	<p>Estándar</p> <p><b>Envolventes de Barrera</b></p>	<p>Autorizó</p> <p>Arturo Silva Villamizar</p> <p>Gerente D&amp;C</p>
	<p>Revisión: 05</p> <p>Fecha: 29/09/2023</p>	<p>Página: 1 de 21</p> <p>Código: HOK-OTZ-ES-004</p>

## Contenido

1. Objetivo
2. Alcance
3. Términos, abreviaturas y definiciones.
4. Desarrollo
5. Documentos de referencia
6. Anexos

## Resumen de Versiones

Versión	Descripción	Vigencia
5	Ver sección control de cambios – revisiones.	29/09/2023
4	Ver sección control de control de cambios - revisiones.	09/09/2021
3	Se actualiza el Check List de Vinculación de Casing (Anexo III)	26/01/2021
2	Revisión de las Barreras necesarias por tipo de operación e inclusión de diagramas de Barreras.	14/01/2021
1	Actualización según control de Cambios	25/08/2020
0	Primera edición del documento	01/10/2019

## Control de cambios - revisiones:

Versión	DESCRIPCIÓN	FECHA
5	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Se actualizan las definiciones de Liner de Perforación y Liner de Producción, ver apartado 3.</li><li>2. Se actualizó el check list del Anexo III, para la operación de vinculación de casing en pozos Onshore.</li><li>3. Se incluye en el apartado 4.6.4 y Anexo VIII, el check list para poder realizar la operación de Desmontaje de BOP, previo a montaje de Sección B (Fase Intermedia) y sin empaquetar el espacio anular, en pozos Offshore.</li><li>4. Se incluye en el apartado 4.6.4 y Anexo IX, el check list para poder realizar la operación de Desmontaje de BOP, previo a montaje de Sección C (Fase Aislación) y sin empaquetar el espacio anular, en pozos Offshore.</li></ol>	29/09/2023

## 1 Objetivo

Definir la aplicación de las Envolventes de Barrera para mantener la integridad del pozo, en las operaciones de D&C.

## 2 Alcance

Este estándar es de aplicación obligatoria para todo el personal propio y contratado involucrado en las actividades de D&C, tanto para operaciones Onshore como Offshore.

Aplica a todos los elementos de barrera de pozo desde el subsuelo, incluyendo el cabezal del pozo, hasta el BOP– Kill Line – Choke Line, Frac Stack y/o Árbol de Producción.

## 3 Términos, abreviaturas y definiciones

### Abreviaturas:

- **ADR:** Análisis De Riesgo.
- **BOP:** *Blow Out Preventer*.
- **CT:** Coiled Tubing
- **D&C:** Drilling and Completion.
- **HOK:** HOKCHI Energy.
- **MASP** (*Maximum Anticipated Surface Pressure*): Máxima Presión Esperada en Superficie, para cada sección o etapa del pozo durante la perforación, completación e intervención.
- **MPD:** *Managed Pressure Drilling*.
- **NRV** (*Non-Return Valve*): Válvula antirretorno.
- **PAM:** Perfil Asistido por Memoria.
- **SL:** *Slickline*
- **SOR** (*Statement of Requirements*): Definición de Requisitos.

- **SSSV:** Sub-Surface Safety valve – Válvula de Seguridad de Subsuelo.
- **WBE** (*Well Barrier Element*): Elemento de Barrera del pozo.
- **WBS** (*Well Barrier Schematic*): Esquema de Envolventes de Barrera.
- **WL:** Wireline.
- **WO:** Workover.

## Definiciones:

**Casing Superficial:** Es la primera tubería de revestimiento en donde normalmente se instala el Cabezal del Pozo y da soporte al conjunto de BOP's.

**Eficiencia de Desplazamiento:** Valor que indica el porcentaje de espacio anular cementado con relación al espacio anular total. Este valor debe provenir de un software de cementación definido por HOK para tal fin.

**Elemento de Barrera de Pozo (WBE):** Elemento físico que, solo o en combinación con otro elemento, forma una Envolvente de Barrera de Pozo para prevenir el flujo no intencional de fluidos desde una formación hacia otra formación o hacia la superficie.

**Elementos de Barrera de Pozo Activos:** Son elementos de barrera capaces de tener posición abierta o cerrada. Por ejemplo, pero sin limitarse únicamente a ellos: válvulas y los BOPs.

**Elementos de Barrera de Pozo Compartidos:** Son aquellos elementos de barrera que, simultáneamente, forman parte de la Envolvente de Barrera Primaria y Secundaria.

**Elementos de Barrera de Pozo Pasivos:** Son los elementos de barrera que, dentro de su límite de operación, se encuentran permanentemente cerrados. Por ejemplo, pero sin limitarse únicamente a ellos: Casing, tapón o packer.

**Envolvente de Barrera de Pozo:** Combinación de uno o varios elementos de barrera para prevenir el flujo no intencional de fluidos desde una formación hacia otra formación o hacia la superficie.

**Envolventes de Barreras Independientes:** Dos envolventes de barrera (Primaria y Secundaria), son consideradas independientes, si el ADR de un incidente simulado demuestra, que no es posible que, ante la falla de una de ellas, la otra barrera también falle en forma simultánea.

**Envolvente de Barrera Primaria:** Primera envolvente de barrera de pozo expuesta al fluido de formación que previene el flujo no intencional de fluidos desde una formación hacia otra formación o hacia la superficie.

**Envolvente de Barrera Secundaria:** Es la envolvente de barrera de pozo no expuesta al fluido de formación que previene Influjos no controlados, en caso de que falle la envolvente de barrera primaria.

**Esquema de Envolventes de Barrera** (*Well Barrier Schematic – WBS*): Es el esquema de un pozo en el que se muestran los reservorios, envolventes de barrera de pozo y los requerimientos de prueba y monitoreo de los elementos de barrera.

**Estimulación:** Técnica utilizada para aumentar el caudal de producción y/o la recuperación de hidrocarburos en un reservorio. Dichas técnicas se pueden clasificar en dos grupos principales:

- Fracturamiento hidráulico:** se realizan a una presión mayor que la presión de fractura del reservorio.

**b) Tratamientos matriciales:** se realizan a una presión menor que la presión de fractura del reservorio. Incluyen, por ejemplo, los siguientes: ensayos de injectividad, tratamientos ácidos, solventes y químicos.



**Nota 1:** Los bombeos de arena para operaciones de **Gravel Pack**, se les debe aplicar los mismos requisitos que para operaciones de Fracturamiento hidráulico.

**Liner:** Tubería de revestimiento que es suspendida por un colgador en el interior del casing previo y cementada tanto para aislar las formaciones como soportar esfuerzos durante la construcción de un pozo.

**Liner de Perforación:** Son aquellos cuya función no es aislar capas con potencialidad de fluir hasta superficie, si no aislar capas que generen inconvenientes durante la perforación. Por ejemplo, cubrir zonas depletadas que pudieran generar admisiones severas o pérdidas de circulación. Deben ser diseñados para contener la presión ante un eventual influjo de capas por debajo del mismo. ▲

**Liner de Producción:** Son aquellos que se instalan para aislar capas con potencialidad de fluir hasta superficie o que son necesarios como WBE en alguna etapa del ciclo de vida del pozo. ▲

**MASP** (*Maximum Anticipated Surface Pressure*): Máxima Presión Esperada en Superficie, para cada sección o etapa del pozo durante la perforación, completación e intervención.

La misma resulta de tomar la mayor de las siguientes presiones: A) Máxima Presión Esperada en Superficie debida a la presión de la formación y B) Máxima presión estimada en superficie debida a la inyección de fluidos o a los tratamientos que se planifican realizar, por ejemplo: Operaciones de Fracturamiento Hidráulico y Pozos Inyectores.

**Pozo sin capas abiertas:** Son aquellos pozos en que los fluidos de formación no pueden fluir hacia el interior del pozo o hacia el espacio anular, debido a que se encuentran aislados.

**Pozo con capas abiertas:** Son aquellos pozos en los que los fluidos de formación pueden fluir hacia el interior del pozo o hacia el espacio anular, debido a que no se encuentran aislados.

**Prueba de Presión:** Aplicación de presión a una Tubería, Equipo o Sistema para verificar su integridad como contenedor de presión.

**Prueba de Presión de flujo negativo** (*Inflow Test*): Es aquella en la que se ejerce sobre el elemento en prueba una presión diferencial en el sentido de flujo de la formación. Se realiza utilizando la presión de la formación o generando el diferencial de presión desde superficie.

**Prueba de Presión de flujo positivo:** Es aquella en la que se ejerce sobre el elemento en prueba una presión diferencial contraria al sentido del flujo de la formación. Se realiza aplicando presión desde superficie.

**Ruptura de la Envolvente de Barrera** (*Breaking Containment*): Ocurre cuando se remueve un WBE, sin su reemplazo previo por otro temporal, o cuando falla dicho WBE ocasionando la pérdida de integridad de la envolvente de barrera a la cual pertenece.

**Sobrebalance** (*Overbalance*): Situación en la que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido dentro del pozo es mayor que la presión de poro de las formaciones.

**Tieback de Perforación:** Tubería que se extiende desde el colgador de un liner hasta el cabezal del pozo, para permitir continuar perforando en caso de que se necesite una tubería con mayor capacidad de soportar presión o por desgaste de la tubería que está recubriendo. Estos tiebacks serán desinstalados o quedarán revestidos por otra tubería antes de que el pozo sea completado.

**Tieback de Producción:** Tubería de producción que se extiende desde el colgador de un liner de producción hasta el cabezal del pozo.

**Tiempo de transición:** Tiempo requerido para que el esfuerzo de gel de la lechada de cemento se incremente desde el valor inicial de 100 Lb/100ft<sup>2</sup> hasta alcanzar el valor de 500 Lb/100ft<sup>2</sup>. Este valor es aceptable cuando este tiempo es de 30min o menos.

## 4 Desarrollo

La cantidad de Envolventes de Barrera que se deben utilizar en las diferentes operaciones se definirá en los apartados correspondientes a dichas operaciones en este Estándar.

### 4.1 Criterios para selección de los WBE

Los WBE deben prevenir el flujo no intencionado de fluidos del pozo. Deben ser seleccionados para soportar las máximas condiciones estimadas de presión/temperatura a la que estarán expuestos sin ser afectados por los fluidos con los que estarán en contacto durante el periodo de tiempo en que se lo planifica utilizar.

### 4.2 Validación de los Elementos de Barrera (WBE) y Envolventes de Barrera de pozo

Un WBE se considerará validado cuando se cumplan, simultáneamente, las siguientes condiciones:

- El resultado de su prueba es satisfactorio, de acuerdo con los apartados 4.2.1 y 4.2.2.
- Se verifica documentalmente que su diseño puede soportar las máximas condiciones estimadas de presión/temperatura a la que estará expuesto y sin ser afectado por los fluidos con los que estará en contacto durante el periodo de tiempo en que se lo planifica utilizar como WBE.

Una Envolvente de Barrera de pozo se considerará validada cuando todos sus WBE hayan sido validados.



**Nota 2:** En este estándar cuando se utilizan los términos “Envolventes de Barrera de pozo” y/o “WBE” se refiere a aquellos que han sido validados.

#### 4.2.1 Validación de WBE Activos

Los WBE Activos deben validarse en posición cerrada y con una Prueba de presión de flujo negativo, a un valor igual o mayor que la máxima presión diferencial anticipada a la cual estará expuesto.



**Nota 3:** Las NRV deben validarse de acuerdo con la siguiente tabla:



#### 4.2.2 Validación de WBE Pasivos

Los WBE Pasivos deben validarse mediante una Prueba de presión de flujo positivo y una Prueba de presión de flujo negativo, a un valor igual o mayor que la máxima presión diferencial anticipada a la cual estará expuesto. Excepto para los siguientes WBE Pasivos, cuyo criterio de validación se define en su correspondiente apartado:

- Columna hidrostática, ver apartado 4.2.2.1.
- Drill Pipe y Tubing durante maniobras, ver apartado 4.2.2.2.
- Casing, Liner y Tiebacks, ver apartado 4.2.2.3.
- Integridad de la formación y cemento alrededor del zapato, ver apartado 4.2.2.4.

- Cemento, ver apartado 4.2.2.5.



**Nota 4:** En el caso que no sea factible realizar la prueba de flujo negativo se debe realizar la prueba de flujo positivo y validar documentalmente en el Programa de Pozo que el WBE puede sellar en ambas direcciones.

#### 4.2.2.1 Columna hidrostática

Una columna hidrostática será validada como WBE, si y solo si, su fluido cumple simultáneamente con las siguientes condiciones:

- Su densidad sea estable durante el periodo de tiempo en que se lo planificar utilizar, y
- Su nivel puede ser monitoreado, y
- Su altura es suficiente para mantener sobrebalance con respecto a la presión de formación, y
- Luego de realizar un Flow Check, se determina que el pozo NO FLUYE.

#### 4.2.2.2 Drill Pipe y Tubing durante maniobras

Se consideran validados cuando cumplan con todos los siguientes requisitos:

- Se debe contar con una Inspección No Destructiva aprobada y vigente
- Sin presencia de washouts en la tubería.
- La condición de trabajo NO debe exceder la especificación del fabricante para el tubular
- El torque debe estar dentro del rango recomendado por el fabricante
- Realizar una inspección visual para detectar desgaste, washouts, grietas y daño en las roscas.

#### 4.2.2.3 Casings, Liners y Tiebacks

- Liners y Tiebacks de Producción: es obligatorio realizar una prueba de presión de flujo positivo y una prueba de presión de flujo negativo, de acuerdo con el estándar de Pruebas de Presión para Casing, Liner, Tieback y Tubing.
- Casings y Liners / Tiebacks de Perforación: es obligatorio realizar una prueba de presión de flujo positivo de acuerdo con el estándar de Pruebas de Presión para Casing, Liner, Tieback y Tubing, mientras que la prueba de presión de flujo negativo no es obligatoria cuando se ha validado el cemento del Liner / Tieback de Perforación de acuerdo con el apartado 4.2.2.5 de este estándar.
- Durante las maniobras de entubación (y desentubación) se consideran validados cuando cumplan con todos los siguientes requisitos:
  - Se cumpla con la especificación de fabricación
  - La condición de trabajo NO debe exceder la especificación del fabricante para el tubular
  - El torque debe estar dentro del rango recomendado por el fabricante
  - Realizar una inspección visual para detectar desgaste, washouts, grietas y daño en las roscas.



**Nota 5:** Antes de ser reutilizados, los tubulares utilizados para Tieback deben contar con una Inspección No Destructiva aprobada y vigente.

## 4.2.2.4 Integridad de la formación y cemento alrededor del zapato

Se deben validar de acuerdo con el estándar de Prueba de Integridad de Formación y Kick Tolerance.

## 4.2.2.5 Cemento

### Validación del Cemento para aislación de formaciones

Debe ser validado de la siguiente forma:

- Se debe verificar la capacidad de sello del cemento mediante la ejecución de una prueba FIT/LOT o SBT cuando el zapato es perforado. La verificación debe ser realizada de acuerdo con el estándar de Pruebas de Integridad de Formación y Kick Tolerance.
- Se debe verificar que la longitud del cemento por encima de cualquier formación/es con suficiente energía para hacer fluir líquido o gas a superficie, de forma intermitente o continua, sobre presionadas, o con permeabilidad y/o contenido de hidrocarburos tenga:
  - Una longitud mínima de 30 m MD cuando es verificada a través de un registro de evaluación de cemento, o
  - Una longitud mínima de 50 m MD cuando es verificada a través del cálculo de eficiencia del desplazamiento (100% eficiencia).

### Validación de Tapones de cemento

Los tapones de cemento ya sea para abandonar una rama o el pozo, deben ser validados a través de la aplicación de peso y una prueba de presión, esta última cuando se encuentre a pozo entubado.

## 4.3 WBE Compartidos

Cuando se utilicen WBE Compartidos se debe incluir en el Programa de Pozo un ADR en el cual se contempla las medidas para mitigar el riesgo de que falle dicho WBE y sus consecuencias.

## 4.4 Falla o Degradación de las Envolventes de Barrera

Cuando una Envolvente de Barrera deje de cumplir su función se deberá dar prioridad a restablecer la misma.

En caso de que no se logre restablecer la Envolvente de Barrera, o que no se haya contemplado ese escenario en los Planes de Contingencia del Programa de Pozo, el Company Man asegurará el pozo y se comunicará con el Superintendente de WarRoom (Superintendente-Offshore o quién desempeñe dicho rol) para preparar un Plan de Contingencia aplicando el estándar Manejo del Cambio (MoC).

## 4.5 Esquema de Envolventes de Barrera

El Ingeniero a cargo debe incluir en el Programa del Pozo un Esquema de Envolventes de Barrera para las actividades a realizar, utilizando el software definido por HOK para tal fin.



## 4.6 Operaciones de Perforación

### 4.6.1 Perforación de las secciones de pozo Conductor y Superficial

Se podrán perforar con sólo una Envolvente de Barrera de pozo formada por la columna hidrostática del fluido de perforación.

Durante la planificación, el Ingeniero a cargo deberá validar si existe el riesgo de presencia de gas somero y/o acuíferos superficiales sobre presurizados mediante el análisis de los pozos de referencia y validarlo con la información del SOR suministrado por Exploración/Desarrollo de Reserva. En caso de que dicho riesgo exista, se deberá aplicar el estándar Operaciones con Diverter (Gas Somero).



**Importante:** El sistema de diverter NO está diseñado para cerrar el pozo, por lo que NO se debe considerar un WBE.

### 4.6.2 Perforación convencional posterior a la instalación del casing superficial

Una vez instalado el casing superficial y montado el arreglo de BOP según el estándar Arreglo de BOP – Requerimientos mínimos, se deberá contar con dos (2) Envolventes de Barrera de pozo independientes.



**Nota 6:** Cuando se realiza una prueba de presión de flujo negativo, se permite realizar dicha operación con una Envolvente de Barrera Primaria y una Secundaria que compartan uno o más WBE.

En el Anexo I se encuentra un ejemplo genérico de un esquema de Envolventes de Barrera de pozo (WBS) para Perforación.

### 4.6.3 Operaciones de MPD con contrapresión en superficie

Cuando se aplica contrapresión en superficie la columna de fluido NO es considerada una Envolvente de Barrera pozo, porque la presión hidrostática ejercida por dicha columna es menor que la presión de formación.

En estas operaciones se debe operar con una Envolvente de Barrera Primaria y una Secundaria, que comparten uno o más WBE.

En el Anexo II se encuentra un ejemplo genérico de un esquema de Envolventes de Barrera de pozo (WBS) en operaciones de MPD con contrapresión en superficie.

### 4.6.4 Ruptura de la Envolvente de Barrera en operaciones de Perforación ▲

No está permitido remover un WBE sin su reemplazo previo por otro, excepto para la operación de vinculación de casing de los pozos que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

#### 1) Pozos Onshore:

- En áreas de desarrollo,
- Que tengan uno o más pozos en un radio de 1 Km que atraviesen las mismas formaciones.
- Que cumplan con el check list definido en el Anexo III de este estándar. ▲



## 2) Pozos offshore:

- La operación de desmontaje de BOP, previo a montaje de Sección B (Fase Intermedia) y sin empaquetar el espacio anular, en la que se cumple con el check list definido en el Anexo VIII. ▲
- La operación de desmontaje de BOP, previo a montaje de Sección C (Fase Aislación) y sin empaquetar el espacio anular, en la que se cumple con el check list definido en el Anexo IX. ▲

## 4.7 Definición de Pozo NO Fluyente y Pozo Fluyente para operaciones de Completación, WO y Rigless

La categoría del pozo se definirá de acuerdo con la siguiente tabla:

	Definición
<b>Pozo NO Fluyente</b>	<p>Pozos cuyas formaciones NO tienen suficiente energía para hacer fluir líquido o gas a superficie.</p> <p>Se debe validar que un pozo es NO Fluyente, verificando que NO se observa en superficie ningún flujo de líquido o de gas en las siguientes condiciones:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. a) Para pozos productores: cuando el sistema de levantamiento artificial se encuentra inactivo, ya sea por haber sido desconectado o por haber sido aislado.</li><li>1. b) Para pozos inyectores: cuando ha sido desactivado el sistema de inyección.</li></ol> <p>2) La presión del Cabezal del Pozo ha sido purgada a presión atmosférica y luego de un Flow check se verifica que el pozo NO Fluye.</p>
<b>Pozo Fluyente</b>	<p>Pozos en los que una o más de sus formaciones tienen suficiente energía para hacer fluir líquido o gas a superficie, de forma intermitente o continua.</p>

**Tabla # 1:** Definición de Pozo Fluyente y No Fluyente.



**Nota 7:** En caso de falta de información para determinar si el pozo es Fluyente o No Fluyente, se debe considerar que el pozo es Fluyente.



**Nota 8:** En caso de que la condición de Pozo No Fluyente o Fluyente cambie durante la operación y el programa de pozo no lo contemple, se deberá realizar un Manejo de Cambio y reclasificar el pozo.

## 4.8 Ruptura de la Envolvente de Barrera en operaciones de Completación, WO y Rigless

Cuando en la Ejecución se deba realizar una ruptura de envolvente se deberá dispensar la operación según el estándar Manejo del Cambio (MoC), excepto para la operación de asentamiento de ancla sin tubing hanger tensionador en pozos Onshore no fluyentes, para la cual será necesario realizar un ADR.

## 4.9 Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre

Cuando opere con un Equipo de WO siempre se debe tener instalado un Arreglo de BOP de acuerdo con el estándar Arreglo de BOP – Requerimientos Mínimos.

## 4.9.1 Pozos No Fluyente - Ops. de Completación y Workover con Equipo de Torre

Cuando opere un Equipo de WO en un Pozo No Fluyente se deberá mantener, al menos, una Envolvente de Barrera de pozo con un WBE por encima del cabezal que permita cerrar el pozo (BOP).

En el Anexo IV se muestra, solo a modo de ejemplo genérico e ilustrativo, un esquema de Envolvente de Barrera para un pozo No Fluyente.

## 4.9.2 Pozos Fluyentes - Ops. de Completación y Workover con Equipo de Torre

Cuando se realicen maniobras con la tubería del Equipo de WO en un Pozo Fluyente, se debe contar con dos (2) Envolventes de Barrera de pozo independientes.

En el Anexo V se muestra, solo a modo de ejemplo genérico e ilustrativo, un esquema de Envolventes de Barrera para un pozo Fluyente.

## 4.10 Operaciones Rigless

En las siguientes tablas se indican los WBE y las Envolventes de Barrera de pozo para las Operaciones Rigless, en función de si el pozo es Fluyente o NO Fluyente y si se trata de un pozo con capas abiertas o sin capas abiertas:

<b>Pozo No Fluyente</b>	<b>Sin capas abiertas</b>	Se debe operar con, al menos, una envolvente de barrera.
	<b>Con capas abiertas</b>	Se debe operar con, al menos, una envolvente de Barrera con un WBE por encima del cabezal que permita el cierre del pozo.

**Tabla # 2:** Pozos No Fluyentes

<b>Pozo Fluyente</b>	<b>Sin capas abiertas</b>	Luego de haber realizado un Flow Check con resultado “Pozo NO Fluye”, se debe operar con, al menos, un WBE por encima del cabezal que permita cerrar el pozo y aplicar un procedimiento de control de pozo.
	<b>Con capas abiertas</b>	<p>Se debe operar con una Envolvente de Barrera Primaria y una Secundaria, que pueden compartir uno o más WBE.</p> <p>De acuerdo con la MASP se determinará la cantidad de WBE redundantes.</p> <p>Para WL: Procedimiento Presión en Operaciones de Wireline.</p> <p>Para CT: Procedimiento Intervenciones con Coiled Tubing.</p> <p>Para operaciones de Estimulación: según el apartado 4.11 de este estándar.</p>

**Tabla # 3:** Pozos Fluyentes – Con capas abiertas

En el Anexo VI se muestra, a modo de ejemplo genérico e ilustrativo, un esquema de Envolventes de Barrera para operaciones Rigless.

## 4.11 Operaciones de Wireline, Slickline, Coiled Tubing, Cementación, Estimulación y Ensayo de pozo

Para estas operaciones se debe contar con una Envolvente de Barrera Primaria y Secundaria, que pueden compartir uno o más WBE.

Durante las operaciones de WL, SL y CT algunos de los dispositivos instalados en el Equipo de Torre o en el pozo, como por ejemplo y sin limitarse únicamente a ellas: Válvulas del Árbol de Producción o Frac Stack, SSSV, RAM del BOP del Equipo de Torre, resultan inefectivos como WBEs al ser atravesados por el cable, alambre o tubería flexible. Para mitigar esta situación se deben agregar WBEs específicos para estas operaciones, por ejemplo, WL BOPs, Lubricadores, Pack-off, BOPs de Coiled tubing, etc.



**Nota 9:** En un Equipo de Torre para Perforación, se permite realizar las operaciones de Perfilaje con Wireline/Slickline a pozo abierto reemplazando el equipamiento para control de presión de Wireline/Slickline con la instalación de un cortador de cable/alambre operado a distancia, que permita cortar el cable/alambre en superficie para asegurar la operatividad del BOP del Equipo de Torre en caso de contingencia.



**Importante:** El uso de doble check valve en la sarta de CT es obligatorio.

Para realizar los ensayos de pozo por pistoneo se debe contar con una FOSV además de las válvulas del Árbol de Ensayo.

Para realizar los ensayos de pozo con surgencia se debe contar con, al menos, una válvula Maestra en el Árbol de Ensayo.

Cada línea de fracturamiento hidráulico deberá contar con una válvula manual (Válvula de Fractura) que permita aislar dicha línea de la cabeza de fractura, más una check valve que impida el pasaje de fluidos desde el pozo. La válvula de fractura deberá instalarse lo más próximo posible a la cabeza de fractura.

Cada línea de cementación deberá contar con una válvula manual, instalada lo más próximo posible a la cabeza de cementación, que permita aislar dicha línea de la cabeza de cementación.

En el Anexo VII se muestra, a modo de ejemplo genérico e ilustrativo, el esquema de Envolventes de Barrera para estas operaciones.

## 5 Documentos de Referencia

- Estándar de Manejo del Cambio (MoC).
- Estándar Diverter (Gas Somero).
- Estándar Pruebas de Integridad de Formación y Kick Tolerance
- Estándar Arreglo de BOP - Requerimientos Mínimos.
- Estándar Pruebas de Presión para Casing, Liner, Tieback y Tubing.
- NORSOK Std D-010 - Well integrity in drilling and well operations.

- ISO 16530-1, Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance.

## **6 Anexos**

- Anexo I - Ejemplo genérico de un WBS para Perforación.
- Anexo II - Ejemplo genérico de un WBS para Perforación en operaciones de MPD con contrapresión en superficie.
- Anexo III – Check list de Vinculación de Casing.
- Anexo IV - Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre – Pozo No Fluyente.
- Anexo V - Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre – Pozo Fluyente.
- Anexo VI - Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Rigless.
- Anexo VII - Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones de Coiled Tubing, Fracturamiento Hidráulico y Ensayo de pozo.
- Anexo VIII - Check list para Desmontaje de BOP, previo a montaje de Sección B (Fase Intermedia) y sin empaquetar espacio anular.
- Anexo IX - Check list para Desmontaje de BOP, previo a montaje de Sección C (Fase Aislación) y sin empaquetar espacio anular.

## Anexo I - Ejemplo genérico de un WBS para Perforación


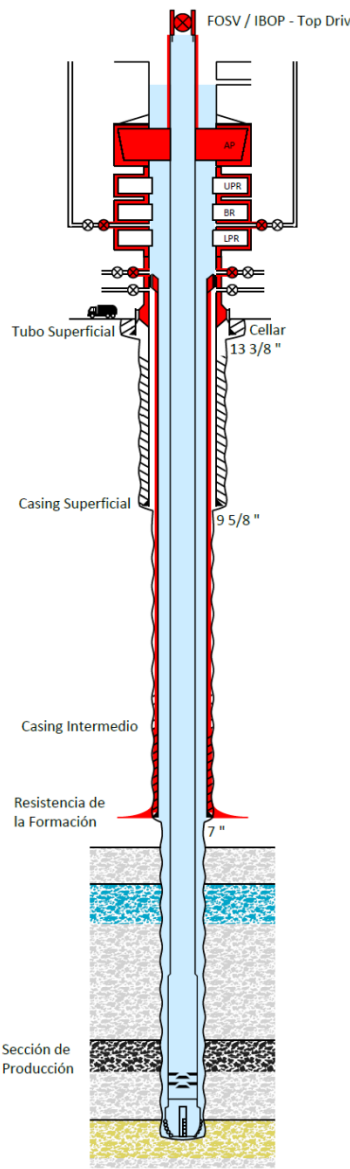
<div></div>	<div>Ejemplo genérico de WBS Perforación</div>																																										
<div></div>	<div>Reservoir section</div> <div>Schematic : PE.D 1.5-c1 rev. 1</div> <table><tr><th colspan="3">Primary barrier elements</th></tr><tr><th>Element</th><th>Qualification</th><th>Monitoring</th></tr><tr><td>Fluido - Lodo</td><td>Densidad del fluido calculada en base a la presión de poro estimada y la presión requerida para mantener estable la presión del pozo.</td><td>Medición de la densidad y propiedades reológicas del lodo. Control del nivel de fluido en el Anular, Piletas y Trip Tank. Flow Check.</td></tr></table> <table><tr><th colspan="3">Secondary barrier elements</th></tr><tr><th>Element</th><th>Qualification</th><th>Monitoring</th></tr><tr><td>FOSV o IBOP - Top Drive</td><td>IND y Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.</td><td>Inspección Visual y Prueba periódica de presión en conjunto con el BOP.</td></tr><tr><td>Sarta de Perforación</td><td>IND y Condición de Trabajo de la Sarta y apropiado torque.</td><td>Inspección visual.</td></tr><tr><td>BOP</td><td>IND y Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Equipamiento de Well Control.</td><td>Según estándar Prueba de presión de Equipamiento de Well Control.</td></tr><tr><td>Válvula de acceso lateral al Cabezal de Pozo.</td><td>Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.</td><td>Inspección visual para controlar que no existan fugas.</td></tr><tr><td>Cabezal de Pozo</td><td>Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.</td><td>Inspección visual para controlar que no existan fugas.</td></tr><tr><td>Colgador de Casing (empaquetadura)</td><td>Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.</td><td>Monitoreo de la Presión anular.</td></tr><tr><td>Casing Intermedio</td><td>Certificado del Fabricante y Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Casing, Liner y Tubing.</td><td>Monitoreo de la Presión anular.</td></tr><tr><td>Cemento de Casing Intermedio</td><td>Según estándar Prueba de Integridad de Formación y KT. Registro de Evaluación de Cemento.</td><td>Monitoreo de la Presión anular.</td></tr><tr><td>Resistencia de la Formación</td><td>Prueba según estándar Prueba de Integridad de Formación y Kick Tolerance.</td><td>No accesible.</td></tr></table> <div>Note: -BOP: Blow Out Preventer -FOSV: Full Open Safety Valve - Válvula de seguridad de paso total -IBOP: Inside Blow Out Preventer -IND: Inspección No Destructiva</div>	Primary barrier elements			Element	Qualification	Monitoring	Fluido - Lodo	Densidad del fluido calculada en base a la presión de poro estimada y la presión requerida para mantener estable la presión del pozo.	Medición de la densidad y propiedades reológicas del lodo. Control del nivel de fluido en el Anular, Piletas y Trip Tank. Flow Check.	Secondary barrier elements			Element	Qualification	Monitoring	FOSV o IBOP - Top Drive	IND y Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Inspección Visual y Prueba periódica de presión en conjunto con el BOP.	Sarta de Perforación	IND y Condición de Trabajo de la Sarta y apropiado torque.	Inspección visual.	BOP	IND y Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Equipamiento de Well Control.	Según estándar Prueba de presión de Equipamiento de Well Control.	Válvula de acceso lateral al Cabezal de Pozo.	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Inspección visual para controlar que no existan fugas.	Cabezal de Pozo	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Inspección visual para controlar que no existan fugas.	Colgador de Casing (empaquetadura)	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Monitoreo de la Presión anular.	Casing Intermedio	Certificado del Fabricante y Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Casing, Liner y Tubing.	Monitoreo de la Presión anular.	Cemento de Casing Intermedio	Según estándar Prueba de Integridad de Formación y KT. Registro de Evaluación de Cemento.	Monitoreo de la Presión anular.	Resistencia de la Formación	Prueba según estándar Prueba de Integridad de Formación y Kick Tolerance.	No accesible.
Primary barrier elements																																											
Element	Qualification	Monitoring																																									
Fluido - Lodo	Densidad del fluido calculada en base a la presión de poro estimada y la presión requerida para mantener estable la presión del pozo.	Medición de la densidad y propiedades reológicas del lodo. Control del nivel de fluido en el Anular, Piletas y Trip Tank. Flow Check.																																									
Secondary barrier elements																																											
Element	Qualification	Monitoring																																									
FOSV o IBOP - Top Drive	IND y Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Inspección Visual y Prueba periódica de presión en conjunto con el BOP.																																									
Sarta de Perforación	IND y Condición de Trabajo de la Sarta y apropiado torque.	Inspección visual.																																									
BOP	IND y Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Equipamiento de Well Control.	Según estándar Prueba de presión de Equipamiento de Well Control.																																									
Válvula de acceso lateral al Cabezal de Pozo.	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Inspección visual para controlar que no existan fugas.																																									
Cabezal de Pozo	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Inspección visual para controlar que no existan fugas.																																									
Colgador de Casing (empaquetadura)	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Monitoreo de la Presión anular.																																									
Casing Intermedio	Certificado del Fabricante y Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Casing, Liner y Tubing.	Monitoreo de la Presión anular.																																									
Cemento de Casing Intermedio	Según estándar Prueba de Integridad de Formación y KT. Registro de Evaluación de Cemento.	Monitoreo de la Presión anular.																																									
Resistencia de la Formación	Prueba según estándar Prueba de Integridad de Formación y Kick Tolerance.	No accesible.																																									

Figura # 1: Ejemplo genérico de un WBS para Perforación.

Presione el siguiente icono para abrir el ejemplo genérico de un WBS para Perforación:



## Anexo II - Ejemplo genérico de un WBS para Perforación en operaciones de MPD con contrapresión en superficie.


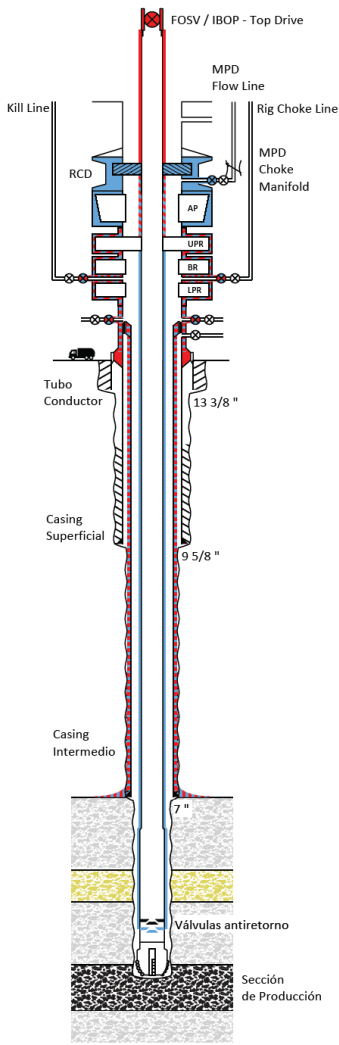
<div>  </div>		Ejemplo genérico de WBS Perforación - Operación de MPD		
<div> <p>Perforación Operación de MPD con contrapresión en superficie</p>  <p>Depth reference: RKB Equipo De Torre, None</p> </div>		Reservoir section		
		Schematic : PE.D 1.5-e2 rev. 1		
		Primary barrier elements		
		Element	Qualification	Monitoring
		RCD y MPD Choke Manifold	IND y Prueba de presión a la Presión indicada en el Programa de Perforación (antes de perforar el zapato del casing intermedio).	Inspección Visual, monitoreo de que no existan fugas y reemplazo del elastómero de acuerdo a la cantidad de drill pipe agregado/sacado y las horas de rotación. , observe pressure containment
		Sarta de Perforación entre RCD y RAM Parcial Superior del BOP	Especificaciones, IND y torque de la sarta según Programa de Perforación.	Inspección Visual.
		BOP	IND y Prueba de presión según estándar de Prueba de Presión de Equipamiento de Well Control.	Prueba de Presión de Equipamiento de Well Control.
		Válvula de acceso lateral al Cabezal del Pozo	Prueba de presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Prueba periódica de presión a la Presión indicada en el Programa de Perforación.
		Cabezal de pozo	Prueba de presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Inspección Visual.
		Colgador de CSG	Prueba de presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Monitoreo de la Presión anular.
		CSG Intermedio	Certificado del Fabricante y Prueba de presión según estándar de Prueba de Presión de Casing, Liner y Tubing.	Monitoreo de la Presión anular.
		Cemento del CSG intermedio	De acuerdo con el estándar Prueba de Integridad de Formación y KT, Registro de Evaluación de cemento.	Monitoreo de la Presión anular.
		Resistencia de la formación	De acuerdo con el estándar Prueba de Integridad de Formación y KT.	No accesible.
		Sarta de Perforación	Especificaciones, IND y torque de la sarta según Programa de Perforación.	Inspección Visual.
		Válvula anti-retorno	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Observar durante las conexiones si el pozo fluye por el interior de la sarta de perforación. , observe pressure containment
		Secondary barrier elements		
		Element	Qualification	Monitoring
		FOSV o Top Drive IBOP	IND y Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Perforación. before operation
		Sarta de Perforación sobre el RCD	Especificaciones, IND y torque de la sarta según Programa de Perforación.	Inspección Visual.
		Sarta de Perforación entre RCD y RAM Parcial Superior del BOP	Especificaciones, IND y torque de la sarta según Programa de Perforación.	Inspección Visual.
		BOP	IND y Prueba de presión según estándar de Prueba de Presión de Equipamiento de Well Control.	Prueba de Presión de Equipamiento de Well Control.
		Válvula de acceso lateral al Cabezal del Pozo	Prueba de presión a la presión indicada en el Programa de Perforación.	Prueba periódica de presión a la Presión indicada en el Programa de Perforación.

Figura # 2: Ejemplo genérico de un WBS para Perforación en operaciones de MPD con contrapresión en superficie.

Presione el siguiente icono para abrir el ejemplo genérico de un WBS para Perforación en operaciones de MPD con contrapresión en superficie:



## Anexo III – Check list de Vinculación de Casing, pozos Onshore ▲

Presione el siguiente icono para abrir el check list:



## Anexo IV - Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre – Pozo No Fluyente

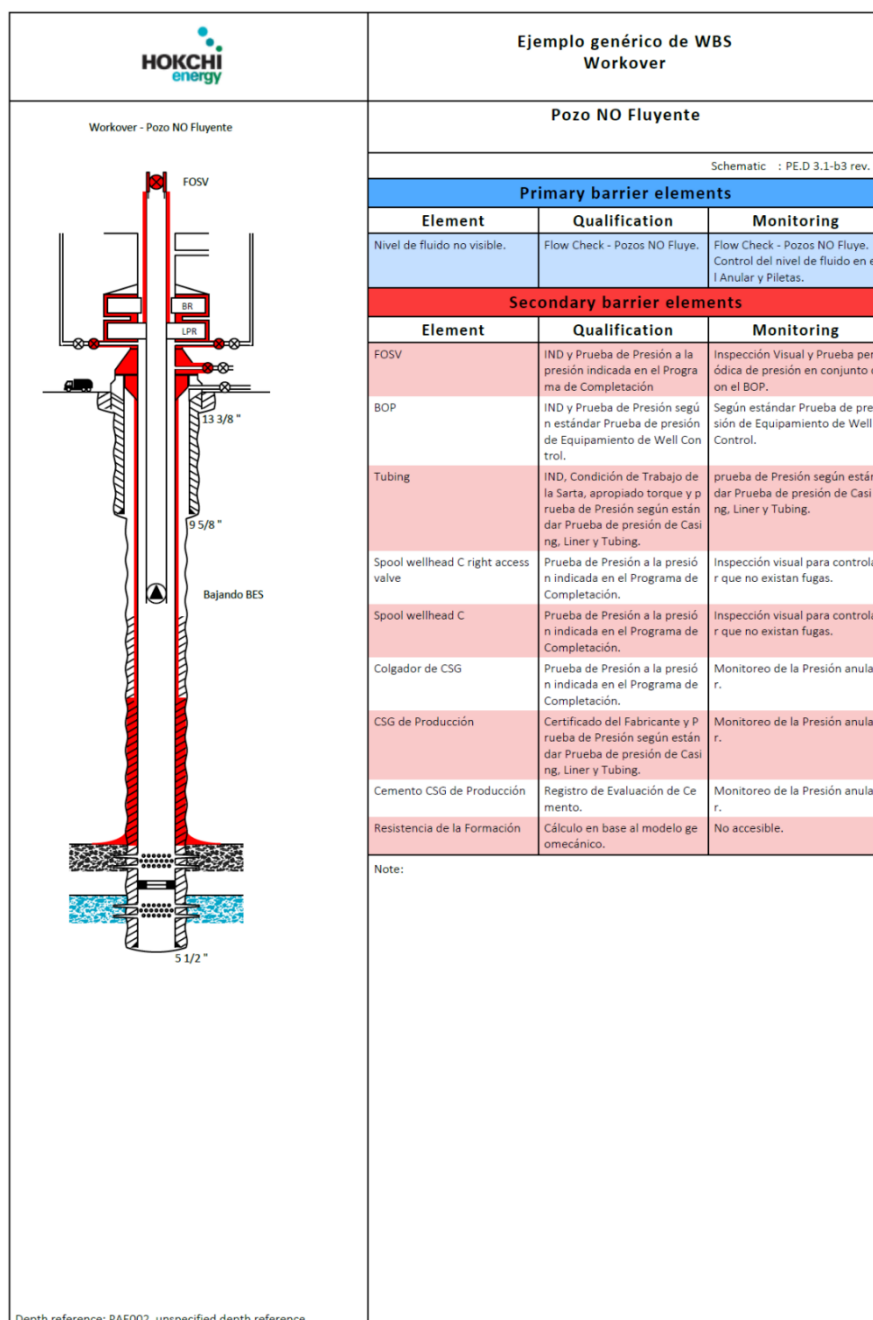


Figura # 3: Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre – Pozo No Fluyente.

Presione el siguiente icono para abrir el ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre – Pozo No Fluyente:





## Anexo V - Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre – Pozo Fluyente.


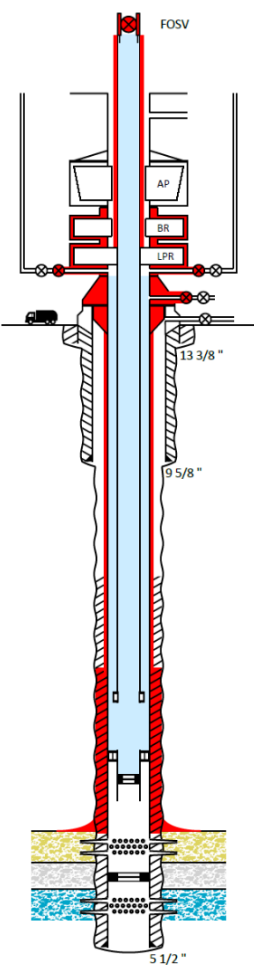
	Ejemplo genérico WBS Workover		
<p>Workover - Pozo Fluyente</p>  <p>Depth reference: PAE002, unspecified depth reference</p>	Pozo Fluyente		
	Schematic : PE.D 3.1-b4 rev. 1		
	Primary barrier elements		
	Element	Qualification	Monitoring
	Fluido de Completación	Densidad del fluido calculada en base a la presión de poro de la formación. Flow Check - Pozos NO Fluye.	Flow Check - Pozos NO Fluye. Control del nivel de fluido en el Anular y Piletas.
	Secondary barrier elements		
	Element	Qualification	Monitoring
	FOSV	IND y Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Completación.	Inspección Visual y Prueba periódica de presión en conjunto con el BOP, before operation
	BOP	IND y Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Equipamiento de Well Control.	Según estándar Prueba de presión de Equipamiento de Well Control.
	Tubing	IND, Condición de Trabajo de la Sarta, apropiado torque y prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Casing, Liner y Tubing.	Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Casing, Liner y Tubing.
	Spool wellhead C right access valve	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Completación.	Inspección visual para controlar que no existan fugas.
	Spool wellhead C	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Completación.	Inspección visual para controlar que no existan fugas.
	Colgador de CSG	Prueba de Presión a la presión indicada en el Programa de Completación.	Monitoreo de la Presión anular.
	CSG de Producción	Certificado del Fabricante y Prueba de Presión según estándar Prueba de presión de Casing, Liner y Tubing.	Monitoreo de la Presión anular.
	Cemento CSG de Producción	Registro de Evaluación de Cemento.	Monitoreo de la Presión anular.
	Resistencia de la Formación	Cálculo en base al modelo geomecánico.	Not accesible
	<p>Note:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-BOP: Blow Out Preventer</li> <li>-CSG: Casing</li> <li>-FOSV: Full Open Safety Valve - Válvula de seguridad de paso total</li> <li>-IND: Inspección No Destructiva</li> </ul>		

Figura # 4: Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre – Pozo Fluyente.

Presione el siguiente icono para abrir el ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Completación y Workover con Equipo de Torre – Pozo Fluyente:



La impresión en papel se considera copia NO CONTROLADA – Válido sólo en el momento de la impresión

## Anexo VI - Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Rigless


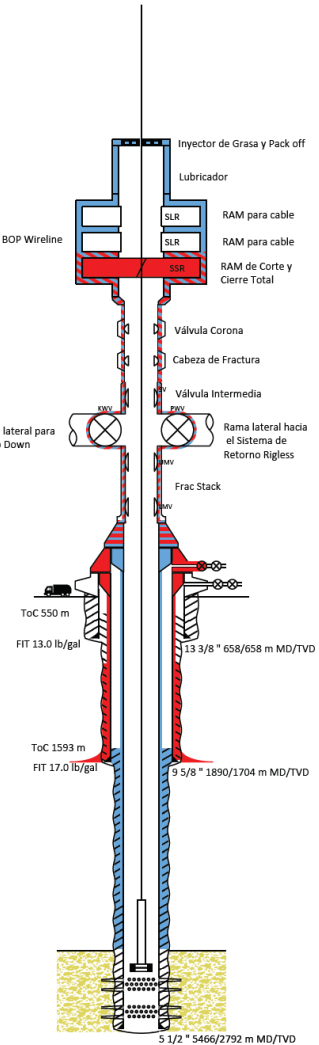
		Ejemplo genérico WBS Operaciones Rigless		
		Wireline		
		Schematic : PE.D 6.2-a1 rev. 1		
		Primary barrier elements		
		Element	Qualification	Monitoring
		Injector de Grasa y Pack off	Realizar Prueba de Presión a 1,1 x MASP. Certificado de IND vigente.	Aplicar presión por encima de la presión en superficie antes de la apertura de la válvula del Frac Stack y equalizar presiones. Inspección visual.
		Wireline lubricator	Realizar Prueba de Presión a 1,1 x MASP. Certificado de IND vigente.	Prueba de Presión con Quick Test Sub (QTS). Aplicar presión por encima de la presión en superficie antes de la apertura de la válvula del Frac Stack para equalizar presiones. Inspección visual.
		Wireline BOP	Realizar Prueba de Presión a 1,1 x MASP. Certificado de IND vigente.	Aplicar presión por encima de la presión en superficie antes de la apertura de la válvula del Frac Stack y equalizar presiones. Inspección visual.
		Frac Stack (Válvula Corona, Cabeza de Fractura, Válvula Intermedia, Válvulas de las Ramas Laterales, Válvula Sobremaestra y Válvula Maestra)	Prueba de Presión a 1,1 x Presión de Prueba según PAE-OTZ-ES-011 sin superar la máxima presión permitida según dicho estándar. Certificado de IND vigente.	Inspección visual / Medición de atmósfera explosiva.
		Sección B del Cabezal	Realizar Prueba de Presión de acuerdo con el PAE-OTZ-ES-011 - Prueba de Presión Casing Liner y Tubing. Certificado de IND vigente.	Inspección visual / Medición de atmósfera explosiva
		Casing hanger	Realizar Prueba de Presión de acuerdo con el PAE-OTZ-ES-011 - Prueba de Presión Casing Liner y Tubing. Certificado de IND vigente.	Medición de presión en el espacio anular de la Sección B (Espacio Anular # 2)
		Secondary barrier elements		
		Element	Qualification	Monitoring
		Wireline BOP	Realizar Prueba de Presión a 1,1 x MASP. Certificado de IND vigente.	Aplicar presión por encima de la presión en superficie antes de la apertura de la válvula del Frac Stack y equalizar presiones. Inspección visual.
		Frac Stack (Válvula Corona, Cabeza de Fractura, Válvula Intermedia, Válvulas de las Ramas Laterales, Válvula Sobremaestra y Válvula Maestra)	Prueba de Presión a 1,1 x Presión de Prueba según PAE-OTZ-ES-011 sin superar la máxima presión permitida según dicho estándar. Certificado de IND vigente.	Inspección visual / Medición de atmósfera explosiva.
		Válvulas de acceso lateral de la sección B	Prueba de Presión a 1,1 x Presión de Prueba según PAE-OTZ-ES-011 sin superar la máxima presión permitida según dicho estándar. Certificado de IND vigente.	External observation

Figura # 5: Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Rigless.

Presione el siguiente icono para abrir el ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Rigless:



## Anexo VII - Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones de Coiled Tubing, Fracturamiento Hidráulico y Ensayo de pozo.

### Operaciones Coiled Tubing:


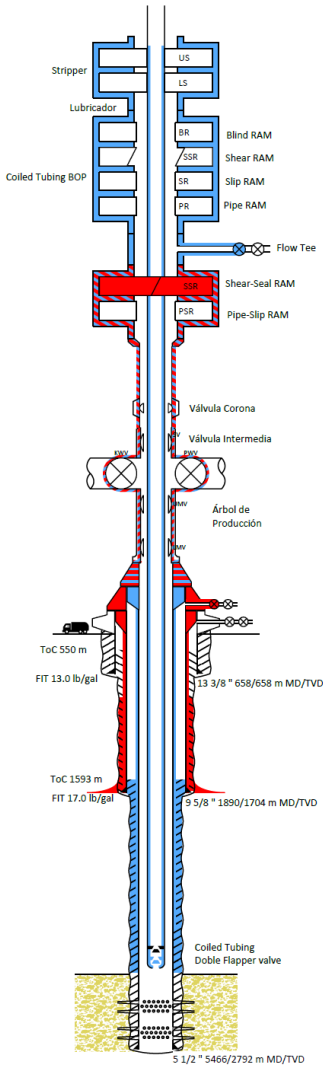
	Ejemplo genérico WBS
	Operaciones con Coiled Tubing
	Schematic : PE.D 7.2-a1 rev. 1
	Primary barrier elements
	Element
	Qualification
	Monitoring
	Coiled tubing string check valve
	Coiled tubing string
	Coiled tubing strippers
	Coiled tubing BOP
	Coiled tubing BOP
	Landing string
	Riser spool
	Spool wellhead B with access valve
	Casing hanger
	Production casing
	Production casing cement
	Secondary barrier elements
	Element
	Qualification
	Monitoring
	Coiled tubing BOP
	Landing string
	Spool wellhead A right access valve
	Spool wellhead B with access valve
	Spool wellhead A with access valve
	Casing hanger
	Intermediate casing
	Intermediate casing cement
	Formation (in-situ)
	Note:

Figura # 6: Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones de Coiled Tubing.

Presione el siguiente icono para abrir el ejemplo genérico de un WBS para de Operaciones Coiled Tubing:



## Operaciones Fracturamiento Hidráulico:


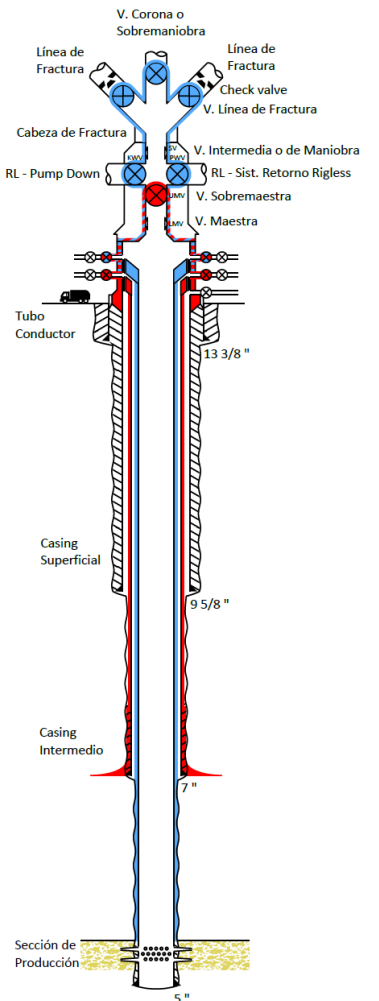
<div></div>	<div>Ejemplo genérico WBS</div>																								
<div></div>	<div>Operaciones de Fracturamiento Hidráulico</div>																								
	<div>Schematic : PE.D 10.1-a8 rev. 1</div>																								
	<div>Primary barrier elements</div>																								
	<table><tr><th>Element</th><th>Qualification</th><th>Monitoring</th></tr><tr><td>Válvula en Línea de Fractura</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Prueba de presión periódica</td></tr><tr><td>Frac Stack</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Prueba de presión periódica</td></tr><tr><td>Válvula de acceso lateral del cabezal de pozo</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Prueba de presión periódica</td></tr><tr><td>Cabezal de pozo</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Control por observación durante la operación</td></tr><tr><td>Colgador de Casing</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Monitoreo de Presión en anular.</td></tr><tr><td>Casing de Producción</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Monitoreo de Presión en anular.</td></tr><tr><td>Cemento del Casing de Producción</td><td>Formation test, job performance or bond log</td><td>Monitoreo de Presión en anular.</td></tr></table>	Element	Qualification	Monitoring	Válvula en Línea de Fractura	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica	Frac Stack	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica	Válvula de acceso lateral del cabezal de pozo	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica	Cabezal de pozo	Prueba de presión según Programa de Pozo	Control por observación durante la operación	Colgador de Casing	Prueba de presión según Programa de Pozo	Monitoreo de Presión en anular.	Casing de Producción	Prueba de presión según Programa de Pozo	Monitoreo de Presión en anular.	Cemento del Casing de Producción	Formation test, job performance or bond log	Monitoreo de Presión en anular.
	Element	Qualification	Monitoring																						
Válvula en Línea de Fractura	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica																							
Frac Stack	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica																							
Válvula de acceso lateral del cabezal de pozo	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica																							
Cabezal de pozo	Prueba de presión según Programa de Pozo	Control por observación durante la operación																							
Colgador de Casing	Prueba de presión según Programa de Pozo	Monitoreo de Presión en anular.																							
Casing de Producción	Prueba de presión según Programa de Pozo	Monitoreo de Presión en anular.																							
Cemento del Casing de Producción	Formation test, job performance or bond log	Monitoreo de Presión en anular.																							
<div>Secondary barrier elements</div>																									
<table><tr><th>Element</th><th>Qualification</th><th>Monitoring</th></tr><tr><td>Frac Stack</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Prueba de presión periódica</td></tr><tr><td>Válvula de acceso lateral del cabezal de pozo</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Prueba de presión periódica</td></tr><tr><td>Cabezal de pozo</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Control por observación durante la operación</td></tr><tr><td>Colgador de Casing</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Monitoreo de Presión en anular.</td></tr><tr><td>Casing Intermedio</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo</td><td>Monitoreo de Presión en anular.</td></tr><tr><td>Cemento del Casing Intermedio</td><td>Prueba de presión según Programa de Pozo / Registro de CBL</td><td>Monitoreo de Presión en anular.</td></tr><tr><td>Resistencia de la formación</td><td>FIT / LOT</td><td>No accesible</td></tr></table>	Element	Qualification	Monitoring	Frac Stack	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica	Válvula de acceso lateral del cabezal de pozo	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica	Cabezal de pozo	Prueba de presión según Programa de Pozo	Control por observación durante la operación	Colgador de Casing	Prueba de presión según Programa de Pozo	Monitoreo de Presión en anular.	Casing Intermedio	Prueba de presión según Programa de Pozo	Monitoreo de Presión en anular.	Cemento del Casing Intermedio	Prueba de presión según Programa de Pozo / Registro de CBL	Monitoreo de Presión en anular.	Resistencia de la formación	FIT / LOT	No accesible	
Element	Qualification	Monitoring																							
Frac Stack	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica																							
Válvula de acceso lateral del cabezal de pozo	Prueba de presión según Programa de Pozo	Prueba de presión periódica																							
Cabezal de pozo	Prueba de presión según Programa de Pozo	Control por observación durante la operación																							
Colgador de Casing	Prueba de presión según Programa de Pozo	Monitoreo de Presión en anular.																							
Casing Intermedio	Prueba de presión según Programa de Pozo	Monitoreo de Presión en anular.																							
Cemento del Casing Intermedio	Prueba de presión según Programa de Pozo / Registro de CBL	Monitoreo de Presión en anular.																							
Resistencia de la formación	FIT / LOT	No accesible																							
<div>Note: RL: Rama Lateral</div>																									

Figura # 7: Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones de Fracturamiento Hidráulico.

Presione el siguiente icono para abrir el ejemplo genérico de un WBS para Operaciones de Fracturamiento Hidráulico:



## Operaciones de Ensayo de pozo:

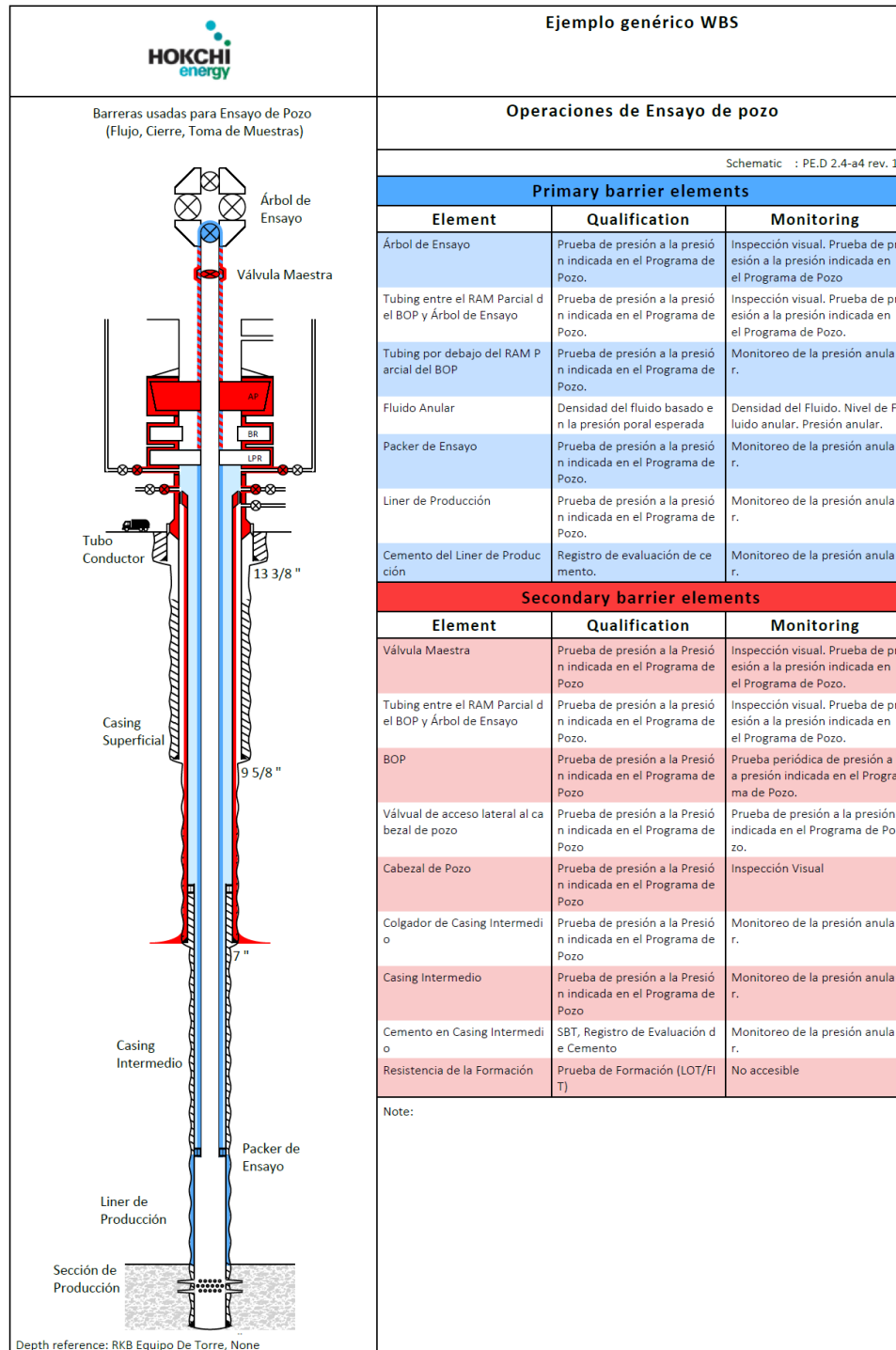


Figura # 8: Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones de Ensayo de pozo.

Presione el siguiente icono para abrir el ejemplo genérico de un WBS para Operaciones Ensayo de pozo:



**Anexo VIII - Check list para Desmontaje de BOP, previo a montaje de Sección B (Fase Intermedia) y sin empaquetar espacio anular. ▲**

- Presione el siguiente icono para abrir el check list:



**Anexo IX - Check list para Desmontaje de BOP, previo a montaje de Sección C (Fase Aislación) y sin empaquetar espacio anular. ▲**

- Presione el siguiente icono para abrir el check list:

