



## UNA PROPUESTA ALTERNA PARA LA PROTECCION POR PRESION EN TUBERIAS DE CABEZAL DE POZO

Dr. Angela E. Summers, Ph.D., P.E., Presidente, y Bryan Zachary, Director de Productos e Ingeniería de Aplicaciones, SIS-TECH Solutions, LP

Una Propuesta Alterna para la protección por Presión en Tuberías de Cabezal de Pozo, JPT, Febrero de 2008.

"Una Propuesta Alterna para la protección por Presión en Tuberías de Cabezal de Pozo" Dr. Angela E. Summers, Ph.D., P.E., y Bryan Zachary 2007 Offshore Technology Conference, Houston, TX (2007).

### Resumen

Por muchos años, los estándares de especificación de los dueños u operadores han requerido que las tuberías aguas abajo sean aptas para soportar un cierre completo del cabezal de pozo. Esta práctica de diseño seguro garantiza que la línea de flujo fuera especificada para una máxima presión de trabajo permisible (MAWP) igual o mayor que la presión máxima esperada producida por el pozo. Esta práctica proporciona una protección adecuada que ha sido comprobada en miles de instalaciones de cabezal de pozo alrededor del mundo.

Inherentemente en pozos existentes, las prácticas seguras han sido desafiadas recientemente con la introducción de bombas eléctricas sumergibles (ESPs). La presión máxima de descarga bajo condiciones de bloqueo es mayor que la MAWP de la tubería de flujo existente. Una alternativa segura para reemplazo de la tubería es el uso de un Sistema de Protección de Alta Integridad (HIPS) diseñado y operado como un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) con un nivel de integridad seguro (SIL) de 3. Este artículo explica como la alternativa de HIPS puede ser implementada como una capa de protección contra la alta presión de las líneas de flujo en instalaciones de cabezales de pozo sencillos o múltiples.

### Introducción

Cuando el precio del crudo comienza a elevarse por encima de los US\$50 por barril, las compañías productoras de petróleo implementan esfuerzos agresivamente para incrementar o reiniciar la producción en pozos existentes con una inversión de capital razonable. Una solución avanzada de recuperación de petróleo, especialmente en aplicaciones submarinas de alta profundidades (4000 pies/ 1.21 Km), es el uso de bombas eléctricas sumergibles (ESP) para incrementar la presión del pozo. Un reto aun mayor a desarrollar en estas soluciones avanzadas de recuperación del petróleo en áreas submarinas de altas profundidades, es la limitación de la máxima presión de trabajo permisible (MAWP) de las tuberías aguas abajo. Una solución que esta ganando popularidad es la implementación de un sistema de protección de alta integridad (HIPS) para cerrar las válvulas de bloqueo localizadas antes del cambio de especificación de la tubería, protegiéndola de la tubería aguas debajo de especificaciones menores.



Prácticas convencionales de tuberías en los cabezales de pozo requieren que la tubería aguas abajo sea apta para soportar un cierre completo del cabezal de pozo. Estas prácticas han sido probadas efectivamente en miles de instalaciones de cabezales de pozo en todo el mundo. Sin embargo, el uso de las ESPs de alta presión en muchos campos costa afuera ha incrementado la máxima presión de cierre más allá de MAWP de la tubería aguas abajo. Entre las razones dadas para la instalación de un ESP se incluyen las siguientes:

- Pozos viejos o a veces abandonados aun contienen valiosas reservas de petróleo, pero insuficiente presión para una recuperación eficiente.
- Conectando pozos con diferentes presiones de producción al mismo cabezal de distribución.
- Deseo de incrementar los índices de producción, y
- Pozos existentes de producción son conectados a plantas de proceso más distantes.

El diseño de la respuesta del sistema instrumentado es complicado, debido a la necesidad de responder rápidamente. Durante el cierre del cabezal de pozo, la ESP típicamente produce la presión suficiente para desafiar rápidamente la integridad mecánica de la tubería. El aumento en la presión está relacionada a la comprensibilidad del material, pero el aumento de la presión es generalmente rápido, resultando en un tiempo de seguridad de proceso muy corto. Ej., en servicio de líquido, el tiempo podría ser de menos de 5 segundos.

En aplicaciones típicas de la industria de proceso costa adentro, un peligro por sobre presión, tal y como se ha presentado por la ESP en la línea de flujo de pozo, sería solventado por un dispositivo de alivio de presión (PRD) y un sistema de desecho de estos efluentes, tales como un cabezal de venteo o limpieza de gases para procesar de manera segura el material liberado durante el evento de sobre presión. Cuando las PRDs se encuentran instaladas en diseños convencionales de tuberías, ellas están típicamente calculadas para mitigar únicamente la expansión térmica del material cuando el flujo en la tubería es bloqueado. Para diseños de tuberías HIPS, el dimensionamiento de la PRD debería igualmente considerar una posible fuga en las válvulas de bloqueo.

En plantas costa adentro, el operador tiene tiempo para aislar manualmente las fuentes de presión y responder anticipadamente a la operación de la PRD. El sistema de venteo o manejo de desechos está dimensionado para el flujo y duración del alivio esperado, considerando el tiempo que el Operador requiere para ejecutar una acción y al proceso para alcanzar el estado seguro. Esta propuesta no es práctica ni económica para aplicaciones de cabezal de pozo. Si el material puede ser almacenado o desechado de manera segura, el sistema de desecho o almacenamiento sería de gran magnitud, costoso y tendría sus propios riesgos de seguridad y ambiente.

Una alternativa segura y confiable para reemplazar las tuberías existentes del cabezal de pozo se basa en el uso de un HIPS para detectar presiones inaceptables de operación e iniciar el cierre de las válvulas de bloqueo. HIPS (Figura 1) es un sistema instrumentado de seguridad (SIS) de clase especial, el cual debería ser diseñado y manejado de acuerdo con ISA 84.01-2004/IEC 61511. El término "Alta integridad" se refiere a los requerimientos de alta reducción del riesgo que son confiados al SIS.

### Figura 1. Sistemas de Protección de Alta Seguridad

Los Sistemas de Protección de Alta Integridad son Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) diseñados y manejados para alcanzar una alta integridad. Los elementos principales de estos sistemas son:

**Iniciador(es):** Elemento(s) Analógicos ó discretos que miden la condición iniciadora (alta/baja presión, temperatura, flujo, etc).

**Logic Solver:** Equipos Lógicos (programables o relay) que evalúan las entradas y determina la acción de salida apropiada para el elemento final.

HIPS podrían ser implementados para proteger contra desafíos de presión provenientes de pozos individuales o múltiples, conectados a una sola tubería de flujo. Las pérdidas de producción asociadas con el correcto cierre del pozo, por lo general son suficientemente altas para justificar que el HIPS sea de alta confiabilidad, así como también demostrar una alta integridad en el ambiente operacional. Equipos redundantes aprobados por el usuario y un mantenimiento frecuente son generalmente necesarios para alcanzar estos requerimientos. La complejidad del HIPS requiere una consideración cuidadosa de las fallas por causa común, modo común, y fallas sistemáticas. La complejidad se incrementa cuando estamos en presencia de redes de tuberías y se requieren tiempos de respuesta rápida. Cuando varias funciones HIPS son instaladas en el mismo equipo lógico; este equipo lógico se convierte en un único punto de falla en el cierre inesperado de múltiples pozos ó en una falla peligrosa que genera una condición de sobre presión en las líneas que se encuentran aguas abajo del cambio de especificación de la tubería.

Para la protección de cabezales de pozo, el desafío más grande para el diseño y manejo exitoso del HIPS es el requerimiento de inspección a largo plazo, mantenimiento, y pruebas con la finalidad de mantener al equipo en la condición de "como si fuera un equipo nuevo". Con numerosas unidades de procesos, repartidas por áreas muy grandes, los dueños/operadores requieren que el equipo sea resistente al ambiente de operación, y que sean mantenidos por trabajadores locales. Estos requerimientos en combinación con el bajo número de entradas y salidas favorecen a un sistema eléctrico, como por ejemplo un sistema de relés ó amplificadores de disparo.

#### Protección de un solo Pozo

La producción de un solo pozo puede ser mejorada a través de la instalación de una ESP. Las mejoras en la producción generan nuevos peligros; la posibilidad de sobre presión en las tuberías durante el bloqueo de la ESP. El peligro esta presente en cualquier momento en que exista un bloqueo en el flujo aguas abajo del cambio de especificación de la tubería, como el cierre de la válvula de acople (Figura 2). El bloqueo de la ESP ocasiona un incremento rápido en la presión de descarga. El HIPS mide la presión aguas abajo del cambio de especificación de la tubería. Cuando dos de los tres (2oo3) transmisores de presión indican una condición de sobre presión, las salidas del equipo lógico inician un cierre de las válvulas de bloqueo localizadas antes del cambio de especificación de la tubería. Esta acción previene la condición de sobre presión y la posible ruptura de la tubería.

El propósito del HIPS es prevenir que la alta presión se propague hacia las líneas de una especificación MAWP mas baja, aislando la fuente que genera la presión. Mientras el cierre de las válvulas de bloqueo logra este propósito, se genera la parada de la ESP a través de evento de cascada. Mientras que la tubería aguas arriba esta correctamente especificada y presenta poca posibilidad de perdida de contención o derrames, bloquear la descarga de la bomba puede dañar la ESP, lo cual es un activo importante y muy costoso de reemplazar. La descarga de la bomba puede llegar a ser bloqueada por varios errores y fallas, tales como el cierre de la válvula de acople, la acción del HIPS derivada de una demanda del proceso, o la falla de cierre inesperado de algunas de las válvulas de bloqueo. La protección de la bomba esta fuera del alcance de este artículo, pero debería tomarse en consideración la parada automática de la bomba sumergible, ya que el tiempo de seguridad del proceso es de segundos, invalidando la respuesta del operador en presencia de una alarma.

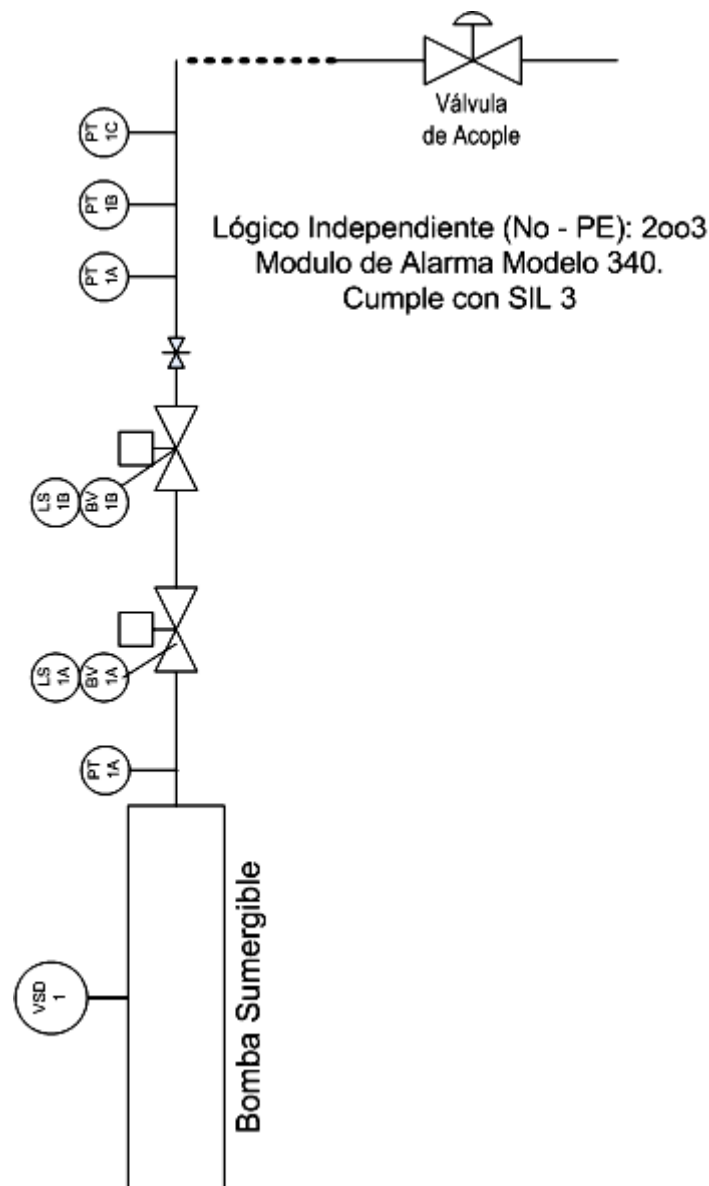


Figura 2. Instalación en pozos sencillos



Finalmente, la sobre presión, o la pérdida de la integridad mecánica, ó un impacto externo podría causar una fuga significativa ó una ruptura en la línea de flujo. Una baja presión puede ser detectada por los mismos transmisores utilizados para detectar la sobre presión. Consecuentemente, la estrategia global de reducción de riesgo es:

#### Prevenir la ruptura en la línea de flujo:

1. Parada de la bomba sumergible en presencia de sobre presión (2oo3) para detener el suministro de presión y
2. Cierre de las válvulas de bloqueo en presencia de sobre presión (2oo3) para aislar el suministro de presión.

#### Prevenir daños a la bomba:

1. Parada de la bomba en presencia de bloqueo de la descarga. (No es parte del alcance de este artículo).

#### Mitigar la rotura de la tubería:

1. Parada de la bomba y cierre de las válvulas de bloqueo en presencia de baja-baja presión con la finalidad de detener el flujo del material debido a la pérdida de integridad de la tubería (Ej., fuga, rotura, etc.).

La probabilidad de falla en demanda (PFD) es calculada por un análisis de árbol de falla usando el tiempo promedio de falla peligrosa (MTTFD), la arquitectura de votación, el intervalo de prueba, y el tiempo promedio de reparación. El MTTFD del equipo es de la siguiente manera: transmisor de presión (150 años), amplificador de disparo (715 años), válvula solenoide (60 años), válvula de bloqueo (60 años). Fallas detectadas en el transmisor conllevan que el transmisor falle hacia el estado seguro, causando una votación de disparo en el canal. El proceso se mantiene en línea, debido a que se requieren una votación de dos para que el sistema se dispare. La votación de disparo del canal genera una alarma en la pantalla del operador, de manera tal, que el mantenimiento del canal fallado es realizado de manera oportuna. El operador responde a la alarma de acuerdo con los procedimientos escritos. La causa común es asumida en un 2% para los transmisores de presión y los amplificadores de disparo, mientras 0.2 % fue asumido para la válvulas solenoides y válvulas de bloqueo. Con un intervalo de prueba anual y un tiempo promedio de reparación (MTTR) de 72 horas, el PFD es 4.472E-04, el cual satisface SIL 3.

### **Protección de Pozos múltiples**

Muchos campos contienen múltiples pozos, los cuales deben ser analizados como parte de una red. El análisis y diseño llegan a ser más complejos, cuando múltiples pozos están implicados en el análisis. En la figura de abajo (Figura 3), hay cuatro bombas que pueden crear una sobre presión en la línea de flujo en presencia de un cierre de la válvula de acople.

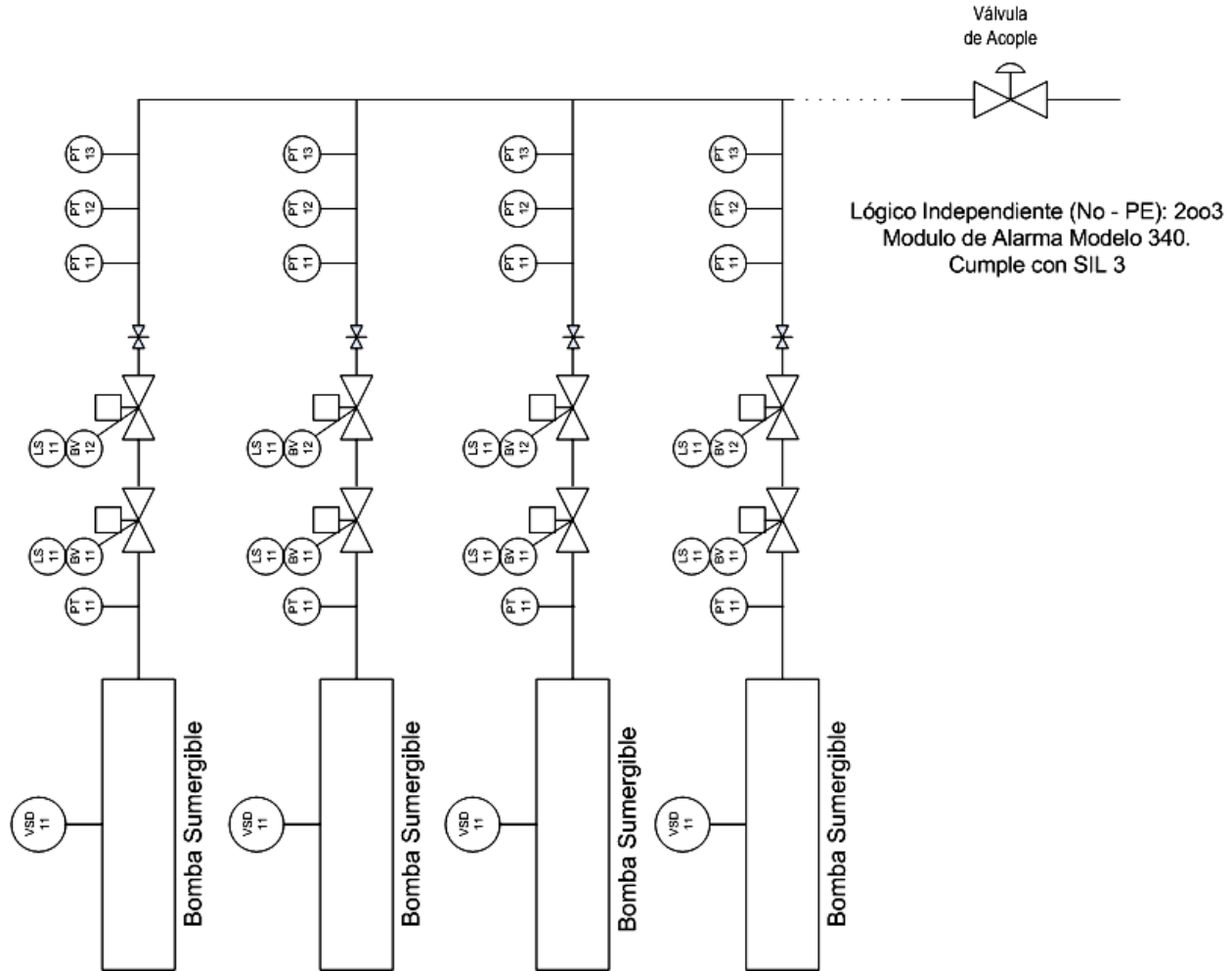


Figura 3. Cuatro pozos conectados en red y protegidos por HIPS individuales

En cuanto más pozos son conectados a la red, el riesgo hacia la tubería de flujo se vuelve cada vez más alto. En consecuencia, es más difícil alcanzar la reducción de riesgo requerida para la protección de la tubería de flujo. El PFD de la red puede aproximarse a  $4 \times 4.472E-04 = 1.789E-03$ , si los cuatro HIPS son implementados como sistemas independientes y separados. Si el HIPS es implementado en un equipo lógico, el equipo lógico se convierte en el único punto de falla peligrosa ó falla inesperada para la red. Incluso aun con un equipo lógicos (non-PE) separado, el PFD de la red no cumple con SIL 3. A medida que la red crece en tamaño, el funcionamiento declina mucho más.

Un diseño alternativo del proceso mueve el cambio de especificación de la tubería hacia el cabezal principal como se muestra abajo. Esto incrementa la cantidad de tubería que debe estar especificada para soportar la presión máxima de descarga de la bomba. La reducción de riesgo para la protección de la tubería es lograda usando un solo HIPS en el cabezal principal. Es importante reconocer que un solo un HIPS puede ahora ocasionar el bloqueo de la descarga de varias bombas. El PFD para la red de bombas es  $4.472E-04$ .

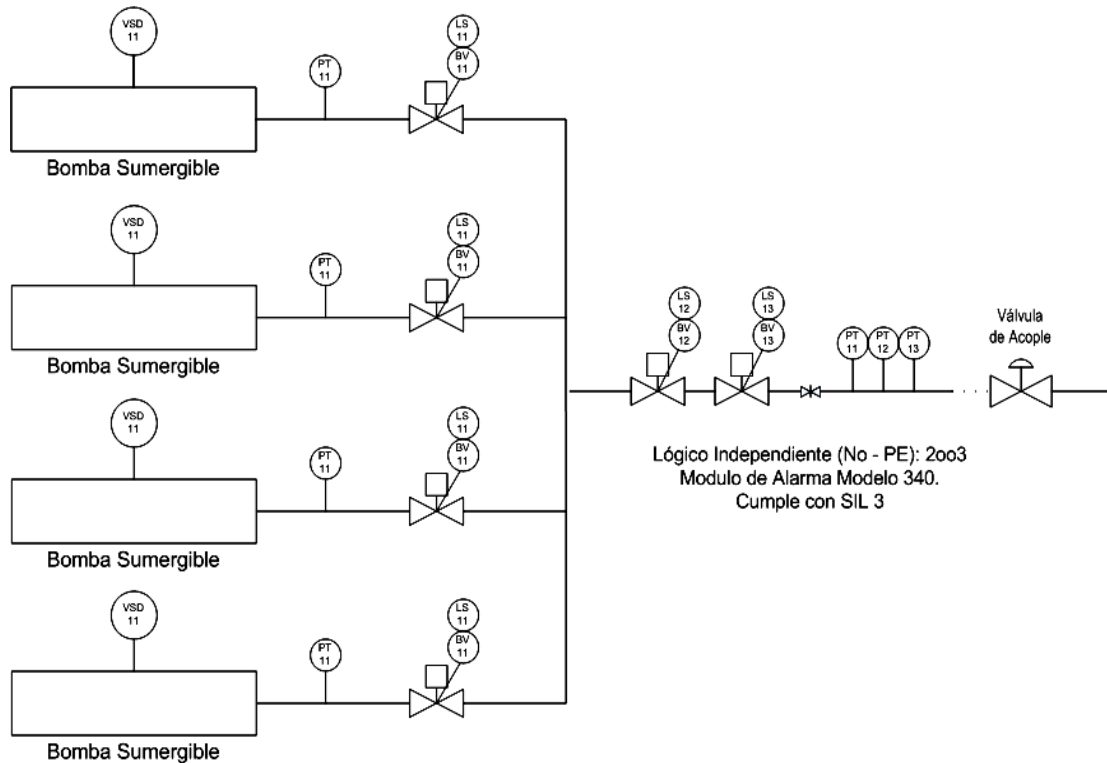


Figura 4. Cuatro pozos conectados y protegidos por un solo HIPS

## Conclusiones

Una estrategia efectiva de reducción de riesgo solo puede ser desarrollada basada en el entendimiento del riesgo general presentado por la causa iniciadora. Un pozo independiente puede ser protegido usando un HIPS dedicado, usando transmisores de presión en votación 2oo3, amplificadores de disparo en votación 2oo3, y válvulas de bloqueo en votación 1oo2. Con pruebas anuales, el PFD cubre los requerimientos de SIL 3. Entre más pozos son conectados, el riesgo de la tubería se acumula y el diseño de HIPS se vuelve mas complicado. Si la línea de cabezal individual de pozo tiene que ser protegida, podría volverse imposible cubrir los requerimientos de alta integridad. Cuando el cambio de especificación de la tubería es movido a una tubería principal, los cabezales de pozos conectados pueden ser protegidos con un solo HIPS, haciendo posible cubrir los requerimientos de reducción de riesgos.

## Referencias

- IEC 61511, Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland (2003).
- ANSI/ISA 84.00.01-2004 (IEC 61511 modified), Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector, Instrumentation, Systems, and Automation Society, Research Triangle Park, NC (2004).