

# CAPITULO 4

---

*Bombeo  
Electrocentrífugo  
Sumergido con  
Terminaciones  
Inteligentes*

---

Las terminaciones inteligentes han demostrado un satisfactorio éxito en el manejo de la producción en pozos multilaterales, horizontales con múltiples zonas, y pozos con yacimientos heterogéneos, usando un solo pozo. Su capacidad para restringir, la producción de gas o agua y mejorar la recuperación final ha ayudado a optimizar la perforación, terminación y costos de producción.

Las bombas eléctricas sumergibles (BEC) juegan un papel clave en la producción de pozos de aceite que son incapaces de producir naturalmente. El BEC es comúnmente usado en pozos el cual no pueden elevar el aceite a la superficie debido a baja presión en el yacimiento, alto corte de agua y la alta presión que hay en la cabezal del pozo o una combinación de las tres.

Menos del 10% de los pozos petroleros en el mundo producen de manera natural, el 90% se produce por algún tipo de sistema artificial, y muchos de estos pozos están equipados con BEC<sup>1</sup>.

Las BEC modernos utilizan sensores de fondo para monitorear la bomba, y parámetros del motor, tales como presión, temperatura, vibración, fugas de corriente y temperatura del motor, junto con parámetros de flujo. La tecnología del variador de frecuencia (VSD) permite el control de la bomba y la velocidad del motor para igualar las condiciones del pozo, por lo tanto maximizara la producción del pozo, extendiendo la vida productiva del motor y otros equipos de fondo.

Recientemente el BEC también está siendo instalado en pozos que son capaces de producir naturalmente; pero su instalación se hace para mejorar el manejo de la energía natural del yacimiento, mejorando la eficiencia del mantenimiento de la presión del yacimiento y para aumentar la presión en la cabeza para el transporte de superficie de los fluidos a instalaciones de producción.

#### **4.1 Definición de BEC con terminaciones inteligentes**

Un BEC consiste de un motor alimentado por una corriente eléctrica alterna desde la superficie que gira una bomba en el pozo, por lo tanto eleva los fluidos a la superficie. La fuente de energía en la superficie puede operar a una frecuencia fija, o puede ser ajustada a un rango de frecuencias, usando un accionamiento de velocidad variable que altera la frecuencia de la corriente y por lo tanto la velocidad rotacional de la bomba. El diseño de una BEC deber ser ajustada a la cantidad y densidad del fluido a ser elevado, así como la altura a la que se elevara. El BEC incrementa la presión en la T.P desde el nivel que se desee en el frente de la formación hasta superficie, por lo que ayudará a elevar los fluidos producidos.

### 4.1.1 Beneficios de integrar BEC con Terminaciones inteligentes

La tecnología de control y monitoreo de pozo inteligente complementa las capacidades del sistema BEC, proporcionando la capacidad de balancear la producción de zonas múltiples, restringiendo o cerrando zonas con alta producción de gas o agua.

Los beneficios de implementar T.I con instalaciones BEC, incluyen:

- La energía del BEC puede ser transferida a la producción de aceite antes que la del agua, por estrangulación y/o cerrar las zonas productoras de agua.
- Una mayor reducción en producción puede ser aplicada a zonas de menor producción.
- El perfil de flujo a lo largo de las secciones horizontales puede ser manejado para evitar el avance temprano de agua.
- El tamaño de la BEC puede ser reducida para adaptarse mejor a los requerimientos de producción.
- El tamaño del separador de gas del BEC de fondo y el equipo de manejo de gas puede ser reducido.

Estos beneficios resultan en altas producciones, mejorar la recuperación, y reducir los costos de levantamiento.

### 4.2 Desafíos de integrar terminaciones inteligentes con BEC

Las T.I son generalmente instaladas para el control y monitoreo del pozo y se consideran difíciles de recuperar debido a los empacadores múltiples, líneas de control y riesgos de daño a sensores y otros equipos de fondo durante la recuperación y reinstalación.

El principal reto de combinar T.I con BEC es el manejo de las líneas de control y cables requeridos para la T.I y para el sistema BEC.

La cantidad de espacio disponible entre la T.P y la T.R es limitada y tienen que ser compartida entre las líneas de control de la T.I y el cable del BEC. También hay un número limitado de penetraciones que pueden ser hechas a través de empacadores de producción y el cabezal. Una solución fácil es el uso de sistemas multi-descenso que comparte líneas de control entre dos o más dispositivos.

La práctica actual es instalar líneas de control y cables fuera de la T.P y la terminación es instalada en un “único viaje”. Si un sistema BEC se va a implementar en la misma sarta de producción junto con la T.I, éste requerirá que la T.I sea retirada del pozo cada vez que el BEC sea remplazado, esto generara problemas ya que la T.I son difíciles de recuperar por el equipo frágil y costoso que pueden llegar a ser. Ante esta situación se debe considerar un diseño, donde el BEC sea independiente de la T.I. y así, cuando se requiera retirar el BEC no afecte la T.I.

### 4.2.1 Métodos para combinar TI con sistemas BEC.

Las T.I utilizan VCF para regular el flujo de las zonas productoras, ésta necesita ser instalada con un dispositivo de aislamiento y necesita permanecer en el pozo cuando la bomba sea retirada, el desafío es que hacer con las líneas de control de la válvula.

Actualmente se conocen más de tres métodos para superar el desafío del manejo de líneas de control y la recuperación de equipo de TI cuando se combinan con sistemas BEC.

Una de las opciones más fáciles para resolver el problema de las líneas de control de la válvula es instalar el BEC dentro de la T.P e instalar las líneas de control fuera de la T.P (figura 4.1). El problema con este enfoque es que el tamaño del BEC es limitado. Una mejor solución es instar la válvula sobre una conexión wet (conectores hidráulicos) parcialmente recuperable.

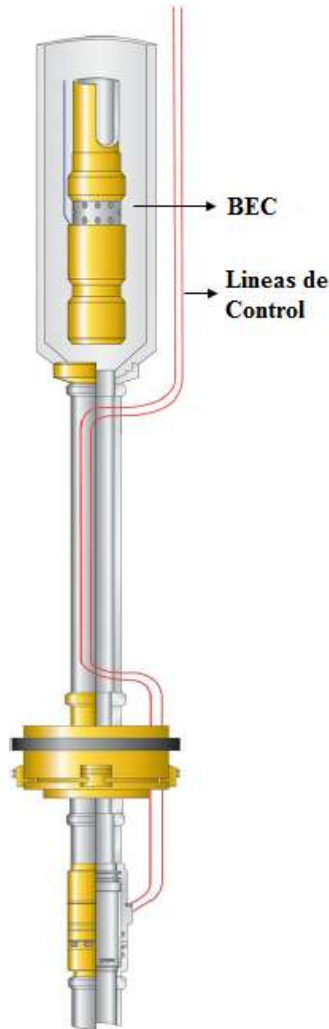


Figura 4.1 BEC dentro de la T.P<sup>2</sup>

### 4.2.1.1 Terminaciones inteligentes parcialmente recuperables

Estos sistemas contienen líneas de control, cables y conectores hidráulicos adjuntos. Los conectores hidráulicos de fondo(wet) permiten que las líneas hidráulicas, eléctricas y de fibra óptica sean retiradas y reinstaladas de la T.I, cuando se retire el sistema BEC para remplazarlo, dejando a los dispositivos de la terminación, empaques, sensores y dispositivos controladores del flujo en su lugar. (Figura 4.2).

Al igual que todo el equipo de T.I hay varios conectores hidráulicos disponibles en el mercado hoy en día y otras están en desarrollo para T.I. Todos los conectores wet hidráulicos deben soportar temperaturas y presiones extremas, en un medio ambiente complicado y deben adaptarse dentro de un espacio pequeño, las pruebas de calificación son requeridas para garantizar la seguridad de estos conectores durante la vida productiva del pozo.

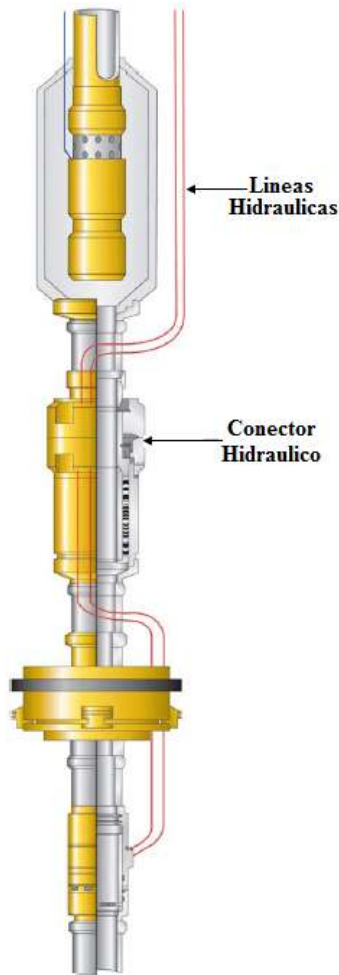


Figura 4.2 Conector hidráulico<sup>2</sup>

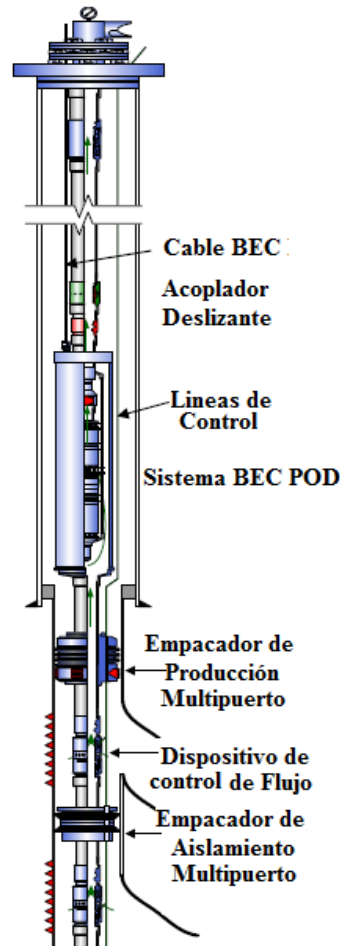


Figura 4.3 Sistema BEC POD<sup>1</sup>

El número de líneas de control que pueden ser manejadas a través de los conectores hidráulicos wet es limitado, ya que limita el alcance de la T.I o requiere el cambio a un sistema multiplexación para los dispositivos de control de flujo, que añaden sus propias limitaciones y complejidad al diseño de la terminación.

Debido a las fuerzas requeridas para activar y desactivar el conector hidráulico y las fuerzas experimentadas debido a la expansión y contracción térmica de la T.I, muchos conectores requieren una junta de expansión para ser instalados en conjunto. Las mismas fuerzas también no permiten una conexión hidráulica wet directa a un BEC y requiere un diseño BEC POD (*figura 4.3*).

Un sistema BEC POD elimina la necesidad de los empacadores debajo del BEC y también protege la T.P de los fluidos de la formación.

En T.I parcialmente recuperables, el mayor beneficio de los conectores es que permiten que los equipos convencionales de T.I se combinen con el BEC en una única terminación. Pero esto también lleva las mayores limitaciones de recuperar el diseño de la T.I. Si bien los conectores permiten dejar todo el equipo de T.I (empacadores y VCF) en el pozo cuando se retire el sistema BEC, hasta el 80 % de la longitud de la línea de control todavía tiene que ser recuperada y manejada en superficie, el equipo de carrete para recuperar líneas necesita ser usado y seleccionado cuidadosamente para acomodar toda la longitud de las líneas.

Hasta tres diferentes tipos de conectores de fondo pueden ser requeridos con el fin de implementar las líneas hidráulicas, eléctricas y fibra óptica en una simple terminación.

#### **4.2.1.2 Actuadores**

El uso de un conector hidráulico ayuda al BEC cuando es removido a que las líneas de control sean desconectadas del fondo del pozo. Cuando el BEC es reinstalado, las líneas de control se vuelven a conectar al conector (wet). La limitación de este método es la seguridad requerida de la conexión wet, ya que si ésta falla, la válvula no puede ser reabierta. Ante este problema se planteo una nueva solución más benéfica, el cual consistía en separar el actuador de la válvula a través de la válvula misma (*figura 4.4*).

La válvula se conecta a un empacador por encima de la zona productiva como se ilustra en la figura 4.4a. El actuador se adjunta por debajo del BEC, y las líneas de control circulan a superficie con el cable de alimentación del BEC. Se adjunta en la válvula como se ilustra en la figura 4.4b. Cuando el actuador se desplaza, mueve la válvula a la posición abierta como se muestra en la figura 4.4c. Cuando el BEC se detiene o falla, el actuador se utiliza para cerrar la válvula como se muestra en la figura 4.4d. Cuando el BEC se retira, el actuador se separa de la válvula ya que el BEC se recoge, como se ilustra en la figura 4.4e. Cuando el BEC se reinstala, el actuador se reincorporará en la válvula y estará listo para operar.

El actuador y el ensamblaje de la válvula son un equipo compacto que ofrece control preciso del flujo a través de la válvula. Existen dos tipos de actuadores, hidráulicos y eléctricos.

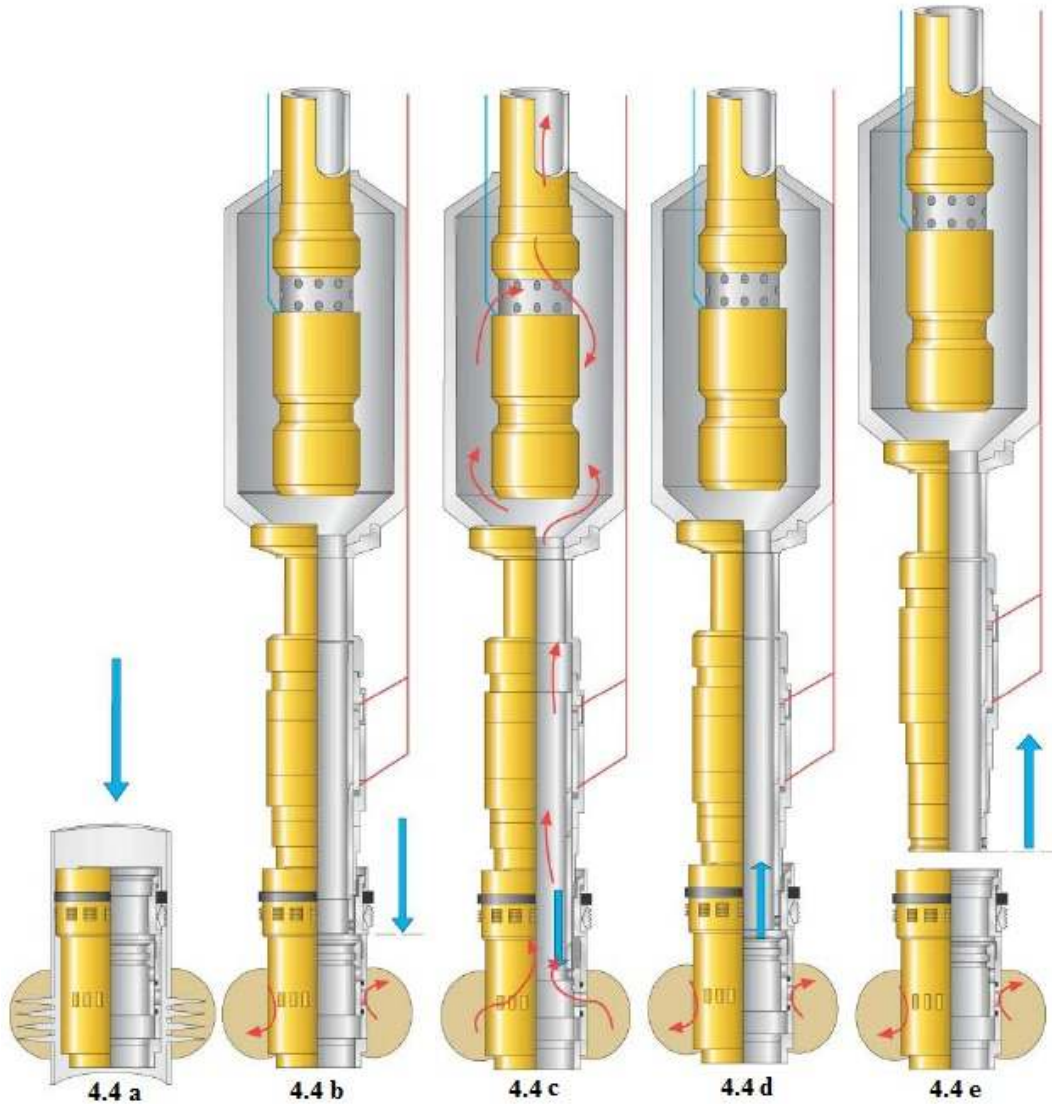


Figura 4.4 Funcionamiento de un actuador<sup>2</sup>

### 4.3 Consideraciones para instalar un BEC con terminaciones inteligentes.

La aplicación del BEC con T.I requiere especiales consideraciones, entre estas se incluye la capacidad de desenganchar la bomba de fondo de la terminación, el control del pozo y minimizar el daño de la formación a través del cierre en el frente de la formación. Cuando se considera combinar BEC y tecnología de pozo inteligente, varios temas clave deben ser considerados en un contexto del sistema total para garantizar el diseño apropiado, instalación y operación del pozo “BEC inteligente”.

El primer tema que debe ser tratado es el método de conexión entre las líneas de control y el cable del BEC que se instalara (problema tratado anteriormente), este puede ser mediante un sistema POD, conexiones hidráulicas, BEC cubierto (protegido), acopladores, etc. Otros temas que también deben ser tratados son:

1. **Penetraciones en el cabezal.** La disposición para los conductores de energía eléctrica, cables, líneas de control hidráulico, y cables de fibra óptica que pasan a través de la cabeza del pozo es limitado. Las soluciones a este problema pueden venir de la combinación de las funciones de algunos de los conductos, tales como el bombeo y la fibra óptica debajo de la línea de control hidráulica, o la combinación de la energía eléctrica del PI y la transmisión de datos con el cableado del BEC.
2. **Escenarios de flujo, tamaño del BEC y control de velocidad.** La clave para el éxito de la unión de la tecnología del pozo inteligente con el BEC es entender el perfil de diseño de la terminación, esto es, que rango de condiciones de entrada/salida se esperan para la terminación de pozo inteligente y para la tendencia del BEC. En particular, el sistema completo debe tener la capacidad adecuada para hacer frente a cierres de una o más zonas y producir agua y/o gas. Este puede ser logrado mediante la selección apropiada de la T.I, diseño de la bomba y el sistema de control de velocidad variable para los muchos escenarios de productividad probables, dada las diferentes opciones de operación del flujo.
3. **Comunicación y la interfaz del sistema de comunicación.** El valor máximo de la sinergia entre los pozos inteligentes y el BEC se realizará con la completa integración de los sistemas de comunicación y control, y el desarrollo de herramientas relacionadas con la ingeniería petrolera, así como software para la optimización de la producción. Varias compañías están desarrollando estas tecnologías con el objetivo final de proporcionar datos en tiempo real, no solo en la optimización de la producción de hidrocarburos de un solo pozo, sino también la productividad y eficiencia de recuperación de todo un activo.

#### 4.4 Equipo superficial del BEC con terminaciones inteligentes

El equipo superficial del BEC con T.I básicamente se divide en dos, el equipo requerido por el Bombeo Electrocentrífugo sumergido y el equipo de terminación inteligente.

##### 4.4.1 Equipo superficial del BEC

El equipo superficial del BEC lo constituyen:

1. Variador de frecuencia
2. Equipos complementarios (transformadores, caja de venteo, tablero de control, interruptores)



#### 4.4.1.1 Variador de frecuencia

Es una herramienta muy importante en las operaciones del BEC, su principio esencial es variar la velocidad de rotación del motor por encima y por debajo de la frecuencia aceptada por el motor, con el fin de mejorar el rendimiento de la bomba. Está diseñado para proporcionar energía fiable, protección y control del BEC y sistemas de bombeo superficial donde se necesite energía, mientras se reduce los costos de operación, incrementa la eficiencia y mantienen la integridad del sistema. Su uso minimiza el tiempo de inactividad, reduce los requerimientos de energía, reduce los servicios y remplazos, prolonga la vida de la bomba y en última instancia, la producción aumenta.

Actualmente hay una gran variedad de proveedores que pueden proporcionar un VSD para un BEC la selección de uno u otro dependerá de las condiciones de trabajo del motor/bomba, condiciones del pozo( profundidad, fluido producido), de superficie (espacio disponible) y condiciones de producción.

Hay dos clasificaciones de los VSD basándose en el voltaje que producen:

1. VSD de voltaje bajo (*figura 4.5a*)
2. VSD de voltaje mediano (*figura 4.5b*)

En la tabla 4.1 muestra sus principales características.



a) VSD bajo voltaje



b) VSD mediano voltaje

Figura 4.5 Variadores de frecuencia de la compañía Schlumberger<sup>3</sup>.

Tipo de VSD	Beneficios	Características	Otras aplicaciones
<b>Bajo voltaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prolongan la vida del sistema BEC.</li> <li>• Reduce los costos de operación.</li> <li>• Reduce el tiempo de inactividad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Control de velocidad para mantener constante la presión.</li> <li>• Capacidad de iniciar un BEC mientras el motor gira.</li> <li>• Control de la bomba para satisfacer los requerimientos operacionales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad de proteger a los circuitos.</li> <li>• Control de parámetros del motor.</li> <li>• Monitoreo de motor (corriente, voltaje, energía, frecuencia).</li> </ul>
<b>Medio voltaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduce el costo de operación.</li> <li>• Prolonga la vida del sistema BEC.</li> <li>• Mejora la seguridad operacional.</li> <li>• Altos HP y alta potencia del motor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad para realizar un reinicio suave de un motor que gira.</li> <li>• Control de velocidad para mantener constante la presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoreo de motor (corriente, voltaje, energía, frecuencia).</li> <li>• Control de parámetros del motor.</li> </ul>

Tabla 4.1 Clasificación de los VSD basándose en el voltaje<sup>3</sup>.

Los nuevos VSD presentan nuevos diseños para una gran variedad de posibles instalaciones, a demás implementan estrategias avanzadas de control de la bomba para reducir la energía de costos por barril de fluido producido, proporcionando reducciones en las instalaciones superficiales.

El VSD por si solo ha dado grandes ventajas (reducir costos de energía, prolongar la vida del BEC, reducir costos de mantenimiento de la bomba, etc.), pero la industria a desarrollado nuevas tecnología para mejorar el funcionamiento del VSD y se le han instalado equipos que mejoren el desempeño de este. Los equipos adicionales son principalmente sistemas de monitoreo de fondo y un servicio de vigilancia en tiempo real, el VSD será efectivo para analizar el pozo y el rendimiento de la bomba en cualquier lugar que tenga la red de área local.

La instalación de estos sistemas ayuda a controlar, proteger y adquirir datos del motor en tiempo real, además de que están en comunicación con el sistema SCADA del campo lo que ayudará a transferir datos del VSD al supervisor del campo. El sistema SCADA podrá supervisar los parámetros de monitoreo (corriente, voltaje, potencia y frecuencia) en su estación de control sin ningún problema.

#### 4.4.1.2 Equipo complementario

El correcto funcionamiento del VSD es parte importante del diseño de equipo superficial, ya que si este presenta fallas afectará al motor y por lo tanto a la bomba, por esta razón varios equipos se instalan para mejorar las condiciones de operación del sistema, la seguridad y el control tanto del variador como la bomba. En la figura 4.6 muestra los equipos adicionales usados.

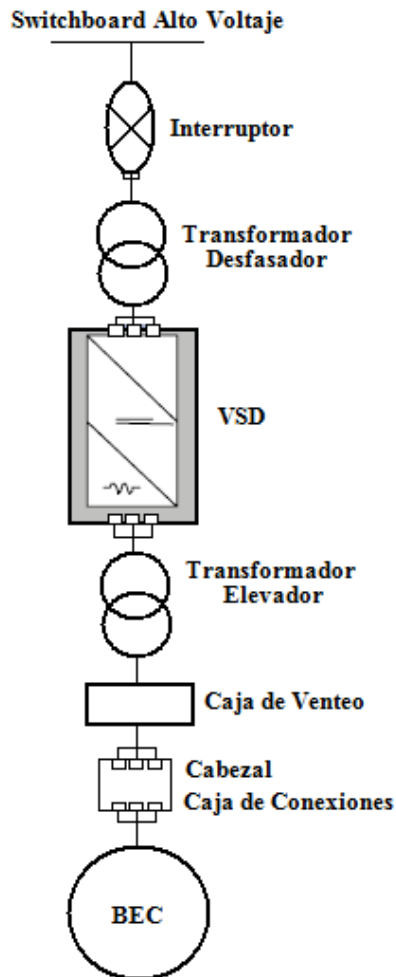


Figura 4.6 Equipo complementario superficial del BEC<sup>3</sup>.

#### Transformador

Es el equipo encargado de elevar o disminuir el voltaje requerido por el motor desde superficie, manteniendo la frecuencia del variador. El voltaje es el que alimenta al motor localizado en el fondo del pozo y este a su vez proporcionará la energía a la bomba. Para darles mayor flexibilidad se equipan con interruptores, los más comunes son los trifásicos y monofásicos.

### **Caja de venteo**

La VCF, una de sus funciones es restringir el flujo de agua o gas en los intervalos productores por lo que permitirá menos fugas a equipos superficiales. La caja de venteo es un dispositivo de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, este equipo es opcional ya con el equipo de T.I disminuye los problemas por fugas. En algunos pozos donde presentan elevados gastos de gas se instala este dispositivo y en otros casos se instala para prevenir futuros problemas en el equipo superficial.

### **Tablero de control**

Es el componente donde se realiza la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad del control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos en el tablero, este sistema esta comunicado al sistema SCADA del control del pozo.

Los VSD de mediano voltaje regulan el voltaje esto quiere decir que no requieren de un transformador en la salida del variador para regular el voltaje.

## **4.4.2 Equipo superficial de la terminación Inteligente**

La principal función del equipo de terminación inteligente instalado con un BEC es:

1. Regular la producción de agua y/o el avance de gas.
2. Monitorear los parámetros del motor (corriente, potencia y voltaje) y transferirlos al centro SCADA.
3. Monitorear presión, temperatura y flujo en el pozo de cada zona de interés.
4. Capacidad para mezclar la producción de dos o más zonas productoras lo que acelerara la producción.

El equipo de T.I puede ser muy completo o solo lo necesario para hacer funcionar el equipo de fondo. Dependiendo de las funciones que se realizarán (monitoreo, control y medición) y del equipo de fondo que se utilizará (cuantos sensores, medidores, válvulas, intervalos productores, etc.), se podrá utilizar un sistema de control (SC) tan grande como en aguas profundas o solo se utilizará un sistema de control básico para cubrir con las necesidades básicas de manejo y control del pozo.

El sistema de control básico por lo general es el más conveniente de utilizarlo ya que solo la T.I con el BEC requiere de instalaciones básicas de control y monitoreo. Además otras razones porqué se ocupa el sistema básico son:

**1. El límite del espacio anular.**

Las líneas de control de la T.I y el cable del BEC comparten espacio, debido a esto, no es posible instalar sensores o válvulas extras u otros sensores de fondo ya que aumentará el número de los fitapack y complicara su instalación. Con el sistema de control completo no sería factible instalarlo por las funciones básicas que realizará el equipo de terminación, por lo que un sistema básico será seguro para las funciones.

**2. El límite del espacio en plataforma.**

El equipo superficial del BEC, las líneas de descarga, el equipo de procesamiento de aceite y gas, y el espacio para servicios ajenos a la producción del yacimiento limitan el uso de un SC completo, además de que es costoso y de un procedimiento de instalación muy largo.

El equipo superficial de la T.I con un BEC, básicamente es el mismo que se describió en el Auto BN, la diferencia radical en el tamaño del SHS, las fuentes de alimentación y el sistema SCADA. En la figura 4.7 muestra todo el equipo compuesto por la T.I en superficie anotando algunas diferencias con el sistema de T.I del Auto-BN

El sistema es operado por un sistema de control superficial (SCS) hidráulico que requiere de seguimiento automático y registro de las posiciones del estrangulador de fondo. El SCS fácilmente se comunica con el sistema SCADA, operando de forma remota los estranguladores, registrando su posición de cada intervalo.

El SCS básico se le proporciona con capacidad para controlar otros pozos. Las nuevas versiones del SCS son automáticas, con programación integrada para el control interactivo simple de todas las funciones necesarias para operar los estranguladores.

El paquete electrónico de monitoreo del pozo exige que la presión, temperatura y flujo deban ser monitoreados y aparecer en superficie en tiempo real. Un sistema de adquisición de datos es elegido para monitorear los sensores, mostrando los datos en tiempo real y proporcionar almacenamiento de una copia de seguridad de hasta 6 meses de datos. El sistema de adquisición también proporciona capacidad para integrarse con el sistema SCADA.

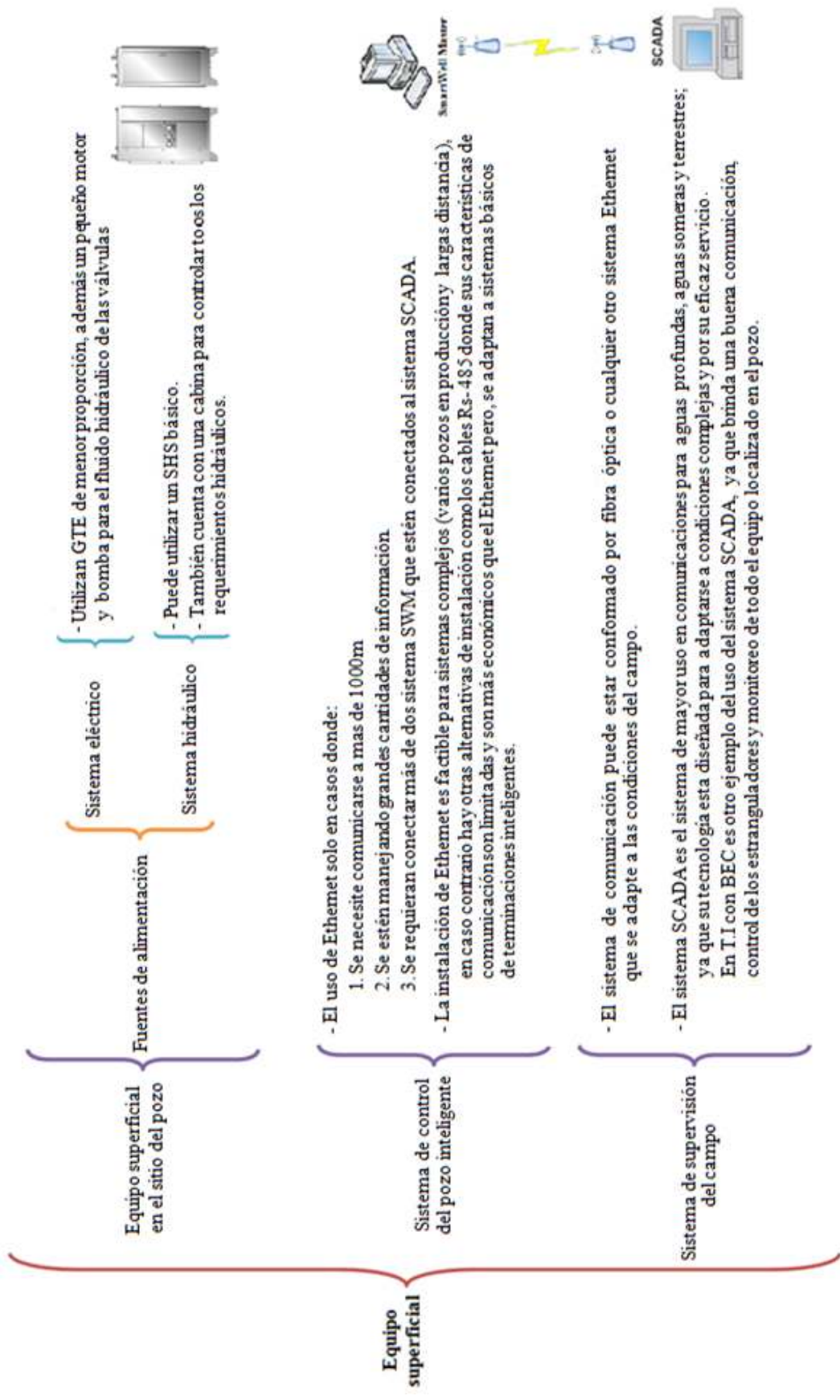


Figura 4.7 Equipo superficial de una T.I instalado con un BEC<sup>4</sup>.

### 4.4.3 Sistema de monitoreo en tiempo real

Los sensores de fondo, los medidores de fondo permanentes, modulo de suministro hidráulico y módulos de control del pozo son conectados al SCS del pozo. El sistema proporciona un punto central de control y monitoreo para supervisar el rendimiento del pozo y/o yacimiento en tiempo real, además un SCS cuenta con varios módulos que pueden ser activados de acuerdo a las necesidades específicas del operador (figura 4.8), incluyendo;

- IHM
- Datos históricos
- Interfaz CAEA externos
- Cliente a distancia
- Alarma y eventos
- Interfaz con sistemas externos, incluyendo computadoras de terceros y sistemas de control distribuido.

El SCS también se encuentra en contacto con el sistema central del campo a través de la red SCADA, el cual también monitorea y controla el pozo a través del SCS. El monitoreo es a través de software, el cual solo basta con dar un click al mouse para observar cualquier dato de interés acerca del pozo. El SCS permite al operador remotamente realizar pruebas de flujo de las diferentes zonas de producción de manera individual a través de los diferentes ajustes de la válvula de fondo.

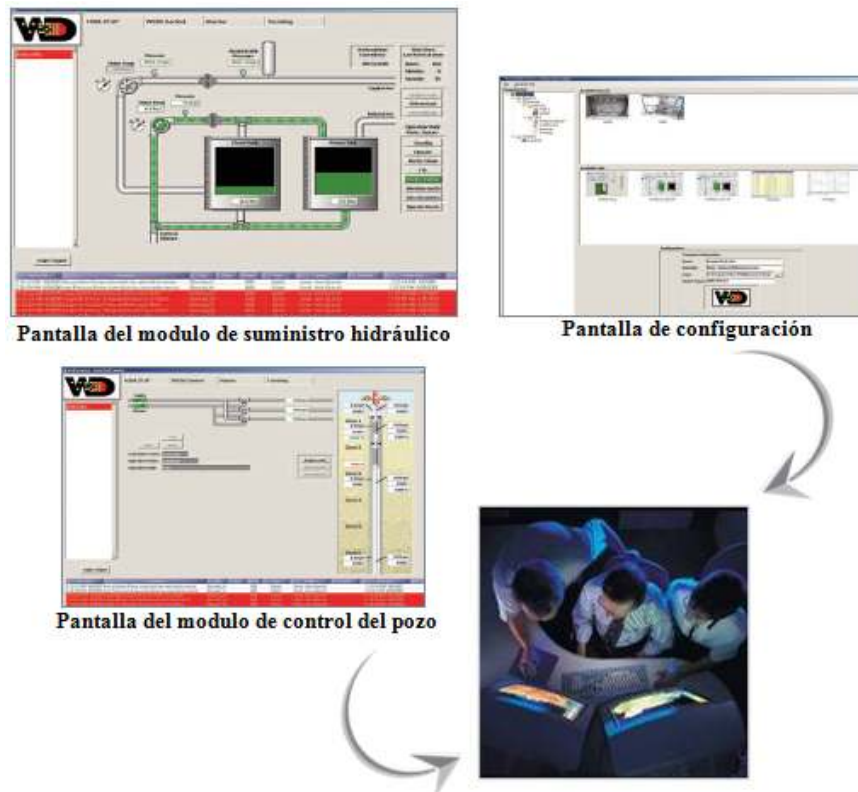


Figura 4.8 Sistema de monitoreo en tiempo real

#### 4.4.4 Cabezal del pozo

El cabezal del pozo, es el equipo por donde el cable del BEC y las líneas hidráulicas de la T.I pasan a través de conductos dirigiéndose al motor y a la VCF. Su instalación es parte difícil del equipo superficial, ya que las líneas hidráulicas y el cable del BEC deben compartir el espacio disponible. Ante ésta situación el diseño de las líneas que se lleva a cabo en superficie, debe de ser tal que las líneas entren al espacio anular sin ninguna dificultad.

En un pozo donde anteriormente se instalado cualquier aparato de producción y se requiere instalar un BEC con T.I, en este caso el espacio anular disponible podría ser el problema para la instalación por lo que será una labor larga y costosa. Una evaluación se realiza para determinar si la mejor opción es instalar un T.I con BEC o cualquier otro sistema de producción.

La aplicación de un BEC y una T.I al inicio de la producción de un pozo trae ventajas, ya que se diseña el equipo a las condiciones que trabajará el pozo, aunque no se descartan los problemas del espacio anular y la extracción del la bomba. La figura 4.9 muestra la distribución y comunicación de líneas de la T.I y del sistema BEC en superficie.

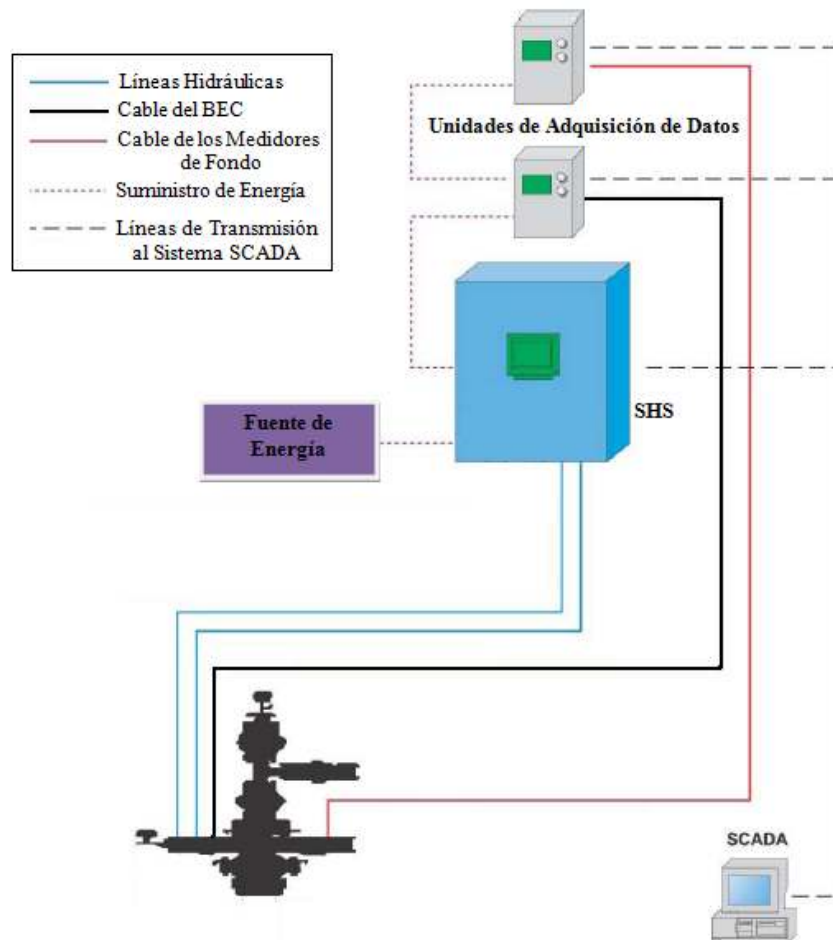


Figura 4.9 Distribución y comunicación de líneas de la T.I y del sistema BEC<sup>5</sup>.



### 4.5 Equipo Subsuperficial del BEC con Terminaciones Inteligentes

El equipo subsuperficial se compone de dos sistemas como en el equipo de superficie; el del BEC y el de la T.I. La figura 4.10 muestra un esquema de cómo se encuentran los equipos instalados en el fondo del pozo, así como los equipos que lo constituyen cada uno.

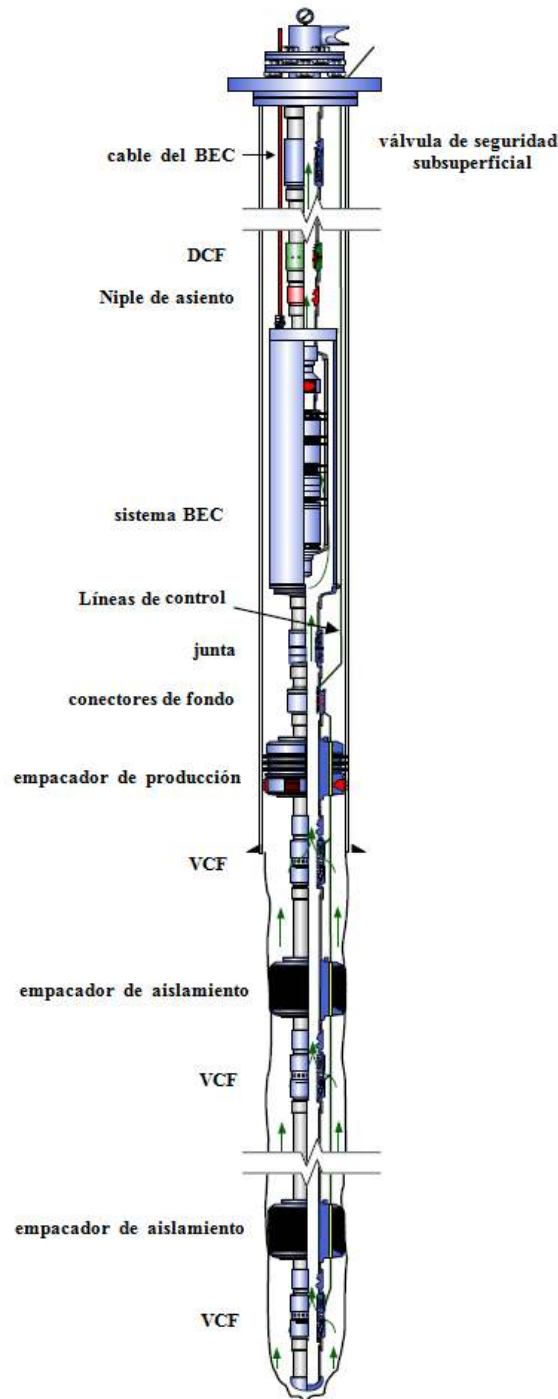


Figura 4.10 Equipo subsuperficial de un BEC y una T.I<sup>1</sup>

### 4.5.1 Equipo subsuperficial del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

El equipo lo conforma principalmente el motor, la bomba, los sensores de la bomba y el cable. Hay otros equipos que también se utilizan en esta aplicación, pero su uso dependerá de las condiciones del pozo, del yacimiento, del fluido producido y de los requerimientos en superficie que se deseen, los cuales son brevemente descritos.

#### 4.5.1.1 Bomba Electrocentrífuga

El BEC consiste de una bomba centrífuga de etapas múltiples y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor el cual ofrece una gran flexibilidad (figura 4.11). Su función es transformar la energía mecánica del motor a energía hidráulica para el fluido producido, esto incrementará su presión para hacerlos llegar a la superficie.



Figura 4.11 Bomba Electrocentrífuga y etapa de una bomba<sup>6</sup>

La bomba se compone de un motor que se alimenta de una corriente eléctrica alterna desde la superficie el cual gira a la bomba en el pozo, por lo que eleva los fluidos a superficie. La fuente de energía en la superficie puede operar a una frecuencia fija o puede ser ajustada sobre un rango de frecuencias mediante la utilización de un VSF. Este último permite ajustar el rendimiento del BEC mediante la alteración de la frecuencia de la corriente y por lo tanto la velocidad de rotación de la bomba.

El diseño de la bomba debe ajustarse a la cantidad y peso del fluido a ser elevado así como la altura a la que se elevará. El BEC puede ser considerado como un mecanismo para aumentar la presión del yacimiento. Cuando está bien diseñado, el BEC aumenta la presión en la T.P en el punto de descarga del BEC por lo que ofrecerá el gasto deseado. El BEC normalmente opera mediante el ingreso de fluido producido a través de la entrada de la bomba y lo descarga a la T.P agregándole presión a los fluidos, la necesaria para vencer las caídas de presión del sistema de producción.

La bomba se caracteriza por curvas de rendimiento que describe la relación entre el desarrollo del cabezal por la bomba y la capacidad a través de la bomba sobre una velocidad de rotación determinada y el nivel de propiedades de los fluidos.

En la mayoría de los casos, estas curvas se determinan mediante experimentos usando agua dulce. La eficiencia de un BEC depende de la relación de potencia hidráulica transferida al fluido por la energía suministrada a la bomba, el cual tiene un máximo en algunos gastos para una bomba dada. El éxito en las aplicaciones BEC se basa en que operan dentro del rango de funcionamiento óptimo (i.e., gastos óptimos).

Las bombas BEC no elevan una cantidad fija de fluido, pero si proporcionan una cantidad relativamente constante de fuerza para elevar el fluido disponible en el pozo. El gasto a través de la bomba depende de la capacidad de presión de descarga menos la presión disponible en la entrada, y por lo tanto pueden variar para un sistema en específico.

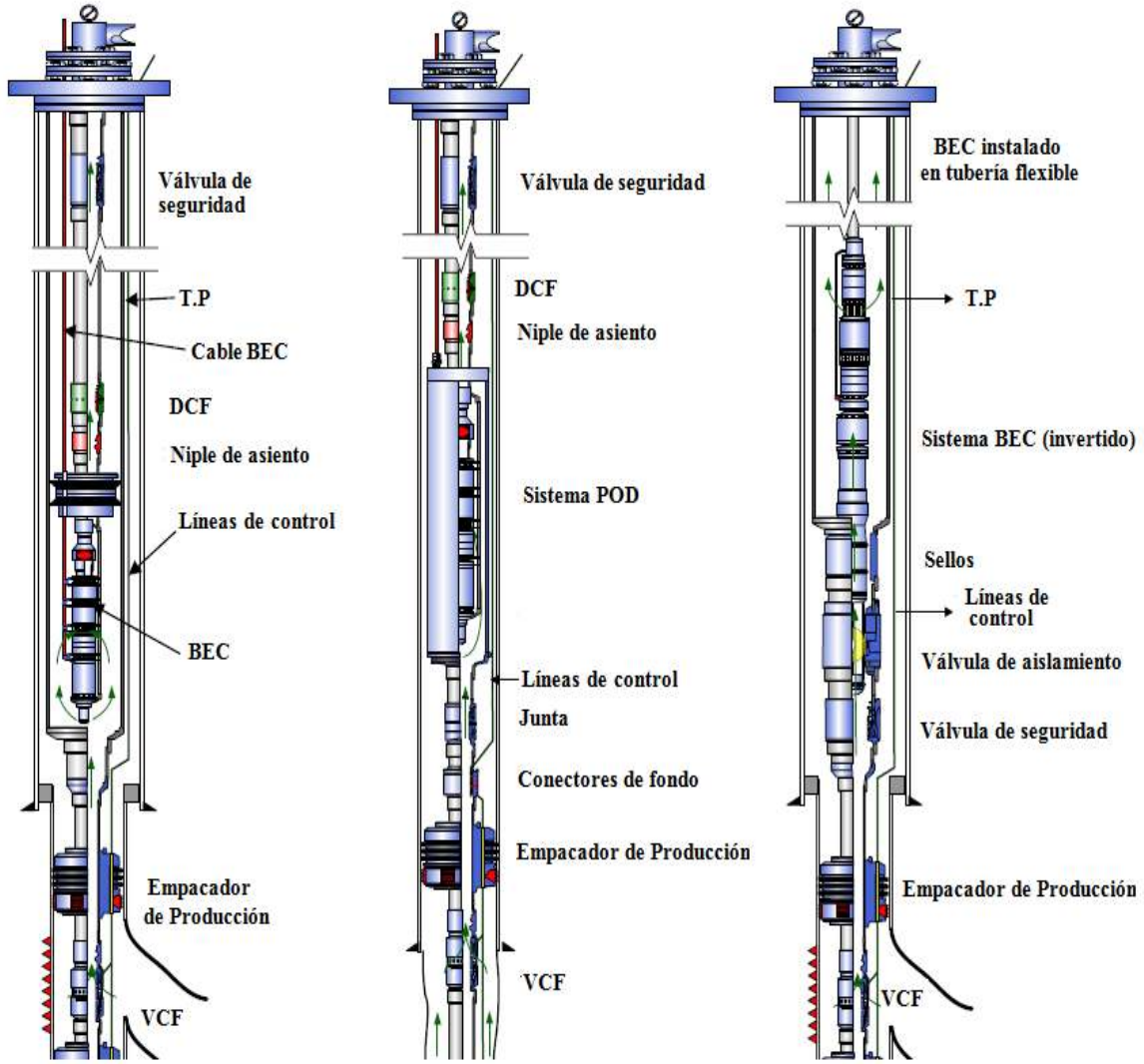
El diseño de un BEC se optimiza al determinar la cantidad de fluido de la formación que será impulsado a superficie ( i.e., la relación del comportamiento de flujo), lo pesado que el fluido es y que tan alto debe ser impulsado (i.e., el rendimiento de flujo en el pozo). Estos parámetros determinan la cantidad de energía que la bomba necesita transferir a los fluidos. Una bomba es seleccionada por su capacidad para suministrar esa cantidad de energía, además estos parámetros también describen como será la eficiencia de la bomba.

El diseño de un BEC bajo la mayoría de las condiciones no es un proceso complejo excesivo si se dispone de datos confiables. Sin embargo, el diseño será cuestionable si la capacidad de información (información del pozo, yacimiento, fluido producida, etc.) es pobre. Datos incorrectos a menudo resultan una aplicación incorrecta de la bomba y costosa operación.

Una aplicación incorrecta de la bomba puede operar fuera de rango recomendado, sobrecarga al motor, o reducir a un ritmo acelerado, lo cual pueden resultar daño a la formación. Incluso si la información es correcta en el momento de la instalación, los parámetros de la formación cambian con el tiempo y toman la bomba fuera de su punto de funcionamiento óptimo, es por esto que se realizan estudios de IPR futuras entre otros estudios.

### 4.5.1.2 Tipos de diseño de la bomba

Se refiere al diseño que tendrá la bomba en la T.P, existen tres diseños (figura 4.12). Los diseños se basan en la forma que está protegida la bomba y por el recorrido que lleva el fluido producido a través de ésta.



a) Simple instalación BEC con T.I    b) BEC con un sistema POD    c) BEC instalado en Tubería Flexible

Figura 4.12 Tipos de diseños de la Bomba Sumergible<sup>1</sup>.

La Tabla 4.2 muestra las características de cada diseño, con cualquiera de estos diseños, los operadores están interesados en las formas que pueden prolongar el correcto funcionamiento de la bomba. Mediante la prolongación de la bomba, los operadores se benefician en dos maneras. Reducir el tiempo de inactividad de la bomba al incrementar la producción del pozo sobre un periodo de tiempo y reducir los costos de sustitución de las bombas dañadas o deterioradas.

diseño	Descripción	Ventajas	Desventajas
<b>Simple instalación del BEC con T.I</b>	El BEC es convencional y se instala dentro de la T.I, las líneas se localizan fuera de la T.P con flejes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos de instalación y operación no son elevados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para retirar la bomba o cualquier dispositivo de la T.I se necesita retirar todo el aparejo de producción.</li> </ul>
<b>BEC con un sistema POD</b>	El BEC y la Terminación Inteligente son independientes uno del otro con una instalación hidráulica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Un sistema POD es capaz de aguantar el peso de la T.I</li> <li>• Puede ser utilizado también como un método para combinar las líneas Hidráulicas y el cable del BEC.</li> <li>• Elimina la necesidad de empacadores por arriba del BEC y protege la T.R de explotación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limita el tamaño de la Bomba</li> </ul>
<b>BEC instalado en Tubería Flexible</b>	El BEC es instalado en la Tubería Flexible el cual es introducida en la T.P y baja hasta la profundidad de interés	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor flexibilidad cuando se reemplaza el sistema BEC.</li> <li>• También puede ser utilizado como un método para combinar las líneas hidráulicas y el cable del BEC.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere de especiales consideraciones para su instalación, además de equipo espacial. (árbol de válvulas específico para su instalación)</li> </ul>

Tabla 4.2 Descripción de los tipos de diseño de la BEC<sup>1</sup>.

### 4.5.1.3 Sensores instalados en la bomba

El sistema de monitoreo BEC y los sensores están diseñados principalmente para monitorear el desempeño de la bomba, localizados al lado del BEC. La tecnología BEC comparte muchas ventajas en gran parte por monitoreo y control típico de las terminaciones de pozos inteligentes.

La tecnología de sensores BEC proporciona la capacidad de monitorear los parámetros de flujo del pozo tales como: la presión del fluido y temperatura en la entrada de la bomba; parámetros de rendimiento de la bomba como la presión, temperatura y gastos en la descarga; y los parámetros de diagnóstico del motor tales como la vibración, la corriente de fuga y temperatura del motor.

EL control del BEC proporciona la capacidad de cambiar la velocidad del motor y el rendimiento de la bomba a las condiciones de flujo del pozo, de tal modo optimizando el consumo de energía de elevación, maximizando la productividad del pozo, y reduciendo el desgaste de los equipos de levantamiento artificial.

El monitoreo del pozo inteligente y la tecnología de control aumenta las capacidades de los sistemas BEC proporcionando la capacidad para balancear la producción de zonas múltiples, restringir o cerrar zonas con alta producción de agua o gas, y seleccionar las zonas de prueba para monitorear el desempeño del pozo.

Los nuevos sistemas de monitoreo de fondo incluyen multi-sensores capaces de monitorear múltiples presiones de fondo, temperaturas y vibraciones, proporcionando datos más precisos para la protección del BEC a condiciones de trabajo nocivos, para mantener tanto el sistema de bombeo y el desempeño del pozo en buen estado. Estos sistemas pueden medir alta resolución y alta frecuencia, además proporcionan más puntos de medición y permite completar el diagnóstico del BEC así como las condiciones de flujo.

Los sensores se comunican a superficie a través del cable BEC, además son completamente compatibles con otros sistemas de monitoreo y control como los sistemas SCADA y con una terminal remota del protocolo Modbus. En la figura 4.13 muestra un sensor de fondo de la marca Schlumberger.



*Figura 4.13* Herramienta de monitoreo de la marca Phoenix\* Schlumberger<sup>7</sup>.

Las herramientas de monitoreo envían los datos en tiempo real a superficie, ya que son sensores digitales y no solo miden temperatura, presión y vibración en el fondo del motor, sino también miden los puntos en la descarga de la bomba y en la entrada. Como un dato adicional en los últimos años se están desarrollando nuevos sensores para instalaciones como el Bombeo Mecánico y el de cavidades progresivas.

#### **4.5.1.4 Cable del BEC**

La energía necesaria para impulsar al motor se transmite a través de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requerimientos del motor (voltaje y amperaje), y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

El cable del motor y los sensores son encapsulados por un flatpack hecho de acero inoxidable, (figura 4.14), actualmente existe un rango de tamaños de cable para diversas condiciones de flujo. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor, así como el espacio disponible que hay entre el espacio anular y las líneas de control de la T.I.

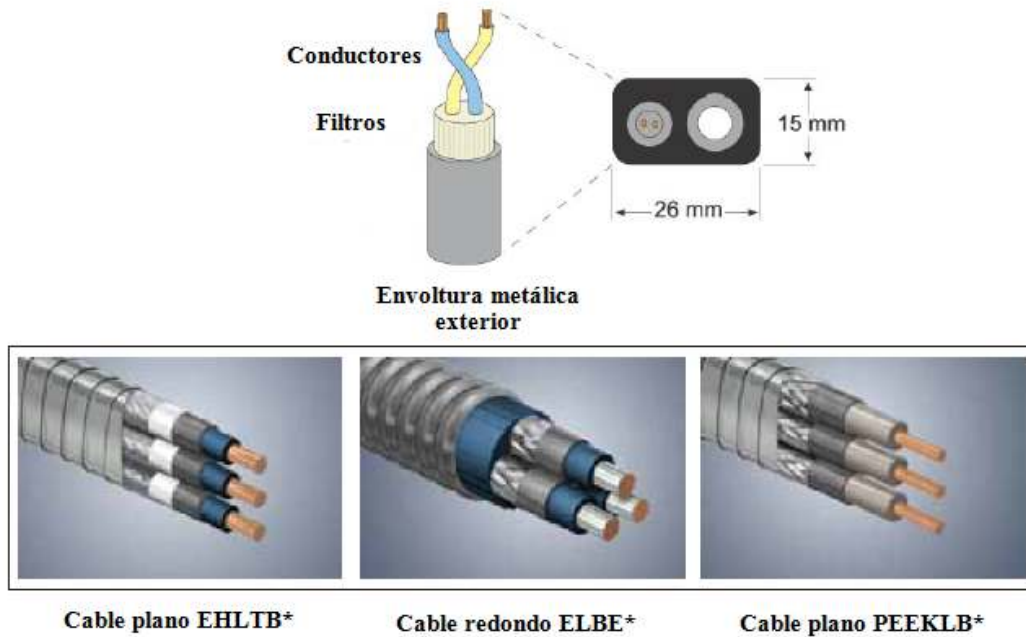


Figura 4.14 Cable conductor del BEC<sup>5</sup>.

La selección del cable requiere cuidadosas consideraciones con el fin de cumplir los requerimientos del motor, ya que un mal diseño ocasionaría daño al motor y una mal transferencia de datos a superficie.

El aislamiento del cable resiste altas temperaturas y presiones, de operación en el pozo, para su instalación se realiza fijándolo en el diámetro exterior de la T.P con flejes o abrazaderas.

#### 4.5.1.5 Equipo complementario

##### Motor Eléctrico

Colocado en la parte inferior de la bomba, recibe la energía a través del cable conductor, su principal función es convertir la energía eléctrica en energía mecánica que es aprovechada por la bomba. Las estadísticas mundiales muestran que el motor es uno de los componentes más propensos a causar fallas en el sistema BEC<sup>8</sup>. Los nuevos motores están compuestos de mejores materiales y tecnología, que garantizaran un mejor funcionamiento a condiciones de fondo particulares de cada pozo. Los actuales motores ofrecen una amplia gama en potencia, voltaje y materiales especiales de aislamiento para altas condiciones de temperatura y condiciones de flujo críticos.

### **Protector**

El protector proporciona la protección máxima disponible para mantener los fluidos del pozo seguros desde la entrada del motor. También sirve como un depósito de aceite del motor, proporciona la igualación de presión entre el fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo, y lleva el empuje de carga a la bomba. Dos estilos de secciones de protector están disponibles:

1. Tipo laberinto. Usa la diferencia de densidad entre los fluidos del pozo y motor para mantener separados los dos.
2. Tipo bolsa. Usa un elastómero tipo bolsa par aislar los dos fluidos.

### **Separador de gas**

El fluido producido entra a la bomba a través de la sección de admisión (intake o separador de gas). El separador de gas ayuda a reducir los efectos negativos del gas sobre el rendimiento de la bomba. El separador ayuda a manejar el gas donde las VCF permiten pequeñas cantidades de gas o donde no fue controlado por las VCF.

El uso del separador de gas permite una operación más eficiente en intervalos con altas producciones de gas, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en el motor que son producidas por los altos gastos de gas. El volumen de fluidos que entra a la bomba puede ser menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor RGA de la columna hidráulica en la T.P.

Básicamente el equipo de fondo del BEC es un sistema convencional, ya que cuenta con los mismos equipos que un BEC normal, la diferencia radica que con la instalación de una T.I mejoran las condiciones de producción y a largan la vida del equipo de fondo del BEC.

### **4.5.2 Equipo Subsuperficial de la Terminación inteligente**

Consiste en sensores de fondo y dispositivos de control de flujo que permiten al operador, monitorear y evaluar, el manejo y optimización del pozo. El valor de la T.I combinada con un BEC procede de la capacidad para restringir o evitar producción de zonas específicas que presentan el problema de avance de agua o gas. Esta tecnología puede ser implementada usando un único pozo para casos como:

1. Pozos horizontales.
2. Pozos multilaterales.
3. Pozos que producen a través de mezcla de zonas.
4. Pozos que aprovechan capas o heterogeneidad del yacimiento.

El control de la producción y el avance del gas o agua permiten más eficiencia de operación de la bomba. Lo que implica menos costos de reemplazamiento de la bomba y mayor tiempo de actividad de esta.



### 4.5.2.1 Flatpack y abrazaderas

El número de Flatpack dependerá del número de VCF que estarán en el fondo, aunque como se sabe estarán limitadas por el poco espacio que hay en el espacio anular. El flatpack aísla las líneas hidráulicas y eléctricas de las VCF desde el cabezal hasta la válvula, sensores o medidores, cada una de ellas se asegura con abrazaderas a la T.P. Un flatpack está compuesto de líneas, pero su distribución puede cambiar dependiendo de las VCF que se tiene, en la figura 4.15 se observa la distribución de un flatpack. Si hay demasiadas líneas hidráulicas se instaran en otro flatpack, ya que el tamaño de un flatpack no puede ser demasiado grande por el limite del espacio anular disponible.

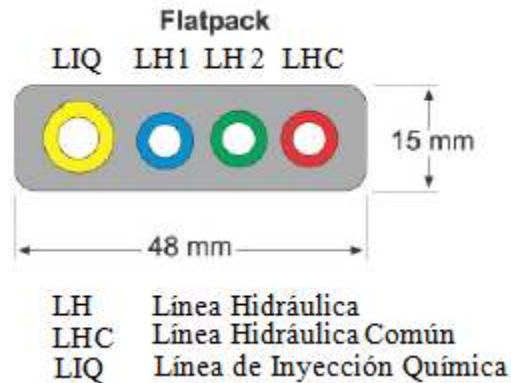


Figura 4.15 Líneas hidráulicas distribuidas en un flatpack<sup>5</sup>

La operación de una VCF requiere de una línea hidráulica para abrir cada válvula y otra línea es requerida para estrangular o cerrar la válvula, esta última puede ser compartida con todas las válvulas que hay en el pozo, pero se requiere una línea independiente para abrir cada válvula que hay en el pozo.

La figura 4.15 muestra cuatro líneas en el flatpack dos son para abrir la válvula de cada zona que se está produciendo y otra la comparten para estrangular o cerrarla, una cuarta se agrega para la inyección química para evitar problemas de incrustaciones entre otros problemas relacionados. Por cada VCF que se instale, se le instalará una línea hidráulica más al flatpack.

Para evitar daño a los flatpack y a las líneas de control se les instalan abrazaderas y protectores para protegerlas de la abrasión o de fuerzas de tensión o compresión.

### 4.5.2.2 Sensores de fondo

Los sensores de fondo su función principal es monitorear los parámetros (presión, temperatura y gasto) del rendimiento de flujo de cada zona de interés. Los datos obtenidos serán enviados a superficie el cual un sistema de cómputo los representará en tiempo real. Existen una variedad de sensores en la industria, pero se derivan de dos principios de medición estos son:

1. Medidor permanente de cristal de cuarzo.
2. Medidor permanente de fibra óptica.

### 4.5.2.3 Medidor permanente de cuarzo

Este tipo de medidores están fabricados con cristal de cuarzo para medir temperatura y presión, sin embargo, han permanecido en la industria durante muchos años y renovar su diseño y su principio de funcionamiento ha sido una tarea difícil.

Los nuevos medidores trabajan con traductores de cuarzo y dispositivos electrónicos, están diseñados para registrar y resistir largas duraciones de monitoreo así como resistir altas presiones y temperaturas. Los medidores tienen la característica de un perfecto soldado y sellado hermético y componentes electrónicos sólidos. Una vez instalados, los medidores no van a ser utilizados en otros pozos, lo que no hay necesidad de considerar mantenimiento.

El medidor permanente de fondo con cuarzo (MPF) mide temperatura y presión, su alta estabilidad de medición y su larga duración es lograda mediante el uso de los resonadores de cuarzo sellados herméticamente, de la electrónica digital y de las propiedades de los sellos mecánicos. Un medidor básicamente se compone de:

- Terminación del cable,
- Traductor de cuarzo,
- Arreglo mecánico (incluyendo sellos)
- Circuitos electrónicos (figura4.16)

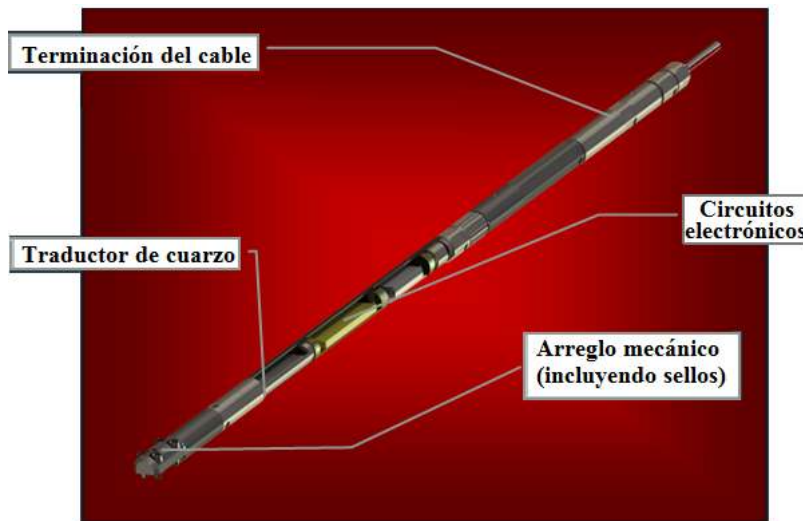


Figura 4.16 Partes de un medidor de presión/temperatura

El MPF usa la resonancia de los cristales de cuarzo para realizar la medición, después los datos obtenidos son captados digitalmente y transferidos al cable que conduce a superficie (figura 4.17). La instalación de un MPF a la tubería es a través de un mandril, el cual proporciona un descanso y protección al medidor.

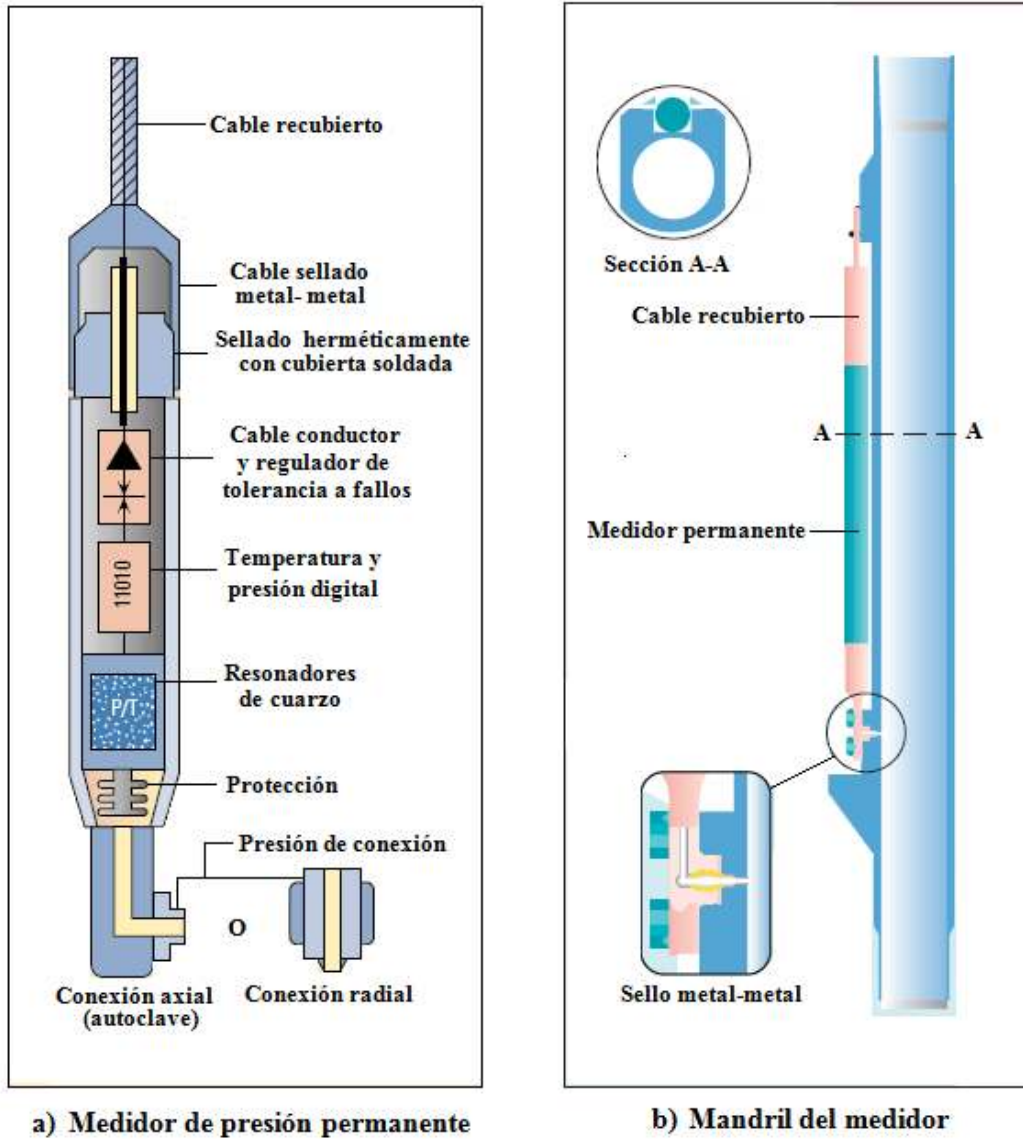


Figura 4.17 Medidor de presión permanente y mandril<sup>9</sup>.

Los medidores de presión se alojan en un mandril, el cual proporciona una protección completa en contra de los daños mecánicos a lo largo de toda la longitud del medidor. Las conexiones de los medidores de presión pueden ser de dos maneras:

- **Conexión eléctrica:** conectado al cable para alimentar y transmitir datos. El diseño se realiza generalmente en el taller, el conductor es soldado al conector de alimentación directa. La conexión de presión se realiza en el sitio del pozo con sellos metal-metal.
- **Conexión hidráulica:** conectado a las líneas hidráulicas.

Los sellos metal-metal también se realizan entre el medidor y su mandril, cada conexión es probada y verificada durante la instalación en el pozo.

En pozos donde se esté produciendo el mezclado de dos o más zonas se requiere de un múltiple medidor el cual ayuda a medir la presión y temperatura de las diferentes zonas a través de una misma línea de conducción (figura 4.18).

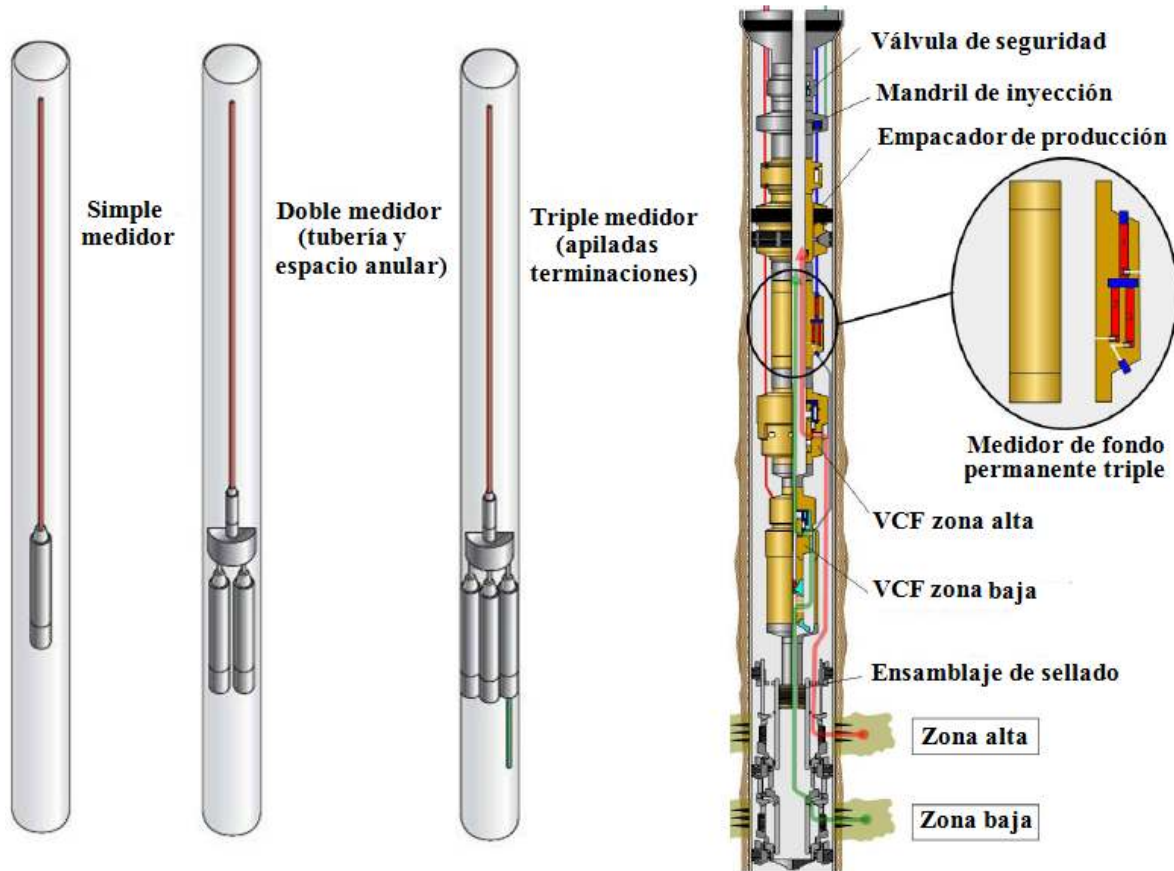


Figura 4.18 Medidor de fondo permanente en dos zonas productivas

El cable forma una parte importante del presupuesto para un sistema de monitoreo permanente de hasta el 30% del costo total<sup>9</sup>. El cable tiene que resistir la presión, temperatura y exposición a los fluidos del pozo altamente corrosivos a lo largo de la producción del pozo. También tienen que ser mecánicamente resistentes durante la instalación, es por esto que existe una amplia variedad de diseños de diferentes materiales, tamaños y resistencia para escoger el que mejor se adapte a las condiciones del pozo.

La nueva generación de medidores permanentes de cuarzo incorporan las innovaciones más recientes en transductores de cuarzo, componentes electrónicos avanzados y cables con tecnología de sellado. Los beneficios de estos sistemas son:

- Mediciones continuas de presión y temperatura.
- Exactitud de medición a largo plazo logrado con sensores electrónicos de alta estabilidad.
- Alta seguridad del sistema a través de rigurosas pruebas.

- Aplicaciones no solo en T.I sino también en inyección química.
- Diseño compacto del medidor para una óptima integración del pozo.
- Medidor equipado con tecnología avanzada en el cable conector, además de poder medir el flujo y la densidad del fluido en aplicaciones específicas.
- Proporcionan alta calidad de datos y pueden resistir altas presiones y temperaturas.

La última generación de medidores ha mejorado notablemente ya que además pueden operar en condiciones donde hay H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y ácido. Los cristales de cuarzo son más utilizados aunque otros tipos de sensores, tales como sensores de zafiro pueden ser utilizados.

Otra opción de monitoreo son los sensores de fibra óptica pero, la implementación de cables a través de los conectores de fondo plantea desafíos adicionales y requiere de una especial forma de desconectar. Los diseños actuales se basan en la creación de una línea de control que proporciona un continuo conducto de protección ambiental para la fibra óptica, reduciendo los daños en ésta y haciéndola una posible opción.

#### **4.5.2.4 Medidor permanente de fibra óptica**

Los sensores utilizados en estos medidores son de temperatura distribuida (STD) con fibra óptica, estos se han utilizado desde el año 2002, se instalaron para evaluar las condiciones del pozo en ambientes críticos o de difícil manejo, sus capacidades han permitido mejorar el manejo de la producción.

Los STD pueden proporcionar perfiles de temperatura en tiempo real sobre toda la longitud del pozo. Mediante una interpretación de la temperatura del pozo, la información dinámica de temperatura que se obtiene como resultado de la interpretación, identifica rápidamente los cambios en las condiciones del pozo que pueden afectar la producción.

Los sensores de fibra óptica pueden proporcionar datos de alta calidad sobre las condiciones de fondo (continua y en tiempo-real) y son compatibles con el medio ambiente dentro del pozo. Los sensores de presión son esencialmente sensores de punto, aunque algunos pueden estar localizados en la misma fibra (casi-distribuidos), los sensores de temperatura pueden ser sensores puntuales (con varios situados en la misma fibra) o distribuidos (medición del perfil de temperatura a lo largo de la fibra).

Un sistema moderno STD de fibra óptica utiliza multimodos (o en algunos casos, el modo simple) de fibra óptica como el elemento primario de medición (figura 4.19).

Un gran número de sensores de fibra óptica se encuentran actualmente por proveedores potenciales, la clasificación de sensores de fibra óptica pueden dividirse en tres categorías:

1. Sensores STD

Es un sistema típico para medir un perfil de temperatura a lo largo del pozo, también llamado Sistema Raman STD. Las temperaturas se registran a lo largo del cable del sensor óptico, por lo tanto no en los puntos, sino como un perfil continuo. Las dimensiones físicas como temperatura o presión y tensión pueden afectar a la fibra de vidrio a nivel local y cambiar las características de transmisión de luz en la fibra, estos cambios son registrados y llevados a superficie para ser interpretados. Debido a cambios en la luz de las fibras de vidrio de cuarzo a través de la dispersión, la localización de un efecto físico externo puede ser determinada de manera que la fibra óptica pueda ser implementada con un sensor lineal.

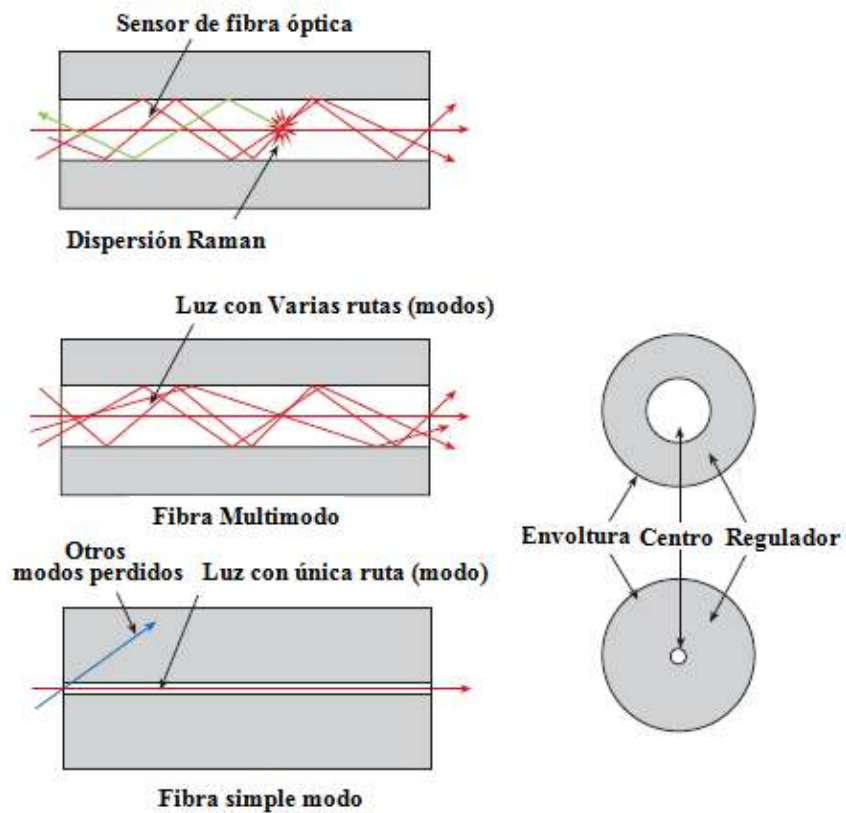


Figura 4.19 Sensores de fibra óptica y dispersión Raman<sup>10</sup>.

2. Sensores Bragg

Esta tecnología permite que una sección corta de fibra sea codificada con un sensor que reflejara la luz en una frecuencia muy estrecha. Esta sección sensible de fibra es a continuación construida en una cabeza de precepción que aplica una pequeña tensión a la fibra cuando se expone al evento a ser medido (presión, temperatura, vibración, etc.). Esto provoca un cambio muy pequeño en la longitud del sensor de la fibra, lo que provoca un pequeño pero detectable cambio en la frecuencia reflejada.

### 3. Sensores mecánicos

Esta opción utiliza un conjunto de sensores mecánicos para modular una señal óptica. La señal óptica se introduce en el paquete de sensores de fibra óptica. El conjunto de sensores puede ser tan simple como una cavidad con una superficie reflectante en un extremo. La cavidad se convierte en un medio de comunicación de un interferómetro para que los cambios en la longitud de la cavidad a través de la temperatura, presión, tensión, etc., sean detectadas como franjas de interferencia.

Los medidores de cuarzo y medidores de fibra óptica no son los únicos tipos de medidores en la industria, actualmente existe los sensores de fibra óptica con distribución acústica. Se utiliza en aplicaciones exigentes, como sistema de sonar submarino y fibra óptica que puede ser empaquetado de tal manera que lo hace extremadamente sensible a las perturbaciones acústicas a lo largo de toda su longitud.

#### 4.5.2.5 Medidores de flujo y sistema de inyección químico

La medición de flujo puede basarse en los siguientes métodos

- Medidor de flujo (único punto) : Venturi, giratorio y fibra óptica acústica
- Caída de presión a través de la válvula de control de flujo
- Pruebas periódicas – modelación del desempeño de flujo

La estimación de flujo es recomendable ya que puede proporcionar una cantidad significativa de información acerca del rendimiento de zonas individuales, con una mínima cantidad de instrumentación de fondo. Un medidor de flujo ayuda a proporcionar información acerca de cada zona que se está produciendo o inyectando.

La última generación de medidores usan medidores de flujo virtual (un programa de cálculo y análisis de datos) que proporciona al pozo la estimación de gastos de la zona y la distribución en tiempo real, los principales beneficios son: manejo del activo, operaciones en tiempo real y manejo de la información.

Además de los medidores de flujo otras tecnologías están disponibles hoy en día como: sensores de corte de agua, medidores de densidad, resistividad de la formación y sensores químicos de fondo (figura 4.20). La combinación con sensores de presión y el monitoreo continuo brindaran mayor información en tiempo real del flujo de cada zona de interés, lo que permitirá un mayor conocimiento de las condiciones de producción y se podrán evitar problemas futuros en el pozo.

El sistema de inyección químico forma parte del equipo de sensores de fondo, el cual proporciona la capacidad de inyectar químicos a través de mandriles (figura 4.20). La inyección de químicos entra a la válvula a través de espacio anular o de una línea de inyección separada adjunto al costado del bolsillo del mandril, donde una línea de inyección se instala entre la superficie y la conexión en el mandril para estar comunicado.

Nuevas alternativas están siendo utilizadas para inyectar químicos al fondo, como el “The CS chemical injection sub” desarrollado por Halliburton (figura 4.20), el cual la inyección incorpora una línea de válvulas check que impide que la presión en la T.P escape de regreso hasta las líneas de control. El sistema es usado donde no es posible o deseable instalar un mandril de bolsillo lateral para la inyección.

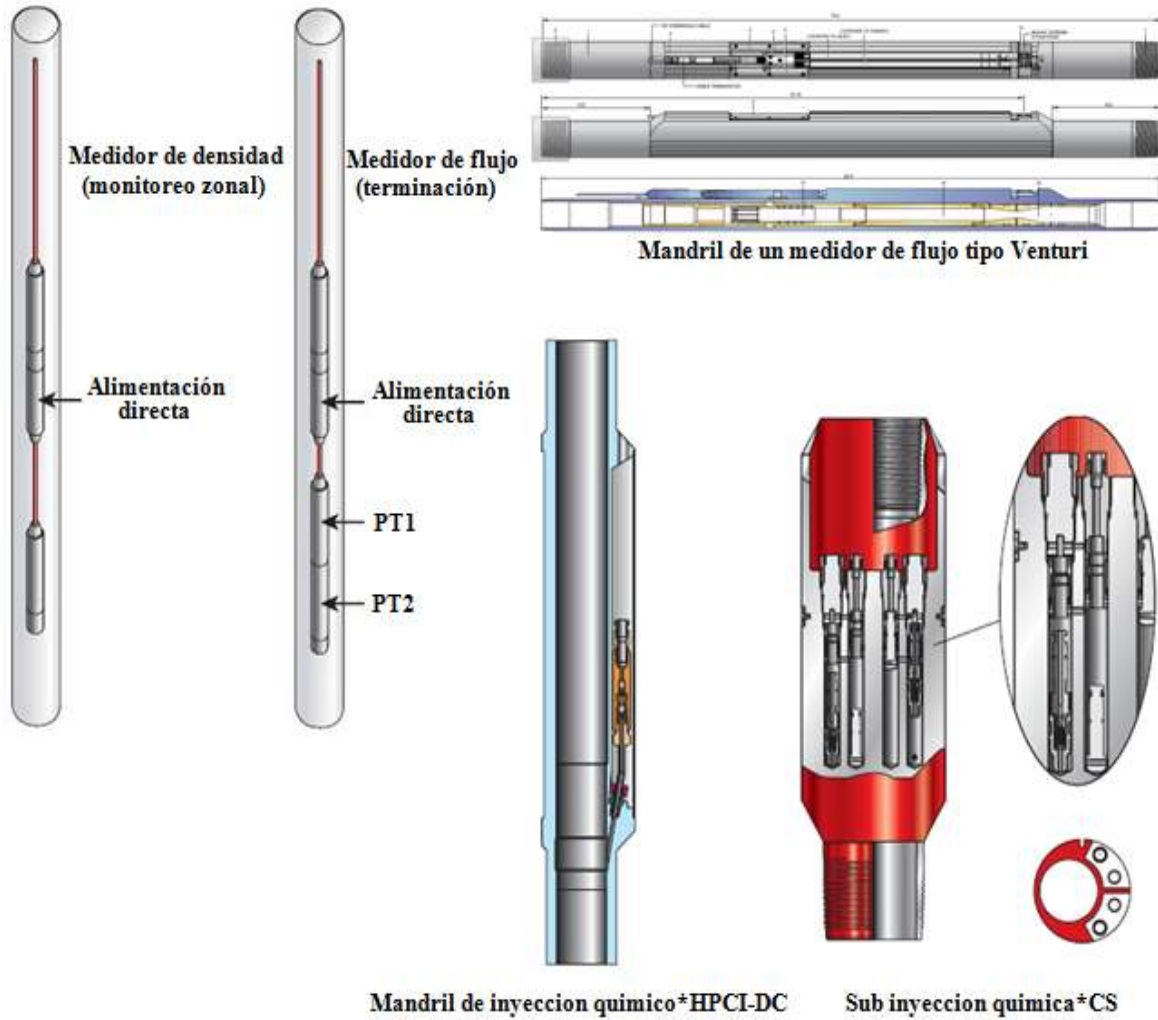


Figura 4.20 Mandril de inyección y sistema sub inyección química<sup>11</sup>.

Los beneficios de los más recientes sistemas de inyección instalados son que presentan mayor seguridad, sin la complejidad de un mandril de bolsillo y permiten la inyección de una gran variedad de productos químicos.

#### 4.5.2.6 Empacadores

Para permitir el control individual de flujo del intervalo de interés, cada zona debe estar aislada de los otros mediante empacadores.



Los empacadores instalados deben permitir alimentación directa para las líneas de control, comunicación, y cables de energía requeridos por cada sensor y líneas de control. En pozos con múltiples zonas productoras se utilizan empacadores para aislar las zonas, en estas situaciones, un acoplador deslizante se utiliza para seleccionar que zona producirá.

Una técnica para aislar mecánicamente las zonas productoras una de la otra, es instalar un tubo de flujo a través del montaje del empacador de la una zona alta y sujeta dentro del empacador de la zona baja. El flujo de la zona baja se produce hasta el tubo de flujo, pasando por el nipple de la línea de acero del sistema de T.I y por el interior de los puertos de flujo de la VCF, dentro de la cubierta (figura 4.21a).

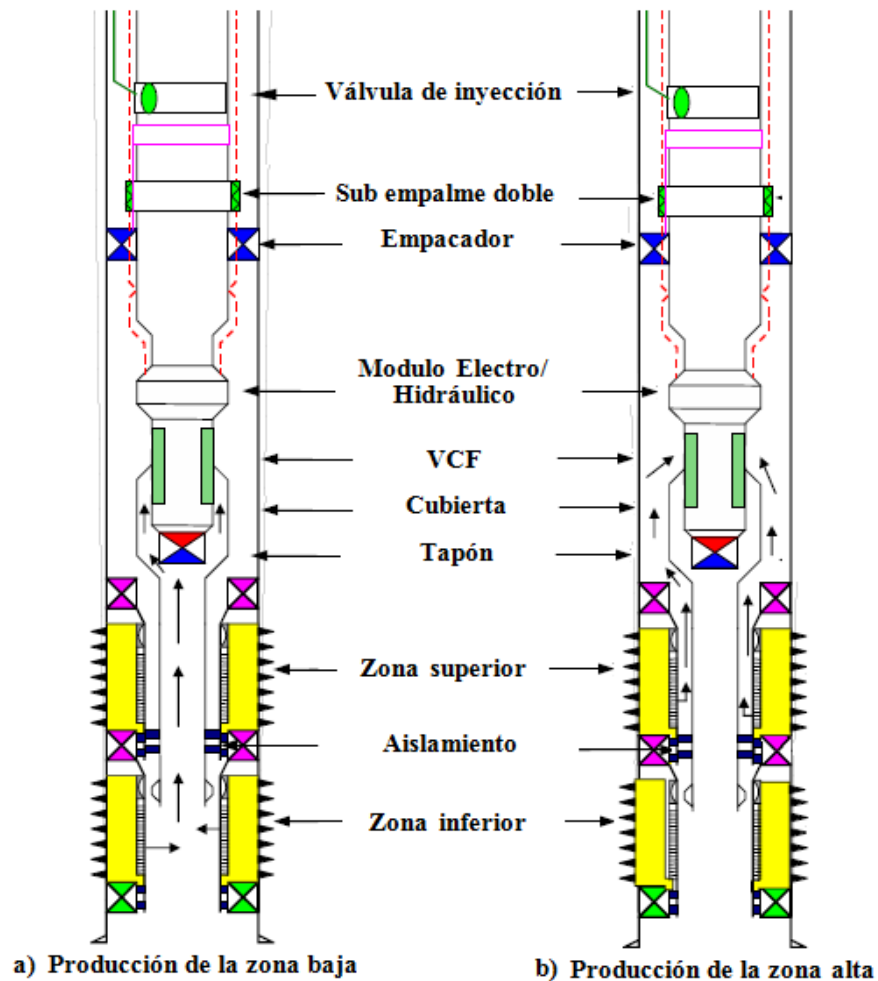


Figura 4.21 Aislamiento de zonas productoras<sup>12</sup>.

El empacador de la zona alta contiene integrada válvulas accionadas por presión, esto es para aislar lo zona alta. Esto es necesario porque la tubería de flujo aísla la zona alta de cualquier operación de la zona baja. La producción de la zona alta pasa alrededor de la tubería de flujo, entre el DE de la cubierta y el DI de la T.R. y dentro de los puertos de flujo de la VCF. (Figura 4.21b)

El método anterior se aplica cuando el pozo tengan dos zonas productoras y se requiera producir simultáneamente las zonas, si hay más de dos zonas de interés se instalara una tubería, la cual tendrá una VCF por cada intervalo de producción que se tenga.

#### **4.5.2.7 Válvula controladora de flujo**

La válvula Auto BN fue la primer válvula del tipo VCF que fue presentada, el cual fue analizada en el capítulo anterior. En T.I con sistemas BEC se utilizan otros tipos de válvulas controladoras de flujo el cual, su principio de funcionamiento es similar al de la válvula Auto BN. Estas ayudarán de igual manera a los operadores a controlar el flujo dentro o fuera de un intervalo del yacimiento que está aislado.

La mayoría de las actuales válvulas de control de flujo se basan o derivan de acopladores deslizantes o tecnologías de válvulas de esfera. Las VCF pueden ser:

1. Binario (encendido/apagado)
2. Posicionamiento discreto (un numero predeterminado de posiciones fijas)
3. Variable infinita

La energía requerida para estas válvulas puede ser proporcionada mediante sistemas hidráulicos o eléctricos.

#### **4.5.2.8 Válvula controladora de flujo binaria**

Las T.I con dispositivos de control remoto binarios son seguras. Estos proporcionan un método rentable de monitoreo relevante de los parámetros de la formación y control de la producción cuando se combinan con sistemas artificiales. Estos sistemas solo permiten dos posiciones para estrangular la producción (abierto/cerrado).

##### **Beneficios del Válvula binaria**

El más sencillo uso de dispositivos binarios es producir selectivamente o por efecto de mezclado de las diferentes zonas en un solo pozo. Esta aplicación es especialmente útil en pozos con levantamiento BEC donde el costo del sistema artificial puede ser compensado sobre la producción de intervalos múltiples.

Las razones para querer producir zonas selectivamente varia, como por ejemplo un pozo donde las múltiples zonas producen fluidos incompatibles, una zona pueda necesitar ser cerrada con el fin de producir otra o donde se presenten problemas de agua o gas. Una válvula de control remoto permite al operador intervenir sin retrasos ni gastos después de la instalación inicial del equipo. La instalación de una VCF tendrá tres beneficios (tabla 4.2)

<b>Beneficios de las válvula Binaria</b>	
<b>Control de agua</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colocando una válvula binaria controlará el flujo de la zona que presente el mayor avance de agua. Un medidor es colocado a la altura de la zona para detectar el avance del agua. El medidor colocado en el empacador de aislamiento medirá la diferencia de la presión hidrostática con suficiente precisión para constatar la presencia de agua en la corriente de producción. Cuando el agua es detectada, la válvula de control remoto cerrara la producción. Después de que la conificación de agua se suavice, la zona se reabrirá y producirá hasta que la conificación de agua vuelva a formarse.</li> </ul>
<b>Control de pérdida de fluidos.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El control de perdida de fluidos es otra aplicación para válvulas binarias. Se aplica a terminaciones de una sola zona. Si la presión de la columna hidrostática es suficientemente alta para superar la presión de la formación, este impulsara los fluidos de regreso a la formación cuando la BEC este desactivada o falle. La perdida de fluido en la terminación añade costos y podría causar daño y reducir la productividad del pozo. Un acoplador de control remoto evitaria la perdida de fluido.</li> </ul>
<b>Bombas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Una tercera aplicación de válvulas binarias es la implementación de bombas. El BEC tarde o temprano se desgasta o falla y debe ser remplazado y corregido periódicamente. Una contribución importante a los costos de los sistemas BEC es el costo de la intervención, el cual son disminuidos gracias a la VCF y a los sensores de fondo instalados en el motor y en las válvulas.</li> </ul>

*Tabla 4.3 Beneficios de la válvula binaria<sup>5</sup>.*

Las VCF binarias son las más utilizadas para combinarlas con un sistema BEC por las siguientes razones

- Diseño básico y solo se requiere de una línea por cada válvula y otra para estrangular o cerrar.
- No requiere de una T.I complicada por lo que su instalación será fácil.
- Cumple con los requerimientos básicos de una T.I (control y monitoreo)

Las dos posiciones de la válvula bastaran para regular la presión y el flujo en los intervalos productores lo que mejorara la eficiencia de la bomba y disminuirá los problemas de intervención gracias al equipo de T.I adicional (sensores, medidores de flujo y monitoreo). Actualmente estas válvulas trabajan en ambientes complicados a altas temperaturas y presiones, además la compañía Halliburton desarrollo un equipo (Accu-Pulse) el cual permite que la válvula se use como estrangulador.

#### 4.5.2.9 Válvula controladora de posicionamiento discreto

El equipo de control del fluido hidráulico es controlado por un sistema hidráulico, el cual brindará un simple y confiado control, incluso en ambientes complejos. El fluido hidráulico que es transportado por el sistema hidráulico llegará a la VCF para accionar el pistón actuador.

Anteriormente se discutió que una VCF necesita dos líneas de control desde superficie, una línea es conectada al lado abierto del pistón actuador y la otra línea es conectada al lado cerrado del pistón actuador. La presión es aplicada en una línea, pero no en la otra, lo que impulsará al pistón al correspondiente lado. Dado que el pistón está mecánicamente unido al mecanismo de apertura de la VCF, el movimiento del pistón posicionará la válvula.

Los módulos del actuador responden a toda información y comandos requeridos desde la unidad de control superficial, esto hace que reaccione rápidamente evitando posibles daños a los equipos.

Las válvulas de posicionamiento discreto son prediseñadas para tener un número determinado de posiciones de la válvula, este número de posiciones se asigna basándose en los requerimientos de producción que se deseen tener y de las características de producción del intervalo (RGA, % de agua, gasto, propiedades del fluido producido, etc.).

Un ejemplo se muestra en la figura 4.22, es una válvula que regula el flujo de dos zonas, la válvula permite las siguientes opciones de producción:

- 1) Zona inferior solamente
- 2) Ambas zonas cerradas
- 3) Zona superior solamente
- 4) Ambas zonas abiertas.

La 2ª posición (ambas zonas cerradas) es diseñada para permitir una posición intermedia entre las zonas de tal manera que el operador pueda estar seguro de que no pueda ocurrir flujo cruzado. Esta posición también puede ser importante si los fluidos del yacimiento resultan ser incompatible entre sí. La posición intermedia permite que la presión en la T.P pueda ser modificada desde la plataforma operando dentro de los límites de funcionamiento aceptables por la válvula.

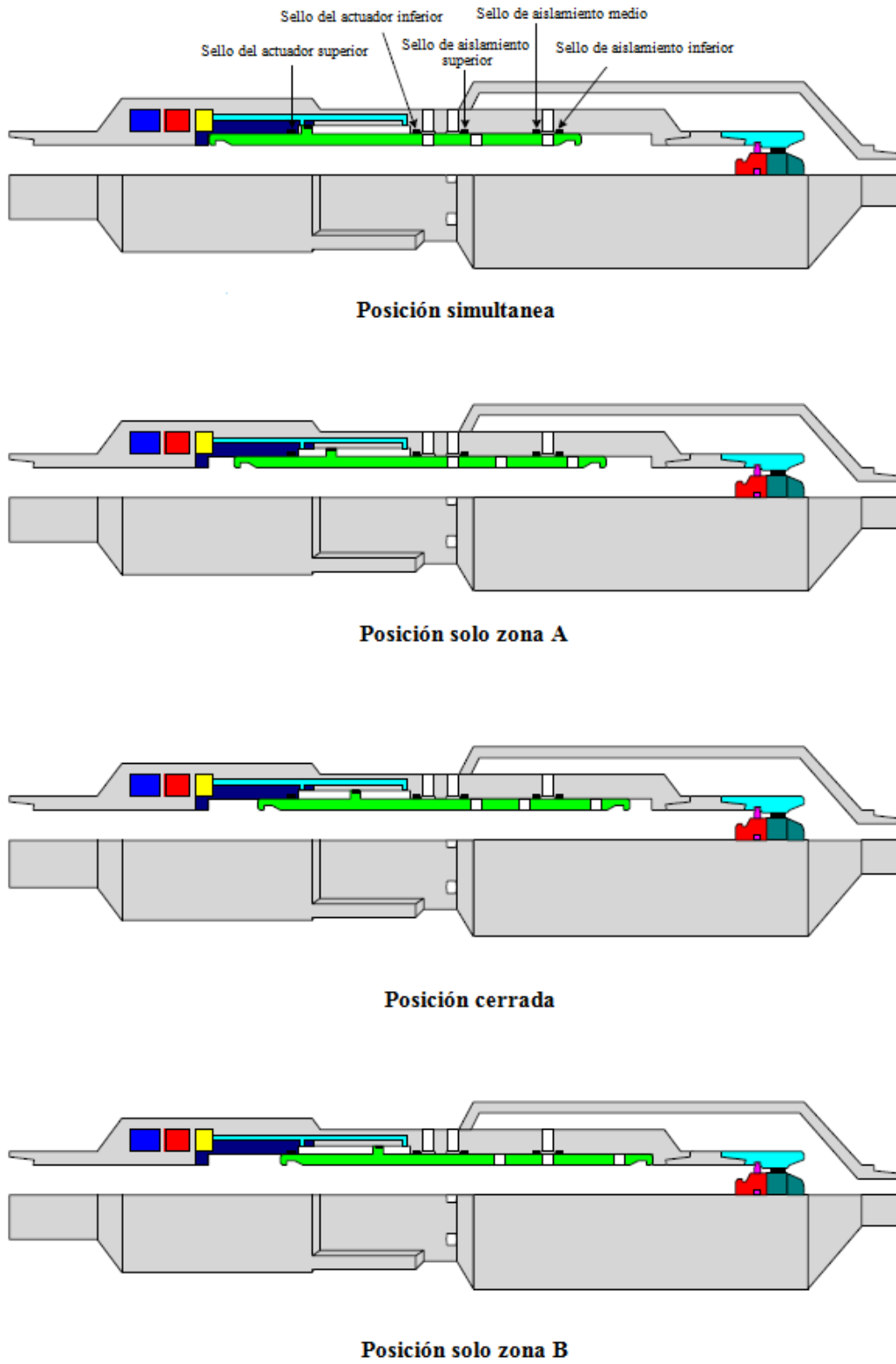


Figura 4.22 Válvula controladora de flujo<sup>12</sup>.

#### 4.5.2.10 Válvula controladora de variable infinita

Las válvulas de variable infinita son operadas remotamente, usadas para controlar el flujo y permitir a los operadores alterar las características de flujo de la zona sin intervención mecánica. La característica de esta válvula es que permiten el posicionamiento infinitamente variable del estrangulador.

La nueva generación de válvulas controladoras de intervalos posee un diseño capaz de soportar severas condiciones ambientales, en la figura 4.23 muestra las características principales de esta nueva generación de válvulas.



Figura 4.23 Componentes y Beneficios de las VCF<sup>13</sup>.

El ensamblaje del sistema hidráulico y las VCF pueden llegar a ser complicado, ya que se debe considerar todo el equipo de fondo que requiera de líneas hidráulicas, además de que se debe considerar los espacios disponibles con el que se contará para instalar el equipo. El diseño de las líneas, el cable y equipo de fondo seleccionado deberán cumplir con sus funciones establecidas, en otras palabras ningún equipo deberá perjudicar a otro. En la figura 4.24 se muestra un ejemplo de ensamblaje de las líneas hidráulicas y la válvula controladora de flujo.

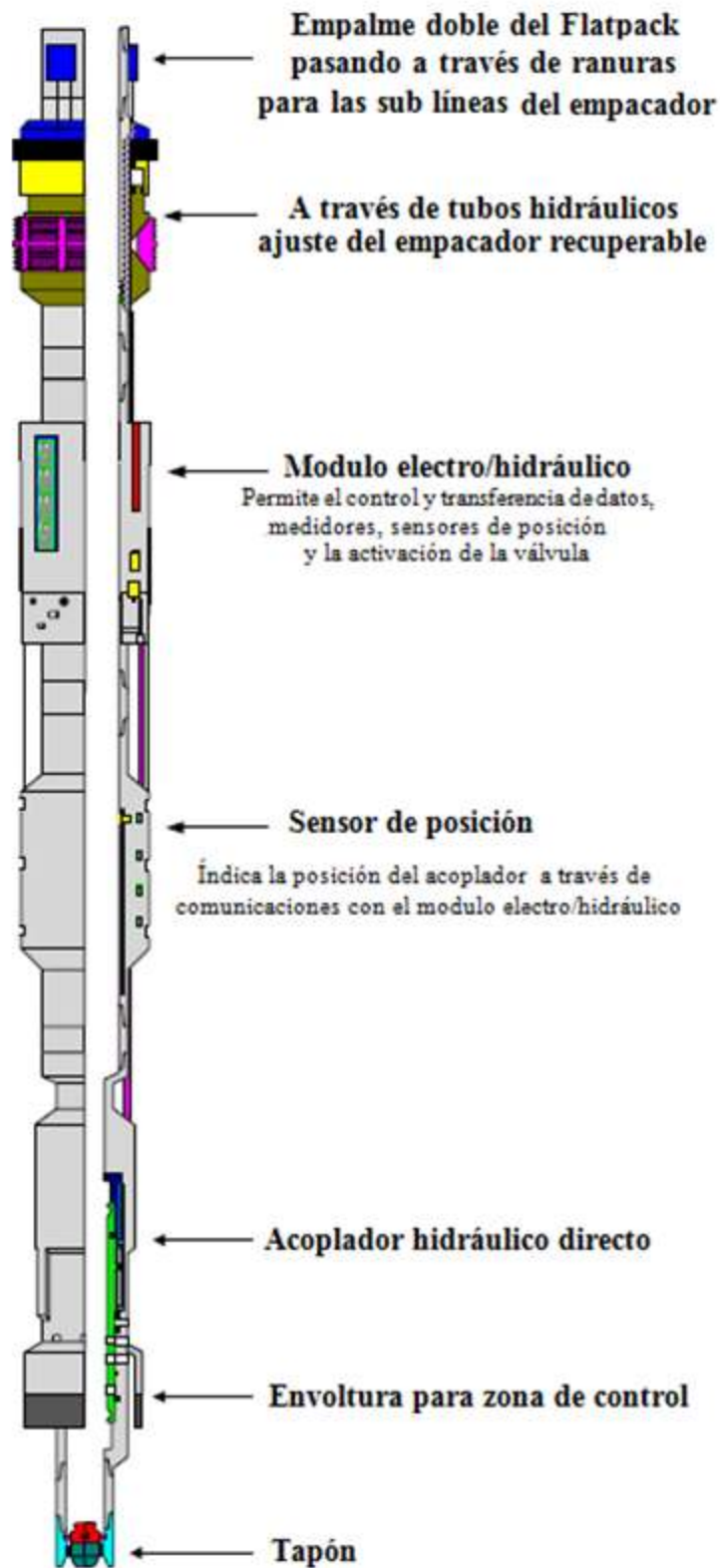


Figura 4.24 Montaje hidráulico directo de un VCF<sup>12</sup>.

#### 4.5.2.11 Válvulas de seguridad Subsuperficiales

La válvula de seguridad es un dispositivo instalado en la parte superior del pozo para permitir el cierre de emergencia de los conductos de producción en el caso de una emergencia. Dos tipos de válvulas de seguridad están disponibles:

1. Controlada en superficie
2. Controlada en el fondo

En cada caso, el sistema de seguridad de la válvula está diseñado a prueba de fallos, de modo que el pozo se encuentra aislado en el momento de cualquier fallo del sistema o daño a las instalaciones de superficie para el control de la producción.

##### Válvula de seguridad subsuperficial controlada en superficie (VSSCS)

Estas válvulas son operadas con instalaciones desde superficie a través de una línea de control atada a la superficie externa de la T.P. Dos tipos de VSSCS son comunes: por cable recuperable, por donde los principales componentes de la válvula se pueden instalar y recuperar con línea de acero, y tubería recuperable, el montaje completo de la válvula está instalado con la sarta de producción. El sistema de control opera en un modo a prueba de fallos, con control de presión hidráulica usada para mantener abierta una bolla o un montaje de trampa que se cierra si la presión de control es baja. (Figura 4.25)

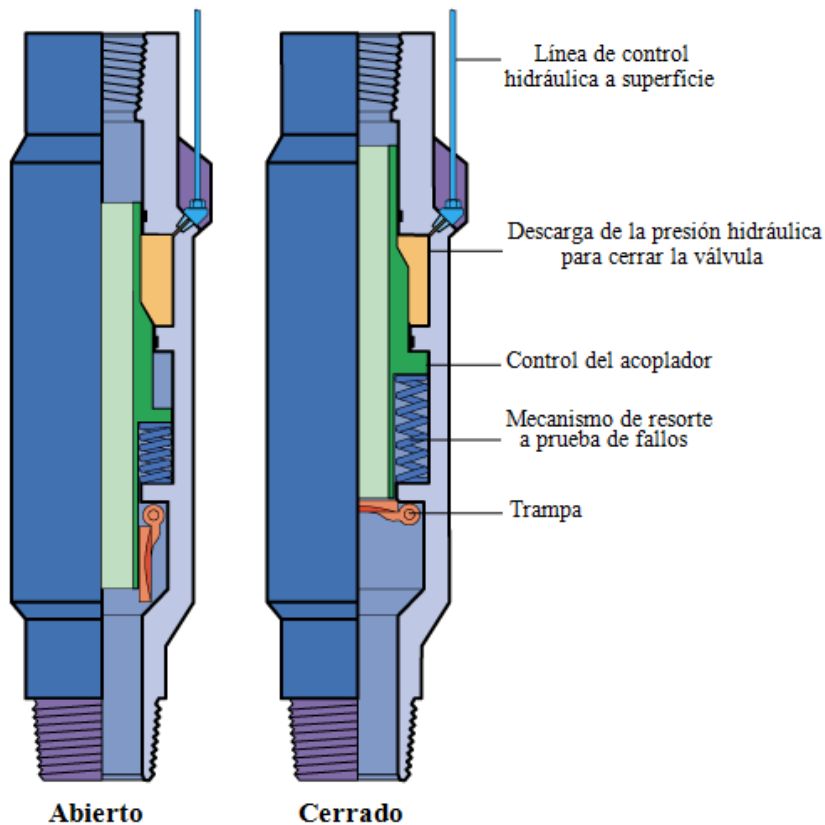


Figura 4.25 Válvula de Seguridad Subsuperficial <sup>14</sup>.



### **Válvula de seguridad subsuperficial controlada en el fondo**

Estas válvulas actúan mediante el cambio en las condiciones del pozo. Estas válvulas funcionan sobre la carga de un resorte, flujo en una trampa, el principio de presión diferencial y están diseñadas para pozos de gran volumen. Cuando la válvula está operando, un resorte mantiene esta fuera de su asiento hasta que el flujo en el pozo alcance una velocidad predeterminada. Cuando la diferencia de presión a través de la trampa supera la fuerza del resorte, como resultado de una ruptura en una línea de flujo o en el equipo de superficie, la válvula se cerrará y cerrará el pozo. Para volver a abrir, la presión de la válvula debe estar completamente igualada en la trampa, ya sea mediante la aplicación de presión en la tubería desde superficie o mediante la instalación de un piñón para permitir la igualación. Cuando la presión es igualada, el resorte abrirá la válvula automáticamente.

La selección del equipo de la T.I y del BEC es un proceso de planeación largo ya que se consideran una enorme cantidad de información (datos del pozo, estados mecánicos, ubicación, propiedades del fluido, etc.) para su elección.

La aplicación de una T.I ha sido comercialmente usada por casi 10 años y eso se debe en gran parte por sus múltiples beneficios que generan los dispositivos de fondo. Esta tecnología ha beneficiado desde el punto de vista económico como operativo en campos petroleros. Las compañías más fuertes en tecnología de T.I son Schlumberger y Halliburton que cada año instalan más y más pozos con esta tecnología y no solo se conforman con lo desarrollado, sino también, mejoran los equipos para llevar la tecnología a condiciones más críticas, por lo que estas dos compañías son las más experimentadas en sistemas de producción con T.I.

Referencias

1. M.A Ali y M. Shafiq “*Integrating ESPs with Intelligent Completions: Options, Benefits and Risks*” Artículo de la SPE 12079, 2008.
2. G. Vachon y T. Bussear “*Production Optimization in ESP Completions Using Basic Intelligent-Well Technology*” Artículo de la SPE 93617, 2005
3. Schlumberger, Mark of Schlumberger “variable speed drive, [www.slb.com/artificiallift](http://www.slb.com/artificiallift)
4. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Surface Hydraulic System*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
5. R. Puckett y M. Solano “*Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Conventional ESP Completion for an Operator in Ecuador*” Artículo de la SPE 88506,2004,
6. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Electric submersible pump*”, [www.slb.com/artificiallift](http://www.slb.com/artificiallift)
7. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Phoenix system*”, [www.slb.com/artificiallift](http://www.slb.com/artificiallift)
8. Weatherford, company weatherfor, “*ElectricSubmersiblePumping*”, [www.weatherford.com/Products/Production](http://www.weatherford.com/Products/Production)
9. Joseph E., John F. “*Downhole Monitoring: The Story So Far*” articulo de la compañía Schlumberger,2000
10. J. Goiffon y D. Gualtieri “*Fiber-Optic Real-Time Distributed Temperature Sensing Provides Improved Management for Heavy-Oil Production Environments*” articulo de la OTC 18140, 2006.
11. Equipo de terminacion, Halliburton, 2009 “*Subsurface Flow Control Systems*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
12. Jackson V.B, “*First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico*” Artículo de la OTC 11928,2000.
13. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Interval control valve*”, <http://www.halliburton.com/ps/>
14. Schlumberger, Mark of Schlumberger “*Subsurface safety valve*”, [www.slb.com/artificiallift](http://www.slb.com/artificiallift)