

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE NUEVOS
EMPAQUES PERFORABLES EN OPERACIONES DE AISLAMIENTO EN LA
ASOCIACION LLANOS NORTE**

MARIA JIMENA BARRAGAN BARCENAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEDE MEDELLÍN

FACULTAD NACIONAL DE MINAS

ESCUELA DE PROCESOS Y ENERGIA

Medellín, 2008

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE NUEVOS
EMPAQUES PERFORABLES EN OPERACIONES DE AISLAMIENTO EN LA
ASOCIACION LLANOS NORTE**

MARIA JIMENA BARRAGAN BARCENAS

Trabajo dirigido de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

Ing. MARCO ANTONIO RUIZ

Escuela de Procesos y Energía - UNAL

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MEDELLÍN
FACULTAD NACIONAL DE MINAS
ESCUELA DE PROCESOS Y ENERGIA
2008**

DEDICATORIA

A mi familia, por brindarme siempre todo su apoyo...

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por permitirme llegar hasta este momento tan importante de mi vida y lograr otra meta más en mi carrera.

A Occidental de Colombia, Inc. por darme la oportunidad de realizar mi práctica profesional y por todas las enseñanzas recibidas en este periodo que representan una contribución enorme en mi desarrollo integral como Ingeniero de Petróleos.

A todo el equipo de Ingeniería de Operaciones – Bogotá por creer en mis capacidades, delegar en mí este trabajo y contribuir en el desarrollo del mismo.

A *Marco Antonio Ruiz Serna, I.P.*, profesor de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia por ser el director de este trabajo y por sus aportes

A la Universidad Nacional De Colombia y a los profesores de Ingeniería de Petróleos por brindarme todo el conocimiento necesario para mi formación profesional.

ABSTRACT

In Llanos Norte Association, currently operated by Occidental de Colombia, Inc., in 2007 were performed 59 isolation operations which required the installation of Bridge Plugs and Cement Retainers Packers.

This study presents an economical comparison to establish the technical-economical viability of implementation of new packers with a lower drill out time what led to a lower workover equipment operation time and therefore a cost savings.

The work includes an statistical revision of isolation jobs performed within the last three years as well as a literature review of new packers technical aspects.

The methodology applied for the economical evaluation was based on a statistical compilation of packers drill out time in current isolation operations and their costs; moreover a compilation of offered time and costs of new fast drill packers.

This study also developed matrix that take into account the anticipate production because of the savings in time, and with this establish if according to the price per barrel the anticipate production offsets or exceeds the cost different between and proposed packers.

RESUMEN

En la Asociación Llanos Norte, operada por Occidental de Colombia Inc., se realizaron en 2007 un total de 59 operaciones de Workover que requirieron de la instalación de empaques tapón o retenedores de cemento.

El presente estudio presenta una comparación económica para establecer la viabilidad técnica - económica de la aplicación de nuevos empaques que requieran menor tiempo para ser molidos lo cual implicaría un menor tiempo en operación del equipo de workover y por lo tanto un ahorro en costos.

El trabajo incluye una revisión estadística de los trabajos de aislamientos realizados en los últimos tres años así como una revisión bibliográfica de las características técnicas de los nuevos empaques analizados.

La metodología aplicada para hacer la evaluación económica se basó en una recopilación estadística del tiempo de duración de la perforación de los empaques actuales en operaciones de aislamiento y operaciones de squeeze y el costo de los mismos, así como una recopilación de los tiempos ofrecidos para los nuevos empaques y sus costos.

En el estudio también se elaboraron matrices que permiten tener en cuenta la producción anticipada debido al efecto del ahorro en tiempo y con esto establecer de si de acuerdo al precio del barril, la producción anticipada compensa o supera la diferencia en costos con las operaciones actuales es decir si es viable la aplicación de los nuevos empaques.

TABLA DE CONTENIDO

	PÁGINA
ABSTRACT	V
RESUMEN	VI
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABLAS	X
1 INTRODUCCION	1
2 GENERALIDADES	2
2.1 ANTECEDENTES HISTORICOS DEL CAMPO	2
3 OPERACIONES DE CAMPO	3
3.1 TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO	3
3.1.1 Aislamientos de Zonas	5
3.1.2 Cementaciones Remediales	8
4 EMPAQUES TAPÓN Y RETENEDORES DE CEMENTO USADOS EN LAS OPERACIONES DE AISLAMIENTO	14
4.1 GENERALIDADES	14
4.2 OPERACIÓN ACTUAL	15
5 EMPAQUES TAPÓN Y RETENEDORES DE CEMENTO DE RÁPIDA PERFORACIÓN	20
5.1 HALLIBURTON LATIN AMERICA: EMPAQUES PERFORABLES FAS DRILL	20
5.1.1 Fas Bridge Plug	20
5.1.1.1 Características	20
5.1.1.2 Operación	21
5.1.2 Fas SVB Squeeze Packer	21
5.1.2.1 Características	21
5.1.2.2 Operación	21
5.2 TACKER OIL TOOLS	22
5.2.1 Retenedor de Cemento “1505”	22
5.2.1.1 Características	22
5.2.1.2 Operación.	24



6	EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA	25
6.1	ASPECTOS TÉCNICOS	25
6.2	ASPECTOS ECONÓMICOS	25
6.2.1	Análisis Económico	27
6.2.2	Evaluación Implementando el uso de Retenedor de cemento y Empaque Tapón de Rápido Fresado	30
6.2.3	Evaluación Implementando sólo el uso de Retenedor de cemento de rápido fresado.	31
6.2.4	Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Empaque Tapón.	31
6.2.5	Consideración De La Producción Anticipada De Los Pozos. Matriz De Sensibilidades.	35
7	CONCLUSIONES	39
8	RECOMENDACIONES	41
	BIBLIOGRAFIA	42

LISTA DE FIGURAS

	PÁGINA
FIGURA 3.1. Trabajos De Ws/Wo Realizados en 2006-2008.	4
FIGURA 3.2. Tendencia De Trabajos De Ws/Wo Realizados En 2005-2008.	5
FIGURA 3.3. Estado Mecánico Pozo LY-54.	6
FIGURA 3.4. Estado Mecánico Pozo CY-67.	7
FIGURA 4.1. Ensamblaje De La Setting Tool.	16
FIGURA 4.2. Lista De Partes De Setting Tool	16
FIGURA 4.3. Herramientas Para Aislamiento.	19
FIGURA 5.1. Esquema Fas Bridge Plug.	20
FIGURA 5.2. Esquema Fas Squeeze Packer.	22
FIGURA 5.3. Esquema Herramienta De Fijación Hidráulica.	23
FIGURA 5.5. Esquema Retenedor De Cemento “1505”.	24
FIGURA 6.1. Gráfica De Sensibilidades, Casing De 9 5/8”.	37
FIGURA 6.2. Gráfica De Sensibilidades, Casing De 7”.	38

LISTA DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 6.1. Número de Trabajos donde se utilizó Empaques Tapón o Retenedores de Cemento.	25
Tabla 6.2. Porcentaje de uso de empaques tapón y retenedores de cemento	26
Tabla 6.3. Trabajos a realizarse en el 2008	26
Tabla 6.4. Empaques Tapón necesarios en 2008.	26
Tabla 6.5. Retenedores de Cemento necesarios en 2008.	26
Tabla 6.6. Propuesta comercial 1 para Empaques Fas Drill de 7" y 9 5/8".	27
Tabla 6.7. Propuesta comercial dos para Empaques Fas Drill de 7" y 9 5/8".	28
Tabla 6.8. Costos de Operación actual	28
Tabla 6.9. Tiempos de Perforación de empaques en trabajos de Cementación	30
Tabla 6.10. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo el Uso de Retenedor y Empaque Tapón - Casing 9 5/8"	32
Tabla 6.11. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Retenedor de Cemento – Casing 9 5/8"	32
Tabla 6.12. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Empaque Tapón – Casing 9 5/8".	33
Tabla 6.13. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo el Uso de Retenedor y Empaque Tapón - Casing 7"	33
Tabla 6.14. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Retenedor de Cemento – Casing 7"	33
Tabla 6.14. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Retenedor de Cemento – Casing 7"	34

Tabla 6.15. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Empaque Tapón – Casing 7”.	34
Tabla 6.16. Matriz de Sensibilidades para Casing de 9 5/8”.	36
Tabla 6.17. Matriz De Sensibilidades Para Casing De 7”.	36

1 INTRODUCCION

En los últimos cinco años, en el campo Caño Limón y en los campos aledaños a éste operados por Occidental de Colombia Inc, se han incrementado notoriamente las campañas de perforación e intervención de los pozos. Los trabajos de workover más comunes implican el aislamiento de algunos intervalos abiertos a producción, lo cual se realiza mediante cementaciones remediales o instalando empaques para aislamiento mecánico.

El procedimiento actual para realizar cementaciones remediales requiere el uso de dos empaques mecánicos perforables (empaquete tapón y empaquete retenedor de cemento) que permitan ubicar el cemento a la profundidad a la cual se quiera hacer el aislamiento.

Debido al alto número de este tipo de trabajos por año y con esto el alto número de empaques perforables necesarios, es pertinente realizar un análisis de la aplicación de nuevos dispositivos de este tipo ofrecidos actualmente en la industria con el fin de determinar si su uso permite tener una optimización en las técnicas y tiempos operacionales y con esto un reducción del costo de este tipo de operaciones.

2 GENERALIDADES

2.1 ANTECEDENTES HISTORICOS DEL CAMPO

La historia de las operaciones de Occidental de Colombia Inc, división de la compañía multinacional Occidental Oil and Gas Corporation, se inicia en el país a finales de la década de los 70's, cuando en aquel entonces "Occidental International Exploration and Production Corporation" dirigió estudios y exploraciones en la región del Magdalena Medio. No obstante el 1 de Julio de 1980, luego de haberse enfocado en el departamento de Arauca y haber perforado alrededor de 61 pozos que resultaron de bajo potencial, Occidental firma con Ecopetrol el Contrato de Asociación Cravo Norte, el cual abarco los bloques exploratorios Cinaruco, Cravo Norte, Rondon, Orocué y Guarrojo que abarcaban una extensión de 1000 hectáreas cada uno.

El 20 de abril de 1983, se inicio la perforación del pozo Cano Limón 1, pozo direccional que alcanzo una profundidad total de 10,176 pies. El pozo produjo de la formación Carbonera Inferior a una tasa de 10,690 barriles de fluido por día (BFPD) equivalentes a 3,425 barriles de petróleo por día (BOPD) de 31 ° API.

Este descubrimiento se dio luego de tres años en los cuales se hicieron 4000 Km de sísmica, 12 pozos exploratorios y 20 pruebas estratigráficas. En julio del mismo año se declaro la productividad del yacimiento.

El contrato de asociación se firmo por 18 años divididos en dos periodos: el de la exploración que tiene una duración máxima de 6 años y el segundo de 22 años. Al finalizar este periodo todas las instalaciones, equipos y producción restante pasaran a ser propiedad de ECOPETROL. Las condiciones económicas del Contrato de Asociación Cravo Norte le aseguran al estado Colombiano el 82% de las utilidades netas generadas por el proyecto petrolero. En 1985, la compañía Shell adquirió un 25% de la Asociación Cravo Norte, en 1985, con lo cual la participación quedo conformada en un 50% para ECOPETROL, 25% para OXY y el 25% restante para Shell. En el último semestre de 1998 Shell vendió sus acciones a OXY, quedando conformado el contrato de asociación Cravo Norte por ECOPETROL y Occidental de Colombia. Inc., cada uno con el 50% de participación.

El 8 de diciembre de 1985 se inicio la producción comercial con 19 pozos perforados con una producción promedio de 8000 barriles de fluido por día (BFPD).

Caño Limón cambió completamente las perspectivas económicas de Colombia, pues a principios de los años ochenta el país afrontaba situaciones conflictivas respecto al manejo cambiario, las exportaciones habían caído sustancialmente y el déficit fiscal afectaba sensiblemente las finanzas del Estado.

En los últimos años, se han explorado muchos más kilómetros de áreas cercanas a las comprendidas por el contrato de asociación Cravo norte, con el objetivo de añadir nuevas reservas. Ejemplo de estas actividades son los campos Pastora, Matanegra oeste, La yuca este pertenecientes al contrato de asociación Chipirón y otros campos como Caricare pertenecientes al contrato de asociación Rondón.

3 OPERACIONES DE CAMPO

3.1 TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

Los trabajos de reacondicionamiento se catalogan en Occidental de Colombia, como todas aquellas intervenciones en las cuales se modifiquen las características del pozo y no sólo características del estado mecánico del mismo.

La decisión de realizar un trabajo de reacondicionamiento en la asociación Cravo Norte se toma de acuerdo a las consideraciones y expectativas de ganancias en aceite analizadas conjuntamente por los diferentes RMT (Reservoir Management Teams) y el departamento de Operaciones y Producción.

En el análisis se tienen en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Producción de aceite
- Corte de Agua
- Interferencia con otros pozos
- Requerimientos de equipos para realizar el trabajo.

Además se considera como principal aspecto económico el tiempo en que la producción del pozo, compensará el costo del trabajo de workover.

Los trabajos de reacondicionamiento que se realizan con más frecuencia son:

- Cañoneo TCP
- Aislamiento de zonas.
- Aislamiento y Cañoneo.
- Cementación Remedial (Squeeze)
- Cementación Remedial y Cañoneo.
- Inyector a Productor / Productor a Inyector

Adicionalmente se realizan con menor frecuencia (alrededor de 2 al año) trabajos de Control de Arena, Fracturamientos Hidráulicos, Re-cañoneos, entre otros.

Por otra parte, los servicios a pozos (Well Services) que son los trabajos más numerosos anualmente, consisten básicamente en cambio del equipo Levantamiento Artificial debido a una falla del mismo o cambio del equipo de Levantamiento Artificial debido a un rediseño propuesto para aumentar la tasa de producción.

Las siguientes figuras muestran la cantidad de trabajos realizados durante los últimos tres años y la cantidad de acuerdo al tipo realizados durante 2007 y lo estimado para el 2008.

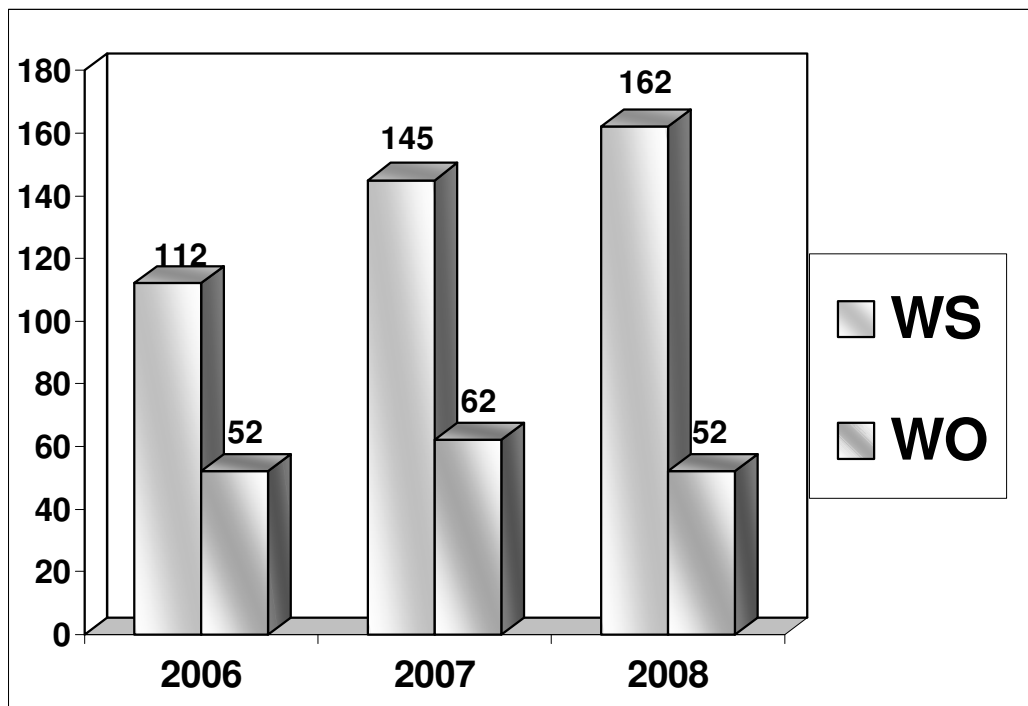


Figura 3.1. Trabajos de WS/WO realizados en 2006-2008. Occidental de Colombia.

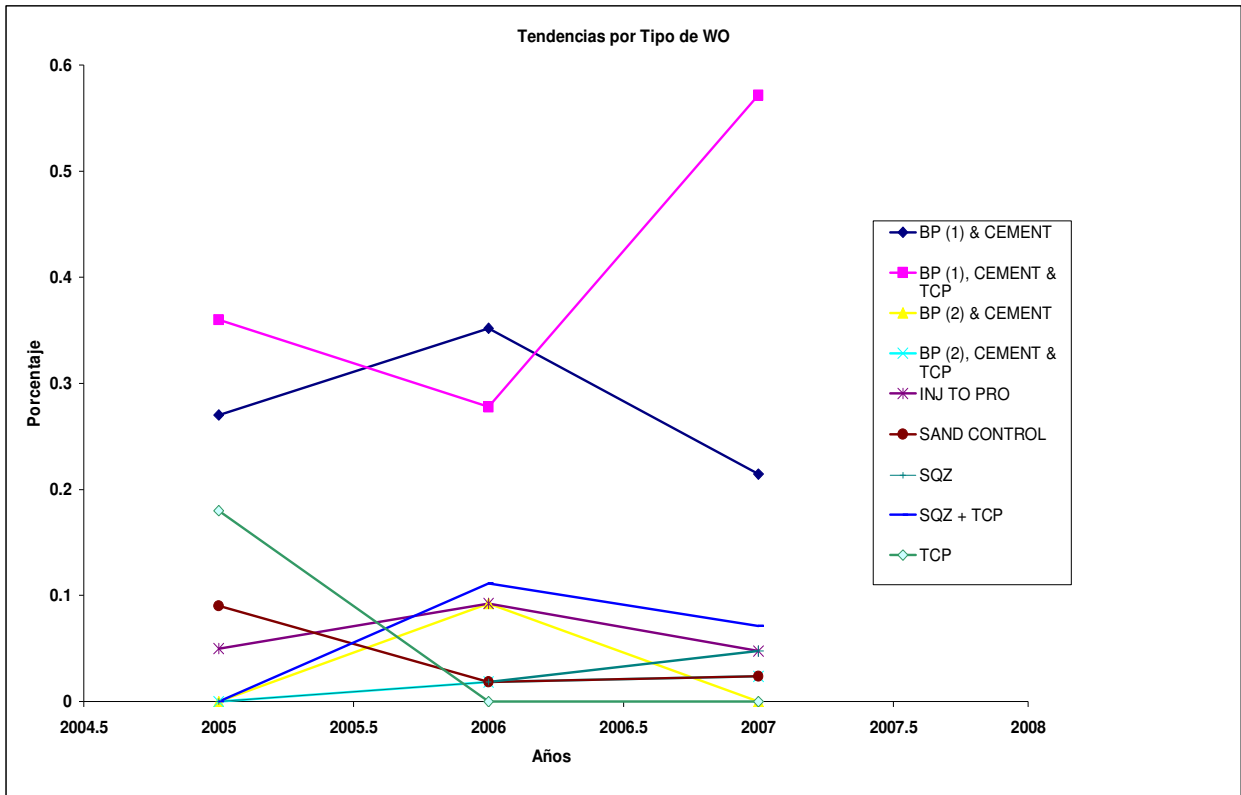


Figura 3.2. Tendencia de Trabajos de WS/WO realizados en 2005-2008. Occidental de Colombia, Inc.

3.1.1 Aislamientos de Zonas

Las principales razones para realizar un aislamiento de zonas son el aumento en el corte de agua de los intervalos abiertos a producción, el aumento en la producción de arena o la depletación de los mismos.

Los aislamientos de zonas con dispositivos mecánicos se realizan cuando se quiere aislar una zona inferior y dejar en producción uno superior ya existente o abrir una zona superior o simplemente cuando se quiere aislar definitivamente un intervalo.

Los dispositivos mecánicos más utilizados en este caso son los Empaques Tapón (Bridge Plug) acerca de los cuales se entrará en detalle más adelante.

A continuación se presentan procedimientos detallados de los programas operativos para realizar los diferentes trabajos:

Aislamiento: En este caso sólo se aislara un intervalo abierto a producción debido a un aumento en el corte de agua.

Ejemplo:

Pozo: La Yuca-54

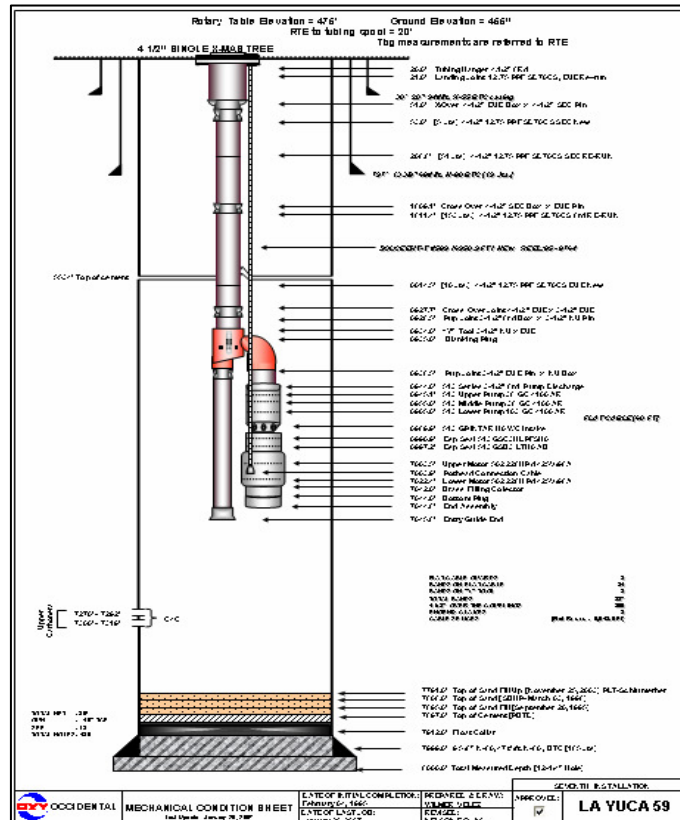


Figura 3.3. Estado Mecánico Pozo LY-54. Occidental de Colombia, Inc

OBJETIVO:

Aislar el intervalo (7,300 – 7,319 FT-MD), y dejar abierta la unidad C4C en el intervalo (7,276 - 7,292 FT-MD).

ESTADO MECÁNICO:

Última tocada de fondo @ 7791.0' Top of Sand Fill Up [Noviembre 25,2003]

PLT-Schlumberger.

Casing: 9 5/8" N-80, 47 #/ft. N-80 , BTC [185 Jts], Float Shoe Top @ 7999.0' , Float Collar Top @ 9120.0'.

PROGRAMA:

1. Mover y armar Equipo de Workover.

OBJETIVO:

Aislar mediante bridge plug los intervalos actualmente abiertos y abrir a producción el intervalo 7444-7452' de M1C1.

ESTADO MECÁNICO:

Ultima tocada de fondo @ 7,835'. (Top of Sand Fill,[Weatherford GR -CCL], Abril 22 2008)

Casing: 9 5/8" [55 Jts N-80 47 PPF] & [133 Jts N-80 43.5 PPF]. Float Shoe @ 8048.55'. Float Collar @ 8004.63'.

PROGRAMA

- 1) Bajar y sentar Empaques Tapón para revestimiento de 9 5/8" @ 7,736' (Punto medio de los cauchos) y 7,702' (Punto medio de los cauchos) respectivamente.
- 2) Bajar sarta TCP (cañones 4 1/2" cargas HSC-4000-311 espaciados a 12 SPF), correlacionar con GR y CCL para perforar permitiendo un bajo balance de 250 PSI a favor de la formación el intervalo 7444-7452 (KIB1).

INTERVAL	Sand Unit	Perforated Thickness, Ft
7,444'-7,452'	M1C1	8
	TOTAL	8

- 3) Recuperar sarta de cañoneo. Si hay arena en la cabeza de disparo, verificar fondo con CCL y tomar muestra para enviar a Bogotá.
- 4) Completar el pozo con ESP de acuerdo al programa suministrado por Ingeniería de Operaciones Bogotá.
- 5) Instalar cabeza de pozo y realizar conexiones.

3.1.2 Cementaciones Remediales

Se define cementación remedial como cualquier práctica de cementación ejecutada en el pozo que no haga parte de la cementación primaria o este envuelto en la cementación primaria de un nuevo Liner. La reparación inmediata de una pobre cementación primaria o una pobre instalación de un nuevo Liner también se incluye dentro de cementación remedial.

▪ CLASIFICACIÓN

Existen tres tipos de cementación remedial las cuales se dividen como se muestra a continuación

REPARACIÓN DEL HUECO

Es el mismo trabajo de cementación forzada estándar. Este tipo de cementación remedial está caracterizado por llenar relativos espacios pequeños con cemento hasta alcanzar presión de Squeeze contra el fluido para deshidratar el cemento y formar un tapón competente de cemento en el hueco y así crear sello entre este y la formación. Limitado a espacios vacíos pequeños (zonas lavadas “wash out” durante la perforación o productoras de arena pueden crear cavernas las cuales no permiten que el cemento se deshidrate contra la formación y por lo tanto no forme el tapón de cemento).

REPARACIÓN DEL POZO

Se refiere básicamente a reparación de canales de cemento durante la cementación primaria. Cualquier corrección a un trabajo de cementación primaria, un canal producido a través del tiempo por la erosión que ejerce el flujo de fluido ya sea en la formación o en el Casing o inclusive la reparación de un micro-anulo, se encuentran dentro de esta categoría. Casi siempre se refieren a áreas anulares cercanas a la cara de la formación.

REPARACIÓN DE LA FORMACIÓN

Este tipo de cementación remedial está caracterizado por largos sistemas de espacios vacíos o cavernas que se presentan detrás del hueco revestido, inclusive fracturas naturales o inducidas, intervalos erosionados e intervalos de grandes producciones de arena. La clave para estas situaciones de cementación es que no se puede formar un tapón deshidratado de cemento y por lo tanto va a permitir comunicación entre el fluido y la formación. Este sistema puede ser muy grande y por lo tanto es muy difícil estimar la cantidad de cemento necesario para llenar el espacio.

FUNCIONES BÁSICAS DEL CEMENTO

Existen 2 procesos básicos a la cual se somete el cemento, la cual es importante distinguir. El primer método es deshidratación y el segundo hidratación.

DESHIDRATACIÓN

Cuando el cemento es deshidratado, físicamente se esta sacando las moléculas de agua fuera de la lechada de cemento formando un tapón de cemento. Esto ocurre cuando el cemento es sometido a un diferencial de presión contra un medio permeable y el agua es forzada dentro de este, que para nuestro caso seria a los espacios porosos de la roca, concentrándose el material de cemento restante en la cara de la formación. La rata de deshidratación de la lechada de cemento, la cual es clave, es usualmente cuantificada por las pruebas de perdida de filtrado.

HIDRATACIÓN

La hidratación del cemento se presenta cuando ocurre una reacción química en la lechada de cemento. Esta reacción bloquea el agua dentro del cemento y es igual a lo que comúnmente se observa en la industria de la construcción. Debido a que el cemento debe ser bombeado debe tener más agua que la necesaria para desarrollar un resistencia a la compresión optima. Lo importante de estos dos procesos es que el cemento deshidratado desarrolla resistencia a la compresión mucho más rápido que un cemento hidratado.

APLICABILIDAD DE LAS CEMENTACIONES REMEDIALES

La aplicación de la cementación remedial ha aumentado considerablemente y se ha logrado un mejor entendimiento de la mecánica de fractura de la roca y de las propiedades de filtrado de las lechadas de cemento las cuales son presurizadas contra un medio permeable.

Las cementaciones remediales son ampliamente usadas en los pozos para los siguientes casos:

1. Para controlar altos GORs. Aislado la zona de producción de gas de la de aceite, se puede obtener un GOR que mejore la producción de aceite.
2. Para controlar agua o gas excesivos. Arenas con agua o gas pueden ser aisladas por debajo o por encima respectivamente de la arena productora de

aceite para disminuir la relación agua/aceite o gas/aceite. Aislar zonas que producen agua o gas pueden evitar futuras conificaciones.

3. Para reparar fallas o grietas en el Casing o tubería de revestimiento. El cemento puede ser forzado a través de los huecos generados por la corrosión en el Casing.
4. Para sellar zonas ladronas o zonas de pérdida de circulación.
5. Para proteger contra la migración de fluido dentro de una zona productora.
6. Para asilar zonas permanentemente. En pozos donde existen varias zonas potencialmente productoras, se deja producir una primero para posteriormente aislarla y empezar a producir otra.
7. Para corregir un trabajo de cementación primaria defectuosa. Pueden resultar problemas de canalización o insuficiente llenado en los trabajos de cementación primaria que pueden ser solucionados a través de cementación forzada.
8. Para prevenir migración de fluidos de zonas abandonadas o pozos. La cementación forzada es usada para sellar perforaciones viejas o para taponar zonas productoras depletadas completadas en hueco abierto.

TIPOS DE CEMENTACIÓN REMEDIAL

El proceso de aislamiento de zonas intermedias normalmente es una operación donde la lechada de cemento es forzada bajo presión a un punto específico del pozo. Sus usos incluyen la exclusión o aislamiento de agua, gas o aceite de la formación productora, recompletamiento de un intervalo depletado o no deseado, reparación del casing o falla de la tubería y reparación de una falla de un trabajo de cementación primaria usualmente llamada canal.

Estudios de laboratorio combinado con prácticas de campo han clasificado las técnicas de cementación forzada en dos, forzamiento a alta presión y forzamiento a baja presión, esto debido a la diferencia de presión que es aplicada cuando el cemento está en contacto con la formación.

CEMENTACIÓN FORZADA A ALTA PRESIÓN

Una cementación forzada a alta presión es obligatoria cuando las perforaciones presentan torta del filtrado de lodo (Mud Cake) en el momento de la operación. En la práctica esto significa que una cementación forzada a alta presión es planeada si el fluido de Workover forma torta de lodo en la cara de la formación. La “alta presión” es la presión necesaria para fracturar la formación a aislar. Esta operación de fracturamiento remueve la torta de lodo de los perforados para que el cemento pueda entrar a la formación y deshidratarse contra esta. Una vez la fractura es iniciada, esta es llenada con cemento, evitando la entrada de fluidos al pozo. Este tipo de operación requiere mezclar grandes volúmenes de cemento, usualmente de 100 a 500 sacos. La cantidad de cemento desplazada hacia la formación está controlada por la rata a la que la formación fue inicialmente fracturada y no tiene relación a la habilidad del intervalo de permanecer aislado.

La presión final de forzamiento es otro dato comúnmente reportado. Muchos Supervisores de Campo y Gerentes de Operación establecen como objetivo una presión final de forzamiento de 2,500 a 5,000 psi, sin embargo esta no es una medida de cuanta presión positiva o de drawdown va a soportar el intervalo aislado. Cuando la presión de forzamiento es alcanzada el cemento todavía se encuentra en forma de masilla, sin embargo la configuración de los perforados actúan como válvulas tipo check para que el cemento se pueda establecer en la cavidad de la perforación independientemente de la dirección de la presión. La presión que puede soportar el cemento utilizado es usualmente mayor a lo que la tubería o el casing pueden soportar.

CEMENTACIÓN FORZADA A BAJA PRESIÓN

Un trabajo de cementación remedial también se puede obtener mediante la técnica de baja presión, el filtrado de cemento es depositado en la cavidad de la perforación a presiones moderadas. Cuando la cavidad de la perforación está llena de cemento, la cara de la formación esta efectivamente aislada de las presiones dentro del pozo. Esto ocurre debido a la baja permeabilidad de la torta de cemento que se forma debido a los controladores de filtrado. Numerosos trabajos de cementación forzada a baja presión han resultado con altas presiones de forzamiento.

El método de cementación forzada a baja presión esta comúnmente asociado a pequeñas cantidades de cemento circuladas contra los perforados, para así permitir que el cemento se deposite dentro de la formación a una moderada presión diferencial. La presión se mantiene baja intencionalmente para evitar cualquier fractura a la formación. Previniendo cualquier fractura, el volumen de cemento requerido será bajo. La cantidad de cemento utilizado será solo el necesario para construir una torta de filtrado en cada perforación. En numerosas operaciones de cementación remedial se han requerido menos de un barril de cemento. Mientras el volumen involucrado sea bajo, la operación entera puede ser conducida con bombas de bajo caudal en contraste con las bombas de trabajo pesado que deben ser utilizadas en operaciones de cementación forzada normal o de alta presión. La mayor ventaja de utilizar esta técnica de cementación forzada es que se puede conducir la operación con equipos pequeños de bombeo. El rango de baja presión incluye cualquier presión por debajo de la presión de fracturamiento de la formación.

TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN FORZADA

Existen varios métodos o técnicas para el posicionamiento del cemento, “bullhead”, “bradenhead”, tapón balanceado, forzamiento en bloque, forzamiento mediante “Coiled Tubing”, etc. En todos estos métodos existen solo dos cosas claves para resaltar. Primero, obtener un cemento sin contaminar donde se desee colocar y segundo, una vez que el cemento este en el sitio, mantenerlo ahí hasta que se establezca. Mantener el cemento en su lugar se puede realizar con cualquier método de posicionamiento del cemento, sin embargo también es fundamental la presión que se aplica después del asentamiento. Para decidir que técnica o método utilizar para obtener los mejores resultados según la situación que se presente

MÉTODO “BRADENHEAD” O TAPÓN BALANCEADO

El método original para realizar una cementación forzada fue el método “Bradenhead”, el cual es acompañado con tubería de producción o tubería de trabajo sin el uso de empaques. La presión se aumenta cerrando las preventoras o las válvulas de control en cabeza después de que el cemento ha sido bombeado hacia el fondo de la sarta de cementación. Una cantidad predeterminada de cemento es mezclada y bombeada

hasta una altura específica de la tubería de trabajo. La tubería es luego retirada y posteriormente se bombea el fluido de desplazamiento hasta que la presión de forzamiento es alcanzada o hasta que una cantidad específica de fluido ha sido bombeado. Si el bombeo continúa, la lechada de cemento es forzada a moverse dentro o contra zonas más débiles debido a que no puede circular por el anular ya que la cabeza del pozo está cerrada en superficie. Este método se usa frecuentemente en pozos someros que requieran trabajos de cementación forzada, en tapones y a veces aislando zonas con pérdida de circulación parcial durante la perforación.

Cuando a pozos someros se les realiza este tipo de trabajo, los fluidos de la tubería son desplazados dentro de la formación por delante del cemento. En pozos más profundos, el cemento puede quedarse a medio camino antes de que la válvula del casing en superficie sea cerrada. La aplicabilidad de este tipo de cementación remedial es restringida.

4 EMPAQUES TAPÓN Y RETENEDORES DE CEMENTO USADOS EN LAS OPERACIONES DE AISLAMIENTO

4.1 Generalidades

Durante los últimos 10 años, los materiales y diseños de los empaques utilizados en operaciones de aislamiento han variado, representando el avance en la tecnología de pozos, pero el concepto básico y sus funciones se han conservado.

Los retenedores de cemento (Cement Retainers) tienen como función principal, asegurar el correcto posicionamiento de los fluidos y retener el cemento bajo presión durante las operaciones de cementación remedial. Están diseñados para ser removidos del wellbore mediante equipos y técnicas convencionales de perforación.

La función principal de los empaques tapón es el aislamiento mecánico de una zona así como servir de base para contener el cemento en un trabajo de cementación remedial.

Existen en la actualidad muchos tipos de empaques y características de los mismos que varían de acuerdo a la compañía de servicios que los proporciona, a grandes rasgos, podemos clasificarlos en **empaques retirables y empaques perforables**.

4.2 Operación Actual

En las operaciones actuales de aislamiento, se utilizan un empaque tapón (Bridge plugs) y empaque retenedor de cemento (Cement Retainer, cuantos sean necesarios dependiendo de los intentos de squeeze que se realicen).

En operaciones de aislamiento se utiliza generalmente un empaque tapón perforable y permanente, es decir no retirable.

Ambos tipos de empaques se sientan a la profundidad deseada mediante Electric Line de acuerdo a los procedimientos detallados que se presentan a continuación y teniendo en cuenta que a esta profundidad no se tenga collares del casing.

Los elementos que se utilizan para sentar los empaques son la Setting Tool o herramienta fijadora, y el Kit adaptador.

Descripción de la Setting Tool:

La setting tool utilizada, es un dispositivo en el cual los productos de la combustión son utilizados para generar presión y así accionar la secuencia de partes que sientan los empaques.

La presión requerida es proporcionada a través de la combustión de un gas conocido como "High Temperature Power Charge". La presión es confinada en el área adecuada mediante el uso de sellos O'rings.

La setting tool posee una cabeza de disparo conectado a la Electric line mediante la cual se transmite la ignición eléctrica para causar la combustión del gas. Los productos de esta combustión son principalmente: Monóxido de Carbono, Hidrógeno, Agua, nitrógeno, metano, Cloruro de potasio, óxido de estroncio, carbono, óxidos de nitrógeno, fracciones de parafinas. Estos productos desplazan el pistón que a su vez desplaza el aceite multigrado 15W40 contenido en la cámara (ver figura 4.1) el cual rompe el punto débil de la herramienta, desplazando las cuñas del empaque (ajustándose al diámetro del casing) y permitiendo su asentamiento.

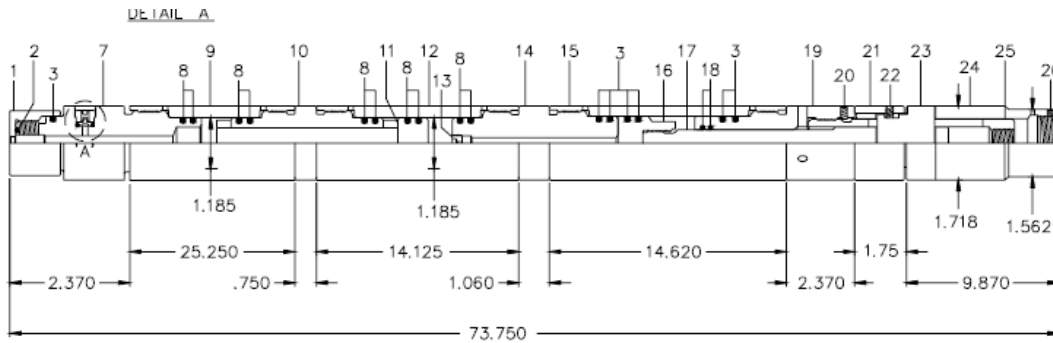


Figura 4.1. Ensamblaje de la Setting Tool. Baker Hughes Inc.

Item No.	Description	No. Req'd	Material No.
1	Protector Cap	1	H01-55065-00
2	O-ring *	1	HWW-B112-H40
3	O-ring *	7	HWW-B214-H40
4	Retainer	1	H03-57636-00
5	Piercing Disk*	1	H03-57640-00
6	O-ring *	1	HWW-B111-H40
7	Pressure Chamber	1	H02-03085-00
8	O-ring *	10	HWW-B213-H40
9	Upper Cylinder	1	H02-10859-01
10	Connector	1	H02-01394-00
11	Piston	1	H01-64170-00
12	Middle Cylinder	1	H02-01398-01
13	Bean	1	H01-64169-00
14	Upper Connector	1	H01-64174-00
15	Lower Cylinder	1	H02-03090-00
16	Lower Piston	1	H01-64171-00
17	Piston Rod	1	H02-03086-00
18	O-ring *	2	HWW-B114-H40
19	Lower Connector	1	H02-03087-00
20	Hex Socket Set Screw	1	HWW-G518-0B1 (1/4 - 20 x 5/16 lg)
21	Link Retaining Ring	1	H02-03092-00
22	Hex Socket Set Screw	2	HWW-G518-080 (1/4 - 20 x 1/4 lg)
23	Cross Link	1	H02-03089-00
24	Cross Link Sleeve	1	H02-03091-00
25	Setting Mandrel	1	H02-03088-00
26	Hex Socket Set Screw	1	HWW-G518-060 (1/4 - 20 x 3/16 lg)
-	O-ring Kit *	1	H03-61152-00
-	Consists of items 2,3,5,6,8 and 18 when ordered only.		
-	Disk Kit *	1	H03-61151-00
-	Consists of items 5,6 when ordered only.		

Figura 4.2. Lista de partes de Setting Tool, referida a la figura anterior. Baker Hughes, Inc

Procedimiento detallado de Asentamiento con Electric-Line:

La operación de asentamiento de los empaques la realiza la compañía que presta el servicio con el cable eléctrico, correlacionando la profundidad de asentamiento con

CCL-GR (Casing Collar Locator), basado en el registro de cemento (CBL-VDL-GR-CCL).

Para la operación se con empaque modelo "EZ-SV" de la compañía Halliburton, y el modelo "K-1" ó "N-1" de la compañía Baker Oil Tools.

Se debe tener en cuenta que un "EZ-SV" de Halliburton viene con un sello de bronce para volver un Cement Retainer en BP o viceversa. En el caso del Baker, los N-1 son BP y los K-1 son Cement Retainer; sin embargo ambos se pueden utilizar como BP, ya que el Cement Retainer de Baker tiene una camisa corrediza que solo se puede abrir al introducir el Stinger, de lo contrario no permite comunicación a través de el.

El procedimiento para sentar cualquiera de los dos tipos de empaques se detalla a continuación:

1. Correr canasta calibradora para revestimiento, con el fin de asegurar que no hayan obstrucciones en el mismo que impidan el correcto asentamiento. Las canastas utilizadas de acuerdo al revestimiento son:

Revestimiento.	OD de Canasta (Gauge Ring/Junk Basket)
9-5/8" 43.5#, 47#, 53.5#	8-3/8"
7" 23#, 29#, 32#	5-7/8"

2. Instalar la unidad de guaya rápida. Bajar Finder de acuerdo al revestimiento en que se este trabajando hasta la profundidad programada para la canasta. Sacar sarta. Retirar el ensamblaje y las poleas. Instalar poleas de cable eléctrico. Bajar la canasta
3. Correlacionar con la canasta por encima de perforaciones en un trayecto de 300 pies. Registrar esta correlación.
4. Después de correlacionar bajar la canasta a la profundidad programada.
5. Sacar la canasta del pozo.

Marcar el cable eléctrico 50 pies por encima de la sección donde se correlaciono. Esta señal sirve como referencia para bajar el empaque; esto se hace debido a que por la longitud y diámetro del empaque el CCL queda muy centralizado y es posible que no se tenga señal de los collares cuando este correlacionando con el empaque.

6. Instalar el kit adapter al empaque. Colocar la carga explosiva en el kit adapter. Conectar la sonda CCL al kit adapter; medir la distancia que hay del CCL al centro de los cauchos y al fondo del empaque tapón.
7. Bajar el empaque al pozo y correlacionar en el mismo sitio donde correlaciono con la canasta. Registrar mínimo 200 pies de sección.
8. Continuar bajando el empaque hasta el mínimo espacio requerido por debajo de la profundidad de asentamiento del empaque; el termino mínimo espacio requerido puede ser hasta 2 pies.
9. Levantar la sarta y ubicar el tapón en la profundidad de asentamiento. Aquí se necesita tener en cuenta la distancia que hay desde el CCL hasta el punto medio de los cauchos, ya que la medida registrada es la del CCL.
10. Desde la unidad de cable eléctrico se acciona la carga tipo lenta; la carga se detecta que dispara por pérdida de la tensión en el cable después de 2 a 3 minutos; por seguridad se espera 5 minutos sin mover el cable eléctrico.
11. Sacar registrando al menos 200 pies.
12. Bajar a tocar el empaque tapón. Se ajusta la correlación de CCL y se toca fondo; el tapón se encontrará aproximadamente un pie más arriba debido a que por efecto del disparo se corre el mandril del kit adapter unas nueve (9) pulgadas.

13. Sacar la herramienta del pozo. Cerrar el ariete ciego. Bajar el ensamblaje a la planchada. Despresurizar la cámara donde están acumulados los gases generados por la detonación. Desensamblar el kit adapter, la sonda del CCL al cable.



Setting Tool



Ez Packer



Adapter Kit



Stinger

Figura 4.3. Herramientas para Aislamiento. Occidental de Colombia, Campo Caño Limón

5 EMPAQUES TAPÓN Y RETENEDORES DE CEMENTO DE RÁPIDA PERFORACIÓN

Los nuevos empaques analizados, son denominados de “Rápida perforación” y toman distintos nombres de acuerdo a los modelos de las compañías que los suministran. Los siguientes son las especificaciones técnicas de las propuestas recibidas.

5.1 Halliburton Latin America: Empaques Perforables Fas Drill

5.1.1 Fas Bridge Plug

5.1.1.1 Características

Estos empaques se utilizan de manera similar a los empaques convencionales; el equipo y la operación de asentamiento es la misma que en el caso anterior; sin embargo, los empaques convencionales tienen límites operacionales de 250° F Y 5,000 PSI de presión diferencial mientras los empaques Fas Drill operan hasta 350° F y 8,000 a 10,000 psi de presión diferencial.

Estos empaques pueden ser perforados con brocas tricónicas convencionales, Junk Mills, o brocas PDC; tienen poco contenido de material ferroso por lo cual la característica más importante es que en condiciones normales el tiempo de molienda es alrededor de 0.5 horas.

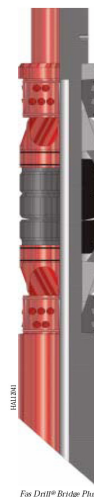


Figura 5.1. Esquema Fas Bridge Plug. Halliburton Latin America

5.1.1.2 Operación

Los Fas Drill, pueden sentarse utilizando tubing, coiled tubing, drill pipe, o con Electric-Line. El procedimiento es similar al explicado previamente en el caso de los empaques convencionales.

5.1.2 Fas SVB Squeeze Packer

5.1.2.1 Características

Este empaque retenedor de cemento utilizado en operaciones de cementación remedial, tiene una válvula deslizante operada por un stinger. La válvula deslizante es abierta y cerrada a través de la tubería de trabajo. Cuando se coloca peso sobre el empaque de asentamiento, la esta válvula abre, cuando el peso de la sarta es retirado del empaque, la válvula se cierra, aislando así el cemento debajo del empaque de la presión y el fluido sobre este.

La ventaja principal es nuevamente el bajo contenido de hierro que minimiza los tiempos de perforación.

5.1.2.2 Operación

Luego que se detiene la circulación, se rota la sarta de trabajo. Esta rotación mueve hacia abajo la manga de asentamiento liberando los seguros y asentando así el empaque.

Para expandir los elementos del empaque y ajustarse al diámetro interno del casing, se aplican una serie de esfuerzos, durante la operación el stinger se inserta en el empaque, aislándolo y distribuyendo el peso en los cauchos del empaque. El peso total de la sarta se aplica sobre el empaque para que haya un ajuste correcto al casing.



Figura 5.2. Esquema Fas Squeeze Packer. Halliburton Latin America

5.2 Tacker Oil Tools

5.2.1 Retenedor de Cemento “1505”

5.2.1.1 Características

Es una herramienta utilizada de manera convencional como Tapón de Aislamiento de abandono de zonas o, como Retenedor de Cemento en operaciones de cementación. Se rota fácil y rápidamente debido a la composición de los materiales que lo conforman.

Se profundiza rápidamente debido a su diámetro permitiendo buen pasaje de fluido entre la herramienta y el Casing.

El sistema de acuñamiento y elementos empaquetadote de accionamiento conjunto permiten una fijación efectiva en un alto rango de pesos de Casing para cada medida. El diseño especial de las mordazas elimina los problemas asociados a los acuñamientos. Este modelo de retenedor posee un sistema de Válvula tipo Sliding Valve que permite el aislamiento de la presión en ambas direcciones. La Válvula está diseñada para operarla con un stinger convencional asegurando la apertura o cierre deseado. Es compatible con la mayoría de las condiciones de los pozos. Se puede fijar y operar con la Herramienta Fijadora hidráulica* o con taponera de wireline convencional.

Esta construido en aluminio. La temperatura de trabajo es de 140° C. Proporciona rápido fresado (dos horas) debido a que sus partes están construidas en materiales no ferrosos

* Herramienta Fijadora Hidráulica:

La Herramienta Fijadora Hidráulica 'SCRH' es una herramienta utilizada en operaciones de fijación y cementación junto con el Retenedor de Cemento. La herramienta se puede utilizar con Coiled Tubing o Tubing. Se profundiza rápidamente debido a su diámetro, permitiendo buen pasaje de fluido entre la herramienta y el Casing. Posee un sistema de seguridad que impide su accionamiento accidental. El sistema de seguridad permite ser calibrado antes de bajarlo, ajustándose a los requerimientos y condiciones del pozo. La herramienta permite realizar la operación de fijación de Retenedor de Cemento y el trabajo de inyección o squeeze en la misma carrera, minimizando así los tiempos de operación. El sistema de fijación es por medio de una cupla de corte lo que asegura la fuerza de empaquetamiento antes del librado del tapón. Es compatible con las condiciones presentadas en la mayoría de los pozos. Están construidos en acero 4140 TyR. Temperatura de trabajo 140° C.



Figura 5.3. Esquema Herramienta de Fijación Hidráulica. Tacker Oil Tools

5.2.1.2 Operación.

Una vez que se haya armado en superficie con la Herramienta Fijadora, se profundiza hasta la zona requerida para su asentamiento.

Circular fluido a través de la herramienta moviéndola hacia arriba y hacia abajo con el fin de despejar los residuos en el Casing.

Enviar la bola desde superficie (si se bajó circulando) y presurizar el tubing hasta alcanzar la presión requerida para su fijación. En este momento se iniciará la circulación en superficie. De esta forma el retenedor quedará fijado en la zona.

En el momento que se produce la comunicación de presión y circulación la herramienta fijadora se desvincula automáticamente del retenedor permitiendo retirar o no el stinger. Cuando el stinger se retira la válvula queda cerrada automáticamente. Con el stinger introducido queda habilitada la circulación a través del retenedor indicando en superficie que se puede realizar el trabajo de inyección o squeeze.



Figura 5.5. Esquema Retenedor de Cemento “1505”. Tacker Oil Tools

6 EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA

6.1 ASPECTOS TÉCNICOS

Los principales aspectos técnicos para tener en cuenta al momento de escoger un empaque son en la asociación Cravo Norte son:

- Diámetro del Casing
- Peso del Casing
- Métodos y dispositivos para el asentamiento.
- Desviación del Pozo

No obstante este último no es un factor tan decisivo teniendo en cuenta que la mayoría de los pozos no tienen alto grado de desviación.

Las especificaciones técnicas de los empaques se presentaron en la sección 5.

6.2 ASPECTOS ECONÓMICOS

Para llevar a cabo la evaluación económica, fue necesario determinar la cantidad de empaques que se utilizarían en el 2008 con el fin de tener este estimativo en caso de requerirse una negociación de un buen número de empaques con las compañías proveedoras, para eso se realizó una revisión histórica de todos los trabajos realizados en el 2007 y las características de los pozos, obteniéndose los siguientes resultados:

Contador de Diámetro del casing	Descripción del Trabajo				
Casing Diameter	ISOLATE	ISOLATE AND PERFORATE	SQUEEZE	SQUEEZE AND PERFORATE	Grand Total
7	1			2	3
9.625	11	35	4	6	56
Grand Total	12	35	4	8	59

Tabla 6.1. Número de Trabajos donde se utilizó Empaques Tapón o Retenedores de Cemento, Occidental de Colombia Inc.

De acuerdo a lo anterior, el porcentaje de uso de empaques tapón en el 2007 teniendo en cuenta el número de trabajos y diámetro casing de los pozos se muestra a continuación

Trabajos 2007	# Pozos 7"	# Pozos 9 5/8"
BP & CEMENT	1	11
BP, CEMENT & TCP	0	35
SQUEEZE	0	4
SQUEE & TCP	2	6
Total Trabajos	59	
Porcentaje Empaques Tapón	5%	95%
Porcentaje Retenedores	3%	17%

Tabla 6.2. Porcentaje de uso de empaques tapón y retenedores de cemento, Occidental de Colombia Inc.

Los porcentajes anteriores, permitieron realizar un pronóstico de acuerdo a los siguientes trabajos establecidos a realizarse en 2008:

Descripción de Trabajos	2007	2008	# Trabajos 2008
1 BP (9,625") & CEMENT	23%	20%	10
2 BP(9,625") , CEMENT & TCP	60%	54%	27
3 BP (7"), CEMENT	0%	2%	1
4 BP (7"), CEMENT & TCP	3%	2%	1
5 SAND CONTROL	3%	4%	2
6 SQUEEZE	5%	6%	3
7 SQUEEZE & TCP	8%	8%	4
Total Trabajos con empaques			46

Tabla 6.3. Trabajos a realizarse en el 2008, Occidental de Colombia Inc.

Finalmente, se estableció el siguiente número de empaques necesarios en el 2008; teniendo en cuenta posibles fallas en la operación el número inicial se aumentó en dos unidades:

BP para 2008	
Casing 7"	Casing 9 5/8"
4	46

Tabla 6.4. Empaques Tapón necesarios en 2008.

Retenedores para 2008	
Casing 7"	Casing 9 5/8"
4	10

Tabla 6.5. Retenedores de Cemento necesarios en 2008.

6.2.1 Análisis Económico

El análisis económico realizado consistió en la realización de un balance y comparación de los costos de la operación actual y la operación con los empaques de rápida perforación.

En general los costos de ambas operaciones (teniendo en cuenta las horas de taladro y el costo de los empaques) se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{Costo} = (\text{Hrs}_{\text{Operacion}} * \text{Tarifa}_{\text{Taladro}} / 24) + (\text{Costo}_{\text{EmpaqueTapón}} + \text{Costo}_{\text{RetenedordeCemento}})$$

Para efectos de realizar un análisis comparativo consistente, se pidió a varias empresas que suministran herramientas, las especificaciones técnicas y las cotizaciones de los empaques.

Las siguientes fueron las propuestas recibidas:

Item	Descripción	Cantidad	Tarifa Unitaria US\$ Venta	Tarifa Unitaria US\$ Renta Diaria
Fas Drill Bridge Plug				
1.1	7" Fas Drill Bridge Plug HW HPHT, 29-38 Lb/Ft	1	8,260.00	
1.2	7" Fas Drill Bridge Plug LW HPHT, 20-29 Lb/Ft	1	9,844.00	
1.3	9 5/8" Fas Drill Bridge Plug Standard, 29.3 – 70.3 Lb/Ft	1	12,861.00	
Fas Drill Squeeze packer				
1.4	7 " Fas Drill SVB Squeeze Packer HW, 29-38 Lb/Ft	1	11,822.00	
1.5	7" Fas Drill SVB Squeeze Packer LW HPHT, 20-29 Lb/Ft	1	8,480.00	
1.6	9 5/8" Fas Drill SVB Squeeze Packer, 29.3 – 70.3 Lb/Ft	1	15,760.00	
Herramientas y Servicios				
1.7	7" Fas Drill Adapter Kit	1	4,540.00	600.00
1.8	9 5/8" Fas Drill Adapter Kit	1	8,270.00	800.00
1.9	7" Mechanical Setting Tool for Fas Drill y/or Stinger	1	20,050.00	1,600.00
1.10	9 5/8" Mechanical Setting Tool for Fas Drill y/o Stinger	1	28,850.00	1,800.00
1.11	7" Mechanical Setting Tool for Fas Drill y/or Stinger, Stand By	1		240.00
1.12	9 5/8" Mechanical Setting Tool for Fas Drill y/o Stinger, Stand By	1		270.00

Tabla 6.6. Propuesta comercial para Empaques Fas Drill de 7" y 9 5/8". Halliburton Latin America

Item	No. Parte	Descripción	Cant.	Precio U\$S	
				Unitario	TOTAL
I.a	1505-7000	Retenedor de Cemento TACKER modelo CRH para casing de 7", fijación a cable (con Kit de Wire Line TACKER) o con tubería (con Setting Tool SCRH TACKER). Posibilidad de cementar con Setting Tool SCRH o Stinger. Material NO Ferroso de fácil y rápida molienda.	1	4.200	4.200,00
I.b	1505-9580	Retenedor de Cemento TACKER modelo CRH para casing de 9 5/8", fijación a cable (con Kit de Wire Line TACKER) o con tubería (con Setting Tool SCRH TACKER). Posibilidad de cementar con Setting Tool SCRH o Stinger. Material NO Ferroso de fácil y rápida molienda.	1	8.900	8.900,00

Item	Descripción	Cant.	Precio U\$S	
			Unitario	TOTAL
II.a	Cargo por Adapter Kit TACKER para fijación a cable (con Wire Line)	por operación		300
II.b	Cargo por Setting Tool Hidráulico TACKER modelo SCRH para fijación y/o cementación.	por operación		1700
II.c	Cargo por Stinger TACKER para cementación.	por operación		1400
II.d	Cargo por Operador	por día o fracción		850
II.e	Cargo por Kilometraje	por km		2

Tabla 6.7. Propuesta comercial para Empaques Fas Drill de 7" y 9 5/8". Tacker Oil Tools

Las siguientes son las tarifas de la operación actual:

	UNIDAD	9 5/8"	7"
EZ DRILL			
Squeeze packer	Un	\$ 5,900	\$ 5,910
Bridge plug	Un	\$ 5,400	\$ 3,583
Mechanical setting tool - Operacion	Día o Fraccion	\$ 838	\$ 838
Mechanical setting tool - Stand By	Día o Fraccion		
Stinger - Operacion	Día o Fraccion	\$ 423	\$ 423
Stinger - Stand by	Día o Fraccion		
Adapter kit for Wireline	Corrida	\$ 235	\$ 235

Tabla 6.8. Costos de Operación actual, Occidental de Colombia Inc.

La evaluación se realizó teniendo en cuenta que para el uso de los empaques es necesario la adquisición del adapter kit y la setting tool, pues estas herramientas son específicas de acuerdo a las características de cada empaque, además también es necesario el stinger requerido para los retenedores de cemento. Las tarifas por stand by no se tienen en cuenta en el análisis.

De acuerdo a lo anterior, los empaques de la propuesta número dos, se pueden bajar con tubería con el setting tool hidráulico presentado en el capítulo 5 y se pueden bajar con wireline. En este último caso si al cementar hay que utilizar stinger, en cambio en

el setting tool es parte de la herramienta. Una de las ventajas de estas herramientas es que al bajarla con el setting tool hidráulico se fija y cementa en la misma carrera, con el ahorro del cargo de wire line y tiempos de taladro. Sin olvidar que se trata de una aleación no ferrosa, de fresado menor a dos horas.

Teniendo en cuenta que las condiciones para el asentamiento son similares en el caso de los empaques convencionales y los de perforación rápida (utilizando wireline), la diferencia principal en la operación, son los materiales de los cuales están hechos y por lo tanto el tiempo de perforación de los mismos.

Otra variable necesaria en el análisis es el tiempo empleado en la operación de perforación de los empaques. Para determinar el tiempo de perforación empleado en las operaciones actuales, se revisaron trabajos de cementación de años anteriores (reportados en el software de reporte de operaciones, Open Wells. Landmark Graphics Corporation) en los cuales se reportara y se independizara el tiempo de molienda de los empaques, del tiempo de molienda del cemento. Este último factor no debe incluirse ya que es el mismo sin importar que tipo de empaques se utilice y será mayor o menor de acuerdo a la longitud del intervalo a aislar y a las profundidades de asentamiento de los empaques.

Luego de hacer la revisión de los trabajos de cementación remedial, se encontraron 13 pozos todos con casing de 9 5/8" en los cuales se reportó el tiempo de perforación de los empaques sin incluir el cemento.

En la siguiente tabla se presentan los tiempos de perforación en cada caso, así mismo se resaltan el mejor, el peor de los casos y el promedio de la operación total.

Pozo	Casing	Moliendo CR [Hrs]	Moliendo BP [Hrs]	BP + CR [Hrs]
Pozo 1	9 5/8	5	3.5	8.8
Pozo 2	9 5/8	5	3	8
Pozo 3	9 5/8	4	2.5	6.5
Pozo 4	9 5/8	2.5	3.5	6
Pozo 5	9 5/8	4.5	9.5	14
Pozo 6	9 5/8	4	5.5	9.5
Pozo 7	9 5/8	6	4.5	10.5
Pozo 8	9 5/8	3.5	3	6.5
		4		4
Pozo 9	9 5/8	4	5	9
Pozo 10	9 5/8	3.5	2.5	6
Pozo 11	9 5/8	5	3.5	8.5
Pozo 12	9 5/8	3	2.5	5.5
Pozo 13	9 5/8	2	2	4
Peor Caso		6	9.5	10.5
Mejor Caso		4	2	4
Promedio		4.3	3.88	8.2

Tabla 6.9. Tiempos de Perforación de empaques en trabajos de Cementación, Occidental de Colombia, Inc.

6.2.2 Evaluación Implementando el uso de Retenedor de cemento y Empaque Tapón de Rápido Fresado

En este caso, se emplearon los tiempos de perforación (Mejor, peor y promedio) de los casos reales de los empaques tapón y empaque retenedor, se comparó con el tiempo de perforación de 1 hora de los empaques de la primer propuesta y 4 horas de los empaques de la segunda propuesta, se utilizaron los costos de los empaques especificados en las tablas 6.6 – 6.8, para cada caso, así como el costo de las horas

de la operación de la torre de Workover perforando los empaques, tomando como referencia us\$ 12,800¹ por día.

6.2.3 Evaluación Implementando sólo el uso de Retenedor de cemento de rápido fresado.

Para este análisis, se tomaron los tiempos de molienda reales mencionados en 6.2.2, los costos de los empaques retenedores especificados en las tablas 6.6 – 6.7 y de los retenedores actuales (tabla 6.8), así como el costo de las horas de operación de la torre de Workover tomando como referencia us\$ 12,800 por día.

6.2.4 Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Empaque Tapón.

El análisis se realizó similarmente al caso anterior, en este caso se tuvieron en cuenta los costos del Fast Bridge plug y sus accesorios.

A continuación se presentan los resultados de los análisis respectivos para casing de 9 5/8" y 7", de los cuales se puede concluir que considerando sólo el efecto del tiempo de taladro y costo de los empaques, aún en el peor de los casos de los tiempos de la operación actual, no se obtienen ventajas significativas aplicando los nuevos empaques.

Las celdas en azul indican ahorro con el uso de los nuevos empaques, las rojas indican lo contrario.

¹ Referido al taladro de Workover Independence 23 de operación en la Asociación Cravo Norte bajo el contrato CA-3186

Tabla 6.10. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo el Uso de Retenedor y Empaque Tapón - Casing 9 5/8"

	BP+ CR [Hrs]	Fast CR + BP[Hrs]	Current Cost	FAST PACKERS 1	SAVINGS	Fast CR + BP[Hrs]	FAST PACKERS 2	SAVINGS
WORST CASE	10.5	1	\$16,954	\$ 29,037.50	-\$12,083	4	\$19,950.00	-\$2,996
BETTER CASE	4		\$13,460		-\$15,577			-\$6,490
NORMAL	8.2		\$15,718		-\$13,320			-\$4,232

$$\begin{array}{c}
 \downarrow \qquad \qquad \qquad \downarrow \\
 [8.2 \times (12900/24)] + [5910 + 5400] \quad 1 \times (12900/24) + [15700 + 12800]
 \end{array}$$

A los costos anteriores se debe agregar us\$29,120 correspondientes a la adquisición del stinger y el adapter kit en la primera propuesta y us\$3,400 del adapter kit en la segunda propuesta ya que el valor calculado incluye us\$1,800 del alquiler del stinger para el empaque retenedor de cemento debido a que sólo lo alquilan pues necesita reparación después de cada operación.

Tabla 6.11. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Retenedor de Cemento – Casing 9 5/8"

	BP+ CR [Hrs]	Fast CR + BP[Hrs]	Current Cost	FAST PACKERS 1	SAVINGS	Fast CR + BP[Hrs]	FAST PACKERS 2	SAVINGS
WORST CASE	10,5	1	\$16.954	\$ 21.637,50	-\$4.683	4	\$16.450,00	\$504
BETTER CASE	4		\$13.460		-\$8.177			-\$2.990
NORMAL	8,2		\$15.718		-\$5.920			-\$732

Tabla 6.12. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Empaque Tapón – Casing 9 5/8”.

	BP+ CR [Hrs]	Fast CR + BP[Hrs]	Current Cost	FAST PACKERS 1	SAVINGS	Fast CR + BP[Hrs]	FAST PACKERS 2	SAVINGS
WORST CASE	10,5	1	\$16.954	\$ 19.247,88	-\$2.294	4	\$16.960,38	-\$6
BETTER CASE	4		\$13.460		-\$5.788			-\$3.500
NORMAL	8,2		\$15.718		-\$3.530			-\$1.243

Tabla 6.13. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo el Uso de Retenedor y Empaque Tapón - Casing 7”

En este caso, sólo se tuvo en cuenta un tiempo promedio de ocho horas perforandode empaques

	BP+ CR [Hrs]	Fast CR + BP[Hrs]	Current Cost	FAST PACKERS 1	SAVINGS	Fast CR + BP[Hrs]	FAST PACKERS 2	SAVINGS
NORMAL	8	1	\$11,466	\$20,537	-\$9,071	4	\$11,950	-\$484

Tabla 6.14. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Retenedor de Cemento – Casing 7”

El valor incluye el alquiler del stinger (us\$1400) para la propuesta 2.

	BP+ CR [Hrs]	Fast CR + BP[Hrs]	Current Cost	FAST PACKERS 1	SAVINGS	Fast CR + BP[Hrs]	FAST PACKERS 2	SAVINGS
NORMAL	8	1	\$11.466	\$15.920	-\$4.455	4	\$11.333	\$133

Tabla 6.15. Evaluación Económica Empaques de Rápido Fresado, Incluyendo sólo el uso de Empaque Tapón – Casing 7”.

	BP+ CR [Hrs]	Fast CR + BP[Hrs]	Current Cost	FAST PACKERS 1	SAVINGS	Fast CR + BP[Hrs]	FAST PACKERS 2	SAVINGS
NORMAL	8	1	\$11.466	\$12.320	-\$855	4	\$9.933	\$1.533

6.2.5 Consideración De La Producción Anticipada De Los Pozos. Matriz De Sensibilidades.

Tendiendo en cuenta que el ahorro de tiempo de taladro (sin considerar otros factores como el momento del arranque del pozo) trae como consecuencia que el pozo entre en producción anticipadamente es pertinente incluir el efecto económico de esta producción anticipada.

El análisis consiste en la elaboración de una matriz en la cual se tenga en cuenta las sensibilidades a la producción y al precio del barril. Las entradas para cada fila de la matriz se calculan de acuerdo a la siguiente relación:

$$X_{i,j} = (X_{i-1,j} \div 24) \times 7 \times X_{i,1} \quad \begin{matrix} i: 2, \dots, n \\ j: 2, \dots, n \end{matrix}$$

En la anterior ecuación se lleva la producción diaria a producción por hora, se multiplica por el precio del barril de crudo y finalmente se estableció multiplicar por 7 horas que corresponde al valor de ahorro de tiempo tomando como referencia el tiempo promedio de perforación de los empaques actuales (8 horas) menos el tiempo propuesto por la propuesta primer propuesta (1 hora) para hallar la ganancia económica debida a las 7 horas de producción anticipada.

De acuerdo a lo anterior, las entradas en azul de la matriz corresponden a aquellas en las cuales el cálculo anterior supera la diferencia del costo entre la operación actual y la operación con los empaques propuestos, es decir, supera us\$ 13,320 para el caso de empaques para 9 5/8" y us\$ 9,071 para empaques de 7".

Las siguientes fueron las matrices obtenidas:

Tabla 6.16 Matriz de Sensibilidades para Casing de 9 5/8”.

		BOPD															
Dollars per Barrel		225	250	275	300	325	350	375	400	425	450	475	500	525	550	575	600
	\$50	\$3.281	\$3.646	\$4.010	\$4.375	\$4.740	\$5.104	\$5.469	\$5.833	\$6.198	\$6.563	\$6.927	\$7.292	\$7.656	\$8.021	\$8.385	\$8.750
	\$60	\$3.938	\$4.375	\$4.813	\$5.250	\$5.688	\$6.125	\$6.563	\$7.000	\$7.438	\$7.875	\$8.313	\$8.750	\$9.188	\$9.625	\$10.063	\$10.500
	\$70	\$4.594	\$5.104	\$5.615	\$6.125	\$6.635	\$7.146	\$7.656	\$8.167	\$8.677	\$9.188	\$9.698	\$10.208	\$10.719	\$11.229	\$11.740	\$12.250
	\$80	\$5.250	\$5.833	\$6.417	\$7.000	\$7.583	\$8.167	\$8.750	\$9.333	\$9.917	\$10.500	\$11.083	\$11.667	\$12.250	\$12.833	\$13.417	\$14.000
	\$90	\$5.906	\$6.563	\$7.219	\$7.875	\$8.531	\$9.188	\$9.844	\$10.500	\$11.156	\$11.813	\$12.469	\$13.125	\$13.781	\$14.438	\$15.094	\$15.750
	\$100	\$6.563	\$7.292	\$8.021	\$8.750	\$9.479	\$10.208	\$10.938	\$11.667	\$12.396	\$13.125	\$13.854	\$14.583	\$15.313	\$16.042	\$16.771	\$17.500
	\$110	\$7.219	\$8.021	\$8.823	\$9.625	\$10.427	\$11.229	\$12.031	\$12.833	\$13.635	\$14.438	\$15.240	\$16.042	\$16.844	\$17.646	\$18.448	\$19.250
	\$120	\$7.875	\$8.750	\$9.625	\$10.500	\$11.375	\$12.250	\$13.125	\$14.000	\$14.875	\$15.750	\$16.625	\$17.500	\$18.375	\$19.250	\$20.125	\$21.000
	\$130	\$8.531	\$9.479	\$10.427	\$11.375	\$12.323	\$13.271	\$14.219	\$15.167	\$16.115	\$17.063	\$18.010	\$18.958	\$19.906	\$20.854	\$21.802	\$22.750

Tabla 6.17 Matriz de Sensibilidades para Casing de 7”.

		BOPD															
Dollars per Barrel		225	250	275	300	325	350	375	400	425	450	475	500	525	550	575	600
	\$50	\$3.281	\$3.646	\$4.010	\$4.375	\$4.740	\$5.104	\$5.469	\$5.833	\$6.198	\$6.563	\$6.927	\$7.292	\$7.656	\$8.021	\$8.385	\$8.750
	\$60	\$3.938	\$4.375	\$4.813	\$5.250	\$5.688	\$6.125	\$6.563	\$7.000	\$7.438	\$7.875	\$8.313	\$8.750	\$9.188	\$9.625	\$10.063	\$10.500
	\$70	\$4.594	\$5.104	\$5.615	\$6.125	\$6.635	\$7.146	\$7.656	\$8.167	\$8.677	\$9.188	\$9.698	\$10.208	\$10.719	\$11.229	\$11.740	\$12.250
	\$80	\$5.250	\$5.833	\$6.417	\$7.000	\$7.583	\$8.167	\$8.750	\$9.333	\$9.917	\$10.500	\$11.083	\$11.667	\$12.250	\$12.833	\$13.417	\$14.000
	\$90	\$5.906	\$6.563	\$7.219	\$7.875	\$8.531	\$9.188	\$9.844	\$10.500	\$11.156	\$11.813	\$12.469	\$13.125	\$13.781	\$14.438	\$15.094	\$15.750
	\$100	\$6.563	\$7.292	\$8.021	\$8.750	\$9.479	\$10.208	\$10.938	\$11.667	\$12.396	\$13.125	\$13.854	\$14.583	\$15.313	\$16.042	\$16.771	\$17.500
	\$110	\$7.219	\$8.021	\$8.823	\$9.625	\$10.427	\$11.229	\$12.031	\$12.833	\$13.635	\$14.438	\$15.240	\$16.042	\$16.844	\$17.646	\$18.448	\$19.250
	\$120	\$7.875	\$8.750	\$9.625	\$10.500	\$11.375	\$12.250	\$13.125	\$14.000	\$14.875	\$15.750	\$16.625	\$17.500	\$18.375	\$19.250	\$20.125	\$21.000
	\$130	\$8.531	\$9.479	\$10.427	\$11.375	\$12.323	\$13.271	\$14.219	\$15.167	\$16.115	\$17.063	\$18.010	\$18.958	\$19.906	\$20.854	\$21.802	\$22.750

Las gráficas correspondientes a cada matriz se presentan a continuación, en cada gráfica la línea horizontal corresponde al punto de quiebre (valor que debe superarse) a partir del cual se obtienen ganancias de acuerdo a las características de producción y precio del crudo.

Cabe resaltar, que por medio de las siguientes gráficas al ubicar en ellas las características de un pozo, se puede establecer si es conveniente o no la aplicación de la nueva tecnología.

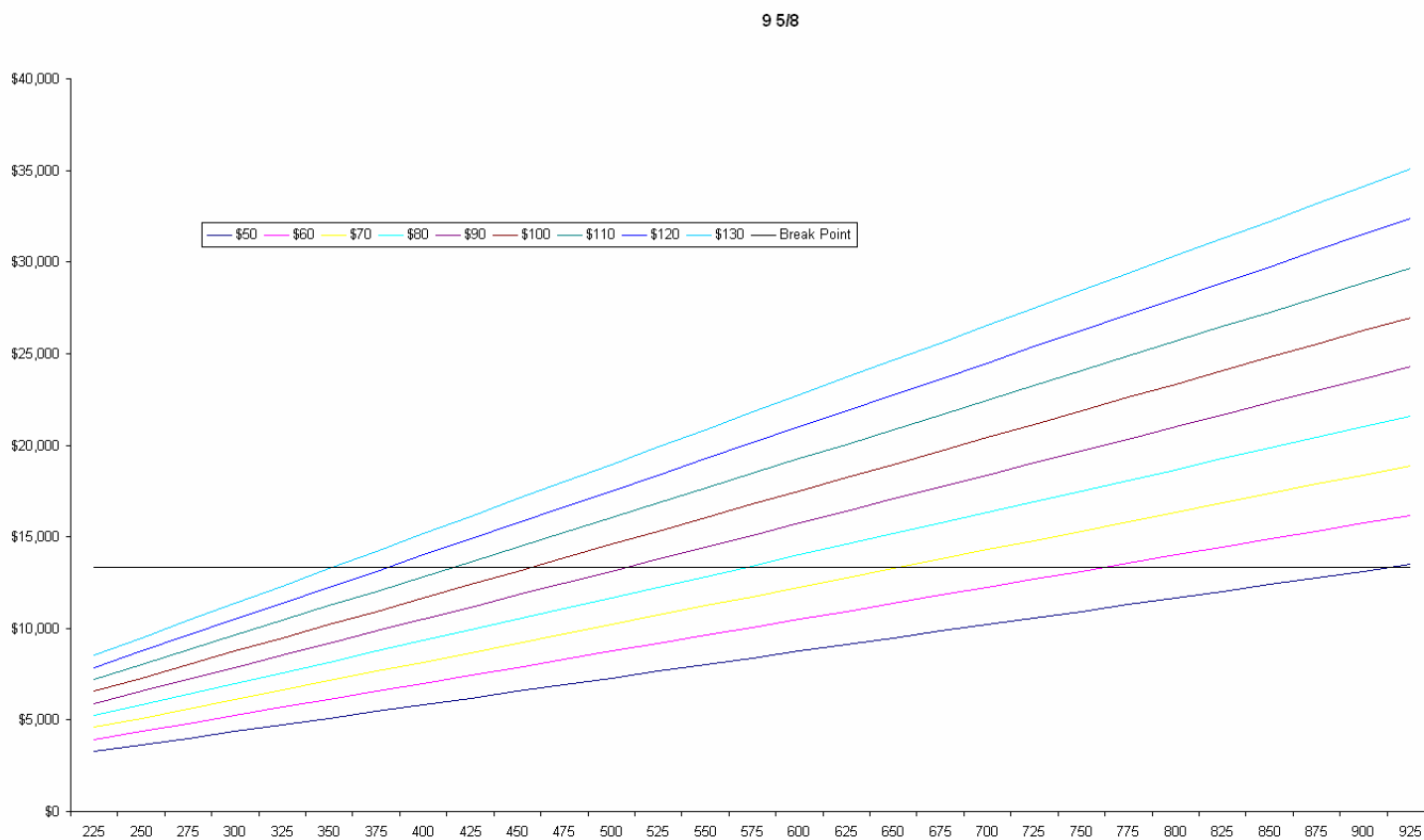


Figura 6.1. Gráfica de sensibilidades, Casing de 9 5/8”.

7"

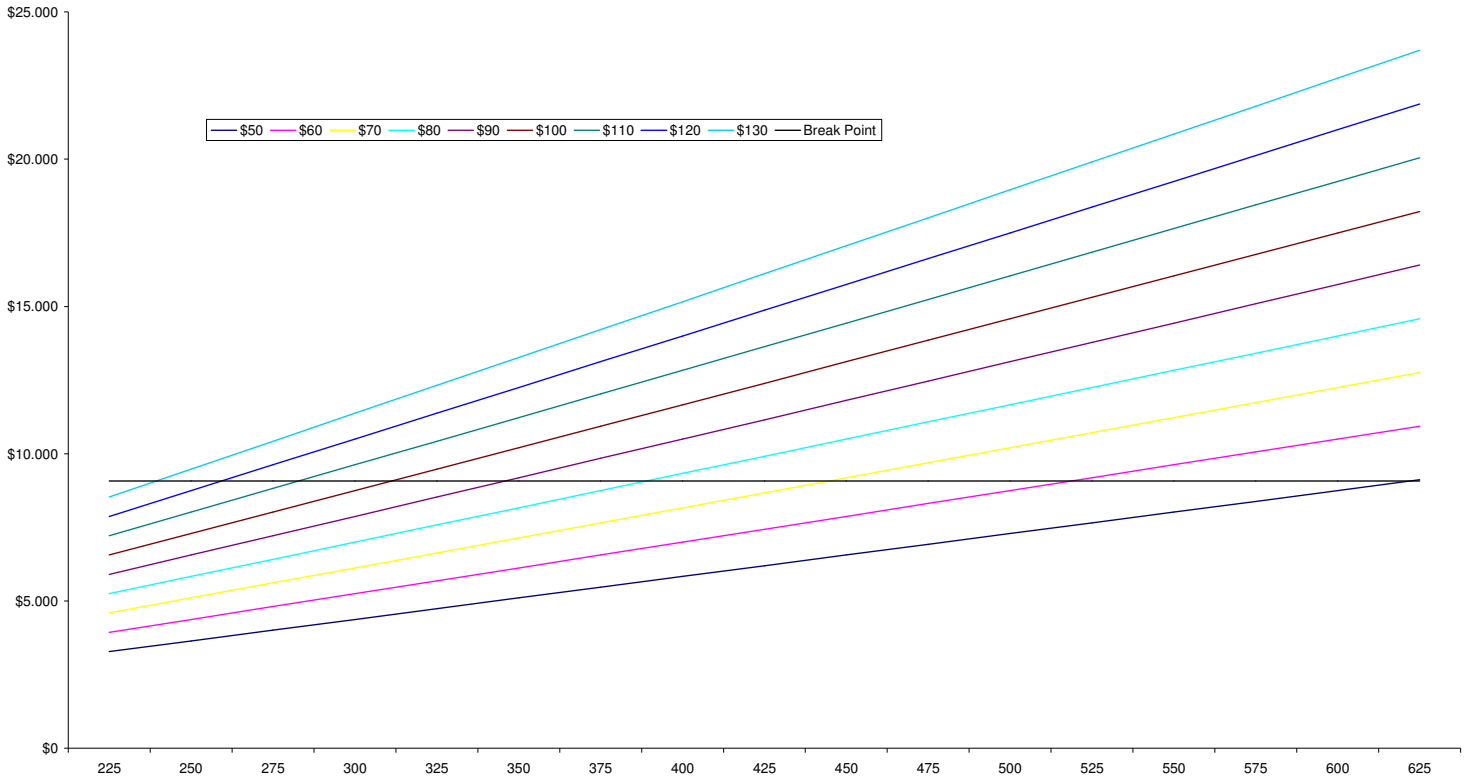


Figura 6.2. Gráfica de sensibilidades, Casing de 7".

7 CONCLUSIONES

- Las características técnicas de los empaques de rápida perforación, son similares a las de los convencionales entre estas: presiones y temperaturas soportadas, profundidad de asentamiento, desviación del pozo permitida, así como los métodos de asentamiento; por lo tanto técnicamente no existen restricciones para utilizar estos empaques en los pozos de la asociación Cravo Norte.
- El ahorro en costos de taladro debido a la diferencia en los tiempos de perforación ofrecidos por los nuevos empaques (0.5 horas y 4 horas para cada uno) y los tiempos de perforación de los empaques actuales analizados en el mejor caso, peor caso y tiempo promedio, no alcanza a ser suficientemente alta para compensar el costo de los mismos si se utilizan los dos empaques de rápida perforación.
- Los nuevos empaques necesitan una herramienta de asentamiento y un kit adaptador específicos para cada caso. Estas herramientas son diferentes a las que se tienen en la operación actual, por lo cual son una variable más en el análisis e incrementan el costo de adquisición de los nuevos empaques.
- Para casing de 7", si los tiempos de molienda resultan ser exactamente los ofrecidos, se podría tener un ahorro aunque muy bajo al utilizar sólo el empaque retenedor o el empaque tapón de la segunda propuesta comercial.
- Debido al costo de la hora en operación de los taladros de Workover en la Asociación Cravo Norte y al costo de los empaques de rápida perforación, sin incluir el efecto de la producción anticipada, los empaques utilizados actualmente siguen siendo económicamente más rentables que la nueva alternativa.

- De acuerdo a la matrices de sensibilidad, para casing de 9 5/8" con un precio de crudo de us\$ 90/ Barril para que la opción de utilizar ambos empaques de rápida perforación se viable, se requiere que el pozo produzca al menos 525 barriles de aceite por día.
- Para empaques para casing de 7", de acuerdo al efecto de producción anticipada, es necesario que el pozo produzca 350 barriles de aceite para un precio de us\$90/Barril.
- Los empaques de rápida perforación son una muy buena alternativa de ahorro en aquellas operaciones en las cuales los costos de taladro sean elevados y un ahorro así sea mínimo en tiempos represente un impacto significativo. Un claro ejemplo de esto son las operaciones costa afuera o las operaciones en zonas de condiciones geográficas o geológicas extremas.

8 RECOMENDACIONES

- Seguir utilizando los empaques convencionales debido a que son económicamente más viables.
- Continuar con una segunda fase en el proceso de implementación de los empaques de fácil perforación en la cual se acuerden mejores precios con las empresas que los suministran.
- Analizar otras posibilidades de asentamiento del mismo tipo de empaque como bajar con tubería y setting tool hidráulico.
- Evaluar la alternativa de utilizar empaques de rápida perforación al momento de la aprobación de una operación de aislamiento, teniendo en cuenta los escenarios de producción (potencial del pozo) y los resultados de las gráficas y matrices del presente estudio.
- Realizar una prueba piloto para comprobar los tiempos de molienda ofrecidos por las compañías de servicio.
- Hacer una discriminación de tiempos de molienda de empaques y cemento más estricta en todos los trabajos de aislamiento, ya que estos datos son necesarios en cualquier análisis que involucre tiempos operacionales.
- Continuar con el análisis de nuevas alternativas y tecnologías que permitan optimizar las operaciones actuales.

BIBLIOGRAFIA

1. Caño Limon “Historia de un gigante” publicación Occidental de Colombia.
2. Gabela, Víctor H, Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá Agosto de 1985.
3. Rivero, R, Dominguez, J. Caño Limón Field Colombia: The latest giant oil reservoir in South America.
4. Halliburton Latin America. Brochure Fas Bridge Plug.
5. Halliburton Latin America. Brochure Fas Squeeze Packer.
6. Tacker Oil Tools. Brochure Retenedor de Cemento Modelo 'CRH'1505
7. Software Dynamic Surveillance System (DSS), Landmark Graphics Corporation v. 2003.10.0.1.1006, Licensed By Occidental de Colombia, Inc
8. Software Open Wells. Landmark Graphics Corporation v. 2003.14, Licensed By Occidental de Colombia, Inc.