	<p>Estándar</p> <p><b>Pruebas de Presión</b></p> <p><b>Casing, Liner, Tieback y Tubing</b></p>	<p>Autorizó</p> <p>Enrique Lusso</p> <p>Director General</p>
	<p>Revisión: 3</p> <p>Fecha: 31/05/2021</p>	<p>Página: 1 de 10</p> <p>Código: HOK-OTZ-ES-011</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
3	Ver control de cambio – revisiones.	31/05/2021
2	Se actualiza la Tabla #4 (Presión a la que se debe realizar la prueba de las tubulares) y apartado 4.2.2 (Prueba de presión de flujo negativo).	08/01/2021
0	Primera edición del documento.	25/08/2020

	<p style="text-align: center;">Estándar</p> <p style="text-align: center;"><b>Pruebas de Presión Casing, Liner, Tieback y Tubing</b></p>	
	Revisión: 3 Fecha: 31/05/2021	Página: 2 de 10 Código: HOK-OTZ-ES-011

#### Control de cambios - revisiones:

Versión	DESCRIPCIÓN	FECHA
3	1) Se aclara que las pruebas de presión de flujo positivo deben realizarse con presión interna, excepto para la condición definida en la Nota 1. 2) En la Tabla #1 (Actividades de Perforación en las que se debe realizar una prueba de presión) se agrega cuándo se debe realizar la prueba de Tieback. 3) Se aclara que el registro del Volumen Retornado debe realizarse únicamente para pruebas de presión de flujo negativo a presión atmosférica y que el registro del Máximo Incremento de Presión es únicamente para pruebas de presión de flujo negativo con presión de cierre. 4) Se elimina el requisito de registrar en Open Wells la máxima presión durante la prueba.	31/05/2021
2	1) Se actualiza la Tabla #4 (Presión a la que se debe realizar la prueba de las tubulares) y apartado 4.2.2 (Prueba de presión de flujo negativo).	08/01/2021

## 1 Objetivo

Establecer los criterios para verificar la integridad del Casing, Liner, Tieback y Tubing para instalaciones de producción e inyección, a través de pruebas de presión.

## 2 Alcance

Este Estándar es de aplicación con carácter obligatorio para todo el personal propio y contratado involucrado en las operaciones de D&C, tanto para operaciones Onshore como Offshore.

Se excluyen del alcance de este estándar los tubings utilizados en las sarts de maniobras.

## 3 Términos, abreviaturas y definiciones

- **BOP:** *Blow Out Preventer.*
- **D&C:** *Drilling & Completion.*
- **IND:** Inspección No Destructiva.
- **MASP** (*Maximum Anticipated Surface Pressure*): Máxima Presión Esperada en Superficie, para cada sección o etapa del pozo durante la perforación, completación e intervención.
- **ML:** Mud Line.
- **MLS:** Mud Line System.
- **HOK:** HOKCHI Energy.

- **RAL:** Ratch-A-Latch.
- **RWP** (*Rated Working Pressure*): Máxima presión interna de trabajo que el equipo puede contener y/o controlar de acuerdo con el fabricante.
- **WO:** *Workover*.

**Definiciones:**

**Casing:** Tubería de revestimiento que se extienden desde el cabezal del pozo y se cementan tanto para aislar las formaciones como soportar esfuerzos durante la construcción de un pozo.

**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.

**Presión Estable:** Significa que la presión no varía dentro del periodo de prueba.

**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.

**Presión de Prueba:** valor de presión aplicada, en superficie, a un Equipo o Sistema para verificar su integridad como contenedor de presión.

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

**Tubing:** Para el alcance de este estándar se refiere a Tubing para instalaciones de producción e inyección.

**Tubing para instalaciones de producción e inyección:** Tubería que se extiende desde el cabezal del pozo, dentro de un casing o liner o Tieback, y que es utilizada para conducir el fluido del reservorio a superficie o para inyectar fluidos al reservorio.

**Tubing utilizados en las sartas de maniobras:** Tubería utilizada en las sartas de maniobras, por ejemplo, pero sin limitarse únicamente a los siguientes: para el bombeo de tratamientos de estimulación, cementaciones auxiliares o squeezes, y ensayos.

**Tubulares:** Casing, Liner, Tieback y Tubing para instalaciones de producción o inyección.

## 4 Desarrollo

La Prueba de presión de los tubulares, dentro del alcance de este estándar, se debe realizar con una columna homogénea de fluido con densidad conocida, la cual puede ser agua, lodo o fluido de completación.

Las pruebas de presión de flujo positivo deben realizarse con presión interna. ▲

## Pruebas de Presión Casing, Liner, Tieback y Tubing

Revisión: 3

Fecha: 31/05/2021

Página: 4 de 10

Código: HOK-OTZ-ES-011



**Nota 1:** En caso de que exista una limitación para realizar dicha prueba con presión interna, en los **tubings con conexiones Premium utilizados para instalaciones de producción** (sello metal-metal), se permite realizar la prueba de presión de flujo positivo aplicando presión externa. En el Programa de Pozo debe incluirse la justificación y análisis de riesgos. ▲

En la etapa de perforación se debe realizar dicha prueba:

Perforación
Casing y Liner: Antes de rotar el collar (float collar).
Tieback: Antes de que se exponga a las condiciones de servicio. ▲

Tabla # 1: Actividades de Perforación en las que se debe realizar una prueba de presión.

Para la etapa de Completación, Reparación e Intervención se debe programar dicha prueba para el momento de menor riesgo asociado con las maniobras planificadas, de acuerdo con la siguiente tabla:

Completación	
Casing/Liner/Tieback	Tubing para instalaciones de producción e inyección
Antes de aplicar presión a la tubería durante bombeos, por ejemplo y sin limitarse solo a ellos: Apertura de camisa iniciadora, Fracturamiento hidráulico, Cementaciones auxiliares o squeezes, Bombeo de ácidos, Nitrógeno y CO <sub>2</sub> .	Antes de aplicar presión a la tubería durante bombeos, por ejemplo y sin limitarse solo a ellos: Apertura de camisa iniciadora, Fracturamiento hidráulico, Cementaciones auxiliares o squeezes, Bombeo de ácidos, Nitrógeno y CO <sub>2</sub> .
Antes de comunicar la tubería con algún reservorio cuya MASP > 0 psi.	Antes de comunicar la tubería con algún reservorio cuya MASP > 0 psi.
Después del reemplazo de tramos de tubería (casing patch), cementaciones auxiliares y squeezes que afecten la envolvente de barrera del pozo.	En caso de que la tubería no haya sido probada en otra maniobra previa o se haya desconectado al menos una unión, debe ser probada antes de entregar el pozo a producción.

Tabla # 2: Actividades de Completación en las que, antes o después, se debe realizar una prueba de presión.

	<p style="text-align: center;">Estándar</p> <p style="text-align: center;"><b>Pruebas de Presión Casing, Liner, Tieback y Tubing</b></p> <p>Revisión: 3 <span style="float: right;">Página: 5 de 10</span>  Fecha: 31/05/2021 <span style="float: right;">Código: HOK-OTZ-ES-011</span></p>
---	---

Reparación / Intervención	
Casing/Liner/Tieback	Tubing para instalaciones de producción e inyección
Antes de someter a la tubería a una presión mayor a la presión con que se realizó la última prueba de presión.	Antes de aplicar presión a la tubería durante bombeos, por ejemplo y sin limitarse solo a ellos: Apertura de camisa iniciadora, Fracturamiento hidráulico, Cementaciones auxiliares o squeezes, Bombeo de ácidos, Nitrógeno y CO <sub>2</sub> .
Antes de aplicar a la tubería presión desde superficie y se tenga indicios de desgaste o pérdida de integridad. Por ejemplo, pero sin limitarse únicamente a ellos: pozos con fluidos corrosivos, pozos que produzcan por arriba de la velocidad crítica, pozos donde se tenga evidencia o se sospeche que existe presión sostenida en entre el casing/liner de producción y la siguiente tubería de revestimiento.	Antes de comunicar la tubería con algún reservorio que someta a la tubería a una presión mayor que la última prueba de presión.
Después del reemplazo de tramos de tubería (casing patch), cementaciones auxiliares y squeezes que afecten la envolvente de barrera del pozo.	En caso de que la tubería NO haya sido probada en otra maniobra previa, o se haya desconectado al menos una unión, debe ser probada antes de entregar el pozo a producción.

Tabla # 3: Actividades de Reparación / Intervención en las que, antes o después, se debe realizar una prueba de presión.



**Importante:** La presión a la que se sometan los tubulares durante la ejecución de las operaciones, NO debe superar la presión a la que se realizó la prueba. Excepto para realizar la apertura de la camisa iniciadora cuya presión de apertura es superior a la presión de prueba.



**Nota 2:** La presión de apertura de las camisas iniciadoras debe diseñarse para que sea la más cercana posible a la presión de prueba, sin superar los esfuerzos máximos que puede soportar el tubular considerando los factores de diseño de acuerdo con el estándar de Diseño de Casing, Liner y Tubing.



**Nota 3:** En caso de utilizar dispositivos de doble etapa se debe realizar una prueba de presión de flujo positivo antes de rotar dicho dispositivo y otra luego de rotarlo, de acuerdo con la Tabla #1 y # 2.

#### 4.1 Presión de Prueba

El Ingeniero a cargo del pozo debe incluir en el Programa de Pozo la Presión de Prueba en superficie y la densidad de fluido que se utilizará en dicha prueba.

La presión de prueba en superficie se encuentra definida en la siguiente tabla:

	Estándar	
	<b>Pruebas de Presión Casing, Liner, Tieback y Tubing</b>	
	Revisión: 3 Fecha: 31/05/2021	Página: 6 de 10 Código: HOK-OTZ-ES-011

Prueba de presión de flujo positivo				Prueba de presión de flujo negativo
Casing		Tubing para instalaciones de Producción o Inyección	Liner y Tieback	Liner y Tieback
Perforación	Completación Reparación			
Máxima presión en superficie para la cual fue diseñado el casing de acuerdo con los escenarios de carga.	MASP	MASP	<p>La mayor de las siguientes presiones:</p> <p>1.a) Perforación:  <math>P_{sup} \text{ [psi]} - (\rho_{Prueba \text{ [ppg]}} - \rho_{Formación \text{ [ppg]}}) \times \text{Colgador Liner}_{TVD} \text{ [m]} \times 3,281 \times 0,052</math></p> <p>1.b) Completación / Reparación:  <math>MASP \text{ [psi]} - (\rho_{Prueba \text{ [ppg]}} - \rho_{Formación \text{ [ppg]}}) \times \text{Colgador Liner}_{TVD} \text{ [m]} \times 3,281 \times 0,052</math></p> <p>2) 500 psi sobre la presión de LOP de la formación revestida por el Liner o Tieback. ▲</p>	Realizar la prueba de presión a un mínimo de 500 psi (equivalentes al tope del liner), por debajo de la menor presión estimada de las formaciones recubiertas por el Liner o Tieback. ▲

*Tabla # 4 –Presión a la que se debe realizar la prueba de los tubulares. ▲*

*Donde:*

Colgador Liner<sub>TVD</sub> [m]: Profundidad vertical verdadera del Colgador del Liner.

$\rho_{Prueba}$  [ppg]: Densidad del fluido utilizado para la prueba.

$\rho_{Formación}$  [ppg]: Densidad del fluido de formación utilizado para el cálculo de  $P_{sup}$ .

LOP: Presión de fuga de formación (Leak Off Pressure).

MASP [psi]: Máxima Presión Esperada en Superficie.

$P_{sup}$  = Máxima presión en superficie para la cual fue diseñado el Liner o Tieback de acuerdo con los escenarios de carga.



**Nota:** Para la prueba de presión de los Tiebacks que se conectan al MLS se debe considerar el menor valor de presión de prueba entre el ML Hanger y RAL o Landing Sub, de acuerdo con las especificaciones del fabricante.

#### 4.1.1 Límite de la presión de prueba

Se debe verificar que la presión de prueba no se supere ninguno de los siguientes límites:

1. RWP de la Instalación de Superficie la cual incluye, pero no se limita únicamente a los siguientes elementos: Cabezal del pozo, BOP, Frac Stack, Árbol de Producción, entre otros.
2. La presión máxima de diseño del tubular, considerando:

	<p style="text-align: center;">Estándar</p> <p style="text-align: center;"><b>Pruebas de Presión Casing, Liner, Tieback y Tubing</b></p>	
	Revisión: 3 Fecha: 31/05/2021	Página: 7 de 10 Código: HOK-OTZ-ES-011

- a. La reducción en sus especificaciones. Por ejemplo, pero sin limitarse únicamente a ellos, debidas a: erosión y corrosión.



**Nota 4:** La verificación del diseño considerando la reducción en sus especificaciones debe realizarse utilizando el software aprobado por HOK para tal fin.

- b. Los factores de diseño de acuerdo con el estándar Diseño de Casing, Liner y Tubing.
3. La presión máxima que soportan las herramientas y dispositivos expuestos a la presión de prueba, según la envolvente definida por su fabricante en función de la tensión y presión diferencial a las que estarán sometidas dichas herramientas, durante la prueba de presión. Por ejemplo y sin limitarse únicamente a ellos: Dispositivos de doble etapa, packers, camisas iniciadoras, etc.

El Company Man debe comunicar al personal del Equipo de Torre / Rigless y compañía de servicio de bombeo (esta última cuando sea necesaria), el valor de presión y la densidad del fluido definidas en el Programa de Pozo con que se realizará la prueba, a través de las Guías de 12 hs. ▲

## 4.2 Criterio de Aceptación para las Pruebas de Presión

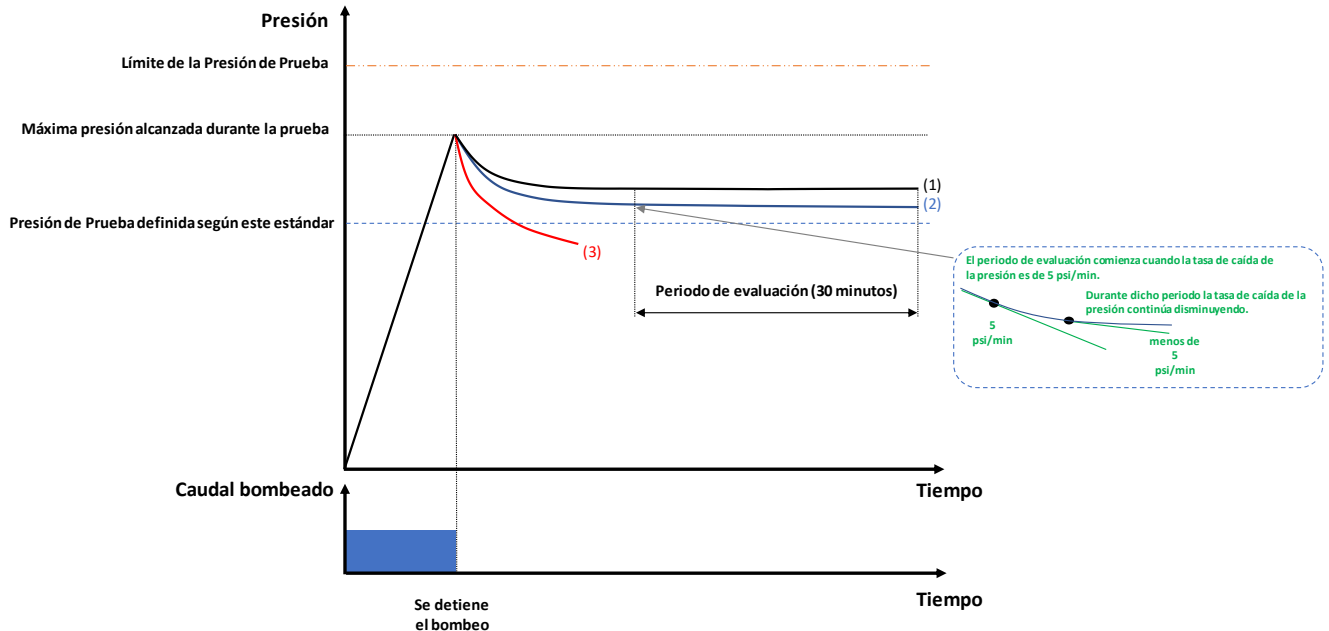
Las pruebas deben ser presenciadas y validadas por el Company Man.

En caso de que luego de una cantidad razonable de intentos una prueba resulte No Satisfactoria (no cumple con el criterio de aceptación definido en este estándar), se debe aplicar el estándar Manejo de Cambio para analizar los riesgos, definir las acciones a seguir y obtener las aprobaciones correspondientes. ▲

### 4.2.1 Prueba de presión de flujo positivo

Una prueba se considera satisfactoria (aprobada) cuando se cumplen, simultáneamente, los siguientes dos (2) puntos:

1. La presión de prueba registrada, a partir de que se detiene el bombeo, no debe disminuir por debajo de la Presión de Prueba definida según este estándar.
2. Durante un periodo de evaluación de 30 minutos continuos, la presión registrada permanece estable o con una tasa inicial de caída de 5 psi/min que luego decrece asintóticamente durante dicho periodo (ver figura #1 a continuación). Este criterio responde a que pueden existir efectos de temperatura y aire residual en el fluido de prueba que demoren, o eventualmente no permitan la obtención de una sección estable (perfectamente horizontal o flat). Por eso se admite una curva que no es constante, pero que sí es asintótica y con una tasa inicial máxima definida.



*Figura # 1 - Gráfico de Prueba de Presión de flujo positivo. Las curvas (1) y (2) muestran pruebas Satisfactorias / Aprobadas, mientras que la curva (3) muestra una prueba No Satisfactoria / No Aprobada, curva (3).*

En la Figura # 1 se muestra un ejemplo con tres Pruebas de Presión de flujo positivo:

Curva (1): Muestra la curva correspondiente a una Prueba Satisfactoria (Aprobada) en la que durante el periodo de evaluación la presión se estabiliza por encima de la Presión de Prueba definida según este estándar.

Curva (2): Muestra la curva correspondiente a una Prueba Satisfactoria (Aprobada) en la que al inicio del periodo de evaluación la presión cae con una tasa menor o igual a 5 psi/min y continúa decreciendo asintóticamente durante dicho periodo, es decir que la tasa con que continúa disminuyendo la presión, es cada vez menor. Y permanece por encima de la Presión de Prueba definida según este estándar.

Curva (3): Muestra la curva correspondiente a una Prueba No Satisfactoria (No Aprobada) en la que la presión cae por debajo de la Presión de Prueba definida según este estándar.

#### 4.2.2 Prueba de presión de flujo negativo

Las pruebas pueden realizarse mediante el desplazamiento con un fluido de menor densidad o mediante la implementación de un RTTS packer (o tecnología similar).

Las pruebas no deben realizarse con una sarta vacía.



**A presión atmosférica:**

La prueba se considera satisfactoria (aprobada) cuando en el periodo de evaluación se cumple que no hay flujo, como mínimo, durante 30 minutos continuos.

El volumen de retorno aceptable debe ser determinado previo a la ejecución de la prueba.

**Con presión de cierre:**

La prueba se considera satisfactoria (aprobada) cuando en el periodo de evaluación no se detecta un incremento de presión mayor al rango permitido, como mínimo, durante 30 minutos continuos.

El cambio de presión aceptable debido a la expansión o contracción térmica, se basará en su respectiva Ingeniería Modelo definida para el diseño de Casing, Liner y Tieback. ▲

**4.3 Equipamiento utilizado en las pruebas de presión**

Las pruebas de presión deben realizarse utilizando equipamiento de bombeo de bajo caudal controlable y alta presión.



**Nota 5:** Se permite el uso de bombas eléctricas, hidráulicas o neumáticas para realizar las pruebas de presión.



**Nota 6:** Únicamente para Equipos de WO en operaciones Onshore, se permite el uso de las bombas de ahogue accionadas por motores a combustión para realizar pruebas hasta 3,000 psi.

Para registrar la prueba de presión se debe utilizar un sensor con la resolución necesaria para poder validar la prueba de acuerdo con este estándar.

Los registradores de presión deben ser calibrados y cumplir con una IND, de acuerdo con los procedimientos del Fabricante o la Compañía de Bombeo, el que resulte más estricto.

**4.4 Registro de la Prueba de Presión**

Se debe registrar en Open Wells:

- 1) Densidad de fluido utilizado para la prueba de presión.
- 2) Volumen retornado (únicamente para pruebas de presión de flujo negativo a presión atmosférica). ▲
- 3) Máximo incremento de presión (únicamente para pruebas de presión de flujo negativo con presión de cierre). ▲
- 4) Presión en superficie al finalizar la prueba. ▲
- 5) Curva de presión vs. tiempo obtenida durante la prueba (adjuntar captura de pantalla).
- 6) Resultado de la prueba de presión (satisfactoria o NO satisfactoria).

**Pruebas de Presión Casing, Liner, Tieback y Tubing**

Revisión: 3

Página: 10 de 10

Fecha: 31/05/2021

Código: HOK-OTZ-ES-011

**5 Documentos de Referencia**

- API RP 5A5, Field Inspection of New Casing, Tubing, and Plain-end Drill Pipe.
- API RP 5B1, Gauging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads.
- API RP 5C1, Care and Use of Casing and Tubing.
- API Spec 5B, Threading, Gauging, and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads.
- API TR 5C3, Calculating Performance Properties of Pipe Used as Casing or Tubing.

**6 Anexos**

- N/A