

INTERPRETACIÓN DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN NEGATIVA

Diseño e interpretación de una prueba de presión negativa para verificar integridad del tope de liner de un pozo petrolero en un campo colombiano

Diego Andrés Cáceres Anaya

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de petróleos

Directora:

Olga Patricia Ortiz Cancino

Doctora en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Agradecimiento

Primeramente, quiero darle gracias a Dios por permitirme culminar esta meta propuesta desde el año 2013 y disponer de todos sus recursos para que esto fuera posible.

Darles gracias a mis padres Sergio Cáceres y Yolanda Anaya por ser mi apoyo incondicional, gracias por creer en mí y por haber trabajado tan duro para ayudarme a realizar mi sueño de ser ingeniero de petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Gracias a mi tío Robinson Anaya por sus consejos y por ser mi *Figura* a seguir, pues sin él no hubiera sido posible todo esto.

Gracias a mi hermano Samir Cáceres por acompañarme en esas largas traspasadas de estudio, y escucharme siempre.

Gracias a mi novia Johana Ramírez por ser mi apoyo incondicional, por escucharme y por estar siempre a mi lado durante el transcurso de mi carrera profesional.

Gracias a mis amigos Javier Robayo, Brandon Casas, Manuel Galindo y Erika Peña por ser mis compañeros de aventura y a la vez de estudio, donde tuvimos la oportunidad de compartir como familia viviendo y estudiando juntos.

Gracias a todos los que se cruzaron en mi carrera profesional, pues de ellos aprendí algo.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	13
1.1. Objetivo General.....	13
1.2. Objetivos específicos.	13
2. Marco teórico	14
2.1. Liner	15
2.1.1. Tipos de Liner	16
2.1.2. Ventajas del Liner	17
2.2. Proceso de Cementación	18
2.2.1. Procedimiento operativo para cementar liner.....	21
2.2.2. Equipos para cementación.....	22
2.3. Prueba de presión negativa	26
3. Diseño de una prueba de presión negativa.....	28
3.1 Aplicación de una prueba de presión negativa	28
3.2 Preparación de la prueba.....	28
3.2.1 Inspección de equipos y herramientas.....	28
3.2.2 Evaluación de riesgos previos a la operación.....	29
3.2.3 Pruebas hidrostáticas a herramientas y accesorios	29
3.2.4 Medición y calibración de herramientas y equipos	29
3.2.5 Cálculos operacionales.....	29
3.3. Herramientas y accesorios dentro del pozo	30

3.3.1.	Mule Shoe.	31
3.3.2.	Gauge Carrier:	32
3.3.3.	Big John Jar	33
3.3.4.	RTTS Safety Joint	34
3.3.5.	Válvula LPR-N.....	34
3.3.6.	Rupture disk, Circulating valve.....	35
3.4.	Herramientas y accesorios de superficie.....	35
3.4.1.	Válvula de seguridad tipo TIW	36
3.4.2.	Side Entry Sub.....	37
3.4.3.	Válvula Low-Torque	37
3.4.4.	Manguera Poli-Flow.....	37
3.4.5.	Caneca de Burbujeo	37
3.5.	Diseño para una prueba de presión negativa.....	37
3.5.1.	Izaje y conexión de herramientas	38
3.5.2.	Corrida de sarta de prueba negativa.	39
4.	Implementación de una prueba de presión negativa	42
4.1	Estado mecánico de pozo 1	45
4.2	Cálculo del número de juntas llenas con fluido	47
4.3	Cálculo de la fuerza requerida en el Empaque.....	48
4.4	Activación de la Válvula de circulación	49
4.5	Longitud del tronco.....	50
4.6	Corrida de una prueba de presión negativa.....	51
4.7	Análisis de la prueba de presión negativa.....	53

5.	Conclusiones	54
6.	Recomendaciones	55
	Referencias bibliográficas.....	56
	Apéndice	58

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Tipos de Liner.....	16
<i>Figura 2.</i> Esquema general de la cementación.	19
<i>Figura 3.</i> Tapones de cement.....	20
<i>Figura 4.</i> Equipos de superficie para cementación.....	22
<i>Figura 5.</i> Equipos de fondo para cementación del liner.....	25
<i>Figura 6.</i> Prueba de presión negativa.	26
<i>Figura 7.</i> Esquema de las herramientas en fondo.....	31
<i>Figura 8.</i> Gauge Carrier.....	32
<i>Figura 9.</i> Champ Empaque IV.....	33
<i>Figura 10.</i> Big John Jar	33
<i>Figura 11.</i> RTTS Safety Joint.....	34
<i>Figura 12.</i> Válvula LPR-N. Halliburton.....	34
<i>Figura 13.</i> Rupture Disk, Circulating Valve	35
<i>Figura 14.</i> Accesorios de superficie.	36
<i>Figura 15.</i> Válvula de seguridad tipo TIW.....	36
<i>Figura 16.</i> Válvula Low-Torque.....	37
<i>Figura 17.</i> Estado mecánico del pozo 1.....	45
<i>Figura 18.</i> Sarta del Dry test.....	46
<i>Figura 19.</i> Localización del Empaque.....	48

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Job Log</i>	42
Tabla 2. <i>Calculo Draw Down</i>	48
Tabla 3. <i>Fuerza generada en el Empaque</i>	49
Tabla 4. <i>Variables para la prueba de activación del disco</i>50
Tabla 5. <i>Variables para el cálculo de la longitud del Tronco</i>	51
Tabla 6. <i>Target del Pozo 1</i>	58

Lista de apéndice

	Pág.
Apéndice A. Target del pozo 1.	58

Resumen

Título: Diseño e interpretación de una prueba de presión negativa para verificar integridad del tope de liner de un pozo petrolero en un campo colombiano¹

Autor: Diego Andrés Cáceres Anaya**

Palabras claves: Análisis de presiones, liner, cementación y perforación.

Descripción:

En la presente investigación se va a analizar una prueba de presión negativa aplicado a un campo colombiano, dicha prueba es realizada por una empresa de servicio con amplia experiencia, se comienza calculando la cantidad de crudo modificado necesaria en el BHA, luego se prueba los equipos del BHA, posteriormente se calcula la fuerza necesaria para sentar el empaque, después la fuerza requerida en superficie para romper el disco de la válvula de circulación y el cálculo final es la distancia del tronco (desplazamiento por compresión de la sarta y BHA).

Para ejecutar la prueba de presión negativa se empieza bajando lentamente la sarta, llenando con crudo modificado según el estudio establecido, llegado al fondo deseado, se abre el empaque, luego se acciona la válvula LPRN, posteriormente se mide el burbujeo en superficie, después se espera un tiempo hasta que este se detenga y finalmente se retira la sarta. El proceso anterior se describe con lujo de detalle en el Job Log, el cual se utiliza como comprobante para detallar los sucesos ocurridos, obteniendo que, para el pozo en particular del presente estudio, se encuentra bien cementado, pues el burbujeo disminuyó en un tiempo corto (1 hora con 10 minutos), concluyendo que esta es una prueba de pozo corta, pues no tardó más de 7 días y que el pozo está libre de influjos.

¹Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Ph.D. Olga Patricia Ortiz Cancino

Abstrac

Title: Design and interpretation of a negative pressure test to verify the integrity of the top of the line of an oil well in a Colombian field)*

Author: Diego Andrés Cáceres Anaya **

KEY WORD: Pressure analysis, liner, cementation and drilling.

Description:

In the present investigation, a negative pressure test applied to a Colombian field will be analyzed, said test is performed by a service company with extensive experience, starting by calculating the amount of modified crude oil needed in the BHA, then testing the BHA equipment, then the force necessary to sit the gasket is calculated, then the force required on the surface to break the circulation valve disc and the final calculation is the trunk distance (compression offset of the string and BHA).

To run the negative pressure test, start slowly lowering the string, filling with modified crude oil according to the established study, reaching the desired bottom, the gasket is opened, then the LPRN valve is activated, then the surface bubbling is measured, then Wait a while until it stops and finally the string is removed. The above process is described with great detail in the Job Log, which is used as proof to detail the events that occurred, obtaining that, for the particular well of the present study, it is well cemented, since the bubbling decreased in time short (1 hour and 10 minutes), concluding that this is a short well test, since it takes no more than 7 days and that the well is free of influence.

* Bachelor Thesis

** Faculty of physicochemical engineering. School of petroleum engineering. Director: Ph.D. Olga Patricia Ortiz Cancino

Introducción

Cuando se cementa la tubería en un pozo, es necesario asegurar la integridad del mismo, esto puede lograrse con pruebas de presión positiva o negativa, siendo para el presente caso la segunda opción, Una prueba de presión negativa verifica si hay influjo en una sección, siendo la cementación para el presente estudio.

La prueba de presión negativa requiere un BHA especial propio de cada compañía de servicios, sin embargo, en concepto general involucra atrapar lodo de perforación en la parte inferior de un empaque, el cual, al permitir el paso de fluido este al interior del BHA al abrir una válvula especial localizada muy cerca y superior al empaque, genera un desplazamiento de un fluido previamente puesto en la zona superior a la válvula, traduciéndose en superficie como un escape de aire, llamado burbujeo, pues se coloca en una caneca con agua, este debe cesar, de lo contrario habrá influjo de alguna zona inferior al empaque, o sea, mala cementación.

1. Objetivos

1.1.Objetivo General.

Diseñar e interpretar una prueba de presión negativa para verificar la integridad del tope del liner de un pozo petrolero en un campo colombiano.

1.2.Objetivos específicos.

- Describir los diferentes equipos y herramientas utilizados en una prueba de presión negativa.
- Describir el procedimiento operacional para llevar a cabo una prueba de presión negativa en un pozo petrolero de un campo colombiano, así como las condiciones previas a su realización.
- Describir el procedimiento requerido para analizar los datos obtenidos con una prueba de presión negativa que permita verificar la integridad del tope del liner del pozo en el que fue realizada la prueba.

2. Marco teórico

Después de cementar el liner de producción, se procede a verificar la integridad del pozo, es decir, el aislamiento entre el revestimiento y su respectiva cementación, lo cual se puede hacer mediante las pruebas de presión positiva y las pruebas de presión negativa o pruebas de influjo.

Las pruebas de presión positiva son generalmente diseñadas al final o parte intermedia del trabajo de cementación, este consiste en dos etapas:

- El casing test: Este podría ser diseñado al final del lugar cementado (después de bombear el tapón superior, mientras el cemento se encuentra aún en fase fluida) para prevenir daño en el cemento (cement sheath). La presión es aplicada y retenida para verificar la integridad de la tubería de revestimiento.
- La prueba de integridad de formación (formation integrity test, FIT) o el Leak-off test (LOT) se desarrollan una vez el cemento está seco (fraguado) y después de perforar el zapato del revestimiento unos pocos metros de formación. El fluido presurizado hace que la presión incremente gradualmente en el revestimiento, la cual es monitoreada. Una caída drástica de presión podría indicar una mala cementación y un trabajo de remediación (squeeze) se podría requerir a través del zapato del revestimiento. Si la presión se mantiene, es porque existe sello hidráulico en el zapato (Bennett, 2015).

Con base en lo descrito por (Zepeda, Juan; Porres, Alma; Martínez, Nestor; Pimwntel, Segio; Acosta, Héctor; Moreira, Héctor; Franco, 2016) una prueba de presión negativa es: aquella que evalúa la integridad del ensamblaje del cabezal, la tubería de revestimiento, sellos mecánicos y cemento en el pozo; en la cual se hace la reducción de presión dentro del pozo por debajo del valor

de la presión de formación de las zonas productoras. Posteriormente se monitorea el Pozo para determinar si los Hidrocarburos de las zonas productoras fluyen hacia el pozo desde la formación.

Una prueba de presión negativa o más conocida como prueba de influjo consiste en crear una caída de presión dentro del revestimiento y monitorear de esta manera la variación de presión/influjo, para asegurar así el sello (Bennett, 2015). Esta prueba solo se aplica en situaciones específicas tales como:

- Evaluación del tapón de cemento.
- En la tubería de revestimiento final o Liner.
- Antes de cerrar el Conjunto de Preventoras en cualquier punto en el pozo.

Si se presenta alguna indicación de falla en la Prueba de Presión Negativa, como la acumulación de presión, o se observa flujo, se debe investigar la causa ((Zepeda, Juan; Porres, Alma; Martínez, Nestor; Pimwntel, Segio; Acosta, Héctor; Moreira, Héctor; Franco, 2016).

Comprendiendo que la prueba de presión negativa, para el presente trabajo se aplica al tope del liner, se describirá inicialmente el liner, su cementación y la parte teórica del análisis de presiones para la respectiva prueba.

2.1. Liner

El liner es básicamente una tubería de revestimiento de longitud corta, el cual cumple las funciones de un revestimiento tradicional, con la gran diferencia que este no empieza desde la superficie, es decir, es una sección de tubería que se cuelga del revestimiento u otro liner previamente cementado en una zona inmediatamente superior.

2.1.1. Tipos de Liner: Los tipos de liner son el de perforación, perforación, Tie-back, Scab y Stub, como se puede mostrar en la *Figura 1*.

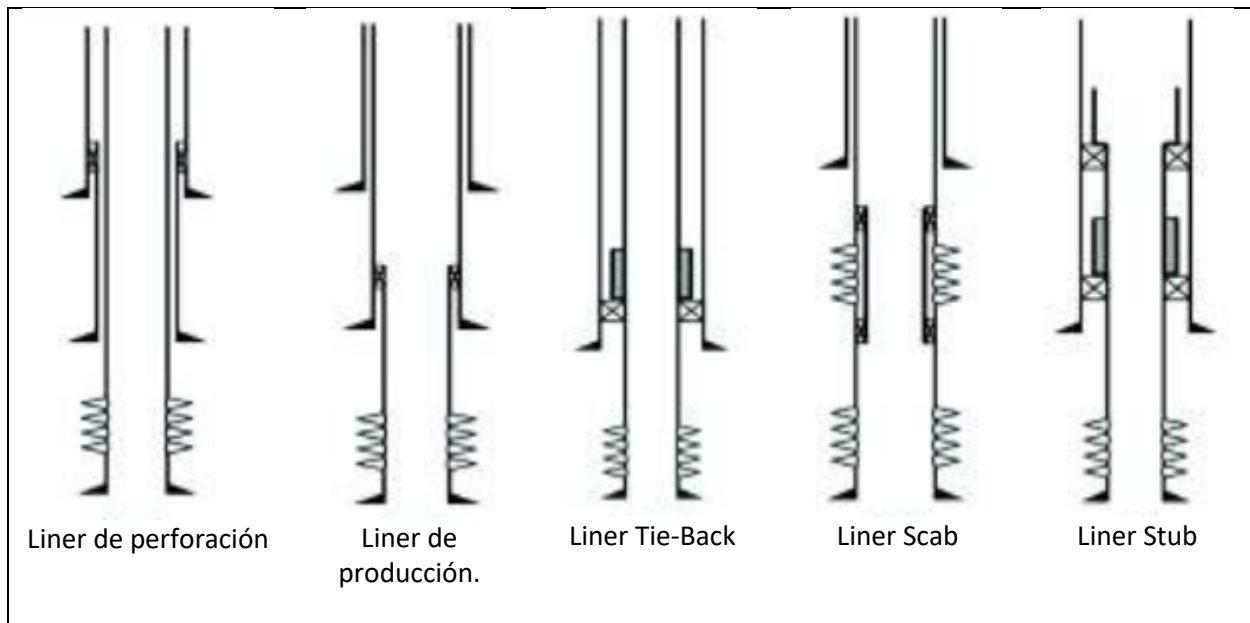


Figura 1. Tipos de Liner. Adaptando de Arias, S., & Guillermo, H. (2019). Estudio de factibilidad para reparar el solapamiento excesivo de tubería entre el casing de la sección media y el liner de producción de un pozo productor comunicado con un acuífero superior. Escuela Politécnica Nacional.

- **Liner de perforación:** Es una sección longitudinal del revestimiento colgada en otro revestimiento, el cual aún no se va a cañonear para producción, pues este permite el ingreso del taladro para continuar con la perforación, permitiendo aislar zonas problemáticas (secciones de alta pérdida de fluido o sobre presionadas), admitiendo un buen manejo para la hidráulica de perforación.
- **Liner de producción:** Este es la sección final antesala a la producción, pues se cuelga al revestimiento anteriormente perforado y posteriormente se cañonea, esto disminuye costo, pues ahorra número de tuberías de producción y carga de soporte el cabezal.
- **Liner Tie-Back:** En una tubería cuya función es proporcionar integridad al pozo, su longitud total es desde el tope del liner hasta superficie, es una sarta de tubería de

refuerzo, usada para zonas donde hay fluidos corrosivos, alta presiones o la situación en donde el revestimiento de diámetro justamente mayor al liner se encuentra defectuosa.

- **Liner Scab:** Es una sección de tubería que está colgada en una fracción longitudinal del revestimiento o liner, este ayuda a aislar zonas dañadas o sobre presionadas del mismo, lo cual genera un menor diámetro que la tubería a la que está superpuesta. Este liner puede cementarse o sellarse en los extremos con empaques.
- **Liner Stub:** Esta tubería se encuentra superpuesta a un liner. Se utiliza para reparar secciones dañadas y/o desgastadas, proveyendo protección adicional para problemas como sobrepresión o corrosión, esta puede ser cementada parcialmente (Arias & Guillermo, 2019)

2.1.2. Ventajas del Liner. Según (Alfayiz, Alaithan, Alharbi, & Khan, 2019; Arias & Guillermo, 2019; Navas, 2010), las ventajas que tienen el liner son las siguiente.

- Disminuir costo con respecto a un revestimiento tradicional.
- En zonas profundas permite que el taladro pueda levantar el liner, lo cual es más complicado en un revestimiento tradicional.
- Reducir el peso total suspendido en el cabezal del pozo.
- Disminuir costo en cementación.
- Aislar zonas problemáticas, es decir, zonas de alta presión, de perdida de circulación, arcillosas y/o formaciones plásticas, como puede ser los domos de sal.
-

2.2. Proceso de Cementación

Por concepto la cementación es la operación que se realiza al pozo petrolero donde se mezcla y desplaza la lechada de cemento entre el revestimiento o liner y el anular, como se muestra en la

Figura 2. Las funciones de la cementación son:

- Crear zonas aisladas, tanto para zonas productoras, problemáticas como acuíferos.
- Proveer soporte al revestimiento dentro del pozo.
- Proteger al revestimiento de los procesos corrosivos ocasionado por las zonas perforadas.
- Evitar en el hueco un posible colapso.
- Formar un sello hidráulico entre el revestimiento y la zona productora.

La cementación se divide en cementación primaria, forzada y tapones de cemento. La cementación primaria es la operación de disponer la lechada en el anular, de tal forma que se realice un buen sello en entre las zonas de interés (aislamiento de agua, gas y/o hidrocarburos).

Entre las funciones que se encuentra para la cementación primaria es evitar derrumbes de zonas poco consolidados, proporcionar soporte al revestimiento y reducir la corrosión del tubo con los fluidos del pozo.

La cementación forzada consiste en inyectar cemento a alta presión en zonas donde se ha cementado previamente, dado se debe realizar medidas correctivas por una mala cementación primaria y/o reparar una cementación defectuosa por sobrepresión u otros factores.

Los tapones de cemento son una lechada que se dispone en el interior del revestimiento, con un balance de volumen relativamente pequeño de cemento a través de la tubería de perforación, producción o herramientas especiales en una zona determinada. Su función es proveer un sello al

flujo vertical de los fluidos o proporcionar un soporte o plataforma para desvíos de la trayectoria del pozo. Los tapones de cemento se dividen en: tapón de desvío *Figura 3-a*, tapón de abandono *Figura 3-b*, tapón por pérdida de circulación *Figura 3-c* y tapón para pruebas de formación *Figura 3-d*.

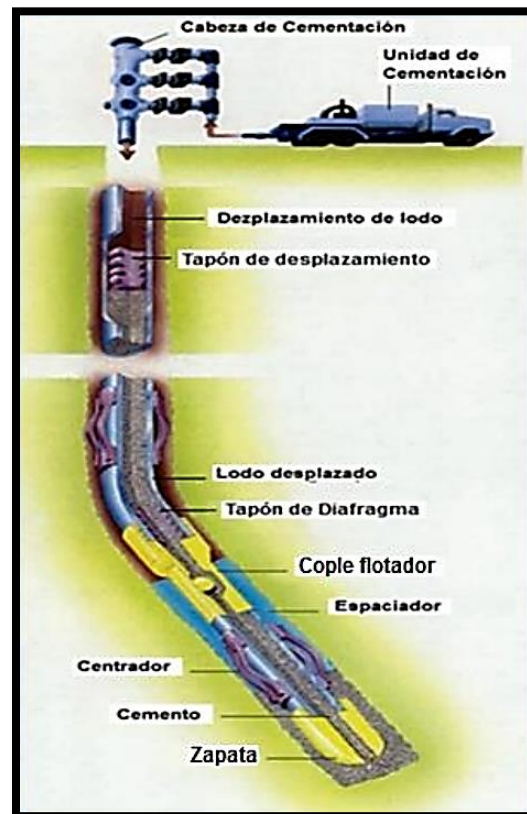


Figura 2. Esquema general de la cementación. Adaptado de Albarran, D., & Hernández, L. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México.

Su objetivo principal es el control del pozo cuando hay pérdidas parciales o totales de fluido de perforación y cuando exista alguna posibilidad de que el pozo se descontrola (patada de pozo).

En la actualidad, los retos de perforación son tan grandes que las exigencias para las operaciones de servicio son más delicadas. Tal es el caso de la cementación de un liner de 3 ½" (slim liner o

tubería esbelta); los cálculos son iguales a los de una cementación de tubería de explotación corta normal (7" o 5") (Albarran & Hernández, 2012).

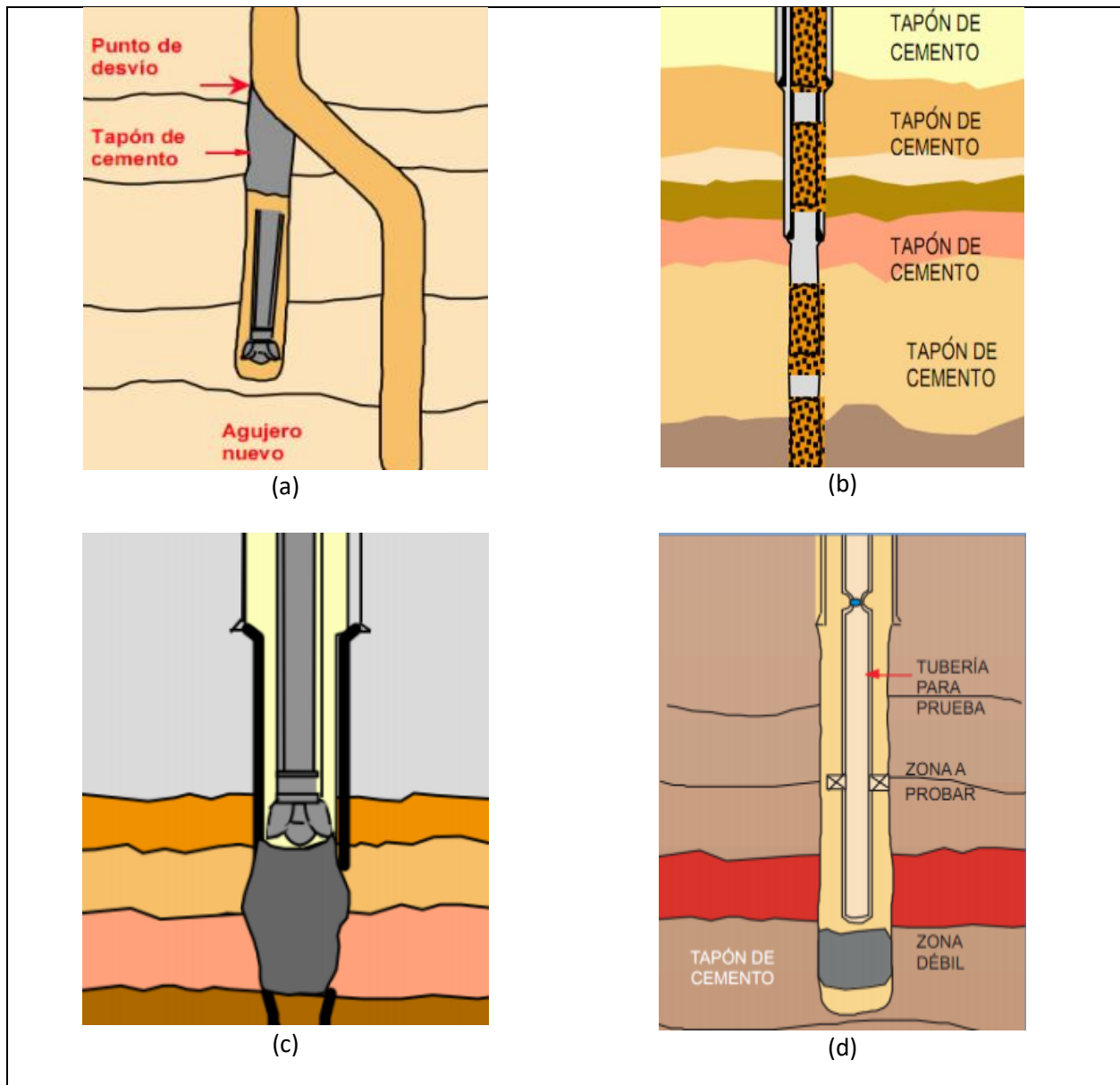


Figura 3. Tapones de cemento. (a) Tapón de desvío. (b) Tapón de abandono. Tapón por pérdida de circulación. (d) Tapón para pruebas de formación. Adaptado de Albarran, D., & Hernández, L. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México.

2.2.1. Procedimiento operativo para cementar liner. Para cementar tubería corta o liner de 7 o 5 pulgadas, suele utilizarse un empaque permanente que se ubica debajo del cople soldador.

Procedimiento operativo a seguir:

- Realizar una reunión de seguridad con el personal operativo.
- Probar las conexiones de los equipos en superficie.
- Verificar el peso total de las tuberías (liner y tubería de perforación) y tocar fondo con circulación si las condiciones lo permiten.
- Instalar la cabeza de cementar con el tapón de desplazamiento.
- Anclar el liner y con fluido del pozo manejar presiones equivalentes para no rebasar los límites del colgador.
- Verificar este anclaje con peso sobre el liner, con los cálculos previamente efectuados.
- Soltar la tubería y verificar que el soldador esté libre, con peso y con presión.
- Establecer circulación con presión equivalente en el cople. Para observar abatimiento de presión, este procedimiento se debe al diseño del cople receptor donde se aloja la bola de acero. Esta herramienta es del grado y peso del liner, evitando así problemas en el pozo.
- Anclar y soltar la tubería, aplicar peso sobre la camisa soldadora y bombear la lechada entre tapones para evitar la contaminación del volumen pequeño empleado de lechada y desplazar con agua y fluido retardante o lodo contaminado.
- Levantar el soldador 500 [m] llenando pozo, cerrar Preventoras y esperar fraguado. En ocasiones puede emplearse un empaque permanente que deberá de activarse antes de esperar fraguado (Albarran & Hernández, 2012; Azaña Mantilla, 2016).

2.2.2. Equipos para cementación. Los equipos para cementar están divididos en equipos de superficie y equipos de fondo. Los equipos de superficie son las bombas, unidades de cementación, cabeza de cementación y unidades de cementación, como se puede ilustrar en la *Figura 4*.

Los equipos en fondo son el zapato flotador, cople flotador, cople de retención, cople diferencial, cople de cementación múltiple, colgador, soldador, Tie back, centradores y tapones de desplazamiento (*Figura 5*).

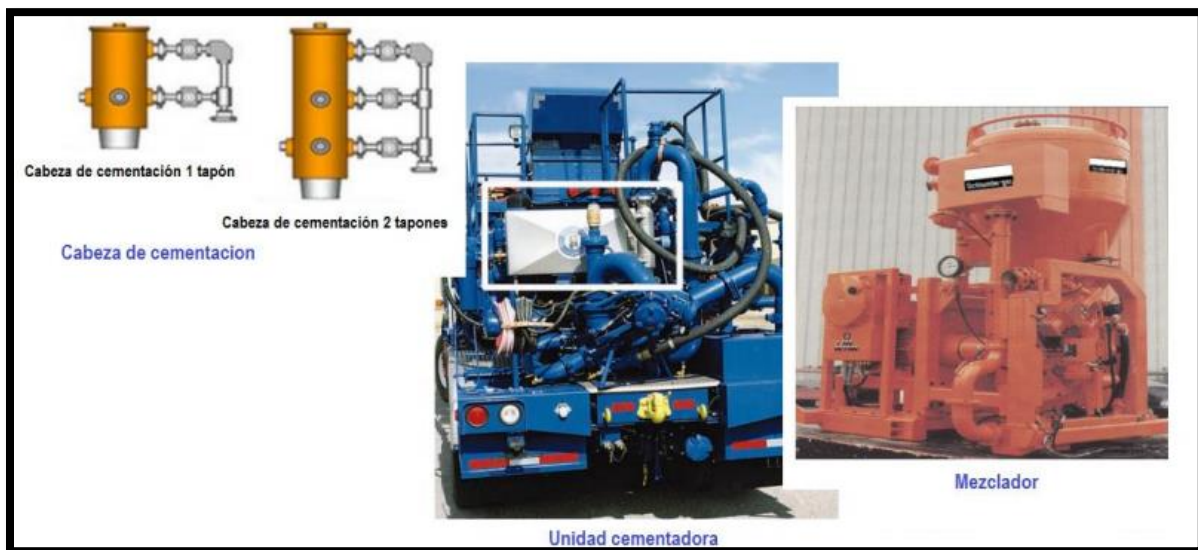
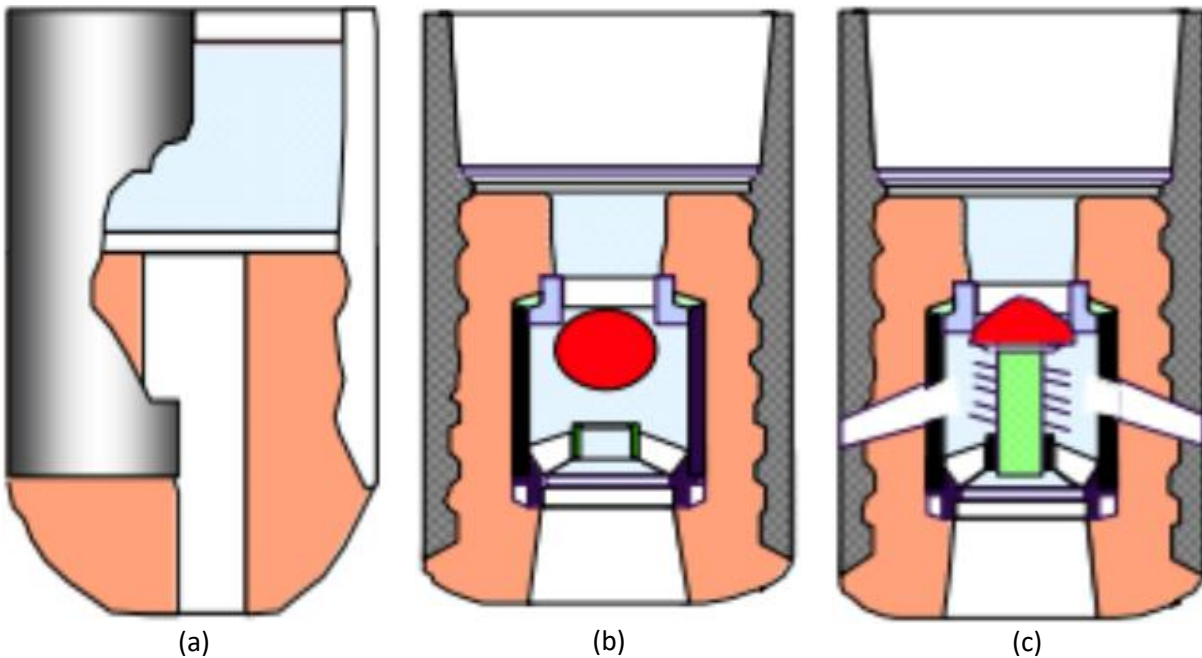


Figura 4. Equipos de superficie para cementación. Adaptado de Albarran, D., & Hernández, L. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México.

- Zapato flotador: Accesorio cuya función es incrementar la flotación del liner o revestimiento, reduciendo esfuerzos en el gancho y mástil, este accesorio lleva una válvula que permite únicamente el fluido en una dirección.

- Cople flotador: Este accesorio suele instalarse tres secciones arriba del liner o revestimiento, su funcionamiento es similar al zapato flotador y se utiliza cuando se requiere mayor flotación o no se encuentra el zapato flotador.
- Cople diferencial: Este accesorio se utiliza en el revestimiento intermedio cuando no se usa zapato flotador, no obstante, requiere el equipo de flotación debido a la alta presión diferencial ocasionada por el cemento. Se utiliza en lugar del cople flotador y como cople de retención, ya en fondo se activa por el movimiento de una bola de acero, terminando como flotador.
- Cople de retención: Este se instala cuando no se usa los anteriores coples.
- Cople de cementación múltiple: Este se usa cuando se requiere cementar en dos etapas.
- Centralizadores: Se usan para centralizar el liner o revestimiento, mejorando el desplazamiento del cemento, se utiliza varios en la tubería.
- Colgadores: Se utilizan para tubería de revestimiento intermedia cuya longitud hace factible la cementación en dos partes (primero con liner y luego como complemento), o cuando se va a cementar el liner de cañoneo, siendo necesario en este último caso utilizarlo para colgar el liner en el revestimiento anterior y permitir cementar. Se instala inmediatamente después de la camisa soltadora.
- Camisa soltadora: Es el último accesorio que se instala en el liner y es el causante de proveer sello hidráulico para la cementación.
- Soltador: Es el accesorio que se utiliza para soltar el liner de la tubería de trabajo, se encuentra ubicado dentro de la camisa soltadora y el funcionamiento de este puede ser mecánico o hidráulico, similar a los colgadores.

- Tie back: Si en la tubería de revestimiento intermedia se cementa en dos etapas, en la segunda etapa se le conoce como complemento y utiliza el Tie back, el cual provee sellos, los mismos que al entrar en contacto con la camisa soltadora, se formará un sello hidráulico, evitando que el cemento se desplace al liner. Es el primero en instalarse.
- Tapones: Se dividen en tapón limpiador y desplazador, el primero es de hule y se instala antes de bombear la lechada, este es fácilmente rompible y el segundo se usa después de bombear el bache de cemento, separándolo del fluido de perforación, este tapón también es de hule, pero es muy resistente, el cual, al bombear el lodo de trabajo y observar un aumento de la presión, indica el final del desplazamiento.



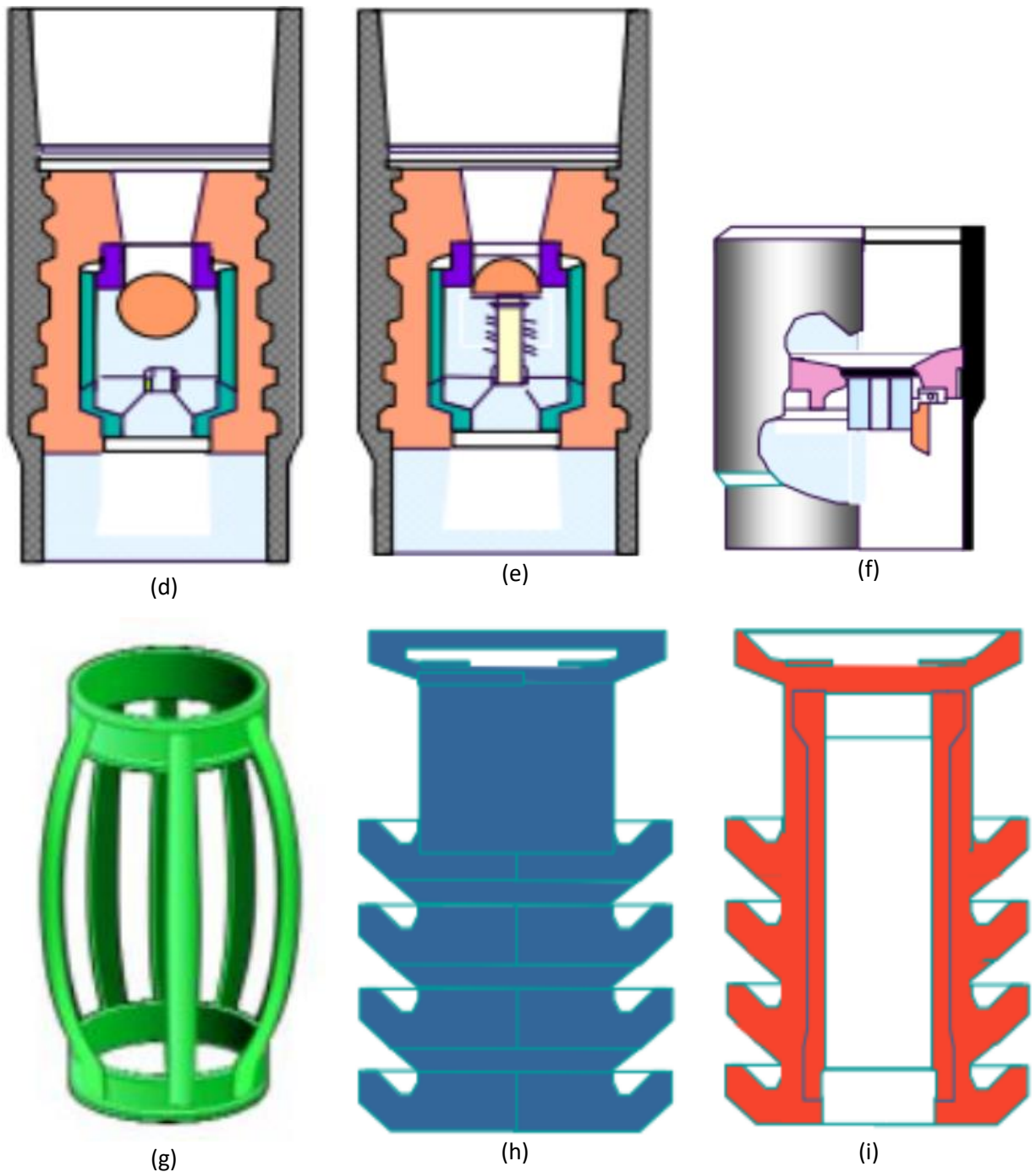


Figura 5. Equipos de fondo para cementación del liner. (a) zapato guía, (b) zapato flotador con válvula de bola, (c) zapato flotador de sello seguro con sello interior, (d) cople flotante con válvula de bola, (e) cople flotante con sello seguro, (f) cople flotante con válvula de chapaleta inserta, (g) centralizador, (h) tapón superior y (i) tapón inferior. Adaptado de Albarran, D., & Hernández, L. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México.

2.3. Prueba de presión negativa

En forma general, la prueba de presión negativa busca analizar si hay influjo en la cementación del liner (*Figura 6*), pues entre las funciones mostradas en el apartado anterior, es inaceptable que ocurra tal falla.

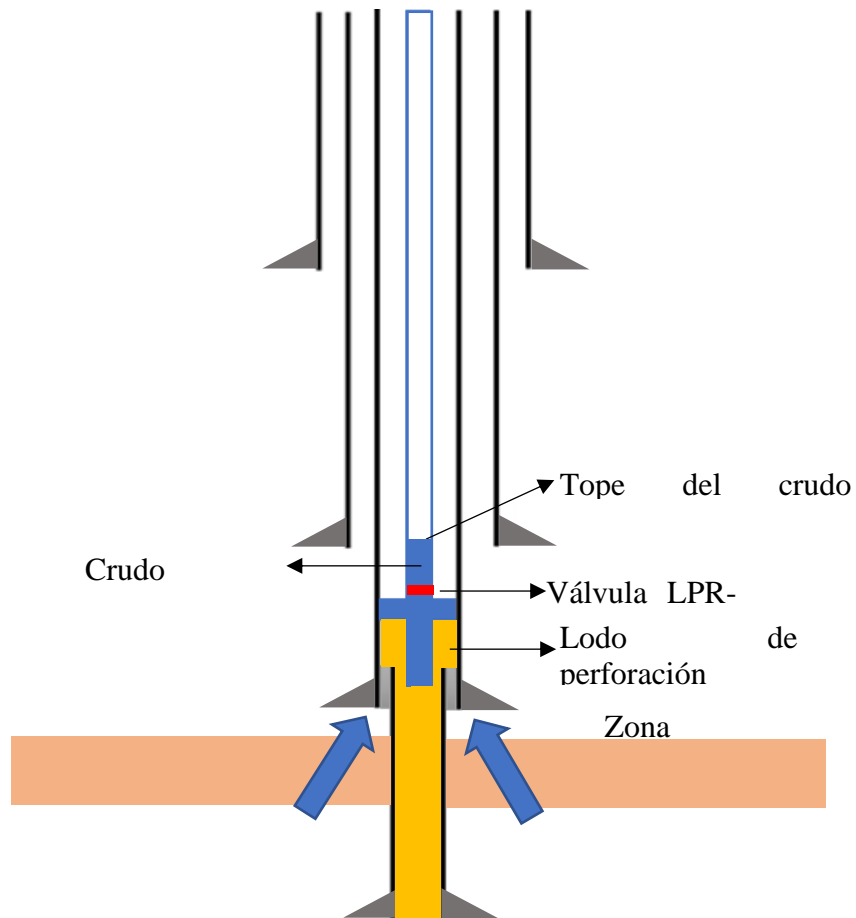


Figura 6. Prueba de presión negativa.

- Primero se baja la sarta para la prueba de presión negativa, esta tiene fluido (normalmente crudo modificado o ACPM) hasta cierto límite vertical, el cual es acordado con la empresa operadora a la cual se le realizará el trabajo,

- Segundo se asienta el empaque por encima de la cementación, o sea, superior al tope del liner, esto genera que se quede un fluido (lodo de perforación) atrapado en la zona inferior, cuya única razón de movilidad es la compresión (hay que aclarar que hasta acá están aislados los dos fluidos),
- Luego se abre la Válvula LPR-N, permitiendo la comunicación del lodo de perforación con el crudo modificado, esto va a realizar un desplazamiento del crudo modificado, pero dado solo por la expansión del lodo al momento de abrir la válvula de cierre, el crudo modificado no debería moverse mucho, es decir, en superficie se notará un escape de gas o aire debido al aumento en altura del nivel del lodo previamente comprimido, no obstante, si se supone que está mal cementado el liner (*Figura 6*), el fluido de la formación entraría, traducándose en superficie como aumento de influjo, llegando incluso al crudo modificado a superficie; si, y solo si el flujo de aire se detiene y se mantienen en cero por un tiempo, se puede decir que no hay influjo por la zona cementada, entendiéndose como una zona bien cementada.

3. Diseño de una prueba de presión negativa

El diseño de la prueba de presión negativa se basa según el Job Log, ilustrado en la Tabla 1.

3.1 Aplicación de una prueba de presión negativa

Durante la etapa de perforación de un pozo petrolero, se llevan a cabo los procedimientos de corrida de revestimiento según el diámetro del hueco y su respectiva cementación. Estos procedimientos deben ser evaluados para garantizar que se realizaron de manera correcta.

Una prueba de presión negativa se aplica cuando se quiere asegurar la integridad del pozo, es decir, si el revestimiento y su cementación se encuentran en óptimas condiciones para impedir el ingreso de cualquier tipo de fluido proveniente de las formaciones donde se encuentra (Bennett, 2015).

3.2 Preparación de la prueba

Previo al inicio de la prueba, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros para hacer de la operación una operación segura y exitosa:

3.2.1 Inspección de equipos y herramientas: Cada herramienta, equipo u accesorio a usar debe tener su respectiva carta de inspección que corrobore el estado óptimo de su material.

En caso de no ser así, el cliente o representante de la empresa operadora, evaluará y determinará la posibilidad de correr dichas herramientas sin su respectivo certificado de

inspección, de cualquier manera, esto se verá afectado en la evaluación del desempeño para la empresa prestadora de servicios.

3.2.2 Evaluación de riesgos previos a la operación: Realizar una evaluación de las facilidades del taladro para evaluar y mitigar los riesgos durante el trabajo en la mesa.

Se debe realizar un documento de análisis de riesgo y permiso de trabajo para poder dar inicio a la operación. En donde se especifique las fuentes potenciales de peligro y se evalúe la posibilidad de realizar cualquier labor en estas condiciones, así como los parámetros a tener en cuenta para mitigar estos riesgos.

3.2.3 Pruebas hidrostáticas a herramientas y accesorios: Cada herramienta a utilizar durante el desarrollo de la operación debe ser sometida a una prueba de presión con el fin de garantizar su óptimo funcionamiento. La presión máxima a la que debe ser sometida cada herramienta dependerá de los parámetros o condiciones de la operación según requiera el cliente.

3.2.4 Medición y calibración de herramientas y equipos: La sarta de prueba a utilizar debe ser medida de manera exacta para poder sentar el empaque en la profundidad deseada y su diámetro interno debe ser calibrado para asegurar el paso de cualquier herramienta que se quiera correr con guaya o cable en caso de ser necesario.

3.2.5 Cálculos operacionales: Para el desarrollo adecuado de la prueba de presión negativa es de importancia conocer ciertos parámetros, para lo cual se deben realizar previamente algunos cálculos operacionales para el funcionamiento adecuado de cada herramienta del ensamble de fondo, los cuales se enumeran y describen a continuación.

Bajo-balance deseado: Es necesario realizar el cálculo del bajo-balance deseado para tener conocimiento de la presión con la cual se permitirá inducir el ingreso de fluidos desde la formación hacia el pozo.

- **Volúmenes de tubería y anular:** Para generar el bajo-balance deseado es necesario conocer hasta donde se deberá llenar la tubería y con el volumen exacto en barriles de fluido.
- **Asentamiento de empaque:** Tener en cuenta el peso sobre el empaque y la compresión de la tubería para su posterior asentamiento es necesario para garantizar el aislamiento del anular existente entre tubería-revestimiento.
- **Pesos de la sarta subiendo y bajando:** Se debe tener en cuenta los pesos de la sarta subiendo y bajando para poder determinar el arrastre y saber la cantidad de peso disponible para el asentamiento y retiro del empaque.
- **Presión de ruptura del disco de la válvula de circulación:** Al momento que se requiera realizar un control de pozo a través de la válvula de circulación, se debe tener en cuenta la presión de ruptura del disco para poder activar la válvula y realizar la circulación. Esta presión deberá ser ejercida a través del espacio anular tubería-revestimiento.
-

3.3.Herramientas y accesorios dentro del pozo

Una prueba de presión negativa tiene ciertos componentes de herramientas y sensores que en conjunto crean la sarta o ensamble de fondo de pozo (BHA) adecuada para el correcto desarrollo de la prueba, cuyo esquema se encuentra en la

A continuación, se presenta una breve descripción de las principales herramientas y accesorios utilizados por esta empresa para llevar a cabo una prueba de presión negativa.

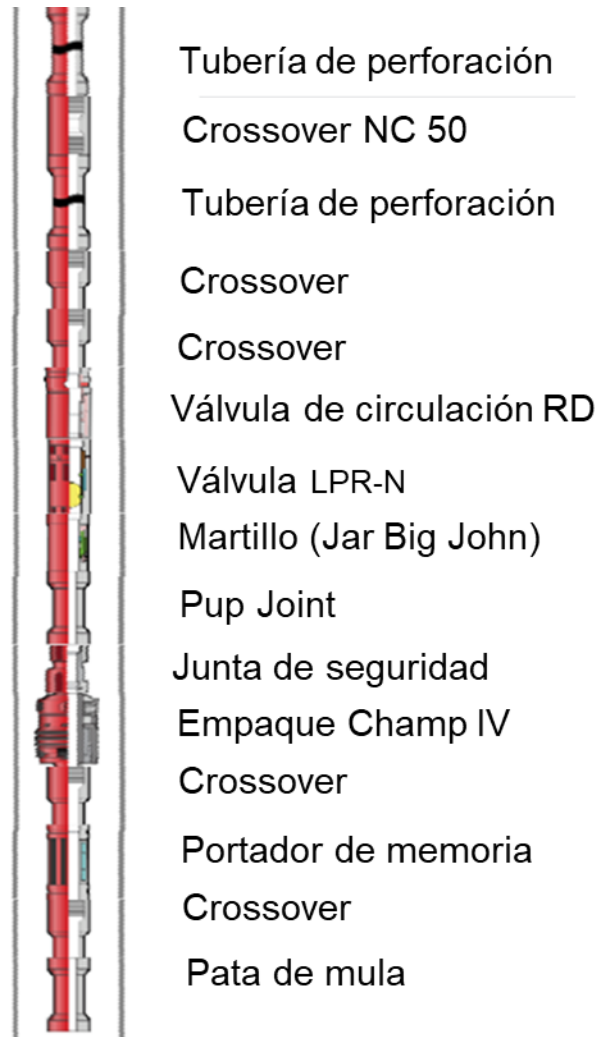


Figura 7. Esquema de las herramientas en fondo. Adaptado de Halliburton. (2016b). SG-15/SG-175 Gauge Carrier. Test Tools, Cased Hole. Testing & Subsea.

3.3.1. Mule Shoe: Accesorio ubicado en la parte inferior del BHA, el cual se usa para proteger la conexión del Gauge Carrier y guiar el BHA al momento de entrar en un área de menor diámetro.

3.3.2. Gauge Carrier: El Gauge Carrier es una herramienta diseñada por Halliburton la cual se usa para portar ensamblados en su cuerpo los sensores de presión y temperatura utilizados para grabar los acontecimientos que se presenten durante la prueba tanto en tubería como en anular, datos que posteriormente serán analizados al momento de que estos lleguen a superficie A (*Figura 8*)



Figura 8. Gauge Carrier. Adaptado de Halliburton. (2016b). SG-15/SG-175 Gauge Carrier. Test Tools, Cased Hole. Testing & Subsea.

Se ubica en la parte inferior del empaque y posee una longitud aproximada de 18 pies con un diámetro de acuerdo al revestimiento o liner donde vaya a ser corrido, usualmente es de 5 pulgadas para un liner de 7 pulgadas.

Empaque Champ IV: Es un empaque de tipo mecánico y recuperable, su sentamiento se realiza dando vueltas a la derecha a la sarta y aplicando peso, por lo cual es un empaque seguro y confiable en una operación donde habrá presión en el sistema constantemente. Tiene en su cuerpo un bypass concéntrico, el cual le permite una circulación a baja tasa entre tubería y anular, lo cual es vital para ecualizar presiones de las columnas durante la operación de retiro del empaque, esto es lo que hace al Champ Empaque distinto de los demás empaques convencionales (Halliburton, 2010).

El empaque se ubica en la parte inferior de la junta de seguridad y tiene una longitud aproximada de 8 pies. (*Figura 9*)



Figura 9. Champ Empaque IV. Adaptado de Halliburton. (2010). CHAMP® IV Packer, Completion.

3.3.3. Big John Jar: El Big John Jar o mejor conocido como martillo es la herramienta utilizada en una sarta de prueba como método de asistencia ante una situación de pega de tubería ocurrida en el Champ Empaque o cualquier accesorio por debajo de la RTTS Safety Joint (Halliburton, 2016a).

Se ubica generalmente por encima de la junta de seguridad y se activa con tensión de manera rápida en la sarta lo cual produce una patada que ayudaría a salir de una situación de pega de tubería. (*Figura 10*)



Figura 10. Big John Jar. Adaptado de Halliburton. (2016a). Big John® Hydraulic Jar. Test Tools, Cased Hole. Testing & Subsea.

3.3.4. RTTS Safety Joint: es una herramienta utilizada en la sarta de prueba la cual se usa en situaciones de emergencia, en la cual el Champ Empaque o algún otro elemento por debajo de este se quede atascado o pegado, en estos casos la junta de seguridad, es activada como última opción por el ingeniero a cargo de la operación mediante la rotura de un sistema de cuello de tensión y el desensamble de una rosca invertida que posee la herramienta, la cual permite liberar la sarta que se encuentra por encima del Empaque Champ IV y evitar tener que cortar la tubería y generar una pérdida de los activos tanto de la empresa operadora como de la empresa de servicios. (Halliburton, 2017) (*Figura 11*)



Figura 11. RTTS Safety Joint. Adaptado de Halliburton. (2017). RTTS® Safety Joint. Wellbore Service Tools, Retrievable Tool. Completion.

3.3.5. Válvula LPR-N: Es la válvula utilizada principalmente para generar los cierres y aperturas en el fondo del pozo durante la prueba, consta de una bola interna que genera un sello metal-metal cuando se encuentra cerrada y que se puede abrir mediante la aplicación de presión dentro del anular (tubería-revestimiento) hasta superar una carga de presión de nitrógeno determinada de acuerdo a las condiciones del pozo (Halliburton, 2012)

La válvula LPR-N es la herramienta encargada dentro de la sarta de prueba de retener el fluido mientras se está bajando para generar el bajo-balance deseado. (*Figura 12*)



Figura 12. Válvula LPR-N. Halliburton. (2012). LPR-NTM Tester Valve, Downhole test tools. Testing & Subsea.

3.3.6. Rupture disk, Circulating valve: Es una válvula de único ciclo la cual es usada en la última parte de la operación para realizar una comunicación entre tubería-anular donde se podrá trabajar a una alta tasa de circulación para realizar un control de pozo o cambiar de fluido en caso de ser necesario (Halliburton, 2016-b).

Es activada mediante presión anular, la cual rompe un disco de ruptura y esto hace que se abran los puertos de circulación. (*Figura 13*)



Figura 13. Rupture Disk, Circulating Valve. Adaptado de Halliburton. (2016b). SG-15/SG-175 Gauge Carrier. Test Tools, Cased Hole. Testing & Subsea.

3.4.Herramientas y accesorios de superficie

Al igual que en el fondo del pozo, en superficie existe una configuración de diferentes accesorios los cuales en conjunto son necesarios para poder analizar el resultado de la prueba de presión negativa. Los cuáles serán descritos a continuación. (

Figura 14)

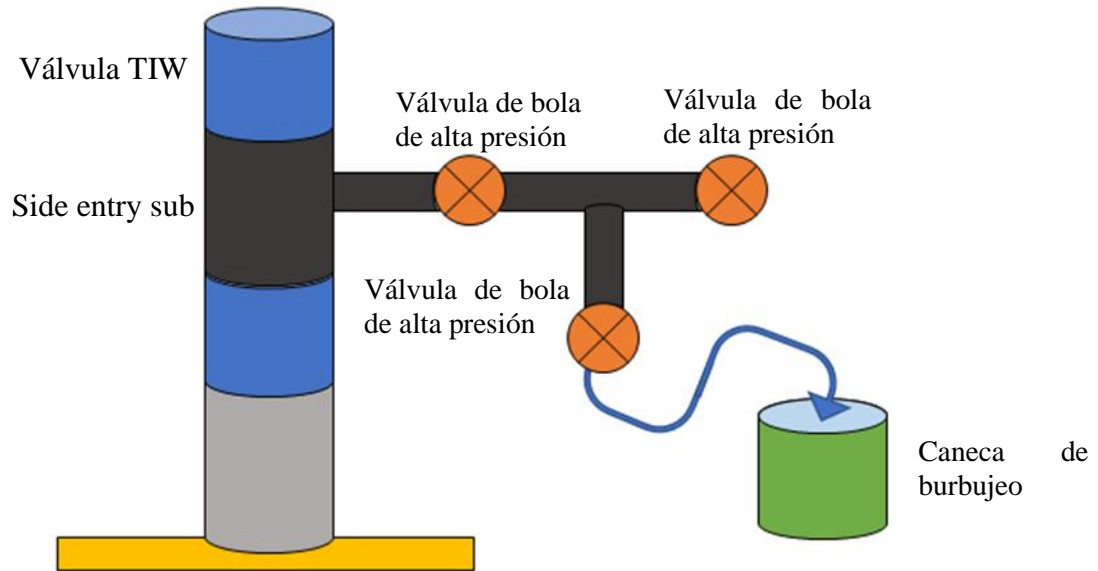


Figura 14. Accesorios de superficie.

3.4.1. Válvula de seguridad tipo TIW: Es una válvula de bola la cual es comúnmente usada para brindar un cierre en superficie en condiciones de emergencia durante el desarrollo de la prueba (M&M, 2018) (Figura 15)



Figura 15. Válvula de seguridad tipo TIW. Adaptado de M&M. (2018). Ball Valves—M&M International. Recuperado 21 de septiembre de 2019, de <http://www.mmvalve.com/products/ball-valves/>.

Durante la prueba de presión negativa, se usan dos válvulas tipo TIW, la primera conectada tubería-Side Entry Sub y la segunda conectada Side Entry Sub-Top Drive.

3.4.2. Side Entry Sub. Accesorio en forma de “T” el cual es usado para direccionar el flujo proveniente de la tubería.

3.4.3. Válvula Low-Torque. Es una válvula de bola con conexión de golpe, la cual es conectada en la parte lateral del Side Entry Sub y sirve para dar apertura y cierre al flujo proveniente del tubing (Halliburton, 2008) (*Figura 16*).

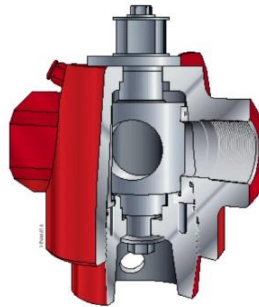


Figura 16. Válvula Low-Torque. Adaptado de Halliburton. (2008). LO TORC® Plug Valve, Cementing.

3.4.4. Manguera Poli-Flow. Manguera de flujo, conectada al final de la configuración de superficie en una válvula low-torque y puesta generalmente en un recipiente plástico de 55 galones, por la cual se evidenciará el burbujeo producido en la sección final de la prueba.

3.4.5. Caneca de Burbujeo. Recipiente plástico que almacena fluido, generalmente agua, en el cual será ingresada la manguera donde se percibe el burbujeo, siendo habitualmente usado la caneca de 55 galones.

3.5. Diseño para una prueba de presión negativa

A continuación, se describirá el diseño para realizar una prueba de presión negativa, este se basa en el Job log ilustrado en la Tabla 1., este incluye desde el izaje del ensamble de fondo a la

mesa del taladro hasta el análisis del resultado de la prueba, siendo este procedimiento propio de Halliburton.

3.5.1. Izaje y conexión de herramientas. Para mover, izar y conectar el ensamble de fondo de pozo (BHA), se debe tener en cuenta algunos factores de seguridad y conocimientos operativos por parte del ingeniero a cargo de la prueba, los cuales serán descritos a continuación:

- Para el movimiento de las herramientas al lugar asignado del taladro para su izaje (planchada), se debe realizar el respectivo análisis de riesgo en conjunto con el conductor del cargador o carro macho y consignarlos en el análisis de riesgos con el fin de hacer esta actividad de manera segura.
- Tanto el movimiento de las herramientas como el izaje a la mesa debe estar supervisado por el ingeniero a cargo de la prueba.
- Una vez las herramientas lleguen a la mesa deben ser enganchadas al elevador y se deben asegurar los cachos de este para evitar que durante el izaje estos se abran por movimientos bruscos.
- Durante la conexión de las herramientas que conforman el ensamblaje de fondo, se debe estar atento a las conexiones existentes por encima de la herramienta que se está conectando en boca de pozo, ya que el giro a la derecha durante la conexión genera un movimiento a la izquierda en las conexiones superiores que puede generar la desconexión de estas herramientas.
- El Ingeniero a cargo de la prueba estará indicando donde se debe aplicar el torque óptimo entre las herramientas.

3.5.2. Corrida de sarta de prueba negativa. A continuación, se enunciará un paso a paso detallado para poder realizar y operar las herramientas de una prueba de presión negativa de manera adecuada con el fin de garantizar el éxito de la operación.

- Realizar reunión pre-operacional previo al arme de la sarta de prueba, deberá estar presente todo el personal involucrado en el desarrollo de la operación con el fin de aclarar los procedimientos y cuidados durante el ensamble y corrida de la sarta de prueba.
- Realizar ensamblaje de sarta de fondo en el orden adecuado y divulgado con el cliente o persona a representante de la empresa operadora.
- Conectar la primera parada de tubería de perforación (Drill Pipe) y realizar prueba hidrostática para integridad del ensamblaje de fondo de pozo contra la válvula de cierre LPR-N. La prueba debe realizarse inicialmente a una presión no superior a 500 psi durante 5 minutos y posteriormente a 4000 psi durante 10 minutos, con el fin de garantizar la integridad a baja y alta presión del ensamblaje de fondo.
- Correr sarta al interior del pozo a una velocidad máxima de 12 paradas por hora con el fin de no afectar la integridad de alguna de las herramientas, especialmente las gomas de sello del empaque.

Ir llenando la tubería por encima de la válvula de cierre LPR-N máximo cada 5 paradas (10 juntas de tubería) con el fin de no afectar las condiciones adecuadas del fluido determinado hasta que la columna hidrostática tenga la altura determinada en los cálculos realizados por el ingeniero a cargo para generar el bajo balance deseado.

- Continuar bajando tubería de perforación hasta llegar a la profundidad deseada de asentamiento del empaque.

- Conectar válvula TIW inferior, Side Entry Sub, válvula TIW superior, pup joint de manejo necesario para el asentamiento del empaque y top drive. Conectar válvula low-torque a la salida lateral del Side Entry Sub y dejarla en posición cerrada.
- Proceder a realizar asentamiento del empaque por parte del ingeniero a cargo de la prueba con la cantidad de peso sobre el empaque determinado a partir de los cálculos operacionales según las condiciones o parámetros del pozo.
- Una vez finalizado el procedimiento de asentamiento del empaque, verificar el nivel del fluido en el anular y llenarlo en caso de que se requiera. Cerrar Pipe Rams de las preventoras en superficie para realizar prueba de sello de empaque con la presión y tiempo establecidos.
- Descargar presión anular a cero después de haber sido exitosa la prueba de presión del sello del empaque.
- Realizar reunión pre-operacional con el fin de aclarar el procedimiento operacional y las posibles contingencias a todas las empresas involucradas en la actividad.
- Instalar manguera de burbujeo y arreglo de válvulas al side entry sub. Asegurar de tener en la mesa de trabajo una caneca llena de agua para monitorear el burbujeo producido durante el desarrollo de la prueba.
- Iniciar prueba dando apertura a la válvula de cierre en fondo LPR-N, aplicando presión a través del anular hasta llegar a la presión de operación de la válvula de cierre para dar apertura a la válvula.

Nota: La presión de operación de la válvula dependerá de las condiciones estáticas del pozo.

- Introducir la manguera de burbujeo en la caneca con agua y dar apertura a la válvula low-torque del side entry sub.

- Monitorear el burbujeo evidenciado en superficie de 2 a 4 horas, durante este periodo de tiempo el burbujeo deberá ir disminuyendo hasta no observar burbujas de aire saliendo de la manguera introducida en la caneca con agua.
- Verificar la integridad de tope del liner a través de la prueba de presión negativa, se procede a realizar control de pozo.
- Realizar procedimiento de retiro del empaque en fondo aplicando tensión y se monitorea condiciones estáticas para verificar que el pozo está controlado.
- Iniciar retirada de sarta de prueba hasta llegar a superficie.
- Realizar desconexión del ensamblaje de fondo en superficie, y entregar reporte de operación al cliente. De esta manera se dará como finalizada la prueba de presión negativa.

4. Implementación de una prueba de presión negativa

Para la implementación solo se tendrá presente la ejecución de la operación para una prueba de presión negativa, se presenta un ejemplo real de un pozo que se denominará pozo 1. El “Job Log” se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1.

Job Log

Fecha	Hora	Secuencia de Eventos
30/05/19	11:00	Personal de la compañía de servicio en locación. Realizo inducción HSE y presentación con el Representante del cliente.
	13:00	Herramientas para prueba negativa en locación. Estado actual de la operación: Realizando Corrida de liner de 7”.
	14:00	En conversación con representante del cliente, se solicitaron cuñas y elevador de 3 ½” DP Para corrida de herramientas para dry test, al no estar disponibles en locación.
	19:00	Verifico herramientas y accesorios en locación. Confirmando en mesa del rig la disponibilidad de solo una TIW y un side entry sub XT57.
	22:00	Realizó prueba de banco a las memory gauges, resultado OK.
31/05/19	06:00	Estado actual de la operación: Continua corrida de liner de 7”.
01/06/19	06:00	Estado actual de la operación: Continua corrida de liner de 7”.
	10:00	Realizó prueba a disco de ruptura de 8K instalado en RD Circulating valve con 7200 psi por 10 minutos. Prueba OK.
	13:00	Midió y calibró herramientas en presencia de ingeniero de calidad en locación.
	15:00	Revisó y discutió cálculos y programa operativo con el jefe de pozo.
02/06/19	06:00	Estado actual de la operación: Recuperando setting tool de Versaflex.
	11:00	Revisó y discutió procedimiento con Company Man y personal de Ecopetrol Bogotá vía Telefónica.
02/06/19	14:21	Conectó memory gauge PPS DQ6048 con batería PPS23380 para registro de presión Durante prueba negativa. Tasa de registro: 1 dato (P,T) cada 3 segundos.

	14:22	Conecto memory gauge PPS DQ6058 con batería PPS23383 para registro de presión Durante prueba negativa. Tasa de registro: 1 dato (P,T) cada 3 segundos.
	18:30	Realizó reunión preoperacional para arme de BHA de prueba negativa.
	19:00	Realizó flushing de línea del stand pipe con crudo modificado e inicio arme de BHA para prueba negativa con herramientas de Halliburton TSS.
	20:30	Finalizó arme de BHA hasta crossover NC50 box sobre RD Circulating valve.
	21:00	Conectó primera parada y llenó sarta con crudo modificado 6.9 ppg.
	21:30	Corrigió fugas en equipo en superficie.
	22:00	Probó BHA con 500 psi por 5 minutos y 4000 psi por 10 minutos. Prueba OK. Continuó Corrida de DP 5" llenando cada 5 stands triples.
03/06/19	01:10	Stand #19 de DP 5" en el pozo. Finalizó llenado previo a prueba de integridad con crudo modificado de 6.9 ppg.
	01:40	Probó BHA con 500 psi por 5 minutos y 4000 psi por 10 minutos. Prueba OK. Continuó Corrida de DP 5" llenando cada 5 stands triples.
	05:00	Stand #37 de DP 5" en el pozo. Finalizó llenado previo a prueba de integridad con crudo modificado de 6.9 ppg.
	05:35	Probó BHA con 500 psi por 5 minutos y 4000 psi por 10 minutos. Prueba OK. Continuó Corriendo DP 5" VACIO.
	13:00	BHA en fondo con 70 stands de DP 5" NC50 y 34 stands de DP 5 7/8" XT57.
	13:05	Tomó pesos de sarta: Peso subiendo 170 klbs, bajando 140 klbs, arrastre 1 ft.
	13:15	Realizó reunión preoperacional para prueba negativa.
	13:30	Inicio arme de TIW-SES-pup joint y manifold de superficie para prueba negativa.
	14:35	Arme en superficie para prueba negativa completo.
	14:42	Verificó anular lleno.
	14:45	Inicio maniobra de sentamiento de empaque.
	15:20	Posterior a cinco intentos de asentamiento del empaque, variando diferentes parámetros, Sentó empaque @ 9903 ft MD (tope), centro de gomas 9909 ft MD. Rotando sarta 8 giros A la derecha, sosteniendo el torque y aplicando 40 klbs de peso a la sarta. También se aumentó el tronco en Superficie para tener más distancia para recorrido de la sarta al

		Descargar peso, además de aumentar la velocidad durante el recorrido hacia abajo.
15:45		Presurizó anular con 300 psi y evidencio caída de presión.
16:00		Presurizó anular con 300 psi y cerró válvula de entrada a kill line. Se sostiene presión.
16:10		Prueba de sello de empaque con 300 psi OK.
16:20		Rotó sarta 14 vueltas a la derecha para abrir válvula DCIP.
16:27		Inicio monitoreo de burbujeo en superficie, burbujeo inicial 3.5 in agua.
17:00		Monitoreo de burbujeo: 2 in de agua.
17:30		Monitoreo de burbujeo: 1/2 in de agua.
18:05		Finaliza monitoreo de burbujeo en superficie al parar la manifestación.
18:08		Comenzó llenado de tubería en directa por top drive, usando bomba #3 del rig.
18:58		Finalizó llenado de tubería con 140 bbl de lodo 13.7 ppg. Descargó presión en cabeza De 400 psi.
19:15		Verificó anular lleno y cerró pipe rams superiores. Abrió HCR contra choke cerrado Para monitorear presión del revestimiento.
19:25		Activó RD circulating valve con 1100 psi por anular bombeando por kill line.
19:30		Comenzó circulación en reversa @ 4-5 BPM. Para desplazar colchón de crudo modificado.
20:40		Detuvo circulación en reversa luego de bombear 210 bbl de lodo y recuperar el crudo Modificado por tubería.
20:45		Descargo presión en revestimiento y abrió pipe rams.
21:10		Desarmó líneas y válvulas en superficie previa a desasentamiento de empaque.
21:15		Desasentó empaque con 10 klbs de overpull. Nuevos pesos de sarta: Subiendo 260 klbs Y bajando 240 klbs.
22:00		Desarmó arreglo de TIW+SES+pup joint XT57 e inicio a recuperar tubería en paradas A la torre.
04/06/19	05:00	BHA de prueba negativa en superficie.
	06:00	Desconexión de BHA para prueba negativa finalizado.
	08:30	Descargó DATA de memory gauges y entrego información al cliente.
		FIN DE OPERACIÓN

4.1 Estado mecánico de pozo 1

Por cuestiones de confidencialidad se cambiaron las fechas de operación y se ocultaron los nombres de las personas a cargo. Antes de implementar el Job Log es indispensable tener presente los cálculos del delta de presión negativa que el cliente requiere, primero se empieza por el estado mecánico, este se deduce del anexo 1 localizado en la página **¡Error! Marcador no definido.**, obteniendo la *Figura 17*.

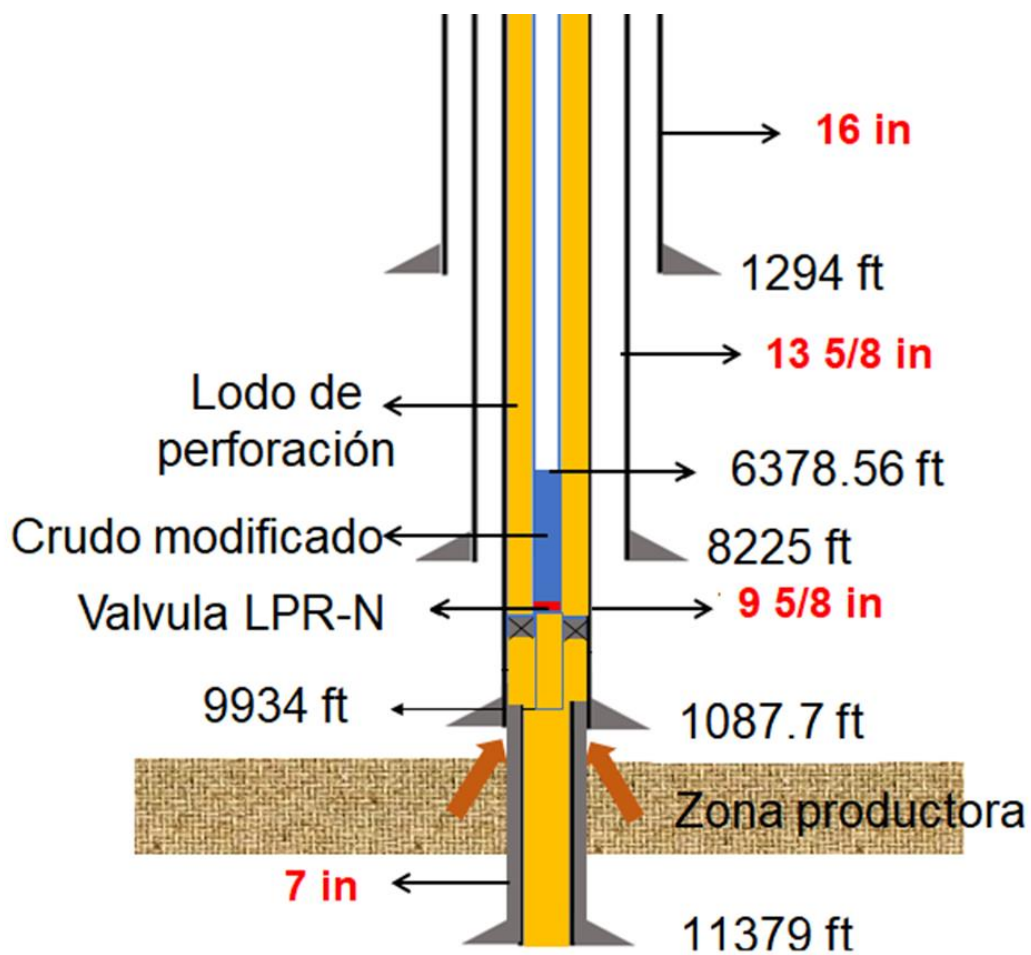


Figura 17. Estado mecánico del pozo 1



DESCRIPCIÓN	PROVEEDOR	TRACKING #	PESO lb	Conexión		Dimensiones			PROF. TOPE MD ft
				TOPE	FONDO	OD in	ID in	LONGITUD ft	
Drill Pipe 5-7/8" 26.30#/ft (0.415 WT) XT-57, S-135 (102 JUNTAS)	Ecopetrol		84818	5-7/8" XT-57/ Box	5-7/8" XT-57 Pin	7.000	4.250	3232.71	-6.00
Crossover NC 50 Pin X XT57 Box	Ecopetrol		80	5-7/8" XT-57/ Box	API-NC50 Pin	7.000	3.250	3.13	3226.71
Drill Pipe 5" 19.50 #/ft, S-135 (210 JUNTAS - 37 stands llenas)	Ecopetrol		129480	API-NC50 Box	API-NC50 Pin	6.625	3.250	6640.97	3229.84
Crossover	Halliburton	XOL687	70	API-NC50 Box	API-NC38 Pin	6.750	4.250	2.54	9870.81
Crossover	Halliburton	XOL676	40	API-NC38 Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	2.250	1.58	9873.35
RD Circulating Valve 5 OD, SG-15-100066685	Halliburton	SAP 10801153	330	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	3.60	9874.93
Dual Close in Pressure Valve	Halliburton	SAP 10259674	180	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	0.870	9.37	9878.53
Jar- Big John 5 OD	Halliburton	10259399	300	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.300	6.04	9887.90
Pup Joint 3 7/8" CAS	Halliburton	SAM001	100	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	2.250	5.58	9893.94
Válvula LPR-N	Halliburton	SAP 12396554	280	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.370	3.67	9899.52
Depth Ref: 9909.70 ft, Distance to Top of the Tool: 6.51 ft, CHAMP IV packer 9-5/8 IN. Gomas arriba 6.51" - Gomas abajo 4.35'	Halliburton	SAP 10257860	1065	3-7/8" CAS Box	API-NC38 Pin	8.250	2.870	10.86	9903.19
Crossover	Halliburton	XOL717	30	API-NC38 Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	2.250	1.62	9914.05
Gauge Carrier SG-15	Halliburton	SAP 10259942	500	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	16.83	9915.67
Crossover	Halliburton	XOL780	10	3-7/8" CAS Box	3-1/2" EUE 8RD Pin	5.000	2.250	1.81	9932.50
Mule Shoe	Halliburton	MS-14	5	3-1/2" EUE 8RD Box		5.000	2.380	1.10	9934.31
End of string			0						9935.41

Figura 18. Sarta del Dry test

En la Figura 18 se muestra la sarta requerida para realizar la prueba de presión negativa. El empaque se localiza a 9903.19 pies, inferior a la junta de seguridad RTTS, esta última se utiliza en caso de retirar la sarta por encima del empaque; el pup joint cumple la función de dar la profundidad exacta del pozo, el martillo (Jar Big John) se localiza encima de la pup joint, la válvula LPR-N es en donde se localiza la zona inferior de la columna hidrostática y como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, está a 9878,53 pies de profundidad, justo encima de este se localiza el Rupture disk Circulating valve, la cual se usa para recircular el pozo a penas termine la prueba de presión negativa, las herramientas propias de la prueba de presión negativa ocupan una distancia longitudinal de 59.38 pies. Algo curioso es la localización del

crossover NC 50 en donde se supone solo debería haber Drill pipe, eso es debido a que en campo no había más DP de 5" S-135, obligándolo a cambiar al DP 5 7/8 S-135.

4.2 Cálculo del número de juntas llenas con fluido

Para el cálculo del nivel del fluido se utiliza lo ilustrado en la

Tabla 2, la presión Draw down (Dd) es el diferencial de presión que el cliente solicita, haciendo que la presión requerida sea la diferencia entre la presión de formación (Pf) y la presión Draw down, la columna de fluido (Nf) (crudo modificado, ecuación (1) TVD se halla con base a la presión hidrostática, esto se logra dividiéndolo por la densidad de fluido (ρ_f) y multiplicándolo por el factor de conversión 19.25, el nivel vertical (Nv, ecuación (2)) TVD es la diferencia entre la profundidad TVD (Pr) de la formación y la columna de fluido TVD, la columna de fluido MD es una corrección a la columna de fluido TVD, el nivel de fluido vertical MD entre la profundidad de formación MD y columna de fluido MD, dado se conoce el diámetro del DP, se calcula el volumen de ese fluido (V) multiplicando la columna del fluido MD por 0.01776 (factor de conversión, incluyendo a pi), el número de juntas (Jl) que logra llenar se obtiene dividiendo la Columna de fluido vertical MD por la longitud de cada DP, el cual es de 31 ft.

$$Nf = 19.25 \frac{Dd - Pf}{\rho_f} = 3,723.87 \text{ ft} \quad (1)$$

$$Nv = Pr - Nf = 10087.67 \text{ ft} - 3,723.87 \text{ ft} = 6363.8 \text{ ft} \quad (2)$$

$$V = 0.01776 Mfm = 66,14 \text{ Bbl} \quad (3)$$

$$Jl = \frac{3,724}{31} = 120 \text{ juntas} \quad (4)$$

Tabla 2.
Calculo Draw Down.

TOL 7" / Formación	10,109.00	Ft MD
TOL 7" / Formación (Pr)	10,087.67	Ft TVD
Densidad del fluido (ρ_f)	6.9	ppg
Presión de formación (Pf)	6,672.8	psi
Presión Draw down (Dd)	5,338.00	psi
Presión hidrostática deseada	1,334.79	psi
Columna de fluido (Nf)	3,723.87	Ft TVD
Nivel vertical del fluido (Nv)	6,363.80	Ft TVD
Columna del fluido (Nfm)	3,724.00	Ft MD
Nivel del fluido vertical	6,385.00	Ft MD
Volumen de Crudo Modificado (V)	66	BLS
Juntas llenas (Jl)	120	Juntas

4.3 Cálculo de la fuerza requerida en el Empaque

Una característica del tope inferior del fluido para la prueba de presión negativa es su localización, pues está por encima de del tope del liner (*Figura 19*), de otra manera no se miraría en superficie aumento del influjo en caso de estar mal cementado el liner.

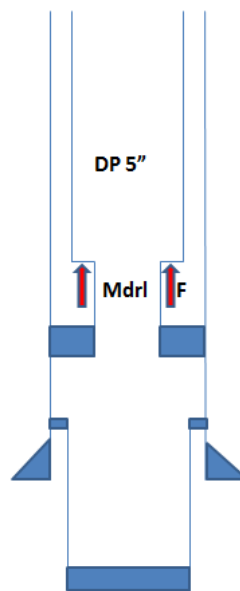


Figura 19. Localización del Empaque.

La fuerza en el empaque (**Fg**) se halla según la ecuación (6), primero se halla el área efectiva (**Ae**) (ecuación (5)) con el diámetro interno del dril pipe y el mandril del Empaque (**Mdrl**), luego se acuerda la fuerza según presión anular entre operadora y campo, que para el presente caso es de 1000 Psi y finalmente se aplica la ecuación (6), obteniendo 8460.341 lb de fuerza, posterior a esto se halla la fuerza con que se sienta el empaque, la cual está dada por la ecuación (7) (**FT**).

$$Ae = \frac{\pi OD_1}{4} - \frac{\pi OD_2}{4} = 19.635 \text{ in}^2 - 11.17466 \text{ in}^2 = 8.46 \text{ in}^2 \tag{5}$$

$$Fg = 1000 * Ae = 1000 \text{ psi} * 8.460341 \text{ in}^2 = 8460.341 \text{ lbs} \tag{6}$$

$$FT = (9.625 * 2000) + 8460.341 \text{ lbs} = 27710.31 \text{ lbs} \tag{7}$$

Tabla 3.

Fuerza generada en el Empaque.

OD DP 5"(OD1)	5 in
OD Mdrl (OD2)	3.772 in
Área OD DP	19.635 in ²
Área OD Mdrl	11.17466 in ²
Área efectiva (Ae)	8.46 in ²
Presión anular	1000 psi
Fuerza generada (Fg)	8460.341 lbs

4.4 Activación de la Válvula de circulación

Para el cálculo de la fuerza requerida para romper el disco de la válvula de circulación se tiene en cuenta la profundidad en TVD de la misma (P_{VC}), la cual se halla según el estado mecánico del pozo y el Target del mismo, luego se calcula la fuerza que el lodo de perforación en el anular ejerce a esa profundidad ($PHAn$) y finalmente la fuerza que se le debe ejercer en superficie, teniendo en cuenta que el disco posee una presión de ruptura (**PS**), para el presente caso de 8000 psi

$$P_{VC} = 9875 \text{ ft MD} = 9894,3 \text{ ft TVD} \quad (8)$$

$$PHAn = (\rho \text{ TVD})/19.25 = (13.7 * 9894.3)/19.25 = 7041.657 \text{ psi} \quad (9)$$

$$Ps = Pd - PHAn = 958.3 \text{ psi} \quad (10)$$

Tabla 4.

Variables para la prueba de activación del disco.

Pvc	Profundidad Valvula de circulación (ft)
PHAn	Presión hidrostática en el anular (Psi)
Pd	Presión del disco 8000 (Psi)
PS	Presión en superficie

4.5 Longitud del tronco

Este es el cálculo de longitud adicional para sentar el empaque que se requiere en superficie. Este empieza con el cálculo del Slack-off (L_{so}), el cual es la compresión que se le debe aplicar a la tubería antes de que esta sienta la fuerza en superficie, luego se le suma el desplazamiento del martillo (J_{stroke}) y del empaque (E_{stroke}), posteriormente se le añade la longitud de arrastre, la cual es la diferencia en longitud de tubería entre el peso de la sarta subiendo y el peso de la sarta bajando y finalmente se agrega la longitud del elevador, obteniendo la longitud total del tronco (T_{tr})

$$L_{so} = \frac{F_T}{1000} * \frac{P_{emp} * f_{so}}{1000} = L_{so} = \frac{30000}{1000} * \frac{9903 * 0.0867}{1000} = 25.75 \text{ in} \quad (11)$$

$$J_{stroke} = 10 \text{ in} \quad (12)$$

$$E_{stroke} = 6 \text{ in} \quad (13)$$

$$\text{Arrastre} = 12 \text{ in} \quad (14)$$

$$\text{Manejopor elevador} = 18 \text{ in} \quad (15)$$

$$T_{tr} = L_{so} + J_{stroke} + E_{stroke} + \text{Arrastre} + \text{Manejo por elevador} = 68.5 \text{ in} \quad (16)$$

Tabla 5.
Variables para el cálculo de la longitud del Tronco.

J_{stroke}	Estroque del martillo (in)
E_{stroke}	Estroque del empaque (in)
L_{so}	Longitud Slack off (in)
P_{emp}	Profundidad del empaque (in)
f_{so}	Factor de slack off
T_{tr}	Longitud total del tronco (in)

4.6 Corrida de una prueba de presión negativa

Una vez determinado los cálculos pertinentes, se procede a realizar la prueba de presión negativa, la cual se resume en la Tabla 1. Después de finalizar acuerdo con el Company Man, se conecta el gauge carrier previamente probado, luego se realiza la reunión pre operacional del BHA pertinente, después se flashea en stand pipe con crudo modificado antes de armarlo.

- El armado inicial termina hasta el crossover NC50, localizado sobre el RD Circulating valve, luego se corre la primera parada y llena con crudo modificado (se llena tras la primera parada, evitando así espumado en fondo de la columna de crudo modificado).
- A la hora (21:30-02/06/19), donde dice: “Corrigió fugas en equipo en superficie”, es debido a fallas identificadas en equipo de superficie, y se procede a continuar la corrida después de realizar las acciones correctivas, el llenado es cada 3 Stand.
- Después de corregir fugas se procede a probar la resistencia del BHA con 500 psi por 5 minutos y 4000 psi por 10 minutos, continuando la bajada del BHA cuando esta si no detecta problema alguno
- Se continúa llenado hasta el Stand número 19 (cada stand son 3 DP), probando nuevamente resistencia del BHA, si no se detecta problema alguno se continua

- Se continúa llenado hasta el Stand número 37 (cada stand son 3 DP), probando nuevamente resistencia del BHA, si no se detecta problema alguno se continua.
- Se continúa bajando hasta fondo sin ingresar más petróleo modificado, con 70 Stand DP 5" y 34 Stand DP 5-7/8", después se realiza reunión pre operacional a prueba de presión negativa.
- Se realiza armado de TIW-SES-pup joint y manifold de superficie, verificando los demás equipos dispuesto de manera correcta.
- Se llena el anular e inicia maniobra para el asentamiento de Empaque, se realizaron 5 intentos de asentamiento del empaque, lográndolo a una profundidad de 9903 ft MD, estando el centro de goma 6 ft más abajo.
- Después de localizar adecuadamente el Empaque, se realiza una prueba con 300 psi al sello del Empaque, si no se detecta problema alguno se continua
- Para permitir que el fluido presurizado que quedó entre el empaque y la válvula LPR-N, se gira esta última 14 vueltas a la derecha. El fluido atrapado es presurizado, por lo cual es de esperar que no se logre ver en superficie líquido, pues solo desplaza verticalmente el crudo modificado sin que llegue realmente a cabeza de pozo.
- Se verifica burbujeo en superficie, esto se continua por un tiempo prudencias (para el presente caso 2 horas), este debe disminuir su intensidad, hasta desaparecer completamente, sino desvanece, es indicativo que el cemento está mal puesto, pues hay influjo desde la cementación, siendo necesario tomar acciones correctivas.
- Se llena la tubería en directa por el Top Drive, luego de finalizar llenado, se descarga presión en cabeza de 400 psi.

- Se verifica el anular lleno, luego cierra Pipe rams superiores, posteriormente abre HCR contra choke cerrado, para monitorear presión del revestimiento.
- Se activa RD circulating valve con 1100 psi ejecutados por el anular, induciendo al crudo modificado dirigirse en dirección vertical hacia arriba.
- Se detiene circulación una vez verificado no hay más petróleo modificado, para el presente caso 210 Bbl de lodo.
- Descarga presión en revestimiento y abre pipe rams.
- Desarma piezas en superficie.
- Se desasienta el empaque con 10 klbs de overpull.
- Se inicia recuperación del BHA y la data memoria gauge e informa final es entregada al cliente.

4.7 Análisis de la prueba de presión negativa

Cuando el burbujeo deja de percibirse en la caneca de 55 galones, se traduce en el líquido interno en la sarta de la prueba de presión negativa (drill pipe y BHA) como estático, en otras palabras, el lodo de perforación ya no desplaza al crudo modificado, profundizando más en el pozo, se puede asegurar que no hay influjo en ninguna parte inferior al empaque, para el caso en particular, bastó 1 hora con 10 minutos para dejar de observar burbujeo, si en cambio, el burbujeo no se detiene, se puede asegurar que hay influjo, pero no obligatoriamente de la cementación, pues la prueba asegura que no hay influjo en la parte inferior al empaque, por lo cual es necesario verificar en donde ocurre dicho influjo.

5. Conclusiones

Los equipos y/o herramientas para realizar una prueba de presión negativa, no es común encontrar en la literatura, por lo cual este trabajo de grado muestra con detalle el funcionamiento y características que presentan, además de mostrar la aplicación en una prueba de presión negativa.

El procedimiento para llevar a cabo una prueba de presión negativa es operativo, no obstante, como se muestra en el Job log, se puede presentar problemas (fuga en equipos de superficie y cambio de Drill pipe), por ende, es muy importante realizar todas las pruebas necesarias, de lo contrario se podría considerar inválido los resultados.

Los resultados calculados para el desarrollo de la operación y los reales usados en campo, no son exactamente iguales debido a que se puede realizar variaciones en los parámetros para facilitar el desarrollo de la operación y reducir tiempo lo cual se traduce en reducir costos.

Se ilustró un procedimiento y aplicación de la prueba negativa de presión que contribuye a asegurar la integridad de la cementación en un proceso no mayor a 7 días.

6. Recomendaciones

La cementación se realizó a más de 10000 ft, en donde los esfuerzos in situ pueden ser poco predecibles, por lo cual sería prudente realizar una prueba de presión positiva, ayudando a verificar aún más la integridad del cemento.

Se puede hacer una mejora de la prueba negativa verificando la presión que sucede en superficie y no solamente el burbujeo, esto permite medidas más exactas de la caída de presión y verificar el momento exacto en que dicha presión deja de existir.

Como se muestra en la presente investigación, no se mencionan acciones a tomar en cuenta en caso de que la prueba de presión negativa de negativa (haya influjo), siendo indispensable analizarlo para futuras investigaciones.

Referencias bibliográficas

- Albarran, D., & Hernández, L. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Alfayiz, M., Alaithan, M., Alharbi, A., & Khan, F. (2019, marzo 15). Cost and Time Effective Stimulation Technique in Horizontal Cemented Liner Application in Carbonate Reservoir With HPCT Hydrjetting Tools. Presentado en SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. <https://doi.org/10.2118/195119-MS>
- Arias, S., & Guillermo, H. (2019). Estudio de factibilidad para reparar el solapamiento excesivo de tubería entre el casing de la sección media y el liner de producción de un pozo productor comunicado con un acuífero superior. Escuela Politécnico Nacional.
- Azaña Mantilla, J. C. (2016). Corrida, instalación y cementación de un LIner en un pozo horizontal. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Bennett, T. (2015). Well Cement Integrity and Cementing Practices (T. U. of Adelaide, Ed.). Halliburton. (2008). LO TORC® Plug Valve, Cementing.
- Halliburton. (2010). CHAMP® IV Packer, Completion.
- Halliburton. (2012). LPR-N™ Tester Valve, Downhole test tools. Testing & Subsea.
- Halliburton. (2016a). Big John® Hydraulic Jar. Test Tools, Cased Hole. Testing & Subsea.
- Halliburton. (2016b). SG-15/SG-175 Gauge Carrier. Test Tools, Cased Hole. Testing & Subsea.
- Halliburton. (2017). RTTS® Safety Joint. Wellbore Service Tools, Retrievable Tool. Completion.
- M&M. (2018). Ball Valves—M&M International. Recuperado 21 de septiembre de 2019, de <http://www.mmvalve.com/products/ball-valves/>
- Navas, F. (2010). Liner.

Zepeda, Juan; Porres, Alma; Martínez, Nestor; Pimwntel, Segio; Acosta, Héctor; Moreira, Héctor;

Franco, G. (2016). Lineamientos de perforación de pozos (COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Ed.). Mexico D.F.

Apéndices

El color verde indica el tope del revestimiento de 20 pulgadas, a una profundidad de 1297 pies, el color azul muestra el tope del revestimiento 13 3/8 a una profundidad de 8225 pies, el color amarillo indica el tope del revestimiento 9 5/8 a 10270 pies y el rojo es el tope del liner de 7 pulgadas, localizado a 11370 pies de profundidad.

Apéndice A. Target del pozo 1.

Tabla 6.
Target del Pozo 1.

Measured Depth (ft)	Incl. (deg)	Azim. (deg)	Vertical Depth (ft)	Sub-Sea Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (deg/100ft)
0	0	0	0	-1402.6	0	0
201	0.45	163.85	201	-1201.6	0.71	0.22
298	0.63	139.38	297.99	-1104.61	1.58	0.3
388	0.94	140.08	387.99	-1014.61	2.82	0.34
479	1.05	134.68	478.97	-923.63	4.39	0.16
568	1.01	130.59	567.96	-834.64	5.99	0.09
672	0.91	125.68	671.94	-730.66	7.7	0.12
701	0.88	115.97	700.94	-701.66	8.14	0.53
793	0.66	107.04	792.93	-609.67	9.25	0.27
885	0.61	91.77	884.93	-517.67	10.05	0.19
934	0.63	88.07	933.92	-468.68	10.4	0.09
1011	0.62	105.97	1010.92	-391.68	11.03	0.25
1105	0.67	102.44	1104.91	-297.69	11.91	0.07
1201	0.33	93.6	1200.91	-201.69	12.57	0.36
1225	0.37	124.26	1224.91	-177.69	12.69	0.79
1297	0.341	100.325	1296.91	-105.69	13.09	0.21
1350	0.36	82.45	1349.91	-52.69	13.31	0.21
1446	0.43	80.83	1445.9	43.3	13.68	0.07
1542	0.2	113.11	1541.9	139.3	14.03	0.29
1638	0.19	54.77	1637.9	235.3	14.2	0.2
1733	0.2	337.37	1732.9	330.3	14.06	0.26
1828	0.5	343.26	1827.9	425.3	13.53	0.32
1923	0.44	341.1	1922.9	520.3	12.83	0.07

2018	0.53	316.2	2017.89	615.29	12.05	0.24
2113	0.53	317.56	2112.89	710.29	11.17	0.01
2208	0.25	284.31	2207.89	805.29	10.56	0.37
2305	0.39	308.06	2304.88	902.28	10.06	0.2
2400	0.14	271.29	2399.88	997.28	9.66	0.31
2496	0.2	209.84	2495.88	1093.28	9.63	0.19
2592	0.2	197.05	2591.88	1189.28	9.77	0.05
2686	0.14	157.31	2685.88	1283.28	9.96	0.14
2782	0.37	138.92	2781.88	1379.28	10.38	0.25
2878	0.31	130.99	2877.88	1475.28	10.95	0.08
2974	0.39	95.32	2973.88	1571.28	11.45	0.24
3070	0.33	45.66	3069.88	1667.28	11.68	0.32
3164	0.31	24.79	3163.87	1761.27	11.57	0.13
3261	0.41	13.84	3260.87	1858.27	11.27	0.12
3358	0.45	326.85	3357.87	1955.27	10.71	0.36
3453	0.39	331.65	3452.87	2050.27	10.02	0.07
3549	0.26	299.82	3548.87	2146.27	9.5	0.23
3644	0.12	285.09	3643.87	2241.27	9.21	0.15
3738	0.19	8.74	3737.87	2335.27	9.03	0.23
3832	0.09	3.95	3831.87	2429.27	8.88	0.11
3926	0.2	266.25	3925.86	2523.26	8.73	0.24
4022	0.14	258.37	4021.86	2619.26	8.56	0.07
4117	0.17	44.06	4116.86	2714.26	8.49	0.31
4212	0.09	106.06	4211.86	2809.26	8.55	0.16
4305	1.51	148.74	4304.85	2902.25	9.81	1.55
4401	2.17	146.86	4400.8	2998.2	12.85	0.69
4496	2.42	140.85	4495.73	3093.13	16.63	0.36
4591	1.99	137.45	4590.66	3188.06	20.28	0.47
4686	2.48	133.41	4685.58	3282.98	23.98	0.54
4782	3.22	128.51	4781.46	3378.86	28.71	0.81
4878	4.76	135.53	4877.23	3474.63	35.35	1.68
4971	5.35	135.74	4969.87	3567.27	43.54	0.63
5067	5.96	136.86	5065.4	3662.8	53	0.65
5162	6.73	139.94	5159.82	3757.22	63.49	0.89
5257	7.82	137.38	5254.05	3851.45	75.52	1.2
5352	8.57	135.46	5348.08	3945.48	89.06	0.84
5447	8.81	133.96	5441.99	4039.39	103.39	0.35
5542	8.7	133.5	5535.88	4133.28	117.81	0.14
5637	8.66	139.76	5629.8	4227.2	132.13	0.99
5732	8.51	138.9	5723.73	4321.13	146.3	0.21
5827	8.55	136.96	5817.68	4415.08	160.39	0.31

5922	8.26	133.19	5911.66	4509.06	174.26	0.66
6017	8.05	135.3	6005.7	4603.1	187.71	0.38
6111	7.13	138.43	6098.88	4696.28	200.12	1.07
6206	6.65	145.16	6193.19	4790.59	211.46	0.99
6300	5.87	146.18	6286.63	4884.03	221.61	0.84
6395	5.2	143.86	6381.19	4978.59	230.7	0.74
6489	4.2	142.22	6474.87	5072.27	238.37	1.07
6585	3.36	140.77	6570.66	5168.06	244.68	0.88
6679	2.37	139.79	6664.54	5261.94	249.37	1.05
6776	1.92	150.76	6761.48	5358.88	252.96	0.63
6872	1.49	147.62	6857.43	5454.83	255.75	0.46
6968	0.31	130.5	6953.42	5550.82	257.24	1.25
7064	0.68	23.98	7049.42	5646.82	257.27	0.86
7157	1.19	26.14	7142.4	5739.8	256.69	0.55
7253	1.11	39.94	7238.38	5835.78	256.2	0.3
7355	0.69	28.1	7340.37	5937.77	255.87	0.45
7449	0.94	33.97	7434.36	6031.76	255.49	0.28
7544	1.05	23.94	7529.35	6126.75	254.96	0.22
7638	1.17	32.11	7623.33	6220.73	254.35	0.21
7733	1.08	23.97	7718.31	6315.71	253.73	0.19
7827	1.14	24.75	7812.29	6409.69	253.01	0.07
7923	1.48	31.23	7908.27	6505.67	252.29	0.39
8017	1.84	22.08	8002.23	6599.63	251.3	0.47
8114	2.55	24.41	8099.16	6696.56	249.77	0.74
8225	2.845	11.171	8210.04	6807.44	247.16	0.62
8319	3.19	2.25	8303.91	6901.31	243.91	0.62
8414	4.63	346.11	8398.69	6996.09	238.65	1.89
8508	5.67	349.26	8492.3	7089.7	231.36	1.15
8603	5.75	353.61	8586.83	7184.23	223.51	0.46
8698	5.61	356.22	8681.37	7278.77	216.03	0.31
8794	4.74	349.03	8776.98	7374.38	208.97	1.13
8888	3.46	347.26	8870.73	7468.13	203.19	1.37
8983	2.44	335.62	8965.61	7563.01	198.77	1.24
9078	1.46	309.09	9060.55	7657.95	195.65	1.38
9172	0.75	281.01	9154.54	7751.94	193.97	0.93
9234	0.68	306.13	9216.53	7813.93	193.28	0.51
9361	1.66	6.77	9343.51	7940.91	191.34	1.14
9457	3.12	27.22	9439.42	8036.82	189.52	1.74
9554	4.16	34.27	9536.23	8133.63	187.78	1.17
9649	4.61	28.36	9630.95	8228.35	185.72	0.67
9745	5.56	29.28	9726.57	8323.97	182.98	0.99

9840	6.19	33.59	9821.07	8418.47	180.28	0.81
9934	7.06	38	9914.44	8511.84	178.08	1.07
10030	8.17	41.97	10009.59	8606.99	176.41	1.28
10124	9.31	44.03	10102.5	8699.9	175.26	1.26
10219	9.7	43.06	10196.2	8793.6	174.13	0.44
10270	10.114	43.359	10246.44	8843.84	173.45	0.82
10272	10.13	43.37	10248.41	8845.81	173.42	0.82
10300	10.13	43.37	10275.97	8873.37	173.05	0
10312	10.13	43.37	10287.78	8885.18	172.89	0
10372	10.13	43.37	10346.85	8944.25	172.1	0
10400	9.57	43.37	10374.43	8971.83	171.74	2
10500	7.57	43.37	10473.31	9070.71	170.63	2
10600	5.57	43.37	10572.65	9170.05	169.77	2
10700	3.57	43.37	10672.33	9269.73	169.17	2
10800	1.57	43.37	10772.22	9369.62	168.83	2
10815.38	1.262	43.37	10787.6	9385	168.81	2
10878.5	0	0	10850.71	9448.11	168.75	2
10900	0	0	10872.21	9469.61	168.75	0
11000	0	0	10972.21	9569.61	168.75	0
11100	0	0	11072.21	9669.61	168.75	0
11200	0	0	11172.21	9769.61	168.75	0
11300	0	0	11272.21	9869.61	168.75	0
11379.39	0	0	11351.6	9949	168.75	0
11413.39	0	0	11385.6	9983	168.75	0
11500	0	0	11472.21	10069.61	168.75	0
11565.39	0	0	11537.6	10135	168.75	0
11600	0	0	11572.21	10169.61	168.75	0
11662.39	0	0	11634.6	10232	168.75	0
11700	0	0	11672.21	10269.61	168.75	0
11800	0	0	11772.21	10369.61	168.75	0
11900	0	0	11872.21	10469.61	168.75	0
11953.39	0	0	11925.6	10523	168.75	0
12000	0	0	11972.21	10569.61	168.75	0
12103.39	0	0	12075.6	10673	168.75	0