

Válvulas de seguridad de fondo de pozo listas para operar

Las válvulas de seguridad de fondo de pozo ofrecen máxima protección contra el flujo descontrolado proveniente de pozos productores de petróleo y gas en caso de daño catastrófico del equipo de cabeza de pozo. Su utilización en áreas marinas se encuentra legislada en diversos lugares del mundo para proteger a las personas y el medio ambiente. Las válvulas de seguridad han evolucionado, pasando de los relativamente simples dispositivos de la década de 1940 a los complejos sistemas que hoy forman parte integrante de las terminaciones de pozos marinos de todo el mundo.

James Garner
Sugar Land, Texas, EUA

Kevin Martin
BP
Aberdeen, Escocia

David McCalvin
Houston, Texas

Dennis McDaniel
Kerr-McGee Oil & Gas Corp.
Houston, Texas

Por su colaboración en la preparación de este artículo se agradece a Phillip Hodge, Houston, Texas.

ScaleGard es una marca de Schlumberger. Tefión es una marca registrada de E.I. DuPont de Nemours & Co. Inc.

1. Congdon B, Fagot C y Winbush D: "MMS Preliminary Report Finds Most Facilities Withstood Hurricane Lili; 6 Platforms Out of 800 with Severe Damage; MMS Buoy Provides Important Data." Comunicado de prensa del Servicio de Administración de Minerales de EUA (15 de octubre de 2002).
<http://www.gomr.mms.gov/homepg/whatsnew/news-real/021016.html>.

El Servicio de Administración de Minerales es la agencia de EUA que controla el petróleo, el gas natural y otros recursos minerales de la plataforma continental externa estadounidense en aguas marinas federales.

Los sistemas de seguridad de fondo de pozo proveen cierre de emergencia a prueba de fallas para detener el flujo de fluido de un pozo en caso de daño o inoperabilidad de las válvulas de superficie o de la cabeza de pozo. Las válvulas de seguridad resultan esenciales en los pozos marinos y en muchos pozos terrestres ubicados en ambientes sensibles o en pozos que producen gases peligrosos. El objetivo de su instalación es proteger a las personas, el medio ambiente, las reservas de petróleo y las instalaciones de superficie. La instalación exitosa, la operación segura y la confiabilidad de los sistemas de válvulas de seguridad son elementos cruciales para el desempeño eficaz y seguro de un pozo.

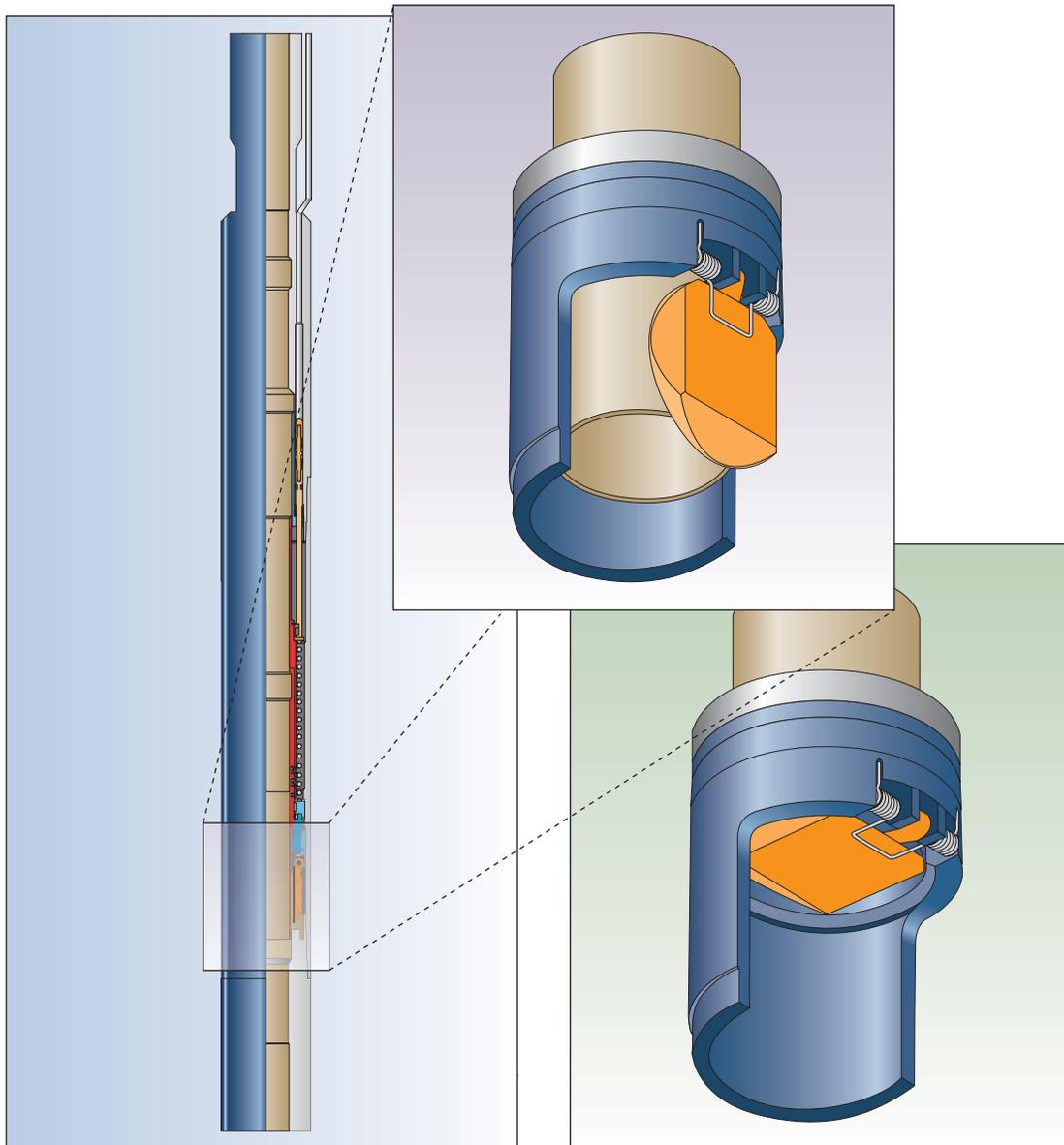
Siendo probablemente el componente más regulado de los pozos de petróleo y gas, el sistema de válvulas de seguridad debe satisfacer rigurosos requisitos técnicos, de calidad y operativos. El examen minucioso de su diseño, fabricación y funcionamiento por parte de los organismos reguladores y de los operadores exige que los fabricantes de válvulas apliquen un nivel de esmero y verificación superior al aplicado a los equipos asociados de terminación de pozos y control de flujo. Esto refleja el papel decisivo que desempeñan las válvulas de seguridad.

Los vientos y las olas del Huracán Lili azotaron unas 800 instalaciones marinas, incluyendo plataformas y equipos de perforación, cuando una tormenta Categoría 4 atravesó la región petrolera del área marina de Luisiana, EUA, en septiembre y octubre del año 2002. A pesar de los sostenidos vientos de 233 km/h [145 millas/h], el Servicio de Administración de

Minerales (MMS, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos informó que la tormenta no había producido víctimas fatales ni lesiones entre los operarios de las plataformas marinas, ningún incendio, ni incidente de contaminación importante.¹ Sólo había ocasionado daños sustanciales a seis plataformas y cuatro equipos de perforación para exploración. Se reportaron nueve pérdidas de petróleo, dos de las cuales superaban el barril. Ninguno de estos derrames tenía relación con las seis plataformas severamente dañadas.

La prevención de accidentes es un aspecto importante de la estrategia de seguridad del MMS. La ausencia de noticias significativas acerca de los derrames producidos durante esta tormenta certifica el éxito de los protocolos de seguridad establecidos. Como parte del sistema de seguridad, las válvulas de seguridad de fondo de pozo desempeñan un papel relativamente poco glamoroso pero decisivo. Al funcionar correctamente cuando otros sistemas fallan, estas válvulas constituyen una protección definitiva frente al desastre que representa el flujo descontrolado de un pozo.

En principio, una válvula de seguridad es un dispositivo sencillo. La mayor parte del tiempo permanece abierta para permitir el flujo de los fluidos producidos, pero en situaciones de emergencia se cierra automáticamente y detiene ese flujo. Para efectuar esta tarea se han utilizado diseños técnicos sofisticados y desarrollado materiales de última generación. El mecanismo de cierre de la válvula debe actuar y hacerse hermético luego de permanecer varios meses en posición de apertura y transcurridos unos años



después de su instalación. Procedimientos y tecnologías especiales aplicados a la reapertura de la válvula después del cierre aseguran su confiabilidad permanente.

Los pozos se perforan y terminan en condiciones diversas, de manera que para seleccionar e instalar la válvula de seguridad de fondo adecuada, es preciso realizar una revisión minuciosa del yacimiento, el pozo y las condiciones ambientales.

Este tipo de análisis debería tener en cuenta estos factores a lo largo de la vida esperada de una terminación, o quizás, durante la vida productiva de un pozo. Los desarrollos de petróleo y gas en yacimientos de aguas profundas y de alta presión y alta temperatura (HPHT, por sus siglas en inglés), imponen desafíos tecnológicos adicionales en lo que respecta al diseño y a la instalación de las válvulas de seguridad.

En esos entornos, donde la intervención de pozos resulta a la vez difícil y costosa—a menudo implica varios millones de dólares estadounidenses, sin contar la pérdida de producción—la importancia de contar con un sistema de válvulas de seguridad confiable es aún mayor. Este artículo analiza la evolución, el diseño y la instalación de las válvulas de seguridad de fondo de pozo mediante la descripción de ejemplos de operaciones llevadas a cabo en el Mar del Norte y el Golfo de México.

Los desastres impulsan el desarrollo

El primer dispositivo de seguridad para controlar el flujo proveniente del fondo del pozo se utilizó en aguas continentales de los Estados Unidos a mediados de la década de 1940. Esta válvula de Otis Engineering se dejaba caer en el pozo ante la

inminencia de una tormenta y actuaba como válvula de retención aislando el flujo en caso de que el gasto (tasa, velocidad de flujo, caudal, rata) superara un valor predeterminado. Para recuperar la válvula había que desplegar una unidad con línea de acero (línea de arrastre, slickline).

Esas primeras válvulas sólo se desplegaban en caso de necesidad, cuando se pronosticaba una tormenta. La utilización de las válvulas de seguridad de fondo de pozo era mínima hasta que en 1949 el estado de Luisiana aprobó una ley que exigía la colocación de un dispositivo de cierre automático debajo de la cabeza de pozo en todos los pozos productores ubicados en aguas continentales de ese estado.

Lamentablemente, la mayoría de las catástrofes se producen inesperadamente. Las instalaciones de superficie, incluyendo las válvulas de

seguridad de superficie, pueden dañarse por el impacto de tormentas o vehículos. Las embarcaciones que arrastran anclas u otros dispositivos pueden producir averías en las instalaciones ubicadas en el fondo de lechos lacustres o marinos. Incluso se han producido accidentes al derivar provisoriamente los equipos de seguridad de superficie durante el desarrollo de operaciones de adquisición de registros (perfilaje) e intervención de pozos.

La necesidad de contar con un tipo de válvula de seguridad nuevo y más confiable surgió a raíz de los accidentes ocurridos en el Lago de Maracaibo, Venezuela, a mediados de la década de 1950, donde los buques tanque que golpearon las plataformas de perforación provocaron reventones en los pozos. Los productores querían una válvula que protegiera el medio ambiente en caso de producirse daños severos en las instalaciones de superficie, maximizando al mismo tiempo la producción. El resultado fue el desarrollo de una válvula normalmente cerrada controlada desde la superficie; esto significa que la válvula permanecía cerrada a menos que algún mecanismo la mantuviera abierta. Este mecanismo lo constituía la presión del fluido transmitida a la válvula a través de una línea de transmisión hidráulica instalada en la superficie.

Un reventón producido en 1969 en un pozo del Canal de Santa Bárbara frente a la costa de California, EUA, condujo a la sanción de las regulaciones de 1974 que exigían la utilización de sistemas de válvulas de seguridad de fondo de pozo en todas las plataformas e instalaciones marinas situadas en aguas federales de EUA. Las regulaciones se basaban en requisitos y sugerencias formulados por un grupo de estudio del Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés), integrado por fabricantes y usuarios de válvulas de seguridad de fondo de pozo.³ El API ha publicado lineamientos clave para los diversos aspectos del diseño y la terminación de pozos de petróleo y gas.

La Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés) revisó el trabajo del grupo de estudio del API para que satisficiera las necesidades globales. Estas normas ISO tienen amplia aplicación en proyectos marinos internacionales y en numerosos desarrollos terrestres. En los Estados Unidos, el MMS asegura el cumplimiento de los requisitos de la legislación federal y estatal. Organismos gubernamentales similares, tales como la Administración de Salud y Seguridad en el Reino Unido y la Dirección Noruega de Petróleo en Noruega, desempeñan esta función en sus respectivos países.

Las normas y recomendaciones desarrolladas a través de diversas contribuciones industriales han generado mayor concientización respecto de la seguridad y un mayor compromiso con la mitigación del riesgo humano y ambiental. Este aspecto se torna cada vez más relevante a medida que la industria busca explotar reservas de petróleo en condiciones operativas mucho más exigentes y severas y más sensibles desde el punto de vista ambiental que las prevalecientes en 1974. Los desafíos que plantea una producción de petróleo y gas segura en yacimientos de aguas profundas y de alta presión y alta temperatura, llevan los esfuerzos de cooperación de la categoría de beneficiosos a la categoría de esenciales.

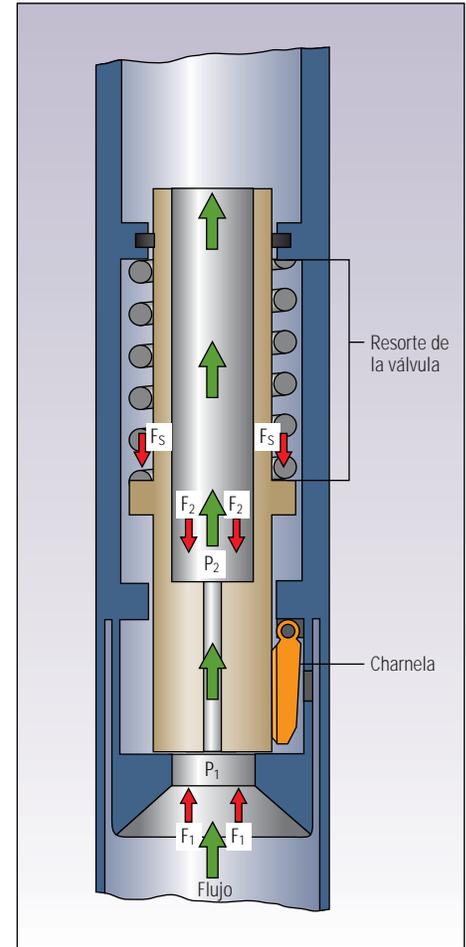
Operación de válvulas de seguridad

Las válvulas de seguridad modernas son parte integrante de los sistemas que protegen prácticamente todas las instalaciones de producción marinas y un número creciente de instalaciones terrestres. Estos sistemas resguardan a las personas y al medio ambiente y limitan el movimiento no deseado de los fluidos producidos hacia la superficie. A modo de seguro contra desastres, estos sistemas deben permanecer esencialmente adormecidos durante largos períodos, pero han de entrar en funcionamiento cuando se haga necesario. El desarrollo de las sofisticadas válvulas disponibles actualmente evolucionó en etapas claramente definidas.

Las primeras válvulas de seguridad de fondo de pozo se accionaban mediante un cambio en el régimen de producción en el fondo del pozo. Esas válvulas tienen un tubo de flujo equipado con un estrangulador, que es un tubo corto y duro que restringe el flujo, creando una presión diferencial entre la parte superior y la parte inferior del tubo. El fluido de producción que circula por este orificio crea una presión diferencial en el buje de estrangulación; la presión sobre la cara inferior del estrangulador es más alta que la presión sobre la cara superior. Cuando la fuerza aplicada sobre la cara inferior supera a la combinación de la presión ejercida sobre la cara superior y la fuerza del resorte mecánico que mantiene abierta a la válvula, el tubo de flujo sube, y permite que la charnela se articule en la corriente de flujo y se cierre contra un asiento aislando el flujo. El gasto necesario para que se cierre la válvula puede fijarse durante la fabricación a través de la selección del resorte y del separador de resorte y mediante el ajuste del diámetro del orificio del buje de estrangulación (*derecha*).

Las válvulas de seguridad accionadas de este modo generan una restricción en el pozo que puede limitar la producción aunque estén abiertas.

Durante muchos años luego de la aparición de las válvulas de seguridad en la década de 1940, estuvo vigente en el mercado estadounidense el sistema de prorroto, de modo que los gastos de los pozos eran menores que su máximo potencial.³ En ese momento, el obstáculo que representaba el diseño y la instalación de este tipo de válvula para la eficiencia de la producción no era un aspecto importante.



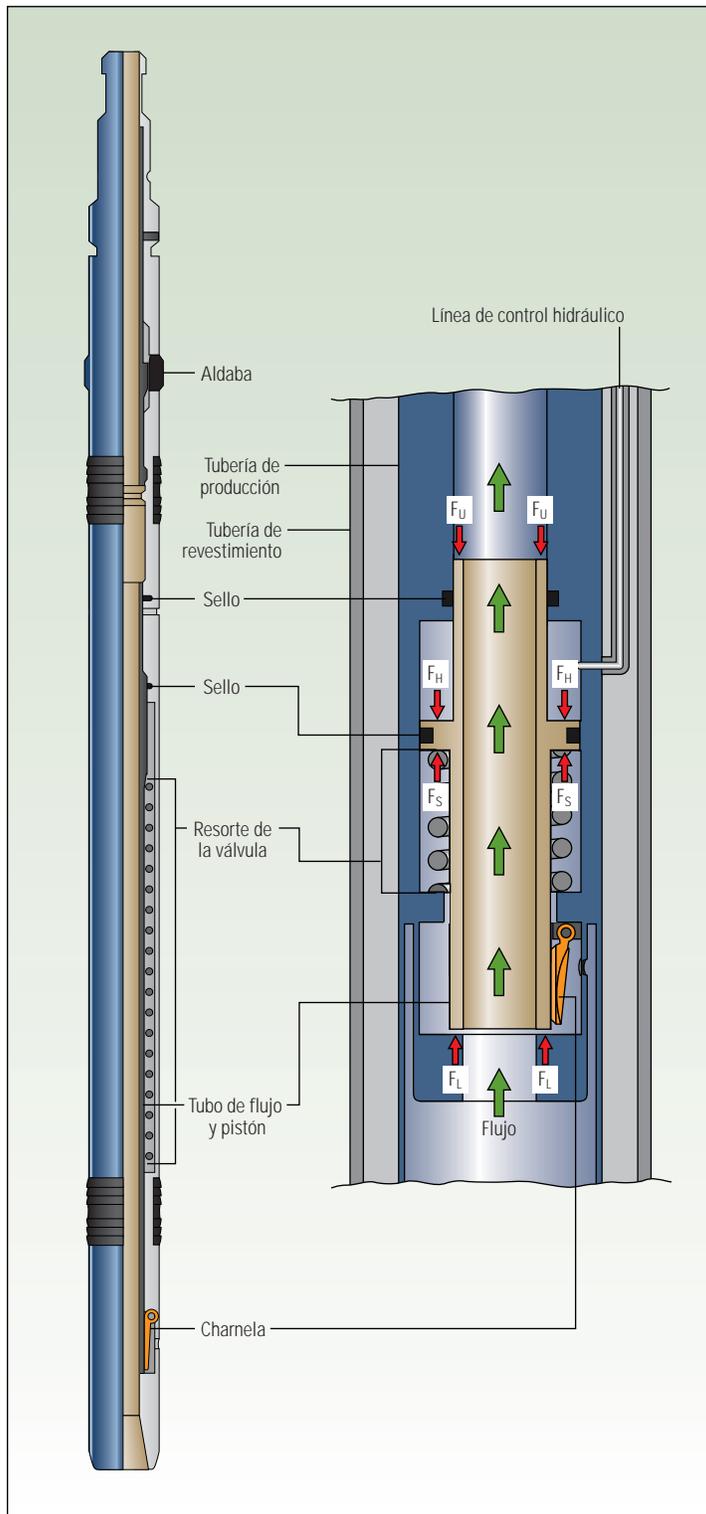
^ Válvula de seguridad típica controlada desde el fondo del pozo. Las primeras válvulas de seguridad eran relativamente simples en lo que respecta a operación y generaban una restricción importante de la producción. La fuerza del resorte de la válvula, F_s , actúa sobre el tubo de flujo para mantener la válvula a charnela normalmente abierta. La presión por debajo de la restricción es P_1 y por encima, P_2 . Estas presiones actúan sobre las caras expuestas del pistón, creando una fuerza resultante $F_1 - F_2$ para cerrar la válvula. Cuando el fluido fluye en forma ascendente, la constricción produce una presión diferencial que aumenta la fuerza de cierre. La fuerza del resorte está prefijada para un gasto (tasa, velocidad de flujo, caudal, rata) específico, de manera que cuando el gasto alcanza ese valor crítico, el pistón sube soltando la charnela para que cierre y aisle el flujo de fluido.

Estas válvulas de seguridad accionadas o controladas desde el fondo del pozo tienen dos limitaciones fundamentales. Dado que para accionarlas se requiere una variación significativa en el flujo o en la presión de fluido, pueden utilizarse cuando la producción normal se limita a un nivel inferior a la capacidad máxima de un pozo.

Este nivel de accionamiento es ajustado y predefinido antes de instalar la válvula de seguridad en el pozo. Además, dado que se requiere un cambio importante en el gasto para accionar el mecanismo de aislamiento, la válvula no opera en condiciones de bajo gasto en las que el flujo de fluido es inferior al nivel de producción prefijado.

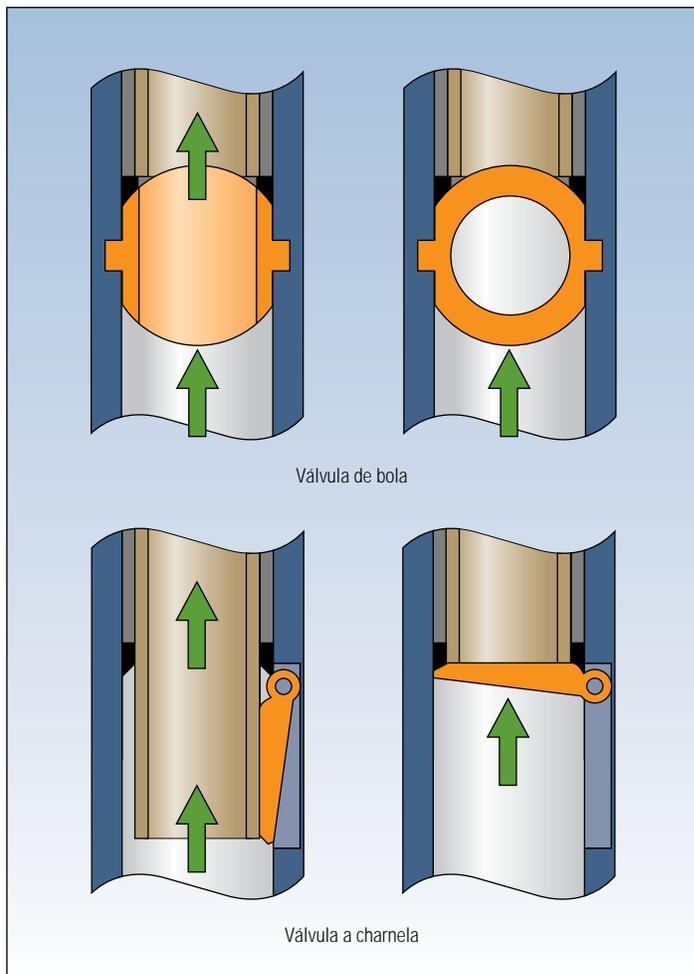
Debido al cambio experimentado por los mercados energéticos en la década de 1970 y a la mayor demanda de producción, fue necesario desarrollar un nuevo tipo de válvula. No obstante, cuando se maximiza la productividad de un pozo, puede resultar difícil o imposible tener suficiente flujo adicional en el fondo del pozo para vencer la fuerza del resorte y cerrar una válvula de seguridad controlada desde el fondo. En estas condiciones, ya no es posible garantizar la operación confiable de los equipos de tipo velocidad de flujo controlados desde el fondo del pozo.

El control de la operación de las válvulas de seguridad desde una estación de control de superficie y la implementación de un cierre confiable, independientemente de las condiciones del pozo, eran objetivos clave para los ingenieros de diseño. A comienzos de la década de 1960, Camco, ahora parte de Schlumberger, desarrolló los sistemas de válvulas de seguridad de fondo de pozo controladas desde la superficie (SCSSV, por sus siglas en inglés) para satisfacer estas necesidades (izquierda). Las mejoras introducidas posteriormente en el diseño dieron como resultado un perfil interno de válvula que causa una interrupción mínima del flujo de fluido dentro del conducto de producción mientras la válvula está abierta.



2. Las reglamentaciones utilizan las normas 14A y 14B del API.
3. Un pozo prorrateado es aquél para el cual su régimen de producción máximo está fijado por la ley.

< Válvula de seguridad de fondo de pozo controlada desde la superficie (SCSSV, por sus siglas en inglés). El diseño más reciente de las válvulas SCSSV, corresponde a una válvula normalmente cerrada en la que la fuerza del resorte, F_S , actúa para empujar el pistón hacia arriba y soltar la charnela para cerrar la válvula. La presión de control transmitida desde la superficie a través de una línea de control hidráulico actúa contra el resorte para mantener la válvula a charnela abierta durante la producción. Este diseño de pistón concéntrico, que ha sido reemplazado en muchas válvulas modernas por un diseño de tipo vástago pistón, tiene una zona en forma de anillo entre el pistón y el cuerpo de la válvula sobre la que actúa la presión hidráulica para generar la fuerza de apertura F_H . La pequeña diferencia en las secciones transversales de la pared del pistón entre la cara superior (U) y la cara inferior (L) del mismo agrega una pequeña fuerza ascendente adicional, $F_L - F_U$.



^ Rasgos clave de las válvulas de bola y a charnela. Una válvula de bola tiene una esfera atravesada por un orificio, que permite el paso del flujo cuando el orificio está alineado con la tubería de producción. Si se hace girar la bola 90°, la parte sólida de la bola queda en la corriente de flujo, deteniéndola (arriba). La válvula a charnela más común funciona como una bisagra con un resorte. Cuando el tubo de flujo está abajo, la charnela se abre, y cuando el tubo sube, la charnela se cierra (abajo).

La válvula SCSSV es operada a distancia mediante una línea de control que conecta hidráulicamente la válvula de seguridad, hasta y a través de la cabeza de pozo, a un sistema de cierre de emergencia con suministro de presión hidráulica. El diseño es a prueba de fallas: se aplica presión hidráulica a través de la línea de control para mantener abierta la válvula durante la producción. Si se pierde la presión hidráulica, como podría suceder en una catástrofe, la válvula de seguridad se cierra automáticamente por la acción de un sistema interno de resortes mecánicos. Se trata de un diseño de válvula normalmente cerrada a prueba de fallas.

Con una válvula SCSSV, la activación ya no depende de las condiciones de flujo en el fondo

del pozo. El control externo permite además probar la válvula cuando se desea, lo cual constituye una mejora importante en un dispositivo que puede tener años de instalación antes de ser utilizado para su función primordial.

Sistemas de cierre—Los primeros mecanismos de cierre de las válvulas de seguridad se caracterizaban por tener dos diseños principales: uno de válvula de bola (esférica) u otro de válvula a charnela (arriba). El diseño de la válvula de bola es una esfera—la bola—con un gran orificio que la atraviesa. Cuando este orificio está alineado con la tubería de producción, el flujo circula sin impedimentos. Si la bola se hace girar 90° se obtura el flujo. Las válvulas de bola son mecánicamente más complejas de operar ya que el

movimiento lineal del mecanismo de control, que suele ser un pistón, debe convertirse en movimiento de rotación de la bola sobre el sello. Además, el mecanismo de la válvula de bola es sensible al aumento de la fricción provocado por la presencia de suciedad o acumulaciones de incrustaciones o parafina.

El diseño de la válvula a charnela, promovida por Camco a fines de la década de 1950, se ha convertido en el mecanismo de cierre más utilizado en la industria, incluso para servicios severos donde es esencial la confiabilidad a lo largo de toda la vida productiva de un pozo. En esta válvula, la charnela actúa como una puerta. Un tubo de flujo se mueve en una dirección empujando la charnela para que se abra y permitiendo la circulación a través de la válvula. El retroceso del tubo de flujo desde la charnela permite que un resorte de torsión cierre la válvula y obture el flujo.

El mecanismo de la válvula a charnela es menos susceptible al mal funcionamiento que un arreglo de válvula de bola y ofrece muchas ventajas durante la operación. Es menos probable que los detritos presentes en la corriente de flujo y la formación de sólidos a partir de incrustaciones y parafina impidan el cierre de una válvula a charnela que el de una válvula de bola. Es más fácil que una válvula de bola se dañe si se cae una herramienta operada a cable o se pierde cualquier otro equipo en el pozo. A través de las válvulas a charnela se pueden bombear fluidos sin dañar la superficie de obturación de la charnela.

La función fundamental de una válvula de seguridad de fondo de pozo es aislar y obturar el flujo cuando situaciones de emergencia exigen la interrupción de la producción del pozo. El API ha establecido una tasa de pérdidas aceptable de 0.14 m³/min [5 pc/min] para las válvulas de seguridad de fondo de pozo nuevas. Este valor se considera suficiente para contener la presión del pozo. Las válvulas de Schlumberger son probadas según un patrón más riguroso que el exigido por las especificaciones del API. Una válvula debe cerrarse contra 200 y 1200 lpc [1.4 y 8.3 MPa] y a cualquiera de las dos presiones diferenciales de prueba no puede escapar más de una burbuja de nitrógeno en 30 segundos.

Después del accionamiento—Luego de ocurrido un incidente que activa una válvula de seguridad, puede ser necesario bombear fluidos densificados dentro del pozo para controlarlo o matarlo (ahogarlo). Las válvulas de seguridad generalmente se instalan por encima de la mayoría de los demás arreglos de fondo, de modo que se necesita un método para que los fluidos de

control pasen a través de una válvula de seguridad cerrada. El aumento de presión generado por el bombeo de los fluidos de control de pozo abrirá una válvula a charnela y permitirá que los fluidos atraviesen fácilmente el arreglo de la válvula de seguridad. Una vez que los fluidos de control del pozo están en su lugar, el resorte de torsión de la válvula a charnela volverá a cerrar la válvula.

Cuando se requiera poner el pozo en producción nuevamente, deberá reabrirse la válvula de seguridad. La presión positiva que actúa desde abajo mantiene cerrada la válvula de fondo de pozo. En los primeros y más elementales diseños, la presión en la tubería de bombeo se aplicaba desde la superficie para abrir la válvula, pero la aplicación de la presión requerida puede resultar difícil o impracticable por falta de disponibilidad de equipos o debido a restricciones de tiempo y costo.

Las válvulas de seguridad de tipo charnela hoy incluyen un mecanismo de accionamiento que las abre utilizando una presión diferencial pequeña que no daña el mecanismo de cierre. Las válvulas de equalización automática emplean el mismo mecanismo de accionamiento y también ofrecen un mecanismo para simplificar la presión de equalización generada por encima y por debajo de la charnela cerrada (derecha). Cuando la válvula de equalización automática está cerrada, queda un espacio entre el extremo inferior del tubo de flujo y la charnela. Un pequeño aumento en la presión de la línea de control hace descender el tubo de flujo lo suficiente como para desalojar el dardo de equalización, el cual abre una pequeña trayectoria de flujo hacia la tubería de producción por debajo de la charnela. La presión se equaliza por encima y por debajo de la charnela permitiendo que la válvula se abra suavemente.

Los mecanismos de equalización automática en los diseños de válvulas de bola requieren la aplicación de una presión hidráulica elevada que puede dañar el complejo sistema de cierre, característico de este tipo de válvulas.

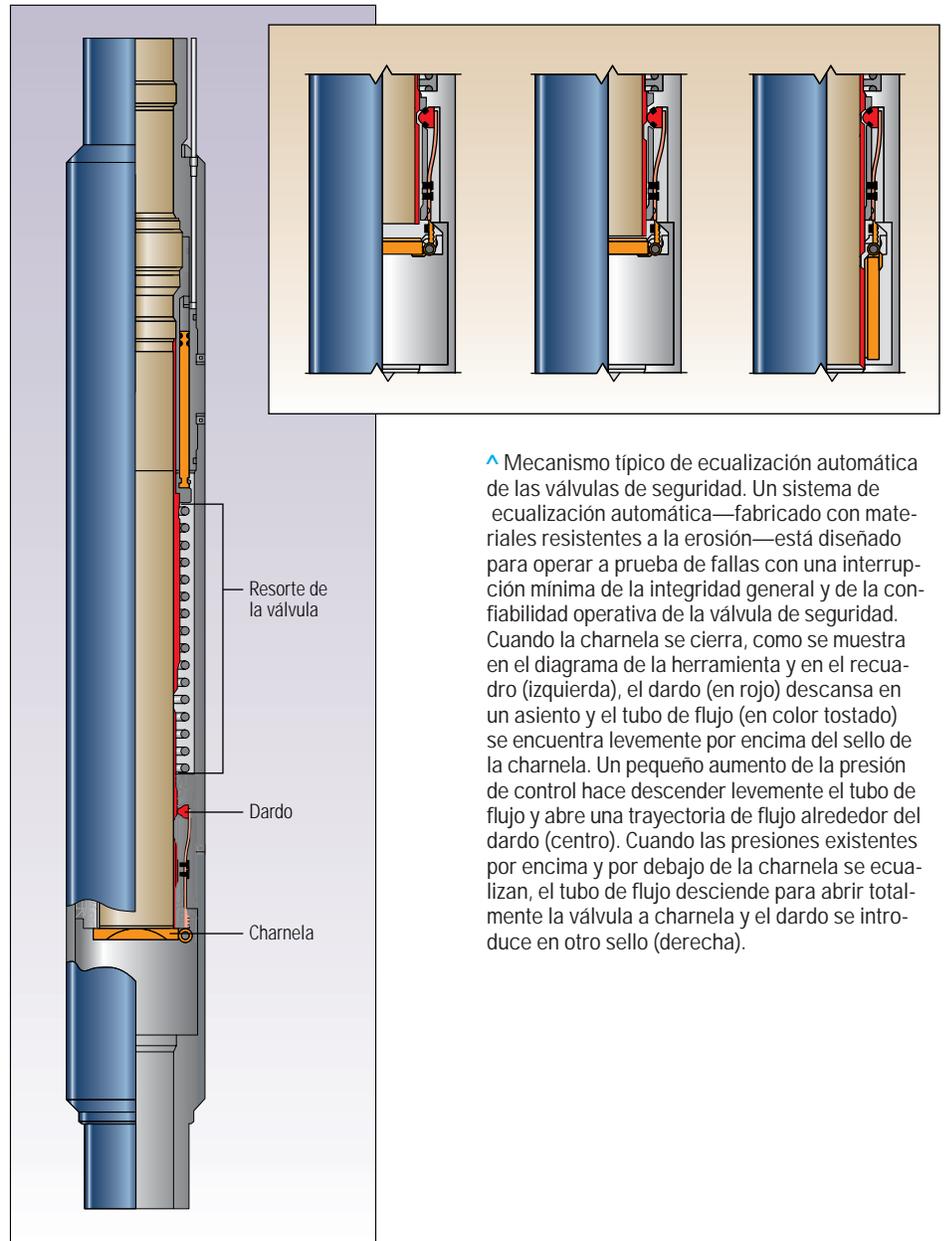
La desventaja potencial de los sistemas de equalización de presión es que cualquier mecanismo o trayectoria de fluido que evite el arreglo de cierre presenta una trayectoria de pérdidas potencial que puede contribuir a la falla o al mal funcionamiento de la válvula de seguridad. Esta desventaja potencial se minimiza todo lo posible a través de diseños y métodos de fabricación rigurosos que imponen estrictas normas de exactitud, confiabilidad y aseguramiento de la calidad.

En ciertas aplicaciones, la funcionalidad de un mecanismo de equalización de presión interno constituye un rasgo esencial de los diseños de terminaciones de pozos. En ocasiones, puede resultar imposible equalizar la presión frente a una válvula cerrada mediante el bombeo de fluido en el pozo desde la superficie. Por ejemplo, en pozos aislados o remotos, bombear fluido dentro del pozo cuando es necesario, puede ser difícil y costoso o quizás el equipo necesario no esté disponible de inmediato o implique un alto costo de transporte hasta el lugar en cuestión. Para

estos pozos, se puede utilizar una válvula de equalización automática a fin de minimizar la presión requerida en la superficie.

Generalmente se opta por minimizar el uso de sistemas de equalización automática durante el diseño del pozo mediante la selección de aplicaciones y procedimientos operativos que no requieran este tipo de válvulas.

Sistemas de transporte—Existen dos sistemas característicos para la instalación y recuperación de válvulas de seguridad: tubería de producción y línea de acero. El método elegido



▲ Mecanismo típico de equalización automática de las válvulas de seguridad. Un sistema de equalización automática—fabricado con materiales resistentes a la erosión—está diseñado para operar a prueba de fallas con una interrupción mínima de la integridad general y de la confiabilidad operativa de la válvula de seguridad. Cuando la charnela se cierra, como se muestra en el diagrama de la herramienta y en el recuadro (izquierda), el dardo (en rojo) descansa en un asiento y el tubo de flujo (en color tostado) se encuentra levemente por encima del sello de la charnela. Un pequeño aumento de la presión de control hace descender levemente el tubo de flujo y abre una trayectoria de flujo alrededor del dardo (centro). Cuando las presiones existentes por encima y por debajo de la charnela se equalizan, el tubo de flujo descende para abrir totalmente la válvula a charnela y el dardo se introduce en otro sello (derecha).

para una aplicación de fondo de pozo incide en la geometría de las válvulas y en su efecto sobre el flujo de fluido proveniente del pozo (abajo).

Las válvulas de seguridad que se instalan y recuperan con tubería de producción están diseñadas para formar parte integrante de la sarta de producción y se instalan durante la terminación del pozo con los tubulares y otros equipos de fondo de pozo. Para las válvulas controladas desde la superficie, la línea de control hidráulico que va a la superficie se adosa directamente a la válvula de seguridad y se fija a la sarta de producción cuando ésta se baja en el pozo. El beneficio más importante de las válvulas recuperables con tubería de producción es que no se obstaculiza la producción; el diámetro interno de las válvulas de seguridad es en esencia equivalente al de la tubería de producción. El diámetro interior completo permite además el acceso al pozo debajo de la válvula con herramientas e instrumentos para el control de flujo, la vigilancia rutinaria o los servicios al pozo.

Un arreglo de la válvula de seguridad que se opera y recupera con línea de acero se coloca en el pozo después de instalar la sarta de producción y el equipo de cabeza de pozo de superficie. Este arreglo se asienta y se traba en un niple de asentamiento especial colocado en la sarta de producción a la profundidad de colocación deseada, ya sea como componente de la sarta de producción o como elemento integrante del diseño de una válvula de seguridad transportada con tubería de producción. El niple de asentamiento tiene una línea de control que se extiende hasta la superficie a fin de aplicar la presión hidráulica necesaria para operar la válvula.

En la mayoría de los casos, las válvulas recuperables con línea de acero son más fáciles y menos costosas de extraer del pozo para su mantenimiento o inspección que los diseños recuperables con tubería de producción. Casi todas las válvulas recuperables con tubería de producción han sido diseñadas para utilizar válvulas recuperables con línea de acero como sistema secundario; si el primer tipo de válvula funciona mal, se puede instalar la válvula recuperable con línea de acero hasta la siguiente reparación programada que requiera la extracción de la tubería de producción. En un pequeño porcentaje de terminaciones, se utiliza un sistema de válvulas operadas con línea de acero como válvula de seguridad primaria.

Una válvula SCSSV recuperable con línea de acero debe tener una conexión de presión con la línea de control hidráulico que parte de la superficie. El niple de asentamiento tiene dos superficies pulidas a ambos lados de un orificio hidráulico. Los elementos de obturación de la parte externa de la válvula recuperable con línea

de acero se acoplan a estos diámetros internos pulidos en el niple. Una vez que una válvula se traba en su lugar, los sellos contienen la presión hidráulica y la separan de los fluidos del pozo.

Selección de materiales—En el entorno de un pozo, donde los fluidos pueden ser corrosivos o erosivos y pueden hacer precipitar incrustaciones y sólidos orgánicos, es difícil que los equipos de fondo mantengan un alto grado de disponibilidad y confiabilidad por mucho tiempo. Las piezas bañadas por el flujo, que están en contacto con los fluidos de producción, deben ser diseñadas para resistir la corrosión, la erosión y la formación de precipitados o sólidos.

Las superficies bañadas por el flujo de las válvulas de seguridad de fondo de pozo de Schlumberger pueden protegerse con un tratamiento superficial de revestimiento resistente al depósito de incrustaciones ScaleGard. Se trata de un producto a base de teflón, con un aglomerante mejorado, que se aplica a las superficies mediante un proceso de pulverización y cocción. El revestimiento, de 0.0013 a 0.002 mm [0.00005 a 0.00008 pulgadas] de espesor, no interfiere con la operación de los arreglos de equipos de terminación que tienen piezas móviles o de movimiento alternativo y es levemente flexible. Un tratamiento con ScaleGard imparte las mismas propiedades excelentes de reducción de la fricción que las del teflón, incluso en condiciones de lubricación deficientes.

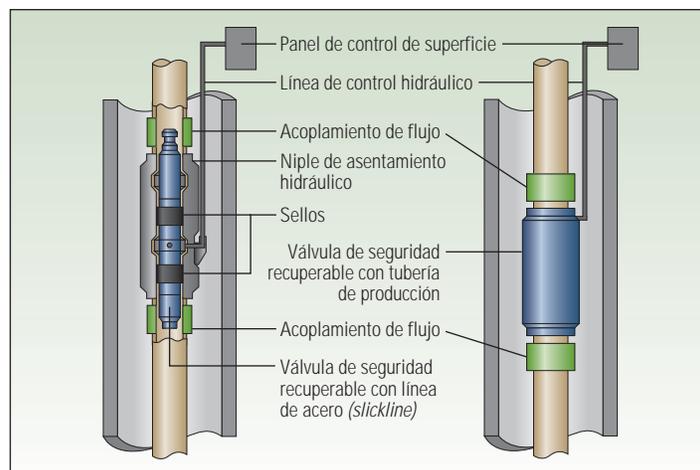
Las incrustaciones, que comprenden diversas sales inorgánicas que precipitan a partir de una solución acuosa, resisten la adherencia a piezas revestidas con ScaleGard ya que las superficies

de teflón resisten el humedecimiento con soluciones acuosas y orgánicas. Los revestimientos de ScaleGard también tienen excelente resistencia a los productos químicos y al calor. La selección de materiales, el diseño de componentes y el revestimiento de piezas bañadas por el flujo, contribuyen a aumentar la eficacia y la confiabilidad de las válvulas de seguridad de fondo de pozo.

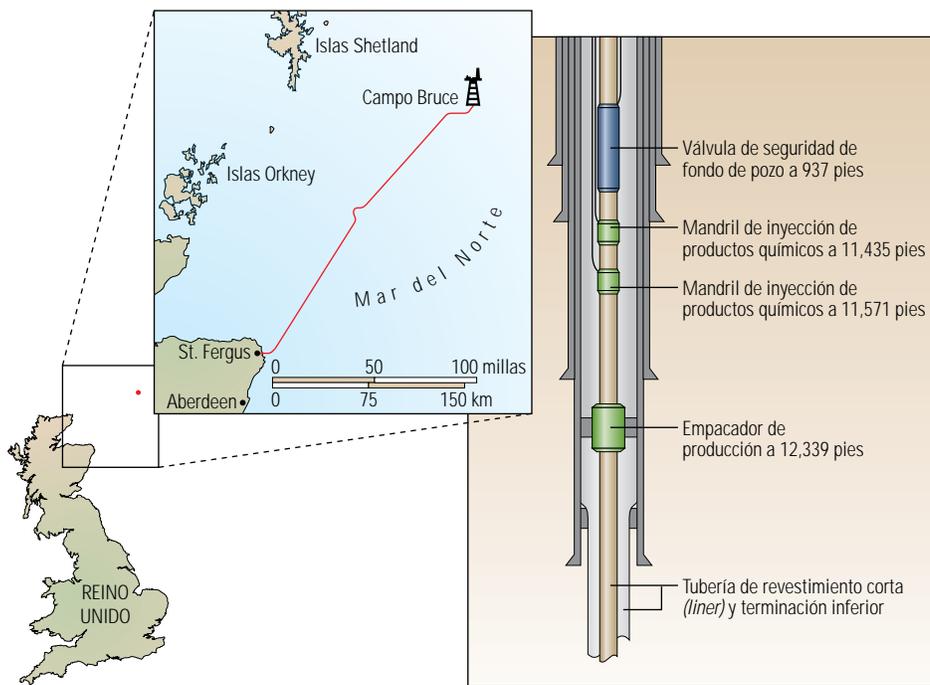
Integridad del sistema de válvulas

En el pasado, los sistemas de válvulas de seguridad funcionaban mal por fallas o problemas con los componentes ajenos a la válvula SCSSV propiamente dicha. Para que los componentes de los pistones y las charnelas de estos dispositivos funcionen correctamente, la línea de control, el fluido de control y los sistemas de control de superficie también deben ser diseñados, fabricados, instalados y mantenidos correctamente.

Una de las causas del mal funcionamiento de los sistemas de válvulas de seguridad ha sido la presencia de pequeñas cantidades de detritos en el fluido de control hidráulico. La protección básica frente a este riesgo que puede alterar la confiabilidad consiste en proveer al personal operativo los mecanismos y la capacitación necesarios para aplicar estrictas normas de operación y mantenimiento de los sistemas de válvulas de seguridad de fondo de pozo a lo largo de toda su vida útil. Los sistemas de filtración de fluidos de control de Schlumberger que pueden instalarse en los equipos de superficie y de fondo de pozo para minimizar este riesgo aportan protección adicional. Muchos de los diseños de válvulas de seguridad para aguas profundas incluyen



^ Comparación entre los sistemas de válvulas de seguridad recuperables con línea de acero y con tubería de producción. El sistema recuperable con línea de acero se caracteriza por estar trabado en un niple de asentamiento instalado en la columna de terminación y sellar ambos lados del orificio de la línea de control para aislar el fluido de control de los fluidos del pozo (izquierda). El sistema recuperable con tubería de producción forma parte integrante de la columna de terminación (derecha). El diámetro interno de la válvula es similar al diámetro interno de la tubería de producción.



^ Campo Bruce, área marina de Aberdeen, Escocia. A la derecha se muestra un diseño de pozo del campo Bruce. La válvula SCSSV está colocada a una profundidad somera; 937 pies [286 m]. Los mandriles de inyección de productos químicos están a mayor profundidad dentro del pozo.

ahora este sistema de filtración como componente integrante del resto del equipamiento para asegurar la integridad operativa durante toda la vida útil de la instalación de un pozo.

El fluido de control de las válvulas de seguridad debe funcionar correctamente ante la exposición a una amplia gama de temperaturas y presiones. Además debe mantener la viscosidad, la lubricidad y las condiciones generales que aseguran el funcionamiento permanentemente satisfactorio de las válvulas de seguridad. El tiempo de cierre de una válvula de seguridad—el lapso transcurrido entre el inicio de la acción en los controles de superficie y el cierre de la válvula—depende en gran medida del diseño y la profundidad de colocación de la válvula de seguridad y de la viscosidad del fluido de control. El fluido de control debe ajustarse a todas las condiciones operativas previstas a fin de garantizar el desempeño óptimo de la válvula.

Históricamente, se han utilizado fluidos de control base aceite. Sin embargo, el diseño de los sistemas de control utilizados para los sistemas de pozos modernos a menudo implica la liberación de la presión de control en el fondo del mar para reducir el tiempo de respuesta operativa. Seguros desde el punto de vista ambiental, los fluidos de control base agua fueron desarrollados para esta función y se caracterizan por mantener los requisitos de alto desempeño de los fluidos de control base aceite. Ahora existen fluidos sintéticos para casos en los que el

entorno operativo supera las capacidades de los fluidos base agua y base aceite en términos de productos químicos y temperatura.

Las válvulas de seguridad siempre son sometidas a pruebas funcionales de acuerdo con las especificaciones API en el momento de su fabricación; muchos organismos gubernamentales regulan y exigen que se realicen esas pruebas. Dado que las sensibilidades operativas varían según el tipo de válvula, el modelo y el fabricante, se debe consultar el manual de operaciones que corresponda para establecer los procedimientos operativos y las restricciones aplicables a un diseño de válvula específico.

El diseño de los sistemas de válvulas de seguridad de avanzada debe contemplar la resolución de problemas de funcionamiento de manera de poder reanudar las operaciones de producción a la mayor brevedad posible. Muchos organismos reguladores prohíben la producción si no se cuenta con un sistema de válvulas de seguridad funcional. El pozo debe contar con herramientas para contingencias, con modos de operación preparados para reanudar o continuar con las actividades de producción en forma segura hasta que se lleve a cabo la siguiente intervención o reparación programada importante. Por ejemplo, a modo de protección frente a contingencias, ciertos sistemas de válvulas de seguridad recuperables con tubería de producción están diseñados para quedar en posición de apertura y tienen insertado un arreglo de válvulas de seguridad

recuperable con línea de acero para utilizar el mismo sistema de control, como se describió anteriormente. Si bien es posible que el arreglo de válvulas secundarias restrinja en cierta medida el flujo, la producción puede continuar al mismo tiempo que se preserva la funcionalidad necesaria para garantizar la seguridad del pozo.

El flujo turbulento puede ocasionar pérdidas de materiales desde las paredes de los tubulares por encima y por debajo de alguna restricción o cambio de perfil en los tubulares de producción, como puede suceder con las válvulas de seguridad. A menudo se instalan acoplamientos de flujo de paredes resistentes en la tubería, por encima y por debajo de los arreglos de válvulas de seguridad, para proteger la sarta de la erosión en estos puntos. Siempre se recomienda, y en ciertos casos las regulaciones exigen, el uso de acoplamientos de flujo con arreglos de válvulas de seguridad recuperables con línea de acero debido a la mayor restricción y a la creciente turbulencia creados por el cambio en el perfil interno de los conductos de flujo.

Optimización del flujo en forma segura

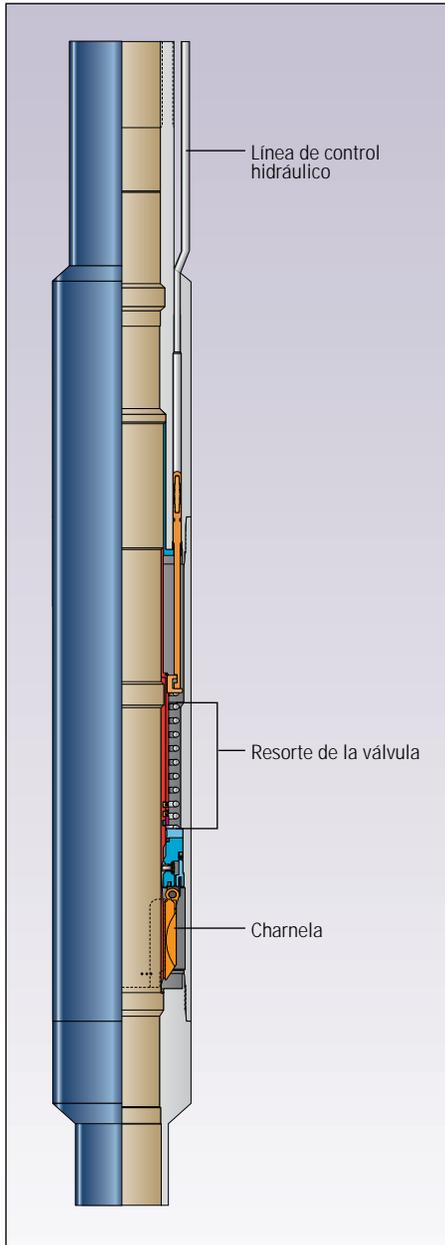
A menudo se utiliza un enfoque sistemático para seleccionar los tubulares de producción y los componentes de terminación para pozos productores de petróleo y gas. Esto asegura que el desempeño global de la sarta de terminación utilizada sea compatible con la productividad del yacimiento y que el conducto que comunica el yacimiento con las instalaciones de superficie sea eficiente.

El diseño de las terminaciones apunta a minimizar los probables efectos de la corrosión y la erosión generados por los sólidos y los fluidos producidos. Las condiciones de producción pueden cambiar o superar el desempeño esperado, de manera tal que los regímenes de producción de un pozo resulten superiores a los previstos. En consecuencia, los ingenieros de producción tienen dos opciones si desean utilizar la terminación existente: restringir la producción de acuerdo con las limitaciones del diseño de terminación original; o investigar cómo incrementar los niveles de producción manteniendo al mismo tiempo un factor de seguridad aceptable dentro de los límites del equipo instalado.

BP adoptó ésta última metodología para los pozos gasíferos del campo Bruce, ubicado en la porción septentrional del Mar del Norte (arriba). El desarrollo comenzó en 1992 y la primera producción de petróleo y gas se obtuvo en 1993. Un estudio destinado a evaluar el impacto de los cambios en la producción sobre la operación de las válvulas de seguridad se concentró en los pozos submarinos terminados a fines de la década de 1990 con tubería de producción de 5½ pulgadas y vál-

vulas de seguridad Camco TRM-4PE, recuperables con tubería de producción. El diseño de estas válvulas incorpora sellos dinámicos no elastoméricos, hechos de teflón y que incluyen un fleje tensado y un anillo (O-ring), y un sistema de ecualización automática (abajo).

Las pruebas de pozo y los primeros datos de producción indicaban una mecánica de rocas según la cual la formación prospectiva del campo Bruce era competente y tenía mínimo potencial de producción de arena. Las pautas operativas



^ Arreglo de la válvula de seguridad TRM-4PE utilizado en el campo Bruce. La serie TRM, recuperable con tubería de producción, tiene un diseño compacto y simple que se adecua a una amplia gama de tipos de terminaciones. La cantidad de sellos y conexiones incorporados en el arreglo de la válvula se minimiza para reducir el riesgo de pérdidas.

recientemente revisadas, adoptadas por BP en el campo Bruce, determinaban una velocidad de fluido máxima de 230 pies/seg [70 m/s] para la producción nominal de gas libre de sólidos (producción de arena inferior a 0.0016 g/m³ [0.1 lbm/MMpc]). Sobre esta base, BP decidió elevar el límite de velocidad de producción para las condiciones de producción de flujo multifásico (polifásico) libre de sólidos en las terminaciones del campo Bruce. Sin embargo, el régimen de producción de muchos pozos se mantenía restringido por el límite operativo de 110 pies/seg [34 m/s] de las válvulas de seguridad instaladas.

Según estimaciones de BP, al elevar el límite de velocidad de fluido de 110 a 230 pies/seg en los pozos del campo Bruce, la producción adicional sería de 425,000 a 566,000 m³/d [15 a 20 MMpc/D] por cada pozo. La ejecución de una nueva terminación o la reparación del pozo para permitir este incremento de la producción no se consideraban criterios viables, de modo que se realizó una reevaluación de los límites impuestos sobre el desempeño y la capacidad de las válvulas SCSSV.

A modo de rutina y como parte del proceso de validación del diseño del producto, las válvulas de seguridad de fondo de pozo son sometidas a pruebas operativas bajo condiciones de flujo natural—conocidas como pruebas de cierre instantáneo (gas-slam)—utilizando especificaciones API e ISO. Estas pruebas estándar se llevan a cabo a velocidades de flujo relativamente bajas; de unos décimos de pies por segundo.

Para velocidades de flujo de gas mayores, se requieren equipos especiales para realizar estas pruebas en las válvulas y supervisar su desempeño. La restricción aplicada previamente por Schlumberger, de 110 pies/seg, para la operación de las válvulas de seguridad serie TRM-4PE se estableció utilizando estas pruebas de diseño convencionales.

Además se realizaron pruebas adicionales de cierre instantáneo de válvulas de seguridad en el centro de pruebas de BG Technology Limited, en Bishop Auckland, Reino Unido, uno de los tres únicos lugares del mundo capaces de llevar a cabo estas pruebas de cierre instantáneo bajo

condiciones que reproducen lo mejor posible las condiciones del campo Bruce.

El objetivo principal de estas pruebas era determinar si las válvulas de seguridad serie TRM-4PE podían utilizarse en forma segura y confiable con regímenes de producción equivalentes a 230 pies/seg. Parte de este proceso estableció la velocidad de flujo de gas máxima frente a la cual se cerraría múltiples veces la válvula, manteniendo al mismo tiempo una operación confiable y la capacidad de obturación con una tasa de pérdidas aceptable; el valor admisible de 5 pc/min establecido por el API. La operación confiable se determina midiendo las presiones operativas hidráulicas concordantes y consistentes de la válvula. El procedimiento de las pruebas de cierre instantáneo y el instrumental asociado fueron diseñados para vigilar en forma rutinaria el desempeño de los componentes clave de las válvulas de seguridad, incluyendo el mecanismo de charnela y asiento, el sistema hidráulico y el mecanismo de activación de la válvula de ecualización.

El cierre de las válvulas se verificó aplicando una serie de flujos másicos diferentes, llevándose a cabo la inspección visual de los componentes críticos después de cada serie de pruebas. Las pruebas iniciales con velocidades de 110 pies/seg se efectuaron primero para establecer un punto de referencia para el desempeño operativo del sistema hidráulico y del mecanismo de cierre de la válvula. Luego se aplicaron aumentos graduales del flujo másico (abajo). Con posterioridad al cierre inicial y nuevamente, al cabo de cinco ciclos de apertura y cierre, se realizaron mediciones precisas de las pérdidas observadas.

El objetivo era probar con éxito la válvula de seguridad a una velocidad de 230 pies/seg. Alcanzado el objetivo, se aplicaron gastos adicionales, más agresivos, para establecer el límite del actual diseño de válvula. Luego se aplicaron exitosamente pruebas de 122 m/s [400 pies/seg] para producir el cierre, pero el régimen de 107 m/s [350 pies/seg] fue considerado como límite de operación confiable para los componentes de la válvula estándar en uso.

Velocidad objetivo, pies/seg	Presión aguas arriba, lpc	Temperatura aguas arriba, °C	Gasto, Mpc/D	Velocidad medida, pies/seg	Gasto másico, lbm/seg	Tasa de pérdidas en el momento del cierre, pc/min*	Tasa de pérdidas al cabo de 5 ciclos, pc/min*
110	740	19	63.40	110	36.74	0	0
150	739	20	86.84	152	50.33	0	0
230	751	15	137.23	230	79.54	0	0.167
300	755	14	179.80	297	104.16	0	0
350	739	11	209.88	350	121.65	0	0.200
400	723	11	235.08	401	136.26	0.130	0.130

* La tasa de pérdidas admisible, establecida por el API es de 0.14 m³/min [5 pc/min]

^ Resultados de la prueba de cierre instantáneo (slam test).

Como resultado de las pruebas realizadas en la válvula de seguridad y del estudio de ingeniería efectuado sobre el sistema de terminación, el límite del régimen de producción para los pozos del campo Bruce en los que resultaba aplicable pasó de 110 a 230 pies/seg. Este incremento se concretó sabiendo que el desempeño del equipo estaba garantizado y que cualquier cuestión relacionada con la seguridad o la protección del pozo había sido resuelta con éxito.

Al cabo de 12 meses, el beneficio adicional en términos de régimen de producción de cada uno de los pozos del campo Bruce con producción restringida fue de 255.000 m³/d [9 MMpc/D] de gas y 63.6 m³/d [400 B/D] de petróleo. Por otra parte, los resultados de las pruebas indican que podrían considerarse aumentos de gastos para terminaciones adicionales con instalaciones de válvulas SCSSV similares.

Consideraciones acerca de los sistemas de válvulas

Desde la década de 1980, numerosas compañías de petróleo y gas colaboraron en la ejecución de un importante estudio de confiabilidad de las válvulas SCSSV, que incluía datos de fabricantes de válvulas y compañías operadoras con participaciones en áreas marinas de Brasil, Dinamarca, los Países Bajos, Noruega y el Reino Unido. El estudio, originalmente emprendido por la Fundación para la Investigación Científica e Industrial del Instituto Noruego de Tecnología (SINTEF, por sus siglas en inglés) y actualmente a cargo de Wellmaster, es el mayor trabajo de investigación encarado hasta el momento sobre la experiencia operativa con este tipo de válvulas. Las conclusiones del informe de la SINTEF de 1989 incidieron en las válvulas de seguridad desarrolladas desde entonces.⁴ Estas conclusiones incluyen los siguientes resultados:

- Las válvulas de seguridad recuperables con tubería de producción son más confiables que las válvulas que se recuperan con línea de acero.
- Las válvulas a charnela son más confiables que las válvulas de bola.
- Las válvulas no equalizadoras son más confiables que las válvulas de equalización automática.
- Debería considerarse la necesidad de realizar pruebas funcionales rutinarias para identificar problemas frente al riesgo de imponer condiciones o causar daños durante la prueba, que afecten la operación o la confiabilidad de las válvulas de seguridad.

Los avances producidos en la ciencia de los materiales y en el diseño de componentes, sumados al aseguramiento de excelente calidad que ofrecen los materiales y la manufactura, continúan mejorando la confiabilidad de los sistemas

de válvulas de seguridad, satisfaciendo al mismo tiempo los rigurosos requisitos de las pruebas de cierre instantáneo y la necesidad de disponer de grandes dimensiones para el flujo en los diseños de pozos modernos de gran productividad. En un estudio realizado por la SINTEF y Wellmaster, se muestra que el tiempo promedio antes de que se produzcan fallas en las válvulas a charnela recuperables con tubería de producción pasó de 14 años en 1983 a más de 36 años en 1999; año en que se efectuó el estudio.⁵

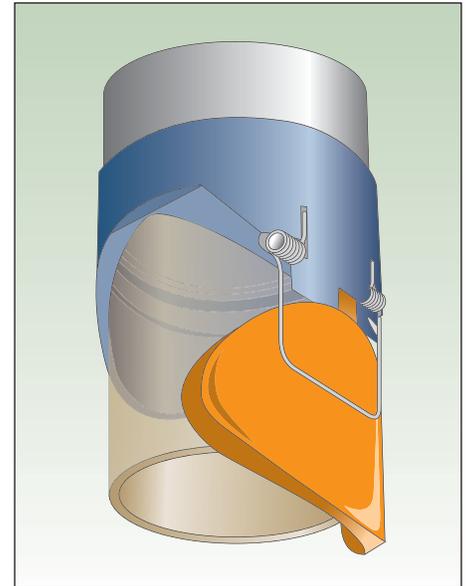
Las influencias técnicas y económicas impulsan el desarrollo tecnológico de diferentes maneras. La aplicación de las actuales válvulas de seguridad de fondo de pozo se divide en tres categorías generales: convencionales, de alta presión y alta temperatura, y de aguas profundas.

Los sistemas de válvulas de seguridad convencionales se instalan en condiciones de pozo predecibles o conocidas y requieren poca o ninguna ingeniería o material especial. Los operadores pueden prever que estos pozos experimentarán alguna intervención económicamente viable durante su vida productiva, que siempre es más breve que la de los pozos de avanzada para los cuales las intervenciones no se planifican o no son factibles. El impulsor clave para la selección de componentes en una instalación convencional es la confiabilidad a un precio económico.

Los diseños de terminaciones en entornos de alta presión y alta temperatura y en ambientes de aguas profundas responden a normas de confiabilidad más rigurosas, en las que se hace hincapié en una operación segura y eficiente que optimice la producción del yacimiento a lo largo de toda la vida productiva de un pozo. Estas aplicaciones más extremas exigen conceptos de diseño probados, que minimicen la cantidad de sellos y conexiones para reducir las trayectorias de pérdidas potenciales, y utilizan materiales que no se verán afectados por las condiciones previstas y las cargas aplicadas a lo largo de la vida útil de la válvula.

Las intervenciones son cada vez más costosas, aun cuando se planifiquen con anticipación. Los componentes de las terminaciones de pozos deben durar cada vez más. Los costos, la complejidad y los riesgos que ocasionan las reparaciones o las intervenciones con línea de acero pueden resultar prohibitivos en los pozos submarinos. La ingeniería y las actividades relacionadas con el aseguramiento de la calidad para condiciones de diseño tan exigentes e interdependientes, requieren que las soluciones se formulen caso por caso o según el proyecto en cuestión.

Los ingenieros y diseñadores de equipos de fondo de pozo trabajan bajo constante presión para extraer el máximo provecho de la geometría



^ Válvula de seguridad con charnela curva. El diseño curvo de la charnela admite un mayor diámetro interno para el conducto de producción. Las aletas de la charnela están perfiladas para ocupar un radio más pequeño que el que permitiría un diseño de charnela plana convencional. Esto ofrece ventajas importantes cuando la geometría del pozo o de la válvula de seguridad es crítica.

del pozo disponible sin sacrificar la confiabilidad o el valor del sistema. El diámetro de la tubería de revestimiento depende en gran medida de las condiciones de perforación, de modo que los ingenieros responsables de diseñar los componentes de la terminación, incluyendo las válvulas de seguridad, deben proveer la funcionalidad deseada sin sacrificar el área de flujo disponible en el conducto de producción. Los materiales de alta resistencia permiten reducir el espesor de las paredes de los componentes, sin embargo, también se debe examinar la compatibilidad con cualquier fluido de pozo potencialmente corrosivo.

De un modo similar, el diseño de válvulas para instalaciones de alta presión y alta temperatura demanda una construcción más sólida en lo que respecta a los componentes que soportan cargas o presión. La selección de materiales y el diseño de componentes de avanzada son las herramientas clave para la resolución de este problema. El innovador sistema de cierre con charnela curva es un ejemplo de cómo los ingenieros creativos que se especializan en diseño lograron aumentar el diámetro interno de las válvulas de seguridad sin aumentar las dimensiones externas del arreglo de la válvula (arriba).

4. Molnes E, Holand P, Sundet I y Lindqvist B: "Reliability of Surface Controlled Subsurface Safety Valves Phase III, Main Report," Informe de la SINTEF STF F89030, SINTEF, Trondheim, Noruega (Octubre de 1989).

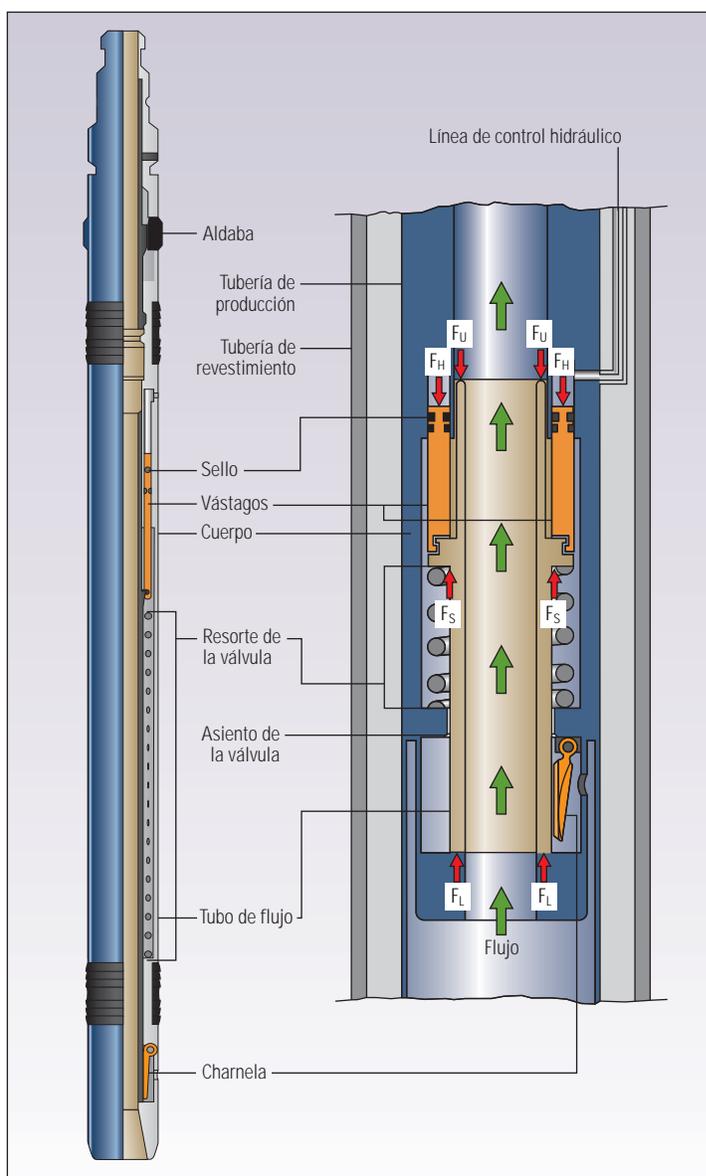
5. "Experience Databases," Web site de Wellmaster, wellmaster.iku.sintef.no/expdb.htm, visto el 9 de diciembre de 2002.

Las válvulas de seguridad con charnelas curvas se ajustan al diámetro interno y externo de las tuberías de revestimiento de menor diámetro mejor de lo que jamás se haya imaginado.

Colocación de válvulas a gran profundidad

La profundidad de colocación de una válvula SCSSV se encuentra limitada por la superficie hidráulica útil necesaria para producir el cierre de la válvula. En la actualidad, prácticamente todas las válvulas de seguridad de fondo de pozo son válvulas normalmente cerradas, que requieren una fuerza positiva para mantenerse abiertas. Esa fuerza la suministra la presión de la línea

de control hidráulico que se extiende hasta la superficie; la presión hidrostática ejercida por el fluido de la línea hidráulica provee una fuerza constante que se aplica contra el mecanismo de cierre de la válvula. En caso de pérdida en la línea de control, la presión de control podría aumentar si un fluido más denso proveniente del espacio anular de la tubería de producción se filtra dentro de la línea de control. Para asegurar una operación a prueba de fallas, la presión de cierre del mecanismo de resorte de una válvula de seguridad debe ser superior a la presión potencialmente aplicada en cualquiera de los casos mencionados.



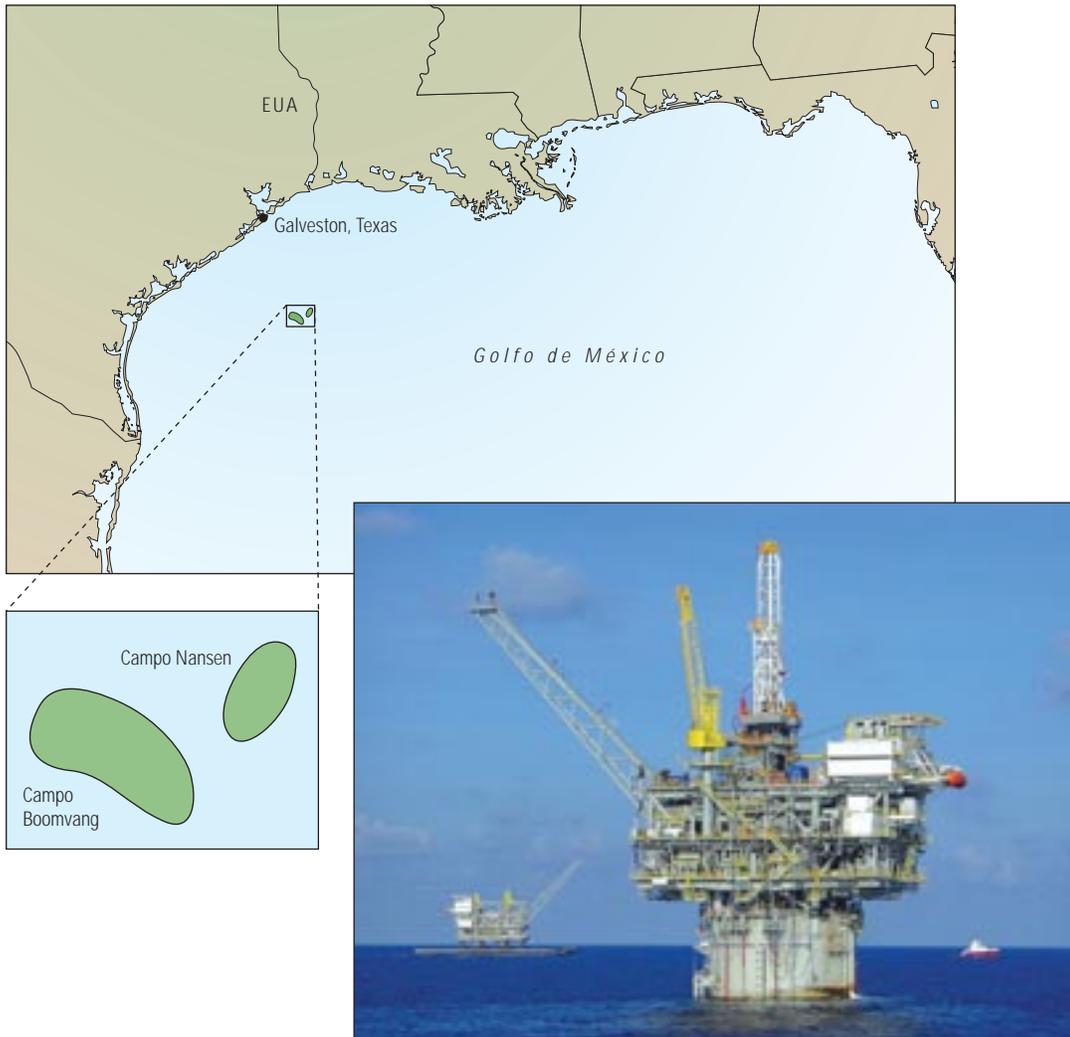
▲ Válvula SCSSV de tipo vástago pistón. En este diseño de válvula, la presión de control hidráulico, F_H , actúa sobre un arreglo tipo vástago pistón que reemplaza a la mayor superficie hidráulica en forma de anillo del diseño de válvula de pistón concéntrico. La menor sección transversal de este diseño permite utilizar resortes más pequeños, lo cual es importante para las válvulas colocadas a gran profundidad.

En 1978, Camco introdujo un sistema de accionamiento de tipo vástago pistón que ha sido adoptado por la industria para las válvulas recuperables tanto con tubería de producción como con cable (izquierda). La superficie hidráulica se restringe al área transversal de un vástago pistón pequeño que opera el tubo de flujo. Además de reducir en forma sustancial el efecto de la presión hidrostática del fluido de control, los diámetros de los sellos son más pequeños, de modo que se requiere menos fuerza para superar la fricción de los sellos. Con la válvula de tipo vástago pistón es posible asentar las válvulas a más de 609 m [2000 pies] de profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés). Con diseños aún más pequeños, las válvulas tipo vástago pistón pueden colocarse a profundidades de 2438 m [8000 pies] TVD. Se han utilizado diversos mecanismos para superar esta restricción de profundidad, incluyendo líneas equilibradoras y sistemas de resorte alojados dentro de cámaras con gas comprimido.

También se puede lograr mayor profundidad mediante la utilización de una cámara cargada con nitrógeno como fuerza equilibradora, la cual actúa en conjunción con el resorte mecánico de la válvula. Esta carga se predetermina para que compense la presión hidrostática que podría existir en el peor de los casos en la línea de control hidráulico a la profundidad de instalación de la válvula, permitiendo así profundidades de colocación de más de 3658 m [12,000 pies] TVD. Recientemente se colocaron tres válvulas de seguridad TRC-DH a profundidades que oscilan entre 3062 y 3066 m [10,047 y 10,060 pies] en el Golfo de México, estableciendo un récord en la industria.

También se requirieron cambios en el diseño de los sellos de las válvulas SCSSV para que soportaran presiones y temperaturas de pozo más elevadas. Los materiales de obturación elastoméricos pueden degradarse a altas temperaturas y en entornos químicos hostiles. Con el tiempo, se puede deteriorar la confiabilidad y la eficacia de las válvulas de seguridad que utilizan selladores elastoméricos. Camco desarrolló la primera válvula de seguridad que reemplaza a los sellos elastoméricos por sistemas de sello metal a metal.⁶ En los últimos años, esta tecnología se combinó con los sistemas de sello hechos de teflón y que incluyen un fleje tensado y un anillo, para satisfacer la creciente severidad de las aplicaciones de válvulas de seguridad.

La explotación de yacimientos en aguas profundas depende de que se superen ciertos desafíos técnicos que unos años atrás se consi-



^ Campo Nansen, Golfo de México. Las instalaciones del campo Nansen fueron construidas con una pértiga armada (truss spar), como se ilustra en la fotografía.

deraban insalvables. Kerr-McGee Oil & Gas Corp. se centra en el desarrollo de áreas de producción principales con gran potencial, tales como el ambiente de frontera de aguas profundas, aplicando un enfoque riguroso en términos de costos, calidad y tecnología. Sus conocimientos técnicos y la rápida respuesta a oportunidades y desafíos permiten a Kerr-McGee completar desarrollos y alcanzar la primera etapa de producción dentro de marcos temporales agresivos.

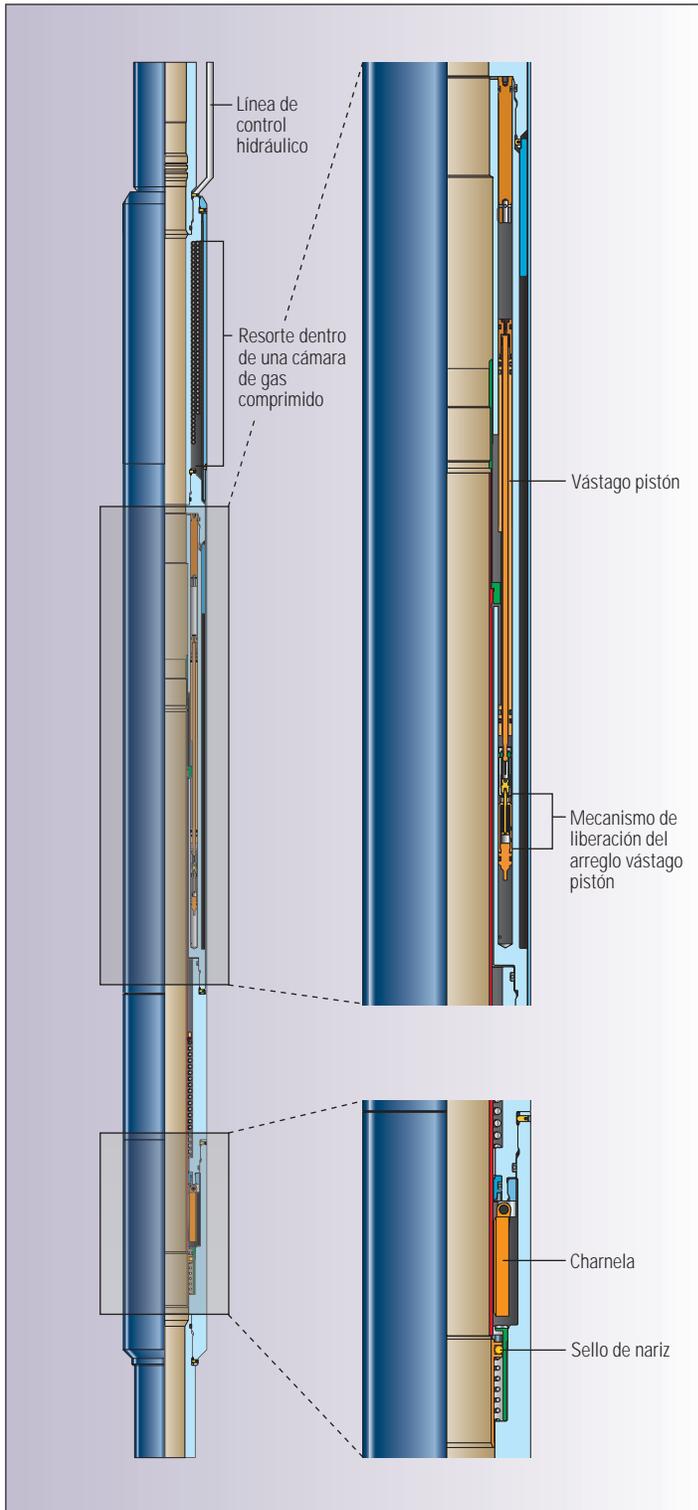
6. Blizzard WA: "Metallic Sealing Technology in Downhole Completion Equipment," *Journal of Petroleum Technology* 42, no. 10 (Octubre de 1990): 1244-1247; y Morris AJ: "Elastomers Are Eliminated in High-Pressure Surface-Controlled Subsurface Safety Valves," *SPE Production Engineering* 2, no. 2 (Mayo de 1987): 113-118.
7. Para obtener mayor información acerca del desarrollo de los campos Nansen y Boomvang, consulte: "World's First Truss Spars—Nansen & Boomvang," *Suplemento de Hart's E&P and Oil and Gas Investor* (Otoño de 2002).

El desarrollo de los campos Nansen y Boomvang, puestos en operación en la primera mitad del año 2002, sacó provecho de este enfoque (arriba).⁷

Ubicado en el Golfo de México, unos 217 km [135 millas] al sur de Galveston, Texas, EUA, el campo Nansen yace a 1121 m [3678 pies] de profundidad de agua. El campo se ha desarrollado mediante una combinación de pozos submarinos con árbol de producción sumergido y pozos con árbol de producción seco en la plataforma (para mayor información acerca de árboles de producción sumergidos y secos, véase "Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas," página 38). A estas profundidades de agua, se requiere un sistema de válvulas de seguridad para altas profundidades equipados con resorte y nitrógeno comprimido. Con este sistema, la válvula de segu-

ridad también puede colocarse debajo del área crítica del pozo donde la formación de incrustaciones, parafina u otros depósitos similares podrían afectar la operación o la confiabilidad del mecanismo de cierre de la válvula. El campo vecino Boomvang fue desarrollado en forma paralela utilizando tecnologías similares.

Kerr-McGee poseía una larga y exitosa trayectoria en la utilización de las válvulas de seguridad de fondo de pozo Camco, incluyendo la válvula de seguridad de gran profundidad serie TRC-DH recuperable con tubería de producción, y ya había trabajado y adquirido experiencia con Schlumberger en proyectos anteriores. La compañía decidió que los ingenieros de Schlumberger participaran en la planificación y el diseño de terminación de pozos para el proyecto Nansen.



^ Arreglo de la válvula de seguridad TRC-DH utilizado en el campo Nansen. Los pistones de operación dual permiten la redundancia operativa. Este arreglo incluye un mecanismo de resorte alojado dentro de una cámara de gas comprimido y está diseñado para equilibrar el peso del fluido de la línea de control. Esto permite la aplicación de bajas presiones de control en la superficie. Esta válvula ha sido diseñada para aplicaciones de colocación a altas profundidades y altas presiones. El tubo de flujo descansa sobre el sello de nariz cuando la charnela está abierta. Este anillo de teflón que descansa sobre el tope de un resorte impide que se acumulen detritos y sólidos en la zona de la charnela y el asiento.

En el desarrollo del campo Nansen, la válvula de seguridad TRC-DH fue utilizada tanto para los pozos submarinos como para los pozos de la plataforma (izquierda).

La estrecha colaboración existente entre los ingenieros de Kerr-McGee y Schlumberger permitió superar en forma eficaz los desafíos planteados sin afectar la crítica línea de tiempo. Por ejemplo, los proyectos ambiciosos normalmente necesitan un tiempo considerable para la obtención de materiales, de modo que las necesidades de materiales especiales o las especificaciones de equipos poco convencionales fueron definidas con la debida antelación. Esto incluía también la obtención de materiales para la fabricación de los componentes de las válvulas, ya que el diámetro relativamente grande de los componentes de las válvulas de seguridad requiere materiales cuyas dimensiones no siempre son fáciles de conseguir.

Los ingenieros de Kerr-McGee buscaban rasgos redundantes y características de operación seguras. La serie de válvulas de seguridad TRC-DH fue desarrollada específicamente para este tipo de aplicación en aguas profundas. El diseño de la válvula tiene incorporado un sistema de control operado por doble pistón que provee redundancia operativa total. El sistema de resorte y gas comprimido proporciona presiones sustancialmente menores en las líneas de control a mayores profundidades de colocación en comparación con las proporcionadas por los sistemas de válvulas convencionales. La presión de las líneas de control de superficie para las válvulas de resorte y gas comprimido en el campo Nansen es inferior a 34.5 MPa [5000 lpc] en la superficie, frente a los 68.9 MPa [10,000 lpc] que se necesitarían para los sistemas de operación de las válvulas convencionales. La utilización de válvulas de esta serie contribuye significativamente a optimizar la confiabilidad del sistema de control y del sistema de operación y reduce los riesgos asociados con los sistemas hidráulicos de presión extrema.

Kerr-McGee seleccionó las válvulas de seguridad TRC-DH-10-F de 3½ pulgadas, recuperables con tubería de producción, para los tres pozos submarinos del campo Nansen (próxima página). En los nueve pozos con árbol de producción seco se utilizaron ocho válvulas de 3½ pulgadas y una válvula de 4½ pulgadas. Se seleccionaron tres válvulas de 4½ pulgadas de iguales características para las terminaciones críticas de pozos submarinos en el campo vecino Boomvang.

El diseño compacto de las válvulas de seguridad TRC-DH ofrece las dimensiones principales de 5.750 pulgadas de diámetro externo (OD, por sus siglas en inglés) y 2.750 pulgadas de diámetro interno (ID, por sus siglas en inglés) para las

válvulas de 3½ pulgadas, y 7.437 pulgadas OD con 3.688 pulgadas ID para las válvulas de 4½ pulgadas. Casi todos los componentes para esta serie de válvulas de seguridad son maquinados con acero inoxidable con 13% de cromo de alta resistencia, lo cual genera una presión de trabajo de 10,000 lpc para ambos tamaños de válvula. El diseño de las válvulas tiene incorporado un sistema de sello de nariz en el tubo de flujo. Se trata de un anillo de teflón que descansa sobre el tope de un resorte. Cuando se abre la válvula, la parte inferior del tubo de flujo desciende dentro del anillo de teflón, comprimiendo el resorte. Si bien esto no es un sello propiamente dicho, impide la acumulación de detritos y sólidos en la charnela y el asiento.

Conforme al diseño de terminación para todos los pozos del campo Nansen, las válvulas de seguridad se colocaron a 2262 m [7425 pies] TVD. A esta profundidad, las temperaturas eran lo suficientemente elevadas como para que existiera un mínimo riesgo de que hidratos o sólidos precipitados impidieran la operación de las válvulas. Dado que todas las válvulas se colocaron a la misma profundidad, se aplicó una presión común de gas a todas las válvulas durante la fabricación. El hecho de que los diseños de las terminaciones fueran similares entre sí constituyó un factor clave para la rentabilidad económica y la eliminación de problemas de procedimiento con las características demoras que los mismos ocasionan.

Para acceder a estos pozos submarinos es necesario un equipo de perforación de aguas profundas, lo cual implica un proceso costoso y dilatatorio de la producción que refuerza la necesidad de confiabilidad de las válvulas de seguridad. Los sistemas de operación dual incorporados en cada válvula son sistemas de control independientes y totalmente redundantes. Esto reduce considerablemente el riesgo de tener que realizar una intervención o una reparación en caso de que hubiera un problema con el sistema de control hidráulico dentro del sistema de válvulas de seguridad de fondo de pozo.

La adopción de un enfoque centrado en el manejo del proyecto para la selección, fabricación e instalación de la válvula de seguridad y los componentes asociados con el sistema durante este proyecto de pozos múltiples permitió incorporar de inmediato en el proceso de diseño las lecciones aprendidas para futuras instalaciones. Por ejemplo, durante la ejecución del proyecto Nansen, se implementaron cambios leves en las especificaciones de los materiales, en el diseño de productos y en los procedimientos de instalación porque las

primeras experiencias habían ayudado a identificar oportunidades para incorporar mejoras. Los cambios introducidos en el diseño de ingeniería y en los procedimientos de manufactura permitieron mejorar el sistema de fijación de las líneas de control, lo cual simplificó la instalación de las válvulas de seguridad. Este nivel de integración hace que los proveedores y fabricantes compartan la responsabilidad por los asuntos relativos a la seguridad y el medio ambiente, que constituyen indicadores de éxito clave para proyectos de la envergadura del desarrollo del campo Nansen.

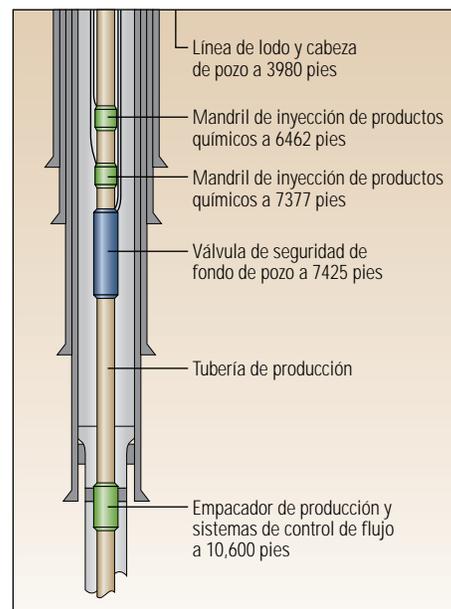
Hasta la fecha, Kerr-McGee y Schlumberger han instalado 10 válvulas de seguridad, que operan en su totalidad conforme al diseño y sin fallas. El éxito y las lecciones aprendidas en los campos Nansen y Boomvang, incluyendo los aspectos de los sistemas de válvulas de seguridad relacionados con la metalurgia, la fabricación, el diseño, las operaciones y el personal, serán trasladados a otros desarrollos en aguas profundas del Golfo de México.

Desafíos futuros

La tendencia hacia el desarrollo de yacimientos más complejos continúa planteando desafíos a los diseñadores de sistemas de válvulas de seguridad. Hoy, la explotación de reservas de petróleo se lleva a cabo en aguas más profundas y en condiciones de producción y operación más rigurosas que nunca. En estas condiciones más hostiles, la selección de materiales es un elemento crítico para aumentar la resistencia de los equipos a la corrosión y a la degradación de los materiales durante períodos de producción prolongados.

Con el desarrollo de válvulas de seguridad de fondo de pozo que incorporen solenoides para su accionamiento, podrían lograrse profundidades de colocación prácticamente ilimitadas. Esto aliviaría el problema de los aportes de presión generados por el peso del fluido alojado en la línea de control o las pérdidas que se producen en esa línea.⁸

La necesidad de equipos compactos y tolerancias técnicas ajustadas también plantea desafíos en términos de diseño e ingeniería para las válvulas que operan en condiciones extremas. Se han desarrollado materiales de revestimiento y técnicas de aplicación de avanzada, tales como el revestimiento ScaleGard, para aumentar la resistencia a los depósitos superficiales en los componentes de las válvulas seleccionados y bañados por el flujo. Las mejoras introducidas recientemente en la tecnología de inyección de productos químicos permiten el uso del revestimiento ScaleGard dentro de la válvula de seguridad para evitar la acumulación de contaminantes que aca-



▲ Diagrama de pozo del campo Nansen. En el campo Nansen, los mandriles de inyección de productos químicos se encuentran colocados por encima de la válvula SCSSV.

rea la producción y ayudar a asegurar la confiabilidad del sistema de válvulas de seguridad.

Pronto serán necesarias válvulas de seguridad de mayor tamaño. En ciertas zonas, por ejemplo en Noruega, la existencia de proyectos de terminación con sartas monodímetro y tuberías de producción de gran diámetro, plantea la necesidad de contar con sistemas de válvulas de seguridad de 9½ pulgadas. Las fuerzas generadas por la presión que actúa sobre superficies de componentes tan grandes exceden significativamente a las soportadas por los equipos de dimensiones convencionales y plantean importantes desafíos adicionales a los ingenieros de diseño.

El éxito y la confiabilidad de las prestaciones desarrolladas en el pasado constituyen la clave para el desarrollo de las válvulas de seguridad innovadoras del futuro. Cada vez es más común la utilización de equipos de control electrónico en sistemas de terminación avanzados (véase "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos," página 14). Esta tecnología ha demostrado su confiabilidad y funcionalidad a través de indicaciones del desempeño de la producción en tiempo real. Equipos de última generación ofrecen ahora estas ventajas en tiempo real a los sistemas de seguridad de fondo de pozo en situaciones que exigen, ante todo, una respuesta rápida. Este componente crítico de los sistemas de seguridad requiere dedicación y experiencia para continuar con el desarrollo y garantizar la seguridad y la operación eficaz durante toda la vida productiva de un pozo. —MA/BA/GMG

8. Going WS y Pringle RE: "Safety Valve Technology for the 1990s," artículo de la SPE 18393, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo de la SPE, Londres, Inglaterra, 16 al 19 de octubre de 1988.