

# Capitulo 5

---

*Aplicaciones de las  
Terminaciones  
Inteligentes con Sistemas  
Artificiales*

---

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos de las diferentes aplicaciones que tienen las terminaciones inteligentes con o SAP. Se muestran los detalles de tres aplicaciones en diferentes campos del mundo. El primero está localizado en el campo Abqaiq en Arabia Saudita, el segundo es el campo Eden-Yuturi en Ecuador y el tercero en Nakika en el Golfo de México.

## **5.1 Instalación de una terminación inteligente con un Auto BN**

Este ejemplo presenta la aplicación de tecnología de T.I para utilizar “energía libre” de un casquete de gas para hacer producir pozos con alto corte de agua y baja productividad en yacimientos subyacentes.

### **5.1.1 Antecedentes del campo Abqaiq**

El campo Abqaiq fue el primer campo súper gigante desarrollado en Arabia Saudita. Es localizado en el extremo noreste del campo Ghawar en la provincia oriental de Arabia Saudita. El campo fue descubierto en 1940, pero el desarrollo a gran escala no comenzó hasta 1946. El campo consta de un domo al sur del relieve alto y un domo al norte del relieve bajo. El campo Abqaiq produce a partir de dos yacimientos principales, los yacimientos del jurásico Arab-D y Hanifa, separados por el espesor 135 [m] del no yacimiento de la formación Jubaila. El yacimiento Arab-D (superior) es prolífico a lo largo de todo el campo con una permeabilidad media de 400 [mD]. El yacimiento de aceite Hanifa (inferior) solo está presente en la región sur del domo. La permeabilidad de la matriz de este yacimiento inferior es baja (1-2 mD) con la productividad del pozo controlado por fracturamiento cerca del pozo. El aceite en los yacimientos Arab-D y Hanifa del campo Abqaiq es extra ligero con un promedio de 37° API y RGA de 860 SCF/STB.

La primera producción comercial empezó en 1946 a través de Arab-D. El campo fue inicialmente producido en un modo de agotamiento primario. En el periodo de 1954-78, un programa de apoyo de presión de gas se llevó a cabo en el yacimiento primario Arab-D en la cima del domo sur del relieve alto. La inyección de agua empezó en 1956. Después de casi 60 años de producción, el corte de agua era aun muy bajo. La producción del yacimiento Hanifa empezó en 1954. El desarrollo del yacimiento y la producción aumentó ligeramente en 1975 con la implementación de inyección de agua por gravedad. La producción de Hanifa fue limitada y el desarrollo completo fue lento debido a la complejidad del comportamiento de este yacimiento fracturado. La comunicación vertical entre los dos yacimientos se desprende de los datos de producción y se creía que era causado por fallas y fracturas amplias que cortan a través de Jubaila. La figura 5.1 muestra el casquete de gas en la parte superior del yacimiento Arab-D del campo Abqaiq.

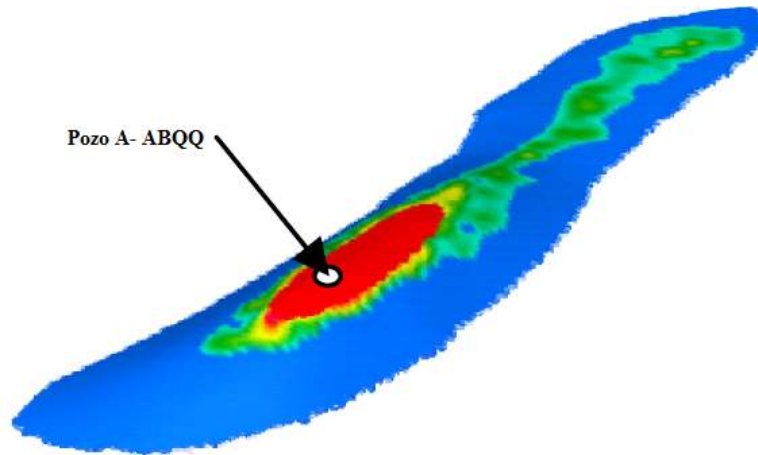


Figura 5.1 Mapa del campo Abqaiq y el casquete de gas<sup>1</sup>

### 5.1.2 Problemas de producción del campo Abqaiq

El yacimiento de aceite Hanifa es separado de la superposición del yacimiento gigante Arab-D por más de 135 m de la formación Jubaila. Estos dos yacimientos están en comunicación con la presión del fluido a través de una red de fracturas mediante carbonatos impermeables Jubaila. Esta comunicación del yacimiento junto con la heterogeneidad del yacimiento Hanifa, en la forma de micro poros y fracturas asociadas, proporciona un desafío para la ingeniería de yacimiento para formular un plan de desarrollo, involucrando productores horizontales, para mitigar la comunicación del yacimiento de manera eficiente y efectivamente extraer las reservas en la yacimiento Hanifa. La baja permeabilidad (1-2 mD) de la roca Hanifa afecta negativamente el índice de productividad de los pozos y el índice de inyección, lo que causa que los productores e inyectores de Hanifa no estén en contacto con fracturas grandes teniendo gastos muy bajos. En el caso de los productores, los pozos tienden a fluir debajo de la presión del punto de burbuja. Por otra parte, estos tipos de pozos usualmente mueren a menos del 40% de corte de agua.

### 5.1.3 Alternativas para mejorar la producción

Para superar los desafíos de este yacimiento complejo, Saudi Aramco ha llevado a cabo numerosos proyectos, estudios y pruebas de campo para nuevas tecnologías y lograr el objetivo final de mejorar la recuperación de aceite. Un sistema de terminación de auto BN fue seleccionado en ABQQ-A como una alternativa para métodos de levantamiento artificial, como un BEC. Se pretendía utilizar la energía del casquete de gas del Arab-D para elevar el aceite y eliminar la necesidad de infraestructura en la superficie.

El concepto de levantamiento por gas de Hanifa con el gas del casquete de gas Arab-D fue la primordial meta. Después de evaluar muchas opciones, ABQQ-A fue seleccionado ya que se encontraba en medio del domo sur el cual tenía casquete de gas en la parte superior del yacimiento Arab-D.

#### 5.1.4 Diseño de la T.I y del Auto BN

En el diseño del auto BN, el gas del casquete de gas de Arab-D fue producido dentro de la T.P para elevar el aceite del pozo intermitente Hanifa. El gas fue controlado a través de un accionamiento hidráulico, remotamente operado por dispositivos de control de flujo de fondo. La válvula fue instalada entre los dos empacadores para aislar las zonas individuales a lo largo de la trayectoria del pozo. La válvula controladora de intervalo permitía estrangular o cerrar diferentes zonas en función al rendimiento, así como a la RGA, corte de agua, etc. Las líneas de control se utilizaron para accionar hidráulicamente la VCF desde superficie. La figura 5.2 muestra la terminación del pozo y los diferentes componentes de fondo de la terminación de un Auto BN.

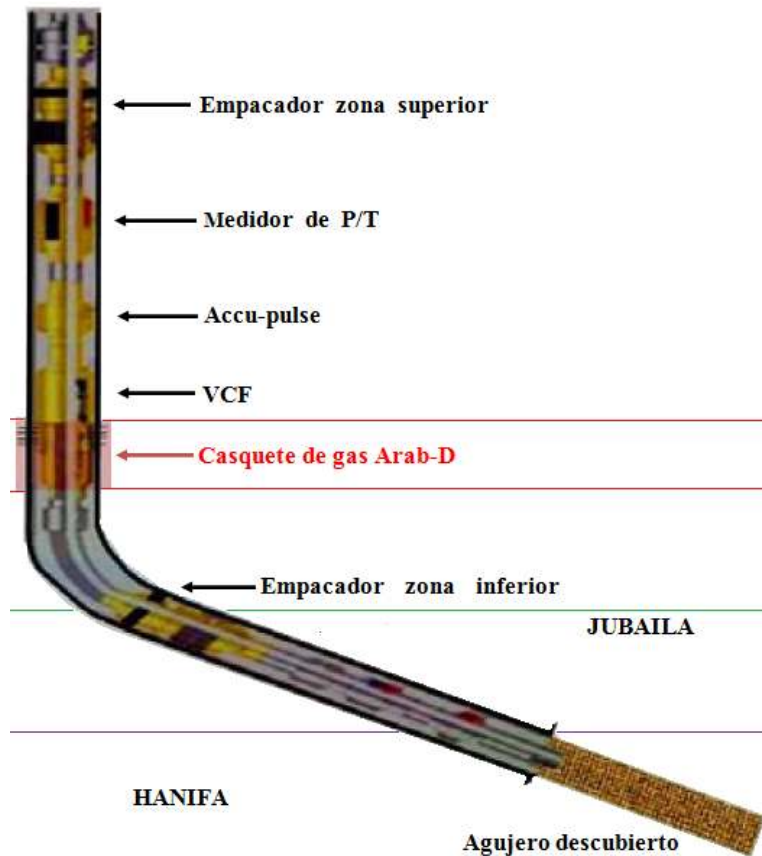


Figura 5.2 Esquema completo del pozo A de Abqiaq<sup>1</sup>

Una sección de 12 m de casquete de gas fue perforado en el Arab-D durante el mantenimiento para instalar un pozo inteligente tipo Auto BN. Los dos empacadores dobles del casquete de gas y la VCF se sitúan en el casquete de gas para controlar el flujo de gas que fluye en la T.P 4 ½ [pg].

Un sistema de monitoreo permanente fue instalado, el cual consistió de un medidor de flujo Venturi y medidores de P/T instalados como parte de la terminación. Aunque estas eran funciones en el momento de la instalación de la terminación, no estaban trabajando en el momento que empezó a funcionar el pozo. Diagnósticos realizados por el proveedor encontraron la línea de control dañada debajo del cabezal. Esto no afectó el funcionamiento de las válvulas de fondo y era completamente funcional.

El equipo utilizado para realizar la operación de inyección de gas en la T.P fue:

**a) Válvula controladora de intervalo**

La VCF fue usada para controlar la inyección de gas del casquete de gas Arab-D para elevar la producción del yacimiento inferior Hanifa. Esta VCF tenía 11 posiciones, incluyendo completamente abierta y completamente cerrada.

La VCF es operada hidráulicamente desde la superficie a través de líneas de control ¼". Una mínima diferencia de presión en la línea de control de 250 psi se necesita para desbloquear el sello metal-metal en el estrangulador. Esta característica impide la apertura involuntaria del estrangulador por la fricción del fluido. Una vez desbloqueado, el estrangulador puede ser total o parcialmente abierto a cualquier posición mediante la aplicación de presión en la línea abierta. El estrangulador puede ser devuelto a la posición cerrada mediante la aplicación de presión a la línea cerrada. La VCF se muestra en la figura 5.3

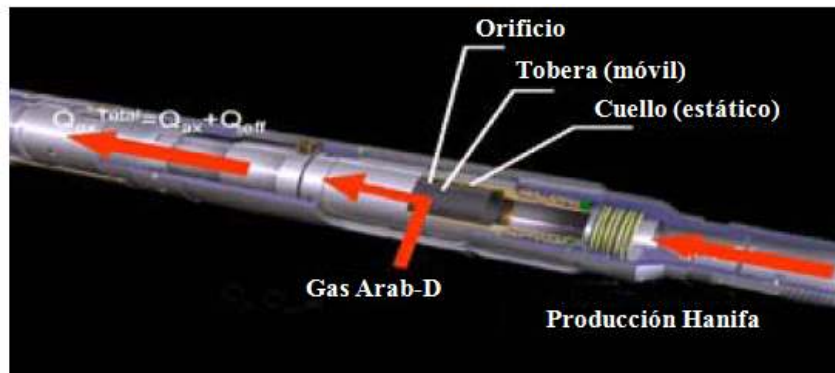


Figura 5.3 Válvula controladora de flujo<sup>1</sup>

**b) Accu-Pulse™**

En esta aplicación se utilizó un sistema de control Accu-Pulse™ el cual fue colocado en el lado abierto para que la válvula pudiera hacer ciclos en posiciones adicionales hacia la apertura máxima. Esta configuración permite que el estrangulador sea directamente cerrado de cualquier posición abierta sin tener que abrir cualquier otra. Haciendo coincidir Accu-Pulse con un diseño específico de ajuste de flujo VCF, el sistema puede ser optimizado para los requerimientos de inyección de gas. La válvula fue diseñada con esto en mente y proporcionar un elemento de ajuste de flujo personalizado que permita el Accu-Pulse y la válvula sean ajustadas a los requerimientos de inyección de gas.

**c) El equipo de T.I que completaba la terminación fue:**

- Una unidad hidráulica superficial básica fue utilizada para accionar las VCF de fondo.
- Dos conjuntos de empacadores retirables hidráulicos HF-1, fueron usados para aislar el intervalo perforado del casquete de gas Arab-D del yacimiento Hanifa. El empacador es diseñado para aplicaciones de pozos inteligentes y tiene la facilidad para desviar líneas de control hidráulico y eléctrico sin requerimientos de empalmes (figura 5.4a).
- Dos líneas hidráulicas conectadas a los lados abierto y cerrado de la válvula de control fueron utilizados para manipular y controlar la VCF (figura 5.4b).
- Un colgador de tubería especial modificado fue usado. Este colgador de tubería fue equipado con puertos de alimentación directa para las líneas de control en el sistema de terminación inteligente y para la válvula de seguridad subsuperficial (figura 5.4c).



a) líneas de control a través del empacador HF-1



b) líneas de control hidráulicas encapsuladas



c) modificaciones en el colgador de la T.P

*Figura 5.4* Equipo de terminación inteligente para el pozo A de Abqiaq<sup>1</sup>

### 5.1.4.1 Diseño del estrangulador para ajuste de gas.

El diseño de un estrangulador para ajustar el gas es un análisis para establecer el diseño de control de flujo más óptimo. La evaluación y proceso de diseño se basa en el análisis nodal para determinar la seguridad y sustentabilidad de la aplicación del auto-BN, determinando la geometría de la terminación óptima (tamaño del conducto de producción), y para especificar el perfil Cv del estrangulador VCF para proporcionar la capacidad de control óptimo de gas sobre el rango de incertidumbres en el yacimiento y cambios en las operaciones futuras.

El proceso de evaluación y análisis es el siguiente:

- 1) Las curvas de rendimiento de elevación de gas (gastos netos y presión de flujo en el fondo vs gastos de inyección) para la zona de aceite con una presión fija de flujo en la cabeza de la tubería son generadas utilizando simuladores de pozos o software de análisis nodal. Las curvas se generan para rangos previstos de índices de productividad de la zona de aceite, presiones en el yacimiento y cortes de agua (figura 5.5).

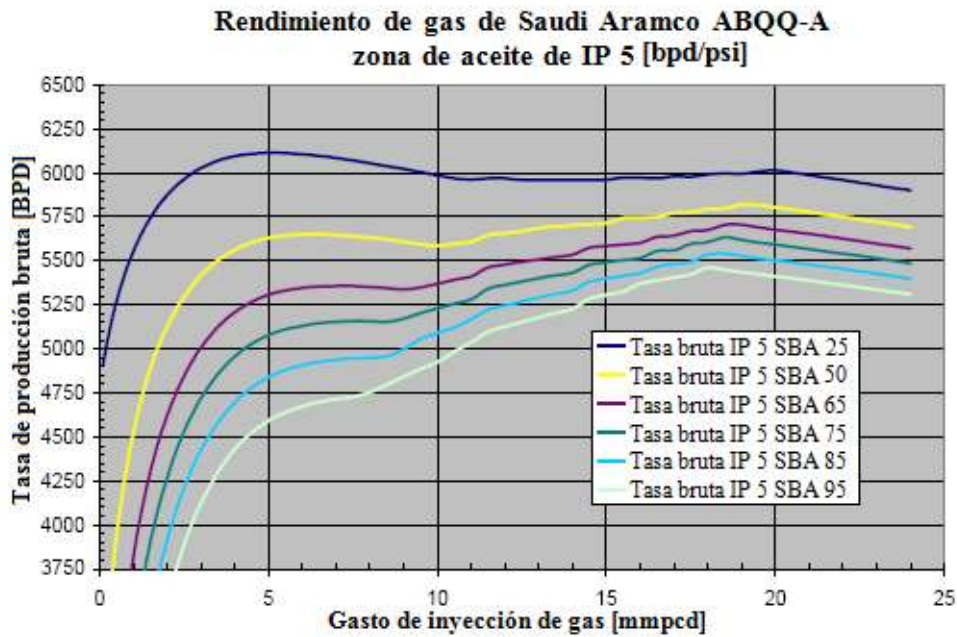


Figura 5.5 Curvas de rendimiento del gas<sup>1</sup>

A partir de estas curvas los gastos de elevación de gas resultante de la productividad máxima (mínima presión de flujo en el fondo) y el gasto de elevación de gas resultante de una presión de fondo fluyendo equivalente a la mínima presión de flujo deseada son identificados (figura 5.6).

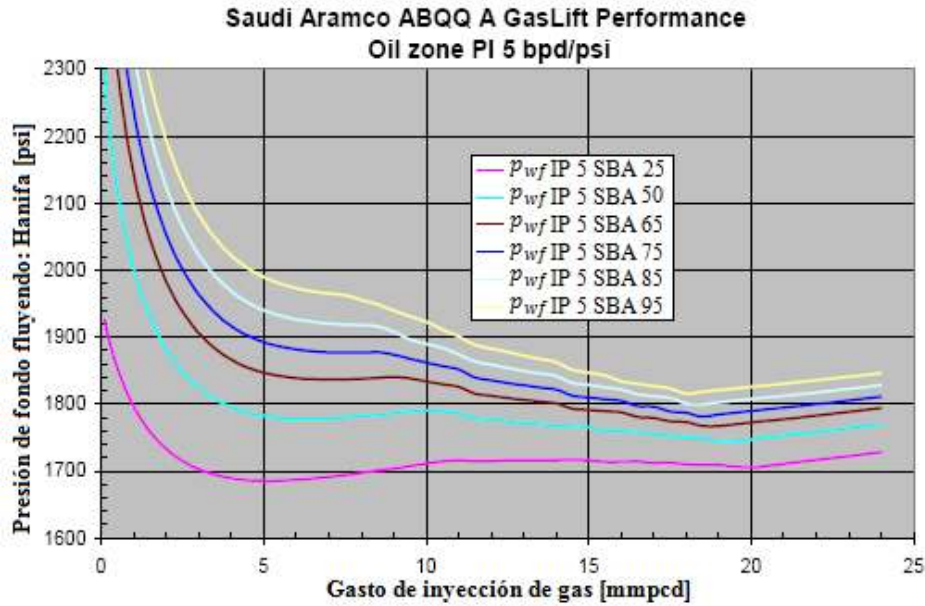


Figura 5.6 Análisis de presiones de fondo fluyendo<sup>1</sup>

- 2) Utilizando las curvas de rendimiento de elevación de gas, la presión en la tubería de producción que fluye en el punto de inyección de gas es calculada basándose sobre el rendimiento de salida de la tubería como una función del gasto de inyección de gas. Esta presión comprende la presión “aguas abajo” de la VCF Auto BN.
- 3) Las curvas de rendimiento de flujo para la zona de gas se generan, resultante de la presión de flujo de la zona de gas como una función del gasto de flujo. Estas presiones comprender la presión “aguas arriba” de la VCF Auto BN (figura 5.7).

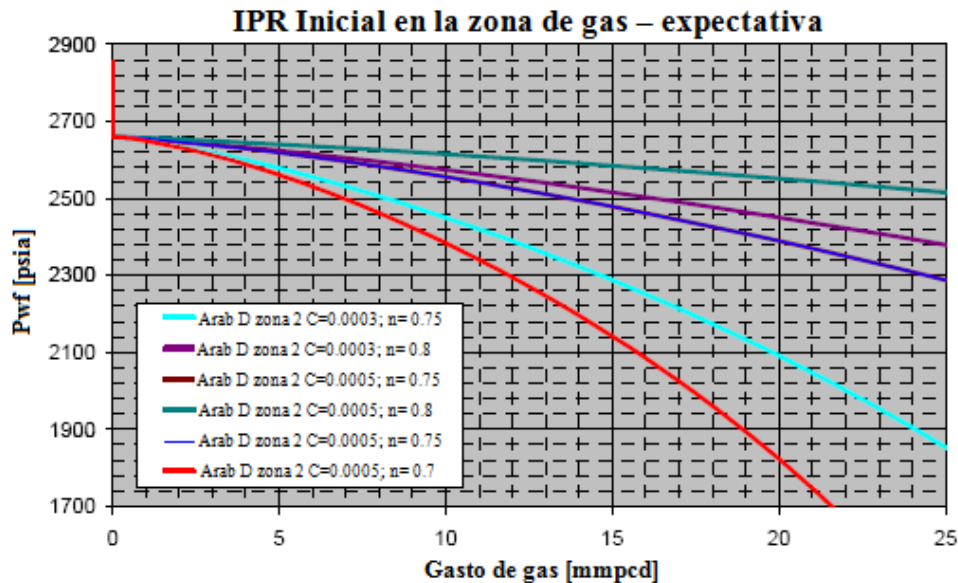


Figura 5.7 IPR en la zona de gas<sup>1</sup>



- 4) En cualquier particular gasto de flujo de gas, la diferencia entre la presión establecida en el paso 3 (presión de flujo de la zona de gas) y la presión establecida en el paso 2 (presión de flujo de la tubería de producción a la profundidad de inyección de gas) como una función del gasto de inyección de gas, constituye la caída de presión requerida a través de la VCF Auto BN. Basándose sobre esta relación entre los gastos de gas y la caída de presión a través de la válvula de control, el perfil Cv para la válvula de control puede ser establecido (figura 5.8) y la geometría física del arreglo del estrangulador puede ser diseñado.

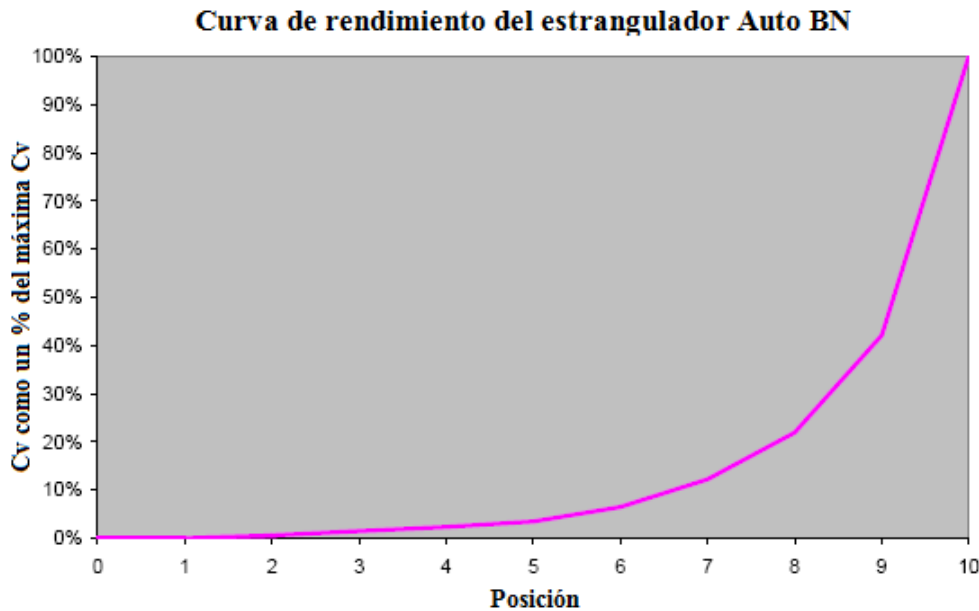


Figura 5.8 Perfil Cv para el estrangulador de la zona de gas<sup>1</sup>

- 5) El proceso se repite para el rango de parámetros del yacimiento y productividad esperados. Usando los gastos de gas óptimos identificados en el paso 1, las correspondientes presiones de fondo fluyendo para el yacimiento de gas son establecidas. El mejor perfil Cv de estrangulador que satisfaga la mayoría de los escenarios de producción y ofrezca un buen control de gas sobre el rango es seleccionado.

Basándose sobre los datos del pozo y el modelo del estrangulador, un estrangulador de tipo de porcentaje equitativo fue seleccionado para esta aplicación. La figura 5.9 muestra el comportamiento del tipo de porcentaje equitativo en comparación con otros diseños. La VCF en combinación con el sistema de estrangulación Accu-Pulse proporcionara 11 ajustes de estrangulación con una capacidad de flujo de 0-20 [mmpcd].

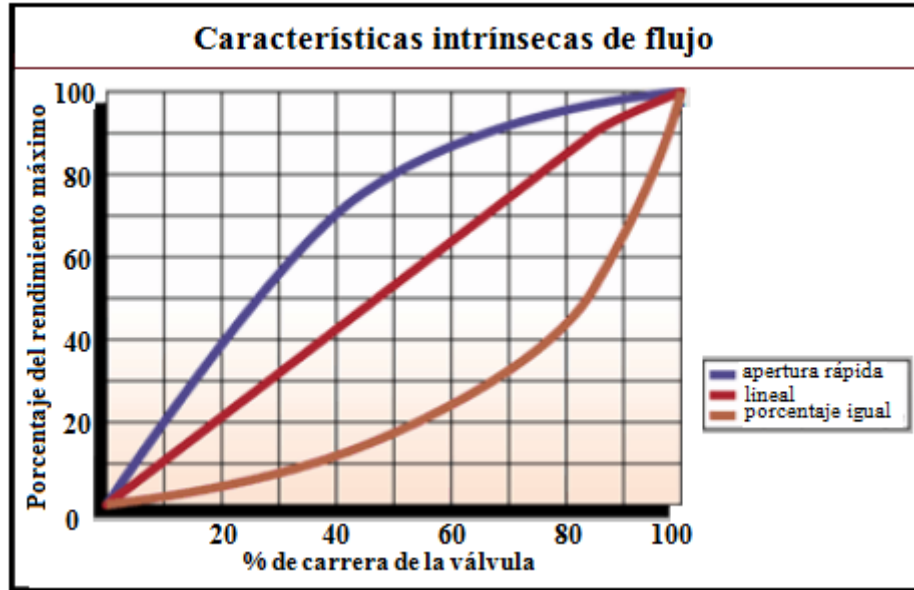


Figura 5.9 Tipos de ajuste del estrangulador para la VCF<sup>1</sup>

El estrangulador de tipo de porcentaje equitativo para ajuste del estrangulador es la mejor opción para esta aplicación, ya que es muy adecuado para aplicaciones de control de flujo donde el sistema entero (entrada – salida) absorbe una gran caída de presión como una función de gasto de flujo. En un sistema yacimiento/pozo, la caída de presión por fricción a través de la roca permeable del yacimiento que rodea al pozo (entrada), y la caída de presión por fricción en la T.P hasta superficie (de salida) absorbe un gran porcentaje de la caída de presión de control, por lo tanto el tipo de porcentaje equitativo de ajuste del estrangulador es el más aplicable para el diseño de control de flujo de fondo.

### 5.1.5 Resultados obtenidos

La figura 5.10 muestra un gráfico del rendimiento de la producción del pozo. El gráfico muestra el gasto del pozo que ha estado disminuyendo desde que se puso en producción en octubre de 1998. El pozo inicialmente producía 4000 BPD con estrangulador 50/64 [pg]. Este gasto empezó a declinar poco después. Esta declinación se hizo más grave cuando el pozo empezó a producir agua en septiembre de 1999. Para compensar la fuerte declinación de gasto, el estrangulador fue gradualmente aligerado hasta que se abrió plenamente en mayo del 2001.

El pozo fue cerrado varias veces para aumentar la presión hasta que la presión de los estudios mostrara que la presión de fondo fluyendo se acercara a la presión del punto de burbuja. Este comportamiento continuo incluso después de la estimulación por ácido en abril del 2002 cuando su índice de productividad aumentó de 1.6 a 5.6 BPD/PSI.

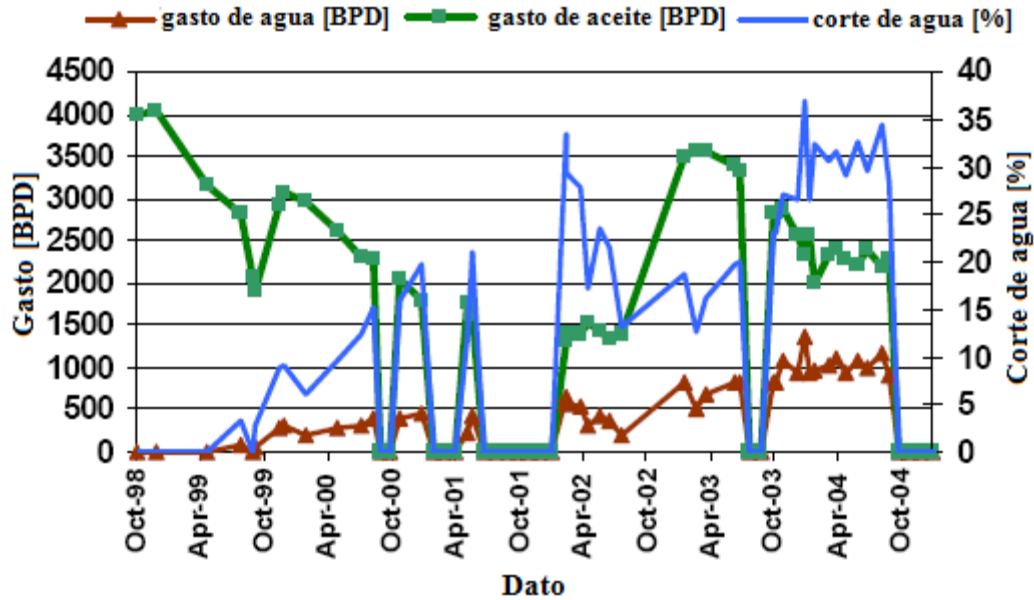


Figura 5.10 Rendimiento del pozo antes de empezar el Auto BN<sup>1</sup>

El pozo fue trabajado a lo largo de diciembre del 2004 para instalar la terminación inteligente con el Auto BN. La VCF fue función de pruebas después de la terminación y fue encontrado funcionando adecuadamente. La VCF fue un ciclo de éxito de varias veces para todas las posiciones. Después de la instalación y puesta en marcha del sistema de control hidráulico superficial de la VCF, otra prueba de funcionamiento para la VCF fue llevada a cabo y encontrada satisfactoriamente. Cuando el pozo se enlazo con los trabajos realizados, el pozo fue capaz de fluir. La VCF fue abierta para ayudar a descargar el pozo y llevarlo de vuelta a la producción. En la posición 5 de la VCF, el pozo fue descargado con éxito y la producción inicial fue de 3700BPD con un corte de agua del 36% sobre un estrangulador de 68/64 [pg]. Los gastos de producción a largo plazo tienen un promedio de aproximadamente de 1700 BPD con 35% de corte de agua sobre un estrangulador de 43/64 [pg].

El gasto fue optimizado después de varias pruebas realizadas a las diferentes posiciones de la VCF. Durante estas pruebas de presiones de fondo fluyendo fueron monitoreadas para asegurarse de que el pozo estaba fluyendo a una presión superior que la presión del punto de burbuja. Los datos de producción en la figura 5.11 muestran que la T.I de Auto BN ha permitido al pozo mantener la producción a mayor corte de agua que antes. La figura 5.11 es un grafico que muestra la producción del pozo-A usando la opción de Auto BN desde febrero del 2005 a agosto del 2006.

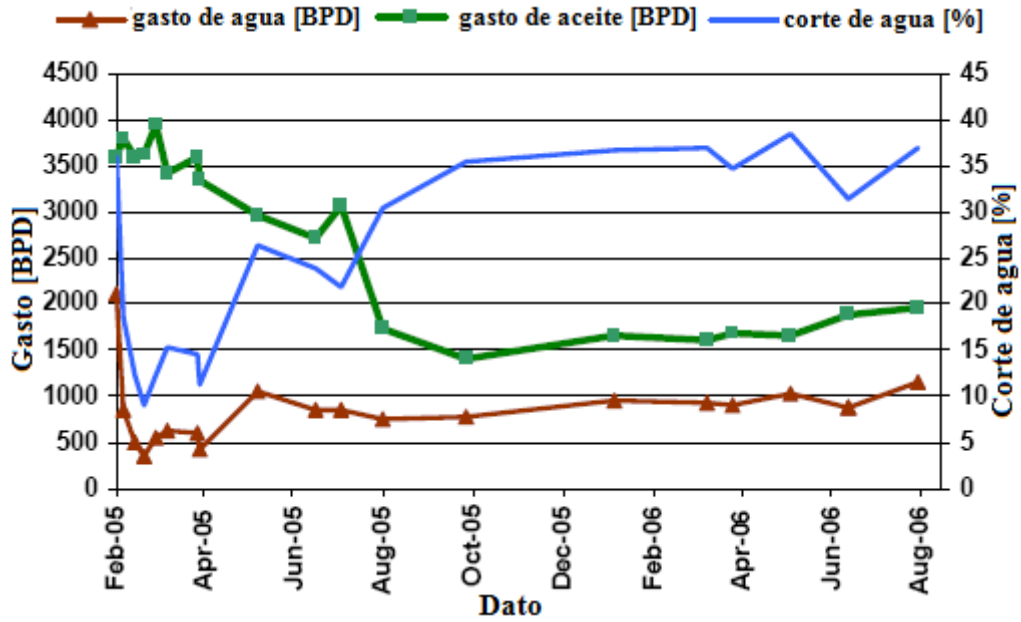


Figura 5.11 Rendimiento del pozo después de empezar el Auto BN<sup>1</sup>

### Conclusiones sobre la instalación del auto BN en el campo Abqaiq

El Auto BN ha logrado los objetivos de mantener la producción de un pozo intermitente. La aplicación del auto BN en el Abqaiq pozo-A ha demostrado la seguridad y beneficio de usar tecnología de pozos inteligentes. En particular, el proyecto ha demostrado que el control en la superficie de las VCF variables es benéfico para el control de la zona de origen de gas en aplicaciones donde hay un alto grado de incertidumbre para el desempeño de la producción de las zonas de aceite y gas.

## **5.2 Instalación de una terminación inteligente con un bombeo electrocentrífugo sumergido**

La instalación de una T.I requiere de un proceso de desarrollo a mediano plazo, el cual este cambiara dependiendo en que momento de la vida productiva de un pozo se instalara, es decir si es al inicio de la producción de un pozo o después de un tiempo de producir y se requiere instalar una T.I con un sistema artificial. En este segundo ejemplo el pozo inicialmente operaba con un BEC pero para mejorar las condiciones de producción y aumentar la producción se opto por instalar una T.I.

### **5.2.1 Antecedentes del campo Eden-Yuturi**

La compañía occidental de exploración y producción (COEP), a través de un acuerdo de producción con la compañía petrolera estatal de Ecuador, opera el bloque 15 en la cuenca “oriente” del este de Ecuador. El bloque 15 incluye los campos terrestres de Eden-Yuturi, Indillana, Yanaquincha, Paka and Limoncocha. Para el año 2004 alrededor de 90 pozos estaban siendo producidos en estos campos. La mayoría de estos campos son maduros y usan el BEC para mejorar la recuperación. A principios del 2002, COEP empezó a examinar los beneficios potenciales de la instalación de las T.I en algunos de sus pozos con BEC con el fin de producir simultáneamente dos zonas en un mismo pozo y así acelerar las metas de producción.

Las restricciones gubernamentales impidieron a los operadores en el país de mezclar la producción de múltiples intervalos en el mismo pozo, sin la asignación adecuada de producción para cada zona. Como un resultado de estas restricciones y varios desafíos asociados con las terminaciones y BEC, COEP opto por probar el concepto de T.I a un pozo en el campo Eden-Yuturi con un sistema basado en el control remoto de estranguladores ajustables hidráulicamente y una terminación completamente de instrumentación electrónica. Baker Oil Tools fue seleccionado como el contratista principal del proyecto, con la responsabilidad de no solo garantizar el éxito en la implementación de la Terminación Inteligente, sino también coordinar a todo el equipo necesario por otros contratistas.

Para COEP, el éxito de este sistema resultaría en un ambiente favorable sobre la inversión a través de mayores ingresos en la maximización de producción mientras se disminuyen los gastos por la perforación de otros pozos para satisfacer las metas de producción diaria. El pozo EY-D11 en el campo Eden-Yuturi, Ecuador fue elegido para la instalación de la T.I, el cual es un pozo productor de dos zonas. Eden-Yuturi fue descubierto en 1996 con reservas de aproximadamente 100 millones de barriles de aceite.

A partir del año 2000, 39 pozos en producción se habían perforado en el campo. Para el año 2004, 32 de estos pozos estaban produciendo con un gasto de 2750 BPD por pozo. El pozo EY-D11 fue perforado en mayo del 2002 y terminado en diciembre del mismo año. El pozo fue puesto en producción a través de la zona T” en febrero del 2003. La zona superior “U” fue después perforada arriba de la zona T, pero se mantuvo aislado hasta que se realizaron las pruebas para la instalación de la T.I en octubre 2003. Al igual que todos los pozos del campo, el pozo EY-D11 nunca permitió fluir naturalmente y fue instalado con un BEC inmediatamente después de la perforación.

### **5.2.2 Problemas de producción del campo Eden-Yuturi**

Los problemas de producción eran incrementar la producción diaria sin tener que perforar más pozos, pero sin exceder los requerimientos de organizaciones gubernamentales, es decir, controlar la producción cada vez que se requiera.

La producción simultánea de las dos zonas podría ayudar a COEP a satisfacer las metas de producción con menos pozos. Sin embargo, los requerimientos gubernamentales, requerían que toda la producción sea distribuida por cantidades iguales por zona. Las técnicas existentes de terminación no podían lograr de manera eficiente este requerimiento; por lo tanto, los operadores en Ecuador no habían logrado que se mezclara la producción de las dos zonas en el mismo pozo.

La figura 5.12 muestra el diseño original, de la terminación el cual es típico en la mayoría de los pozos. El pozo había sido producido utilizando una herramienta “Y” y un tubo by-pass con el BEC localizado al final de la sarta de la tubería principal. Dos empacadores de producción con acopladores mecánicos deslizantes en cada zona fueron usados para aislar las zonas. Por regulaciones del gobierno, solamente una zona sería producida, aunque la otra zona podría ser probada en un fundamento limitado para obtener datos de producción para uso futuro.

El diseño original de la terminación requería intervención con línea de acero y herramientas para cambiar los acopladores cuando se probaban zonas distintas de la zona productora. La intervención requería el cierre temporal del BEC y por lo tanto lo tanto cerrar la producción. COEP asumió los costos asociados con las intervenciones y con la pérdida de producción. Adicionalmente, este método de prueba estaba limitada a diseños y tamaños de T.R que permiten el uso de una herramienta-Y. Algunos perfiles de pozos eran demasiado pequeños para utilizar una herramienta Y, lo que hace imposible la intervención por debajo del BEC. En estos casos, las intervenciones usaban una unidad de servicio necesaria para poner a prueba las zonas no productoras llevando a una pérdida de producción más significativa.

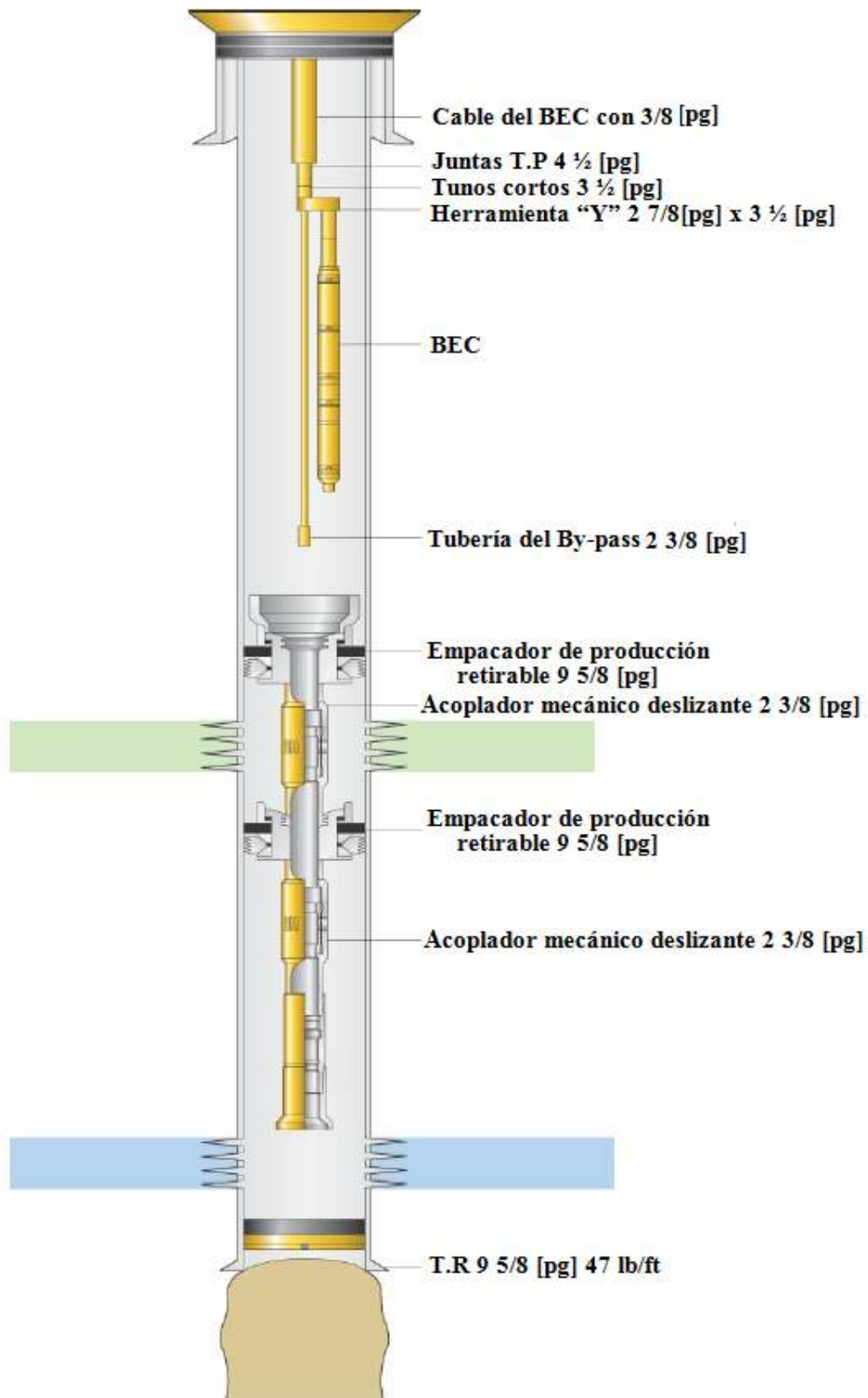


Figura 5.12 Diseño original de la terminación del pozo EY-D112

### 5.2.3 Alternativas para mejorar la producción

COEP enfrente con una sola elección: encontrar un método aceptable de producción simultánea o continuar con un limitado potencial de producción de la mayoría de los pozos en Eden- Yuturi. El operador toma la decisión de aplicar estranguladores hidráulicos ajustables basados en la tecnología de T.I y la adquisición de datos en tiempo real para lograr la producción simultánea mientras se eliminan los requerimientos de intervención y costos asociados, y riesgos. Aunque el pozo EY-D11 con su T.R de 9 5/8 [pg] fue lo suficientemente grande para permitir el uso de la herramienta Y, una versión ligeramente modificada del equipo de pozo inteligente seleccionado tiene el potencial para ser usado en terminaciones con BEC con menores diámetros de pozos.

En la mayoría de los pozos con BEC hasta el año 2004, la producción selectiva de dos o más zonas se había logrado mediante una herramienta Y, el cual contrarresta el BEC y permite una sección reducida de la T.P para pasar el BEC con propósitos de intervención. Los inconvenientes de este enfoque incluían costos y riesgos asociados con la intervención, así como el hecho de que la tubería de aislamiento de zona deber ser reducida para permitir el acceso a través de la sarta del by-pass.

Las opciones de pozo inteligente para la producción selectiva y monitoreo de las zonas individuales por debajo del BEC incluían:

- Válvula simple de doble zona (se utiliza cuando el operador sabe de antemano que zona produce agua, en primer lugar y desea la capacidad de aislar o estrangularlo sin intervención).
- Válvula doble de doble zona
- Válvula múltiple de múltiple zonas

La producción de pozos con BEC y T.I puede ser combinado para acelerar la producción. Las zonas individuales pueden ser remotamente cerradas o estranguladores en el caso de una conificación o avance de agua para reducir los servicios de mantenimiento e incrementar potencialmente la recuperación final del pozo. Los datos en tiempo pueden ser logrados sin intervención y con la instalación permanente de un sistema de monitoreo electrónico. La inversión incremental por el operador es mínima ya que el costo del equipo de T.I es pequeño en comparación con el precio global del pozo y el sistema de producción.



### 5.1.4 Diseño de la T.I y del BEC

Un número de factores involucrados en la selección de los pozos candidatos para el sistema de T.I en Eden-Yuturi fueron considerados. En primer lugar, ya que la instalación fue primordialmente un caso de prueba en la que el operador podría establecer futuras decisiones, el impacto de los costos totales debería ser reducido al mínimo. Esto podría ser logrado mediante la instalación del sistema mientras se trabaja sobre una terminación existente y usando la tecnología de pozo inteligente disponible para evitar el desarrollo de nuevos productos. En resumen, los productos debían combinar con un pozo existente.

En segundo lugar, el diseño de la terminación y operación deben ser lo más simple posible. Por ejemplo, ya que el equipo de pozo inteligente sería instalado en conjunción con un BEC, la facilidad de recuperar el BEC fue un factor en el proceso de toma de decisiones. El hardware complementario electrónico y mecánico (medidores, empacadores, mandriles de inyección, etc.) deben consistir con alta seguridad para mantener el diseño simple y económico sin perjudicar la eficiencia de la T.I.

Finalmente, una vez que los candidatos fueron elegidos un análisis de fluido, yacimiento y análisis nodal serían desarrollados para simular los efectos de la mezcla en las dos zonas productoras, este análisis ayudaría a determinar cual de los pozos candidatos, en su caso, beneficiaría más la instalación de la T.I y también ayudar a seleccionar el tipo de equipo que será usado en la terminación.

El pozo EY-D11 fue seleccionado basado en factores descritos anteriormente. La T.R 9 5/8 [pg] requiere que la compañía de terminación realice solo cambios mínimos en los equipos existentes. El BEC puede ser retirado simplemente al extraer la tubería y sin retirar los empacadores. El diseño del cabezal del pozo existente también se podría utilizar con algunas modificaciones. El yacimiento y análisis nodal mostro el potencial para la incrementación de la producción mediante la mezcla de las dos zonas; sin embargo, el agua de la zona de inferior se esperaba que avanzara con el tiempo.

Un análisis adicional predijo que el estrangulamiento en la zona de producción baja debería reducir el corte de agua mediante la reducción del gasto de conificación, lo que resultaría aumentar potencialmente la recuperación final del pozo.

El diseño elegido de la T.I para el pozo EY-D11 se muestra en la figura 5.13, El diseño fue basado en factores y desafíos planteados en la tabla 5.1

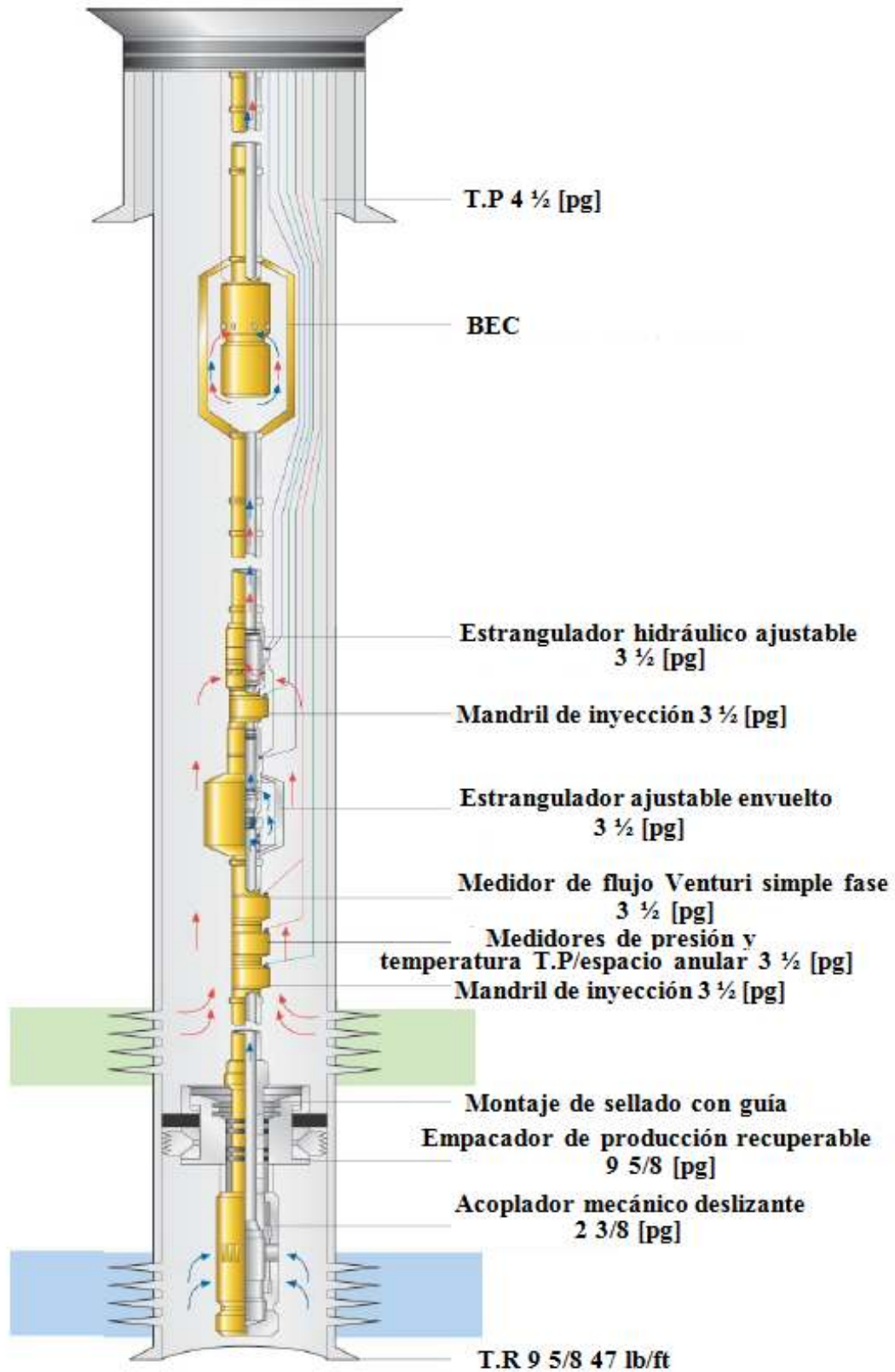


Figura 5.13 Terminación inteligente del pozo EY-D11<sup>2</sup>

Desafío	Consideraciones	Solución
<p><b>Estranguladores ajustables hidráulicos o acopladores deslizantes (abrir/cerrar) hidráulicos</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El corte de agua se esperaba que incrementara sustancialmente con el tiempo en la zona inferior.</li> <li>• Cada zona controlada con gastos de producción máximos fijados por el gobierno.</li> <li>• Las caídas de presión deben ser limitadas para mantener la presión de flujo arriba del punto de burbujeo.</li> <li>• El desarrollo del análisis nodal para determinar la solución recomendada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El estrangulador hidráulico ajustable requerido solamente en la zona baja.</li> <li>• El acoplador abierto/cerrado sería suficiente para la zona alta.</li> <li>• Sin embargo, COEP solicitó un estrangulador para la zona alta para una mayor flexibilidad.</li> </ul>
<p><b>Selección de la configuración de la terminación.</b></p>	<p>Opciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estranguladores pueden ser colocados en cada zona aislada mediante línea de control fijada en empacadores de alimentación directa.</li> <li>2. Separar las dos zonas con un empacador de aislamiento con nivel de sello estándar, instalado por separado de la sarta de terminación y el asiento de estranguladores por arriba de la zona superior; el BEC y uno de los estranguladores hidráulicos deben ser aislados.</li> <li>3. Separar las dos zonas con un empacador de aislamiento con nivel de sello estándar, instalado por separado de la sarta de terminación y el asiento de estranguladores por arriba de la zona superior. La sarta de terminación utiliza una tubería 7 [pg] hasta superficie sin el BEC ensamblado. El BEC es instalado por separado dentro de la 7 [pg]; pero uno de los estranguladores hidráulicos debe ser cubierto.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Opción 2 elegido debido a la simplicidad en el diseño y la necesidad de un nuevo producto con mínimo desarrollo o modificación.</li> <li>• Opción 1 requería desarrollo de un línea de control fijada en el empacador de alimentación directa y haría más difícil retirar el BEC para repararlo en caso necesario.</li> <li>• Opción 3 es una solución potencialmente que actualmente se utiliza con el mayor beneficio de mantener el BEC separado del resto de la terminación.</li> </ul>
<p><b>Tamaño del equipo de terminación</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• COEP utilizó tubería 4 ½ [pg] y prefirió la misma para el equipo de terminación.</li> <li>• El equipo hidráulico del pozo inteligente con estranguladores hidráulicos fue diseñado solo para tubería 3 ½ [pg] en el momento de la instalación.</li> <li>• Todo el equipo de terminación fue colocado por debajo del BEC.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• COEP aceptó utilizar la 3 ½ para el sistema de terminación con cruces a la sarta de la T.P de 4 ½ [pg]</li> </ul>

Tabla 5.1 Desafíos de diseño del sistema de pozo inteligente del campo Eden- Yuturi<sup>2</sup>

<b>Desafío</b>	<b>Consideraciones</b>	<b>Solución</b>
<b>Profundidad de colocación de la terminación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Basado en la profundidad de colocación del BEC, el cual fue seleccionado por COEP y el proveedor del BEC.</li> <li>• Los componentes de la T.I podrían ser potencialmente colocados en cualquier punto entre el BEC y el empacador de aislamiento.</li> <li>• El mandril de inyección química inferior debe ser colocado tan profundo como sea posible en la sarta de terminación, de preferencia inmediatamente arriba del montaje de sello en el empacador</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos los componentes de la terminación se mantuvieron arriba de las perforaciones de la zona superior con el fin de evitar riesgos asociados con el funcionamiento de las líneas de control.</li> <li>• El mandril de inyección de la zona inferior fue trasladado inmediatamente debajo de los equipos de instrumentación de tal manera que sigue siendo el componente más bajo de la terminación.</li> </ul>
<b>Colocación del equipo de monitoreo permanente</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las mediciones de presión de cierre estática de cada zona se requerían periódicamente.</li> <li>• Solo un portador de medición-doble mantenía el medidor de la T.P y el medidor del espacio anular.</li> <li>• Medidor de flujo es requerido solamente para medir la producción de la zona baja.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El portador de doble medición se colocó debajo de la envoltura del estrangulador hidráulico ajustable para que cierre la presión de la zona inferior el cual podrá ser monitoreada cuando el estrangulador este cerrado completamente</li> <li>• El medidor de flujo fue también colocado debajo de la envoltura del estrangulador ajustable con el fin de mantener todos los empalmes del conductor en un solo lugar para reducir al mínimo la profundidad del conductor tomado del flatpack.</li> </ul>
<b>T.R para el BEC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El DE del motor del BEC y la bomba: si el DE es demasiado grande, usar el diseño del BEC envuelto será imposible.</li> <li>• Ambos flatpacks para el equipo de T.I deben pasar a través de la cubierta del BEC para llegar a las herramientas de terminación.</li> <li>• El DE de la T.R cubierta; si el DE es demasiado grande, los flatpacks no se ajustarán a lo largo de la cubierta o no estarán protegidos a lo largo de la cubierta.</li> <li>• Revisión de la desviación del pozo para evaluar el riesgo de instalar la cubierta en la T.R 9 5/8 [pg] con clamps</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El tamaño del BEC (DE y No de etapas de la bomba) y tamaños de T.R fueron balanceados para encontrar la combinación óptima de la bomba y la cubierta.</li> <li>• T.R 7 [pg] No 26 fue seleccionado.</li> </ul>

Tabla 5.1 (continuación) Desafíos de diseño del sistema de pozo inteligente

Desafío	Consideraciones	Solución
<p><b>Configuración de la línea de control</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Total de seis líneas, además el cable del BEC: hidráulico de 3 x ¼ [pg], inyección química 2 x 3/8-in y un conductor cubierto tubular.</li> <li>• Colocación predeterminada del equipo de terminación en la sarta de la T.P en relación a cada una de las líneas para no tener que cruzar entre si.</li> <li>• Minimizar el numero de unidades requeridas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seis líneas separadas en dos flatpacks principalmente basado en equipos de fondo.</li> <li>• El conductor eléctrico y una línea de inyección son encapsulados juntos desde el mandril de inyección más bajo y la instrumentación uno junto al otro.</li> <li>• Tres líneas hidráulicas y otra línea de inyección son encapsulados juntos desde el mandril de inyección superior entre los dos estranguladores.</li> </ul>
<p><b>Cabezal</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El existente cabezal convencional fue usado para le T.I</li> <li>• La alimentación directa solamente existe para el cable BEC y líneas de inyección.</li> <li>• Una salida en el cabezal fue requerida para el doble conductor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La alimentación directa para las tres líneas ¼ [pg] fueron mecánicos dentro del cabezal y el colgador de la tubería.</li> </ul>
<p><b>Sistema de control superficial</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los estranguladores hidráulicos ajustables tienen una cámara de control hidráulico máxima a una presión diferencial nominal de 10,000 psi.</li> <li>• Los datos del pozo deber ser evaluados para determinar la presión máxima de operación del sistema de control superficial que asegurara que 10,000 psi no sean excedidas en la localización del estrangulador de fondo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los cálculos con los datos del pozo EY-D11 determinó que el sistema de control superficial no debe exceder de 7,500 psi.</li> <li>• Una válvula de alivio de presión fue añadida al sistema de control superficial semiautomático el cual evitara que el sistema supere 7500 psi</li> </ul>

Tabla 5.1 (continuación) Desafíos de diseño del sistema de pozo inteligente.

El concepto de terminación se centro sobre un BEC envuelto y un sistema de pozo inteligente hidráulico InForce™ con control remoto, estranguladores hidráulicos de multi-posición para controlar el flujo de cada zona a través de un sistema de control superficial Semiautomático. Para completar el sistema hidráulico, QuantX Wellbore Instrumentation proporciono un conjunto de sensores de fondo formado de un medidor de flujo tipo Venturi y medidores de presión y temperatura, todo controlado a través de una simple unidad de adquisición de datos desde superficie.

Las líneas de control flatpacks y los protectores de acoplamiento cruzado fueron también parte integral de la terminación, un acoplador mecánico de aislamiento de zona fue usado para cerrar la zona inferior durante la reparación de pozo. Este acoplador de aislamiento fue ensamblado debajo de un simple empacador recuperable de sello que separa las dos zonas. Un par de mandriles de inyección química complementan los componentes de la terminación.

El BEC normalmente opera mediante la toma de fluido producido a través de la entrada de la bomba y la descarga a la T.P. con el fin de permitir el control de flujo para cada zona con el nuevo diseño de T.I del EY-D11, el BEC debe ser diseñado para tomar el fluido producido de la T.P y descargarla de nuevo a la tubería. Para acomodar este diseño, el BEC fue encerrado dentro de la T.R 7 pg que conecta a la T.P 4 ½ pg arriba y abajo. Los líquidos mezclados de ambas zonas se producen a través de los estranguladores hidráulicos, hasta la T.P, dentro de la cubierta del BEC, y entre motor del BEC y la unidad de la cubierta hasta que entre a la entrada de la bomba.

Extraer el BEC para repararlo o sustituirlo simplemente requiere tirar el ensamblaje de sello en el fondo de la terminación fuera del empacador de sello. A medida que la terminación se retira, un collar de deslizamiento en el extremo del ensamblaje de sello cerrara el acoplador mecánico de aislamiento zonal localizado debajo del empacador. Manteniendo las zonas aisladas durante las reparaciones de pozo impidiendo el potencial del flujo cruzado y ayudando a reducir el daño en la zona baja.

Dos estranguladores hidráulicos de multi-posición HCM-A™ fueron instalados para controlar la producción de las dos zonas. El quipo de monitoreo permanente fue instalado debajo del estrangulador envuelto para proporcionar datos de flujo, temperatura y presión en tiempo real. Cada zona necesito medidores para registrar la presión y temperatura. Un medidor de flujo media el flujo solamente para la zona inferior, la producción de la zona superior era calculado desde superficie después de medir el fluido total producido del pozo. Durante la mezcla de la producción, el flujo de la zona inferior es observado en la superficie en el sistema de adquisición de datos, proporcionando la distribución de la producción requerida por el ministerio de estado. Inicialmente seleccionados por conveniencia, el medidor de flujo Venturi en ultima instancia proporcionaba la critica, en tiempo real de la distribución de flujo en el pozo que era vital para el gobierno.

### 5.2.5 Resultados obtenidos

Durante el proyecto de la T.I del pozo EY-D11, los beneficios adicionales del sistema seleccionado se convirtieron aparentemente en:

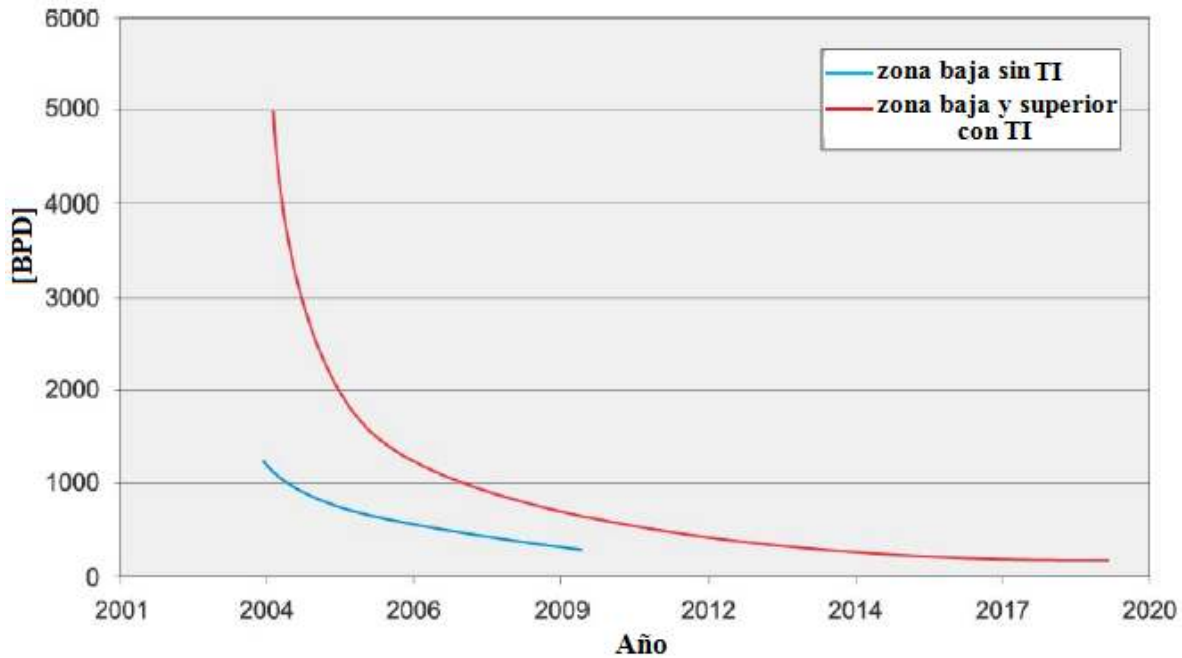
- a) La capacidad para lograr justo en el momento la configuración de los estranguladores ajustables.
- b) El manejo del medidor de flujo para distribuir la producción a través de continuas indicaciones de flujo de la zona inferior.
- c) La capacidad de información en tiempo real de cada zona mientras se mantiene la producción de la zona opuesta, o de cada zona de forma simultánea durante operaciones de cierre.
- d) Un segundo nivel de protección para el BEC mediante el sistema de monitoreo electrónico para prevenir excesivas reducciones de presión debajo del punto de burbujeo que podría causar un enfriamiento al motor insuficiente y dañar la bomba por cavitación.

A continuación se muestra una lista de las ventajas del sistema de terminación T.I junto con algunas de las lecciones que fueron aprendidas durante el curso del proyecto.

#### Ventajas de la T.I vs diseño original de la terminación

- La producción mezclada de las zonas lleva a un aumento de 3,500 BPD aproximadamente en la producción de aceite, sobre las terminaciones con BEC de una única zona como se muestra en la figura 5.14.
- También en la figura 5.14 muestra que la producción mezclada de las zonas puede potencialmente alargar la vida del pozo, por lo tanto incrementará la recuperación final.
- La producción mezclada de varias zonas aumenta los gastos de producción que permite CEOP cumplir con los objetivos de producción con menor número de pozos.
- Los estranguladores hidráulicos permiten optimizar los gastos de producción a medida que aumenta el corte de agua a través del tiempo.
- Proporciona la medición de flujo en tiempo real de la zona inferior satisfaciendo los requerimientos gubernamentales para la asignación de la producción de cada zona.
- Intervención no requerida para cambiar los acopladores deslizantes para abrir y cerrar las zonas de producción eliminando así el costo de la intervención y la consiguiente pérdida en la producción.
- Los estranguladores hidráulicos permiten gastos de producción, mientras se mantiene la presión del yacimiento por encima del punto de burbujeo reduciendo el riesgo de cavitación de la bomba.

- Capacidad para monitorear las presiones y temperaturas del pozo en tiempo real, así como medir la presión acumulada de una zona sin necesidad de cerrar la otra.



Nombre del pozo EDEN YUTURI D-11	Yacimiento	Aceite [BPD]	SBA [%]	Reservas[MMB]
Antes de la T.I	T	858	46	1.8
Después de la T.I	Superior U + T	4,331	40	5.0

Figura 5.14 Comparación de la producción del pozo EY-D11 con y sin T.I<sup>2</sup>

### Lecciones aprendidas

- Manejo de proyectos es fundamental para el éxito, en particular;
  - Flujo continuo de información entre el cliente y el proveedor de la información.
  - Regular reuniones de actualización del proyecto con todas las partes involucradas en el proyecto para asegurar que cada uno esté recibiendo y comprendiendo los últimos detalles del proyecto.
  - Asegurar que el cliente este familiarizado con el diseño y operación del sistema. Dar el conocimiento suficiente al cliente sobre el sistema, mejorando el flujo de información y permitiendo al cliente hacer aportaciones en el diseño de su sistema.
- Configuración y la colocación de las líneas de control en flatpacks. Una configuración optima requiere determinación en cada una de las herramientas localizadas en el fondo y líneas de entrada en los flatpacks para evitar que la línea se cruce durante la instalación



- Los flatpacks deben ser correctamente embobinados para permitir la colocación deseada de las líneas en la sarta de la tubería.
- Abrazaderas de acoplamiento de cruz deben ser diseñadas no solamente en función de las dimensiones del flatpack, sino también en función de cómo los múltiples flatpacks serán colocados sobre la sarta de la tubería.
- No conectar las líneas de control y el cable conductor sobre la parte superior del cabezal con sellos permanentes de tipo metal-metal cuando se alimenta a través del hanger y cabezal. las conexiones removibles de tipo férula están disponibles para este propósito. Los sellos permanentes metal-metal en el fondo del hanger solo suelen ser típicamente como sellos, en ambas colocaciones requieren corte de longitudes innecesarias de líneas de control durante las reparaciones.
- Para futuras instalaciones, considera un “multipack” en el cabezal para las líneas hidráulicas. Las líneas terminarían en el fondo del multipack debajo del hanger y en la parte superior del multipack en el cabezal, sin tener que alimentar las líneas a través del hanger en el adaptador del cabezal de la T.P.
- Crear lazos de servicio con las líneas de control justo por debajo del colgador de la tubería para permitir líneas extras en el caso de servicios futuros al pozo.
- El proveedor de la terminación debe trabajar en estrecha colaboración con el proveedor del BEC para diseñar un cruce adecuado que permita el paso de los flatpack de la TI. esto no se logró en el pozo EY-D11.
- Un sistema de control superficial automatizado siempre debe ser recomendado para el funcionamiento de los estranguladores hidráulicos de posición múltiple.
- Considere el uso de capilares existentes, en su caso, en el cable del BEC para inyección química, hacer esto eliminara los costos de una línea extra o líneas en los flatpacks.

### **5.3 Instalación de una terminación inteligente en aguas profundas**

El mayor beneficio de una T.I está en aguas profundas, ya que por la capacidad de no requerir intervención para modificar las condiciones de producción, reducirá los costos de mantenimiento a lo largo de la vida productiva del pozo. En esta aplicación se considera una T.I en el campo Na Kika en el Golfo de México.

#### **5.3.1 Antecedentes del campo NA Kika**

El campo Na Kika se encuentra a 144 millas al suroeste de New Orleans, Louisiana, a profundidades que van de 1770 a 2135 m en el golfo de México. El proyecto es un desarrollo de cinco pequeños a medianos tamaños de campos marinos independientes y un desarrollo de instalaciones flotantes permanentes de producción (host), localizada en el centro del bloque a 1935 [m] de tirante de agua del cañón del Mississippi.

La infraestructura marina consiste de 10 pozos conectados a través de tres ciclos de 20 a 30 millas de líneas de flujo, una línea de flujo simple de 27 millas, 23 millas de línea de flujo con ensamblaje de trineos en las líneas y 75 millas de umbilicals, además de instalaciones para el procesamiento de hidrocarburo y tuberías para la exportación del gas y aceite a la costa. Otro campo fue incorporado a esta instalación en el 2004 al host y la infraestructura fue diseñada para otra “incorporación” para permitir un mayor desarrollo en el área. En plena producción, Na Kika procesó 110 mbd y 425 mmpcd, por lo que hasta la fecha ha sido una de las mayores instalaciones en el Golfo de México.

BP Exploración y Producción Inc. (BP) participó en la planificación del desarrollo y ejecución de fases, fue clave para la implementación de un concepto de desarrollo óptimo. El proyecto fue puesto en marcha en septiembre del 2000 y el programa fue impulsado por un requerimiento para lograr la primera producción a finales del 2003. Las secuencias de perforación y terminación fueron originalmente fijadas para permitir la primera producción de algunos de los campos más complejos, sin embargo, un rápido progreso en la perforación y terminación y los retrasos en la construcción de los buques host y las actividades no idóneas de las tuberías resultaron la terminación del último pozo algunos nueve meses antes de que la plataforma host estuviera dispuesta a recibir la primera producción.

#### **5.3.2 Problemas de producción del campo Na Kika**

El centro de desarrollo Na Kika está compuesto de cinco zonas descubiertas de tamaños moderados, con una mezcla de aceite y gas (figura 5.15). El tipo play puede ser caracterizado como de alta probabilidad, amplia distribución, de trampas estratigráficas estructurales del Mioceno medio hasta el superior del Golfo de México oriental. El tamaño moderado del campo Na Kika es una función directa de la configuración geológica y de la naturaleza de los sistemas de canales/diques encontrados.

Una amplia variedad de Sub-facies se encuentran en estos sistemas, asociada con una amplia gama en la calidad y tipo de yacimiento.

Las incertidumbres del yacimiento como las capas de los estratos, el tamaño de los acuíferos, y proximidad y conectividad entre reservas gasíferas y de aceite, obligaron a diseñar un plan de desarrollo que proporcione flexibilidad operacional máxima. Ciertos campos contaron con la característica de varios yacimientos apilados, el cual requerían de terminaciones apiladas para permitir un concepto de desarrollo económico. En este tipo casos fue instalada la tecnología de T.I, que se utilizó en cuatro de los diez pozos de Na Kika para manejar las incertidumbres de producción asociadas con la producción simultánea de zonas.

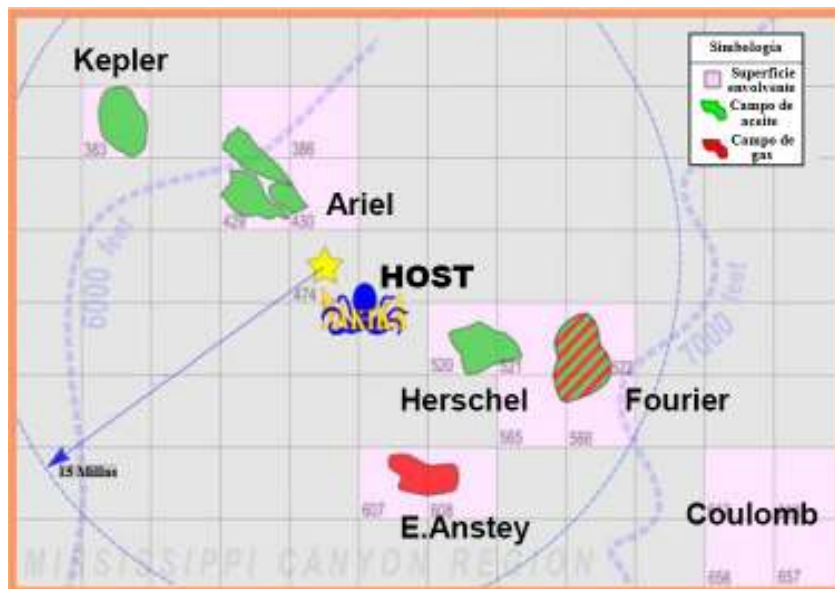


Figura 5.15 Campo Na Kika<sup>3</sup>

Dado los altos costos y los riesgos asociados con la terminación inicial y posterior al re- ingreso del pozo durante la vida del campo, las terminaciones fueron diseñadas para:

- Tener plena seguridad, integridad técnica y operatividad durante la instalación y producción.
- Tener plena ventaja de las diferentes propiedades de los varios yacimientos, proporcionando un apto y fiable control de arena en cada intervalo, mientras se maximiza el potencial de flujo.
- Adaptarse a los riesgos identificados de compactación del yacimiento.
- Minimizar los requerimientos por costos en re-instalaciones del pozo durante la vida del campo, pero el diseño facilitara los servicios al pozo.
- Tener plena ventaja de los tamaños de T.R comunes y simplificar el diseño mediante la estandarización de equipos tanto como sea posible.

Las opciones de terminación seleccionadas para el desarrollo de Na Kika oscilan de terminaciones verticales única zona con frac packs, horizontal en agujero descubierto con gravel packs, múltiple zona (doble y triple) con frac packs y tecnología de T.I, lo que permite la mezcla y aislamiento de intervalos productores de forma remota desde las instalaciones host. Todos los pozos fueron equipados con medidores permanentes de presión para permitir el control del pozo y el diagnóstico del rendimiento del yacimiento, lo que permite la evaluación óptima del avance del yacimiento y manejo del agotamiento de presión.

El equipo de terminaciones Na Kika se enfrentó a desafíos en detalles de diseño de pozo, tales como:

- Una configuración geológica complicada, múltiples zonas apiladas con volúmenes moderados.
- Complejos problemas de pérdida de líquidos en apiladas terminaciones que requieren el desarrollo de un nuevo dispositivo de aislamiento.
- El uso extensivo de nuevas tecnologías y aplicaciones.
- Provisión para extender el periodo de cierre después de la terminación.

Otros desafíos que se enfrentaron en la preparación de proyecto fueron:

- Aguas ultra profundas, localización de los pozos geográficamente dispersos.
- Coordinación de la perforación y secuencia de las terminaciones para evitar interferencia con otra actividad de construcción/instalación de Na Kika.
- Modificaciones en la perforación y entrenamiento en las operaciones de terminación para la tripulación.
- Desarrollo de opciones para la implementación de arboles marinos, esperando tomar una porción significativa de la duración del proyecto de terminación.
- Un programa de terminación complicado debido a la poca disponibilidad de tiempo y recursos
- El clima y corrientes marinas, temporada de huracanes.

### **5.3.3 Alternativas para mejorar la producción**

Para acomodarse a la complejidad geológica con un mínimo de inversión, los 10 pozos de Na Kika se establecieron en seis maneras diferentes.

- 3 pozos de simple zona con frac pack
- 2 pozos horizontales de agujero descubierto con gravel pack
- 1 pozo de doble zona de producción con frac pack
- 1 pozo inteligente de doble zona con frac pack

- 2 pozos inteligentes de triple zona con frac pack y con las zonas bajas mezclándose
- 1 pozo inteligente con triple zona con frac pack y con las zonas altas mezclándose

El pozo Ariel A-3 y el pozo Ariel A-1 se consideraron para estudio de este proyecto. El primero maneja la producción de dos zonas pero con una terminación normal, el segundo maneja la producción de tres zonas pero con la instalación de una terminación inteligente

Se analizaron los requerimientos de equipo de terminación de cada uno para manejar la producción, con el fin de observar los beneficios de una T.I para dos pozos localizados en el mismo campo.

### **5.3.4 Diseños de las terminaciones convencional e inteligente**

#### **Diseño de la terminación inferior**

Todas las muestras de roca fueron analizadas por su mineralogía y distribución de grano, para instalar un método de control de arena. Las muestras de fluido y datos mineralógicos se utilizan para asegurar que no habría problemas de compatibilidad con las salmueras de terminación o fluidos de estimulación. Algunos ajustes entre los ácidos orgánicos e inorgánicos fueron hechos en base a la mineralogía.

El tamaño de las ranuras de la malla o pantalla fue basado en el tamaño del grano de cada zona, usando un diseño aceptado por la industria. La malla está fabricada de alambre envuelto o de cualquier otro tipo de material resistente a altas presiones y temperaturas de fondo.

Además se instalaron equipos de pérdida de fluido, el cual su elección es por estrategias de diseño. Las estrategias mecánicas de pérdida de fluido en pozos de múltiples zonas proporcionan los retos más exclusivos para el diseño. El dispositivo mecánico de pérdida de fluido (DMPF) usado en la mayoría de los pozos de una sola zona fue el asiento y bola compuesto en la ensamblaje del paquete de graba (método de control de arena).

El diseño de pérdida de fluido para las terminaciones de multizona enfrenta cuestiones complejas relacionadas al control del pozo, capacidad de funcionar y parar, el tamaño, y la no interferencia con operaciones de paquete de graba. En el pozo Ariel A-3 el dispositivo de pérdida de fluido es del tipo asiento y bola (figura 5.16). Las cuatro terminaciones inteligentes en Na Kika requerían dispositivos de aislamiento de pérdida de fluido en el espacio anular, debido a los requerimientos de la geometría de flujo del sistema de T.I.

La mayoría de las zonas en todos los pozos utilizó un dispositivo mecánico que permite el monitoreo de la presión tratada en el espacio anular mientras se lleva a cabo el proceso de estimulación.

Con el fin de garantizar el tratamiento de la presión de la zona superior con el cuidado de no ser transmitida a la(s) zona (s) inferiores, una serie de sellos de aislamiento fueron utilizados para colocarlos en el empacador del paquete de grava inferior, y en la mayoría de los casos una serie de sellos implementados en la sarta se utilizaron para el mismo propósito. El aislamiento completo de la presión fue concluido con la bola de pérdida de fluido, el cual crea un ensamble sólido a la sarta.

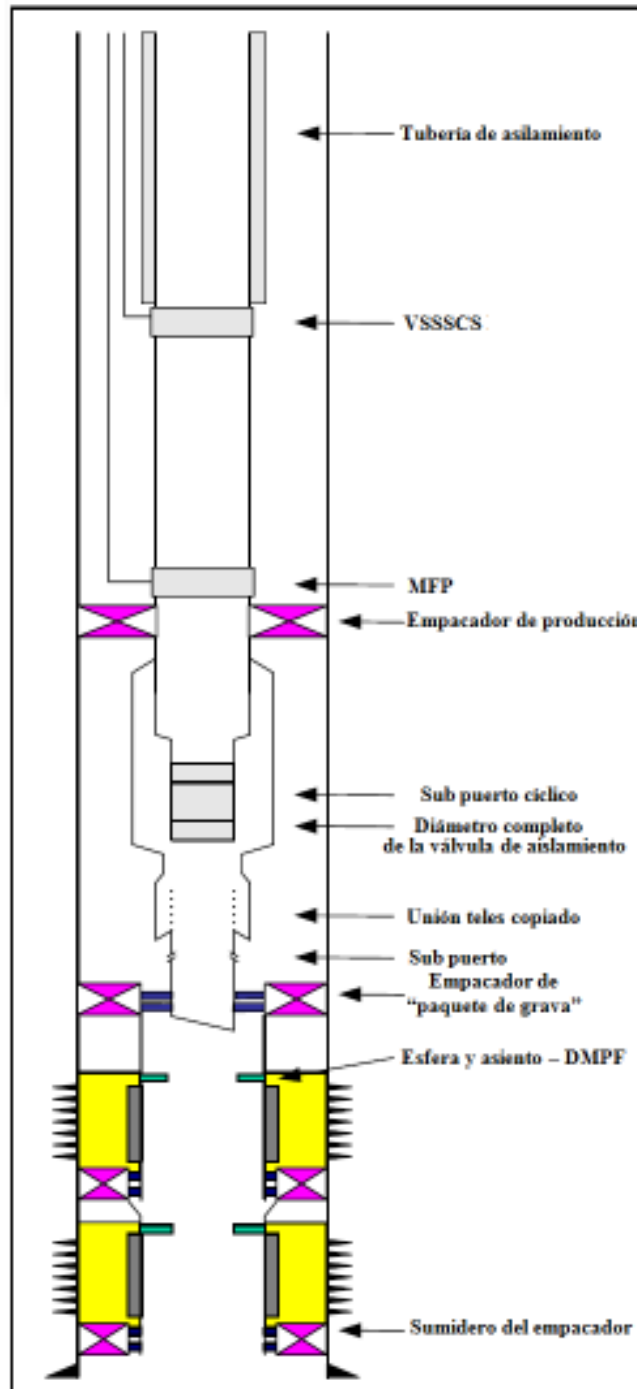
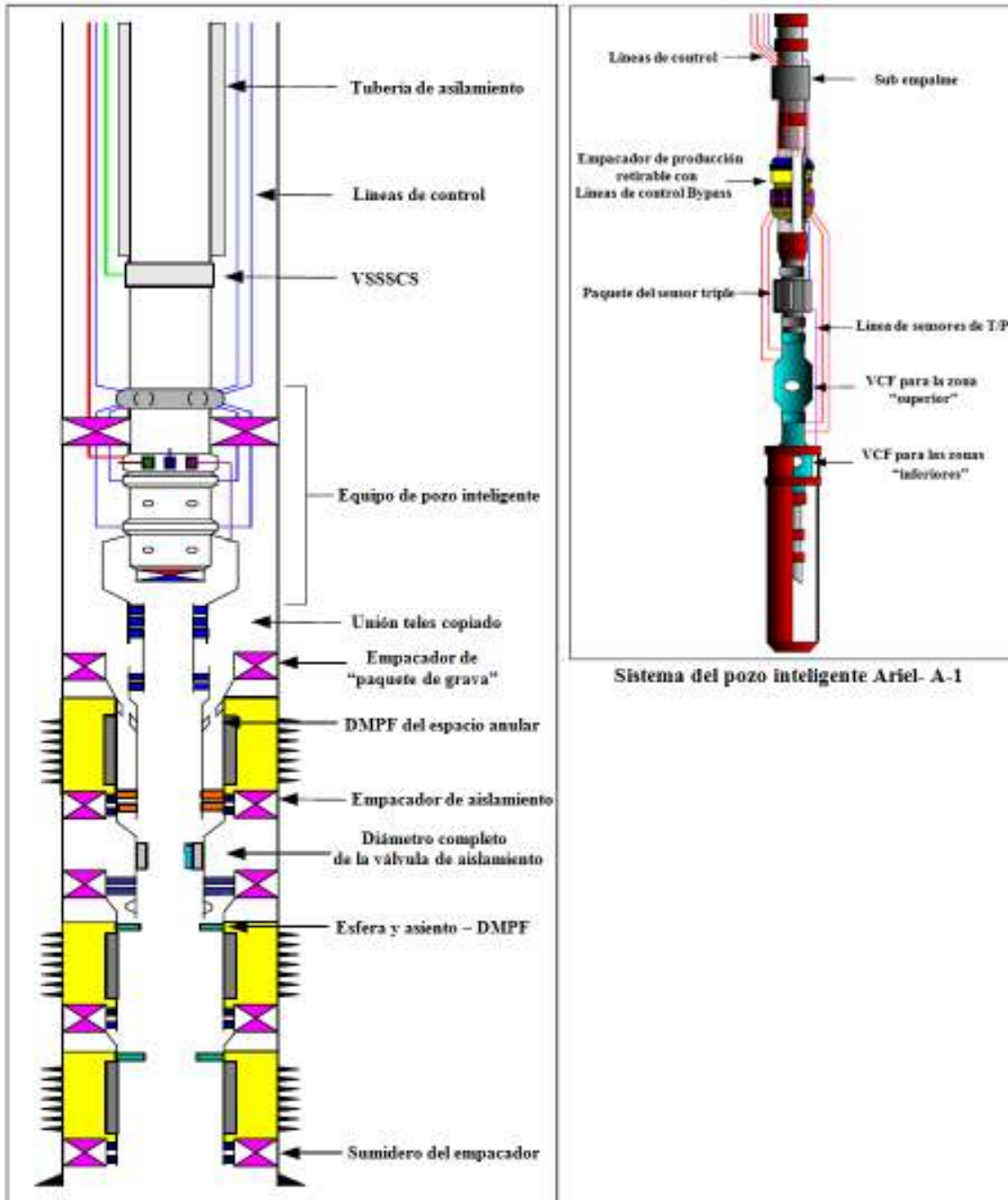


Figura 5.16 Diseño de la terminación del pozo Ariel A-3<sup>3</sup>

El pozo Ariel A-1 contenía válvulas de aislamiento de tipo “aguajero completo” instaladas en los ensamblajes de aislamiento por debajo del ensamblaje del paquete de graba. En estos pozos el riesgo aceptado para el tratamiento de transmisión de presión a este dispositivo se considera aceptable. En la figura 5.17 se muestra el diseño de las terminaciones de los pozos Ariel A-1.



Terminación inteligente (tres zonas) del pozo Ariel- A-1

Figura 5.17 Terminación inteligente (tres zonas) del pozo Ariel A-1<sup>3</sup>

En el pozo Ariel-1 el flujo es controlado debido a la VCF donde el flujo de las zonas bajas viaja dentro de la sarta de aislamiento, a través de la VCF inferior envuelta, y dentro de la sarta de la tubería. El flujo de la zona (s) alta sale de la parte superior del dispositivo de aislamiento anular, es desviada alrededor de la VCF inferior por la cubierta, y entra en la VCF superior. La VCF permite el flujo de una u otra zona de forma individual, o flujo mezclado a través de ambas zonas.

Equipos como árbol de válvulas, barreras de terminación, umbilicals, líneas hidráulicas, etc. también fueron considerados en el diseño del campo.

### **5.3.5 Resultados obtenidos**

Las diez terminaciones de Na Kika fueron terminadas en 238 días, con una anticipación de 209 del estimado original de 447 días. El desempeño del proyecto fue un resultado directo de muchos factores:

- Profesionalismo y dedicación en el diseño y ejecución del proyecto.
- Procesos diseñados para las enseñanzas y experiencias a lo largo de las etapas de simulación, perforación y producción de los pozos.
- Personal altamente calificado y capacitado para estas operaciones.
- Una comunicación estrecha entre la dirección y los socios.

La instalación de T.I en aguas profundas es un proceso de diseño muy bien elaborado, ya que involucra no solo el diseño sino cuestiones operativas complejas a lo largo del campo como Manifold, umbilicals, líneas de control, etc.

### **Lecciones aprendidas**

- El uso de T.I en aguas profundas requiere de mayor estudio en cuestiones operativas, técnicas y administrativas.
- El equipo utilizado para la T.I debe ser seleccionado para ambientes complejos y de materiales de larga duración.
- En la planeación del procesamiento marino debe estar involucrado todo lo referente a las conexiones de la T.I.
- Una T.I en aguas profundas requiere de equipos adicionales y más complejos añadiendo dispositivos de pérdida de fluido, sellos especiales, empacadores, etc.



### Referencias

1. Nashi M; Abdulwafi A; Michael K. y Suresh J. “*Smart-Well Completion Utilizes Natural Reservoir Energy To Produce High-Water-Cut and Low-Productivity-Index Well in Abqaiq Field*”, Articulo de la SPE 104227, 2006
2. Robert P. y Maurilio S.y Michael K. “*Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Conventional ESP Completion for an Operator in Ecuador*” Articulo de la SPE 88506, 2004
3. C.D. Stair; E.R. Bruesewitz; J.B. Shivers; D.T. Rajasingam y M.E.P. Dawson “*Na Kika Completions Overview: Challenges and Accomplishments*” Articulo de la OTC 16228, 2004.