



*Facultad de Ingeniería*



Universidad Nacional Autónoma de México

# Diseño de la terminación con empacadores hinchables

**Alumno: Miguel Ángel Mendoza Gutiérrez.**  
**Director: Alejandro Cortés Cortés.**  
21/07/2009

**Índice:**

<b>Introducción.</b>	3
<b>1. Antecedentes.</b>	5
<b>1.1. Condiciones de los yacimientos.</b>	5
<b>1.2. Condiciones de perforación.</b>	8
<b>1.3. Condiciones de Reparación.</b>	9
<b>1.4. Problemas que se presentan por una mala cementación.</b>	10
<b>2. Participación Profesional</b>	12
<b>2.1. Descripción de la línea de Servicio Halliburton Completions Tools “HTC”</b>	12
<b>2.1.1. Controladores de flujo “ICD”</b>	13
<b>2.1.2. Colgador De Liner Con Empacador De Boca Versaflex</b>	14
<b>2.1.3. Camisas de Estimulación Selectiva modelo Delta Stim.</b>	15
<b>2.1.4. Empacadores Hinchables.</b>	17
<b>2.1.4.1. Tipos de Empacadores Hinchables.</b>	18
<b>3. Diseño y uso de empacadores hinchables.</b>	19
<b>3.1. Diseño de los Empacadores Hinchables.</b>	19
<b>3.2. Métodos y Consideraciones de Diseño.</b>	20
<b>3.3. Pruebas de laboratorio.</b>	23
<b>3.3.1. Tiempo de vida en función de la temperatura.</b>	23
<b>3.3.2. Análisis de Diferencial de Presión</b>	24
<b>3.4. Aplicaciones</b>	30
<b>3.4.1. Entrada de gas o agua</b>	30
<b>3.4.2. Estimulación y producción en zonas múltiples.</b>	31
<b>3.4.3. Terminaciones inteligentes en agujero descubierto</b>	32
<b>3.4.4. Tubería Ranurada.</b>	33
<b>3.5. Diseño de propuestas técnicas</b>	34
<b>3.5.1. Simulación.</b>	34
<b>3.5.2. Diagrama del Pozo</b>	37
<b>3.5.3. Esquema del Empacador</b>	38
<b>3.6. Ejemplo de propuesta técnica.</b>	39
<b>3.7. Resumen de trabajos.</b>	56
<b>4. Conclusiones y recomendaciones.</b>	63
<b>4.1. Conclusiones</b>	63
<b>4.2. Recomendaciones:</b>	65
<b>Referencias bibliográficas</b>	66

## **“Introducción”**

La extracción de aceite en México, representa retos que requieren el uso de tecnologías económicas, versátiles y más seguras. Los tiempos operativos de terminación y reparación de un pozo, dependen en gran medida de un factor de riesgo en la operación. Finalmente la incorporación de volúmenes de hidrocarburos a la producción diaria está en función del éxito obtenido en las operaciones de terminación y reparación de pozos.

El objetivo del presente trabajo, es mostrar las actividades realizadas durante mi estancia laboral en el área de terminación de pozos de la empresa Halliburton de México. Como integrante del grupo de ingeniería, en este trabajo describo la importancia del uso de nuevas tecnologías para la optimización de la terminación de pozos en yacimientos depletados, terminaciones especiales y algunos procesos de reparación más versátiles.

Por otro lado también mostrar soluciones alternas a problemas de reparación empleando empacadores hinchables, utilizando otras herramientas auxiliares. Así mismo describir la información necesaria para la selección del tipo de empacador hinchable a usar.

Este informe muestra el desarrollo profesional obtenido durante un periodo de seis meses, incluyendo cursos de capacitación, desarrollo de propuestas técnicas y diseños de terminación de pozos, aplicando la tecnología de empacadores hinchables en conjunto con colgadores para liner modelo Versaflex, camisas de estimulación modelo Delta Stim y dispositivos controladores de flujo en pozos que presentan una variación de permeabilidad, alto fracturamiento, zonas de aceite invadidas de agua o gas (casquete) y control del frente de presión.

Para iniciar es necesario conocer ciertas definiciones básicas para el entendimiento del trabajo, así como la situación actual del principal yacimiento en México desde sus condiciones, condiciones de perforación, condiciones de reparación y por último los problemas causados por una mala cementación.

En el capítulo número dos, se describe el desarrollo profesional, haciendo referencia a la línea de servicio HCT de Halliburton, así como los productos que maneja dicha línea.

En el capítulo número tres, se describen los métodos y consideraciones de diseño, así como pruebas de laboratorio, aplicaciones, diseño de propuestas técnicas y ejemplos de propuesta técnica y aplicaciones de empacadores hinchables desarrollados por grupos interdisciplinarios formado por personal de diseño de explotación, diseño de perforación y diseño de Easywell.

Finalmente se presenta en el capítulo número cuatro las conclusiones, recomendaciones y bibliografía del informe en donde se resalta el uso de este tipo de tecnologías para la optimización de proyectos principalmente para el aislamiento entre zonas, producción controlada, etc.

# 1 “Antecedentes”

Dentro del proceso de construcción de un pozo, se presentan tres etapas importantes: la de perforación, que es el proceso de traspasar diferentes estratos con un fin de comunicar un yacimiento a la superficie; la etapa de terminación, que es el conjunto de procesos y accesorios que se instalan dentro del pozo con el objetivo de conducir o inyectar fluidos de las formaciones a la superficie o viceversa (Rasso, 2002)<sup>1</sup>; y la etapa de reparación, donde se realizan aquellas intervenciones para mantener la producción o restablecer las condiciones de flujo para mejorar la recuperación de hidrocarburos, o cambiar los horizontes de producción aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento (Rasso, 2002)<sup>1</sup>.

Cada una de estas etapas, requiere metodologías de diseño y operación que dependerán principalmente del objetivo final de la construcción.

El objetivo de la construcción de un pozo, es llevar al máximo, el estándar de calidad en cada uno de los procesos que en este trabajo se tratarán. Actualmente se considera, que un pozo perforado y terminado, deberá cumplir con los requerimientos de terminación adecuada, en función de las características del yacimiento con la finalidad de alcanzar el máximo de producción sin la necesidad de cerrarlo por algún desperfecto.

Bajo este contexto, un pozo programado para ser reparado presentará una pérdida económica causada por el paro de la producción. Además que una mala selección de terminación impactará directamente en las ganancias, costos y en la producción del pozo.

## 1.1. Condiciones de los yacimientos.

Actualmente en México, la técnica de explotación es cada vez más compleja por las condiciones de los yacimientos. En estos términos debemos mencionar, que la mayoría de los yacimientos en México son naturalmente fracturados, son campos maduros, presentan invasión y conificación de agua e invasión de gas por la formación de casquete.

Uno de los yacimientos más importantes en México, es Cantarell, el cual es una estructura carbonatada naturalmente fracturada y que presenta cabalgaduras geológicas. En otros términos, este yacimiento presenta condiciones de un yacimiento maduro, en donde la presión está por debajo de la presión de burbuja, lo que ha provocado la formación de un casquete de gas. Actualmente la sobre explotación de este campo, ha provocado que el espesor de la zona de aceite sea cada vez más corto, por lo que se ha

venido implementando terminaciones horizontal con herramientas que permitan una producción selectiva y controlada.

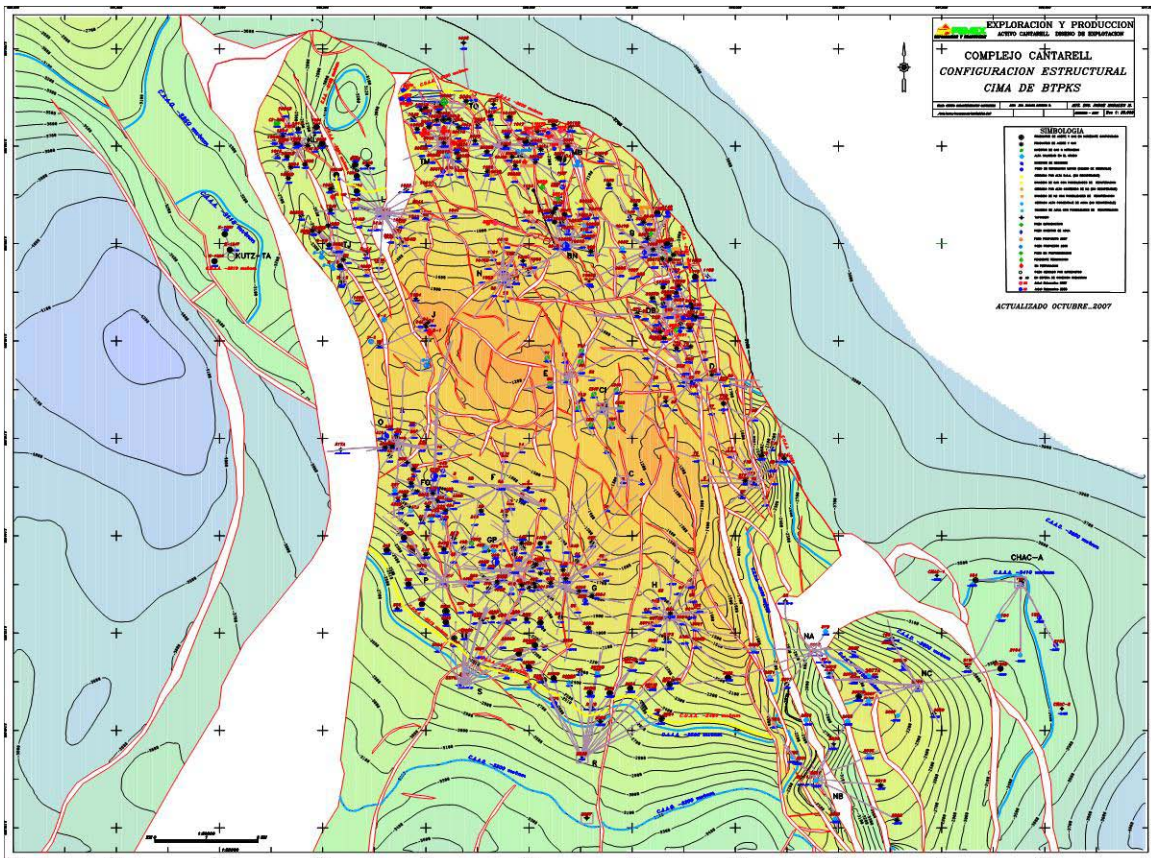


Imagen 1. Mapa estructural yacimiento Cantarell México.

Usualmente encontramos zonas productoras de poca longitud que no muestran grandes contrastes en sus propiedades de roca, lo cual es una condición favorable y que no produce efectos perjudiciales a la productividad así como en la recuperación de aceite.

Sin embargo, en algunos casos en donde las secciones expuestas a producción son de larga longitud, tales como en los pozos horizontales, existe la presencia de cambios en las permeabilidades en toda la zona expuesta a producción, favoreciendo a la producción preferencial de fluidos en ciertas zonas, que en casos de yacimientos carbonatados este efecto aparece continuamente.

La construcción de pozos horizontales tienen entre sus ventajas principales la de incrementar la producción, debido a que áreas de drenes en el yacimiento son mayores con las menores caídas de presión ( $\Delta P$ ) lo cual sugiere el retardo de los fluidos no deseados bien sea lateral o verticalmente.

Existen diversas causas que provocan una disminución en la productividad del pozo tales como: la producción de agua o gas no-deseada, intervalos de alta permeabilidad, fracturas naturales, etc.

Un claro ejemplo es el diseñado en el pozo Cantarell 227 D de la región marina, que por una alta relación gas aceite el pozo fue puesto en reparación, el diseño que se le hizo a éste pozo fue en primer lugar con una estructura horizontal que anteriormente se ha mostrado las ventajas de la selección, también se decidió la instalación de dispositivos controladores de flujo en conjunto con empacadores hinchables, dando como resultado una reducción de la entrada de aceite al pozo, quedando en una producción de 0.95 mmpcd, gracias a la implementación de este tipo de tecnología (UPMP Cantarell 2008)<sup>2</sup>.

Hoy en día existen sistemas tales como los controladores de flujo, que son instalados a lo largo de toda la sección horizontal que estará a producción, con lo que se hace una producción selectiva del yacimiento evitando la entrada de agua prematura y controlando la caída de presión en éste (Rune Freyer, et al, 2002)<sup>3</sup>.

La forma en la que trabaja este tipo de dispositivos dependerá directamente de las características que presente el yacimiento. A continuación, se muestran imágenes del perfil de producción para los distintos yacimientos en los cuales podemos usar este tipo de herramientas.

Yacimiento Homogéneo:



Figura 2. Perfil de entrada de agua en yacimientos homogéneos.

Las figuras arriba indican como en condiciones convencionales y sin control de influjo el agua llegaría al talón de la sección horizontal reduciendo la productividad así como la recuperación de aceite. Con el uso de los controladores de flujo el avance del contacto de agua sería homogéneo. El beneficio principal sería el poder producir con altos gastos de aceite con poca caída de presión.

Yacimiento Heterogéneo:



Figura 3. Perfil de caída de presión y entrada de agua en yacimientos heterogéneos.

El beneficio principal será el de igualar la caída de presión a lo largo del intervalo para una mejor eficiencia en la terminación y lo cual se reflejaría en tiempos de producción más largos debido al retardo de la entrada de los fluidos indeseados al pozo, así como producción por unidades de flujo segmentadas.

## 1.2. Condiciones de perforación.

En esta etapa, hablaremos de dos de las operaciones que inducen fallas en el pozo. Durante las operaciones de perforación, es necesario introducir sartas de tubería de perforación al pozo revestido, que en ocasiones también se rota. Esto ocasiona que la barrena o estabilizadores rayen la tubería, eliminando el recubrimiento anticorrosivo.

Por otro lado algunas técnicas de cementación requieren que el revestidor se rote durante el bombeo de cemento para lograr que el cemento pueda distribuirse alrededor del revestidor y formación, esto con la finalidad de formar sellos hidráulicos para aislar zonas de presión anormal altas o bajas. Muchas veces son imposibles este tipo de maniobra por las características del equipo de perforación o el tipo de cabeza de cementar que impide la rotación. Los resultados son la falta de adherencia, zonas sin cemento y canalizaciones de zonas diferentes.

La siguiente operación es durante la instalación de los cabezales después de cementación. Es buena práctica poner en tensión el revestidor después de cementar, colocar las cuñas en el cabezal y posteriormente descargar el peso dejando en tensión desde la cima de cemento hasta el cabezal, esto para evitar deformación helicoidal en el revestidor. Esta práctica provoca que la adherencia del cemento en el revestidor se pierda por efectos de deformación relativa del acero. El decremento del diámetro por efectos de estiramiento provoca que la adherencia del cemento se elimine, provocando canalizaciones.



### **1.3. Condiciones de Reparación (Rasso, 2002)<sup>1</sup>.**

Durante la etapa de producción, se pueden presentar distintos eventos que disminuyan o detengan la producción, por lo que es necesario realizar ciertas operaciones, llamadas reparaciones.

Éstas se pueden clasificar de dos formas dependiendo del objetivo de la intervención: reparaciones mayores y reparaciones menores.

La reparación mayor es la intervención al pozo que implique la modificación substancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o inyección.

A continuación se enumeran las operaciones más comunes de reparaciones mayores:

- Cambio de intervalo por invasión de fluidos no deseados.
- Obturamiento parcial de intervalos o daño a la formación.
- Reentradas.
- Profundizaciones.
- Taponamiento definitivo.
- Agotamiento o baja recuperación del intervalo.
- Cementación primaria defectuosa.
- Desprendimiento o ruptura en las tuberías de revestimiento.

La reparación menor tiene como objetivo el corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar sustancial y definitivamente la zona productora o de inyección.

A continuación se enumeran las operaciones más comunes de mantenimiento menor a pozos:

- Reacondicionamiento de aparejos de producción o inyección.
- Cambio de aparejo o empacador por comunicación o daño.
- Limpieza de pozo:
  - Aparejo de producción.
  - Fondo de pozo.
- Corrección de anomalías de la tubería de revestimiento.
- Estimulaciones.
- Fracturamiento.
- Inducciones.
- Mantenimiento a conexiones superficiales.

#### **1.4. Problemas que se presentan por una mala cementación (Easywell, 2008)<sup>4</sup>.**

Existen gran variedad de problemas que se pueden presentar por falta de aislamiento durante el proceso de cementación tales como: pérdida de producción debido al cruce de flujos de fluidos a lo largo de la zona cementada, o influjo de fluidos de zonas adjuntas de la formación, inyección de fluidos en zonas no deseadas en pozos inyectoros o en zonas de alta permeabilidad, producción de no hidrocarburos en zonas que no se encuentran selladas totalmente, fallas en pruebas de goteo o integridad de formación, encarecimiento del pozo debido a operaciones caras posteriores para remediar el problema, etc.

El diseño y la ejecución del trabajo de aislamiento entre zonas es un proceso muy complejo, en donde se toman en cuenta muchas variables para llegar al objetivo final. Estas variables se pueden estudiar en términos de mecánica de rocas, estabilidad mecánica, interacción roca fluido, análisis de torque y arrastre y comportamientos de mecánica de los fluidos del yacimiento asociados a procesos geológicos.

Para dar una idea más clara, los problemas que generan un mal aislamiento entre zonas son:

- Formaciones débiles.
- Derrumbes.
- Zonas sobre presionadas de gas y líquido.
- Pozos desviados y trayectorias horizontales.
- Pobre centralización de la tubería.
- Formaciones con sal.
- Condiciones de alta presión y temperatura.
- Producción de fluidos no hidrocarburos debido a los contrastes de permeabilidades en yacimientos carbonatados en pozos horizontales, provocadas por factores de pseudo daño.

En mucho de los casos durante la perforación, terminación, o producción de un pozo, podemos generar zonas de permeabilidad alterada alrededor de las paredes del pozo, esta zona influye directamente sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo, el cual es denominado como efecto de daño<sup>5</sup>.

Muchas veces debido a la presencia de zonas altamente fracturadas, el proceso de cementación es complicado debido a la presencia de zona de pérdidas, por lo que es necesaria la aplicación de alternativas a la cementación.

Por otra parte, uno de los requerimientos principales en los sistemas de terminaciones inteligentes, dispositivos de control de flujo o pozos multilaterales, es el requerimiento de un buen aislamiento entre zonas.

Una tecnología que ha sido rápidamente adoptada como una alternativa para eliminar las problemáticas mencionadas, es el uso de empacadores hinchables. Estos empacadores

son capaces de proveer un aislamiento entre zonas, superando muchos de los defectos y dificultades asociadas con la colocación del cemento y el aislamiento anular.

El desarrollo de estos empacadores se basa en las propiedades de expansión de un elastómero consolidado para proveer un sello anular cuando este es expuesto al hidrocarburo o al agua.

Estos empacadores no tienen partes móviles y no requieren herramientas de servicio u operaciones que trabajen desde superficie para ser activados o colocados. La operación simple del empacador permite reducir las complejidades en las operaciones y una disminución significativa en el tiempo de operación y materiales requeridos para la realización del trabajo.

Los empacadores hinchables han sido desarrollados con una tecnología avanzada, y hoy en día gracias a la investigación y las pruebas que se han hecho, se puede predecir el cambio de las propiedades debido a los diferentes tipos de ambientes donde operaran.

Las principales características de dichos empacadores son que tienen aplicación tanto para agujeros abiertos como también para tuberías, tienen una construcción robusta, no requieren de una instalación especial, pueden ser usados tanto con lodos base agua como con lodos base aceite, por lo anterior pueden considerarse libres de fallas.

Es posible predecir con seguridad el tiempo mínimo requerido para la activación del empacador hinchable, el perfil de las presiones diferenciales en función del tiempo de hinchamiento y otros parámetros requeridos dentro de la instalación del empacador.

Las ventajas que podemos tener con este tipo de empacadores son:

- Sello perfecto en geometrías irregulares.
- Aislar zonas productoras con mayor eficiencia.
- Reducir costos operativos en materiales y equipo.
- Evitar futuras intervenciones al colocar tanto cemento como herramientas mecánicas que puedan fallar en función del tiempo.

Unas de las principales aplicaciones de los empacadores hinchables son:

- Estimulación con la ayuda de otras herramientas.
- Pozos inteligentes.
- Control de agua.
- Pozos multilaterales.

## 2 “Participación Profesional”

El siguiente capítulo se desarrollo en base a la experiencia adquirida durante una estancia de 6 meses, en las instalaciones de Halliburton de Ciudad del Carmen, Campeche, bajo la línea HCT (Halliburton Completions Tools) en la sección de Empacadores Hinchables o EasyWell.

Las actividades que eran desarrolladas dentro del grupo de diseño en ésta línea, eran: la búsqueda de oportunidades para la aplicación de empacadores hinchables; realización de propuestas técnicas, que en el capítulo tres se desarrollará; proporcionar un seguimiento al pozo asistiendo a juntas operativas, juntas de materiales y por medio del reporte diario de actividades de la compañía a la cual se brindaría el servicio; realización de pedidos a planta por medio de formas denominadas CWI; admisión y entrega a puerto de empacadores hinchables y por último proporcionar al operador copia de la propuesta técnica y reseña de la operación.

### **2.1. Descripción de la línea de Servicio Halliburton Completions Tools “HTC”.**

Esta línea se encarga de las herramientas y procesos enfocados a la terminación de pozos, tales como reparaciones mayores y menores.

Las principales herramientas con las que trabaja esta línea son:

- Controladores de flujo o ICD.
- Colgador de liner modelo Versaflex.
- Camisas de estimulación selectiva modelo “Delta Stim”.
- Empacadores hinchables.

### 2.1.1. Controladores de flujo “ICD” (Rune Freyer, 2002)<sup>6</sup>.

El objetivo principal de la aplicación de los controladores de flujo “ICD” (por sus siglas en inglés “Inflow Control Device”, Figura 4) es evitar la producción prematura de fluidos indeseables debido a los contrastes de permeabilidades que causan entradas preferenciales y/o efectos heel-toe, creando un perfil de flujo homogéneo en toda la sección horizontal productora a través de un arreglo de empacadores hinchables y del sistema “ICD”, maximizando la producción de aceite retardando la entrada de gas o agua.

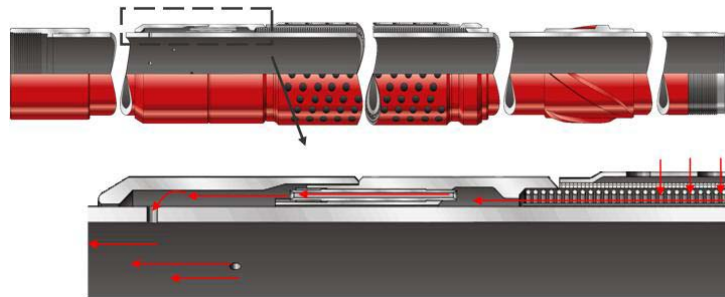


Figura 4. Estructura “ICD”

Las partes principales del sistema se describen a continuación y se muestran en la figura 5:

#### **Cedazo:**

Es una malla que sirve como filtro para el control de sólidos y evitar el mal funcionamiento de la herramienta controladora de influjo.

El tamaño de este cedazo es tal, que no permita pasar sólidos de tamaños superiores al diámetro interno de los tubos controladores de la caída de presión ubicados en el ICD.

#### **Tubo controlador de caída de presión:**

El fluido de producción es forzado a pasar por los tubos controladores de caída de presión antes de entrar a la tubería de producción por los puertos de flujo.

#### **Puertos de Flujo:**

Son los puertos por los cuales entra el fluido, proveniente de los tubos controladores de caída de presión, al interior de la tubería de producción.

Estos tienen 0.25" de diámetro y hay un total de 12 puertos con un área efectiva total combinada de 0.589 pulg<sup>2</sup>. Los puertos son diseñados para no crear ninguna caída de presión y son una vía simple de comunicación con el interior de la tubería.

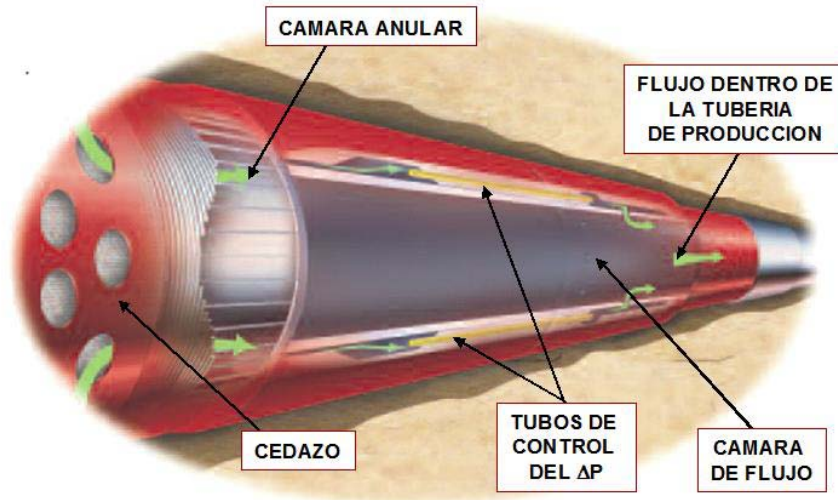


Figura 5. Esquema "ICD": El controlador de flujo consiste en una cámara anular adaptada a una tubería de cedazo de control de finos, este cedazo es necesario para evitar la producción de finos y mantener la funcionalidad de la herramienta, cámara de flujo y tubos de control; que proporcionan un control a la caída de presión.

### 2.1.2. Colgador De Liner Con Empacador De Boca Versaflex (Sunil Walvekar, et al, 2005)<sup>7</sup>.

El Colgador de Boca de Liner modelo Versaflex es fabricado con un material expandible adherido al cuerpo del colgador, éste se encuentran diseñado para soportar altas temperaturas, proveer sello y tener capacidad de carga (figura 6).

Este colgador no tiene mecanismos de anclaje o componentes externos tales como cuñas, cilindros o pistones hidráulicos que incrementan los riesgos en la instalación de liners, el mecanismo hidráulico de expansión está contenido en el ensamble de la herramienta de expansión, éste elemento de anclaje tiene una longitud de 1 pie y tiene la capacidad de colgar en conjunto 500,000 [lbs] de peso y es recuperado después de realizar la expansión, con esto eliminando los puntos potenciales de fuga en el sistema.

La principal aplicación de este tipo de colgador se encuentra en las instalaciones de liners estándar de perforación y producción.

Las principales características que presenta este tipo de colgador son:

- No tiene mecanismos o cuñas externas.

- El diseño del empacador de boca permite hacer pruebas de integridad con presión en forma inmediata después de su instalación.
- Cuenta con receptáculo interno pulido (PBR) diseñado para alojar ensamble de sellos para tieback.

Una de las principales ventajas es que el liner puede ser rotado y reciprocado durante la corrida en el agujero o durante las operaciones de cementación.



Figura 6. Colgador de Linear VersaFlex.

### 2.1.3. Camisas de Estimulación Selectiva modelo Delta Stim (Castañeda, 2009)<sup>8</sup>.

La aplicación de la tecnología Delta Stim es la estimulación selectiva de intervalos o en multi-zona. Las ventajas que presenta esta tecnología, son que pueden ser aplicados tanto para pozos verticales, desviados y horizontales. También se reducen los tiempos de fracturamiento o de estimulación en cada etapa con esto provocando una reducción en los tiempos y costos de operación.

Las camisas Delta Stim constan de un asiento de canica, los cuales tienen 2 funciones (Figura 7):

- Permiten alojar las canicas para su apertura hidráulica dentro de la TP para realizar el fracturamiento selectivo.
- Después de abrir la camisa, proporciona una protección durante el fracturamiento que evita que se erosione el perfil de la camisa, en caso de erosionarse el perfil evitaría que la operadora de línea de acero trabaje para abrir y cerrar la misma.

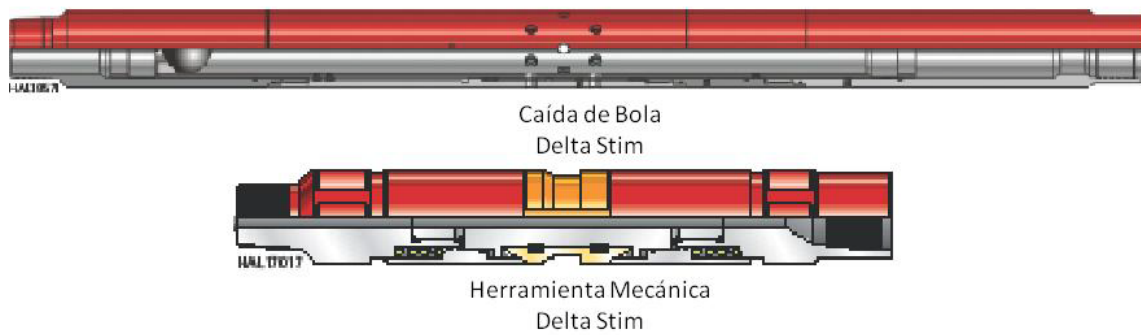


Figura 7. Esquema Delta Stim para herramienta mecánica y herramienta de bola.

Una vez que el trabajo de fracturamiento ha concluido, las canicas pueden ser bombeadas de regreso a superficie, siempre y cuando se cuente con un equipo en superficie para recoger las canicas. Los asientos de canicas pueden ser molidos usando un motor de fondo con un molino bajado con tubería flexible o con tubería de trabajo. Esta operación permitirá recobrar el diámetro interior de la TR, así como también permitirá operar las camisas Delta Stim a posición abierta o cerrada.

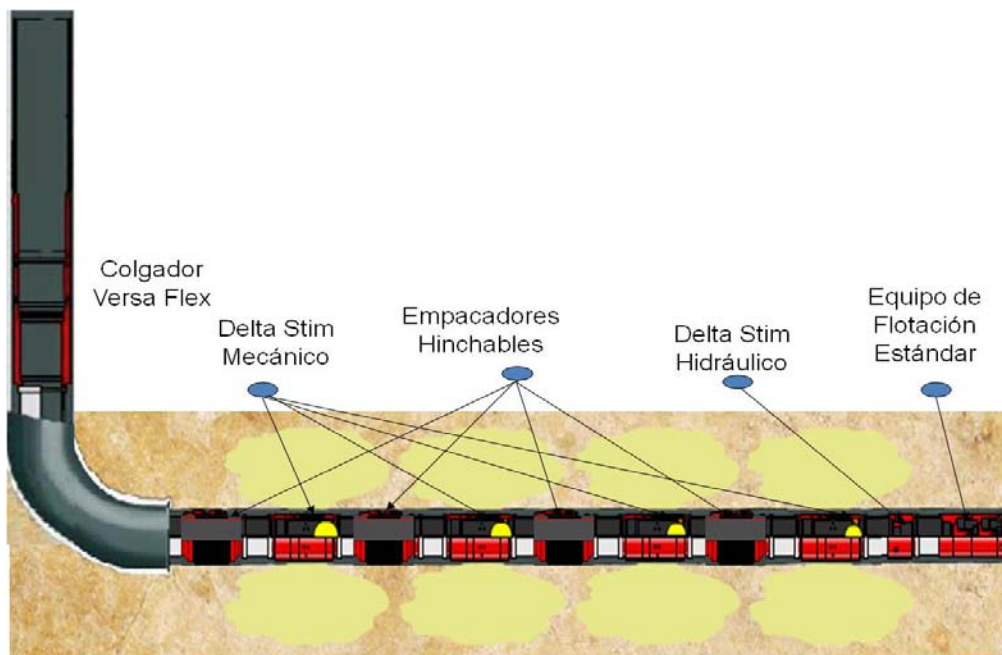


Figura 8. Esquema Delta Stim en combinación con empacadores hinchables, proporcionando una estimulación selectiva al yacimiento.



#### 2.1.4. Empacadores Hinchables (Martijn Kleverlaan, et.al., 2005)<sup>9</sup>.

El empacador consiste en una tubería petrolera de grado estándar con un elastómero hinchable alojado a lo largo de la tubería (Figura 9), en la que el elemento hinchable trabaja por medio de la absorción de hidrocarburos o agua, mediante un proceso termodinámico en donde se presenta una atracción entre las moléculas, lo cual causa que la estructura molecular cambie, proporcionando que el aceite o el agua forme parte de ella.

La fuente de estos hidrocarburos o agua puede provenir del yacimiento o por medio del fluido de perforación.

El hinchamiento normalmente tiene rangos de 200% a 300% su volumen original homogéneamente a lo largo de todo el elastómero. El hidrocarburo no degrada la estructura del elastómero únicamente altera las propiedades mecánicas, tales como la dureza y el Módulo de Young. El cambio en las propiedades mecánicas se encuentra en función del cambio de volumen en el elastómero.

El proceso de hinchamiento es un proceso que depende del tiempo principalmente, que es controlado por la viscosidad y la temperatura de los hidrocarburos que han sido absorbidos.

Este tipo de empacadores desarrolla una presión positiva de hinchamiento la cual excede la presión circundante por algunos lb/pulgada<sup>2</sup> (psi). Esta presión de hinchamiento es muy diferente de la presión de sellado del empacador la cual es la máxima presión diferencial estimada a lo largo del elemento y la habilidad del sellado depende del hinchamiento absoluto (agujero en contra de las dimensiones del empacador), no del fluido de hinchamiento.



Figura 9. Empacador hinchable.

#### 2.1.4.1. Tipos de Empacadores Hinchables (M.T. Triolo, et. al, 2005) <sup>10</sup>.

Existen diferentes tipos de empacadores, los cuales podrán ser utilizados dependiendo de las condiciones de fondo y los fluidos de perforación.

Principalmente podemos dividirlos en empacadores hinchados por agua y empacadores hinchados por aceite. Para aplicaciones en fluidos base agua a temperaturas por debajo de los 105 [°C], se utiliza un empacador con una capa simple de elastómero. Para aplicaciones en temperaturas mayores a 105 [°C] se requiere el uso de un empacador de alta temperatura con un rango de trabajo para ambientes de fondo mayores a 205 [°C].

Para sistemas base aceite, debe ser usado un empacador con múltiples capas, para retrasar el inicio del hinchamiento mientras el empacador es bajado al fondo del pozo. El empacador consiste en una base de alto hinchamiento interno rodeado por una capa de bajo hinchamiento y una barrera de difusión. Las dos capas superiores retrasan el inicio del hinchamiento por 72 horas o más.

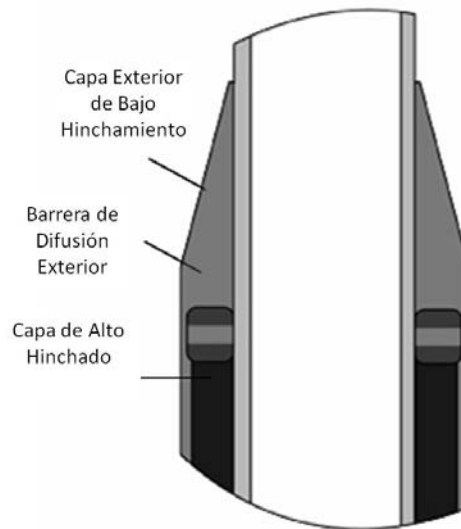


Figura 10: Esquema empacadores hinchables de aceite; el cual cuenta con tres capas de elastómero proporcionando un tiempo de sellado deseado.

## 3 “Diseño y uso de empacadores hinchables”

Dentro de este capítulo se hace una breve descripción de lo que es un empacador hinchable, de las diferentes consideraciones que debemos de hacer dentro de la selección para su aplicación, pruebas de laboratorio y aplicaciones.

### 3.1. Diseño de los Empacadores Hinchables (Moreno Galicia, 2008) <sup>11</sup>.

El diseño de los empacadores hinchables está regido por tres diferentes parámetros que son: vida útil, rango de presiones y tiempo de hinchamiento.

La conformación del empacador es simple ya que no consta de muchas piezas, no presenta accesorios móviles y además que está diseñado para no sufrir erosión.

El empacador está constituido por tres piezas fundamentales: el elastómero, anillos laterales y tubería estándar. Como se muestra en la siguiente figura.



Figura 11. Esquema del empacador.

El hinchamiento del elastómero es un proceso de absorción termodinámica. Cuando el elastómero y los hidrocarburos se encuentran en contacto, la atracción entre éstos causa que la estructura molecular crezca, permitiendo que el aceite entre dentro de la estructura.

El hinchamiento deberá expandir el elastómero a niveles de equilibrio, donde las propiedades mecánicas y el volumen se mantendrán constantes. Cualquier expansión ocasionada después del equilibrio inicial es generalmente causada por una degradación de cadena termal en el polímero. Cuando la expansión del empacador es limitada por las paredes del agujero, el elastómero no alcanzará el equilibrio hasta que llene completamente el agujero del pozo. Antes que el equilibrio sea alcanzado, el empacador ejercerá una presión de sello positiva contra las paredes del pozo.

El desafío fue encontrar la combinación química y la pérdida de la estabilidad térmica con altos hinchamientos en crudos y al mismo tiempo obtener buenas propiedades mecánicas, para cuando se encuentre o no hinchado.

Los empacadores están diseñados para activarse en lodos base aceite, base agua, alta presión, alta temperatura, presencia de gases amargos y para hinchamiento por agua.

En casos donde el empacador requiera un tiempo de espera para su activación, se diseña con un número determinado de barreras de difusión causando el retraso esperado.

### **3.2. Métodos y Consideraciones de Diseño.**

Una de las principales consideraciones dentro del diseño del empacador es la determinación del tamaño, ya que éste deberá ser de 0.250 pulgadas menor al diámetro del agujero o de la tubería. Esto para que se asegure el paso del empacador durante todo el viaje, por ejemplo si tenemos un diámetro de 8.500 pulgadas se deberá realizar un diseño de un empacador con un diámetro del elastómero de 8.250 pulgadas.

Otra de las consideraciones que debemos de tomar en cuenta es la severidad del pozo donde se vaya a instalar, ya que se han realizado pruebas con la herramienta en pozos en los que se presentan “patas de perro” o “dog legs”, donde los empacadores han pasado hasta en severidades de 20° sin presentar problemas en el viaje, por lo que es necesario considerar que el pozo donde se vaya a instalar no presente severidades mayores a 20°.

El tipo de fluido donde será hinchado el empacador es importante conocerlo, para hacer una selección correcta de éste, ya que debemos de tener en cuenta si será hinchado por aceite o agua, o si es necesario el diseño con o sin barrera retardadora.

Como ya se mencionó anteriormente la temperatura y la viscosidad, son dos factores que son función uno de otro dentro del diseño y son factores también a considerar.

La temperatura influirá directamente en el tiempo de hinchamiento, por lo que es necesario al momento de la realización del diseño conocer éste factor. La viscosidad en la cual se instalará el empacador es necesario conocerla para realizar la selección del tipo de empacador, ya sea de uno con barreras de retardo o sin ellas.

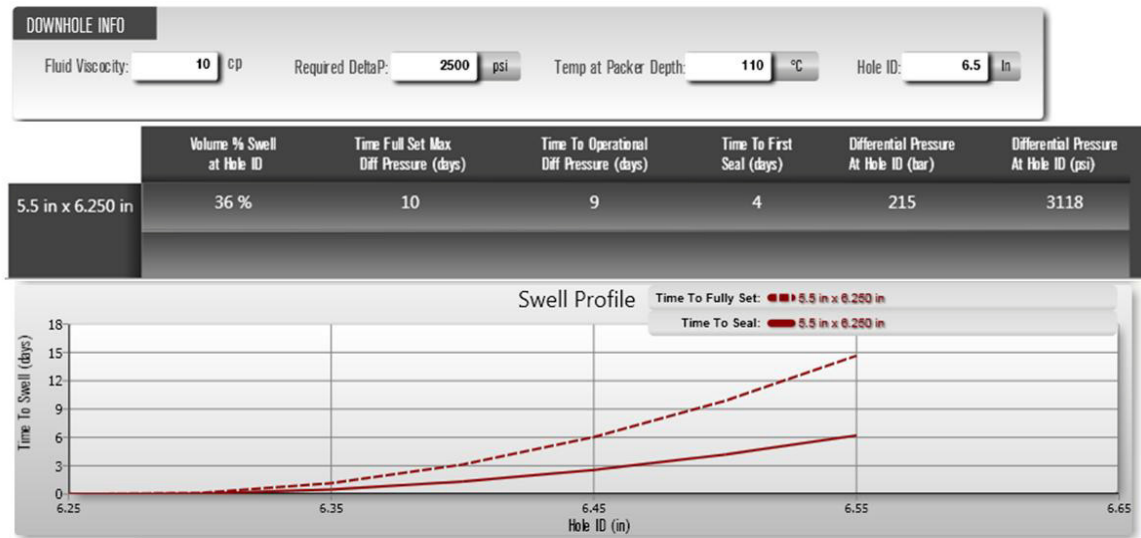
El comportamiento del hinchamiento para la viscosidad es el siguiente: entre mayor sea viscosidad mayor va a ser el tiempo de hinchamiento y de sellado para nuestro empacador.

Se muestra en las siguientes gráficas dos diseños de un empacador, en las cuales se varió la viscosidad entre 5 cP. (Gráfica 1) y 10 cP. (Gráfica 2).



Gráfica 1. Resultados obtenidos de simulador Easywell, donde se varió la viscosidad a 5 cP, obteniendo un resultado de 5 días para resistir la máxima presión de operación.

## Diseño de la terminación con empaques hinchables



Gráfica 2. Resultados obtenidos de simulador Easywell, donde se varió la viscosidad a 10 cP, obteniendo un resultado de 10 días para resistir la máxima presión de operación.

En cuestión de la temperatura es exactamente lo contrario, ya que entre mayor sea la temperatura mayor va a ser el tiempo de hinchamiento como de sellado. Los datos del diseño se realizaron para 70°C (Gráfica 3) y 115 °C (Gráfica 4), por lo que las gráficas y los tiempos quedaron de la siguiente manera:



Gráfica 3. Resultados obtenidos de simulador Easywell, donde se varió la temperatura a 70 °C, obteniendo un resultado de 12 días para resistir la máxima presión de operación.



Gráfica 4. Resultados obtenidos de simulador Easywell, donde se varió la temperatura a 115 °C, obteniendo un resultado de 4 días para resistir la máxima presión de operación.

### 3.3. Pruebas de laboratorio (Rune Freyer, et. al., 2002)<sup>12</sup>.

Se han realizado distintas pruebas con el empacador después de ser hinchado, donde los resultados muestran cambios en las propiedades mecánicas, generalmente causando reducción en las propiedades de fuerza, tales como: resistencia al desgarro, tensión, dureza, elongación al rompimiento y el módulo de Young.

Otras propiedades pueden ser mejoradas tales como: propiedades a baja temperatura y presiones de sello. Una vez que el elastómero alcance el equilibrio, las propiedades para propósitos prácticos se mantendrán constantes.

La fuerza de tensión dependerá del grado de hinchamiento, y no cambiará significativamente entre diferentes crudos. El equilibrio de hinchamiento para el elastómero no es dependiente para temperaturas menores o iguales a 190°C. El tiempo para alcanzar el equilibrio puede ser reducido por el incremento de la temperatura.

#### 3.3.1. Tiempo de vida en función de la temperatura (Halliburton, 2007)<sup>13</sup>.

La expectativa de vida del empacador hinchable es determinada en función de la temperatura, la cual causa que el polímero se rompa. Este tipo de pruebas fueron realizadas con diferentes tipos de fluidos de terminación y algunos fluidos con los que en algún momento el elastómero tendría contacto.

Parte fundamental dentro de este tipo de pruebas es el valor de la fricción, que en pozos horizontales influye directamente en la longitud de la sección del agujero descubierto por terminar, ya que es una de las causas del desgaste de los elastómeros. Por lo cual se realizaron mediciones donde se obtuvieron valores para fluidos base agua, aproximadamente la mitad del valor de la fricción acero-acero, y para fluidos base aceite se obtuvieron valores extremadamente bajos, menores a 0.04.

La prueba se realizó con varias muestras de empacadores de 2 mm, los cuales se deterioraban en crudo a altas temperaturas.

En las pruebas las muestras fueron introducidas en crudo a temperaturas mayores a 190°C durante 7 semanas para acelerar la degradación térmica, arrojando resultados de una caída del 50% en la tensión, lo que dejaba aún vida útil para el empacador.

La vida útil del sistema dependerá de la temperatura de trabajo como se muestra en la siguiente tabla:

Temp. a la profundidad de asentamiento [ °C ]	Tiempo de Vida [años]
200	10
190	20
180	40
170	80

Tabla 1 Vida útil en función de la temperatura.

### 3.3.2. Análisis de Diferencial de Presión (Drew Hembling, 2007)<sup>14</sup>.

En muchos de los casos el agujero del pozo no se encuentra con las dimensiones que ha sido diseñado, debido a derrumbes dentro del pozo. Por este cambio en las dimensiones es necesario realizar cierto tipo de pruebas en las cuales se compruebe la resistencia de los empacadores a los distintos cambios de presión.



Por lo tanto se ha diseñado una prueba con un dispositivo llamado autoclave en el cual se ingresan las muestras de elastómero en aceite a temperatura y presión de fondo activándolo y realizando su función de sello.

Una prueba de presión exitosa es realizada aplicando cierta presión sobre un lado del empacador y se mide la presión máxima antes de que ocurra el traspaso de ésta sobre el elastómero. Esto se conoce como la presión diferencial a través del empacador.

El equipo con el cual se realiza esta prueba es el que se muestra en las siguientes figuras:

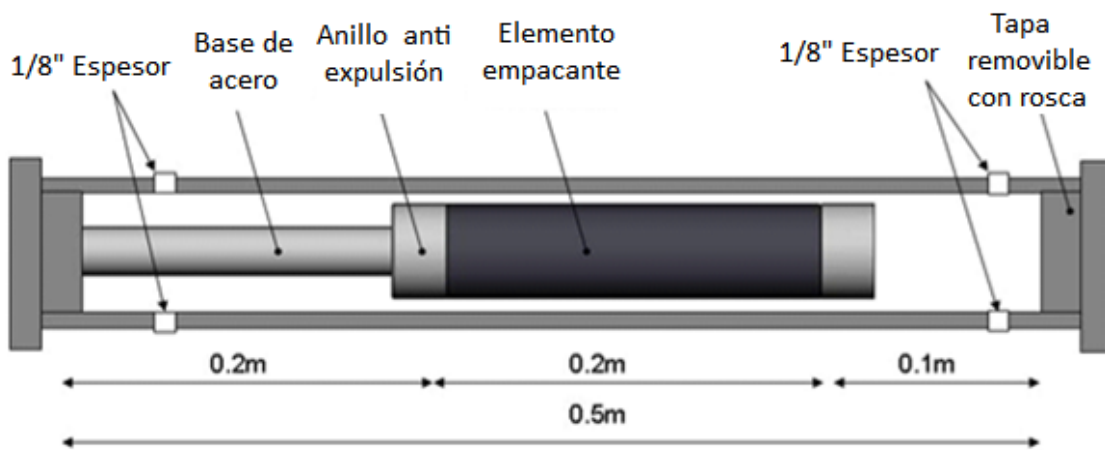


Figura 12. Dimensiones del Autoclave, ingresando una muestra de 2mm para la realización de la prueba.

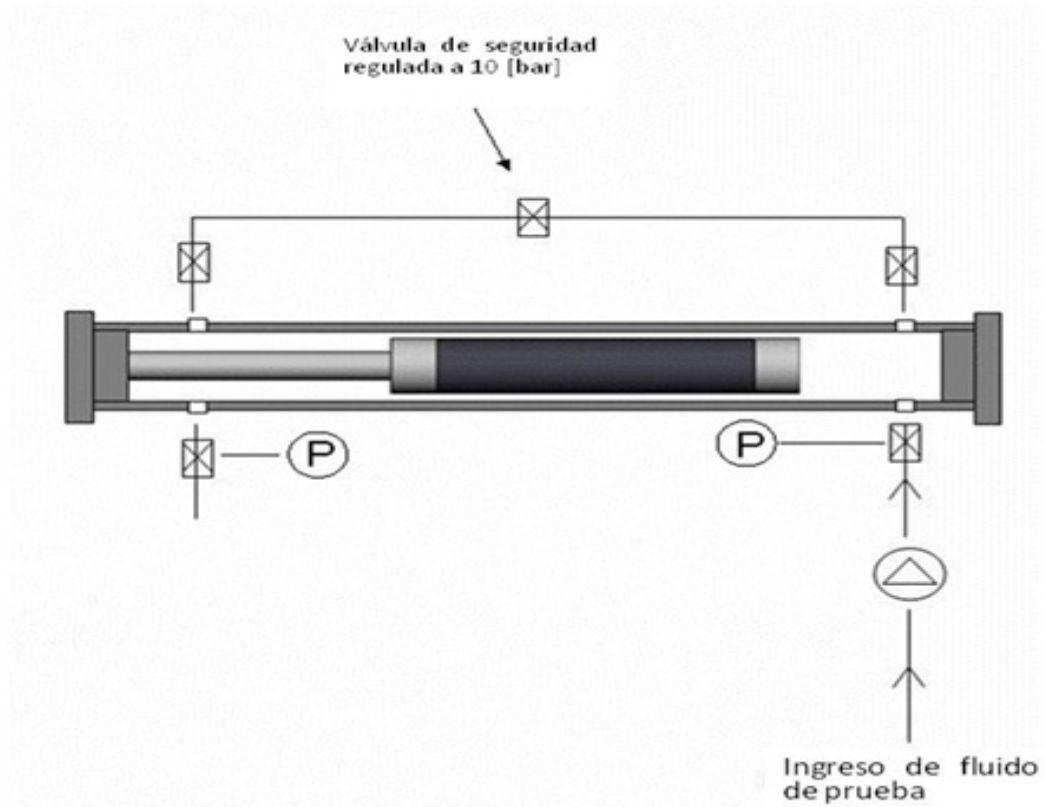


Figura 13. Esquema del Autoclave



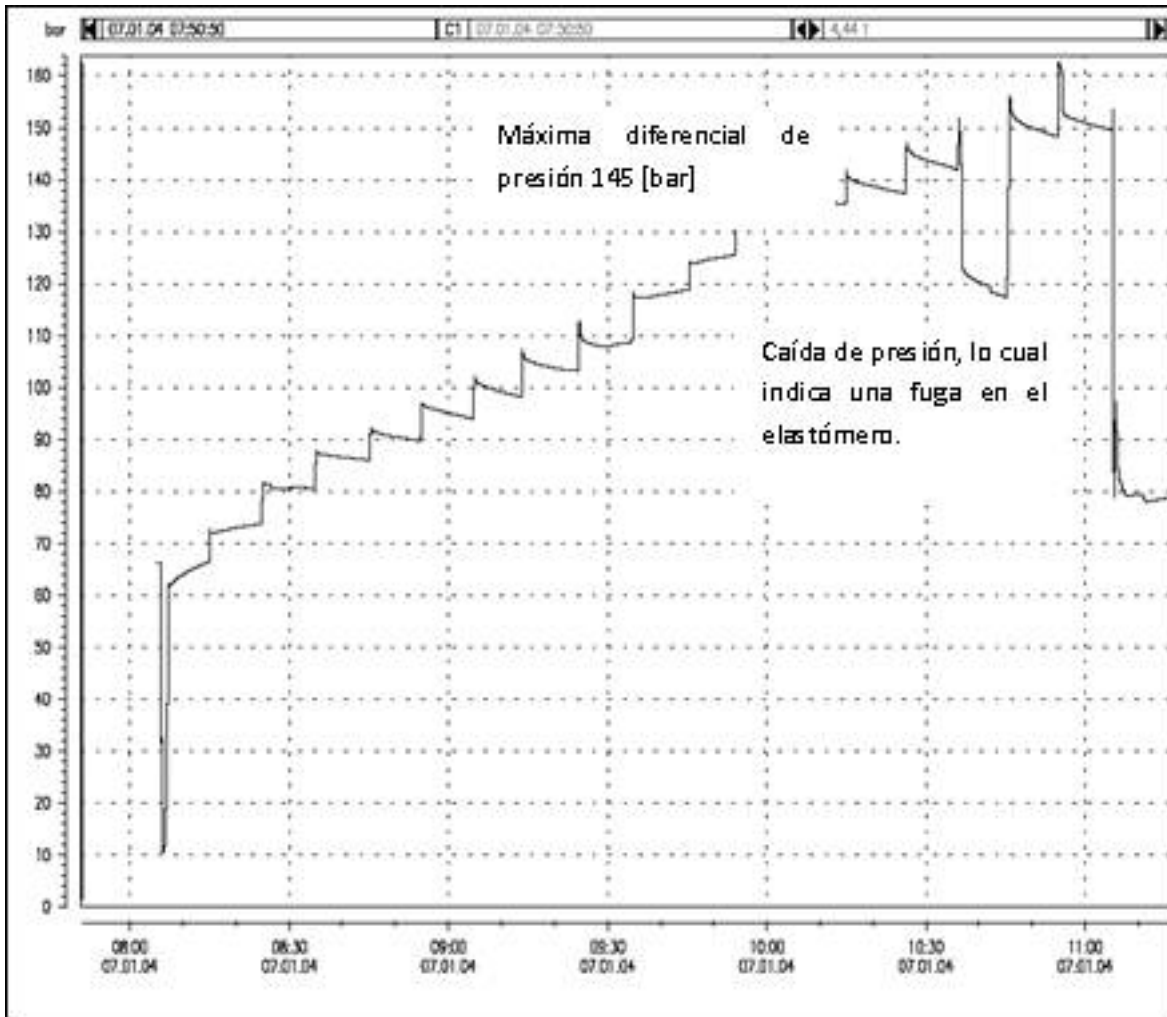
Figura 14. Partes del Autoclave.

El procedimiento para la realización de esta prueba es el siguiente:

- Conectar el tapón del lado derecho de la autoclave (Referencia: 1 Figura 5).
- Conectar el mini empacador a la barra de extensión.
- Introducir el mini empacador /barra de extensión dentro de la autoclave por el lado izquierdo. De esta manera el empacador hinchable debe quedar en el centro del autoclave.
- Llenar el autoclave con gasoil (limpio), hasta por encima del comienzo de la rosca.
- Colocar el tapón del lado izquierdo de la autoclave (Referencia: 1 Figura 5).
- Los tapones no deben apretarse mucho porque tiene o-ring.
- Enrollar el alambre- sensor de calor al rededor y a lo largo de la autoclave, cubriendo los 20 cm del empacador hinchable.
- Conectar el calentador a 220V y programar la temperatura a 90C.
- Dejar por 24 hrs con la temperatura (90C).
- Después de 24 hrs, conecte la bomba de presión manual del lado izquierdo.
- Asegurarse que todas las válvulas de la autoclave están cerradas. Solamente las de los dos manómetros a los dos lados del empacador hinchable deben estar abiertos.
- Presionar con 400 PSI hasta que la presión caiga. Esto simulara una falla del empacador hinchable solamente.
- Desfogar la presión.
- Dejar hinchar por tres días más.
- Repetir prueba de presión (el quinto día), esta vez presurizar hasta 1,800 psi. Se demuestra que la falla observada 24 hrs después de iniciar la prueba se regenero. Esto demuestra que el empacador hinchable se auto-regenera.
- Continuar presurizando hasta que se comunique (falle). Medir esta presión para correlacionar con el simulador.
- Destapar el casing de 5".

- Tomar las medidas del empacador hinchable en cuatro lugares según hoja Excel.
- Colocar el empacador hinchable (donut). Se recomienda ponerle un gancho para poderlo sacar cada 24 hrs.
- Llenar de aceite y colocar la tapa de casing. No se requiere apretar los tornillos ya que no habrá presión.
- Enrollar el alambre- sensor de calor al rededor y a lo largo del casing, cubriendo los 15 cm de donut.
- Conectar el calentador a 220V y programar la temperatura a 90C.
- Dejar por 24 hrs con la temperatura (90C).
- Asegurarse que el alambre que pusiste en el donut es visible y puedes tirar de él para recuperar el donut.
- Después de 24, 48, 73, 96, 120, 144 hrs; sacar el donut y tomar las medidas por cuatro lados como lo indica la hoja de Excel y colocar los valores en la hoja de Excel.
- Prueba concluida.

Un ejemplo del registro de esta prueba es mostrado en la siguiente figura en donde se describe la caída de presión.



Gráfica 5 Prueba de caída de Presión, donde se muestra la máxima presión que soporta el empacador, y la presión a la cual existe una fuga.

### 3.4. Aplicaciones.

Existen varias aplicaciones para los empacadores hinchables, entre las que tenemos: aislamiento entre zonas donde se tenga entrada de gas o agua, estimulación en múltiples zonas, terminaciones inteligentes en agujero descubierto y el uso de tubería ranurada en agujeros descubiertos.

#### 3.4.1. Entrada de gas o agua (Halliburton, 2007)<sup>15</sup>.

Dentro de la vida productiva de un pozo, la intrusión de agua puede reducir significativamente, la producción, incluso eliminarla. Este tipo de problema no se puede solucionar a través de las técnicas de terminación convencionales, por lo que la producción prematura de agua se puede evitar con el aislamiento entre zonas.

El sistema de aislamiento por medio de empacadores hinchables, funciona como una herramienta que detiene el paso de agua, proporcionando un sello a largo plazo y efectivo, ya sea como tapón o parte de una terminación.

El uso de este tipo de empacadores proporciona una solución de un solo viaje para el aislamiento entre zonas, efectivo en proceso de construcción y terminación del pozo donde se tenga presencia de gas, lutitas y otros impedimentos.

Su simplicidad, confiabilidad y efectividad como una solución de aislamiento entre zonas, podría ayudar a obtener ahorros significativos en los costos de construcción de pozos.

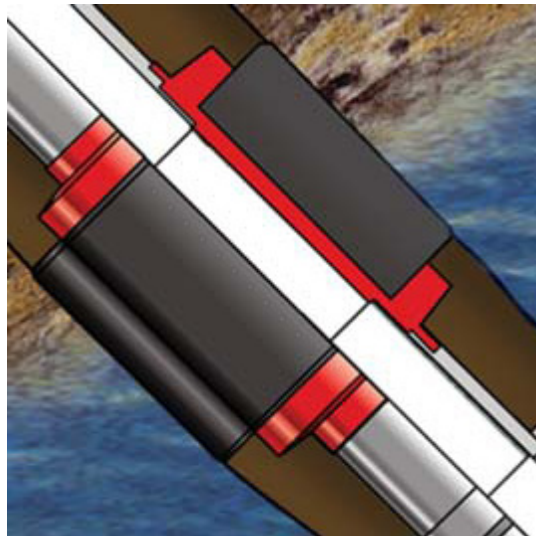


Figura 15. Aislamiento entre zonas

### 3.4.2. Estimulación y producción en zonas múltiples (Castañeda, 2009)<sup>16</sup>.

Hoy en día la maximización de los yacimientos es primordial, por lo que los diseños se pueden hacer para producir en zonas múltiples, lo anterior representa retos complejos de terminación y altos costos dentro de la vida productiva.

Uno de estos retos es el de aislar y estimular zonas múltiples durante el proceso de reparación del pozo, por lo que una forma de realizar la múltiple estimulación de forma efectiva y económica es por medio de la combinación de las camisas de estimulación de producción y el sistema de aislamiento con empacadores hinchables.

La eficiencia de sellado proporcionada por la capacidad del sistema de empacadores hinchables para adaptarse a agujeros irregulares, y la durabilidad a largo plazo del elastómero hace de éste un método efectivo y económico.

Una vez realizada la estimulación es posible producir de manera controlada y selectiva el yacimiento, gracias al aislamiento proporcionado por los empacadores hinchables.

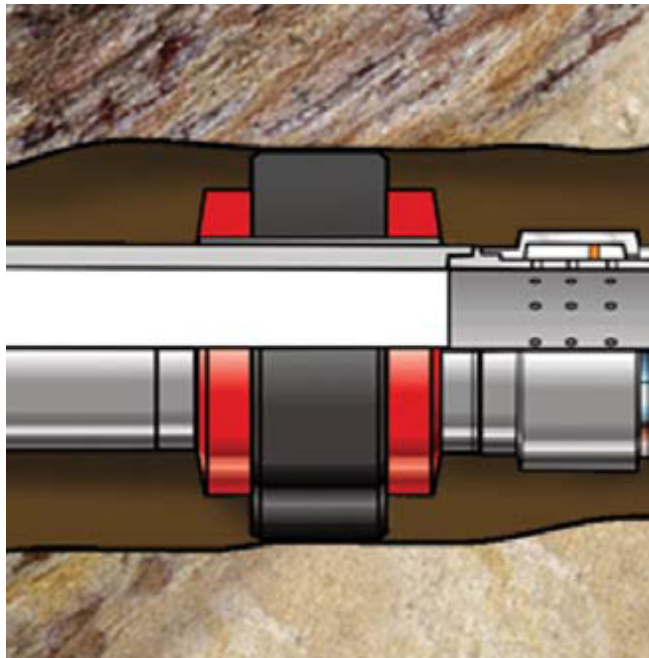


Figura 16. Esquema empacador hinchable y camisa de estimulación selectiva.

### 3.4.3. Terminaciones inteligentes en agujero descubierto (Halliburton, 2006)<sup>17</sup>.

Las ejecuciones de terminaciones inteligentes convencionales requieren cortar los cables, introduciéndolos a través de los empacadores y después reincorporando los cables. Es un procedimiento que requiere mucho tiempo, es riesgoso, problemático y con frecuencia costoso.

La capacidad de mantener los cables intactos es una gran ventaja al realizar una terminación en agujero abierto. El sistema de empacadores hinchables con porta cable elimina la necesidad de cortar, pelar y empalmar los conductores de control y comunicación para el proceso de alimentación.

Este tipo de empacadores hinchables presentan una ranura prefabricada para ajustarse a las dimensiones de la línea de control. Lo anterior permite el paso de una o varios conductos de control individuales para la supervisión del fondo del pozo y dispositivos de control, todo sin necesidad de poner en riesgo la integridad de los cables al cortarlos y empalmarlos.

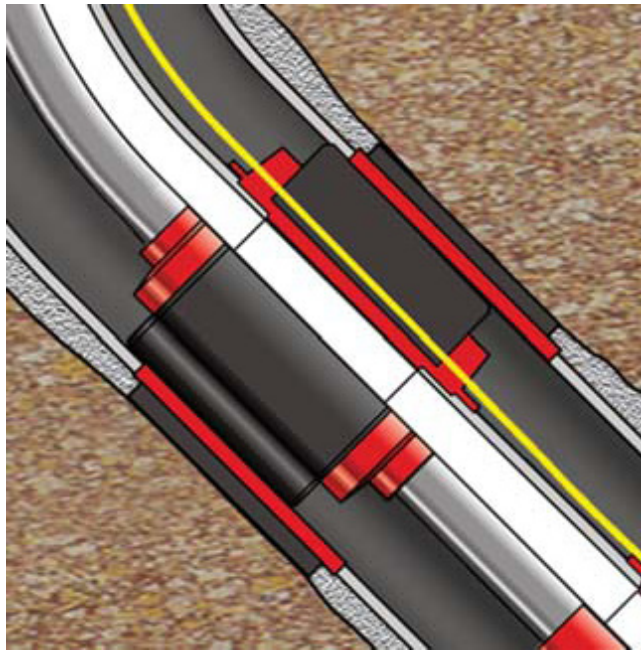


Figura 17. Esquema de empacador con porta cable.



#### **3.4.4. Tubería Ranurada.**

Una de las aplicaciones más comunes para los empacadores hinchables es en conjunto con tubería ranurada (liner o tubería de producción), la cual nos proporciona un método efectivo y rápido de producción.

Una de las ventajas de este tipo de terminaciones es la reducción del daño a la formación, que se traducirá en un aumento del índice de productividad, ya que por medio del uso de los empacadores hinchables eliminamos la cementación, y con la tubería ranurada evitamos los disparos hacia la formación.

La función de los empacadores hinchables en este tipo de terminación, es proporcionar aislamiento entre zonas, donde se puede evitar zonas fracturadas en las cuales se pueda producir agua, o simplemente aislar contactos agua-aceite o gas-aceite, realizando una explotación selectiva.

Otra de las características que tiene este tipo de terminación es la reducción del tiempo en la que el pozo se encontrará cerrado, ya que después de la instalación se debe poner a producir el pozo para realizar la activación de los empacadores.

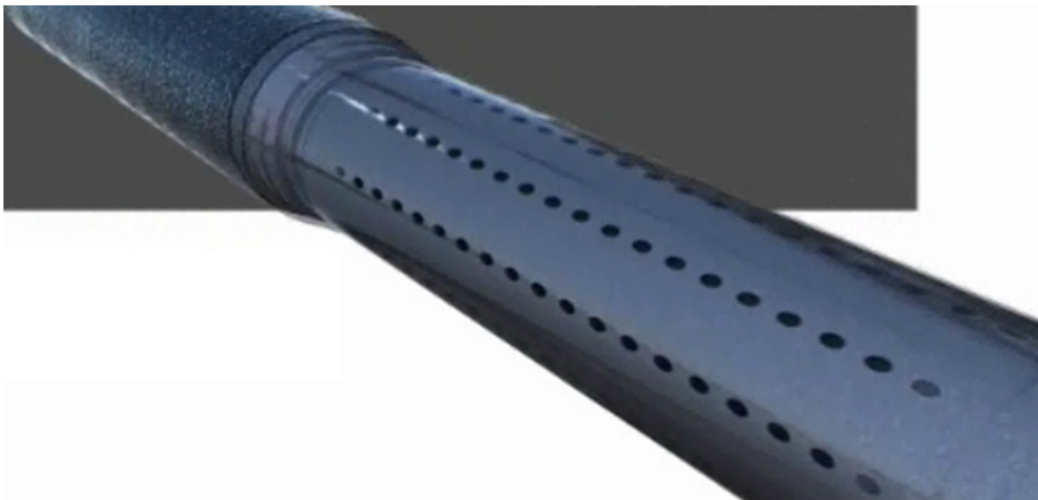


Figura 18. Esquema conjunto empacador hinchable y tubería ranurada.

### 3.5. Diseño de propuestas técnicas.

En esta sección se hará una breve descripción de información que debe formar parte en una propuesta técnica.

Una parte de esta información proviene de la simulación, donde se muestra qué datos son necesarios para su realización y cómo interpretar los resultados. Otra parte es el diagrama de pozo, donde será mostrada la forma en la que serán colocados los empacadores, y por último se muestra cuál será el esquema del empacador.

#### 3.5.1. Simulación.

En la simulación se predice cuál será el comportamiento del empacador dentro del pozo. Se requiere ingresar cierta información para que el simulador realice los análisis, generando gráficas y datos con los cuales obtendremos el tiempo de hinchamiento, el tiempo en el que soportará la diferencial de presión esperada, etc.

La información que se ingresa se divide en 3 secciones diferentes:

La primera son datos informativos tales como nombre del proyecto, aplicación, cliente, área, ubicación, fecha, quién realiza la corrida y algo muy importante que es el diseño, donde ingresaremos el tipo de fluido en el cuál será ingresado nuestro empacador, ya sea lodos base agua, base aceite, etc.

The screenshot shows the Easywell Swellpacker software interface. The logo 'easywell' is in red on the left, and 'Swellpacker' is in the top right. The interface contains several input fields and dropdown menus:

- Project: [Empty text box]
- Application: **AISLAMIENTO DE ZONAS**
- Customer Contact: [Empty text box]
- Design By: **Cesar Diaz/Miguel Ángel B**
- Customer: [Empty text box]
- Area: **CD CARMEN**
- EasyWell Contact: **OSCAR MEDINA / CESAR I**
- Date: **Monday, April 06, 2009**
- Location: **REGION MARINA**
- Design: **SPOBML**
- Comments: **AISLAMIENTO DE ZONAS UTILIZANDO EMPACADORES HINCHABLES**

En la sección número dos se ingresa la información del fondo del pozo donde se instalará el empacador, tal como viscosidad del fluido, la presión diferencial requerida, la temperatura y el diámetro del agujero.

The screenshot shows the 'DOWNHOLE INFO' section of the software. It contains the following data:

- Fluid Viscosity: **0** CP
- Required DeltaP: **3500** psi
- Temp at Packer Depth: **110** °C
- Hole ID: **8.5** In

En la tercera sección los datos que se ingresarán son los de las herramientas tales como diámetro externo de la tubería, diámetro externo del empacador, longitud del elastómero, número de cables que sean necesarios para terminaciones inteligentes así como las dimensiones de dichos cables. Es necesario resaltar que en este simulador nosotros podemos ingresar dos diferentes diseños al mismo tiempo.



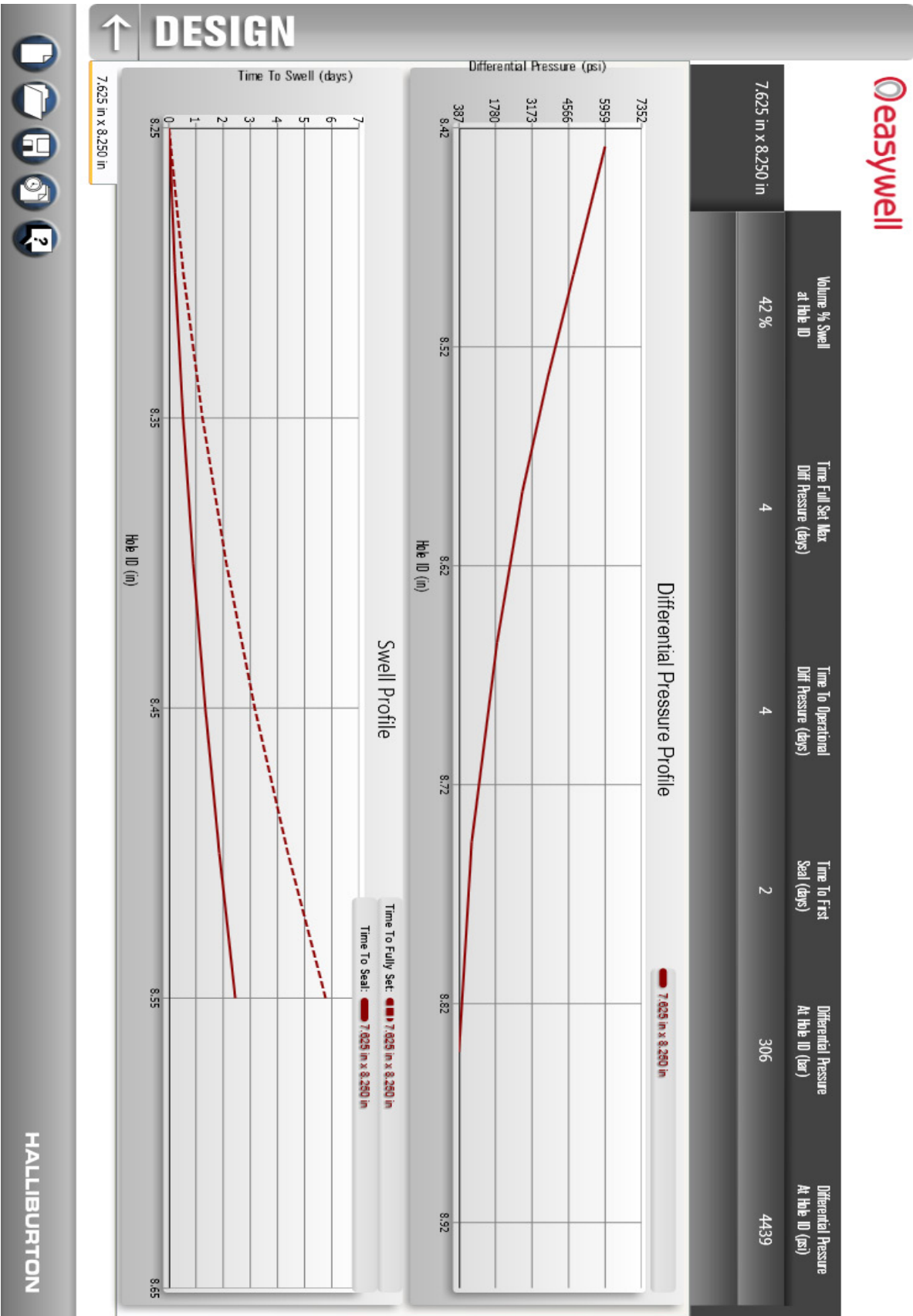
The screenshot shows a software interface titled "TOOL SYSTEM". At the top left, it displays "7.625 in x 8.250 in" with a small icon. On the top right, there is a button labeled "ADD DESIGN +". Below the title bar, there are several input fields:

- "Pipe OD:" with a value of "7.625" and a unit of "In".
- "Packer OD:" with a value of "8.25" and a unit of "In".
- "Element Length:" with a value of "5" and a unit of "m".
- "Number of Cables:" with a value of "0".
- "Cable / Flatpack Dimension:" with a value of "0" and a unit of "In".

Ya cuando se han ingresado los datos necesarios para hacer la corrida, se efectúa la simulación. Finalmente se puede observar en la pantalla la siguiente información:

- Porcentaje de volumen de hinchamiento del empacador dentro del agujero.
- Tiempo en días que le lleva al empacador hincharse completamente.
- Tiempo en días que le lleva al empacador controlar la presión diferencial esperada.
- El tiempo para el primer sello.
- Y la presión diferencial que soportará el empacador tanto en [bar] como en [psi].

Además el simulador imprime gráficas en donde hace un perfil del comportamiento de la presión diferencial en función del hinchamiento y del diámetro interno, donde trabajará el empacador y otra gráfica del tiempo de sello en función del tamaño del agujero.



### 3.5.2. Diagrama del Pozo

En esta sección se presenta un diagrama del estado mecánico resultante para un pozo, en donde se debe de incluir la información relacionada con la profundidad de cada uno de los accesorios, además de la información técnica de las herramientas de la compañía tales como VersaFlex, Controladores de flujo (ICD), Camisas Deslizables (Delta Stim) o Empacadores Hinchables.

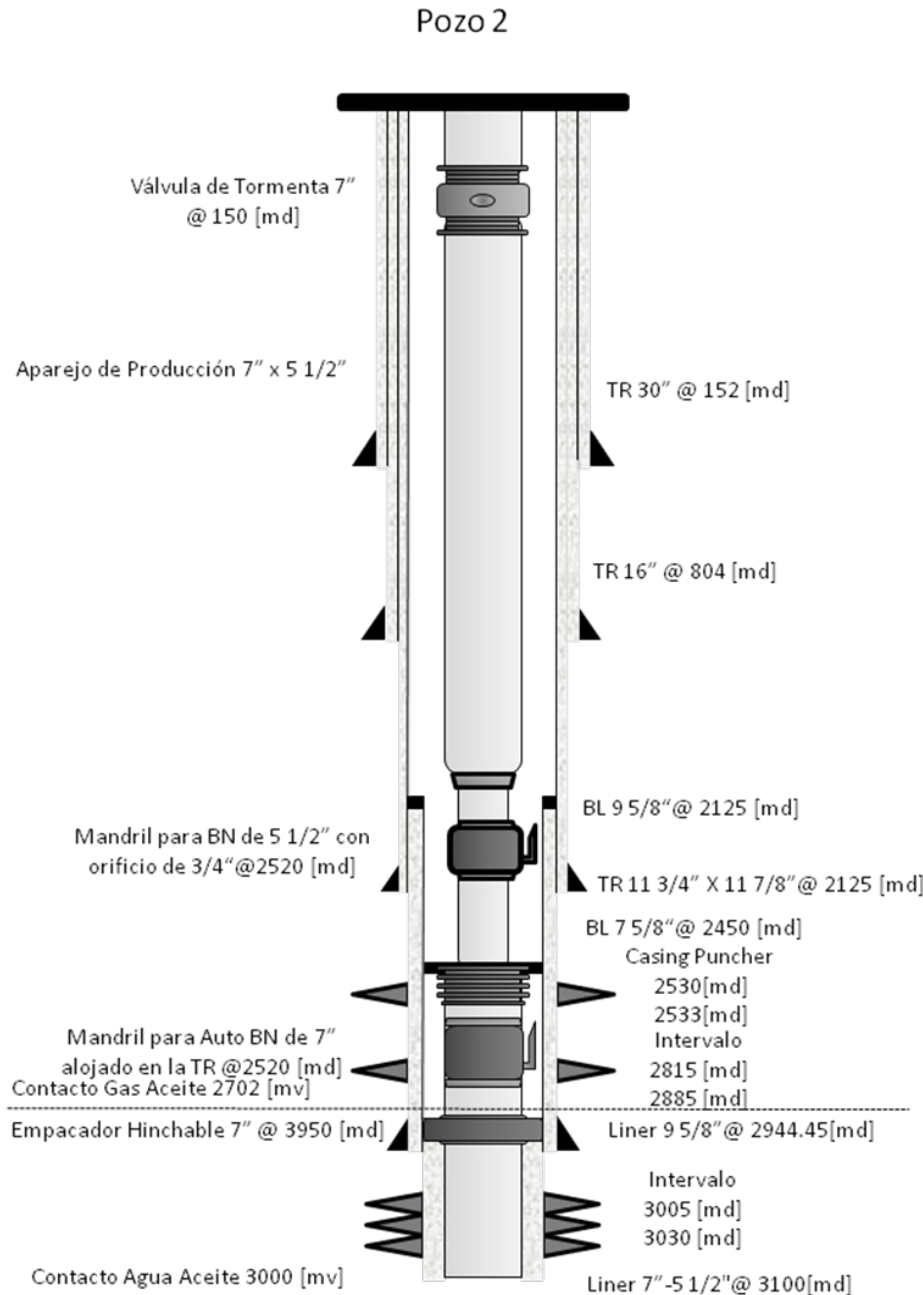


Figura 19. Diagrama de pozo.

### 3.5.3. Esquema del Empacador

En esta sección se describe y muestra esquemáticamente de manera detallada las características que llevará el empacador tales como: diámetros externos e internos, longitudes tanto de la tubería como del empacador, posiciones y espesores de los anillos.

Además muestra información del criterio de diseño como el tamaño del agujero, el tipo de lodo o fluido de terminación, y el rango de temperatura en la cual se encontrará el empacador.

También lleva la información de las propiedades técnicas tales como: diámetro externo, peso de la tubería, material de la tubería, tipo de rosca, material del anillo, diámetro externo del elastómero, longitud del elastómero, etc.

Criterio de Diseño		
Rango de Temperatura	90-220	°C
Propiedades Técnicas		
OD Tubería Base	4.500 [in]	114.30 [mm]
Peso Tubería Base	12.6 LB/FT ppf	
Grado Tubería Base	L-80	
Tipo de Rosca	VAM TOP	
Material Del Endring	ST-52	
OD Elemento Empacante	5-6.5 [in]	127-165.10 [mm]
Longitud Elemento Empacante	354.331 [in]	9000.00 [mm]
Longitud Total Empacador	448.819 [in]	11400.00 [mm]
ID Drift Empacador	3.833 [in]	97.36 [mm]
ID Nominal del Empacador	4.229 [in]	107.42 [mm]
Mínimo Espacio de Agarre en Box Final	55 [in]	1400.00 [mm]
Mínimo Espacio de Agarre en Pin Final	39 [in]	1000.00 [mm]
Longitud del Endring	2.000 [in]	50.80 [mm]
OD Endring	5.03-6.58 [in]	127.76-167.13 [mm]

Swellpacker™

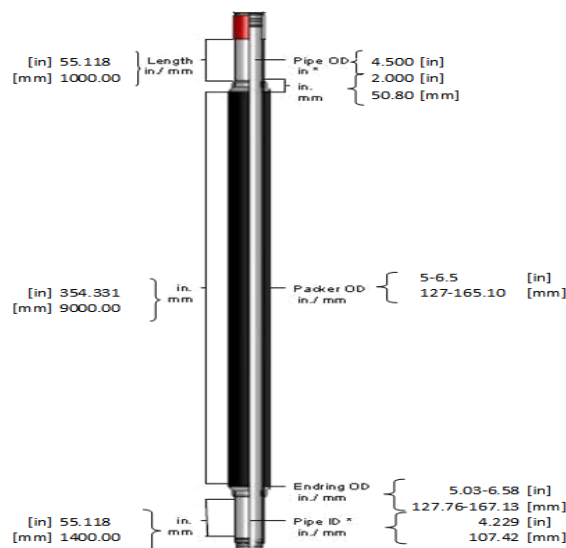


Figura 20. Esquema del empacador.

**3.6. Ejemplo de propuesta técnica.**

Facultad de Ingeniería  
División Ciencias de la Tierra

**Propuesta Técnica**

**Pozo:** Pozo 8.

**Equipo:** Plataforma 2.

**Empacadores Hinchables Easywell™**

OBM 5.500"X 6.250" X 5 m Longitud Elastómero.

Y con características de tubería:

20 lbs/pie, L-80, VAM SLIJ-II, 2 Piezas.

No. PARTE XXXXXXXXX

**Para:**

**Facultad de Ingeniería**

**Diseño Reparación De Pozos**

Julio 05, 2009.

Ciudad del Carmen Campeche, a 05 de julio del 2009.

**FACULTAD DE INGENIERÍA.**

**DIVISIÓN CIENCIAS DE LA TIERRA.**

Nos complace hacer entrega de la propuesta para la Introducción de Empacadores Hinchables Easywell de 5.500"X 6.250" X 5 m, con características de la tubería 20 lbs/pie,L-80, VAM SLIJJ, para el aislamiento entre zonas obturadas y productoras del pozo 8.

Adjunto en la propuesta encontrara:

- Objetivo datos del cliente y pozo
- Procedimiento de introducción de los Empacadores Hinchables.
- Hinchamiento de los Empacadores Easywell.
- Simulación y resultados.
- Estado Mecánico propuesto.
- Especificaciones de los Materiales

Sin más por el momento y en espera de que el presente diseño cumpla con sus expectativas, quedamos a sus órdenes para cualquier información adicional que estimen conveniente.

Atentamente

**Halliburton Completion Tools**



## **Introducción:**

### **Descripción del Empacador Hinchable Easywell**

El Empacador Hinchable Easywell es un empacador basado en la propiedad de expansión del elastómero en hidrocarburos. La expansión por absorción termodinámica es continua. El Swellpacker™ se hincha para expandirse y sellar el espacio anular alrededor del tubo base. No se requiere ningunas operaciones del aparejo para la instalación. Se utiliza en agujero abierto o entubado.

El elastómero está adherido (vulcanizado) directamente a un tubo base y se puede fabricar en cualquier diámetro exterior. No hay soldaduras en su construcción. El empacador no tiene ninguna pieza movable y no requiere ninguna activación en superficie o en el fondo del pozo. No se requiere de un bajante o herramienta de servicio para su activación. Se conecta como parte de la terminación (TP) o de la tubería de revestimiento (TR) y se baja en un solo viaje, es un procedimiento muy directo y sencillo. Existen ya pozos terminados hasta con 19 Empacadores Hinchables. El tiempo de expansión de uno o más empacadores no compromete al tiempo del equipo ya que la expansión es un proceso de absorción termodinámica que se da en presencia de hidrocarburos sin ocupar tiempo operacional.

El Empacador Hinchable Easywell viene en varios diseños para satisfacer las diversas necesidades operacionales. Puede funcionar en cualquier lodo; base-agua (WBM) o base-aceite (OBM), en condiciones de HT, HP y junto con los sistemas de pozos inteligentes en cuyo caso Empacador Hinchable Easywell con diseño para cable eléctrico o línea de control. Pruebas extensas en la caracterización del elastómero ha conducido al desarrollo de un simulador que pueden predecir el cociente de expansión, diferencial de presión y tiempo de sellado para un tubo dado y diámetro externo del elemento.

### **Estimación de la Vida Útil del Empacador Hinchable Easywell**

La temperatura del pozo determina el tiempo de vida útil del Empacador Hinchable Easywell. La degradación térmica de los compuestos del Empacador Hinchable Easywell se determina a través de temperaturas elevadas en las condiciones simuladas del pozo. La vida se define como la reducción a la mitad de las características mecánicas iniciales. En 200°C / 392 F la vida del Empacador Hinchable Easywell es 9 años. Reduciendo la temperatura a 190°C/ 374 F, la vida es 20 años. En una temperatura más baja, la degradación del elemento es para los propósitos prácticos inexistente.

### **Tipo de Líquidos Donde Pueden Funcionar**

El Empacador Hinchable Easywell tiene un cuadro de trabajo muy amplio ya que puede operar adecuadamente en los fluidos mayormente encontrados en la Industria Petrolera. Ha sido probado en elementos corrosivos tales como el H<sub>2</sub>S, HF, CO<sub>2</sub>, ácido acético, fluidos aromáticos, etc. También trabaja adecuadamente en los fluidos de inyección y estimulación de formación más comunes. En superficie, es importante mantener el empacador lejos del contacto con cualquier tipo de aceite.

### **¿Por qué usar los Empacadores Hinchables Easywell?**

El aislamiento anular es un requisito previo para el control de agua, gas y producción de aceite en pozos petroleros y/o gasíferos. El aislamiento efectivo del espacio anular en zonas con liners de diámetros pequeños, tiene un alto porcentaje de falla, toda vez que el cemento no realiza un sello efectivo, o se contamina durante el bombeo, dejando canalizaciones o problemas de adherencia. Este problema generalmente es remediado haciendo trabajos de cementación forzada, los cuales por ser revestimientos de diámetros pequeños la efectividad es muy baja. El Swellpacker™ elimina muchos de estos desafíos de una manera simple e innovadora mediante el uso de las propiedades de expansión de los elastómeros en hidrocarburo para formar un sello alrededor de la tubería.

Cabe notar que el Swellpacker es una herramienta que proporciona aislamiento y por lo tanto no puede considerarse un reemplazo para el cemento.

El Empacador Hinchable Easywell tiene la capacidad dinámica de hincharse y por lo tanto continúa sellando en el agujero abierto, incluso con el desarrollo de cavernas inducida por la producción. Esto significa que en efecto el empacador es auto reparable. Mientras que la instalación de equipos de terminación es cada vez más compleja, el Empacador Hinchable Easywell no requiere ninguna operación específica; simplemente depende de principios termodinámicos.

El efecto a corto plazo de usar al Empacador Hinchable Easywell debe ser lograr un aislamiento anular confiable sin los problemas de operaciones y de riesgo de los sistemas anulares de aislamiento existente. Los efectos a largo plazo que ya se han materializado son:

- Permite eliminar la cementación y los disparos frente a la zona productora y producir por el agujero abierto a través de tubería pre-perforadas. Esto reduce daño de formación y disminuye substancialmente los costos mediante la reducción del tiempo de la terminación y los gastos asociados a tales operaciones.

- Es el único método que permite un aislamiento selectivo del yacimiento en intervalos como sea necesarios, en un solo viaje y sin maniobras del equipo.
- En conjunto con el cemento como complemento del mismo para evitar la canalización y la formación de micro anulo.
- En casos de formaciones largas de carbonatos se puede estimular en un solo viaje, comparado Perforación – disparos en secuencia, colocación de empacadores y estimulación de la zona dañada. Esto reduce los costos de terminación considerablemente.
- Aislamiento de lutitas y zonas de alta pérdida de filtrados.
- Aislamiento de casquetes de gas o zonas indeseables de agua.
- Contribuye con la eliminación del flujo anular que promueve la migración de finos que causan taponamiento.
- La presencia o migración de gas.

Todos estos factores reducen el costo significativamente y representa un cambio y el control de la producción sin riesgos inherentes, ningún efecto ambiental negativo e implicaciones muy positivas al control del agua y del gas. La recuperación de reservas puede por lo tanto aumentarse substancialmente.

## OBJETIVO

Introducir liner de 5 ½" con empacadores Hinchables y Tubería pre perforada, en el cretácico inferior, para aislamiento de espacio anular.

## DATOS DEL CLIENTE:

Nombre del contacto:	
Región y zona.	Facultad de Ingeniería.

## DATOS DE FORMACIÓN

Pozo.	Pozo 8.
Equipo.	Plataforma 2.
Operación.	Aislar el espacio anular con empacadores hinchables y producir en conjunto con tubería ranurada.
Formación	Cretácico Inferior.
Litología:	Mudstone-wackestone de foraminíferos, café claro a blanco, ligeramente dolomitizado, arcilloso y fracturado, dolomía microcristalina, fracturas rellenas por cristales de dolomita.
Saturación de agua [%]:	12
Dimensiones de Tubería Liner, TR o agujero descubierto con el que se instalaran los empacadores hinchables:	Liner de 6 1/2"
Profundidad de colocación para los empacadores hinchables [md]:	+/- 2684, 3022.
Temperatura de fondo [°C]:	113.45.
Lodo y densidad [gr/cc]:	Polimérico de baja densidad, 0.89-0.90

## DATOS DE PRODUCCIÓN ESPERADOS:

Gasto de aceite [BPD]:	5360
Presión máxima esperada en el fondo [kg/cm <sup>2</sup> ]:	323.50
Presión máxima esperada en el fondo [psi]:	4600
Diámetro del agujero o liner de producción.	5 1/2"
Gasto de gas [MM PCD]:	5.81
Tipo de hidrocarburo:	21 °API.

## DATOS DEL YACIMIENTO

Cont. H <sub>2</sub> S (%Mol)	1.89
-------------------------------	------

## **PROCEDIMIENTO DE INTRODUCCIÓN DE LOS EMPACADORES HINCHABLES**

Instalación y manejo del Empacador Hinchable para lodo base aceite en el Pozo 8.

### **Recomendaciones Previas a la instalación de Empacadores Hinchables**

1. Verificar a detalle el diámetro exterior de cada empacador hinchable, realizándolo en varios puntos y determinar un diámetro promedio.
2. Calibrar el diámetro interior de la tubería del empacador para asegurarse de no tener restricción alguna.
3. Hacer viaje para calibrar el diámetro interior de la TR. Este calibre debe ser menor al drift de la TR y el calibrador deberá tener como mínimo una longitud de aproximadamente 2 metros
4. Hacer viaje de repaso para calibrar el diámetro interno del agujero descubierto. Este calibre debe ser de un diámetro exterior mayor (más grande) que el diámetro exterior (OD) de los empacadores hinchables.
  - a. Tomar nota de la profundidad de todas las restricciones que se encuentren
  - b. Comunicar todos estos puntos al operador de Halliburton
  - c. Repasar bien estos puntos de restricción para asegurar un paso libre
5. Colocar en la parte más inferior de la TR una zapata o cualquier dispositivo que tenga un diámetro externo mayor al OD de los empacadores hinchables.
6. Tener un Caliper Log (registro eléctrico) en lo posible señalando áreas de derrumbe o zonas de transición que pudieran presentar riesgo para la TR.
7. Al llegar a la profundidad del pozo circule todo el volumen del pozo dos veces antes de salir.
  - a. Evite circular el pozo a la profundidad donde se espera instalar los empacadores hinchables
8. Circular el pozo en la zapata del liner y entrar al agujero descubierto a baja velocidad

## **Procedimiento De Introducción De Los Empacadores Hinchables**

Instalación y manejo del Empacador Hinchable para **lodo base aceite** en el Pozo 8.

### **Diseño**

1. El Empacador Hinchable debe ser espaciado en la terminación donde las condiciones del pozo sean buenas (lo más cerca al calibre de la tubería o del agujero abierto)
2. Las operaciones planificadas no deben exceder el tiempo para crear el primer sello y debe tomarse en cuenta:
  - Tiempo de corrida incluyendo tiempo perdido.
  - Variaciones de la temperatura de fondo.
  - Estabilidad del agujero incluyendo cavidades o cavernas.
  - Contingencia por problemas de fondo.
3. No instale centralizadores en el tubo del Empacador Hinchable. Si requiere de centralizadores, conéctelo por debajo de la caja del tubo continuo e este. La razón es que el anillo del centralizador en el tubo del Empacador Hinchable concentrara fuerzas con un filo agudo en la parte inferior del Empacador Hinchable
4. La fricción entre el Empacador Hinchable y la TR ha sido medido a 0.04 (este es solo una fracción de la fricción de acero-acero).

### **Recibimiento en el Equipo de Perforación**

1. Revise los empaques y el embalaje de algún daño visual.
2. Revise que los empacadores están libre de derrame de aceite.
3. Dimensione los Empacadores Hinchables ( OD, ID y Longitud)
4. Revise las roscas del Empacador Hinchable
5. Calibre las combinaciones en ID y OD en caso de existir.
6. Mantenerlo envuelto con el laminex hasta el momento de la corrida.
7. Manténgalos alejados de cualquier aceite, diesel o cualquier fluido similar. Tenga cuidado cuando limpie las grasas de las roscas.

**Nota:**

**Si los elastómeros se exponen a aceites, límpielos con un trapo limpio antes de bajarlos.**

**Los Empacadores Hinchables deben ser levantados con una correa suave alrededor del lamiflex, hacerlo por las partes cortas de los tubos.**

**Ensamble y Bajada en el pozo**

1. Conectar los Empacadores a la tubería según distribución programada. Remueva el protector – lamiflex sin dañar el empaque con cuchillos. Los protectores se remueven mejor si lo hace a mano.
2. Ajuste las combinaciones al Empacador y el liner de acuerdo a las recomendaciones de la compañía que proporcione el tipo de rosca.
3. Baje los Empacadores Hinchables y el liner a velocidad normal no exceder la velocidad máxima en 30 mts/min.
4. Cuando este bajando en el pozo, al pasar por alguna restricción mantenga la velocidad máxima en 15 mts/min.
5. La bajada en el pozo debe ser tan eficiente y tan rápido como sea posible. Si el tiempo de corrida excediera el tiempo de trabajo recomendado de **un día (24 horas)**. Siga los pasos siguientes:

**Estas 24 horas son únicamente para la degradación de la barrera retardadora, en el momento en que éste tiempo finalice, comenzará el hinchamiento del elastómero, por lo que se deberá extraer el empacador para evitar asentamiento prematuro.**

**En caso de no llegar a la profundidad programada hay que tener presente que a temperaturas elevadas el tiempo de expansión es más rápido.**

**En caso de tener alguna resistencia al ir bajando, comunicarse inmediatamente con el Ingeniero de Proyecto o con el Superintendente de la plataforma para detener la operación y analizar la situación, también comunicar con el Supervisor o jefe de Operaciones de Halliburton y junto con PEMEX tomar la decisión de sacar inmediatamente.**

**NO TRATAR DE VENCER LA RESISTENCIA ya que con esta acción evitaremos daños que podrían causarse a los empacadores por alguna restricción de diámetro en el agujero, derrumbe o cierre del pozo.**

6. El empacador no tiene partes móviles y cualquier peso o tensión esta basadas en el tubo base.
7. Una vez que el Empacador Hinchable esta en profundidad, no se necesita alguna acción mecánica o de presión hidráulica para activarlo. El Empacador Hinchable se activa por medio de un proceso de absorción **termodinámica** que se da en presencia de hidrocarburos o derivados de este sin ocupar tiempo operacional, y se hincha para formar un sello entre la cara de la formación y el tubo base.

#### **Activación del Empacador Hinchable y producción del pozo**

1. La expansión comienza en el momento que el empacador se pone en contacto con el lodo o hidrocarburo después de haberse degradado la capa retardadora, en caso de que se tenga requerimiento de ésta.
2. Basado en los resultados de la simulación, el tiempo de hinchamiento del Empacador con 5 metros de elastómero es: al momento de estar en contacto con el hidrocarburo iniciara su hinchamiento, al **primer día** el Empacador estará tocando la pared del pozo y se llama primer contacto, **al segundo día** él empacador soportará la **presión de operación de 2500 [psi]** y por último los empacadores tendrán la capacidad de soportar hasta – **6043 [psi] de presión diferencial máxima**.
3. En la simulación de los tiempos de hinchamiento se consideró que los empacadores se hinchan con el hidrocarburo que el pozo aporte, teniendo una viscosidad menor o igual de 1 cp. **Recomendamos se nos proporcione la viscosidad del lodo de un pozo vecino para ajustar los parámetros de la simulación y así determinar el tiempo de hinchamiento.**
4. Si el fluido de control no contiene como mínimo un 40% de aceite “diesel” se recomienda bombear un bache de diesel en volumen proporcional a la profundidad donde se encuentren los Empacadores Hinchables con el fin de mantenerlos en seno de diesel y poder iniciar su hinchamiento.

#### **Medidas de contingencia:**

1. En caso de encontrar resistencia, circular a un gasto menor a 3 [BPM] con una presión de circulación inferior a 500 [psi] y hacer una revisión de la posición actual de los empacadores.
  2. Hacer una recuperación de por lo menos 27 metros de aparejo.
  3. Observar en superficie circulación y hacer una revisión de los pesos libres de liner hacia arriba y hacia abajo.
-



4. En caso de que los empacadores se encuentren dentro de la TR, intentar vencer la resistencia con un máximo de 10 [Ton] sobre su peso, en caso de encontrarse dentro del agujero descubierto, intentar vencer la resistencia con un máximo de 5[Ton] verificando sarta libre a cada 9 [m] continuando a con la circulación recomendada en el punto 24.
5. Trabajar sarta con un máximo de 4 [hrs] intentando vencer resistencia, después de éste recuperar el liner, para realizar un análisis de programa del pozo.
6. Realizar una reunión con el todo el personal involucrado en la operación, para evaluación del problema y toma de decisiones.
7. Documentar la problemática presentada y los cambios de programa realizados.

**Recomendaciones y procedimiento en caso de encontrar problemas durante la bajada de la TR con Hinchables.**

- **Primera opción:** Levantar e intentar pasar la TR a través de la restricción(es). Aumentando el peso progresivamente sin exceder los valores recomendados.
- **Segunda opción:** En caso de que la primera opción no de resultados esperados se debe levantar la TR hasta el punto donde se observe un movimiento libre hacia arriba y hacia abajo y circule hasta que el pozo este limpio e intente bajar nuevamente a la profundidad deseada.
- **Tercera opción:** Si se cree que los desechos están siendo empujado frente a los empacadores hinchables, considere bombear por el espacio anular siempre y cuando el equipo de flotación lo permita. Si el equipo de flotación no permite circular por el anular hay que tener presente la presión de formación para no romperla.
- **Cuarta opción:** Levantar la TR y comience a rotar dejando caer peso para tratar de pasar la restricción mientras se circula. Asumiendo que los hinchables no están pegados, rotar a 20 a 30 RPM por un (1) minuto. Rotar de manera continua por largos periodos de tiempo debe ser discutido entre el cliente y Halliburton.
  1. Si los hinchables están pegados, se deberá rotar de manera limitada y suave, lo cual pudiera causar daños menores a los empacadores, que se corregirán con el tiempo, es decir durante el hinchamiento.
  2. Si los hinchables están pegado y se rotar de manera continua por tiempos prolongados se causarán daños irreparables a los empacadores.

## Resultados de la simulación



### DESIGN

Project:	Customer:
Design By:	Date:
Easywell Contact:	Customer Contact:
WBM/OBM: <b>SP OBM L</b>	Area: <b>REGION MARINA</b>
Application: <b>AISLAMIENTO DE ZONAS</b>	Location: <b>CAMPECHE</b>
Comments: <b>Reincorporar pozo a su vida productiva mediante el cambio de intervalo productor por invasión del contacto gas-aceite. Aislar intervalo actual 3100-3150 md entre empacadores y disparar nuevo intervalo 3245-3225 md Cambio de Aparejo de Producción, rediseño de Bombeo Neumático, Toma de Información y Estimulación.</b>	

### DESIGN DATA

Design Name:	<b>7.00 in x 8.300 in</b>
Fluid Viscosity (cp):	0
Required DeltaP (psi):	2500
Temp at Packer Depth (°C):	110
Hole ID (In):	8.5
Pipe OD (In):	7
Packer OD (In):	8.3
Element Length (m):	5
Number Of Cables:	0
Cable / Flatpack Dimension (In):	0

# RESULTS

Design Name: **7.00 in x 8.300 in**

Volume Swell % at Hole ID: 17 %

Time To Fully Set Max DP (day): 3

Time to Operational DP (day): 2

Time to First Seal (day): 1

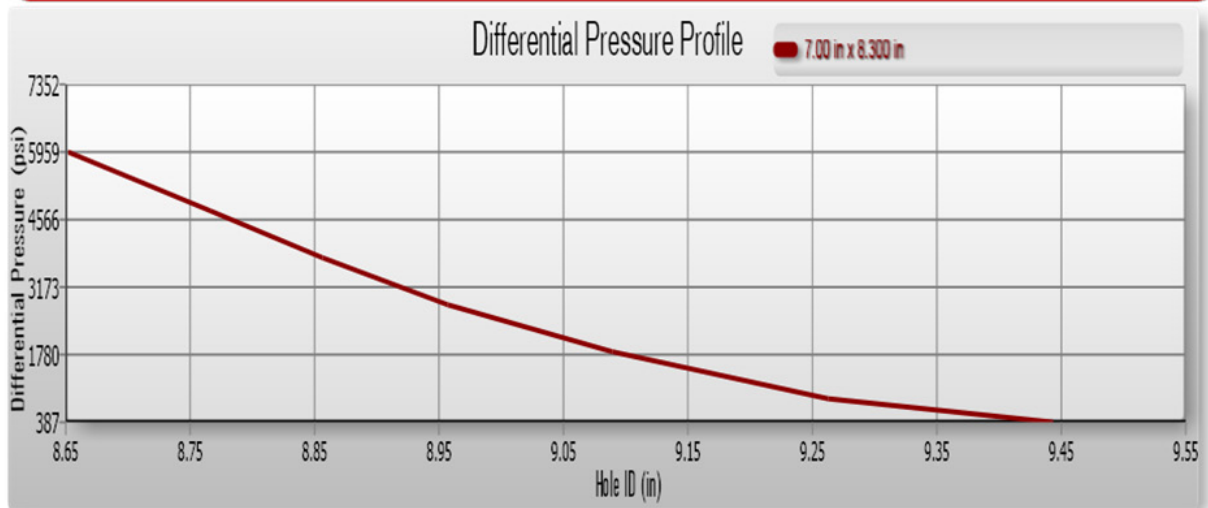
DP at "Hole ID" (bar): > 417

DP at "Hole ID" (psi): > 6043

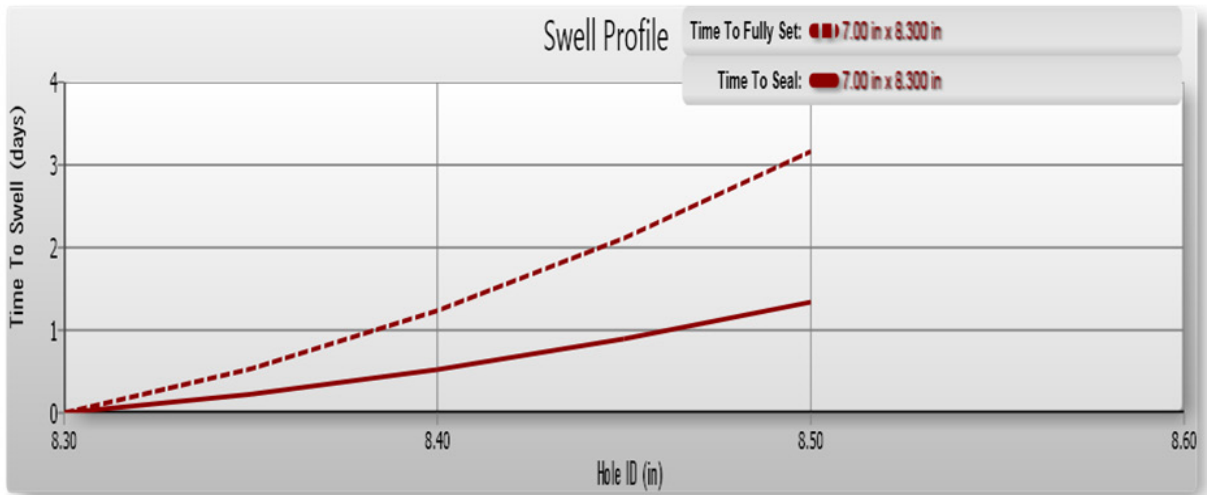
**SWELLSIM**<sup>®</sup>

 easywell

## DIFFERENTIAL PRESSURE PROFILE



## SWELL PROFILE



PRESSURE CALCULATIONS ARE BASED ON FAILURE PRESSURE OF 3m, 5m, OR 9m ELEMENT LENGTHS, MODIFIED WITH A 20% SAFETY FACTOR. EASYWELL ADVISES DESIGNS WITH DIFFERENTIAL PRESSURE EXCEEDING SIMULATED LIMITATIONS TO ALLOW FOR WASHOUTS

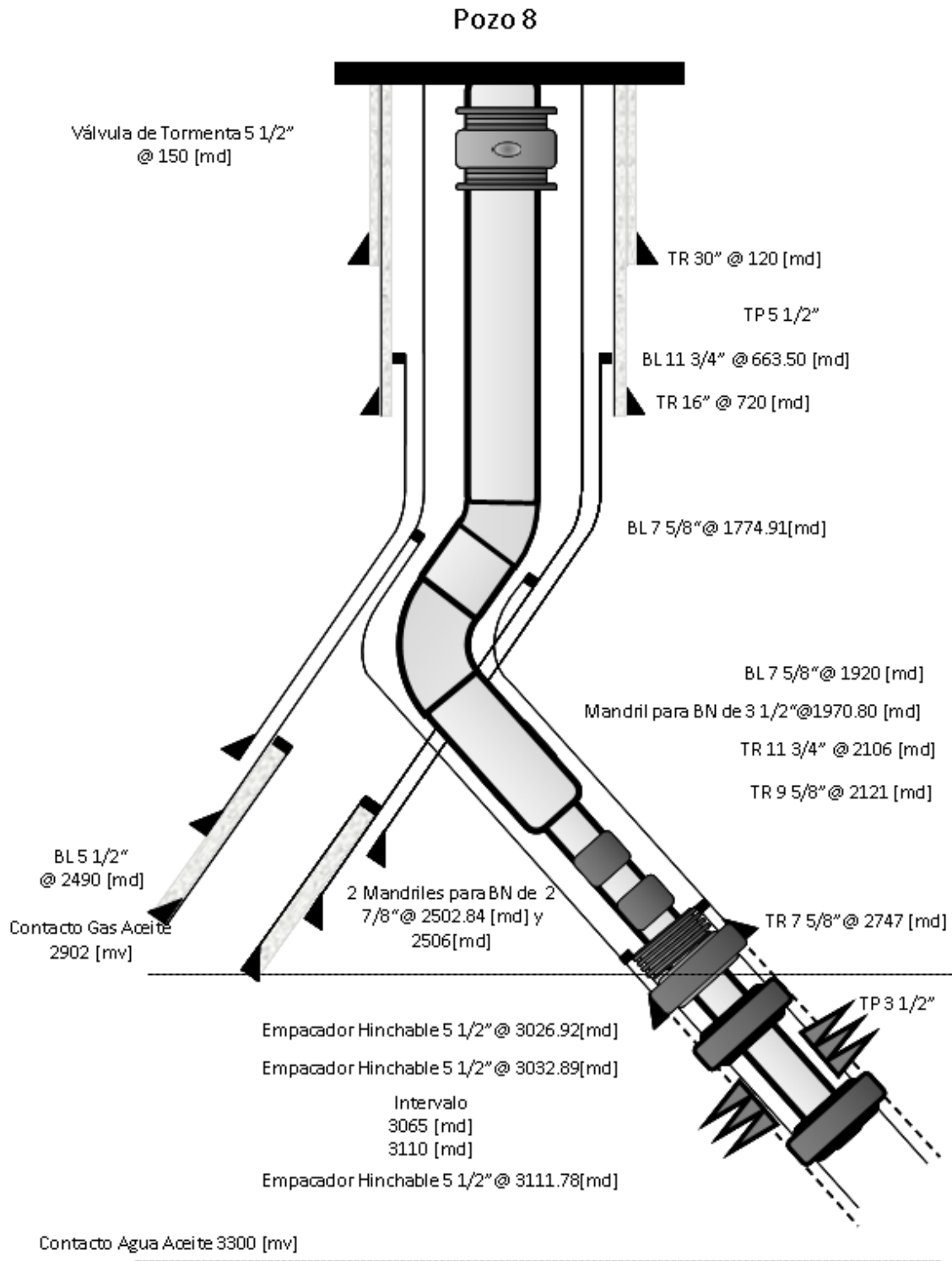
THIS REPORT IS BASED ON SOUND ENGINEERING PRACTICES, BUT BECAUSE OF VARIABLE WELL CONDITIONS AND OTHER INFORMATION WHICH MUST BE RELIED UPON, HALLIBURTON MAKES NO WARRANTY, EXPRESSED OR IMPLIED, AS TO THE ACCURACY OF THE DATA OR OF ANY CALCULATIONS OR OPINIONS EXPRESSED HEREIN. YOU AGREE THAT HALLIBURTON SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY LOSS OR DAMAGE, WHETHER DUE TO NEGLIGENCE OR OTHERWISE ARISING OUT OF OR IN CONNECTION WITH SUCH DATA, CALCULATIONS OR OPINIONS

**CONFIDENTIAL** © 2006-2009 Halliburton All Rights Reserved

# Tecnología Easywell Empacadores Hinchables

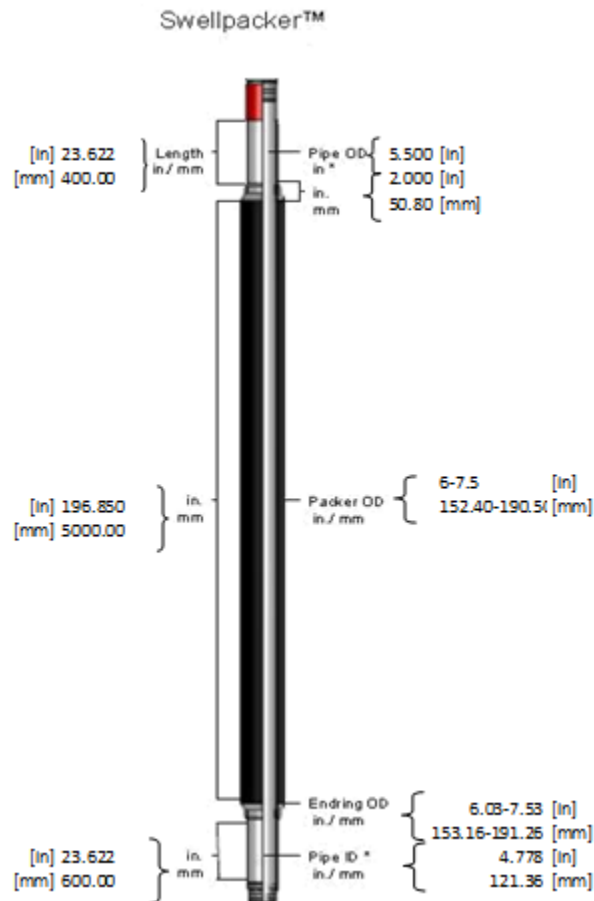


Estado Mecánico:



Esquema del empacador.

Criterio de Diseño			
Rango de Temperatura	60-160	°C	
Propiedades Técnicas			
OD Tubería Base	5.500	[in]	139.70 [mm]
Peso Tubería Base	20	LB/FT ppf	
Grado Tubería Base	L-80		
Tipo de Rosca	VAM JSLH-II		
Material Del Endring	ST-52		
OD Elemento Empacante	6-7.5	[in]	152.40-190.50 [mm]
Longitud Elemento Empacante	196.850	[in]	5000.00 [mm]
Longitud Total Empacador	236.220	[in]	6000.00 [mm]
ID Drift Empacador	4.653	[in]	118.19 [mm]
ID Nominal del Empacador	4.778	[in]	121.36 [mm]
Mínimo Espacio de Agarre en Box Final	24	[in]	600.00 [mm]
Mínimo Espacio de Agarre en Pin Final	16	[in]	400.00 [mm]
Longitud del Endring	2.000	[in]	50.80 [mm]
OD Endring	6.03-7.53	[in]	153.16-191.26 [mm]



### 3.7. Resumen de Trabajos

La compañía Halliburton desde el año 2007 introdujo y promovió la aplicación de la tecnología de empacadores hinchables en una compañía nacional petrolera, como alternativa para resolver diferentes problemáticas en los procesos de perforación y terminación de los pozos.

Se realizó el diseño y ejecución de varios trabajos para un Activo de Producción de una compañía nacional petrolera, los cuales presento a continuación:

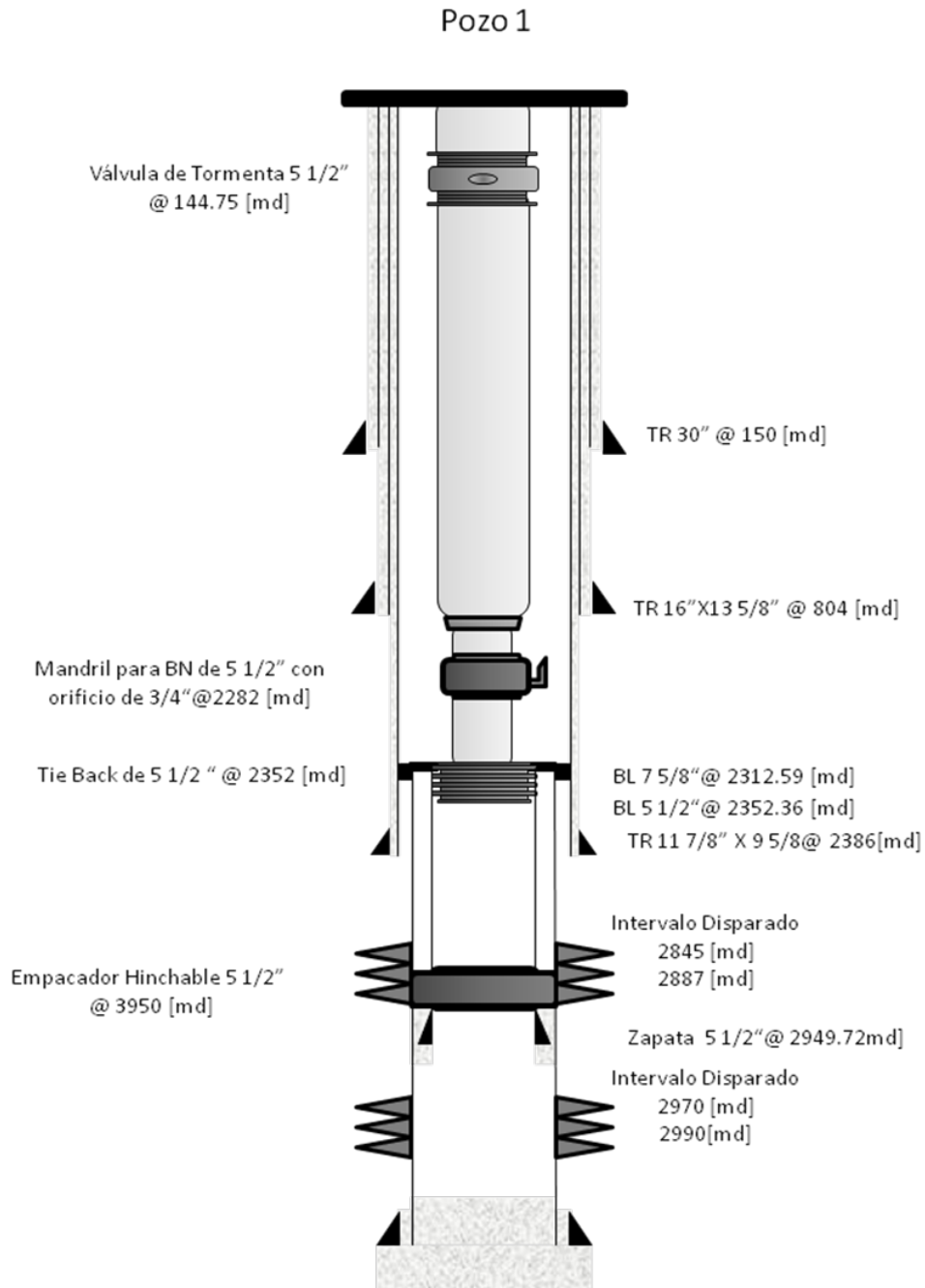
Pozo	Plataforma	Fecha	Tipo de Empacador
Pozo 1	Plataforma 222	ENERO	01 PIEZA, SP WBM 5.5X6.400x5M M - VAM 23 # L - 80
Pozo 2	Plataforma 222	ENERO	01 PIEZA, SP OBM 7X8.250X5M VAM - SLIJ -II 26 # L - 80
Pozo 3	Plataforma 222	FEBRERO	03 PIEZA, SP OBM 5.5X6.260X5M VAM - SLIJ -II 26 # L - 80
Pozo 4	Plataforma 222	FEBRERO	05 PIEZA, SP OBM 4.500X5.870X5M M - VAM 12.6 # L - 80
Pozo 5	Plataforma 222	MARZO	01 PIEZA, SP WBM 7.00X8.250X5M M - VAM 26 # L - 80
Pozo 6	Plataforma 222	ABRIL	03 PIEZAS, SP OBM 5X5.675X9M VAM - SLIJ -II 18 # L - 80
Pozo 6	Plataforma 222	ABRIL	02 PIEZAS, SP OBM 3.500X4.070X5M VAM - TOP 9.2 # L - 80



**Pozo 1**

Objetivo: Colocar empacadores hinchables de 5 [m] para proporcionar un buen aislamiento entre zona re disparada, centrando y asegurando cementación de liner.

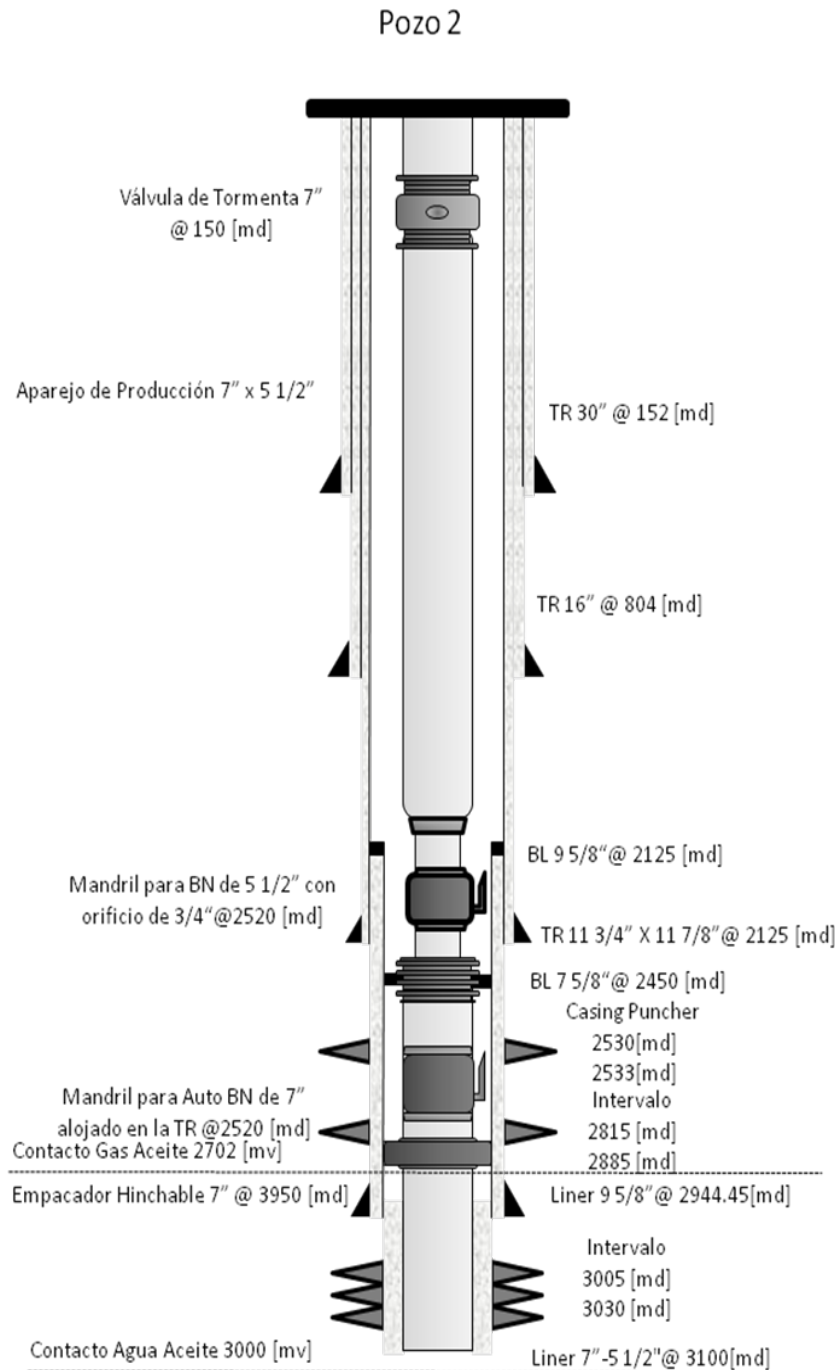
Estado Mecánico:



**Pozo 2**

Objetivo: Colocar empacadores hinchables de 5 [m] para centrar el aparejo de producción y proporcionar un buen aislamiento entre zona de aceite y gas para un exitoso Bombeo Neumático.

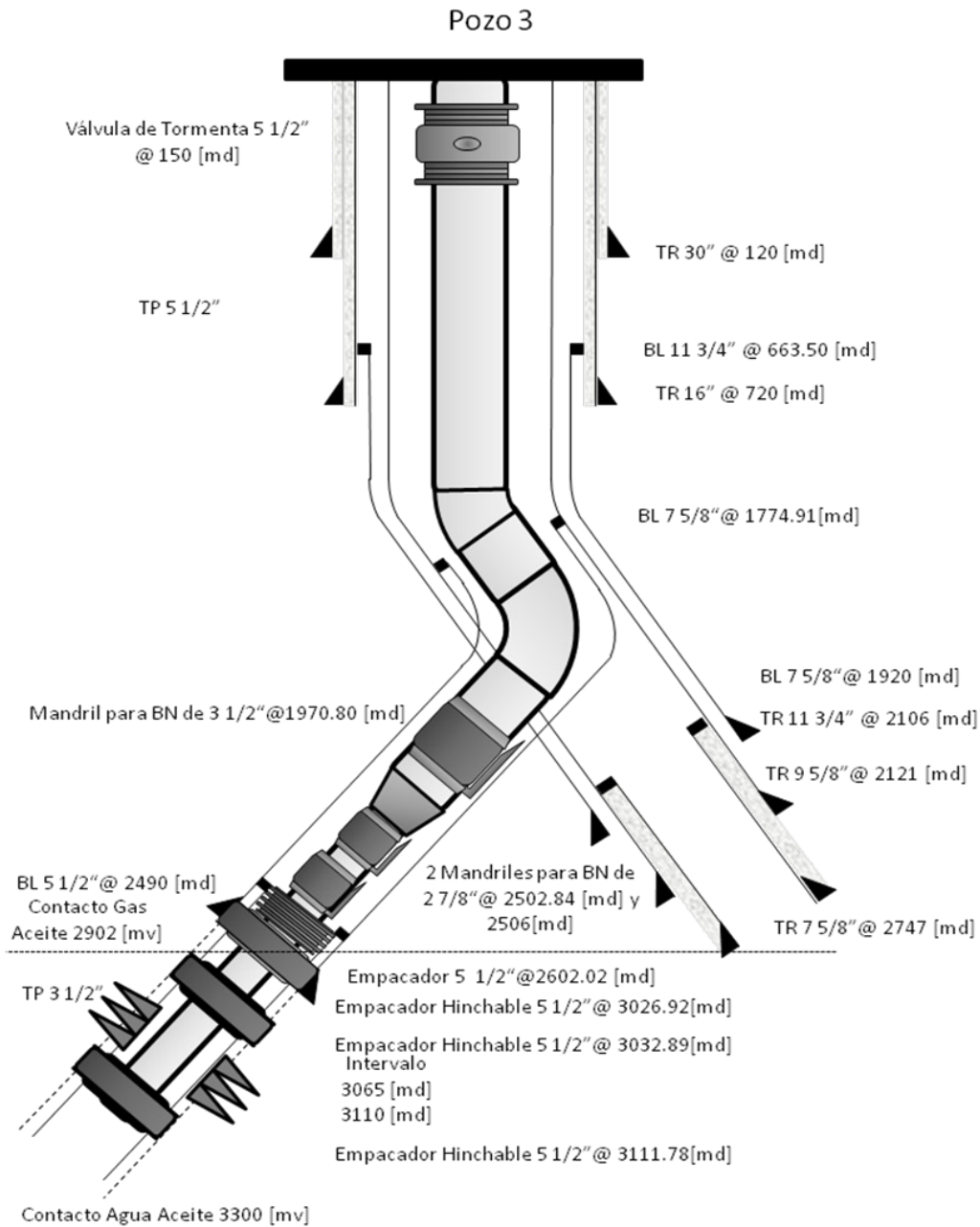
Estado Mecánico:



**Pozo 3**

Objetivo: Colocar tres empacadores hinchables de 5 [m] para proporcionar un buen aislamiento entre la zona de disparos y proporcionar un centrado de liner en agujero descubierto.

Estado Mecánico:

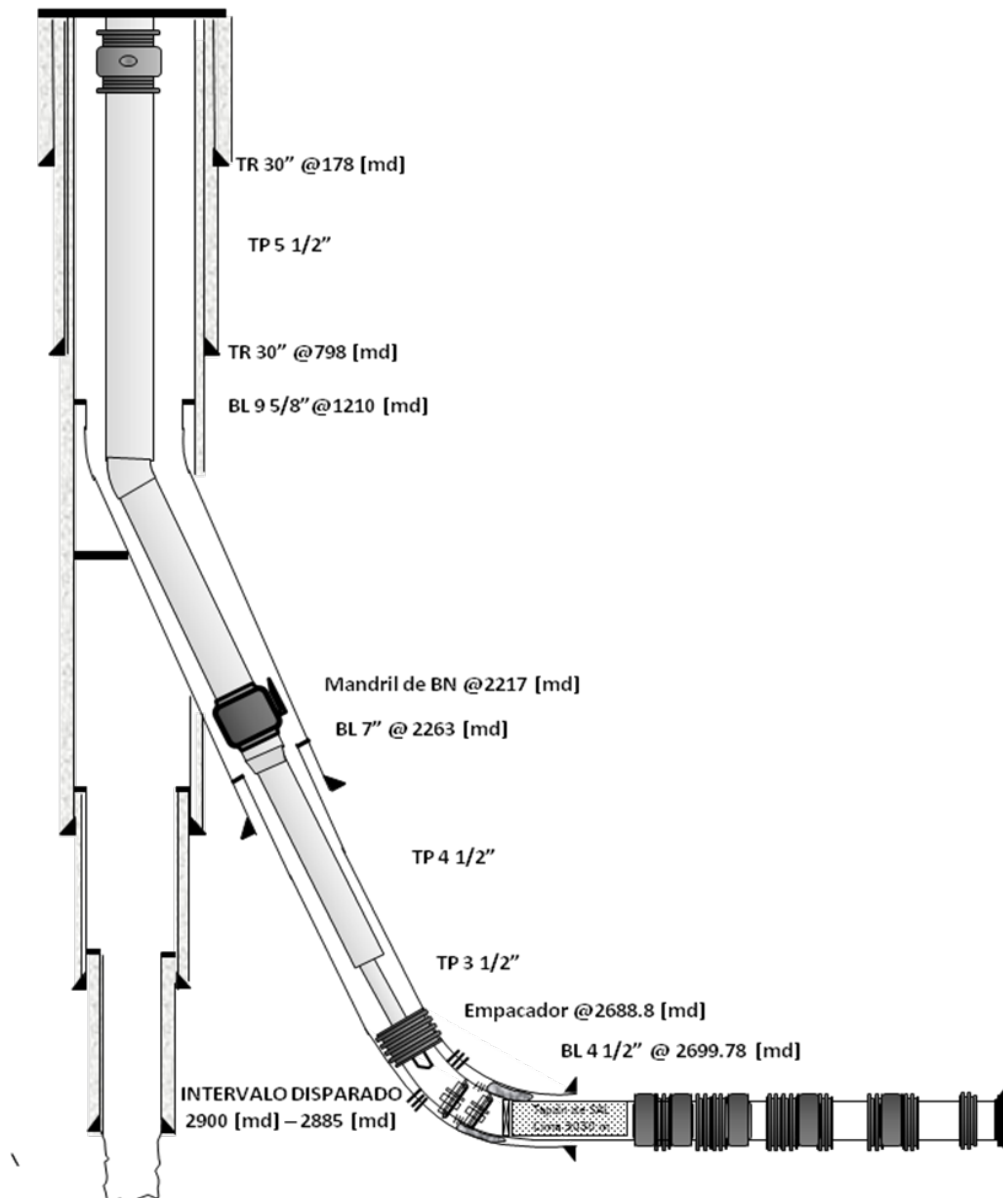


**Pozo 4**

Objetivo: Colocar cinco empacadores hinchables de 5 [m] para proporcionar un aislamiento entre zonas para lograr un buen desempeño del dispositivo controlador de flujo "ICD" en conjunto de empacadores MPAS de la compañía Baker.

Estado Mecánico:

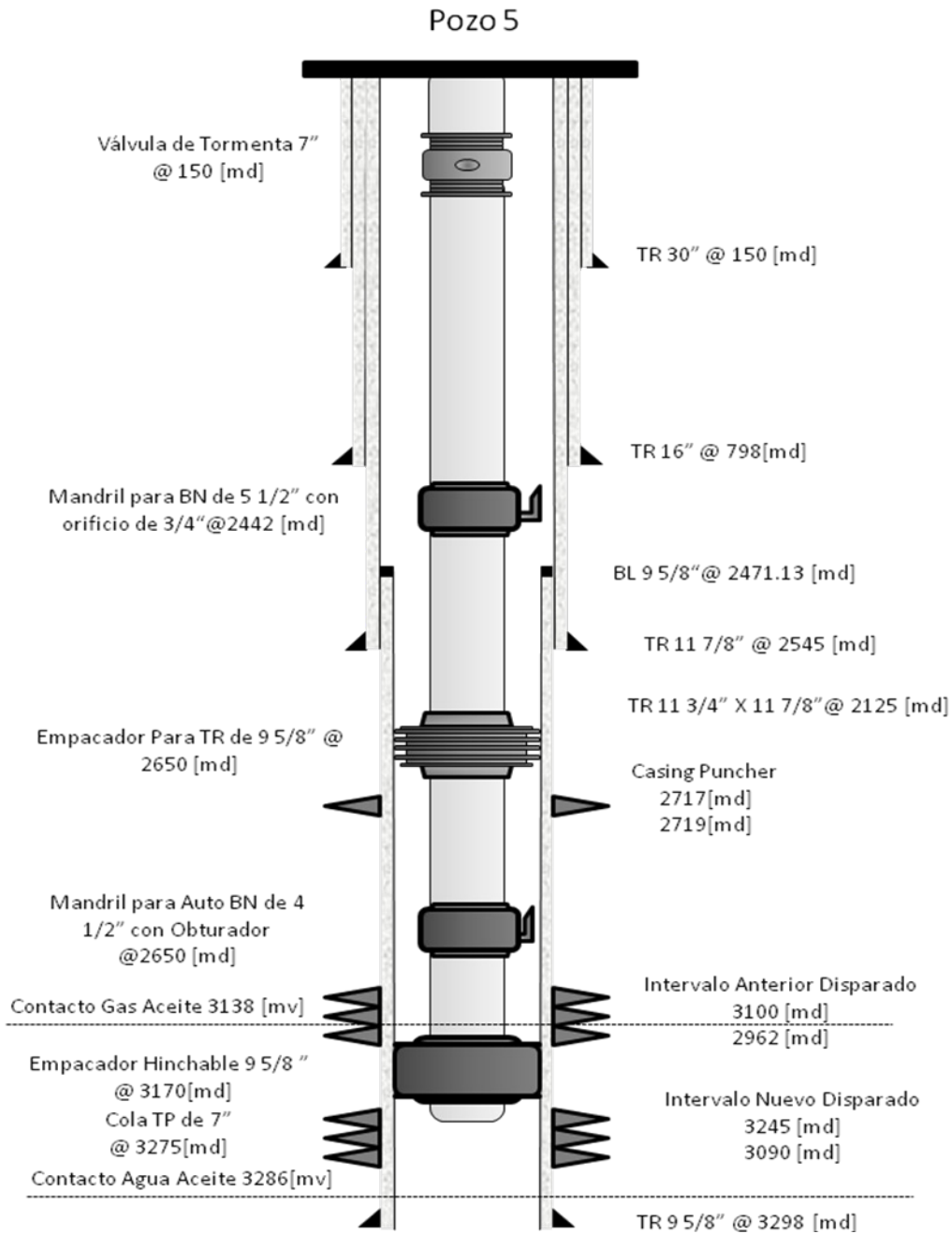
Pozo 4



**Pozo 5**

Objetivo: Colocar Empacador Hinchable de 5 [m] para centrar el aparejo de producción y proporcionar un buen aislamiento entre zona de aceite y gas para un exitoso Bombeo Neumático.

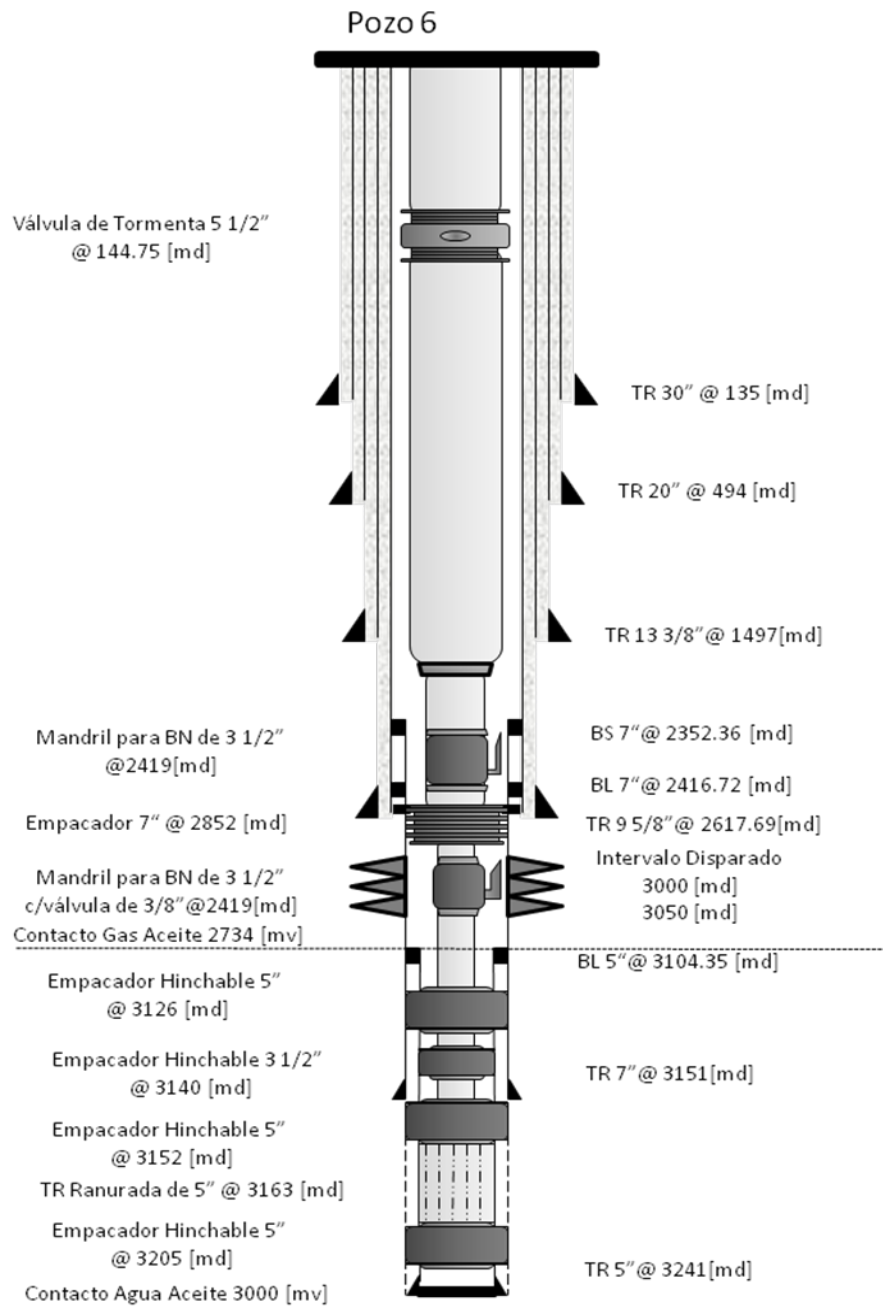
Estado Mecánico:



**Pozo 6**

Objetivo: Colocar tres empacadores hinchables de 9 [m] para aislar intervalo y centrar liner en agujero descubierto, además de instalar un empacador hinchable de 3 [m] para centrar tubería de producción y aislar espacio anular.

Estado Mecánico:



## 3 “Diseño y uso de empacadores hinchables”

Dentro de este capítulo se hace una breve descripción de lo que es un empacador hinchable, de las diferentes consideraciones que debemos de hacer dentro de la selección para su aplicación, pruebas de laboratorio y aplicaciones.

### 3.1. Diseño de los Empacadores Hinchables (Moreno Galicia, 2008) <sup>11</sup>.

El diseño de los empacadores hinchables está regido por tres diferentes parámetros que son: vida útil, rango de presiones y tiempo de hinchamiento.

La conformación del empacador es simple ya que no consta de muchas piezas, no presenta accesorios móviles y además que está diseñado para no sufrir erosión.

El empacador está constituido por tres piezas fundamentales: el elastómero, anillos laterales y tubería estándar. Como se muestra en la siguiente figura.



Figura 11. Esquema del empacador.

El hinchamiento del elastómero es un proceso de absorción termodinámica. Cuando el elastómero y los hidrocarburos se encuentran en contacto, la atracción entre éstos causa que la estructura molecular crezca, permitiendo que el aceite entre dentro de la estructura.

El hinchamiento deberá expandir el elastómero a niveles de equilibrio, donde las propiedades mecánicas y el volumen se mantendrán constantes. Cualquier expansión ocasionada después del equilibrio inicial es generalmente causada por una degradación de cadena termal en el polímero. Cuando la expansión del empacador es limitada por las paredes del agujero, el elastómero no alcanzará el equilibrio hasta que llene completamente el agujero del pozo. Antes que el equilibrio sea alcanzado, el empacador ejercerá una presión de sello positiva contra las paredes del pozo.

El desafío fue encontrar la combinación química y la pérdida de la estabilidad térmica con altos hinchamientos en crudos y al mismo tiempo obtener buenas propiedades mecánicas, para cuando se encuentre o no hinchado.

Los empacadores están diseñados para activarse en lodos base aceite, base agua, alta presión, alta temperatura, presencia de gases amargos y para hinchamiento por agua.

En casos donde el empacador requiera un tiempo de espera para su activación, se diseña con un número determinado de barreras de difusión causando el retraso esperado.

### **3.2. Métodos y Consideraciones de Diseño.**

Una de las principales consideraciones dentro del diseño del empacador es la determinación del tamaño, ya que éste deberá ser de 0.250 pulgadas menor al diámetro del agujero o de la tubería. Esto para que se asegure el paso del empacador durante todo el viaje, por ejemplo si tenemos un diámetro de 8.500 pulgadas se deberá realizar un diseño de un empacador con un diámetro del elastómero de 8.250 pulgadas.

Otra de las consideraciones que debemos de tomar en cuenta es la severidad del pozo donde se vaya a instalar, ya que se han realizado pruebas con la herramienta en pozos en los que se presentan “patas de perro” o “dog legs”, donde los empacadores han pasado hasta en severidades de 20° sin presentar problemas en el viaje, por lo que es necesario considerar que el pozo donde se vaya a instalar no presente severidades mayores a 20°.

El tipo de fluido donde será hinchado el empacador es importante conocerlo, para hacer una selección correcta de éste, ya que debemos de tener en cuenta si será hinchado por aceite o agua, o si es necesario el diseño con o sin barrera retardadora.

Como ya se mencionó anteriormente la temperatura y la viscosidad, son dos factores que son función uno de otro dentro del diseño y son factores también a considerar.



La temperatura influirá directamente en el tiempo de hinchamiento, por lo que es necesario al momento de la realización del diseño conocer éste factor. La viscosidad en la cual se instalará el empacador es necesario conocerla para realizar la selección del tipo de empacador, ya sea de uno con barreras de retardo o sin ellas.

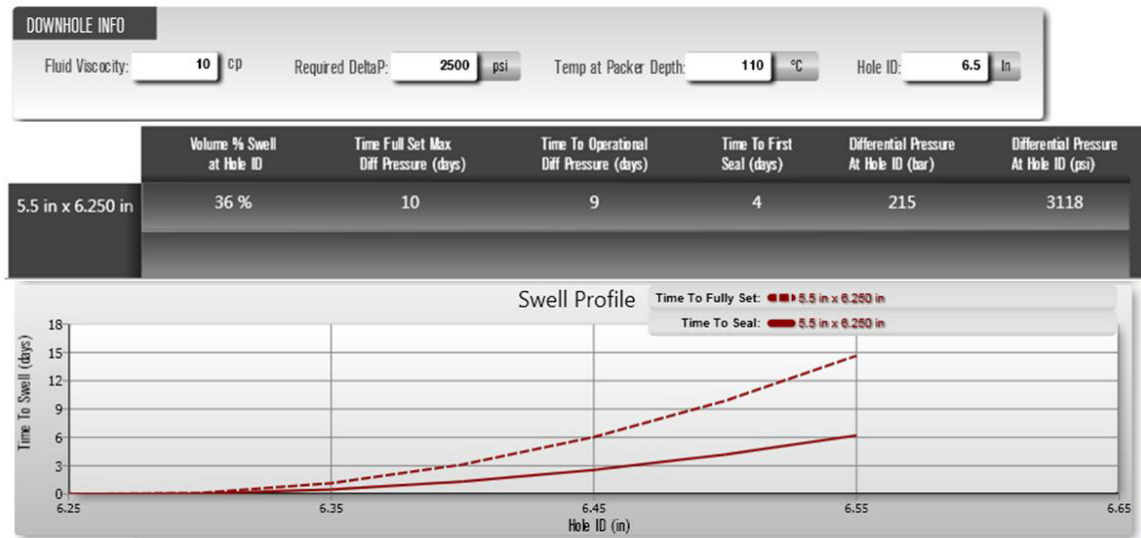
El comportamiento del hinchamiento para la viscosidad es el siguiente: entre mayor sea viscosidad mayor va a ser el tiempo de hinchamiento y de sellado para nuestro empacador.

Se muestra en las siguientes gráficas dos diseños de un empacador, en las cuales se varió la viscosidad entre 5 cP. (Gráfica 1) y 10 cP. (Gráfica 2).



Gráfica 1. Resultados obtenidos de simulador Easywell, donde se varió la viscosidad a 5 cP, obteniendo un resultado de 5 días para resistir la máxima presión de operación.

## Diseño de la terminación con empaques hinchables



Gráfica 2. Resultados obtenidos de simulador Easywell, donde se varió la viscosidad a 10 cP, obteniendo un resultado de 10 días para resistir la máxima presión de operación.

En cuestión de la temperatura es exactamente lo contrario, ya que entre mayor sea la temperatura mayor va a ser el tiempo de hinchamiento como de sellado. Los datos del diseño se realizaron para 70°C (Gráfica 3) y 115 °C (Gráfica 4), por lo que las gráficas y los tiempos quedaron de la siguiente manera:



Gráfica 3. Resultados obtenidos de simulador Easywell, donde se varió la temperatura a 70 °C, obteniendo un resultado de 12 días para resistir la máxima presión de operación.



Gráfica 4. Resultados obtenidos de simulador Easywell, donde se varió la temperatura a 115 °C, obteniendo un resultado de 4 días para resistir la máxima presión de operación.

### 3.3. Pruebas de laboratorio (Rune Freyer, et. al., 2002)<sup>12</sup>.

Se han realizado distintas pruebas con el empacador después de ser hinchado, donde los resultados muestran cambios en las propiedades mecánicas, generalmente causando reducción en las propiedades de fuerza, tales como: resistencia al desgarro, tensión, dureza, elongación al rompimiento y el módulo de Young.

Otras propiedades pueden ser mejoradas tales como: propiedades a baja temperatura y presiones de sello. Una vez que el elastómero alcance el equilibrio, las propiedades para propósitos prácticos se mantendrán constantes.

La fuerza de tensión dependerá del grado de hinchamiento, y no cambiará significativamente entre diferentes crudos. El equilibrio de hinchamiento para el elastómero no es dependiente para temperaturas menores o iguales a 190°C. El tiempo para alcanzar el equilibrio puede ser reducido por el incremento de la temperatura.

#### 3.3.1. Tiempo de vida en función de la temperatura (Halliburton, 2007)<sup>13</sup>.

La expectativa de vida del empacador hinchable es determinada en función de la temperatura, la cual causa que el polímero se rompa. Este tipo de pruebas fueron realizadas con diferentes tipos de fluidos de terminación y algunos fluidos con los que en algún momento el elastómero tendría contacto.

Parte fundamental dentro de este tipo de pruebas es el valor de la fricción, que en pozos horizontales influye directamente en la longitud de la sección del agujero descubierto por terminar, ya que es una de las causas del desgaste de los elastómeros. Por lo cual se realizaron mediciones donde se obtuvieron valores para fluidos base agua, aproximadamente la mitad del valor de la fricción acero-acero, y para fluidos base aceite se obtuvieron valores extremadamente bajos, menores a 0.04.

La prueba se realizó con varias muestras de empacadores de 2 mm, los cuales se deterioraban en crudo a altas temperaturas.

En las pruebas las muestras fueron introducidas en crudo a temperaturas mayores a 190°C durante 7 semanas para acelerar la degradación térmica, arrojando resultados de una caída del 50% en la tensión, lo que dejaba aún vida útil para el empacador.

La vida útil del sistema dependerá de la temperatura de trabajo como se muestra en la siguiente tabla:

Temp. a la profundidad de asentamiento [ °C ]	Tiempo de Vida [años]
200	10
190	20
180	40
170	80

Tabla 1 Vida útil en función de la temperatura.

### 3.3.2. Análisis de Diferencial de Presión (Drew Hembling, 2007)<sup>14</sup>.

En muchos de los casos el agujero del pozo no se encuentra con las dimensiones que ha sido diseñado, debido a derrumbes dentro del pozo. Por este cambio en las dimensiones es necesario realizar cierto tipo de pruebas en las cuales se compruebe la resistencia de los empacadores a los distintos cambios de presión.

Por lo tanto se ha diseñado una prueba con un dispositivo llamado autoclave en el cual se ingresan las muestras de elastómero en aceite a temperatura y presión de fondo activándolo y realizando su función de sello.

Una prueba de presión exitosa es realizada aplicando cierta presión sobre un lado del empacador y se mide la presión máxima antes de que ocurra el traspaso de ésta sobre el elastómero. Esto se conoce como la presión diferencial a través del empacador.

El equipo con el cual se realiza esta prueba es el que se muestra en las siguientes figuras:

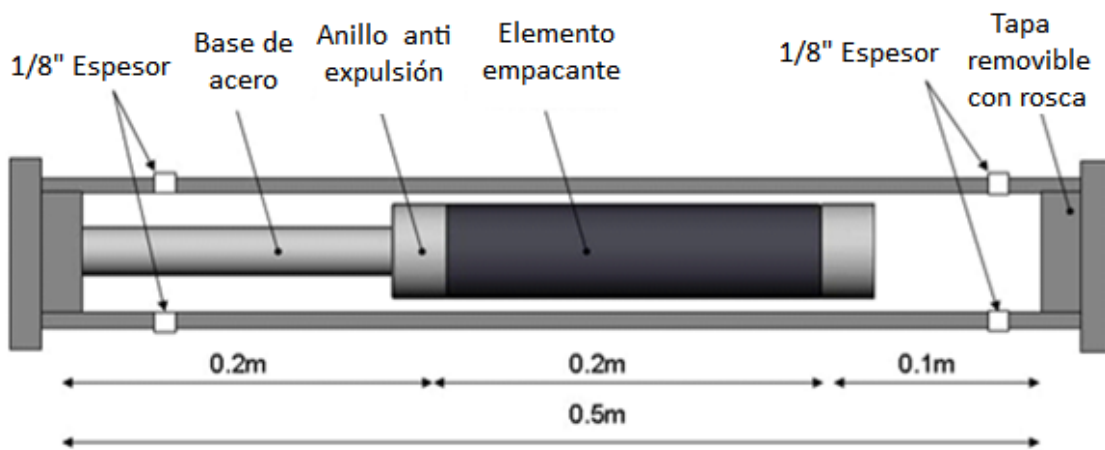


Figura 12. Dimensiones del Autoclave, ingresando una muestra de 2mm para la realización de la prueba.

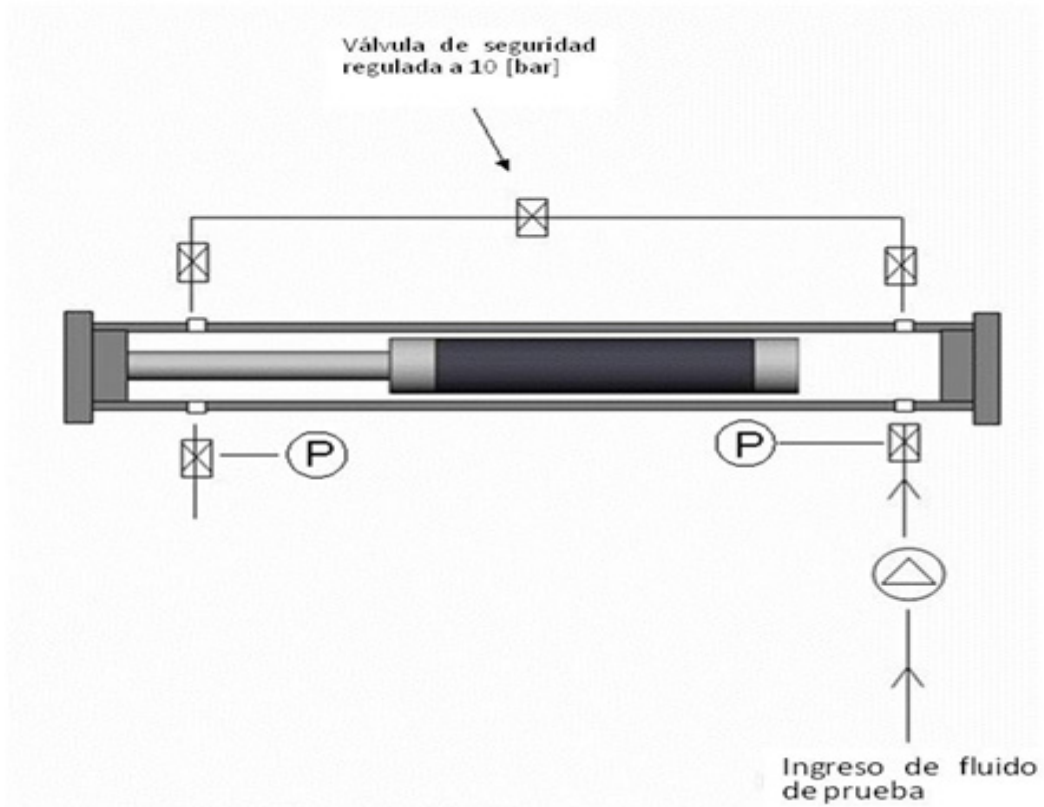


Figura 13. Esquema del Autoclave



Figura 14. Partes del Autoclave.

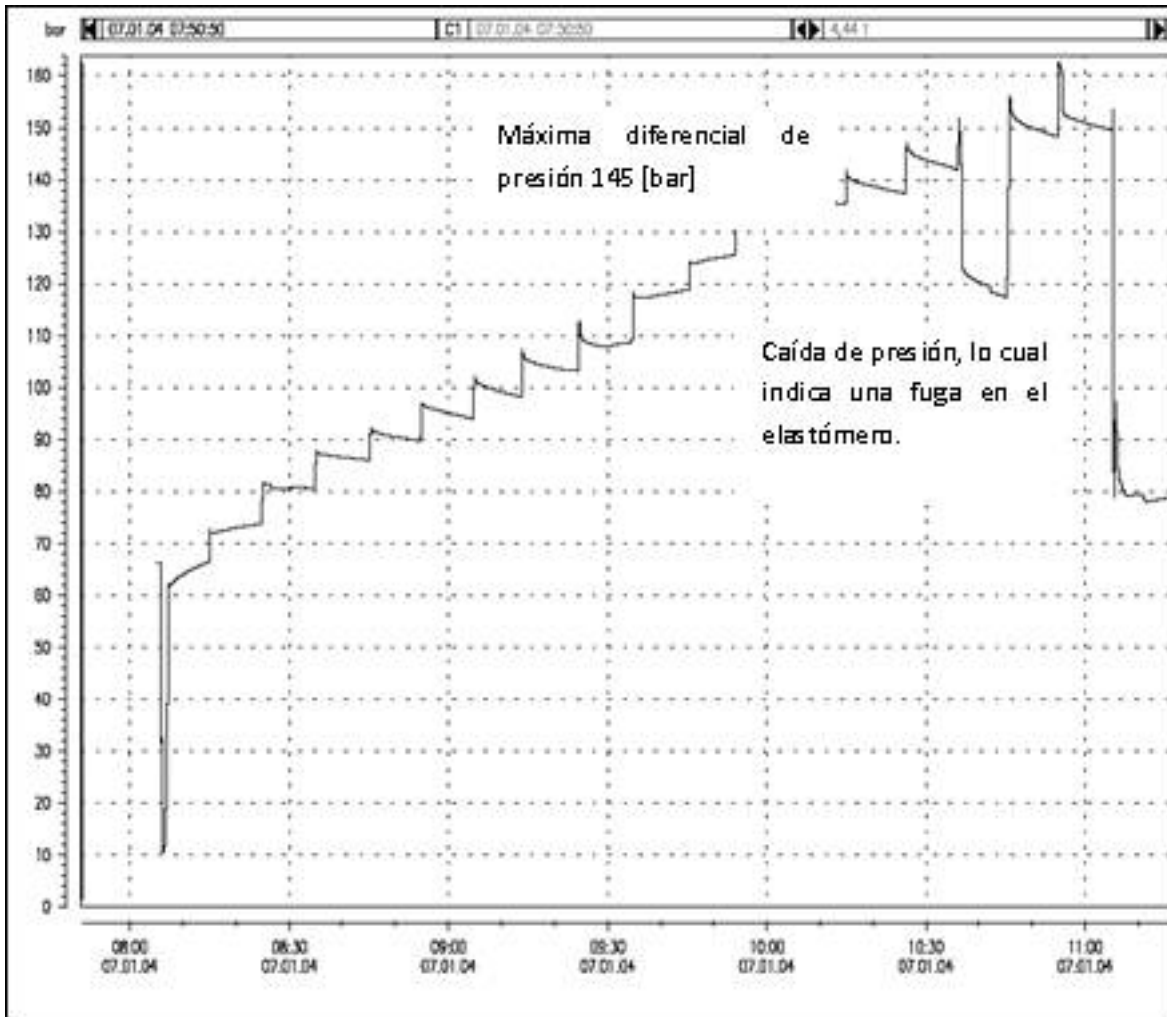
El procedimiento para la realización de esta prueba es el siguiente:

- Conectar el tapón del lado derecho de la autoclave (Referencia: 1 Figura 5).
- Conectar el mini empacador a la barra de extensión.
- Introducir el mini empacador /barra de extensión dentro de la autoclave por el lado izquierdo. De esta manera el empacador hinchable debe quedar en el centro del autoclave.
- Llenar el autoclave con gasoil (limpio), hasta por encima del comienzo de la rosca.
- Colocar el tapón del lado izquierdo de la autoclave (Referencia: 1 Figura 5).
- Los tapones no deben apretarse mucho porque tiene o-ring.
- Enrollar el alambre- sensor de calor al rededor y a lo largo de la autoclave, cubriendo los 20 cm del empacador hinchable.
- Conectar el calentador a 220V y programar la temperatura a 90C.
- Dejar por 24 hrs con la temperatura (90C).
- Después de 24 hrs, conecte la bomba de presión manual del lado izquierdo.
- Asegurarse que todas las válvulas de la autoclave están cerradas. Solamente las de los dos manómetros a los dos lados del empacador hinchable deben estar abiertos.
- Presionar con 400 PSI hasta que la presión caiga. Esto simulara una falla del empacador hinchable solamente.
- Desfogar la presión.
- Dejar hinchar por tres días más.
- Repetir prueba de presión (el quinto día), esta vez presurizar hasta 1,800 psi. Se demuestra que la falla observada 24 hrs después de iniciar la prueba se regenero. Esto demuestra que el empacador hinchable se auto-regenera.
- Continuar presurizando hasta que se comunique (falle). Medir esta presión para correlacionar con el simulador.
- Destapar el casing de 5".

- Tomar las medidas del empacador hinchable en cuatro lugares según hoja Excel.
- Colocar el empacador hinchable (donut). Se recomienda ponerle un gancho para poderlo sacar cada 24 hrs.
- Llenar de aceite y colocar la tapa de casing. No se requiere apretar los tornillos ya que no habrá presión.
- Enrollar el alambre- sensor de calor al rededor y a lo largo del casing, cubriendo los 15 cm de donut.
- Conectar el calentador a 220V y programar la temperatura a 90C.
- Dejar por 24 hrs con la temperatura (90C).
- Asegurarse que el alambre que pusiste en el donut es visible y puedes tirar de él para recuperar el donut.
- Después de 24, 48, 73, 96, 120, 144 hrs; sacar el donut y tomar las medidas por cuatro lados como lo indica la hoja de Excel y colocar los valores en la hoja de Excel.
- Prueba concluida.



Un ejemplo del registro de esta prueba es mostrado en la siguiente figura en donde se describe la caída de presión.



Gráfica 5 Prueba de caída de Presión, donde se muestra la máxima presión que soporta el empacador, y la presión a la cual existe una fuga.

### 3.4. Aplicaciones.

Existen varias aplicaciones para los empacadores hinchables, entre las que tenemos: aislamiento entre zonas donde se tenga entrada de gas o agua, estimulación en múltiples zonas, terminaciones inteligentes en agujero descubierto y el uso de tubería ranurada en agujeros descubiertos.

#### 3.4.1. Entrada de gas o agua (Halliburton, 2007)<sup>15</sup>.

Dentro de la vida productiva de un pozo, la intrusión de agua puede reducir significativamente, la producción, incluso eliminarla. Este tipo de problema no se puede solucionar a través de las técnicas de terminación convencionales, por lo que la producción prematura de agua se puede evitar con el aislamiento entre zonas.

El sistema de aislamiento por medio de empacadores hinchables, funciona como una herramienta que detiene el paso de agua, proporcionando un sello a largo plazo y efectivo, ya sea como tapón o parte de una terminación.

El uso de este tipo de empacadores proporciona una solución de un solo viaje para el aislamiento entre zonas, efectivo en proceso de construcción y terminación del pozo donde se tenga presencia de gas, lutitas y otros impedimentos.

Su simplicidad, confiabilidad y efectividad como una solución de aislamiento entre zonas, podría ayudar a obtener ahorros significativos en los costos de construcción de pozos.

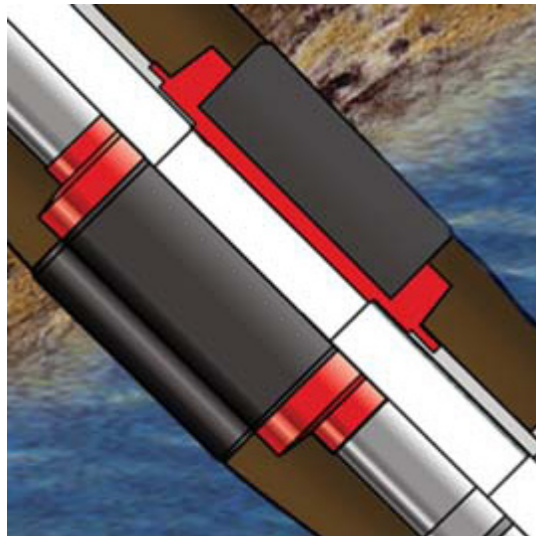


Figura 15. Aislamiento entre zonas

### 3.4.2. Estimulación y producción en zonas múltiples (Castañeda, 2009)<sup>16</sup>.

Hoy en día la maximización de los yacimientos es primordial, por lo que los diseños se pueden hacer para producir en zonas múltiples, lo anterior representa retos complejos de terminación y altos costos dentro de la vida productiva.

Uno de estos retos es el de aislar y estimular zonas múltiples durante el proceso de reparación del pozo, por lo que una forma de realizar la múltiple estimulación de forma efectiva y económica es por medio de la combinación de las camisas de estimulación de producción y el sistema de aislamiento con empacadores hinchables.

La eficiencia de sellado proporcionada por la capacidad del sistema de empacadores hinchables para adaptarse a agujeros irregulares, y la durabilidad a largo plazo del elastómero hace de éste un método efectivo y económico.

Una vez realizada la estimulación es posible producir de manera controlada y selectiva el yacimiento, gracias al aislamiento proporcionado por los empacadores hinchables.

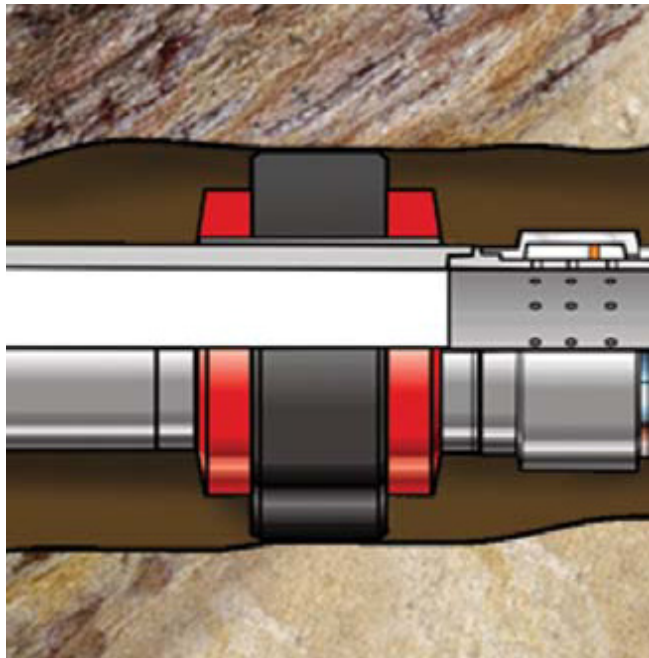


Figura 16. Esquema empacador hinchable y camisa de estimulación selectiva.

### 3.4.3. Terminaciones inteligentes en agujero descubierto (Halliburton, 2006)<sup>17</sup>.

Las ejecuciones de terminaciones inteligentes convencionales requieren cortar los cables, introduciéndolos a través de los empacadores y después reincorporando los cables. Es un procedimiento que requiere mucho tiempo, es riesgoso, problemático y con frecuencia costoso.

La capacidad de mantener los cables intactos es una gran ventaja al realizar una terminación en agujero abierto. El sistema de empacadores hinchables con porta cable elimina la necesidad de cortar, pelar y empalmar los conductores de control y comunicación para el proceso de alimentación.

Este tipo de empacadores hinchables presentan una ranura prefabricada para ajustarse a las dimensiones de la línea de control. Lo anterior permite el paso de una o varios conductos de control individuales para la supervisión del fondo del pozo y dispositivos de control, todo sin necesidad de poner en riesgo la integridad de los cables al cortarlos y empalmarlos.

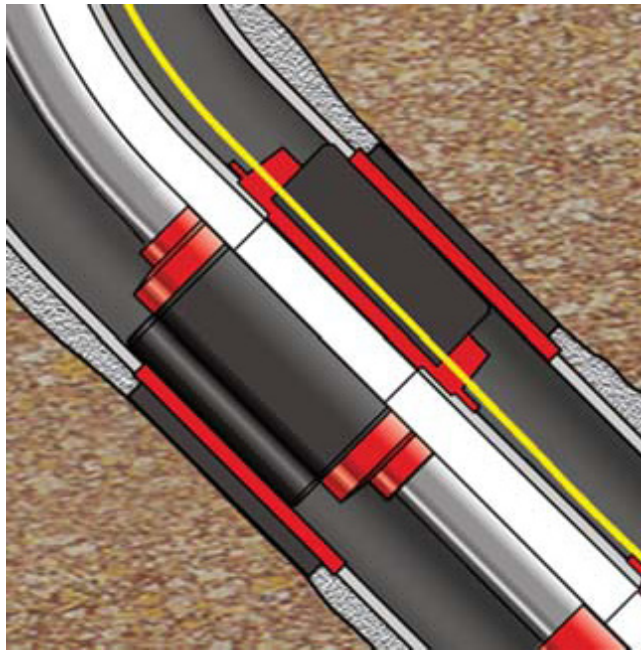


Figura 17. Esquema de empacador con porta cable.

#### **3.4.4. Tubería Ranurada.**

Una de las aplicaciones más comunes para los empacadores hinchables es en conjunto con tubería ranurada (liner o tubería de producción), la cual nos proporciona un método efectivo y rápido de producción.

Una de las ventajas de este tipo de terminaciones es la reducción del daño a la formación, que se traducirá en un aumento del índice de productividad, ya que por medio del uso de los empacadores hinchables eliminamos la cementación, y con la tubería ranurada evitamos los disparos hacia la formación.

La función de los empacadores hinchables en este tipo de terminación, es proporcionar aislamiento entre zonas, donde se puede evitar zonas fracturadas en las cuales se pueda producir agua, o simplemente aislar contactos agua-aceite o gas-aceite, realizando una explotación selectiva.

Otra de las características que tiene este tipo de terminación es la reducción del tiempo en la que el pozo se encontrará cerrado, ya que después de la instalación se debe poner a producir el pozo para realizar la activación de los empacadores.

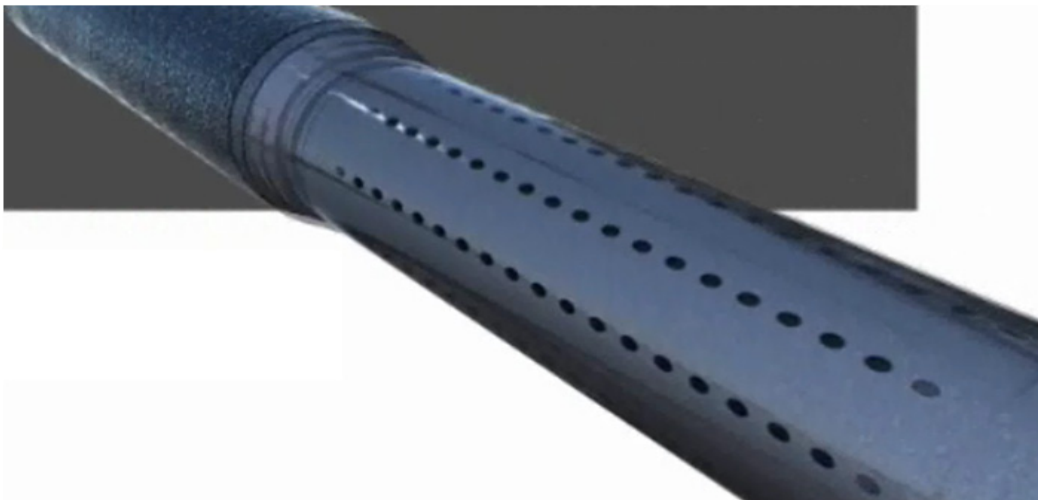


Figura 18. Esquema conjunto empacador hinchable y tubería ranurada.

### 3.5. Diseño de propuestas técnicas.

En esta sección se hará una breve descripción de información que debe formar parte en una propuesta técnica.

Una parte de esta información proviene de la simulación, donde se muestra qué datos son necesarios para su realización y cómo interpretar los resultados. Otra parte es el diagrama de pozo, donde será mostrada la forma en la que serán colocados los empacadores, y por último se muestra cuál será el esquema del empacador.

#### 3.5.1. Simulación.

En la simulación se predice cuál será el comportamiento del empacador dentro del pozo. Se requiere ingresar cierta información para que el simulador realice los análisis, generando gráficas y datos con los cuales obtendremos el tiempo de hinchamiento, el tiempo en el que soportará la diferencial de presión esperada, etc.

La información que se ingresa se divide en 3 secciones diferentes:

La primera son datos informativos tales como nombre del proyecto, aplicación, cliente, área, ubicación, fecha, quién realiza la corrida y algo muy importante que es el diseño, donde ingresaremos el tipo de fluido en el cuál será ingresado nuestro empacador, ya sea lodos base agua, base aceite, etc.

The screenshot shows the Easywell Swellpacker software interface. The logo 'easywell' is in red on the left, and 'Swellpacker' is in the top right. The interface contains several input fields and dropdown menus:

- Project: [Empty text box]
- Application: **AISLAMIENTO DE ZONAS**
- Customer Contact: [Empty text box]
- Design By: **Cesar Diaz/Miguel Ángel B**
- Customer: [Empty text box]
- Area: **CD CARMEN**
- EasyWell Contact: **OSCAR MEDINA / CESAR I**
- Date: **Monday, April 06, 2009**
- Location: **REGION MARINA**
- Design: **SPOBML**
- Comments: **AISLAMIENTO DE ZONAS UTILIZANDO EMPACADORES HINCHABLES**

En la sección número dos se ingresa la información del fondo del pozo donde se instalará el empacador, tal como viscosidad del fluido, la presión diferencial requerida, la temperatura y el diámetro del agujero.

The screenshot shows the 'DOWNHOLE INFO' section of the software interface. It contains the following data:

- Fluid Viscosity: **0** CP
- Required DeltaP: **3500** psi
- Temp at Packer Depth: **110** °C
- Hole ID: **8.5** In

En la tercera sección los datos que se ingresarán son los de las herramientas tales como diámetro externo de la tubería, diámetro externo del empacador, longitud del elastómero, número de cables que sean necesarios para terminaciones inteligentes así como las dimensiones de dichos cables. Es necesario resaltar que en este simulador nosotros podemos ingresar dos diferentes diseños al mismo tiempo.

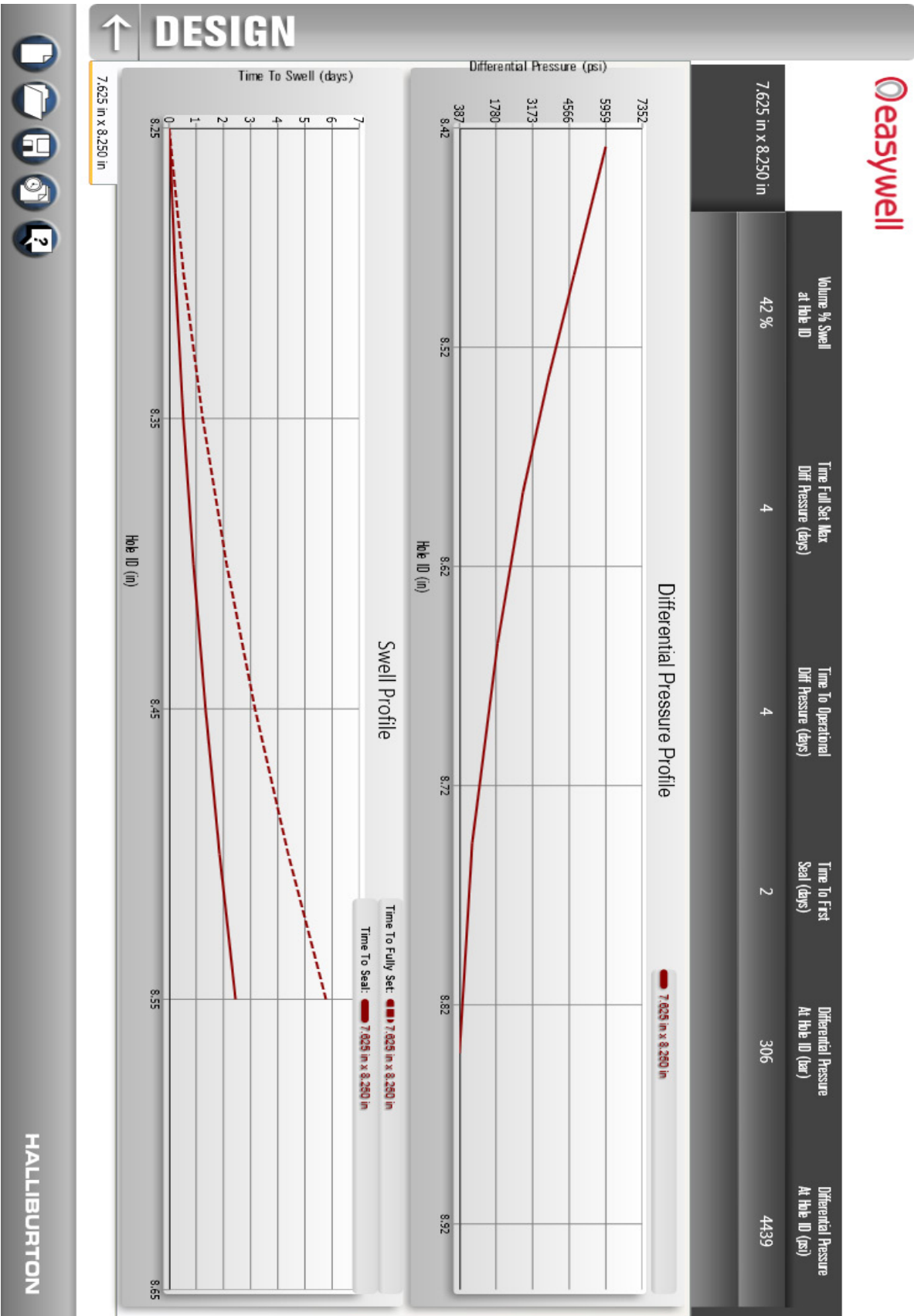


The image shows a software interface titled "TOOL SYSTEM". At the top left, it displays "7.625 in x 8.250 in" with a small icon. In the top right corner, there is a button labeled "ADD DESIGN +". The main area contains several input fields: "Pipe OD:" with a value of "7.625" and unit "In"; "Packer OD:" with a value of "8.25" and unit "In"; "Element Length:" with a value of "5" and unit "m"; "Number of Cables:" with a value of "0"; and "Cable / Flatpack Dimension:" with a value of "0" and unit "In".

Ya cuando se han ingresado los datos necesarios para hacer la corrida, se efectúa la simulación. Finalmente se puede observar en la pantalla la siguiente información:

- Porcentaje de volumen de hinchamiento del empacador dentro del agujero.
- Tiempo en días que le lleva al empacador hincharse completamente.
- Tiempo en días que le lleva al empacador controlar la presión diferencial esperada.
- El tiempo para el primer sello.
- Y la presión diferencial que soportará el empacador tanto en [bar] como en [psi].

Además el simulador imprime gráficas en donde hace un perfil del comportamiento de la presión diferencial en función del hinchamiento y del diámetro interno, donde trabajará el empacador y otra gráfica del tiempo de sello en función del tamaño del agujero.





### 3.5.2. Diagrama del Pozo

En esta sección se presenta un diagrama del estado mecánico resultante para un pozo, en donde se debe de incluir la información relacionada con la profundidad de cada uno de los accesorios, además de la información técnica de las herramientas de la compañía tales como VersaFlex, Controladores de flujo (ICD), Camisas Deslizables (Delta Stim) o Empacadores Hinchables.

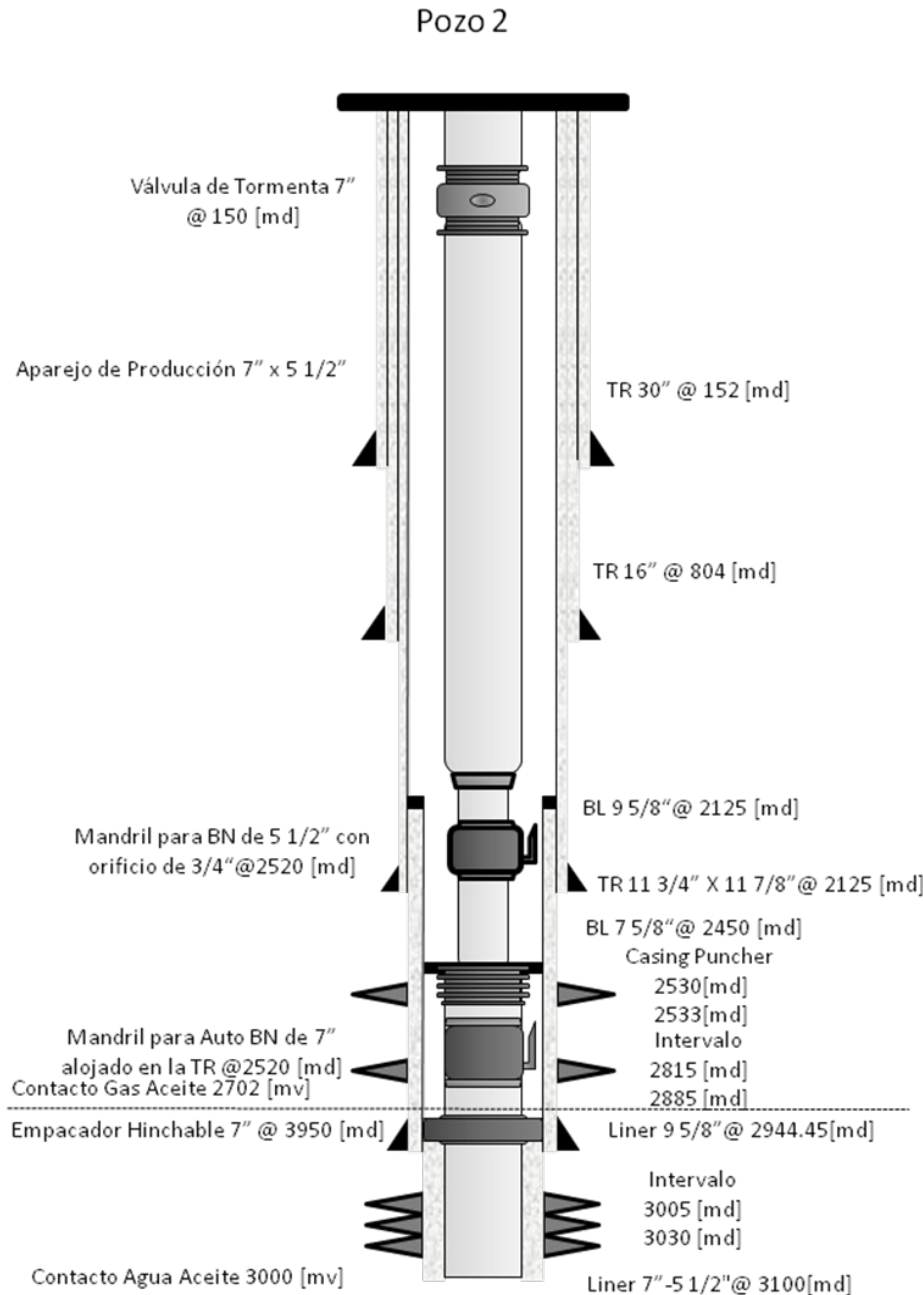


Figura 19. Diagrama de pozo.

### 3.5.3. Esquema del Empacador

En esta sección se describe y muestra esquemáticamente de manera detallada las características que llevará el empacador tales como: diámetros externos e internos, longitudes tanto de la tubería como del empacador, posiciones y espesores de los anillos.

Además muestra información del criterio de diseño como el tamaño del agujero, el tipo de lodo o fluido de terminación, y el rango de temperatura en la cual se encontrará el empacador.

También lleva la información de las propiedades técnicas tales como: diámetro externo, peso de la tubería, material de la tubería, tipo de rosca, material del anillo, diámetro externo del elastómero, longitud del elastómero, etc.

Criterio de Diseño		
Rango de Temperatura	90-220	°C
Propiedades Técnicas		
OD Tubería Base	4.500 [in]	114.30 [mm]
Peso Tubería Base	12.6 LB/FT ppf	
Grado Tubería Base	L-80	
Tipo de Rosca	VAM TOP	
Material Del Endring	ST-52	
OD Elemento Empacante	5-6.5 [in]	127-165.10 [mm]
Longitud Elemento Empacante	354.331 [in]	9000.00 [mm]
Longitud Total Empacador	448.819 [in]	11400.00 [mm]
ID Drift Empacador	3.833 [in]	97.36 [mm]
ID Nominal del Empacador	4.229 [in]	107.42 [mm]
Mínimo Espacio de Agarre en Box Final	55 [in]	1400.00 [mm]
Mínimo Espacio de Agarre en Pin Final	39 [in]	1000.00 [mm]
Longitud del Endring	2.000 [in]	50.80 [mm]
OD Endring	5.03-6.58 [in]	127.76-167.13 [mm]

Swellpacker™

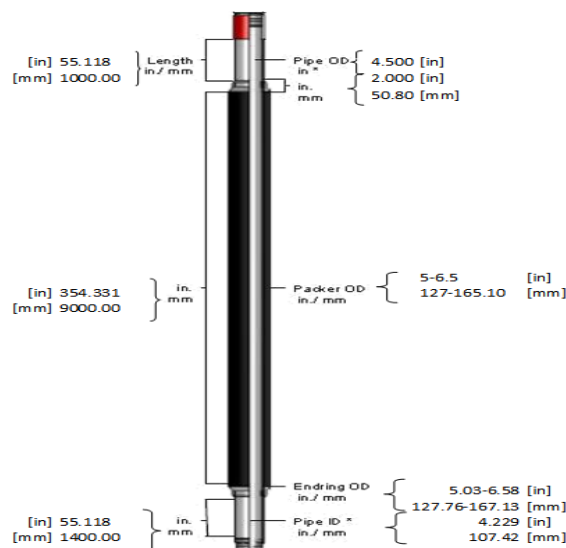


Figura 20. Esquema del empacador.

**3.6. Ejemplo de propuesta técnica.**

Facultad de Ingeniería  
División Ciencias de la Tierra

**Propuesta Técnica**

**Pozo:** Pozo 8.

**Equipo:** Plataforma 2.

**Empacadores Hinchables Easywell™**

OBM 5.500"X 6.250" X 5 m Longitud Elastómero.

Y con características de tubería:

20 lbs/pie, L-80, VAM SLIJ-II, 2 Piezas.

No. PARTE XXXXXXXXX

**Para:**

**Facultad de Ingeniería**

**Diseño Reparación De Pozos**

Julio 05, 2009.

Ciudad del Carmen Campeche, a 05 de julio del 2009.

**FACULTAD DE INGENIERÍA.**

**DIVISIÓN CIENCIAS DE LA TIERRA.**

Nos complace hacer entrega de la propuesta para la Introducción de Empacadores Hinchables Easywell de 5.500"X 6.250" X 5 m, con características de la tubería 20 lbs/pie,L-80, VAM SLIJJ, para el aislamiento entre zonas obturadas y productoras del pozo 8.

Adjunto en la propuesta encontrara:

- Objetivo datos del cliente y pozo
- Procedimiento de introducción de los Empacadores Hinchables.
- Hinchamiento de los Empacadores Easywell.
- Simulación y resultados.
- Estado Mecánico propuesto.
- Especificaciones de los Materiales

Sin más por el momento y en espera de que el presente diseño cumpla con sus expectativas, quedamos a sus órdenes para cualquier información adicional que estimen conveniente.

Atentamente

**Halliburton Completion Tools**

---

## **Introducción:**

### **Descripción del Empacador Hinchable Easywell**

El Empacador Hinchable Easywell es un empacador basado en la propiedad de expansión del elastómero en hidrocarburos. La expansión por absorción termodinámica es continua. El Swellpacker™ se hincha para expandirse y sellar el espacio anular alrededor del tubo base. No se requiere ningunas operaciones del aparejo para la instalación. Se utiliza en agujero abierto o entubado.

El elastómero esta adherido (vulcanizado) directamente a un tubo base y se puede fabricar en cualquier diámetro exterior. No hay soldaduras en su construcción. El empacador no tiene ninguna pieza movable y no requiere ninguna activación en superficie o en el fondo del pozo. No se requiere de un bajante o herramienta de servicio para su activación. Se conecta como parte de la terminación (TP) o de la tubería de revestimiento (TR) y se baja en un solo viaje, es un procedimiento muy directo y sencillo. Existen ya pozos terminados hasta con 19 Empacadores Hinchables. El tiempo de expansión de uno o más empacadores no compromete al tiempo del equipo ya que la expansión es un proceso de absorción termodinámica que se da en presencia de hidrocarburos sin ocupar tiempo operacional.

El Empacador Hinchable Easywell viene en varios diseños para satisfacer las diversas necesidades operaciones. Puede funcionar en cualquier lodo; base-agua (WBM) o base-aceite (OBM), en condiciones de HT, HP y junto con los sistemas de pozos inteligentes en cuyo caso Empacador Hinchable Easywell con diseño para cable eléctrico o línea de control. Pruebas extensas en las caracterización del elastómero ha conducido al desarrollo de un simulador que pueden predecir el cociente de expansión, diferencial de presión y tiempo de sellado para un tubo dado y diámetro externo del elemento.

### **Estimación de la Vida Útil del Empacador Hinchable Easywell**

La temperatura del pozo determina el tiempo de vida útil del Empacador Hinchable Easywell. La degradación térmica de los compuestos del Empacador Hinchable Easywell se determina a través de temperaturas elevadas en las condiciones simuladas del pozo. La vida se define como la reducción a la mitad de las características mecánicas iniciales. En 200°C / 392 F la vida del Empacador Hinchable Easywell es 9 años. Reduciendo la temperatura a 190°C/ 374 F, la vida es 20 años. En una temperatura más baja, la degradación del elemento es para los propósitos prácticos inexistente.

### **Tipo de Líquidos Donde Pueden Funcionar**

El Empacador Hinchable Easywell tiene un cuadro de trabajo muy amplio ya que puede operar adecuadamente en los fluidos mayormente encontrados en la Industria Petrolera. Ha sido probado en elementos corrosivos tales como el H<sub>2</sub>S, HF, CO<sub>2</sub>, ácido acético, fluidos aromáticos, etc. También trabaja adecuadamente en los fluidos de inyección y estimulación de formación más comunes. En superficie, es importante mantener el empacador lejos del contacto con cualquier tipo de aceite.

### **¿Por qué usar los Empacadores Hinchables Easywell?**

El aislamiento anular es un requisito previo para el control de agua, gas y producción de aceite en pozos petroleros y/o gasíferos. El aislamiento efectivo del espacio anular en zonas con liners de diámetros pequeños, tiene un alto porcentaje de falla, toda vez que el cemento no realiza un sello efectivo, o se contamina durante el bombeo, dejando canalizaciones o problemas de adherencia. Este problema generalmente es remediado haciendo trabajos de cementación forzada, los cuales por ser revestimientos de diámetros pequeños la efectividad es muy baja. El Swellpacker™ elimina muchos de estos desafíos de una manera simple e innovadora mediante el uso de las propiedades de expansión de los elastómeros en hidrocarburo para formar un sello alrededor de la tubería.

Cabe notar que el Swellpacker es una herramienta que proporciona aislamiento y por lo tanto no puede considerarse un reemplazo para el cemento.

El Empacador Hinchable Easywell tiene la capacidad dinámica de hincharse y por lo tanto continúa sellando en el agujero abierto, incluso con el desarrollo de cavernas inducida por la producción. Esto significa que en efecto el empacador es auto reparable. Mientras que la instalación de equipos de terminación es cada vez más compleja, el Empacador Hinchable Easywell no requiere ninguna operación específica; simplemente depende de principios termodinámicos.

El efecto a corto plazo de usar al Empacador Hinchable Easywell debe ser lograr un aislamiento anular confiable sin los problemas de operaciones y de riesgo de los sistemas anulares de aislamiento existente. Los efectos a largo plazo que ya se han materializado son:

- Permite eliminar la cementación y los disparos frente a la zona productora y producir por el agujero abierto a través de tubería pre-perforadas. Esto reduce daño de formación y disminuye substancialmente los costos mediante la reducción del tiempo de la terminación y los gastos asociados a tales operaciones.

- Es el único método que permite un aislamiento selectivo del yacimiento en intervalos como sea necesarios, en un solo viaje y sin maniobras del equipo.
- En conjunto con el cemento como complemento del mismo para evitar la canalización y la formación de micro anulo.
- En casos de formaciones largas de carbonatos se puede estimular en un solo viaje, comparado Perforación – disparos en secuencia, colocación de empacadores y estimulación de la zona dañada. Esto reduce los costos de terminación considerablemente.
- Aislamiento de lutitas y zonas de alta pérdida de filtrados.
- Aislamiento de casquetes de gas o zonas indeseables de agua.
- Contribuye con la eliminación del flujo anular que promueve la migración de finos que causan taponamiento.
- La presencia o migración de gas.

Todos estos factores reducen el costo significativamente y representa un cambio y el control de la producción sin riesgos inherentes, ningún efecto ambiental negativo e implicaciones muy positivas al control del agua y del gas. La recuperación de reservas puede por lo tanto aumentarse substancialmente.

## OBJETIVO

Introducir liner de 5 ½" con empacadores Hinchables y Tubería pre perforada, en el cretácico inferior, para aislamiento de espacio anular.

## DATOS DEL CLIENTE:

Nombre del contacto:	
Región y zona.	Facultad de Ingeniería.

## DATOS DE FORMACIÓN

Pozo.	Pozo 8.
Equipo.	Plataforma 2.
Operación.	Aislar el espacio anular con empacadores hinchables y producir en conjunto con tubería ranurada.
Formación	Cretácico Inferior.
Litología:	Mudstone-wackestone de foraminíferos, café claro a blanco, ligeramente dolomitizado, arcilloso y fracturado, dolomía microcristalina, fracturas rellenas por cristales de dolomita.
Saturación de agua [%]:	12
Dimensiones de Tubería Liner, TR o agujero descubierto con el que se instalaran los empacadores hinchables:	Liner de 6 1/2"
Profundidad de colocación para los empacadores hinchables [md]:	+/- 2684, 3022.
Temperatura de fondo [°C]:	113.45.
Lodo y densidad [gr/cc]:	Polimérico de baja densidad, 0.89-0.90

## DATOS DE PRODUCCIÓN ESPERADOS:

Gasto de aceite [BPD]:	5360
Presión máxima esperada en el fondo [kg/cm <sup>2</sup> ):	323.50
Presión máxima esperada en el fondo [psi]:	4600
Diámetro del agujero o liner de producción.	5 1/2"
Gasto de gas [MM PCD]:	5.81
Tipo de hidrocarburo:	21 °API.

## DATOS DEL YACIMIENTO

Cont. H <sub>2</sub> S (%Mol)	1.89
-------------------------------	------



## **PROCEDIMIENTO DE INTRODUCCIÓN DE LOS EMPACADORES HINCHABLES**

Instalación y manejo del Empacador Hinchable para lodo base aceite en el Pozo 8.

### **Recomendaciones Previas a la instalación de Empacadores Hinchables**

1. Verificar a detalle el diámetro exterior de cada empacador hinchable, realizándolo en varios puntos y determinar un diámetro promedio.
2. Calibrar el diámetro interior de la tubería del empacador para asegurarse de no tener restricción alguna.
3. Hacer viaje para calibrar el diámetro interior de la TR. Este calibre debe ser menor al drift de la TR y el calibrador deberá tener como mínimo una longitud de aproximadamente 2 metros
4. Hacer viaje de repaso para calibrar el diámetro interno del agujero descubierto. Este calibre debe ser de un diámetro exterior mayor (más grande) que el diámetro exterior (OD) de los empacadores hinchables.
  - a. Tomar nota de la profundidad de todas las restricciones que se encuentren
  - b. Comunicar todos estos puntos al operador de Halliburton
  - c. Repasar bien estos puntos de restricción para asegurar un paso libre
5. Colocar en la parte más inferior de la TR una zapata o cualquier dispositivo que tenga un diámetro externo mayor al OD de los empacadores hinchables.
6. Tener un Caliper Log (registro eléctrico) en lo posible señalando áreas de derrumbe o zonas de transición que pudieran presentar riesgo para la TR.
7. Al llegar a la profundidad del pozo circule todo el volumen del pozo dos veces antes de salir.
  - a. Evite circular el pozo a la profundidad donde se espera instalar los empacadores hinchables
8. Circular el pozo en la zapata del liner y entrar al agujero descubierto a baja velocidad

## **Procedimiento De Introducción De Los Empacadores Hinchables**

Instalación y manejo del Empacador Hinchable para **lodo base aceite** en el Pozo 8.

### **Diseño**

1. El Empacador Hinchable debe ser espaciado en la terminación donde las condiciones del pozo sean buenas (lo más cerca al calibre de la tubería o del agujero abierto)
2. Las operaciones planificadas no deben exceder el tiempo para crear el primer sello y debe tomarse en cuenta:
  - Tiempo de corrida incluyendo tiempo perdido.
  - Variaciones de la temperatura de fondo.
  - Estabilidad del agujero incluyendo cavidades o cavernas.
  - Contingencia por problemas de fondo.
3. No instale centralizadores en el tubo del Empacador Hinchable. Si requiere de centralizadores, conéctelo por debajo de la caja del tubo continuo e este. La razón es que el anillo del centralizador en el tubo del Empacador Hinchable concentrara fuerzas con un filo agudo en la parte inferior del Empacador Hinchable
4. La fricción entre el Empacador Hinchable y la TR ha sido medido a 0.04 (este es solo una fracción de la fricción de acero-acero).

### **Recibimiento en el Equipo de Perforación**

1. Revise los empaques y el embalaje de algún daño visual.
2. Revise que los empacadores están libre de derrame de aceite.
3. Dimensione los Empacadores Hinchables ( OD, ID y Longitud)
4. Revise las roscas del Empacador Hinchable
5. Calibre las combinaciones en ID y OD en caso de existir.
6. Mantenerlo envuelto con el laminex hasta el momento de la corrida.
7. Manténgalos alejados de cualquier aceite, diesel o cualquier fluido similar. Tenga cuidado cuando limpie las grasas de las roscas.

**Nota:**

**Si los elastómeros se exponen a aceites, límpielos con un trapo limpio antes de bajarlos.**

**Los Empacadores Hinchables deben ser levantados con una correa suave alrededor del lamiflex, hacerlo por las partes cortas de los tubos.**

**Ensamble y Bajada en el pozo**

1. Conectar los Empacadores a la tubería según distribución programada. Remueva el protector – lamiflex sin dañar el empaque con cuchillos. Los protectores se remueven mejor si lo hace a mano.
2. Ajuste las combinaciones al Empacador y el liner de acuerdo a las recomendaciones de la compañía que proporcione el tipo de rosca.
3. Baje los Empacadores Hinchables y el liner a velocidad normal no exceder la velocidad máxima en 30 mts/min.
4. Cuando este bajando en el pozo, al pasar por alguna restricción mantenga la velocidad máxima en 15 mts/min.
5. La bajada en el pozo debe ser tan eficiente y tan rápido como sea posible. Si el tiempo de corrida excediera el tiempo de trabajo recomendado de **un día (24 horas)**. Siga los pasos siguientes:

**Estas 24 horas son únicamente para la degradación de la barrera retardadora, en el momento en que éste tiempo finalice, comenzará el hinchamiento del elastómero, por lo que se deberá extraer el empacador para evitar asentamiento prematuro.**

**En caso de no llegar a la profundidad programada hay que tener presente que a temperaturas elevadas el tiempo de expansión es más rápido.**

**En caso de tener alguna resistencia al ir bajando, comunicarse inmediatamente con el Ingeniero de Proyecto o con el Superintendente de la plataforma para detener la operación y analizar la situación, también comunicar con el Supervisor o jefe de Operaciones de Halliburton y junto con PEMEX tomar la decisión de sacar inmediatamente.**

**NO TRATAR DE VENCER LA RESISTENCIA ya que con esta acción evitaremos daños que podrían causarse a los empacadores por alguna restricción de diámetro en el agujero, derrumbe o cierre del pozo.**

6. El empacador no tiene partes móviles y cualquier peso o tensión esta basadas en el tubo base.
7. Una vez que el Empacador Hinchable esta en profundidad, no se necesita alguna acción mecánica o de presión hidráulica para activarlo. El Empacador Hinchable se activa por medio de un proceso de absorción **termodinámica** que se da en presencia de hidrocarburos o derivados de este sin ocupar tiempo operacional, y se hincha para formar un sello entre la cara de la formación y el tubo base.

#### **Activación del Empacador Hinchable y producción del pozo**

1. La expansión comienza en el momento que el empacador se pone en contacto con el lodo o hidrocarburo después de haberse degradado la capa retardadora, en caso de que se tenga requerimiento de ésta.
2. Basado en los resultados de la simulación, el tiempo de hinchamiento del Empacador con 5 metros de elastómero es: al momento de estar en contacto con el hidrocarburo iniciara su hinchamiento, al **primer día** el Empacador estará tocando la pared del pozo y se llama primer contacto, **al segundo día** él empacador soportará la **presión de operación de 2500 [psi]** y por último los empacadores tendrán la capacidad de soportar hasta – **6043 [psi] de presión diferencial máxima**.
3. En la simulación de los tiempos de hinchamiento se consideró que los empacadores se hinchan con el hidrocarburo que el pozo aporte, teniendo una viscosidad menor o igual de 1 cp. **Recomendamos se nos proporcione la viscosidad del lodo de un pozo vecino para ajustar los parámetros de la simulación y así determinar el tiempo de hinchamiento.**
4. Si el fluido de control no contiene como mínimo un 40% de aceite “diesel” se recomienda bombear un bache de diesel en volumen proporcional a la profundidad donde se encuentren los Empacadores Hinchables con el fin de mantenerlos en seno de diesel y poder iniciar su hinchamiento.

#### **Medidas de contingencia:**

1. En caso de encontrar resistencia, circular a un gasto menor a 3 [BPM] con una presión de circulación inferior a 500 [psi] y hacer una revisión de la posición actual de los empacadores.
  2. Hacer una recuperación de por lo menos 27 metros de aparejo.
  3. Observar en superficie circulación y hacer una revisión de los pesos libres de liner hacia arriba y hacia abajo.
-

4. En caso de que los empacadores se encuentren dentro de la TR, intentar vencer la resistencia con un máximo de 10 [Ton] sobre su peso, en caso de encontrarse dentro del agujero descubierto, intentar vencer la resistencia con un máximo de 5[Ton] verificando sarta libre a cada 9 [m] continuando a con la circulación recomendada en el punto 24.
5. Trabajar sarta con un máximo de 4 [hrs] intentando vencer resistencia, después de éste recuperar el liner, para realizar un análisis de programa del pozo.
6. Realizar una reunión con el todo el personal involucrado en la operación, para evaluación del problema y toma de decisiones.
7. Documentar la problemática presentada y los cambios de programa realizados.

**Recomendaciones y procedimiento en caso de encontrar problemas durante la bajada de la TR con Hinchables.**

- **Primera opción:** Levantar e intentar pasar la TR a través de la restricción(es). Aumentando el peso progresivamente sin exceder los valores recomendados.
- **Segunda opción:** En caso de que la primera opción no de resultados esperados se debe levantar la TR hasta el punto donde se observe un movimiento libre hacia arriba y hacia abajo y circule hasta que el pozo este limpio e intente bajar nuevamente a la profundidad deseada.
- **Tercera opción:** Si se cree que los desechos están siendo empujado frente a los empacadores hinchables, considere bombear por el espacio anular siempre y cuando el equipo de flotación lo permita. Si el equipo de flotación no permite circular por el anular hay que tener presente la presión de formación para no romperla.
- **Cuarta opción:** Levantar la TR y comience a rotar dejando caer peso para tratar de pasar la restricción mientras se circula. Asumiendo que los hinchables no están pegados, rotar a 20 a 30 RPM por un (1) minuto. Rotar de manera continua por largos periodos de tiempo debe ser discutido entre el cliente y Halliburton.
  1. Si los hinchables están pegados, se deberá rotar de manera limitada y suave, lo cual pudiera causar daños menores a los empacadores, que se corregirán con el tiempo, es decir durante el hinchariento.
  2. Si los hinchables están pegado y se rotar de manera continua por tiempos prolongados se causarán daños irreparables a los empacadores.

## Resultados de la simulación



### DESIGN

Project:	Customer:
Design By:	Date:
Easywell Contact:	Customer Contact:
WBM/OBM: SP OBM L	Area: REGION MARINA
Application: AISLAMIENTO DE ZONAS	Location: CAMPECHE
Comments:	Reincorporar pozo a su vida productiva mediante el cambio de intervalo productor por invasión del contacto gas-aceite. Aislar intervalo actual 3100-3150 md entre empacadores y disparar nuevo intervalo 3245-3225 md Cambio de Aparejo de Producción, rediseño de Bombeo Neumático, Toma de Información y Estimulación.

### DESIGN DATA

Design Name:	7.00 in x 8.300 in
Fluid Viscosity (cp):	0
Required DeltaP (psi):	2500
Temp at Packer Depth (°C):	110
Hole ID (In):	8.5
Pipe OD (In):	7
Packer OD (In):	8.3
Element Length (m):	5
Number Of Cables:	0
Cable / Flatpack Dimension (In):	0

# RESULTS

Design Name: **7.00 in x 8.300 in**

Volume Swell % at Hole ID: 17 %

Time To Fully Set Max DP (day): 3

Time to Operational DP (day): 2

Time to First Seal (day): 1

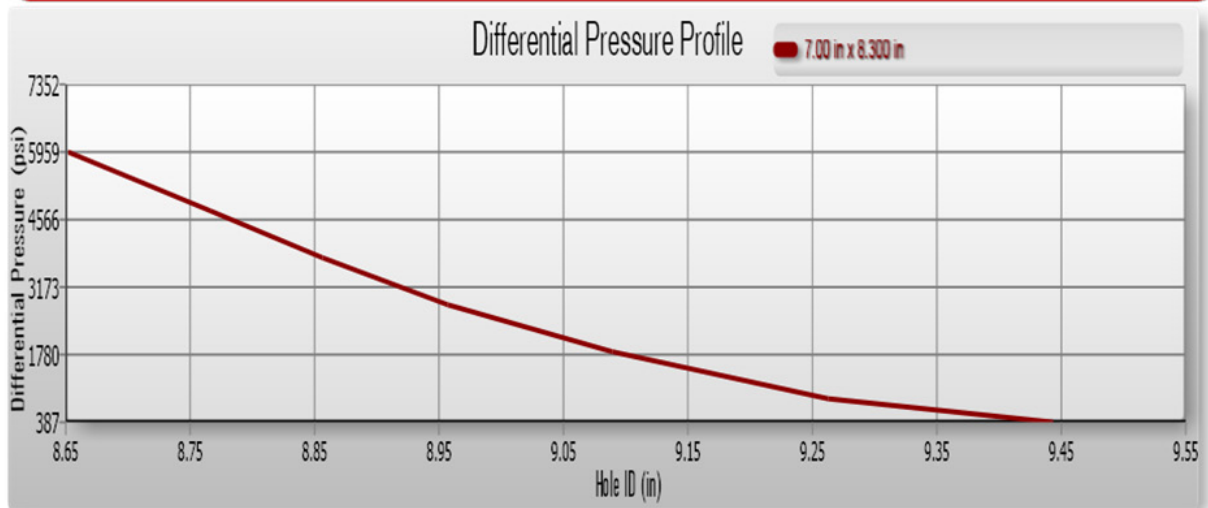
DP at "Hole ID" (bar): > 417

DP at "Hole ID" (psi): > 6043

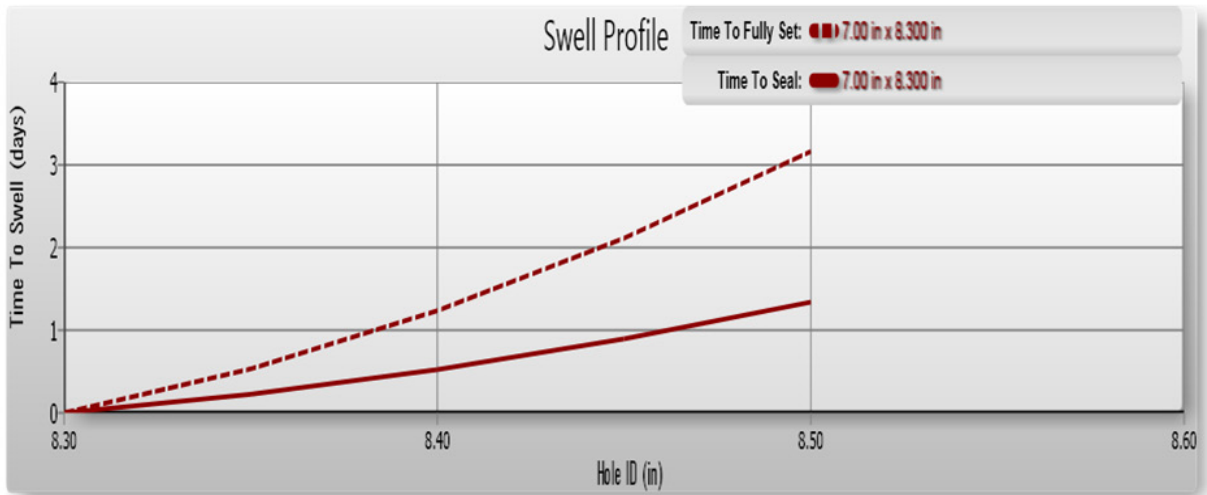
**SWELLSIM**<sup>®</sup>

 easywell

## DIFFERENTIAL PRESSURE PROFILE



## SWELL PROFILE



PRESSURE CALCULATIONS ARE BASED ON FAILURE PRESSURE OF 3m, 5m, OR 9m ELEMENT LENGTHS, MODIFIED WITH A 20% SAFETY FACTOR. EASYWELL ADVISES DESIGNS WITH DIFFERENTIAL PRESSURE EXCEEDING SIMULATED LIMITATIONS TO ALLOW FOR WASHOUTS

THIS REPORT IS BASED ON SOUND ENGINEERING PRACTICES, BUT BECAUSE OF VARIABLE WELL CONDITIONS AND OTHER INFORMATION WHICH MUST BE RELIED UPON, HALLIBURTON MAKES NO WARRANTY, EXPRESSED OR IMPLIED, AS TO THE ACCURACY OF THE DATA OR OF ANY CALCULATIONS OR OPINIONS EXPRESSED HEREIN. YOU AGREE THAT HALLIBURTON SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY LOSS OR DAMAGE, WHETHER DUE TO NEGLIGENCE OR OTHERWISE ARISING OUT OF OR IN CONNECTION WITH SUCH DATA, CALCULATIONS OR OPINIONS

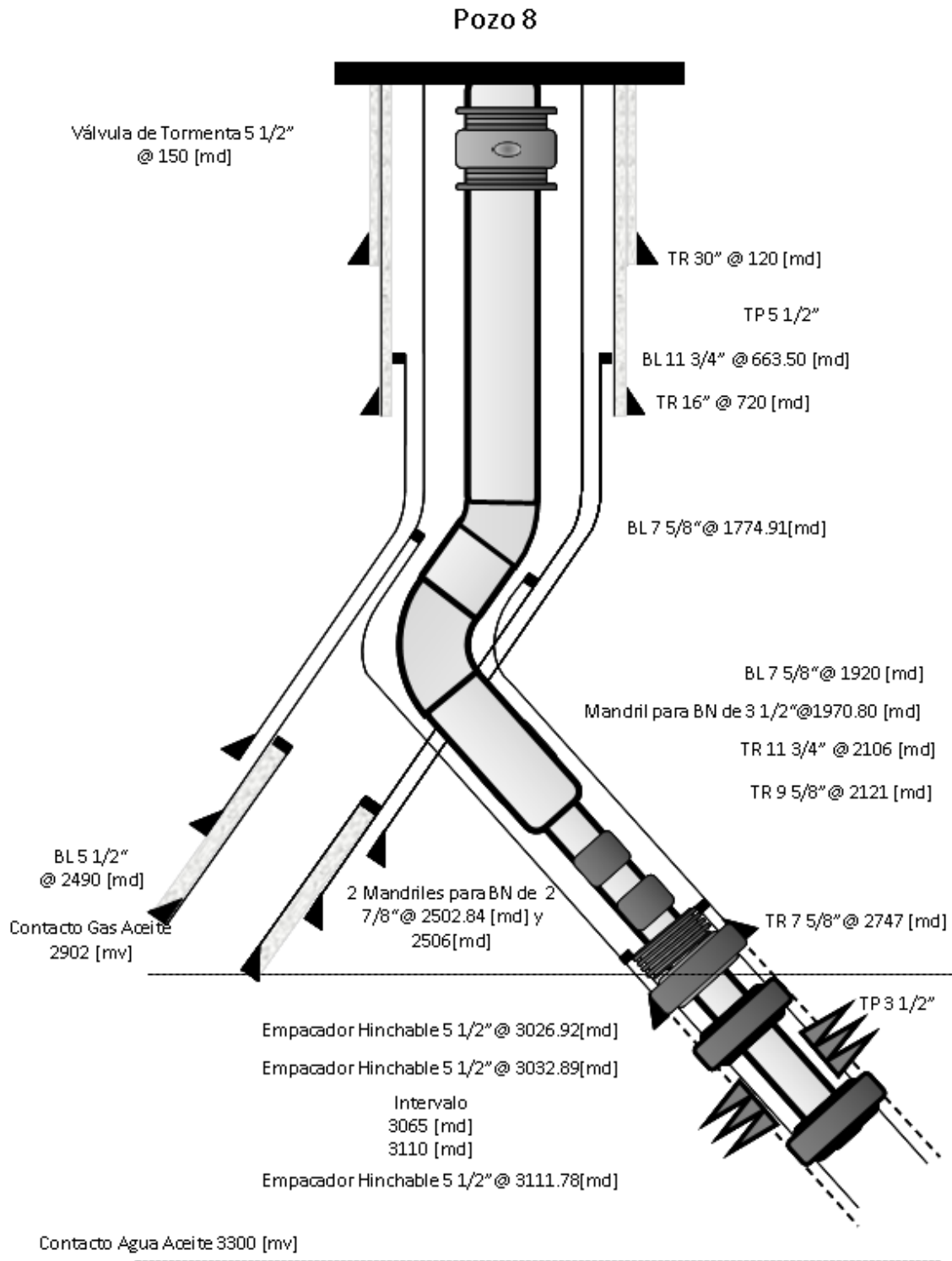
**CONFIDENTIAL** © 2006-2009 Halliburton All Rights Reserved



# Tecnología Easywell Empacadores Hinchables

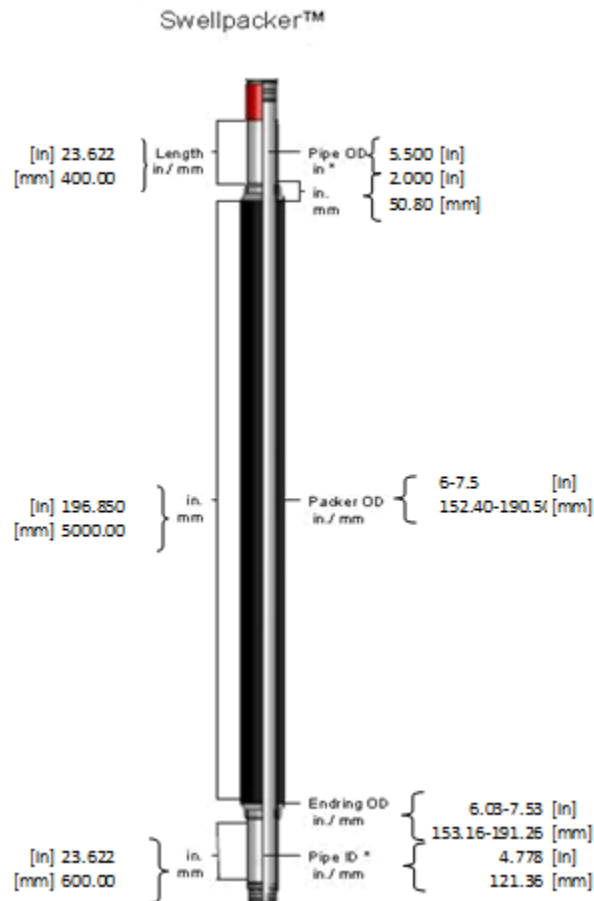


Estado Mecánico:



Esquema del empacador.

Criterio de Diseño			
Rango de Temperatura	60-160	°C	
Propiedades Técnicas			
OD Tubería Base	5.500	[in]	139.70 [mm]
Peso Tubería Base	20	LB/FT ppf	
Grado Tubería Base	L-80		
Tipo de Rosca	VAM JSLH-II		
Material Del Endring	ST-52		
OD Elemento Empacante	6-7.5	[in]	152.40-190.50 [mm]
Longitud Elemento Empacante	196.850	[in]	5000.00 [mm]
Longitud Total Empacador	236.220	[in]	6000.00 [mm]
ID Drift Empacador	4.653	[in]	118.19 [mm]
ID Nominal del Empacador	4.778	[in]	121.36 [mm]
Mínimo Espacio de Agarre en Box Final	24	[in]	600.00 [mm]
Mínimo Espacio de Agarre en Pin Final	16	[in]	400.00 [mm]
Longitud del Endring	2.000	[in]	50.80 [mm]
OD Endring	6.03-7.53	[in]	153.16-191.26 [mm]



### 3.7. Resumen de Trabajos

La compañía Halliburton desde el año 2007 introdujo y promovió la aplicación de la tecnología de empacadores hinchables en una compañía nacional petrolera, como alternativa para resolver diferentes problemáticas en los procesos de perforación y terminación de los pozos.

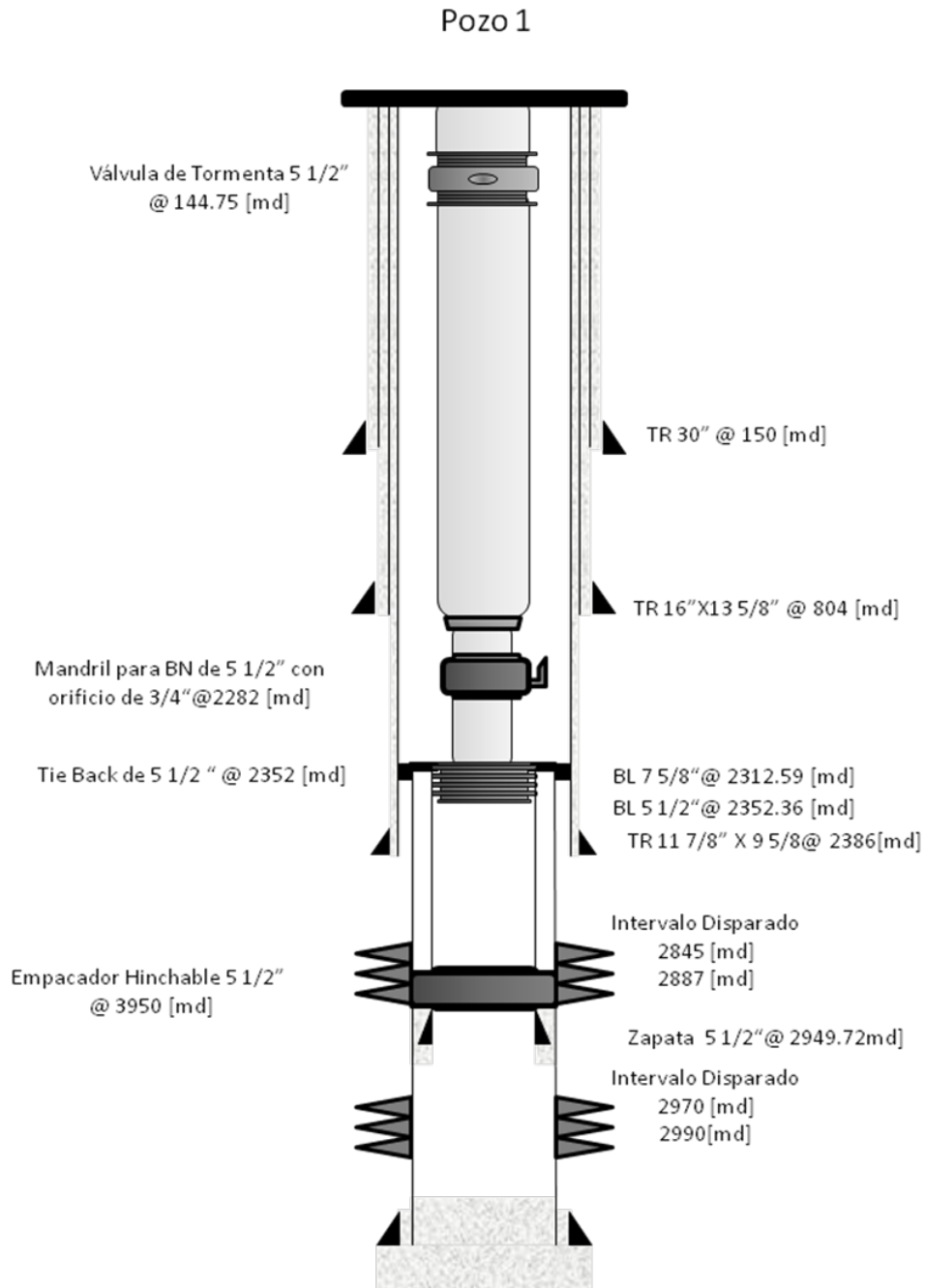
Se realizó el diseño y ejecución de varios trabajos para un Activo de Producción de una compañía nacional petrolera, los cuales presento a continuación:

Pozo	Plataforma	Fecha	Tipo de Empacador
Pozo 1	Plataforma 222	ENERO	01 PIEZA, SP WBM 5.5X6.400x5M M - VAM 23 # L - 80
Pozo 2	Plataforma 222	ENERO	01 PIEZA, SP OBM 7X8.250X5M VAM - SLIJ -II 26 # L - 80
Pozo 3	Plataforma 222	FEBRERO	03 PIEZA, SP OBM 5.5X6.260X5M VAM - SLIJ -II 26 # L - 80
Pozo 4	Plataforma 222	FEBRERO	05 PIEZA, SP OBM 4.500X5.870X5M M - VAM 12.6 # L - 80
Pozo 5	Plataforma 222	MARZO	01 PIEZA, SP WBM 7.00X8.250X5M M - VAM 26 # L - 80
Pozo 6	Plataforma 222	ABRIL	03 PIEZAS, SP OBM 5X5.675X9M VAM - SLIJ -II 18 # L - 80
Pozo 6	Plataforma 222	ABRIL	02 PIEZAS, SP OBM 3.500X4.070X5M VAM - TOP 9.2 # L - 80

**Pozo 1**

Objetivo: Colocar empacadores hinchables de 5 [m] para proporcionar un buen aislamiento entre zona re disparada, centrando y asegurando cementación de liner.

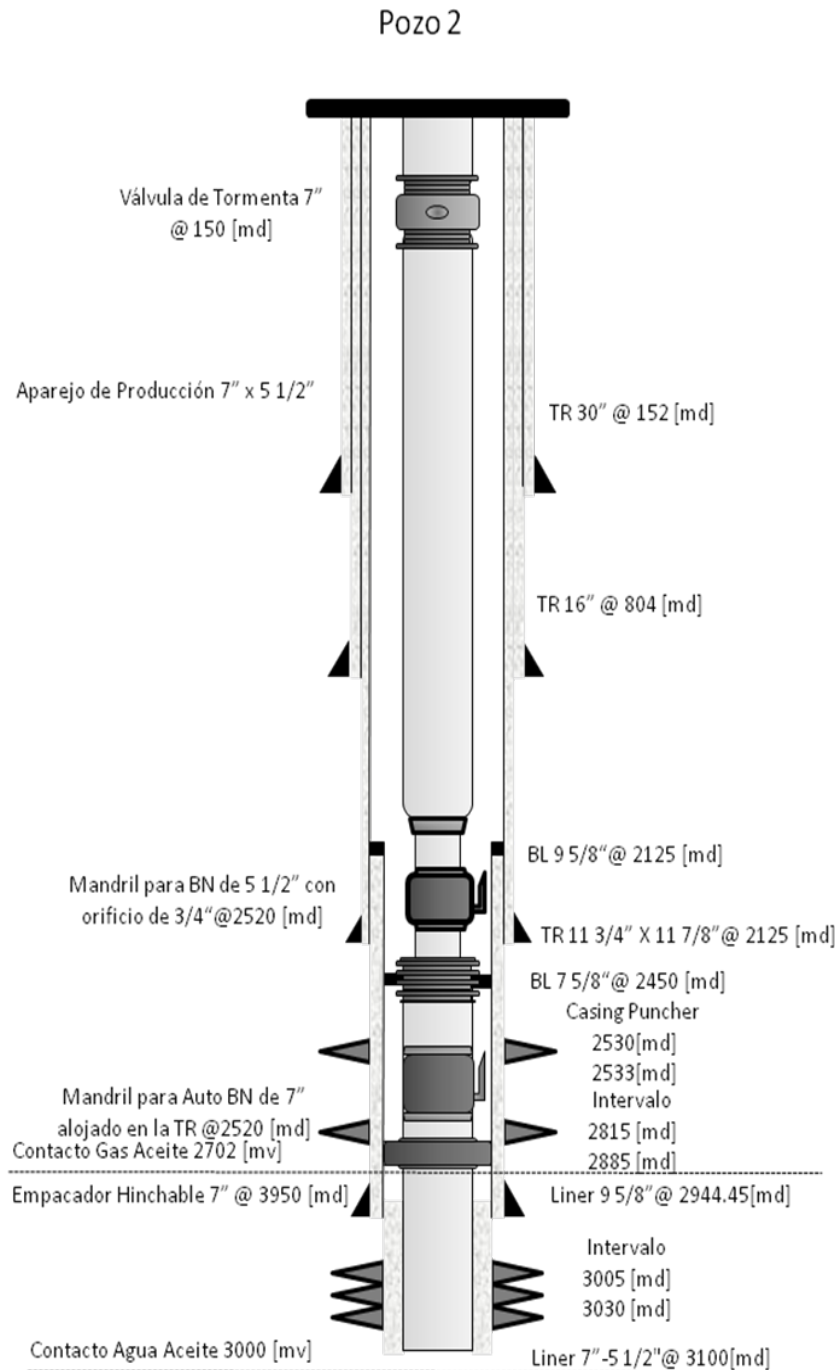
Estado Mecánico:



**Pozo 2**

Objetivo: Colocar empacadores hinchables de 5 [m] para centrar el aparejo de producción y proporcionar un buen aislamiento entre zona de aceite y gas para un exitoso Bombeo Neumático.

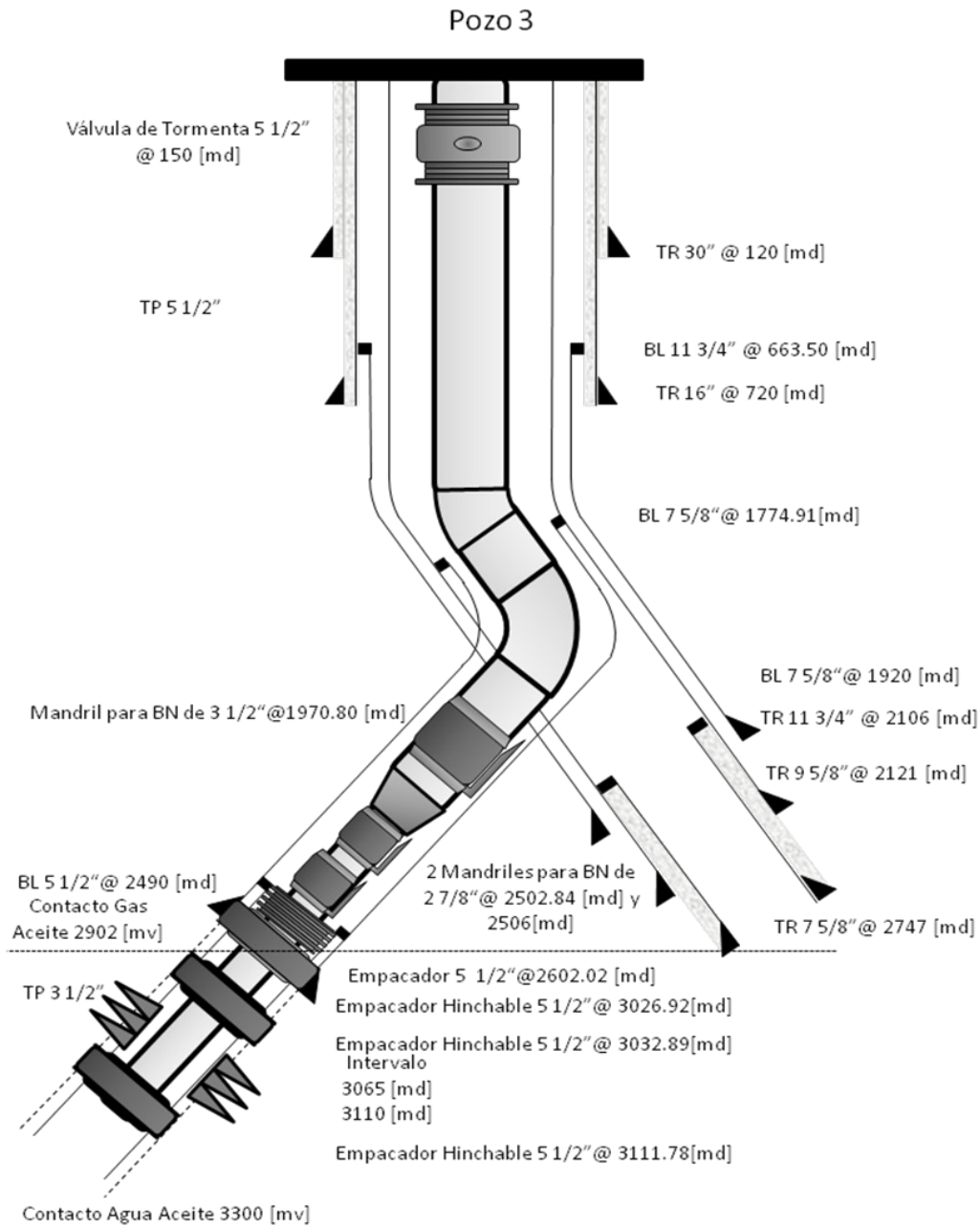
Estado Mecánico:



### Pozo 3

Objetivo: Colocar tres empacadores hinchables de 5 [m] para proporcionar un buen aislamiento entre la zona de disparos y proporcionar un centrado de liner en agujero descubierto.

Estado Mecánico:

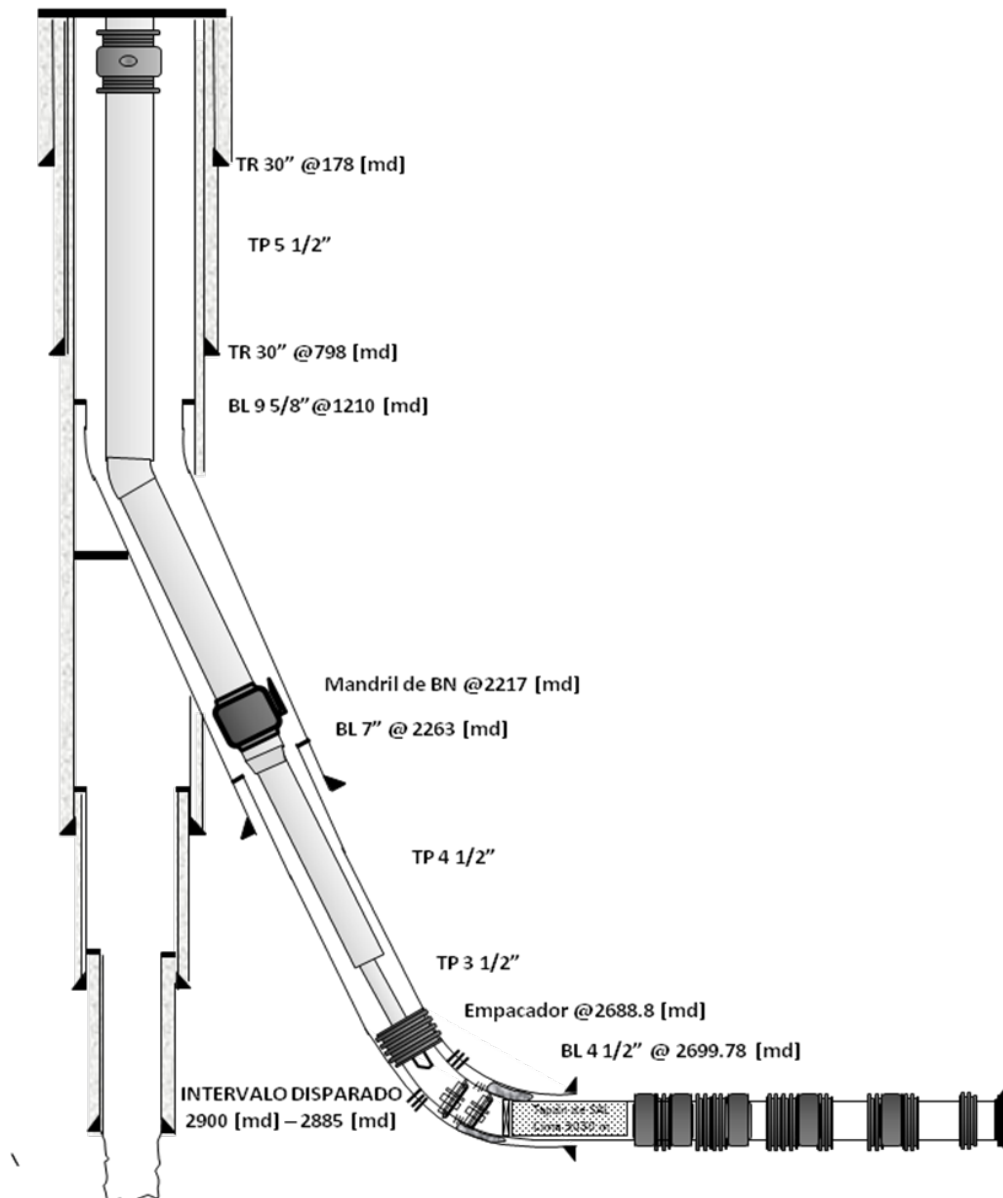


### Pozo 4

Objetivo: Colocar cinco empacadores hinchables de 5 [m] para proporcionar un aislamiento entre zonas para lograr un buen desempeño del dispositivo controlador de flujo "ICD" en conjunto de empacadores MPAS de la compañía Baker.

Estado Mecánico:

### Pozo 4

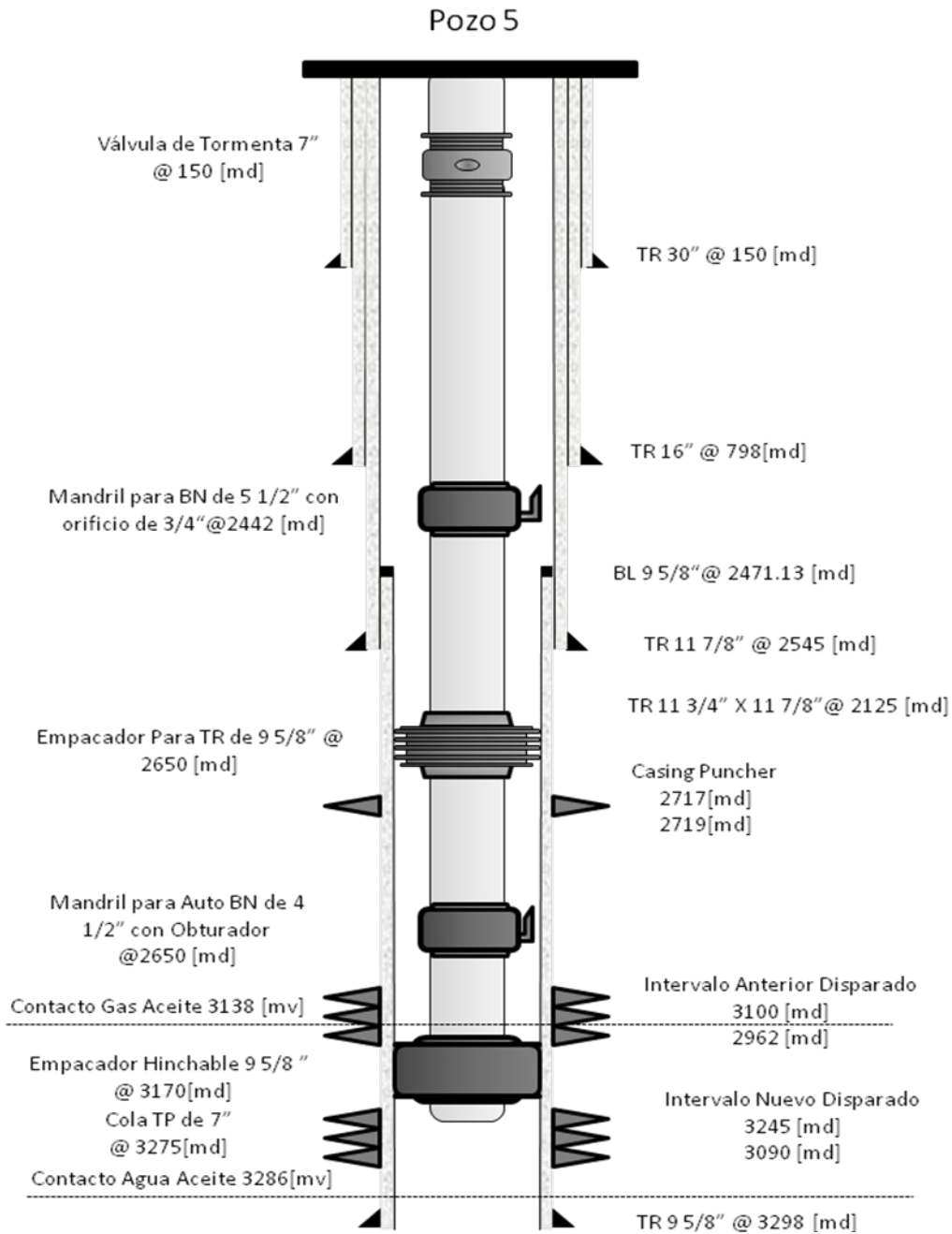




## Pozo 5

Objetivo: Colocar Empacador Hinchable de 5 [m] para centrar el aparejo de producción y proporcionar un buen aislamiento entre zona de aceite y gas para un exitoso Bombeo Neumático.

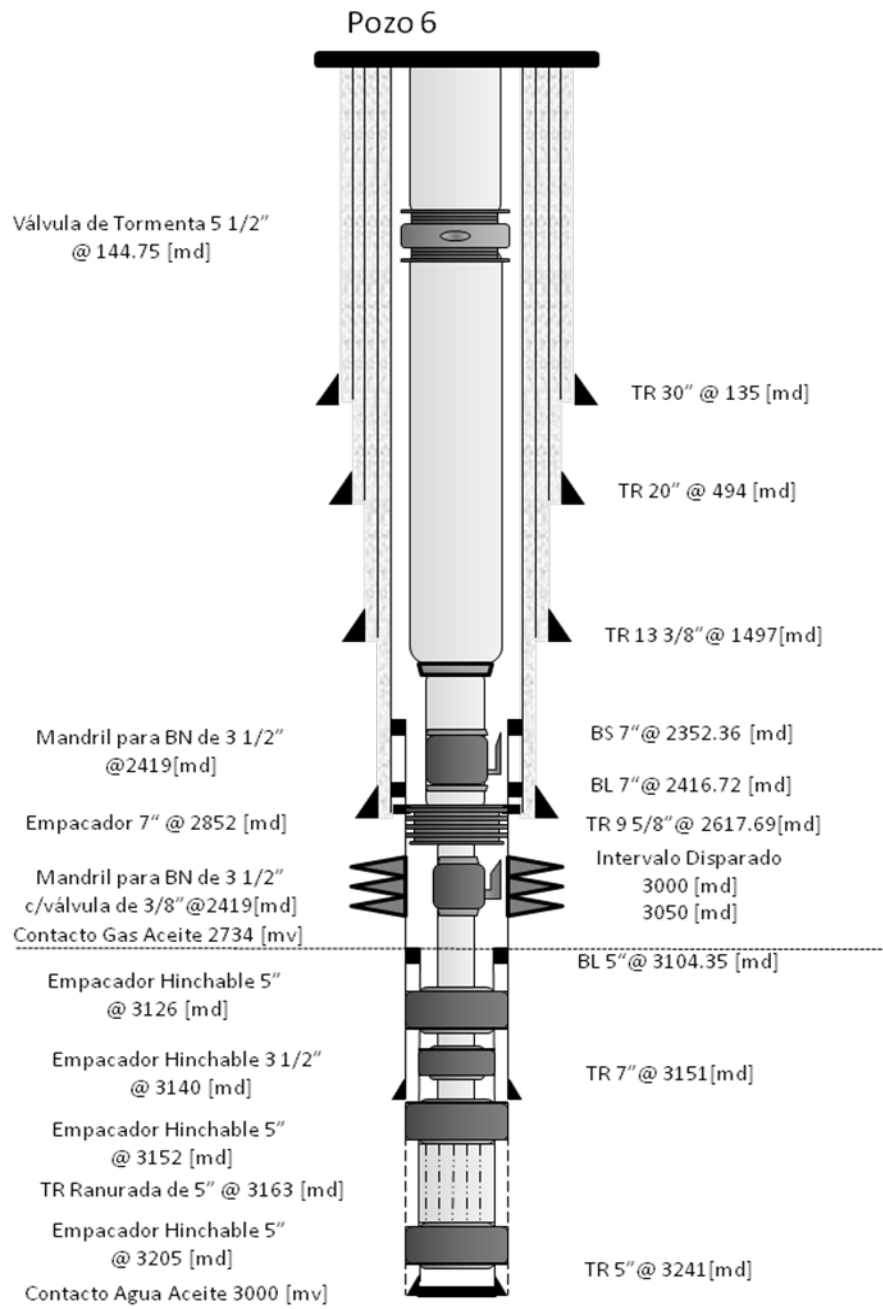
Estado Mecánico:



**Pozo 6**

Objetivo: Colocar tres empacadores hinchables de 9 [m] para aislar intervalo y centrar liner en agujero descubierto, además de instalar un empacador hinchable de 3 [m] para centrar tubería de producción y aislar espacio anular.

Estado Mecánico:



# 4 “Conclusiones y recomendaciones.”

## 4.1. Conclusiones

Idealmente, todos los diseños de las perforaciones y terminaciones de pozos deberían optimizar la producción disminuyendo los costos tanto operativos como administrativos, por lo cual la necesidad de adoptar tecnologías que nos eviten la cantidad de intervenciones y problemas durante la vida entera del proyecto.

El principal objetivo dentro del diseño de una perforación y terminación de pozos, es obtener la máxima producción, reduciendo el número de futuras intervenciones. Un diseño ideal es aquel en el que después de su instalación ya no se regresa al pozo hasta su abandono.

Una forma de optimizar el diseño de un pozo es colocando herramientas funcionales que presenten pocas fallas durante su vida productiva, ya que dos de los factores que afectan directamente a un proyecto en la industria petrolera son los tiempos de instalación y el número de intervenciones que se le tengan que hacer a un pozo después de su terminación.

Los empacadores hinchables son una excelente alternativa en el aislamiento de zonas con entrada de agua o gas, en formaciones altamente fracturadas y con baja presión donde no se obtienen buenos resultados en las cementaciones con cementos convencionales o especiales.

Con la utilización de empacadores hinchables se nulifica el daño por cemento al intervalo productor, reduce costos de: tiempo-equipos, materiales, personal, pruebas posteriores y reparaciones. Así mismo disminuye el riesgo de accidentes al involucrar menos personal y equipos al ejecutar la operación.

La aplicación de los empacadores hinchables como aisladores de zonas presenta excelentes resultados, incrementando la producción al obtener un control más eficiente del flujo dentro de los intervalos productores.

Este escrito debe funcionar como una herramienta para los estudiantes de la carrera de ingeniería petrolera para introducirlos al conocimiento de la tecnología dentro de la industria, sus ventajas, sus problemáticas, etc.

#### **4.2. Recomendaciones:**

Un mal diseño de un empacador hinchable está propenso a causar retardos en los tiempos operaciones, debido a mayores tiempos de espera en el hinchamiento ocasionados a la mala información obtenida del pozo, tal como: la temperatura del pozo, propiedades del fluido empacante, mala selección de presiones diferenciales esperadas, o simplemente un mal diseño de los diámetros tanto de tubería como de elastómero.

Debemos recordar que la información ingresada a un simulador siempre estará propensa a la calidad de ésta misma y los resultados dependerán directamente de ella.

## Referencias Bibliográficas:

### Capítulo 1

1. PEMEX, Exploración y Producción, “Cien años de la perforación en México”, 2002.
2. PEMEX Exploración y producción, “Programa de reparación pozo Cantarell 227 D”, 2008.
3. Rune Freyer, EWS Arve Huse, Norsk Hydro, “Swelling Packer for Zonal Isolation in Open Hole Screen Completions”, SPE 78312, 2002.
4. [www.halliburton.com/easywell](http://www.halliburton.com/easywell), “Aislamiento Zonal Confiable”, H05794SP, 2008.
5. Ramirez sabag, Jetzabet, Lozano Villajuana, Gerardo y Perez Tavares, Rodolfo Carlos. “Productividad de pozos petroleros”, UNAM, 2007.

### Capítulo 2:

6. Rune Freyer, Morten Fejerskov, Arve Huse, “An Oil Selective Inflow Control System”, SPE 78272, 2002.
7. Sunil Walvekar and Tance Jackson, “Development of An Expandable Liner Hanger System to Improve Reliability of Conventional Liner Hanger System”, Halliburton, 2005.
8. Castañeda Rojano Valeria Celeste, “Fracturamiento selectivo con tubería flexible”, Tesis, Facultad de Ingeniería UNAM. 2009.
9. Martijn Kleverlaan, Roger H. van Noort, Ian Jones, “Deployment of swelling elastomer packers in Shell”, SPE 92346, 2005.
10. M.T. Triolo, BP; E.R. Davis and B.R Burk, Conoco Phillips Alaska; R. Feyer, Easy Well Solutions; y L. Smith, Alaska Energy Resources Inc. “Innovative Completions Technology Enhances Production Assurance in Alaska North Slope Viscous-Oil Developments”, SPE 97928, 2005.

### Capítulo 3:

11. Ing. Álvaro Moreno Galicia, PEMEX; Ing. Javier Páramo García, PEMEX; Halliburton Completion Tools, "Liner De Explotación Con Empaques Hinchables En Agujero Descubierta", 2008.
12. Rune Freyer, EWS Arve Huse, Norsk Hydro, "Swelling Packer for Zonal Isolation in Open Hole Screen Completions", SPE 78312, 2002.
13. [www.halliburton.com/easywell](http://www.halliburton.com/easywell), "Primary Cementing's New Companion", H05269, 2007.
14. Drew Hembling, Salam Salamy, Abdullah Qatani, Saudi Aramco; Neale Carter, Easywell; Suresh Jacob, WellDynamics, "Aramco uses swell packers to enable smart open-hole, multilateral completions for EOR", 2007.
15. [www.halliburton.com/easywell](http://www.halliburton.com/easywell), "Zonal Isolation in Gas-Producing Zone Manages Future Isolation Demands", H05039, 2007.
16. Castañeda Rojano Valeria Celeste, "Fracturamiento selectivo con tubería flexible", Tesis, Facultad de Ingeniería UNAM. 2009.
17. [www.halliburton.com/easywell](http://www.halliburton.com/easywell), "SmartWell® Completion with Openhole Sand Control Proves Value", H05013, 2006.