	<p>Estándar</p> <p><b>Envolventes de Barrera</b></p>	<p>Autorizó</p> <p>Enrique Lusso</p> <p>Director General</p>
	<p>Revisión: 2</p> <p>Fecha: 26/01/2021</p>	<p>Página: 1 de 20</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

2	Se actualiza el Check List de Vinculación de Casing (Anexo III)	26/01/2021
1	Actualización según control de Cambios	25/08/2020
0	Primera edición del documento	01/10/2019
REV	DESCRIPCION	FECHA

## Control de cambios - revisiones:

Versión	DESCRIPCIÓN	FECHA
2	1. Se actualizan los puntos 1 y 8 del Check List de Vinculación de Casing (Anexo III)	26/01/2021
1	1. Se incorpora la definición de Pozo NO Fluyente y Pozo Fluyente para operaciones de Completación, WO y Rigless, ver apartado 4.7. 2. Se definen las Envolventes de Barrera de pozo con que se deben contar de acuerdo con la operación que va a realizar y si el pozo es Fluyente o No Fluyente. 3. Se incluye el criterio para validar los Elementos de Barrera de Pozo, ver apartado 4.2. 4. Se incluye la definición de elemento de barrera compartido, ver apartado 4.3. 5. Para las operaciones de Perforación se define cuándo está permitido realizar la vinculación de casing, removiendo un elemento de barrera de pozo sin su reemplazo previo por otro, ver apartado 4.6.4. 6. Se definen las operaciones en las que está permitido operar con una Envolvente de Barrera Primaria y una Secundaria, que pueden compartir uno o más elementos de barrera de pozo, ver apartados 4.10 y 4.11.	25/08/2020

## 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 & 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.
- **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:

- a) **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 inyectividad, 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 de Perforación:** Son todos aquellos que no cumplen con la definición de Liner de Producción, y quedan recubiertos en su totalidad por un casing.

**Liner de Producción:** Son aquellos que se instalan con el objetivo de aislar las zonas de producción/inyección a ser completadas o intervenidas (punzadas).

**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.

**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 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.

**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.

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 el Manual del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos.

### 4.2.2 Validación de WBE Pasivos

Los WBE Pasivos deben validarse mediante una Prueba de presión de flujo positivo a un valor igual o mayor que la máxima presión diferencial anticipada a la cual estará expuesto, excepto los siguientes para los cuales se define el criterio de validación 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.
- WBE Pasivos de la envolvente de barrera primaria no incluidos en los apartados anteriores (4.2.2.1 al 4.2.2.5), ver apartado 4.2.2.6.

## 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:

- Debe contar con una Inspección No Destructiva vigente
- La presión debe permanecer estable mientras se circula
- 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.

## 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:

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

- 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).



**Nota 4:** En pozos No Convencionales se debe planificar que exista un solapamiento de cemento entre los casings.

### 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.

#### 4.2.2.6 WBE Pasivos de la envolvente de barrera primaria no incluidos en los apartados anteriores

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.



**Nota 5:** En el caso que no sea factible realizar la prueba de flujo negativo se debe realizar la prueba de flujo positivo y validar documentalmente que el WBE puede sellar en ambas direcciones.

### 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.

### 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 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 Reservas /. En caso de que dicho riesgo exista, se deberá aplicar el estándar Operaciones con Diverter (Riesgos Someros).



**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, constituidas por:

- **Envolvente de Barrera Primaria:** formada por la columna hidrostática del fluido de perforación.
- **Envolvente de Barrera Secundaria:** compuesta de WBE específicos para la operación que se está realizando.

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 el fluido NO es considerado una Envolvente de Barrera pozo, porque la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación 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 en áreas de desarrollo que cumplan con el check list definido en el Anexo III de este estándar.



**Importante:** En pozos exploratorios o de avanzada **NO** está permitido remover un WBE sin su reemplazo previo por otro.



## 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 inyectoros: cuando ha sido desactivado el sistema de inyección.</li><li>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.</li></ol>
<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 6:** 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 7:** 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 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 envoltente de barrera.
	<b>Con capas abiertas</b>	Se debe operar con, al menos, una envoltente 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 Envoltente 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 Envoltente 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 8:** 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 (Riesgos Someros).
- 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 II - Ejemplo genérico de un WBS para Perforación en operaciones de MPD con contrapresión en superficie.


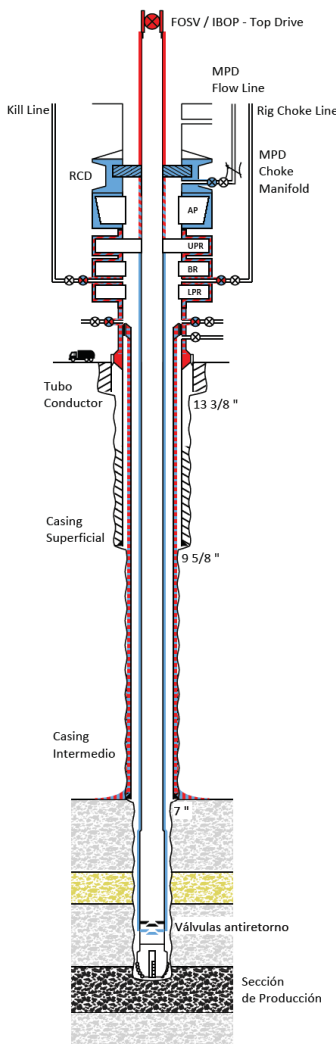


<div>  </div>		Ejemplo genérico de WBS Perforación - Operación de MPD		
<div> <p>Perforación Operación de MPD con contrapresión en superficie</p>  <p>Depth reference: RKB Equipo De Torre, None</p> </div>		Reservoir section		
		Schematic : PE.D 1.5-e2 rev. 1		
		Primary barrier elements		
		Element	Qualification	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: 

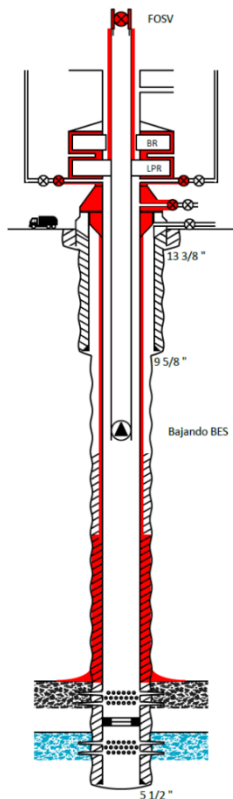
## Anexo III – Check list de Vinculación de Casing

Presione el siguiente icono para abrir el 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.



Workover - Pozo NO Fluyente



Ejemplo genérico de WBS  
Workover

Pozo NO Fluyente

Schematic : PE.D 3.1-b3 rev. 1

**Primary barrier elements**

Element	Qualification	Monitoring
Nivel de fluido no visible.	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.
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.	No accesible.

Note:

Depth reference: PAE002, unspecified depth reference

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.


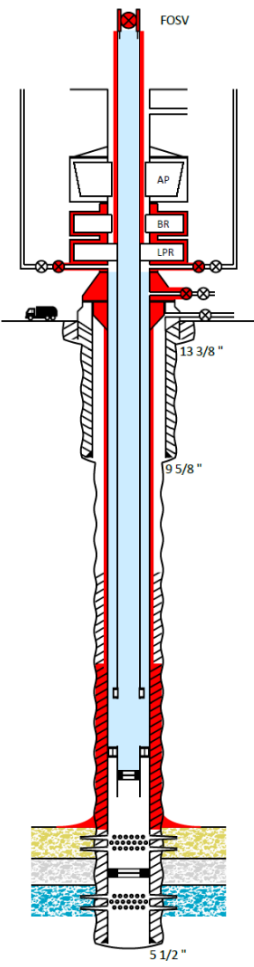

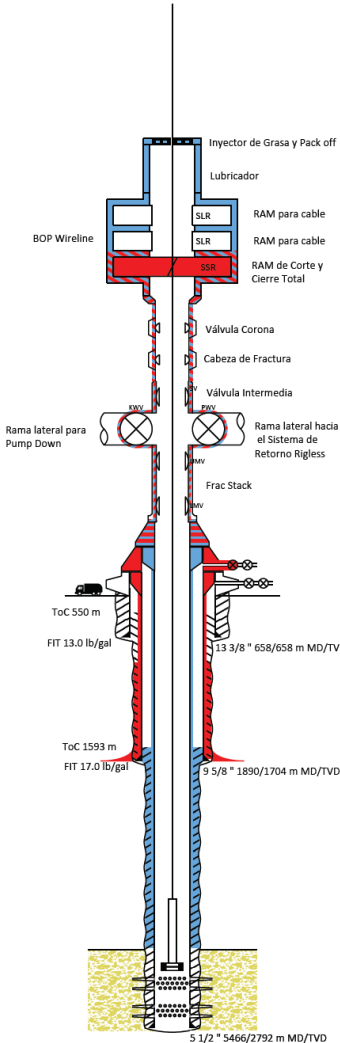
	<b>Ejemplo genérico WBS Workover</b>		
<p>Workover - Pozo Fluyente</p>  <p>Depth reference: PAE002, unspecified depth reference</p>	<b>Pozo Fluyente</b>		
	Schematic : PE.D 3.1-b4 rev. 1		
	<b>Primary barrier elements</b>		
	<b>Element</b>	<b>Qualification</b>	<b>Monitoring</b>
	Fluido de Completación	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.
	<b>Secondary barrier elements</b>		
	<b>Element</b>	<b>Qualification</b>	<b>Monitoring</b>
	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:  -BOP: Blow Out Preventer  -CSG: Casing  -FOSV: Full Open Safety Valve - Válvula de seguridad de paso total  -IND: Inspección No Destructiva</p>		

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: 


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

<div></div>	<div>Ejemplo genérico WBS Operaciones Rigless</div>																																										
<div></div>	<div>Wireline</div> <div>Schematic : PE.D 6.2-a1 rev.</div> <table><thead><tr><th colspan="3">Primary barrier elements</th></tr><tr><th>Element</th><th>Qualification</th><th>Monitoring</th></tr></thead><tbody><tr><td>Injector de Grasa y Pack off</td><td>Realizar Prueba de Presión a 1,1 x MASP. Certificado de IND vigente.</td><td>Aplicar presión por encima de la presión en superficie antes de la apertura de la válvula de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion visual.</td></tr><tr><td>Wireline lubricator</td><td>Realizar Prueba de Presión a 1,1 x MASP. Certificado de IND vigente.</td><td>Prueba de Presión con Quick Test Sub (QTS). Aplicar presión por encima de la presión en superficie antes de la apertura de la válvula de Frac Stack para equalizar presiones. Inspeccion visual.</td></tr><tr><td>Wireline BOP</td><td>Realizar Prueba de Presión a 1,1 x MASP. Certificado de IND vigente.</td><td>Aplicar presión por encima de la presión en superficie antes de la apertura de la válvula de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion visual.</td></tr><tr><td>Frac Stack (Válvula Corona, Cabeza de Fractura, Válvula Intermedia, Válvulas de las Ramas Laterales, Válvula Sobremaestra y Válvula Maestra)</td><td>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.</td><td>Inspección visual / Medición de atmósfera explosiva.</td></tr><tr><td>Seccion B del Cabezal</td><td>Realizar Prueba de Presión de acuerdo con el PAE-OTZ-ES-011 - Prueba de Presión Casing Liner y Tubing. Certificado de IND vigente.</td><td>Inspección visual / Medición de atmósfera explosiva</td></tr><tr><td>Casing hanger</td><td>Realizar Prueba de Presión de acuerdo con el PAE-OTZ-ES-011 - Prueba de Presión Casing Liner y Tubing. Certificado de IND vigente.</td><td>Medición de presión en el espacio anular de la Sección B (Espacio Anular # 2)</td></tr><tr><td>Casing de Producción</td><td>Realizar Prueba de Presión de acuerdo con el PAE-OTZ-ES-011 - Prueba de Presión Casing Liner y Tubing</td><td>Medición de presión en el espacio anular de la Sección B (Espacio Anular # 2)</td></tr><tr><td>Cemento Casing 5 1/2"</td><td>Registro de evaluación de cemento hasta la profundidad que la herramienta pueda bajar sin asistencia (Pozo Horizontal)</td><td>Medición de presión en el espacio anular de la Sección B (Espacio Anular # 2)</td></tr></tbody></table> <div>Secondary barrier elements</div> <table><thead><tr><th>Element</th><th>Qualification</th><th>Monitoring</th></tr></thead><tbody><tr><td>Wireline BOP</td><td>Realizar Prueba de Presión a 1,1 x MASP. Certificado de IND vigente.</td><td>Aplicar presión por encima de la presión en superficie antes de la apertura de la válvula de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion visual.</td></tr><tr><td>Frac Stack (Válvula Corona, Cabeza de Fractura, Válvula Intermedia, Válvulas de las Ramas Laterales, Válvula Sobremaestra y Válvula Maestra)</td><td>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.</td><td>Inspección visual / Medición de atmósfera explosiva.</td></tr><tr><td>Válvulas de acceso lateral de la sección B</td><td>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.</td><td>External observation</td></tr></tbody></table>	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 de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion 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 de Frac Stack para equalizar presiones. Inspeccion 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 de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion 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.	Seccion 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)	Casing de Producción	Realizar Prueba de Presión de acuerdo con el PAE-OTZ-ES-011 - Prueba de Presión Casing Liner y Tubing	Medición de presión en el espacio anular de la Sección B (Espacio Anular # 2)	Cemento Casing 5 1/2"	Registro de evaluación de cemento hasta la profundidad que la herramienta pueda bajar sin asistencia (Pozo Horizontal)	Medición de presión en el espacio anular de la Sección B (Espacio Anular # 2)	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 de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion 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
	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 de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion 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 de Frac Stack para equalizar presiones. Inspeccion 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 de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion 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.																																								
	Seccion 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)																																								
	Casing de Producción	Realizar Prueba de Presión de acuerdo con el PAE-OTZ-ES-011 - Prueba de Presión Casing Liner y Tubing	Medición de presión en el espacio anular de la Sección B (Espacio Anular # 2)																																								
Cemento Casing 5 1/2"	Registro de evaluación de cemento hasta la profundidad que la herramienta pueda bajar sin asistencia (Pozo Horizontal)	Medición de presión en el espacio anular de la Sección B (Espacio Anular # 2)																																									
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 de Frac Stack y equalizar presiones. Inspeccion 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																																									

Depth reference: DLS-161, unspecified depth reference

Depth reference: DLS-161, unspecified depth reference

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: 

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

## Operaciones Fracturamiento Hidráulico:

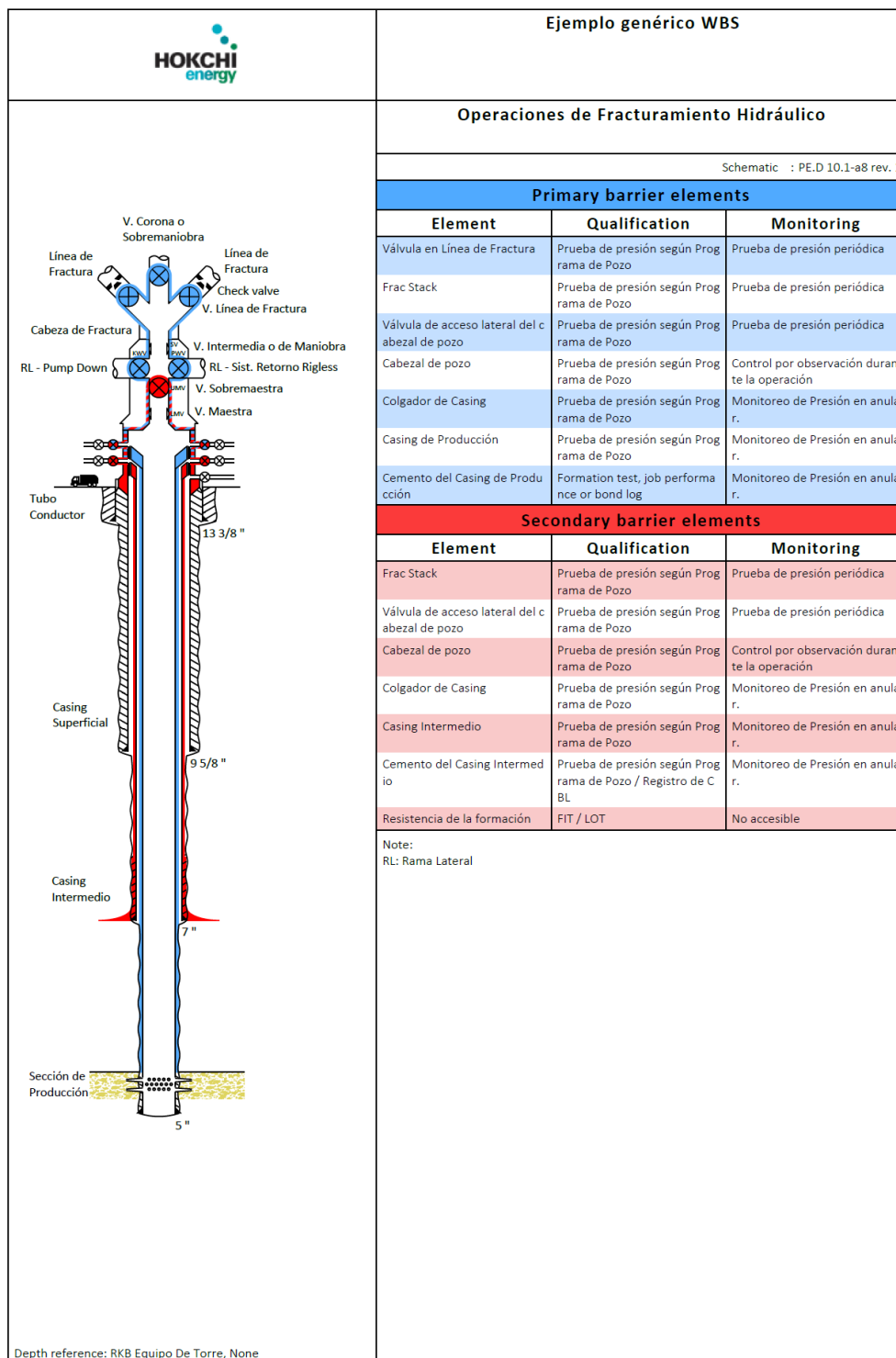



Figura # 7: Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones de Fracturamiento Hidráulico.

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

## Operaciones de Ensayo de pozo:

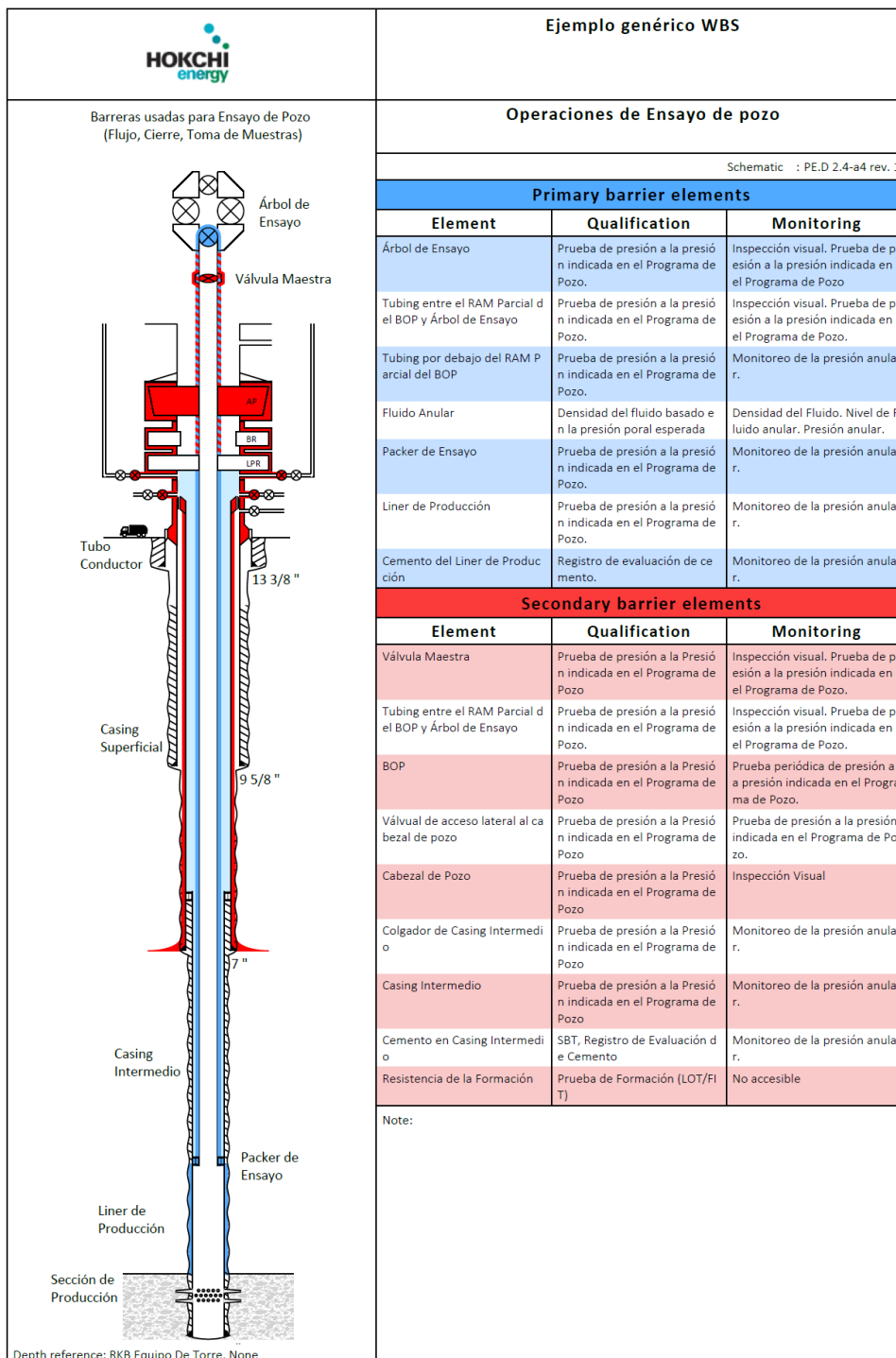


Figura # 8: Ejemplo genérico de un WBS para Operaciones de Ensayo de pozo.

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