

OPERACIONES DEL POZO EN FLUJO NATURAL



FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2015

4

UNIDAD

TATIANA PÉREZ - MAYCOL SUÁREZ



CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	3
1. CONFIGURACIONES Y EQUIPOS DE PRODUCCIÓN EN EL POZO.	4
2. CABEZAL DE POZO	5
3. SARTAS DE PRODUCCIÓN	11
3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN O TUBING	11
4. EQUIPOS DE FONDO.....	16
5. EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	24
BIBLIOGRAFÍA.....	34

INTRODUCCIÓN

En un pozo existe gran variedad de equipos o herramientas que se encuentran disponibles para llevar a cabo la producción de los fluidos, desde la formación hasta la superficie donde este será tratado. Para satisfacer las necesidades y limitaciones que hay en la producción de un pozo es necesario tener acceso a este para realizar ciertas mediciones, contar con un flujo eficiente que permita que el fluido llegue hasta superficie, controlar en superficie el flujo y garantizar la seguridad de los equipos y del personal. Los componentes de un equipo de producción se seleccionan según la configuración de la formación, datos obtenidos en pruebas y demás variables que permitan determinar el tipo de operación a realizar, bien sea en un pozo que produzca por flujo natural o por algún método de levantamiento artificial. La selección técnica de los equipos debe hacerse con mucho cuidado ya que se pueden obtener resultados no esperados por diversas razones como que estos no estén disponibles en el mercado, no se pueden obtener en el tiempo previsto, son demasiado costosos, etc.

1. CONFIGURACIONES Y EQUIPOS DE PRODUCCIÓN EN EL POZO.

La producción de un pozo que fluye naturalmente por lo general se lleva a cabo con el uso de los siguientes equipos y configuraciones:

- *Producción en cabeza de pozo con el árbol de navidad y el cabezal de la tubería o tubing:* el árbol de navidad comprende una serie de válvulas, un estrangulador y diferentes conexiones que proporcionan medios de control del flujo de los fluidos, garantizando la seguridad de las instalaciones y dando acceso al pozo a herramientas de medición.
- *El cabezal de la tubería de producción o tubing head spool:* acomoda el dispositivo diseñado para colgar la tubería.
- *La tubería de producción o tubing:* es el conducto por donde fluyen los fluidos desde el fondo hasta superficie, la buena elección de esta contribuye a la seguridad de los equipos y asegura que el fluido llegue a superficie de la manera más eficiente como sea posible.
- *Accesorios de fondo:* como válvulas, sellos, partes del tubing diseñadas para llevar a cabo la producción. Estos accesorios van dentro de la tubería de producción o tubing.
- *Una válvula de seguridad adicional o subsurface safety valve.* Para pozos de alto riesgo como los de offshore, submarinos o productores de gas, esta es diseñada para compensar el trabajo de cualquier válvula del árbol de navidad o de la cabeza del pozo que se encuentre fallando. Esta válvula de seguridad complementaria es incorporada dentro del tubing y se encuentra a unos 100 a 150 ft por debajo del nivel del suelo en tierra o en el fondo del mar si es en altamar, esta es controlada desde un panel en superficie o a través de una línea hidráulica. ¹ Algunos equipos descritos anteriormente se muestran en la Figura 1.

¹ PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. p.115-117. ISBN: 2710807653

2. CABEZAL DE POZO

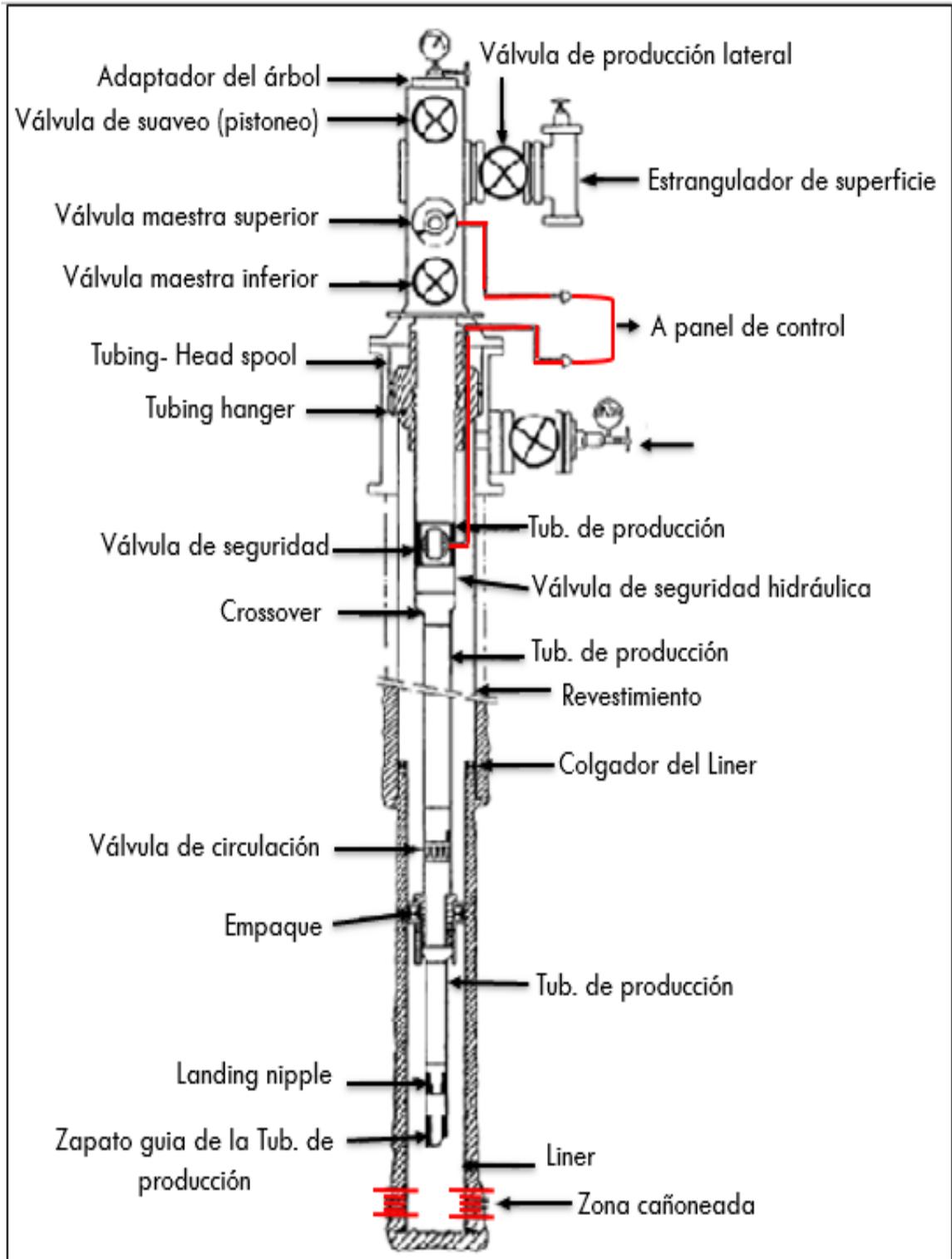
La tubería de producción o tubing necesita ser asegurado y colgado desde la superficie, por lo que debe disponer de varias válvulas y demás accesorios en superficie que permitan el flujo del fluido de una manera segura y eficiente. La elección del tipo de cabezal de pozo y las funciones que este debe cumplir están relacionadas con los siguientes requisitos:

- La protección contra el flujo incontrolado del fluido que proviene del pozo.
- El control de la tasa de flujo.
- El monitoreo periódico del estado del pozo y/o bajada de las herramientas de wireline dentro del pozo.
- Resistencia a la presión y a la temperatura durante la producción.

Los cabezales de pozos consisten en un conjunto de válvulas, colgadores y otros accesorios que permiten controlar la presión y la tasa de flujo proveniente de la formación. La Figura 2 muestra un esquema donde se ve el cabezal de pozo, donde una vez instalada la tubería de producción se retiran las preventoras y se instala el árbol de navidad sobre este para controlar el flujo. Un cabezal debe cumplir con las siguientes funciones:

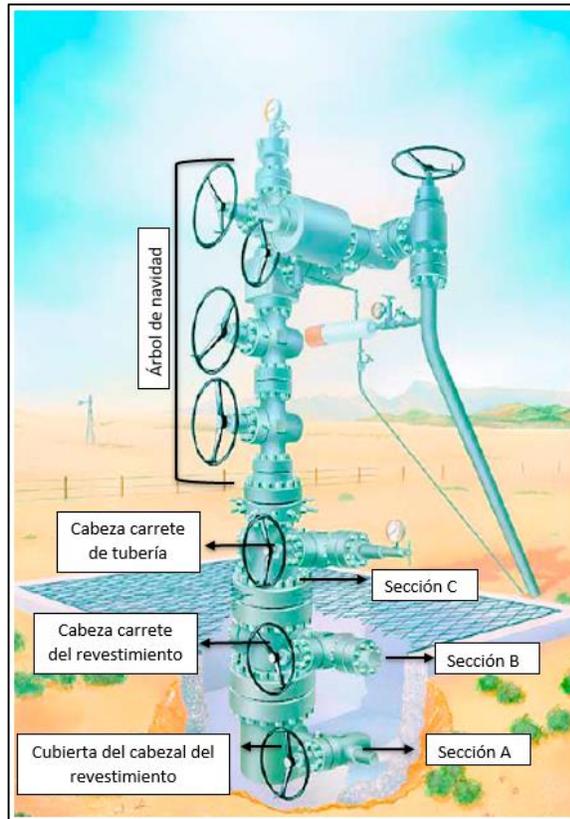
- Soportar cargas de tensión de las tuberías suspendidas.
- Tener capacidad de sellar a presión.
- Proporcionar una conexión entre el pozo y las líneas en superficie.
- Aislar el pozo del ambiente exterior.
- Mantener la presión durante las operaciones de control de pozo, pruebas o periodos de cierre.
- Ofrece una base para el árbol de navidad.

Figura 1. Equipo de producción de un pozo fluyendo



Fuente: PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. p.116.

Figura 2. Esquema del cabezal de pozo



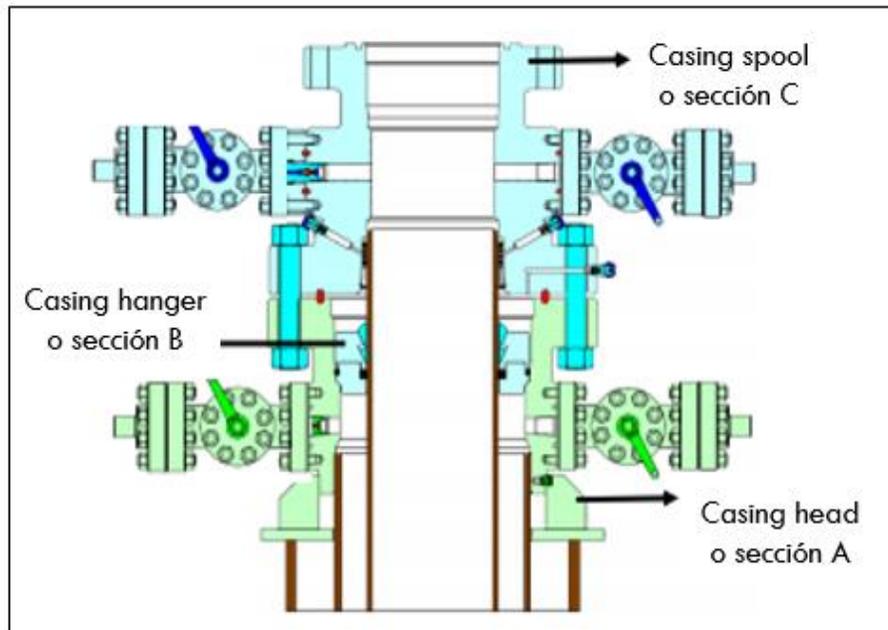
Fuente: Modificado de WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.2.

Los componentes principales del cabezal de pozo se muestran en la Figura 3 y se describen a continuación:

- *Cubierta del cabezal del revestimiento o casing head o sección A:* es la sección más baja del ensamble del cabezal de pozo, este por lo general está conectado al revestimiento de superficie y controla el acceso al pozo controlando la presión o los retornos de fluido durante las operaciones. Se puede usar con una placa base para distribuir mejor el peso, esta puede ser fundida de manera integral con el cabezal o puede ser fabricada y unida por medio de soldadura. Al ordenar un cabezal se debe especificar el modelo, la conexión inferior (tipo de rosca o acople y tamaño del revestimiento), la conexión superior (presión de trabajo, tipo

y tamaño de brida o grapa de acople), las salidas laterales (tamaño, presión) y demás accesorios como tornillos de seguridad o placas de base. Un esquema de esta sección se muestra en la Figura 4.

Figura 3. Componentes del cabezal de pozo



Fuente: LÓPEZ, Erwin., PARRA Sergio. Definición de estándares operativos para cabezales de pozos y sistemas de recolección de superficie. p. 25.

Algunas características operativas del casing head son:

- Soporta la tubería de revestimiento y se encuentra acoplado a un dispositivo llamado casing hanger el cual se encarga de centrar y sellar el espacio anular entre la formación y el revestimiento.
- Permite conectarse o adaptarse a las preventoras.
- *Cabezal del revestimiento tipo carrete o casing hanger o sección B:* es un dispositivo que dentro de sus funciones centra la tubería y sella la comunicación con el espacio anular, ofrece soporte para el revestimiento siguiente, ofrece soporte para el montaje de las preventoras, sella el pozo y también controla el

acceso al pozo controlando la presión o los retornos de fluido durante las operaciones.

El colgador del revestimiento suspende las sargas de revestimiento intermedio y de producción, centra la sarga y sella el espacio anular, estos pueden ser de tipo cuña (se envuelven alrededor del revestimiento) o tipo mandril. Un esquema de esta sección se muestra en la Figura 5.

Figura 4. Casing head o sección A

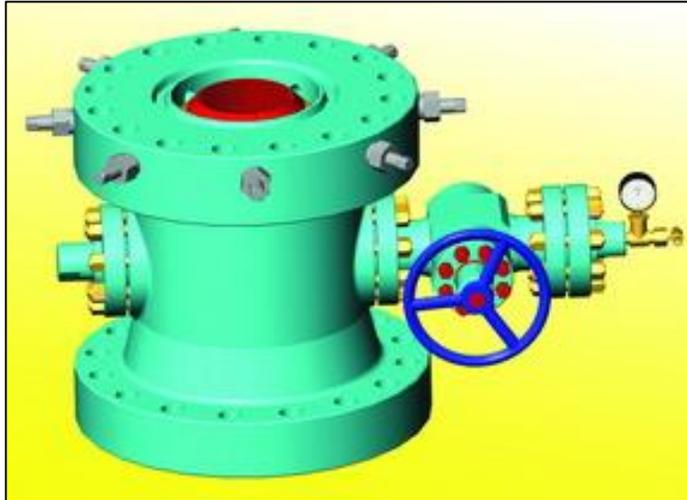


Fuente: TNG Energy Services

- *Cabezal de tubería tipo carrete o casing spool o sección C:* esta sección ofrece apoyo al colgador de la tubería y al montaje de las preventoras. Los colgadores de tubería suspenden la tubería de producción, sellan el espacio anular entre

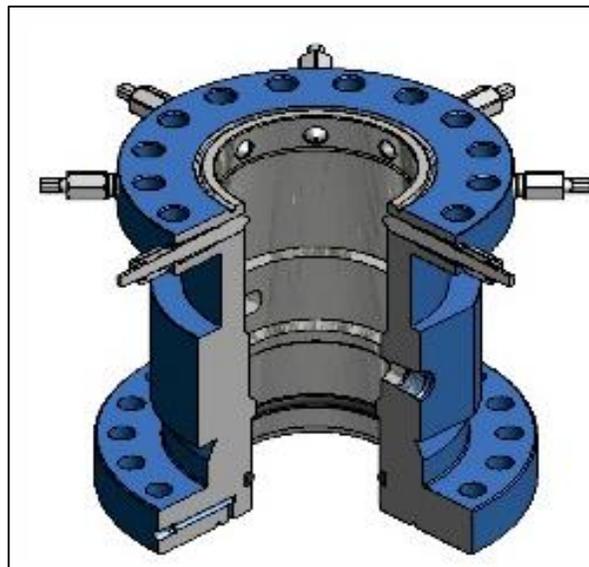
esta y el revestimiento, ofrece un apoyo para el montaje del árbol de navidad. Un esquema de esta sección se muestra en la Figura 6.²

Figura 5. Casing hanger o sección B



Fuente: Bridge Stone Energy Limited

Figura 6. Casing spool o sección C



Fuente: ESP Completion Technologies

² SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – Cabezales de pozo y árboles de navidad. p. 4-56.

3. SARTAS DE PRODUCCIÓN

La tubería de producción es el conducto que atraviesa el fluido que proviene de la formación hasta llegar a la superficie en pozos de producción y desde la superficie hasta el yacimiento en pozos de inyección. En algunos casos la tubería de producción se usa con un empaque el cual protege el revestimiento y previene cualquier daño que pueda provocar el fluido a esta (erosión, corrosión). La mejor tasa del fluido se obtiene eligiendo el diámetro de la tubería adecuado que permita minimizar el consumo de energía y permita obtener la máxima eficiencia de flujo. El tubing puede ser reemplazado cuando se necesita realizar alguna reparación o se requiera adaptarlo debido a un cambio en los parámetros de producción como la tasa de flujo. Si el diámetro regula el flujo de los fluidos por otro lado el material de acero y el tipo de conexión de la tubería proveen una cierta resistencia contra los fluidos químicos que son agresivos, por lo que se debe tener en cuenta que una adecuada selección, diseño e instalación de la tubería es una parte fundamental en el completamiento de un pozo.

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN O TUBING

Esta tubería está hecha de láminas sin soldadura que normalmente están equipadas con un acople. Además del rango tradicional del listado de Schedules API, los fabricantes y vendedores proponen una tubería hecha de acero mejorado o acero especial. Esta tubería está hecha con el propósito de evitar los problemas comunes de la corrosión debido a la presencia de ácido sulfúrico o dióxido de carbono y agua. Los parámetros definidos por API son principalmente: diámetro nominal, peso nominal, grado del acero, tipo de conexión y rango de longitud.

- *Diámetro nominal:* este es el diámetro externo del cuerpo de la tubería u OD, el cual se expresa en pulgadas. Algunos diámetros exteriores estándar se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Diámetros exteriores de la tubería

Unidad	Valor correspondiente del O.D. en cada unidad.							
in	1.315	1.660	1.900	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2
mm	33	42	48	60	73	89	102	114

Fuente: PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing.p.122

- *Diámetro interno y espesor:* el diámetro interno o ID, es un resultado del diámetro nominal y el espesor de la tubería y es naturalmente el diámetro usado en cálculos de pérdida de presión y velocidades.
- *Longitud de la tubería:* debido al tipo de mecanismo, cada tubo tiene una longitud específica y se clasifica en dos rangos:
Rango 1: de 20 ft a 24 ft (6.10m a 7.32m)
Rango 2: de 28 ft a 32 ft (8.53m a 9.75m)
La tubería debe ser escogida con mucho cuidado ya que esta debe ser compatible con todo el equipo utilizado para garantizar una producción efectiva.
- *Peso nominal:* la tubería también se caracteriza por su peso nominal, este corresponde al peso promedio de una longitud de tubería, incluyendo sus conexiones y es expresado en libras por pie (lb/ft o por el símbolo #).
- *Grado del acero:* los grados de acero recomendados por el API son: H-40, J-55, C-75, L80, C-90, N-80 Y P-105. Cuando se requieran tuberías que soporten mayores esfuerzos se puede usar C-75 ó C-95. Cada letra es característico de una composición química y algunas veces implica algún tratamiento térmico. El acero se produce en un horno eléctrico o en un convertidor de oxígeno, contienen un máximo de 0.04% de azufre y 0.06% de fósforo. El número que sigue después de la letra se refiere al límite de elasticidad garantizada por el fabricante de la tubería y se expresa en miles de psi. Las tuberías grado C-75,

L-80 y C-90 están diseñadas para trabajos en pozos con baja temperatura y baja concentración de sulfuro de hidrógeno.³

- *Especificaciones de la API:* relacionadas con las propiedades físicas de la tubería miden los valores máximos y mínimos de los esfuerzos cedentes, los valores mínimos de presión interna cedente, el porcentaje mínimo de elongación en secciones de prueba de dos pulgadas de largo, los valores de dureza típica y el torque.
- *Niveles de profundidad:* en la Tabla 2 se muestra el nivel de profundidades a las cuales se alcanzan los límites de tensión evaluadas a operaciones normales de temperatura y presión para varios factores de seguridad. Por lo general se usa un factor de seguridad de 1.6 para tensión de tuberías.
- *Clasificación de las tuberías:* la tubería puede ser de dos tipos, de alta resistencia y de baja resistencia.
 - 1) Tubería de alta resistencia: son aquellas que soportan esfuerzos mayores y su grado es de C-75, N-80, C-98 y P-105. Esta clase de tuberías pueden presentar problemas debido a la eliminación de la ductilidad y al aumento de la sensibilidad a romperse, lo anterior es característico en tuberías P-105.
 - 2) Tubería de baja resistencia: estas son dúctiles, por lo que los esfuerzos se ejecutan mediante la plasticidad de esta.

³ PERRIN. Op. cit., p.122-124.

Tabla 2. Niveles de profundidad para algunos grados y factores de seguridad de la tubería

Factor de seguridad	1.5	1.6	1.7
Grados	Profundidades (ft)		
J-55	10200	9600	8000
C-75	13900	13000	11900
N-80	14800	13900	12700
P-105	19500	18300	16700

Fuente: PDVSA – CIED. Completación y reacondicionamiento de pozos. p.45.

- *Inspección de las tuberías:* algunos tipos de inspección de las tuberías son:
 - 1) Visual: antes de ser instalada la tubería debe ser revisada visualmente por algún miembro de la cuadrilla o por el ingeniero. Por esta técnica se pueden visualizar defectos de fabricación tales como soldaduras, abolladuras, defectos de roscas, cualquier imperfecto o daño que se puede ocasionar durante el transporte o manejo de estas.
 - 2) Prueba hidrostática: cuando la tubería se instala en el pozo se le hace una prueba de presión hidrostática, por lo general una prueba de estas no garantiza suficientemente la existencia de defectos en la fabricación de las tuberías, ya que algunos defectos se pueden detectar por cambios en las presiones y temperaturas.
 - 3) Electromagnética: consiste en introducir en la tubería un cable conductor en forma de resorte para medir la respuesta de esta al paso de la corriente, con el fin de observar los defectos internos de la tubería.
 - 4) Mediante partículas magnéticas: consiste en inducir un campo magnético en la tubería, esto permite que las partículas que se encuentran en la parte externa

de ella se alineen para indicar defectos longitudinales. Este método no es muy confiable ya que solo se limita a la parte externa de la tubería.

- *Conexiones de las tuberías:* existen dos tipos de conexiones aprobadas por la API, estas son: NU y EUE.
 - 1) Las conexiones NU poseen roscas de 10 vueltas y presentan una resistencia menor que la del cuerpo de la tubería.
 - 2) Las conexiones EUE poseen 8 vueltas por roscas y presentan una resistencia mayor a la del cuerpo de la tubería.⁴

⁴ CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996 .p.44-48.

4. EQUIPOS DE FONDO.

Existen diversas herramientas diseñadas para llevar a cabo las operaciones en un pozo, algunas de ellas quedan dentro de este durante su vida productiva, en algunos casos hasta una nueva intervención o solo durante el workover. Estas se bajan con la tubería, la línea de cable, la presión hidráulica o incluso como parte de la sarta original. Algunos equipos de fondo se describen a continuación:

- *La tubería de revestimiento:* La Figura 7 muestra un ejemplo de esta, la cual es hecha de acero y se baja desde la superficie hasta varias profundidades en el pozo. Es la que permite que la formación no se derrumbe, que los fluidos no sean mezclados de una formación a otra y la base para la instalación del cabezal de pozo. Estas tuberías son de diferentes diámetros, grados y pesos que le dan a esta la resistencia necesaria para soportar aplastamiento, reventones, tensión y otras propiedades necesarias para resistir la presión del pozo y del fluido de la formación.

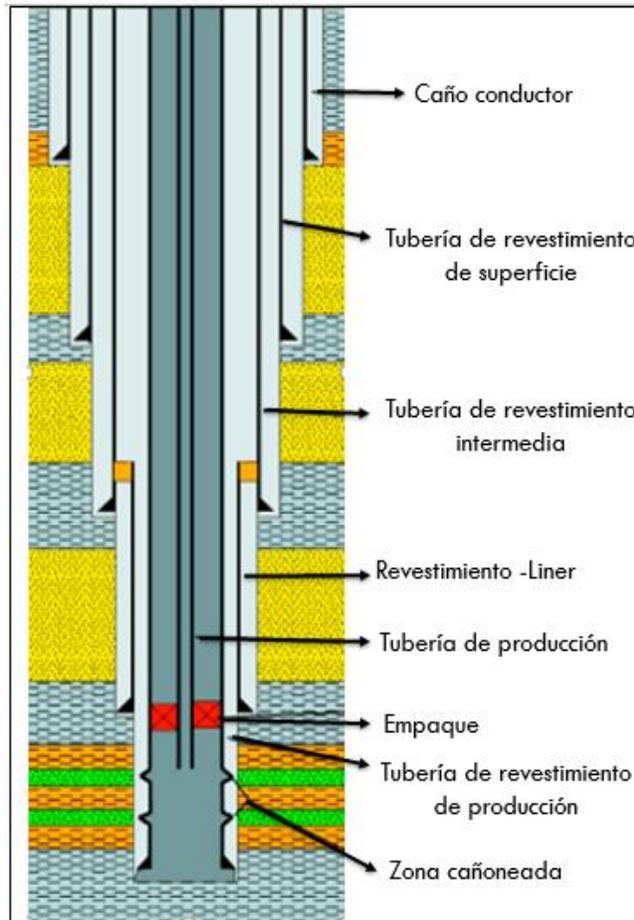
Figura 7. Tubería de revestimiento



Fuente: BLECHA, Jim. Oil and Gas Photographer

- *Empaque o packer*: es un dispositivo que se usa para sellar el área entre la tubería de revestimiento y la de producción o la tubería de producción y el hueco abierto, con la finalidad de evitar el movimiento vertical de los fluidos por el espacio anular, además aísla el revestimiento de las presiones de producción o estimulaciones elevadas y de los fluidos corrosivos, por lo cual se asienta por encima de la zona de interés.
- *Niple de asiento*: es un dispositivo tubular insertado en la tubería de producción que aloja un dispositivo de cierre que permite controlar la producción. Existen dos tipos de niples de asiento, el selectivo y el no selectivo. El primero permite probar la tubería de producción, colocar válvulas de seguridad, etc., y el segundo es un receptor para dispositivos de cierre.
- *Revestimiento (liner)*: esta tubería no se extiende hasta la superficie, está colgada y apoyada a un colgador de revestimiento o liner hanger, se baja con la sarta de trabajo hasta la profundidad deseada y se cementa. Un liner se corre por varios motivos uno de ellos es el factor económico ya que no se bajaría el revestimiento desde superficie hasta el fondo, sino desde la última zapata. La Figura 8 muestra un ejemplo de un esquema final de pozo.
- *Tubería de producción (tubing)*: cuando se perfora la última sección de la tubería de revestimiento, la formación petrolífera ya puede comenzar a producir, pero el pozo no se explota por medio de esta tubería sino por una que tiene un diámetro más pequeño llamada tubería de producción como la que se muestra en la Figura 9, la cual es el conducto principal para los fluidos producidos por el pozo, protege al revestimiento de la corrosión y presión.
Esta tubería se baja desde la superficie hasta la zona de interés, se clasifica por su diámetro tanto externo como interno (OD, ID), su peso (lb/ft) y su grado (J-55, N-80).

Figura 8. Esquema de un pozo



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.4

Figura 9. Tubería de producción



Fuente: Jereh Drilltech

- *Mandril*: tiene varios significados, puede referirse al cuerpo principal de una herramienta donde partes de la herramienta pueden estar conectadas o encajadas adentro, también se refiere a un miembro que tiene presión o un tubo. En las líneas de cable se refiere a las herramientas que se traban en la tubería. Otros equipos usados en fondo de pozo se describen en la Tabla 3, la cual se muestra a continuación⁵

Tabla 3. Equipos de fondo

Equipo	Descripción
	<p><i>Obturadores de empaque</i>: permiten realizar tareas especiales como inyectar cemento, acidificar y fracturar. Si el obturador falla se debe sacar el empaque tirando si es recuperable o raspando o fresando si es permanente.</p> <p><u><i>Obturador de empaque desviador</i></u>: para hacer desvíos en la tubería de revestimiento (side track), se puede orientar en la dirección deseada desde superficie.</p>
	<p><i>Niple de sello o niples empaquetadores de asiento</i>: se bajan en el extremo inferior de la tubería y se insertan en los packers, para sellar y evitar que el fluido y la presión se trasladen entre la tubería de producción y el empaque a la tubería de revestimiento o espacio anular.</p>

⁵ Well Control School. Harvey, Louisiana, USA: 2003. p.14.2-14.16.

Tabla 3. (Continuación)

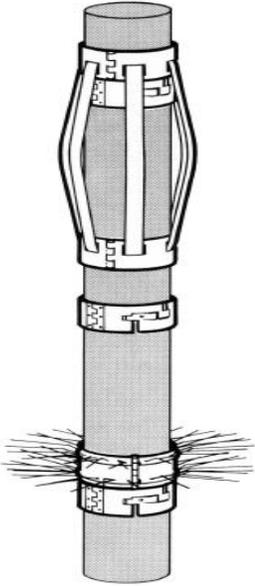
Equipo	Descripción
	<p><i>Tapón retenedor o puente:</i> se usa para evitar que la presión o el fluido se traslade hacia arriba o hacia abajo en la tubería de revestimiento, este se baja por lo general por seguridad cuando se instala o retira el árbol de producción o navidad, o también se baja cuando se necesita trasladar o retirar el equipo por condiciones climáticas severas (tormentas, huracanes) o se colocan mientras se fracturan o se acidifican otras zonas.</p>
	<p><i>Centralizador:</i> son dispositivos que se usan para centrar u orientar la tubería, las herramientas de línea de cable y los cañones en el pozo. Estos evitan que el revestimiento se pegue a la pared del pozo mientras se cementa, permitiendo que el cemento circule alrededor de esta tubería garantizando la buena adhesión del cemento. El centralizador es un mecanismo con bisagras que encaja alrededor de la tubería o puede formar parte de la misma.</p>

Tabla 3. (Continuación)

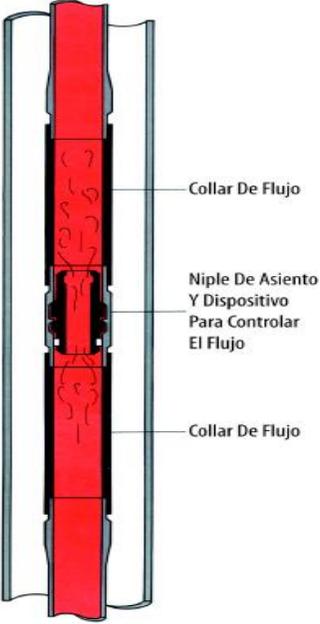
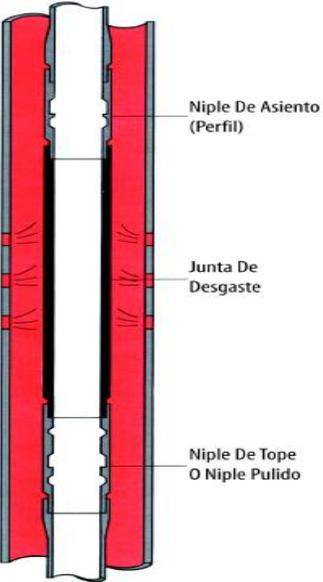
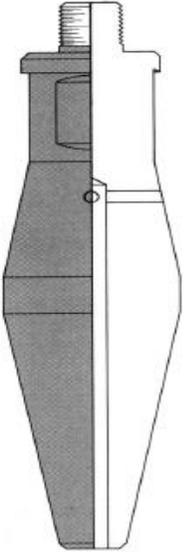
Equipo	Descripción
 <p>Collar De Flujo</p> <p>Niple De Asiento Y Dispositivo Para Controlar El Flujo</p> <p>Collar De Flujo</p>	<p><i>Acoplamiento o collar de flujo:</i> la erosión es un problema tanto encima como debajo del niple de asiento, esto se debe a las turbulencias causadas por los cambios en el ID, por lo cual se bajan los acoplamientos de flujo hechos de acero, generalmente de 3 a 10 pies de largo en el área de flujo turbulento para prevenir fallas en la tubería. En conclusión son una sección de tubería recta más gruesa con un ID completo y con conexiones a rosca adecuadas para la tubería.</p>
 <p>Niple De Asiento (Perfil)</p> <p>Junta De Desgaste</p> <p>Niple De Tope O Niple Pulido</p>	<p><i>Junta de desgaste o abrasión (blast joint):</i> se usan en pozos de múltiples terminaciones para proteger el área de la tubería que queda frente a los túneles cañoneados ya que queda expuesta a los fluidos producidos los cuales pueden ser abrasivos, corrosivos y cargados de arena. Esta junta es una sección de tubería de goma, de carbón de tungsteno, cerámica o una aleación especial.</p>

Tabla 3. (Continuación)

Equipo	Descripción
	<p><i>Junta de seguridad:</i> es una unión a rosca que se baja sobre las herramientas que se pueden atascar fácilmente, esta permite que los equipos pozo abajo se puedan liberar fácil y rápido de la tubería por medio de rotación o corte para así dar paso a las operaciones de pesca necesarias.</p>
	<p><i>Rascadores de tubería de revestimiento:</i> se usan para quitar sustancias extrañas del ID de las paredes de la tubería de revestimiento, la acción de raspar la proveen unas hojas a resorte, una rotación prolongada con un raspador podría provocar un desgaste excesivo y daños al revestimiento.</p>

Tabla 3. (Continuación)

Equipo	Descripción
	<p><i>Enderezador o pera desabolladora de tubería de revestimiento: se usan para restaurar esta tubería o la que este colapsada, abollada o doblada, por lo general es un mandril sólido ahusado al ID de la tubería que se va a restaurar.</i></p>

Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.4/15.

5. EQUIPOS DE SUPERFICIE.

A continuación se presentan algunos de estos equipos:

- *Árbol de producción o de navidad (Christmas tree)*: cuando la tubería de revestimiento final se ha instalado, cementado y cañoneado, y cuando la tubería de producción está en su posición final dentro del pozo, se instala en superficie el árbol de navidad. Este equipo está compuesto por una serie de válvulas, bridas, cuerpo del estrangulador y conectores que permiten el flujo controlado de los fluidos producidos, como se muestra en la Figura 10. Existen diferentes diseños de estos, por tanto depende de su aplicación o uso para seleccionar el tipo necesario y adecuado de árbol, algunos factores de gran importancia para llevar a cabo el diseño de estos son la presión, el ambiente de superficie, la temperatura, otros fluidos producidos, el entorno pozo abajo, los factores económicos, etc.

Algunos componentes del árbol de producción se describen a continuación y se muestran en la Figura 11.

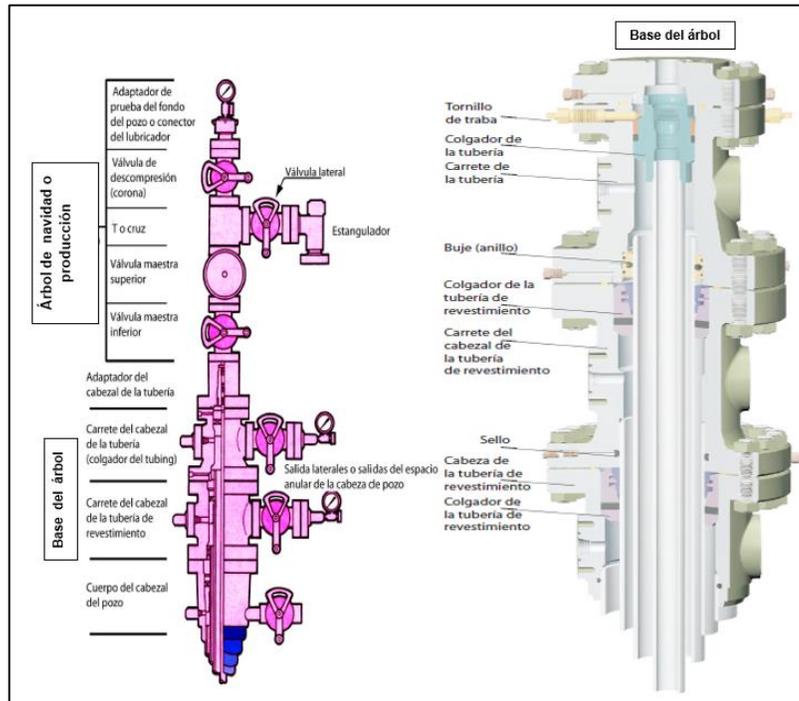
- 1) *Manómetro*: permite observar las presiones del pozo (tubería, revestimiento o anular).
- 2) *Brida o tapa del manómetro*: provee un sello para la punta del árbol, cuando se retira permite el acceso de tubería.
- 3) *Válvula de corona o de descompresión*: sirve para controlar la presión y permite el acceso al pozo con línea de cable, tubería flexible, workover, etc.
- 4) *T de flujo o cruz*: se usa para que se bajen herramientas (ningún equipo de cable) en el pozo al mismo tiempo que se está produciendo.

Figura 10. Árbol de producción o de navidad



Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.2.

Figura 11. Componentes del árbol de producción



Fuente: Modificado de Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. p.2/3

- 5) *Válvula lateral*: sirve para cerrar el pozo en caso de que la otra se dañe.
 - 6) *Estrangulador*: controla la cantidad deseada de flujo del pozo.
 - 7) *Válvulas maestras*: son las válvulas principales de cierre, están abiertas durante la mayor parte de vida del pozo y no se usan con frecuencia.
 - 8) *Colgador de tubería*: suspende y soporta la sarta, sella el espacio anular y permite el paso del flujo al árbol de producción.
 - 9) *Válvula de la tubería de revestimiento*: da acceso al espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento.
 - 10) *Colgador de la tubería de revestimiento*: es un arreglo de cuña y sello que suspende y sella la tubería de revestimiento de la cabeza de esta.
 - 11) *Tubería de revestimiento o casing*: soporta el pozo para prevenir que se derrumbe y evita comunicación entre una zona y otra.
 - 12) *Tubería de producción o tubing*: permite el paso del fluido producido a través de ella.
- *Sistema de preventoras de reventones, BOP*: son un juego de válvulas de gran tamaño, las BOP se utilizan para controlar las presiones altas, su propósito es el de cerrar el pozo, estas operan de manera rápida evitando así cualquier reventón del pozo que ocasione daños tanto a la estructura como al personal en campo. Estas válvulas se pueden armar con diferentes configuraciones según el código de la API, algunos ejemplos de estos arreglos se muestran en la Figura 12 y algunos códigos que se usan para identificar la columna de preventoras son:

A → preventora tipo anular.

G → cabezal giratorio.

R → preventora simple, con un solo juego de arietes, ciego o de tubería.

Rd → preventora doble, con doble juego de arietes.

Rt → preventora triple, con tres juegos de ariete.

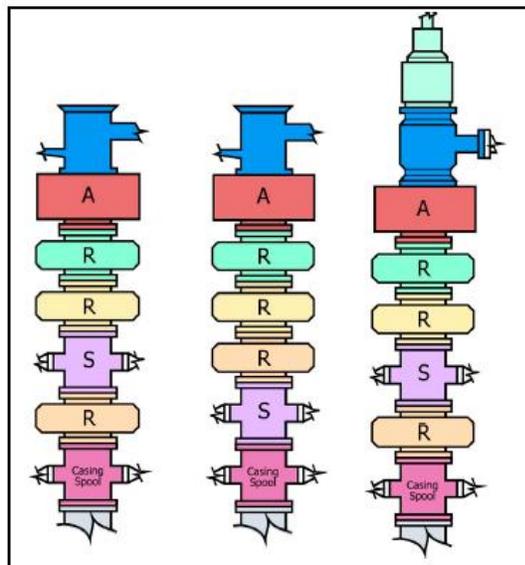
CH → conector a control remoto que conecta el cabezal o las preventoras unos con otros.

CL→ conector de baja presión a control remoto.

S→carretel con conexiones de salida laterales para las líneas del estrangulador y control.

Los componentes de la columna de BOP's se indican leyendo de abajo hacia arriba por ejemplo RSRRA.

Figura 12. Algunos arreglos de preventoras



Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.3

- *Preventoras anulares o Hydrils:* las preventoras anulares son los dispositivos que permiten controlar la presión en cabeza de pozo, estas se usan como un sello de cierre alrededor de cualquier cosa que este en el pozo y como un cabezal de lubricación para mover o deslizar la tubería bajo presión. La mayoría cierran alrededor de la tubería de perforación, de una junta, de la sarta de trabajo, de las líneas de cable o debido alguna emergencia, el mismo pozo abierto. Un ejemplo de preventora anular se muestra en la Figura 13, estas consisten de un empaque circular hecho de goma, un pistón, un cuerpo y un cabezal o tapa. Las presiones de operación, las características y las limitaciones varían según el

modelo y las marcas, por lo que es importante verificar el manual del fabricante para encontrar las características correctas de la presión de operación y la presión de cierre recomendada. Lo más importante es que el empaque debe ejercer suficiente presión contra la tubería para garantizar un buen sello, ya que si no se usa la presión correcta podría ocurrir una falla la cual podría causar gastos económicos altos y conllevaría más tiempo la operación. Para algunas preventoras mientras más grande sea el tamaño del pozo y más pequeña sea la tubería, mayor es la presión de cierre que se requiere para asegurar el sello. Al usar una preventora anular, es conveniente usar la menor presión de operación posible ya que esto ayuda a conservar el empaque.

Figura 13. Ejemplo de una preventora anular



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.23

- *Herramienta de prueba de las preventoras:* la herramienta mostrada en la Figura 14 sirve para probar la preventora de reventoras (testing tool), es un dispositivo

que se sujeta a la punta de una tubería y se corre hasta el fondo de la columna de preventoras o en el cabezal de la tubería de revestimiento. Esta herramienta tiene unos aros de sellado para efectuar un sello, encima de estos hay una abertura al ID de la tubería para permitir que se bombee agua para llenar el pozo y permitir que las preventoras sean probadas a presión. En la parte superior de la unión de la tubería hay otra herramienta que permite la conexión con el manifold.

Figura 14. Herramienta para probar las preventoras de reventones



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.18

- **Arietes o esclusas:** el ariete es la preventora de reventones básico, estos vienen en varios tamaños y diferentes clasificaciones de presión, por lo general las esclusas de la mayoría de preventoras cierran por medio de pistones hidráulicos pero en caso de una falla en el sistema hidráulico, la mayoría de arietes se pueden cerrar manualmente desde que su diseño lo permita. Existen tres tipos de arietes y son:

- 1) Arietes para tubería: estos están diseñados para cerrar alrededor de una tubería, la preventora tipo ariete es un bloque de acero que encaja con el tamaño de la tubería alrededor de la cual se cerrara, el objetivo es proveer un buen sello alrededor de esta, es de gran importancia verificar que la esclusa no se cierre sobre las roscas o uniones ya que estas pueden ser aplastadas y se puede dañar el ariete.
 - 2) Arietes ciegos: no tienen resorte para la tubería, estos son diseñados para usarlos cuando no hay presencia de tubería en el pozo.
 - 3) Arietes cortadores: estas poseen unas hojas que permiten cortar la tubería.
- *Manómetros*: la medición de la presión es de suma importancia, tanto la de la bomba, como la del estrangulador, la de cierre, entre otras. Los manómetros que se usan para medir la presión de la bomba o de circulación se encuentran montados en el tubo vertical en la plataforma, los de perforación o el del tubing o tubería de producción están en la consola del perforador y en el panel del estrangulador, estos se usan para controlar el pozo y realizar pruebas de sensibilidad de presión. Los manómetros que miden la presión de la tubería de revestimiento o del espacio anular se encuentran en el manifold. Un ejemplo de los manómetros de presión usados en un pozo se muestra en la Figura 15.

Figura 15. Manómetro de presión



Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.34

- *Acumulador*: proveen una manera rápida y confiable para cerrar las preventoras cuando ocurre un amago de reventón, utiliza un fluido de control de aceite hidráulico o una mezcla de productos químicos y agua guardados en botellas de acumuladores, allí se guarda suficiente fluido para usar bajo presión para que todos los componentes de la columna puedan funcionar con presión. La Figura 16 muestra una unidad de acumulador. Un elemento importante de este dispositivo es la precarga de nitrógeno en el botellón, ya que si los botellones pierden su carga por completo, no se puede guardar ningún fluido adicional bajo presión. Se debe tener mucho cuidado ya que el nitrógeno tiende a fugarse o perderse con el tiempo.

Figura 16. Unidad de acumulador



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.20

- *Desgasificadores*: tienen una capacidad limitada para manejar volúmenes de gas, pero como el fluido arrastrado tiene un volumen de gas bajo esta herramienta es adecuada, si la viscosidad del fluido es alta o si el fluido está contaminado, el gas puede que no salga libremente. Los desgasificadores pueden separar el gas arrastrado en el fluido por medio del uso de una cámara de vacío, una cámara presurizada, una bomba de rocío, entre otros. Estos no

requieren de mucho mantenimiento, las bombas deben ser lubricadas y su tamaño debe ser calculado correctamente. La Figura 17 muestra un ejemplo de desgasificador.

- *Separador de gas o gas busters:* La Figura 18 muestra un esquema de este equipo, el cual es la primera línea de defensa del gas en campo o locación, este es un recipiente sencillo y abierto que está conectado a la punta de la línea del manifold o estrangulador, este separador permite que el gas libre que sale del fluido salga del sistema y gravite o sea empujado hacia la línea de quema. Su diseño varía desde un simple cilindro abierto que se usa con algunos manifold hasta el separador más complejo que opera con un flotador.

Figura 17. Desgasificador



Fuente: Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.26

- *Estranguladores:* controlan el caudal del flujo de los fluidos, ya que restringen el paso de estos creando una fricción o contrapresión en el sistema, permitiendo controlar el caudal y la presión del pozo. Cabe aclarar que los estranguladores para controlar los pozos tienen un diseño diferente que los de producción de gas

y petróleo, por lo que estos no se usan para controlar un pozo. Existen estranguladores que se pueden ajustar manualmente o a control remoto. La Figura 19 muestra un ejemplo del tipo de estranguladores.⁶

Figura 18. Separador de gas



Fuente: WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. 2003. p.25

Figura 19. Ejemplos de estranguladores



Fuente: Modificado de WCS-Well Control School. Operaciones de reacondicionamiento de pozo. p.23

⁶ Well Control School. Op. cit., p.14.2-14.34.

BIBLIOGRAFÍA

CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. 446p.

PÉREZ MORENO, Shirly Tatiana y SUÁREZ ARDILA, Maycol Brayan. IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA VIRTUAL COMO APOYO A LOS PROCESOS DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE EN LA ASIGNATURA COMPLETAMIENTO DE POZOS. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2015.

PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. 325 p. ISBN: 2710807653

SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores – Cabezales de pozo y árboles de navidad. 96 p.

Well Control School. Equipos del Subsuelo. Louisiana, USA: 2003. 15p.