidráulica.

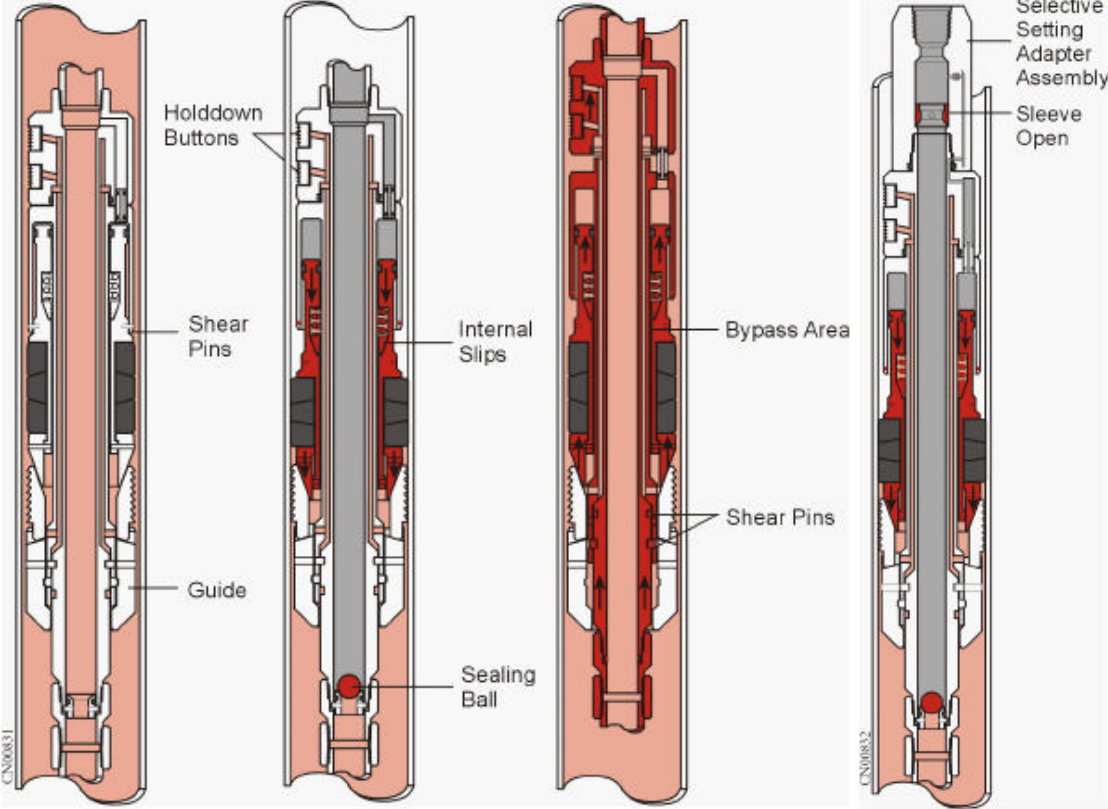
El empaque RH se coloca de manera hidráulica presurizando el tubing contra la válvula de cheque ubicada por debajo del empaque. La ilustración muestra dos estilos de "Catcher Subs" que aceptan una bola de latón como válvula de cheque. El catcher sub expandible se utiliza normalmente mientras el coged sub se utiliza si hay nipples u otras restricciones por debajo del empaque. Otra manera de colocar el empaque es con la ayuda ya sea de una válvula "Standing" o de un tapón positivo de colocar con wireline. El empaque se recupera con una halada vertical en la sarta del tubing.

Figura 19. Empaque RH asentado hidráulicamente de producción sencilla



Fuente: Halliburton services tool

Figura 20. Asentamiento del Empaque RH de producción sencilla



Fuente: Halliburton services tool

Tabla 25. Especificaciones Técnicas Empaque RH asentado hidráulicamente

CASING SIZE		CASING WEIGHT		PACKER OD		PACKER ID*	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	Mm	in.	Mm
4 1/2	114.30	9.5-13.5	14.14-20.09	3.75	95.25	1.62	41.15
		9.5-11.6	14.14-17.26	3.83	97.28	1.92	48.77
		11.6-15.1	17.26-22.47	3.65	92.71	1.53	38.86
5	127.00	11.5-13	17.11-19.35	4.31	109.47	1.94	49.28
		15-18	22.32-26.79	4.12	104.65	1.93	48.95
5 1/2	139.70	13-17	19.35-25.30	4.62	117.35	1.94	49.28
		17-23	25.30-34.22	4.50	114.30	1.94	49.28
6	152.40	20-26	29.76-38.69	5.00	127.00	1.92	48.77
6 5/8	168.28	17-24	25.30-35.72	5.73	145.54	2.89	73.41
		24-32	35.72-47.62	5.50	139.70	2.38	60.45
7	177.80	17-23	25.30-34.22	6.19	157.23	2.38	60.45
		20-26	29.76-38.69	6.12	155.45	2.37	60.20
		23-29	34.22-43.16	5.88	149.35	2.38	60.45
				6.00	152.40	2.89	73.41
		26-32	38.69-47.62	5.94	150.88	2.36	59.94
				2.89	73.41		
		29-32	43.16-47.62	5.88	149.35	2.88	73.15
		29-35	43.16-52.09	5.77	146.56	2.34	59.44
5.83	148.08			2.89	73.41		
38-40	56.55-59.53	5.50	139.70	2.38	60.45		
7 5/8	193.68	24-29.7	35.72-44.20	6.64	168.66	2.91	73.91
		29.7-39	44.20-58.04	6.40	162.56	2.89	73.41
9 5/8	244.48	36-40	53.57-59.53	8.62	218.95	3.00	76.20
		40-47	59.53-69.94	8.38	212.85	2.34	59.44
				8.38	212.85	3.00	76.20
				8.38	212.85	4.73	120.14
		47-53.5	69.94-79.62	8.31	211.07	2.34	59.44
				8.31	211.07	3.00	76.20
8.31	211.07			4.73	120.14		

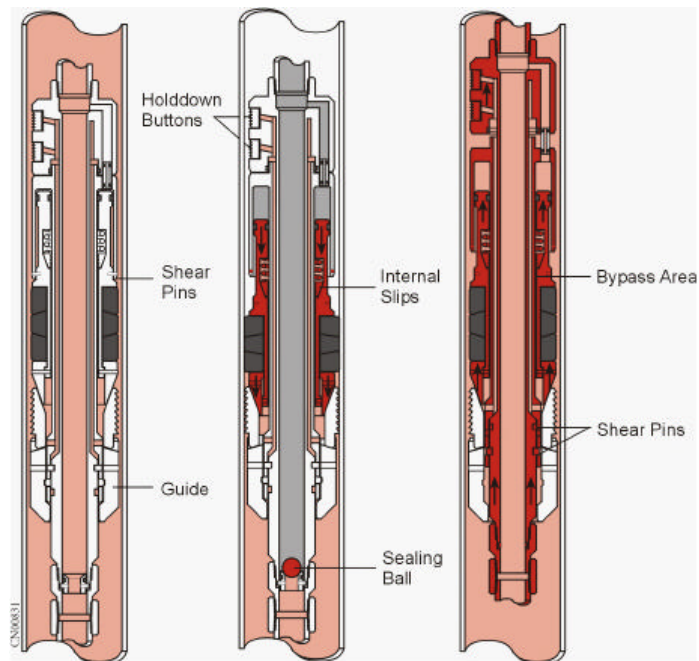
Fuente: Halliburton services tool

Figura 21. Empaque RDH asentado hidráulicamente de producción doble



Fuente: Halliburton services tool

Figura 22. Asentamiento del Empaque RDH de producción dual



Fuente: Halliburton services tool

Tabla 26. Especificaciones Técnicas Empaque RDH asentado hidráulicamente

CASING SIZE		CASING WEIGHT		PACKER OD		PRIMARY ID*		SECONDARY ID*	
in.	Mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm
6 5/8	168.29	20-28	29.76-41.67	5.63	143.00	1.94	49.28	1.56	39.62
7	177.80	20-26	29.76-38.69	5.94	150.88	1.94	49.28	1.94	49.28
		23-29	34.22-43.16	6.03	153.16	2.38	60.45	1.53	38.86
		26-32	38.69-47.62	5.94	150.88	1.94	49.28	1.94	49.28
				5.95	151.13	2.38	60.45	1.53	38.86
35	52.09	5.84	148.34	1.92	48.77	1.54	39.12		
7 5/8	193.68	26.4-29.7	39.29-44.20	6.64	168.66	1.94	49.28	1.94	49.28
				6.64	168.66	2.37	60.20	1.91	48.51
		29.7-39	44.20-58.04	6.48	164.59	1.91	48.51	1.91	48.51
				6.44	163.58	2.38	60.45	1.93	49.02
9 5/8	244.48	36-43.5	53.57-64.74	8.62	218.95	2.90	73.66	2.90	73.66
		40-47	59.53-69.94	8.44	214.38	2.90	73.66	2.44	61.98
				8.44	214.38	2.90	73.66	2.90	73.66
				8.50	215.90	2.89	73.41	2.90	73.66
				8.50	215.90	3.81	96.77	1.92	48.77
		43.5-53.5	64.74-79.62	8.34	211.84	2.90	73.66	2.44	61.98

Fuente: Halliburton services tool

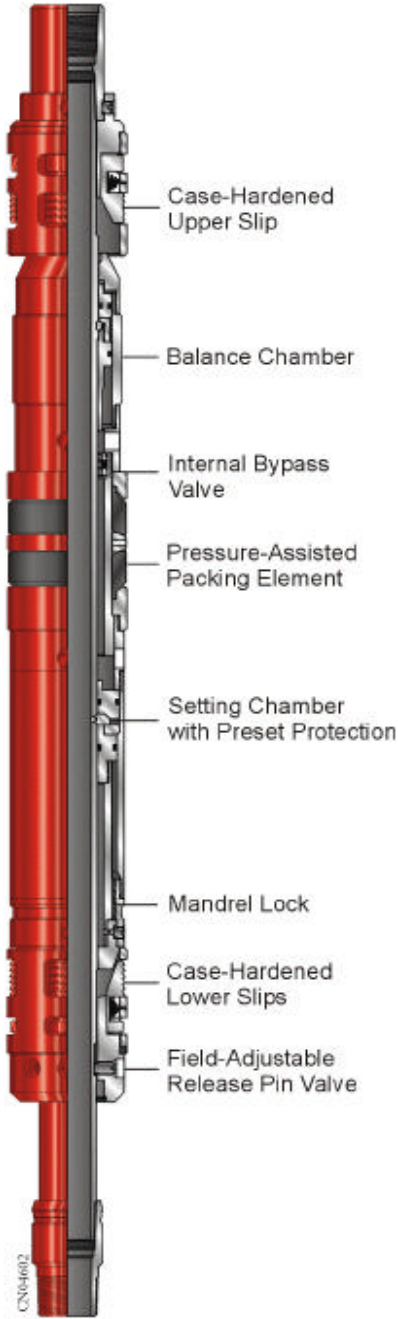
3.6.17 Empaque Guiberson G-77 Corrido de Manera Hidráulica.

La contraparte al RH de Halliburton es el empaque Guiberson G-77. Al igual que el RH se asienta de manera hidráulica y requiere un tapón de tubing o una válvula de choque por debajo del empaque.

Protección contra asentamiento prematuro, el asentamiento solo se da después de que se hayan cizallado los pines “comenzar a asentar“, aplicando presión en superficie.

La liberación del empaque, al igual que el RH, se logra con una halada hacia arriba del tubing.

Figura 23. Empaque Guiberson G-77 asentado de manera hidráulica



Fuente: Halliburton services tool

Tabla 27. Especificaciones Técnicas Empaque G-77 asentado hidráulicamente

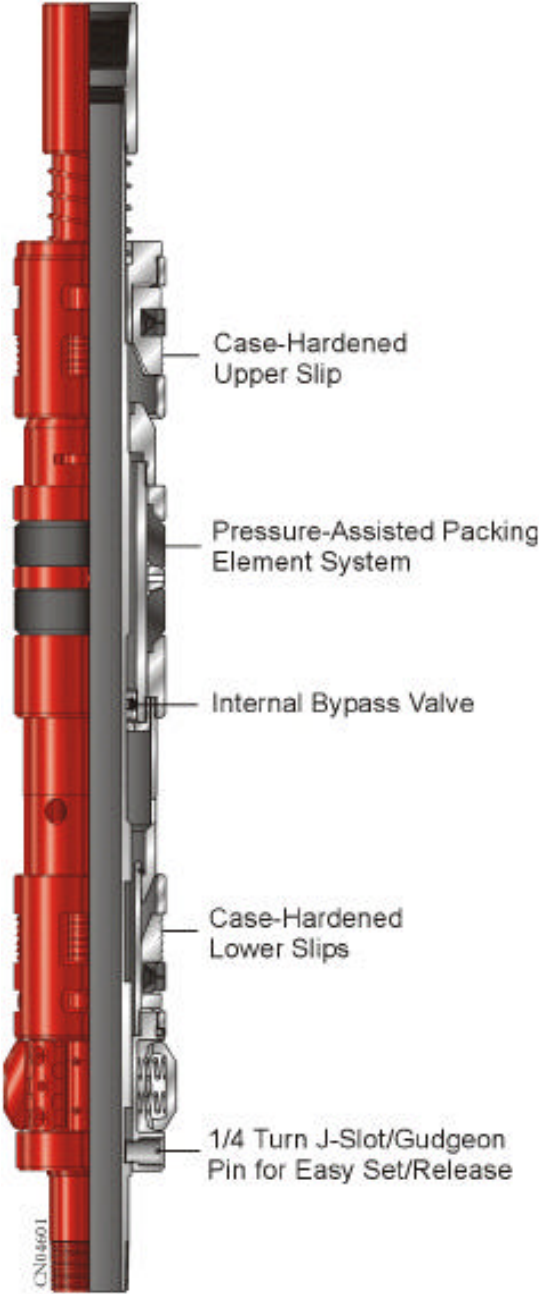
CASING SIZE		CASING WEIGHT		PACKER OD		MINIMUM ID		TUBING SIZE	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm
4 1/2	114.30	9.5-13.5	14.14-20.09	3.75	95.25	1.94	49.23	2 3/8	60.33
5	127.00	11.5-15	17.11-22.32	4.25	107.95	1.94	49.23	2 3/8	60.33
		15-18	22.32-26.79	4.13	104.78				
5 1/2	139.70	13-15.5	19.35-23.07	4.75	120.65	1.94	49.23	2 3/8	60.33
		17-20	25.30-29.76	4.63	117.48				
		20-23	29.76-34.22	4.50	114.30				
6 5/8	168.30	17-24	25.30-35.72	5.69	144.47	2.44	61.93	2 7/8	73.03
		26-32	38.67-47.62	5.50	139.70				
7	177.80	17-20	25.30-29.76	6.13	155.58	2.44 or 3.00	61.93 or 76.20	2 7/8 or 3 1/2	73.03 or 88.90
		22-26	32.74-38.69	6.00	152.40				
		28-32	41.67-47.62	5.88	149.23				
7 5/8	193.70	20-26.4	29.76-39.29	6.69	169.88	3.00	76.20	3 1/2	88.90
		29.7-39	44.20-58.04	6.44	163.53				
8 5/8	209.10	28-36	41.67-53.57	7.56	192.10	3.00	76.20	3 1/2	88.90
		40-49	59.53-72.92	7.38	190.50				
9 5/8	244.50	32.3-40	48.07-59.53	8.50	215.90	4.00	101.60	4 1/2	114.30
		43.5-47	64.74-69.94	8.38	212.72				
		53.5	79.62	8.25	209.55				

Fuente: Halliburton services tool

3.6.18 Empaques Guiberson G-6 de Asentamiento Mecánico.

Está diseñado para completamientos de sarta sencilla, el G-6 tiene ¼ de giro del asentamiento y recuperación de la sarta. Para haladas de emergencia, se logra sacar el empaque de su asiento con una halada hacia arriba.

Figura 24. Empaque Guiberson G-6 de Asentamiento Mecánico



Fuente: Halliburton services tool

Tabla 28. Especificaciones Técnicas Empaque G-6 asentado mecánicamente

CASING SIZE		CASING WEIGHT		PACKER OD		MINIMUM ID		TUBING SIZE	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm
4 1/2	114.30	9.5-13.5	14.14-20.09	3.75	98.17	1.94	49.22	2 3/8	60.33
5	127.00	11.5-15	17.11-22.32	4.25	107.95	1.94	49.22	2 3/8	60.33
		15-18	22.32-26.79	4.13	104.78				
5 1/2	139.70	13-15.5	19.35-23.07	4.75	120.65	1.94 or 2.44	49.22 or 61.93	2 3/8 or 2 7/8	60.33 or 73.03
		17-20	25.30-29.76	4.63	117.48				
		20-23	29.76-34.22	4.50	114.30				
5 3/4	146.10	17-20	25.30-29.76	4.85	123.19	1.94	49.22	2 3/8	60.33
6 5/8	168.30	17-24	25.30-35.72	5.69	144.45	2.50	63.50	2 7/8	73.03
		26-32	38.67-47.62	5.50	139.70				
7	177.80	17-20	25.30-29.76	6.13	155.58	1.94 or 2.50 or 3.00	49.22 or 63.50 or 76.20	2 3/8 or 2 7/8 or 3 1/2	60.33 or 73.03 or 88.90
		22-26	32.74-38.69	6.00	152.40				
		28-32	41.67-47.62	5.88	149.23				
7 5/8	193.70	20-26.4	29.76-39.29	6.69	169.88	2.50	63.50	2 7/8	73.03
		29.7-39	44.20-58.04	6.44	163.53				
8 5/8	209.10	28-36	41.67-53.57	7.56	192.10	3.00	76.20	3 1/2	88.90
		40-49	59.53-72.92	7.38	190.50				
9 5/8	244.50	32.3-40	48.07-59.53	8.50	215.90	4.00	101.60	4 1/2	114.30
		43.5-47	64.74-69.94	8.38	212.72				
		53.5	79.62	8.25	209.55				

Fuente: Halliburton services tool

3.6.19 Empaque Halliburton R-4.

El empaque Halliburton R-4 esta diseñado para ser corrido con tubería . Este empaque presenta muchas ventajas y beneficios.

Figura 25. Empaque R-4



Fuente: Halliburton services tool

Tabla 29. Especificaciones Técnicas Empaque R-4

CASING				TOP AND BOTTOM EUE TUBING THD.*		MINIMUM TOOL ID		MAXIMUM TOOL OD	
SIZE		WEIGHT RANGE							
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm
2 7/8	73.0	6.5	9.67	1.32	33.4	0.88	22.4	2.22	56.4
3 1/2	88.9	9.3-10.3	13.84-15.32	1.90	48.3	1.34	34.0	2.75	69.8
4 1/2	114.3	9.5-13.5	14.14-20.09	2 3/8	60.3	1.94	49.3	3.75	95.3
5	127.0	11.5-18	17.11-26.79	2 3/8	60.3	1.94	49.3	4.06	103.1
5 1/2	139.7	13-23	19.35-34.23	2 7/8	73.0	2.36	59.9	4.50	114.3
6 5/8	168.3	24-32	35.71-47.62	2 7/8	73.0	2.36	59.9	5.37	136.4
7	177.8	17-35	25.30-52.09	2 3/8	60.3	2.36	59.9	5.75	146.1
8 5/8	209.1	24-49	35.71-72.91	3 1/2	88.9	2.88	73.2	7.25	184.2
9 5/8	244.5	29.3-53.5	43.60-79.60	3 1/2	88.9	2.88	73.2	8.25	209.6

Fuente: Halliburton services tool

Este empaque se puede usar en fracturamiento, tratamiento de ácidos, completamiento tanto en pozos productores como inyectores. Puede ser asentado aplicando tensión o peso. No requiere ningún cambio en las partes constitutivas del empaque para asentamiento. Está diseñado para una presión diferencial de 5,000 libras; lo suficiente para muchas aplicaciones.

- Diseño: esta herramienta consiste en un elemento empacante (caucho), cuñas mecánicas y una ranura en J para controlar las cuñas. El mandril del empaque esta provisto de rosca de seguridad izquierda en ambos extremos.
- Asentamiento del empaque con tensión: cuando se corre el R4 como un empaque de tensión, se debe correr la herramienta a la profundidad deseada, rotando el tubing a la derecha ($\frac{1}{4}$ de vuelta) y tensionar. Al tensionar el tubing, el cono del empaque sube obligando al juego de cuñas a asentarse haciendo extender el elemento empacante (caucho) contra el casing.

La tensión requerida para los empaques depende de la dureza del elemento empacante.

Los empaques que tengan cauchos de dureza 70 requieren 10000 libras de tensión para su asentamiento; los que tienen cauchos de dureza 50 requieren 5000 libras y los de dureza 85 se pueden tensionar con 20000 libras.

- Desasentamiento del empaque:

Cuando el empaque se asienta con tensión, para soltarlo, simplemente se baja el tubing.

Este movimiento hace que el cono baje, permitiendo al elemento empacante (caucho) retornar a su posición original y automáticamente engrana la ranura en J cerrando las cuñas.

Si por alguna razón el empaque no puede ser desasentado con el tubing, los pines del zapato de seguridad pueden ser cizallados con tensión siguiendo los siguientes pasos:

- Una tensión de 40,000 libras es requerida para cizallar seis pines. Cada pin reduce la tensión en 6,666 libras. Al tensionar el empaque con 10,000 libras cada pin estará soportando 1,666 libras. La tensión para el cizallamiento puede ser reducida quitando uno o más pines antes de bajar el empaque. Cualquier presión aplicada en el anular actuara directamente sobre los pines y debe ser considerada para determinar el numero de pines cizallantes. Esta operación permite que el caucho, cono y zapato se corran hacia abajo y queden contra el collar (cople) inferior del empaque; las cuñas se dejan accionar recobrando la herramienta.
- Si con el paso anterior no se puede recuperar el empaque, se debe tensionar el tubing (5,000 libras) y rotarlo a la derecha (12 vueltas). Esta operación permite desenroscar el cople superior del mandril de la herramienta, recuperando en esta forma la sarta de tubería.

▪ Asentamiento con peso:

Si se desea correr el R-4 como empaque de peso se debe invertir la herramienta quedando el elemento sellante sobre las cuñas. Para asentar el empaque se requiere levantar el tubing. Este movimiento hace que el cono suba y automáticamente engrana la ranura en J, en el cerrojo encogiendo las cuñas.

Si el empaque no puede ser recuperado normalmente, los pines del zapato de seguridad pueden ser cizallados colocando peso.

Cuarenta mil libras (40,000 libras) de peso cizallan los seis pines.

3.6.20 Halliburton Hydrostatic-Set Packer.

Este tipo de empaque de Halliburton esta diseñado para ser corrido y colocado en huecos con grandes desviaciones y horizontales, donde las técnicas convencionales para correr y asentar son difíciles o imposibles. Utiliza la presión hidrostática existente para asentar el empaque.

Figura 26. Empaque permanente HHR asentado hidrostáticamente



Fuente: Halliburton services tool

Tabla 30. Especificaciones Técnicas Empaque Permanente HHR

CASING SIZE		WEIGHT RANGE		MAX. OD		MIN. ID	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm
7	177.80	29-32	43.15-47.62	5.90	149.86	3.87	98.29
7	177.80	32-35	47.62-52.08	5.80	147.32	3.83	97.28
7 5/8	193.68	33.7-39	50.15-58.04	6.37	161.93	3.87	98.29
9 5/8	244.50	43.5-53.5	64.73-79.62	8.31	211.07	4.85	123.18
9 5/8	244.50	43.5-47	64.73-69.94	8.42	213.37	6.00	152.39
9 5/8	244.50	53.5	79.62	8.33	211.58	6.00	152.39
9 7/8	250.83	62.7-68	93.30-101.18	8.31	211.07	4.46	113.28

Fuente: Halliburton services tool

Figura 27. Empaque PES HP1 asentado hidrostáticamente



Fuente: Halliburton services tool

Tabla 31. Especificaciones Técnicas Empaque PES HP1

CASING/TUBING INFO				THREAD		MAXIMUM OD		MINIMUM ID		LENGTH		PRESSURE RATING (PSI)							
SIZE		WEIGHT		in.	mm	in.	mm	in.	mm	in.	mm	Above psi	Above bar	Below psi	Below bar				
in.	mm	lb/ft	kg/m																
7	177.8	29	43.16	3 1/2	88.90	5.99	152.27	2.81	71.42	129.90	3299.46	5,000	344.50	5,000	344.50				
		32	47.62	4 1/2	114.30	5.91	149.98	3.81	96.82	164.56	4179.82	7,500	516.75	7,500	516.75				
		35	52.00			5.82	147.7	3.53	89.53	141.43	3592.32								
9 5/8	244.48	47	69.94	5 1/2	139.70	8.44	214.37	4.50	114.30	178.88	4543.55	5,000	344.50	5,000	344.50				
				3 1/2	88.90			2.77	70.23										
				4.50	114.3			166.65	4232.91	6,500	447.85	6,500	447.85						
				4.63	117.47			153.40	3896.36										
				4.56	115.82			172.05	4370.07	5,000	344.50	5,000	344.50						
		4.50	114.30	178.88	4543.55														
		4.63	117.47	152.40	3870.96														
		53	78.87	8.30	210.82	4.63	117.47	153.40	3896.36	7,500	516.75	7,500	516.75						
						4 1/2	114.30	3.81	96.82	179.80	4566.92	5,000	344.50	5,000	344.50				
						5 1/2	139.70	4.63	117.47	153.40	3896.36	7,500	516.75	7,500	516.75				
9 7/8	250.82					62	92.26	5 1/2	139.70	8.39	212.98	3.81	96.82	153.40	3896.36	7,500	516.75	7,500	516.75

Fuente: Halliburton services tool

Figura 28. Empaque recuperable HHC de asentamiento hidrostático



Fuente: Halliburton services tool

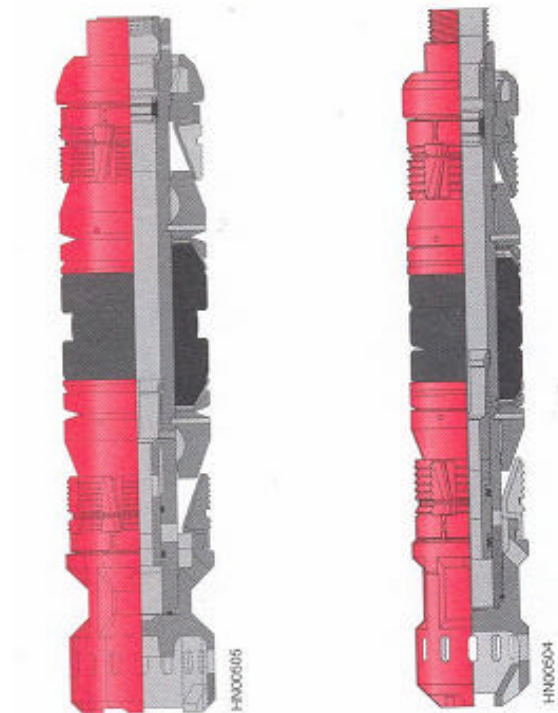
Tabla 32. Especificaciones Técnicas Empaque Recuperable HHC

CASING SIZE		WEIGHT RANGE		MAXIMUM OD		MINIMUM ID	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm
7	177.80	29-32	43.85-47.62	5.93	150.62	3.87	98.29
7	177.80	32-35	47.62-52.08	5.82	147.82	3.85	97.79
9 5/8	244.50	43.5-53.5	64.73-79.62	8.31	211.06	4.79	121.41
9 5/8	244.40	43.5-47	64.73-69.94	8.44	214.37	6.00	152.36
9 5/8	244.50	47-53.5	69.94-79.62	8.35	212.08	6.00	152.36

Fuente: Halliburton services tool

3.6.21 EZ-DRILL Squeeze Packer.

Figura 29. Empaque EZ-DRILL



Fuente: Halliburton services tool

La serie EZ-DRILL de empaques para cementación Howco se clasifica en dos grupos de acuerdo al tipo de válvula:

- El EZ-DRILL Squeeze Packer disponible en tamaños desde 2 7/8" hasta 7". Este empaque posee una válvula de contra presión de resorte y lengüeta.
 - El EZ-DRILL SV Squeeze Packer disponible en tamaños desde 4 1/2" hasta 13 3/8". Este empaque posee una válvula de camisa deslizante operada por reciprocación de la tubería y puede ser abierta y cerrada cuantas veces se desee antes del trabajo de cementación. El movimiento de fluidos a través de la válvula no afecta su posición. Cuando la válvula esta cerrada el empaque impide el movimiento de fluidos en cualquier dirección. Cuando esta abierta se puede bombear fluido a través del empaque o descargar la presión por debajo de esta.
- Componentes del Empaque:
 - Elemento sellante resistente a alta presión y a alta temperatura.
 - Mandril flotante.
 - Junk Pusher para calibrar el revestimiento y evitar el deterioro de los cauchos cuando se baja la herramienta dentro del pozo.
 - Diseñado con material fácilmente perforable.
 - Son de diámetro menor que otras herramientas diseñados para los mismos tamaños de revestimiento.
- Cuidados Que Deben Tenerse Con La Herramienta Cuando Se Baja Dentro Del Pozo:
 - Si es necesario empujar el empaque y la herramienta de asentamiento cuando se comienza a bajar dentro del pozo, use el peso del bloque y del elevador, asegúrese de tener agarrada la tubería con el "Rigcatline".
 - Use un "Punk Joint" corto entre el elevador y el gancho cuando vaya a aplicar peso sobre la tubería con el bloque.

- Evite las paradas repentinas y los giros a la derecha de la tubería con el fin de evitar el asentamiento prematuro de la herramienta.
- Operación: este empaque se puede asentar con tubería, con “Electric Wirline “, “Sand Line “.
- Asentamiento Con Tubería:
 - Cuando el empaque este a la profundidad deseada, conecte las mangueras y el swivel a la tubería y trabaje esta hacia arriba y hacia abajo en un tramo de 5 a10 (pies) mientras circula para limpiar.
 - Si el empaque va a ser asentado cerca de las perforaciones no trabaje este a través de ellas.
 - Rote la tubería 35 giros a la derecha inmediatamente después de parar circulación, esto permite mover el mandril de la camisa de asentamiento hacia abajo desenganchando el anillo trabador y asentando las cuñas superiores.
 - Tensione la tubería para asentar las cuñas inferiores y expandir los elementos sellantes contra el revestimiento. La expansión de los cauchos se logra con una tensión por encima del peso de la tubería igual a un tercio de la carga de partición de la camisa de tensión, esta debe mantenerse durante uno o dos minutos. Tensione la tubería dos tercios de la carga de partición de la camisa y recíproque con el fin de tener una mejor expansión de los elementos sellantes.
- Precaución:

Después de que la herramienta de asentamiento tenga los 35 giros no aplique peso al empaque hasta que la camisa de tensión haya sido partida.

Una operación hasta 2,000 Psi por debajo del empaque puede ayudar en la operación, pero debe descargarse antes de partir la camisa de tensión.

Después de partida la camisa y antes de dar los giros adicionales para liberar esta un peso hasta de 100,000 libras. Puede colocarse sobre el empaque sin temor a dañarlo. Este procedimiento se recomienda con el fin de ayudar en el asentamiento de las cuñas superiores y en la expansión de los elementos sellantes.

Para retirar la camisa de asentamiento gire la tubería 20 vueltas adicionales (55), ésto desenganchará el anillo de tal manera que la camisa pueda moverse libremente hacia arriba cuando la herramienta de asentamiento es asentada sobre el empaque.

- Prueba De La Tubería: existen varias maneras de probar la tubería antes de la operación de cementación, aquí tratamos solo dos:
 - Después de retirar la camisa de asentamiento (Setting Sleeve), levante la tubería justamente para cerrar la válvula de camisa deslizante (sliding balance valve), sin sacar el vástago (stinger) del sello en el tope del empaque, pruebe la tubería con la presión requerida.
 - Deje caer una bola por dentro de la tubería hasta el tope de la herramienta de asentamiento y pruebe con presión tubo a tubo o en paradas mientras baja la sarta. La bola es reversada después de que el último tubo ha sido probado.

Tabla 33. Prueba de presión de la tubería por medio de la bola

TAMAÑO HERRAMIENTA DE ASENTAMIENTO	DIÁMETRO DE LA BOLA
4 – 1/2" - 5 – 1/2"	1 – 7/16"
7" - 8 – 5/8"	1 – 3/4"

Fuente: Halliburton services tool

- Asentamiento Con Wireline: para asentarlo con cable ver “Electric Wireline Setting Assy Model E-4” de Baker y el “ Adapter Kit “ correspondiente.

- Técnica Sugerida para perforar este tipo de Empaque: la mejor técnica varía de acuerdo al equipo disponible, pero en general las sugerencias siguientes pueden ayudarnos a realizar el trabajo:

Broca: de diente corto a medio para formación dura.

Velocidad rotaria: 75– 120 rpm.

Peso sobre broca: 5,000-7,000 libras.

Las primeras 4"-5" incremente de 2,000 a 3,000 libras/in de diámetro de broca hasta perforar todo el empaque.

Collares: los que se requieran para peso y estabilización de la broca debe colocarse un "Junk Basket" por encima de la broca.

Cuando se trabaja con "Mill " los parámetros pueden ser:

Velocidad Rotaria	60 a 150 RPM.
Peso sobre el Mill	5000 a 8000 Libras.
Tipo de fluido	Viscosidad 60 cps.
Velocidad anular	mínimo 120 Pies/min.

Nunca inicie el "Mill" sobre el empaque. Inicie un pie por encima. Mantenga una rata constante y no aplique peso en exceso del recomendado.

4. CONCLUSIONES

En la realización de cualquier trabajo de Completamiento y/o Reacondicionamiento de Pozos donde se lleva a cabo las operaciones con empaques, se debe hacer un estudio detallado de todos los factores que influyen en el alcance de una mayor productividad, buscando siempre el diseño más sencillo, que permita obtener el mayor beneficio económico al menor costo posible y que facilite la realización de posibles trabajos posteriores.

Este trabajo no es una guía infalible de consulta, sino una ayuda técnica didáctica, por lo cual su información puede complementarse en compendios y publicaciones especializadas.

En la selección de cualquiera de los empaques utilizados en este manual para las Operaciones de Completamiento y Reacondicionamiento de Pozo, se debe tener en cuenta:

- Observar todos los datos de ingeniería como las especificaciones técnicas, factores de conversión, dimensiones y propiedades, siguiendo al máximo las indicaciones de operación.
- Adquirir un conocimiento completo del estado mecánico del pozo antes de proceder a efectuar algún trabajo de campo y optar por la herramienta que ofrezca menor riesgo para el revestimiento y demás accesorios.

El análisis y descripción de las herramientas estudiadas son susceptibles de optimización, por consiguiente, los aspectos con criterio ingenieril primarán en la selección de las mismas.

5. RECOMENDACIONES

Además de las sugerencias dadas en los capítulos anteriores, se recomienda el uso de este Manual – Guía para la identificación de problemas en los pozos y la selección de las alternativas más favorables en la solución de los mismos:

- El uso de este proyecto como material didáctico, por ser éste una recopilación de los últimos logros en las operaciones de Completamiento y Reacondicionamiento de Pozos por la Industria Petrolera y de las técnicas como actualmente se llevan a cabo las operaciones de los diferentes empaques para su buen desarrollo.

- Fomentar la elaboración de obras técnicas como ésta que faciliten el desempeño de los profesionales que quieran profundizar en las Operaciones de Campo.

BIBLIOGRAFÍA

- CAMCO Incorporated. Packers And Completion Accesories Catalog.
- BAKER PACKERS . A división of baker oil tools.inc 1984-1985 Catalog
- BAKER OIL TOOLS, A BAKERS HUGHES COMPANY. Retrievable Packers Systems.
- BAKER OIL TOOLS, A BAKERS HUGHES COMPANY. Permanent Packers Systems.
- HALLIBURTON . Completion Solutions (Packers).
- ALLEN O, THOMAS AND ALAN P., ROBERTS. Production Operations. Well Completions and Stimulation.
- BUZARDE JR, L.E. Production Operations Curse I. Well Competions.
- FULGENCIO GUARDELA, FRANCISCO ALTAMIRANDA. ECOPETROL. Manual de herramientas de limpieza de pozos.
- JUAN B. PÉREZ. Operaciones de Workover. ECOPETROL.
- WORLD OIL TOOLS PACKERS. Packers And Completion Accesories Catalog.

ANEXO A

TRATAMIENTO ORGANICO N – Ver – Spere – O + Targón II

1. Objetivo:

Conseguir la productividad esperada de la formación mirador recientemente cañoneada en el pozo M.L.C.P1 bajo consideración, cuya no respuesta ha sido asociada a daño de formación relacionado a bloqueos por emulsión y potenciales depositaciones de tipo orgánico.

2. Antecedentes:

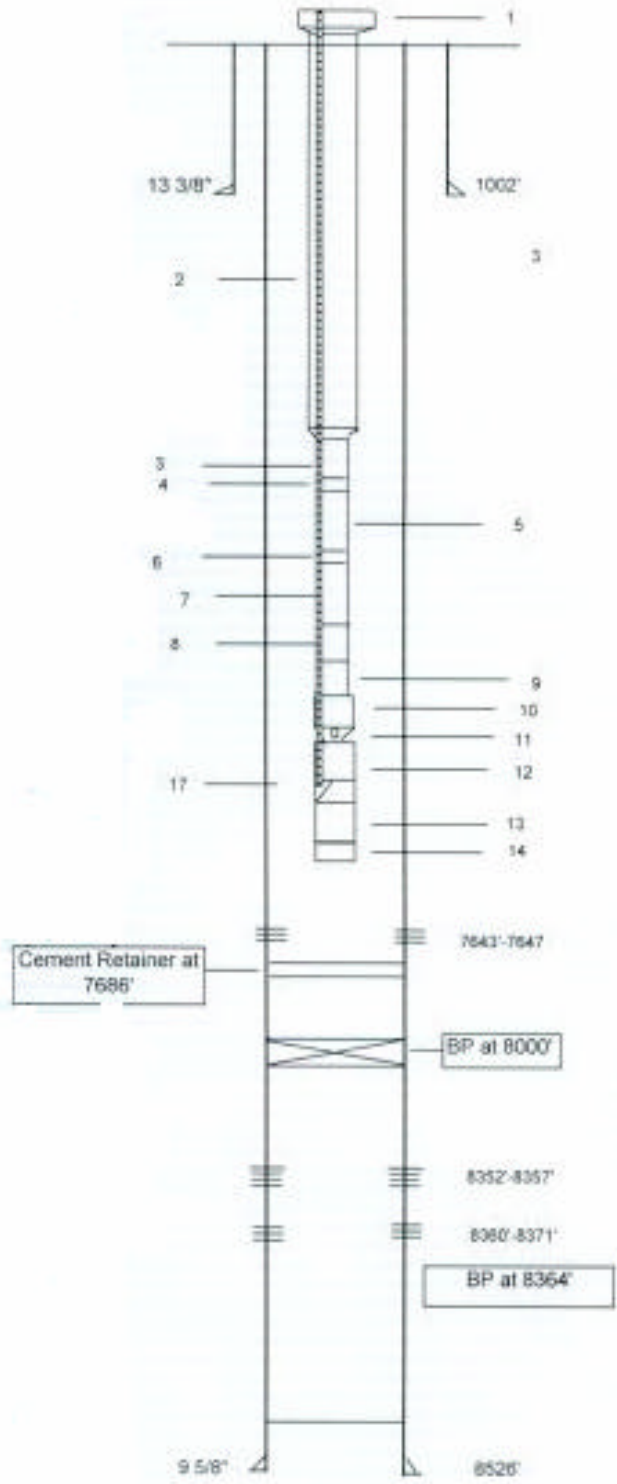
La formación Ubaque (8,352-8,357 pies) previamente en producción fue aislada por medio de BP a 8,000 pies y retenedor de cemento a 7,686 pies. El aislamiento obedeció principalmente a un alto aporte de agua de la formación Ubaque.

La formación mirador fue entonces sometida a cementaciones remediales y posteriormente cañoneada en el intervalo (7,643-7,646 pies) tal y como se indica en el estado mecánico.

El aporte en producción total ha sido muy pobre en comparación al aporte esperado, a partir de otros pozos que producen entre 200-300 bfpd de la misma formación.

A pesar de no contar con análisis disponibles, adicionalmente es importante considerar que la formación presenta problemas potenciales de hinchamiento de arcillas y bloqueos por emulsión.

3. Estado mecánico del pozo:



4. Definición de fluidos de tratamiento

En la actualidad, se utilizará únicamente el fluido aromático denominado N-Ver-Sperse-O (NVSO), siguiendo las indicaciones expresas de la compañía Ltda. donde se menciona el no uso de fluidos ácidos.

Los volúmenes de fluido a utilizar son los siguientes:

FLUIDO	FUNCIÓN	DOSIFICACIÓN (gal/ft)	VOLUMEN (Bbl)
NVSO	Pickling de Tubería	N/A	10
NVSO + Tragón II	Estimulación Orgánica	305	29

La formulación de fluidos será la siguiente (dada la naturaleza orgánica de estos fluidos no se requieren pruebas de laboratorio adicionales)

NVSO

MATERIAL	DESCRIPCIÓN	CONC Relación	CANTIDAD	UNIDAD
Xileno	Solvente Aromático	940	395	Gal
Musol	Solvente Mutua	50	21	Gal
Hyflo IV	Surfactante	10	4	Gal

NVSO+TARGON

MATERIAL	DESCRIPCIÓN	CONC Relación	CANTIDAD	UNIDAD
Xileno	Solvente Aromático	900	1096	Gal
Musol	Solvente Mutua	50	61	Gal
Hyflo IV	Surfactante	10	12	Gal
Tragón II	Solvente de Asfaltenos	40	49	Gal

5. Cálculos.

Calculo de presión máxima de trabajo y caballaje requerido

Si se considera que la presión máxima de trabajo permitida es 1,646 Psi, el caudal máximo que se pueda obtener es el siguiente:

$$\text{HHP} = P * Q / 40.8$$

$$350\text{HHP} = 1646 \text{ psi} * Q / 40.8 \text{ (caballaje por bomba)}$$

$$Q = 8.6 \text{ bpm}$$

La presión máxima de trabajo (psi) ha sido calculada a partir de un gradiente de fractura de 0.6 psi/ft a punto medio de perforados (7,645 pies), presión hidrostática correspondiente en este punto (2,941 psi) y presión de fractura de 4,587 psi. Los cálculos han sido realizados de la siguiente manera:

$$P_{fr} = \text{Gradiente fractura} * \text{profundidad} = 0.6 \text{ psi/ft} * 7645 \text{ ft} = 4587 \text{ psi}$$

$$P_h = 0.052 * \text{densidad de fluido} * \text{profundidad} = 0.052 * 7.4 \text{ lb/gal} * 7645 \text{ ft} \\ = 2941 \text{ psi}$$

$$P_{wh} = \text{Máxima presión de trabajo} = P_{fr} - P_h = 4587 \text{ psi} - 2941 \text{ psi} \\ = 1646 \text{ psi}$$

Donde:

P_{fr} = Presión de fractura

P_h = Presión hidrostática

P_{wh} = Presión en cabeza

Operacionalmente, una unidad puede succionar y bombear con presión de 2000 psi a 5 bpm. Por tanto, bombeando con una sola unidad, la presión en cabeza se va a mantener por debajo de la máxima presión de trabajo aquí calculada.

Calculo estimado de radio de penetración de los fluidos

El radio de penetración de los fluidos ha sido calculado con una porosidad estimada de 20%. Por tanto, la penetración de los 29 bls de NVSO se estima en 2ft aproximadamente.

6. Programa operacional:

Realizar una reunión de seguridad con todo el personal de Halliburton, el personal del taladro y todos los demás involucrados para establecer los procedimientos y cuidados durante el armado y bajada de la sarta de prueba, incluyendo la corrida de la tubería en el pozo.

- Antes de correr la sarta en el pozo, se debe medir y calibrar esta, herramienta por herramienta, como dato para ser tenida en cuenta para la sentada del empaque. Igualmente para definir diámetros internos y externos de la mismas.
- Desde este momento y hasta que la sarta este fuera del hueco, habrá una persona de halliburton pendiente de la operación.
- Instalar el "wiper" de tubería para prevenir que caigan objetos extraños en el pozo.
- La velocidad de bajada de la sarta dentro del hueco revestido de 9 5/8" deberá ser de aproximadamente 12 paradas por hora.
- Asegurar que todos los crossovers, tubería etc. Sean calibrados y que no hayan ningún tipo de restricciones.
- Colocar grasa solamente en los pines de la tubería.

- Mientras que la sarta esta en las cuñas, se debe tapar la tubería para prevenir que caigan objetos extraños al pozo.
- Correr el ensamblaje del empaque usando los elementos de seguridad.
- Una vez en profundidad tomar pesos de la sarta subiendo, en neutro y bajando.
- Armar sarta de tratamiento de acuerdo a:
 - Coupling 2 3/8" EUE
 - Landing Niple 2 3/8" EUE con Test Tool instalada
 - Cross Over 2 3/8" x 2 7/8"
 - Cross Over 2 7/8" EUE x 3 1/2" IF
 - Cross Over 3 1/2" IF x 4 1/2" IF
 - Empaque RTTS 9 5/8" (con válvula de circulación)
 - Cross Over 4 1/2" IF x 3 1/2" IF
 - Tubería 3 1/2" 13.3 Drill Pipe hasta superficie
 - El empaque lleva un sencillo como cola de 30'
- Bajar sarta a profundidad de acuerdo a medida de tubería en tally book.
- Sentar empaque a 7600 con 25000 libras de peso. Cerrar BOP y probar sello en el anular con 500 psi.
- Realizar pickling a la tubería de trabajo de la siguiente manera:
 - Realizar Rig-up de la unidad de bombeo y el tanque de tratamiento.
 - Probar líneas con 500 y 5000 psi por 10 minutos
 - Abrir la válvula de circulación y verificar circulación a través de ella.
 - Establecer circulación con agua de formación.
 - Bombear 57 bls de diesel con surfactante Hyflo IV a 2 gpt y 10 bls de NVSO. Desplazar con 57 bls de agua de formación (hacer este trabajo aun caudal no mayor a 2 BPM).
 - revisar el tratamiento bombeando 57 barriles de agua de formación por el anular a un caudal de 2 BPM y recuperarlo en superficie (de esta manera el diesel con surfactante Hyflo IV a 2 gpt quedara en la tubería previo al bullheading del tratamiento principal).
 - Cerrar válvula de circulación del RTTS.

- Bajar conunidad de wireline para recuperar tapón.
- Bombear 219 bls (1200 galones) del sistema orgánico NVSO+Tragón II a una presión máxima de trabajo por debajo de la presión de fractura.
- Desplazar con 57 bls de diesel con surfactante Hyflo IV a 2 gpt (volumen correspondiente a la capacidad de la tubería de trabajo).
- Desasentar empaque y recuperar sarta de prueba.

ANEXO B

LIMPIEZA QUÍMICA (Estimulación con ácido)

1. Objetivo:

Conseguir la productividad esperada de la formación mirador recientemente cañoneado en el pozo M.L.C.P1, bajo consideración, cuya no respuesta ha sido asociada a daño de formación a causa de invasión de cemento posterior a dos operaciones de cementación remedial practicadas en la zona.

2. Antecedentes:

La formación Ubaque (8352- 8357 pies) previamente en producción fue aislada por medio de BP a 8000 pies y retenedor de cemento a 7686 pies. El aislamiento obedeció principalmente a un alto aporte de agua de la formación Ubaque.

La formación Mirador fue entonces sometida a cementaciones remediales y posteriormente cañoneadas en el intervalo 7643-7646 pies.

El aporte en producción total ha sido muy pobre en comparación al aporte esperado, a partir de otros pozos que producen entre 200-300 bfpd de la misma formación.

Se estima que se generó algún tipo de daño asociado al cemento durante las cementaciones remediales, el cual se encuentra obstaculizando el flujo de fluidos.

A pesar de no contar con análisis disponibles, adicionalmente es importante considerar que la formación presenta problemas potenciales de hinchamiento de arcillas y bloqueos por emulsión.

Debido a la reciente colocación de un fluido de naturaleza orgánica en la formación sin registrar beneficio alguno, el fluido aquí propuesto ya no presenta ninguna base aromática. Se trata de buscar la recuperación de la zona mediante la colocación de un fluido ácido de naturaleza orgánica, que sea capaz de remover el cemento remanente.

3. Definición de fluidos de tratamiento

El no aporte del intervalo cañoneado 7643- 7647 pies ha sido relacionado principalmente con el daño por cemento ocasionado por las cementaciones remediales recientemente.

Por lo tanto la mejor recomendación en cuanto a fluidos de tratamiento es un sistema base ácido orgánico, que sea capaz de reaccionar con el cemento (y posiblemente con componentes típicos remanentes del lodo de perforación como material tipo carbonato y/o residuos poliméricos).

El diseño del fluido esta siendo ajustado en el laboratorio a partir de la muestra recibida de M.L.C.P1, con el propósito principal de evitar otras fuentes principales de daño a causa de incompatibilidad entre el tratamiento y crudo de formación.

Entonces la secuencia de tratamiento consta de los siguientes fluidos básicos:

Sistema ácido:

Sistema orgánico 95% ácido formica (10%) – 5% acético (5%)

El sistema ácido orgánico (fórmico-acético) presentan las siguientes ventajas respecto a sistemas de HCL de concentración equivalente:

- Menor corrosividad. Estudios de corrosión han indicado que este tipo de fluido permite largos tiempos de contacto a considerablemente altas temperaturas.
- Menor tendencia al “sludge” o precipitaciones orgánicas al contacto con el crudo de formación.
- Reducción de precipitaciones secundarias de compuestos de hierro disueltos de la tubería o la formación misma.
- Prevención del hinchamiento de arcillas, al mantener pH bajo por largos periodos de tiempo después de que el ácido se encuentra en estado gastado dentro de la formación.

Ver detalles de la composición en la sección “informe de laboratorio”.

El sistema ácido aquí recomendado es capaz de remover depósitos de naturaleza silíceo y carbonatada.

Preflujo estabilizador de formación:

Salmuera 5% NH₄CL + 2.5 Losurf-300/Mgal

La concentración del surfactante no iónico Losurf-300 ha sido ajustada en el laboratorio de acuerdo a las compatibilidades salmuera-crudo de formación, a partir de la muestra del pozo M.L.C.P1 (ver informe del laboratorio). La salmuera de cloruro de amonio al 5% es capaz de estabilizar las arcillas y evitar su intercambio catiónico e hinchamiento. Estos son mecanismos potenciales de daño por contacto de arcillas de alto poder de intercambio catiónico, con fluidos preparados sobre agua fresca, que pueden contener cationes de otra naturaleza diferente al amonio, como el calcio, el bario o el magnesio. Dichos iones son

intercambiables con cationes que se encuentran en la superficie de la arcilla, facilitando su hidratación hinchamiento y/o migración. A diferencia de ellos, el ion amonio es capaz de estabilizar la superficie de la arcilla al ubicarse completa y correctamente en el espacio que ocupaba el catión sobre la superficie del mineral. Entonces la secuencia de fluidos de tratamiento en formación es como sigue:

FLUIDO	FUNCIÓN	DOSIFICACIÓN* (gal/ft)	Volumen (bbl)
Fórmico-Acético (balanceado al frente de perforados)	Limpieza Química		5.0
Salmuera Cloruro de Amonio 5%	Preflujo	200	19
Fórmico-Acético	Limpieza química	350	34
Salmuera Cloruro de Amonio 5%	Postflujo	200	19
Salmuera Cloruro de Amonio 5%	Desplazamiento de los fluidos de tratamiento hacia la formación		57

Nota: previo al tratamiento en formación, es importante hacer limpieza de tubería o pickline con el fluido Fe Acid 15% para asegurar que los depósitos que se encuentran en la tubería no van a ser arrastrados hacia la formación por el fluido principal. A partir de la experiencia, se aplican 100 gal/1000 ft de tubería para tal fin. Por tanto se requiere 19 bbl de fluido para limpiar 7647 pies de tubería. La formula del Fe Acid para pickling es como sigue:

ADITIVO	FUNCION	RELACION POR CADA 1000 GALS
Agua		492 gal
HAI 85M	Inhibidor de corrosión	3 gal
Losurf - 300	Surfactante	2 gal
Fe - 1A	Control de hierro	10 gal
Fe - 2	Control de PH	50 gal
HCL 20 Be	Acido	443 gal

Este fluido será desplazado y retornado a superficie con agua apropiadamente filtrada y aditivada con el surfactante no iónico Losurf-300.

4. Cálculos:

Calculo de presión máxima de trabajo y caballaje requerido

Si se considera que la presión máxima de trabajo permitida es 1236 psi, el caudal máximo que se pueda obtener es el siguiente:

$$\text{HHP} = P * Q / 40.8$$

$$350 \text{ HHP} = 1236 \text{ psi} Q / 40.8 \text{ (Caballaje por bomba)}$$

$$Q = 11.55 \text{ bpm.}$$

La presión máxima (psi) de trabajo ha sido calculada a partir de un gradiente de fractura de 0,6 psi/ft a punto medio de perforados (7645 ft), presión hidrostática correspondiente en ese punto (3351 psi) y presión de fractura de (6544 psi). Los cálculos han sido realizados de la siguiente manera:

$$P_{fr} = \text{Gradiente fractura} * \text{profundidad} = 0.6 \text{ psi/ft} * 7645 \text{ ft} = 4587 \text{ psi}$$

$$P_h = 0.052 * \text{densidad de fluido} * \text{profundidad} = 0.052 * 8.43 \text{ lb/gal} * 7645 \text{ ft} \\ = 3351 \text{ psi}$$

$$P_{wh} = \text{Máxima presión de trabajo} = P_{fr} - P_h = 4587 \text{ psi} - 3351 \text{ psi} \\ = 1236 \text{ psi}$$

Donde:

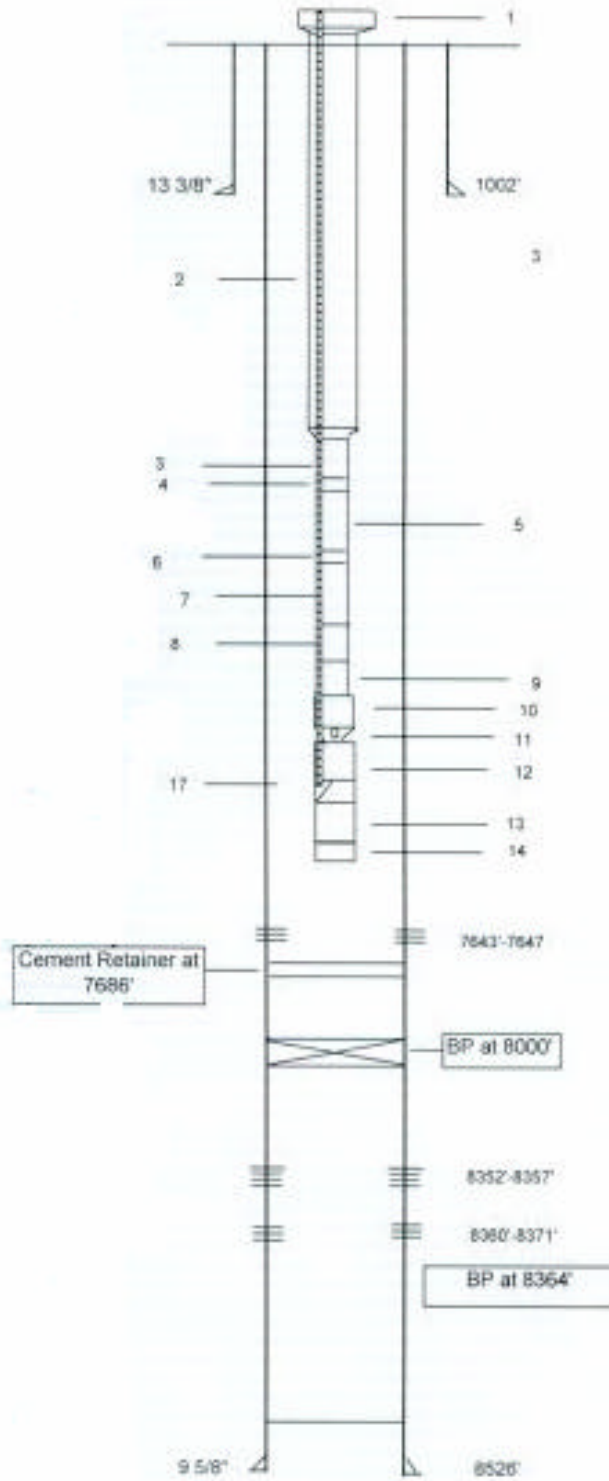
$$P_{fr} = \text{Presión de fractura}$$

$$P_h = \text{Presión hidrostática}$$

$$P_{wh} = \text{Presión en cabeza}$$

El caudal máximo corresponderá al máximo caballaje posible a alcanzar con la unidad. Operacionalmente, una unidad puede succionar y bombear con presión de 2000 psi a 5 bpm. Por tanto, se bombearán todos los fluidos manteniendo la presión en cabeza por debajo de la máxima presión de trabajo aquí calculada.

5. Estado Mecánico del Pozo.



6. Resumen operacional.

Realizar una reunión de seguridad con todo el personal de Halliburton, el personal del taladro y todos los demás involucrados para establecer los procedimientos y cuidados durante el armado y bajado de la sarta de prueba, incluyendo la corrida de la tubería en el pozo.














- Antes de correr la sarta en el pozo, se debe medir y calibrar esta, herramienta por herramienta, como dato para ser tenida en cuenta para la sentada del empaque. Igualmente para definir diámetros internos y externos de las mismas.
- Desde este momento y hasta que la sarta este fuera el hueco, habrá una persona de halliburton pendiente de la operación.
- Instalar el “wiper” de tubería para prevenir que caigan objetos extraños al pozo.
- La velocidad de bajada de la sarta dentro del hueco revestido de 9 5/8” deberá ser de aproximadamente 12 paradas por hora.
- Asegurar que todos los crossovers, tubería etc. Sean calibrados y que no haya ningún tipo de restricciones.
- Colocar grasa solamente en los pines de la tubería.
- Mientras que la sarta esta en las cuñas, se debe tapar la tubería para prevenir que caigan objetos extraños al pozo.
- Correr el ensamblaje del empaque usando los elementos de seguridad.
- Una vez en profundidad tomar pesos de la sarta subiendo, en neutro y bajando.
- Armar sarta de tratamiento de acuerdo a:
 - Coupling 2 3/8” EUE
 - Landing Niple 2 3/8” EUE con Test Tool instalada
 - Cross Over 2 3/8” x 2 7/8”
 - Cross Over 2 7/8” EUE x 3 1/2” IF
 - Cross Over 3 1/2” IF x 4 1/2” IF
 - Empaque RTTS 9 5/8” (con válvula de circulación)
 - Cross Over 4 1/2” IF x 3 1/2” IF

- Tubería 3 ½" 13.3 Drill Pipe hasta superficie
- El empaque lleva un sencillo como cola de 30'
- Bajar sarta a profundidad de acuerdo a medida de tubería en tally book.
- Sentar empaque a 7600 con 25000 libras de peso. Cerrar BOP y probar sello en el anular con 500 psi.
- Realizar pickling a la tubería de trabajo de la siguiente manera:
 - Realizar rig-up de la unidad de bombeo y el tanque de tratamiento.
 - Probar líneas con 500 y 5000 psi por 10 minutos
 - Abrir la válvula de circulación y verificar circulación a través de ella.
 - Bombear 19 bbl de Fe Acid 15% y desplazarlos con 38 bbl de agua de formación filtrada y tratada con surfactante Losurf-300 a 2 gpt (léase galones por cada mil galones de solución). Hacer este trabajo a un caudal no mayor a 2 BPM.
 - Retornar el tratamiento ácido bombeando 79 barriles de agua de formación filtrada y tratada con surfactante Losurf-300 a 2 gpt, por el anular aun caudal de 2 BPM y recuperar el tratamiento
 - Cerrar la válvula de circulación del RTTS.
 - Neutralizar los retornos con soda suástica líquida.
 - Bajar con unidad de wireline para recuperar tapón.
- Con la válvula de circulación del RTTS abierta y el empaque sentado a 7600 pies, realizar tratamiento ácido de la siguiente manera:
 - Bombear 5 bls del fluido ácido formico-acético
 - Bombear 19 bls de salmuera de cloruro de amonio apropiadamente filtrada, seguidos por los 34 bls del sistema ácido formico-acético y 7 bls de salmuera de cloruro de amonio nuevamente, completando así el volumen de 56 bls de desplazamiento permitiendo tener 4 bls de tratamiento en la cara de la formación. Permitir la acción del ácido mediante una hora en remojo.
 - Bombear los 12 bls de salmuera de cloruro de amonio 5% filtrada y aditivaza, remanente respecto al volumen de postflujo considerado (19-7

bls), forzando hacia la formación y manteniendo una presión máxima de fractura por debajo de la presión de fractura.

- Bombear 57 bls de salmuera de cloruro de amonio 5% filtrada y aditivaza con surfactante Losurf-300 (volumen correspondiente ala capacidad de tubería de trabajo), buscando forzamiento hacia la formación.
- Permitir que el fluido actué mediante un tiempo de remojo de 2 horas aproximadamente.
- Desasentar empaque y recuperar sarta de prueba.

A continuación se muestra la sarta para el bombeo del tratamiento a la formación:

SARTA	DESCRIPCION	ROSCA TOPE	ROSCA FONDO	CANT.	OD [in]	ID [in]	LONG. [ft]	PROF. TOPE [ft]	
INTERVALOS:							TOP SHOT-RAD [ft]		
	3 1/2 EUE TUBING	3 1/2 EUE	3 1/2 EUE	99	3.5	2.99	3060.16	4.00	
	CROSSOVER	3 1/2 EUE	3 1/2 IF	1	4.75	2.99	1.31	3094.16	
	3 1/2 IF DRILL PIPE	3 1/2 EUE	3 1/2 IF	130	4.75	2.76	130.00	4090.22	
	HEAVY WEIGHT 3 1/2 IF	3 1/2 IF	3 1/2 IF	12	3.500	2.06	12.00	7.536.41	
	CROSSOVER	3 1/2 IF	4 1/2 IF	1	6.180	2.87	1.00	7.548.41	
	SAFETY JOINT	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1	6.120	3.12	4.04	7.549.41	
	VALVULA DE CIRCULACION	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1	6.260	3.00	3.69	7.553.45	
	RTTS 9 5/8 47-53.5# CAUCHOS ARRIBA	4 1/2 IF	N/A	1	8.250	3.75	2.86	7.557.14	
	MITAD DE CAUCHOS	N/A	N/A		8.250	3.75	0.00	1.00	
	RTTS 9 5/8 47-53.5# CAUCHOS ABAJO	4 1/2 IF	4 1/2 IF		8.250	3.75	3.62	7.563.62	
	CROSSOVER	3 1/2 IF	4 1/2 IF	1	6.180	2.87	1.50	7.566.12	
	2 Juntas 3 1/2 IF Drill Pipe	3 1/2 IF	3 1/2 IF	2	3.600	2.76	62.84	7.627.96	
	CROSSOVER	2 7/8 EUE	3 1/2 IF	1	4.750	2.44	0.72	7.628.68	
	CROSSOVER	2 3/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.600	1.99	0.43	7.629.11	
	NIPLESILLA 2 3/8 EUE	2 3/8 EUE	2 3/8 EUE	1	2.375	1.87	1.39	7.630.50	
	COUPLING 2 3/8 EUE	2 3/8 EUE	2 3/8 EUE	1	2.375	1.99	0.41	7.630.91	
	END STRING							7.630.31	

7. Informe de laboratorio

PRUEBAS DE CARACTERIZACIÓN Y COMPATIBILIDAD

DATOS GENERALES			
CLIENTE:	Compañía	CRUDO DEL POZO:	N/D
POZO:	M.L.C.P.	MUESTREADO EL:	Abril 14 de 2005
CAMPO:	M- 2	TIPO DE ACIDO:	Fórmico-Acético
OPERACIÓN:	Estimulación Química	CONCENTRACION %:	95% - 5%
FORMACION:	Mirador	TEMP. DE PRUEBA:	160°F
INTERVALO:	N/D	TEMP. ESTÁTICA °F:	160°F

Objetivo:

- Determinar la compatibilidad de la muestra de crudo recibida de un pozo no determinado con el tratamiento ácido orgánico y la salmuera de clayfix.
- Determinar el BSW del crudo.

DISEÑOS			
ADITIVOS	FUNCIÓN	No. 1	No. 2
		95% Ac.Fórmico (10%) + 5% Ac. Acético	Salmuera Clayfix
AGUA		747 gpt	1000 gpt
MSA-III	Inhibidor de corrosión	6 gpt	
FE-1A	Acido Control pH	50 gpt	
CLASTA-FS	Control de finos	2 gpt	
Ac FÓRMICO	Acido	95 gpt	
SOLVENTE M.	Solvente mutual	100 gpt	
Clay Fix	Cloruro de amonio		422 ppt
LOSURF-300	Surfactante	2.5 gpt	2.5 gpt
Densidad		8.490	8.292

**RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE EMULSIÓN Y SLUDGE
TRATAMIENTOS ÁCIDOS**

RELACION Crudo/Tto (%) Tiempo (min)	ACIDO		SALMUERA	
	50/50	75/25	50/50	75/25
1	116	116	110	100
2	140	240	136	228
4	140	240	140	232
6	140	240	144	232
8	140	240	144	232
10	140	240	144	232
15	140	240	144	232
30	140	240	144	232
60	140	240	144	232
Fase Acida	A	A	A	A
% Sludge	0		0	0
Sedimentos	0	0	0	0

NOTAS:

FASE ACIDA

A = Definida

B = Oscura

C = Difusa

SEDIMENTOS

0 = Cero

COMENTARIOS:

- Se recibió una muestra procedente de la compañía, con muy buenos datos de muestreo, EXCEPTO el nombre del pozo.
- Las pruebas de emulsión tanto con el ácido como con la salmuera NO presentan problemas de generación de emulsiones estables, precipitados interfases o cualquier otro tipo de inconformidad. Por el contrario con la

formulación recomendada se obtiene un excelente tiempo de rompimiento de la emulsión inducida crudo/tratamiento.

- El crudo recibido por parte de la compañía, presenta en condiciones medioambientales, una emulsión del 59%. La acción de la temperatura y surfactante base aceite, rompe total y fácilmente la emulsión inicial.
- Por lo anterior se recomienda utilizar los tratamientos en las concentraciones presentadas en la primera hoja de este informe.

REPORTE DIARIO DEL TRATAMIENTO ORGANICO Y LA ESTIMULACIÓN CON ACIDO

REPORTE DIARIO DE COMPLETAMIENTO DEL POZO			
REPORTE: 1	POZO: M.L.C.P.1	TIEMPO: 24:00	FECHA INICIO: 2004
DESDE	A	HRS.	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN
00:00	04:00	4.0	Esperando luz del día para iniciar el tratamiento orgánico al intervalo 7643'-7647' formación Mirador.
04:00	06:00	2.0	Se cambió válvula de la cabeza del pozo, conectó línea de tratamiento al pozo, probándola con 500 y 4500 psi por 10 minutos bien ; se hizo reunión preoperacional y se procedió a bombear el tratamiento orgánico así :
06:00	07:00	1.0	10 bls de xileno (Pick Line) a 1.0 bpm y 10 psi + 51 bls (desplazamiento) de salmuera 8.5 #/Gal a 1.0 bpm y 10 psi.
07:00	08:00	1.0	Reversó a la estación los 10 bls de xileno con 66 bls de salmuera a 2.0 bpm, 54 spm y 200 psi.
08:00	09:00	1.0	Recuperó con Slick Line la Test Tool 1.87" OD a 7638'.
09:00	10:30	1.5	Levantó sarta y abrió la válvula de circulación, bombeó 8 bls de Diesel-Hyflo IV + 32 bls de NVSO-Targón a 1.5 bpm y 360 psi final + 25 bls (desplazamiento) de Diesel-Hyflo IV a 1.5 bpm y 500 psi final, colocó 25000 # de peso y cerró la válvula de circulación.
10:30	24:00	13.5	Se forzó el tratamiento orgánico con 38 bls de Diesel-Hyflo IV a 0.3 - 06 bpm y presión gradualmente ascendente desde 500 hasta 3500 psi aplicando el método de hexcitación relajando 500-1000 psi ; antes de iniciar a forzar por encima de 3000 psi, se presurizo el anular con 1000 psi.
Actividad Abril 12 de las 00:00 a las 06:00			
00:00	02:00	2.0	Terminó de forzar el tratamiento con 38 bls de Diesel-Hyflo IV a una rata promedio de 0.4 - 06 bpm y presión final de 3500 psi ; el anular se mantiene en 1000 psi.
02:00	05:00	3.0	Cerró cabeza de pozo, retiró líneas de tratamiento, conectó manómetro en cabeza de pozo y el anular continúa presurizado con 1000 psi ; se conectaron líneas de la cabeza del pozo al Gauge Tank.
05:00	06:00	1.0	La presión en la cabeza del pozo cayó a 0 psi ; esperando luz del día para instalar lubricador y equipo de suabeo.
00:00	02:00	2.0	Terminó de forzar 4 bls de Diesel-Hyflo IV + 32 bls de tratamiento (NVSO + Targon II) con Diesel-Hyflo IV a rata final de 0.4-0.5 bpm y presión final de 3500 psi.
02:00	05:00	3.0	Cerró cabeza de pozo, retiró líneas de tratamiento, conectó manómetro en cabeza de pozo y el anular continúa presurizado con 1000 psi mantenidas.
05:00	06:00	1.0	La presión en cabeza de pozo cayó gradualmente a 0 psi ; esperando luz del día para instalar equipo de suabeo.
06:00	07:00	1.0	Cerró pozo, retiró manómetro, abrió y presenta leve flujo de Diesel con vapores de xileno, cerró y conectó líneas al Gauge Tank.
07:00	07:30	0.5	Recibió leve retorno en el Gauge Tank y no se cuantificó porque no alcanzó a marcar nivel en el visor.
07:30	08:30	1.0	Se instaló cabeza de suabeo + lubricador + línea de flujo al Gauge Tank.
08:30	09:00	0.5	Se procedió a bajar y las copas no pasan de la cabeza de suabeo.

09:00	09:30	0.5	Se frenó el malacate de suabeo, se detectó corto en el sistema electroneumático y se reparó.
09:30	10:00	0.5	Se cambió válvula en la cabeza de suabeo.
10:00	12:00	2.0	Suabeando el pozo achicándolo desde superficie hasta 1547' de donde no pasaron las copas, recuperando en 9 viajes 15.48 bls de Diesel ; las 2 copas salieron rotas verticalmente sin la mitad de la goma.
12:00	13:30	1.5	Se bajaron solas las barras de peso hasta 2500' sin problema; se bajó con una goma y no pasó de 1500' ;se bajó con solo mandril hasta 2500' sin problema, repitió la bajada con una goma hasta 2500' recuperando una de las dos mitades de gomas.
13:30	18:00	4.5	Continuó suabeando con copas nuevas atrancando las gomas a 2006', 2148', 2218' y 2490' recuperando 25.32 bls más de Diesel en 21 viajes adicionales; total 40.80 bls recuperados en 30 viajes realizados; desde el viaje 23 a las 15:50 el pozo se dejó achicar hasta 2962' y se suabeo desde 3050' (3066' tope de la tuberías de 3 1/2" IF DP) recuperando en este período 2.14 bls de Diesel.
18:00	22:00	4.0	Esperando luz del día para continuar suabeando.
22:00	24:00	2.0	Se decidió circular el pozo para tratar de sacar pedazos de goma de las copas rotas ; se retiró equipo de suabeo, lubricador y cabeza de pozo. Actividad Abril 13 de las 00:00 a las 06:00
00:00	01:30	1.5	Se conectaron líneas y circuló el pozo en reversa con 130 bls de salmuera a 4 bpm, 110 spm y 500 psi en bomba desplazando al gauge Tank 23 bls de Diesel + 10 bls de tratamiento orgánico sin recuperar pedazos de caucho de las gomas.
01:30	02:30	1.0	Se retiró la cabeza de circulación y líneas de superficie revisándolas sin encontrar pedazos de caucho; colocó 25000 # de peso a la sarta sentando el empaque y quedando cerrada la válvula de circulación probando sello con 500 psi por el anular por 15 minutos bien; conectó líneas al Gauge Tank, instalo lubricador y equipo de suabeo.
02:30	05:30	3.0	Esperando luz del día para continuar suabeando.
05:30	18:00	12.5	Con empaque sentado a 7560' se continuó suabeando el intervalo 7643' - 7647' iniciando con nivel en superficie y dejándose achicar hasta 3050' (tope de tubería 3 1/2" IF DP a 3065') recuperando 24.82 bls de salmuera en 23 viajes realizados ; en el viaje # 7 las copas no pasaron de 2193' ; en los viajes # 12, 13 y 14 no recuperó nada se esperó 1/2 hora con igual comportamiento en el viaje 15, entre los viajes 16, 17 esperó 1/2 hora y 1 hora en el 18 sin aportar fluido, en el viaje 19 a las 12:53 se recuperó 0.27 bls suabeando desde 3000', en el viaje 21 se bajó con solo barras hasta 7580' verificando ID de la sarta y que no hubiera obstrucción por presencia de pedazos de gomas ; en los viajes 22 y 23 se esperó 1 hora y el pozo no aportó nada quedando el nivel final a 3050 pies.
18:00	19:30	1.5	Se decidió retirar lubricador, equipo de suabeo y líneas al Gauge Tank.
19:30	21:00	1.5	Levantó la sarta quitando 21000 # de peso (61000 # a 82000 #) dejando abierta la válvula de circulación, conectó línea llenó pozo con 26 bls de salmuera de 8.5 #/Gal y continuó circulándolo con 100 bls más a 4 bpm, 110 spm y 400 psi balanceándolo.
21:00	24:00	3.0	Desasentó empaque, dejó relajar gomas, circuló en directa con 10 bls verificando retorno normal, retiró líneas de circulación y se sacaron 25 dobles de 3 1/2" EUE que miden 1570 pies ; la sarta se está sacando calibrada. Actividad Abril 14 de las 00:00 a las 06:00
00:00	06:30	6.5	Se continuó sacando 25 dobles de 3 1/2" EUE + X-O 3 1/2" EUE caja x 3 1/2" IF pin (aquí salió el otro pedazo de caucho de la copa de suabeo rota) + 65 dobles de 3 1/2" IF DP + 6 dobles de 3 1/2" IF HW .
06:30	08:00	1.5	Desconectó en superficie X-O 3 1/2" IFcaja x 4 1/2" IF pin + Safety Joint + Válvula de Circulación + Empaque RTTS 9 5/8" + X-O 4 1/2" IF caja x 3 1/2" IF pin + 1 doble de 3 1/2" IF DP + el conjunto X-O 3 1/2" IF caja x 27/8" EUE pin + X-O 2 7/8" EUE caja x 2 3/8" EUE pin + Nipples 2 3/8" EUE caja-pin + Coupling de 2 3/8" EUE ;el empaque salió con las gomas maltratadas que no garantizan bajarlo de nuevo; en el BHA no se encontraron pedazos de caucho.
08:00	13:00	5.0	Se bajaron 10 dobles de 3 1/2" IF DP dejando asegurado el pozo; se procedió a esperar un nuevo empaque.
13:00	13:30	0.5	Se sacaron los 10 dobles de 3 1/2" IF DP.
13:30	22:30	9.0	Se bajó la siguiente sarta punta abierta : 6 dobles de 3 1/2" IF HW, 25.6 #/Ft x 362.72' + 66 dobles de 3 1/2" IF DP, 13.3 #/Ft x 4153.16' + X-O 3 1/2" IF pin x 3 1/2" EUE caja x 1.31' + 50 dobles de 3 1/2" EUE, 9.3 #/Ft x 3127.85' + 16' de la junta # 101+ 4' DMR encontrando tope firme a 7666.85' ; se sacó la junta # 101, reemplazándola por dos Pup Joints, dejó punta de la sarta 1' arriba del fondo y se instaló línea de circulación.
22:30	24:00	1.5	Circuló pozo en reversa con 150 bls de salmuera a 4 bpm, 110 spm y 500 psi en la

			bomba, tocò fondo de nuevo a 7666.85' y retirò lineas de circulaciòn.
			Actividad Abril 15 de las 00:00 a las 06:00
00:00	08:30	8.5	Se sacaron 50 dobles de 3 1/2" EUE + X-O + 66 dobles de 3 1/2" IF DP + 6 dobles 3 1/2" IF HW.
08:30	10:30	2.0	Conectando en superficie el siguiente BHA : Coupling de 2 3/8" EUE x 2.375" OD x 1.99" ID x 0.41' + Niplesilla de 2 3/8" EUE x 2.375" OD x 1.87" ID x 1.39' con la Test Tool instalada + X-O 2 3/8" EUE pin x 2 7/8" EUE caja x 3.50" OD x 1.99" ID x 0.43' + X-O 2 7/8" EUE pin x 3 1/2" IF caja x 4.75" OD x 2.44" ID x 0.72' + X-O 3 1/2" IF pin x 4 1/2" IF caja x 6.18" OD x 2.87" ID x 1.50' + packer RTTS 9 5/8" x 8.25" OD x 3.75" ID x 6.48' (3.62' mitad gomas abajo y 2.86' mitad gomas arriba) x 4 1/2" IF pin-caja + Válvula de circulaciòn 41/2" IF pin-caja x 6.25" OD x 3" ID x 3.69' + Safety Joint 41/2" IF pin-caja x 6.12" OD x 3.12" ID x 4.04' + X-O 41/2" IF pin x 31/2" IF caja x 6.18" OD x 2.87" ID x 1.0' + Un doble de 3 1/2" IF HW x 25.6 #/Ft ; se hizo reuniòn preoperacional y se probò sello de la Test Tool con 3000 psi por 15 minutos bien.
10:30	11:30	1.0	Se adicionaron 5 dobles más de 3 1/2" IF HW x 25.6 #/Ft x 302.27' se llenaron y se instalò válvula dejando el pozo asegurado.
11:30	14:00	2.5	Se instalò nuevo cable de 1 1/8" en el malacate principal del equipo de Work Over.
14:00	24:00	10.0	Se adicionaron 62 dobles de 3 1/2" IF DP x 13.3 #/Ft x 3901.69' + X-O 3 1/2" IF pin x 3 1/2" EUE caja x 4.75" OD x 2.99" ID x 1.31' + 32 dobles 3 1/2" EUE, 9.3 #/Ft x 1998.62' + 4' D.M.R. para una profundidad de 6288' la punta de la niplesilla; la sarta se bajò calibrada, llenando cada 10 dobles y probando cada 20 con 2000 psi.
			Actividad Abril 16 de las 00:00 a las 06:00
00:00	01:30	1.5	Se terminò de bajar 18 dobles de 3 1/2" EUE, 9.3 #/Ft x 1129.23' + 6 Juntas de 3 1/2" EUE, 9.3 #/Ft x 188.88' + Pup Joint de 3 1/2" EUE, 9.3 #/Ft x 2.5' + 4' D.M.R. quedando centro de gomas del empaque a 7600' y niplesilla a 7607'.
01:30	02:30	1.0	Se hizo la prueba final de la sarta con 2000 psi por 15 minutos bien, sentò el Empaque RTTS a 7600' con 25000 # de peso y se probò su sello presurizando el anular con 500 psi por 15 minutos bien.
02:30	03:30	1.0	Se instalò Cabeza, lubricador, equipo de suabeo y se cambiaron las marcas en el cable.
03:30	04:30	1.0	Se conectaron lineas del pozo al Gauge Tank.
04:30	05:30	1.0	Esperando luz del día para iniciar la operaciòn de suabeo.
05:30	12:30	7.0	Con el pozo lleno se iniciò la operaciòn de suabeo recuperando 25.71 bls de salmuera en 11 viajes realizados con último nivel de fluido a 3150' y suabeado hasta 3300' sin aportar fluidos; se suspendiò la operaciòn de Suabeo.
INCIO DE LA OPERACIÓN DEL TRATAMIENTO ÁCIDO			
12:30	15:00	2.5	Llegò personal y equipo del tratamiento àcido ; se retirò Lubricador, cabeza de suabeo y lineas al Gauge Tank ; se instalaron lineas de tratamiento àcido ; se llenò pozo en reversa con 26 bls de salmuera a 3 bpm, 80 spm y 0 psi.
15:00	17:00	2.0	Conectò linea de tratamiento al pozo, se probaron con 500 y 5000 psi por 15 minutos, bien ; se reuniò personal de la operaciòn y procediò a realizar tratamiento àcido al intervalo 7643'-7647' iniciando con el pickling de tubería asi :
17:00	18:30	1.5	19 bls de Fe Acid 15% a 0.7 bpm y 25 psi + 40 bls (desplazamiento) de salmuera 8.5 ppg a 0.7 bpm y 10 psi.
18:30	19:30	1.0	Reversò al tanque del equipo 30 bls de salmuera y al Gauge Tank 10 bls de salmuera + 19 bls de Fe Acid 15% + 10 bls de salmuera todo a 3.5 bpm, 95 spm y 500 psi.
19:30	22:00	2.5	Se hizo reuniòn preoperacional y bajò con Slick Line recuperando la Test Tool 1.87" OD a 7606'.
22:00	24:00	2.0	Levantò sarta y abriò la válvula de circulaciòn, bombeò 5 bls de àcido Fòrmico Acético a 1 bpm y 60 psi + 19 bls de Cloruro de Amonio a 2 bpm y 130 psi + 35.5 bls de tratamiento àcido Fòrmico Acético a 2 bpm y 150 psi final y cerrò la válvula de circulaciòn con 25000 # de peso sobre la sarta.
			Actividad Abril 17 de las 00:00 a las 06:00
00:00	00:30	0.5	Se forzò con Cloruro de Amonio a la formaciòn 3 bls de salmuera (43' revestimiento 9 5/8") + 4 bls de tratamiento àcido a 0.25-0.30 bpm con presiòn gradualmente ascendente hasta 2590 psi ; en 6 minutos la presiòn cayò a 0 psi.
00:30	01:30	1.0	La presiòn cayò a 0 psi en 6 minutos ; dejando una hora de remojo los 4 bls de tratamiento dentro de la formaciòn.
01:30	04:30	3.0	Terminò de forzar el tratamiento àcido con 76.5 bls de Cloruro de Amonio a una rata promedia de 0.45 bpm y una presiòn final de 2800 psi ; la presiòn cayò a 0 psi en 6

			minutos.
04:30	06:30	2.0	Retirò líneas de tratamiento è instalò cabeza y equipo de suabeo ; se conectaron líneas de la cabeza del pozo al Gauge Tank para iniciar la operación de suabeo.
06:30	18:00	11.5	Suabeò el pozo con nivel inicial a 400' de superficie, recuperando 309.83 bls de fluidos (76.5 bls de tratamiento + 231 bls de agua de formación) en 73 viajes realizados ; en el viaje # 37 se hizo un viaje sin copas hasta 6810 pies para organizar el cable de suabeo en el malacate ; en el viaje # 40 se tomò muestra de agua que diò 21272 ppm de Cl - ; en el viaje # 59 la muestra diò 2000 ppm de Cl - ; en el último viaje la muestra diò 120 ppm de Cl- y el último nivel de fluido se encontró a 1090' de superficie.
18:00	24:00	6.0	Esperando luz del día para continuar la operación de suabeo.
			Actividad Abril 18 de las 00:00 a las 06:00
00:00	05:30	5.5	Esperando luz del día para continuar el suabeo.
05:30	10:00	4.5	Se inició operación de suabeo encontrando nivel de fluido a 274' de superficie, recuperando 131.79 bls de agua de formación de 100 ppm en 26 viajes y último nivel encontrado a 1015' de superficie ; total recuperado en los dos días de suabeo 441.62 bls que incluyen fluidos del tratamiento y de formación ; suspendió operación de suabeo.
10:00	11:30	1.5	Se retirò línea al Gauge Tank, lubricador y equipo de suabeo ; levantò la sarta abriendo válvula de circulación, se desasentò el empaque a 7600', se circulò en reversa con 100 bls de salmuera de 8.5 #/Gal a 4 bpm, 110 spm y 300 psi en la bomba homogeneizando columnas ; se retiraron líneas de circulación.
11:30	15:30	4.0	Se sacaron 53 dobles de 3 1/2" EUE ; la sarta presentò arrastre de 10000 # de tensión desde 7037' hasta 6474'.
15:30	17:00	1.5	Retirò X-O 3 1/2" EUE caja x 3 1/2" IF pin y se sacaron una por una, 20 juntas de 3 1/2" IF DP.
17:00	18:00	1.0	Lloviendo torrencialmente lo cual no permite buena visibilidad ; se dispuso de la cuadrilla para limpiar los skimer y así evitar derrames en la locación.
18:00	24:00	6.0	Se continuò sacando una por una 104 juntas de 3 1/2" IF DP (total 124) + 6 juntas de 3 1/2" IF HW a las 24:00 van afuera 7404 pies.
			Actividad Abril 19 de las 00:00 a las 06:00
00:00	01:30	1.5	Sacò una por una, 5 juntas 3 1/2" IF HW + el siguiente BHA: Coupling de 2 3/8" EUE x 2.375" OD x 1.99" ID x 0.41" + Niplesilla 2 3/8" EUE x 2.375" OD x 1.87" ID x 1.39" + X-O 2 3/8" EUE pin x 2 7/8" EUE caja x 3.50" OD x 1.99" ID x 0.43" + X-O 2 7/8" EUE pin x 3 1/2" IF caja x 4.75" OD x 2.44" ID x 0.72" + X-O 3 1/2" IF pin x 4 1/2" IF caja x 6.18" OD x 2.87" ID x 1.50" + packer RTTS 9 5/8" x 8.25" OD x 3.75" ID x 6.48" (3.62' mitad gomas abajo y 2.86' mitad de gomas arriba) x 4 1/2" IF pin-caja + Válvula de circulación 4 1/2" IF pin-caja x 6.25" OD x 3" ID x 3.69" + Safety Joint 4 1/2" IF pin-caja x 6.12" OD x 3.12" ID x 4.04" + X-O 4 1/2" IF pin x 3 1/2" IF caja x 6.18" OD x 2.87" ID x 1'.
01:30	02:30	1.0	Se bajaron 4 dobles de 3 1/2" IF DP y se sacaron una por una las 8 juntas ; se bajò un doble de 3 1/2" EUE y se sacaron una por una las 2 juntas.
02:30	06:00	3.5	Se ubicò Unidad de Registros y se hizo reunión preoperacional; se calibrò revestimiento corriendo Canasta 8 1/2" OD hasta 7667' sin restricciones y salieron en ella restos de cemento y pedazos de caucho ; se instalò lubricador
06:30	10:30	4.0	Se asegurò el lubricador con el Hydrill Anular y bajò Bridge Plug para revestimiento de 9 5/8" sentándolo a 7000'.
10:30	12:00	1.5	Se instalò línea por el anular, presurizò con 3000 psi por 15 minutos probando revestimiento de 9 5/8" y además verificò que no hubiera comunicación por el anular de 9 5/8" y 13 3/8" .
12:00	16:30	4.5	En dos viajes (uno de 5' y otro de 20') se cañoneo el intervalo 6115' - 6140' con Scalloped Casing Gun 4 1/2" a 12 TPP, 135°/45° y 30.86" de penetración sin manifestación en superficie.
16:30	17:30	1.0	Probò inyección por el intervalo cañoneado así : 2 bpm con 1200 psi por 3 minutos, 1.5 bpm con 1800 psi por 3 minutos y a 1.3 bpm con 2300 psi por 4 minutos ; no hubo comunicación por el anular de 9 5/8" y 13 3/8" .
17:30	21:30	4.0	En dos viajes (uno de 12' y otro de 20') se cañoneo el intervalo 6006' - 6038' con Scalloped Casing Gun 4 1/2" a 12 TPP, 135°/45° y 30.86" de penetración sin manifestación en superficie.
21:30	22:30	1.0	Probò inyección por el intervalo cañoneado así : 0.89 bpm con 600 psi por 1 minuto, 1.18 bpm con 1700 psi por 3 minutos, 1.04 bpm con 2300 psi por 5 minutos, 1.60 bpm con 2100 psi por 5 minutos ; no hubo comunicación por el anular de 9 5/8" y 13 3/8" .
22:30	24:00	1.5	En un viaje de 18' se bajò a cañonear el intervalo 5956' - 5974' con Scalloped Casing Gun 4 1/2" a 12 TPP, 135°/ 45° y 30.86" de penetración pero el cañon no detonò

			;sacando el cañon comenzó a llover torrencialmente y no se continuó la operación.
			Actividad Abril 20 de las 00:00 a las 06:00
00:00	00:30	0.5	Continuó lloviendo torrencialmente.
00:30	02:30	2.0	En un viaje de 18' se cañoneó el intervalo 5956' - 5974' con Scalloped Casing Gun 4 1/2" a 12 TPP, 135°/ 45° y 30.86" de penetración sin manifestación en superficie.
02:30	03:30	1.0	Retiró poleas, herramientas y Unidad de Registros.
03:30	05:00	1.5	Se bajaron 5 dobles de 3 1/2" EUE, se aseguraron con los winches y se hizo prueba de inyección a los intervalos cañoneados a una rata inicial de 1.0 bpm aumentando gradualmente la presión hasta 2000 psi (programada) en 3 minutos y una rata final de 0.7 bpm decreciendo hasta que la bomba se paró.
05:00	08:30	3.5	Se bajaron 48 dobles más de 3 1/2" EUE, N80, 9.3 #/Ft calibradas, para un total de 53.
08:30	10:00	1.5	Se instaló equipo de manejo tubería 4 1/2" BTC; en este tiempo se repitió la prueba de inyección a los intervalos cañoneados así: 1.55 bpm con 1000 psi por 1 minuto, 1.04 bpm con 1600 psi por 2 minutos, 0.60 bpm con 1800psi por 2 minutos, 0.52 bpm con 1950 psi por 1 minuto, 0.30 bpm con 2000 psi por 3 minutos y 0.26 bpm con 2000psi por 2 minutos.
10:00	11:00	1.0	se bajaron 14 dobles de 4 1/2" BTC, N-80, 12.75 #/Ft y se retiró del doble # 15 una junta dañada por el pin .
11:00	12:30	1.5	Se cambió de programa y se sacó una junta + 14 dobles de 4 1/2" BTC
12:30	13:30	1.0	Se retiró equipo de manejo de tubería 4 1/2" BTC.
13:30	16:30	3.0	Se sacaron 53 dobles de tubería 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 # /Ft.
16:30	19:00	2.5	Conectó Swivel a la Kelly y se colgó a la torre.
19:00	20:00	1.0	Descargando y subiendo a la mesa Econo Mill + 2 Junk Basket + Bit Sub + Speedwell + Estabilizador + X-O.
20:00	22:30	2.5	Calibrando, midiendo y conectando en superficie el siguiente BHA : Econo Mill 8 1/2" OD x 2" ID x 4 1/2" REG pin x2.30' + 2 Junk Baskets 71/16" OD x 2 1/4" ID x 4 1/2" REG caja-pin x 5.94' (las dos) + Bit Sub 6 1/2" OD x 3 " ID x 4 1/2" REG x 4 1/2" IF caja-caja x 2.35' + Speedwell 9 5/8" OD x 3 " ID x 4 1/2" IF pin-caja x 5.66' + Estabilizador 8 1/2" OD x 2 5/16" ID x 4 1/2" IF pin-caja x 4.35' + X-O 6 1/2" OD x 3 " ID x 4 1/2" IF pin x 3 1/2" IF caja x 1.35' .
22:30	24:00	1.5	Adicionó una por una, 12 Juntas de 3 1/2" IF HW, 26 # /Ft x 362.82' + 4' D.M.R. ; a las 24:00 van adentro 388.74'
			Actividad Abril 21 de las 00:00 a las 06:00
00:00	12:00	12.0	Bajó una por una medidas y calibradas 191 Juntas de tubería 3 1/2" IF DP, 13.3 #/Ft que miden 6000.89' para una profundidad de 6389.63' la punta del Econo Mill.
12:00	13:30	1.5	Se instalaron líneas por el anular y se repitió prueba de inyección a los intervalos cañoneados así : inició a una rata mínima de 0.30 bpm alcanzando 1150 psi en 4 minutos, aumentó gradualmente a 0.60 bpm alcanzando 1900 psi en 5 minutos, 1.11 bpm alcanzando 2180 psi en 10 minutos, 1.55 bpm alcanzando 2220 psi en 5 minutos, 2.22 bpm alcanzando 2300 psi en 5 minutos, 2.74 bpm alcanzando 2320 psi en 5 minutos, 3.26 bpm alcanzando 2320 psi en 7 minutos, a 3.40 bpm la presión cae hasta 2280 psi en 2 minutos, a 3.60 bpm cae a 2250 psi en 1 minuto, a 3.77 bpm cae a 2100 psi en 5 minutos, a 3.85 bpm cae a 2050 psi en 2 minutos y a 3.92 bpm cae a 2000 psi en 10 minutos, terminando la prueba de inyección.
13:30	14:00	0.5	La presión cayó a 1500 psi.
14:00	15:30	1.5	Repitió la prueba por 15 minutos y mantuvo la rata a 3.92 bpm alcanzando presión máxima de 2000 psi ; se hizo Back Flow y en 45 minutos retornó 6 bls ; en total tomó 160 bls de agua ; el anular de 9 5/8" - 13 3/8" no presentó retorno de fluido en ningún momento.
15:30	17:30	2.0	Continuó bajando una por una, 12 juntas de 3 1/2" IF DP quedando punta de tubería a 6760 pies.
17:30	23:00	5.5	Se decidió hacer prueba de inyección extensa ; tendiendo líneas y conexiones de superficie en la estación para recibir agua de formación en el pozo ; se drenaron y limpiaron tanques del equipo para manejar agua limpia.
23:00	24:00	1.0	Se recibieron 350 bls de agua de formación y se inició prueba de inyección aumentando rata hasta 3.0 bpm y la presión subió gradualmente hasta 2000 psi ; la bomba empezó a tomar aire y se suspendió la prueba por golpeteo en la línea de inyección.
			Actividad Abril 22 de las 00:00 a las 06:00
00:00	02:00	2.0	Se revisaron válvulas, empaques y filtro en la bomba, se reinició la prueba y a los 10

			minutos se presentó fuga de fluido por el bloque compresor por daño del empaque en una de sus válvulas ; cambió empaque, reinició prueba y volvió a presentarse fuga nuevamente por el bloque compresor, se revisaron los empaques de dos válvulas y se encontraron rotos otra vez por la alta temperatura del agua ya que los empaques son de caucho y no de teflón.
02:00	06:00	4.0	Esperando los empaques de teflón para habilitar la bomba.
06:00	07:00	1.0	Analizando la posibilidad de inyectar desde la estación pero no se tendría control de volumen ni de presión ; se decidió sacar quebrando la sarta de trabajo.
07:00	15:00	8.0	Se sacaron una por una, 200 Juntas de 3 1/2" IF DP + 6 dobles de 3 1/2" IF HW.
15:00	16:00	1.0	Desconectó en superficie el siguiente BHA : X-O + Estabilizador + Speedwell + Bit Sub + 2 Junk Basket + Econo Mill.
16:00	20:00	4.0	Se bajaron los 6 dobles de 3 1/2" IF HW (tener peso para destorquear la Kelly) + el conjunto Kelly Swivel y sacó el conjunto por separado ; se sacaron una por una las 12 Juntas de 3 1/2" IF HW, 26 #/Ft.
20:00	21:30	1.5	Instaló en la mesa el equipo de manejo de la tubería 4 1/2" BTC.
21:30	22:30	1.0	Bajó 4 dobles de 4 1/2" BTC y se sacaron Junta por Junta.
22:30	24:00	1.5	Retiró equipo de manejo tubería 4 1/2" BTC, instaló equipo de manejo tubería 3 1/2" EUE, 9.3 #/Ft y bajó 30 dobles. Actividad Abril 23 de las 00:00 a las 06:00
00:00	02:00	2.0	Se bajaron 23 dobles de 3 1/2" EUE (total 53) x 1436.08' + Junta de 3 1/2" EUE x 31.22' con X-O 3 1/2" EUE pin x 4 1/2" BTC caja x 1.50'.
02:00	08:30	6.5	Se bajaron 62 dobles de 4 1/2" BTC, N-80, 12.75 #/Ft x 3638.04' + 15' de la Junta # 125 tocando tope firme del Bridge Plug a 6999' verificándolo con 5000 # de peso.
08:30	17:30	9.0	Se sacaron una por una 124 Juntas de 4 1/2" BTC, N-80, 12.75 #/Ft.
17:30	20:30	3.0	En el pozo quedan los 53.5 dobles de 3 1/2" EUE y se adicionaron 33 dobles de 4 1/2" BTC, 12.75 #/Ft x 1915'.
20:30	24:00	3.5	Se sacaron una por una 50 Juntas de 4 1/2" BTC, N-80, 12.75 #/Ft x 1450.75'. Actividad Abril 24 de las 00:00 a las 06:00
00:00	01:30	1.5	Se terminó de sacar una por una las restantes 16 Juntas de 4 1/2" BTC, N-80, 12.75 #/Ft x 464.25'.
01:30	02:30	1.0	Se retiró Equipo de manejo de la tubería 4 1/2" BTC.
02:30	03:00	0.5	Se instaló línea al anular, cerró Pipe Rams y al iniciar la prueba de inyección se presentó fuerte fuga de agua en la línea que la suministra desde la estación.
03:00	05:30	2.5	La fuga de agua se presentó por el pegue de dos Juntas de 2 7/8" y hubo que retirar 3 para poderla reemplazar.
05:30	06:30	1.0	Se inició prueba de inyección aumentando gradualmente la rata hasta 5.5 bpm con presión oscilando entre 150 y 200 psi ; al intentar con 6.0 bpm la bomba empezó a cavitarse fuertemente y se suspendió la prueba.
06:30	07:00	0.5	Se limpió filtro de la succión y se purgó la bomba quedando bien.
07:00	08:00	1.0	Se reinició la prueba a 5.0 bpm y a los 10 minutos se presentó escape por la camisa metálica que une la succión de la bomba con el tanque del equipo, se reparó y al reiniciar sigue presentando leve fuga lo que no garantiza que no se presente de nuevo la cavitación.
08:00	13:30	5.5	se sacaron una por una, 107 juntas de 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 #/Ft punta abierta.
13:30	14:30	1.0	Se bajaron 2 dobles de 3 1/2" EUE y se sacaron las 4 Juntas de las cuales 2 están dañadas; se conectaron las 2 Juntas buenas de 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 #/Ft x 62.92' + Pup Joint de 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 #/Ft x 4.0' conectado al Tubing Hanger de 11" x 3 1/2" EUE que tiene instalados un Dummy y un Penetrador ; sentó el conjunto en el Tubing Head Spool ; se instaló la Back Pressure Valve de 3 1/2".
14:30	15:30	1.0	Se retiró el tubo conductor y la campana.
15:30	19:00	3.5	Se retiró el preventor Hydril Anular de 13 5/8"-3000 x 13 5/8"-5000 + preventora Doble Rams de 13 5/8"-5000 + DSAF 13 5/8"-5000 x 11"-5000.
19:00	21:00	2.0	Levantó la sarta, instaló los O'rings en el Tubing Hanger, orientó la sarta y la sentó de

		nuevo en el Tubing Head Spool ; instalò el cabezal de producción (quedarà como inyección).	
21:00	22:00	1.0	Probò el cuerpo del cabezal contra el tubing Hanger con 3000 psi por 15 minutos bien y también quedò probado el sello de : los O'rings del tubing Hanger + Dummy y penetrador + Seal Sub (camisa) + Ring Gasket; se probò por separado el sello de la Wing, Master y Swabb Valve con 3000 psi por 15 minutos bien.
22:00	24:00	2.0	Se hizo prueba final de inyección a los intervalos 5956-5974' , 6006'-6038' y 6115'-6140' asi : 5.0 bpm con 350 psi por 30 minutos, 55 bpm con 500 psi por una hora y finalizò con 6.0 bpm con 650-700 psi por 30 minutos. Se retiraron conexiones de superficie y se dieron por terminadas las operaciones hoy 24 de Abril a las 24:00 hrs. SE LIBERO EL EQUIPO DE WORK OVER EVC-01 HOY 24 DE ABRIL A LAS 24:00 HORAS.
			Sarta final de Completamiento (Inyección) dentro del pozo :
			D.M.R: 21.60
			Tubing Hanger 11" x 3 1/2" EUE con Dual Feedth: 0.92 22.52
			Un Pup Joint 3 1/2" EUE, N80, 9.3 #/Ft : 4.0 26.52
			Dos Joints 3 1/2" EUE, N80, 9.3 #/Ft : 62.92 89.44
			NOTA : La sarta quedò con punta abierta a 89.44' de superficie.

PROGRAMA CÁLCULO DE PRESIONES

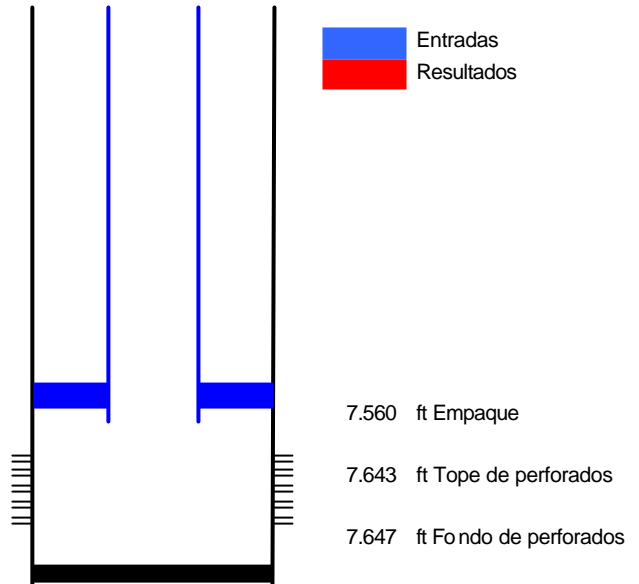
CALCULOS DE MAXIMA WHP - BOMBEO RADIAL

Gradiente	0,6 psi/ft
Profundidad (TVD)	7493 ft
BHP máxima	4495,8 psi
Densidad de fluido	7,2 Lb/gal
Presión hidrostática	2805,4 psi
Caudal de inyección	0 bpm
Perdidas por fricción	0 psi
Máxima WHP	1690,421 psi

CALCULOS PARA LIMITANTES MECÁNICOS

ESTADO MECANICO

Empaque (TVD)	7.560	ft
Tope de perforados (TVD)	7.643	ft
Fondo de perforados (TVD)	7.647	ft
Tuberia		
OD Tuberia	3,500	in
Peso	9,3	Lb/ft
ID Tuberia	2,992	in
Grado	N-80	
Resistencia al estallido	10.160	psi
Resistencia al colapso	10.530	psi
Casing		
OD Casing	9,63	in
Peso	43,5	Lb/ft
ID Casing	8,755	in
Grado	N-80	
Resistencia al estallido	6.330	psi
Resistencia al colapso	3.810	psi



P. HIDROSTATICAS

Anular		
Dens. fluido en anular	8,33	Lb/gal
Presión Hidrostatica anular	3274,7	psi
Tuberia		
Dens. fluido en tubería	7,20	Lb/gal
Conc. arena	0	Lb/gal
Densidad lechada	7,20	Lb/gal
Presión Hidrostatica tubería	2861,5	psi

CALCULOS DE FRICCIÓN

Rata	0	bpm
Fricción	0	psi

CALCULOS FINALES

Presion Anular (sup.)	0	psi
Tuberia en Cabeza		
Factor de Seguridad	20,0	%
WHP	8.467	psi
Tuberia en Fondo		
Factor de Seguridad	20,0	%
WHP	8.880	psi
Casing por Colpaso		
Factor de Seguridad	20,0	%
WHP	3.588	psi
Maxima WHP	3.588	psi

Estallido de tubería

$$WHP_{tub} = \frac{IYP}{(1 + FS)} - Ph_{tub} + Pf_{tub} + Ph_{anu} + WHP_{anu}$$

Colapso del Casing

$$WHP_{tub} = \frac{CP}{(1 + FS)} - Ph_{tub} + Pf_{tub} + Ph_{anu} + WHP_{anu}$$

XILENO		10% HCl	
Rata (bpm)	Ftotal (psi)	Rata (bpm)	Ftotal (psi)
0.50	10.0	0.50	12.4
1.00	35.7	1.00	44.4
1.50	75.3	1.50	93.4
2.00	127.6	2.00	158.4
2.50	192.3	2.50	238.6
3.00	268.7	3.00	333.4
3.50	356.6	3.50	442.5
4.00	455.7	4.00	565.4
4.50	565.7	4.50	701.9
5.00	686.4	5.00	851.7
5.50	817.6	5.50	1014.6
6.00	959.3	6.00	1190.3
6.50	1111.1	6.50	1378.8
7.00	1273.1	7.00	1579.7
7.50	1445.0	7.50	1793.1
8.00	1626.8	8.00	2018.6
8.50	1818.3	8.50	2256.3
9.00	2019.5	9.00	2505.9
9.50	2230.2	9.50	2767.5
10.00	2450.5	10.00	3040.8

NVSO 7,2
10% FE Acid 8,7

ANEXO C

PROGRAMA DE SQUEEZE Y CAÑONEO

1 SQUEEZE (CEMENTACIÓN FORZADA)

1.1 Objetivo

Realizar una cementación remedial en el intervalo 11426 – 11436 ft, con el fin de aislar la zona de agua de la zona productora.

1.2 Trabajo de cementación remedial

Procedimiento:

Realice una reunión de seguridad con todo el personal de Halliburton, el personal del taladro y todos los demás involucrados para establecer los procedimientos y cuidados durante el armado y bajada de la sarta de prueba, incluyendo la corrida de la tubería en el pozo.

- Perforar los tapones de abandono
- Bajar raspador hasta 12,370 ft
- Bajar y cañonear a 11,436.4 ft TPP con cable, un pie para realizar la cementacion remedial.
- Antes de correr la sarta en el pozo, se debe medir y calibrar cada herramienta, como dato para ser tenido en cuenta para la sentada del empaque. Igualmente para definir diámetros internos y externos de las mismas.
- Bajar la siguiente sarta:
- Mule shoe

- 6 paradas de tubería de 2 7/8" 8.7 lbs/pie
- Cross over 2 7/8" Pin x 2 7/8" EUE Box
- Empaque RTTS 7", 29 lbs/pie
- RTTS circulating valve
- Cross over 2 7/8" EUE Pin x 2 7/8" WT 6
- Tubería WT 6
- Cross over 2 7/8" WT 6 Pin x 2 7/8" RWO Box
- Tubería RWO hasta superficie
- Cross over 2 7/8" RWO Pin x 2 7/8" EUE Box
- Conexión a líneas HALLIBURTON.
- Colocar punta de tubería a 11450 ft
- Sentar RTTS con 20,000 lbs de peso
- probar sello del empaque e integridad de la tubería con 1000 psi en el anular.
- Armar líneas de cementación.
- Realizar reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación, discutir procedimientos y riesgos asociados, asignar responsabilidades y funciones, establecer una comunicación adecuada.
- Llenar y probar las líneas de cementación con 5,000 psi y presurizar anular con 1,000 psi.
- Realizar prueba de inyectividad a diferentes tasas y definir parámetros para el squeeze. Máxima presión= 4,000 psi.
- Chequear constantemente el anular.
- Preparar lechada de cemento basadas en las pruebas de inyectividad.
- Desasentar RTTS.
- Bombear 5 bls de mud flush, 10 bls de lechada, 0.8 bls de mud flush, desplazar con 51 bls de fluido de desplazamiento.
- Sacar 6 paradas lentamente.
- Circular en reversa con 100 bls a 5 bpm.
- Sentar RTTS con 20,000 lbs de peso, probar con 1,000 psi en el anular.

- Forzar con maximo 8 bls, realizar proceso de “hesitación” si es necesario, o hasta alcanzar la presión maxima de squeeze.
- Monitorear presión por 30 minutos, si la presión no ha caido, cerrar la válvula de la cabeza y esperar hasta que la presión caiga a cero o hasta que alcance las 50 psi.
- Liberar el empaque RTTS tensionando la tubería.
- Sacar sarta con empaque RTTS.
- Luego del tiempo de frague calculado, bajar con broca.
- Continuar con programa de cementacion remedial en caso de no cumplirse con el objetivo de trabajo.

Cálculos:

Volumen de lechada

Volumen total de slurry 10.0 bls

Sacos totales (total sacks) 49 sxs cemento clase “G” 10.0 bls

Desplazamiento

Para balancear el cemento se necesita bombear atrás 0.8 bls de mud flush y 50 bls (1 bl de sub desplazamiento) de fluido de desplazamiento.

Altura de 10 bls de lechada con tubería de 2 7/8”-7”, 26 lbs/ft 287 ft

Altura de 5 bls de mud flush en el anular 7”- 2 7/8” 165 ft

Punta de la tubería 11462 ft

Longitud adespazar (11462 ft – 287 ft – 165 ft =11010 ft 11010 ft

Volumen tubería 2 7/8”, 8.7 lbs/ft, ID=2.1875” (11010 ft x 0.00465 bl/ft 51.2 bls.

Máxima presión en cabeza

Cálculos basados en los siguientes datos:

Profundidad perforados 11426 ft – 11436 ft.

Gradiente de fractura	0.8 psi/pie
Presión de fractura @ 11426 ft	9140 psi

Prueba de inyeccion	
Presión hidrostática salmuera 8.4 ppg	5110 psi
Maxima presión de cabeza (9140 psi – 5110 psi)	4030 psi

Datos del revestimiento	
Casing 7" N-80, 26 lbs/pie	
Presión de colapso (5410 psi x 80%)	4328 psi
Maxima presión en cabeza (4328 psi – 5110 psi)	-782 psi

La restricción es por la presión de colapso del revestimiento, por lo tanto la máxima presión durante la prueba de inyeccion es de (-782 psi) 4000 psi y llegó hasta 3670 psi.

Altura de cemento (10/0.00465)	2150 ft
Altura del mud flush (5/0.00465)	1075 ft
Altura salmuera 8.4 ppg (11462 ft-2150 ft-1075 ft)	8237 ft
Presión hidrostática del cemento (0.052 x 15.5 x 2150)	1766 psi
Presión hidrostática del mud flush (0.052 x 8.4 x 1075)	470 psi
Presión hidrostática de la salmuera (0.052 x 8.4 x 8237)	3683 psi
Total presión hidrostática	5919 psi
Maxima presión en cabeza (4328 psi – 5919 psi)	

Acordada son 4000 psi en cabeza.

ANEXO D

PROGRAMA PRUEBA DST

1. Objetivos

Determinar la potencialidad de la zona de interés como formación productora de hidrocarburos. Determinar las propiedades de los fluidos producidos mediante un periodo de producción y conocer las propiedades del yacimiento en los intervalos probados, mediante pruebas de restauración de presión mediante sarta DST con herramientas de cierre en fondo y prueba de los fluidos producidos con el.

2. Consideraciones de calidad y seguridad

- Realizar una reunion de seguridad con el personal de halliburton, el representante de la operadora, el personal del rig de workover y todos los demas involucrados para establecer los procedimientos y cuidados durante la operación de arme y bajada de la sarta de prueba, incluyendo la corrida de tubería en el pozo.
- Aplicar los analisis de riesgo propio para cada opercion arealizar.
- Se debe hacer un buen manejo del tiempo optimizando las operaciones que puedan ser concurrentes.
- Inspeccionar: equipos, herramientas y facilidades del Rig de workover e identificar los posibles riesgos antes del inicio de las operaciones.
- Desde el momento en que comience a bajar la sarta y hasta que este fuera del hueco, habra una persona de halliburton pendiente de la operación.
- La operadora debera garantizar la limpieza de los fluidos a utilizar en el pozo, asi como la integridad del casing de 7”.

- Antes de correr la sarta en el pozo, se debe medir y calibrar todas las herramientas, identificar diámetros internos y externos de las mismas, longitudes y desplazamientos para tener en cuenta en las posiciones finales de la sarta.
- Instalar el “wiper” de tubería para prevenir que caigan objetos extraños al pozo.
- La velocidad de bajada de la sarta dentro del hueco revestido de 7” no debe ser mayor a 10 paradas por hora.
- Conejear la tubería, utilizar conejo API o equivalente, colocar grasa solamente en los pines. Verificar limpieza interna de la tubería antes de conectar cada junta en la sarta.
- Mientras que la sarta esta en las cuñas, se debe tapar la tubería para prevenir que caigan objetos extraños al pozo.
- Verificar las maximas presiones de trabajopermitidas tanto en directa como en el anular, de acuerdo al estado mecanico del pozo, tubería herramientas, preventoras, conexiones de superficie y accesorios disponibles para la prueba.

3. Procedimiento Prueba DST

- Realizar reunion de seguridad con todo el personal involucrado en la operación.
- Armar la siguiente sarta de prueba.
- Mule shoe
- Junta heavy weight 3 ½” IF
- Champ IV packer, 29 lbs/ft.
- Safety joint
- Big joint jar
- Gauge carrier con dos registradores electronicos.
- LPR – N valvula de prueba – cerrada.
- Válvula de drenaje

- Una junta heavy weight 3 1/2 " IF
- OMNI valve – válvula de circulación
- Cross over 3 1/2" IF Pin x 2 7/8" WT 6
- Tubería 2 7/8" WT 6 hasta superficie
- Cabezal de suabeo
- Probar sarta contra válvula LPR después de colocar la primera junta de tubería con 1000 psi en directa.
- Bajar llenando la tubería cada diez paradas con fluido de completamiento (agua, 8.4 lb/gal) y probar cada 1000 pies con 1000 psi.
- Ubicar sarta en profundidad de acuerdo a medida de tally de tubería.
- Sentar empaque champ IV 7" @ 12,200 ft con 20,000 lbs de peso.
- Armar cabezal de suabeo y líneas de superficie. Probar hasta manifold con 1,000 psi y hasta gauge tank con 300 psi.
- Achicar la tubería hasta 1,700 ft para dejar un desbalance de 500 psi a favor de la formación (presión de formación 5,185 psi).
- Presurizar anular con 1,600 psi para abrir válvula LPR. Observar manifestación del pozo. Primer periodo de flujo.
- Achicar el pozo con suabo en caso de ser requerido para establecer condiciones establecidas de flujo. Si fluye naturalmente dejarlo en producción mínimo 12 horas, verificando salida de salmuera total.
- Liberar presión en el anular para periodo de cierre. (dos o tres veces el tiempo de producción), 36, 48 o 72 horas.
- Una vez terminado el segundo cierre ciclar la válvula OMNI aplicando y liberando presión anular (1,600 psi) hasta llegar a posición de circulación.
- Desarmar equipo de prueba de superficie.
- Abrir BOP y tensionar sarta para liberar empaque.
- Sacar sarta de prueba. Monitorear volumen de fluido en el pozo.
- Recobrar registradores electrónicos y realizar reportes de campo.

REPORTE DIARIO DE COMPLETAMIENTO DEL POZO				
REPORTE: 1		POZO: M.L.C.P.2	TIEMPO: 24:00	FECHA INICIO: 2004
DESDE	A	HRS.	DESCRIPCION DE LA OPERACION	
			A LAS 18:00 HORAS DE HOY 02 DE NOVIEMBRE DE 2004 SE RECIBIO EL EQUIPO EVC-1 PARA DAR INICIO A LAS OPERACIONES.	
18:00	19:00	1.0	Se hizo charla de seguridad industrial y preoperacional.	
19:00	24:00	5.0	Se lijó la cara superficial del casing head y con grata (disco de pulidora con hilos acerados) acondicionó el canal del ring gasket ; se calentó alrededor del canal y se soldó el ring gasket RX-54 aplicándole cordón de soldadura a su alrededor tanto interna como externamente ; se biseló la boca del revestimiento de 7" .	
			Actividad noviembre 03	
00:00	03:00	3.0	Esperando enfriamiento de la soldadura aplicada. Se corrieron 80' de cable de 1 1/8" del equipo y se cortaron 80'.	
03:00	10:00	7.0	Instaló adapter flange de 11"-5000 x 13 5/8"-3000 + tubing head spool de 13 5/8"-3000 x 11"-5000 + spool 11"-5000 x 7 1/16"-5000 + preventora de 7 1/16"-5000 + spool 7 1/16"-5000 x 11"-3000 + BOP hydrill 11"-3000, conectó acumulador ; acondicionó e instaló campana.	
10:00	14:00	4.0	Se instaló swivel, se conectó la manguera de la stand pipe y conectó kelly.	
14:00	24:00	10.0	Conectó broca de 6" (ST-LPG825-MF-12-ER 5232) x 3 1/2" REG.x0.74' + bit sub 3 1/2" REG x 3 1/2" IF caja-caja x 4 3/4" OD x 1 5/8" ID x 1.88' + 4 juntas de 3 1/2" IF HW x 25 #/Ft x 120.30' + kelly 3 1/2" IF x 28' + 3' DMR y perforó tapón de cemento bastante duro hasta 154' de superficie con 1000-2000 # de peso, 80-100 rpm, 100 spm, 4 bpm y 100 psi en la bomba ; peso de la sarta 13000 #.	
			Actividad noviembre 04	
00:00	11:00	11.0	Continuó perforando tapón de cemento duro hasta 281' de superficie con 2000 # de peso, 90-100 rpm, 4 bpm, 100 spm y 100 psi en la bomba ; circuló hasta retornos limpios en superficie.	
11:00	13:00	2.0	Cambió junta de 3 1/2" IF HW por junta de 2 7/8" WTS-6, cerró pipe rams de 2 7/8" para probar integridad del ring gasket soldado, presurizó en directa con 500-1000-1500-1600-1700 y 1800 psi por 5 minutos bien, con 2000 psi se presentó retorno por el anular de 9 5/8"-7" cayendo 100 psi cada 5 minutos y aumentó a 100 psi cada minuto; el ring gasket RX-54 soldado en el casing head no presentó fuga durante la prueba.	
13:00	20:30	7.5	Continuó perforando tapón de cemento duro desde 281' hasta 404', fin del tapón, con 4000 # de peso, 90-100 rpm 4 bpm, 100 spm y 100 psi en la bomba;	
20:30	24:00	3.5	Continuó bajando libre hasta 600', colocó 3000-4000 # de peso bajando lento hasta 615' ;conectó kelly y con peso de 1000 # y circulación bajó hasta 650' de superficie ; peso de la sarta 19000 #.	
			Actividad noviembre 05	
00:00	24:00	24.0	Continuó bajando broca de 6" adicionando tubería de 27/8" WTS-6 junta por junta medida y calibrada, hasta 7532' circulando cada 30 juntas para verificar sarta destapada ; durante las circulaciones retorna lodo de condiciones estables. Dentro del pozo la siguiente sarta : broca de 6" x 0.74' + bit sub de 3 1/2" REG. Caja x 3 1/2" IF caja x 1.88' + 18 juntas de 3 1/2" IF HW 26#/Ft x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS-6 caja x 0.85' + 223 juntas de 2 7/8" WTS-6 x 6982.70' + 3.0' DMR para una profundidad de 7531.45'.	
			Actividad noviembre 06	
00:00	09:00	9.0	Continuó bajando broca de 6" adicionando tubería de 27/8" WTS6 junta por junta medida y calibrada, hasta 10932' tope firme aguantando 4000 # de peso; bajando se circuló cada 30 juntas para verificar sarta destapada y en las circulaciones retorna lodo de	

			condiciones estables. Dentro del pozo la siguiente sarta : broca de 6" x 0.74' + bit sub de 3 1/2" REG. Caja x 3 1/2" IF caja x 1.88' + 18 untas de 3 1/2" IF HW 26#/Ft x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS-6 caja x 0.85' + 331 juntas de 2 7/8" WTS-6 x 10359.14' + 24' de kelly + 3.0' DMR para una profundidad de 10932'.
09:00	11:30	2.5	Levantó la sarta hasta 10927' conectó líneas de superficie y circuló en directa con 450 bls de agua fresca a 4.0 bpm, 110 spm y 1500 psi en la bomba con retorno de lodo hasta homogeneizar fluidos en superficie.
11:30	12:30	1.0	Se enroscó y soldó niple de 2" OD x 3" de largo a una salida del casing head de 11"-5000 y se instaló una válvula de 2 1/16" x 5000 psi, nueva.
12:30	20:30	8.0	Se sacó la sarta combinada de trabajo con la broca.
20:30	22:30	2.0	Se retiró el flow line, la campana y levantó el conjunto de preventoras con el tubing head spool y el adapter flange de 13 5/8"-3000 x 11"-5000.
22:30	24:00	1.5	e hizo charla de seguridad, se limpió la superficie del casing hanger, se conectó línea al anular de 9 5/8" - 7" y presurizó gradualmente detectando burbujeo de aire por el borde del casing hanger- casing head y retorno de fluido por el revestimiento de 7" con 400 psi aplicadas; desocupó con bomba parte del revestimiento de 7" para visualizar mejor si hay fuga de fluido por el borde del casing head-casing hanger antes de que retorne fluido por el revestimiento de 7" y repitió la prueba presurizando gradualmente el anular hasta 900 psi mantenidas y en ese momento se salió del casing hanger de 9 5/8" una media luna sellante con fuerte fuga de fluido y cayendo a cero la presión. Actividad noviembre 07
00:00	01:00	1.0	Instaló la media luna sellante en el casing hanger de 9 5/8".
01:00	02:30	1.5	Instaló sobre el casing head el conjunto adapter flange + tubing head spool + preventoras, campana y flow line.
02:30	09:00	6.5	Conectó broca de 6" x 0.74 + bit sub 3 1/2" REG caja x 3 1/2" IF caja x 4 3/4" OD x 1 5/8" ID x 1.88' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW, 26 #/Ft x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS-6 caja x 4 3/4" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 3.0' DMR + 123 dobles 2 7/8" WTS-6 x 7667.25' para una profundidad de 8216'.
09:00	12:30	3.5	Ajustando clucht del malacate principal del equipo.
12:30	14:30	2.0	Continuó adicionando 42.5 dobles de tubería de 2 7/8" WTS-6 x 2715' hasta 10931' aguantando 8000 # de peso.
14:30	22:00	7.5	Avanzó de 10931' hasta 11007' con 4000-5000 # de peso, 60-70 rpm, 4.0 bpm, 110 spm y 1100 psi ;desde 11007 hasta 11276' tope firme probado con 5000 # de peso, avanzó con 1000-2000 # de peso y solo bomba a 4.0 bpm.
22:00	24:00	2.0	Perforó tapón de cemento desde 11276' hasta 11414' con 4000-5000 # de peso, 80-100 rpm, 4.0 bpm, 110 spm y 1000 psi en la bomba ; circuló 10 minutos cada junta perforada; peso de la sarta 69000 #. Sarta dentro del pozo: broca 6" x 0.74' + bit sub x 1.88' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 542.28' + X-O x 0.85' + 3.0' DMR + 347 juntas de 2 7/8" WTS-6 x 10853.90' + 12' de kelly para una profundidad de 11414.65'. A las 18:00 se acondicionó el lodo de los tanques con 5 gls de aldacide + 1 saco de soda cáustica + 1/2 saco de bicarbonato de sodio. Actividad Noviembre 08 de las 00:00 a las 06:00
00:00	08:00	8.0	Continuó perforando cemento hasta 11501' con 4000-5000 # de peso, 80-100 rpm, 4.0 bpm, 110 spm y 1000 psi en la bomba y luego bajó libre hasta 12364' tope firme aguantando gradualmente 5000 # de peso ; con 2000 # de peso colocó 30 rpm en la rotaría y no avanzó, evidencia de que estamos sobre el bridge plug reportado a 12375' en el estado mecánico.
08:00	10:30	2.5	Levantó la sarta 5', instaló líneas de superficie y circuló en directa con 500 bls a 4.0 bpm, 110 spm y 1200 psi en la bomba desplazando fluidos del fondo a superficie.

10:30	21:30	11.0	Se sacó la sarta de trabajo 2 7/8" WTS-6 + BHA y desconectó broca en superficie.
21:30	24:00	2.5	Se cambiaron insertos a la cuña manual de 2 7/8" porque no estaba agarrando bien; se conectó broca de 6" (R2- LP-6825MF-12 ER 5232) x 0.74' + raspador (revestimiento 7") 4 1/4" OD x 6 7/16" OD cuchillas x 3 1/2" REG pin caja x 2.92' + bit sub 4 3/4" OD x 1 5/8" ID x 3 1/2" REG x 3 1/2" IF caja-caja x 1.88' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 26 #/ Ft x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS-6 caja x 4 3/4" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 11 juntas de 2 7/8" WT S-6 x 344.86' + 3.0' DMR para una profundidad de 896.53' ; peso de la sarta 20000 #. Actividad Noviembre 09 de las 00:00 a las 06:00
00:00	09:00	9.0	Se continuó bajando broca de 6" + raspador de 7" +157 dobles tubería de 2 7/8" WTS-6 x 9803.47' para una profundidad de 10700' ; el freno del malacate principal ha estado frenando deficientemente y no se puede seguir bajando así.
09:00	13:30	4.5	Limpio las bandas y las pastillas de los frenos secándolos totalmente con aire ; graduó y probó el freno con y sin carga hasta quedar trabajando bien.
13:30	15:00	1.5	Continuó bajando desde 10700' hasta 12364' fondo firme confirmado gradualmente con 5000 # de peso.
15:00	18:00	3.0	Se conectaron líneas de superficie y se circuló en directa con 550 bls de lodo de 8.6 #/gal a 4.0 bpm, 110 spm y 1200 psi en la bomba hasta retornos limpios en superficie.
18:00	24:00	6.0	Soltó conexiones y sacó tubería con broca y raspador desde 12364' hasta 7065' (85 dobles) de superficie ; el pozo se ha estado llenando cada 15 dobles. Actividad Noviembre 10 de las 00:00 a las 06:00
00:00	07:00	7.0	terminó de sacar tubería con broca y raspador hasta 3000 de superficie y de esta profundidad hasta superficie se sacó repasando cada doble girando la sarta 1/4 de vuelta cambiando de posición las cuchillas del raspador.
07:00	12:00	5.0	Se instaló unidad de wire line y equipo de poleas; se tomó registro CAST V-GR-CCL desde 2000' de superficie hasta superficie para verificar estado del revestimiento y no encontró huecos ni fisuras, solo se percibe una aparente porosidad a 40' de superficie y que el registro no confirma bien.
12:00	15:30	3.5	Se tomó registro GR-CCL desde 12374' hasta 10000' ; retiró equipo de poleas y unidad de wire line.
15:30	20:00	4.5	Retiró flow line y campana, soltó adapter flange 11"-5000 x 13 5/8"-3000 conectado al casing head y levantó el conjunto de tubing head spool + preventoras 7 1/16" y hydrill 11"-3000 ; aplicó soldadura líquida a la superficie del casing hanger entre el ID del ring gasket del casing head hasta el OD del revestimiento de 7" para evitar fugas por los elementos sellantes del casing hanger de 7" ; esperando secamiento de la soldadura líquida.
20:00	21:00	1.0	Sentó conjunto de preventoras y tubing head spool
21:00	22:00	1.0	Soltó spool 11"-5000 conectado al tubing head spool y levantó el conjunto de preventoras 7 1/16"-5000 + hydrill 11"-3000.
22:00	24:00	2.0	Instaló el test plug y sentó conjunto de preventoras sobre el tubing head spool. Actividad Noviembre 11 de las 00:00 a las 06:00
00:00	02:30	2.5	Cerró blind rams de la preventora 7 1/16"-5000 y probó su sello contra el test plug presurizando gradualmente hasta 2500 psi, por 15 minutos bien ; bajó junta de 2 7/8" WTS y cerró los pipe rams probando su sello contra el test plug presurizando gradualmente hasta 2500 psi, por 15 minutos bien ; abrió los pipe rams, cerró la preventora Hydrill y probó su sello contra el test plug presurizando gradualmente hasta 1800 psi por 15 minutos bien.
02:30	05:00	2.5	Conectó doble de 3 1/2" IF HW al test plug y lo tensionó hasta 40000 # y no desasentó ; sacó el doble, soltó spool 7 1/16"-5000 y levantó conjunto de preventoras colgándolas a la mesa rotaria, se bajó doble conectándolo al test plug y se tensionó hasta 50000 # desasentándolo y retirándolo ; dos de los pines inferiores del test plug (usados para

			recuperar el bowl protector) salieron cizallados e hicieron marca en el cuerpo interno del tubing head spool 11"-5000 x 13 5/8"-3000 por la presión aplicada durante las pruebas.
05:00	07:00	2.0	Descolgó, sentó y aseguró juego de preventoras sobre el tubing head spool , instaló la campana y el flow line.
07:00	17:30	10.5	Se bajó la siguiente sarta : 6 dobles de tubería 2 7/8" WTS-6, 8.7 #/Ft x 376.42' + X-O 2 7/8" WTS pin x 2 7/8" EUE caja x 3.687" OD x 2.187" ID x 0.94' + empaque RTTS 7" x 2 7/8" EUE pin-caja x 5.750" OD x 2.370" ID x 4.37' + valve circulating 2 7/8" EUE pin-caja x 4.870" OD x 2.440" ID x 2.85' + X-O 2 7/8" EUE pin x 3 1/2" IF caja x 4.750" OD x 2.250" ID x 1.07' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 3 1/2" OD x 2 3/16" ID x 26 #/Ft x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS-6 x 4.750" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 168.5 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 2 3/16" ID x 10545.07' + 3.0' DMR quedando punta de cola a 11476.85' y centro de empaque a 11096.99' .
17:30	21:30	4.0	Levantó la sarta 8.0' y sentó empaque RTTS con 20000 # de peso (giró sarta 3 vueltas a la derecha, colocó peso gradualmente; el empaque es de doble agarre) a 11089', probó su sello presurizando gradualmente el anular con 1000 psi bien y el anular 9 5/8"-7" se mantuvo abierto sin presentar retorno; se hizo charla preoperacional y de seguridad, se conectaron y probaron líneas de cementación con 5000 psi y se hizo la prueba de inyectividad: 0.5 bls a 0.20 bpm con 1000 psi 0.5 bls a 0.20 bpm con 2000 psi, volumen acumulado 1.0 bls. 0.5 bls a 0.20 bpm con 2600 psi, volumen acumulado 1.5 bls. 0.5 bls a 0.20 bpm con 2860 psi, volumen acumulado 2.0 bls. 0.5 bls a 0.25 bpm con 3160 psi, volumen acumulado 2.5 bls. 0.5 bls a 0.30 bpm con 3290 psi, volumen acumulado 3.0 bls. 0.4 bls a 0.21 bpm con 3520 psi, volumen acumulado 3.4 bls.; suspendió prueba. Drenó presión hasta 1730 psi y reinició prueba de inyectividad 0.6 bls a 0.20 bpm con 3050 psi, volumen acumulado 4.0 bls. 0.5 bls a 0.25 bpm con 3450 psi, volumen acumulado 4.5 bls. 0.5 bls a 0.20 bpm con 2740 psi, volumen acumulado 5.0 bls. 0.5 bls a 0.20 bpm con 3000 psi, volumen acumulado 5.5 bls. 0.5 bls a 0.20 bpm con 3340 psi, volumen acumulado 6.0 bls. 0.75 bls a 0.20 bpm con 3520 psi, volumen acumulado 6.75 bls. ; terminó prueba de inyectividad. Drenó presión hasta 2280 psi, luego manualmente a 0 psi con back flow de 0.5 bls.
21:30	24:00	2.5	Desasentó empaque, bombeó 5 bls de Mud flush a 3.5 bpm y 470 psi + 7.0 bls de lechada de cemento de 15.8 #/gal a 3.5 bpm y 550 psi + 1.0 bl de mud flush 3.5 bpm y 630 psi + 49 bls de agua (desplazamiento) iniciando a 3.5 bpm y 400-450 psi, terminando a 3.9 bpm y 700-750 psi.
Actividad Noviembre 12 de las 00:00 a las 06:00			
00:00	02:00	2.0	Terminó de sacar los 6 dobles de tubería 2 7/8" WTS, reversó con 150 bls de agua a 4.0 bpm, 110 spm y 1200 psi en la bomba, retornando 0.5 bls de lechada de cemento; sentó empaque a 10712' con 20000 # de peso, presurizó anular con 1000 psi y forzó 5.5 bls de lechada de cemento al intervalo 11426' - 11436' así: 0.5 bls a 0.40 bpm con 300 psi 0.5 bls a 0.40 bpm con 500 psi, volumen acumulado 1.0 bls. 0.5 bls a 0.30 bpm con 1150 psi, volumen acumulado 2.0 bls. 0.5 bls a 0.30 bpm con 1500 psi, volumen acumulado 2.5 bls. 0.5 bls a 0.25 bpm con 1870 psi, volumen acumulado 3.0 bls. 0.5 bls a 0.35 bpm con 2370 psi, volumen acumulado 3.5 bls. 0.5 bls a 0.25 bpm con 2530 psi, volumen acumulado 4.0 bls. 0.5 bls a 0.25 bpm con 2760 psi, volumen acumulado 4.5 bls. 0.5 bls a 0.20 bpm con 3450 psi, volumen acumulado 5.0 bls. 0.5 bls a 0.20 bpm con 3700 psi, volumen acumulado 5.5 bls. ; suspendió forzamiento. Dejó relajar presión hasta 2700 psi y forzó 0.25 bls más a 0.3 bpm con 3300 psi, volumen acumulado 5.75 bls. terminando la operación de forzamiento con presión máxima final alcanzada de 3700 psi.
02:00	09:30	7.5	Drenó manualmente presión del anular de 1000 psi a 500 psi ; dejó

			drenar libremente presión del pozo hasta 100 psi y el anular continuó presurizado con 500 psi.
09:30	11:00	1.5	Decidió Presurizar gradualmente el anular desde 500 psi hasta 1800 psi bien; de 1800 a 2000 psi se presenta leve goteo por el anular de 9 5/8"-7" por posible efecto de expansión ; drenó presión y en 1800 psi dejó de gotear por el anular de 9 5/8"-7", continuó drenando manualmente presión hasta 0 psi.
11:00	20:30	9.5	Retiró conexiones de cementación en superficie, desasentó empaque RTTS con 6000 # de over pull (peso sarta 68000 #) y sacó la sarta con el empaque + 6 dobles de 2 7/8" WTS como cola ; el empaque salió con los dos elementos sellantes (gomas) rotos.
20:30	24:00	3.5	Bajando la siguiente sarta : broca (nueva) 6", tipo J-457, s/n ATJ-4, con 3 jets de 20/64" + bit sub 3 1/2" REG x 3 1/2" IF x 4 3/4" OD x 1 5/8" ID x 1.88' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 26 #/Ft x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS caja x 4 3/4" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 91.5 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 8.7 #/Ft x 5730.85' + 3.0 DMR para una profundidad de 6279.60' Actividad Noviembre 13 de las 00:00 a las 06:00
00:00	03:00	3.0	Se continuó bajando con broca hasta 11222' tope de cemento probándolo gradualmente con 10000 # de peso.
03:00	04:00	1.0	Se conectaron líneas en superficie y probó sello de cementación en directa presurizando gradualmente hasta 2000 psi por 15 minutos, bien.
4:00	09:30	5.5	Perforando cemento desde 11222' hasta 11255' con 3000-4000 # de peso, 60-70 rpm, 4.0 bpm, 110 spm y 1200 psi en la bomba y de 11255' hasta 11462' avanzó con 1000 # de peso y leve rotación continuando libre junta por junta hasta 11565'.
9:30	10:30	1.0	continuó bajando libre en dobles desde 11565' hasta 12364.76' tope firme probado con 5000 # de peso ; sarta en el fondo : broca 6" x 0.74' + bit sub x 1.88' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 542.28' + X-O x 0.85' + 188.5 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 11791.01' + 25.0' de kelly + 3.0' DMR : este tope debe ser del bridge plug reportado a 12375'
10:30	13:30	3.0	Levantó la sarta 5', conectó líneas en superficie y circuló en directa con 480 bls de lodo de 8.6 #/gal a 4.0 bpm, 110 spm y 1100 psi en la bomba, hasta retornos limpios en superficie.
13:30	23:00	9.5	Sacó 26 dobles y luego quebró 11 juntas utilizadas junta por junta en la perforada del cemento ; continuó sacando la sarta a superficie desconectando broca saliendo en buenas condiciones.
23:00	24:00	1.0	Se conectó broca de 6" (ATJ4 de dientes) x 0.74' + raspador de 7" x 3.21' + bit sub x 1.88' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 542.28' para una profundidad de 548.11. Actividad Noviembre 14 de las 00:00 a las 06:00
00:00	08:00	8.0	Continuó bajando broca y raspador con sarta combinada de trabajo hasta 12364' tope firme probado con 5000 # de peso ; este tope con tubería debe ser el del bridge plug reportado a 12375' en el estado mecánico del pozo.
08:00	11:00	3.0	Levantó la sarta a 12359', conectó líneas y circuló en directa con 480 bls de lodo de 8.6#/gal a 4.0 bpm, 110 spm y 1000 psi en la bomba hasta retornos limpios en superficie ; retiró conexiones de circulación.
11:00	20:30	9.5	Se sacó la sarta girándola 1/4" de vuelta y repasando de 11503' hasta 11225' (zona cementada) ; desconectó en uperficie raspador y broca.
20:30	24:00	3.5	Se conectó y bajó la siguiente sarta : 6 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 376.43' + X-O 2 7/8" WTS pin x 2 7/8" EUE x 3 11/16" OD x 2 3/16" ID x 0.94' + empaque RTTS 7" (probó mecanismo de asentamiento en superficie, bien) x 7.22' + X-O 2 7/8" EUE pin x 3 1/2" IF caja x 4 3/4" OD x 2 1/4" ID x 1.07' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 26 #/Ft x 2 3/16" ID x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS caja x 4 3/4" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 20 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 2 3/16" ID x 1249.96' + 3.0' DMR para una profundidad de 2181.75'. Actividad Noviembre 15 de las 00:00 a las 06:00
00:00	04:30	4.5	Se terminó de bajar sarta combinada de trabajo hasta 8002' centro del empaque y punta de cola a 8381.87'

	05:30	1.0	Giró la sarta 3 vueltas a la derecha y sentó empaque RTTS a 8002' (centro de gomas) con 14000 # de peso ; se conectó línea en superficie y probó sello del empaque presurizando gradualmente el anular hasta 1000 psi por 15 minutos, bien ; soltó línea de prueba.
	08:30	3.5	Se instaló cabeza y equipo de suabeo ; se hizo charla de seguridad y preoperacional ; se bajó la barra del suabo sin gomas hasta 4500' para ordenar el enrollamiento del cable en el tambor de suabeo.
	13:30	5.0	Se suabeo achicando tubería hasta 2100' en 9 viajes recuperando 9.66 bls de lodo; presurizó gradualmente el anular hasta 1000 psi por 15 minutos probando sello del empaque, bien ; del viaje # 10 al # 13 encontró nivel a 1750', luego a 1620', 1150' y 1070' indicación que el pozo aporta fluidos ;se hicieron 16 viajes recuperando en total 18.68 bls de agua lodo.
	15:30	2.0	Se retiró equipo de suabeo, llenó el pozo en directa con 5 bls, tensionó empaque hasta 56000 # abriendo válvula de circulación, instaló kelly circuló en directa balanceando columnas, retiró kelly y desasentó empaque RTTS.
	16:30	1.0	Continuó adicionando tubería de 2 7/8" WTS-6 bajando desde 8382' hasta 9257' presentando deficiencia el freno del equipo.
	19:30	3.0	Reparando sistema de frenos del malacate principal del equipo.
	22:30	3.0	Continuó bajando la sarta quedando punta de cola a 11462' y empaque (centro de gomas) a 11082'.
	24:00	1.5	Se hizo reunión de seguridad y preoperacional ; se instalaron líneas de cementación en superficie y se tomó peso de la sarta subiendo 69000 #, bajando 66000 # y se procedió a sentar el empaque RTTS.
			Actividad Noviembre 16 de las 00:00 a las 06:00
00:00	02:30	2.5	Se bajó la siguiente sarta : 6 dobles de tubería 2 7/8" WTS-6, 8.7 #/Ft x 376.42' + X-O 2 7/8" WTS pin x 2 7/8" EJE caja x 3.687" OD x 2.187" ID x 0.94' + empaque RTTS 7" x 2 7/8" EUE pin-caja x 5.750" OD x 2.370" ID x 4.37' + valve circulating 2 7/8" EUE pin-caja x 4.870" OD x 2.440" ID x 2.85' + X-O 2 7/8" EUE pin x 3 1/2" IF caja x 4.750" OD x 2.250" ID x 1.07' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 3 1/2" OD x 2 3/16" ID x 26 #/Ft x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS-6 x 4.750" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 168.5 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 2 3/16" ID x 10545.07' + 3.0' DMR quedando punta de cola a 11476.85' y centro de empaque a 11096.99' . Levantó la sarta 8.0' y sentó empaque RTTS con 20000 # de peso (giró sarta 3 vueltas a la derecha, colocó peso gradualmente; el empaque es de doble agarre) a 11089', presurizó gradualmente el anular 7"-2 7/8" con 1000 psi y mantuvo abierto el anular 9 5/8"-7" sin presentar retorno; se hizo reunión de seguridad y preoperacional, se conectaron y probaron líneas de cementación con 5000 psi y se hizo la prueba de inyectividad con agua así : 1.0 bls a 0.26 bpm con 3000 psi, volumen acumulado 2.0 bls. 2.0 bls a 0.30 bpm con 3230 psi, volumen acumulado 4.0 bls. 2.0 bls a 0.31 bpm con 3330 psi, volumen acumulado 6.0 bls. 2.0 bls a 0.31 bpm con 3450 psi, volumen acumulado 8.0 bls. 2.0 bls a 0.31 bpm con 3565 psi, volumen acumulado 10.0 bls. 1.0 bls a 0.36 bpm con 3670 psi, volumen acumulado 11.0 bls.; suspendió la prueba de inyección
02:30	04:30	2.0	Drenó presión libremente hasta 1660 psi y manualmente hasta 0 psi con back flow de 0.5 bls ; descargó el anular 7"-2 7/8" manualmente a 0 psi. Desasentó empaque, preparó mezcla de químicos, bombeó 5 bls de agua a 3 bpm y 800 psi + 5 bls de Mud flush a 3 bpm y 800 psi + 10 bls de lechada de cemento de 15.8 #/gal a 3 bpm y 850 psi + 50.4 bls de agua como fluido de desplazamiento iniciando a 3.5 bpm y 480-500 psi, terminando a 3.5 bpm y 900-1000 psi.
04:30	07:00	2.5	Soltó conexiones de cementación en superficie, sacó 6 dobles de tubería 2 7/8" WTS quedando punta a 11093' , circuló en reversa con 150 bls de lodo de 8.6#/gal a 4 bpm, 110 spm y 1250 psi retornando 0.5 bls de lechada de cemento, sentó empaque a 10713' con 19000 # de peso, presurizó el anular 7"- 2 7/8" con 1000 psi, manteniendo abierto el anular 9 5/8"-7" y procedió a forzar cemento al intervalo 11426' - 11436' así : 1.0 bls a 0.31 bpm con 2200 psi, volumen acumulado 1.0 bls.

			<p>1.0 bls a 0.31 bpm con 3290 psi, volumen acumulado 2.0 bls. 1.0 bls a 0.26 bpm con 3450 psi, volumen acumulado 3.0 bls. 1.0 bls a 0.31 bpm con 3680 psi, volumen acumulado 4.0 bls. 1.0 bls a 0.31 bpm con 4010 psi, volumen acumulado 5.5 bls.; suspendió el forzamiento. Drenó presión libremente hasta 2290 psi y reinició el forzamiento. 1.0 bls a 0.31 bpm con 3980 psi, volumen acumulado 6.5 bls.; suspendió el forzamiento y drenó hasta 2840 psi 0.75 bls a 0.31 bpm con 4040 psi, volumen acumulado 7.25 bls.; suspendió el forzamiento y drenó hasta 3040 psi 0.5 bls a 0.31 bpm con 4000 psi, volumen acumulado 7.75 bls.; suspendió el forzamiento y drenó hasta 3405 psi 0.25 bls a 0.31 bpm con 4080 psi, volumen acumulado 8.0 bls.; terminó el forzamiento.</p>
07:00	24:00	17.0	<p>Relajando presión libremente con los siguientes resultados : 12:00 presión en cabeza 2900 psi y en anular 1100 psi 18:00 presión en cabeza 2500 psi y en anular 1100 psi 24:00 presión en cabeza 2200 psi y en anular 1100 psi Actividad Noviembre 17 de las 00:00 a las 06:00 Drenando presión, a las 06:00 en cabeza 1900 y anular 1100 psi.</p> <p>Actividad Noviembre 17 de las 00:00 a las 06:00 Drenando presión, a las 06:00 en cabeza 1900 y anular 1100 psi</p>
00:00	09:00	9.0	<p>Continuó relajando presión libremente hasta 1750 psi en cabeza y se mantiene 1100 psi en el anular.</p>
09:00	11:30	2.5	<p>Drenó manualmente y lentamente la presión de cabeza a 0 psi con un back flow de 15 galones (0.35 bls) y drenó también el anular de 1100 psi a 0 psi.</p>
11:30	21:00	9.5	<p>Se retiraron conexiones de cementación en cabeza, desasentó empaque RTTS con 12000 # de overpull (peso de la sarta 64000 #) y sacó la sarta desconectando en superficie el empaque y la cola de 6 dobles de 2 7/8" WTS ; el empaque salió con una goma rota y la otra deformada.</p>
21:00	24:00	3.0	<p>Bajó la siguiente sarta : broca de 6" (nueva, ATJ4, J457, con 3 jets de 20/64") x 3 1/2" REG pin x 0.74" + bit sub 3 1/2" REG caja x 3 1/2" IF caja x 4 3/4" OD x 1 5/8" ID x 1.88' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 2 3/16" ID x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS caja x 4 3/4" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 62.5 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 2 3/16" ID x 3909.85' + 3' DMR para una profundidad de 4458.60' ; peso de la sarta 38000 #.</p> <p>Actividad Noviembre 18 de las 00:00 a las 06:00</p>
00:00	05:30	5.5	<p>Continuó bajando sarta con broca adicionando 109.5 dobles de 2 7/8" WTS x 6851.4' + 13' de kelly encontrando tope de cemento a 11323' probando su dureza con 10000 # de peso y sello con 2000 psi por 15 minutos, bien.</p>
05:30	17:00	11.5	<p>tope de cemento a 11323' probando su dureza con 10000 # de peso y sello con 2000 psi por 15 minutos, bien. rpm, 4 bpm, 110 spm y 1200 psi en la bomba; se probó dureza gradualmente hasta 10000 # de peso pero no las aguanta, probó sello gradualmente hasta 2000 psi por 15 minutos, bien ; continuó perforando hasta 11465' con 2000 # de peso, 100 spm, 4 bpm, 110 spm y 1200 psi en la bomba, probó dureza gradualmente con 10000 # de peso y 2000 psi, bien ; continuó perforando cemento fresco hasta 11549' con rotación y circulación, probó con 10000 # de peso y 2000 psi, bien ; perforó hasta 11810' con 2000-4000 # de peso, 80-100 rpm, 4 bpm, 110 spm y 1300 psi en la bomba ; avanzó libre junta por junta hasta 11873'.</p>
17:00	17:30	0.5	<p>Avanzó libremente con dbbles hasta 12361' fondo firme probado con 10000 # de peso ; fondo anterior 12364' lo que indica que hay 3' de relleno de cemento sobre el bridge plug.</p>
17:30	24:00	6.5	<p>Sacando sarta con broca desde 12361' hasta 2908' de superficie ; 151 dobles afuera.</p> <p>Actividad Noviembre 19 de las 00:00 a las 06:00</p>
00:00	02:00	2.0	<p>Terminó de sacar la sarta a superficie con la broca en buenas</p>

			condiciones.
02:00	10:30	8.5	Conectó y bajó la siguiente sarta : junk mill 6" OD x 4 3/16" OD x 1 1/2" ID x 3 1/2" REG pin x 2.18' + junk basket 5" OD x 3 1/4" OD x 1 1/2" ID x 3 1/2" REG caja-pin x 2.85' + junk basket 5" OD x 3 1/4" OD x 1 1/2" ID x 3 1/2" REG caja-pin x 2.86' + bit sub 3 1/2" REG x 3 1/2" IF caja-caja x 4 3/4" OD x 1 5/8" ID x 1.88' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 2 3/16" ID x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS caja x 4 3/4" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 163.5 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 2 3/16" ID x 10233.09' + 3' DMR para una profundidad de 10789' . Se detectó en el elevador de cuñas, rotura de un tornillo pasador y ϕ s en mal estado que no garantizan continuar con la operación ; se solicitó otro a weatherford.
10:30	12:30	2.0	Esperó llegada del elevador y se instaló.
12:30	24:00	11.5	Se conectó una parada, se levantó la sarta y al iniciar la bajada el freno del malacate principal no respondió y se tuvo que lanzar la cuña manual para poder aguantar el viaje de la sarta que pesaba 68000 # y la polea golpeó en el coupling de la junta, retirando esta para inspección. Se revisó y graduó el sistema de frenos y se probó sin y con carga pero no es eficiente; se detecta excesivo desgaste en las pastillas y la graduación del freno ya llegó al límite y no logra frenar bien, por lo que se decidió solicitar pastillas nuevas y se procedió a bajar las desgastadas ; a las 21:30 llegó el par de ensamblajes con las patillas nuevas y procedió a instalarlas. Actividad Noviembre 20 de las 00:00 a las 06:00
0:00	03:00	3.0	Se terminó de instalar los dos ensamblajes con pastillas nuevas, se probó sin y con el peso de la sarta 68000 # respondiendo bien; se retiró la junta donde se aguantó la sarta con la cuña manual para que también sea revisada.
03:00	04:30	1.5	Se bajaron 25 dobles más de 2 7/8" WTS x 1557.92' + 14' de la junta # 378 encontrando tope firme a 12361' .
04:30	10:30	6.0	Se instaló la kelly y procedió a perforar inicialmente con 1000-2000 # de peso, 80-100 rpm, 4 bpm, 110 spm, 1200 psi en la bomba moliendo relleno de cemento hasta 12364' y luego la parte metálica del bridge plug hasta 12365' tope de la cuña superior, aumentó peso a 5000-6000 #, 60-70 rpm, 4 bpm, 110 spm, 1600 psi y siguió perforando y empujando el resto del bridge plug hasta 12400' tope firme, probado con 5000 # de peso, bien ;esta profundidad de 12400' corresponde a 12411' tope del siguiente bridge plug y mantiene la diferencia de 11' respecto del tope firme que se encontró a 12364' y que corresponde al primer bridge plug reportado a 12375' sello (tope a 12374').
10:30	13:30	3.0	Circulando en directa con 550 bls de lodo de 8.6 #/gal a 4 bpm, 110 spm y 1600 psi en la bomba hasta retornos limpios en superficie, recuperando poca cantidad de limadura y caucho del bridge plug ; retiró conexiones de circulación.
13:30	23:30	10.0	Se sacó la sarta, desconectó el junk mill y las dos junk basket que salieron llenas de ripio metálico y caucho del bridge plug.
23:30	24:00	0.5	Conectó y bajó la siguiente sarta :broca de 6" x 31/2" REG pin x 0.74' + raspador 7" x 31/2" REG caj-pin x 3.21' + bit sub 31/2" REG x 31/2" IF caja-caja x 43/4" OD x 15/8" ID x 1.88' + 2 dobles de 31/2" IF HW x 26 #/Ft x 2 3/16" ID x 120.30' + 3' DMR para una profundidad de 129.13' . Actividad Noviembre 21 de las 00:00 a las 06:00
00:00	01:30	1.5	Continuó bajando broca y raspador hasta 1175.48'.
01:30	03:30	2.0	Se corrieron 100' de cable de 11/8" del malacate principal y se cortaron 100' .
03:30	11:00	7.5	Continuó bajando broca y raspador desde 1175' hasta 12400' tope firme probado con 5000 # de peso, bien; sarta dentro del pozo :broca 6" x 0.74' + raspador 7" x 3.21' + bit sub x 1.88' + 9 dobles de 31/2" IF HW x 542.28' + 189 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 2 3/16" ID x 11821' + 28' de la junta # 379 + 3' DMR para una profundidad de 12400' .
11:00	16:00	5.0	Conectó kelly, circuló el pozo en directa con 500 bls de salmuera de 8.4 #/gal a 2 bpm, 60 spm y 1200 psi en la bomba desplazando lodo de 8.6 #/gal del pozo a un tanque cilíndrico, hasta retorno de

			salmuera en superficie ; retiró kelly y conexiones de circulación.
16:00	24:00	8.0	Sacando sarta combinada de trabajo con raspador y broca ; a las 24:00 van afuera 11225' (179 dobles). Actividad Noviembre 22 de las 00:00 a las 06:00
00:00	01:00	1.0	Terminó de sacar la sarta de trabajo con raspador y broca .
01:00	04:30	3.5	Conectó y bajó el siguiente BHA del DST : Junta de 3 1/2" IF HW x 26 #/Ft x 2 3/16" ID x 30.25' Bottom Champ IV Packer 7" to Middle of the rubbers x 3 1/2" IF pin x 5.65" OD x 2.37" ID x 3.58' Middle rubbers to Top Champ IV Packer 7" x 3 1/2" IF caja x 5.60' Safety Joint x 3 1/2" IF pin-caja x 5" OD x 2.44" ID x 3.76' Big John Jar x 3 7/8" CAS pin-caja x 5.03" OD x 2.30" ID x 5.77' Gauge Carrier with 2 HMR Gauges x 3 7/8" CAS pin-caja x 5.03" OD x 2.28" ID x 18.71' LPR Valve x 3 7/8" CAS pin-caja x 5.03" OD x 2.25" ID x 15.83' Drain Valve x 3 7/8" CAS pin-caja x 5.03" OD x 2.28" ID x 3.43' X-O 3 7/8" CAS pin x 3 1/2" IF caja x 5" OD x 2.25" ID x 1.62' Junta de 3 1/2" IF HW x 26 #/Ft x 2 3/16" ID x 29.97' OMNI VALVE x 3 1/2" IF pin-caja x 5.03" OD x 2.28" ID x 21.12' ; longitud BHA del DST 139.64'.
04:30	24:00	19.5	Continuó adicionando: 8 dobles de 31/2" IF HW x 482.06' +151 dobles de 2 7/8" WTS x 9453.30' + 3' DMR para una profundidad de 10078.85' la punta de la cola y 10045.02' centro gomas del empaque, a las 24:00 hrs. La tubería se ha bajado calibrando y se ha ido llenando cada 15 dobles y probando cada 30 dobles con 1000 psi. Actividad Noviembre 24 de las 00:00 a las 06:00
00:00	05:30	5.5	Esperando luz del día para reiniciar operación de suabeo.
05:30	17:30	12.0	Reinició el suabeo encontrando nivel de fluido a 740' de superficie ; se hicieron 54 viajes recuperando 111.89 bls de fluidos (agua y crudo) quedando nivel de fluido a 1610' de superficie en la última suabeada ; se tomaron dos muestras de salmuera limpia dando salinidades de 17018 ppm y 14515 ppm ; durante la suabeada se obtuvieron los siguientes resultados de laboratorio a las muestras que se analizaron : A las 05:50 BSW = 8% A las 07:00 BSW = 30% A las 08:20 BSW = 26% A las 08:40 BSW = 27% A las 09:15 ppm = 22024, °API = 20.4 a 72 °F y °API corregido = 19.7 a 60 °F A las 11:00 BSW = 20% y 17081 ppm A las 11:20 BSW = 35% y 18019 ppm A las 12:00 BSW = 40% y 18050 ppm A las 13:00 BSW = 25% y 19020 ppm A las 13:35 BSW = 20% y 19150 ppm A las 14:00 BSW = 15%, 19521 ppm, °API = 20.5 a 86 °F y °API corregido = 19.0 a 60 °F A las 15:00 BSW = 7% y 19531 ppm A las 15:35 BSW = 7% y 19151 ppm A las 16:30 BSW = 3% A las 17:15 BSW = 2%, °API = 21.7 a 84 °F y °API corregido = 20.3 a 60 °F A las 17:30 BSW = °API = 20.7 a 87 °F y °API corregido = 19.1 a 60 °F En ningún momento se presentó flujo natural ; el volumen total recuperado fué de 142.53 bls de fluidos (agua y crudo) incluidos los 30.64 bls de ayer 23 de noviembre.
17:30	24:00	6.5	Retiró equipo de suabeo y lubricador ; Se presurizó el anular con 1600 psi activando la válvula LPR quedando cerrado el pozo para restauración de presión y análisis de build up. Actividad Noviembre 25 de las 00:00 a las 06:00
00:00	24:00	24:00	Continuó cerrado el pozo restaurando presión para análisis de build up ; el anular sigue presurizado con 1600 psi para mantener cerrada

			la válvula LPR.
			Actividad Noviembre 26 de las 00:00 a las 06:00
00:00	18:00	18:00	Con el anular presurizado a 1600 psi se mantiene activada la válvula LPR y el pozo continuó cerrado restaurando presión para análisis de build up.
18:00	19:00	1.0	Se descargó presión del anular a 0 psi y cicló el anular 6 veces con 1600 psi dejando abierta la válvula LPR ; desplazó 65 bls de agua-crudo de la tubería al frac tank con 70 bls de salmuera a 1.5 bpm, 40 spm y 1000 psi.
19:00	22:00	3.0	Acondicionó 150 bls de salmuera de 8.4 #/gal con 15 gls de anticorrosivo (Barascav-L) y 2 gls de antibactericida (Biomate) y circuló en directa a 4 bpm, 110 spm y 1000 psi cambiando el fluido del pozo ; el retorno del pozo se fué acondicionando con anticorrosivo y antibactericida hasta homogeneizarlo.
22:00	24:00	2.0	Se desasentó el empaque Champ IV con 10000 # de overpull (peso de la sarta 70000 #) y procedió a sacar la sarta con leve arrastre en las primeras 5 paradas ; a las 24:00 horas van afuera 24 dobles.
			Actividad Noviembre 27 de las 00:00 a las 06:00
00:00	08:30	8.5	Terminó de sacar la sarta hasta el BHA del DST.
08:30	12:00	3.5	Desconectó BHA del DST; de la junta de muestreo recuperó 3 galones de crudo de formación.
12:00	13:30	1.5	Conectó empaque RBP 7" a la llave pescante en superficie y no entró fácilmente al revestimiento de 7", teniendo que trabajarlo con peso, rotación a la derecha (sienta a la izquierda) y leve empuje con la polea hasta lograrlo.
13:30	17:00	3.5	Terminó de bajar la siguiente sarta : empaque RBP 7" x 7.77' + llave pescante x 3.23' + X-O 2 7/8" EUE pin x 31/2" IF caja x 4 11/16" OD x 2 3/8" ID x 0.85' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 26 #/Ft x 2 3/16" ID x 542.28' + X-O 3 1/2" IF pin x 2 7/8" WTS caja x 4 3/4" OD x 2 3/16" ID x 0.85' + 32 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 8.7 #/Ft x 2005.43' + 3 DMR sentando empaque a 2560' con 2 vueltas a la izquierda y 10000 # de peso, probando sello con 1500 psi por 15 minutos, bien ; sacó una parada y verificó que el empaque si hubiera quedado sentado abajo.
17:00	19:00	2.0	Se sacó la sarta con la llave pescante.
19:00	23:00	4.0	Se hizo charla de seguridad, se retiró flow line + campana + preventora hydrill 11"-3000 + adapter spool 11"-3000 7 1/16"-5000 + preventora doble 7 1/16"-5000 top-bottom + adapter spool 7 1/16"-5000 x 13 5/8"- 5000 + tubing head spool 13 5/8"-5000 x 13 5/8"-3000 + doble studded adapter flange 13 5/8"-3000 x 13 5/8"-5000 ; se instaló el tubing head spool 11"-5000 x 11"-5000 y a este se le instaló la válvula de 2 1/16"-5000 y el companion flange de 2 1/16"-5000 con tapón de 2" que fueron retirados del tubing head spool 13 5/8"-3000 x 13 5/8"-5000 retirado antes.
23:00	24:00	1.0	Esperando el adapter flange de 11"-5000 x 11"-3000 para poder instalar el preventor hydrill 11"-3000.
			Actividad Noviembre 28 de las 00:00 a las 06:00
00:00	02:00	2.0	Continuó esperando adapter flange de 11"-5000 x 11"-3000.
02:00	03:00	1.0	Instaló adapter flange 11"-5000 x 11"-3000 + preventora hydrill 11"-3000.
03:00	07:30	4.5	Conectó llave pescante x 3.23' + X-O 2 7/8" eue pin x 3 1/2" IF caja x 0.85' + 9 dobles de 3 1/2" IF HW x 542.28' + X-O 3 1/2" IF x 2 7/8" WTS x 0.85' + 32 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 2005.43' + 3' DMR pescó empaque RBP a 2560' esperó igualación de columnas, levantó a sarta 20' y bajó hasta 2580' verificando que el empaque está pescado.
07:30	12:30	5.0	Sacó una por una 66 juntas de 2 7/8" WTS-6 + 9 dobles de 3 1/2" IF y desconectó empaque en superficie saliendo en buenas condiciones.
12:30	19:00	6.5	Bajó 9 dobles de 3 1/2" IF HW, 26 #/Ft x 2 3/16" ID x 542.28' + X-O 3 1/2" IF x 2 7/8" WTS x 0.85' + 153.5 dobles de 2 7/8" WTS-6 x 2 3/16" ID x 9593.75' quedando punta de tubería abierta a 10139.88'
19:00	24:00	5.0	Sacando una por una 145 juntas de 2 7/8" WTS-6 a los burros ; llenando pozo cada 30 juntas afuera.
			Actividad Noviembre 29 de las 00:00 a las 06:00

00:00	07:30	7.5	Terminó de sacar una por una 162 juntas de 2 7/8" WTS para un total de 307 juntas a los burros; llenando pozo.
07:30	09:30	2.0	Conectó kelly a la tubería de 3 1/2" IF HW y la desconectó de la swivel con dificultad por demasiado torque, colgó de nuevo en la torre.
09:30	11:30	2.0	Sacó una por una 18 juntas de 3 1/2" IF HW a los burros.
11:30	14:00	2.5	Bajó kelly y swivel
14:00	17:00	3.0	Se pasaron 130 juntas de 3 1/2" EUE, N80, 9.3 #/Ft del piso a los burros
17:00	24:00	7.0	Se bajaron una por una, 90 juntas de 3 1/2" EUE, N80, 9.3#/Ft medidas y calibradas para una profundidad de 2821.90' a las 24:00 horas. Actividad Noviembre 30 de las 00:00 a las 06:00
00:00	02:30	2.5	Se terminaron de bajar una por una 38 juntas de 3 1/2" EUE, N80, 9.3 #/Ft para un total de 128 juntas dentro del pozo y que miden 4006.97'
02:30	05:00	2.5	Se sacaron 50 dobles de la sarta de producción a la torre y quedaron dentro del pozo 14 dobles asegurando el pozo.
05:00	24:00	19.0	Esperando llegada del equipo ESP. Actividad Diciembre 01 de las 00:00 a las 06:00
00:00	09:00	9.0	Continúa esperando la llegada del equipo ESP.
09:00	10:00	1.0	Descargando equipo ESP en la locación
10:00	11:00	1.0	Se sacaron los 14 dobles de tubería 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 #/Ft.
11:00	16:30	5.5	Acondicionó carrito con el cable de potencia y procedió a hacer el empalme del motor lead extensión al cable de potencia ; se hizo charla de seguridad y preoperacional ; se colgó y se hizo servicio al motor y al sello tandem.
16:30	17:30	1.0	Se conectó en la planchada el siguiente BHA : la " y " tool de 2 3/8" UN caja top x 2 3/8" UN pin bottom x 2.83' (extremo curvo) x 1 5/8" UN pin bottom x 6.50' (extremo vertical) x 5 9/16" OD + 3 pup joints de 2 3/8" UN x 30.71' (10.11', 10.11' y 10.49') + X-O 2 3/8" UN caja x 2 7/8" EUE pin x 3 1/16" OD x 0.5' + descarga de 2 7/8" EUE x 0.5' .
17:30	20:30	3.0	Sobre la "Y" tool se conectó un pup joint de 2 3/8" UN x 2" ID x 9.75' + X-O 2 3/8" UN caja x 3 1/2" EUE caja x 0.57' y todo se conectó a la descarga; por el extremo vertical de la "Y" tool se conectaron 2 instrument tube de 1 5/8" OD x 19.88' (10.01' y 9.87') + Entry Guide de 2" OD x 1 1/4" ID x 0.40' ; se conectó el motor lead extensión al motor midió eléctricamente el conjunto Motor-Cable de potencia F F=3.2 Ohm y F-T=3000 MOhm, instaló 6 1/2 guarda cables; instaló cuñero para manejo de tubería de 3 1/2" EUE y cable de potencia.
20:30	24:00	3.5	Adicionó 38 dobles de tubería 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 #/Ft x 2382.02' + 3' DMR quedando punta de centinel a 2471.27' y en el fondo vá instalado el siguiente equipo ESP : Sensor Centinel : model 5000X, type 3-409703, s/n 55c00177, serie 450, 3 15/16" OD x 4.06' Motor : model FMHGX, s/n 21F-79776, 72 Hp - 1130 Vol - 41 Amp., serie 450, 4 1/2" OD x 16.98' Sello Inferior : model FSB3GLT, s/n 31F-96107, serie 400, 3 15/16" OD x 5.57' Sello superior : model FSC3HLPFS, s/n 31F-96108, serie 400, 3 15/16" OD x 5.57' Intake : model FPXARCINTFER, s/n 41F-19136, serie 400, 3 15/16" OD x 0.87' Bomba : model FPMT, type 81FC-650, s/n 01F-08603, serie 400, 3 15/16" OD x 7.02' Descarga : GPDIS, 2 7/8" EUE x 0.50' Actividad Diciembre 02 de las 00:00 a las 06:00
00:00	03:30	3.5	Terminó de bajar la siguiente sarta de completamiento : DMR Tubing Hanger 11" x 3 1/2" EUE 122 Juntas de 3 1/2" EUE,N-80, 9.3 #/Ft X-O 3 1/2" EUE x 2 3/8" UN x 4 7/16" OD Pup Joint de 2 3/8" UN x 2" ID

			<p>"Y" Tool de 2 3/8" UN caja – pin Pup Joint de 2 3/8" UN x 2" ID Pup Joint de 2 3/8" UN x 2" ID Pup Joint de 2 3/8" UN x 2" ID X-O 2 3/8" NU x 2 7/8" EUE x 3 1/16" OD Descarga : GPDIS, 2 7/8" EUE Bomba :FPMT, 81FC-650, s/n 01F-08603, serie 400 Intake :FPXARCINTFER, s/n 41F-19136, serie 400 Sello superior :FSC3HLPFS, 31F-96108, serie 400 Sello Inferior :FSB3GLT, 31F-96107, serie 400 Motor:FMHGX, 21F-79776, 72 Hp,1130 V,41 A,450 Sensor Centinel :5000X, s/n 55C00177, serie 450 Tope "Y" Tool de 2 3/8" UN caja – pin "Y" Tool de 2 3/8" UN caja x 15/8" UN pin Instrument Tube de 1 5/8" UN x 1 1/4" ID Instrument Tube de 1 5/8" UN x 1 1/4" ID Entry Guide Eléctricamente midió el cable de potencia a 1000' F-F = 3.2 Ohm y F-T = 5000 M Ohm ; 2000' F-F = 3.2 Ohm y FT = 3500 M Ohm ; 3000' F-F = 3.2 Ohm y FT = 3000 M Ohm ; 3910' F-F = 3.3 Ohm y FT = 2000 M Ohm.</p>
03:30	05:00	1.5	Conectó el Tubing Hanger 11" - 3 1/2" EUE, hizo Pack off, instaló la Back Pressure Valve y sentó la sarta en el Tubing Head Spool.
05:00	06:00	1.0	Retiró adapter flange 11"-5000 R54 x 11-3000 R53 con preventor anular 11"-3000.
06:00	10:30	4.5	Levanó la sarta, instaló los O'rings en el Tubing Hanger, orientó este a la línea de flujo y sentó esta en el Tubing Head Spool ; instaló el conjunto Tubing Head Adapter 11"-5000 x 3 1/8"-5000 + Máster Valve 3 1/8"-5000 + el conjunto: cuadrante 3 1/8" x 3 1/8" x 3 1/8"-5000 + Wing Valve 3 1/8"-5000 + Swab Valve 3 1/8"-5000 + Tree Cap 3 1/2" EUE x 1/2" NPT; se tendió acometida del cable de potencia desde la caja de venteo hasta la planta eléctrica del equipo y desde el pozo a la caja de venteo ; tendió línea de flujo desde el pozo hasta los Frac Tank.
10:30	18:00	7.5	Inició prueba del pozo a las 10:48 hrs con 45 Hz, a las 10:53 fluyó con THP=20 psi y rata de 643 BFPD en el toma muestra porque no alcanza a llegar al frac tank; a las 11:45 cambió giro y fluyó con THP=5 psi, rata de 98 BFPD y no llega al frac tank; a las 13:00 alíneo pozo al tanque del equipo, cambió a giro normal fluyó a las 14:00 hrs con 4 psi y rata de 120 BFPD, dejó de fluir a las 14:20 ; consultó con bogotá y a las 14:40 subió a 48 Hz, a las 14:55 hr aumentó a 50 Hz y no fluyó, a las 15:10 aumentó a 53 Hz fluyendo a las 15:16 con 4 psi y rata de 31 BFPD, dejó de fluir a las 15:22, luego continuó aumentando gradualmente la frecuencia hasta 65 Hz máxima programada y el pozo siguió en iguales condiciones de producción intermitente y dejando de fluir varias veces; suspendió prueba.
18:00	24:00	6.0	Desconectó cable de potencia, retiró líneas de flujo y cabezal de producción, instaló adapter flange 11"-5000 x 11 3000 y BOP anular 11"-3000; levantó sarta, midió F-F=3.5 Ohm, F-T=1500 Mohm, cortó pack off y sacó 8 dobles.
			Actividad Diciembre 02 de las 00:00 a las 06:00
00:00	04:30	4.5	Se terminó de sacar la sarta de producción (61 dobles) de 3 1/2" EUE, desconectando en superficie la "Y" tool con los dos instrument tube de 1 5/8" UN y los tres pup joints de 2 3/8" UN ; se encontró nivel de fluido en la junta # 10 a 315' de superficie; las últimas 15 paradas salieron impregnadas de crudo y lodo; salieron las 61/2 guarda cables y se recuperaron los 275 zunchos en total.
04:30	08:00	3.5	Se desconectó la bomba, el intake y el sello tandem, se les revisó su eje probando giro, juego radial y axial tanto vertical como horizontalmente, encontrando todo bien mecánicamente ; se midió eléctricamente el conjunto motor- cable de potencia F-F=3.1 Ohm y F-T=4500 Mohm, dejando conectado el motor lead extensión. Se decidió bajar de nuevo la sarta sin " Y " tool y adicionar la Check Valve y la Drain Valve.
08:00	11:30	3.5	Se conectó sello tandem se drenó totalmente y se le hizo de nuevo servicio, se conectó el intake, la bomba y la descarga; instaló 6 1/2

			guardacables y mego el conjunto motor-cable de potencia F-F=3.1 Ohm y F-T=3500 Mohm;
11:30	21:30	10.0	Se conectó sobre la descarga X-O 2 7/8" EUE pin x 3 1/2" EUE pin x 0.28' + coupling 3 1/2" EUE x 0.48' + junta de 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 #/ Ft x 31.35' + Check Valve de 3 1/2" EUE caja-caja x 0.5' + junta de 3 1/2" EUE, N80, 9.3 #/ Ft x 31.26' + Drain Valve de 3 1/2" EUE caja-caja x 0.5' + un doble de 3 1/2" EUE, 9.3 #/Ft probando el conjunto con 2000 psi por 15 minutos, bien ; continuó adicionando 58.5 dobles de 3 1/2" EUE (total 60.5 dobles) llenando cada 10 dobles y probando cada 20 con 2000 psi por 15 minutos bien, igualmente las medidas eléctricas se mantienen en 3.1Ohm y 3500 Mohm.
21:30	24:00	2.5	Se instaló cabeza de flujo y alíneo pozo a los tanques del equipo, se conectó cable de potencia a la caja de venteo, programó variador y se inició prueba con 45 Hz y rata de 50 BFPD.
			Actividad Diciembre 04 de las 00:00 a las 06:00
00:00	01:00	1.0	Cambió giro, continuó prueba con 45 Hz fluyendo constantemente a una rata promedio de 108 BFPD.
01:00	03:30	2.5	Retiró línea y cabeza de flujo, desconectó cable de potencia, instaló Tubing Hanger, hizo Pack off y en el momento de estar retirando la coraza metálica del cable de potencia se punzó este levemente en sus recubrimientos de caucho y plomo lo cual podía causar corto y/o aterrizamiento del equipo ESP, por lo que se decidió hacer otra vez el Pack off.
03:30	05:30	2.0	Se cortó el Pack off, se retiró una junta, hizo de nuevo el Pack off y sentó la sarta en el Tubing Head Spool
05:30	09:00	3.5	Retiró el adapter flange 11"-5000 R54 x 11"-3000 R53 y el preventor anular Hydrill 11"-3000 ; se levantó la sarta se instalaron los O'rings en el Tubing Hanger, orientó la misma y sentó de nuevo sobre el Tubing Head Spool ; instaló el cabezal de producción, probó sello de los O'rings, del Ring Gasket, del penetrador y de la seal sub con 2000 psi por 15 minutos, bien ; conectó el cable de potencia del pozo a la caja de venteo y alíneo pozo a los Frac Tanks.
09:00	24:00	15.0	Se programó el variador é inició prueba del pozo a las 09:30 con 45 Hz, THP=100 psi cayendo a 35 psi, rata en el toma muestra 10.7 BFPH = 257 BFPD de salmuera, corrientes variador 45-44-46 Amp. y motor 19-19-20 Amp. 10:38 Apagó equipo y cambió de giro a las 10:53, THP=0 psi subiendo a 3 psi, rata en toma muestra 1.78 BFPH = 42.86 BFPD, corrientes variador 40-44-43 Amp. y motor 17-19-18 Amp. 11:20 dejó de fluir ; 11:24 apagó equipo y reinició en giro normal a las 11:30 con 45 Hz, THP = 40 psi cabeceando, rata en toma muestra 6.12 BFPH=147 BFPD y continuó fluyendo a los Frac Tanks. 12:00 FQ=45 Hz,THP=15 psi, rata 396 BFPD, variador 46-45-47, motor 19-19-20 Amp. El pozo continuó en prueba cabeceando entre 0 - 20 psi y rata medio de 178 BFPD A las 20:00 se apagó equipo para tratar de activar tarjeta del sensor ndo sin éxito, reinició a las 20:35. A las 22:38 FQ=45 Hz, THP=15 psi, rata=224 BFPD con manchas de e, variador 45-44-41y motor 18-18-19 A. A las 24:00 FQ=45 Hz, THP=25 psi, rata=257 BFPD, visual 20% e, variador 43-43-44 y motor 18-18-19 Amp. Sarta final de completamiento dentro del pozo: DMR Tubing Hanger 11" x 3 1/2" EUE 119 Juntas de 3 1/2" EUE,N-80, 9.3 #/Ft Drain Valve de 3 1/2" EUE 1Junta de 3 1/2" EUE,N-80, 9.3 #/Ft Check Valve de 3 1/2" EUE 1Junta de 3 1/2" EUE,N-80, 9.3 #/Ft X-O 3 1/2" EUE caja x 2 7/8" EUE pin Descarga : GPDIS, 2 7/8" EUE Bomba :FPMT, 81FC-650, s/n 01F-08603, serie 400Intake :FPXARCINTFER, s/n 41F-19136, serie 400Sello superior :FSC 3HLPFS, 31F-96108, serie 400Sello Inferior :FSB3GLT, 31F-96107, serie 400 Motor:FMHGX, 21F-79776, 72 Hp,1130 V,41 A,450

00:00	24:00	24.0	<p>Sensor Centinel :5000X, s/n 55C00177, serie 450</p> <p>Actividad Diciembre 05 de las 00:00 a las 06:00 El pozo continuó en prueba El pozo continuó en prueba con variación de presiones en cabeza y fluyendo intermitentemente, presentando los siguientes eventos : A las 00:38 dejó de fluir, fluyó a las 01:15 con 30 psi, visualmente 30% aceite. A las 02:00 FQ=45 Hz, THP=30 psi, rata=467 BFPD, variador 43-43-44 Amp. y motor 18-18-19 Amp. A las 02:25 dejó de fluir, fluyó a las 03:23 con 20 psi, visualmente 30% aceite. A las 04:00 FQ=45 Hz, THP=25 psi, rata=381 BFPD, variador 43-43-44 Amp. y motor 18-18-19 Amp. A las 04:10 dejó de fluir, fluyó a las 05:14 con 9 psi, visualmente 30% aceite. A las 06:00 FQ=45 Hz, THP=45 psi, rata=510 BFPD, variador 44-44-45 Amp. y motor 19-19-19 Amp. A las 06:40 dejó de fluir, fluyó a las 07:35 con 8 psi, visualmente 30% aceite. A las 08:00 FQ=45 Hz, THP=50 psi, rata=510 BFPD, variador 44-44-45 Amp. y motor 19-19-19 Amp. A las 09:40 dejó de fluir, fluyó a las 10:00 con 3 psi, visualmente 40% aceite. A las 10:00 aumentó FQ=48 Hz, THP=40 psi, rata=735 BFPD, variador 45-45-46 Amp. y motor 19-19-20 Amp. A las 10:25 dejó de fluir, fluyó a las 11:05 con 13 psi, visualmente 40% aceite. A las 12:00 FQ=48 Hz, THP=10 psi, rata=125 BFPD, variador 45-45-46 Amp. y motor 19-19-20 Amp. A las 12:30 aumentó FQ=51 Hz, THP=22 psi, rata=321 BFPD, variador 48-48-49 Amp. y motor 20-20-21 Amp. A las 14:00 FQ=48 Hz, THP=14 psi, rata=229 BFPD, variador 49-48-49 Amp. y motor 20-21-21 Amp. A las 14:30 aumentó FQ=54 Hz, THP=29 psi, rata=411 BFPD, variador 50-50-52 Amp. y motor 22-21-22 Amp. A las 16:00 FQ=54 Hz, THP=23 psi, rata=429 BFPD, variador 50-50-52 Amp. y motor 22-21-22 Amp. A las 16:30 se instaló nueva tarjeta en el variador para leer el sensor centinel y a las 16:45 se obtuvo primera lectura PIP = 940 psi, T intake = 116.3 °F, T motor = 170.1 °F A las 17:00 aumentó FQ=57 Hz, THP=35 psi, rata=410 BFPD, variador 50-50-53 Amp, motor 22-21-22 Amp, PIP = 935 psi, T int.= 116 °F, T motor = 170.5 °F A las 19:00 FQ=57 Hz, THP=68 psi, rata= 686 BFPD, variador 53-53-54 Amp, motor 23-22-23 Amp, PIP = 874 psi, T int.= 117 °F, T motor = 175 °F ; subió frecuencia a 60 Hz. A las 20:00 FQ= 60 Hz, THP= 60 psi, rata= 686 BFPD, variador 53-55-57 Amp, motor 24-22-25 Amp, PIP = 871 psi, T int.= 117 °F, T motor = 175 °F ; subió frecuencia a 63 Hz. A las 22:00 FQ= 63 Hz, THP= 68 psi, rata= 1029 BFPD, variador 53-53-56 Amp, motor 23-23-24 Amp, PIP= 700 psi, T int.= 119 °F, T motor = 180 °F ; subió frecuencia a 66 Hz.; tomó sonolog nivel de fluido a 2211' de superficie, BSW = 40%, API seco = 16.5 A las 24:00 FQ= 66 Hz, THP= 92 psi, rata= 1143 BFPD, variador 54-54-56 Amp, motor 23-23-24 Amp, PIP= 638 psi, T int.= 120 °F, T motor = 183 °F ; subió frecuencia a 68.2 Hz.; tomó sonolog nivel de fluido a 2334' de superficie, Terminadas las operaciones, se entregó equipo EV -1 a las 24:00 horas de hoy 05 de diciembre de 2004.</p>
-------	-------	------	---

ANEXO E

EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Información del Pozo

Consideraciones Generales

Pozo Tipo	Oil
Fluido de Completación filtrada	Salmuera de completamiento (Clay Fix 2%)
Csg Principal y de Producción 6058'.	Superficie – Shoe 6100' (MD); Collar @
OD	7.000 in
Grado	N-80
Peso	26 lb/ft
ID	6.276 in (6.151 in)
Tubería de Fractura	
OD	3.500 in
Grado	N-80
Peso	9.30 lb/ft
ID	2.992 in
Intervalos a tratar	5680'-5690' : (10' Net & Gross): C5 { 40' BLANK en C5 }
Número de perforaciones	
Punto Medio de Perf., TVD	5685': C5
Densidad de Disparo	10 spf - HSD
Diámetro de Perforación	0.38 in
BHSP	2000 psi
BHST	
Static Temperature	145 deg F

CALCULOS DE VOLUMEN DE APUNTALANTE Y FLUIDO REQUERIDO

(Intervalo: 5680'-5690': C5)

SECCION	ID CASING	OD SCREENS	VOL. FACTOR	LONGITUD	VOLUMEN
	In	In	Cf / ft	ft	Cf
Anular Blank Pipe/ Casing	<u>6.276</u>	4.000	0.1276	40.00	5.10
Anular Screen / Casing	<u>6.276</u>	<u>4.490</u>	0.1049	<u>20.00</u>	2.10
Anular Pocket Tail / Casing	<u>6.276</u>	<u>0.000</u>	0.2148	<u>0.00</u>	0.00
Rat Hole	<u>6.276</u>		0.2148	<u>0.00</u>	0.00
Apuntalante en Formación		<u>sx / ft</u>	10.00	<u>10.00</u>	100.00
SUB TOTAL					107.20
EXCESO PARA FORMACION			50%		50.00
VOLUMEN TOTAL					157.20
					SX

Descripción	Unidades	Cantidad
Proppant requerido	lb	15.720.0
Concentración de apuntalante	lb/gal	<u>0.50</u>
Volumen de fluido base (Bombeo de lechada solamente)	Bbl	732.1
Volumen de Apuntalante (Neto)	Bbl	16.4
Volumen total de lechada	Bbl	748.6

732.14

Consideraciones Operacionales Previas a la Operación de Sand Control

1. Realizar una corrida con scraper y limpieza de pozo, hasta por debajo de la profundidad de las perforaciones. **IMPORTANTE:** El pozo debe quedar con salmuera filtrada limpia antes de bajar BHA de empaquetamiento.
2. Cañonear Intervalos C3 y C5 según programa de cañoneo:
C5: 5680'-5690'.
3. Correr Empaque Permanente AWD Halliburton con Logging y sentar @ 5693' Tope.

Extension Pack – Intervalo C5 (5680’-5690’)

Procedimiento de armado y corrida del equipo

1. Realizar reunión de seguridad con todo el personal involucrado. Discutir procedimiento, responsabilidades del personal y peligros potenciales.
2. RIH el siguiente ensamble de empaquetamiento con grava como se muestra en el esquema de la sarta propuesta, y localizar en profundidad de acuerdo a las indicaciones del especialista.

Mule Shoe, para 4.000” bore

3 Seal Unit 4.000”

Locator No-go 4.000”, 4” NUE box.

Screen: 1 joint x 20’, 4” NUE, 9.5 lb/ft, N-80, 0.012” gauge.

Blank Pipe: 1 joint x 40’, 4” NUE, P-110, 11 lb/ft.

Suspender este ensamble sobre la mesa rotaria con cuña para 4”NU.

3. Armar mesa falsa y equipo para manejo y levante de 2 3/8 CS-HYD. RIH así:

2 Joint 2 3/8 CS HYD

4. Conectar la inner string de 2 7/8 CS HYD a ensamble selectivo:

MSJ Shear Joint, 5” LTC box x 4” NUE pin.

Lower Casing Extension 5” LTC pin-pin.

MCS Closing Sleeve Assembly

Upper Casing Extension 5 ½” LTC pin-pin.

Halliburton VTA packer: 7” x 3.880” bore.

MPA Tool con pup joint.

Landing Nipple, XN, 2.750” profile, con test tool instalada (Probar la primera parada que se conecte).

Tubería de trabajo.

5. Armar líneas y equipo de bombeo Halliburton. Probar a 7000 psi, incluir válvula de Seguridad Pop-Off para todas las aplicaciones de bombeo con alta tasa y presión.

$P_{max} = (80\% \text{ of min. tool collapse rating}) - (\text{hydrostatic pressure}) + (\text{formation pressure})$

6. Armar líneas de equipo de perforación / workover (para usar durante circulación en reversa) y probar a 1000 psi. Asegurarse que los tanques de retorno y las líneas estén limpias y la zaranda montada en los tanques.
7. Bajar tubería probando contra test tool instalada en landing nipple. Probar con 7000 psi cada 2000'.
8. Ubicar el BHA en profundidad: Espaciar y localizar el ensamble de sellos dentro del empaque permanente, dejar 5000 lb de peso.

NOTA: Antes de sentar el empaque, se debe dejar el pup joint de espaciamiento en superficie, por debajo de la última parada.

9. Armar equipo de slickline y sacar test tool.
10. Romper circulación y sentar packer de acuerdo a instrucciones del especialista:

NOTA: Si no hay retornos a superficie, bombear al menos un 50% más de la capacidad de tubería desde superficie hasta el nivel de fluido.

- Soltar bola 1 7/16" de bronce y esperar 30 min.
 - Presurizar tubería en incrementos de 500 psi, hasta 2500 psi, mantener presión por for 5 min. NOTA: A 1200 psi aplicar 10000 lb de peso.
 - Liberar presión. Tensionar el empaque con 10000 lb overpull.
 - Aplicar 10000 lb peso. Cerrar BOP y probar anular con 500 psi por 5 min.
 - Liberar presión de anular.
 - Presurizar tubería a 500 psi, tensionar tubería para liberar MPA (40000 lb aprox.).
 - Subir aprox. 10'. Pressurizar tubería a 3600 psi (para expulsar bola y silla).
 - Llevar a posición neutral y marcar POSICION DE SQUEEZE, CIRCULACION Y REVERSA sobre la tubería en superficie. Bombear para confirmar posiciones.
11. Si el pozo permite circulación en reversa, llevar herramienta a posición de REVERSA y bombear tratamiento de limpieza de tubería: pickling con Fe Acid, y luego reversar tratamiento. Si el pozo no permite circular fácilmente en reversa, abortar el pickling.
 12. Con herramienta en posición de REVERSA, cambiar fluido del pozo a fluido de completamiento (salmuera) antes de iniciar la operación de empaquetamiento.
 13. Seguir el Procedimiento de Servicio para Control de Arena.

NOTA: El cliente es responsable por la eliminación de todos los materiales retornados.

Procedimiento para el control de arena

1. Con la herramienta en posición de CIRCULACION, ROMPER CIRCULACION EN DIRECTA a una sola tasa para verificar la posición y obtener un valor base, usando fluido de completamiento (máxima tasa permitida dentro del límite de Pmax). Registrar todas las tasas, volúmenes y presiones (tubería y revestimiento).
2. Con la herramienta MPA en posición de REVERSA, realizar PRUEBA DE CIRCULACION EN REVERSA 2, 4, 6 y 8 BPM, usando fluido de completamiento (máxima tasa permitida dentro del límite de Pmax). Registrar todas las tasas, volúmenes y presiones (tubería y revestimiento). El caudal de retorno en tubería será un indicativo del caudal mínimo requerido para reversar el apuntalante excedente al final del Extension Pack.
3. Con la herramienta MPA en posición de SQUEEZE, verificar si las perforaciones en anular arriba del empaque VTA sostienen presión de 500 – 1000 psi. De ser necesario, realizar PRUEBA DE INYECTIVIDAD ANULAR a 1, 2, 3 BPM para mantener presión en anular cuando se realice el Extension Pack por tubería (máxima tasa permitida dentro del límite de Pmax). Registrar todas las tasas, volúmenes y presiones (tubería y revestimiento). Con la información obtenida, definir parámetros de bombeo.
4. Con la herramienta MPA en posición de SQUEEZE, realizar STEP RATE TEST a 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16 y 18 BPM, usando fluido de completamiento (máxima tasa permitida dentro del límite de Pmax). Registrar todas las tasas, volúmenes y presiones (tubería y revestimiento). Con la información obtenida, definir parámetros de bombeo.
5. Mantener la herramienta MPA en Posición de SQUEEZE (manteniendo 500 psi de presión anular) y bombear el siguiente tratamiento, iniciando a 0.5 ppg, y aumentando la concentración hasta 3 ppg.

A. Apuntalante : Carbolite 16/20
Cantidad Total de Arena: 157 sx (50% exceso en formación)
Volumen Fluido: 748 Bbl (estimado sólo para bombeo de apuntalante, sin incluir pruebas)

NOTA: En los cálculos preliminares se ha estimado colocar 10 sx de apuntalante / ft neto perforado, a una concentración promedio de 0.5 lb/gal.

6. Aplicar 1000 psi en anular, mover herramienta MPA a Posición de REVERSA, e inmediatamente iniciar a reversar el exceso de arena de la tubería (considerar el caudal sugerido de la prueba de Circulación en Reversa con MPA en posición de REVERSA). Registrar arena retornada. Reversar un mínimo de 2 volúmenes de tubería adicionales o hasta que la tubería esté limpia.
7. Sacar tubería y quebrar MPA.

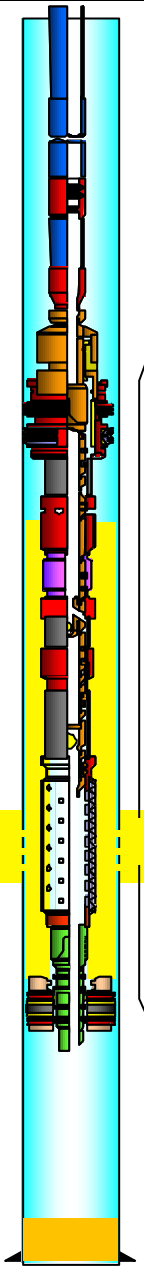
Corrida de Sarta de Completamiento

Procedimiento de armado y corrida del equipo

1. Levantar ensamble de sellos de 3.880" y conectar herramientas de completamiento como se detalla en el diagrama recomendado:
 - Seal assembly de 3.880" : Mule shoe, 2 Seal Units, Extensión, 2 Seal Units, Locator 3 ½ EU box.
 - Pup Joint de Corrida, 3 ½" EUE, N-80, 9.3 lb/ft.
 - Landing Nipple F 2.560".
 - 1 Joint tubería, 3 ½" EUE, N-80, 9.3 lb/ft.
 - Jet Pump Cavity, 3 ½" EUE.
 - Tubería 3 ½" EUE, N-80, 9.3 lb/ft hasta superficie.
3. Llevar BHA a profundidad y enchufar ensamble de sellos dentro de packer Versatrieve VTA.
4. Espaciar tubería.
5. Colgar tubería, dejando 10000 lb de peso, e instalar árbol de producción.
6. Probar sellos secundarios del tubing hanger – christmas tree.
7. Probar anular con 1000 psi.

HALLIBURTON

EXTENSION PACK RUNNING STRING

COMPANIA	FECHA	CAÑONES		BHA [ft]					
REP. COMP-	POZO	UNDERBALANCE		100.79					
REP HES	CAMPO	OVERBALANCE		RAT HOLE [ft]					
SERVICIO	RIG	FORMACION		C5					
SARTA	DESCRIPCION	ROSCA TOPE	ROSCA FONDO	CANT.	OD [in]	ID [in]	LONG. [ft]	PROF. TOPE [ft]	PROV.
INTERVALOS: NEW: C5 5680'-5690'						TOP SHOT-RAD [ft]			
	Above the table (Difference of Electric Line) RTE difference						0.00 9.60	-6.09 -6.09	
	Pup joint, 9.3 lb/ft, L-80,	3 1/2"EU box cpg	3 1/2"EU pin		4.500 (3.500 body)	2.992	27.34	3.51	
	Tubing to surface, 9.3 lb/ft, L-80	3 1/2"EU box cpg	3 1/2"EU pin	180	4.500 (3.500 body)	2.992	5567.19	30.85	
	XN landing nipple, 2.750" bore	3 1/2"EU box cpg	3 1/2"EU pin		3.750	2.635	1.44	5598.04	HES
	Pup joint, 9.3 lb/ft, N-80	3 1/2"EU box cpg	3 1/2"EU pin		3.500	2.992	4.86	5599.48	HES
	X-over	3 1/2"EU box	3 1/2"IF pin		4.468	2.992	1.03	5604.34	HES
	MPA tool stem -above packer-, 12MPA38700-I (BOLIVIA)	3 1/2" IF box	3 7/16" - 10 ACME pin		5.700	---	2.65	5605.37	HES
	VTA Versatrie packer, M101034735 (12VTA16-Z), 7" csg, 23-29 lb/ft, 4 1/2-4 ACME LH, (3 release pins of 4000 lb each), (1.33' top to No-Go); (Bottom sub: 12P70086, M100005725)	4 1/2-4 ACME	5 1/2" LCT spec. clear. box	1	6.000	3.880	2.15	5608.02	HES
	Upper casing extension, 5 1/2" SCT, 23 lb/ft, N-80, GPS	5 1/2" SCT pin	5 1/2" SCT pin	1	5.550	4.725	2.51	5614.37	HES
	MCS Closing Sleeve, (from 12MCS3887, M63610 assy., BC1094847, MCSA)	5 1/2" SCT box	4 1/2"-8 UNS box	1	5.820	3.930	1.78	5616.88	HES
	Honed tube, M63608, (BC1028206)	4 1/2"-8 UNS pin	4 1/2"-8 UNS pin	1	4.750	3.880	1.50	5618.66	HES
	Coupling, special clearance, M63609, (BC1039339)	5" UNS box	5" LCT spec. clear. box	1	5.375	3.920	0.75	5620.16	HES
	Lower casing extension, 5" LCT, 18 lb/ft, P-110, 92PPC55034, M101084656, BAVO148748	5" LCT pin	5" LCT pin	1	5.050	4.194	8.54	5620.91	HES
	Shear joint, 12MSJ39603, M120037655, (BGOA6088) (mandrel fishing O.D.: 4.535", 4 pins of 10000 lb each)	5" LCT box	4" NU pin	1	5.280	3.480	2.10	5629.45	HES
	Blank pipe, M71592, 4" NU, 11 lb/ft, P-110. B401969. No centralizer.	4" NU box (cpg)	4" NU pin	1	4.500 sp clr. cpg (4.000 body)	3.476	41.97	5631.55	HES
	Screen All Welded Wire Wrap, M369957 BGERMAN, 4" NU, N-80, 9.5 lb/ft base pipe, 0.012" slot gauge, 316L, No weld on centralizer.	4" NU box (cpg)	4" NU pin	1	4.500 sp clr cpg (4.480 screen)	3.541	20.12	5673.52	HES
	No-go locator f/ 4.000 bore	4"NU box	3 1/2"NU pin	1	4.460 (3.950 no-go)	3.050	1.65	5693.64	HES
	Molded seal unit, for 4.000" bore 101009284 (212MSN40000-A BPOMX-91)	3 1/2"NU box	3 1/2"NU pin	3	4.056 (seal)	3.050	3.00	5695.29	HES
	Mule Shoe Guide	3 1/2"NU box	---	1	3.975 body	3.050	0.54	5698.29	HES
	END of ASSY.								5718.00
AWD Permanent packer, M101016696 (212AWD70400-A, B OMW-20 EWP 07), 7" csg, 23-32 lb/ft, Lug type, (1.33' top to No-Go).	---	5 1/2" SCT box	1	5.875	3.880	2.65	5693.00	HES	
END of ASSY.							1.18	5695.65	HES
Sand Reversed: 21.4 sx Sand behind BHA: 18.5 sx Completion fluid: 8.4 ppg Clay Fix 2% Screen + blank pipe + block wgt: 7.5 k lb VTA tail + MPA tail + block wgt: 9 k lb Total stg wgt + block wgt: 40 k lb up / 40 k lb down Block wgt: 6 k lb								5696.83	