

CAPITULO 3

Bombeo Neumático Auto, Natural o In-situ

Las incertidumbres y problemas asociados a los yacimientos, tales como la heterogeneidad, el tamaño de los acuíferos y casquete de gas, además la conectividad entre reservas gasíferas y de petróleo obligan a ingenieros a diseñar nuevos planes de desarrollo que proporcionaran flexibilidad operacional máxima ante estas circunstancias.

Un sistema inteligente es una alternativa para manejar los problemas mencionados anteriormente, estos ayudaran a incrementar la producción, disminuyendo problemas relacionados al yacimiento, pozo y operacionales. En este capítulo se presentan las características, elementos y funcionamiento del Auto BN.

3.1 Definición de Auto Bombeo Neumático

Los términos auto, natural y gas in-situ se refieren a sistemas artificiales que utilizan gas de una formación cercana o un casquete de gas como una fuente de energía para adicionarla al pozo, y así lograr que los fluidos producidos por el yacimiento lleguen a superficie. El gas de estos sistemas es producido en el fondo del pozo y es drenado en la T.P a través de una válvula automática (Válvula Auto BN) diseñada para operaciones con gas.

La válvula Auto BN es una válvula de control de flujo que forma parte de los mecanismos llamados “Válvulas controladoras de intervalo” (VCI). Las VCI permiten a los operadores controlar el flujo dentro o fuera de un intervalo del yacimiento aislado, siempre que el control selectivo sobre la producción o la inyección se requiera.

El valor del auto BN es probablemente más fácil de demostrar que para otros tipos de pozos inteligentes, ya que estos proporcionan un reemplazo directo en los equipos convencionales del BN como, compresores, tuberías y equipos auxiliares.

El gas para el BN convencional es bombeado por el espacio anular desde la superficie, el auto BN tiene en el fondo una zona de gas, el cual es drenado dentro de la T.P a una velocidad controlada (*figura 3.1*) El flujo de gas en la T.P es controlada por una válvula de control de flujo, con una capacidad para ajustar el área de flujo desde la superficie por medios hidráulicos o eléctricos.

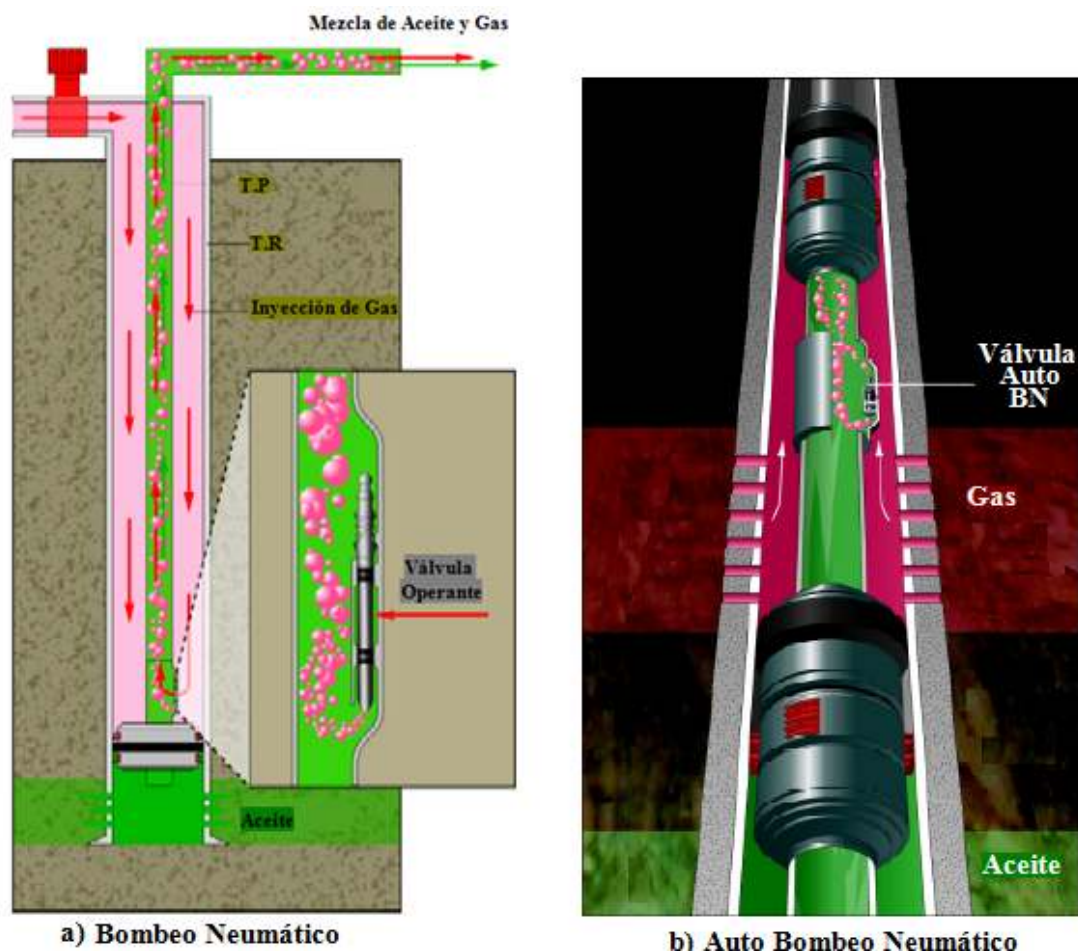


Figura 3.1 Bombeo Neumático y Auto Bombeo Neumatico¹

El uso de válvulas de control de flujo y medidores de fondo significa que el Auto BN pertenece a la categoría de pozos inteligentes. Los sistemas de auto BN pueden generar significativamente mucho valor por:

1. Aumentar los gastos de producción mediante el uso de un sistema de levantamiento artificial rentable.
2. El control a los efectos de altos cortes de agua en el pozo.
3. El mantenimiento de la presión que hay en la cabeza del pozo en pozos marinos.
4. La eliminación de costos de capital de las instalaciones de compresión de gas y tuberías para el transporte de gas.
5. La reducción de los requisitos de carga y área de la plataforma causada por la compresión de gas.
6. Permitir que el gas no asociado sea producido sin necesidad de hacer intervenciones.
7. La eliminación de las intervenciones para cambiar o reemplazar equipos convencionales de BN.
8. Proporcionando la capacidad de controlar el gas y el agua.

Los puntos anteriores son resultados obtenidos de un SI, que en el capítulo anterior se trato ampliamente. Hay dos razones importantes para el uso de válvulas controladoras de flujo, por lo general por su alto grado de manejar la presión y su capacidad de ofrecer un rango más amplio en los gastos de inyección y/o producción.

La válvula auto BN es un dispositivo de fondo cuya función es controlar la inyección de gas procedente del casquete, sin embargo por si sola no tendría gran avance en comparación con la válvula operante del BN, sino fuera por el equipo de terminación que se instala en un PI, este equipo de terminación está compuesto por; sensores, controladores, líneas hidráulicas, medidores de fondo, etc. que complementan a un auto BN.

La figura 3.2 muestra los principales mecanismos instalados en el aparejo de producción que mejoran el funcionamiento de una válvula auto BN.

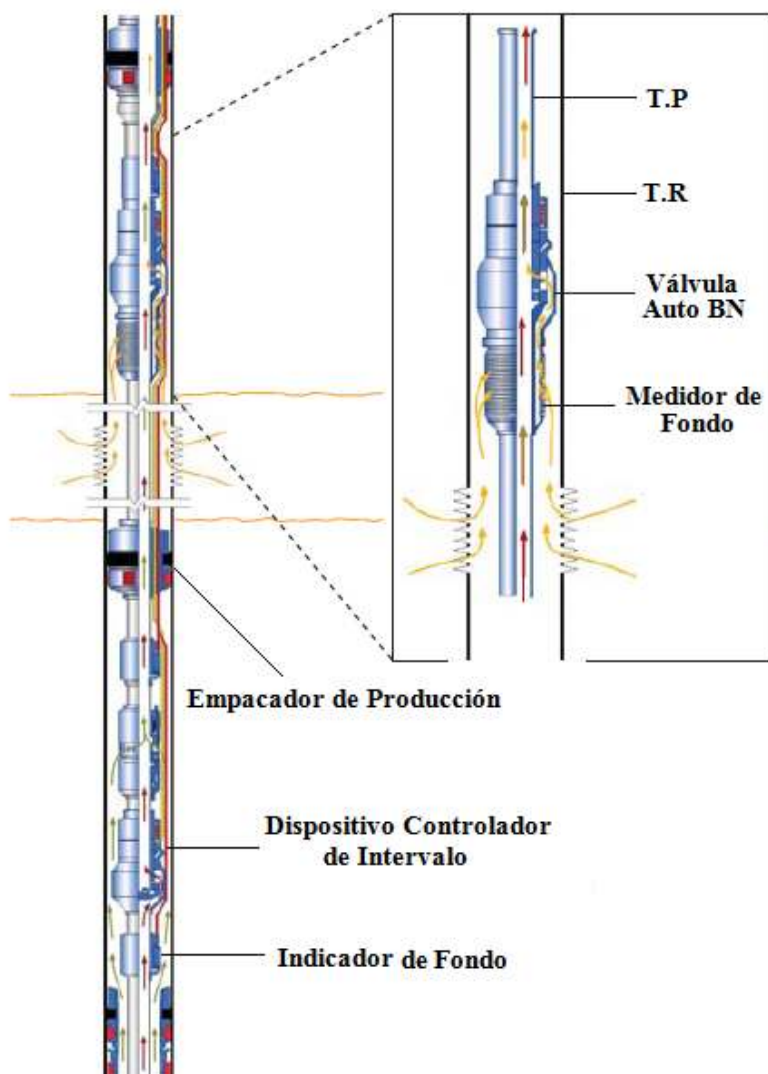


Figura 3.2 Válvula Auto-BN y equipo de fondo¹

Las ventajas de un auto BN son la de evitar los grandes gastos de capital en instalaciones superficiales, el bajo costo de operación y la reducción de las intervenciones del pozo, comparándolo con los métodos artificiales de producción convencionales como el BEC.

El concepto de auto BN ha sido discutido por Kumar et. al, el cual lo describe como la producción de gas de un yacimiento mezclándolo con la producción de una zona de aceite para reducir la presión hidrostática en el conducto de producción (T.P), contrarrestando los efectos de aumento en el corte de agua, de tal modo que incremente la producción de los pozos².

Deben existir tres condiciones para la implementación sustentable de un auto BN en un pozo:

1. La presión en el yacimiento de gas debe ser mayor que la presión hidrostática de la columna de fluido en la tubería de producción (a la profundidad de entrada de gas).
2. La aportación del yacimiento de gas debe ser lo suficientemente grande para producir suficiente gas para poder elevar los fluidos en moderadas abatimientos de presión.
3. El volumen de las reservas de gas asociadas con la procedencia de éste deben ser lo suficientemente grandes para mantener la suficiente presión y la productividad a lo largo de la vida del pozo y bajo una variedad de condiciones de producción, ya que la zona de aceite se agota y el corte de agua aumenta.

El análisis para la instalación de un auto BN debe considerar el rango de posibles incertidumbres relacionadas al yacimiento y el desempeño del pozo a lo largo de la vida productiva del pozo. Los siguientes parámetros deben ser considerados en el proceso de diseño:

1. Índice de productividad de la zona de gas.
2. Presión del yacimiento en la zona de gas (incluyendo el futuro agotamiento).
3. Composición del fluido en la zona de gas.
4. Presión de yacimiento en la zona de aceite (incluyendo el futuro agotamiento).
5. Índice de productividad en la zona de gas.
6. Composición del fluido en la zona de aceite (particularmente el corte de agua y RGA).

Además se incluyen el rango de estos parámetros tomando en cuenta las incertidumbres del yacimiento y los cambios esperados durante la vida funcional del pozo.

Las condiciones del yacimiento cambian a lo largo de la vida productiva del pozo es por esto que se hacen estudios para determinar cual serian las peores circunstancias que se alcanzarían, con el objetivo de prevenir estos posibles daños o reducirlos a una temprana edad del pozo.

3.2 Identificación del pozo candidato para una terminación inteligente

Hay varios desafíos involucrados en el diseño e instalación de un sistema de pozo inteligente, estos problemas se encuentran al elaborar el desarrollo del campo. Diferentes desafíos son encontrados en las diferentes etapas de un proyecto de pozo inteligente. Con el fin de llegar a un sistema óptimo, cada uno de los retos que se tendrán será tratado adecuadamente.

Estos desafíos pueden ser categorizados de la siguiente manera:

1. Localización del pozo.
2. Integración del equipo.
3. Selección del sistema.
4. Objetivos de control y monitoreo.
5. Administración de datos.
6. Manejo del proyecto.

Todos estos desafíos influirán en la selección del sistema inteligente a instalar.

Uno de los principales problemas en la instalación de un SI es la selección del o de los pozos candidatos que proporcionaran los mejores resultados de producción y a su vez cumplirán con los objetivos establecidos al inicio de un proyecto.

Los objetivos principales del proceso de selección del pozo candidato son identificar valores críticos que se podrán alcanzar en el peor de los casos y cuantificar los beneficios potenciales de cada uno. Esto permitirá descartar a los pozos que tengan mayor riesgo y bajos costos de producción (que no sean factibles o rentables).

Las características del yacimiento, la composición del fluido producido, el desarrollo del pozo y la producción requerida a alcanzar son parámetros en los cuales generan incertidumbre para la instalación de un SI, especialmente al comienzo de la explotación de un activo.

En el proceso de selección, para hacer frente a estas incertidumbres, es importante realizar un método probabilístico en lugar de un enfoque determinista para seleccionar un pozo³. Este enfoque identificará y evaluará múltiples escenarios y aplicaciones realizadas a un pozo antes de instalar una T.I, el cual maximizará los valores potenciales mientras incrementa las probabilidades de éxito (*figura 3.3*).

La selección final del pozo dependerá de los resultados probabilísticos que tenga cada pozo, si estos son favorables se empezara a desarrollar el plan de evaluación del pozo y empezar con la primera etapa de desarrollo.

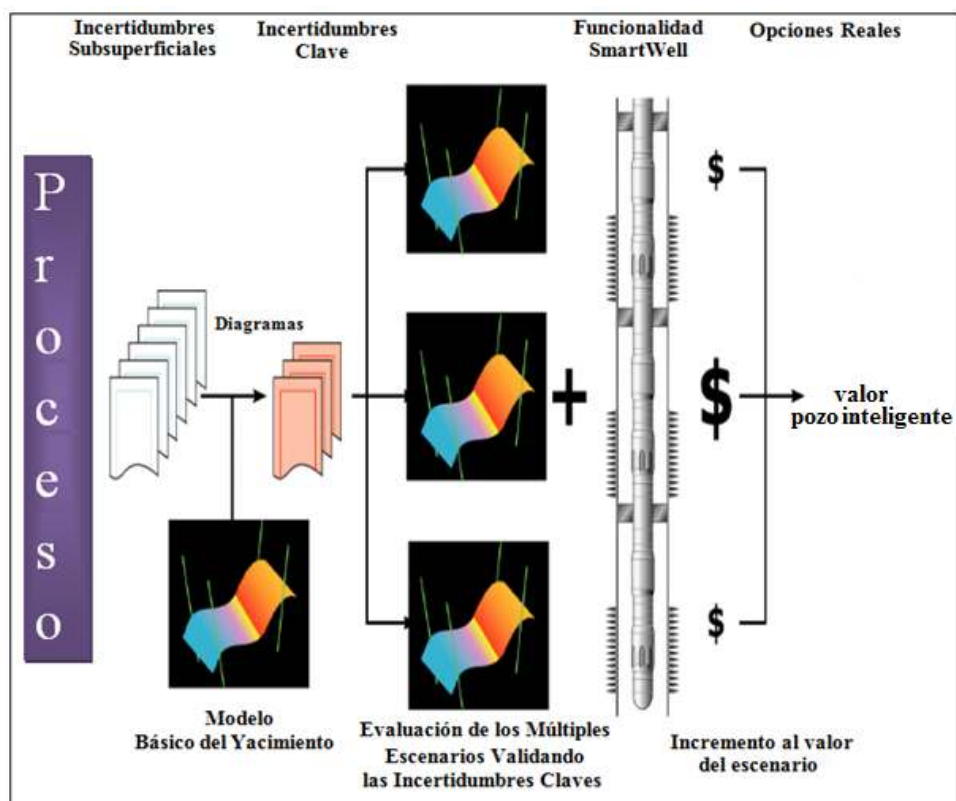


Figura 3.3 Evaluación de un sistema de pozo inteligente⁴

El proceso de evaluación puede también proporcionar la justificación económica de las T.I cuando se compara con el rendimiento de sistemas de terminación convencionales. Básicamente, el proceso de selección debe incorporar los requerimientos tecnológicos de un pozo inteligente para permitir al operador reaccionar a incertidumbres en el desarrollo del yacimiento. También necesariamente en el proceso de evaluación son incorporados las expectativas de seguridad para las T.I. Por lo tanto, el impacto de las incertidumbres y los factores de seguridad deben ser incorporados en la evaluación económica del desarrollo de los sistemas inteligentes.

3.3 Elementos de un pozo inteligente

Los objetivos principales de un PI son incrementar el volumen de hidrocarburos y acelerar la producción, esto se logra con el manejo adecuado de los recursos disponibles, tales como humanos, tecnológicos y financieros para maximizar la recuperación económica de aceite y gas de un yacimiento. En la figura 3.4 muestra los elementos teóricos para maximizar la producción de flujo de un PI, es decir, los elementos necesarios para la optimización de la producción, minimizando al mismo tiempo la inversión de capital y los costos de operación, obteniendo así el mayor beneficio de un yacimiento.

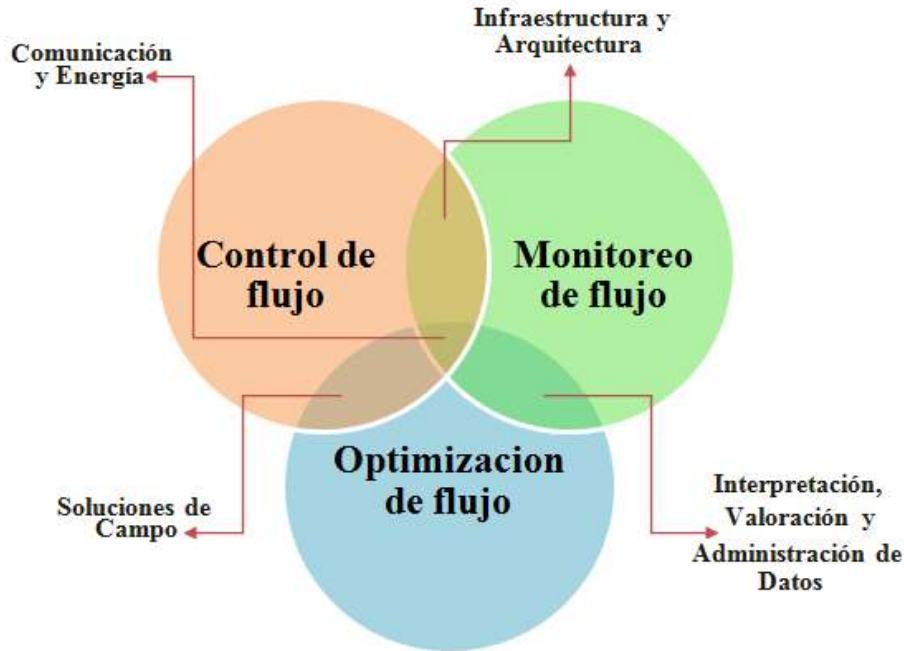


Figura 3.4 Elementos para la optimización de los Sistemas Inteligentes

Desde el punto de vista operacional un PI requiere de cinco componentes para su funcionamiento:

Dispositivos controladores de flujo.

La mayoría de los dispositivos de control de flujo de fondo están basados o se derivan de tecnología de acopladores deslizantes o válvulas bola. El control de flujo pueden ser binario (abierto/apagado), posicionamiento discreto (un número predefinido de posiciones fijas), o de variable infinita. La fuerza motriz para estos sistemas pueden ser proporcionados por sistemas hidráulicos, eléctricos o hidroeléctricos. (Figura 3.5)

Alimentación a través de empacadores aisladores

Para realizar el control individual de la zona y asegurar la segregación de los depósitos de hidrocarburos, cada zona debe ser aislada una de otra por empacadores incorporando las instalaciones de alimentación directa a través de ellos para el control, comunicación y cables de alimentación. (Figura 3.5)

Control, comunicación y cables de alimentación.

Actualmente las tecnologías de pozos inteligentes requieren de uno o más conductos para transmitir energía y datos a dispositivos de control y monitoreo en superficie.

Los dispositivos pueden ser líneas de control hidráulico, conductores de datos y energía eléctrica o líneas de fibra óptica. Para adicionar protección y facilidad de despliegue, múltiples líneas son usualmente encapsuladas. (*Figura 3.5*)

Sensores de fondo

Una variedad de sensores de fondo están disponibles para monitorear los parámetros de rendimiento de flujo de cada zona de interés. Varios sensores de temperatura y presión de cristal de cuarzo de un simple punto eléctrico pueden ser combinados con un conductor eléctrico simple, lo que permite mediciones muy precisas en varias zonas. La fibra óptica es ampliamente utilizada para estudios de distribución de temperatura a lo largo del pozo proporcionando mediciones de temperatura por cada metro del pozo. Traductores de presión de fibra óptica de simple punto y de multipunto actualmente están disponibles.

La nueva generación de medidores de flujo se basa en la pasiva percepción acústica de la fibra óptica. Otras tecnologías sobre el desarrollo de pozos incluyen, sensores de corte de agua, medidores de densidad, matrices de micro-sísmica, matrices de resistividad de la formación y sensores químicos de fondo. (*Figura 3.5*)

Control y adquisición de datos en superficie

Los sensores y medidores de fondo proporcionaran datos de producción en “tiempo-real”, por lo que el volumen de datos adquiridos puede ser abrumador. Los sistemas computacionales son requeridos para adquirir, validar, filtrar y almacenar los datos. Las herramientas de procesamiento son requeridas para examinar y analizar los datos del pozo, obtener detalles sobre el rendimiento del pozo y/o yacimiento. En combinación con los conocimientos adquiridos a partir del análisis, modelos predeterminados pueden ayudar en la generación de decisiones sobre el control de la producción del pozo.

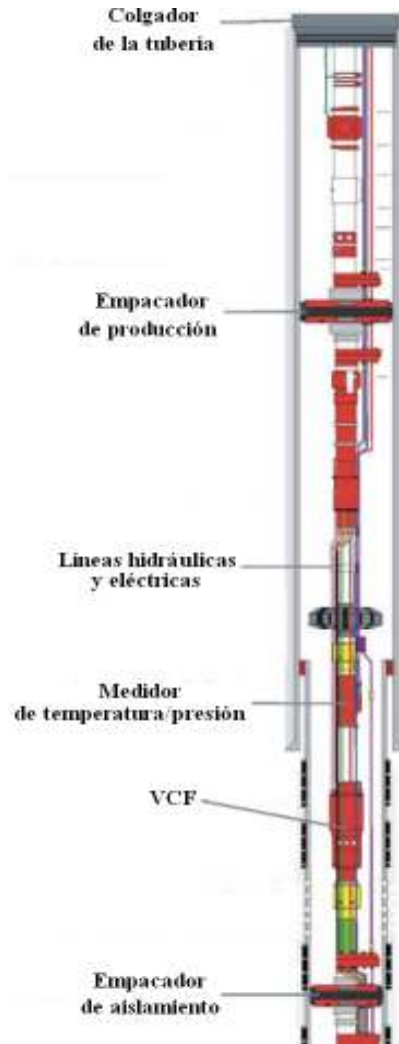


Figura 3.5 Elementos básicos de una terminación inteligente¹⁰

3.4 Módulos del equipo superficial de un sistema inteligente.

El equipo superficial de un pozo inteligente varía a través de las diferentes localizaciones. La tecnología de PI tiene el beneficio de facilitar el acceso a la explotación de los activos en lugares de difícil acceso (áreas marinas y aguas profundas). Con el fin de aprovechar al máximo el beneficio de la terminación de pozos inteligentes, debe haber suficiente potencia y comunicación en la infraestructura del pozo. Estas infraestructuras son a menudo las principales limitaciones de estos lugares.

Los sistemas de control superficiales son los elementos críticos de una terminación de pozos inteligentes, ya que proporcionan la comunicación y control entre las válvulas controladoras de intervalos y los medidores permanentes de fondo, al sistema superficial de control del campo. En la figura 3.6 muestra el esquema completo del sistema de comunicación y equipo superficial de una T.I.

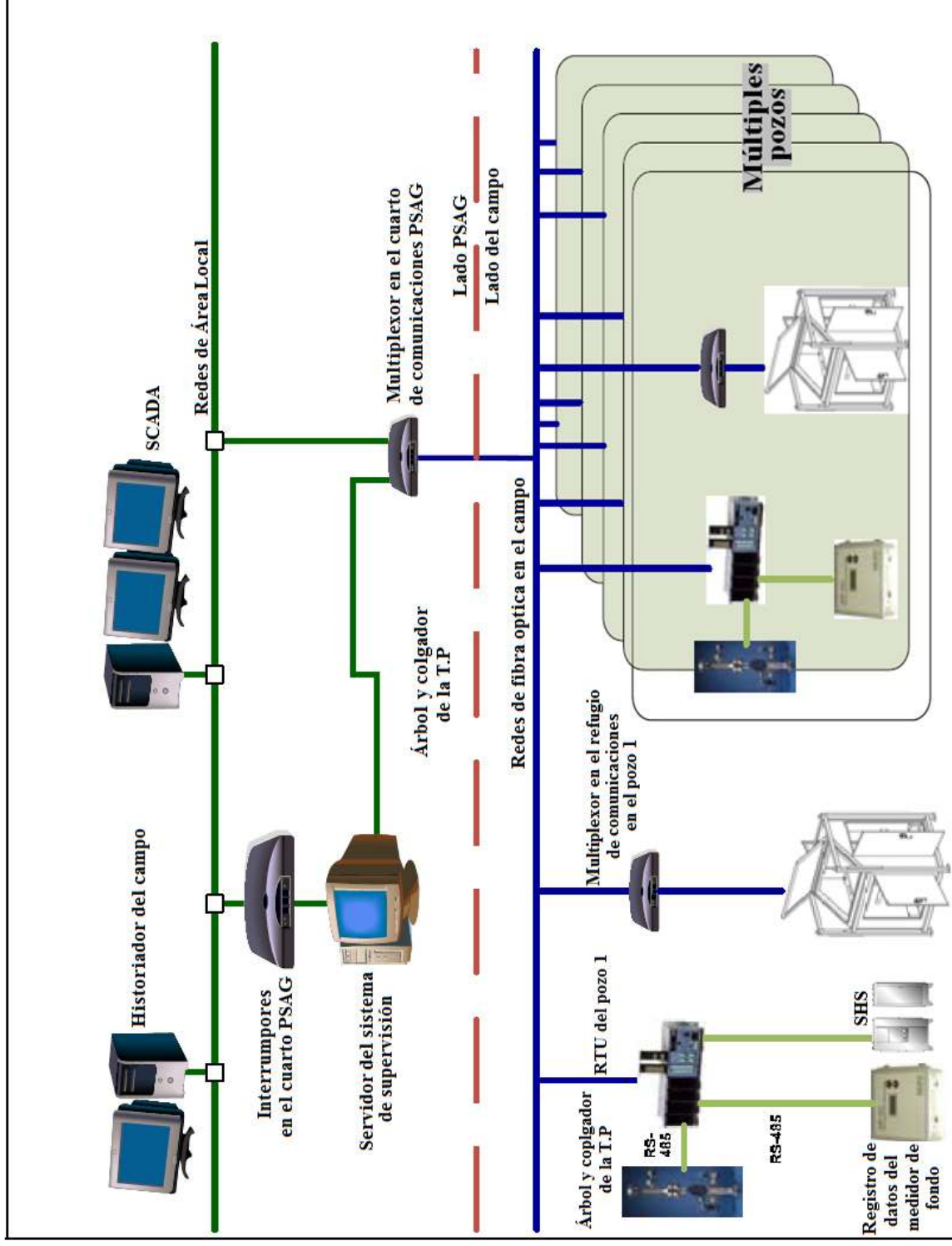


Figura 3.6 Equipo superficial y sistema de comunicación de una T.I.

El sistema puede ser subdividido en diferentes modelos mostrados en la figura 3.7 con respecto a la funcionalidad.

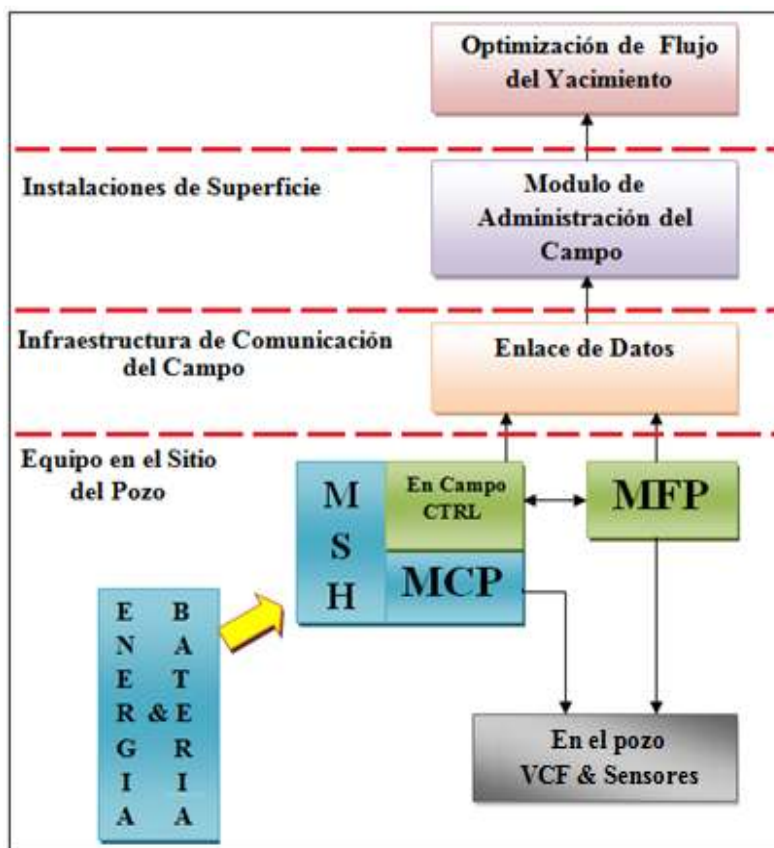


Figura 3.7 Módulos del sistema de control de un Pozo Inteligente⁶

En términos generales, el primer modulo es representado por el equipo que se encuentra en el sitio del pozo y físicamente conectado al hardware de la T.I (control de flujo y monitoreo). Los componentes que constituyen este modulo están diseñados para proporcionar la operación automatizada y/o adquisición de datos del hardware procedente de la T.P. La forma de los controladores en el campo y los medidores de fondo permanentes están diseñados para satisfacer las especificaciones del medio ambiente en el sitio del pozo, compatible con la potencia disponible y el sistema de comunicación.

El modulo del sistema de comunicación proporciona la plataforma para la conectividad entre los controladores del campo y la interfaz de los medidores de fondo permanentes (MFP), y componentes de software que realizan a distancia el monitoreo y operación del hardware del pozo. El sistema de comunicación suele ser parte de la infraestructura del campo y tiene un impacto mayor sobre el diseño del sistema de control superficial final.

El sistema de supervisión de una T.I o modulo administrativo del campo es el componente de supervisión del sistema de control y se encuentra donde el manejo de operaciones del PI realiza los procesos dominantes del equipo. Sus principales funciones son permitir la operación del hardware de la T.I en el pozo, visualización y almacenamiento de datos. Este componente es considerado como parte integral del sistema de control del campo, y del proceso de optimización y administración del yacimiento.

Con lo mencionado anteriormente el equipo superficial del campo es dividido en tres módulos principales como se muestra en la figura 3.7, estos son:

- a) Equipo superficial en el sitio del pozo.
- b) Sistema de control del pozo inteligente.
- c) Sistema de supervisión del campo.

Equipos adicionales o disminución de equipos en la T.I dependerá de que tan profundo será el control, monitoreo y análisis del pozo, además de la cantidad de equipo de fondo utilizado en la terminación. Debido a lo anterior el equipo puede estar distribuido de una manera u otra, por lo que la infraestructura de comunicación cambiara de un caso a otro.

3.5 Equipo superficial en el sitio del pozo

El equipo superficial del pozo consiste de sistemas hidráulicos, eléctricos y de infraestructura digital, permitiendo a los operadores la configuración remota de las VCF, ampliar los sistemas de despliegue e interpretar y modelar los datos adquiridos por el sistema.

El equipo superficial de un sistema inteligente consta fundamentalmente de fuentes de alimentación. Los equipos están localizados en el área de ubicación del pozo y son los más complicados de explicar, ya que los demás componentes (modulo del sistema comunicación) son dispositivos electrónicos como redes, tarjetas, software, etc. que no son objeto de estudio de esta tesis, pero se discutirán algunos puntos así, como algunas recomendaciones.

3.5.1 Fuentes de alimentación

Se refiere a todo el equipo requerido en superficie necesario para alimentar a todo el sistema inteligente. Las fuentes de alimentación se dividen en dos sistemas:

- a) Sistema Eléctrico.
- b) Sistema Hidráulico.

3.5.1.1 Sistema Eléctrico

Se necesita una fuente de energía que abastezca a todo el sistema inteligente dado que los sistemas en su mayoría son de gran tamaño, de igual manera se requieren de fuentes de energía de gran tamaño que pueden abastecer a todo el sistema.

Actualmente se utilizan generadores termoeléctricos (GTE) para estos sistemas. Dependiendo del diseño del GTE y de las condiciones del yacimiento, el generador podrá usar la producción del gas del pozo para generar la potencia necesaria, el cual carga al banco de baterías y opera al equipo de fondo. En la figura 3.8 muestra un Generador Termoeléctrico.



Figura 3.8 Unidad del Generador Termoeléctrico⁶.

El GTE trabajará continuamente, siempre y cuando el pozo esté en producción. El paquete de baterías proporciona la corriente de entrada al motor de arranque y sirve como un proveedor de energía de respaldo. También proporciona potencia adicional para operar el sistema en caso de que el sistema GTE no genere suficiente energía. El paquete de baterías se clasifica por proporciona un mínimo de tres semanas de operación a los medidores de fondo y componentes inalámbricos cuando la unidad de generación del GTE esté baja. Actualmente hay varios tamaños de GTE para diferentes condiciones de operación de los pozos.

En la figura 3.9 se muestra un esquema del sistema de energía básico de un sistema de terminación Inteligente.

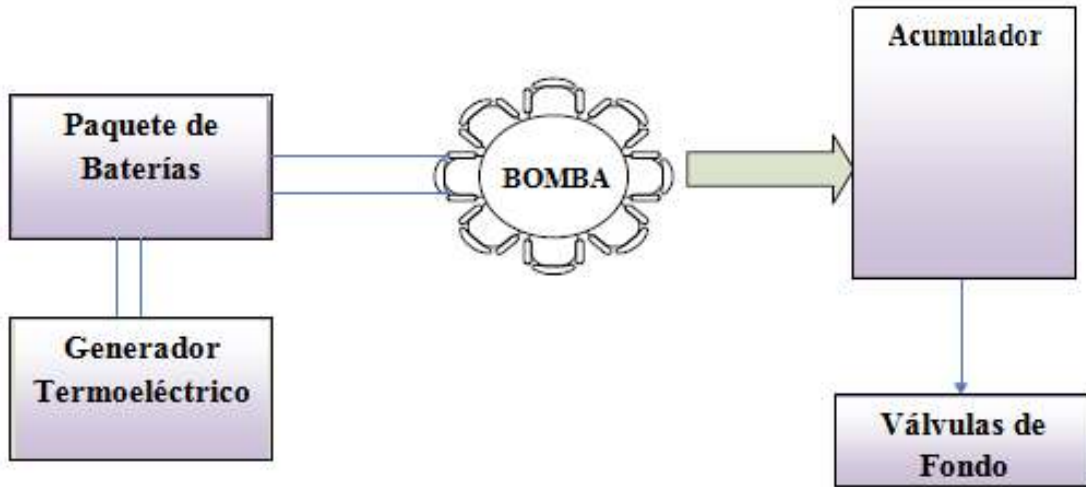


Figura 3.9 Esquema del sistema de energía básico para un Sistema Inteligente⁶.

Varios temas se consideran antes de llegar a los requerimientos finales de energía, estos son:

- La profundidad de las líneas de control hidráulico.
- Consumo de energía del sistema SCADA.
- Medidores permanentes del pozo.
- Sensores de superficie.
- Factor de seguridad del GTE.

La mayor parte de la energía del sistema es usada para presurizar las líneas de control durante las operaciones de manipulación de las VCF. Sin embargo, para reducir los requerimientos de energía generales, una bomba de bajo volumen alta presión es combinada con un sistema de acumulación hidráulico.

3.5.1.2 Sistema Hidráulico

El Sistema Hidráulico Superficial (SHS) está diseñado para operar y monitorear una T.I de accionamiento hidráulico con medidores de fondo permanentes (MFP) integrados. Esta unidad está diseñada para organizar tanto equipos electrónicos como hidráulicos. Todas las líneas de control hidráulico y conductores eléctricos que salen de la T.I son instaladas en el SHS. Las líneas hidráulicas están conectadas a las unidades de control de salida del pozo (UCP), mientras que los conductos eléctricos están conectados a una caja de conexiones.

El SHS recibe energía eléctrica desde las instalaciones del pozo con el fin de operar las bombas hidráulicas y componentes eléctricos. El SHS también está conectado a una infraestructura de comunicación, que establece la conectividad con el modulo administrativo del campo. (Figura 3.10)

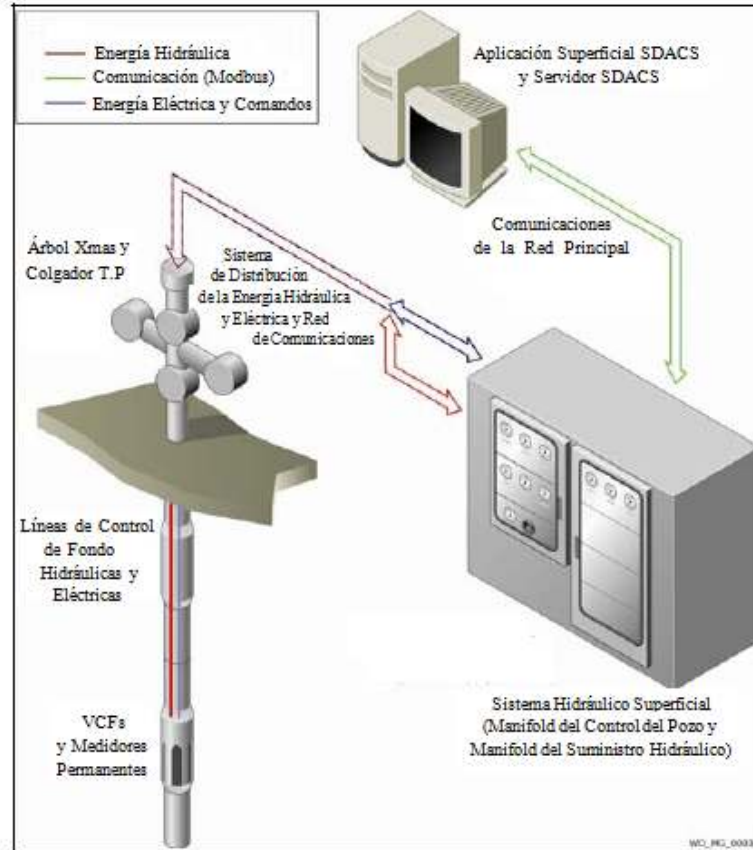


Figura 3.10 Típica instalación de un Sistema hidráulico superficial⁶.

El SHS consiste de las siguientes subunidades.

- Modulo del Sistema Hidráulico (MSH)
- Modulo de Control del Pozo (MCP)
- Unidad de Control del Pozo (UCP)
- Tarjetas de interfaz de los sensores de fondo

El modulo y el gabinete del Sistema Hidráulico (MSH) contiene todos los componentes hidráulicos y electrohidráulicos requeridos para operar una terminación de pozo inteligente. La unidad organiza los módulos de control del pozo y proporciona limpieza al fluido de alta presión sobre la exigencia. En la figura 3.11 muestra un diseño básico del gabinete SHS y el MSH.

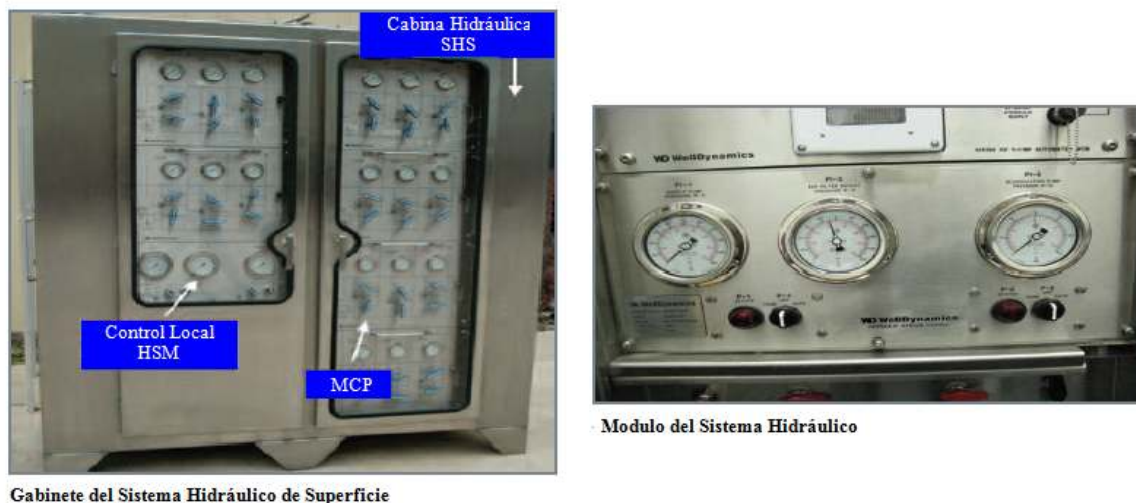


Figura 3.11 Gabinete del sistema hidráulico de superficie y MSH⁷

El MCP su función principal es controlar el suministro del fluido de control de alta presión a las líneas de control que surgen de la terminación de pozo inteligente para monitorear el intercambio de información de los transductores de presión localizados en cada salida hidráulica. (Figura 3.12)



Figura 3.12 Modulo Controlador de Pozo⁷.

La UCP proporciona el control automático de la VCF a través de operaciones remotas del MCP. El firmware UCP aplica la secuencia apropiada y el nivel de presiones a las líneas de fondo que emergen de la terminación, con el fin de operar el equipo de fondo. Además, el firmware UCP obtiene el intercambio de información del movimiento de las VCF a partir de sensores de superficie. La UCP también actúa como contenedor de datos para la tarjeta de interfaz de los MFP.

Los datos obtenidos de los sensores de fondo a través de la tarjeta de interfaz MFP pasan sobre un enlace consecutivo a la UCP donde, en caso necesario, se convierten en unidades de ingeniería. Dependiendo de la metodología de control implementada por el UCP, el intercambio de datos de los sensores de fondo podría ser usado para realizar la manipulación de la válvula de fondo. La UCP está conectada a través de la infraestructura de comunicación a el modulo administrativo del campo de la T.I.

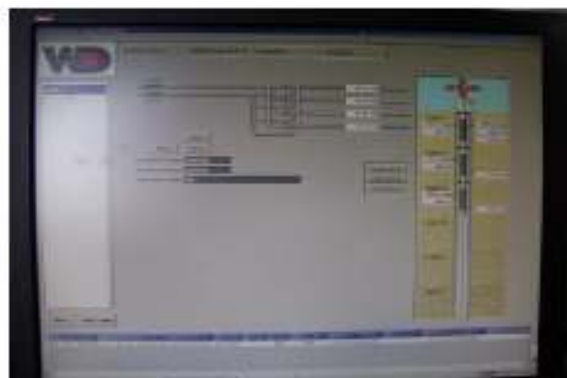
La tarjeta de interfaz MFP continuamente extrae los datos a través del Conductor Encapsulado Tubular (CET) de los sensores de fondo. Estos datos se podrán a disposición del Modulo controlador del pozo a través de una línea serial Modbus RTU. La unidad también recupera datos de diagnostico de los sensores, con el fin de garantizar la calidad apropiada de las lecturas de los MFP. El componente también es usado para reconfigurar los sensores de fondo y unidades de comunicación.

En casos especiales, el SHS y componentes asociados están localizados en la plataforma. Esta unidad es protegida por una carcasa externa que permite el acceso frontal para fines de mantenimiento.

Con el fin de reducir el tamaño del sistema del acumulador, la presión de salida del SHS es diferente entre el (MSH) y el (MCP). En la figura 3.13a muestra un acumulador y el SHS. La salida MSH, que es almacenada en el acumulador, es colocada a 5000psi. La descarga del acumulador es regulada a 3000 psi por medio de un regulador de presión para maximizar la energía hidráulica almacenada en el sistema del acumulador. Este ajuste de presiones es suficiente para operar las VCF. La UCP impedirá la operación del motor cuando está en modo de baja potencia, es decir, ninguna energía para los MFP y la energía requerida para mover la válvula vendrá de los acumuladores.



a) Sistema Hidráulico superficial y Acumuladores



b) Sistema de Supervisión (SmartWell Master)

Figura 3.13 Sistema Hidráulico Superficial, Acumuladores y Sistema de Supervisión⁶.

3.6 Sistema de control del pozo inteligente

El SHS por medio del RTU del modulo MCP y el UCP, están conectados a un sistema de supervisión de la TI. El SHS y el sistema de supervisión forman parte del sistema de control superficial del pozo inteligente, el cual su principal función es monitorear y controlar la T.I.

El sistema de supervisión del pozo corre en un servidor en un cuarto de control, remotamente monitorea y controla el SHS. Se comunica a controladores (UCP y MCP) en campo a través de un multiplexor en el cuarto de comunicaciones PSAG a través de una conexión física Ethernet entre ellos. El sistema de supervisión se basa en la tecnología de arquitectura distribuida como se muestra en la figura 3.14. Los principales componentes del sistema de supervisión son:

- El servidor: ordenador central donde las aplicaciones se ejecutan.
- La aplicación: proporciona el IHM, almacenamiento de datos, recopilación de datos y distribución (cliente CAEA/Modbus).
- Módulos de control del pozo: cada pozo contiene un modulo de control.
- Módulos de suministro hidráulico: cada pozo contiene un modulo de suministro.

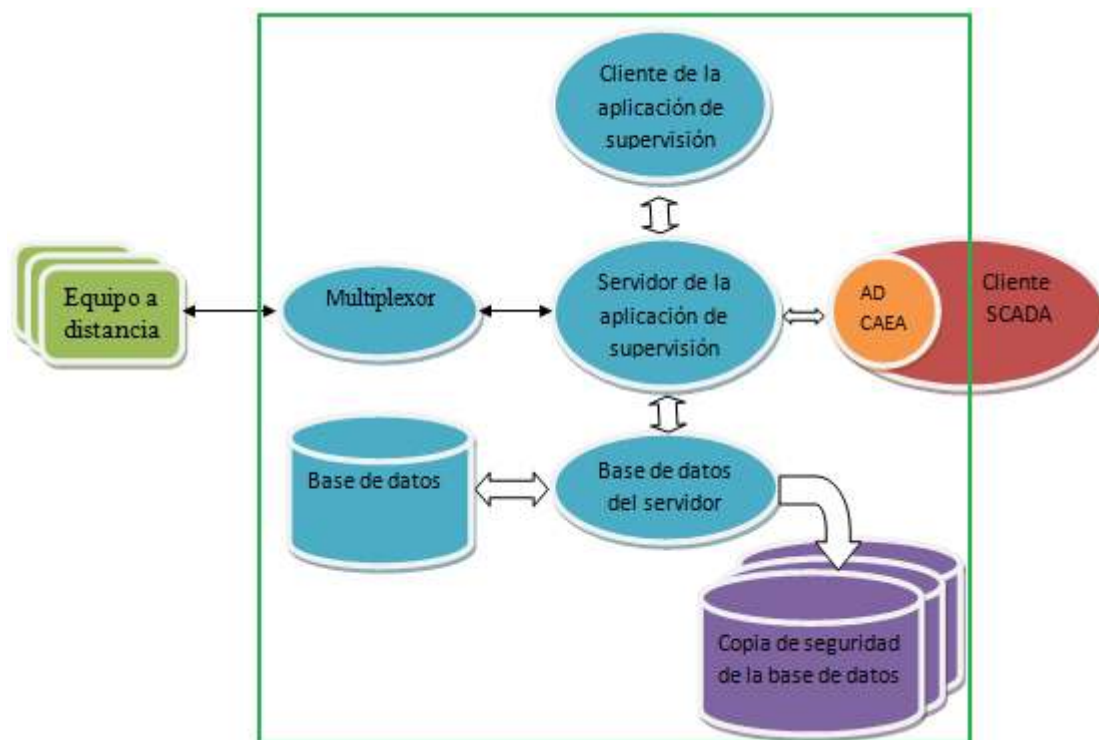


Figura 3.14 Aplicación del sistema de supervisión de un Pozo Inteligente⁵.

El sistema de supervisión del pozo inteligente implementa una arquitectura distribuida con cada uno de los controladores en el sitio del pozo en la periferia. Los controladores en campo contienen la propiedad del firmware que continuamente monitorea y controla el sistema de T.I.

Los controladores en campo son conectados a el sistema de supervisión a través de una RAL utilizando comunicaciones TCP/IP. Este sistema de supervisión proporciona la funcionalidad para la adquisición de datos, consolidación y distribución, nivel del sistema e interfaz de usuarios especializados para los pozos inteligentes. El sistema de supervisión maneja los requerimientos más altos y los controladores en campo, manejando la complejidad lógica requerida para llevar a cabo un movimiento de herramienta en la terminación inteligente.

Actualmente la compañía Halliburton ha desarrollado un novedoso sistema que puede realizar las operaciones de sistema de control del pozo llamado: SmartWell Master™ (SWM). Su principal función es ofrecer un único punto de control, monitoreo y configuración para cada T.I desarrollada en el pozo. El SWM sirve como interfaz entre el sistema de control del campo y la base de datos tipo historiador. La unidad también podría ser diseñada como una plataforma para la visualización de datos del campo/pozo sin procesar y la conectividad a otras aplicaciones de análisis de datos. La unidad usa la tecnología CAEA que permite una integración fácil con otros sistemas de terceros.

Básicamente, el SWM monitorea todos los controladores del pozo y datos de las tarjetas de interfaz, estados y alarmas. También actúa como un colector de datos para la interfaz de sensores externos no recuperados a través de los controladores del pozo, notifica al cliente suscrito CAEA de adquisición de datos del nuevo conjunto de datos y administra todos los pozos y subconjuntos de datos nuevos. Además, proporciona una interfaz de gráfica usuario (IGU) al operador del campo para realizar el control, monitoreo y visualización de datos.

Una Interfaz Hombre Maquina (IHM) se instala como un componente del SWM. El IHM permite al operador el acceso a los componentes de un sistema SmartWell en una manera estratigráfica por medio de un “elemento de árbol”. Un clic en del mouse permite el acceso a la funcionalidad deseada en el pozo de interés.

El SmartWell Master (SWM) está diseñado para enviar solicitudes a la unidad de control del pozo en intervalos de tiempo regulares para adquirir datos del SHS y de la tarjeta de interfaz MFP en el campo.

La adquisición de información frecuentemente es función de la longitud de los mensajes que están intercambiándose, la naturaleza y complejidad de la red de comunicación y de cualquier retraso en la línea de comunicación. La infraestructura de comunicación en campo puede ser una red de radio inalámbrica proporcionada, mientras que la red de comunicación entre el SWM y UCP se puede componer de tres diferentes redes (*figura 3.15*). El número y el tipo de redes dependerán de la complejidad entre SWM Y UCP.

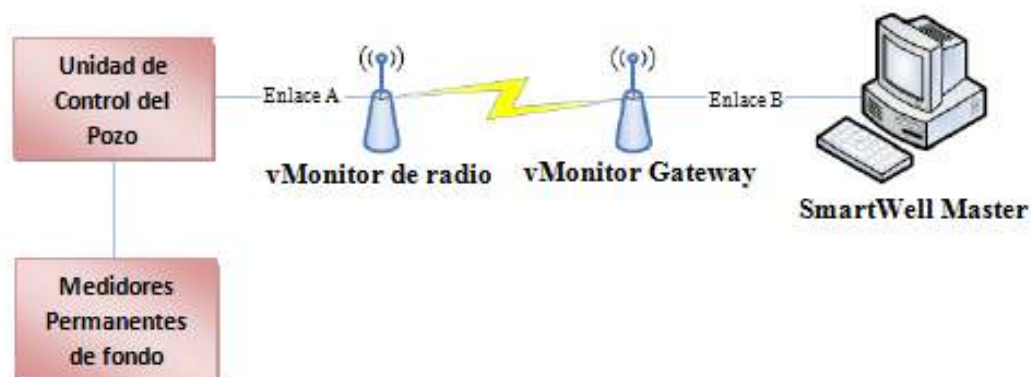


Figura 3.15 Diseño del sistema de comunicación superficial⁶.

El diseño también considera el tipo de operación que dará comienzo por el operador, ya que esto afectará el periodo con el cual el sistema recupera la información. Los módulos de operación considerados son: operación normal, operación SHS o pozo y operación de conservación de energía. Un ejemplo de una operación normal podría ser cuando la adquisición de datos SWM envía una base de datos para la posición de los MFP. Para una operación SHS o pozo, un operador podría decidir el movimiento de una VCF.

Los enlaces entre MCP y la tarjeta de interfaz MFP, y los controladores del campo al sistema de control de pozo inteligente son de tipo Ethernet el cual es un estándar de transmisión de datos para redes de área local que se basa en el siguiente principio:

“Todos los equipos en una red Ethernet están conectados a la misma línea de comunicación compuesta por cables cilíndricos”

En la tabla 3.1 muestra los principales tipos de Ethernet utilizados en los SI.

Tecnología	Velocidad de transmisión	Tipo de cable	Distancia máxima	Topología
10BaseF	10 Mbps	Fibra óptica	2000 m	Estrella (Hub o Switch)
100BaseFX	100Mbps	Fibra óptica	2000 m	No permite el uso de hubs
1000BaseSX	1000Mbps	Fibra óptica (multimodo)	5500 m	Estrella. Full Duplex (switch)
1000BaseLX	1000Mbps	Fibra óptica (monomodo)	5000 m	Estrella. Full Duplex (switch)

Tabla 3.1 Principales tipos de Ethernet para los sistemas inteligentes⁸.

El sistema Ethernet no es el único medio de enlace, también pueden utilizarse los estándares de comunicaciones RS232, RS485, RS422, además puede mantener protocolos estándar. (Modbus, IEC 60870-5-101/103/104, DNP3, ICCP, etc.)

3.7 Sistema de supervisión del campo

El RTU de cada pozo se conecta a una central SCADA en la PSAG por medios de una red de comunicación de fibra óptica. El sistema SCADA actúa como un simple punto de interfaz para el control completo del campo. El sistema es también el punto de integración para los sistemas de terminación inteligentes.

El operador del cuarto de control monitoriza y controla todos los procesos del campo a través del sistema de supervisión SCADA. Con el fin de proporcionar una funcionalidad completa al operador, el control del pozo inteligente es interconectado desde su propio sistema de supervisión al sistema de supervisión y control del campo a través de conexiones punto a punto basados en AD-CAEA. Este sistema aprovecha las funciones avanzadas del sistema administrativo del campo y supervisión del SI, mientras minimiza la funcionalidad para ser integrado en el sistema de control del campo y lograr el control operacional completo del sistema SCADA.

La filosofía de esta integración se basa en lo siguiente:

- La T.I es controlada a partir del sistema SCADA con un clic sobre la pantalla del pozo. Una ventana entonces aparecerá y permite al operador cambiar de posiciones de las VCF.
- Minimizar la necesidad de programación mediante el sistema de supervisión y control del campo para integrar el control del pozo inteligente a SCADA. El sistema de control del campo debe ser capaz de controlar los pozos inteligentes con un número limitado de cables a través de AD-CAEA.
- La posición de la válvula deber ser actualizada en el sistema de control del campo durante una operación de movimiento de la válvula. El sistema SCADA debe ser capaz de mostrar si la VCF está en una posición correcta o no, como se establecido según el sistema del pozo inteligente.

Un centro de datos CAEA sobre el sistema de supervisión de pozo inteligente se recomienda instalar para mantener los tags (*base de datos*) vinculados al sistema campo/SCADA. Solo el número mínimo de tags requeridos por el sistema SCADA para controlar el SI se incluyen en el centrador de datos CAEA.

Basándose en los tags en el centro datos CAEA, un modulo controlador AD-CAEA se requiere para la comunicación entre el SCADA y el sistema de supervisión del pozo inteligente. El modulo de control se conecta, por un lado el centro de datos CAEA en el sistema de pozo inteligente y sobre el otro lado ofrece una interfaz simplificada para el sistema de control del campo/ SCADA.

El módulo de control reúne la información apropiada del centro de datos CAEA, validando las conductas de los movimientos de las herramientas, y establece los Tags CAEA necesarios para enviar un comando de desplazamiento de la herramienta a el controlador en campo. Por otra parte, el módulo de control también proporciona el intercambio de información necesaria sobre la disponibilidad del sistema y estatus operacional para permitir al sistema SCADA monitorear el estado de cada T.I.

La interfaz entre el sistema de supervisión del campo y el sistema de control del pozo inteligente se planea durante la fase de diseño del sistema y es probado antes de su instalación. Un ejemplo de la interfaz se muestra en la figura 3.16.

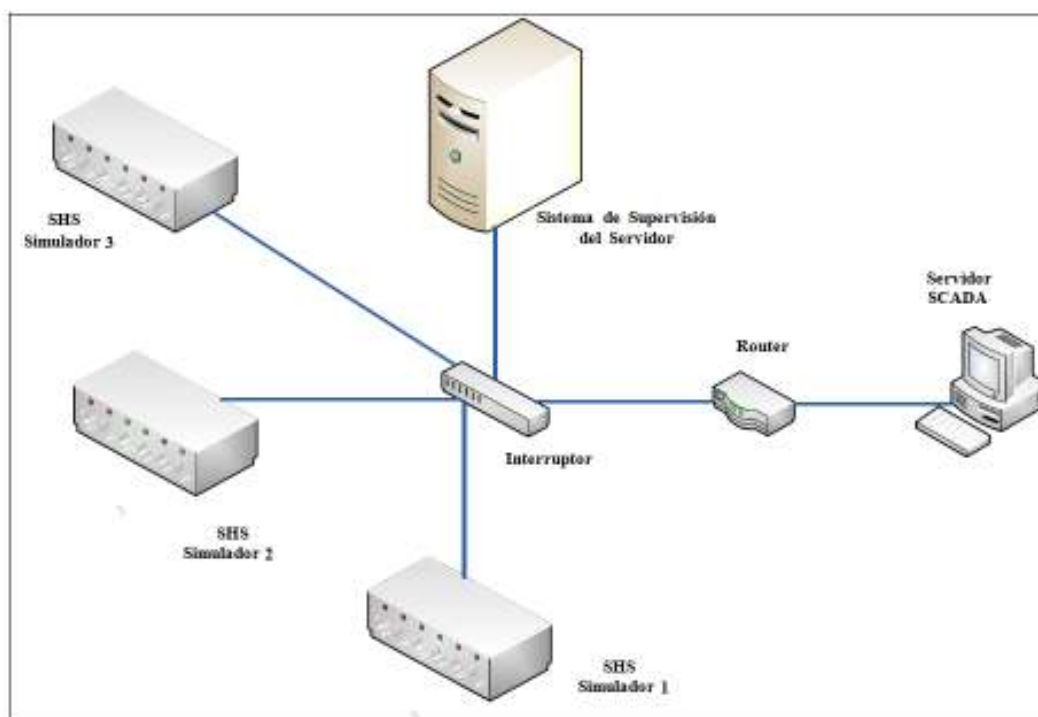


Figura 3.16 Interfaz entre SHS y el Sistema de Supervisión del servidor⁵

El RTU de cada pozo se conecta a una central SCADA por medio de fibra óptica. El cableado por fibra óptica consta de un núcleo interno y revestimiento de vidrio de sílice y una camisa de plástico que protege la fibra físicamente. Hay dos tipos de fibra que usualmente se consideran: multi-modo de índice gradual y de un simple-modo de fibra.

El de simple-modo soporta mayores velocidades de señalización que el de modo-múltiple debido a su menor diámetro y por el modo de propagación del cableado, la tabla 3.2 muestra las ventajas y desventajas de la fibra óptica.

Ventajas	Desventajas
Immune a las interferencias electromagnéticas	Nueva tecnología, i.e, constantemente se deben capacitar el personal.
Immune a posibles aumentos de energía.	Costos elevados en la pruebas del equipo
Alta capacidad de canal	Configuraciones de red inflexibles
Bajos costos de operación	Cable sujeto a posibles roturas.
No existe ningún requisito de concesión de licencias	

Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de la fibra óptica⁹.

La fibra óptica ofrece en el pozo y/o yacimiento la administración de datos, cuando las condiciones del pozo desafían las capacidades físicas de los sistemas eléctricos. Las herramientas de fibra óptica ofrecen métodos alternativos de comunicación entre los campos, además de métodos de mediciones de presión, temperatura flujo y esfuerzos en los medidores.

Estos sistemas de control de fibra óptica dentro de la industria de exploración y producción proporcionan mediciones continuas y con gran cobertura especial, a lo largo de toda la longitud del campo o pozo.

En términos generales el sistema de comunicación entre pozos está dado por cable de fibra óptica, y básicamente para su comprensión se necesitan conocimientos de computación, informática, etc. para entender más sobre las redes de distribución que hay entre pozos.

3.8 Características y beneficios de los equipos superficiales

Halliburton es el proveedor con una amplia variedad de equipos en T.I para diferentes situaciones de campo. La tecnología que ha desarrollado Halliburton para pozos inteligentes es una de las más innovadoras, el cual está a la vanguardia en requerimientos de producción de hidrocarburos. La tabla 3.3 muestra las principales características de los equipos de T.I fabricados por Halliburton. El equipo de terminación no cambia notablemente de un fabricante a otro ya que las funciones y el principio de funcionamiento son los mismos.

Equipo	Descripción	Beneficios	Características principales
<p>Sistema hidráulico superficial</p>	<p>Es el encargado de suministrar el fluido hidráulico a las VCF localizadas en el pozo. También recupera los datos de presión y temperatura de los medidores de fondo permanentes (MFP).</p> <p>El SHS consiste de una unidad hidroeléctrica capaz de entregar fluido presurizado a 10,000psi al equipo de fondo SmartWell. Está diseñado de acero inoxidable que alberga un modulo principal de suministro hidráulico y hasta seis módulos de control de pozo con capacidades de expansión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de fluido a presión hidráulica a las válvulas controladoras de flujo. • Recuperar los datos de presión y temperatura de los MFP. 	<ul style="list-style-type: none"> • Una variedad de configuraciones físicas para el tipo de pozo, numero de zonas y detalles de la terminación. • Módulos que permiten el control remoto y monitoreo del Smartwell Master.
<p>SmartWell Master™</p>	<p>Es una aplicación de supervisión de la infraestructura digital de la TI. Diseñado para proporcionar un punto central de control, integrado por sistemas de control del campo conectado entre pares con computadoras y con sistemas de adquisición de datos.</p> <p>El SmartWell Master se basa en el ICONICS GENESIS32™ POC habilitado por la red HMI/SCADA software, ejecutado en Microsoft Windows®.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Control del equipo de fondo desde una localización central. • Interfaz con sistemas externos, incluyendo computadoras de terceros y sistemas de control distribuido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Basado en la web HMI/SCADA de visualización • Conjunto modular de herramientas de visualización, HMI y SCADA • Tecnología GENESIS32 OPC-To-The-Core. • Conectividad OPC • Amplia capacidad de diagnostico y análisis. • Capacidad tecnológica para extraer datos.

Tabla 3.3 Características y beneficios de los principales equipos superficiales

Equipo	Descripción	Beneficios	Características principales
Monitores y medidores de control de fondo.	<p>El sistema de adquisición de datos y control permite a los operadores monitorear, y controlar los medidores de fondo y la instrumentación de los topside.</p> <p>La adquisición de datos es a una velocidad de 0.5 segundos por medidor, el sistema XPIO 2000 (tecnología que utiliza este sistema) está disponible en un rango de capacidades, desde un pozo/4 medidores a 4 pozos/8- medidores. Las entradas de cable son independientes y totalmente aisladas</p>	<ul style="list-style-type: none"> Control de equipo SmartWell desde una localización central. Interfaz con sistemas externos, incluyendo los ordenadores de otros fabricantes y sistemas de control distribuido. Interfaz con medidores. 	<ul style="list-style-type: none"> 2MB de memoria flash, con una opción de 4MB. Modem de comunicaciones Comunicaciones programadas que permiten la configuración completa de la unidad.
Monitoreo y control de medidores permanentes de fondo y SCRAMS	<p>Las tarjetas de interfaz permiten a los usuarios monitorear los MFP y controlar el sistema de manejo y análisis del yacimiento controlado superficialmente (SCRAMS por sus siglas en ingles).</p>	<ul style="list-style-type: none"> Monitoreo de los medidores permanentes de fondo. Control de SCRAMS. 	<ul style="list-style-type: none"> Diseños específicos para una serie de controles marinos.
Sistemas portátiles de control y equipos auxiliares.	<ol style="list-style-type: none"> Unidades hidráulicas manualmente portátiles. Unidades de adquisición portátil. Simuladores del sistema hidráulico superficial. Simuladores de medidores permanentes de fondo. 	<ul style="list-style-type: none"> Son equipos adicionales, el cual su instalación dependerá de las condiciones del pozo e información requerida por los operadores. por ejemplo para las unidades hidráulicas manualmente portátiles proporcionan el control manual de válvulas para cada línea hidráulica. 	

Tabla 3.3 (continuación) Características y beneficios de los principales equipos superficial

3.9 Cabezal de pozo

El cabezal del pozo de un SI está constituido de dos elementos principales, árbol de válvulas y el colgador de la T.P. El cabezal es la interfaz que existe entre el SHS y el equipo de fondo, en ésta sección los cables hidráulicos y eléctricos de superficie son conectados al equipo de fondo.

El árbol de válvulas es el conjunto de mecanismos de control y otros accesorios auxiliares con el objetivo de controlar la producción del pozo. Un ejemplo de un árbol de válvulas en T.I es el árbol X mas (figura 3.17).

Árbol Xmas

Características

- Diseñado a manejar 5000, 10,000 y 15,000 psi.
- Proporciona una interfaz para volver a entrar al pozo en cualquier momento.
- Proporciona una interfaz con los sensores, medidores o equipo SmarWell que hay en el fondo del pozo.
- Proporciona una interfaz con otros equipos como manifold submarinos.

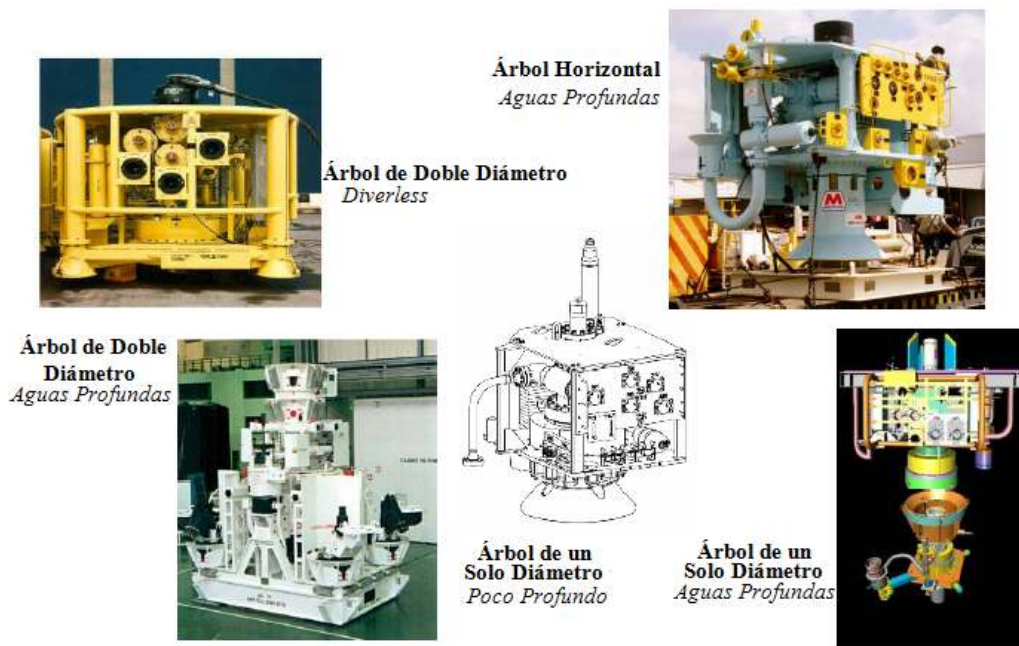


Figura 3.17 Sistemas de arboles en aguas profundas¹¹

El árbol de válvula puede ser clasificado en vertical y horizontal. La diferencia principal entre los dos tipos es la distribución de las válvulas para controlar el flujo. Las dos pueden ser utilizadas para T.I, ya que por su diseño pueden pasar las líneas hidráulicas y eléctricas sin ningún problema.

Colgador de la T.P

Las líneas hidráulicas y eléctricas que salen del SHS y cuya función son las de controlar las VCF, se conectan al árbol y pasan a través del colgador de la T.P. El colgador de la T.P es un arreglo de cuñas, montadas en un cuerpo de acero y conectado en el extremo superior del cabezal, que sirven de soporte para sostener la sarta de la T.P, además proporciona un sistema de sellado para garantizar que la T.P y el espacio anular estén hidráulicamente aislados.

3.10 Equipo subsuperficial de un sistema inteligente

En este subtema se analiza el equipo encargado de producir, controlar, monitorear, recolectar y transmitir los datos referentes al fluido producido.

El equipo subsuperficial es un conjunto de mecanismos en el interior del pozo que ayudaran a conducir los fluidos producidos por el pozo a la superficie.

El equipo subsuperficial abarca desde la salida de los cables hidráulicos y eléctricos del SHS o UCP hasta el último dispositivo de la T.P (*figura 3.18*).

Equipo subsuperficial está integrado por:

1. Flatpacks
2. Abrazaderas a las líneas de control y protectores
3. Sensores de Fondo
4. Dispositivos de aislamiento zonal
5. Sistemas de control de fondo
6. Válvula controladora de intervalo

El equipo subsuperficial de una T.I se puede dividir en función a su funcionamiento en:

- Válvulas de control de flujo
- Dispositivos de aislamiento zonal
- Sistemas de control de fondo
- Sistemas de monitoreo permanente
- Accesorios del sistema

Todos los sistemas son sometidos a pruebas de presión, temperatura, y pruebas de calidad antes de instalarlos en campo.

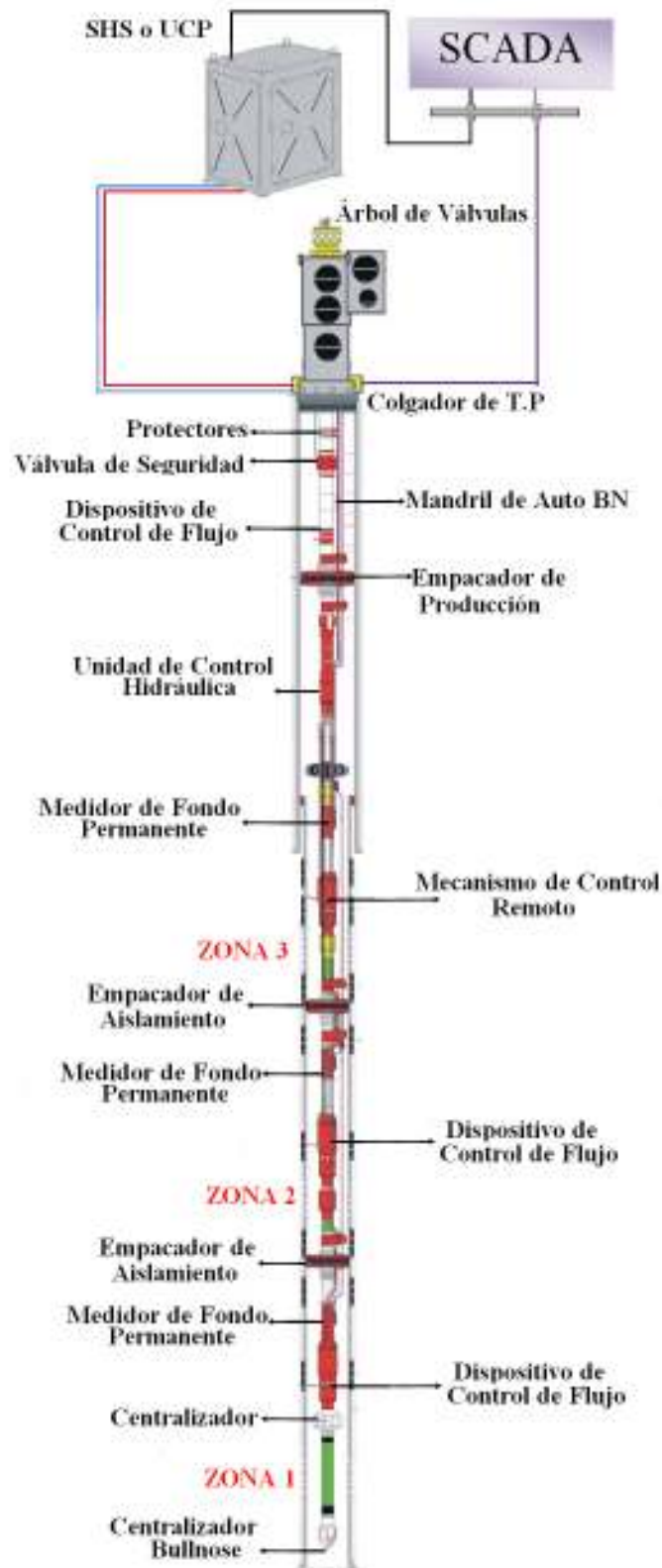


Figura 3.18 Equipo subsuperficial de una terminación inteligente¹⁰

3.10.1 Flatpacks

El flatpack es el vínculo entre los sistemas superficiales y el equipo de fondo. Consiste de líneas hidráulicas y/o eléctricas aisladas por un material resistente a problemas como alta presión alta temperatura y agentes corrosivos, está disponible en una variedad de diferentes configuraciones (*figura 3.19*) La especificación y materiales son seleccionados en base a la temperatura, presión y fluidos del pozo.

Las líneas eléctricas proporcionan el conducto para la energía eléctrica y comunicación entre la superficie y herramientas de fondo tales como sensores o medidores de fondo permanentes. Las líneas hidráulicas llevan fluido hidráulico a presión para proporcionar la fuerza motriz necesaria para manipular y controlar las herramientas hidráulicas en el fondo (VCF). Estas líneas son encapsuladas por diferentes materiales, al conjunto de las líneas y el encapsulador se le llama flatpack.

Los flatpack corren desde el cabezal hasta las VCF, sensores y medidores de fondo el número de flatpacks dependerá de la cantidad de equipo de fondo que se desea monitorear y controlar desde superficie.

Beneficios

- Incrementa la protección y la capacidad de carga de las líneas de control debido a la encapsulación y las líneas de parachoques.
- Todos las líneas de control son probadas y certificadas.

Características

- Configuraciones flatpacks múltiples o simples están disponibles para facilitar la instalación de una línea de control y recuperación.
- Una gama de materiales están disponibles para adaptarse al entorno específico del fondo.



Figura 3.19 Flatpack¹²

3.10.2 Abrazaderas a las líneas de control y protectores

Las abrazaderas Taperlock aseguran el flatpack a la T.P con el fin de proteger y adsorber la carga de tracción y compresión que puede originar el flatpack durante la instalación. (*figura 3.20a*). La abrazadera de anillo por anclaje, protege y asegura las líneas de control expuestas a la T.P. Esta abrazadera generalmente corre entre el empacador de producción o aislamiento a la VCF.

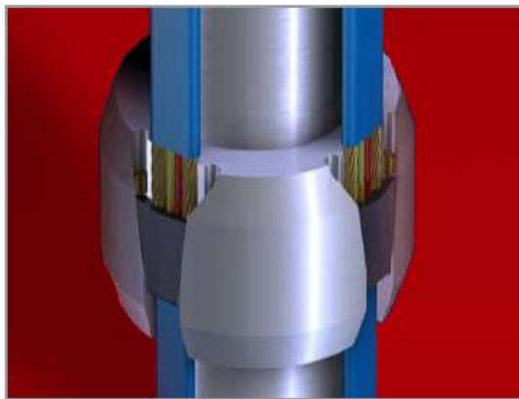
Las líneas de control y flatpack pueden ser dañadas debido a la abrasión entre la T.P y la pared interna de la T.R. El daño a las líneas de control y flatpack pueden causar pérdida de comunicación hidráulica o eléctrica al equipo de fondo. Las líneas de control y flatpacks son los más vulnerables a los daños cuando pasan por problemas externos en la sarta de terminación. Los protectores aseguran las líneas de control y los flatpack para desviar las líneas de control de equipos con grandes problemas externos tales como VSSSCS y sistemas de inyección química (*Figura 3.20b*). Estos sistemas de protección han sido probados en campo para reducir el daño a líneas de control y flatpacks.

Beneficios

- Las abrazaderas garantizan que todas las fuerzas de tracción y compresión son adsorbidas por ésta y no por la línea de control.
- Los protectores reducen riesgo de daño a las líneas de control.
- Disminuye el daño en las líneas.

Características

- Las abrazaderas y protectores son fácil de instalar en el campo.
- Los protectores son de metal y de diseño de acoplamiento cruzado que impide el movimiento lateral en el pozo.
- Los protectores están disponibles en un rango de tamaños y materiales.



a) Abrazadera



b) Protector

Figura 3.20 Abrazadera y protector¹².

3.10.3 Sensores de Fondo

Los sensores de fondo son equipos que monitorean el flujo, presión y temperatura de cada zona de interés, estos pueden ser permanentes o recuperables. Su principal función es monitorear en tiempo real los parámetros de cada zona productora.

Los datos obtenidos por las mediciones serán usados para evaluar el ambiente y así tomar decisiones con respecto a la administración del pozo y/o yacimiento.

Los sensores de fondo pueden ser:

- a) Medidores permanentes de fondo.
- b) Medidores de flujo.
- c) Sistema de inyección química.

Los medidores son calibrados con cada medidor instalado en el fondo, esta operación se lleva a cabo antes de cada instalación. Los nuevos medidores son sometidos a una prueba de vida altamente acelerada (PVAA). Este programa es una serie de pruebas a condiciones severas para asegurar que los criterios más estrictos se cumplan como por ejemplo choques térmicos, golpes mecánicos y vibraciones.

En la tabla 3.4 muestra los principales sensores de fondo utilizados en SI.

Sistema de inyección químico

El sistema de inyección química se aplica en:

- 1. Incrustaciones
- 2. Asfáltenos y parafinas
- 3. Emulsiones
- 4. Hidratos
- 5. Antiespumantes
- 6. Corrosión

El sistema de inyección química incluye válvulas check doble, proporcionando controles redundantes (un asiento duro y uno asiento blando). La conexión a la línea de inyección de químicos utiliza casquillos de metal a metal primario y secundario, para proporcionar mejor sellado y fuerza física. El cuerpo de la válvula check es una construcción soldada para reducir aun más la posibilidad de fugas.

La válvula check está disponible en una variedad de materiales, lo que permite una mejor opción para una variedad de condiciones de pozo.



Sensor	Descripción	Beneficios	Características	Esquema
Medidor de fondo permanente	Ayuda a incrementar la producción a través de datos confiables en tiempo real sobre las condiciones del pozo. Los medidores usan la tecnología ROC™, el cual pueden ser usados para aplicaciones de monitoreo de una o múltiples zonas.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Obtiene datos continuos de presión y temperatura sin necesidad de intervención. 2. Mejora el manejo del yacimiento. 3. Optimiza el sistema artificial 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Incorpora la más avanzada tecnología electrónica de alta temperatura y presión. 2. Exacta medición con sensores de cuarzo presión/temperatura 3. Medición de flujo para aplicaciones específicas. 	
Medidores de flujo	Están diseñados específicamente para satisfacer las necesidades del pozo en relación con la selección de gastos de producción. Estos trabajan basándose en el principio de Venturi.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Emplea dos MFP ROC™ para medir presión absoluta en la entrada del tubo Venturi y en la garganta. 	<p>Los medidores de fondo pueden ser:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Punto simple <ul style="list-style-type: none"> - Venturi - Spinner - fibra óptica acústica 2. Caída de presión a través de la válvula de control de flujo. 	
Sistema de inyección químico	El sistema de inyección química proporciona a los operadores con precisión exacta el manejo de la inyección que está diseñado para optimizar el aseguramiento de flujo y el rendimiento de producción, y reducir los costos de intervención.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Optimiza el aseguramiento de flujo. 2. Optimiza el rendimiento de la producción. 3. Reduce costos de intervención. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicaciones en plataforma, marino y si es factible en tierra. 2. Múltiples líneas de transporte. 3. Opción de utilizar válvula de retención doble. 	

Tabla 3.4 Principales sensores de fondo utilizados en SI¹².

3.10.4 Dispositivos de aislamiento zonal

Las zonas productoras del pozo deben ser aisladas con el fin de controlar el flujo. Las zonas de producción son aisladas con empaques y dispositivos de aislamiento con capacidad de desvío de líneas de control. Los empaques pueden ser de producción o de aislamiento.

La tabla 3.5 muestra los empaques que actualmente utiliza la compañía Halliburton para instalaciones inteligentes.

El empaque está instalado directamente a la sarta de la T.P a través de conexiones de rosca Premium integrales. El diseño asegura la completa integridad de la rosca metal-metal manteniéndose a través de todo el mandril.

Las líneas de control multi-hidráulicas y/o eléctricas pueden pasar a través del empaque, por seguridad todas las conexiones son selladas.

Los materiales para el establecimiento de la cámara de sellado es elegido basándose en las condiciones de aplicación.

Los empaques que se describen en la tabla 3.5 son empaques que están diseñados tanto para aislar como producir, pero hay empaques que solo están diseñados para una sola función. La clasificación general de los empaques se muestra en la figura 3.21.

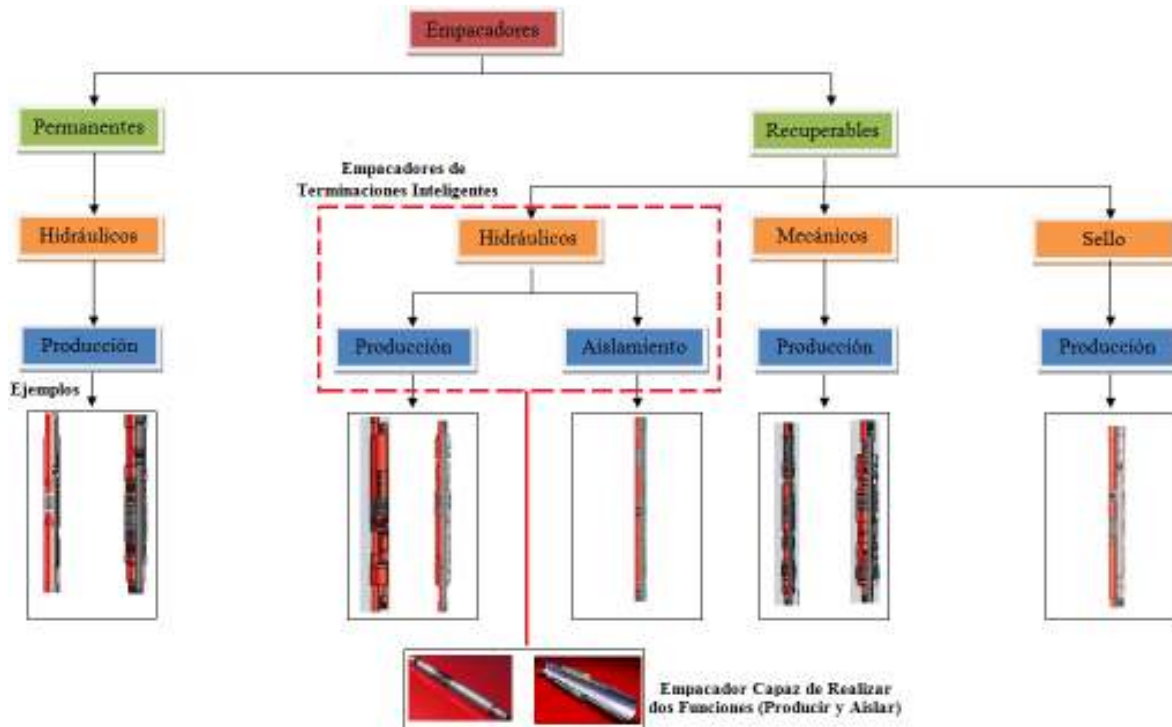


Figura 3.21 Clasificación general de los empaques¹².




Empacador	Descripción	Beneficios	Características	Esquema
HF-1	Es de una simple sarta, retirable y entubado con una facilidad para desviar múltiples líneas de control eléctricas y/o hidráulicas. Puede ser usado como empacador de aislamiento o producción. Está diseñado para altas cargas y temperaturas mayores que los empacadores de producción estándar.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Evita daño a líneas de control durante un ajuste. 2. Usado como empacador de producción superior y como empacador de aislamiento inferior. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. No hay movimiento del cuerpo durante el ajuste. 2. Único en cobertura total del sistema de deslizamiento. 3. Conexiones Premium. 4. Calificado para altas cargas de tracción y compresión. 	
HFP	Es retirable, multi-alimentación directa, simple sarta, entubado y para ambientes severos. Diseñado para soportar salmueras pesadas tales como bromuro de Zinc y temperaturas de hasta 450° F (232° C)	Lo mismo que el empacador HF-1	Lo mismo que el empacador HF-1	
MC	Diseñado para ambas aplicaciones producción y aislamiento (no se desliza), simple sarta, entubado, recuperado. Tienen la facilidad de alimentación directa de hasta ocho líneas de control hidráulica o eléctrica, permitiendo la comunicación con otros equipos sin comprometer la integridad de las zonas aisladas.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicación de la tecnología en activos marginales o maduros. 2. Mantiene la seguridad de la zona. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño sencillo y rentable. 2. Alimentación directa de hasta ocho líneas de control. 3. Juego de tubos. 	
Ensamble de sellado	Aísla las zonas individuales, donde no es posible o deseable usar empacadores para aislar. El equipo permite eludir las líneas de comunicación con equipos instalados abajo en la sarta de terminación.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Instalación por encima de las VCF y MFP 2. Aislamiento de los intervalos sin los requerimientos de un empacador. 3. Elimina la necesidad de establecer sistemas de liberación. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño simple y eficaz. 2. Desvío de líneas de hasta 6 líneas de control. 3. Mayor seguridad y durabilidad en los intervalos. 	

Tabla 3.5 Empacadores utilizados en un SI¹².

3.10.5 Sistemas de control de fondo

El sistema de control de fondo es el equipo encargado de controlar la VCF y comunicarla con el equipo de superficie, se componen de cables de alimentación y mecanismos hidráulicos. Anteriormente se menciono que las líneas hidráulicas o eléctricas pasan por el árbol, colgador y protectores, la trayectoria continua hasta llegar a la VCF. En este sistema se diseña el tipo de conexión y alimentación de las líneas con la VCF, el medio por el cual se intercambiaran datos entre el equipo de fondo a superficie y viceversa, los requerimientos del equipo de control de flujo hidráulico, todo lo anterior se realizará por medio de conductos.

Los conductos son requeridos para transmitir energía y datos a los dispositivos de superficie, estos ductos o cables pueden ser líneas hidráulicas, conductores de energía eléctrica y datos o líneas de fibra óptica. La tabla 3.6 muestra los diferentes sistemas de control de fondo. Básicamente existen dos tipos de sistemas que alimentan a las VCF, estas son:

1. Sistema hidráulico directo
2. Sistema hidráulico digital

Sistema hidráulico directo

Para el control de una simple VCF, dos líneas de control desde la superficie son requeridas. Una línea es conectada al lado abierto del pistón, y la otra línea es conectada al lado cerrado del pistón. La presión aplicada en una línea, pero no en la otra, moverá el pistón a la posición correspondiente. Ya que el pistón está mecánicamente adjunto al mecanismo de apertura de la VCF, el movimiento del pistón posicionara la válvula.

Sistema hidráulico digital

Los sistemas hidráulicos digital son ideales para aplicaciones con tres a seis zonas que demandan control hidráulico, el sistema digital puede ser usado para un control sencillo (abrir/cerrar) de las válvulas de control de intervalo o válvulas lubricador para proporcionar el control de flujo (encendido/apagado) de cada zona.

El sistema hidráulico digital es un diseño patentado que usa la ausencia lógica o presencia de presión (código hidráulico) para la comunicación entre un controlador de superficie y las herramientas de fondo.

Cada dispositivo de control de flujo es asociado con un decodificador que está diseñado para responder a su propio código y rechaza todos los otros códigos o secuencias. Usando este método, la comunicación entre el controlador de superficie y las herramientas de fondo mantienen su integridad.

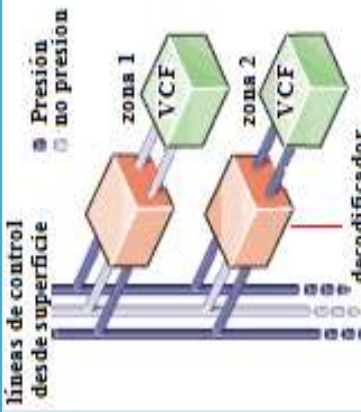

Sistema de control	Descripción	Beneficios	Características	Esquema
<p>Hidráulica Digital</p>	<p>Sistema completamente hidráulico, multi-densidad que proporciona un simple y fiable control de la zona, incluso para yacimientos más complejos. Permite hasta seis dispositivos de control de flujo a ser controlado por solamente tres líneas de control hidráulico. Además puede controlar cualquier herramienta de control de flujo en el pozo.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reduce los costos de líneas de control. 2. Reduce el tiempo de perforación a través de una mayor facilidad de instalación de la terminación. 3. Logra la activación de altas fuerzas para las VCF. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tres líneas de control hasta para seis dispositivos de fondo. 2. Sistema completamente hidráulico. 3. Puede ser implementado con sistemas no integrados y de fibra óptica. 	
<p>Hidráulica Directa</p>	<p>Utilizan líneas de control hidráulico directo desde superficie para accionar de forma remota los dispositivos de control de flujo tales como las VCF. También proporciona control variable (encendido o apagado) de flujo dentro o fuera de los intervalos del yacimiento.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Control de intervalos del yacimiento sin intervención. 2. Puede ser usado en aplicaciones en tierra, plataforma y marinos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se puede utilizar para controlar todos los equipos hidráulicos. 2. Opera con un sistema de circuito cerrado. 3. No hay ajustes en limitaciones de profundidad 	
<p>Modulo de posicionamiento (accute-pulse)</p>	<p>Es un modulo de control complementario que permite a los operadores controlar la producción o gastos de fluido por medio de incremento a la apertura de una VCF de posición-múltiple. El modulo trabaja en conjunto con sistemas de control de fondo (hidráulica digital o directa) y con válvulas de control de fondo de simple o múltiples posiciones.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mejora el manejo del yacimiento a través de discretas capacidades adicionales de control de flujo. 2. Garantiza un alto nivel de control del pozo para levantamiento intermitente. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Control de la inyección de agua y mezclado de flujo. 2. Capacidad para cerrar la válvula de cualquier posición en un ciclo de presión. 3. Proporciona hasta 11 posiciones discretas. 	

Tabla 3.6 Sistemas de control de flujo en un SI

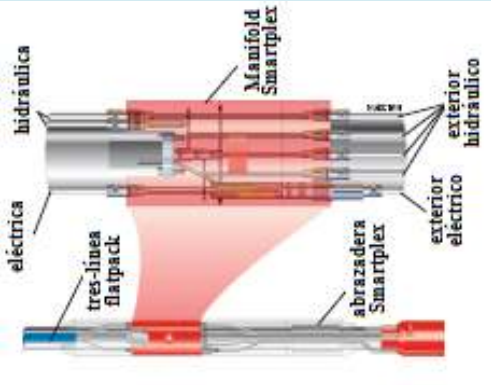
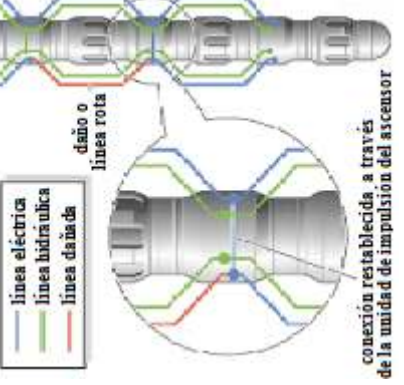
Sistema de control	Descripción	Beneficios	Características	Esquema
<p>SmartPlex™</p>	<p>Es un sistema multi-descenso, electro-hidráulico que proporciona un sencillo y fiable control de la zona de válvulas múltiple en un único pozo con un número mínimo de líneas de control.</p> <p>Utiliza dos líneas hidráulicas y una eléctrica desde la superficie de forma remota y selectivamente actúa con los dispositivos de control de flujo múltiples, tales como VCF.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ayuda a reducir costos en terminaciones con multi-válvulas. 2. Mas rápida la activación de las válvulas. 3. Fácil instalación y recuperación del equipo. 4. Permite que la VCF cierre en un solo paso. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tres líneas de control hasta 12 dispositivos de fondo. 2. Puede ser desplegado con sistemas no integrados y fibra óptica 3. Independiente de la tubería o la presión anular. 	
<p>Análisis de yacimiento controlado en superficie y manejo del sistema.</p>	<p>Es un control completamente íntegro y sistema de adquisición de datos que permite al operador controlar de forma remota al pozo y obtener datos de presión y temperatura en tiempo real para cada intervalo productor. El intercambio de datos y capacidad exacta del control de flujo permiten que el operador optimice el yacimiento y mejore la administración del yacimiento.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Optimiza la producción mediante el control de los intervalos múltiple sin intervención. 2. Mejora el manejo del yacimiento a través de la adquisición de datos en tiempo real. 3. Controla de forma remota el pozo. 4. Obtiene datos de presión y temperatura en tiempo real por cada intervalo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Puede ser usado para controlar válvulas de control de flujo infinitamente variable. 2. Capacidad de interfaz con múltiples proveedores de control marino. 3. Posicionamiento de la válvula de control de flujo infinitamente variable. 4. Estimación de flujo derivada de la metodología fundamental. 	

Tabla 3.6 (continuación) Sistemas de control de flujo en un SI

3.10.6 Válvula controladora de intervalo (Válvula Auto BN)

La válvula controladora de fondo permite al operador controlar el flujo dentro o fuera de un intervalo aislado del yacimiento, donde se quiere el control selectivo de la producción o inyección.

La primer VCF que se ha venido discutiendo es la válvula auto BN, el cual es un tipo de válvula controladora de intervalo que está diseñada para inyectar gas del casquete o de un yacimiento de gas a la T.P.

La válvula auto BN permite controlar el casquete de gas mejorando la producción de la zona de aceite. La cantidad de gas requerido para elevar los hidrocarburos producidos, puede ser regulado por un estrangulador ajustable en la válvula específicamente diseñada para esta aplicación y es controlada desde la superficie. La válvula puede manejar múltiples posiciones lo que permitirá la optimización del casquete de gas producido.

Beneficios

- Reducción en las instalaciones de superficie, reduciendo el costo en comparación con los métodos tradicionales de levantamiento artificial.
- La producción puede también ser optimizado con el cambio de las condiciones del pozo sin la necesidad de intervención o reparación de pozos.
- Reducción de gastos de capital (elimina compresores y tuberías marinas).
- Capacidad para colocar la válvula en el punto más profundo del pozo sin limitaciones de ángulo.
- Manejo de la válvula mediante el ajuste en superficie.
- La Válvula controladora de Intervalo (VCI) elimina la intervención del pozo, que sería requerida para ajustar el tamaño del puerto, en comparación con el mandril del BN convencional que requiere una operación con línea de acero y cierre del pozo durante la operación.

Características especiales

- Tolerante a desechos, sello metal-metal
- Flujo de gas ajustable
- Válvula de retención direccional
- Administración avanzada del yacimiento con el modulo Accu-pulse™.

La VCF mejora la producción en pozos que requieren levantamiento artificial. El sistema es operado de forma remota desde la superficie usando un sistema de control de fondo (hidráulica directa o digital), están diseñados para operar sobre bajas presiones de impulsión y sobre temperaturas que oscilan entre los 40° F (4° C) a 330° F (165° C).

La válvula de control de flujo auto BN tiene varios requerimientos principales que pueden ser considerados como provenientes de la instalación de la válvula de control de flujo o especificaciones normales del BN:

1. La válvula debe tener un número discreto o continuo de posiciones el cual pueda controlar los gastos de gas para optimizar la producción sobre la anticipación de rangos del pozo.
2. Los gastos de gas deben fluir a través de la válvula los cuales deben ser predecibles para que el modelo pueda estar hecho con precisión razonable para garantizar que la válvula sea del tamaño apropiado para la terminación.
3. La válvula debe ser capaz de abrir, cerrar y cambiar posición mientras se somete a una diferencia de presión importante y debe ser capaz de resistir los efectos erosivos de líquidos abrasivos.
4. La válvula debe contar con la capacidad de retroceder los estranguladores para prevenir que el fluido fluya de la T.P al espacio anular. Esto es necesario para permitir que la T.P realice pruebas de presión y para evitar daños a la zona productora de gas.

Al igual que todos los componentes de terminación, la seguridad, propiedades mecánicas, y tolerancia a producir o inyectar fluidos, también deben ser considerados. La mayoría de las válvulas de control de flujo de posición discreta tienen unos orificios o estranguladores insertados que pueden variar en tamaño y número, con el propósito de variar el área de flujo disponible en cada pistón.

La válvula de auto BN modelada tiene ranuras opuestas o ventanas a través del cual el gas fluye. La longitud de la ranura abierta para el flujo puede ser en ciclo hidráulico mandada desde superficie hasta una de las posiciones abiertas, es decir, 20%, 40%, 60%, 80%, o 100%, a de mas de una posición 0% de abierta o cerrada. El ancho de la ranura es elegida antes de la instalación en función del rango de flujo requerido.

En el siguiente capítulo se describirá más a detalle de las válvulas controladoras de intervalos.

Referencias

1. Maharon B. J., Arne L. y Morten O. “*Método de innovación tecnológica gas-lift*” presentado por schlumberger, china, 2006
2. Kumar, A., Telang, J.K. and De, S.K.: “*Innovative Techniques to Maintain Production From a Problematic Indian Offshore Field – A Case History*” presentado en la SPE,1999
3. Sharma, A.K., Chorn, L.G.,Han, J. and Rajagopalan, S.: “*Quantifying Value Creation from Intelligent Completion Technology Implementation,*” Artículo de la SPE 78277, 2002
4. Arashi A., Michael K., Victoria J. y Corrado G. “*Defining and Implementing Functional Requirements of an Intelligent-Well Completion System*” Artículo de la SPE 107829, 2007.
5. Ibrahim H. A, Saad M. A. y Rasgah M. A “*Intelligent Wells to Intelligent Fields: Remotely Operated Smart Well Completions in Haradh-III*” Artículo de la SPE 112226, 2008.
6. Arashi A., Adedeji O., Toyin F. “*Surface Control System Design for Remote Wireless Operations of Intelligent Well Completion System: Case Study*” Artículo de la SPE 121710, 2009.
7. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Surface Hydraulic System*” , <http://www.halliburton.com/ps/>
8. Xilinx, 2011 “*what is Ethernet*”, www.xilinx.com
9. Dale B, 2004, “*Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems*”, www.comtechnologies.com
10. Jose C. “*Installation and Application of an Intelligent Completion in the EA Field, Offshore Nigeria*” Artículo de la SPE 90397, 2004.
11. Paul B. , 2007“*Subsea Production Systems*”, www.GE.com
12. Welldynamics, Halliburton, 2009 “*Sales of Halliburton products and services*”, <http://www.halliburton.com/ps/>