

Contenido

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

Resumen de Versiones

Versión	Descripción	Vigencia
3	Se actualiza la Tabla #1 del Anexo II y los pasos genéricos para aplicar el Cierre Duro en Equipos en el Anexo III. Ver control de Cambios.	07/06/2021
2	Se actualizan en el Anexo III, los pasos genéricos para aplicar el Cierre Duro en Equipos de Torre. Ver control de Cambios.	23/12/2020
1	Ver control de Cambios.	12/02/2020
0	Primera edición del documento.	30/06/2015

Índice

Control de cambios - revisiones:	3
1 Objetivo	3
2 Alcance	3
3 Términos, abreviaturas y definiciones	3
4 Desarrollo	4
4.1 Operaciones con Equipos de Torre	4
4.2 Operaciones Rigless	5
4.3 Esquemas de alineación de válvulas y su nomenclatura	5
5 Documentos de referencia	6
6 Anexos	6
Anexo I – Alineación de las válvulas en Equipos de Torre	7
1. Nomenclatura de las válvulas en Equipos de Torre:	8
2. Ejemplos genéricos de la alineación de válvulas en Equipos de Torre para realizar el Cierre Duro del Pozo	9
Anexo II – Preventor del BOP designado para cerrar el pozo en Equipos de Torre	11
1. Equipos de Perforación	12
2. Equipos de Workover	13
Anexo III - Pasos genéricos para aplicar el Cierre Duro en Equipos de Torre	14
A. Perforando / Rotando, con herramienta en el fondo	14
B. En Maniobra, sacando o bajando herramienta con Drill Pipe o Tubing	14
C. En maniobra, sacando o bajando portamechas	14
D. Durante la entubación con Casing (Liner/Tieback)	15
E. Sin tubería en el pozo	16
Anexo IV – Alineación de válvulas del Frac Stack y Árbol de Producción en Operaciones Rigless	17
1. Ejemplos genéricos de la alineación de las válvulas del Frac Stack (Árbol de Producción) previo a cerrar el pozo.	19
Anexo V – Pasos y Válvulas del Frac Stack (Árbol de Producción) designadas para cerrar el pozo.	23
1. Operaciones de Fracturamiento Hidráulico	23
2. Operaciones de Flowback sin HCR instalada aguas abajo de L4:	24
3. Operaciones de Flowback con HCR instalada aguas abajo de L4:	25
4. Fuga severa en el sistema de Pump Down / Bombeo de Fluidos:	26
5. Operaciones de Wireline y Slickline (con y sin Pump Down):	27
6. Fuga severa en el sistema de Retorno Rigless sin HCR instalada aguas abajo de L4:	28
7. Fuga severa en el sistema de Retorno Rigless con HCR instalada aguas abajo de L4:	29
8. Operaciones de Coiled Tubing sin HCR instalada aguas abajo de L4	30
9. Operaciones de Coiled Tubing con HCR instalada aguas abajo de L4	31

Control de cambios - revisiones:

REV.	DESCRIPCIÓN	FECHA
3	<p>1) Se actualiza la Tabla #1 del Anexo II: Preventor del BOP designado para cerrar el pozo según el Arreglo de BOP utilizado en Perforación.</p> <p>2) Se actualizan en el Anexo III, los pasos genéricos para aplicar el Cierre Duro en Equipos de Torre:</p> <ul style="list-style-type: none">- En Maniobra, sacando o bajando herramienta con Drill Pipe o Tubing.- Durante la entubación con Casing (Liner/Tieback).	07/06/2021

1 Objetivo

Estandarizar el método de cierre de pozo que debe aplicarse en operaciones con Equipos de Torre y Rigless.

2 Alcance

Este estándar es de carácter obligatorio para todo el personal propio y contratado, involucrado en las operaciones Onshore & Offshore con Equipos de Torre y Rigless de la VP D&C.

El presente Estándar NO aplica para operaciones de Snubbing.

3 Términos, abreviaturas y definiciones

- **BOP** (*Blow Out Preventer*): Válvula preventora de surgencias.
- **Choke Manifold**: Conjunto de válvulas, estranguladores, manómetros y líneas utilizados para controlar el caudal y la presión del pozo, cuando se cierra el BOP o cuando se deriva el fluido del pozo al sistema de retorno rigless.
- **CT**: Coiled Tubing.
- **C&WO**: Completion y Workover.
- **Equipo de Torre**: se define como el equipo utilizado para operaciones de Perforación y/o Completación, tanto en ambientes Onshore como Offshore.
- **Estrangulador**: Dispositivo, con un orificio fijo o variable, utilizado para controlar el caudal de líquido o gas del pozo.
- **FOSV** (*Full open Safety Valve*): Válvula de Seguridad de la sarta con pasaje pleno.
- **Fuga Severa**: Toda fuga de fluidos del pozo en superficie que por su riesgo no permita que se continúe con las operaciones o que, en caso de no tomarse una acción inmediata para controlarla, pudiera ocasionar un Blow Out.
- **IND**: Inspección No Destructiva.
- **Línea de flujo al Separador de Gas / Golpeador**: Conjunto de válvulas, manómetros y líneas, aguas abajo del Estrangulador, que conecta el Choke Manifold con el Separador de Gas / Golpeador.
- **PCIBS**: Presión de Cierre Interior del Sondeo.
- **PCIC**: Presión de Cierre Interior del Casing.

- **RWP (Rated Working Pressure):** Presión de Trabajo. Es la máxima presión interna que un equipo o dispositivo está diseñado para contener o controlar.
- **SL:** Slickline.
- **Sistema de retorno rigless:** Conjunto de líneas de alta presión, válvulas, estranguladores, manómetros, plug catcher, desarenador, golpeador, separador y piletas utilizados para controlar el caudal, la presión del pozo y para el tratamiento del fluido proveniente del pozo.
- **Válvula Maestra del Choke Line:** Válvula en el Choke Line más cercana al BOP.
- **Válvula Maestra del Kill Line:** Válvula en el Kill Line más cercana al BOP.
- **Válvula Sobremaestra del Choke Line:** Válvula redundante más cercana a la válvula Maestra del Choke Line.
- **Válvula Sobremaestra del Kill Line:** Válvula redundante más cercana a la válvula Maestra del Kill Line.
- **VLF (Válvula de la Línea de Fractura):** Válvula instalada entre la check valve de la línea de fractura y la cabeza de fractura (o válvula de fractura).
- **VLPD (Válvula de la Línea de Pump Down):** Válvula instalada entre la check valve de la línea de Pump Down y Válvula Lateral Sobremaestra en la rama lateral para Pump Down.
- **WL:** Wireline.

4 Desarrollo

El presente estándar se ha organizado para que todos los aspectos referentes a:

- **Operaciones con Equipos de Torre**, se encuentren en el apartado 4.1 y sus anexos:
 - Anexo I: Alineación de las válvulas.
 - Anexo II: Preventor del BOP designado para cerrar el pozo.
 - Anexo III: Pasos genéricos para aplicar el Cierre Duro.
- **Operaciones Rigless**, se encuentren en el apartado 4.2 y sus anexos:
 - Anexo IV: Alineación de válvulas del Frac Stack y Árbol de Producción.
 - Anexo V: Pasos y Válvulas del Frac Stack (Árbol de Producción) designadas para cerrar el pozo.

En el apartado 4.3 se ha incluido los requisitos que deben cumplir los Contratistas con respecto a los esquemas de alineación de válvulas y su nomenclatura.

4.1 Operaciones con Equipos de Torre

La **pronta detección** y la acción de **cerrar el pozo** aseguran que el volumen de influjo ingresado sea mínimo y disminuyen los riesgos durante el control del pozo.

Ante algún indicio de influjo, se debe activar la alarma de surgencia y el **Perforador / Maquinista** debe aplicar el **Método de Cierre Duro**, según API RP 59 (segunda edición - Mayo 2006 - Reafirmada en Diciembre 2018).

Dicho método consiste en:

- 1) Mantener durante todas las operaciones la alineación de válvulas definida en el Anexo I.
- 2) Ante algún indicio de influjo, cerrar el preventor del BOP designado en el Anexo II siguiendo los pasos genéricos del Anexo III, para la operación que se esté realizando. Por ejemplo: Perforando (con herramienta en el fondo) o en Maniobra (sacando o bajando herramienta), etc.



Importante: En las operaciones de MPD (*Manage Pressure Drilling*) se debe aplicar la Matriz Operacional de MPD, de acuerdo con el estándar Operaciones con MPD, para determinar las condiciones en que se deberá aislar el RCD (*Rotating Control Device*) y aplicar el Método de Cierre Duro con el BOP del Equipo de Perforación.



Importante: En las operaciones con Equipos de Torre es mandatorio tener en el piso de trabajo y listas para ser utilizadas en todo momento, la FOSV en posición abierta con su llave para accionamiento y las reducciones adaptadoras de rosca (Cross Over) necesarias para conectar la FOSV al tubular que se haya bajado al pozo. Dichos elementos deben contar con los certificados de la IND vigente.

4.2 Operaciones Rigless

A diferencia de las operaciones con Equipos de Torre, en las operaciones Rigless puede ser normal que se trabaje con presión en superficie (*la columna hidrostática de fluido en el pozo no es una barrera*) y en dicha condición el control primario del pozo del pozo se realiza con el equipo instalado sobre el Frac Stack o Árbol de Producción (Por ejemplo: equipo de control de presión para operaciones de CT/SL/WL) o sistema de retorno Rigless.

Por lo que las válvulas del Frac Stack y Árbol de Producción se utilizarán para cerrar el pozo antes de iniciar una operación, al finalizar una operación, para el montaje, reparación y desmontaje de equipos en superficie, o cuando fallen todos los elementos de barrera de dichos equipos, de la siguiente forma:

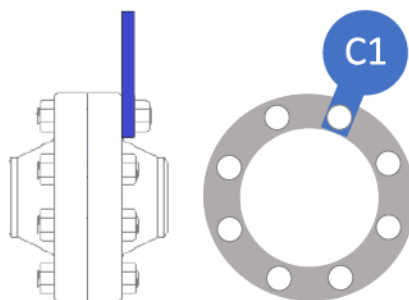
- 1) Manteniendo durante todas las operaciones la alineación de válvulas definida en el Anexo IV.
- 2) Siguiendo los pasos y utilizando las válvulas designadas para cerrar el pozo, según Anexo V, en la operación que se esté realizando. Por ejemplo. Fracturamiento Hidráulico, Operación de CT/WL/SL, etc.

4.3 Esquemas de alineación de válvulas y su nomenclatura

Los Contratistas deben preparar un esquema específico y actualizado para el Equipo de Torre / Rigless, que muestre la:

- Alineación de válvulas y BOP designado para el cierre, en operaciones con Equipos de Torre (ver ejemplos genéricos en Anexo I).
- Alineación de válvulas y válvulas designada para el cierre, en operaciones Rigless (ver ejemplos genéricos en Anexo IV).
- La nomenclatura de cada componente según este estándar (ver Anexo I para Equipos de Torre y Anexo IV para Operaciones Rigless).

A continuación, se muestra un ejemplo genérico de la identificación que debe tener cada válvula:



- Figura #1 –Ejemplo genérico de la placa utilizada para identificar las válvulas

Dicho esquema debe estar, al menos, en:

- **Operaciones con Equipos de Torre:** visible en la cabina del Perforador (Maquinista), en los comandos del BOP y Oficina de Company Man.
- **Operaciones Rigless:** disponible en los comandos de las válvulas actuadas, en el tráiler del operador de válvulas y Oficina del Company Man.



Nota: Sin ser obligatorio, también se puede colocar una copia de los esquemas o carteles con el esquema en el sitio en el que se encuentran las válvulas.

5 Documentos de referencia

- Arreglos de BOP, Requerimientos Mínimos.
- Operaciones con MPD.
- Manual del Sistema de Gestión de Integridad de Pozos.
- Manual de Well Control, Capítulo 5 - PAE Well Control School.
- API RP 59 (segunda edición - Mayo 2006 - Reafirmada en Diciembre 2018) - Well Control Operations.

6 Anexos

- Anexo I - Alineación de las válvulas en Equipos de Torre.
- Anexo II - Preventor del BOP designado para cerrar el pozo en Equipos de Torre
- Anexo III - Pasos genéricos para aplicar el Cierre Duro en Equipos de Torre.
- Anexo IV - Alineación de válvulas del Frac Stack y Árbol de Producción en Operaciones Rigless.
- Anexo V - Pasos y Válvulas del Frac Stack (Árbol de Producción) designadas para cerrar el pozo.

Anexo I – Alineación de las válvulas en Equipos de Torre

Durante todas las operaciones se debe mantener la siguiente alineación de válvulas para aplicar el Método de Cierre Duro:

- Kill Line:

- Equipos con una sola válvula en Kill Line: cerrada
- Equipos con válvulas redundantes en el Kill Line:
 - Válvula Maestra del Kill Line: abierta.
 - Válvula Sobremaestra del Kill Line: cerrada.
 - Otras válvulas redundantes en el Kill Line: abiertas.



Nota: Las válvulas del Kill Line deben cumplir con el estándar Arreglo de BOP, Requerimientos Mínimos.

- Choke Line:

- Válvula Maestra del Choke Line: abierta
- Válvula Sobremaestra del Choke Line: cerrada
- Otras válvulas redundantes en el Choke Line, si las hubiera: abiertas.



Nota: Las válvulas en Choke Line deben cumplir con el de BOP – Requerimientos Mínimos.

- Choke Manifold:

- Válvula aguas arriba para cada estrangulador: cerrada (Las válvulas redundantes deben permanecer abiertas).



Nota: Válvula que vincula el Choke Line superior con el inferior (cuando aplique): cerrada

- Estrangulador: cerrado
- Válvulas aguas abajo del estrangulador y en la línea de flujo al Separador de Gas / Golpeador: abiertas.
- Válvulas en la línea de pánico:
 - Válvula Maestra en la línea de pánico: abierta
 - Válvula Sobremaestra en la línea de pánico: cerrada
 - Otras válvulas redundantes en la línea de pánico, si las hubiera: abiertas.
- Válvula en la línea hacia las zarandas (cuando aplique): cerrada (excepto las válvulas redundantes que deben permanecer abiertas).

- Válvulas que comuniquen con sensores de presión: abiertas.

1. Nomenclatura de las válvulas en Equipos de Torre:

Válvulas del Kill Line:

Serán nombradas con la letra "K". Su índice comenzará el en número 1 y aumentará conforme se aleja del BOP.

Por ejemplo: K1 corresponde a la válvula Maestra del Kill Line y K2 a la que se encuentra inmediatamente aguas abajo de K1 (en el sentido que fluye el pozo).

Válvulas del Choke Line:

Serán nombradas con la letra "C". Su índice comenzará el en número 1 y aumentará conforme se aleja del BOP.

Por ejemplo: C1 corresponde a la válvula Maestra del Choke Line y C2 a la válvula Sobremaestra del Choke Line.

Válvulas del Choke Manifold:

Serán nombradas con la letra "M". Su índice comenzará en el número 1 y las válvulas serán numeradas en los esquemas desde la izquierda hacia la derecha y de arriba hacia abajo, como se muestra en la Figura #2 y Figura #3.

Válvulas del Cabezal del pozo:

Serán nombradas con la letra "W". Su índice comenzará en el número 1 y las válvulas serán numeradas en los esquemas desde la izquierda hacia la derecha, como se muestra en la Figura #2 y Figura #3.

Espacio en blanco intencional

2. Ejemplos genéricos de la alineación de válvulas en Equipos de Torre para realizar el Cierre Duro del Pozo

A continuación, se muestran dos ejemplos genéricos de la alineación de las válvulas que se debe mantener durante las operaciones, excepto mientras se registren presiones (PCIC, PCIBS) y durante las operaciones de Control de pozo, para un Equipo de Perforación y para un Equipo de Workover.

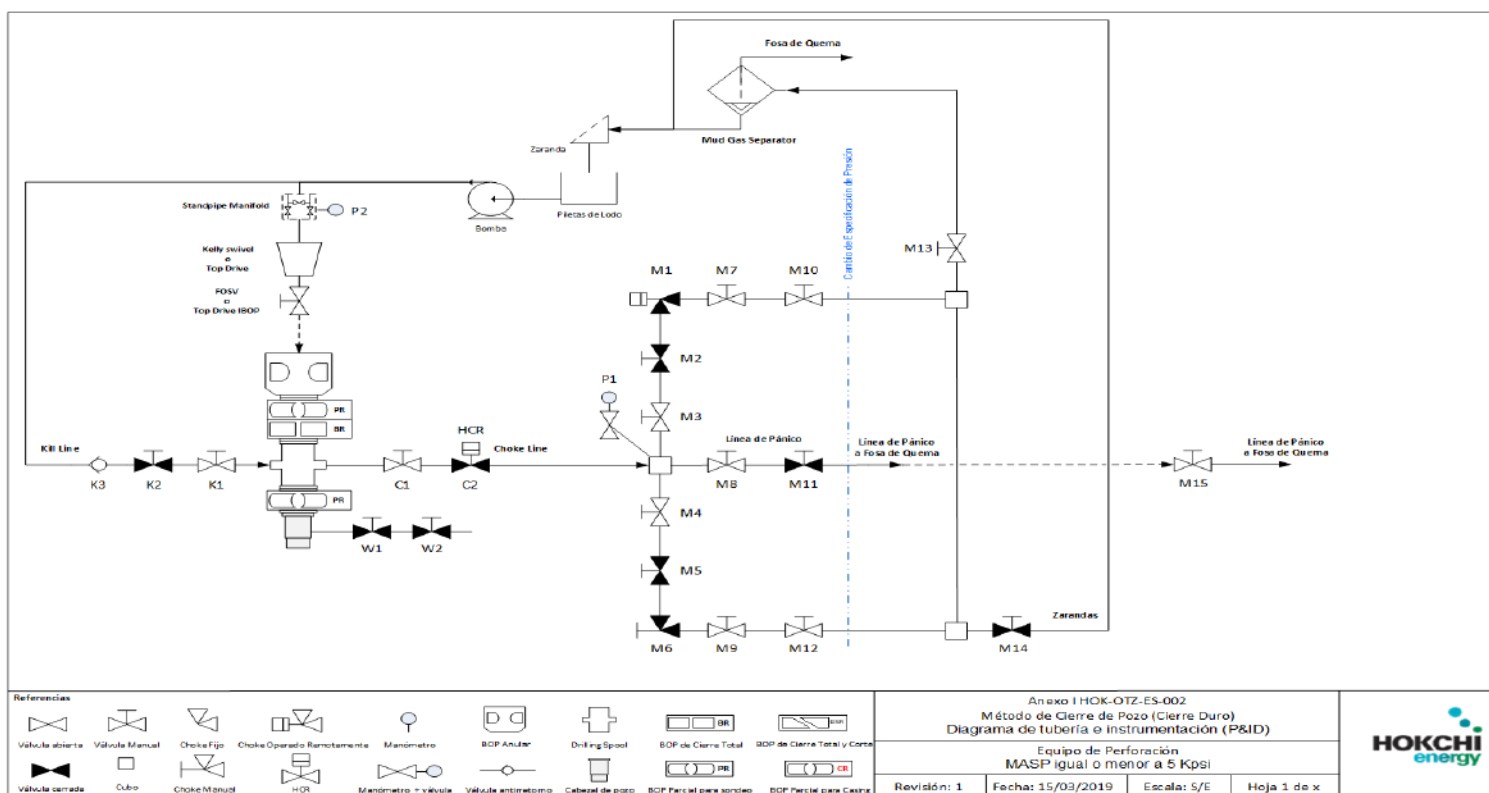



Figura # 2: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas durante todas las operaciones, para un Equipo de Perforación (MASP igual o menor a 5, 000 psi).

Presione el siguiente ícono para abrir el esquema: 

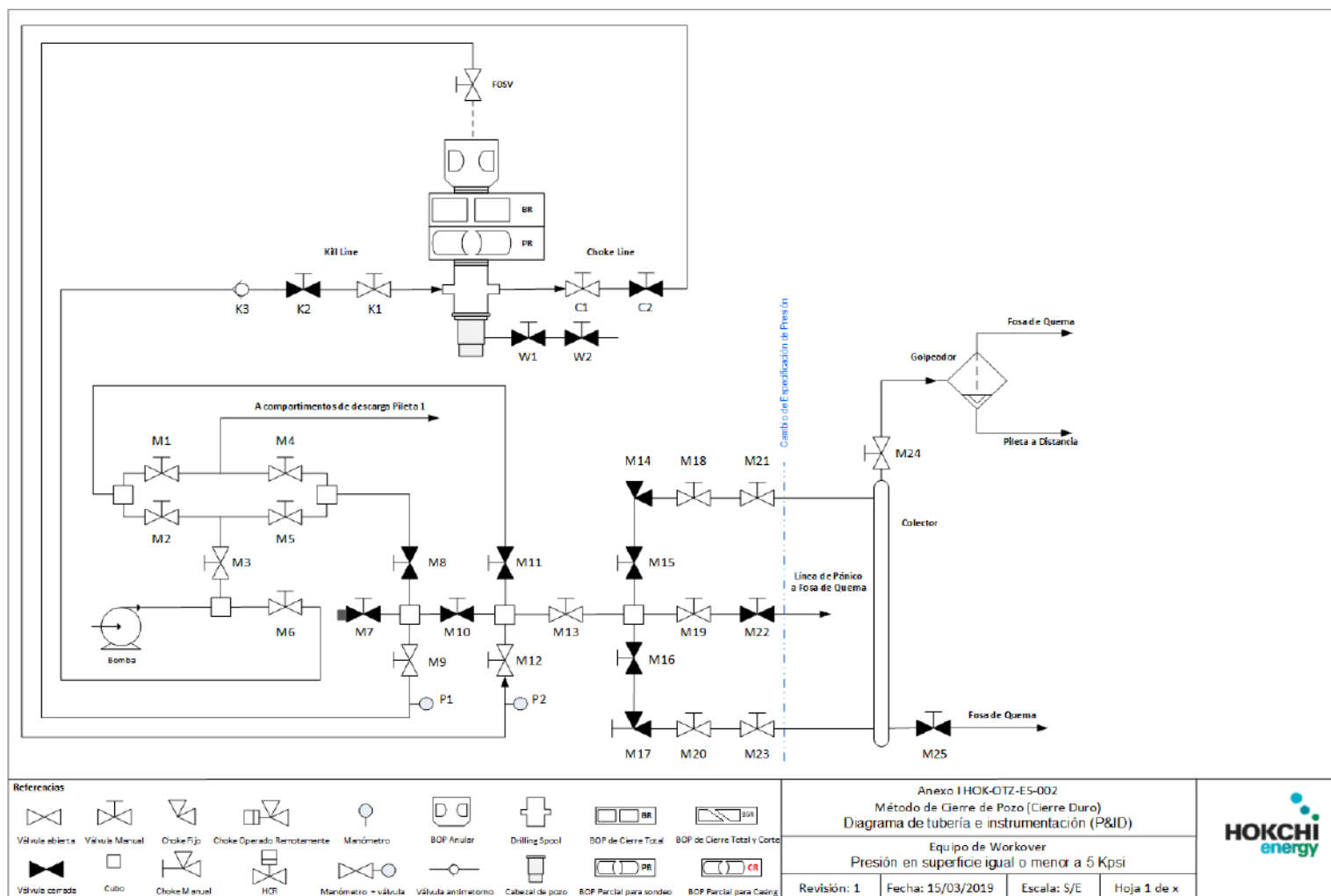



Figura # 3: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas durante todas las operaciones, para un Equipo de Workover (Presión en superficie igual o menor a 5,000 psi).

Presione el siguiente ícono para abrir el esquema: 

Anexo II – Preventor del BOP designado para cerrar el pozo en Equipos de Torre

Para definir el preventor del BOP designado para cerrar el pozo, se deben considerar los siguientes tres casos:

- Caso 1: Tubular sobre el cual puede sellar el Anular y el RAM Parcial.
- Caso 2: Herramienta frente al BOP sobre la cual no puede cerrar ningún RAM Parcial y sobre la que, si, puede sellar el Anular.
- Caso 3: Sin Herramienta en el pozo.

En los próximos apartados de este anexo se definirá cuál es el preventor del BOP designado para cerrar el pozo en cada uno de dichos casos y para cada arreglo de BOP, según el estándar Arreglo de BOP – Requerimientos Mínimos.

Espacio en blanco intencional

1. Equipos de Perforación ▲

En la siguiente tabla se muestra el preventor del BOP designado para cerrar el pozo según el Arreglo de BOP utilizado en Perforación, de acuerdo con el estándar Arreglo de BOP – Requerimientos Mínimos:

MASP	Arreglo de BOP (según PAE-OTZ-ES-013)	Con herramienta frente al BOP		
		Caso 1 Tubular sobre el cual puede sellar el Anular y el RAM Parcial	Caso 2 Herramienta frente al BOP sobre la cual no puede cerrar ningún RAM Parcial y sobre la que se puede sellar el Anular (Por ejemplo: BHA, Herramientas de Pesca, Casing, cable de perforaje, entre otros)	Caso 3 Sin herramienta en el pozo
Menor o igual a 5,000 psi (BOP Doble) Clasificación según API Std 53: Clase 3-A3-R2		1. Cerrar RAM Parcial. 2. En caso de falla del RAM Parcial, cerrar Anular. Ver nota I.		
Menor o igual a 5,000 psi (BOP Trípode) Método Constructivo: CONN + CWD Clasificación según API Std 53: Clase 4-A3-R5		1. Tramo CONN: Cerrar RAM Parcial PB. 1. Tramo CWD: cerrar RAM Parcial CR. 2. Caso de falla del RAM Parcial, cerrar el Anular. Ver nota I y II.		
Menor o igual a 5,000 psi (BOP Trípode) Método Constructivo: CONN + CWD Menor o igual a 5,000 psi Clasificación según API Std 53: Clase 4-A3-R5			1. Cerrar Anular. Ver nota I.	1. Cerrar RAM Total. 2. En caso de falla del RAM Total, cerrar Anular.
Menor o igual a 10,000 psi RWFP Anular 5,000 psi Clasificación según API Std 53: Clase 4-A3-R3		1. Cerrar RAM Parcial SUPERIOR. 2. En caso de falla del RAM Parcial SUPERIOR, cerrar RAM Parcial INFERIOR. 3. En caso de falla de los anteriores, cerrar Anular. Ver nota I y II.		
Menor o igual a 10,000 psi RWFP Anular 10,000 psi Clasificación según API Std 53: Clase 4-A3-R3				
Menor o igual a 15,000 psi RWFP Anular 10,000 psi Clasificación según API Std 53: Clase 5-A3-R4		1. Cerrar RAM Parcial SUPERIOR. 2. En caso de falla de los RAMs Parciales Superior e Intermedio, cerrar RAM Parcial INFERIOR. 3. En caso de falla de todos los RAMs Parciales, cerrar Anular. 4. En caso de falla de los anteriores, cerrar RAM de Corte y Cierre Total. 5. En caso de que dicho RAM de Corte y Cierre Total (en caso de que dicho RAM corte el tubular que está frente al BOP). Ver nota I y II.	1. Cerrar Anular. 2. Cerrar RAM de Corte y Cierre Total, en caso de que dicho RAM corte la herramienta que está frente al BOP.	1. Cerrar RAM de Corte y cierre Total. 2. En caso de falla del RAM de Corte y Cierre Total, cerrar Anular.
Menor o igual a 15,000 psi RWFP Anular 15,000 psi Clasificación según API Std 53: Clase 5-A3-R4				

Notas:

(1) Ante la imposibilidad de poder cerrar el pozo con los elementos de barrera de pozo antes mencionados, dejar caer la herramienta dentro del pozo y cerrar: RAM Total.

(2) Siempre que se cierre el pozo con el RAM Parcial que se encuentra por debajo del KIL Line (inferior) o Choke Line (inferior), se debe evaluar el siguiente paso de trabajo para cerrar al Anular y aplicar de un Método de Control de pozo.

Tabla #1: Preventor del BOP designado para cerrar el pozo según el Arreglo de BOP utilizado en Perforación. ▲

Presione el siguiente icono para abrir la tabla:

2. Equipos de Workover

En la siguiente tabla se muestra el preventor del BOP designado para cerrar el pozo según el Arreglo de BOP utilizado en Workover, de acuerdo con el estándar Arreglo de BOP – Requerimientos Mínimos:

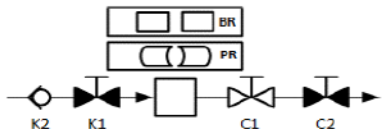
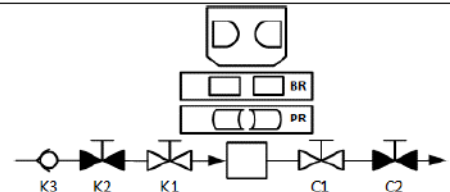
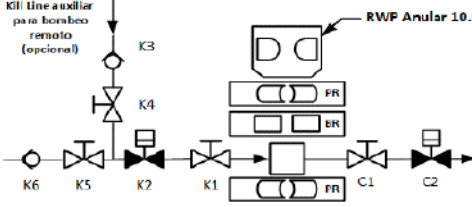

Presión de Superficie	Arreglo de BOP (según PAE-OTZ-ES-013)	Workover		
		Con herramienta frente al BOP		Caso 3: Sin Herramienta en el pozo
		Caso 1: Tubular sobre el cual puede sellar el RAM Parcial y el Anular	Caso 2: Herramienta frente al BOP sobre la cual no puede cerrar ningún RAM Parcial y sobre la cual, si, puede sellar el Anular (Por ejemplo: BHA, Casing Patch, Herramienta de Pesca, Instalaciones de producción, BES, cable de perfilaje, entre otros)	
Máxima 3.000 psi Clasificación según API Std 53: Clase 2 – R2	 <p>Referencias: BR (RAM Total-Ciego) / PR (RAM Parcial para Drill Pipe)</p>	Cerrar RAM Parcial.	N/A	Cerrar RAM Total.
Máxima 5.000 psi Clasificación según API Std 53: Clase 3-A1- R2	 <p>Referencias: BR (RAM Total-Ciego) / PR (RAM Parcial para Drill Pipe)</p>	1. Cerrar RAM Parcial. 2. En caso de falla del RAM Parcial, cerrar Anular.	1. Cerrar Anular.	1. Cerrar RAM Total. 2. En caso de falla del RAM Total, cerrar Anular.
Máxima 10.000 psi RWP Anular 10.000 psi Clasificación según API Std 53: Clase 4-A1-R3	 <p>Referencias: BR (RAM Total-Ciego) / PR (RAM Parcial para Drill Pipe)</p>	1. Cerrar RAM Parcial SUPERIOR. 2. En caso de falla del RAM Parcial Superior, cerrar Anular. 3. En caso de falla de los anteriores, cerrar RAM Parcial INFERIOR.	1. Cerrar Anular.	1. Cerrar RAM Total. 2. En caso de falla del RAM Total, cerrar Anular.

Tabla #2: Preventor del BOP designado para cerrar el pozo según el Arreglo de BOP utilizado en Workover.

Presione el siguiente icono para abrir la tabla: 

Anexo III - Pasos genéricos para aplicar el Cierre Duro en Equipos de Torre

En este anexo se muestran los pasos genéricos para aplicar el método cierre duro, según la operación que se esté realizando:

A. Perforando / Rotando, con herramienta en el fondo

1. Activar alarma de surgencia (bocina en continuo).
2. Detener la rotación.
3. Con bomba puesta, levantar la herramienta hasta posición de cierre del BOP designado.
4. Parar la bomba.
5. Cerrar BOP designado.
6. Cuando el BOP designado haya cerrado, abrir HCR (o válvula Sobremaestra del Choke line).
7. Apagar alarma de surgencia.
8. Registrar PCIC y PCIBS (Si hay float valve instalada aplicar procedimiento para abrir la válvula y leer la PCIBS).
9. Registrar Ganancia en Pileta.
10. Definir el método de control de pozo que se aplicará.

B. En Maniobra, sacando o bajando herramienta con Drill Pipe o Tubing

1. Activar alarma de surgencia (bocina en continuo).
2. Posicionar la herramienta en posición de cuña y poner las cuñas. Retirar el elevador.
3. Conectar en la cupla la FOSV (abierta), enroscar, torquear y cerrar FOSV.
4. Cerrar BOP designado.
5. Cuando el BOP designado haya cerrado, abrir HCR (o válvula Sobremaestra del Choke line).
6. Apagar alarma de surgencia.
7. Registrar PCIC.
8. Conectar Vástago o Top Drive.
9. Abrir FOSV.
10. Registrar PCIBS (Si hay float valve instalada aplicar procedimiento para abrir la válvula y leer la PCIBS).
11. Registrar Ganancia en Pileta.
12. Definir el método de control de pozo que se aplicará.

C. En maniobra, sacando o bajando portamechas ▲

1. Activar alarma de surgencia (bocina en continuo).
2. Colocar la herramienta en posición de cuña. Colocar collarín y cuña en el portamecha. Retirar el elevador.

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

3. Enroscar y torquear un Drill Pipe (DP) o pup joint el cual debe tener previamente enroscado y torqueado en el extremo superior la FOSV (abierta) y XO a Portamecha. ▲
4. Bajar el DP o pup joint, poner las cuñas, cerrar la FOSV. ▲
5. Cerrar RAM Parcial Superior, para que el Tool Joint se trabase contra la esclusa en caso de que la presión empuje la herramienta para arriba.
6. Cuando el RAM Parcial Superior haya cerrado, abrir HCR (o válvula Sobremaestra del Choke line).
7. Apagar alarma de surgencia.
8. Registrar PCIC.
9. Conectar Vástago o Top Drive y abrir FOSV.
10. Registrar PCIBS (Si hay float valve instalada aplicar procedimiento para abrir la válvula y leer la PCIBS).
11. Registrar Ganancia en Pileta.
12. Definir el método de control de pozo que se aplicará.

D. Durante la entubación con Casing (Liner/Tieback) ▲



Importante: Antes de empezar la entubación se deberá: ▲

- Tener preparada una de las siguientes opciones:
 - o A) en el piso de trabajo y sujeta al guinche de maniobra, una cabeza de circulación (circulating swage), la cual tiene previamente torqueada una válvula de tapón balanceado (abierta) o una FOSV (abierta).
 - o B) la FOSV con XO adecuados para conectar al Casing y Top Drive.



Nota: El uso de la FOSV permite conectar posteriormente DP (Drill Pipe), Vástago o Top Drive.

- Reducir la presión en el acumulador para el BOP Anular a 300 psi y definir la presión máxima en el acumulador para el casing que se esté utilizando.
1. Activar alarma de surgencia (bocina en continuo).
 2. Colocar el casing en posición de cuña. Acuñar el casing.
 3. Conectar al casing el elemento definido en la opción A o B anterior. Torquear dicho elemento al casing y cerrar la válvula de tapón balanceado o la FOSV. De ser posible, simultáneamente cerrar el BOP designado. ▲
 4. Cerrar el BOP designado, en caso de que no haya sido posible cerrarlo simultáneamente el paso anterior. ▲



Nota: En caso de que el BOP designado sea el Anular y se observe una fuga a través del packing unit luego de haberla cerrado, se debe aumentar gradualmente la presión de cierre desde el panel de control hasta que selle. Se deberá verificar la presión de cierre en el BOP Anular respecto de la presión de colapso del casing, esto se vuelve más crítico cuanto mayor es el diámetro del casing.

5. Cuando el BOP designado haya cerrado, elemento definido en la opción A o B anterior esté torqueado al casing y se haya cerrado la válvula de tapón balanceado o FOSV, abrir HCR. ▲
6. Apagar alarma de urgencia.
7. Registrar PCIC.
- 8.1 En caso de utilizar la cabeza de circulación con una válvula de tapón balanceado: Conectar válvula de tapón balanceado al stand pipe mediante líneas con chicksans. Abrir válvula de tapón balanceado.
- 8.2 En caso de utilizar la cabeza de circulación con una FOSV: Conectar y torquear DP, Vástago o Top Drive a la FOSV. Abrir FOSV.
- 8.3 En caso de utilizar FOSV más XO: Conectar y torquear Vástago o Top Drive a la FOSV. Abrir FOSV. ▲
9. Registrar PCIBS (Si hay float valve instalada aplicar procedimiento para abrir la válvula y leer la PCIBS).
10. Registrar Ganancia en Pileta.
11. Definir el método de control de pozo que se aplicará.

E. Sin tubería en el pozo

1. Activar alarma de urgencia (bocina en continuo).
2. Cerrar RAM Total (o RAM Total de sello y corte).
3. Abrir HCR (o válvula Sobremaestra del Choke line).
4. Apagar alarma de urgencia.
5. Registrar PCIC.
6. Registrar Ganancia en Pileta.
7. Definir el método de control de pozo que se aplicará.

Anexo IV – Alineación de válvulas del Frac Stack y Árbol de Producción en Operaciones Rigless

Se define utilizar la siguiente nomenclatura y abreviaturas para:

Válvulas del Frac Stack

Nomenclatura	Abreviatura
Válvula Corona o Sobremaniobra	V4
Válvula Intermedia o de Maniobra	V3
Válvula Lateral Sobremaestra para Pump Down	L1
Válvula Lateral Maestra para Pump Down	L2
Válvula Lateral Maestra hacia el Sistema de Retorno Rigless	L3
Válvula Lateral Sobremaestra hacia el Sistema de Retorno Rigless	L4
Válvula Sobremaestra (Rama Directa)	V2
Válvula Maestra (Rama Directa)	V1

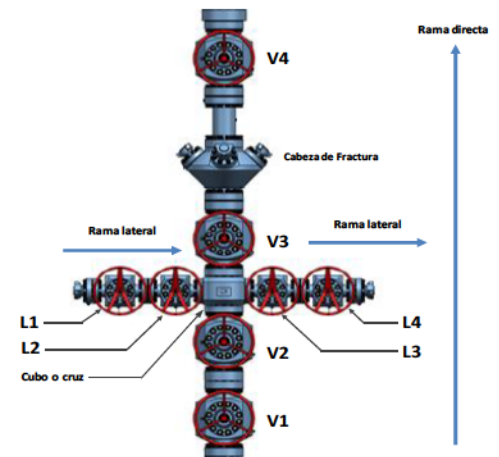


Figura #4 – Esquema genérico de un Frac Stack

Válvulas del Árbol de Producción

Nomenclatura	Abreviatura
Válvula Corona o Sobremaniobra	V4
Válvula Intermedia o de Maniobra	V3
Válvula Lateral Sobremaestra para bombeo de fluidos.	L1
Válvula Lateral Maestra para bombeo de fluidos.	L2
Válvula Lateral Maestra de producción	L3
Válvula Lateral Sobremaestra de producción	L4
Válvula Sobremaestra (Rama Directa)	V2
Válvula Maestra (Rama Directa)	V1

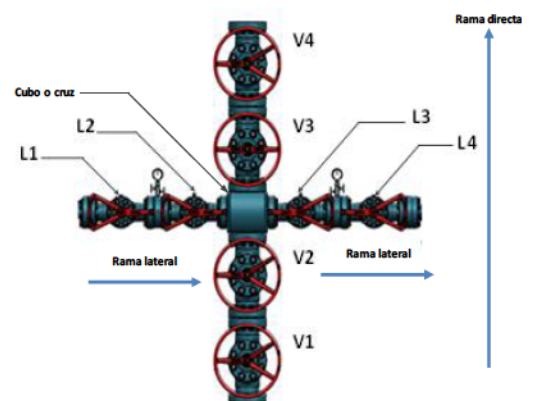


Figura #5 – Esquema genérico de un Árbol de Producción

Durante todas las operaciones Rigless se debe mantener la siguiente alineación de válvulas:

Válvulas de la rama lateral de Pump Down / Bombeo de fluidos (L1 y L2)

- Deben permanecer cerradas, excepto mientras se bombean fluidos por esta rama.



Nota: En caso de que exista una válvula aguas abajo (en la dirección que fluye el pozo) de L1, ubicada lo más cercana posible al Frac Stack (Árbol de Producción) y cuyo RWP sea mayor o igual que la máxima presión esperada en superficie, se podrá dejar dicha válvula cerrada y L2 abierta. Otras válvulas redundantes se deben mantener abiertas.

Válvulas de la rama lateral hacia el sistema de retorno Rigless / de Producción (L3 y L4)

- Deben permanecer cerradas, excepto mientras se permita fluir el pozo hacia el sistema de retorno Rigless o hacia la línea de producción.



Nota: En caso de que exista una válvula aguas abajo (en la dirección que fluye el pozo) de L4, ubicada lo más cercana posible al Frac Stack (Árbol de Producción) y cuyo RWP sea mayor o igual que la máxima presión esperada en superficie, se podrá dejar dicha válvula cerrada y L3 abierta. Otras válvulas redundantes se deben mantener abiertas.

Válvula de Fractura

- Debe permanecer cerrada, excepto mientras se bombea el tratamiento.



Nota: Cuando se instalen válvulas de la línea de fractura redundantes, entre el Frac Stack y la check valve, se debe cerrar la válvula que se encuentre más alejada del Frac Stack, es decir, aguas abajo (en la dirección que fluye el pozo) respecto de las otras válvulas. Otras válvulas redundantes se deben mantener abiertas.

Válvula de Corona o Sobremaniobra (V4)

- Debe permanecer cerrada, excepto mientras se corren herramientas a través de V4, por ejemplo: Herramientas de CT/SL/WL.

Válvula Intermedia o de Maniobra (V3)

- Debe permanecer cerrada, excepto mientras se:
 - bombea el tratamiento en una operación de Fracturamiento Hidráulico.
 - corren herramientas a través V3, por ejemplo: Herramientas de CT/SL/WL.

Válvula Sobremaestra (V2)

- Debe permanecer cerrada, excepto mientras se:
 - bombean fluidos por la rama lateral de Pump Down / Bombeo de Fluidos
 - permita fluir el pozo hacia el sistema de retorno Rigless o hacia la línea de producción.
 - bombea el tratamiento en una operación de Fracturamiento Hidráulico.
 - corren herramientas a través V2, por ejemplo: Herramientas de CT/SL/WL.

Válvula Maestra (V1)

- Debe permanecer abierta y sólo ser utilizada como último elemento de cierre del pozo.

1. Ejemplos genéricos de la alineación de las válvulas del Frac Stack (Árbol de Producción) previo a cerrar el pozo.

Operaciones de Fracturamiento Hidráulico:

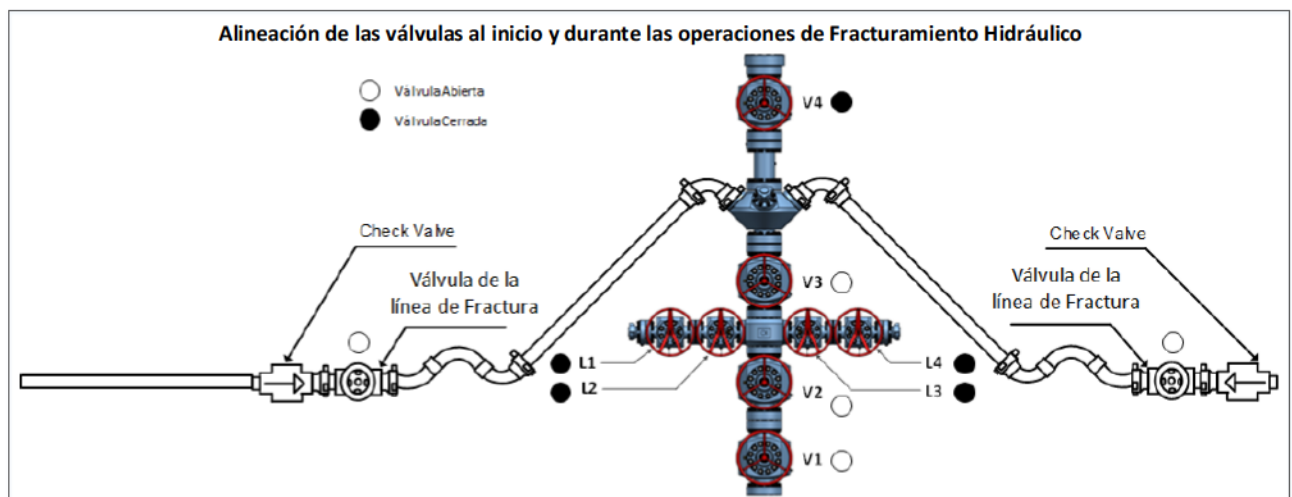


Figura # 6: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas en operaciones de Fracturamiento Hidráulico.

Operaciones de Flowback sin HCR instalada aguas abajo de L4:

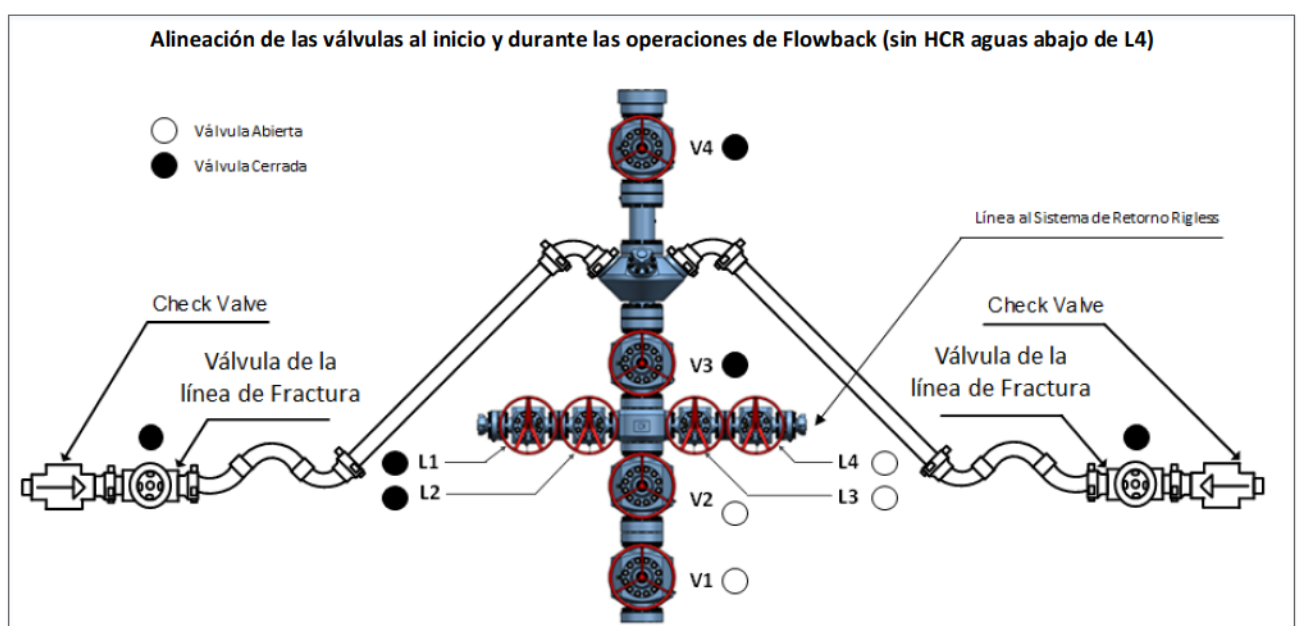


Figura # 7: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas en operaciones de Flowback sin HCR instalada aguas abajo de L4.

Operaciones de Flowback con HCR instalada aguas abajo de L4:

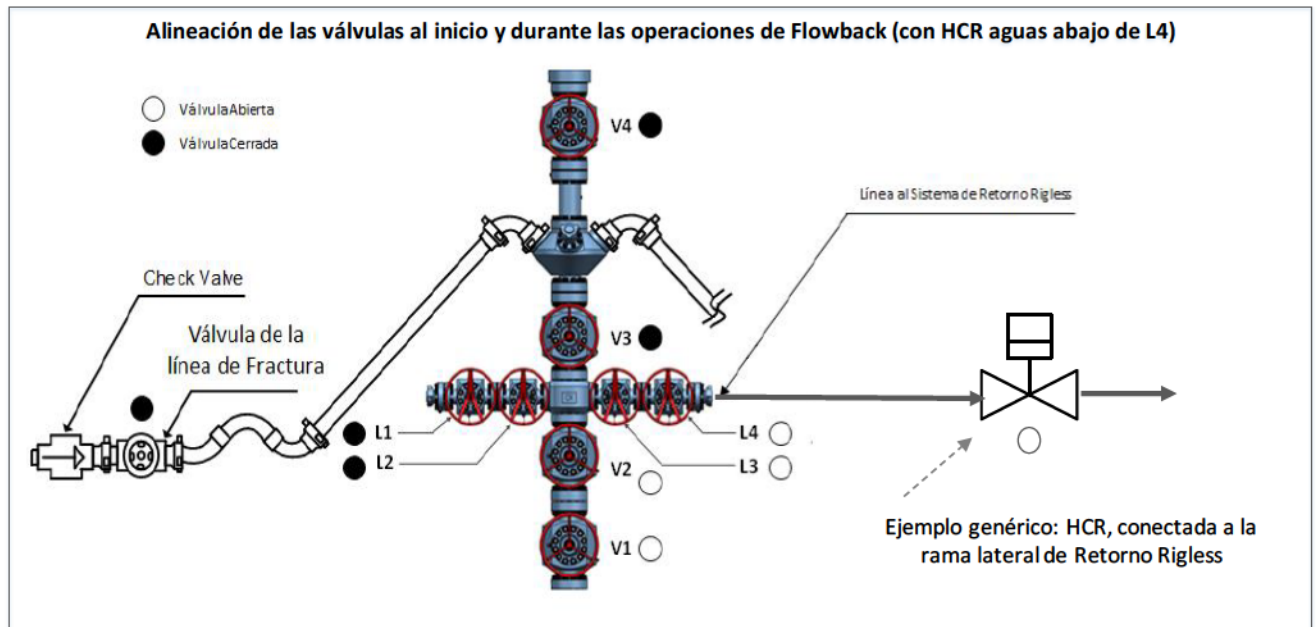


Figura # 8: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas en operaciones de Flowback con HCR instalada aguas abajo de L4.

Operaciones de Wireline y Slickline (Excepto Pump Down y otras operaciones en que se bombean fluidos por la rama lateral con herramientas de WL/SL dentro del pozo):

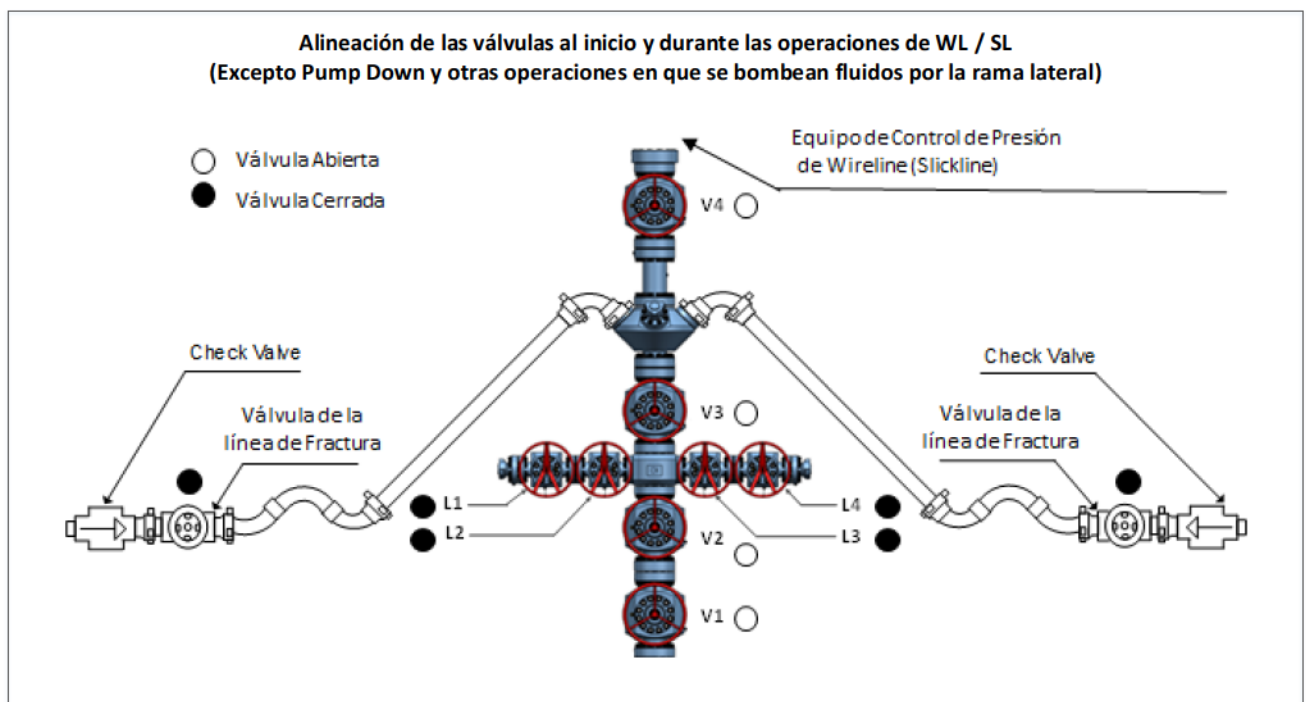


Figura # 9: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas en operaciones de Wireline y Slickline (Excepto Pump Down y otras operaciones en que se bombean fluidos por la rama lateral con herramientas de WL/SL dentro del pozo).

Operaciones de Wireline y Slickline (Pump Down y otras operaciones en que se bombean fluidos por la rama lateral con herramientas de WL/SL dentro del pozo):

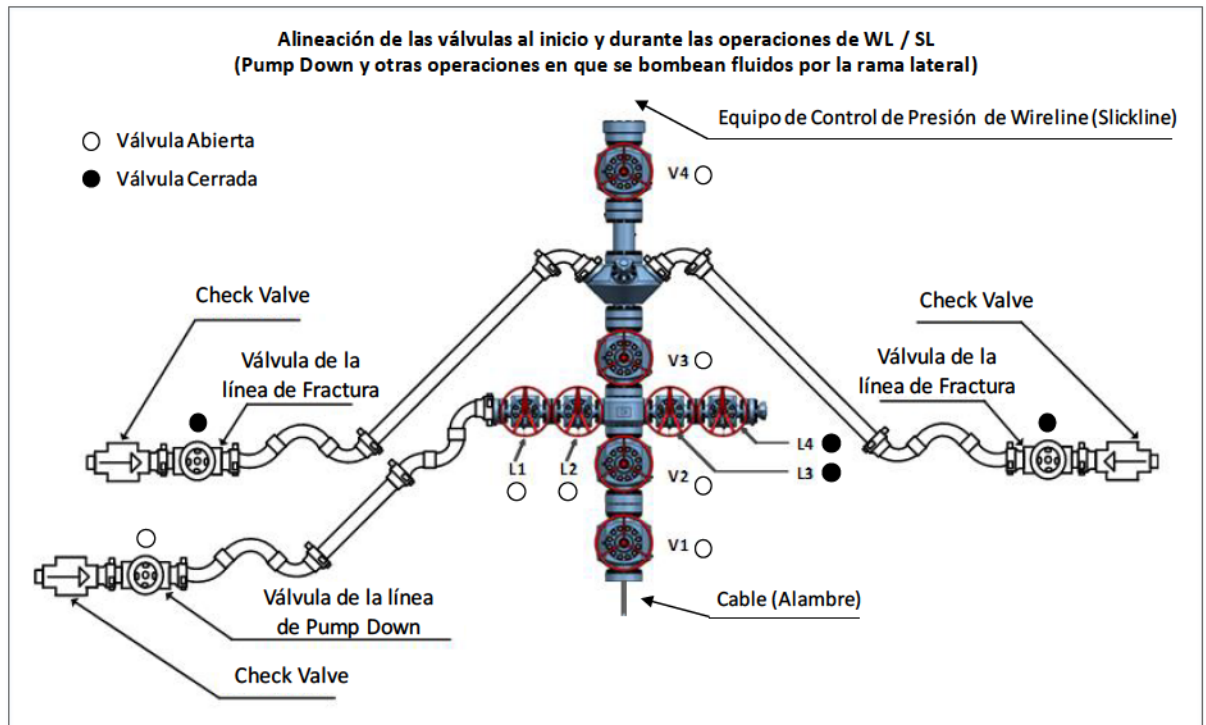


Figura # 10: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas en operaciones de Wireline y Slickline (Pump Down y otras operaciones en que se bombean fluidos por la rama lateral con herramientas de WL/SL dentro del pozo).

Operaciones de Coiled Tubing sin HCR instalada aguas abajo de L4:

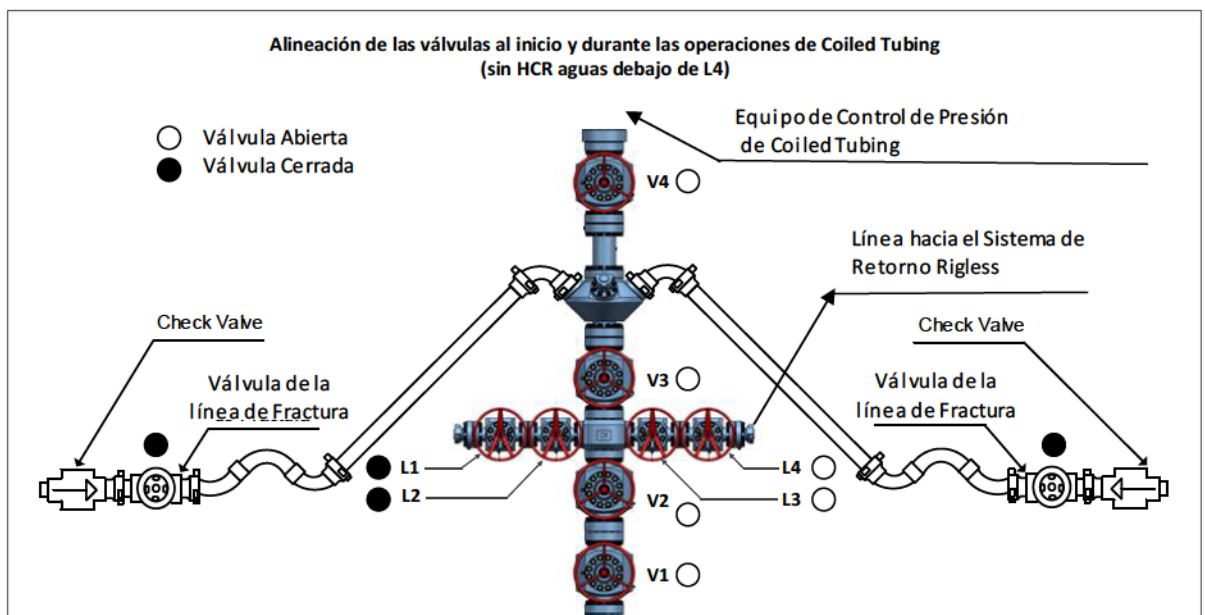


Figura # 11: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas en operaciones de Coiled Tubing sin HCR instalada aguas abajo de L4.

Operaciones de Coiled Tubing con HCR instalada aguas abajo de L4:

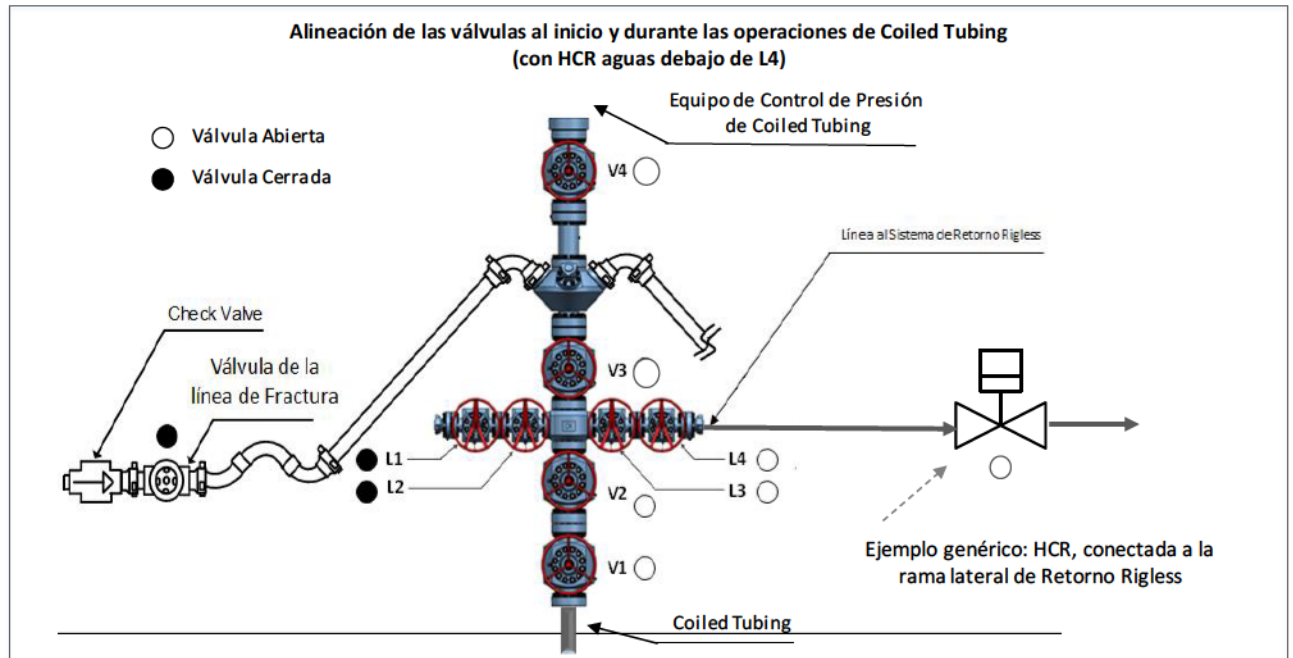


Figura # 12: Ejemplo genérico de la alineación de válvulas en operaciones de Coiled Tubing con HCR instalada aguas abajo de L4.

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

6. Fuga severa en el sistema de Retorno Rigless sin HCR instalada aguas abajo de L4:

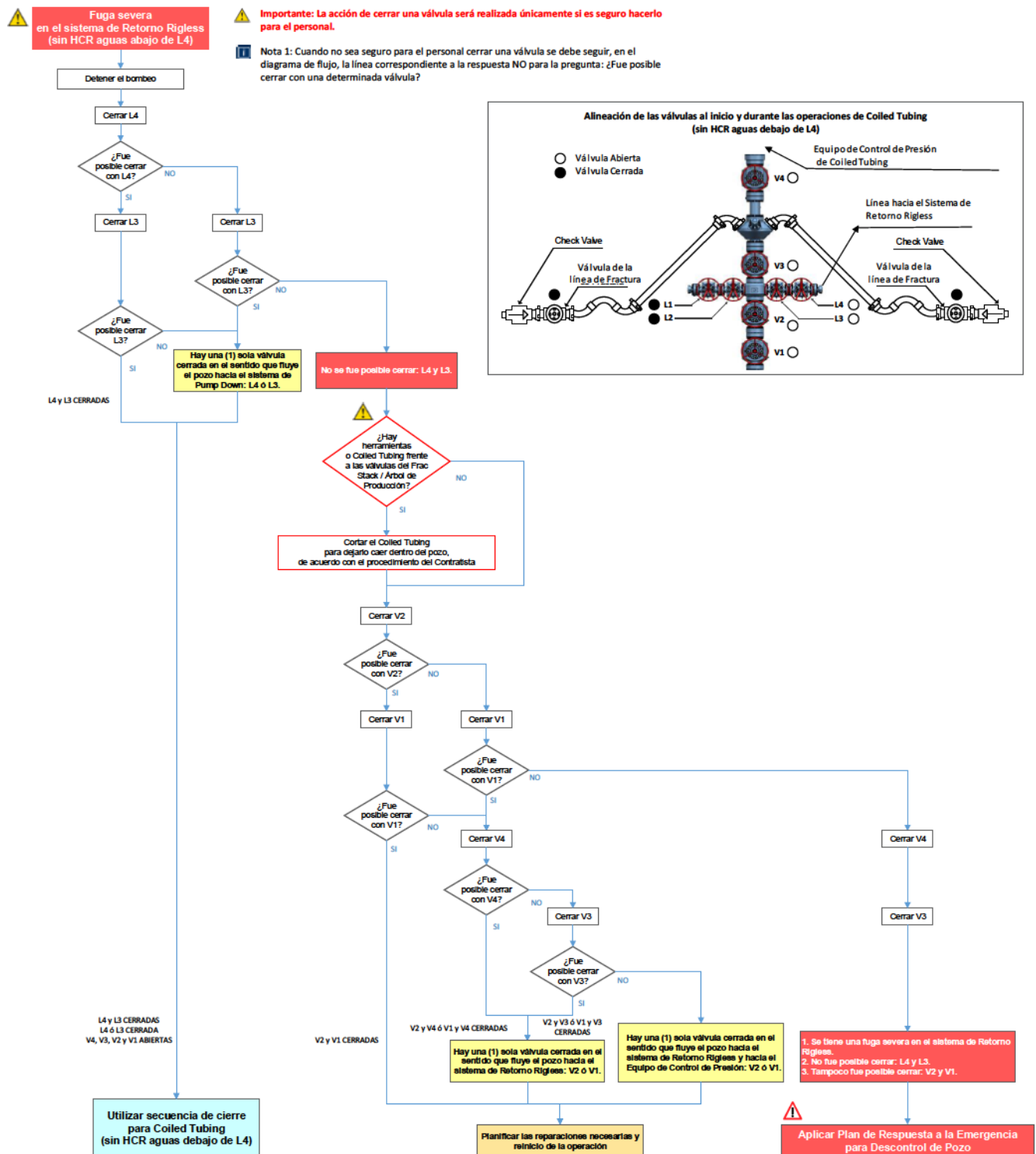



Figura #18 - Pasos y Válvulas del Frac Stack (Árbol de Producción) designadas para cerrar el pozo en caso de que ocurra una fuga severa en el sistema de Retorno Rigless sin HCR instalada aguas abajo de L4.

Presione el siguiente ícono para abrir el diagrama de flujo: 

7. Fuga severa en el sistema de Retorno Rigless con HCR instalada aguas abajo de L4:

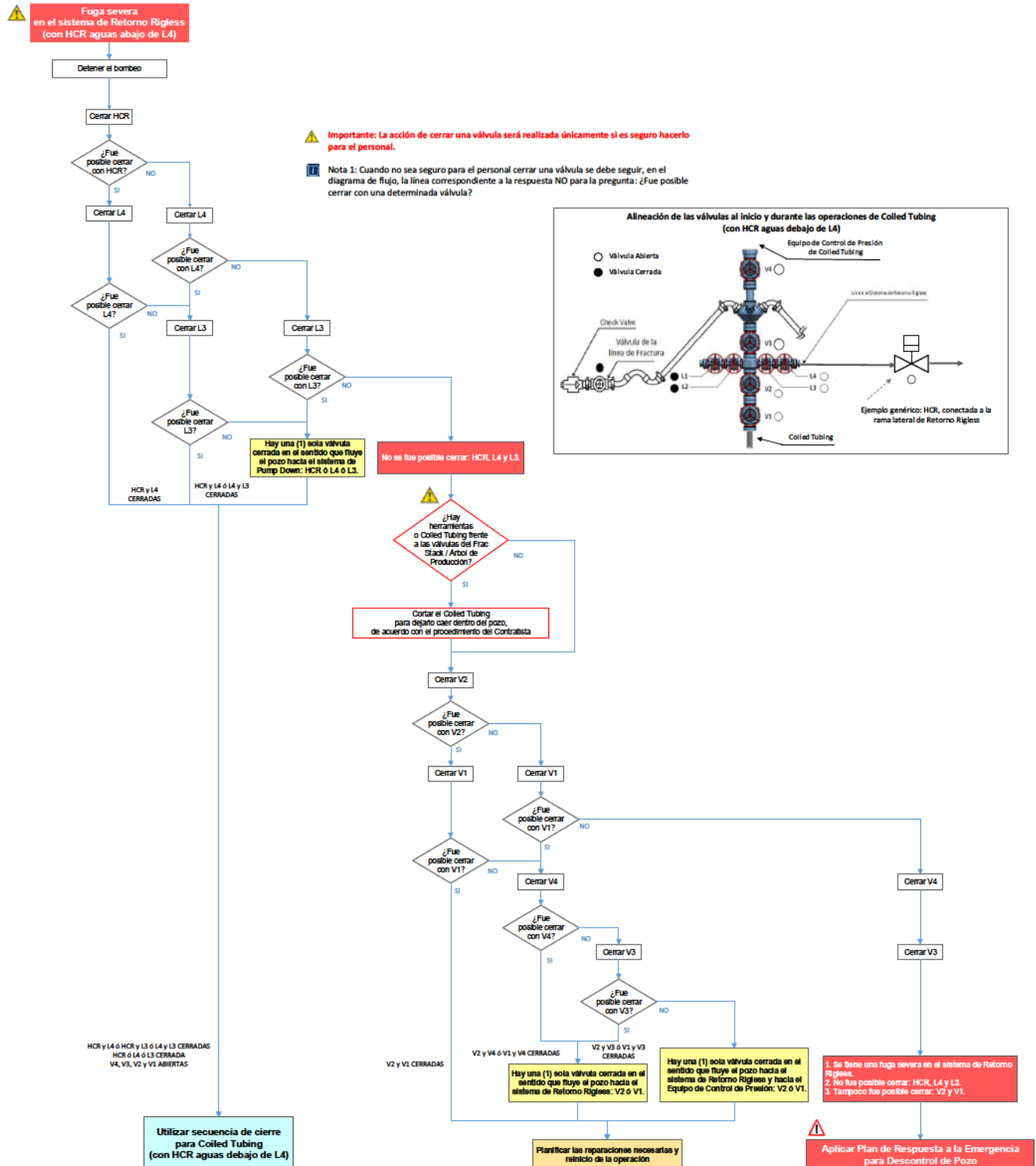



Figura #19 - Pasos y Válvulas del Frac Stack (Árbol de Producción) designadas para cerrar el pozo en caso de que ocurra una fuga severa en el sistema de Retorno Rigless con HCR instalada aguas abajo de L4.

Presione el siguiente ícono para abrir el diagrama de flujo: 

8. Operaciones de Coiled Tubing sin HCR instalada aguas abajo de L4

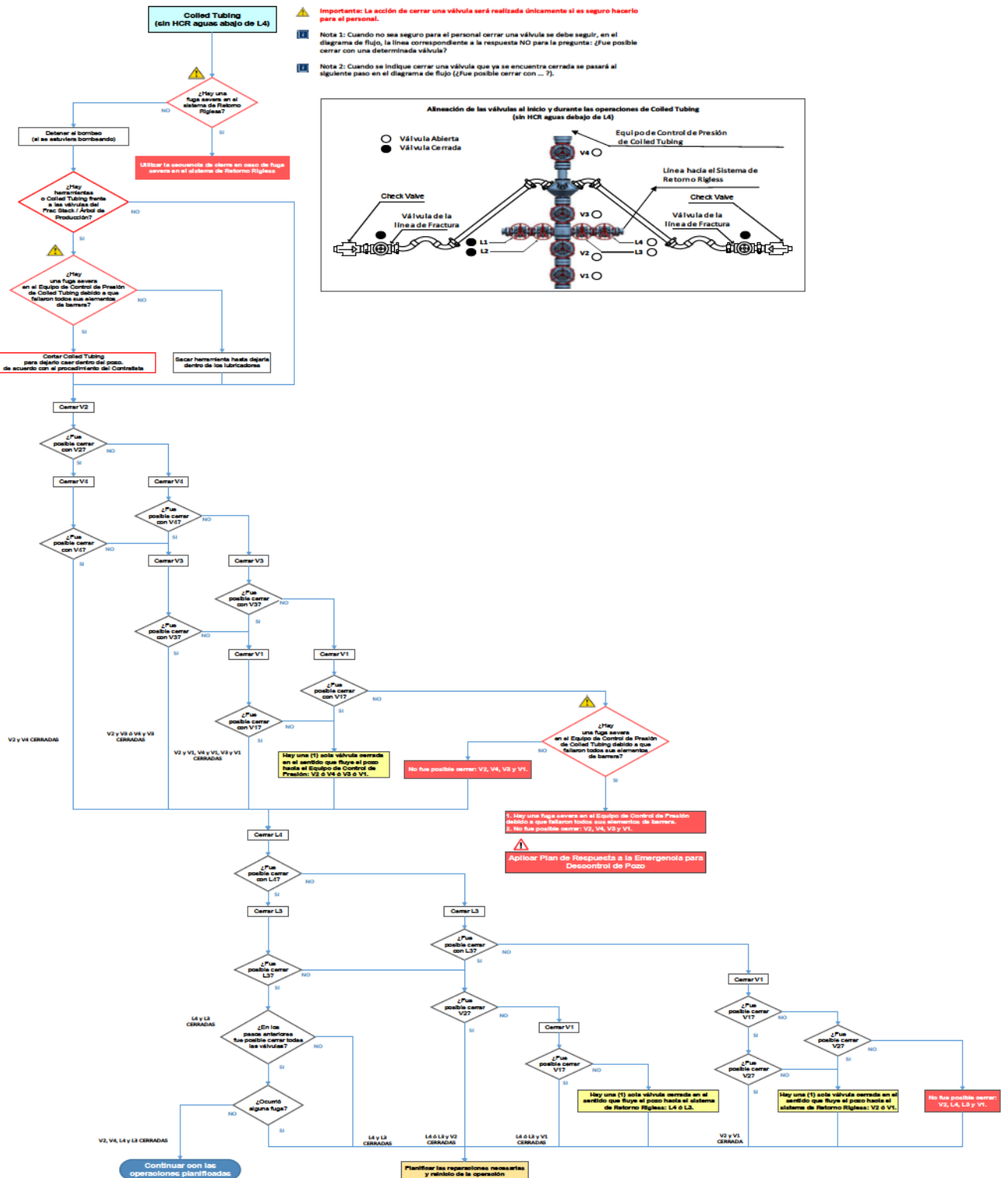


Figura #20 - Pasos y Válvulas del Frac Stack (Árbol de Producción) designadas para cerrar el pozo en Operaciones de Coiled Tubing sin HCR instalada aguas abajo de L4.

Presione el siguiente ícono para abrir el diagrama de flujo: 