



204

Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD EN SISTEMAS
DE PRODUCCION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:

Víctor Bernal Lastiri
Rutilo Luis Solís Rojas

MEXICO, D. F.

1987





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

	PAGINA
INTRODUCCION	i
I.- GENERALIDADES	1
I.1.- Historia de los sistemas de seguridad	1
I.2.- Sistemas de seguridad básicos	7
I.3.- Criterios para el diseno de sistemas de seguridad.	13
I.4.- Válvulas de seguridad subsuperficiales	16
I.5.- Válvulas de seguridad superficiales	20
I.6.- Juego de válvulas de control y válvulas piloto.	30
I.7.- Dispositivos sensores en los sistemas de seguridad superficiales.	33
I.8.- Aplicación de las válvulas de seguridad superficiales en oleoductos y gasoductos	34
I.9.- Correlación entre riesgos, sensores y resultados.	37
II.- VALVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIALES	45
II.1.- Antecedentes	43
II.2.- Válvula de control indirecto	43
II.2.1.- Operación	43
II.2.2.- Instalación	47
II.2.3.- Profundidad de colocación	48
II.2.4.- Especificaciones	49
II.2.5.- Detección de fallas	53
II.2.6.- Sistemas de sensibilidad de superficie.	56
II.3.- Válvulas de control directo	57
II.3.1.- Operación	57
II.3.2.- Detección de fallas	63
II.4.- Precisión	70

PAGINA

III.- EQUIPOS DE SEGURIDAD SUPERFICIALES	72
III.1.- Actuador tipo "U"	72
III.1.1.- Operación	72
III.1.2.- Especificaciones	74
III.1.3.- Detección de fallas	77
III.2.- Pilotos de seguridad	79
III.2.1.- Operación	79
III.2.2.- Especificaciones	81
III.2.3.- Detección de fallas	84
III.3.- Válvula de desfogue tipo "Ra"	84
III.3.1.- Operación	84
III.3.2.- Especificaciones	85
III.4.- Procedimiento de prueba en actuadores y en válvulas superficiales de seguridad.	85
III.5.- Maneral de apertura mecánico	89
III.5.1.- Operación	89
III.5.2.- Especificaciones	90
IV.- DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE DESCARGA EN VALVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIALES	92
IV.1.- Antecedentes	92
IV.2.- Modelo de Asfford y Pierce	92
IV.3.- Procedimiento de la prueba	94
IV.4.- Resultados de la prueba	95
IV.5.- Análisis de la prueba	102
IV.6.- Representación gráfica para predecir el comportamiento en el estrangulador	104
IV.7.- Desarrollo de la ecuación del coeficiente de descarga.	

	PAGINA
IV.8.- Programa de cómputo	114
V.- DIMENSIONAMIENTO DE VALVULAS DE SEGURIDAD SUPERFICIALES	129
V.1.- Antecedentes	129
V.2.- Operación	130
V.3.- Ventajas y desventajas	132
V.4.- Dimensionamiento	132
V.5.- Ejemplos de aplicación	140
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	144
BIBLIOGRAFIA	146

I N T R O D U C C I O N

Actualmente, en los campos petroleros nadie duda de la importancia y la necesidad de equipos adecuados de seguridad. Esto es debido a las condiciones de operación a alta presión y a la producción de componentes altamente inflamables; por lo que hay que considerar cuatro factores.

- 1).- Seguridad del personal
- 2).- Protección del medio ambiente.
- 3).- Protección del equipo que representa enormes inversiones de capital y,
- 4).- La prevención de la pérdida de recursos naturales no renovables.

La utilización de equipos de seguridad es uno de los métodos menos costosos de asegurar una protección adecuada. Estudios sobre costos de equipos han comprobado que el sistema más sofisticado de seguridad cuesta menos de uno por ciento de la inversión total del capital de un proyecto de explotación.

Este trabajo trata acerca de la evolución de los equipos y de los sistemas de seguridad, tanto subsuperficiales como superficiales, que han sido diseñados para evitar el descontrol durante la etapa de explotación de los pozos de petróleo y de gas en áreas terrestres o costa afuera, así como su operación, instalación y detección de fallas de los mismos.

Asimismo, se trata la determinación de la capacidad de flujo en válvulas de seguridad subsuperficiales y superficiales; empleando para las primeras el modelo propuesto por Asfhord y Piercc, y para la segunda de la Sección VIII del Código ASME, de 1983.

Se presenta un programa de cómputo desarrollado para calcular el coeficiente de descarga "C" para estranguladores considerando flujo multifásico, en base al modelo propuesto; el cual fue ajustado y probado con datos reales de los pozos 6-A, 2073 y 66-A del Campo Cantarel. Este programa puede ser utilizado tanto para estranguladores superficiales como subsuperficiales.

Por último se presenta un método para el dimensionamiento de válvulas de seguridad superficiales que van instaladas en recipientes a presión como separadores y oleoductos, gasoductos, etc. Así como diferentes ejemplos de aplicación.

I. GENERALIDADES

I.1. HISTORIA DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD.

El primer sistema de seguridad que fue utilizado en un campo petrolero, consistió en un cañón de la época de la Guerra Civil de los Estados Unidos de Norteamérica, el cual se mantenía cargado y apuntando a los tanques de almacenamiento. En caso de un incendio, tiraban del cañón para abrir un hueco en el tanque que se quemaba para vaciarlo y drenar el petróleo lejos de los otros tanques. Hoy en día los sistemas de seguridad se consideran tan importantes, como las vidas humanas y el ambiente natural que protegen, sin mencionar la conservación del petróleo y del gas que vienen siendo cada día más preciados.

Es difícil comparar el flujo de un pozo de petróleo o de gas descontrolado, con catástrofes de otras clases. Sin embargo, todo el mundo tiene buen concepto de los resultados de un descontrol, porque ha visto los efectos que causa, en películas y en las noticias de la televisión.

Pero en realidad, los yacimientos de petróleo y gas vienen siendo observados desde hace muchos siglos. Un yacimiento cerca de la ciudad de Bakú en la Unión Soviética, presentó un incendio de gran magnitud y duración, y éste desarrolló en la región, una secta de adoradores del fuego. Actualmente, el incendio ha disminuido, y es apenas más grande que la flama de una chimenea doméstica, pero se dice, que en cierta época se veía la luz del incendio desde Irán, es decir, desde una distancia de casi 1,000 kilómetros.

En México, han ocurrido descontroles de pozos de grandes magnitudes, y consecuencias, a continuación se describen algunos de ellos:

Pozo: "Pol-93 A". La plataforma "Pol-B" desde donde se perforaba el pozo "Pol-93 A", está ubicada a 60 kilómetros oeste-noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en alta mar, y a 15 kilómetros de Complejo Abkatún.

Desafortunadamente, y pese a las medidas de seguridad "reportadas", se produjo una fuga de gas en la tubería de revestimiento, el pozo había alcanzado 1,403 metros de profundidad de perforación, cuando se registró una fuga de lodos de perforación. Esta ba cementado a 549 metros de profundidad y operaba con una barra de 17 pulgadas, desde el momento en que se registró la fuga, los técnicos de Pemex, descartaron por completo la posibilidad de

que se produjera un derrame de crudo, y en consecuencia se afectara el medio marino, por contaminación ya que en ese momento, aún faltaban 2,397 metros aproximadamente, para que el pozo alcanzara la formación productora de hidrocarburos, y es por ésto que la fuga fue únicamente de gas.

Revisiones posteriores del área confirmaron que la mancha que se observó en la superficie eran lodos, empleados en la perforación del pozo y material orgánico del lecho marino, que llegaron a la superficie impulsados por la presión del gas. Junto a la plataforma, cuatro barcos contra incendio esparcieron un promedio de 20 mil galones de agua por minuto para mantener la temperatura de la estructura y evitar que el incendio, el cual extendía en una circunferencia de 25 metros de diámetro, la dañara y para tratar de sofocar las llamas, después se colocó un conjunto de preventores y se inyectaron 45 toneladas de cemento que hizo posible taponar y controlar el pozo.

Pozo: "Ixtoc No. 1". Este pozo, está situado a 94 kilómetros al noroeste de Ciudad del Cormen, Campeche, en la plataforma continental del Golfo de México. Fue perforado con el propósito de localizar el petróleo y el gas natural contenido en las rocas carbonatadas del Paleoceno, el Cretácico y el Jurásico. Para realizar la operación se utilizó la plataforma semisumergible Sedco 135, contratada por Pemex a la Compañía Permargo. La mesa rotatoria de la plataforma se encontraba a 33 metros sobre la superficie del mar, cuya profundidad es de 50.5 metros; la perforación de este pozo se inició el primero de diciembre de 1978. Durante la perforación ocurrieron varias pérdidas parciales de fluidos de perforación, las cuales fueron controladas. Al estar perforando con barrena de 6 pulgadas a 3,627 metros, profundidad total alcanzada, se tuvo pérdida total de circulación del lodo de perforación en rocas carbonatadas, porosas y fracturadas, habiéndose intentado, sin éxito restablecer la circulación bajando la densidad del lodo de 1.14 a 1.12 gr/cm³ y agregándole materiales obturantes, fibrosos y granulares. Después de haber observado el pozo durante 6 horas sin que éste manifestara flujo, se decidió sacar la sarta de perforación, eliminar la barrena y los lastrabarrenas, y regresar al fondo con tubería de perforación franca para colocar tapones de diesel bentonita-cemento y obturar la zona de pérdida.

A las 22:00 horas del día 2 de junio de 1979, se empezó a sacar la tubería y a las 2:45 horas del siguiente día, se notó que el pozo empezaba a fluir, estando en ese momento la parte superior de los lastrabarrenas de 4 3/4 de pulgada apoyados en la mesa rotatoria por medio de cuñas, con el collar de seguridad instalado y la última parada (tres tramos) de tubería de perforación que se acababa de desenroscar, suspendida del elevador. Comenzó a salir aceite y gas a presión, formándose una cortina densa que imposibilitó a la cuadrilla de perforación, en turno, continuar la

borando en el piso de trabajo, por lo que se dió la orden de abandonar la plataforma. Al estar bajando el primer bote salvavidas se inició el incendio en la torre de perforación a la altura del changuero y se estima que el tiempo transcurrido desde que se detectó el flujo al momento en que se originó el incendio fue de 10 a 15 minutos.

Afortunadamente, la plataforma pudo ser evacuada por los 71 trabajadores que la ocupaban y no hubo desgracias personales, cosa que es poco común en accidentes de este tipo; que por lo general, cobran muchas vidas y dejan gran número de lesionados. La torre, la tubería, y parte del equipo de perforación se derrumbaron sobre el conjunto de preventores, inclinando de 10° a 12° en dirección S 78°W. La plataforma se retiró de su sitio y habiendo sido revisada la misma, se llegó a la conclusión que se encontraba muy dañada para ser utilizada nuevamente, por lo que posteriormente se hundió a propósito en altamar. Se verificó, mediante buzos y cámaras de televisión submarinas, que el conjunto de preventores podía ser usado para controlar el pozo, para lo cual, se conectaron las líneas necesarias para operarlos, así como una manguera de 3 1/8 de pulgada, por donde se proyectó bombear los fluidos de control. El día 24 de junio del año ya citado, antes de iniciar la inyección de fluidos, todo el flujo del pozo era por dentro del conjunto de los preventores, y no había evidencia de éste por fuera del cabezal, ese mismo día se cerraron los aríetes de 5 pulgadas de la válvula superior, los de 3 1/2 pultadas, y los de corte (ciegos), cesando el flujo del pozo, y apagándose el incendio. Durante 3 horas se bombearon por la manguera de 3 1/8 de pulgada, agua del mar, lodo de perforación, bolas selladoras de neopreno, pedacería de hule y gelatina. Al terminar esta operación, se manifestó flujo franco de aceite y gas en la superficie del mar, suspendiéndose el bombeo de fluidos por considerarse que había una rotura de grandes proporciones en la base de los preventores. Desde ese momento, la única posibilidad de control total del pozo dependía del éxito de los pozos direccionales de alivio.

La mayor parte de los pozos que se han descontrolado en la plataforma continental, han sido controlados mediante la perforación de pozos direccionales hasta el yacimiento de donde proceden los hidrocarburos que se están escapando, se procura alcanzar la estructura productora en un punto lo más cercano posible del pozo accidentado, y establecer circulación a través de éste con fluidos de la densidad necesaria para establecer una columna hidrostática cuya presión sea mayor que la del yacimiento, evitando así el flujo hacia la superficie. Una vez controlado el pozo, se inyecta cemento y se logra el control total del mismo.

Con este fin, Pemex decidió perforar dos pozos direccionales que denominó "Ixtoc 1A" y "1B", situados, respectivamente, a 780

metros al norte y 850 metros al este del pozo original. Aunque la rotura bajo los preventores era de grandes proporciones, se decidió reducir el flujo del pozo enviando, a través de la línea de 3 1/8 de pulgada, balines de acero y plomo; éstos, al acumularse en el fondo del pozo, reducirían la presión debido a la fricción de los fluidos emergentes en los balines. Se pretendía continuar con esta operación hasta que la reducción del gasto fuera tal, que permitiera el empleo de fluidos convencionales de alta densidad, o bien hasta que la presión en la boca, fuera menor que la columna hidrostática ejercida por el agua de mar. Esto último ocasionaría la precipitación gradual del agua de mar por el agujero. La enorme presión del yacimiento devolvió la mayor parte de los balines y se decidió suspender esta operación. Además se colocó sobre el pozo, un cono octagonal, que pesaba 300 toneladas, con el fin de recoger la mayor parte del aceite derramado y llevarlo, a través de un ducto de 30 pulgadas, hacia el separador instalado en una plataforma próxima. Después de alcanzar un éxito moderado, el sistema se dañó gravemente por una tormenta y fue retirado en forma definitiva. Mientras tanto, los barcos Baccarat, Rainbow y Maxime D, dispersaron las manchas de aceite empleado diariamente, cada uno, hasta 18,000 litros de productos químicos especiales y cubriendo unas 330 hectáreas con 85% de eficiencia.

El flujo inicial estimado de 30,000 barriles diarios había sido reducido a 20000, seis semanas después del accidente, y a 10,000 a mediados de agosto del ya citado año.

Se decidió desde el inicio de la perforación de los pozos direccionales de alivio, que el pozo denominado "Ixtoc 1A", se dedicara a localizar con precisión la tubería del "Ixtoc 1" y que la información obtenida sirviera para dirigir la perforación del pozo "Ixtoc 1B". Para localizar la tubería se insertaba periódicamente en el pozo "Ixtoc 1A", un sistema de registro magnético denominado Magrange II, con el que se medían las alteraciones en el flujo magnético debido a la presencia de la tubería del "Ixtoc 1", y se evaluaba la distancia que separaba ambos pozos. Debido a las constantes interrupciones para insertar el Magrange II, en el pozo "Ixtoc 1A", el pozo "Ixtoc 1B", avanzó más rápidamente hasta llegar a mediados del mes de noviembre a 3,809 metros de profundidad donde sufrió pérdida total de lodo; de inmediato, se ordenó el bombeo de agua de mar a razón de 58 barriles por minuto. Unas semanas antes, al ir avanzando la perforación, el pozo "Ixtoc 1B", había pasado a dos metros aproximadamente del pozo accidentado, pero no se había llegado aún a la roca impregnada de aceite. Se corrigió el rumbo, y en esta ocasión se intersectó la formación productora de unos 140 metros del "Ixtoc 1". Pero el "Ixtoc 1B" había penetrado, además de una zona de impregnación a otra de pérdida. Los líquidos inyectados en el pozo "Ixtoc 1B", fluían sólo en parte hacia el pozo descontrolado. Sin embargo, el efecto se advirtió rápidamente. La muestra proveniente del - -

"Ixtoc 1" tomada en el citado mes, indicaba: aceite 33% y agua - - 66%.

Con el pozo "Ixtoc 1A", se procedió a perforarlo con mayor cuidado, avanzando lentamente y midiendo la distancia con más frecuencia con el Magrange II, pues se debía evitar caer en la zona de pérdida. A principios de enero de 1980, se recuperaron rebabas metálicas en el lodo provenientes del pozo, y finalmente el 5 de febrero del año ya citado se intersectó la formación productora a 3,800 metros de profundidad. Para entonces se había inyectado por el pozo "Ixtoc 1B", casi 4.5 millones de barriles de agua de mar. Utilizando anilinas, se pudo comprobar la comunicación de los dos pozos de alivio con el "Ixtoc 1", y se observó que la comunicación del pozo "Ixtoc 1A" era mejor puesto que los fluidos inyectados a éste, tardaban siete minutos en atravesar la formación que los separaba, en tanto que el tiempo para el pozo "Ixtoc 1B", era de 34 minutos. El 13 del mismo mes y año se conectó el barco George Brown, con capacidad de bombeo de 120 barriles por minuto, a la boya que bombeaba agua del mar al pozo "Ixtoc 1A".

A las 10:00 horas del día 9 de marzo del año mencionado anteriormente, después de varios días de inyectar agua de mar por los dos pozos de alivio, a razón de 120 barriles por minuto, se apagó finalmente la flama del "Ixtoc 1". Ocho días después, las manifestaciones de flujo habían desaparecido. Posteriormente a los tres días, la barcaza Río Pánuco, se ancló a la boca del pozo. Una vez que desapareció el flujo, se intentó meter tubería para controlar el pozo.

Como el cabezal obstruía la entrada, se empleó la grúa del barco "Sarita", para arrancarlo totalmente. La entrada del pozo quedó libre; y continuó la inyección de agua marina, los totales acumulados eran de 2.44 y 6.9 millones de barriles para los pozos "Ixtoc 1A" e "Ixtoc 1B", respectivamente. Posteriormente el 23 del mismo mes y año, se armó la tubería de 3 1/2 pulgadas y se introdujeron 2,705 metros en el "Ixtoc 1". A continuación se inyectó cemento y a las 23:00 horas del día ya mencionado, después de 295 días de descontrol, en los que el pozo se estima produjo 3,100,000 barriles de aceite se cerró el "Ixtoc 1".

Al día siguiente, se colocaron otros tapones y a las 17:00 horas un buzo certificó que éste había quedado totalmente clausurado. Durante los días siguientes se obtuvo completamente el "Ixtoc 1" y también fueron cerrados los pozos de alivio.

Pozo: "Luna XI". Este pozo, está situado en el Estado de Tabasco en el Municipio de Frontera, al estarse perforando normalmente sobrevino el descontrol de éste, la presión, dobló el cabezal, dañando a los preventores y por consiguiente se incendió.

La causa de este descontrol, se propició por un error humano, puesto que al levantar la tubería de perforación, no se llenó el pozo con un volumen de fluido equivalente al volumen de acero -- que había sido desplazado, y por lo tanto la presión de la columna hidrostática fue menor que la presión del yacimiento y sobrevino el descontrol.

Para controlar el pozo, se procedió a retirar la torre de -- perforación la cual quedó totalmente destruida, a continuación, se apagó el incendio y se cortó el cabezal en su base inferior, conectándose un nuevo cabezal, y finalmente se controló y taponó el pozo.

Pozo: "Abkatún 91". Está situado a 70 kilómetros de Ciudad -- del Carmen, Campeche, éste producía 20,000 barriles por día de hidrocarburos. En éste pozo el descontrol se registró en la parte superior de la plataforma autoelevable "México" y no en el lecho marino.

De acuerdo a la información proporcionada por Pemex, este pozo era productor y operaba normalmente, no obstante que se había observado que no funcionaba la válvula subsuperficial de seguridad, por lo que se le encargó a la perforadora "México", darle mantenimiento, pero el descontrol sobrevino, cuando se realizaban las maniobras normales de reparación del pozo (cambio de la válvula subsuperficial de seguridad), incendiándose de inmediato. La -- posible causa de este descontrol, fue debido a que la tubería de producción se rompió al estarla sacando, esto fue causado por falta de mantenimiento a la misma. Al romperse esta tubería, parte de ella se quedó atrapada en el fondo del pozo y la otra parte salió a la superficie dañando los preventores, en ese momento se descompensó la presión que ejercía la columna hidrostática, -- puesto que no hubo tiempo de llenar el pozo con un volumen de -- fluido de control, igual al volumen de acero que se había perdido, esto ocasionó que la presión del yacimiento, venciera la presión de la columna hidrostática y sobreviniera el descontrol. Entre las opciones de los técnicos de Pemex para controlar el pozo, estaba el cambio de preventores, para detener el flujo de éste, y apagar el incendio mediante polvos químicos y como última instancia, sería utilizar el pozo "Abkatun 94", que tenía perforados -- 900 metros y desviarlo hacia el pozo "Abkatún 91" para que pudiera ser usado como pozo direccional. Finalmente fue intervenido, -- los cabezales que tenía el pozo, y fueron cambiados por unos nuevos. Estos se instalaron controlándose el pozo. Al colocar los -- nuevos preventores el pozo fue apagado solo con agua por los técnicos de Pemex, y así se terminó el peligro que existía desviando el flujo a un quemador y posteriormente cerrando los preventores.

1.2. SISTEMAS DE SEGURIDAD BASICOS.

Han sido diseñados sistemas simples y sofisticados con el fin de proporcionar protección contra cualquier descontrol que pueda surgir en pozos, plataformas marinas o centrales de recolección.

Actualmente, los diferentes fabricantes ofrecen en general cinco sistemas de seguridad básicos, que están diseñados para satisfacer los requisitos operacionales individuales, que corresponden a las regiones siguientes:

1).- El Oriente Medio (Arabia Saudita, Irán, Emiratos Arabes Unidos, Qatar, Oman, Siria, Israel e Iraq): Una instalación típica de Oriente Medio se muestra en la Fig. 1, donde se agrupan seis pozos perforados en una plataforma. El equipo del pozo incluye la tubería, de revestimiento de 9 5/8 de pulgada hasta el fondo, un empacador a la profundidad de 30 metros abajo del lecho marino, desde el cual se cuelgan las tuberías, comúnmente de diámetro exterior de 2 3/8 de pulgada, hasta el fondo del pozo. Las tuberías arriba del empacador normalmente son de 7 pulgadas. Un niple de asiento para válvula de bola está instalado arriba del empacador y tiene una línea de control, que va a la superficie por el espacio anular. El cabezal incluye una válvula de seguridad de diámetro interior de 6 pulgadas de accionamiento hidráulico. La producción fluye por las tuberías desde la zona productiva hasta el empacador. En este punto, el flujo se dirige al interior de las tuberías de 7 pulgadas a través de la válvula subsuperficial de seguridad de diámetro interior de 3 1/2 pulgadas, controlada desde la superficie, y de ahí continua por tuberías de 7 pulgadas, hasta la superficie.

El sistema de seguridad comprende dos válvulas de seguridad, una de 7 pulgadas, controlada desde la superficie, y otra válvula de 6 pulgadas en la superficie. Ambas válvulas toman la presión hidráulica desde el juego de válvulas que está en la superficie. El juego de válvulas superficiales sirve para los seis pozos en cada plataforma.

Los sistemas de seguridad, incluyendo los pilotos que son sensibles a la presión, y los dispositivos sensibles a la temperatura, se utilizan para cerrar pozos individuales, en la superficie o en el subsuelo, según sea necesario.

Estos sistemas ofrecen las ventajas siguientes: una mínima caída de presión en las válvulas de seguridad, lo que permite máxima producción, sencillez del diseño, cierre individual de los pozos, y una revisión continua y separada de éstos.

2).- Asia y el Océano Pacífico: El sistema de seguridad típico está adaptado a pozos con dos sargas de producción.

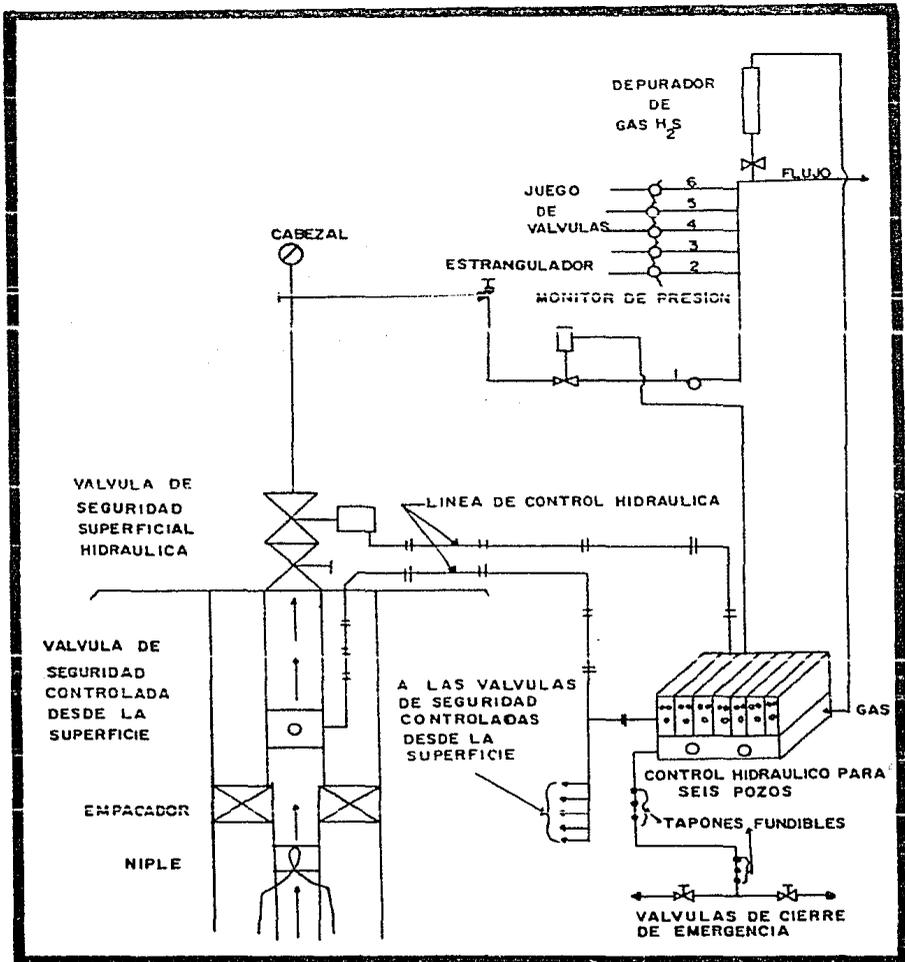


Fig.1-Sistema de seguridad usado en el Oriente Medio .

Tal instalación requiere un sistema hidráulico para las válvulas de fondo accionados desde la superficie y un sistema neumático para las válvulas de seguridad de superficie, como se muestra en la Fig. 2. Generalmente, se trata de plataformas satélites con un solo pozo; (Plataformas satélites, son plataformas cuya producción es enviada al complejo correspondiente).

3).- Alaska: Para ser empleada en las regiones árticas, una válvula subsuperficial de seguridad controlada desde la superficie (de control remoto) necesita ser situada debajo de la zona permanentemente congelada.

Esta válvula tiene que ser de un diseño "balanceado"; es decir, una carga hidrostática correspondiente se aplica a la superficie inferior del émbolo por la línea de presión de control, para que esta presión, junto con la compresión del resorte que tiende a cerrar la válvula, asegure el funcionamiento de ésta bajo cualquier condición.

En esta instalación, la válvula subsuperficial opera simultáneamente con una válvula superficial de seguridad, controladas hidráulicamente, instalada esta última en el cabezal del medio árbol. Para controlar uno o más pozos se emplea un juego de válvulas de control, mismos que utilizan diferentes dispositivos sensores.

Estos equipos funcionan a temperaturas de -75°C , debido a estas temperaturas, el sistema acciona con elementos hidráulicos exclusivamente. Los sistemas neumáticos tienden a congelarse a causa del contenido de agua en el gas. En algunos casos, estas válvulas se colocan hasta la profundidad de 900 metros aproximadamente; la instalación de este tipo de válvula se muestra en la Fig. 3.

4).- La Costa del Golfo de México: En estas áreas los sistemas de cierre de emergencia siguen varias normas, pero el más típico se muestra en la Fig. 4. Las válvulas de seguridad, controladas desde la superficie, se colocan a una profundidad promedio de 200 metros del lecho marino, dependiendo de las características que recomienda el fabricante.

Comúnmente, éstas son válvulas recuperables con equipo de línea de acero o integradas con la tubería de producción. Generalmente, se coloca una válvula superficial de control neumático -- arriba de la válvula maestra.

Tanto la válvula hidráulica subsuperficial como las válvulas neumáticas superficiales se conectan a un sistema de control (vigilancia), mediante el cual se puede accionar las válvulas superficiales por cualquier falla del equipo, tal como un nivel alto de líquido en el separador, u otras fallas en el sistema de tratamiento.

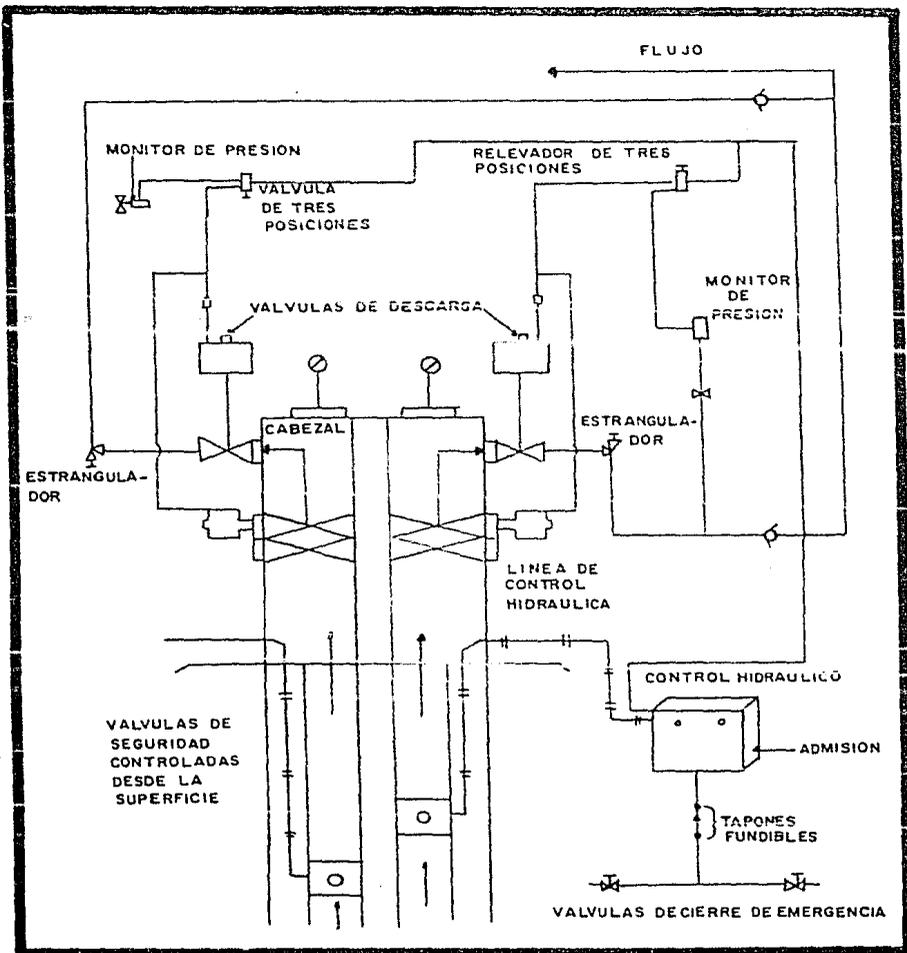


FIG 2-Sistema de seguridad usado en Asia y el Oceano Pacifico.

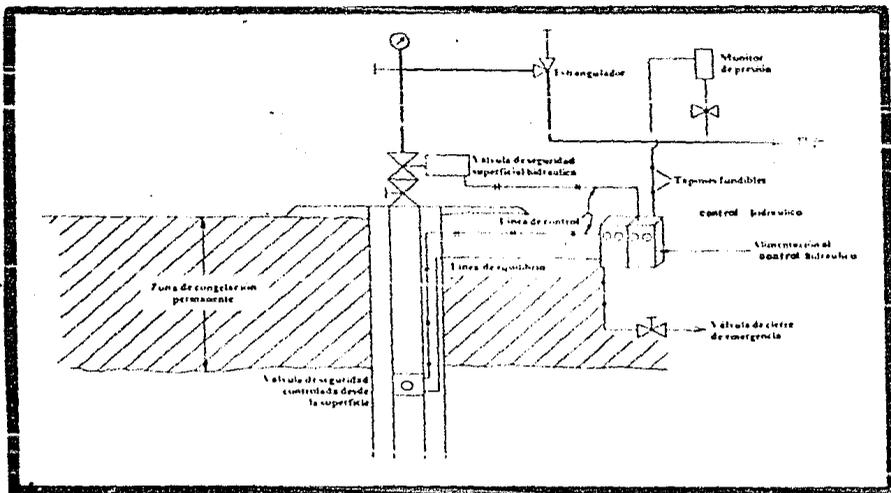


Fig. 3 - Sistema de seguridad usado en Alaska.

Las líneas de control también se instalan alrededor de la plataforma, que está equipada con tapones fundibles, para que en caso de un conato de incendio en cualquier parte de la plataforma se cierre de inmediato las válvulas. Las válvulas manuales con cierre de emergencia también se colocan en sitios adecuados alrededor de la plataforma, como en las escaleras de evacuación, o en el lugar de aterrizaje del helicóptero donde el personal podría cerrarlas al salir en caso de emergencia. En la Fig. 4 se puede observar que es posible conectar muchos dispositivos al sistema de cierre de emergencia, y con el uso del juego de válvulas superficiales, se puede cerrar un pozo o la plataforma entera, dependiendo de la ubicación de la falla, ya sea superficial o subsuperficial.

5).- El Mar del Norte: La porción subsuperficial del sistema de seguridad, en este caso, está compuesta de una válvula de seguridad conectada al juego de válvulas de control en la superficie. Este juego de válvulas controla todas las válvulas subsuperficiales de los pozos de una plataforma dada. Las válvulas laterales están equipadas con válvulas de seguridad accionadas neumáticamente. Estas se conectan a un sistema independiente, de gas a baja presión en la superficie y están controladas por pilotos individuales. Además, las válvulas del oleoducto y la válvula de desfogue se conectan a los sistemas de cierre de los pozos. Por ejemplo, puede preferirse en caso de una falla mayor, cerrar cada pozo y la válvula del oleoducto; y después dirigir al quemador el gas y el petróleo acumulado en la plataforma. Esto se puede lograr automáticamente, utilizando el equipo apropiado, como se muestra en la Fig. 5.

I.3. CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS DE SEGURIDAD.

Al diseñar un sistema de seguridad, hay que considerar los requerimientos específicos del pozo, de la plataforma o del campo.

Es posible que se produzca un descontrol en cualquier momento durante la etapa de perforación o de producción de un pozo.

En cuanto a la etapa de perforación se sabe que existen ciertas condiciones que podrían provocar un descontrol, y en tal caso, normalmente es posible evitarlo. Aún cuando existen condiciones desconocidas que podrían favorecer un descontrol, los conocimientos, habilidades, pericia del personal y el uso de equipos de seguridad adecuados, normalmente evitan tales emergencias. A pesar de esto, los descontrolés todavía ocurren de vez en cuando durante la perforación.

En esta fase existen condiciones muy distintas a las que hay durante la producción de un pozo.

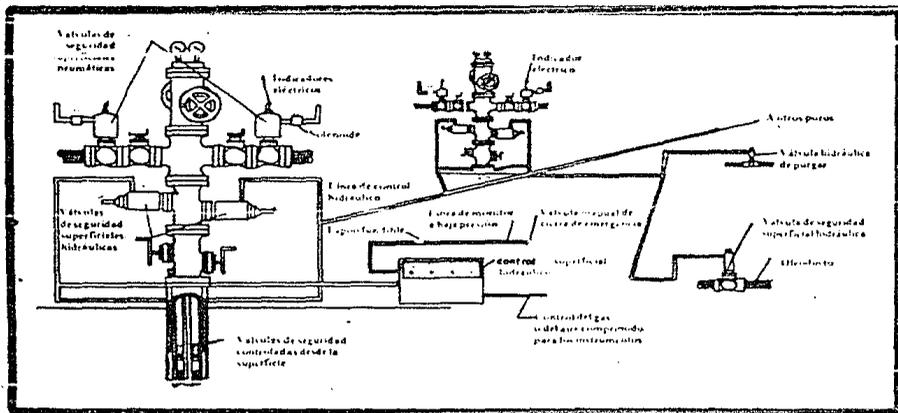


Fig 5—Sistema de seguridad usado en el Mar del Norte.

En la fase de producción debe usarse equipos diseñados, probados y que han demostrado ser adecuados para funcionar bajo las condiciones que existen en un pozo dado.

En casi todos los casos, el descontrol o la posibilidad de éste, se produce por una combinación de factores tales como:

- 1).- Casos fortuitos como huracán, inundación, terremoto, etc;
- 2).- Fallas en el equipo superficial;
- 3).- Incendio o explosión que causa la falla de un dispositivo de control en la superficie;
- 4).- Sabotaje;
- 5).- Colisiones, como las que ocurren entre barcos y los "riser", o en tuberías marinas, y
- 6).- Falta de equipo de seguridad adecuado, etc.

Un campo de petróleo o de gas, ubicado en una región lejana y con muy pocos habitantes sin historia de huracanes o inundaciones, requiere un sistema mínimo de seguridad. Generalmente, tales campos son protegidos por válvulas de seguridad de fondo, o por válvulas de superficie.

Debido a la posibilidad de mal funcionamiento imprevisible, relacionado con las líneas de recolección y la planta de procesamiento, se recomienda instalar por lo menos una válvula de seguridad en la superficie.

En cambio, en campos marinos es necesario considerar tanto la posibilidad de huracanes o maremotos. Estos requieren de los sistemas de seguridad con mayor precisión posible; y esto hace que sean complejos.

Los productores de petróleo y de gas siempre han sido conscientes de tales peligros y junto con especialistas en el control del flujo en la superficie y en el pozo, han colaborado para establecer medidas adecuadas de seguridad. Sus motivos fueron idénticos a los de hoy en día, tales como, la protección de la vida, del capital invertido y del ambiente.

Cuando se comenzaron a perforar los pozos en las regiones controladas por los Gobiernos Municipales y en aguas controladas por los Gobiernos Estatales y las autoridades Federales, se establecieron reglamentos que exigían que se cumpliera estrictamente con los reglamentos de seguridad. El Instituto Americano del Petróleo (API), utilizando la ayuda de peritos de la industria pe-

trolera, han publicado, recomendaciones prácticas, normas y guías para ayudar a la industria y al personal encargado de la selección, calibración y mantenimiento de válvulas y sistemas, tanto superficiales como subsuperficiales.

Aunque no hay datos comparativos disponibles, la experiencia de la industria petrolera, en el campo de la seguridad, es aceptable, especialmente cuando se le compara con la experiencia de otras industrias energéticas con respecto a la contaminación. Esto se comprueba con los resultados de un estudio recientemente realizado por la Biblioteca de los Estados Unidos de Norteamérica. Dicho documento indica que la producción de hidrocarburos costafuera contribuye tan solamente el 1.3% de la contaminación petrolera en el océano, en comparación con el 35% producido por los buques tanques y otros medios de transporte marítimo y el 31% procedente de los ríos y del afluyente urbano. Los descontrolados son muy raros y casi siempre de poca duración. Cuando ocurre un descontrol, es posible que se requiera la inversión de millones de dólares para corregir o restaurar los daños ambientales ocurridos. En base a los muchos riesgos asociados, es lógico que solamente las compañías de buen estado financiero y que cuentan con personal experimentado puedan competir en este campo. El porcentaje del petróleo y del gas que se pierde por descontrolados es pequeño cuando se le compara con el volumen producido y consumido. Cuando ocurren descontrolados, la publicidad que reciben casi siempre tergiversa las pérdidas relativas. Cada descontrol también provoca una revisión de las medidas adicionales para prevenir una repetición. Comparada con las cantidades de energía producida por la industria petrolera, la pérdida de ésta ha sido pequeña.

1.4. VALVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIALES.

A principios de la década 1930-1940, surgió la necesidad de disponer de una válvula subsuperficial, que permitiera el flujo bajo condiciones normales, pero que cerrara, impidiendo el flujo, en caso de daño o destrucción del cabezal del pozo. Tal válvula se instalaría bajo la superficie, en la tubería de producción. Con el desarrollo de esta válvula (ver Fig. 6A), se iniciaron los sistemas de cierre de emergencia para los pozos de petróleo y de gas. Esta válvula sencilla, de disco con movimientos verticales, tuvo muchas desventajas en comparación con las válvulas de hoy, en día como las siguientes: área limitada de flujo, canal sinuoso, poca resistencia a la presión diferencial, calibración complicada, etc., pero a pesar de todo, dió resultado.

Desde este comienzo, las válvulas subsuperficiales de seguridad, accionadas directamente por el flujo del pozo, han experimentado una evolución (ver Fig. 6B) que sigue hoy en día. Los cambios incluyen (ver Fig. 6C):

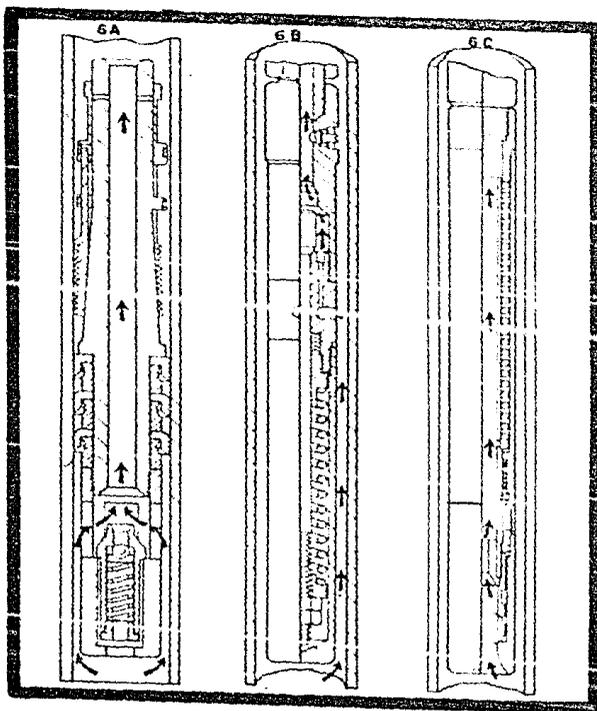


Fig. 6

- (A) Válvula de seguridad (primer diseño)
- (B) Válvula de seguridad accionada por presión diferencial (diseño intermedio)
- (C) Válvula de seguridad accionada por presión diferencial (diseño moderno)

- 1).- Hermeticidad mejorada (Válvula de bola y de paleta);
- 2).- Mejoras en el canal de flujo, para evitar la erosión;
- 3).- Mejoras que permiten la calibración más precisa;
- 4).- Presión de trabajo mas alta y mayor resistencia a la corrosión, y;
- 5).- Medios mejores para la reabertura y el mantenimiento.

Junto con las mejoras de la válvula, ha habido una evolución en la capacidad de medir, y elaborar parámetros del pozo, que ha hecho posible la calibración mucho más precisa de las válvulas. - El API ha establecido normas para las pruebas y el mantenimiento de las válvulas, y para su clasificación para usos distintos según el contenido de arena y H₂S en el petróleo. Se han establecido muchos requisitos adicionales para asegurar, tanto la calidad de los componentes de las válvulas como la capacidad de los especialistas que les dan mantenimiento.

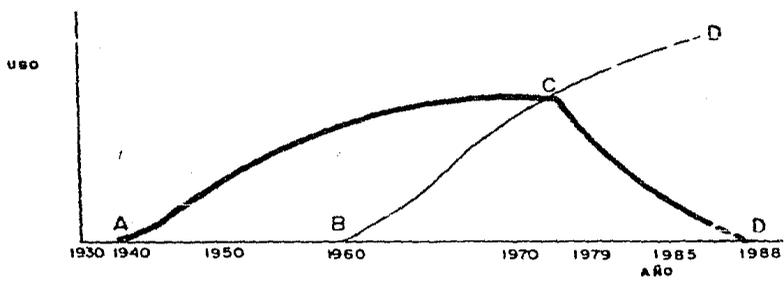
Aún con las mejoras antes mencionadas, se está disminuyendo hoy en día, la venta de las válvulas de seguridad subsuperficiales de accionamiento directo, (ver Fig. 7) a causa de sus desventajas inherentes.

Todas las válvulas de accionamiento directo dependen de un aumento de la velocidad de flujo, o de una caída de presión en la válvula, para efectuar el cierre. Una falla total de los dispositivos de control en la superficie casi siempre permiten el desarrollo de una de estas condiciones. Sin embargo, otras situaciones pueden desarrollarse que podrían impedir el cierre de la válvula, tales como:

- 1).- El agotamiento del yacimiento, después de la calibración y la instalación de la válvula, impide que la velocidad de flujo alcance la regulación de cierre de la válvula;
- 2).- La zona productiva puede estar parcialmente obstruida por arena o las tuberías de producción pueden estar parcialmente taponadas con parafina encima de la válvula;

Cualquiera de estas condiciones puede limitar la velocidad del flujo en la válvula, ocasionando que no pueda alcanzar la regulación de cierre;

- 3).- Datos insuficientes del pozo o de poca calidad usados en los cálculos, provocan una calibración incorrecta;
- 4).- Los dispositivos de control en la superficie pueden sufrir -



A: INICIO DEL USO DE VALVULAS DE CONTROL DIRECTO.
 B: INICIO DEL USO DE VALVULAS DE CONTROL INDIRECTO.
 C: USO IGUAL DE AMBAS VALVULAS.
 D: USO EN EL FUTURO.

Fig. 7—Comparación del uso de las válvulas subsuperficiales de seguridad.

daños, sin ser destruidos totalmente, así que se mantiene -- una velocidad de flujo menor que la regulación de cierre de la válvula.

Para sobrevivir estas desventajas, se desarrolló cerca del año de 1950 una válvula de seguridad controlada desde la superficie (de control remoto), fue provista de un canal mayor de flujo, control remoto de abertura-cierre, y capacidad para ser calibrada bajo gran variedad de condiciones anormales (incendio, ruptura de la línea de control de flujo, etc.). En la Fig. 8 se muestra dicha válvula.

A causa del costo más elevado y del promedio de la fabricación de esta válvula, en los Estados Unidos de Norteamérica, no hubo demanda para ellas, excepto en el extranjero. Por eso, su uso aumentó paulatinamente hasta fines de los años sesenta, cuando sus ventajas, comparadas con las válvulas de accionamiento directo, se volvieron importantes para los fabricantes Norteamericanos. El aumento rápido en la demanda y en su uso, después de ese tiempo, ha sido inesperado (ver Fig. 7).

La buena demanda de la válvula de seguridad subsuperficial controlada desde la superficie (de control remoto), tuvo un efecto importante en los sistemas de seguridad usados en las plataformas marinas, ya que ésta se mantiene abierta por presión hidráulica suministrada por un sistema de control; lo anterior se presta al accionamiento automático, algo que no era posible en las válvulas controladas directamente por el flujo del pozo. Con ésta válvula se abrió el camino hacia sistemas muy avanzados de cierre de emergencia, tales como se requieren hoy en día.

La adaptabilidad de esta válvula permite su uso tanto en varias situaciones especializadas como en las aplicaciones más comunes de seguridad:

- 1).- Para uso en los pozos profundos o en las regiones permanentemente congeladas; en estos casos, frecuentemente se usan dos líneas de control para mantener el equilibrio de la presión hidrostática en las líneas de control;
- 2).- Algunos pozos con sistemas artificiales de producción requieren válvulas de seguridad subsuperficiales; estas pueden ser accionadas por presión hidráulica, por bomba eléctrica, o por la presión de un sistema de Bombeo Neumático (Gas Lift).

I.5. VALVULAS DE SEGURIDAD SUPERFICIALES.

A principios de los años cuarenta, se notaba la tendencia de perforar los pozos de petróleo y de gas a mayores profundidades y, consecuentemente, la presión de cierre en el cabezal era cada

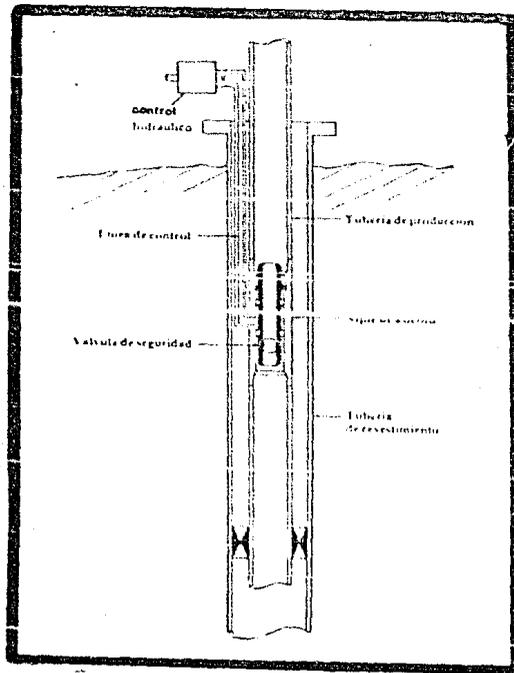


Fig. 8—Valvula de seguridad de control remoto.

vez más alta. Estos pozos, debido a su alta productividad, fueron equipados con dispositivos automáticos de cierre en la superficie.

La tecnología, en aquellos tiempos era limitada a los dispositivos que se instalaban en la línea de flujo y/o en instalaciones de válvulas laterales (ver Fig. 9).

Estos diseños no tenían canal directo de flujo y eran de accionamiento manual. Esta clase de instalación no permitía el control remoto. Muchos problemas se presentaron con la tendencia de producir enormes volúmenes, a presiones cada vez más altas, era evidente la necesidad de algún dispositivo automático seguro y universal. A fines de los años cuarenta se diseñó y utilizó una válvula automática de compuerta con actuador. Esta combinación fue de gran adelanto en la industria petrolera, porque no solamente era provista de un dispositivo de cierre de diámetro interior igual al de la tubería, o sea de canal de flujo directo sin efecto de estrangulación, (ver Fig. 10).

De más importancia, esta válvula podría ser instalada en cualquier punto en la superficie; en la línea vertical del cabezal o como válvula lateral, en la línea de flujo, etc.

Además, era posible fabricarla en mayores dimensiones para ser usada en los oleoductos.

Otro adelanto proporcionado por este diseño fue el sistema de válvulas piloto que hizo posible la protección remota. Este diseño permitió la instalación de una válvula de cierre, teleaccionada anterior al estrangulador para ofrecer protección en caso de un mal funcionamiento en la línea de flujo; y en los separadores, etc. (ver Fig. 11).

En base a la creciente actividad costafuera después del año 1950, el uso de combinaciones de válvula de compuerta llegó a generalizarse. Básicamente eran dispositivos de seguridad accionados por presión, utilizando émbolos en válvulas de compuerta, instaladas como válvulas maestras en el cabezal, y controladas remotamente desde un punto posterior al estrangulador.

En el año de 1960 fueron desarrollados unos componentes que mejoraron la eficiencia de los sistemas de seguridad como dispositivos fundibles que se derretían a ciertas temperaturas, en caso de incendio, cerrando así la válvula superficial de seguridad, (ver Fig. 12).

Los sistemas de control de baja presión (35 km/cm^2) fueron introducidos para hacer posible el uso de sensores de cierre eléctrico, empleando válvulas de solenoide. Fue durante este período que se desarrolló el sistema básico de cierre (sistema para cerrar

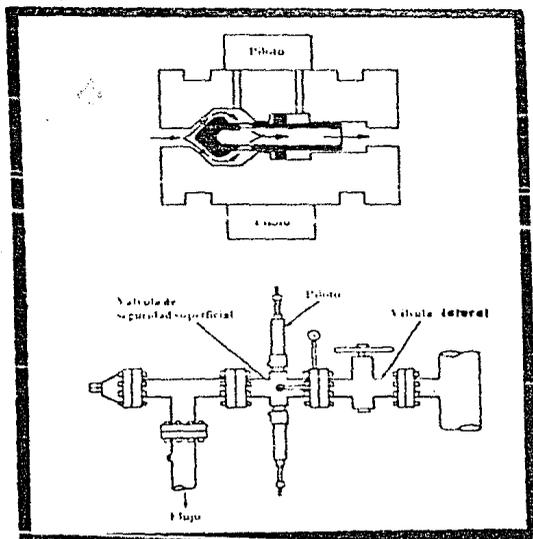


Fig. 9—Válvula de seguridad superficial con control directo.

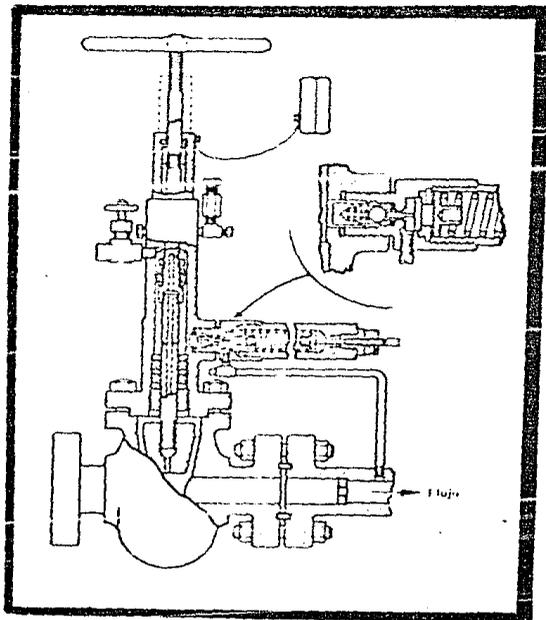


Fig. 10—Válvula de compuerta y actuador en combinación.

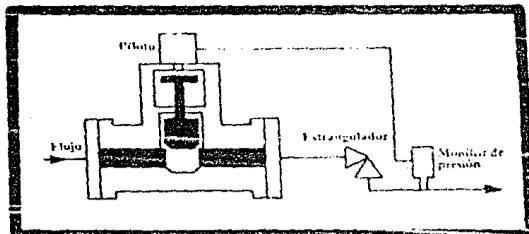


Fig.11—Válvula de seguridad superficial de control remoto.

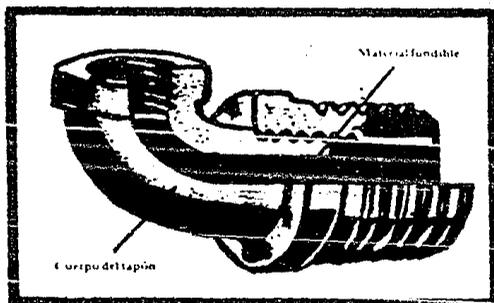


Fig.12—Tapón fundible (sensible al color).

pozos individuales desde la superficie en caso de mal funcionamiento). Además, se desarrollaron dispositivos para el cierre de todos los pozos desde puntos tales como el lugar de aterrizaje del helicóptero, el embarcadero, la salida de emergencia, etc.

En los años sesenta fue desarrollada una válvula superficial, de accionamiento neumático, que cierra en caso de falla. Esta válvula da seguridad absoluta a todos los sistemas porque en el caso de una pérdida en la presión de control todos los dispositivos instalados en los cabezales de los pozos se cierran, (ver Fig. 13).

Se instalaron varios pilotos para vigilar las condiciones de flujo, y cerrar remotamente los actuadores en el cabezal, (ver Fig. 14).

Estos actuadores, que no descargan fluidos a la atmósfera, fueron más seguros, más económicos y más sencillos en su diseño. Otra vez, el control de baja presión (35 kg/cm²) hizo posible la protección de pozos cada vez más lejos en áreas remotas.

Debido a que estos dispositivos no descargan fluidos del pozo a la atmósfera, los productores podían proteger sus instalaciones aún cuando éstas producían petróleo que contenía H₂S, CO₂ y otros compuestos peligrosos.

Otros componentes más avanzados fueron añadidos a los sistemas de seguridad, tales como los indicadores de "primera falla", para ayudar al personal de mantenimiento a localizar el mal funcionamiento.

Esto fue especialmente ventajoso en las instalaciones grandes y complejas, en las cuales se maneja el petróleo y gas a alta presión, (ver Fig. 15).

Además, se incorporaron las válvulas superficiales de seguridad en los cabezales monobloks, los cuales se estaban haciendo más populares, (ver Fig. 16).

Fue en esta época, que los descontroles costafuera de los Estados Unidos de Norteamérica suscitaron el interés del público que a su vez, fomentó normas gubernamentales. Como resultado, en el año de 1969, se propusieron Los Reglamentos para la plataforma Continental (O.C.S.), que establecieron normas para la administración de los contratos para petróleo, gas y azufre en la Plataforma Continental del Golfo de México, los cuales son revisados cada dos años. (específicamente el O.C.S. número 8 para los cabezales, y el O.C.S. número 9 para los oleoductos).

Los reglamentos O.C.S. requirieron que los productores instalarán los dispositivos de seguridad necesarios. La válvula sub

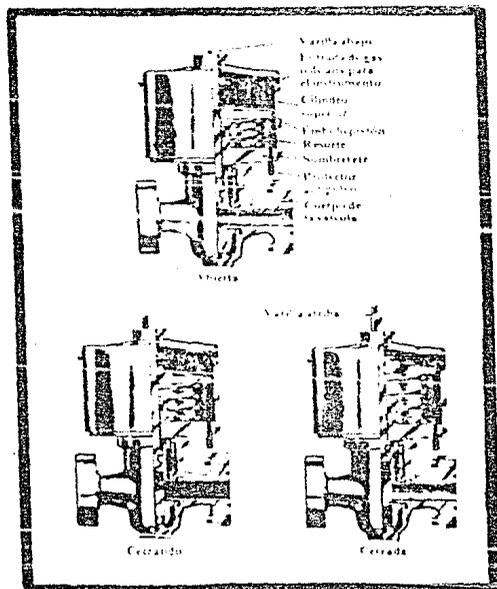


Fig.13—Válvula de seguridad superficial accionado por falla.

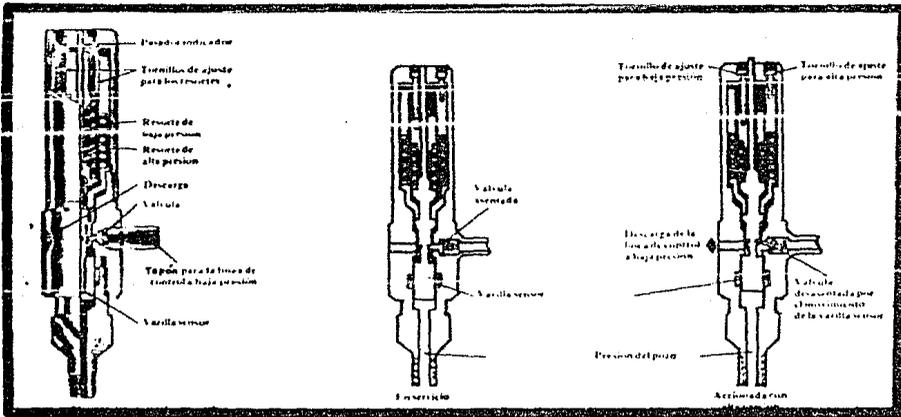


Fig. 14—Piloto de seguridad operado por presión.

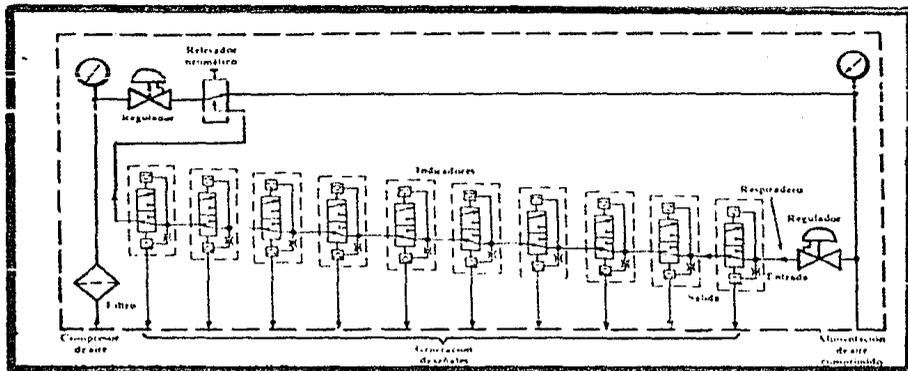


Fig. 15—Indicador de "primera falla".

superficial de seguridad controlada desde la superficie (de control remoto) la SCSSV (O.C.S. número 5), en base a sus innovaciones, ofreció mejor protección durante toda la vida productiva del pozo. Los dispositivos subsuperficiales, dieron lugar a la evolución de las unidades superficiales de control, necesarias para la operación de la válvula subsuperficial de seguridad controlada desde la superficie (de control remoto), (ver Fig. 17).

I.6. JUEGO DE VALVULAS DE CONTROL Y VALVULAS PILOTO.

Debido a las diferentes aplicaciones, los juegos de válvulas fueron diseñados para la protección de pozos individuales y así como de varios pozos. La Fig. 18A muestra la protección individual de diversos pozos, empleando una válvula piloto en cada uno, la protección de varios pozos, usando distinta presión de cierre para cada uno, se muestra en la Fig. 18B.

A continuación se dan algunas de las innovaciones especiales que se desarrollaron en los juegos de válvulas de control:

- 1).- Cierre secuencial: Primero la válvula de seguridad superficial, después, la válvula de seguridad subsuperficial;
- 2).- Reapertura secuencial: Primero, la válvula de seguridad subsuperficial, después la válvula de seguridad superficial;
- 3).- Control individualizado del pozo: Cierre de un solo pozo, dependiendo de un parámetro dado;
- 4).- Cierre de la bomba hidráulica: La bomba se para cuando se registra un nivel bajo de líquido en el tanque del sistema hidráulico;
- 5).- Detector de baja presión en cada línea de flujo: Para el cierre de un solo pozo por medio del accionamiento de la válvula de seguridad controlada desde la superficie en caso de la ruptura de la línea;
- 6).- Indicadores: Que registran la presión del sistema hidráulico, etc.;
- 7).- Sistemas con seguros: Para asegurar que ciertas condiciones son satisfactorias antes de transmitir la señal que produce el accionamiento requerido y;
- 8).- Presión hidráulica: Provista por bombas neumáticas, eléctricas, mecánicas, o por una combinación de éstas.

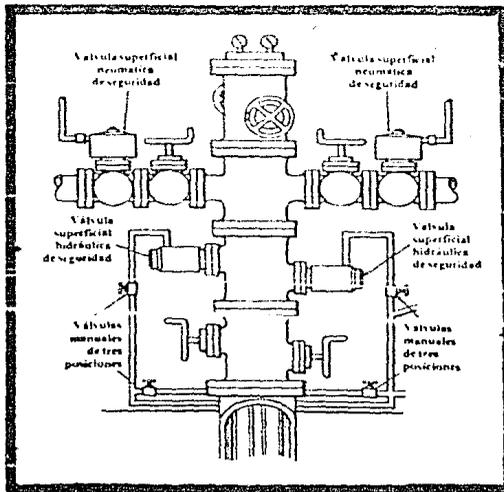


Fig. 16—Cabezal con válvulas de seguridad.

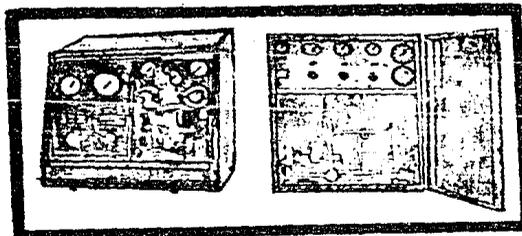


Fig. 17—Unidad superficial de control.

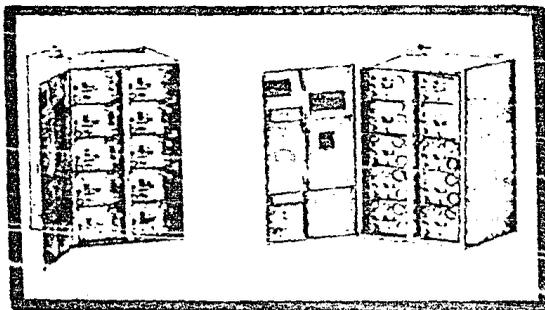


Fig. 18a—Unidad con control independiente para cada pozo.

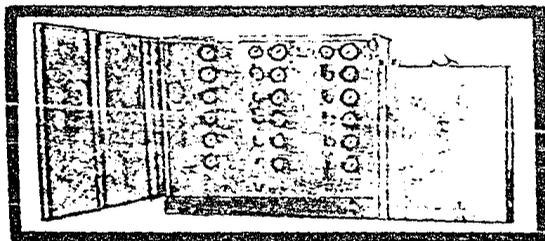


Fig. 18b—Unidad múltiple de control.

1.7. DISPOSITIVOS SENSORES EN LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD SUPERFICIAL.

En términos básicos, el objetivo de todo sistema de seguridad es el cierre del flujo en la presentación de una situación peligrosa.

Para lograr este objetivo, se requieren varios dispositivos - que puedan controlar los parámetros de la instalación. Los parámetros y los dispositivos correspondientes son los siguientes:

1).- Temperatura: El conato de incendio es la situación más peligrosa que puede surgir en un pozo de petróleo o de gas. Hay que detectarlo en seguida y cerrar los pozos inmediatamente. Algunos de los métodos de detección de incendios son los siguientes:

a).- Tapones fundibles de cierre accionados por calor: Estos dispositivos hacen que el actuador se fije en la posición abierta si una temperatura alta hace derretir el tapón; éstos tapones están disponibles en el mercado de 1/4, 1/2 y 1.0 pulgada y con rangos de temperaturas desde 117°F hasta 281°F. (ver Fig. 19).

b).- Detectores de rayos ultravioletas e infrarrojos, y;

c).- Líneas neumáticas de control hechas de plástico fundible.

2).- Alta presión: Existen varias clases de sistemas diseñados para controlar altas presiones. El dispositivo más común es un pistón de resorte que se mantiene en la posición normal (neutro) por medio de un resorte por un lado y la existencia de una presión por el otro.

Si la presión del sistema aumenta mucho, el pistón se desliza contra el resorte. Este movimiento descubre los orificios en la línea de control y así se desfogó la presión, la cual acciona la válvula de seguridad.

3).- Baja presión: La ruptura en una de las líneas de flujo provoca inmediatamente una caída de presión en la boca del pozo. Las caídas de presión se controlan de la misma forma que los aumentos excesivos, es decir, por un pistón de resorte.

Una caída anormal de presión permite que el resorte desplace hacia abajo al pistón. Este accionamiento desfogó la presión de la línea de control y en su turno acciona la válvula de seguridad. Muchas veces se utilizan los pilotos de alta y baja presión en un sólo dispositivo.

- 4).- Detectores de gas: Están disponibles detectores que constantemente controlan la presencia del gas natural en el aire. En caso de fugas, si se acumula una cantidad de gas en el aire alrededor del pozo, el detector de gas acciona el sistema de seguridad y cierra el pozo.
- 5).- Sensores de choque: Varios tipos de sensores de choque han sido inventados para señalar la colisión de un buquecuanque con una plataforma. No se utilizan con mucha frecuencia pero se adaptan fácilmente a situaciones específicas. Su principio de funcionamiento es generalmente el de inercia. Un movimiento abrupto del árbol provoca su accionamiento.
- 6).- Sensores de proximidad de vehículos: En ciertos casos, tres o tres por ejemplo, pozos que están al lado de una carretera, se extiende un cable alrededor del pozo y se conecta el cable con el sistema de seguridad. Si un vehículo pasa por el cable a una velocidad excesiva, el control del piloto se destruye, lo cual desfogaa la presión de control y cierra la válvula de seguridad.
- 7).- Elemento de erosión de arena: Se instala una sonda en la línea de flujo, para determinar el grado de erosión debido a la arena. Si la arena desgasta la sonda, se crea una señal para dar la alarma o para cerrar la válvula superficial de seguridad, (ver Fig. 20). Esto indica que las líneas de flujo especialmente en las curvas, deben examinarse para cualquier desgaste causado por la arena.
- 8).- Relevadores: Hay muchos relevadores, que sirven para entrelazar detectores con las válvulas superficiales de seguridad, (ver Fig. 21).
 - (a). De regulación manual y
 - (b). De regulación automática
- 9).- Válvulas de descarga rápida: Estas válvulas, simplemente permiten la descarga rápida y total de la presión de control, para acelerar la abertura o el cierre de una válvula. Generalmente están instaladas cerca de una válvula superficial de seguridad, (ver Fig. 22a. y 22b).

Las válvulas de descarga rápida se instalan por las rutas de evacuación para permitir que el personal las opere al ver cualquier indicación de peligro.

I. 8. APLICACION DE LAS VALVULAS DE SEGURIDAD SUPERFICIALES EN OLEODUCTOS Y GASODUCTOS.

Hasta aquí, se ha tratado los sistemas de seguridad y sus --

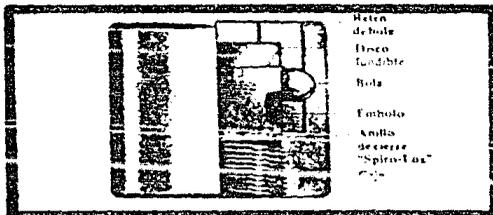


Fig.19—Tapón fundible de cierre (accionado por calor)

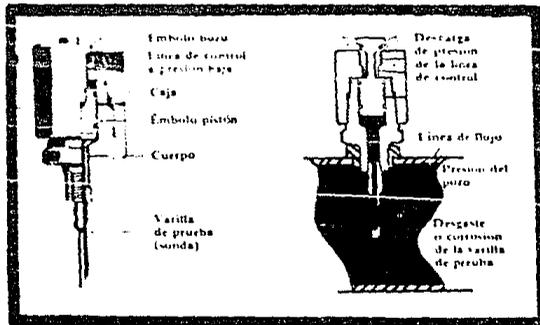


Fig.20—Varilla de prueba de desgaste por arena.

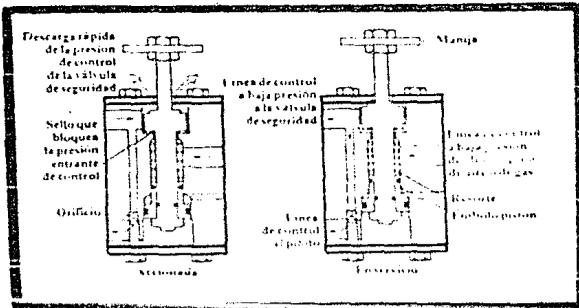


Fig.21—Relayadores de presión.

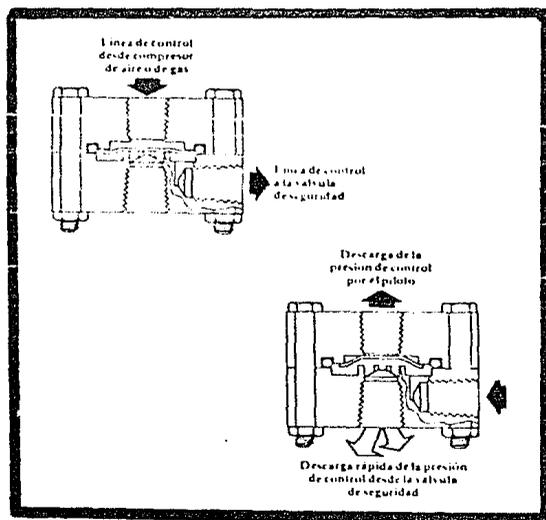


Fig.22a—Válvula de descarga rápida—neumática.

componentes, en aplicaciones subsuperficiales y en la superficie. Otra etapa importante, es la aplicación de las válvulas superficiales de seguridad en los oleoductos, en las líneas troncales y en líneas de transmisión (O.C.S. número 9). Hay muchas estaciones recolectoras que no tienen pozos productivos pero que sirven de un separador central para tratar el crudo.

Muchos de estos componentes de vigilancia, se usan en conjunto con las válvulas de compuerta, combinadas con actuadores. Estos diseños no dependen solamente de un resorte para el cierre, sino que son diseños que integran la "ayuda de un resorte", es decir, si el resorte falla, la misma presión en el cuerpo de la válvula actúa en la varilla y las cierra.

En la Fig. 23 se muestra una válvula instalada con el piloto.

Para los gasoductos muy grandes, donde es posible que un dispositivo de vigilancia sensible a presión quizás no ofrezca la seguridad necesaria, hay disponible una válvula piloto, que actúa cuando la caída de presión excede cierto rango. Por ejemplo, con esta clase de piloto, la presión en el gasoducto puede variar mucho durante un período de tiempo, sin que el piloto sea accionado. Sin embargo, si la presión sufriera una caída muy rápida (tal como ocurriría en el caso de una ruptura), el piloto enviaría una señal para cerrar la válvula superficial de seguridad, (ver Fig. 24). Este dispositivo podría ser neumático o electroneumático, y es de especial utilidad en los sistemas de seguridad para tanques de almacenamiento.

Por supuesto, el sistema de seguridad más sencillo para los oleoductos es la válvula de compuerta, con un actuador directo -- que no requiere ninguna fuente externa de presión, (ver Fig. 25).

I.9. CORRELACIONES ENTRE RIESGOS, SENSORES, ACCION Y RESULTADOS.

Cada sistema se diseña para satisfacer una necesidad específica y para proteger contra ciertos desastres potenciales. Es necesario, diseñar cada sistema con amplia colaboración entre los encargados de operación y el fabricante del sistema, para poder lograr el mejor sistema posible para cada necesidad específica.

Las tablas 1,2 y 3 sirven como una guía contra distintos tipos de emergencias que podrían ocurrir, siempre y cuando la información sea precisa y confiable.

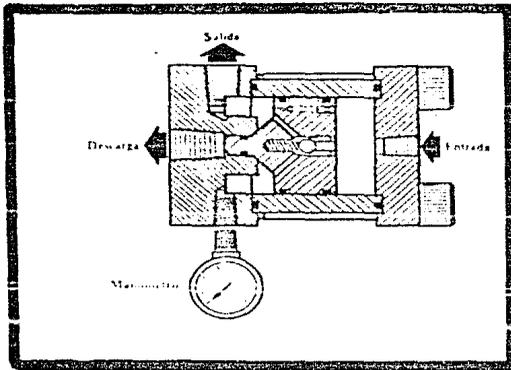


Fig.22b—Válvula de descarga rápida—hidráulica.

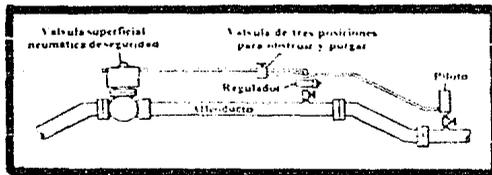


Fig.23—Válvula de seguridad para oleoducto.

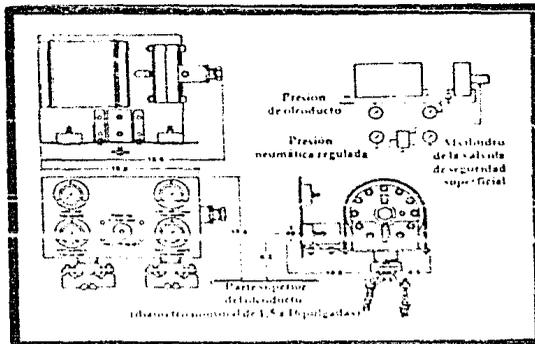


Fig. 24—Piloto accionado por una caída de presión excesiva

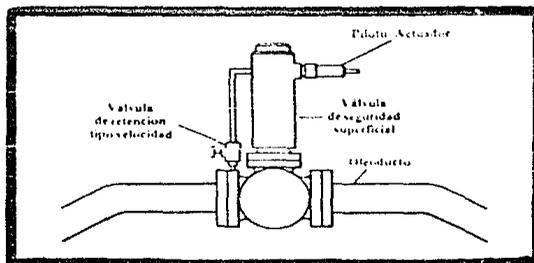


Fig. 25—Válvula de seguridad para oleoducto.

TABLA 1.; Correlación entre riesgos, sensores, acción y resultado.

CONDICION - SENSOR - ACCION - RESULTADO (A)													
PELIGRO O ACCION	MONITOR / SENSOR / ACCIONADOR (B)						CIERRE (Cierre Secuencial 1-2-3-4)				RESULTADO		
	PILOTO ALTO-BAJO	TAPON FUNDIRE	NIVEL DEL LIQUIDO	PRUEBA DE EROSION	SENSOR DE GAS	SENSOR DE H ₂ S	VALVULA SUBSU-PERFICIAL	VALVULA MAESTRAL	VALVULA SUPERFICIAL LATERAL	OLEODUCTO	POZO INDIVIDUAL	TODOS LOS POZOS	TODA LA PLATAFORMA
RUPTURA DE LA LINEA DE FLUJO DEL POZO	✓				✓	✓		1			✓	✓	
EROSION POR ARENA				✓				1			✓	✓	
HIDRATOS	✓							1			✓		
DESBORDE DE TANQUE			✓					1			✓	✓	
FUGA DE GAS SULFUROSO						✓		1			✓	✓	✓
EXPLOSION / INCENDIO	✓	✓			✓	✓	3	2	1	4		✓	✓
RUPTURA DE LA LINEA DE GAS	✓				✓	✓		2	1	4	✓	✓	✓
ACTUAL O POSIBLE DESASTRE COMO CHOQUE, TORMENTA, INCENDIO O ABANDONO	VALVULAS MANUALES DE CIERRE DE EMERGENCIA						3	2	1	4			✓

A: Esta tabla es solamente para ejemplo ilustrativo, en realidad cada plataforma tendrá una tabla mucho más detallada.
 B: Un peligro se puede detectar por uno o más de los sensores.
 C: La misma condición puede cerrar un pozo o todos, dependiendo de la forma en que están conectados, esto se determina por las condiciones de cada plataforma.

TABLA 3

GERENCIA ZONA MARUJA SUPTCIA DE PRODUCCION D.V. DE MANTENIMIENTO		REGISTRO DE ACTIVIDADES PERIÓDICAS - PERSONAL DE OPERACION EN PLATAFORMAS SATELITES DE PRODUCCION		PLANTERIO N° _____ FECHA _____ DE _____ DE _____ AÑO																																											
REALIZO _____		CATEGORIA _____		FICHA _____																																											
APERTURA Y/O CIERRE VALVULAS ABRE/CIERRE AL MATIN EFECTUADO <input type="checkbox"/> 100% <input type="checkbox"/> PARCIAL <input type="checkbox"/> NO OBSERVACIONES: _____ _____ _____		APERTURA Y/O CIERRE VALVULAS AL TRAMITA EFECTUADO <input type="checkbox"/> 100% <input type="checkbox"/> PARCIAL <input type="checkbox"/> NO OBSERVACIONES: _____ _____ _____		APERTURA Y/O CIERRE VALVULAS ALI. PARADA EFECTUADO <input type="checkbox"/> 100% <input type="checkbox"/> PARCIAL <input type="checkbox"/> NO OBSERVACIONES: _____ _____ _____																																											
ESTADO INSTRUMENTACION SEPARADOR PRUEBA <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>CONCEPTO</th> <th>CONDICIONES</th> <th>OBSERVACIONES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>INDICADOR NIVEL</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CONTROL DE NIVEL</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>VALVULA</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CONTROL NIVEL</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CONTROL PRESION</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>VALVULA</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CONTROL EST-10</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>TERMOFISIO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>TERMOESTRO</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			CONCEPTO	CONDICIONES	OBSERVACIONES	INDICADOR NIVEL			CONTROL DE NIVEL			VALVULA			CONTROL NIVEL			CONTROL PRESION			VALVULA			CONTROL EST-10			TERMOFISIO			TERMOESTRO			CONDICIONES ACTUADORES SHAFER <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>CONCEPTO</th> <th>CONDICIONES</th> <th>OBSERVACIONES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			CONCEPTO	CONDICIONES	OBSERVACIONES									
CONCEPTO	CONDICIONES	OBSERVACIONES																																													
INDICADOR NIVEL																																															
CONTROL DE NIVEL																																															
VALVULA																																															
CONTROL NIVEL																																															
CONTROL PRESION																																															
VALVULA																																															
CONTROL EST-10																																															
TERMOFISIO																																															
TERMOESTRO																																															
CONCEPTO	CONDICIONES	OBSERVACIONES																																													
			ACTIVIDADES SEMANALES EFECTUADAS <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO OBSERVACIONES: _____ _____ _____																																												
			POZOS PRODUCCION POZOS LENTAGUS POZO EN REP. U. P. ALI. TRAMPAS SALIDA TRAMPAS LLEGATA OBSERVACIONES: _____ _____ _____																																												

C A P I T U L O I I

II. VALVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIALES.

II.1. ANTECEDENTES.

Actualmente se usan dos tipos de válvulas subsuperficiales, las de control indirecto y las de control directo.

Aunque las primeras varían considerablemente en el área de flujo, máxima apertura, costo de recuperación, etc; son instaladas de la misma manera, ya sea, junto con la tubería de producción y recuperables por esta misma o bien por línea de acero; también es casi similar su profundidad de colocación, así como la de tección de fallas.

Las válvulas de control indirecto, son accionadas desde la superficie por un sistema de control que aplica presión a la válvula, esta presión se aplica generalmente por medio de una línea de 1/4 de pulgada, mientras que las válvulas de control directo, son accionadas por el flujo del pozo, para el cual están calibradas.

Ambas válvulas, pueden ser del tipo de bola, aleta, camisa, o cabeza, y se les denomina de esta manera por la forma del elemento que origina el sello (ver Fig. 26).

II.2. VALVULAS DE CONTROL INDIRECTO

II.2.1. OPERACION.

En la Fig. 27 se muestran las formas más usuales de control de las válvulas de seguridad. Estas válvulas están equipadas con una cámara que puede ser presurizada desde la superficie, para comprimir el resorte y mover la válvula a la posición de apertura; aunque la válvula que se muestra es de bola, puede ser de otro tipo (aleta, camisa, cabezal, bola).

En una instalación de una sola línea, la presión de la tubería de producción se aplica a un lado del pistón y esto sumado a la fuerza del resorte hace que la válvula cierre, mientras que la presión que se aplica del otro lado del pistón, desde la superficie por la línea de control mantiene abierta a la válvula.

En la misma Fig. 27, se muestra una válvula de seguridad a la que comúnmente se le denomina "válvula balanceada", esta válvula fue diseñada específicamente para usarse en pozos muy pro-

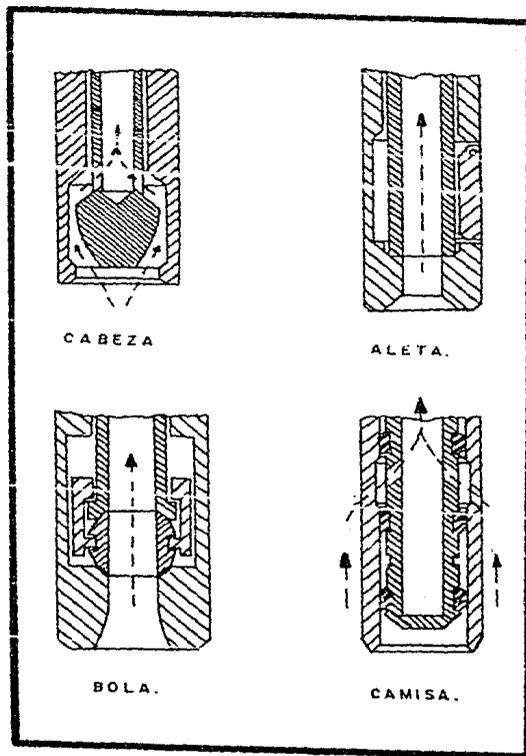


Fig26-Tipos de cierres.

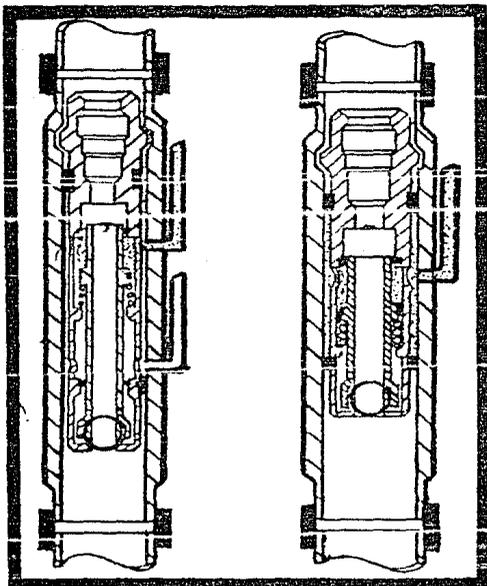


Fig.27 -Válvulas de control indirecto.

fundos, donde una segunda línea de control se instala desde la superficie y es llenada con el mismo fluido que se utilizó en la primera línea; la presión hidrostática de la segunda línea, se aplica por debajo del pistón y balancea la presión hidrostática que está actuando en la parte superior del pistón.

La fuerza que comprime al resorte y mantiene abierta a la válvula permanece constante, siempre que la línea de control mantenga su presión, pero cuando ésta línea desfoga su presión, el resorte cerrará la válvula.

Es importante señalar que la presión que se suministre por la línea de control debe ser originada por un fluido, ya sea agua tratada, aceite-diesel, aceite ligero o aire. Este último es más recomendable debido a que es altamente confiable, aunque la alternativa de elegir uno u otro queda a cargo de la persona que maneje y diseñe el equipo y por supuesto de la disponibilidad y costos de estos fluidos o gases.

Como ejemplo de válvula de seguridad, se explicará una válvula no igualadora de presiones (no balanceada) de tipo bola, recuperable por tubería por ser la de más uso en México. Esta válvula está diseñada para cerrar el pozo a una determinada profundidad, y es accionada desde la superficie (de control indirecto) y permanece abierta por medio de la presión hidráulica de control, siempre que esa presión siga siendo ejercida, y se cierra cuando dicha presión disminuye.

La presión hidráulica de control se transmite por una línea desde la superficie hasta la válvula. Básicamente, la válvula consiste en un pistón, al que se oponen los resortes y la presión del pozo, mismas que accionan un mecanismo de bola, al desfogarse la presión de la cámara del pistón, los resortes desplazan el pistón hacia arriba y giran la bola a la posición cerrada.

Esta válvula, es parte integral de la tubería y se recupera solamente sacando la tubería, y la válvula no cuenta con características igualadoras de presión. Estas características se omitieron para reducir el número de partes móviles. La falta de esta característica, hace necesario ejercer presión a la tubería de producción encima de la válvula, para igualar las presiones a través de la válvula antes de que ésta sea abierta.

La igualdad de las presiones en la válvula antes de que ésta sea abierta, reduce los esfuerzos ejercidos en la superficie de sello y prolonga la vida de la válvula. La válvula subsuperficial de seguridad no debe utilizarse para cerrar el pozo con regularidad, esta válvula puede abrirse con una presión máxima de 500 lb/pg² (35 kg/cm²) debajo de la bola, sin igualar la presión de la

tubería encima de la bola.

La válvula de seguridad tipo bola, puede utilizarse en pozos de alta presión, pero la presión en la tubería encima de la bola debe igualarse hasta cerca de las 500 lb/pg² de la presión de cierre abajo de la bola antes de reabirla.

El procedimiento de apertura de la válvula es el siguiente:

- 1).- La presión debe igualarse en ambos lados de la bola, dentro de 500 lb/pg² de la presión de cierre, esto se logra aumentando la presión en la tubería de producción antes de tratar de abrir la bola;
- 2).- Para abrir una válvula de bola que está cerrada y que cuenta con presión bajo ésta y al operar una plataforma de pozos múltiples por medio de una sola consola de control, pueden cerrarse simultáneamente todas las válvulas, pero cada válvula de bola debe abrirse individualmente;
- 3).- Para abrir la válvula, cerrar los accesos de control a los otros pozos y cerrar la válvula de la rama;
- 4).- Llenar la tubería de producción, encima de la válvula, de un líquido o gas para igualar las presiones a través de la válvula;
- 5).- Aumentar la presión en la tubería de producción dentro de un rango de 500 lb/pg² de la presión de cierre del pozo;
- 6).- Aumentar la presión en la línea de control hasta la presión de cierre del pozo, continuar aumentando la presión en la línea de control en incrementos de 50 lb/pg², hasta que la bola se esté abriendo o hasta que se alcancen las 1000 lb/pg² por encima de la presión de cierre del pozo. Se puede registrar un aumento en la presión de la tubería y en la presión de la línea de control y puede nivelarse durante la apertura;
- 7).- Ejercer presión en cada línea de control, hasta que las válvulas de todos los otros pozos se hayan abierto, y;
- 8).- Ajustar el regulador en la bomba de la consola de control, para mantener una presión en la línea de control de 1000 lb/pg² por encima de la presión máxima de cierre del pozo y abra cada línea de control a la presión de la consola.

II.2.2. INSTALACION.

Las válvulas tipo bola recuperables por tubería, se bajan en

el pozo como parte del aparejo. Al bajar la válvula de seguridad, la bola debe mantenerse abierta, ejerciendo presión en la línea de control de 1000 lb/pg² por encima de la presión de cierre del pozo. La línea de control, debe asegurarse firmemente a la tubería, directamente encima de la válvula y justo abajo de la bola colgadora de la tubería, así como a lo largo del aparejo, con una abrazadera por tramo de tubería.

Si la tubería está "rozando" a un lado de la bola colgadora o del tubo del mandril mientras se baja en el pozo, la media luna y la línea de control deben de colocarse en dirección opuesta para evitar daños.

Como precaución no se baje con una varilla o tubo instalado a través del orificio de la bola para mantenerla abierta, pues esto dañaría seriamente al mecanismo de cierre de la válvula. Si es posible ejercer presión a la línea de control mientras se baja la válvula, se puede mantener la bola en la posición abierta por medio de una herramienta especial instalada en la superficie antes de bajar la válvula en el pozo.

La bola se abre al ejercerle presión al pistón a través del orificio roscado. El candado con el conector automático instalado se coloca a mano en la unión superior, y luego se instala el cuello de pesca con el tubo acoplado a través del candado y del conector automático.

El conector automático se ve desplazado hacia el espacio entre el pistón y la camisa del candado en posición abierta. Se desfogla la presión y se quitan los seguros, el conector automático evita que el pistón se mueva hacia arriba y que gire la bola a la posición de cierre.

La herramienta que se utiliza para mantener la válvula abierta se extrae con equipo de línea de acero en dos corridas. Primero se recupera el cuello de pesca y el tubo, en la segunda corrida, se extrae el candado y el conector automático.

II.2.3. PROFUNDIDAD DE COLOCACION.

Para calcular la máxima profundidad recomendada, a la cual puede instalarse una válvula de seguridad, para que se cierre adecuadamente contra la presión hidrostática de la línea de control, sin ayuda de la presión del pozo; se recomienda seguir los siguientes pasos:

- 1).- De las especificaciones de diseño para un conjunto de válvula dada, obtener la presión máxima de control (MP en lb/pg²) a la cual la válvula se cierra.

- 2).- Obtener el gradiente del fluido de control (G en lb/pg²/pie).
- 3).- Elegir el factor de seguridad (FS) requerido normalmente de - 1.5.
- 4).- Calcular la profundidad máxima de asentamiento (PMA) como se indica a continuación:

$$PMA = \frac{MP}{G \times FS}$$

La profundidad máxima de asentamiento para un cierre que no puede fallar, la cual se indica en las especificaciones de diseño, se basa en un gradiente de 0.35 lb/pg²/pie (Diesel Artico de bajo punto de congelamiento) y un factor de seguridad de 1.5 basado en las presiones a manejar y en el material de construcción de la válvula. En muchos casos para cerrar la válvula se puede optar por usar la presión del pozo y a criterio se puede instalar a una profundidad mayor que el valor indicado en la hoja de especificaciones de diseño, siempre y cuando se modifique la presión de los resortes y las áreas del pistón de la válvula.

II.2.4. ESPECIFICACIONES.

A continuación se presentan las especificaciones que comúnmente presenta el fabricante; como ejemplo se tomo una válvula subsuperficial de seguridad del tipo bola del modelo 78DL 27552 - marca Otis.

CONCEPTO	UNIDADES Y CARACTERISTICAS
Tipo	Válvula recuperable por tubería (TRSV)
Ambiente	H ₂ S
Clasificación API	2
Diámetro de la tubería	3 1/2 pulgadas
Longitud	117.9 pultadas
Diámetro interior	2.750 pulgadas
Diámetro exterior	5.88 pulgadas
Presión de prueba	7500 lb/pg ²
Presión de trabajo	5000 lb/pg ²
Temperatura	20-250°F
Presión de control máxima - para cerrar la válvula	516 lb/pg ²

C O N C E P T O

UNIDADES Y CARACTERISTICAS

Profundidad máxima de asentamiento	973-1500 pies
Presión diferencial máxima al abrirse	1000 lb/pg ²
Presión de ruptura	9400 lb/pg ²
Presión de colapso	7700-7864 lb/pg ²
Resistencia máxima a la tensión/1000 pies	377000-600000 libras
Diámetro exterior de la barra-calibradora	2.740 pulgadas
Longitud de la barra-calibradora	24.0 pulgadas
Relación de apertura (presión de control/presión diferencial).	0.357 (adimensional)
Herramienta de armado	83M0257-258
Tapón superior de prueba	81T519
Tapón inferior de prueba	81T2473
Herramienta de fijación	5420054
Rosca superior	3 1/2 pulgadas E.U.
Rosca inferior	3 1/2 pulgadas E.U.
Especificación de pintura	ES-C-2
Especificación de prueba	ES-T-79
Característica especial	No iguala las presiones
Candado	10x0113
Mandril de abrir y cerrar	10x127500
Válvula auxiliar de cable	22DK275
Extensión del candado	22D2386-2403
Adaptador al mandril de apertura y cierre	22D2404
Extensión entre candado y mandril de apertura y cierre	22D2400

A continuación se enlistan los principales componentes y las partes de esta válvula, (ver Fig. 28).

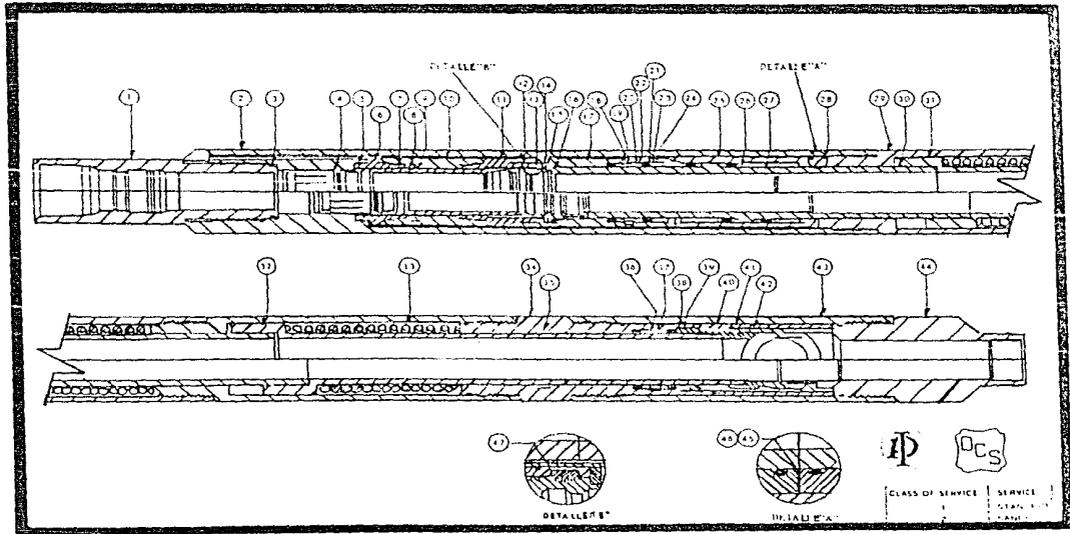


Fig 28 -Valvula subsuperficial de seguridad de control indirecto

DETALLE

NOMBRE

CANTIDAD

1	Adaptador superior	1
2	Caja superior	1
3	Aro sello	1
4	Camisa de abrir y cerrar	1
5	Sello	3
6	Retenedor de sellos	1
7	Sello interior	2
8	Tornillo hexagonal	2
9	Tapón de corte	2
10	Camisa del pistón	1
11	Retenedor de sellos inferior	1
12	Sello	1
13	Anillo de fijación	1
14	Anillo de corte	1
15	Pasador de corte	4
16	Camisa de fijación	1
17	Caja de empaquetaduras superior	1
18	Segmentos de anillo partido	1
19	Retenedor	1
20	Adaptador hembra	6
21	Empaquetadura en W	18
22	Empaquetaduras en W	6
23	Retenedor de empaquetaduras	3
24	Anillo espiral	1
25	Caja de empaquetaduras	1
26	Anillo espiral	2
27	Pistón	1
28	Aro sello	6
29	Caja del resorte	2
30	Aro sello	2
31	Guía del resorte superior	1
32	Guía del resorte inferior	1
33	Resorte	2
34	Conector	1
35	Anillo limpiador de fieltro	1
36	Retenedor	1
37	Segmentos de anillo partido	1
38	Inserto del asiento	1
39	Aro sello	1
40	Anillo retenedor	1
41	Marco de control	1
42	Bola y asiento	1
43	Cuerpo	1
44	Sustituto inferior	1
45	Laina de cierre	2
46	Laina de cierre	2
47	Laina de cierre	2

II.2.5. DETECCION DE FALLAS.

Este punto es un análisis de los diversos problemas que pueden presentarse en una válvula recuperable por tubería tipo bola y las medidas que se pueden adoptar para descubrir la causa del problema. Se verá la secuencia para corregir la falla de tal manera que la válvula pueda seguir funcionando:

PROBLEMA 1: Las válvulas no se abren, pero el sistema de control no presenta fugas.

En este caso se puede deber a las siguientes causas:

a) Un posible problema en la consola hidráulica y para detectarlo deberá de efectuarse lo siguiente:

- 1).- Desconectar la consola y el sistema.
- 2).- Utilizar una bomba manual y tratar de operar la válvula.

b) Un posible problema en la línea de control o en la válvula y para detectarlo deberá de efectuarse lo siguiente:

- 1).- Aumentar la presión en la tubería de producción para determinar si se ha igualado la presión en la válvula.
- 2).- Verificar el estado de la válvula por medio del equipo de línea de acero, utilizando un sello de plomo para impresión, de esta manera se puede determinar si la válvula está cerrada, parcialmente abierta o completamente abierta.

Los pasos 1 y 2 se realizarán de la siguiente manera:

- a) Si la relación entre el volumen y la presión indica que la presión si se está registrando en la válvula de bola, pero que ésta no se está abriendo, repetir diez veces el ciclo de aumento y desfogue de presión, ejerciendo 4000 lb/pg^2 (280 kg/cm^2) - aproximadamente por encima de la presión de la tubería, a través de la línea de control, es necesario contar el número de emboladas de la bomba manual cada vez, antes del aumento final de presión para determinar si el pistón se esta moviendo libremente. Instalar el equipo de línea de acero y bajar un sello de plomo para verificar si la válvula está cerrada, parcialmente abierta o completamente abierta.
- b) Bombear agua dulce por la tubería a través de la válvula de bola y aumentar la presión en la línea de control hasta 4000 lb/pg^2 (280 kg/cm^2) pero sin exceder en más de 2000 lb/pg^2 (140 kg/cm^2) la presión de trabajo de la válvula, y desfogar la presión. Este procedimiento permite eliminar arena o mate-

rial extraño que pudiera estar en la cámara inferior del resorte.

- c) Si la válvula está cerrada o parcialmente abierta, hay que golpear suavemente hacia abajo la bola mientras se mantiene en la línea de control sin exceder en más de 2000 lb/pg² (140 kg/cm²) la presión de trabajo de la válvula.
- d) En caso de que la válvula de bola aún no pueda operar exclusivamente por medio de la presión de la línea de control, fijar la válvula en la posición abierta, para poder instalar esta válvula pero recuperable con equipo de línea de acero.

PROBLEMA 2: La consola de control continúa bombeando lentamente cuando la válvula está abierta, esto se puede deber a fallas en la consola o fugas en el sistema:

- 1) Para verificar la consola hay que efectuar lo siguiente:
 - a).- Cerrar la válvula de aguja que está colocada en el árbol de válvulas.
 - b).- Arrancar la bomba, ésta debe de acumular presión y detenerse.
- 2) Para determinar la posibilidad de fugas hay que efectuar lo siguiente:
 - a).- Instalar un tapón positivo en el sustituto superior de la válvula de bola recuperable por tubería y desfogar a cero la presión de la tubería y de la línea de control.
 - b).- Aumentar la presión en la tubería de producción. Si aumenta la presión en la línea de control, entonces existirá una fuga en la bola colgadora.
 - c).- Aumentar la presión en la línea de control por medio de una bomba manual. Si es necesario utilizar la bomba para mantener la presión por encima de la presión de cierre del pozo, entonces existirá una fuga entre la línea de control y la tubería de revestimiento, en el colgador o en el espacio anular, o se tiene una fuga en la empaquetadura de la válvula.
 - d).- Aumentar la presión en la tubería de revestimiento si es posible, y observar si aumenta la presión en la línea de control, lo cual indicaría una fuga entre la línea de control y la tubería de revestimiento.

PROBLEMA 3: La válvula subsuperficial no cierra, para corregir este problema efectuar lo siguiente:

- a) Desconectar la consola e instalar la bomba manual en la línea de control.
- b) Aumentar la presión en la línea de control hasta 4000 lb/pg^2 -- (280 kg/cm^2) por encima de la presión del pozo, pero sin exceder en más de 2000 lb/pg^2 (140 kg/cm^2) la presión de trabajo de la válvula. Cerrar la válvula de aguja en el árbol.
- c) Desconectar la bomba manual, abrir la válvula de aguja, y comprobar que el volumen del líquido que retorna al sistema de control sea el mismo.
- d) Repetir diez veces el ciclo de aumento de presión en la línea de control desde cero hasta 4000 lb/pg^2 (280 kg/cm^2) por encima de la presión del pozo, pero sin exceder en más de 2000 lb/pg^2 (140 kg/cm^2) la presión de trabajo de la válvula, y de nuevo a cero, para tratar de lograr algún movimiento en la válvula.
- e) Bombear agua dulce por la tubería y a través de la válvula mientras se llevan a cabo los ciclos de aumento y desfogue de presión indicados en el punto d.

PROBLEMA 4: La válvula no aísla la presión al cerrarse, para corregir este problema efectuar lo siguiente:

- a) Determinar por medio de un sello de plomo si la bola ha girado completamente a la posición de cerrado.
- b) Verificar el volumen del líquido obtenido de retorno por la línea de control para determinar si el pistón está efectuando toda su carrera.
- c) Repetir diez veces el ciclo de aumento y desfogue de presión de la línea de control de cero a 1500 lb/pg^2 (105 kg/cm^2) por encima de la presión del pozo y de nuevo a cero mientras se bombea agua dulce a un gasto lento y regularlo a través de la válvula para eliminar la arena de ésta y de las superficies de sello de la bola y de su asiento.
- d) Probar la válvula para determinar si está vez cierra correctamente, de presentarse lo contrario repetir el punto anterior.
- e) Si aparentemente la bola no se mueve completamente a la posición de cerrado, tratar de efectuar los ciclos indicados antes con una bomba manual llena de solvente para disolver cualquier grasa que pueda encontrarse en la parte superior del sistema de control.

II.2.6. SISTEMAS DE SENSIBILIDAD EN LA SUPERFICIE.

Desde que las válvulas de control indirecto dependen para su operación de sensores en la superficie, éstos deben ser diseñados para detectar condiciones que requieran el cerrado de las válvulas subsuperficiales; si las condiciones varían hay que modificar los sensores también. Tanto como sea posible los sensores deben percibir las condiciones de alarma directamente, el sensor más común es el piloto de presión; cuando la presión sube o baja de los límites marcados en la línea de control el piloto desfogó presión de ésta línea haciendo que la válvula subsuperficial cierre; es esencial colocar los pilotos en correcta relación con todo el sistema para asegurarse de que se detectaran todas las fallas en el sistema o accidentes que ocurren.

Mientras que una ruptura puede causar cambios muy pequeños en la presión, un número de pequeñas fugas también puede ser de gran significado, tanto como por la contaminación, aunque esta fuga no sea capaz de activar el piloto, seguramente existirá otro piloto que estará calibrado para esa pequeña pérdida de presión.

Los conatos de incendio son una de las principales preocupaciones en las instalaciones de las plataformas marinas y en los pozos que están en tierra; para esto se han inventado dos dispositivos para detectarlo.

El método más simple es el de los detectores de fusible que se accionan a bajas y altas temperaturas, según la resistencia del material fundible, el material usado en estos dispositivos es el termoplástico.

El otro tipo es el detector de rayos ultravioleta, cuando las flamas del fuego alcanzan el resplandor ultravioleta activan el circuito y se acciona el sistema de seguridad.

Obviamente la colocación de cualquiera de estos dispositivos debe ser adecuada para poder detectar cualquier conato de incendio, por lo tanto el sistema debe ser cuidadosamente diseñado para que en caso de un accidente éste no llegue a proporciones mayores y lamentables.

Los daños por tormenta o colisiones son otros accidentes que necesitan de un sistema de seguridad, como las líneas de control frágiles que al registrar una ruptura en ellas, accionan los dispositivos de seguridad arriba mencionados.

II.3. VALVULAS DE CONTROL DIRECTO

II.3.1. OPERACION

Estas válvulas se dividen generalmente por su tipo de operación en dos categorías:

- 1).- Las operadas con presión diferencial o llamadas normalmente abiertas.
- 2).- Las operadas con presión ambiental o llamadas normalmente cerradas.

A continuación se describe la operación de cada una de ellas:

- 1).- Válvulas operadas por presión diferencial: Como su nombre lo indica estas válvulas operan con el flujo del pozo, haciendo que éste pase a través de un orificio restringido (estrangulador), creando así una presión diferencial. Esta presión diferencial actúa en un área que es definida generalmente por el diámetro interior de un sello en el cuerpo de la válvula y el diámetro interior del estrangulador. Un incremento en el flujo, aumentará la presión diferencial, la fuerza sobre el cuerpo de la válvula y sobre la carga del resorte. Cuando el flujo se incrementa lo suficiente para que el resorte se comprima, el miembro de la válvula se mueve hacia arriba cerrando el flujo del pozo (ver Fig. 29).

En la Fig. 30 se muestran diferentes condiciones que pueden ocurrir en el flujo de un pozo en donde se opera una válvula de presión diferencial. La Fig. 30(A) muestra un gasto de flujo (q) en el eje horizontal y a la presión (P) en el eje vertical.

Estas curvas representan las presiones en varios puntos de la tubería de producción incluyendo la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), la presión debajo de la válvula (P_u), y la presión sobre la válvula (P_d). Estas curvas indican que si el flujo aumenta, las presiones en distintos puntos de la tubería de producción y en la cabeza del pozo disminuyen hasta el punto máximo de flujo ($q_{m\acute{a}x}$), donde la P_{wh} es cero; en este punto también se tendrá la máxima caída de presión.

En la gráfica se observa además, que conforme el flujo aumenta, la pérdida de presión a través de la válvula, también aumenta y cuando el valor de $(P_u - P_d)$ llegue a su máximo valor se tendrá la máxima pérdida de presión ($P_{m\acute{a}x}$), siempre y cuando el flujo alcance su máximo valor ($q_{m\acute{a}x}$).

Las líneas punteadas verticales a,b son típicos gastos tomados para ilustrar varios puntos en el flujo del pozo, donde la línea c es el gasto al que la válvula debe cerrar.

Las curvas de la Fig. 30(B) ilustran varias condiciones del pozo con respecto al tiempo. Estas son q_f (gasto de flujo), P (Presión) y P (Pérdida de presión a través de la válvula). También se muestran factores como el gasto máximo que el pozo es capaz de producir ($q_{m\acute{a}x}$), el gasto cuando el pozo es cerrado (q_c), presión debajo de la válvula (P_u), presión sobre la válvula (P_d), pérdida de presión a distintos gastos (ΔP_f) y pérdida de presión requerida para cerrar la válvula (ΔP_c).

La línea C muestra un gasto de flujo al que la válvula debe cerrar y los cambios que ocurren cuando ésta cierra.

El factor de seguridad en una válvula de presión diferencial, está definido como la diferencia entre el gasto al cual la válvula cierra y el gasto máximo que el pozo es capaz de producir ($q_{m\acute{a}x} - q_c$), como se muestra en la gráfica 30(B), es obvio deducir de estas gráficas que cuando se tenga el gasto de cerrado en la válvula y el máximo gasto se tendrá el menor margen de seguridad.

Como ejemplo de operación se tratarán dos tipos de válvulas, con sus partes principales:

- a). Válvula de seguridad de control directo tipo "F": En esta válvula el tipo se refiere a los accesorios que la componen, está diseñada para cerrar automáticamente el pozo -- abajo de la superficie cuando el volumen de producción -- del pozo excede de un gasto predeterminado, y se puede -- ajustar a un rango de operación para que cierre.

Esta válvula es empleada para sellar automáticamente la tubería de producción a una determinada profundidad, cuando el flujo alcanza un gasto fijado previamente, es instalada junto con un mandril de ensamble, un sustituto, y un igualador de presión, está válvula opera por diferencia de presiones. El cuerpo de la válvula consiste primero de una válvula de resorte donde es colocado un estrangulador, ambos tienen movimientos verticales a través del cuerpo de la válvula. Un resorte en espiral montado en el cuerpo de la válvula la mantiene abierta o la baja a una posición contra el empuje ascendente de la diferencial de presión creada a través del estrangulador.

Cuando la válvula está abierta, el flujo a través del cuerpo de ésta sigue un curso en línea recta. La superficie sellante de la válvula y el asiento están fuera de

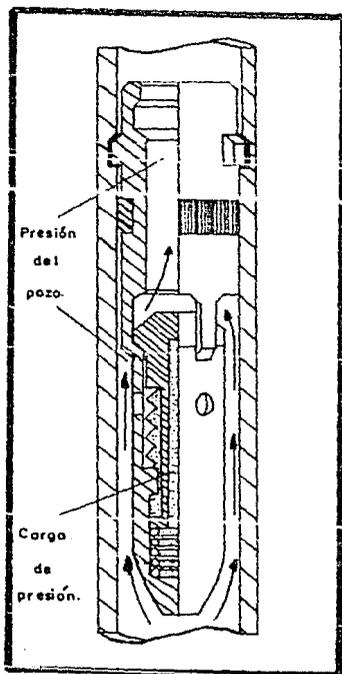


Fig. 29—Válvula operada por presión diferencial.

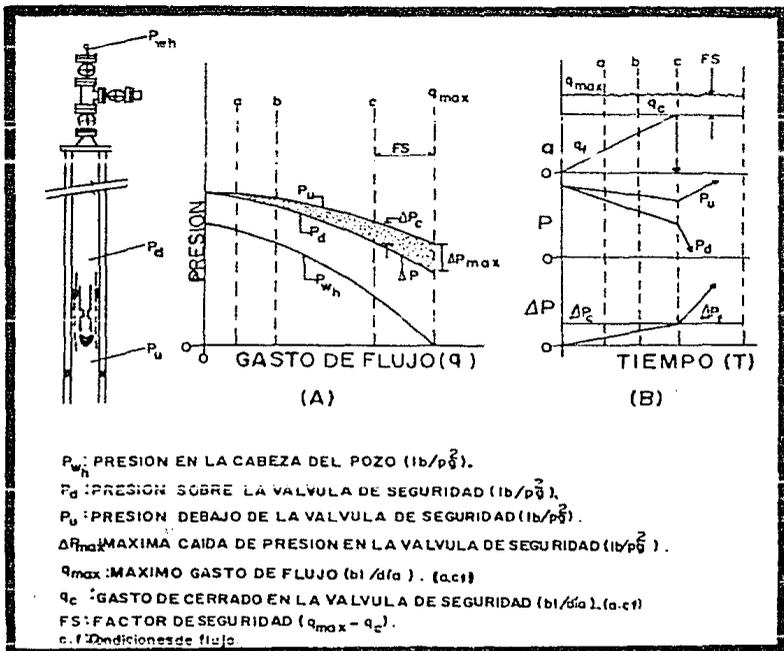


Fig.30— Condiciones de flujo para una valvula operada por presion diferencial.

la línea de flujo.

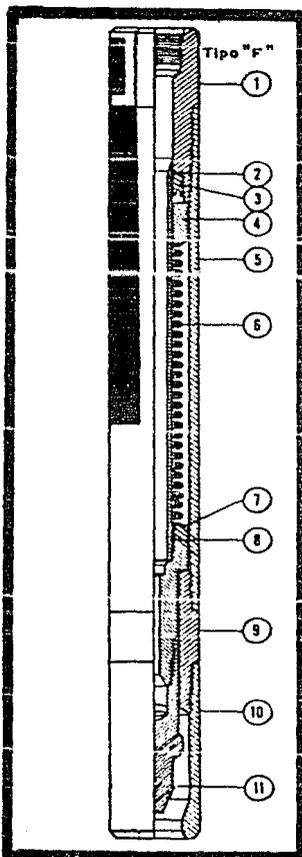
En el instante en el que un predeterminado gasto es alcanzado y que las fuerzas ascendentes causadas por la diferencial de presión exceden de la compresión establecida ocasionada por el espaciador lavador, la válvula de resorte automáticamente se levanta y se coloca contra el asiento de la válvula. Esta acción impide por completo el flujo a través de la tubería, dado que este mecanismo es operado diferencialmente.

Después de que la válvula de seguridad se cerró completamente, está puede ser abierta por una igualación de presión a través de ella; o incrementando la presión superficial de la tubería por alguna fuerza externa o a través del uso del igualador de presión, el cual es operado por una llave del equalizador que es conectado a una herramienta de presión, esta válvula es instalada en un mandril ensamblador, la operación varía en función del tipo de mandril empleado (ver Fig. 31).

- b). Válvula de seguridad tipo "J": Esta válvula es normalmente diseñada para impedir el flujo y mantener la presión en el caso de una falla en el equipo superficial del pozo o de la tubería arriba de la válvula. La válvula se mantiene abierta por la fuerza de un resorte la cual se puede incrementar colocándose más espaciadores, la relación de gasto y la presión diferencial se puede ajustar por el cambio del diámetro del estrangulador. La válvula es colocada junto con el mandril y una válvula igualadora, la válvula igualadora deberá estar inmediatamente arriba de la válvula de seguridad.

El flujo pasa a través del estrangulador que crea una diferencial de presión entre el estrangulador y el pistón cuando la fuerza ocasionada por la presión diferencial se incrementa y supera la fuerza de oposición liberada la fuerza total de los resortes y de la bola, el retenedor de la bola libera la fuerza del resorte, con esta fuerza liberada, la fuerza de la diferencial de presión es la suficiente para mover al pistón contra la fuerza remanente del resorte principal, hasta que la bola y el asiento alcanzan su posición superior. Como la bola y el asiento se mueven hacia arriba son necesarios unos pernos en el cuerpo del sujetador para hacer girar a la bola a su posición de cerrado.

La fuerza del resorte principal abrirá automáticamente la válvula de seguridad cuando la presión diferencial a través de esta sea igualada. Esto puede hacerse aplican



DET	NOMBRE
1	Caja superior
2	Anillo de soporte
3	Elemento de empaque
4	Espaciador lavador
5	Cuerpo de la válvula
6	Resorte cilíndrico
7	Estrangulador
8	Extensión del estrangulador
9	Asiento de la válvula
10	Complemento inferior
11	Válvula

Fig.31 - Válvula subsuperficial de seguridad de control directo operada por presión diferencial.

do presión a la tubería, arriba de la válvula o abriendo la válvula igualadora con equipo de línea de acero (ver Fig. 32).

- 2).- Válvulas operadas por presión ambiental: Esta válvula actúa por una reducción en la presión de la tubería de producción, generalmente ocasionada por un incremento en el gasto de producción. Cuando la válvula tiene una presión menor a la que existe en la tubería de producción, estará en la posición abierta; cuando el pozo se abre, la válvula se abre mientras las condiciones de flujo sean normales. Si los controles en la cabeza del pozo se abren más de lo debido ocasionará un decremento en la presión de la tubería de producción que va a ser menor a la presión existente en la válvula y entonces cerrará a la válvula. Esta válvula es generalmente usada en don de las caídas de presión deben ser mantenidas en un mínimo a través de la válvula (ver Fig. 33).

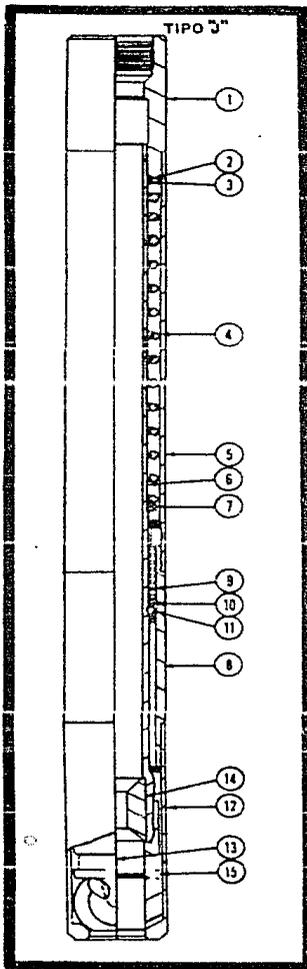
La Fig. 34 muestra las condiciones que existen en el pozo cuando se instala una válvula de presión ambiental. Este tipo de válvula no depende de una pérdida de presión a través de ella, aunque cierra cuando la presión de la tubería de producción se reduce a una presión para la cual están calibradas. Si por ejemplo el punto C indica el gasto cuando la válvula está por cerrar, la presión de la tubería de producción en el punto C a gasto q_c , debe ser calibrada para que la válvula cierre cuando se le exponga a esa presión.

El factor de seguridad para una válvula de presión ambiental es la diferencia entre la presión de la válvula y la menor presión que se pueda obtener en la tubería de producción, en este punto la menor presión siempre ocurre al máximo gasto.

II.3.2. DETECCION DE FALLAS.

La Fig. 35A, muestra las causas más comunes que ocasionan el cerrado de una válvula operada por presión diferencial.

- a) Cerrado normal: La válvula está calibrada con un adecuado margen de seguridad, si el gasto q_f aumenta por una falla en la superficie o por error humano la válvula se accionará y cerrará.
- b) Cerrado por Oleaje: La válvula cierra durante un oleaje fuerte porque el q_c (gasto cuando el pozo es cerrado) ha sido colocado muy cerca al q_f (gasto del pozo).
- c) Cerrado por inestabilidad en el flujo del pozo: Cuando el pozo es abierto para fluir después de haber permanecido cerrado, los cabeceos de fluido pueden causar grandes gastos intermiten



DET.	NOMBRE.
1	SUBSTITUTO
2	ASIENTO DEL ANILLO
3	ANILLO
4	RESORTE
5	CUERPO DE LA VALVULA
6	PISTON
7	ESPACIADOR
8	ADAPTADOR DE CAJA
9	RESORTE
10	RETENEDOR DE BOLA
11	BOLA
12	CUERPO DEL SUJETADOR
13	BRAZO DE CONTROL
14	ESTRANGULADOR
15	BOLA Y SELLO

Fig.32 - Válvula subsuperficial de seguridad de control directo operada por presión diferencial.

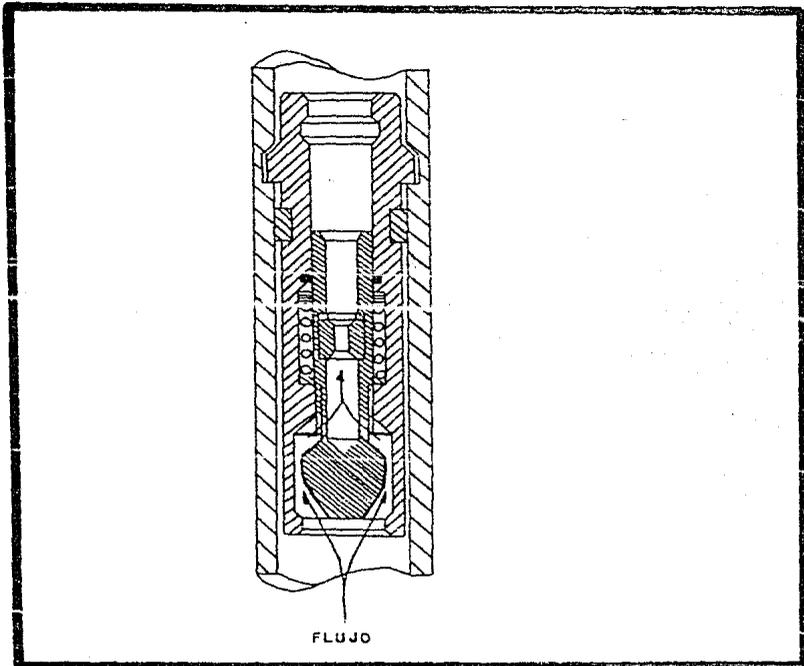
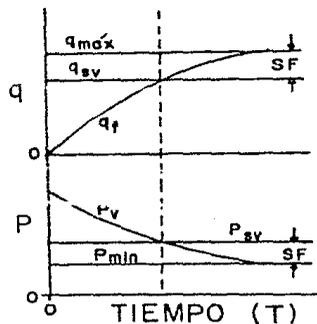
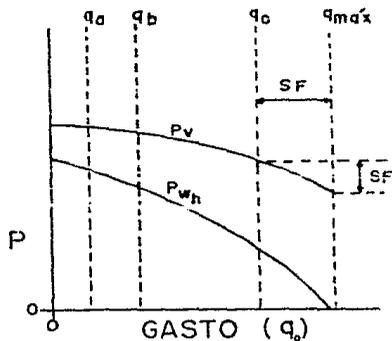


Fig. 33—Valvula subsuperficial de seguridad de control directo operada por presión ambiental.



- $q_{a,b}$: GASTO TÍPICO DE FLUJO (bl/día)(acf)
 q_c : GASTO DE CERRADO EN LA VÁLVULA DE SEGURIDAD (bl/día)(acf)
 q_f : GASTO DE PRODUCCIÓN (bl/día)(acf)
 q_{max} : MÁXIMO GASTO DE PRODUCCIÓN (bl/día)(acf)
 q_{sv} : GASTO DE CERRADO AL CUAL ESTÁ CALIBRADA LA VÁLVULA DE SEGURIDAD (bl/día)(acf)
 P_v : PRESIÓN EN TP Y AUN LADO DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD (lb/pg²)
 P_w : PRESIÓN EN EL CABEZAL (lb/pg²)
 P_{sv} : PRESIÓN DE CERRADO EN LA VÁLVULA DE SEGURIDAD (lb/pg²)
 P_{min} : MÍNIMA PRESIÓN QUE PUEDE OCURRIR EN LA TUBERÍA (lb/pg²)
 SF : FACTOR DE SEGURIDAD = DIFERENCIA DE LAS CONDICIONES q_c y q_{max}
 c.f: CONDICIONES DE FLUJO.

FIG.34- Condiciones de flujo para una válvula de control directo operada por presión ambiental.

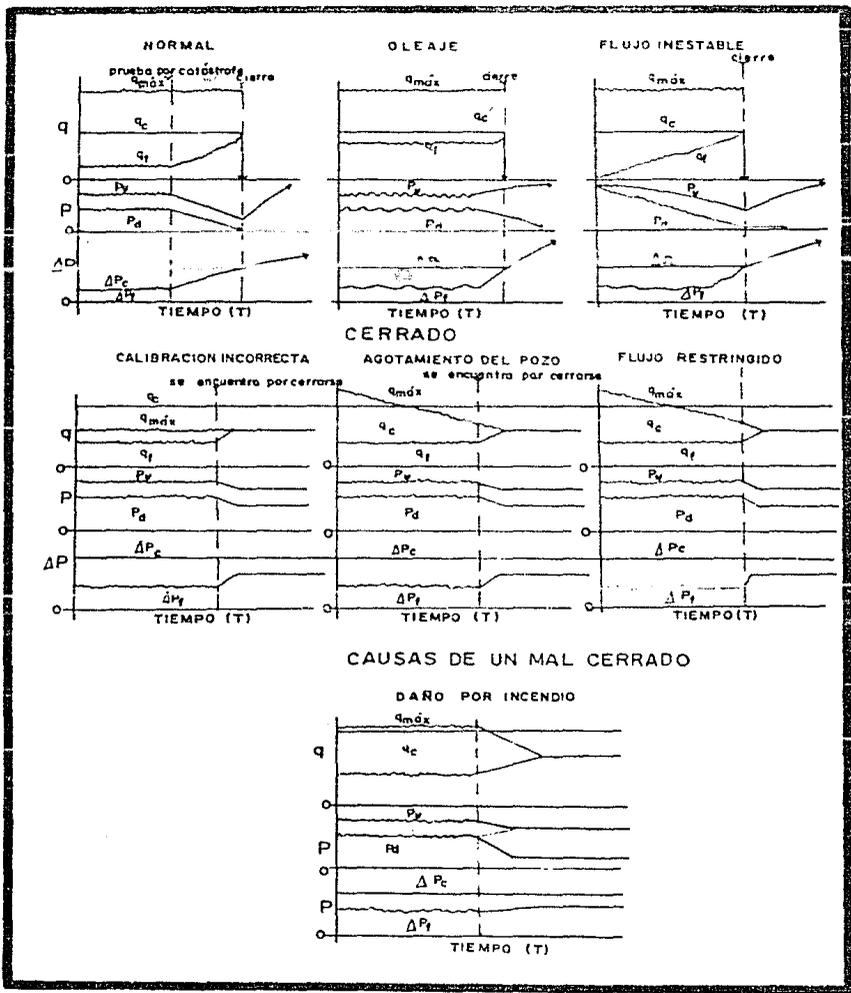


Fig35A—Condiciones de cerrado para vdnulas operadas por presión diferencial.

tes a través de la válvula ocasionando su cerrado.

- d) Calibración incorrecta: Datos incorrectos, insuficientes, o -- error de cálculo.
- e) Agotamiento del pozo: Cuando el pozo deja de fluir por la energía propia del yacimiento ya no se accionará la válvula.
- f) Mantenimiento inadecuado del pozo: Hace que disminuya el gasto máximo, esto se verifica por la presencia de parafina en la tubería de producción o por arena en la cabeza del pozo.
- g) Deterioro en la superficie: El cabezal del pozo puede causar -- problemas al sistema de seguridad de la superficie pero en el fondo no, porque esto limitaría al flujo y accionaría la válvula.

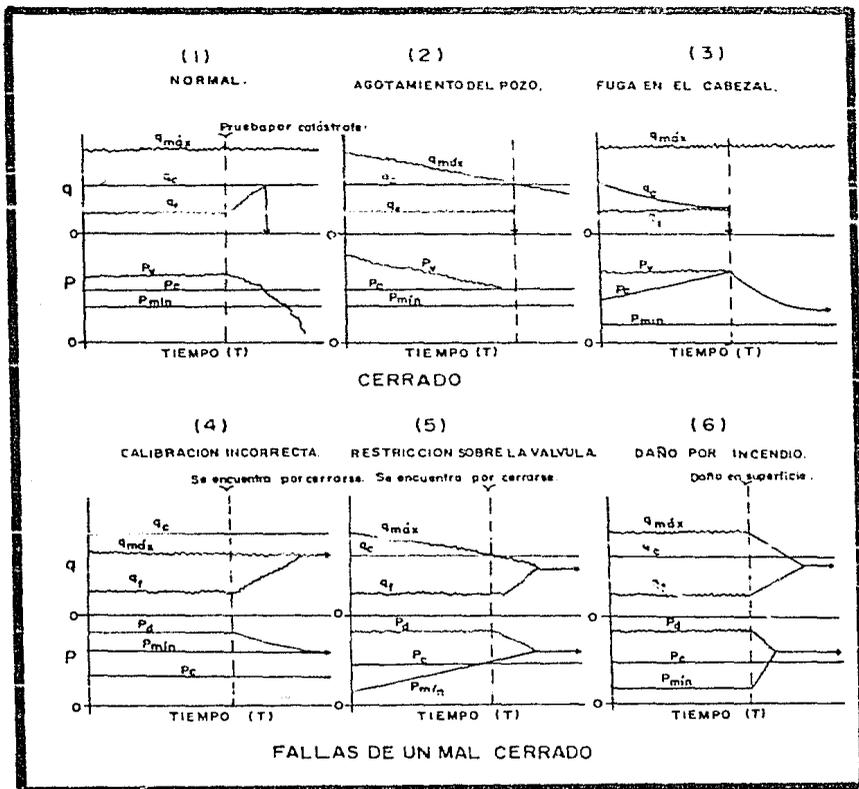
En la Fig. 35B se muestran condiciones de cierre para una válvula de control directo operadas por presión ambiental: En la Fig. 35B(1) se muestra que cuando q_f se incrementa, la P_v (presión a un lado de la válvula) en la válvula se reduce a un punto en que la válvula cierra, el gasto es cero y la presión en la válvula llega a ser casi cero.

La Fig. 35B(2) muestra que cuando la capacidad de producción de un pozo disminuye, se puede alcanzar un punto en el que la -- válvula operada por presión ambiental cerrará.

La Fig. 35B(3) muestra que ocurre si se desarrolla una fuga de presión en la válvula. La mayoría de las válvulas de presión -- son fabricadas para que la fuerza de cierre se derive de una carga de presión y de un resorte, y cualquier fuga será de la tubería de producción a la cámara. Si la fuga ocurre y la presión en el domo se iguala con la presión de la tubería de producción, el resorte cerrará la válvula.

Con la excepción descrita anteriormente las mismas condiciones que se dan a continuación (ver Fig. 35B(4), 35B(5) y 35B(6)) son aplicadas para una válvula que opera por presión diferencial y otra que opera por presión ambiental que pueden causar que no -- funcionen: a) Calibre incorrecto, b) Restricciones sobre la válvula, c) Deterioro en los controles de superficie que limiten el gasto.

Para prevenir fallas en válvulas de control directo es recomendable calibrarlas periódicamente y darles buen mantenimiento -- de limpieza.



II.4. PRECISION.

Muchos factores afectan la exactitud de las válvulas de seguridad subsuperficiales, algunos de estos factores son los siguientes:

- a) Funciones de la válvula: Una válvula que solo desempeña una función que es el cerrado, es más exacta que una válvula que desempeña funciones adicionales tales como las de igualación.

A pesar de que muchas válvulas subsuperficiales controladas -- desde la superficie son diseñadas para igualar la presión en la válvula simplemente por presurización de la línea de control en la superficie, esto aumenta una función a la válvula y por tanto reduce su exactitud.

En cambio la mayor exactitud se da permitiendo que la válvula cierre y posteriormente iguale las presiones a través de ella desde la superficie, antes de que vuelva a ser abierta.

- b) Tipo de válvula: La exactitud de un tipo específico de válvula depende de la mejor elección para las condiciones que existan en el pozo y de su uso correcto.
- c) Mantenimiento: Un regular programa de prueba e inspección aseguran la mayor exactitud para cualquier tipo de válvula bajo cualquier condición. Es razonable deducir que una válvula que trabaja en un pozo que produce una cantidad considerable de -- arena u otro material sólido, o en un pozo que produce fluidos corrosivos, deberá ser probada e inspeccionada más seguido que una que funciona en un pozo que produce aceite limpio.
- d) Condiciones del pozo: La exactitud de las válvulas de seguridad subsuperficiales varían generalmente por el tipo de producción del pozo.

Las condiciones más favorables se tienen en pozos de aceite -- dulce, y las condiciones más desfavorables se tienen con la -- presencia de materiales tales como gas seco, hidrógeno sulfurado, dióxido de carbono, parafina y arena. La disminución de la exactitud se puede contrabalancear poniendo mayor atención a los factores que pueden ser controlados como materiales, programas de prueba, etc.

- e) Criterio de diseño: Las válvulas son diseñadas para enfrentar factores tales como temperatura, profundidad, máxima área de flujo, etc.
- f) Diseño manufactura y prueba: Las válvulas pueden ser diseñadas de varias formas para su funcionamiento en pozos, y la mayoría

de ellas pueden ser diseñadas para cerrarse en condiciones de prueba. A pesar de esto, para un período largo de exactitud, la válvula debe ser diseñada para incorporarse a las siguientes condiciones:

- 1).- Número mínimo de partes móviles.
 - 2).- Superficies que mantengan el sellado.
 - 3).- Tolerancias de fabricación que permitan que la válvula opere tan libre como sea posible ante problemas que se presentarán.
 - 4).- Alto grado de resistencia a la erosión por la arena.
- g) La válvula debe ser ampliamente probada e instalada por personal calificado.

III. EQUIPOS DE SEGURIDAD SUPERFICIALES.

III.1. ACTUADOR TIPO "U".

Estos actuadores ya instalados en el sistema están diseñados para cerrar automáticamente la válvula en donde se les instala -- cuando existe una pérdida de presión de control y para abrirla -- cuando se restaura esta misma presión.

Los actuadores o accionadores por el tipo de accionamiento, - pueden ser neumáticos e hidráulicos (ver Fig. 36), estos se recomiendan para cualquier instalación de petróleo o de gas con producción de corrosivos y parafinas; se pueden instalar en líneas - de flujo, como oleoductos y gaseoductos.

III.1.1. OPERACION.

En el actuador neumático la presión de control se origina por un gas, mientras que en el hidráulico la presión de control se -- origina por un líquido. La operación y detección de fallas en ambos es similar.

Como ejemplo de operación se tratará un actuador neumático tipo "U".

Este actuador es empleado en válvulas de seguridad superficiales, y está diseñado para instalarse sobre una válvula de compuerta de acción inversa para accionar una válvula de seguridad superficial controlada remotamente. La presión de control se suministra al cilindro encima del pistón para abrir y mantener abierta la válvula, cuando declina la presión de control; la presión del cuerpo de la válvula que actúa en el área del vástago inferior del pistón, lo desplaza y hace que la válvula de compuerta llegue a su posición de cerrado. El actuador puede estar equipado con un resorte que suministre la fuerza suficiente para que la válvula - se considere del tipo normalmente cerrada.

Básicamente el actuador consiste en un bonete, un cilindro - que contiene al pistón (mismo que puede estar accionado por resorte) y el vástago, el sello va instalado en un bonete y es sujetado por un seguro.

Cuando se suministra la presión a través del orificio del cilindro, ésta desplaza al pistón, al vástago a la compuerta hacia abajo para abrir la válvula. La válvula puede mantenerse en posición abierta ya sea por medio de la presión de control del manual de apertura, o por un tapón fundible.

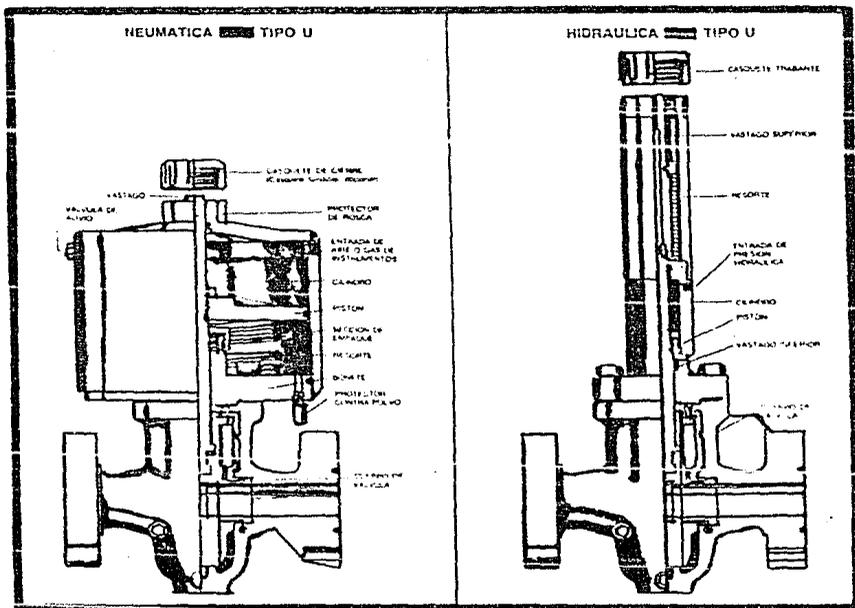


Fig36 - Combinaciones de accionador y válvula de compuerta.

Mientras la válvula esté fijada mecánicamente en la posición de apertura, no puede funcionar como válvula de seguridad a no ser que el candado que la mantiene en la posición de apertura sea quitado; sin embargo esto permite, el flujo a través de la válvula -- cuando no se tiene presión de control disponible.

Si al abatirse la presión de control y al no existir ningún candado en el actuador, la presión dentro del cuerpo de la válvula actúa en el área del vástago inferior (a menudo ayudada por la fuerza de un resorte) y mueve el vástago y la compuerta a la posición de cerrado. El actuador también proporciona una indicación visual de la posición de la válvula, porque en la posición de cerrado el vástago del actuador se eleva a la medida de la carrera de la válvula, más un cuarto de pulgada por encima de la superficie de apertura.

Hay un interruptor opcional de "indicación de posición" para indicar remotamente la posición de la válvula la presión de control necesaria para abrir la válvula con presión en el cuerpo de -- está misma depende de la relación del actuador de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Presión de control} = \frac{\text{presión de la línea} \times 2}{\text{relación del actuador}}$$

La relación del actuador se conoce de las especificaciones de diseño o en la placa del actuador. Antes de instalar el actuador sobre el cuerpo de una válvula, debe de consultarse el manual del fabricante.

III.1.2. ESPECIFICACIONES

Como ejemplo de un actuador se tomo uno de la marca CAMERON tipo neumático.

CONCEPTO	UNIDADES Y CARACTERISTICAS
Diámetro de la tubería	4 pulgadas
Presión de trabajo del cuerpo de la válvula (API)	5000 lb/pg ²
Marca	Cameron
Modelo	F
Relación	2211
Ambiente	H ₂ S
Material del bonete y del resorte	Aleación de acero
Resorte	SI

C O N C E P T O

UNIDADES Y CARACTERISTICAS

Característica especial	Válvula de retención oculta, se instala en el árbol de válvulas.
Presión del cilindro	500 lb/pg ²
Especificación de prueba	ES-T-23
Maneral de apertura mecánico	Cualquiera que sea adaptable
Presión máxima en el cuerpo de la válvula contra el cual el maneral abrirá la válvula	2230 lb/pg ²

Los componentes del actuador son los siguientes (ver Fig. 37).

Número de Componente	Descripción	Cantidad
1	Protector de rosca	1
2	Tapa fijadora	1
3	Retenedor de empaquetadura	1
4	Anillo retenedor	1
5	Empaque	1
6	Tapón de cabeza cuadrada de plástico (tapón fundible)	2
7	Cilindro	1
8	Vástago superior	1
9	Sello de la rosca	1
10	Pistón	1
11	Sello	1
12	Resorte	1
13	Tornillo hexágono	1
14	Retenedor del sello	1
15	Adaptador hembra	1
16	Anillo retenedor	1
17	Empacaduras en V	2
18	Empacaduras en V	2

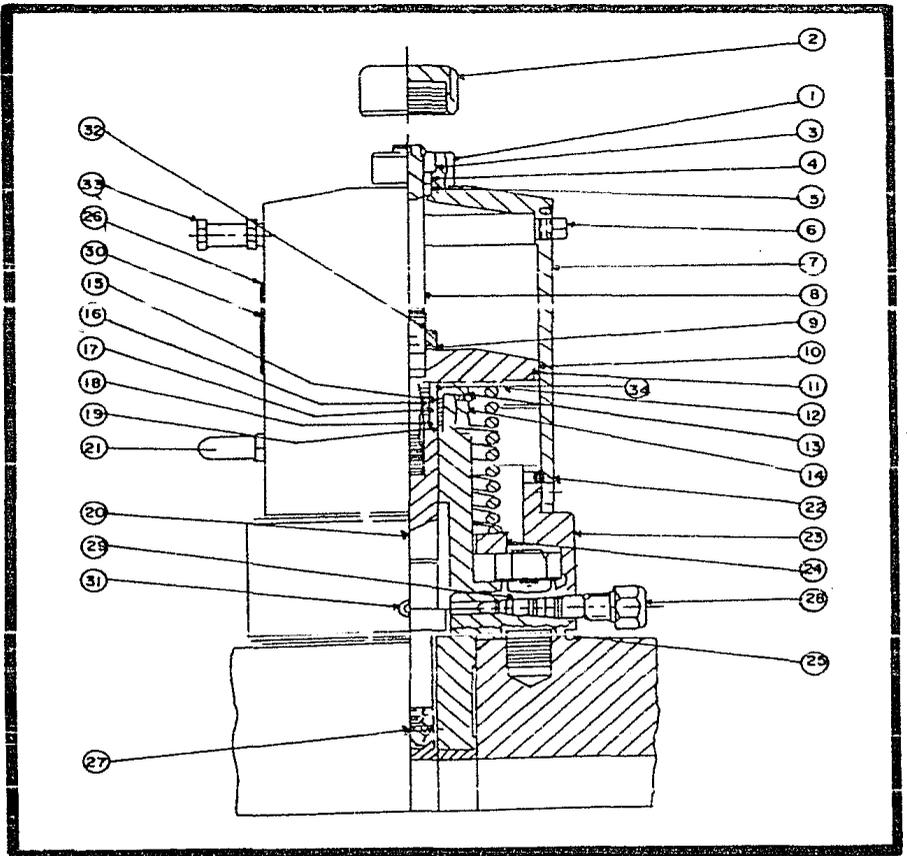


Fig. 37-Actuador Neumático.

Número de Componentes	Descripción	Cantidad
19	Adaptador macho	1
20	Vástago inferior	1
21	Protector de apertura	1
22	Alambre retenedor	1
23	Adaptador del cilindro	1
24	Espaciador del resorte	1
25	Tapa de válvula	1
26	Tornillo de rosca derecha	1
27	Pasador	1
28	Grasera	1
29	Válvula de retención	1
30	Placa descriptiva	1
31	Tornillo opresor	2
32	Tuerca hexágona	1
33	Válvula de relevo	1
34	Inserto	1

III.1.3. DETECCION DE FALLAS

Las aplicaciones siguientes son generales para culaquier tipo de actuador, pero se recomienda consultar los datos técnicos del fabricante.

- 1.- PROBLEMA: La presión del cilindro se fuga alrededor del vástago superior.
 - CAUSA: Se presentan fugas en el elemento de sello entre la caja y el vástago o entre la caja y el cilindro o en ambos.
 - SOLUCION: Quitar el sello, revisar el vástago, la caja, y el cilindro, para localizar rebabas o extremos agudos que pudieran cortar el sello y repararlos.
- 2.- PROBLEMA: Fuga de presión en el protector de la apertura.
 - CAUSA:
 - a) Se fuga la presión entre el pistón y el cilindro
 - b) Se fuga la presión entre el pistón y el vástago.

c) Se fuga la presión del cuerpo de la válvula alrededor del área inferior del sello del vástago.

SOLUCION: Determinar el tipo de fluido que se está fugando -- (gas de control o fluido del pozo). Si es gas de control hay que reemplazar los sellos entre el pistón y el cilindro o entre el pistón y el vástago. Si se trata de fluido del pozo, hay que cambiar el sello del vástago inferior.

3.- **PROBLEMA:** Fuga de presión entre el bonete y el cuerpo de la válvula.

CAUSA: a) Los tornillos no están apropiadamente apretados.
b) Fuga en el sello.

SOLUCION: Apretar apropiadamente los tornillos y cambiar el sello.

4.- **PROBLEMA:** Fuga en la compuerta.

CAUSA: Se ha dañado la compuerta o el asiento.

SOLUCION: Seguir las recomendaciones del fabricante sobre el cuerpo de la válvula.

5.- **PROBLEMA:** La válvula no cierra.

CAUSA: a) Presión en el cilindro.
b) Resorte roto.
c) Exceso de compresión en los sellos.

SOLUCION: Desfogar la presión del cilindro, cambiar el resorte, lubricar la superficie interior del cilindro y los vástagos. Lubricar el cuerpo de la válvula a través de la grasera y quitar el anillo del sello.

6.- **PROBLEMA:** Las herramientas de cable no pasan a través de la válvula.

CAUSA: El diámetro de tolerancia está fuera de ajuste.

SOLUCION: Ajustar el diámetro de tolerancia.

7.- **PROBLEMA:** La válvula vibra cuando empieza a abrirse.

CAUSA: Menor resistencia causada por la pérdida de presión al pasar el gas por la compuerta, se reduce la - -

energía del gas contenido debido a la expansión - cuando el pistón se mueve repentinamente.

SOLUCION: Reducir la expansión del gas llenando el cilindro - con aceite en la posición de cerrado. El orificio - de control debe estar localizado en la parte supe- rior si el actuador está instalado con el vástago - en posición horizontal.

III.2. PILOTOS DE SEGURIDAD.

Son dispositivos que se instalan en sistemas de producción pa- ra protección contra incendios, explosiones, cambios de presiones, y para vigilar diferentes condiciones anormales que se llegarán a presentar.

Como ejemplo se vera un piloto para alta presión, por ser los de más uso en México.

El piloto es un dispositivo de resorte sensible a la presión. Está diseñado para registrar un aumento de presión que exceda al - punto de operación predeterminado, y es utilizado conjuntamente -- con las válvulas de seguridad superficiales.

III.2.1. OPERACION.

Básicamente, el piloto está compuesto de un cuerpo, una bo- la con asiento, un émbolo con tope, un resorte con caja, un torni- llo ajustador, una tuerca de fijación y un tornillo de vástago.

El resorte actúa contra la presión del control para mantener la bola en su asiento. La fuerza se transmite desde el resorte a la bola por medio de la guía superior y del émbolo, cuando la pre- sión excede al punto al cual el piloto fue calibrado, la bola es desplazada del asiento. El émbolo es desplazado hacia atrás donde será sujetado por el retenedor, la presión es desfogada a la at- mósfera. El piloto queda abierto hasta que el operador sustituye manualmente el tapón fundible.

El piloto puede ser posicionado utilizando un desarmador, el cual se coloca en la ranura del émbolo, y girándolo a la izquier- da hasta oír un "cric", el cual indica que este se reposicionó; - como precaución al reposicionar el piloto, se recomienda reducir al mínimo la compresión del resorte antes de soltar el retenedor del émbolo. Esto evita la posibilidad de dañar el retenedor, el - émbolo la bola y el asiento, especialmente si el piloto está fun- cionando con presiones mayores de 1000 lb/pg².

Generalmente los pilotos son calibrados a un punto predeter- minado en la fábrica. Pero si resulta necesario, cambiar la cali-

bración, hay que escoger uno de los métodos siguientes, según el caso:

Determina el punto de calibración predeterminado en la fábrica. La calibración se encuentra anotada en la etiqueta puesta en el tornillo de regulación. Además del punto de calibración, también está indicando el intervalo de calibración por revoluciones del tornillo. Estos valores se presentan en el tabla siguiente:

TABLA DE RESORTES

RESORTES PARA AMBIENTE CORROSIVO Y NO CORROSIVO

NUMERO DE CONJUNTO	INTERVALO DE LA PRESION CONTROLADA (lb/pg ²).	INTERVALO DE CALIBRACION POR REVOLUCIONES DEL TORNILLO (lb/pg ²)
70 DO-A	0-75	5.75 lb
70 DO-B	75-300	25 lb
70 DO-C	300-700	50 lb
70 DO-D	700-1600	141 lb
70 DO-E	1500-3300	252 lb
70 DO-F	1600-3500	288 lb
70 DO-G	2500-4500	460 lb

Esta tabla no implica que un resorte ya no sirva para el caso de utilizar puntos inferiores al punto mínimo indicado, pero si señala que el intervalo de presión no es tan preciso como lo es el próximo resorte más débil, entonces para asegurar la mejor precisión, se recomienda escoger el resorte que corresponda al intervalo más bajo. En el caso en que tengan puntos de calibración muy elevados, los cuales requieren el uso de resortes relativamente largos, es necesario instalar una herramienta especial llamada caja.

Si se conoce el punto de calibración anterior del piloto, enrosque el tornillo de calibración hasta que la tuerca tope con la caja del resorte. Soltar a continuación la tuerca, aflojando el tornillo de cabeza, después girar el tornillo las vueltas necesarias, a la derecha o a la izquierda, según el caso, para establecer la calibración deseada. Al establecer la nueva calibración, hay que apretar la tuerca y el tornillo de cabeza contra la caja del resorte, es preciso apretar bien para asegurar que la tuerca no se mueva de la posición indicada. Verificar la cali

bración, cerrando el piloto manualmente y activándolo bajo condiciones de trabajo.

Si no se conoce el punto de calibración anterior hay que desenroscar la tuerca de fijación y girar el tornillo de calibración a la derecha del tope. A continuación aumentar o disminuir la presión al punto de operación deseado. Al estabilizarse la presión en este punto, girar el tornillo de calibración hacia afuera hasta que el piloto se abra desfogando la presión a la atmósfera. -- Apretar a continuación la tuerca contra la caja del resorte y luego apretar el tornillo de cabeza. Por último verificar la calibración restaurando el piloto manualmente y activándolo en condiciones de trabajo.

Para poner el piloto fuera de operación hay que girar el tornillo del vástago a la derecha hasta apretarse. Como precaución no apretarlo excesivamente ya que al hacerlo se ejerce una fuerza mecánica en la bola y en el asiento de manera que la presión no se pueda desfogar. Cuando el piloto está en operación, está visible la parte no roscada del tornillo del vástago.

III.2.2. ESPECIFICACIONES.

Como ejemplo se vera un piloto del tipo 70 DO con vástago.

C O N C E P T O	UNIDADES Y CARACTERISTICAS
Número de conjunto	70 DO
Función	Orificio de desfogue
Regulación del piloto	Alta presión
Tipo de válvula	Esférica
Ambiente	Corrosivo
Intervalo de presión controlada	70 a 1600 lb/pg ²
Intervalo de calibración por revolución del tornillo	141 lb/pg ²
Característica especial	Bola y asiento para ambiente - corrosivo.
Rosca "S" (ver Fig. 38).	1 3/4 de pg-12 pg.
Rosca "R" (ver Fig. 38).	De 1/4 de pg, caja
Presión de trabajo rosca "S"	5000 lb/pg ²
Dimensión A (ver Fig. 38)	0.9 pulgadas
Dimensión B (ver Fig. 38)	2.8 pulgadas
Dimensión C (ver Fig. 38)	19.5 pulgadas

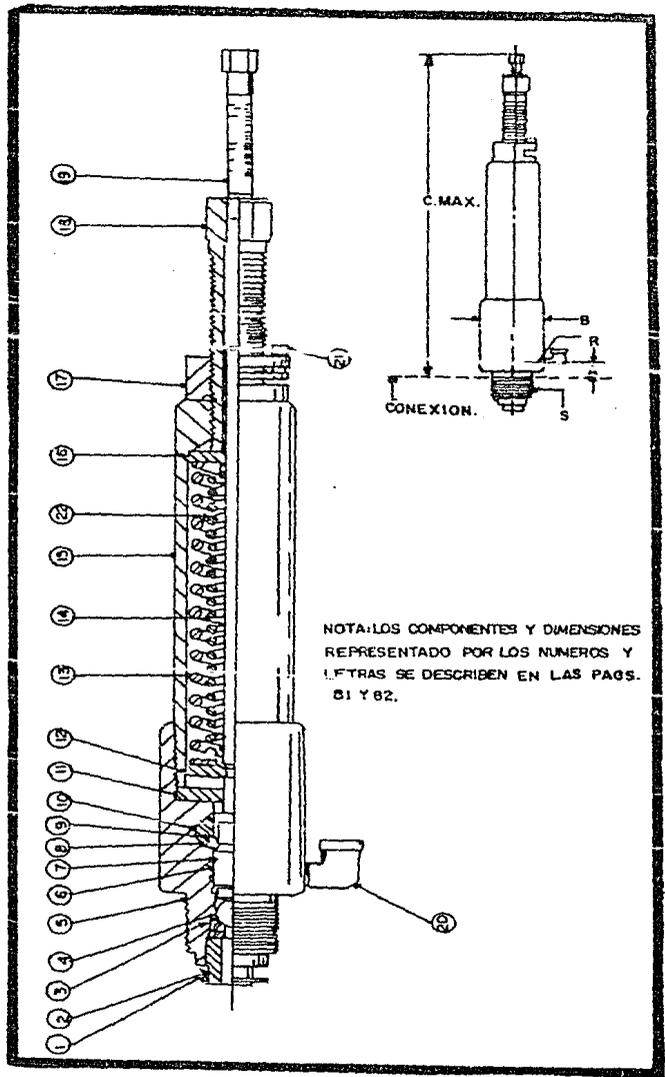
C O N C E P T O

UNIDADES Y CARACTERISTICAS

Norma de prueba	ES-T-124
Para válvula de la serie	70XS, 70UX
Norma de pintura	ES-C-19

En la Fig. 38 se muestran los componentes de un piloto y a continuación se detallan:

Número de Componentes	Descripción	Cantidad
1	Empaque del piloto	1
2	Retenedor del asiento	1
3	Empaque para el conjunto bola asiento	1
4	Bola y asiento	1
5	Cuerpo del piloto	1
6	Asiento del émbolo	1
7	Pasador	1
8	Pasador	1
9	Tornillo de fijación	1
10	Retenedor del émbolo	1
11	Asiento del émbolo	1
12	Gufa superior del resorte	1
13	Resorte	1
14	Vástago del piloto	1
15	Caja del resorte	1
16	Gufa superior del resorte	1
17	Tuerca de fijación	1
18	Tornillo de regulación	1
19	Tornillo del vástago	1
20	Codo de 1/4 de pulgada	1
21	Tornillo de 1/4 de pg-20x1/2 S	1



NOTA: LOS COMPONENTES Y DIMENSIONES REPRESENTADO POR LOS NUMEROS Y LETRAS SE DESCRIBEN EN LAS PAGS. 81 Y 82.

Fig38 —Piloto de seguridad.

III.2.3. DETECCION DE FALLAS.

El mal funcionamiento en un piloto se puede deber a diferentes causas como las siguientes:

- 1.- CAUSA: Fugas en el sello del piloto.
SOLUCION: Desconectar o quitar el piloto y reemplazar el sello.
- 2.- CAUSA: Presencia de fluido en la caja del resorte.
SOLUCION: Reemplazar el anillo en "O" del émbolo
- 3.- CAUSA: El retenedor no sujeta.
SOLUCION: Desconectar el retenedor y examinarlo.
- 4.- CAUSA: Escapes constantes por el orificio de salida.
SOLUCION: Reemplazar el anillo sello del asiento.
- 5.- CAUSA: El resorte no se activa correctamente.
SOLUCION: Verificar el resorte, es posible que esté dañado o que no corresponda a la regulación del piloto.

III.3. VALVULA DE DESFOGUE TIPO "Ra".

La válvula de desfogue tipo "Ra" está diseñada para utilizar se en instalaciones superficiales de seguridad. Normalmente va instalada entre el piloto sensor y la válvula de seguridad, para proporcionar una acción más rápida de desfogue de la presión de control en la válvula de seguridad.

III.3.1. OPERACION.

La válvula de desfogue está diseñada para conectarse a un -- circuito de control de la válvula de seguridad. El orificio alineado con la válvula de retención tipo diafragma es la conexión del piloto. Cuando el piloto y la válvula de seguridad se ponen en servicio, el retenedor se desplaza a su asiento cuando la presión del circuito de control, se iguala a la presión de la línea. Cuando el piloto se acciona, la presión del circuito proveniente de la válvula de seguridad desplaza el retenedor de su asiento, -- para desfogar la presión del cilindro a través del orificio de desfogue. Generalmente el único mantenimiento necesario es el -- reemplazo del sello o del retenedor.

III.3.2. ESPECIFICACIONES

C O N C E P T O	UNIDADES Y CARACTERISTICAS
Tipo de válvula	Desfogue
Ambiente	Con H ₂ S
Presión de trabajo	200 lb/pg ²
Presión mínima de operación	100 lb/pg ²
Material	Acero inoxidable
Conexión del orificio	1/4 de pulgada
Dimensión "A" (ver Fig. 39)	1.78 de pulgada
Dimensión "B" (ver Fig. 39)	2.62 de pulgada
Especificaciones de prueba	ES-T-48

En la Fig. 39 se muestran los componentes de esta válvula y se describen a continuación:

Número de Componente	Descripción	Cantidad
1	Retenedor	1
2	Asiento inferior	1
3	Asiento superior	1
4	Sello	1
5	Tornillo de cabeza hexagonal	4
6	Tuerca hexagonal	4

III.4. PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA EN ACTUADORES Y EN VALVULAS SUPERFICIALES DE SEGURIDAD.

En este punto trataremos las pruebas que se realizan a los actuadores y a las válvulas superficiales de seguridad recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo y por el Instituto Americano de Ingenieros Mecánicos en sus diferentes secciones.

El propósito de la prueba es:

- Determinar la integridad estructural;
- Asegurar la operación adecuada, y
- Asegurar de que no existan fugas en los elementos de sello metálicos y en las gomas.

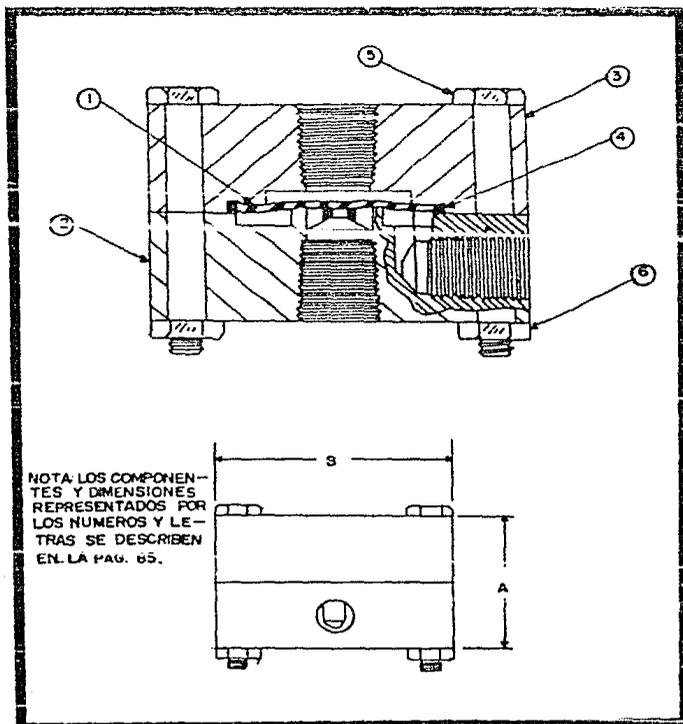


Fig.39 -Válvula de desfoque tipo "Ra".

El procedimiento de la prueba es el siguiente:

- a) Por medio de aire comprimido en el taller, verificar que los actuadores funcionen en toda su carrera. Si el actuador cuenta con resorte de cierre, verificar que éste cierre completamente, si está montado en el cuerpo de la válvula, verificar que la tolerancia del diámetro sea la adecuada en base a la especificación API 6A sección 4. El hombro del vástago del actuador debe sobresalir del cilindro aproximadamente 0.25 pulgadas cuando el actuador este en la posición inferior (desplazado completamente hacia abajo o 0.50 pulgadas en válvula de 16 pulgadas o mayores).
- b) Llenar con agua completamente todas las cavidades en el actuador y en el aparato de pruebas, o en el cuerpo de la válvula.
- c) Verificar la operación alternadamente aumentando y desfogando la presión de trabajo en el pistón, mientras se mantiene la presión de trabajo en el cuerpo de la válvula. Repetir esta operación cinco veces en cada actuador y válvula.
- d) No se debe ejercer presión de prueba encima del pistón mientras exista presión atrapada en el cuerpo de la válvula o en el aparato de pruebas.
- e) La presión para el pistón puede ejercerse desfogando la presión del cuerpo de la válvula o del aparato de prueba, a través de la válvula de contrapresión que da al cilindro para evitar que éste se inmovilice debido a la presión.
- f) Si el actuador se prueba en un aparato de pruebas, efectuar dicha prueba a la presión máxima nominal. Si el actuador se prueba instalado en el cuerpo de una válvula, hay que probarlo a la presión nominal de la válvula.
- g) Probar el cuerpo del cilindro a la presión máxima de prueba en el cuerpo de la válvula o en un aparato de pruebas, y mantener la presión de prueba del cuerpo del cilindro por un lapso no menor de 5 minutos, desfogar la presión a cero, y repetir por tres veces este ciclo.
- h) Si el actuador está siendo probado y esta instalado en el cuerpo de una válvula, probar la compuerta ejerciendo la presión de prueba a través de la misma. Mantener la presión de prueba de la compuerta por un lapso no menor de 5 minutos y observar si hay fugas quitando la conexión del extremo. Desfogar la presión y hacer funcionar la válvula completamente hasta su posición abierta, cerrarla y repetir la prueba.

- i) No ejercer la presión de prueba al cuerpo del cilindro a través de la compuerta, ni abrir la válvula cuando contenga la presión de prueba del asiento a través de la compuerta, si esta presión es mayor que la presión de trabajo.
- j) Probar de esta manera en ambas direcciones a menos que la válvula este marcada para admitir flujo en una sola dirección. No se permite ninguna fuga.
- k) Verificar la válvula de alivio, si existe, para determinar si se abre a la presión máxima de trabajo del cilindro.
- l) Eliminar el fluido de prueba de todas las cavidades y tapar todos los orificios que comuniquen al interior de la unidad para evitar la penetración de suciedad durante el transporte. Si el actuador está montado en una válvula, hay que fijarlo en la posición de apertura para su envío o traslado.

Las presiones de prueba utilizadas en los actuadores y en las válvulas se dan a continuación.

- A) Presiones de prueba para las válvulas acomodadas por el API 6A.

Para los elementos del cabezal.

Presión máxima de trabajo (lb/pg ²)	Presión de prueba del asiento (lb/pg ²)	Presiones de prueba de los cuerpos bridados de 14 pg y menores y roscados de 13 3/8 pg y menores (lb/pg ²)	Presiones de prueba de los cuerpos bridados de 16 pulgadas y mayores. (lb/pg ²)
1000	1000	2000	1500
2000	2000	4000	3000
3000	3000	6000	4500
5000	5000	10000	10000
10000	10000	15000	15000
15000	15000	22500	
20000	20000	30000	

- B) Las válvulas ANSI resisten diferentes presiones de trabajo en función de los materiales de que están construidas. Si la presión nominal no se encuentra maquinada en el cuerpo de la válvula o en la placa de la misma, hay que determinar el material

y referirse a la norma ANSI B16.5 para obtener la presión nominal aplicable cuando se prueba el actuador montado en el cuerpo de la válvula. Cuando los actuadores de las válvulas ANSI se prueban en un aparato de prueba, se utilizarán las siguientes presiones:

Especificaciones ANSI	Presión de trabajo (lb/pg ²)	Presión de prueba en el cuerpo (lb/pg ²)
150	285	450
300	750	1125
400	1000	1500
600	1500	2250
900	2250	3375
1500	3750	5625
2500	6250	9375

C) Presiones API6-D para válvulas superficiales de seguridad.

Clase de especificaciones de presiones	Presión de trabajo (lb/pg ²)	Presión de prueba del cuerpo (lb/pg ²)	Presión de prueba del asiento (lb/pg ²)
150	275	425	300
300	720	1100	800
400	960	1450	1060
600	1440	2175	1600
900	2160	3250	2400
1500	3600	5400	4000
2500	6000	9000	6600

III.5. MANERAL DE APERTURA MECANICO

El maneral de apertura mecánico está diseñado para utilizarse como un medio secundario de abrir una válvula de seguridad superficial. Se encuentra conectado a la parte superior del actuador y se opera por medio de un maneral.

III.5.1. OPERACION

Básicamente el maneral de apertura consiste de un volante, un vástago, baleros internos y externos, una caja y un arreglo para la inspección, protegidos por una cubierta de cilindro. El

maneral de apertura se fija en el actuador desenroscando al protector de rosca o la tapa fijadora y enroscando la caja sobre el actuador. La válvula de seguridad puede abrirse manualmente girando el volante hacia la derecha. Los baleros de bolas para carga axial están diseñados para reducir el esfuerzo de torsión.

III.5.2. ESPECIFICACIONES

C O N C E P T O

UNIDADES Y CARACTERISTICAS

Tamaño	3-4 pulgadas
Conexión	2 3/4 pulgada
Carrera	5.2 pulgadas
Carga máxima	45000/14000 libras
Dimensión "A" (ver Fig. 40)	21.0 pulgadas
Dimensión "B" (ver Fig. 40)	3.2 pulgadas
Dimensión "C" (ver Fig. 40)	1.4 pulgadas
Dimensión "D" (ver Fig. 40)	20.0 pulgadas

En la Fig. 40 se muestran los principales componentes del maneral de apertura mecánico.

Número de Componente.	Descripción	Cantidad
1	Tuerca hexágona rosca fina	1
2	Volante	1
3	Vástago	1
4	Tuerca	1
5	Opresor tipo Allen	5
6	Palanca del maneral	1
7	Anillo espiral	1
8	Caja interior del balero	1
9	Balero	1
10	Balero	1
11	Caja exterior del balero	1
12	Caja	1
13	Cubierta de inspección	1

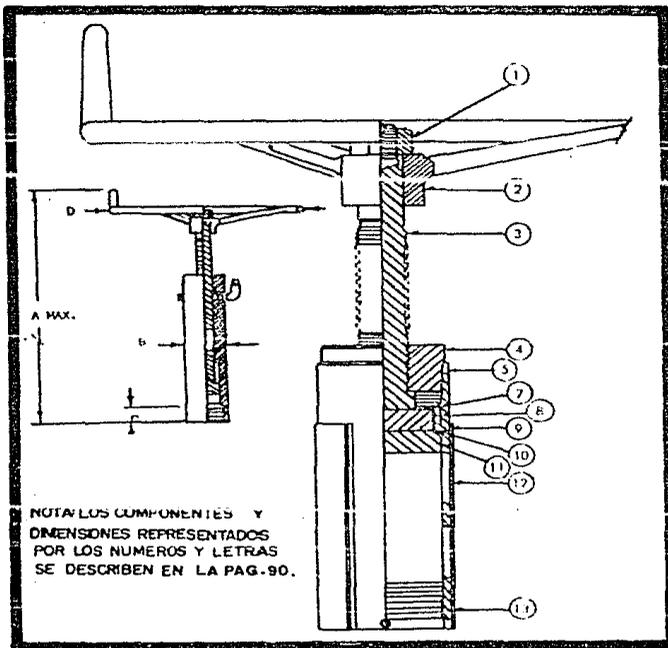


Fig. 4Q — Manera de apertura mecánica.

C A P I T U L O IV

IV. DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE DESCARGA EN VALVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIALES.

IV.1. ANTECEDENTES.

La gran necesidad de conocer las condiciones de flujo en dispositivos subsuperficiales (Válvulas de tormenta, estranguladores de fondo, etc.) ha conducido a compañías petroleras a encontrar nuevas relaciones de flujo multifásico a través de estranguladores.

El interés por los dispositivos de seguridad de fondo especialmente en pozos marinos, ha conducido a la reevaluación de diseños de válvulas de seguridad. Revisando la literatura existente (Ros, Gilbert, Baxendell) de flujo multifásico por estranguladores y procedimientos de diseño de válvulas de seguridad, consideran lo siguiente en lo que concierne al flujo multifásico no-crítico en estranguladores.

- 1).- Muchos de los modelos de flujo por estranguladores no consideran la naturaleza compresible del flujo multifásico en estos. Consecuentemente los modelos usados no describen adecuadamente el comportamiento dinámico del flujo por estranguladores.
- 2).- Las relaciones de flujo existentes se hacen menos exactas, - cuando las condiciones dinámicas se acercan a un valor crítico; esto es, a una presión dada corriente arriba del estrangulador ningún incremento de flujo considerable se tiene en el estrangulador a pesar de la caída de presión que ocurre en éste.

Muchas de las compañías coinciden en la necesidad de un nuevo modelo que describa de mejor manera las condiciones de flujo por estranguladores.

Las expresiones usadas hasta hoy en día tienen muchas restricciones y comunmente el tipo de flujo existente sale de estas especificaciones.

IV.2. MODELO DE ASHFORD Y PIERCE.

Ashford y Pierce desarrollaron un nuevo modelo que considera la capacidad y las caídas de presión en flujo multifásico en estranguladores, el cual fue probado con datos reales de campo.

El modelo matemático relaciona el comportamiento en el es-

trangulador en regímenes de flujo crítico y no crítico, así como la capacidad y las caídas de presión con las propiedades de los fluidos:

$$q_0 = C 1.9706 d_e^2 \alpha B \quad \text{IV.1}$$

donde:

$$\alpha = (B_0 + F_{w0})^{-1/2} \quad \text{IV.2}$$

y.

$$B = \frac{[(\frac{n}{n-1}) T_1 Z_1 (R-R_s)(1-E)^{\frac{n-1}{n}} + 198.6 P_1 (1-E)]^{1/2} [(\gamma_0 + 0.000217 \gamma_g R_s + F_{w0} \gamma_w)]^{1/2}}{[198.6 + T_1 Z_1 (R-R_s) E^{-1/n}] [\gamma_0 + 0.000217 \gamma_g R + F_{w0} \gamma_w]} \quad \text{IV.3}$$

C, en la ecuación IV.1 representa el coeficiente de descarga en el estrangulador.

El desarrollo y dimensionamiento de las ecuaciones anteriores se presenta en el inciso IV.7.

Este modelo tiene una serie de ventajas sobre los otros procedimientos ya realizados, las ventajas son las siguientes:

- 1).- Considera la expansión adiabática del gas fluyendo simultáneamente con aceite y agua a través del estrangulador usando una relación de expansión politrópica.
- 2).- Considera el flujo simultáneo de gas libre y en solución en el aceite en su fase líquida.
- 3).- Incorpora una expresión mejorada para el cálculo del gasto del líquido por libra masa de fluido;
- 4).- Predice las propiedades críticas del estrangulador bajo las condiciones dadas, y
- 5).- Relaciona las caídas de presión en el estrangulador con flujo de aceite, gas y agua, así como con las propiedades de los fluidos.

Para verificar el modelo se preparó y llevo a cabo una prueba de campo en un pozo fluuyente.

Las caídas de presión en los estranguladores y los gastos -- del fluido fueron medidos en el pozo y la información se comparó con datos análogos predichos por el modelo. Con esta comparación se preparó un ajuste, encontrándose un "Coeficiente de descarga" que permite calcular capacidades reales de estranguladores a partir de las teóricas.

Los "Coeficientes de descarga" se presentan para diámetros -- de 14/64, 16/64 y 20/64 de pulgada.

Los datos tratados describen el comportamiento de una válvula de seguridad tipo 22J037 de OTIS.

De cualquier manera el modelo puede ser usado para estimar -- el coeficiente de descarga a través de restricciones al flujo en válvulas de seguridad subsuperficiales y otros dispositivos.

IV.3.- PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA.

El diseño de la prueba para evaluar el comportamiento de la válvula de seguridad, fue diseñado por Gulf Oil Co y OTIS Enginering Corp.

La prueba específicamente fue diseñada para cumplir con lo siguiente:

- 1).- Comparar los gastos teóricos por el estrangulador, dadas las caídas de presión medidas en el pozo.
- 2).- Usar los datos, y de la ecuación (IV.1) evaluar el coeficiente de descarga C para diferentes tamaños de estranguladores.

Para poder determinar la caída de presión a través del estrangulador de una válvula subsuperficial de seguridad, en este caso se empleó una válvula de la compañía OTIS tipo 22J037 (Operada por presión diferencial), inicialmente en el pozo en el cual se llevaron a cabo las pruebas, se quitó una válvula tipo F de la misma compañía (también operada por presión diferencial) que se encontraba originalmente en éste, y se puso a fluir el pozo franco para asegurar una buena respuesta de la formación. Posteriormente se colocó la válvula a 3500 pies, en un niple de asiento, con estranguladores de 16/64, 14/64, y 20/64 de pulgada subsecuente.

Un registrador de presión especial, llamado "Bomba de presión" fue colocado junto con la válvula, para registrar las presiones existentes corriente arriba y corriente abajo del estrangulador. También se colocó un sensor de temperatura por debajo de la válvula para medir la temperatura de flujo. Se contó además -- con un separador de prueba en la superficie que fue utilizado pa-

ra medir la producción de líquido, y los volúmenes de gas asociados con el aceite producido fueron medidos utilizando un medidor de flujo de 2 pulgadas.

La Fig. 41 muestra un esquema del equipo tal y como es instalado el pozo. Cada diámetro instalado de estrangulador en la válvula constituyó una serie de pruebas, durante las cuales se intentó mantener un flujo continuo, con tres gastos estabilizados (200, 375 y 550 bl/día, a c.s.). La Fig. 42 muestra una sección transversal del pozo con una válvula de seguridad y con una "bomba de presión" instalada abajo de ésta así como una "bomba de presión" superior suspendida mediante una línea de acero.

IV.4.- RESULTADOS DE LA PRUEBA.

Los gastos obtenidos para un mismo estrangulador, por ejemplo de 16/64 de pulgada, fluctuaron entre 559 bl/día con 478 m³/m³ de RGA y 334 bl/día con 429 m³/m³ de RGA, es decir con una diferencia de 130 bl/día de aceite y 49 mg/m³ de RGA. Estos gastos para dicho diámetro de estrangulador comenzaron siendo los más altos. La Fig. 43 indica las presiones registradas corriente abajo a partir de la válvula de seguridad a 3500 pies. Los tiempos correspondientes a las condiciones 1, 2 y 3 en la Fig. 43 se muestran en la Tabla 4. La presión estabilizada corriente abajo a partir del estrangulamiento no siempre fue completa debido a los cortos tiempos permitidos para cada gasto (de 30 a 60 minutos). Sin embargo, dos gastos mostraron una cierta estabilización cuando la presión registrada corriente abajo del estrangulador, manifestó pulsaciones; bajo la condición 2 a una presión promedio fue obtenida mediante el balanceo de áreas de una gráfica de presión contra tiempo, durante el intervalo en que el gasto ocurrió.

La presión corriente arriba del estrangulador fue medida tan cerca como fue posible del estrangulador de la válvula de seguridad; sin embargo, debido a las limitaciones mecánicas fue físicamente imposible medir la presión justamente corriente abajo del estrangulador, como se hubiera deseado durante las pruebas. Estas limitaciones mecánicas fueron debidas a que el sensor de presión se encontraba a una distancia de 57.5 pulgadas del asiento del estrangulador, esto llevó a la conclusión de que se comete un cierto error, pero que se encuentra entre rangos aceptables como se discutirá más adelante. Las presiones medidas corriente abajo del estrangulador se muestran desde la Fig. 44 a la 45 en donde se obtuvieron las mejores aproximaciones de éstas. En la Fig. 44 se muestra una gráfica de la presión corriente abajo obtenida para un diámetro del estrangulador de 14/16 de pulgada.

Es importante señalar que una parte crítica de está opera-

AREAS	(pg ²)
A-1	1.915
A-2	1.635
A-3	7.460
A-4	0.441
A-5	(14/64)
	(16/64)
	(20/64)
A-6	3.140
A-7	1.531

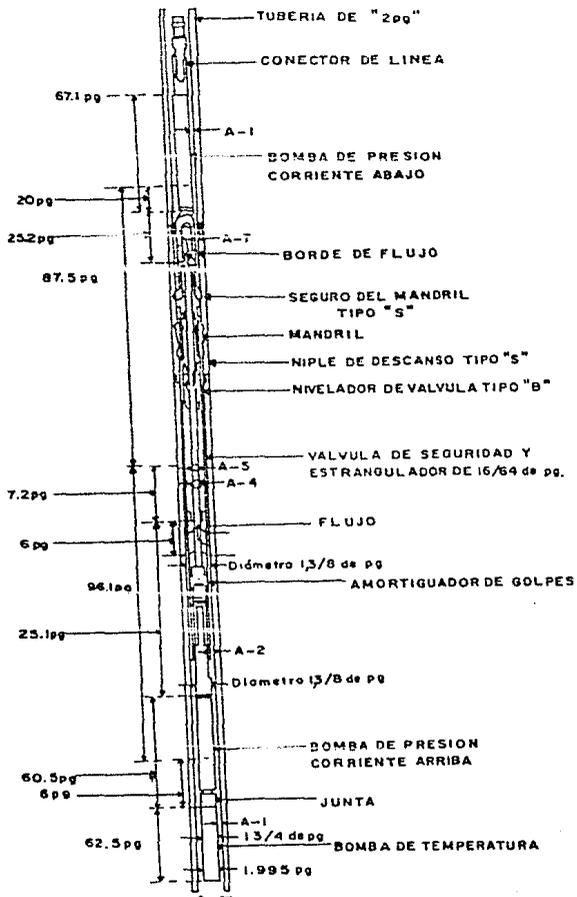


Fig. 41—Equipo de prueba para estrangulador.

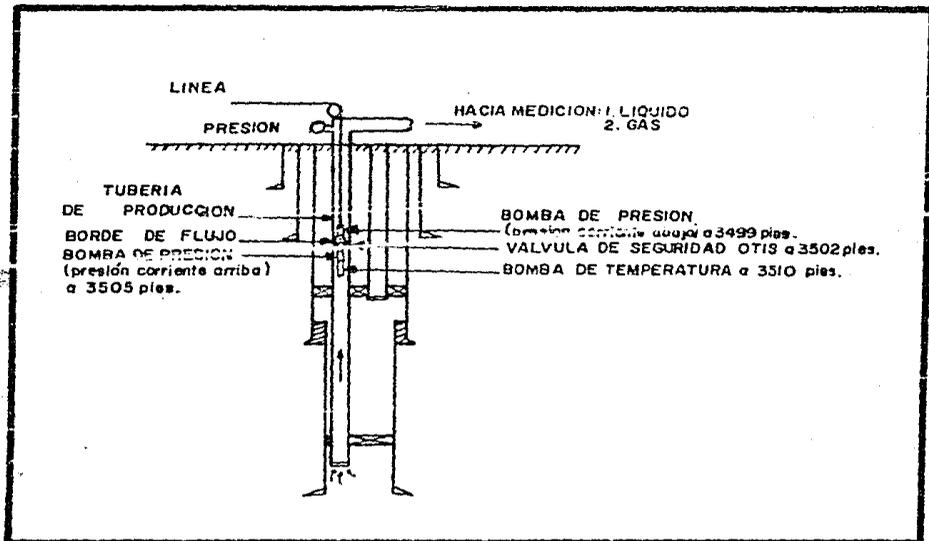


FIG42-ESQUEMA DEL POZO PARA MEDIR LA PRESION CORRIENTE ARRIBA Y CORRIENTE ABAJO DEL ESTRANGULADOR.

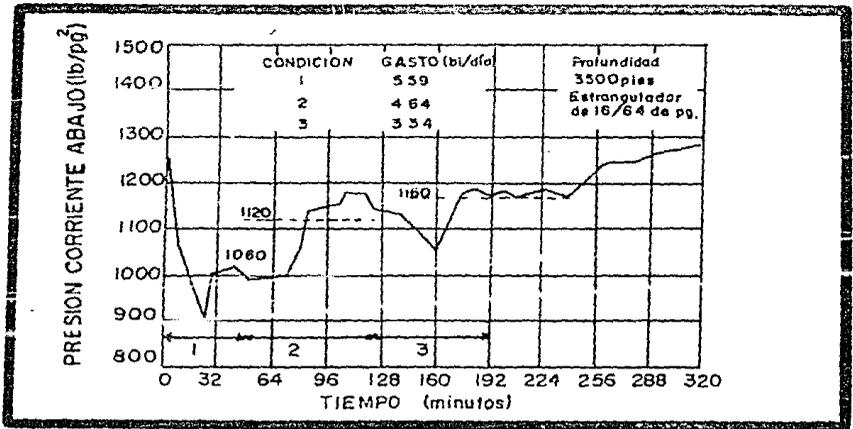


FIG43-Prueba de estrangulador—Presiones corriente abajo de la válvula.

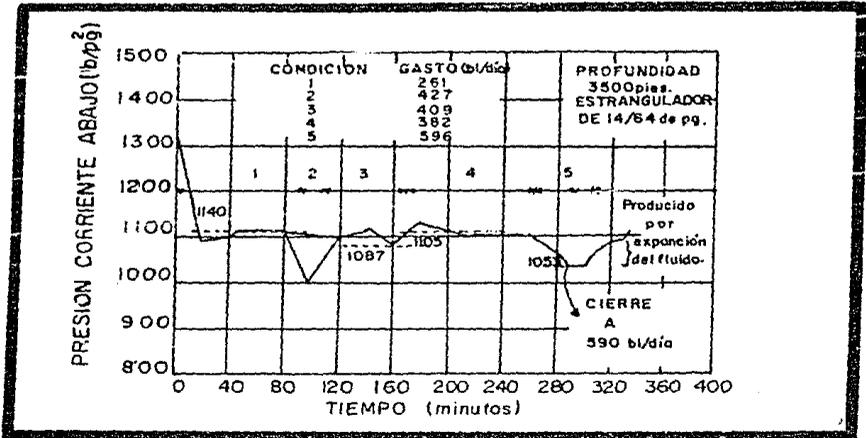


FIG44-Prueba de estrangulador—Presiones corriente abajo de la válvula.

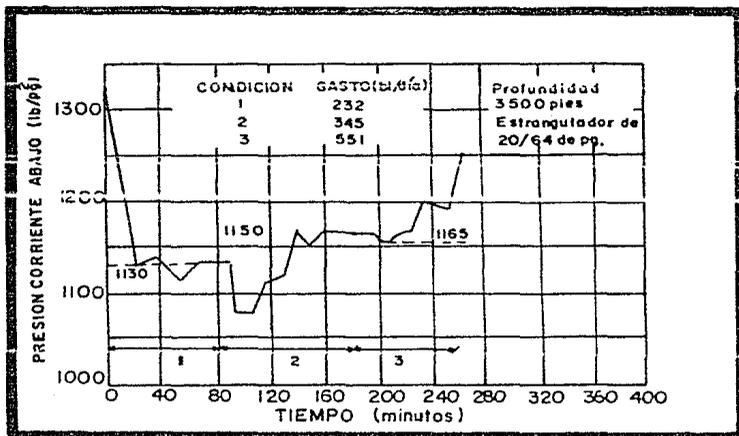


FIG 45—Prueba de estrangulador—Presiones corriente abajo de la válvula.

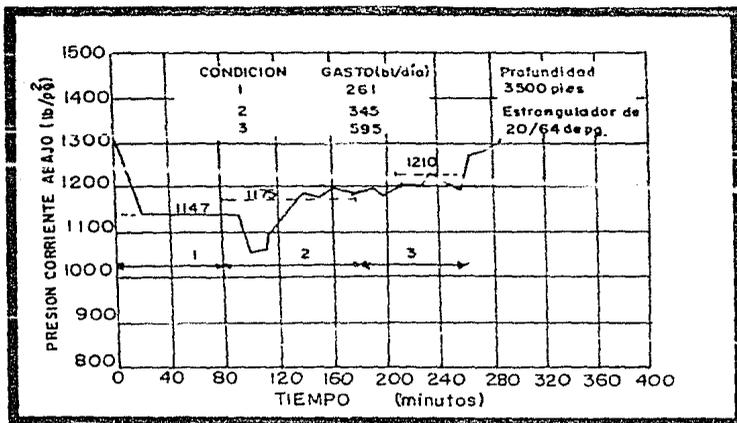


FIG 46-Prueba de estrangulador- Presiones corriente arriba de la válvula.

ción fue el intentar, cerrar la válvula subsuperficial de seguridad la 22J037, el cierre fue efectuado mediante el mismo flujo del pozo, a un gasto suficientemente alto (600 bl/día), para provocar la caída de presión necesaria a través de la válvula de seguridad y cerrar dicha válvula.

La Fig. 46 muestra las diferentes presiones corriente arriba que responden a los cambios en los gastos, como puede observarse, los gastos fluctúan entre 261 y 595 bl/día, en los cuales se presenta el cierre de la válvula de seguridad. El gasto de 508 bl/día que se presentó entre 10 y 15 minutos inmediatamente después del cierre de la válvula, reflejó una expansión del fluido desde el pozo hasta el separador de prueba. El cierre de la válvula puede verificarse después de que fue recuperada la válvula mediante la herramienta pescante operada con equipo de línea de acero.

Una alta presión obtenida de una fuente independiente fue requerida para represar una tubería de 2 3/8 de pulgada a 1000 lb/pg² para igualar la presión a través de la válvula y así reabrirla; la Fig. 45 muestra los resultados para un estrangulador de 20/64 de pulgada y los correspondientes gastos de las condiciones 1, 2 y 3. La temperatura de flujo en superficie reveló una temperatura de fluido justo abajo del estrangulador de 156°F aproximadamente, esta temperatura fue usada como una constante para los subsiguientes cálculos.

Desafortunadamente, la bomba de presión corriente arriba no fue la correcta para operar apropiadamente durante los días en que fue efectuada la prueba para los estranguladores de 14/64 y 16/64 de pulgada. Durante la prueba para el estrangulador de 20/64 de pulgada, sin embargo, buenas presiones corriente arriba se obtuvieron, las presiones registradas se muestran en la Fig. 47; La Fig. 47 indica el incremento de la presión de flujo corriente arriba en la válvula de seguridad a 3500 pies, como una función del incremento del gasto de aceite en la tubería. Sin embargo, las presiones corriente arriba registradas durante la prueba no reflejaron condiciones estabilizadas en tuberías verticales, por esta razón, un incremento en la presión de flujo en la tubería provocó un incremento en el gasto, esto aunado a un incremento en la presión corriente arriba de la válvula de seguridad. La presencia de este incremento del gasto en la vecindad de la válvula de seguridad durante las pruebas de flujo no fue transmitido del estrato productor. De aquí que los decrementos de presión corriente arriba de la válvula de seguridad, para incrementos en el gasto de aceite, no ocurrieron en la prueba del pozo, aún cuando se reflejaron condiciones estabilizadas.

Los gastos y presiones existentes dieron, sin embargo, caídas de presión considerables a través del estrangulador instalado en la válvula de seguridad. Para todas las caídas de presión reflejadas para los diferentes gastos existentes puede probarse una rela-

ción matemática de estrangulador como se demostrará.

IV.5.- ANALISIS DE LA PRUEBA.

Los resultados de los datos de caídas de presión sobre gastos promedios y RGA para cada prueba de la válvula subsuperficial, -- con sus correspondientes diámetros se muestra en la Tabla 4.

La densidad relativa del gas en la prueba fue de 0.6 (Aire=1) y la densidad relativa del aceite fue de 0.89 (Agua=1). La relación de calor específico del gas a presión constante con respecto al calor específico a volumen constante fue de 1.275.

La necesidad de colocar una bomba que registre presiones corriente abajo, durante una prueba de flujo, probablemente hará incurrir en un error en las mediciones de presión en un estrangulador. De aquí que en el área en donde las presiones fueron registradas, esas presiones fluyentes están particularmente afectadas por sus valores obtenidos corriente abajo.

Cuando los datos de caída de presión medidos fueron usados para calcular los gastos de aceite a través de un estrangulador se evidenció que los gastos medidos y los calculados fueron bastante aceptables, excluyendo la última corrida para un gasto en un estrangulador de 16/64 de pulgada. La desviación promedio para los gastos medidos fue del 12.89%, esto muestra que la relación estrangulador-fluido es bastante sensible; esto es, en una operación mecánica, de una válvula se presenta una región en donde pequeños cambios en el gasto provocan grandes variaciones en caídas de presión.

Estas caídas de presión cuando ocurren a través de la válvula subsuperficial provocan que actúe su mecanismo de cierre. En estas válvulas un mecanismo sensible al gasto se aplica básicamente debido a que las caídas de presión están íntimamente relacionadas a los gastos. La Tabla 4 muestra los coeficientes de descarga calculados a través de los gastos medidos, este coeficiente se supone que es una constante que se utiliza para una relación de estrangulador que cuando se afecta con el gasto teórico del yacimiento se obtiene otro gasto; esto es, $q_{Real} = q_{cal} \times C$.

La Fig. 48, muestra en forma resumida los resultados obtenidos en la prueba, ya que nos muestra la variación que sufre el coeficiente de descarga, al ir cambiando el diámetro del estrangulador. Mediante el uso de esta curva, se puede estimar de manera rápida un gasto de aceite con muy buena aproximación, con las condiciones de flujo conocidas.

Las características del comportamiento de las válvulas subsuperficiales de seguridad no han sido del todo estandarizadas en

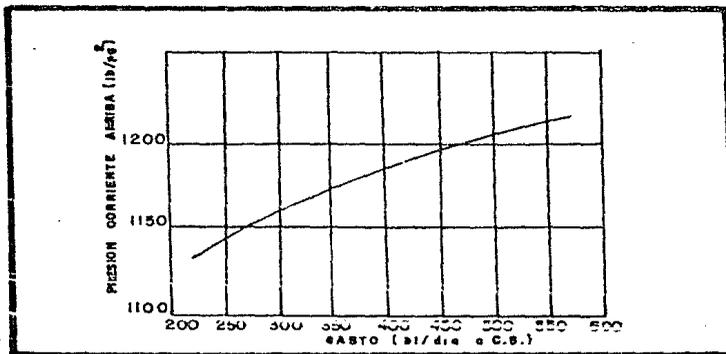


FIG.47—Prueba del pozo con estrangulador, presión corriente arriba en la válvula de seguridad a 3500 pies.

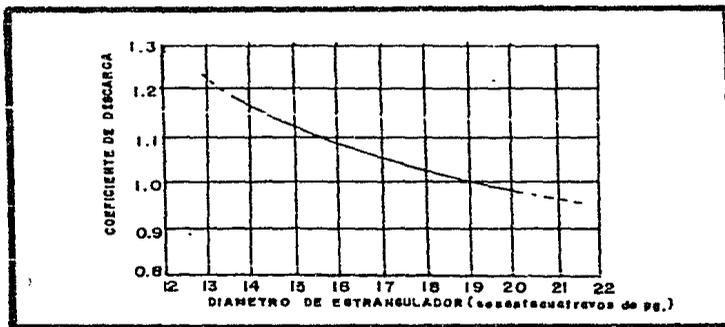


FIG.48—COEFICIENTE DE DESCARGA, FLUJO NOCRITICO.

el contexto de la industria, por lo tanto se presenta la necesidad de reunir más datos que reflejen el comportamiento de flujo crítico en el estrangulador.

Hay que recordar que el flujo crítico de un fluido se define como el flujo de éste a una velocidad equivalente a la velocidad de propagación de una onda de sonido a través del fluido mismo. Es decir, que cuando existe flujo crítico, la velocidad relativa del fluido en cualquier punto (V_f en pies/seg) deberá de ser equivalente a la velocidad de propagación de la onda sónica (V_p en pies/seg) para el punto dado; esto es: $V_f/V_p = \text{Número de Mach} = 1.00$.

Debe tenerse un especial cuidado en la instalación del dispositivo para el registro de la presión corriente abajo del estrangulador. Este registrador debe ser colocado tan cerca como sea posible de la localización del estrangulador, con el fin de asegurar mediciones precisas de presión en el estrangulador.

Si bien la aplicación de la relación de estrangulador teórica a las condiciones reales de campo no llevan una información exacta, los resultados predichos usando un coeficiente de descarga apropiado dan como resultado una gran mejoría sobre los demás modelos usados anteriormente.

IV.6.- REPRESENTACION GRAFICA PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO EN EL ESTRANGULADOR.

La ecuación IV.1, ha sido representada gráficamente para mostrar los parámetros involucrados. Una sola curva o una familia de ellas puede ser construida para predecir el comportamiento en el estrangulador para cualquier instalación real. La gráfica se muestra en la Fig. 49A. Esta figura es para un diámetro de estrangulador de 3/64 de pulgada; la relación gas disuelto aceite (R_s) es de 200 pie³ bl c.s. y la relación gas aceite de 600 pie³/bl c.s. (RGA). La densidad relativa del gas, aceite, la temperatura en el estrangulador y la relación de calores específicos se suponen constantes con 0.6, 0.85, 150°F, y 1,275 respectivamente.

La gráfica muestra la capacidad de flujo en el estrangulador en bl/día contra la relación-presión corriente arriba-corriente abajo; las presiones corriente arriba varían desde 1000 hasta 8000 lb/pg². La relación agua-aceite (WOR) fue de 0.01; por medio de esta gráfica la relación presión crítica es estimada para cada curva, con este valor de E_c y a la presión corriente arriba, el estrangulador es incapaz de permitir cualquier incremento en el gasto de aceite, independientemente de las caídas de presión que se presenten a través de él.

Matemáticamente la condición se presenta como sigue:

$$\frac{dq_0}{dE} = 0$$

$$E = E_c$$

IV.4

La condición estipulada mediante la ecuación IV.4, y descrita por la Fig.49-A puede cumplirse con la siguiente relación:

$$1 = \frac{R(p,T)/n \left[R(p,T) \frac{n-1}{n} (1-E_c^n) + (1-E_c) \right]}{0.5 (1+R(p,T) E_c)^{1/n} E_c} \quad \text{IV.5}$$

De aquí que para flujo multifásico en estranguladores, la relación de presión crítica es una función de la relación de gas-líquido, $R(p,T)$, y de la relación de calor específico, n . El correcto valor de E_c es el único que satisface la ecuación 5 para cualquier $R(p,T)$, y de aquí que cualquier valor de presión y de temperatura pueda presentarse en el estrangulador. La utilidad de la curva de la Fig. 49a es que el valor de E_c puede ser obtenido gráficamente. Esta misma gráfica, ayuda a predecir únicamente gastos teóricos, y un valor apropiado del coeficiente de descarga será aplicado a este gasto para tener un gasto real.

Finalmente se presenta en la Tabla 4 un resumen de los resultados obtenidos en la prueba para los diferentes estranguladores (16/64, 14/64 y 20/64 de pulgada), así como los coeficientes obtenidos para los mismos.

IV.7.- DESARROLLO DE LA ECUACION DEL COEFICIENTE DE DESCARGA.

Una de las expresiones que relacionan las caídas de presión en el estrangulador con el flujo, viene dada por la ecuación de balance de energía:

$$144 \int_{P_1}^{P_2} V_f dP = - \int_{u_1}^{u_2} \frac{u}{g_c} du \quad \text{IV.6}$$

Esta ecuación relaciona la pérdida de presión por volumen de energía, a un incremento de energía cinética a través del estrangulador. Es una buena expresión, pero no considera pérdidas por fricción o transferencia de calor en las vecindades del estrangulador.

Si el gas está fluyendo por el estrangulador y suponiendo que se expande politrópicamente, se tiene:

$$P(V_f - VL)^n = b \quad \text{IV.7}$$

despejando V_f se tiene:

$$V_f = \left(\frac{b}{P} \right)^{1/n} + VL \quad \text{IV.8}$$

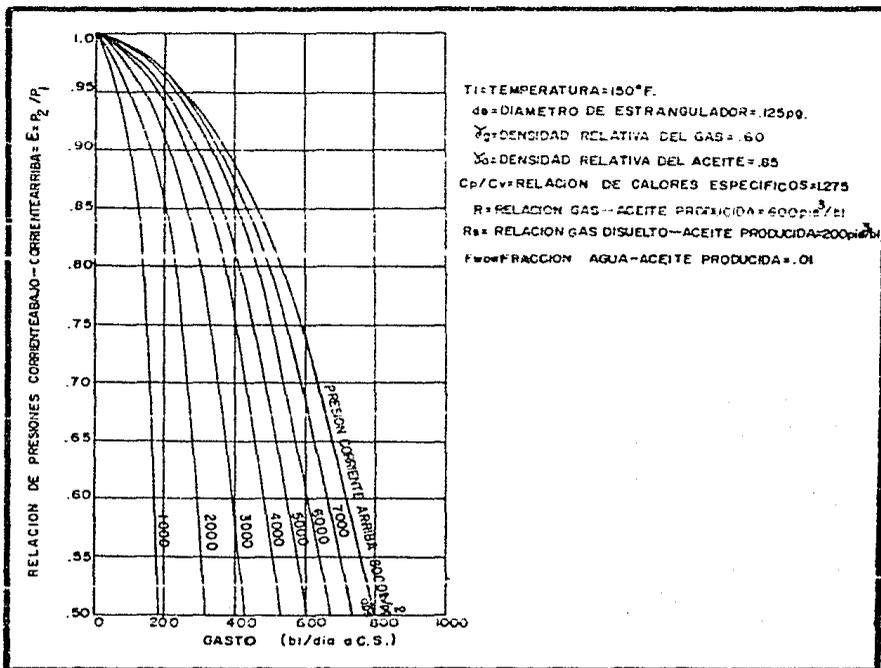


FIG-49A - Flujo no crítico en tres fases por estranguladores.

TABLA 4 - PRUEBA DE ESTRANGULADOR. (ASHFORD Y PIERCE)

PRUEBA DE LA VALVULA SUBSUPERFICIAL	DIAMETRO I. de PG 5"	GASTO Q ₀ MEDIDO EN (M/dia) C.S.	RELACION GAS-ACEITE R ₃ (pp/dil)	RELACION GAS-ACEITE EN SOLUCION "RA" (p.e. dil)	PRESION MEDIDA (lb/pq ²)		CAIDAS DE PRESION (lb/pq ²)	GASTO CALCULADO (M/dia) C.S.	COEFICIENTE DE DESCARGA Q ₀ medido / Q ₀ calculado
					CORRIENTE ARRIBA	CORRIENTE ABAJO			
1	16	559	478	20	1,226	1,015	211	615	0.9089
2	16	484	444		1,215	1,135	80	402	1.2039
3	16	354	420		1,188	1,175	13	---	---
1	14	261	495		1,177	1,125	46	224	1.1652
2	14	427	496		1,205	1,015	190	432	0.989
3	14	409	391		1,202	1,102	100	350	1.1425
4	14	382	417		1,197	1,120	77	308	1.2403
5	14	536	344		1,230	1,048	182	489	1.2189
1	20	232	501		1,161	1,145	12	270	0.8593
2	20	345	416		1,190	1,164	25	363	0.9504
3	20	551	404		1,225	1,180	45	493	1.1176

Sustituyendo la ecuación IV.8 en la ecuación IV.6 e integrando con la condición de que $U_2 \gg U_1$, se tiene:

$$\int_{P_1}^{P_2} \left(\left(\frac{b}{P} \right)^{1/n} + V_L \right) dP + \int_{U_1}^{U_2} U dU = 0$$

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{b^{1/n}}{P^{1/n}} dP + \int_{P_1}^{P_2} V_L dP + \int_{U_1}^{U_2} \frac{U}{g_c} dU = 0$$

$$b^{1/n} \int_{P_1}^{P_2} P^{-1/n} dP + V_L \int_{P_1}^{P_2} dP + \frac{1}{g_c} \int_{U_1}^{U_2} U dU = 0$$

$$\frac{P_2 \left[\frac{1}{-1/n+1} P^{-1/n+1} \right] + V_L \left[P \right] + \frac{1}{2g_c} (U_2^2 - U_1^2)}{n} = 0 \quad \text{IV.9}$$

Sustituyendo (b) de la ecuación IV.7 en la ecuación IV.9 y desarrollando con la consideración de $U_2 \gg U_1 = 0$ se tiene:

$$\frac{P_2}{R} \left((P(Vf - V_L)) \frac{1}{n} \frac{P^{-1/n}}{P^{1/n}} \right) + V_L \left(\frac{P_2}{R} \right) + \frac{1}{2g_c} (U_2^2 - U_1^2) = 0$$

$$\frac{P_2}{R} \left(\left(\frac{n}{n-1} \right) (Vf - V_L) P^{\frac{1}{n}} P^{-\frac{n-1}{n}} \right) + V_L (P_2 - P_1) + \frac{1}{2g_c} (U_2^2) = 0$$

$$\left(\frac{n}{n-1} \right) (Vf - V_L) P_2 + V_L P_2 - \left(\frac{n}{n-1} \right) (Vf - V_L) P_1 - V_L P_1 = -\frac{U_2^2}{2g_c} \quad \text{IV.10}$$

Considerando la relación de presiones y el volumen específico del fluido se tiene:

$$Vf_2 = V_L + (Vf_1 - V_L) \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{1/n} \quad \text{IV.11}$$

Sustituyendo (Vf_2) de la ecuación IV.11 en la ecuación IV.10.

$$\left(\frac{n}{n-1} \right) (V_L + (Vf_1 - V_L) \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{1/n} - V_L) P_2 + V_L P_2 - \left(\frac{n}{n-1} \right) (Vf_1 - V_L) P_1 - V_L P_1 = -\frac{U_2^2}{2g_c}$$

$$-\left(\frac{n}{n-1} \right) (Vf_1 - V_L) \left(\frac{P_1^{1/n}}{P_1} \right) P - V_L P + \left(\frac{n}{n-1} \right) (Vf_1 - V_L) P_1 + V_L P_1 = \frac{U_2^2}{2g_c}$$

$$\frac{P_1}{P_1} \left(\frac{n}{n-1}\right) (Vf_1 - V_L) \left(P_1 - P_2 \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{1}{n}}\right) + \frac{P_1}{P_1} V_L (P_1 - P_2) = \frac{U_2^2}{2gc}$$

$$P_1 \left(\frac{n}{n-1}\right) (Vf_1 - V_L) \left(\frac{P_1}{P_1} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right) \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{1}{n}}\right) + P_1 V_L \left(\frac{P_1}{P_1} - \frac{P_2}{P_1}\right) = \frac{U_2^2}{2gc}$$

$$P_1 \left(\frac{n}{n-1}\right) (Vf_1 - V_L) \left(1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\left(\frac{n+1}{n}\right)}\right) + P_1 V_L \left(1 - \frac{P_2}{P_1}\right) = \frac{U_2^2}{2gc} \quad \text{IV.12}$$

Despejando U_2 de la ecuación IV.12.

$$U_2 = \left\{ 2gc \left(\frac{n}{n-1}\right) (Vf_1 - V_L) P_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\left(\frac{n+1}{n}\right)}\right] + V_L 2gc P_1 \left(1 - \frac{P_2}{P_1}\right) \right\}^{1/2} \quad \text{IV.13}$$

dimensiones:

$$\frac{Pie}{seg} = \frac{Lbm-pie}{lbf-seg^2} \frac{pie^3}{lbf} \frac{lbf}{pie^2} + \frac{lbf-pie}{lbf-seg^2} \frac{pie^3}{lbf} \frac{lbf}{pie^2} \quad 1/2$$

$$\frac{Pie}{seg} = \left\{ \frac{Pie^2}{seg^2} - \frac{Pie^2}{seg^2} \right\}^{1/2}$$

$$\frac{Pie}{seg} = \frac{Pie}{seg}$$

Cuando la masa fluye a través del estrangulador se tiene:

$$W = CA \frac{U_2}{Vf_2} \quad \text{IV.14}$$

Despejando (U_2) de la ecuación IV.14 y sustituyendo en la ecuación IV.13

$$U_2 = \frac{W Vf_2}{CA}$$

$$\frac{W Vf_2}{CA} = \left\{ 2gc \left(\frac{n}{n-1}\right) (Vf_1 - V_L) P_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\left(\frac{n+1}{n}\right)}\right] + V_L 2gc P_1 \left(1 - \frac{P_2}{P_1}\right) \right\}^{1/2} \quad \text{IV.15}$$

Sustituyendo (Vf_2) de la ecuación IV.11 de la ecuación IV.15 y desarrollando

$$\frac{W \left(V_L + (Vf_1 - V_L) \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{1}{n}}\right)}{CA} = \left\{ 2gc P_1 \left(\frac{n}{n-1}\right) (Vf_1 - V_L) \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\left(\frac{n+1}{n}\right)}\right] + V_L \left(1 - \frac{P_2}{P_1}\right) \right\}^{1/2}$$

$$\frac{W}{CA(2gcP)^{1/2}} \frac{\left\{ \frac{V_L}{V_L} \left(\frac{n}{n-1} \right) (Vf_1 - V_L) \left(1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right) + V_L \left(1 - \frac{P_2}{P_1} \right) \right\}^{1/2}}{V_L / V_L (V_L + (Vf_1 - V_L) \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{1/n})}$$

$$\frac{W}{CA(2gcP)^{1/2}} \frac{\left\{ V_L \left(\frac{n}{n-1} \right) \frac{Vf_1 - V_L}{V_L} \left(1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right) + V_L \left(1 - \frac{P_2}{P_1} \right) \right\}^{1/2}}{V_L \left(V_L / V_L + \left(\frac{Vf_1 - V_L}{V_L} \right) \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right)}$$

IV.16

Se tiene la relación de:

$$R(P,T) = \frac{(Vf_1 - V_L)}{V_L} \quad \text{IV.17}$$

Sustituyendo la relación IV.7 en la ecuación IV.16 y desarro

llando:

$$\frac{W}{CA(2gcP)^{1/2}} = \frac{V_L^{1/2} \left\{ R(P,T) \left(\frac{n}{n-1} \right) \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] + \left(1 - \frac{P_2}{P_1} \right) \right\}^{1/2}}{V_L \left(1 + R(P,T) \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{-1/n} \right)}$$

$$\frac{W}{CA(2gcP)^{1/2}} = \frac{\left\{ R(P,T) \left(\frac{n}{n-1} \right) \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] + \left(1 - \frac{P_2}{P_1} \right) \right\}^{1/2}}{V_L V_L^{-1/2} \left(1 + R(P,T) \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{-1/n} \right)}$$

$$\frac{W}{CA} \left(\frac{V_L}{2gcP_1} \right)^{1/2} = \frac{\left\{ R(P,T) \left(\frac{n}{n-1} \right) \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] + \left(1 - \frac{P_2}{P_1} \right) \right\}^{1/2}}{1 + R(P,T) \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{-1/n}} \quad \text{IV.18}$$

Haciendo

$$q = \frac{W}{CA} \left(\frac{V_L}{2gcP_1} \right)^{1/2}$$

Sustituyendo q de la ecuación IV.19 en la ecuación IV.18 y -
diferenciando q con respecto a $E = P_2/P_1$ se tiene:

$$q = \frac{\left\{ R(P,T) \left(\frac{n}{n-1} \right) \left[1 - E^{-\frac{n-1}{n}} \right] + (1-E) \right\}^{1/2}}{1 + R(P,T) E^{-1/n}} \quad \text{IV.19}$$

$$I = \frac{\frac{R(P,T)}{n} \left(\frac{R(T)T}{n-1} (1-Ec)^{\frac{n-1}{n}} + (1-Ec) \right)}{0.511 + R(P,T) Ec^{1/n} \frac{1}{2} Ec^{\frac{n-1}{n}}} \quad \text{IV.20}$$

Esta ecuación es apropiada para evaluar la relación corriente abajo-corriente arriba del estrangulador a las condiciones críticas (Ec).

La relación gas-líquido existente puede ser expresada por:

$$R(P,T) = \frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \quad \text{IV.21}$$

Si el volumen específico del fluido es igual a:

$$V_L = \frac{B_o + F_{wo}}{\rho_o + R_s \rho_g + \rho_w F_{wo}} \quad \text{IV.22}$$

La masa y el coeficiente de descarga del fluido están relacionados por:

$$W \left(\frac{B_o + F_{wo}}{\rho_o + \frac{R \rho_g}{5.615}} + \frac{P_{sc} T_i Z_i}{P_i T_{sc}} \frac{Z_i + F_{wo}}{\rho_w} \right) = W V_{L,T} = q_{ff} \frac{5.615}{86400} \quad \text{IV.23}$$

La cantidad de fluido de agua, gas y aceite esta dada por el flujo total: $q_{ff} = q_o + q_g + q_w$.

Sustituyendo esta relación en la ecuación IV.23. Se tiene:

$$q_{ff} = q_o \left(B_o + \frac{R-R_s}{5.615} \right) \left(\frac{P_{sc} T_i Z_i}{P_i T_{sc}} + F_{wo} \right) \quad \text{IV.24}$$

Sustituyendo $R(p,T)$ de la ecuación IV.21 y V_L de la ecuación IV.22 en la ecuación IV.18.

$$\frac{W}{CA} \left(\frac{B_o + F_{wo}}{\rho_o + \frac{R_s \rho_g}{5.615} + \rho_w F_{wo}} \right)^{\frac{1}{2}} = \frac{\left\{ \left(\frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \right) \frac{n}{n-1} \left(1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right) + \left(1 - \frac{P_2}{P_1} \right) \right\}^{\frac{1}{2}}}{1 + \frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/n}} \quad \text{IV.25}$$

desarrollando:

$$\frac{W}{CA} \left(\frac{B_o + F_{wo}}{2q_c} \right)^{\frac{1}{2}} = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \right) \frac{n}{n-1} \left(1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right) \left(1 - \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1}{2}} + \frac{R_s \rho_g}{5.615} + \rho_w F_{wo}}{1 + \frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{-1/n}} \quad \text{IV.26}$$

despejando W de la ec. IV.23.

$$W = \frac{q_0 \left(\frac{5.615}{86400} \left(q_0 \left(C_0 + \frac{R-R_s}{5.615} \left(\frac{P_{sc} T_i Z_i}{P_i T_{sc}} + F_{wo} \right) \right) \right) \right)}{\left(\rho_0 + \left(\frac{R \rho_g}{5.615} \right) + \rho_w F_{wo} \right)} \quad \text{IV.27}$$

y sustituyendo la ecuación IV.23

$$W = \frac{\left(\frac{5.615}{86400} \right) \left(q_0 \left(C_0 + \frac{R-R_s}{5.615} \left(\frac{P_{sc} T_i Z_i}{P_i T_{sc}} + F_{wo} \right) \right) \right)}{\left(\rho_0 + \left(\frac{R \rho_g}{5.615} \right) + \rho_w F_{wo} \right)} \quad \text{IV.28}$$

desarrollando

$$W = \left(\frac{5.615}{86400} \right) q_0 \left(\rho_0 + \frac{R \rho_g}{5.615} + \rho_w F_{wo} \right) \quad \text{IV.29}$$

Dimensiones:

$$\frac{\text{lbm}}{\text{seg}} = \frac{\text{bl}}{\text{dia}} \frac{\text{pie}}{\text{bl}} \frac{5.615}{86400 \text{seg}} \frac{\text{ldia}}{\text{pie}^3} \frac{\text{lbm}}{\text{pie}^3} + \frac{\text{pie}}{5.615 \text{pie}^3} \frac{\text{bl}}{\text{pie}^3} \frac{\text{lbm}}{\text{pie}^3} \frac{\text{bl}}{\text{pie}^3} \frac{\text{bl}}{\text{pie}^3}$$

$$\frac{\text{lbm}}{\text{seg}} = \frac{\text{lbm}}{\text{seg}}$$

Sustituyendo W de la ecuación IV.29 en la ecuación IV.26.

$$\frac{5.615}{86400} q_0 \left(\rho_0 + \frac{R \rho_g}{5.615} + \rho_w F_{wo} \right) = \frac{\left(\frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\rho_0 + \frac{R \rho_g}{5.615} + \rho_w F_{wo} \right)^{\frac{1}{2}}}{\left(1 + \frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1}{2n}}}$$

$$\frac{5.615}{86400} q_0 = C A (2gc)^{\frac{1}{2}} \frac{\left(\frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\rho_0 + \frac{R \rho_g}{5.615} + \rho_w F_{wo} \right)^{\frac{1}{2}}}{\left(1 + \frac{P_{sc} T_i Z_i (R-R_s)}{P_i T_{sc} 5.615} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1}{2n}} \left(\rho_0 + \frac{R \rho_g}{5.615} + \rho_w F_{wo} \right)}$$

Si $P_{cs} = 14.7 \text{ lb/pie}^2$ $T_{sc} = 520^\circ \text{R}$ $g = g_0 0.0764$ IV.30

$\rho_0 = 0.62428$ $w = w_0 62.428$ $E = P_2 / P_1$

SUSTITUYENDO Y DESARROLLANDO:

$$Q_0 = \frac{5.615}{86400} \frac{C \pi d^2 (2gc) (Bo + Fwo)^{\frac{1}{2}} \left[\frac{14.7 T Z (R - R_s) \left(\frac{n}{n-1} \right) \left(1 - E^{-\frac{n-1}{n}} \right) + P (1-E)}{520 \cdot 5.615} \right]^{\frac{1}{2}} \left\{ \gamma_0 62.42 \theta + \frac{R_s \gamma_0 0.0764}{5.615} + \gamma_w Fwo 62.4 \right\}^{\frac{1}{2}}}{\left(1 + \frac{14.7 T Z (R - R_s)}{P 520 \cdot 5.615} E^{-1/n} \right) \left(\gamma_0 62.42 + \frac{R \gamma_0 0.0764}{5.615} + \gamma_w Fwo 62.42 \right)^{\frac{1}{2}}}$$

IV.31

desarrollando y dimensionando para que:
 Q_0 (bl/dia), d (64 de pg.), P (lb/pg²)

$$Q_0 = 1.97 d^2 (Bo + Fwo)^{\frac{1}{2}} \frac{\left[\left(\frac{n}{n-1} \right) \pi Z (R - R_s) (1 - E^{-\frac{n-1}{n}}) + 198.6 P (1 - E) \right]^{\frac{1}{2}} \left\{ \gamma_0 + 0.000217 \gamma_g R_s + Fwo \gamma_w \right\}^{\frac{1}{2}}}{\left[198.6 + \frac{T_1 Z (R - R_s)}{P} E^{-1/n} \right] \left\{ \gamma_0 + 0.000217 \gamma_g R + Fwo \gamma_w \right\}}$$

IV.32

dimensionando unidades:

$$\frac{bl}{dia} \frac{5.615 \text{ pie}^3 / \text{dia}}{86400 \text{ seg}} = \frac{(64 \text{ pg})^2}{64^2 64 \text{ pg}^4 44 \text{ pg}^2} \frac{\text{pie}^2 (2(32.17) \text{ lbf} - \text{pie})}{\text{lbf} - \text{seg}^2} \frac{\text{lbf} 144 \text{ pg}^2}{\text{pg}^2 \text{ pie}^2} \frac{1}{2} \left(\frac{\text{lbf}}{\text{pie}^3} \right)^{1/2}$$

$$\frac{\text{pie}^3}{\text{seg}} = 1.97 (\text{pie}^2) \left(\frac{\text{lbf} - \text{pie}}{\text{lbf} - \text{seg}^2} \frac{\text{lbf}}{\text{pie}^2} \frac{\text{pie}^3}{\text{lbf}} \right)^{1/2}$$

$$\frac{\text{pie}^3}{\text{seg}} = 1.97 (\text{pie}^2) \left(\frac{\text{pie}^2}{\text{seg}^2} \right)^{1/2}$$

$$\frac{\text{pie}^3}{\text{seg}} = 1.97 (\text{pie}^2) \left(\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right)$$

$$\frac{\text{pie}^3}{\text{seg}} = 1.97 \frac{\text{pie}^3}{\text{seg}}$$

Finalmente la ecuación del modelo de Asfhard y Pierce queda:

$$Q_0 = 1.9706 C d^2 \alpha \beta \quad \text{IV.1}$$

donde:

$$\alpha = (Bo + Fwo)^{-1/2}$$

$$\beta = \frac{\left[\left(\frac{n}{n-1} \right) \pi Z (R - R_s) \left(1 - E^{-\frac{n-1}{n}} \right) + 198.6 P (1 - E) \right]^{\frac{1}{2}} \left\{ \gamma_0 + 0.000217 \gamma_g R_s + Fwo \gamma_w \right\}^{\frac{1}{2}}}{\left[198.6 + \frac{T_1 Z (R - R_s)}{P} E^{-1/n} \right] \left\{ \gamma_0 + 0.000217 \gamma_g R + Fwo \gamma_w \right\}}$$

IV.8.- PROGRAMA DE COMPUTO.

Este programa se elaboro en lenguaje Basic, para calcular el Coeficiente de descarga en válvulas subsuperficiales de seguridad con estranguladores y el gasto teórico, empleando el modelo de -- Ashford y Pierce.

Se utilizaron datos medidos de los pozos 6-A, 2073 y 66-A del complejo Cantarell de la zona marina de Campeche.

Para determinar las propiedades de los fluidos se utilizaron las correlaciones siguientes:

Para determinar la presión de burbujeo, la relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite se utilizó las ecuaciones propuestas por Flores Avila F, debido a que sus ecuaciones -- fueron ajustadas con datos de la Sonda de Campeche, sus ecuaciones son las siguientes:

La presión de burbujeo se obtiene con:

$$P_b = 24.94228 \left(\frac{R}{\gamma_g} \right)^{0.39593} \left(\frac{10^{(0.0300874 \gamma_o)}}{10^{(0.0003708 \pi)}} \right) \quad \text{IV.33}$$

La Relación de Solubilidad se obtiene con:

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{\bar{P} 10^{(0.0003708 \pi)}}{24.94228 10^{(0.0300874 \gamma_o)}} \right) + \left(\frac{\bar{P}}{P_b} - \frac{P^2}{P_b^2} \right) \quad \text{IV.34}$$

Para determinar el factor de volumen B_o y B^*o con:

$$B_o^* = \text{Log}(5.6146 R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 1.7424 T_1 + 30.976) \quad \text{IV.35.a}$$

$$B_o = 1.0252 \left(1 + 10^{(-6.58511 + 2.91329 B_o^* - 0.27683 B_o^{*2})} \right) \quad \text{IV.35.b}$$

Nota: para estas ecuaciones

R: Relación gas-aceite producida, en $m^3 g/m^3 o$

T1: Temperatura de flujo, en °C

Pb: Presión de burbujeo, en kg/cm^2

Rs: Relación de solubilidad, en $m^3 g/m^3 o$

P: Presión Media $(P_1 + P_2)/2$, en kg/cm^2

B*o: Variable para el cálculo de B_o .

Bo: Factor de volumen del aceite, en m^3_o a c.y/ m^3 o a c.s.
 c.y: A condiciones de yacimiento
 c.s: A condiciones estándar

Para determinar la densidad del gas libre, del gas disuelto y el factor de compresibilidad se utilizó las ecuaciones propuestas en el capítulo I de los apuntes de Transporte de Hidrocarburos de la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M. que son las siguientes:

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \gamma_{ro} + (10^{-6})(0.6874 - 3.5864 \gamma_{ro}) R_s \quad \text{IV.36}$$

La densidad relativa del gas libre se obtiene con:

$$\gamma_{gf} = (R \gamma_g - R_s \gamma_{gd}) / (R - R_s) \quad \text{IV.37}$$

Para determinar el factor de compresibilidad se obtiene la presión y temperatura pseudocrítica con:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gf} \quad \text{IV.38}$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gf} \quad \text{IV.39}$$

Se obtiene la presión y temperatura pseudoreducida con:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad \text{IV.40}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{IV.41}$$

Para obtener Z con

$$RR1 = 0.27 P_{pr} / Z T_{pr} \quad \text{IV.42}$$

$$Z = (A1 + A2/T_{pr} + A3/T_{pr}^3) RR1 + (A4 + A5/T_{pr}) RR1^2 + (A5 A6 RR1^5) / T_{pr} + (A7 RR1^2 / T_{pr}^3) (1 + A8 RR1^2) (\exp(-A8 RR1^2)) + 1 \quad \text{IV.43}$$

donde:

$$\begin{array}{llll} A.1 = 0.31506 & A.2 = -1.0467 & A.3 = -0.5783 & A.4 = 0.5354 \\ A.5 = -0.6123 & A.6 = -0.10489 & A.7 = 0.68157 & A.8 = 0.68446 \end{array}$$

El procedimiento para el cálculo de Z consiste en suponer un valor de Z (Z=0.8) y obtener RR1 de la ecuación IV.42 para -

ese valor supuesto. Si no coinciden estos valores, se supone para una siguiente iteración el valor de Z calculado. El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida (menor o igual a 0.001).

Los datos de este programa se introducen en el siguiente orden:

- 1).- Número de pruebas a procesar.
- 2).- Temperatura de flujo, en °C.
- 3).- Densidad relativa del aceite, adimensional (Agua=1.00)
- 4).- Densidad relativa del gas, adimensional (Aire=1.00).
- 5).- Fracción de agua producida, adimensional.
- 6).- Densidad relativa del agua producida, (Agua=1.00)
- 7).- Diámetro del estrangulador, en pulgadas
- 8).- Presión corriente arriba del estrangulador, en Kg/cm^2
- 9).- Presión corriente abajo del estrangulador, en Kg/cm^2
- 10).- Relación gas-aceite producida, en $\text{m}^3\text{g/m}^3\text{o}$.
- 11).- Gasto de aceite medido a condiciones estándar, en bl/día.

Los resultados que se obtienen con este programa son:

- 1).- El gasto calculado a condiciones estándar, en bl/día
- 2).- El Coeficiente de descarga, adimensional.

En las Tablas 5 y 6 se presentan los datos medidos y los cálculos obtenidos del programa de cómputo.

En la Fig. 49B se grafican las presiones corriente arriba - contra los gastos medidos, para verificar el comportamiento de los datos tomados a diferentes tiempos, con ayuda de una línea - recta que pasará por estos puntos representativos y por el origen, como lo propuesto por Gilbert en su ecuación.

TABLA 5- PRUEBA DE ESTRANGULADOR-RESULTADOS DEL PROGRAMA

PRUEBA DE LA VALVULA SUBSUPERFICIAL	DIAMETRO EN 64 de po.	GASTO q_o MEDIDO (bl/dia) _{CS}	RELACION GAS-ACEITE EN (pi ² /bl)	PRESION MEDIDA (lb/po ²)		CAIDAS DE PRESION (lb/po ²)	GASTO CALCULADO (bl/dia) _{CS}	COEFICIENTE DE DESCARGA $\frac{q_o \text{ medido}}{q_o \text{ calculado}}$
				CORRIENTE ARRIBA	CORRIENTE ABAJO			
1	208	15615	452	341.28	311.41	29.86	14646	1.06849
2	208	14278	442	325.63	296.48	29.151	14158	1.00845
3	208	12715	442	287.24	260.51	26.73	12812	.992358
4	208	12013	419	260.22	235.91	24.31	12010	1.00019
5	208	11696	414	257.38	233.63	23.74	11894	.983327
6	208	11434	413	254.53	231.5	23.03	11682	1.08572
7	208	10947	404	227.52	207.89	19.62	10345	1.05812
8	208	10057	403	223.96	204.76	19.19	10164	.989422
9	208	9640	399	196.66	180.87	15.78	8697	1.10815
10	208	8015	396	186.28	171.77	14.5	8154	.982891

TABLA 6 — PRUEBA DE ESTRANGULADOR — RESULTADOS DEL PROGRAMA

PRUEBA DE LA VALVULA SUBSUPERFICIAL	DIAMETRO EN $\frac{1}{64}$ de pg)	GASTO Q_0 MEDIDO EN (bl/día) o c. s.	RELACION GAS-ACEITE "R" (pié/bl)	PRESION P_2 (lb/pg ²) CORRIENTE ARRIBA	MEDIDA EN CORRIENTE ABAJO	CAIDA DE PRESION EN P_2 (lb/pg ²)	GASTO CALCULADO (bl/día) o c. s.	COEFICIENTE DE DESCARGA $\frac{Q_0 \text{ medida}}{Q_0 \text{ calculado}}$
1	1 7 6	8331	452.007	528.482	311.418	17.064	7892.28	1.08093
2	1 7 6	7853	442.967	247.428	228.231	19.197	7215.87	1.0883
3	1 7 6	6394	438.082	234.63	219.13	15.4998	6393.11	1.00014
4	1 7 6	5985	435.162	209.034	194.103	14.931	5915.81	1.01173
5	1 2 8	4609	437.352	302.886	283.973	18.9126	4262.48	1.0813
6	1 2 8	4126	433.759	292.932	275.308	19.6236	4279.55	0.964121
7	1 2 8	4018	429.547	285.822	269.896	15.9264	3853.85	1.04259
8	1 2 8	3831	423.539	282.978	268.331	14.6466	3717.05	1.03066

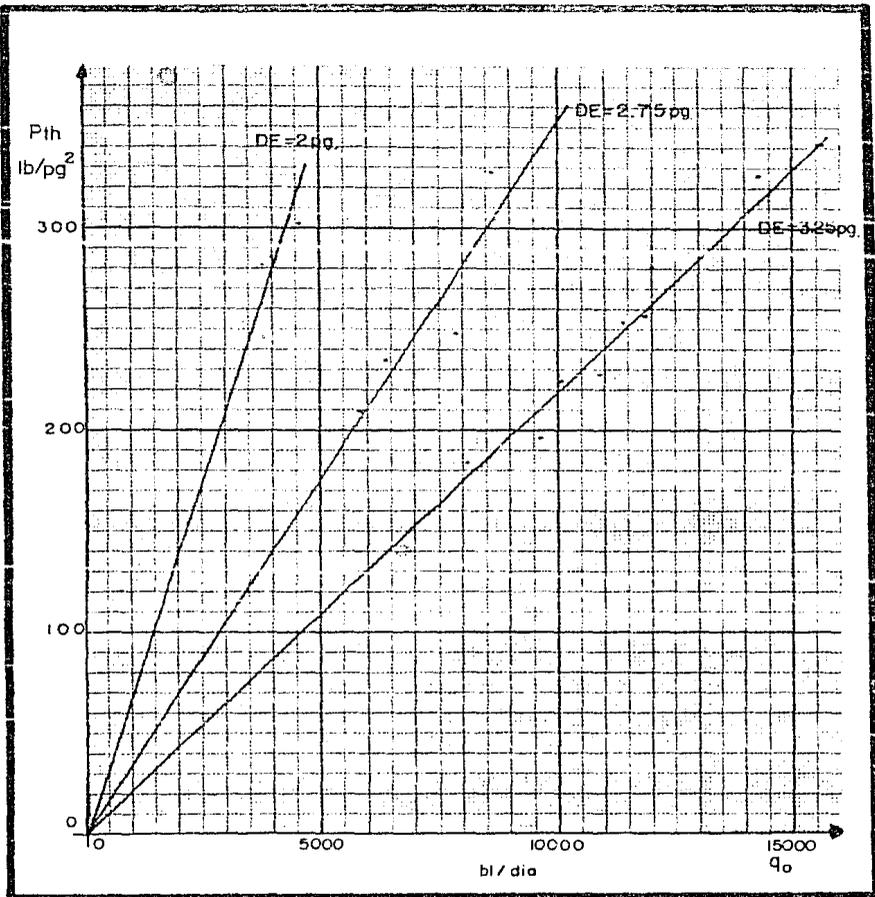
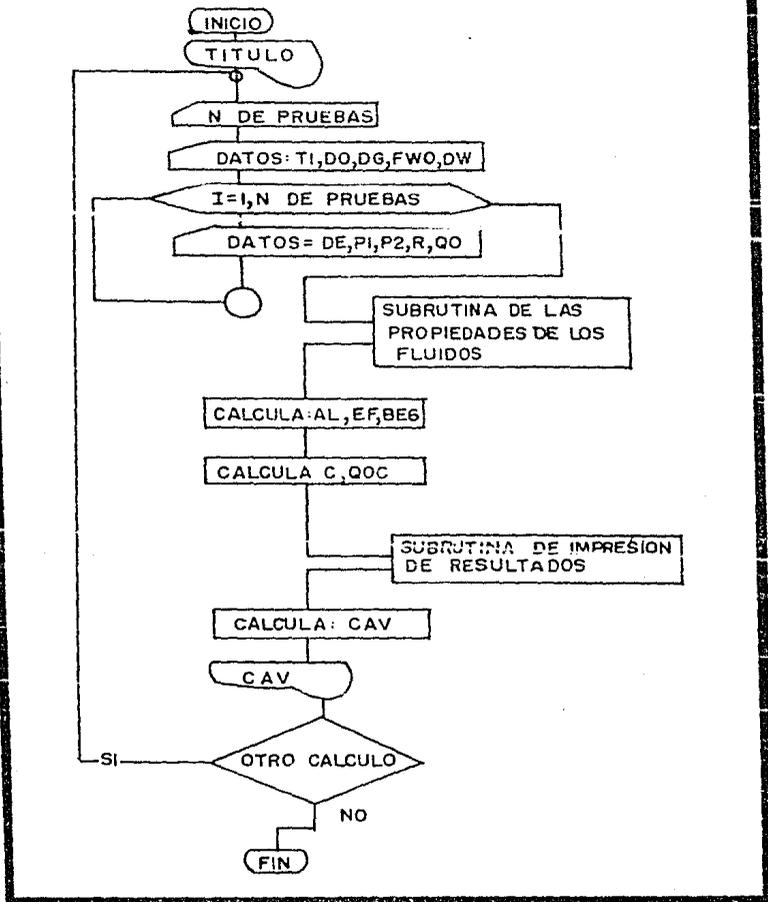


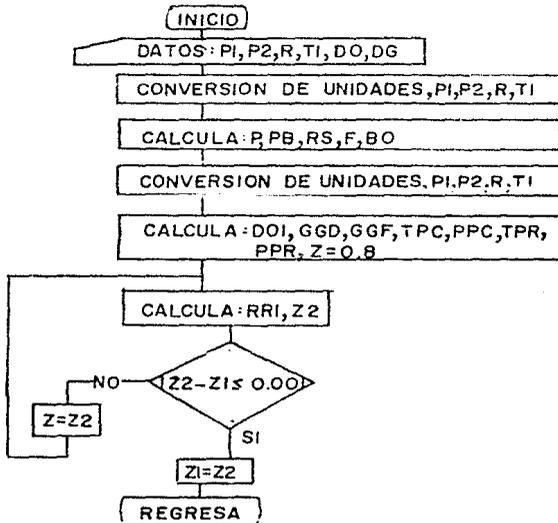
FIG-49B- Grafica de los datos usados en el programa.

DIAGRAMA DE BLOQUES

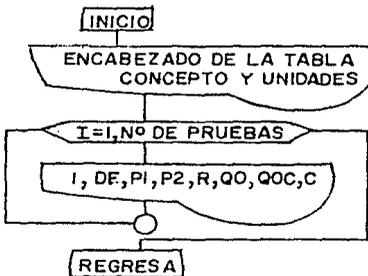


NOTA: Ver nomenclatura del programa.

SUBROUTINA DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



SUBROUTINA DE IMPRESION DE RESULTADOS EN TABLA.



NOTA: Ver nomenclatura del programa.

```

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```


ESTACION EXPERIMENTAL DE FLOJOS DE MEXICO
 ESTACION DE FLOJOS DE MEXICO

 TEMPERATURA DE FLOJO (GRADOS) = 27
 DENSIDAD RELATIVA DEL AGUA (AGUA=1) = 1.0233
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (GAS=1) = 0.72

SE CONSIDERA CONSTANTE LA RELACION DE CALORES ESPECIFICOS (N=1.275)
 FRACCION DE AGUA PRODUCIDA 0
 DENSIDAD RELATIVA DEL AGUA PRODUCIDA (AGUA=1) 1

TABLA DE RESULTADOS

NUM DE PRUEBA	DIAMETRO DE ORIFICIO (CM)	PERDIDA DE AGUA (L/HR)	PERDIDA DE GAS (L/HR)	GASTO DE AGUA (L/HR)	GASTO DE GAS (L/HR)	COEFICIENTE DE DESCARGA
1.0	208	311.22	311.42	452.0	15650.0	1.068500
2.0	208	425.74	240.15	412.0	12775.0	1.068400
3.0	208	247.12	250.21	443.0	12715.0	0.992368
4.0	208	200.24	232.01	412.0	12015.0	1.000200
5.0	208	257.34	233.21	412.0	11695.0	0.975544
6.0	208	252.85	241.50	412.0	11822.0	0.963015
7.0	208	227.82	201.30	443.0	10947.0	1.058130
8.0	208	213.84	200.77	412.0	10851.0	0.984432
9.0	208	152.00	130.50	400.1	9643.0	1.108930
10.0	208	100.20	121.75	372.0	8015.0	0.962962

COEFICIENTE DE DESCARGA PROMEDIO (ADIMENSIONAL) = 1.01675

 TEMPERATURA DE FLOJO (GRADOS) = 27
 DENSIDAD RELATIVA DEL AGUA (AGUA=1) = 1.0233
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (GAS=1) = 0.72

SE CONSIDERA CONSTANTE LA RELACION DE CALORES ESPECIFICOS (N=1.275)
 FRACCION DE AGUA PRODUCIDA 0
 DENSIDAD RELATIVA DEL AGUA PRODUCIDA (AGUA=1) 1

TABLA DE RESULTADOS

NUM DE PRUEBA	DIAMETRO DE ORIFICIO (CM)	PERDIDA DE AGUA (L/HR)	PERDIDA DE GAS (L/HR)	GASTO DE AGUA (L/HR)	GASTO DE GAS (L/HR)	COEFICIENTE DE DESCARGA
1.0	175	416.15	311.22	452.0	15641.0	1.080930
2.0	175	247.43	228.23	412.0	7853.0	1.036300
3.0	175	434.05	219.13	380.1	6394.0	1.000140
4.0	175	309.05	194.10	435.2	5985.0	1.011730

COEFICIENTE DE DESCARGA PROMEDIO (ADIMENSIONAL) = 1.04927

TEMPERATURA DEL FLUIDO (C) = 50.0
 DENSIDAD DEL FLUIDO (G/CM³) = 0.915
 DENSIDAD NOMINAL DEL GAS (G/CM³) = 1.0

SE CONSIDERAN CORRIENTES RELACION DE CALORES ESPECIFICOS (C_P) = 1.0
 FRACCION DE AGUA PRODUCCION 0
 DENSIDAD NOMINAL DEL GAS (G/CM³) = 1

TABLE OF RESULTS

NUM DE PROCESA	DIA DE PRODUCCION	FRACCION DE AGUA PRODUCCION	FRACCION DE AGUA PRODUCCION	FRACCION DE AGUA PRODUCCION	GASES RECIDO	COSTO CALCULADO	Coefficiente DE DESCARGA
	64 DE 20	LB/HR	LB/HR	LB/HR	BTU/DIA	\$/DIA	
1.0	128	302.73	211.87	137.4	1669.9	1425.9	1.081300
2.0	128	292.93	212.31	133.8	4126.0	4279.5	0.964121
3.0	128	282.82	205.07	129.8	4017.0	3853.9	1.042339
4.0	128	282.95	208.33	123.5	3831.0	3717.1	1.020860
COEFICIENTE DE DESCARGA POR DIA (C _D) = 1.200							

NOMENCLATURA DEL PROGRAMA

- AL: Alfa de la ecuación IV.1
- BE6: Beta de la ecuación IV.1
- BO: Factor de volumen del aceite, en $\text{m}^3/\text{m}^3\text{o}$
- C: Coeficiente de descarga calculado del despeje de la ecuación IV.1, adimensional.
- CAV: Coeficiente de descarga promedio, adimensional
- DO: Densidad relativa del aceite, (agua = 1.0)
- DG: Densidad relativa del gas (aire = 1.0)
- DW: Densidad relativa del agua producida (agua = 1.0).
- DE: Diámetro de estrangulador, en pulgadas
- DOI: Densidad relativa del aceite, en grados API
- EF: Relación de presiones (P_2/P_1), adimensional
- F: Variable utilizada para calcular Bo
- FWO: Fracción de agua producida.
- GGD: Densidad relativa del gas disuelto, (aire = 1.0)
- GGF: Densidad relativa del gas libre, (aire = 1.0)
- N: Relación de calores específicos, adimensional ($N=1.275$)
- P: Presión media $(P_1+P_2)/2$, en kg/cm^2 .
- P1: Presión corriente abajo del estrangulador, en kg/cm^2 .
- P2: Presión corriente abajo del estrangulador, en kg/cm^2 .
- PB: Presión de Burbujeo, en kg/cm^2
- PPC: Presión pseudocrítica, en °R.
- PPR: Presión pseudoreducida, adimensional.
- QO: Gasto de aceite medido a condiciones estandar, en bl/día
- QOC: Gasto calculado con la ecuación IV.1 a condiciones estandar en bl/día.
- R: Relación gas-aceite producida, en $\text{m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$
- RS: Relación de solubilidad, en $\text{m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$
- RR1: Variable usada para el cálculo de Z
- T1: Temperatura de flujo, en °C
- TPC: Temperatura pseudocrítica, en °R.
- TPR: Temperatura pseudoreducida, adimensional.
- Z: Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

NOMENCLATURA DE LAS ECUACIONES EMPLEADAS

- A: Area de la sección transversal del orificio, pie²
- b: Constante politrópica en la ecuación de expansión.
- Bo: Factor de volumen del aceite blo cy / blo c.s.
- C: Coeficiente de descarga del orificio (adimensional)
- de: Diámetro del estrangulador en 64 de pulgada.
- E: Relación presión corriente abajo sobre presión corriente arriba, P₂/P₁.
- Ec: Relación corriente abajo-corriente arriba del estrangulador a condiciones críticas.
- Fwo: Relación agua-aceite en fracción.
- gc: Constante gravitacional en lbm-pie/lbf-Seg²
- n: Relación de calores específicos.
- P1: Presión corriente arriba del estrangulador en lb/pg²
- P2: Presión corriente abajo del estrangulador en lb/pg²
- Pcs: Presión a Condiciones Estándar, 14.7 lb/pg²
- Ppc: Presión pseudocrítica en lb/pg²
- Ppr: Presión pseudoreducida (adimensional)
- qg: Gasto de gas en pie³/día a c.s.
- qo: Gasto de aceite en blo/día a c.s.
- qw: Gasto de agua en blw/día a c.s.
- qtf: Gasto total en bl/día a c.s.
- R: Relación gas-aceite producido en pie³g/blo a c.s.
- Rs: Relación de Solubilidad, en pie³g/blo a c.s.
- RR1: Variable utilizada en el cálculo del factor de compresibilidad de los gases (Z)
- T1: Temperatura corriente arriba del estrangulador en °R
- Tcs: Temperatura a Condiciones estándar, 520°R
- Tpc: Temperatura pseudocrítica en °R.
- Tpr: Temperatura pseudoreducida, adimensional.
- u: Velocidad del fluido en pie/seg.
- Vf: Volumen específico total en pie³/lbm
- VLT: Volumen específico total del fluido en pie³/lbm

VL: Volumen específico del fluido en Pie^3/lbm

W: Gasto másico en $\text{lbm}/\text{seg.}$

Z1: Factor de compresibilidad del gas a T1 y P1, adimensional.

ρ_g : Densidad del gas en lbm/pie^3

ρ_o : Densidad del aceite en lbm/pie^3

ρ_w : Densidad del agua en lbm/pie^3

γ_g : Densidad relativa del gas (Aire = 1.0)

γ_o : Densidad relativa del aceite (Agua = 1.0)

γ_w : Densidad relativa del agua (Agua = 1.0)

γ_{gf} : Densidad relativa del gas libre (Aire = 1.0)

γ_{gd} : Densidad relativa del gas disuelto (Aire = 1.0)

γ_{ro} : Densidad relativa del aceite en °API

SUBINDICES

1: Condiciones corriente arriba del estrangulador

2: Condiciones corriente abajo del estrangulador

cf: A condiciones de flujo

c.s. A contidiones estándar

CAPITULO V.- DIMENSIONAMIENTO DE VALVULAS DE SEGURIDAD SUPERFICIALES.

V.1. ANTECEDENTES

Una válvula de seguridad de alivio es uno de los pocos equipos que en la mayoría de los casos, se compra y se instala con la esperanza de que nunca será necesario su uso, y sin embargo, esta parte del equipo puede causar serias interrupciones en el proceso de la producción.

Bajo el punto de vista de seguridad, esta válvula debe de abrir bajo ciertas condiciones de emergencia y también debe de cerrarse una vez que estas condiciones hayan pasado.

El objetivo primordial de cualquier válvula de seguridad y alivio es prevenir que la presión interna de un recipiente, tanque o sección de tubería que contiene un fluido aumente demasiado por encima del límite de seguridad del equipo, y automáticamente descargue el exceso de flujo, causado por la condición de emergencia evitando mayores daños. La segunda función de esta válvula es la de cerrarse una vez que la condición de sobre-presión haya terminado, para evitar pérdidas de fluidos.

La siguiente clasificación es utilizada por el Instituto Americano del Petróleo (API), y está regida por el código de "Calderas y Vasijas a Presión" del Nacional Estándar Americano "ANSI" y por la sección VIII del código de la Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos "ASME".

VALVULADE ALIVIO (RELEVO); Es un dispositivo de operación automática que permite una descarga de fluido al ser activado por la presión corriente-arriba a la localización de la válvula y se caracteriza por una apertura proporcional al incremento de presión que se tenga, principalmente son utilizadas en donde se manejan líquidos.

VALVULA DE SEGURIDAD; Es un dispositivo de operación automático que permite una descarga de fluido al ser activado y caracterizado por una acción rápida de apertura total, principalmente estas válvulas son utilizadas en donde se manejan gases o vapores.

VALVULA DE SEGURIDAD Y ALIVIO. Es un dispositivo de operación automático apropiado para usarse ya sea como una válvula de seguridad o como una válvula de alivio, dependiendo de su aplicación.

Estos dispositivos de seguridad son instalados en recipientes a presión, como separadores, eliminadores de agua, tratadores; o en sistemas de tuberías, oleoductos, gasoductos y acueductos. La presión de operación en estos dispositivos debe calibrar

previamente para que funcione al aumentar de un 10 a 15% de la presión de operación del recipiente previendo que esta presión de apertura no exceda la presión máxima permisible de trabajo del recipiente.

Las válvulas de seguridad pueden ser convencionales, balanceadas o de asiento elástico. En válvulas del tipo convencional la presión de entrada está directamente opuesta a la presión que ejerce sobre su asiento. Al abrir la válvula a la presión previamente calibrada, la presión de cierre y la capacidad de flujo es directamente afectado por cambios en la presión de descarga. En válvulas balanceadas la presión de descarga no afecta el comportamiento de las presiones de apertura, de cierre y la capacidad de flujo. Este balance es efectuado a través de un fuelle, en donde el área efectiva de éste es igual al área del asiento de la boquilla de la válvula; así el fuelle no permite que la presión de descarga actúe sobre el lado posterior del disco y afecte el comportamiento de la válvula. En válvulas de asiento elástico, el diseño contempla un asiento plástico, para mejorar el sellado entre el disco y el asiento y evitar fugas a través de estos; para utilizar este tipo de válvulas se debe de considerar las limitaciones por altas temperaturas y compatibilidad química del material plástico.

V.2.- OPERACION.

En condiciones previas a la operación el fluido esta contenido debajo de un disco o eje dentro de la válvula, esta región es definida como una zona de presión primaria; la zona de presión secundaria es donde se descarga el fluido al exterior. El disco o eje es retenido sobre su asiento por la fuerza que ejerce un resorte sobre éste. Si la presión del fluido debajo del disco o eje se aproxima a la presión de apertura de la válvula, la fuerza que ejerce el fluido eventualmente llega a ser igual a la fuerza del resorte sobre el lado opuesto. Para un futuro incremento en la presión, el disco o eje con un pequeño movimiento permite una fuga de gas o líquido por el asiento hacia la cámara interna y cuando estas fugas llegan a un cierto punto, generan una fuerza adicional en la cámara interna que actúa sobre el disco, esta acción aerodinámica (gas) o hidrodinámica (líquido) es la que causa el disparo de la válvula y hace que el disco o eje se levante rápidamente hasta un 60% del máximo posible. Para lograr que se levante a un 100% se necesita una fuerza adicional hacia arriba, y para desarrollar esta fuerza se necesita tener una sobrepresión, que por lo general es del 10% de gases y de un 25% para líquidos por encima de la presión de disparo (apertura). El cierre ocurre cuando la fuerza del resorte vence a la fuerza decreciente que ejerce la presión del fluido y así el disco se asienta en su posición original. Las partes de una válvula de seguridad se muestran en la Fig. 50.

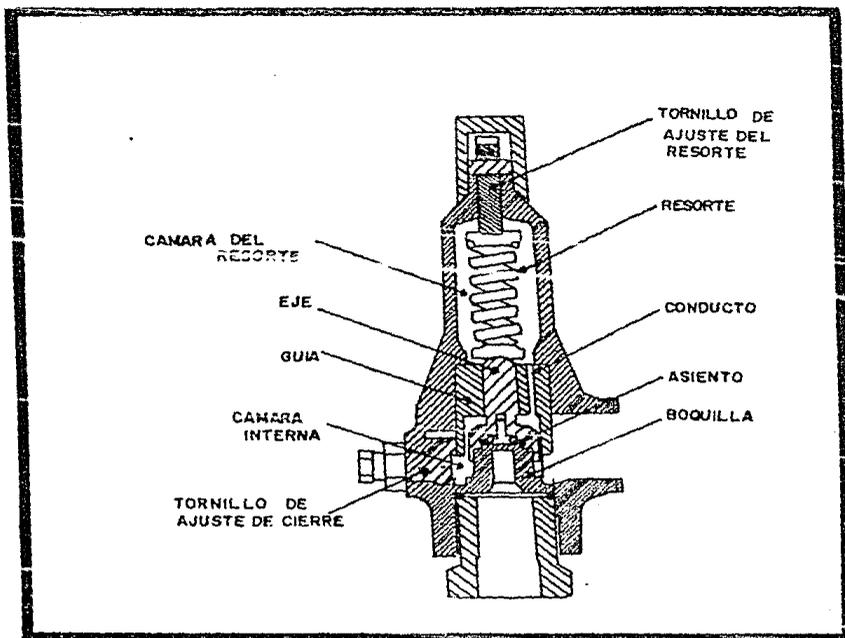


FIG50 - VALVULA DE SEGURIDAD Y ALIVIO

V.3.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

Las ventajas de usar las válvulas de seguridad son: bajo costo debido a sus pequeñas dimensiones (4 pg o menos), presiones bajas, amplia gama de compatibilidad química, y buena resistencia a altas temperaturas (hasta 1000 °F en el caso de las válvulas de tungsteno). Las desventajas son: el sello metálico no es muy efectivo cuando la presión sube a un 90% de la presión de disparo -- (apertura), y se presentan fugas que son mayores después de que la válvula ha sido instalada y disparada, debido a la erosión y daño del asiento pulido. Las válvulas de acción directa de resorte son más afectadas por las condiciones que puedan causar martilleo o resonancia (El martilleo es el efecto de golpes del fluido sobre el disco que produce una vibración en la válvula). El martilleo reduce la capacidad efectiva de descarga de las válvulas. Cuando el porcentaje de pérdidas por fricción hasta la entrada de la válvula es mayor que el porcentaje de descarga, la válvula entra en un ciclaje rápido de martilleo. Un exceso de contrapresión en la descarga de la válvula puede producir martilleo, además cuando la frecuencia natural de la tubería coincide con la frecuencia natural de la válvula, al dispararse (abrir), la válvula entra en resonancia.

V.4. DIMENSIONAMIENTO.

Para la selección de una válvula de seguridad se deben de conocer parámetros como las propiedades del fluido, la presión y la temperatura de operación, la capacidad y el área mínima de flujo, etc. La capacidad de flujo de la válvula debe ser la necesaria -- para despresurizar el sistema, y puede determinarse conociendo el gasto que va a manejar el recipiente o sistema de tuberías; por ejemplo, en un separador la capacidad de flujo de la válvula de seguridad puede ser el gasto que maneja el separador. Después que se determinó la capacidad de flujo es necesario calcular la mínima área de orificio y para poder seleccionar la válvula que cumpla con ésta área de orificio.

Los fabricantes de válvulas de seguridad tienen el área de orificio (estándar) designada por una letra.

ORIFICIO	AREA (pg ²)
D	0.110
E	0.196
F	0.307
G	0.503
H	0.785

ORIFICIO	AREA (pg ²)
J	1.287
K	1.838
L	2.853
M	3.600
N	4.340
P	6.380
Q	11.050
R	16.000
T	26.000

A) Dimensionamiento de válvulas para gas o vapor en flujo sónico.

Para obtener el área mínima de flujo, se puede utilizar cualquiera de las siguientes ecuaciones

$$A = \frac{W \sqrt{T Z}}{C K_b K P_1 \sqrt{M}} \quad \text{V.1}$$

$$A = \frac{q_g \sqrt{T M Z}}{6.32 C K_b K P_1} \quad \text{V.2}$$

$$A = \frac{q_g \sqrt{T \gamma_g Z}}{1.175 C K_b K P_1} \quad \text{V.3}$$

donde:

- W = Gasto másico a través de la válvula en (lb/hr).
- q_g = Gasto de gas a través de la válvula en (pie³/min a condición de flujo).
- C = Coeficiente determinado por la relación de calores específicos del gas o vapor. (ecuación V.4).
- K = Coeficiente de descarga proporcionado por el fabricante de la válvula. (CAMERON, OTECO, WILLIIS, AKELSON. INC., ANDERSON. GREENWOOD & CO., etc.).
- A = Área efectiva de descarga de la válvula, en (pg²).
- P₁ = Presión de entrada a la válvula (presión de apertura + sobre presión + 14.7), en (lb/pg² abs.)

- M = Peso molecular del gas o vapor
 T = Temperatura de flujo, en °R (°F + 460)
 Z = Factor de compresibilidad del gas (ecuaciones V.6 a V.13)
 g = Densidad relativa del gas (aire=1) a 60°F y 14.7 lb/pg²
 K_b = Factor de corrección debido a la presión de descarga. Este factor puede obtenerse de la Fig. 51 para válvulas convencionales, y de la Fig. 52 para válvulas balanceadas.

Los valores del coeficiente de la válvula "C" pueden obtenerse con la ecuación:

$$C = 520 \sqrt{n \left(\frac{Z}{g} \right)^{(k+1)/k}} \quad \text{V.4}$$

de donde: $n = C_p / C_v \quad \text{V.5}$

C_p = Calor específico a presión constante

C_v = Calor específico a volumen constante

Los valores de k pueden obtenerse de la Fig. 53.

Los valores del factor de compresibilidad "Z" puede obtenerse de las ecuaciones siguientes o de la Fig. 54.

Para gases superficiales (altas proporciones de Metano, Etano, Propano, Butano).

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_g \quad \text{V.6}$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_g \quad \text{V.7}$$

Para gases húmedos (condensados; gases que contienen cantidades relativamente grandes de componentes más pesados).

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_g \quad \text{V.8}$$

$$P_{pc} = 740 - 100 \gamma_g \quad \text{V.9}$$

Las ecuaciones siguientes calculan el valor de "Z", por ensaye y error, usando como datos:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad \text{V.10}$$

$$P_{pr} = P / P_{pc} \quad \text{V.11}$$

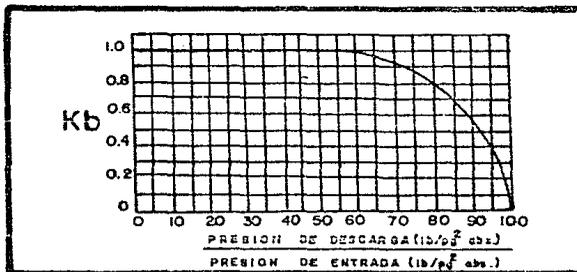


FIG51-FACTOR DE CORRECCION, debido a la presión de descarga para válvulas convencionales.

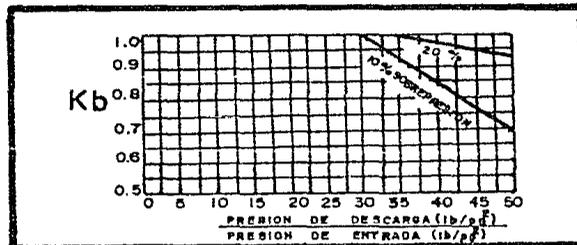


FIG52-FACTOR DE CORRECCION, debido a la presión de descarga para válvulas balanceadas.

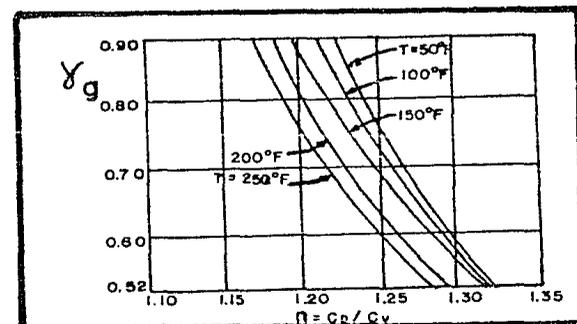


FIG53-Relación de calores específicos en función de la temperatura y la densidad relativa.

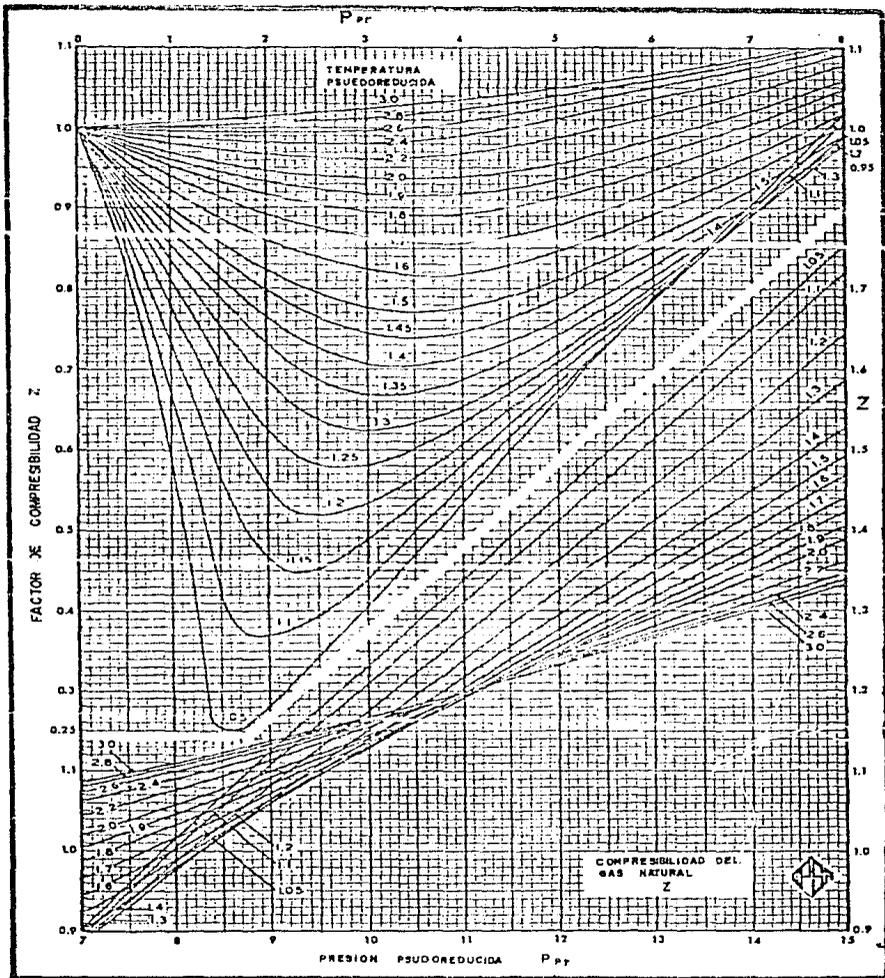


FIG 54—FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

$$RR1 = 0.27 Ppr / Z Tpr$$

V.12

$$Z = (A1 + A2/Tpr + A3/Tpr^3) RR1 + (A4 + A5/Tpr) RR1^2 + (A5 A6 RR1^5)/Tpr + (A7 RR1^2/Tpr^3) (1 + A8 RR1^2) (EXP(-A8 RR1^2)) + 1$$

V.13

Donde: A1 = 0.31506

A2 = -1.0467

A3 = -.05783

A4 = 0.5353

A5 = -0.6123

A6 = -.0.10489

A7 = 0.68157

A8 = 0.68446

de donde:

Tpc = Temperatura pseudocrítica, en °R

Ppc = Presión pseudocrítica, en lb/pg²

Tpr = Temperatura pseudoreducida, adimensional

Ppr = Presión pseudoreducida, adimensional

T = Temperatura, en °F

P = Presión, en lb/pg²

RR1 = Variable utilizada en el cálculo de Z

El procedimiento consiste en suponer un valor de Z (Z=0.8) y obtener RR1 con la ecuación V.12 para ese valor supuesto. Se calcula Z con la ecuación V.13 y se compara con el valor supuesto. Si no coinciden estos valores, se supone para la siguiente iteración el valor de Z calculado. El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida (menor o igual a 0.001).

B) Dimensionamiento de válvulas para gas o vapor en flujo subsónico.

Cuando la presión de apertura es muy baja, cercana a la presión atmosférica, se pueden calcular áreas de orificio y para estas presiones por la ecuación:

$$A = \frac{qg \sqrt{\frac{g T}{(P_1 - P_2) P_2}}}{863 K F} \quad V.14$$

de donde:

A = Area de descarga efectiva, en pg²

qg = Gasto de gas a través de la válvula, en pie³/min. a condiciones de flujo.

γ_g = Densidad relativa del gas (aire = 1).

T = Coeficiente de descarga, proporcionado por el fabricante de la válvula.

F = Factor de corrección basado de la relación de calores específicos, obtenido de la Fig. 55.

P_1 = Presión de entrada, en lb/pg² abs. (Presión de Apertura + sobrepresión + 14.7).

P_2 = Presión en la descarga de la válvula, en lb/pg².

C) Dimensionamiento de válvulas para líquidos.

Para obtener el área mínima de flujo se usa la siguiente ecuación:

$$A = \frac{q_l \sqrt{\gamma_L}}{38 K K_p K_w K_v \sqrt{P_1 - P_2}} \quad \text{V. 15}$$

donde:

P_1 = Presión de entrada, en lb/pg². (Presión de apertura + sobrepresión).

P_2 = Presión de descarga, en lb/pg²

q_l = Gasto del líquido, en gal/min. a condiciones de flujo.

γ_L = Densidad relativa del líquido (agua = 1).

K = Coeficiente de descarga, proporcionado por el fabricante de la válvula.

K_p = Factor de corrección de capacidad, se obtiene de la Fig. 56. (para una sobrepresión de 25%, $K_p = 1$).

K_w = Factor de corrección de capacidad debido a la presión de descarga, se obtiene de la Fig. 57 entrando con la relación de presiones p_2/p_1 .

K_v = Factor de corrección de capacidad debido a la viscosidad, para la mayoría de las aplicaciones la viscosidad no es significativa y $K_v=1$, cuando se usan líquidos viscosos se utiliza el siguiente método para determinar el factor K_v .

Método para determinar K_v en líquidos viscosos.

Primero se dimensiona como un líquido no viscoso y se obtiene un área preliminar A ; con el área determinada se selecciona un área de orificio estándar proporcionada por el fabricante, y es usada para obtener el número de Reynolds por medio de las siguientes ecuaciones:

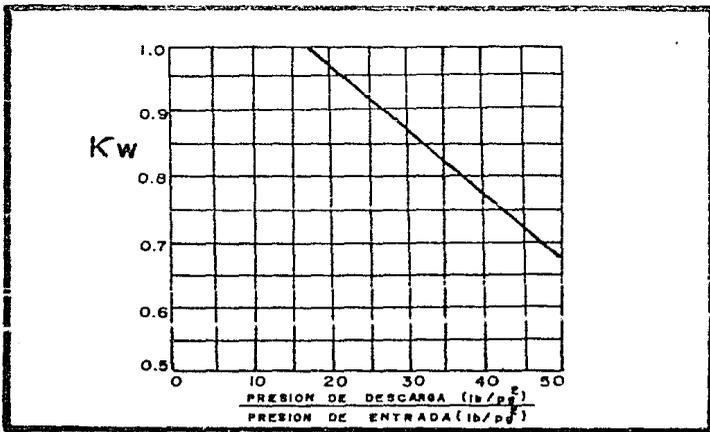


FIG55-FACTOR DE CORRECCION, debido a la presión de descarga.

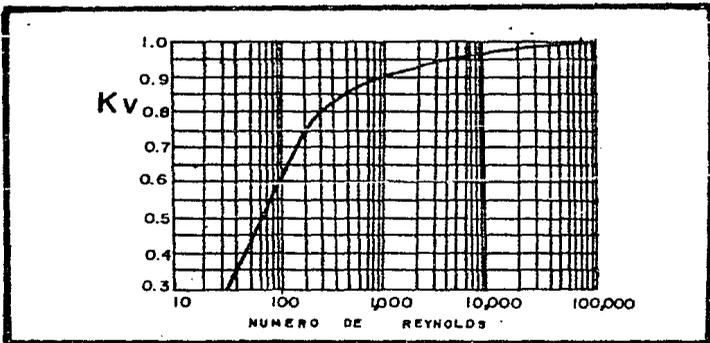


FIG56-FACTOR DE CORRECCION, debido a la viscosidad.

$$NRE = \frac{q_L (2.8006)}{\mu_o \sqrt{A_f}}$$

V.16

$$NRE = \frac{q_L (12)}{\mu_f \sqrt{A_f}}$$

V.17

donde:

a = Viscosidad absoluta a la temperatura de flujo, con Centi poises.

f = Viscosidad a la temperatura de flujo, en Segundo Saybolt Universales (S.S.U.)

Af = Area estándar de orificio proporcionada por el fabricante, en pg^2 .

Después que el valor del número de Reynolds se determina, el valor de Kv se obtiene de la Fig. 58, y se sustituye en la ecuación V.15, para corregir el área preliminar obtenida. Si el área corregida excede el área estándar proporcionada por el fabricante los cálculos deben repetirse usando el siguiente tamaño de orificio estándar.

V.5.- EJEMPLOS DE APLICACION.

1.a.- Se cuenta con los siguientes datos para dimensionar una válvula de seguridad de su separador de gas-aceite:

Gasto de gas (qg) = 104167 pie^3/min a condiciones de flujo

Peso molecular del gas = 18.9

Relación de calores específicos = 1.27

Temperatura de flujo = 212°F

Presión de operación del separador = 1100 lb/pg^2

Presión de operación de la válvula = 1200 lb/pg^2

Presión de descarga = 30 lb/pg^2

Para este primer ejemplo se considera Z=1, para ver que resultado se obtiene al no tomar la compresibilidad del gas.

De la ecuación V.4, sustituyendo N=1.27 se tiene:

$$C = 520 \sqrt{n \left(\frac{2}{n+1} \right) (n+1/n-1)}$$

V.4

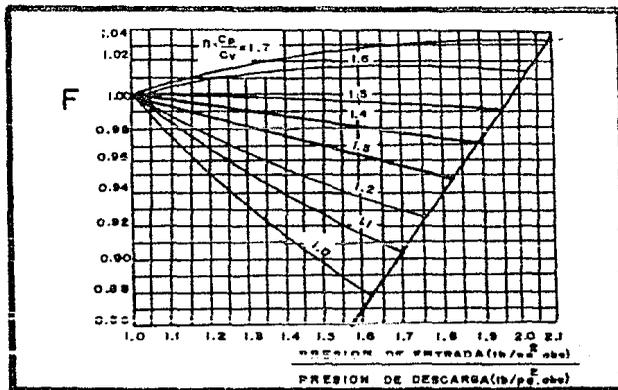


FIG57—Factor de corrección, basado en la relación de calores específicos. Flujo Subsonico.

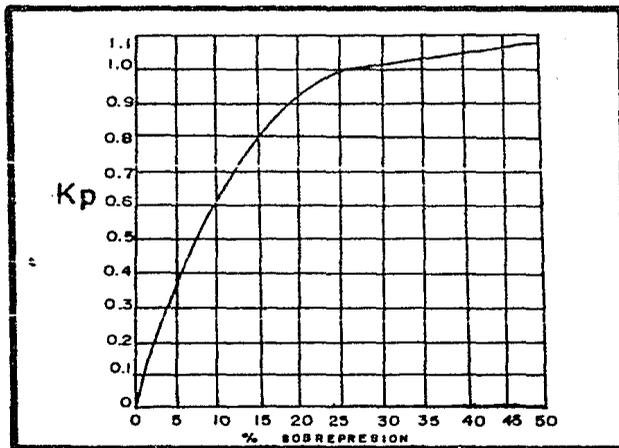


FIG58—FACTOR DE CORRECCION, debido a la sobrepresión.

$$C = 520 \sqrt{1.27 \left(\frac{2}{1.27+1} \right)^{1.27+1/1.27-1}}$$

$$C = 344$$

Si se tiene una sobrepresión de 10%. (Se toma el 10% de sobre presión para asegurar que cuando la presión en la válvula alcance este valor se tenga la máxima apertura) la presión de entrada es:

$$P_1 = 1200 \times 1.1 + 14.7 = 1334.7 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

$$T = 212^\circ\text{F} + 460 = 672^\circ\text{R.}$$

De la Fig. 51 (Válvula Convencional), entrando con la relación de presión de descarga y presión de entrada se obtiene $K_b=1$.

Del fabricante de la válvula (Axelson, INC) $K=0.816$ Sustituyendo los valores en la ecuación V.2, se tiene:

$$A = \frac{V \sqrt{T} M Z}{6.32 C K_b K P_1} \quad \text{V.2}$$

$$A = \frac{104167 \sqrt{18.9 \times 672 \times 1}}{6.32 \times 344 \times 0.816 \times 1334.7}$$

$$A = 4.95 \text{ pg}^2$$

se necesita un área de orificio estándar de 6.38 pg^2 , denominada por el fabricante por la letra "P".

1.b.- Con los mismos datos, del ejemplo anterior, pero considerando la compresibilidad del gas:

Con las ecuaciones V.6 a V.13 con la densidad relativa del gas = 0.8249 (aire = 1) y la presión y temperatura de flujo, se tiene un factor de compresibilidad $Z=0.938846$.

Sustituyendo valores obtenidos en el ejemplo anterior (1.a) en la ecuación V.2.

$$A = \frac{V \sqrt{T} M Z}{6.32 C K_b K P_1} \quad \text{V.2}$$

$$A = \frac{104167 \sqrt{18.9 \times 672 \times 0.93884}}{6.32 \times 344 \times 0.816 \times 1334.7}$$

$$A=4.80pg^2$$

, se necesita un área de orificio estándar de 6.38 pg², denominada por el fabricante por la letra "P".

2.- Se cuenta con los siguientes datos para dimensionar una válvula de seguridad de una tubería que maneja líquidos:

Gasto de líquido = 110 000 bl/día a condiciones de flujo.

Densidad relativa del líquido = 0.9 (agua=1)

Presión de operación de la válvula = 1070 lb/pg²

Presión de descarga = 250 lb/pg²

Temperatura de flujo = 37°C

Para una sobrepresión de 20% la presión de entrada es:

$$P_1 = 1070 \times 1.2 = 1284.0 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_1 = 110\,000 \text{ bl/día} / 34.28 = 3208.33 \text{ gal/min. A condiciones de flujo.}$$

De la Fig. 56, entrando con una sobrepresión de 20% se obtiene $K_p=0.9$

De la Fig. 57, entrando con la presión de descarga entre la presión de entrada se obtiene $K_w=0.97$.

Del fabricante de la válvula (ANDERSON, GREENWOOD & CO) $K=0.809$ se considera un líquido viscoso. $K_v=1$.

Sustituyendo los valores en la ecuación V.15:

$$A = \frac{q_L \sqrt{\frac{1}{\rho_L}}}{38 K K_p K_w K_v \sqrt{P_1 - P_2}} \quad \text{V.15}$$

$$A = \frac{3208.33 \sqrt{0.9}}{38 \times 0.809 \times 0.9 \times 0.97 \times 1 \sqrt{1284 - 250}}$$

$A = 3.5899 \text{ pg}^2$, se necesita un área de orificio estándar de 3.600 pg² denominada por el fabricante; por la letra "M".

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Esta tesis ha demostrado la evolución de los dispositivos de seguridad empleados en los pozos de petróleo y de gas, desde los dispositivos más sencillos hasta los más complejos.

Actualmente es posible proteger adecuadamente los sistemas de producción, pero ésta protección no será 100% segura si el personal que maneja el equipo no está adecuadamente capacitado para ello.

Los datos utilizados para aplicar el método de Ashford y Pierce en la determinación del Coeficiente de descarga en estranguladores fueron obtenidos de Pemex de la Sonda de Campeche, para los pozos 6-A, 2073 y el 66-A pertenecientes al complejo Cantarell de la zona marina.

Debido a que los datos medidos no tenían lógica se les tuvo que ajustar, para que fueran más reales; además de que también se corrigió la ecuación de Ashford y Pierce que representa el coeficiente de descarga en estranguladores.

La correlación de la ecuación consistió en:

- 1).- La constante presentada en la ecuación IV.1 en el artículo de Ashford y Pierce tenía un valor de 3.25, pero al dimensionar, está ecuación se encontró un valor de 1.9706 como se demostró en el punto IV.7.
- 2).- En el término de β de la ecuación IV.1 del mismo artículo se omitió elevar a la 1/2 una parte del dividendo, esto se debió a error de impresión.
- 3).- Las presiones corriente arriba-abajo de la ecuación IV.1 del mismo artículo se introducían en lb/pic², pero deben de ir en lb/pg², esto se debió a error de impresión en la nomenclatura.
- 4).- La temperatura en el mismo artículo a condiciones estándar tenía un valor de 460°R, esto se corrigió por el valor de 520°R, puesto que la temperatura a condiciones estándar es igual a 60°F (°F+460=°R).

El ajuste de los datos medidos consistió en:

- 1).- Los datos medidos en el campo no tenían una secuencia lógica, esto se evidenció cuando se tenía un mismo diámetro de estrangulador los gastos medidos a diferentes tiempos aumentaban y disminuían lo cual era erróneo, así como las presio

nes corriente arriba-abajo del estrangulador.

- 2).- El ajuste consistió en clasificar los datos para los siguientes pozos pertenecientes al campo Cantarell: Pozo 6-A, 2073 y 66-A, de los cuales solo se clasificaron datos medidos para diámetros de estranguladores de 3.25, 2.75 y 2.00 pulgadas.
- 3).- Los datos se clasificaron tomando en cuenta que deberían seguir una secuencia que teniendo gastos medidos a diferentes tiempos, estos deberían de disminuir, así como sus respectivas presiones corriente arriba-abajo del estrangulador.
- 4).- Posteriormente se graficaron las presiones corriente arriba contra los gastos medidos, para verificar el comportamiento de estos, (con ayuda de una línea recta que pasara por estos puntos representativos y por el origen como lo propuso Gilbert en su ecuación), y se observa que al tener un mayor diámetro de estrangulador, si se tienen cambios pequeños en la presión, se tendrá significativos cambios en el gasto.

En el programa se observó que al introducir las presiones y los gastos que fueron ajustados, se obtuvo, que los gastos medidos y los calculados fueron bastante aceptables cuando se manejaron los tres diámetros de estranguladores (3.25, 2.75 y 2.00 pulgadas).

La desviación estándar de los gastos medidos y calculados, así como el Coeficiente de descarga promedio se presenta a continuación.

Diámetro del estrangulador (pg)	Desviación Gasto medido	Estándar Gasto calculado	Coeficiente de descarga promedio (adimensional).
3.25	21.09	20.34	1.01675
2.75	10.39	7.58	1.04527
2.00	2.87	2.47	1.0296

Se recomienda el método de Ashford y Pierce para determinar el diámetro del estrangulador de una válvula subsuperficial de seguridad, así como de cualquier orificio que esté instalado en un sistema de producción, siempre y cuando se conozcan las condiciones de flujo, como los gastos de producción medidos.

Es importante señalar que la eficiencia de este método depende de la precisión y abundancia de los datos medidos.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- Thomas, O.A. y Alan, P.R.: "Production Operations". Vol. 1 -- Chapter 6 Biblioteca de la Facultad de Ingenieria TN870A52EJ2.
- 2.- John, H.Y.: "New Through-Flowline Retrievable Safety Valves - for Subsea Completions". J.P.T., Noviembre de 1984.
- 3.- Fahlman, G.H.: "Safety Characteristics of Lockheed's Subsea -- Production System". J.P.T., Abril de 1975.
- 4.- Brands, D.M.: "New Safety Valve for Subsea Installations". -- Offshore Technology Conference (OTC), Mayo de 1984.
- 5.- Raulins, G.M.: "Safety by Down-Hole Well Control". J.P.T., - Marzo de 1972.
- 6.- Instituto Americano del Petróleo: "Recommend Practice for -- Analysis Design, Installation and Testing of Basic Surface - Safety Systems on Offshore Production Platforms". Núm. 14C-API.
- 7.- Instituto Americano del Petróleo: "Recommend for Desing, Ins tallation and Operation of Subsurface Safety Valve Systems". Núm. 14B-API.
- 8.- Instituto Americano del Petróleo: "Spectification for Well-- head Surface Safety Valves for Offshore Service". Núm. 14D-API.
- 9.- Krause, W.E. JR, y Sizer, P.S.: "Selection Criteria for Sub-surface Safety Equipment for Offshore Completions". Trabajo número 2669 de la Sociedad de Ingenieros Petroleros.
- 10.- Robbins, J.H.: "Surface Safety Equipment & Services". Catálo go OEC-5115A de OTIS ENGINEERING CORPOPATION.
- 11.- Raulins, G.M.: "Installation and Operation Ball Safety Val-- ve (DL)". Manual OEC5115B-32 de OTIS ENGINEERING CORPORATION, Enero de 1983.
- 12.- Petróleo Internacional "Güfa Petrolera de Equipos y Servi-- cios". 1984-1985 Vol. 42-Julio-Agosto.
- 13.- Garaicochea, F.: "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos". Facultad de Ingenieria, U.N.A.M., 1985
- 14.- Flores Avila, F: "Correlaciones P.V.T., para los hidrocarbu ros producidos en la zona de Campeche". Tesis, Mayo de 1986. Facultad de Ingenieria, U.N.A.M.

- 15.- Ashford, F.E. y Pierce, P.E.: "Determining Multiphase Drops and Flow Capacities in Down-Hole Safety Valves". J.P.T., Septiembre de 1975.
- 16.- PEMEX: "Información de Actividades Trimestrales del Personal de Plataforma de Producción sobre su Mantenimiento".
- 17.- PEMEX: "Reportes de Producción del Complejo Cantarel". Departamento de Producción de Ciudad del Carmen Campeche.
- 18.- CONSEJO NACIONAL DE CIENCIA Y TECNOLOGIA: "El Ixtoc, Cerrado". Información Científica y Tecnológica, Abril de 1980.
- 19.- Garvin, W.L. "User guide for application and operation of -- safety valves". J.P.T. Mayo de 1981.
- 20.- ENGINEERING DATA BOOK: "Safety Valves". Sección III, 1975.
- 21.- THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS: "Safety Relief Valves". Junio 29 de 1979.
- 22.- THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS: "Pressure Relief Valves". Sección VIII División 2, Edición 1983.
- 23.- Benitez, H.M: "Apuntes de Terminación de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM, 1983.