

# CAPITULO 2

---

## *Generalidades de las Terminaciones Inteligentes*

---

## 2.1 Historia de las terminaciones inteligentes

El mantener la rentabilidad de los campos marginales ha sido un proceso complicado, ya que se requieren de estrategias integrales de desarrollo para hacerlos económicos. El éxito de estas estrategias representa la culminación de esfuerzos multidisciplinarios de geólogos y geofísicos, especialistas en yacimientos y producción, operadores e ingenieros de producción así como compañías de servicios. El desarrollo de estas estrategias genera costos muy altos por lo que se limita su aplicación en campos donde no es rentable realizar dicho estudio. En la última década se han desarrollado tecnologías empleadas para el desarrollo de campos marginales, como por ejemplo:

- Uso de empaques de grava en pozos con el fin de minimizar la migración de arena.
- Sistemas artificiales.
- Métodos de recuperación secundaria y terciaria, etc.

Una de las más prometedoras tecnologías desarrolladas para mantener la rentabilidad de campos marginales en la última década, ha sido el concepto de “pozo inteligente”. Un pozo inteligente es un pozo con sistemas avanzados de control y monitoreo que permiten al operador producir, monitorear y controlar la producción de hidrocarburos a través de sistemas de terminación operados a control remoto. Estos sistemas son desarrollados con técnicas que permiten que la arquitectura del pozo sea reconfigurada a voluntad y datos en tiempo real sean adquiridos sin ningún tipo de intervención.

Un pozo inteligente con la instalación de sistemas de control y monitoreo principalmente trae ventajas significativas como el control y supervisión en tiempo real del pozo, en comparación con los sistemas tradicionales, en donde los pozos eran controlados hidráulicamente desde superficie y además no había sensores en el fondo, dando como resultado falta de información sobre el rendimiento del pozo en superficie. Adicionalmente estos sistemas necesitan operaciones de reparación e intervención a lo largo de la vida productiva del pozo por lo que sus costos en el desarrollo de un pozo incrementarán.

El problema de las intervenciones y reparaciones en pozos es considerable, ya que no solo ocasionan elevados costos sino también una elaboración de programas de mantenimiento a pozos. Además en casos especiales es imposible realizar estas operaciones por las condiciones que presenta el pozo. Estas condiciones pueden ser de alto riesgo, el cual pueden poner en peligro al personal y al equipo (superficial y subsuperficial) del pozo.

El programa de mantenimiento de un pozo es un proceso de planeación y desarrollo que requiere tomar en consideración algunos aspectos, en la tabla 2.1 muestra los principales aspectos a considerar en un programa de mantenimiento.

Aspecto	Característica
<b>Objetivo de la intervención</b>	Determinar los alcances de la intervención.
<b>Requerimientos básicos de información.</b>	El diseñador debe realizar una recopilación completa de los antecedentes del pozo y datos de información (registros de producción, toma de muestras, calibraciones) tales como: estados mecánicos, características de los fluidos producidos, presión y temperatura, etc.
<b>Secuencia operativa</b>	Son eventos ordenados secuencialmente para alcanzar el objetivo planteado en la intervención.
<b>Problemas comunes en el área</b>	Dependerá de la ubicación del pozo, así como del equipo a utilizar en la intervención.
<b>Tipo de pozo ( terrestre o marino)</b>	Se puede considerar que las secuencias operativas de mantenimiento entre pozos terrestres y marinos son las mismas, excepto que los marinos, por seguridad, requieren contar con una válvula de control en sus aparejos de producción subsuperficial. El manejo de este accesorio requiere de operaciones adicionales que finalmente marcan la diferencia.
<b>Costo de la intervención</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Costos de los materiales.</li> <li>b) Costos de los servicios.</li> <li>c) Costos por la utilización, mantenimiento y pruebas del equipo.</li> </ul>

*Tabla 2.1 Aspectos en un programa de mantenimiento de pozo*

El concepto “pozo inteligente” es una tecnología que ha mejorado las condiciones de instalación, operación, monitoreo y manejo de hidrocarburos en pozos, además de que se tiene un mejor control del equipo y se disminuye los costos por intervención.

El primer pozo inteligente en el Golfo de México fue instalado en Abril de 1999, localizado en aguas profundas<sup>1</sup> con un tirante de agua de 1000m (*figura 2.1*). El campo tenía unidades de arena que eran vertical y lateralmente discontinuas a lo largo del campo. Con la necesidad de tener múltiples puntos de producción en un mismo pozo, se pretendía encontrar un método el cual permitiera producir dos intervalos a la vez en un mismo pozo, ahorrando costos para un segundo pozo. Los operadores desarrollaron un plan que describió el orden en que las diferentes zonas productoras serian incorporadas al pozo para maximizar las reservas y la producción inicial.

Previamente a la instalación se realizaron estudios de caracterización, toma de muestras y simulación del campo, con el propósito de observar la distribución de permeabilidades, así como el comportamiento del fluido, principalmente para determinar si era un pozo candidato para una terminación inteligente. Una “terminación inteligente (T.I)” se define como el equipo que se instala en el pozo necesario para conducir, monitorear y controlar la producción de hidrocarburos. En capítulos posteriores se analizará qué equipos conforma una terminación inteligente.



Figura 2.1 Ubicación del primer pozo inteligente<sup>1</sup>

Muchas técnicas innovadoras se utilizaron para la instalación de la terminación, desde la incorporación de una plataforma mini-TLP (Figura 2.2) hasta el desarrollo de ductos y líneas de descarga. Todo el proceso realizado fue con base en extremo cuidado ya que se pretendía que con el uso de una T.I se podría maximizar la producción del campo.

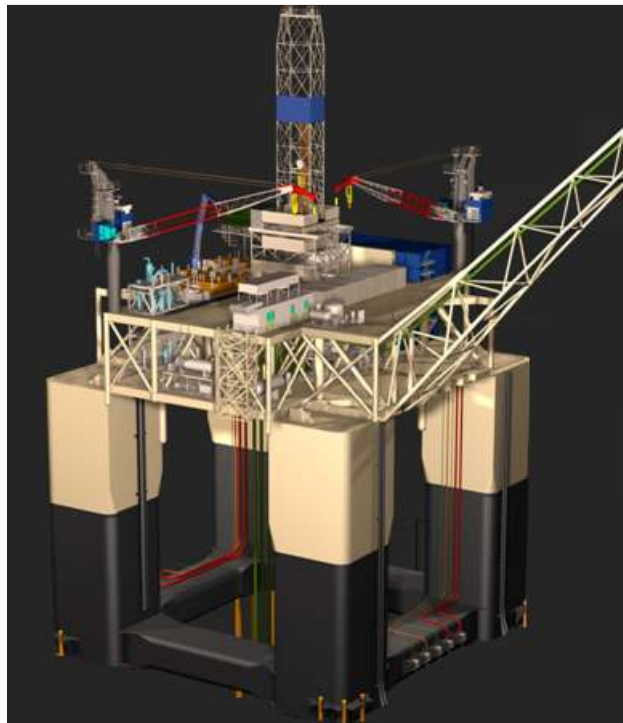


Figura 2.2 Plataforma TLP<sup>2</sup>

El pozo con T.I se le instaló un método de control de arena con la finalidad de evitar su formación y producir dos zonas independientes. Todo el equipo de la T.I permitía al operador monitorear la presión, temperatura y la producción de cada zona (zona alta, zona baja, ambas zonas o ninguna). Las instalaciones de las zonas de interés fueron terminadas simultáneamente con el montaje de la T.I instalada como parte de la sarta de la tubería de producción (T.P). Esto se realizó para maximizar y/o eliminar la necesidad de futuras intervenciones al pozo o iniciar cambios en la producción de cualquiera de los intervalos de producción.

## 2.2 Historia y desarrollo tecnológico

Hasta finales de 1980 el control remoto se limitaba generalmente solo a traductores superficiales alrededor del árbol y estranguladores, control hidráulico de válvulas de seguridad subsuperficial y control hidráulico-eléctrico del árbol de válvulas. Las primeras operaciones con ayuda de equipos computacionales optimizaban la inyección del BN, debido al control cerca del estrangulador y del árbol de válvulas, además con la asistencia del monitoreo y control del bombeo. Con este desarrollo, la implementación exitosa, y mejorando la rentabilidad con una variedad de sensores instalados permanentemente, los operadores comenzaron a considerar el control directo de flujo en un pozo un beneficio económico significativo. Las compañías de servicios respondieron con sistemas de alto nivel diseñados para proporcionar un control y monitoreo completo.

Inicialmente, los dispositivos de control de flujo de una T.I se basan en la tecnología utilizada por las válvulas convencionales de acopladores deslizantes operados por línea de acero. Estas válvulas se reconfiguraron para proporcionar una posición variable de estrangulamiento (encendido/ apagado) mediante el uso de sistemas accionados hidráulicamente, eléctricamente o hidroeléctricamente. Un mayor desarrollo resultó en los estranguladores, ya que resistían la erosión y altas presiones diferenciales sin ser dañados. El equipo adicional fue basado en tecnología convencional de válvulas de seguridad subsuperficial proporcionando válvulas tipo bola para cerrar o abrir

Inicialmente, estos sistemas totalmente integrados no fueron aceptados ampliamente por el costo elevado de capital que requerían y la baja probabilidad percibida de éxito, que resulta en altos costos de riesgo. Para hacer frente a estos retos, los sistemas hidráulicos de bajo costo se ofrecieron para proporcionar alguna de las funcionalidades de los sistemas iniciales de gama alta. Estos sistemas permitieron preparar una variedad de sensores junto con dispositivos de control hidráulico para proporcionar una terminación compuesta de sensores inteligentes. Los primeros resultados no eran favorables, ya que el procesamiento, transmisión y manejo de datos dejó mucho que desear de los ordenadores, sistemas básicos de monitoreo y la descarga de datos.

Para el año 2003, los medidores permanentes de presión y temperatura de fondo y la terminación inteligente (sensores y válvulas) fueron combinados con algún tipo de intranet o de transmisión de datos por internet, aumentando la velocidad y uso de información. Los sensores fueron desarrollados para medir el flujo mediante el uso de sistemas no intrusivos o medidores Venturi. La combinación de estos dispositivos pueden ser enlazados con otros sistemas de fibra óptica para medir la distribución de temperatura, presiones múltiples y señales acústicas (permitiendo la implementación de sensores sísmicos permanentes). El rendimiento útil de estos sistemas fue variable, pero actualmente presentan niveles aceptables ya que proveedores están invirtiendo en ingeniería de mayor rentabilidad.

El mismo año el 3 de agosto fue instalado la primer T.I de tipo eléctrico en aguas profundas en el campo Marlim Sul (sur), Brasil<sup>5</sup> a una profundidad de 1,180 m. de tirante de agua (*figura 2.3*) La instalación de este equipo represento la culminación de cinco años desarrollados conjuntamente por Petrobras y Baker Oil Tools en asociación con otras compañías. El proyecto fue puesto en marcha en el año de 1999 como parte del programa de Petrobras PROCAP 3000 (*Technological Innovation and Deep and Ultra-Deep Water Advanced Development*). Este programa tenía por objetivo permitir a la compañía operar a profundidades mayores de 3,000 m, de tirante de agua. El sistema desarrollado fue metódico, estricto y ordenado para no cometer ninguna equivocación en su instalación.



*Figura 2.3* Ubicación del primer sistema inteligente con instalaciones eléctricas<sup>6</sup>.

Anticipadamente la compañía realizó proyectos sistemáticos, el cual empezó con la investigación en sistemas de pozos inteligentes que cumplieran con sus criterios internos y que fueran comercialmente disponibles y de bajo desarrollo económico.

Además de que deberían cumplir con criterios estrictos de seguridad, los objetivos de esta investigación fueron:

- Crear un sistema capaz de operar a intensas presiones y temperaturas, mejorando los dispositivos de accionamiento hidráulico de control de flujo en el fondo de pozo.
- Ampliar la capacidad de recepción de los sensores de fondo para resolver las incertidumbres críticas para la producción en aguas profundas.
- Reducir o eliminar las intervenciones requeridas en los aparejos.

En diciembre de 1999, la compañía patrocinó un seminario de terminaciones inteligentes en Brasil. El seminario fue concebido para servir como una oportunidad para las compañías de servicios que competían en el campo de terminaciones inteligentes, presentaran tecnologías de última generación que ayudaran a Petrobras a hacer frente a los desafíos que planteaba el proyecto PROCAP 3000. Basándose en su presentación Baker oil tools le fue otorgado un acuerdo de cooperación técnico por un sistema de pozo inteligente completamente eléctrico, para ser instalado en un pozo de aguas profundas.

El sistema Baker's InCharge, el cual ya había desarrollado aproximadamente el 70% de la investigación en el momento del acuerdo de cooperación técnico, controlaba y monitoreaba el flujo a través de estranguladores de variable infinita por accionamiento eléctrico conocido como regulador de producción inteligente (IPRs) y unidades de medición de flujo de simple fase (UMFs).

El sistema combinaba componentes eléctricos de la industria Baker's con componentes eléctricos y mecánicos convencionales de registro y herramientas de terminación, empacadores, aislamiento de temperatura y empalmes, logrando así el monitoreo de fondo y control de los equipos. La potencia y comunicación funcionaban a través de un simple cable conductor flageado en la T.P que pasa por los empacadores y el cabezal. El sistema de control superficial podía controlar y monitorear hasta 12 zonas del pozo en una simple instalación.

Los objetivos del sistema de T.I de este proyecto incluían:

- Controlar la inyección en las zonas.
- Asegurar y garantizar la comunicación entre el fondo del pozo y superficie.
- Medir las capacidades de flujo para las diferentes zonas
- Monitorear y controlar el pozo (presiones y temperaturas para cada zona)

### **Proceso de instalación**

Antes de realizar la instalación en aguas profundas un primer pozo fue diseñado para instalarlo en tierra, el cual consistía en el sistema Baker's InCharge.

El equipo de T.I fue sometido ha amplias y rigurosas pruebas de presión y temperatura, de calidad y de seguridad a lo largo de todas las fases del proyecto.

El concepto de “diseño de terminación” fue probado y precalificado durante las pruebas de diseño en los laboratorios de Houston, Texas en enero del 2001, con el propósito de crear el diseño de terminación más adecuado para el pozo. Después de un tiempo, tras la conclusión satisfactoria de esta fase de prueba, el primer sistema de terminación desarrollado por la compañía Baker oil tools fue enviado a Brasil e instalado en un pozo terrestre en Mossoró. El sistema fue instalado y puesto en marcha en mayo del 2001. A lo largo del periodo de prueba desde mayo del 2001 hasta abril del 2002 el pozo fue supervisado y controlado de forma remota a través de un enlace vía satélite entre el pozo y el sistema de control de superficie situado en el centro de supervisión de operaciones Natal, Brasil a unas 200 millas de distancia. Durante esta etapa todos los sistemas fueron evaluados, supervisados y calificados, además los errores fueron corregidos, mejorando el sistema y así poder instalarlo en aguas marinas.

Una vez concluida la fase de pruebas, la fase de instalación marina comenzó a principios de abril del 2002, cuando la terminación fue extraída del pozo terrestre en Varginha. Todas las herramientas se transportaron 2,200 km de Mossoró a Macae. En Octubre del 2002 el equipo llego a la localización mientras que los sub-ensambles estaban siendo finalizados en Macae. Sin embargo, por problemas no relacionados a las operaciones de terminación inteligente forzaron a retrasar la implementación de ésta.

Las operaciones continuaron en mayo del 2003 cuando los equipos de perforación y equipos marinos estaban disponibles para está operación, las herramientas fueron nuevamente revisadas y llevadas a la plataforma a mediados de junio. El 24 de junio el equipo fue cedido a la compañía encargada de las operaciones. Una vez más, debido a problemas operativos no relacionados con el funcionamiento de terminación inteligente, la terminación tuvo que ser retirada del pozo.

A mediados de julio, el equipo una vez más regresó a la plataforma continuando con las operaciones, a partir de esa fecha no se presentaron más problemas en cuestiones operativas. Fue hasta el 3 de agosto que concluyó un proyecto de casi cinco años con un éxito a nivel mundial. En la figura 2.4 se muestra el diseño final del sistema.



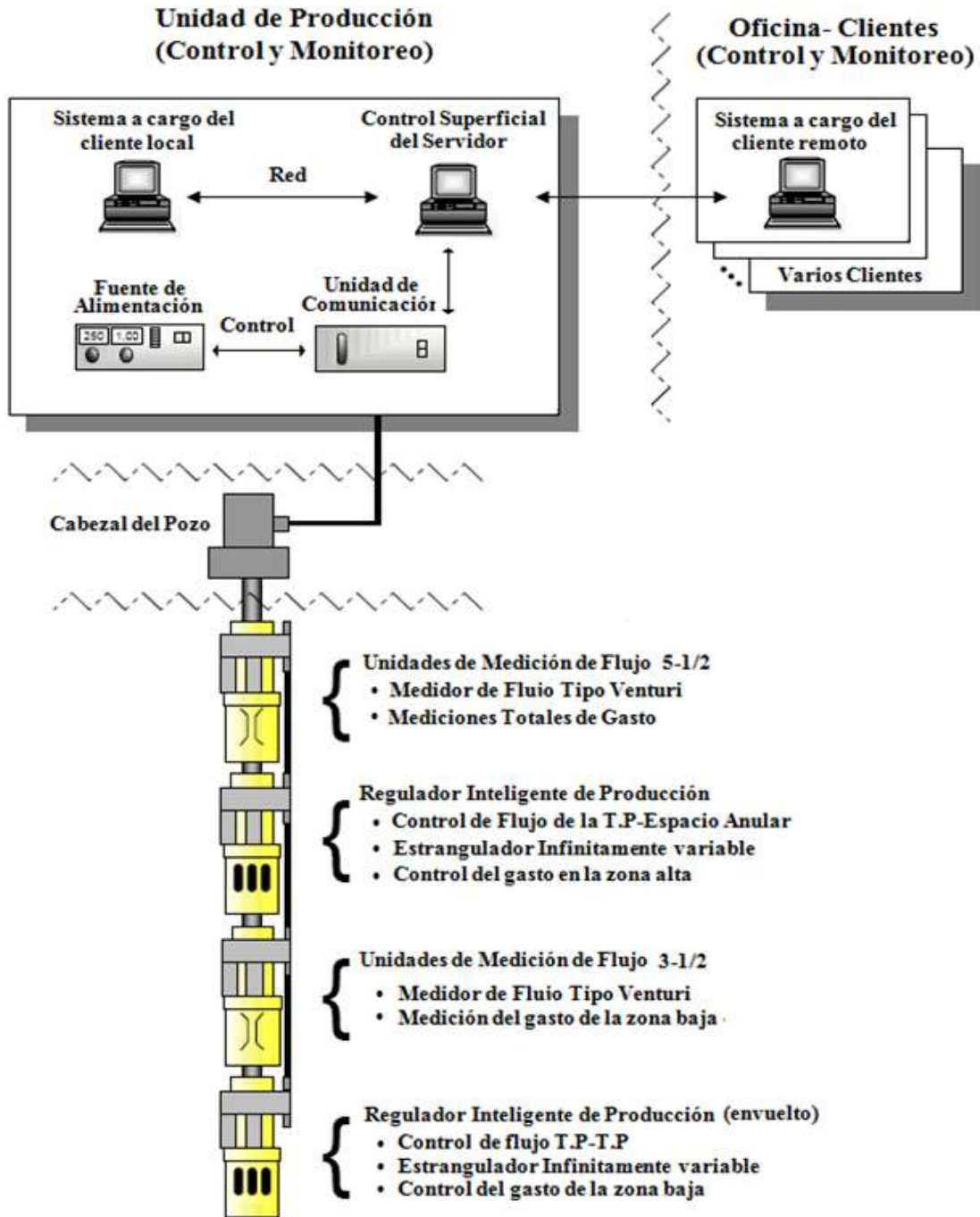


Figura 2.4 Diseño final del primer sistema inteligente eléctrico.

El acontecimiento anterior marco una nueva era en las terminaciones inteligentes ya que mejoraron la capacidad de control y de medición de los medidores de presión y temperatura de tipo cuarzo, los medidores de flujo tipo Venturi y los estranguladores de variable infinita.

En la actualidad el sistema de terminación inteligente eléctrico hace mediciones en tiempo real de presiones en el fondo, temperatura y flujo tanto en la T.P como en el espacio anular. Como resultado el operador puede manejar de forma selectiva el flujo de inyección o producción de los intervalos del pozo en tiempo real, permitiendo la optimización del campo en respuesta a las condiciones del fondo del pozo. Además, líneas eléctricas e hidráulicas son combinadas para manejar, controlar y adquirir datos de fondo del pozo desde un equipo superficial.

El proyecto PROCAP 3000 ayudó a colocar a Petrobras como uno de los líderes de tecnologías en aguas profundas, además está entre las primeras compañías de Exploración & Producción en reconocer el valor de los pozos con tecnologías inteligentes para el desarrollo de futuros campos en aguas profundas.

### **2.3 Auto, natural o in-situ Bombeo Neumático**

El Bombeo Neumático en sus primeras apariciones fue con la perforación de un orificio en la T.P, el cual se lograba utilizando un equipo especial, y herramienta de línea de acero. La unidad perforaba un pequeño orificio en la T.P y con la inyección de gas se elevaban los fluidos a la superficie. La profundidad de perforación del orificio se basaba en el gradiente de presión del fluido de pozo, el nivel estático en el interior de la T.P, la presión de gas disponible y el gasto de producción.

El gas de alta presión inyectado en el espacio anular o en la T.P abatía el fluido que se encontraba en el fondo de la T.P, debido a la aeración, el pozo empezaba a producir. Este tipo de diseño presentó problemas en la presión para desplazar el fluido del espacio anular y la caída de presión necesaria después del arranque.

Los problemas relacionados a este primer diseño resultaron con el desarrollo de la válvula de inyección de gas, el cual su función era permitir el paso de gas dentro de la T.P a diferentes profundidades por debajo del nivel estático del fluido. Las válvulas trabajaban de manera automática en respuesta a la presión diferencial entre la T.R y T. P.

Años después, se desarrollaron válvulas de tipo fuelles y resortes para carga, este ingenioso adelanto fue uno de los más significativos en el funcionamiento del sistema de bombeo neumático. El BN con válvulas de resorte y fuelles, lo llamaremos Bombeo Neumático Convencional.

En 1994 empezó el desarrollo de un sistema administrativo y análisis del yacimiento controlado desde superficie (SAAYCS), el cual contenía equipos inteligentes en los pozos. El sistema de terminación fue basado en el uso de una red eléctrica instalada permanentemente para transmitir datos y controlar una serie de herramientas de fondo.

Entre las primeras herramientas de fondo que fueron desarrolladas para usarlo con el nuevo sistema administrativo fue la válvula controladora de intervalo (VCF) de cuatro posiciones. Con un límite de solo cuatro posiciones, la VCF permitía solamente abrir, cerrar y dos posiciones intermedias de estrangulamiento. Además de las posiciones limitadas, el tamaño de los puertos de flujo para las posiciones intermedias de estrangulamiento tenía que ser seleccionadas con la suficiente anticipación para dar tiempo a la preparación del equipo. Casi de inmediato, fue obvio que las cuatro posiciones de la VCF no serían suficientes para cumplir con la promesa de mejorar el control del pozo que proporcionaría el nuevo concepto de pozo inteligente.

La idea de una válvula de control de flujo infinitamente variable (VCFIV) surgió como una solución. La VCFIV fue un proyecto conjunto entre dos compañías de servicio que fue basada en los requerimientos de estrangulación en pozos inteligentes, así como las necesidades del operador.

La válvula que fue desarrollada subsecuentemente fue capaz de hacer frente a la necesidad de un estrangulador de fondo totalmente ajustable que podría ser operado con un SAAYCS controlado por un módulo actuador sensorial.

Actualmente las válvulas de control de flujo pueden ser:

- Binarias (abierta/cerrada).
- Posición discreta (un número de posiciones fijas predeterminada).
- Variable infinita.

La VCF tiene la función de controlar el flujo de una zona productora al entrar a la T.P basándose en criterios del operador, no solo se puede controlar los fluidos producidos sino el avance de agua y el casquete de gas. La válvula puede controlar el gas procedente de un casquete o de una fuente independiente de la zona de aceite, este gas puede ayudar a elevar los fluidos producidos hasta superficie. Este método se utiliza para casos donde el pozo no cuenta con la suficiente presión para fluir naturalmente o donde se requiera mayor producción en superficie, todo esto dentro de una misma tubería. El gas es inyectado a la T.P a través de la VCF controlada desde superficie, a este método se le conoce como Auto Bombeo Neumático (Auto BN).

El “Auto BN”, también conocido como natural o in-situ Bombeo Neumático, se define como un sistema artificial el cual utiliza el gas para elevar los fluidos producidos a superficie. El gas puede provenir de un casquete de gas o un yacimiento, este proporcionará el gasto de gas suficiente para abastecer al sistema. En la figura 2.5 muestra un tipo de VCF para el Auto BN desarrollada por la compañía Schlumberger.



Figura 2.5 Válvula Controladora de flujo<sup>3</sup>

Un sistema artificial representa un costo importante en la operación de campos petroleros, y este costo se vuelve más grande como el entorno de producción se hace más difícil, como es el caso en áreas marinas y zonas remotas. Para el año 2000 en el Golfo de México alrededor del 40% de las reservas Estadounidenses estaban en aguas profundas<sup>4</sup> y en Brasil más del 75% de sus reservas se encontraban también en aguas profundas y ultraprofundas<sup>5</sup>. Con la nueva tecnología de pozo inteligente se pretende extraer la mayor cantidad de estas reservas, con la ventaja de mejorar las condiciones de producción, poder controlarla y disminuir los costos de operación y reparación que tienen los sistemas artificiales convencionales (BEC, BN, BH, etc.) y el cual no son seguros en ambientes de aguas profundas.

Una de las desventajas del Auto BN es que su instalación solo se da en la producción de aceites ligeros y medianos y con la condición de que tengan una suficiente presión en el casquete de gas o una formación de gas a alta presión. Para producir aceites pesados o extrapesados una solución sería instalar un BEC con una T.I. La instalación de una T.I. con un BEC ayudará a la bomba a mejorar su eficiencia de manejo, alargando su vida productiva y disminuyendo problemas de reparación y mantenimiento.

## 2.4 Historia de las terminaciones inteligentes en México

La ingeniería de producción de pozos se encontraba frente a nuevos retos que le planteaba la dinámica de producción del Campo Cantarell, es por eso que se debía buscar nuevas alternativas que permitieran mantener los regímenes de extracción de aceite y gas. Una alternativa fue optimizar el SAP por gas (Bombeo Neumático) implementado desde 1985, con el objetivo de mejorar sus parámetros operativos y así adaptarlo a los nuevos requerimientos de producción. La elección de este sistema en comparación con los otros sistemas artificiales fue porqué presentaba mejores condiciones de manejo en sus instalaciones y por el buen desempeño que éste había demostrado en los últimos años.

La evolución del BNC surge como consecuencia de la disminución de la  $P_{ws}$  y el correspondiente movimiento de los contactos agua-aceite y gas-aceite, lo que ocasiona que los parámetros operativos del sistema deban ser adaptados a esta nueva y dinámica realidad. Fue necesaria la implementación de nuevas filosofías para el diseño de las terminaciones, en donde en otros campos al rededor del mundo habían desarrollado y puesto en operación. En la figura 2.6 se muestra la localización del primer Auto BN en México, localizado en la formación Akal del campo Cantarell<sup>7</sup>.

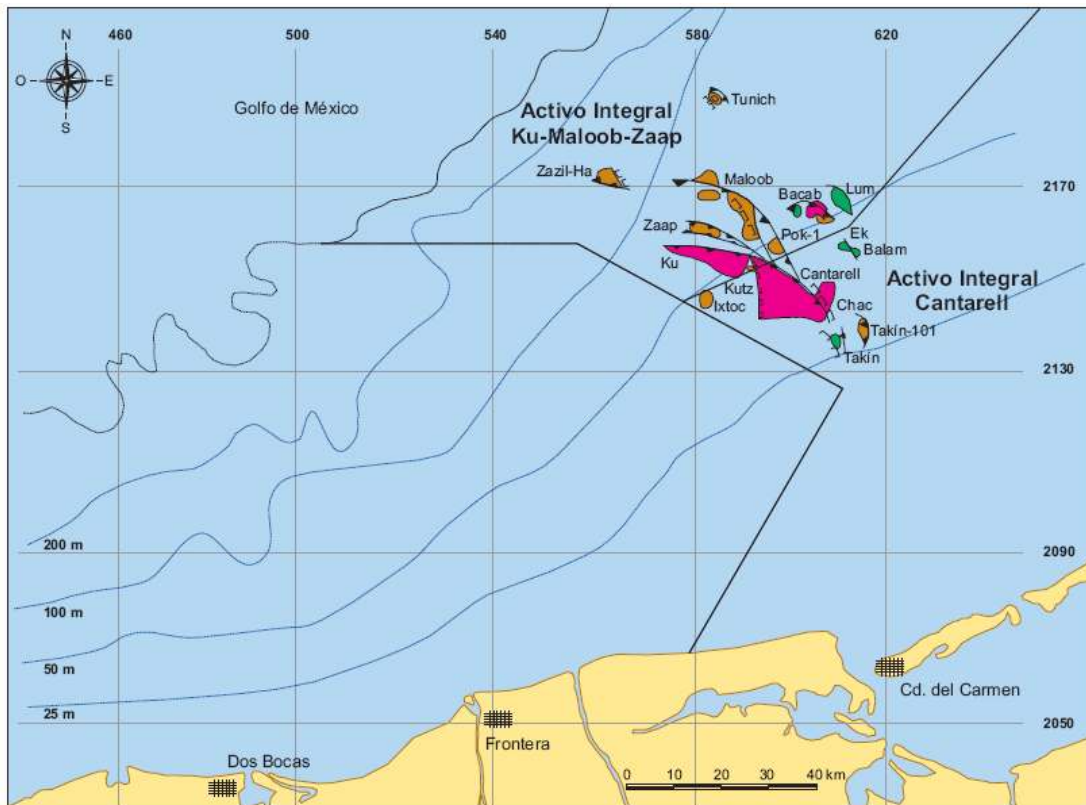
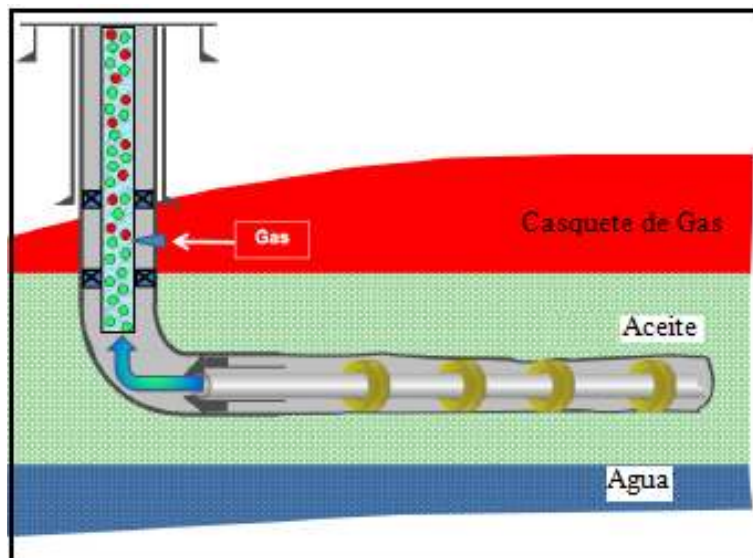


Figura 2.6 Ubicación del campo Cantarell<sup>8</sup>

La evolución se puede sintetizar de la siguiente manera:

- Rediseños de aparejos de producción que contemplan cambios de diámetros y tipos de tuberías.
- Ubicación de dos o más mandriles para ir optimizando el punto de inyección de gas en función del depresionamiento del yacimiento.
- Incorporación de mandriles para inyección de productos químicos desde superficie para facilitar los procesos de deshidratación del aceite producido.
- Un Bombeo Neumático (BN) más profundo.
- Un Bombeo Neumático con casquete de gas o auto BN.
- Terminaciones inteligentes para pozos con BN convencional, profundo y auto BN.

Dadas las necesidades de PEP en lo referente a optimización de recursos y compromisos contraídos en la producción de aceite y gas, se requería implantar nuevas tecnologías en sistemas de producción para optimizar su explotación a nivel superficial. Una de estas es el denominado Auto Bombeo Neumático, el cual consiste en tomar gas de un yacimiento e inyectarlo en la T.P que transporta los fluidos de un yacimiento mas profundo, lo anterior provocará un decremento del gradiente de presión de flujo desde el punto de inyección hasta la superficie, permitiendo la producción de aceite a instalaciones superficiales, además con la ventaja de que su diseño permite instalarlo en pozos horizontales (*figura 2.7*). La fuente de energía será la presión de gas del propio casquete de bloque Akal.



*Figura 2.7* Utilización del casquete de gas como una fuente de energía<sup>9</sup>.

Las terminaciones inteligentes estaban orientadas a cumplir con las siguientes filosofías de operación en el campo Cantarell:

- a) En pozos terminados con BN convencional deberán permitir la operación continua del pozo y erradicar los problemas de baja o nula admisión de gas cuando la presión en la red de suministro disminuya a valores tales que no sea posible inyectar gas por el mandril inferior, en cuyo caso se inyectará por la válvula inteligente, misma que abrirá automáticamente al detectar un cambio descendente en la presión en la red de BN.
- b) Cuando existan problemas de suministro de gas de alta presión, se podrá operar con gas de la red de suministro normal, abriendo la válvula inteligente desde superficie. En la figura 2.8 se muestra un esquema básico, donde el flujo de gas en la T.P es controlado por una válvula auto BN.

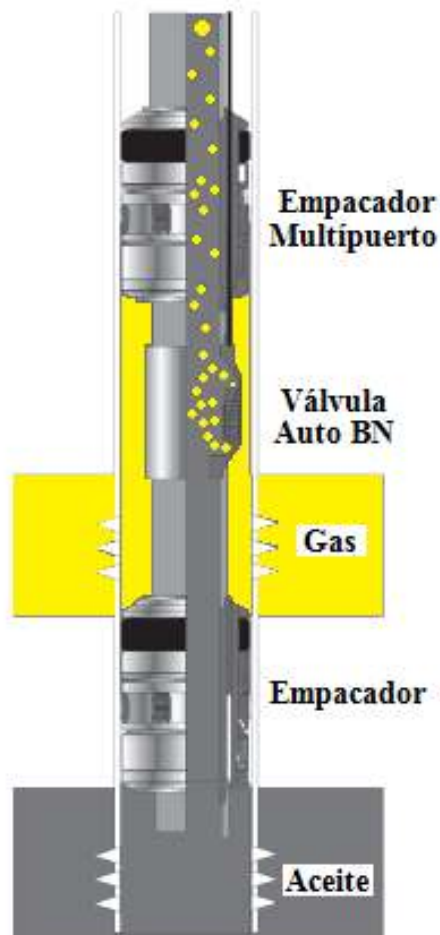


Figura 2.8 Flujo de gas controlado por una válvula auto BN<sup>9</sup>.

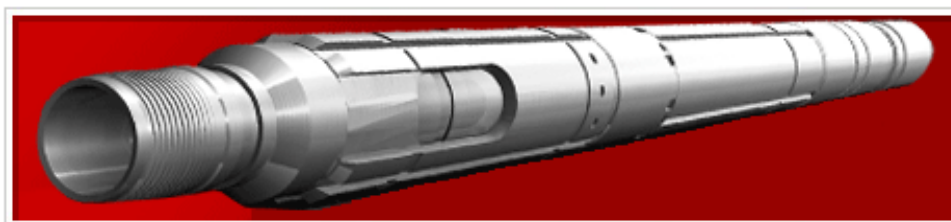
- c) Para las terminaciones con arboles de válvula submarinos, el mandril operante será el superior equipado con válvula inteligente. Si el pozo es cerrado y no puede ser arrancado con la presión de la red, se cerrará la válvula inteligente, se inyectará gas de alta presión por el mandril inferior hasta que el pozo sea arrancado y limpiado, luego se restituirá el sistema a su operación normal abriendo la válvula inteligente.

- d) En los pozos que se diseñaron con el sistema de auto BN en donde el suministro de inyección de gas procedía del casquete de gas, el mandril con válvula inteligente será el operante y quien controle el ingreso de gas de inyección al aparejo.

Para poder implantar este sistema en los pozos candidatos, era necesario contar con un VCF que permitiera controlar la entrada de gas del casquete hacia la tubería de producción, el cual transportaría el aceite hasta la superficie. La VCF (*figura 2.9*) consistía en varios accesorios para su operación como: válvula reguladora, línea de control, empacador, protectores para las líneas de control y unidad de control superficial.

La válvula tenía varios requisitos primarios que deberían considerarse, estos eran:

- Puede tener un rango discreto o continuo de posiciones, los cuales pueden controlar el flujo de gas para optimizar la producción en función de las condiciones operativas del pozo en tiempo real.
- El flujo de gas a través de la válvula puede ser estimado ya que su modelo puede hacerse con bastante precisión, para asegurar que la válvula está con el orificio adecuado para las condiciones del pozo.
- La válvula debe ser capaz de abrirse, cerrarse y cambiar posición acorde con una presión diferencial y ser capaz de resistir los efectos abrasivos y erosivos del fluido.
- Debe tener una válvula *check* para prevenir el flujo del aparejo al espacio anular.



*Figura 2.9* Válvula inteligente<sup>10</sup>.

La importancia de una T.I inicia por su capacidad para modificar las condiciones operativas y comportamiento en el fondo del pozo a través del control del flujo, y el monitoreo en la respuesta del sistema de adquisición de datos de fondo en tiempo real, maximizando de esa manera el valor del activo.



La tecnología T.I permitía a los operadores optimizar la producción del yacimiento y el comportamiento de las instalaciones del pozo. La instalación e implementación de esta tecnología generalmente se había restringido al desarrollo de campos nuevos debido a la complejidad entre la superficie y el Sistema Inteligente (SI) en el fondo del pozo(es decir, la combinación entre el monitoreo y el control de flujo).

El mayor beneficio de las T.I es la reducción de costos de intervención del sistema de levantamiento artificial, especialmente para localizaciones costa afuera y remotas, control del agua y/o gas y aumento en la recuperación final de reservas. El Auto BN puede ser aplicado en zonas terrestres como marinas, en el siguiente capitulo se discutirá mas sobre este sistema.

## 2.5 Evolución de las Terminaciones Inteligentes

Antes de agosto de 1997 todos los pozos eran instalados con una simple terminación que incluía la T.P y acoplador deslizante. La evolución de medidores de fondo, acopladores deslizantes y VSSSCS causaron el desarrollo de un pozo inteligente. Este desarrollo ha pasado por varias etapas desde pozos simples (*figura 2.10*), hasta pozos inteligentes (*figura 2.11*), estas etapas pueden verse en la Tabla 2.2.

ETAPA	PRINCIPAL APLICACION TECNOLOGICA
1	Pozos convencionales, los pozos son instalados sin medidores en el fondo, las líneas de acero y la intervención eran requeridos.
2	Se instalan medidores permanentes, estos pozos solo cuenta con medidores de fondo y las datos son recolectados con un registrador de datos en un predeterminado periodo de tiempo. No hay control por zonas desde la superficie. Las líneas de acero y la intervención son necesarias en el caso de necesitarla.
3	Instalación de controles hidráulicos, estos pozos son controlados hidráulicamente desde la superficie, no hay sensores instalados en el fondo; y como resultado no hay transmisión de datos en la computadora para la interpretación.
4	Instalación de sensores. Los datos son interpretados por ingenieros en superficie, se tiene la capacidad de medir la presión, temperatura y flujo en tiempo real que vienen del fondo mediante sondeos o sistemas inalámbricos, esto se le conoce como “de bajo IQ de pozo inteligente”.
5	Se añaden dispositivos de fondo, controladores de flujo y software, estos equipos son usados para adquirir e interpretar datos automáticamente en tiempo real, no hay intervenciones y no existe ninguna interferencia entre el ser humano.

Tabla 2.2 Etapas de los sistemas de producción<sup>11</sup>.

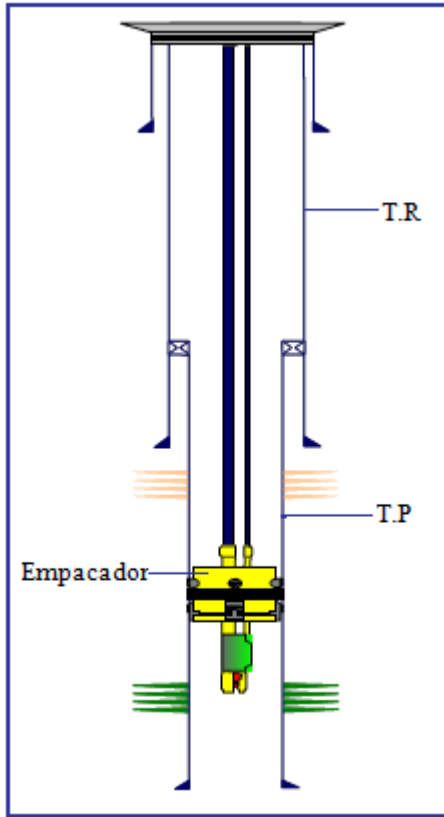


Figura 2.10 Sistema Convencional<sup>12</sup>.

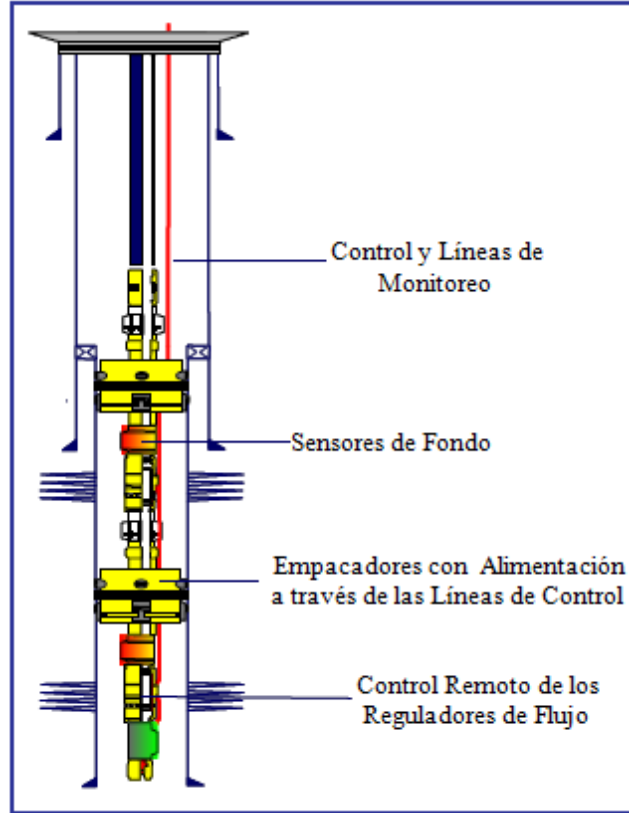


Figura 2.11 Sistema Inteligente<sup>12</sup>.

Las grandes compañías de Exploración & Producción en la última década han enfocado su atención al concepto de “terminación Inteligente”, creando y desarrollando nuevas tecnologías capaces de operar en situaciones complejas. Una de las evoluciones más notables es el caso del sistema de Bombeo Neumático, este sistema ha sido manejado durante mucho tiempo e instalado en diversos lugares del mundo modificando su diseño y adaptándolo a cada caso específico, todo esto se debe a su baja inversión en cuestiones de diseño, por su facilidad de manejar las instalaciones y además por producir grandes volúmenes de fluidos.

Las compañías han seleccionado el sistema BN para mejorar su diseño, instalación y control de equipos (superficial y subsuperficial) con el objetivo de ampliar las condiciones de operación, es decir disminuyendo los límites de operación. Para afirmar lo anterior las compañías han invertido miles de millones de dólares para mejorar este sistema creando nuevos dispositivos, accesorios y equipos que ayuden a enfrentar los retos que se presentan en el área de producción<sup>12</sup>.

La válvula Auto BN es un tipo de válvula específica que forma parte de las válvulas de control de flujo o intervalo. La principal característica de VCF es que son de posición múltiple y pueden ser controladas desde superficie a través de líneas hidráulicas. Usando las posiciones variables de estas válvulas la producción puede ser controlada, mejorando las condiciones de operación del pozo. La VCF puede controlar la producción donde haya presencia de:

- Alta presión del yacimiento variando entre los intervalos productores.
- Variación significativa de producción entre los intervalos productores.
- Variaciones de gas y/o aceite entre los intervalos productores.
- Presión de fractura, fallas y/o altos cambios de permeabilidad.

El desarrollo de la VCF provocó un impacto global en el área de producción, ya que en años anteriores los principales desarrollos habían sido en las áreas de perforación (perforación en aguas profundas) y yacimientos (simulación en 3D y 4D), es por esta razón que las terminaciones inteligentes, lograron poner al área de producción a la vanguardia junto con las otras áreas (*figura 2.12*).

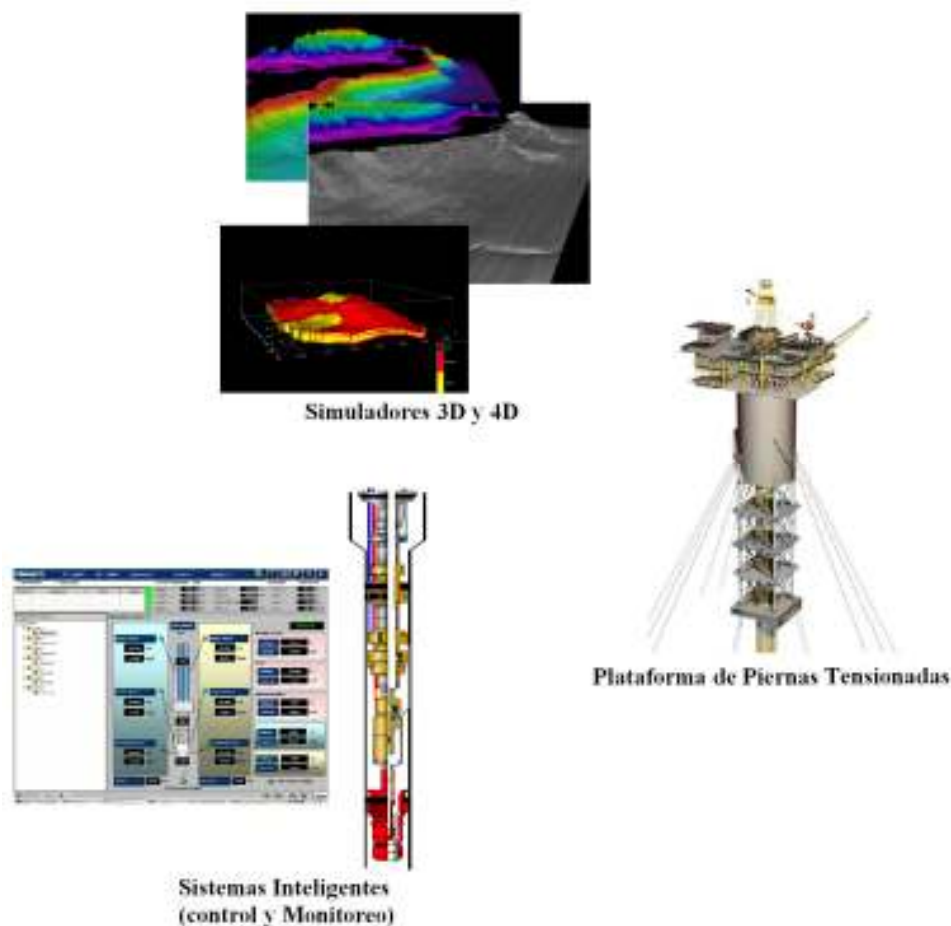


Figura 2.12 Principales avances en las áreas de la industria petrolera<sup>13</sup>.

## 2.6 Aplicaciones de las terminaciones inteligentes

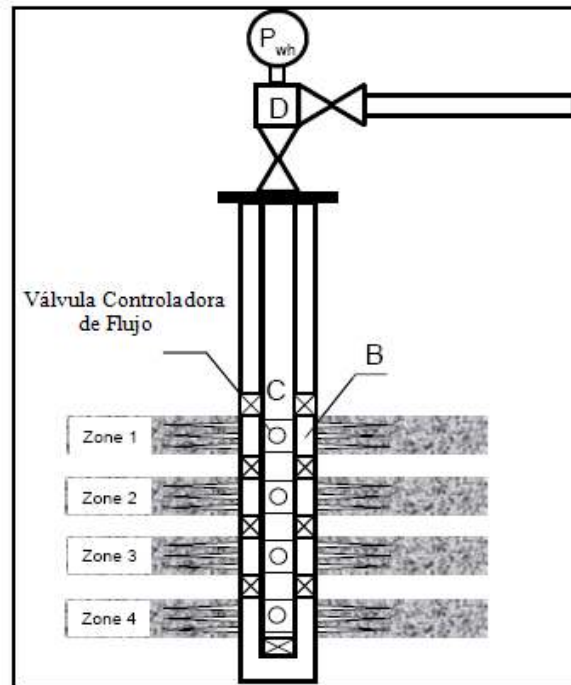
Un pozo inteligente es un pozo no convencional con instrumentos en el fondo del pozo (sensores, válvulas y dispositivos controladores de flujo) instalados en la tubería de producción. Estos pozos pueden presentar datos en tiempo real de producción e inyección mediante redes de conexión que proporcionan monitoreo en la tubería de producción, evaluación de datos y la activación de las VCF a control remoto.

Las T.I son instaladas para mejorar la inversión productiva de un campo. Esto se logra aumentando la producción de aceite, las cero intervenciones, la disminución de agua y gas, y el control del pozo. El rango de aplicación de las T.I es muy amplia, las principales aplicaciones son:

1. La producción de diferentes zonas.
2. Aislamiento de las zonas con invasión de agua o gas.
3. Producción para campos marginales.
4. Control de flujo de producción o inyección.
5. Otras aplicaciones sobre el control del pozo.

### 2.6.1 Producción en diferentes zonas

El uso de una VCF en un pozo inteligente permite producir diferentes zonas productoras creando una mezcla con diferentes características y presiones que las originales (*figura 2.13*).

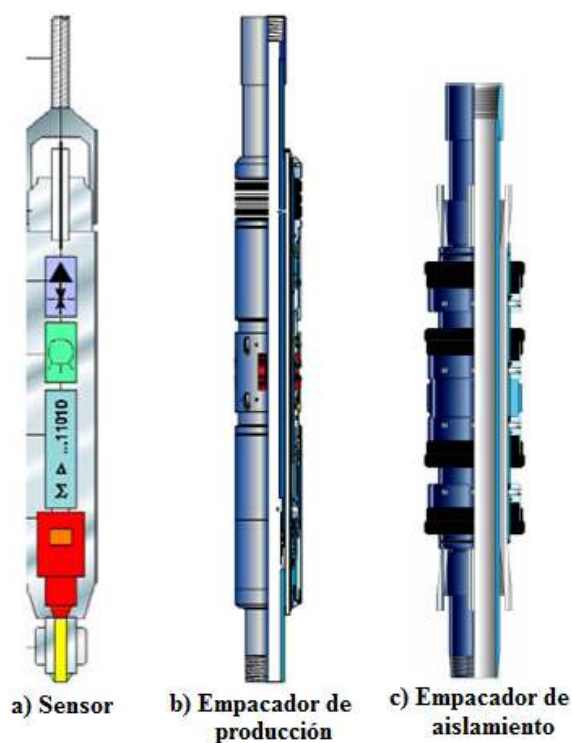


*Figura 2.13* Producción en diferentes zonas con una válvula reguladora de flujo<sup>14</sup>.

La tecnología de pozos inteligentes tiene el potencial de mejorar el manejo del pozo. Un sistema inteligente es una combinación de:

1. Sensores de fondo para medir parámetros como flujo, temperatura y presión.
2. Válvulas de fondo para cambiar las condiciones de flujo.
3. Interpretación de algoritmos de procesamiento para optimizar el yacimiento o el desempeño del pozo.

Estos tres puntos son indispensables para hacer posible la optimización de un pozo, entre otros, que en capítulos posteriores se darán a conocer. Un pozo inteligente permite al operador regular el flujo dentro del pozo de cada zona productora, debido a la VCF. Estas son localizadas dentro de la T.P e instaladas en cada zona de interés, junto con empacadores, sensores y medidores de flujo (*figura 2.14*). Cada VCF regula el flujo mediante la creación de una caída de presión entre el espacio anular y la T.P a través de un orificio variable, lo que permite al operador mezclar la producción de cada zona a un gasto específico.



*Figura 2.14* Sensor y empacadores de fondo<sup>15</sup>

Las VCF pueden ser afectadas por las siguientes razones:

1. Niveles de sulfato.
2. Presencia de parafinas y asfáltenos.
3. Arena y fluido de perforación.

Estos problemas en las VCF pueden producir taponamientos o cambios de flujo, lo que dificultara la explotación del hidrocarburo, ante esto se debe considerar una estrategia para evitar o disminuir estos problemas como inyección de químicos, dispositivos de pérdida de fluido y métodos de control de arena.

Las VCF se están convirtiendo en una tecnología muy prometedora para reducir al mínimo la producción de agua y optimizar la recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, también tienen el potencial para hacer frente a otras cuestiones, tales como el control de inorgánicos.

### 2.6.2 Aislamiento de las zonas con invasión de agua o gas

Por ejemplo el perfil de producción de agua a lo largo del pozo no puede ser uniforme en un yacimiento de capas heterogéneas o cuando una conificación de agua esté presente en el fondo del pozo. Algunas secciones del pozo pueden estar invadidas por agua mientras que otras estarán produciendo hidrocarburos, una VCF puede ser una opción para aislar las zonas con invasión de agua, lo que permitirá la reducción de agua en la producción. (Figura 2.15).

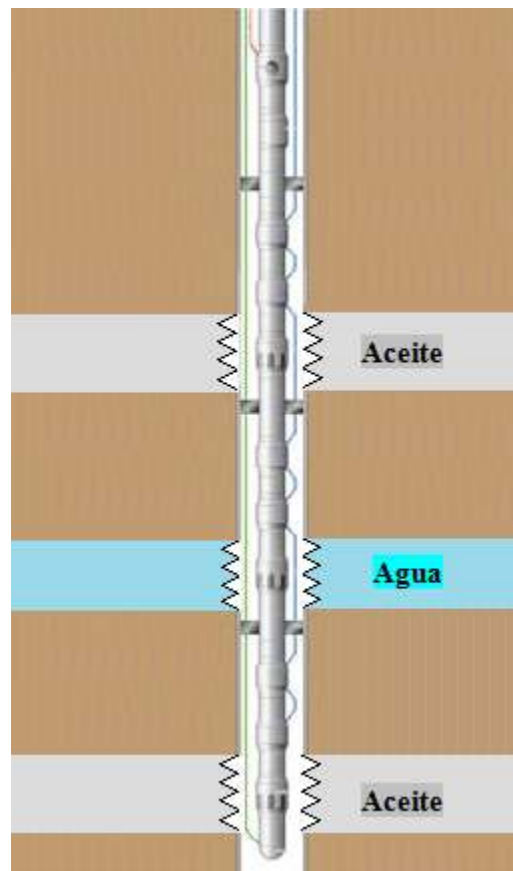


Figura 2.15 Una VCF aislando las zonas con invasión de agua<sup>16</sup>

Usando una VCF en cada intervalo productor, se podrán cerrar cuando el agua invada la zona productora o cuando el agua no pueda ser controlada en superficie. Esto reducirá la cantidad de agua procesada en superficie.

Con el fin de determinar el método más óptimo para el manejo de agua en un depósito de varias capas, se plantean dos escenarios posibles de producción:

1. Producción secuencial. Los intervalos productores son abiertos y cerrados cada determinado tiempo en un orden predeterminado, por lo general los que presentan mayor producción son abiertos primero, y los que presentan mayor cantidad de agua son abiertos menos tiempo para evitar problemas en superficie.
2. Producción simultánea. Los intervalos productores están abiertos todo el tiempo mientras que los de invasión de agua son cerrados permanentemente o hasta encontrar una solución al intervalo para seguir produciendo. Los intervalos cerrados dependen de la cantidad de agua que se este produciendo, entre menos sea éste el intervalo tendrá mayor tiempo de producción.

Con el control de agua y/o gas se maximizará la producción de hidrocarburos, minimizará los daños a las tuberías y al equipo superficial, reducirá los problemas por incrustaciones y requerirá menos equipo para el tratamiento de agua en superficie.

### **2.6.3 Producción para campos marginales**

Una gran parte de las reservas de hidrocarburos se encuentran en campos marginales<sup>17</sup>, esto se debe a los métodos usados para explotar un yacimiento, el cual no contaban con la tecnología suficiente para explotarlo adecuadamente.

Las acumulaciones de hidrocarburos en pozos marginales, por si solas no son económicas para desarrollar o producir, sin mencionar que estas cuencas de hidrocarburos en ocasiones son depósitos múltiples que se encuentran apilados uno encima del otro, es decir varios intervalos productores en un mismo pozo. Normas convencionales del gobierno y las prácticas exitosas de producción establecen que la producción de aceite o gas de los distintos yacimientos o estanques deben permanecer segregadas en el pozo. La propuesta de mantener la separación de aceite y/o gas en el pozo es:

- Para evitar la posibilidad de que las condiciones del pozo y/o yacimiento puedan afectar negativamente la recuperación de los yacimientos (por ejemplo, en algunos casos el flujo cruzado de los fluidos del yacimiento entre intervalos bajo una operación de terminación de mezclado puede poner en peligro la recuperación de otros intervalos involucrados).

- Para mantener la capacidad de recopilar datos sobre una base individual del yacimiento para evaluación de recursos y manejo del yacimiento.

Los métodos tradicionales de explotación de yacimientos múltiples a través de un solo pozo, son el desarrollo de cualquiera de las reservas secuencialmente de abajo hacia arriba o utilizando terminaciones multi-sartas para mantener la separación. Los inconvenientes del primer método son que pueden tomar una gran cantidad de tiempo para explotar todas las reservas, y a menudo se opone a la instalación de métodos de recuperación terciaria que tienen el potencial de mejorar la fracción de hidrocarburos que pueden ser recuperados. El inconveniente del segundo método es que la productividad de las zonas individuales y del pozo en total pueden ser restringidas, porque el tamaño de la tubería es limitada por las restricciones de la geometría de la T.R.

Grupos de pequeños yacimientos de hidrocarburos no rentables siguen sin desarrollarse. Sin embargo, cuando juntos son desarrollados pueden llegar a ser económicos. Esta situación es verdadera en muchas regiones alrededor del mundo, incluyendo el Golfo de México, el Mar del Norte, al Oeste de África, el Oriente medio y la región del pacífico de Asia.

Al ver esta circunstancia se desarrollaron métodos que pudieran recuperar estas reservas sin invertir muchos recursos y recuperar la mayoría de estas reservas, aunque esta idea era difícil de realizar en algún momento se pensó encontrar una alternativa. Los métodos desarrollados eran ineficientes para cumplir con los objetivos establecidos y los pocos métodos que existían eran costosos y muy poco rentables, por esta razón seguían pozos sin desarrollarse.

Con el desarrollo de las T.I una nueva alternativa para producir varios intervalos productores en un mismo pozo surgió aunque los costos eran todavía elevados, pero la recuperación de aceite había incrementado. Para determinar qué pozo puede ser capaz de producir varios intervalos a la vez se realizan pruebas de operación, estudios económicos y efecto de la mezcla de la producción dentro de la T.P. Además, ingenieros y técnicos realizan evaluaciones técnicas y análisis de las condiciones del pozo (presión, temperatura, profundidad, etc.) para instalar el sistema más adecuado.

### **2.6.3.1 Definición de mezclado para sistemas inteligentes**

Un sistema inteligente puede producir diferentes intervalos a la vez en un mismo pozo, esto se debe gracias a que maneja el concepto de “mezclado”, este se define como la producción simultánea de hidrocarburos de múltiples intervalos a través de un simple conductor de producción (*figura 2.16*).



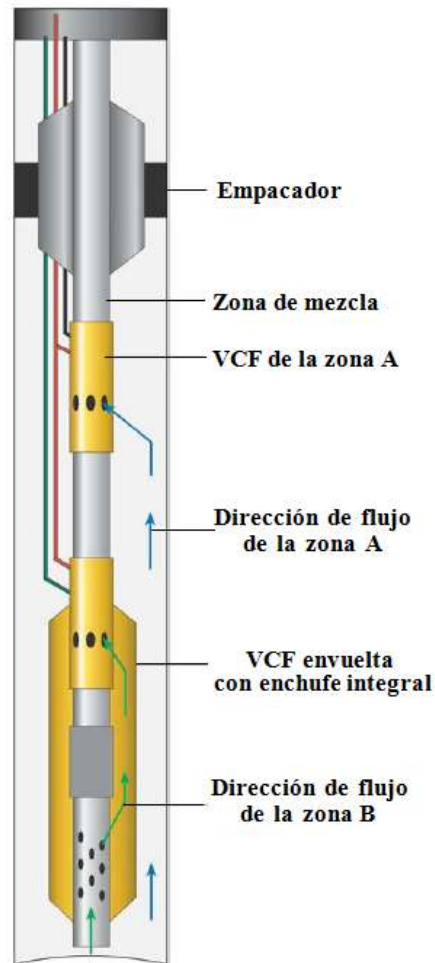


Figura 2.16 Producción en dos intervalos con un sistema inteligente<sup>3</sup>.

Hay múltiples beneficios económicos en la utilización del “mezclado” de reservas, una de ellas es el aumento en los gastos de producción para todos los tipos de aceite y gas, otros beneficios que presentan son:

- Habilidad para producir hidrocarburos de múltiples yacimientos, el cual no pueden ser económicos produciéndose de manera independiente.
- Pocos pozos, menos infraestructura, bajo capital destinado a intervenciones.
- Menos gastos de operación.
- Menor impacto ambiental, menos lugar de trabajo.
- Manejar la producción de cada intervalo o del mezclado.

Los problemas prácticos asociados con el efecto de mezclado pueden ser clasificados por las siguientes categorías:

- La asignación de la producción a los diferentes yacimientos.
- Manejo del pozo.

- Prevención de flujo cruzado entre los yacimientos.
- Compatibilidad de los fluidos del yacimiento.
- Gran cantidad de información en superficie debido al número de sensores utilizados.
- La integridad del pozo y aseguramiento de flujo.

Para hacer frente a las preocupaciones y problemas de las agencias gubernamentales y operadores de pozos con efecto de mezclado, las soluciones deben tomar en cuenta como mínimo los siguientes temas:

### **1. Control de flujo.**

Se refiere a la capacidad, como mínima, para abrir o cerrar una zona o un depósito en un pozo con efecto de mezclado, en un ilimitado número de veces sin intervención. Los sistemas inteligentes ofrecen la posibilidad de restringir el flujo o estrangular cada intervalo. La capacidad de cierre de las zonas es importante para prevenir el flujo cruzado entre los yacimientos y para prevenir la producción de agua y gas. La capacidad de estrangular zonas es importante para balancear la producción entre yacimientos, particularmente en los planes de recuperación terciaria.

### **2. Integridad del pozo.**

Este punto hace referencia a la importancia de la zona alrededor del pozo, el cual es afectado por la calidad del cemento, la T.R, los empacadores y las válvulas controladoras de flujo. El aseguramiento de flujo y la susceptibilidad de los sistemas inteligentes para un mal funcionamiento debido a las incrustaciones, ceras, arenas y sólidos también deben ser estudiados para evitar su formación.

### **3. Manejo del yacimiento.**

El manejo del yacimiento hace referencia al análisis del pozo (presión y temperatura), estimación de flujo y asignación de flujo, pruebas de pozo y operación física (estudio para controlar el flujo). Estos son elementos fundamentales para el manejo del pozo inteligente con el efecto de mezclado y yacimientos mezclados.

Por último la estimación de flujo y la asignación de flujo son conceptos diferentes, el primero hace referencia a la cantidad de masa o volumen de flujo o fluidos de cada zona, capa o yacimiento dentro del pozo inteligente, mientras que la asignación de flujo es la división de una masa total o volumen medido de fluidos que se desea obtener por cada intervalo, capa o yacimiento. Su control es importante para la optimización de la producción.

### 2.6.4 Control de flujo de inyección.

Una VCF puede ser usada para controlar la distribución de agua o inyección de gas dentro del pozo. La distribución y manejo de gas en un pozo complica la distribución del equipo superficial, ya que para poder comercializarlo se necesita de equipo adicional para poder tratarlo además, en ocasiones el gas contiene gases impuros que también necesitan ser tratados. El uso de una T.I es una alternativa para monitorear el gas, lo que mejorara la recuperación final de los yacimientos.

Cuando hay presencia de gas en el yacimiento, es posible utilizarlo como una fuente de energía que ayude a los fluidos producidos a llegar a la superficie. El gas producido es regulado por válvulas instaladas en la T.P, el cual son capaces de inyectar gas proveniente del casquete de gas a las instalaciones de la T.P (Auto BN). Este sistema genera grandes intereses y beneficios económicos, es por eso que cada vez en el mundo se opta por desarrollarlo en campos petroleros.

### 2.6.5 Otras aplicaciones sobre el manejo del pozo

La tecnología de pozo inteligente puede controlar la distribución de un inhibidor u otros productos químicos para evitar el problema de incrustaciones.

#### 2.6.5.1 Problema de incrustaciones en las tuberías.

Durante la perforación, terminación y producción, es posible encontrar una zona dañada ya sea por causas naturales o inducidas<sup>8</sup>. Estas zonas pueden ser las tuberías, empacadores, áreas cercanas al pozo, o en equipos superficiales (líneas de descarga). Existen dos tipos de causas por las que se pueden formar daño, natural o inducida, en la tabla 2.3 muestra sus principales características.

<b>Tipo</b>	<b>Principal causa</b>	<b>Ejemplos</b>
<b>Natural</b>	Cambios de temperatura y presión.	-Migración de finos -Aumento de arcilla -Deposito de orgánicos -Deposito de parafinas o asfáltenos
<b>Inducida</b>	Operaciones como: Perforación, terminación y/o reparación.	Afectan a la permeabilidad relativa como: - Fluido de perforación y terminación - Cemento

Tabla 2.3 Posibles causas de daño<sup>19</sup>.

Dentro de los problemas naturales hay uno que afecta a las instalaciones principalmente en la tubería, éste es el problema de “incrustaciones” el cual se define como un depósito de minerales que pueden acumularse en la T.P, roca, u otros materiales (figura 2.17). El depósito de incrustaciones es causada por una precipitación debido a una reacción química causando reacciones químicas, un cambio de presión y temperatura, o un cambio en la composición de una solución, gases disueltos o incompatibilidad entre el mezclado de agua. Este problema es muy común en el ámbito petrolero y puede ocurrir tanto en los pozos de producción como de inyección.

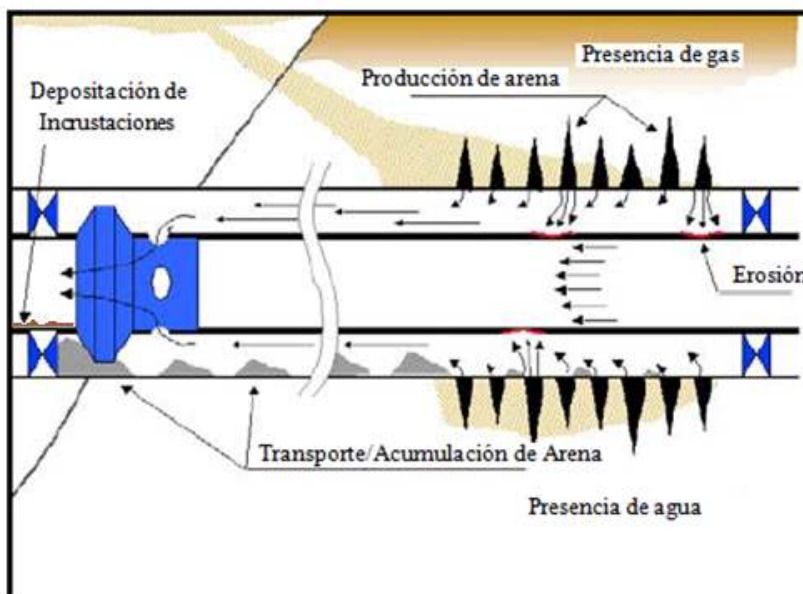


Figura 2.17 Problemas de incrustaciones en la T.P<sup>19</sup>.

El requerimiento de colocar inhibidores de manera efectiva en las zonas más susceptibles al daño por incrustaciones es una aplicación de las T.I. Mientras que la colocación adecuada puede ser lograda en pozos verticales que no están sujetos a flujo cruzado entre capas, pozos horizontales o desviados o pozos verticales donde el flujo cruzado se observa tentativamente a ser mucho mas problemático. El uso de VCF incrementa el riesgo de daño (debido a la mezcla de la salmuera potencialmente incompatible que fluye de un punto fijo). El uso de las válvulas también da la oportunidad de controlar el perfil de colocación de la inyección.

El uso de una VCF puede aumentar el riesgo de daños por incrustaciones en las tuberías por las siguientes razones:

- Incrustaciones de carbonatos: las válvulas representan estrangulamiento de flujo a través del cual habrá una caída de presión mayor que sucederá sobre una longitud equivalente de la tubería.

Como con las válvulas de seguridad superficial, el riesgo es que solo una pequeña cantidad de depósito de incrustaciones podría en primer lugar detenerlas del funcionamiento y subsecuentemente detener el flujo.

- Incrustaciones de sulfatos: las válvulas representan una localización fija donde las corrientes de salmuera incompatibles pueden mezclarse con un alto rendimiento en relación al volumen.

Para resolver estos problemas se debe considerar el valor de la protección de las válvulas mediante la entrega continua de inhibidor a través de una dedicada línea de inyección química por abajo del empacador o un mandril de inyección antes de que la producción entre a la válvula. Esto permitirá que la válvula no sea afectada por las incrustaciones.

La instalación de una VCF puede controlar el volumen del inhibidor, el cálculo del volumen del inhibidor en base al volumen de agua del pozo producida representa el volumen del inhibidor requerido para tratar toda el agua procedente de la sección completa del yacimiento. Sin embargo solamente la producción de agua de una sola zona puede ser determinada en lugar de tratar toda la producción de agua de todos los yacimientos o intervalos que hay en el pozo, el cual tendrá un impacto significativo en los volúmenes requeridos de inhibidor químico y por lo tanto sobre el costo del tratamiento. Debido a esto se podrá calcular el volumen del inhibidor requerido para tratar la producción de agua de la zona más perjudicada dejando a las otras fuera de esta operación. En la figura 2.18 muestra como mejorar el acceso a la información de fondo puede mejorar la capacidad de entregar el aseguramiento de flujo con la ayuda de los medidores de fondo y la VCF.

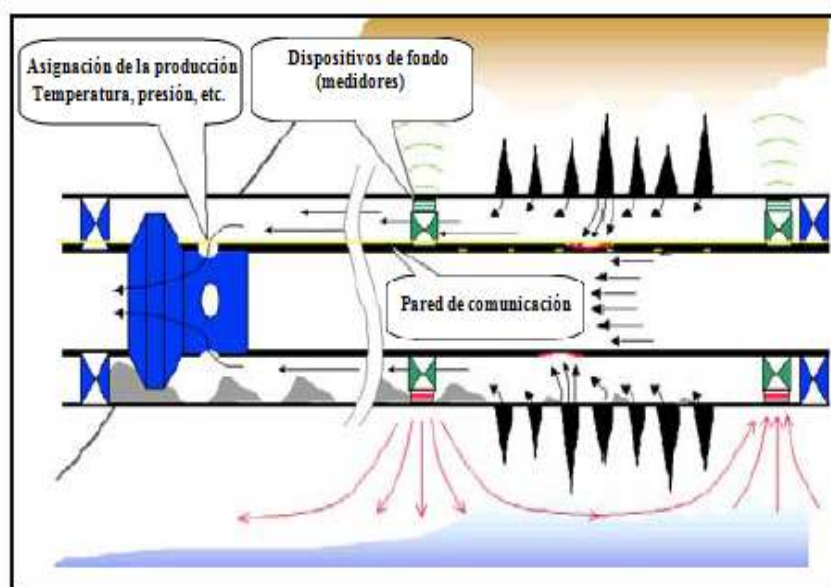


Figura 2.18 Aseguramiento de flujo usando VCF<sup>19</sup>.

Cada intervalo productor presenta diferentes condiciones de producción, lo que significa que el agua producida puede diferir en su composición, algunas zonas tendrán mayor cantidad de agua producida y mayores cantidades de sal disuelta, esto es por la heterogeneidad del yacimiento.

La tecnología de pozo inteligente también puede ser aplicada en las siguientes situaciones:

- Pruebas de producción de fondo.
- Perfiles de flujo mediante el uso percepción de temperatura distribuida.
- Transferencia de fluido para barrer o presurización de una manera controlada.
- Apilados intervalos con la producción mezclada.
- Producción optima secuencial.
- Ambientes complejos (alta presión alta temperatura, mezclado de intervalos).
- Pozos muy desviados, pozos horizontales y multilaterales.
- Fracturamiento de yacimientos particularmente cuando hay desbordes de agua en carbonatos fracturados parcialmente y otros casos que tienen incertidumbres geológicas.
- Para recuperación secundaria o terciaria particularmente donde hay yacimientos con escenarios geológicos simplificados ó a lo largo de pozos horizontales con cambios significativos en las propiedades de la roca a lo largo de sus trayectorias, es decir, cuando hay un fuerte contraste en la heterogeneidad del yacimiento.
- Instalación con una BEC el cual ayudará a mejorar el rendimiento de la bomba.
- Instalación en aguas profundas (en condiciones especiales).

## **2.7 Beneficios en las instalaciones con terminaciones inteligentes**

Desde hace varios años el equipo de perforación y producción han mejorado gracias a la tecnología inteligente, esto a permitido instalar sistemas de producción en lugares con ambientes más complicados y profundos, automatizando los pozos y mejorando la producción mundial de hidrocarburos. (*Figura 2.19*).

Originalmente la primera justificación para el uso de las T.I es por su habilidad de disminuir claramente los costos de intervención de pozos en operaciones marinas y para permitir al operador el cambio en las características de flujo sin necesidad de hacer una intervención al pozo.

Los sistemas de pozos inteligentes permiten al operador cambiar las características de flujo sin la necesidad de intervención, y potencialmente añadir varios millones de dólares al valor presente neto del pozo.

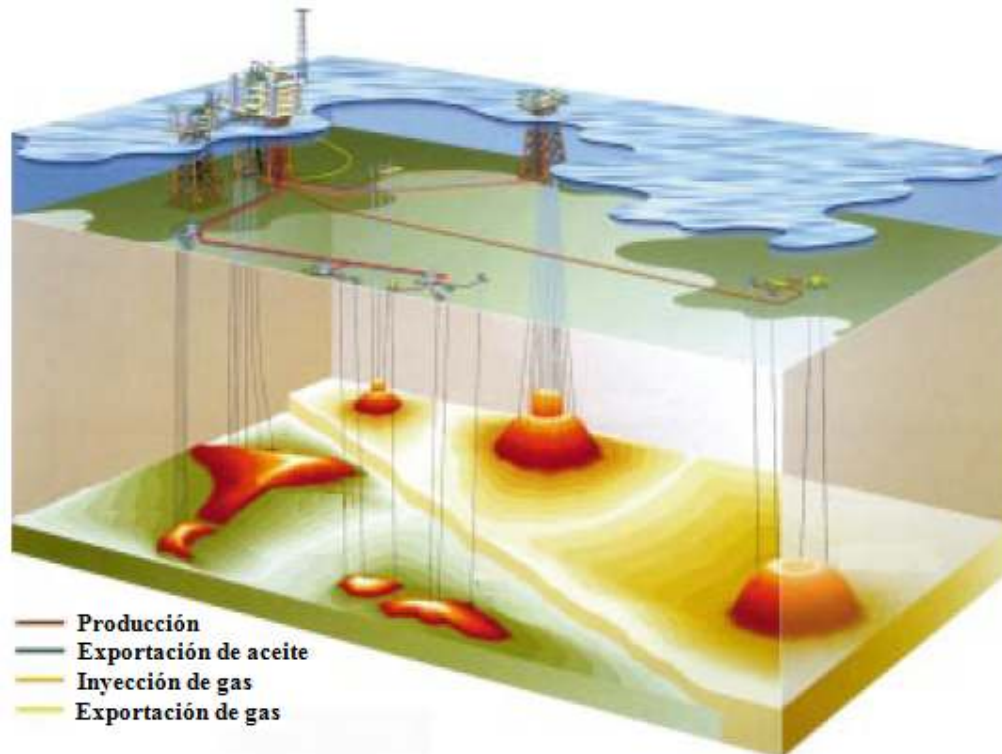


Figura 2.19 Equipo marino con sistemas inteligentes<sup>15</sup>.

Hoy en día los operadores están aplicando tecnología con terminaciones inteligentes por cinco razones:

1. Aumentar la producción.
2. Aumentar la recuperación final.
3. Reducir los costos operacionales.
4. Llevar información en tiempo real a superficie.
5. Permite un control independiente de cada intervalo productor.

Los puntos anteriores son los principales beneficios en instalar un sistema inteligente.

### **1. Aumentar la producción.**

La producción simultánea de dos o más intervalos incrementará la producción, además se pretende desarrollar nuevas estrategias que ayuden a incrementar los gastos de aceite en yacimientos maduros y en aguas profundas. Se pretende controlar la producción de los diferentes intervalos productores que se encuentre en un pozo a través de un solo pozo, manejando las producciones a gastos considerables sin la necesidad de sobreexplotar el pozo.

## 2. Aumentar la recuperación final.

La demanda energética ha incrementado rápidamente y el desarrollo de fuentes de energía no es suficiente, estos problemas condujeron a las compañías petroleras a maximizar la recuperación final en una manera económicamente viable. Muchos obstáculos se encuentran en intentar maximizar la recuperación final (cuestiones operativas y administrativas) mientras se opera bajo el límite económico.

Una T.I ayuda a incrementar la recuperación final de hidrocarburos, gracias a sus instalaciones de manejo, control y monitoreo, el cual son parte fundamental de este sistema.

## 3. Reducir los costos operacionales y de capital

Los factores económicos son importantes para evaluar un proyecto de un sistema de T.I ya que ellos están en la mayoría de los proyectos de desarrollo productivo. Sin embargo, es importante entender la diferencia entre un escenario de terminación base y las diversas opciones para mejorar el rendimiento de la producción. La figura 2.20 ilustra un caso base, que consiste de un pozo de producción de una sola zona usando tecnología de terminación convencional. También se muestra, alternativos escenarios que permiten al operador producir simultáneamente dos zonas. Este incluye las opciones de perforar y terminar un segundo pozo para acceder a la segunda zona de producción usando tecnología de terminación convencional o implementar tecnología de terminación avanzada (T.I) para producir con eficiencia las dos zonas del pozo original. Los costos y la diferencia del rendimiento de producción entre el caso base y las opciones, son la base del análisis económico incremental.

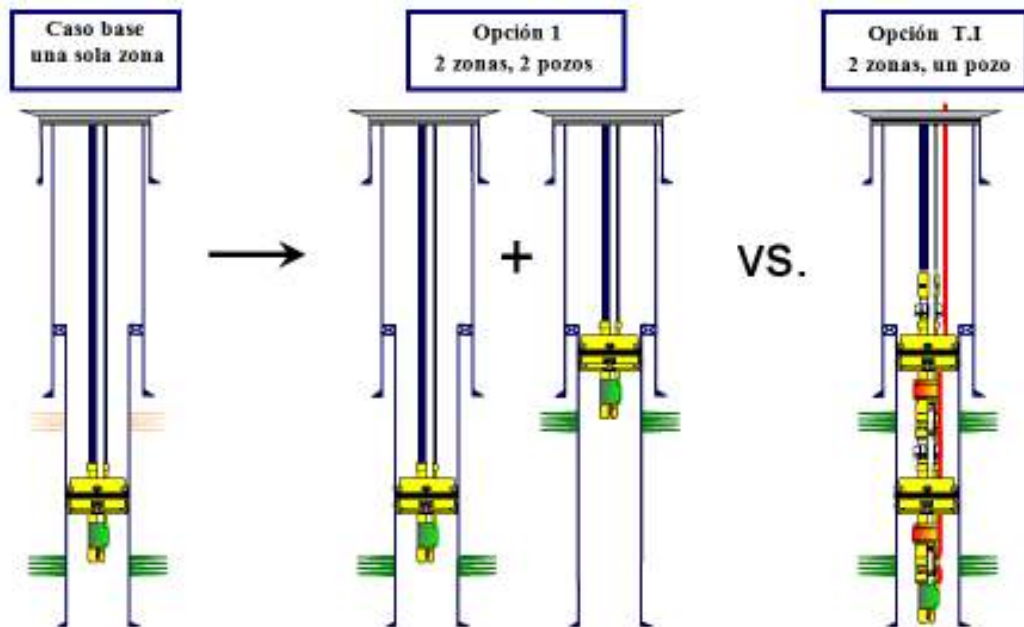


Figura 2.20 Comparación económica de alternativas terminaciones <sup>12</sup>



Los costos consisten de gastos de capital y gastos operacionales:

- Gastos de capital

Son los costos iniciales principalmente surgen al comienzo de un proyecto, estos gastos suelen ser grandes. Los gastos de capital consisten típicamente de costos de perforación, costos de terminación (cementación y perforación) costos de tuberías, y costos de cabezales, para aplicaciones de T.I. Los siguientes términos también deber ser considerados:

- Costos de válvulas binarias y/o válvulas ajustables de estrangulamiento;
- Costos de empacadores de producción especiales para las líneas de control de alimentación directa;
- Costos de líneas de control, abrazaderas, protectores, sub empalmes;
- Costos de un sistema de control superficial y modificaciones en el cabezal;
- Varios costos y costos de renta de equipo relacionados a las instalaciones de T.I.

- Gastos operativos

Estos se producen periódicamente y son necesarios para las operaciones día a día del campo. En el análisis económico, los costos operacionales usualmente se expresan en términos de gastos por periodo (mes o año) o gastos por volumen de fluido producido o inyectado. Los costos de operación entre otros puede incluir:

- Mantenimiento, servicios y mano de obra; se trata de mantenimiento diario, costos laborales, incluyendo la instalación de cualquier equipo de fondo ( bomba, sensores de fondo, etc)
- Costos de producción; estos costos pueden ser subdivididos en costos de explotación, relacionado a llevar el aceite, gas y agua a la superficie, costos de tratamiento por deshidratación y separación del aceite-gas-agua, costos de intervención para reparar una Bomba (en caso de tener una) y los costos de disminución de agua.

El uso de sistemas de T.I no solo reduce o elimina algunos costos operacionales y de capital, sino también permite al operador, acelerar la producción, incrementar la recuperación final y reducir los costos de manejo de agua y/o gas, el cual resulta en beneficios significativos del valor presente neto (VPN) de un proyecto. Por lo tanto, los sistemas de T.I se están convirtiendo en una opción económicamente viable para operaciones en tierra de modestos costos, así como para ambientes marinos de altos costos para el cual fueron inicialmente aplicables.

#### 4. Llevar información en tiempo real a superficie

Los dispositivos instalados en el equipo subsuperficial tienen la capacidad de monitorear la presión, temperatura y el flujo, además de poder controlar éste último. Un sistema inteligente tiene dos formas de monitorear en tiempo real:

- Supervisión en tiempo real: es la habilidad de adquirir datos en el fondo del pozo y/o yacimiento. La información es llevada desde el equipo de fondo a una computadora en superficie, en ella se describe el comportamiento del flujo que hay en el fondo, por lo cual los ingenieros analizan la información buscando cualquier desperfecto que pueda ocasionar graves problemas a futuro.
- Control en tiempo real: la capacidad de controlar remotamente el flujo. Debido a la información obtenida, el flujo podrá ser controlado simplemente cerrando o estrangulando las válvulas para no tener algún problema en la producción, además todas las operaciones se podrán observar en tiempo real.

El sistema encargado de medir en tiempo real las operaciones de fondo y llevarlas a superficie son software especializados que a su vez se conectan a un sistema central, este sistema central es el “sistema de supervisión, control y adquisición de datos, por sus siglas en inglés (SCADA)” *figura 2.21*.



*Figura 2.21* Sistema de supervisión y adquisición de datos<sup>21</sup>.

### **5. Permite un control independiente de cada intervalo productor.**

Las T.I poseen la capacidad de controlar la producción de los diferentes intervalos de un pozo, ésta es una ventaja de los SI. Estos sistemas pueden manejar hasta cinco intervalos productores a la vez sin ningún problema<sup>19</sup>. En cada intervalo productor se presentaran problemas de conificación y/o casquete de gas en diferentes momento, estos intervalos son manejados de manera independiente lo que permite cerrar uno y dejar abiertos otros, con esto se podrá cerrar los intervalos con problemas de agua y/o gas, y dejar abiertos los intervalos productores donde todavía no hay presencia de agua o gas o donde todavía tiene valores aceptables.

Los siguientes beneficios también pueden ser logrados con las T.I:

- Aumentar el conocimiento de las características del yacimiento para facilitar las operaciones de desarrollo del campo.
- Gastos de infraestructura superficial bajos.
- Producir dos o más intervalos productores en un mismo pozo.
- Manejo de agua y /o gas.
- Mediciones de flujo de tres fases.
- Control de la inyección en dos o más zonas, cambiando la asignación de inyección mientras se cambian las condiciones del yacimiento.
- Remotamente detectar cambios críticos en las condiciones de fondo.
- Remotamente accionar varios dispositivos para lograr una nueva configuración optima.
- Una mejor distribución de flujo.
- Incrementa el VPN de un proyecto cuando se usa la producción simultánea.
- Reducción de riesgos e incertidumbres con respecto al desarrollo del pozo.
- La identificación instantánea de los problemas del pozo.
- Buen apoyo para decisiones críticas tomadas en situaciones críticas.
- Controlado a distancia en climas hostiles.
- Adquisición de datos relevantes de un pozo a ser abandonado.
- Romper las barreras entre las disciplinas.
- Un mejor control de un inhibidor o cualquier otro químico que requiera el pozo.
- Aumenta beneficios económicos y de producción con la instalación de un BEC.

En algunos países para no crear problemas en la definición de terminación inteligente, ésta la han definido como una terminación convencional más la instalación de nuevas tecnologías de fondo y de control remoto. (*Figura 2.22*)

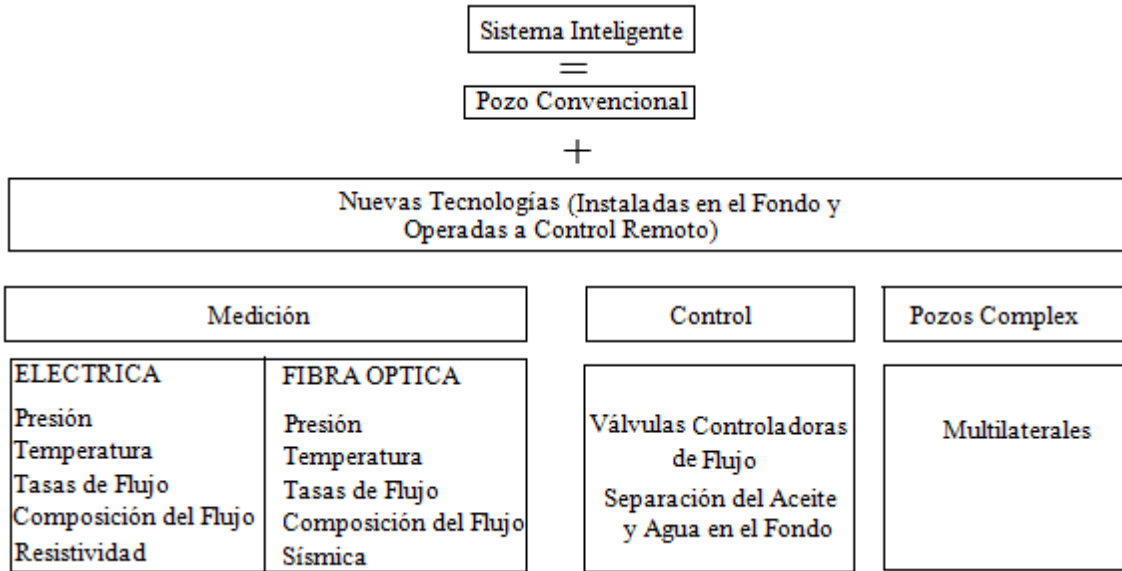


Figura 2.22 Definición de un sistema inteligente<sup>22</sup>.

En la instalación de un sistema inteligente en aguas profunda, se instalaría un sistema de acuerdo a las condiciones del pozo, en este caso no se podría tomar como base un sistema convencional ya que tendría demasiados problemas operacionales y no se cumplirían los objetivos del proyecto. A lo que se refiere la definición es que un sistema inteligente es un sistema convencional más el desarrollo de nuevos sistemas de fondo.

## 2.8 La planeación en una terminación inteligente

El uso de tecnología con terminaciones inteligentes requiere de una pre-planeación para su desarrollo<sup>22</sup>. Las operaciones con T.I requieren cuidados en los equipos marinos como; colgador de tubería, los ductos de producción, las instalaciones superficiales y el diseño de la terminación, por lo difícil de su diseño y por el material del que están hechos.

Las T.I requieren de muchos componentes para su instalación tomando en cuenta el equipo hasta la organización del personal de trabajo. Es por esta razón que la planeación de un proyecto para un sistema inteligente se hace aproximadamente entre dos a tres años para su instalación<sup>1</sup>. Este dato puede variar dependiendo de la relación y organización entre las disciplinas que estén trabajando en la instalación.

Para realizar operaciones en áreas marinas se requiere de la colaboración de personal altamente capacitado, multidisciplinario y estrechamente integrado a las compañías operadoras.

En la planeación se analiza toda la información disponible del pozo (caracterización, simulación, geología, propiedades de los fluidos, etc.) con el objetivo de prevenir algún conflicto en la instalación. En esta parte se examinan parámetros técnicos, condiciones de pozo (temperatura, presión, profundidad) y propiedades de los fluidos para crear la mejor estrategia de diseño. El diseño y la instalación de un sistema artificial marino incluyen diversas etapas. Dichas etapas deben ser aprobadas por los encargados de los grupos que participan en la planeación, si hay algún problema no se podrá pasar de una etapa a otra hasta que se solucione éste.

El octograma (figura 2.23) muestra la metodología seguida para el desarrollo de un sistema inteligente, en éste se muestra las principales etapas para desarrollar con éxito una instalación.

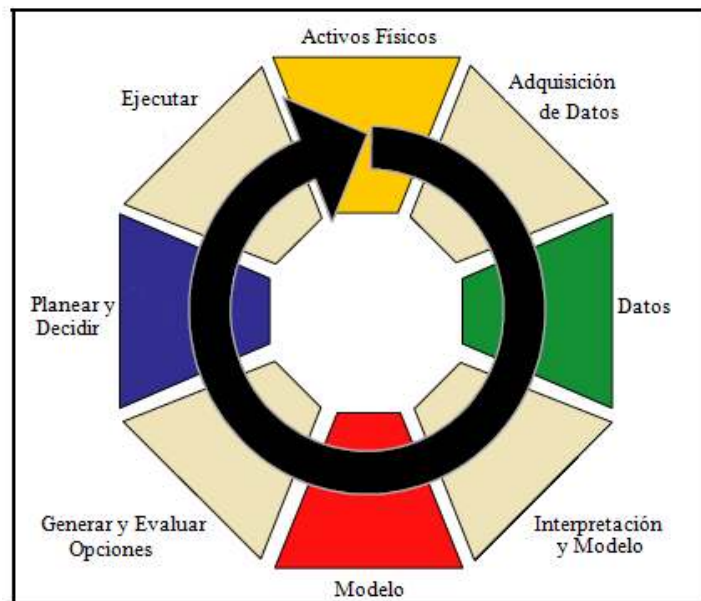


Figura 2.23 Metodología para el desarrollo de un sistema inteligente

Algunos especialistas consideran que los pozos inteligentes (aquellos pozos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna), son probablemente los más importantes en la industria. Esto se comprueba a través de sus múltiples beneficios, aplicaciones y por el incremento del VPN que posee.

### Referencias

1. Jackson V.B, "First Intelligent Completion System Installed in the Gulf of Mexico" Artículo OTC 11928, 2000.
2. Halliburton, <http://www.wisonfs.com/tlp.html>
3. Stephen D., Michael H, Ian Raw "Intelligent completion, a hands-off management style", 2007.
4. [http://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_crd\\_crpdn\\_adc\\_mbbbl\\_m.htm](http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbbl_m.htm)
5. Oswaldo M.M "Installation of the world's first all-electric intelligent completion system in a deepwater well" Artículo de la SPE 90472, 2004.
6. Petrobras,  
<http://www2.petrobras.com.br/ri/ing/DestaquesOperacionais/ExploracaoProduca>
7. Antonio R.F & Juan C. R. "Terminaciones inteligentes para Bombeo Neumático en el campo Cantarell", Vol. XLVII, No 1, Enero 2008
8. Pemex exploración y producción, reporte anual 2010
9. Vasper A. "Auto, natural, o in-situ gas-lift systems explained" Artículo de la SPE 104202, 2006.
10. <http://www.halliburton.com/ps/wellcompletion/intelligentcompletion>
11. M. Nadri Pari, A.H Kabir, S. MAhdia Motahhari "Smart well-benefits, typer of sensors, challenges, economic consideration, and application in fractured reservoir" Artículo de la SPE 126093, 2009.
12. S.A. Sakowski, A. Anderson, K. Furui "Impact of Intelligent Well Systems on Total Economics of Field Development" Artículo de la 94672, 2005.
13. Stephen J. R., Steven G., Graham W., Roy Shilling "Using Risk-based Simulation Models to Assist in Planning Deepwater Exploration and Production Programs West of Shetland and in the Gulf of Mexico" Artículo OTC 12952, 2001
14. Michael K. Arashi A. "Design of Intelligent Well Downhole Valves for Adjustable Flow Control" Artículo de la SPE 90664 2004.
15. Schlumberger, <http://www.slb.com/services&products/>
16. O. Skilbrei, R. Chia, K Schrader, "Case History Of A 5 Zone Multi-Drop Hydraulic Control Intelligent Offshore Completion in brunei" articulo OTC 1519, 2003.
17. Michael K., Arashi A, Leigh. A R "Intelligent well completion: status and opportunities for developing marginal reserves" Artículo de la SPE 85676, 2003.
18. W.S. Going, A.B Anderson "Intelligent Well Technology—the Evolution to Closed-Loop Control" Artículo OTC 11796, 2006.
19. Kavle V., S Elmsallati, Mackay E., Davies D. "Impact of Intelligent Wells on Oilfield Scale Management" Artículo de la SPE 100112, 2006.
20. Schlumberger, [www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield),
21. Schlumberger, "Sistemas Phoenix de monitoreo de fondo de los equipos de levantamiento artificial" [www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield)
22. P.M Bogaert, W. Yang, H.C: Meijers, J.C.M. Van Dongen "Improving Oil Production Using Smart Fields Technology in the SF30 Satellite Oil development offshore Malaysia" Artículo OTC 16162, 2004.