

Peter P. Jakubenas

### Resumen

La exploración, perforación y desarrollo de campos costa afuera representa una inversión grande. A menudo constituye un esfuerzo de 3 a 5 años de duración. No se recupera la inversión hasta no efectuar la transferencia del petróleo crudo que se ha producido. Esto se logra más rápidamente utilizando un buque de almacenamiento y transferencia de petróleo crudo, frecuentemente denominado un "sistema flotante de almacenamiento y descarga de la producción" (FPSO); en vez de usar oleoductos, terminales de tanques en tierra, sistemas de medición en tierra, e instalaciones SBM de carga, que no solamente requieren mucho tiempo para construir, sino que son muy permanentes y no se pueden justificar para un campo pequeño o mediano.

Los buques de almacenamiento y transferencia de petróleo crudo se fabrican normalmente de tanqueros de crudo reconstruidos de 150,000 DWT de capacidad, aproximadamente. El petróleo crudo de varios pozos se transporta por tubería hasta el buque que ha sido amarrado en forma semipermanente. El crudo puede ser estabilizado y medido antes de su recepción en el buque, o este proceso se puede efectuar a bordo del buque. El tamaño del buque permite almacenar la producción de 20 a 60 días. Cuando está lleno, se hacen los arreglos para transferir la carga a tanqueros marítimos de hidrocarburos. Usualmente esta transferencia tiene que realizarse a una tasa suficientemente alta para terminar la descarga completa del buque de almacenamiento al tanquero de crudo dentro de 10 a 20 horas. Debido a los problemas asociados con el aforo preciso de los tanques bajo estas circunstancias, a menudo se usa un sistema de medición de líquidos de tasa de flujo alta.

Note el uso de la palabra "sistema" al describir el equipo de medición. Es esencial al instalar medidores y equipos asociados de medición que se utilice el concepto de sistema. Para lograr la máxima precisión y confiabilidad, hay que seleccionar correctamente todos los elementos de medición para la aplicación, y deberán ser diseñados para trabajar en conjunto. Es aconsejable ensamblar y probar los equipos como unidad prefabricada antes de su instalación en el buque. El tema de esta boletín tiene que ver con la especificación y diseño de estos sistemas de medición.

### Normas y Especificaciones que se Aplican

Los códigos, normas y especificaciones para los sistemas detallados aquí son muy amplios debido a los materiales peligrosos, ambientes rigurosos, y el grado de exactitud que se requiere. Adicionalmente, hay que cumplir con los requisitos para equipos que se instalan a bordo de buques. Es necesario consultar con algunas partes interesadas para definir la aplicabilidad de las especificaciones básicas. Esto puede incluir a los fabricantes, vendedores, compradores, autoridades gubernamentales que tienen que ver con las regalías, aranceles, seguridad y medio ambiente, y las personas que operarán los equipos. Los códigos han sido clasificados y se enumeran en la siguiente sección.

#### Normas Generales de Diseño - Requisitos para la Exactitud de Medición

Manual API de Normas de Medición de Petróleo

- Capítulo 5, Sección 2 - Medidores de Desplazamiento
- Capítulo 5, Sección 3 - Medidores de Turbina
- Capítulo 5, Sección 4 - Instrumentación o Equipos Accesorios
- Capítulo 4 - Sistemas de Calibración
- Capítulo 12 - Cálculo de Cantidades de Petróleo
- Capítulo 6, Sección 5 - Sistemas de Medición para la Carga y Descarga de Transportadores Marítimos a Granel
- Capítulo 8, Sección 2 - Muestreo Automático

Requerimientos de la Aduana, Pesos y Medidas, y Autoridades Gubernamentales Nacionales y Locales.

#### Normas de Seguridad y Construcción para Recipientes a Presión

ANSI/ASME B31.3

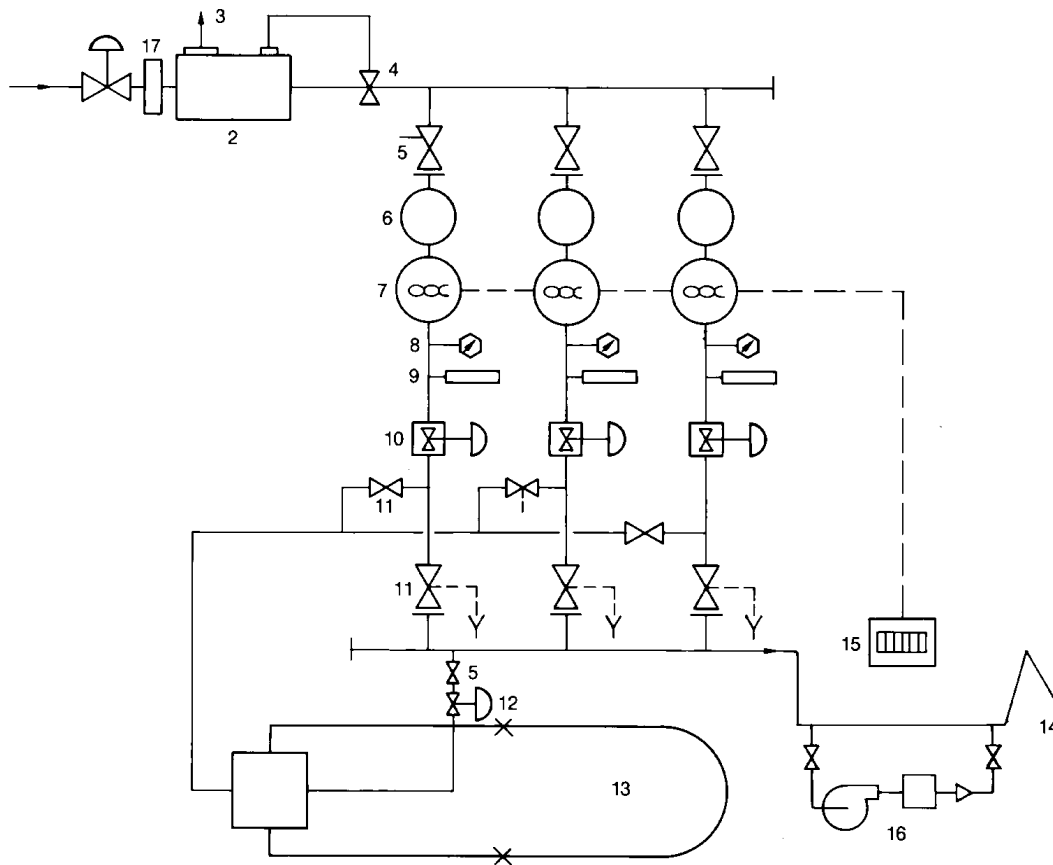
ANSI/ASME B31.4

ASTM Especificaciones de Materiales

ASME Normas para Calderos y Recipientes a Presión

Requisitos de Construcción e Inspección del Agente de Certificación del Buque, tales como:

- American Bureau of Shipping
- Guardacostas de los EE.UU.
- Lloyds
- Bureau Veritas
- Det Norske Veritas
- Vincotte



- |  |  |
|--|--|
| 1. Válvula de Reducción de Presión               | 9. Termómetro y RTD  |
| 2. Separador de Aire/Gas                         | 10. Válvula de Control de Flujo                            |
| 3. Desfogue de Aire/Gas                          | 11. Válvula de Bloqueo y Sangrado                          |
| 4. Válvula de obturación, que Detecta Aire y Gas | 12. Válvula de Contrapresión                               |
| 5. Válvula de Aislamiento                        | 13. Probador   |
| 6. Filtro  | 14. Brazo de Carga   |
| 7. Medidor                                       | 15. Lectura Remota del Medidor                             |
| 8. Indicador y Trasmisor de Presión              | 16. Sacamuestras (Automático) con Una Bomba de Circulación |
|  | 17. Monitor de Sedimento Básico y Agua                     |

**Figura 1 - Arreglo Esquemático de una Estación de Medición para Cargar Buques a Granel, con Tres Medidores y un Probador**

Normas "Solas" (Seguridad de Vida en Alta Mar)  
Especificaciones NACE (Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión)

**Normas de Seguridad Eléctrica**

Código Eléctrico Nacional

API-RP-500B "Clasificación de Areas para Instalaciones Eléctricas en los Equipos de Perforación y Medios de Producción en Tierra y sobre Plataformas Marítimas Fijas y Móviles"

Códigos Eléctricos de los Agentes de Certificación de Buques mencionados anteriormente

**Códigos Estructurales**

AWS D1.1 - Código de Soldadura Estructural

AISC - Código de Construcción con Acero

Códigos Estructurales de los Agentes de Certificación de Buques mencionados anteriormente

**Razones Operacionales**

La medición de petróleo crudo con medidores en vez de aforar los tanques de almacenamiento de los buques es preferible por algunas razones:

1. Es mucho más precisa. La medición puede tener una precisión del 0.2% o mejor, sobre una base global. Puede ser relacionada con las normas de medición. El aforo de los tanques del buque es mucho menos preciso (véase las Referencias 1, 2 y 3). Se complica el aforo de los tanques del buque debido a su forma irregular, al movimiento del barco, la posible rigurosidad del clima que puede causar errores del operador, etc.
2. Es más conveniente para el operador.
3. Los resultados son completamente verificables y pueden ser relacionados con las normas. Con los equipos modernos el registro es automático.
4. Si es necesario, se puede incluir un alto grado de seguridad e integridad en el sistema.
5. El resultado de los datos finales corregidos está disponible inmediatamente después de finalizar la transferencia. Esto ahorra costos de estadía del buque.

La operación del sistema debe ser algo intuitivo, porque no se realiza todos los días. Los sistemas de control de microprocesador, con sus terminales de pantallas gráficas a colores, son ideales para esta aplicación.

La automatización de la función que se requiere para medición es importante desde el punto de vista de la reducción de la mano de obra requerida para la operación de carga, y la necesidad de que el personal de operación esté presente físicamente junto al equipo de medición. Por esta razón, las siguientes operaciones deben ser automatizadas: control de las válvulas, muestreo, calibración y lectura de la temperatura, presión y gravedad.

### **Descripción del Equipo**

Los equipos básicos requeridos por los sistemas de medición FPSO son similares a lo requerido por otros sistemas de carga y descarga de buques, de alta tasa de flujo; sin embargo, hay que considerar la aplicación específica.

La Figura 1 indica un arreglo esquemático típico de un sistema de medición, sacamuestras, probador, y brazo de carga. Se emplean diferentes sistemas de brazo de carga dependiendo de la configuración de amarre y el Sistema Flotante de Almacenamiento y Descarga de la Producción (FPSO).

Observe que casi todos los componentes tienen un alto grado de interacción entre sí. Hay que seleccionar los componentes de acuerdo con su propia funcionalidad y su compatibilidad con los demás. Es necesario que un equipo de ingeniería de proyecto de diferentes disciplinas efectúe la integración de todo el sistema. Es esencial delinear todas las especificaciones pertinentes antes de iniciar el proceso de diseño.

### **Consideraciones Importantes para el Diseño**

#### ***Tasa de Flujo***

La tasa de flujo del sistema depende del tamaño de los depósitos de almacenamiento y el tiempo de

descarga que se desea. Por ejemplo, si hay que descargar un millón de barriles de petróleo en 20 horas, el sistema debe tener una tasa de flujo de 50,000 BPH. Obviamente, mientras más alta la tasa de flujo, más costoso será el sistema.

#### ***Sistema de Bombeo y Caída de Presión***

La instalación de un sistema de medición de flujo en una línea de descarga aumenta la caída de presión. La coordinación del diseño de las bombas de descarga con el del sistema de medición es esencial, porque existen varias formas de acomodarlos. En general, los sistemas de medición de menor caída de presión son más costosos; pero este costo típicamente se recupera utilizando bombas de carga más pequeñas y menos energía de bombeo. De ser posible, la clasificación del sistema debe ser 150 ANSI. Es preferible tener bombas de velocidad variable y controles de presión de entrada del sistema de medición.

#### ***Sistema de Medidores Múltiples***

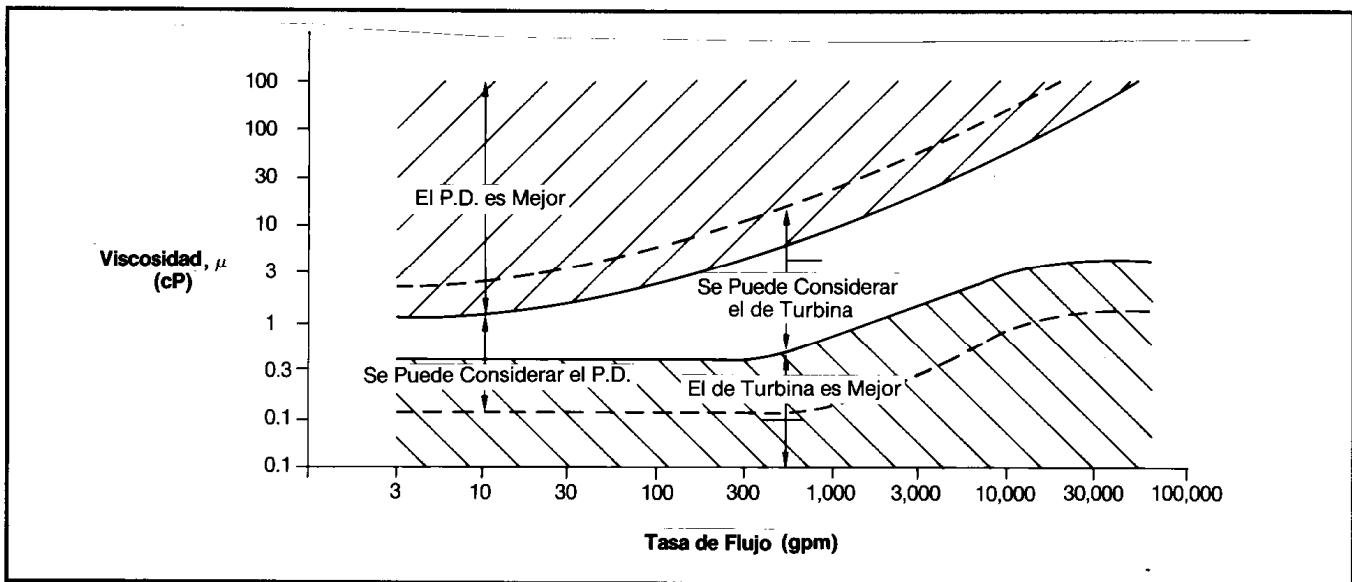
Casi todos los sistemas de medición de alta capacidad tienen varios medidores. Esto es deseable con el fin de tener varios rangos de flujo, flexibilidad en el mantenimiento, y para que el probador sea de un tamaño razonable. Es especialmente importante tener varios medidores al descargar los compartimientos del tanquero, donde el vaciado del tanque se realiza a una tasa de flujo mucho más baja que el de la transferencia a flujo máximo. Usualmente los medidores que se usan para el vaciado son más pequeños que los principales.

#### ***Equipos de Eliminación de Agua y Muestreo***

No se puede efectuar la medición exacta si existen grandes cantidades de BS&W (sedimento básico y agua) presentes en la corriente de flujo. Puede ser necesario tener equipos de separación y detección de agua antes de la estación de medición para limitar el ingreso de BS&W a los medidores. La mayoría de los dispositivos de detección son adecuados para dar una alarma y/o parar el sistema, o dirigir el flujo nuevamente hacia los equipos de eliminación de agua; sin embargo no son suficientemente precisos para realizar la corrección en línea de los volúmenes que han sido medidos precisamente. Esto se efectúa mejor con un sistema de muestreo que ha sido diseñado correctamente (Referencia, Manual API de Normas de Medición de Petróleo, Capítulo 8, Sección 2) y el análisis en el laboratorio de las muestras para determinar el porcentaje de agua, utilizando los métodos detallados en el Manual API de Normales de Medición de Petróleo, Capítulo 10, Secciones 1 - 4.

#### ***Equipos de Eliminación de Aire***

Para que la medición sea exacta, hay que eliminar el aire y/o gas de la corriente de flujo antes del medidor. Esto se hace normalmente con eliminadores de aire que se instalan antes de los medidores. Estos aparatos son indispensables para la mayoría de los sistemas de descarga. Se puede efectuar la eliminación del aire en el cabezal común de entrada, o en cada tramo de medidor. Los destogues de aire de los filtros



**Figura 2 - Guía para la Selección de Medidores P.D. y de Turbina**

son útiles para eliminar el aire que ha quedado atrapado después de hacer el mantenimiento al filtro o medidor.

**Ubicación del Sistema**

Para poder cumplir con la mayoría de las normas de certificación de buques, los sistemas de medición de FPSO deberán ubicarse sobre una plataforma aproximadamente 10 pies sobre la cubierta del barco. Si esto no se contempla dentro de la planificación original del sistema de medición, puede causar costos que no han sido considerados inicialmente. Para bajar el costo de la estructura, el sistema de medición debe ser lo más compacto posible y la estructura debe ser una parte integral del diseño del sistema de medición.

**Selección del Tipo y Tamaño de Medidor**

Los criterios para la selección de medidores de desplazamiento positivo versus medidores de turbina son idénticos a los que se requieren para la mayoría de las otras aplicaciones. Hay que conocer las propiedades del líquido. Si el líquido es sulfuroso, posiblemente sean necesarios materiales especiales. Si las propiedades del líquido no se conocen completamente (esto será muy normal), generalmente la mejor opción será un sistema de medición de desplazamiento positivo. Esto está explicado ampliamente en la Referencia 4. La Figura 2 de la Referencia 4 presenta los datos básicos de selección. Para esta aplicación, los medidores de desplazamiento positivo tienen dos ventajas adicionales comparados con los medidores de turbina: (1) requieren menos espacio y (2) no están sujetos a los efectos desconocidos del movimiento del mar sobre los medidores de turbina y el remolino de la corriente de flujo.

Se determina el tamaño de los medidores tomando la tasa total de flujo deseado y dividiéndolo para un número de 3 a 5. Donde el espacio sea una consideración primordial, normalmente es deseable usar un número más grande de medidores más pequeños,

porque el probador será mucho más pequeño. Este es el caso especialmente si se utiliza un probador de volumen reducido.

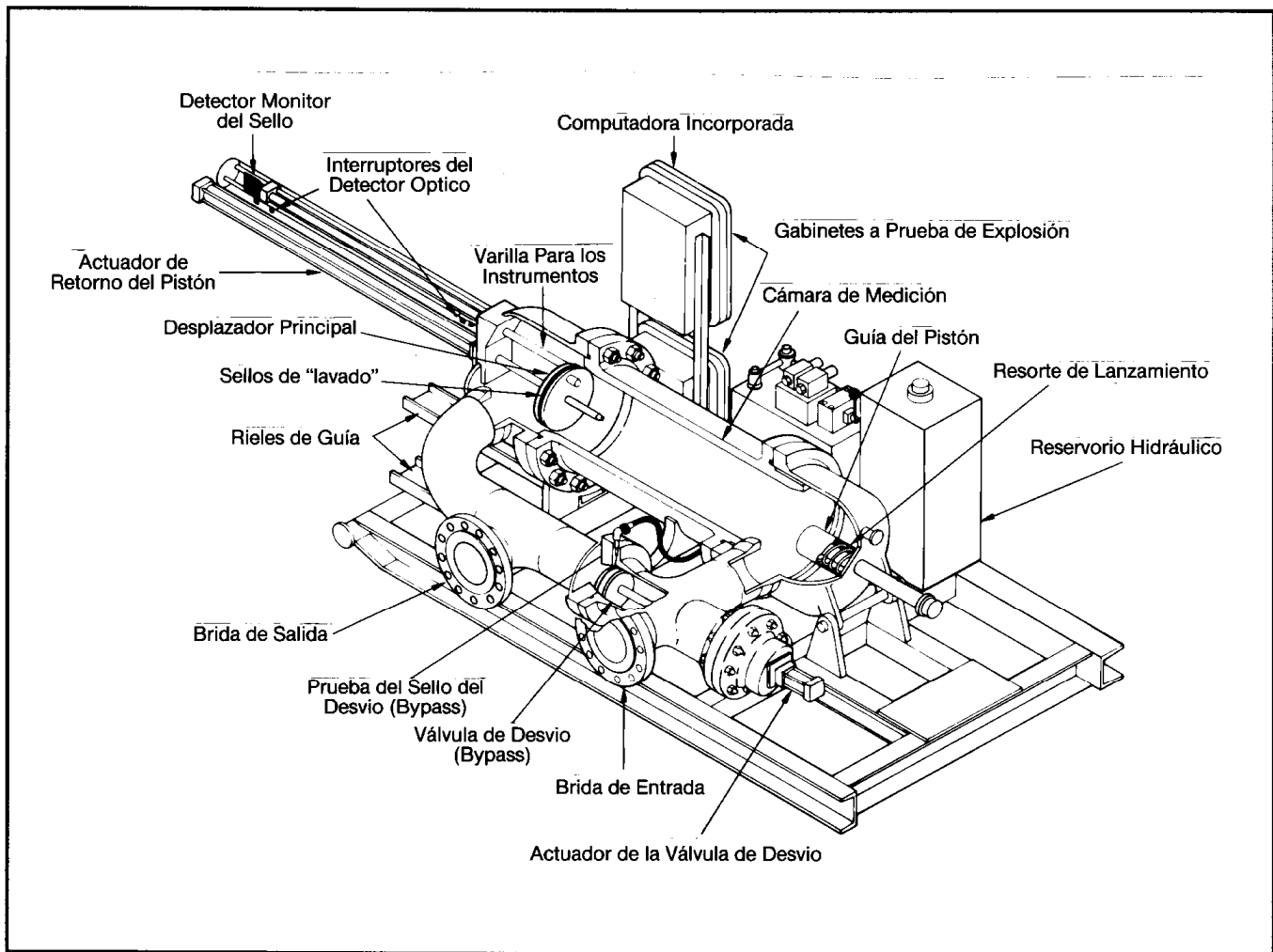
**Selección del Tipo y Tamaño de Probador**

Históricamente, se han utilizado probadores plegados y bidireccionales en los sistemas FPSO. Sin embargo, a menudo el tamaño del sistema afecta al costo total del mismo, como se mencionó en las secciones de Sistema Múltiple de Medidores y Selección del Tipo y Tamaño de Medidor. Cuando éste sea un factor, se debe considerar el uso de un probador de volumen reducido. La Figura 3 presenta un probador de volumen reducido típico. La Figura 4 indica un sistema con un probador bidireccional.

**Consideraciones del Código Eléctrico**

A menudo los códigos eléctricos que se aplican a los sistemas contemplados dentro del alcance de este boletín no permiten alto voltaje en el patín (skid) del sistema de medición. Cuando éste sea el caso, los actuadores de válvulas, bombas, etc., tienen que ser operados neumática o hidráulicamente, con señales y controles que sean intrínsecamente seguros y/o de bajo voltaje y a prueba de explosión. Normalmente esto aumenta la complejidad y costo del sistema. Es importante conocer esta restricción desde el comienzo, porque el tipo de actuador puede influenciar notablemente en la selección del tipo de válvula.

Adicionalmente, los códigos de construcción marítima pueden pedir materiales específicos de alambrado, cables, conduits, etc. Es importante también que estos códigos pertinentes sean parte de las especificaciones iniciales del sistema. Las cajas de empalmes, cajas de instrumentos, y dispositivos de alambrado tienen que ser herméticos, resistentes a corrosión y a prueba de explosión para poder soportar el ambiente riguroso del buque.



**Figura 3 - Probador de Volumen Reducido**

### **Control de Flujo y/o Control de Contrapresión**

El control de flujo, con una válvula tipo mariposa o de bola en cada medidor y el probador es indispensable en los sistemas de FPSO. Estas válvulas permiten establecer los factores del medidor a tasas de flujo fijas. En el caso de los sistemas de medidores de turbina, también proporcionan la contrapresión de 20 o 30 PSI que se requiere para una medición exacta. La válvula de control de flujo en la salida del probador asegura que éste siempre esté lleno. Las válvulas de control de flujo también evitan que los medidores trabajen a sobrevelocidad.

### **Válvulas de Bloqueo**

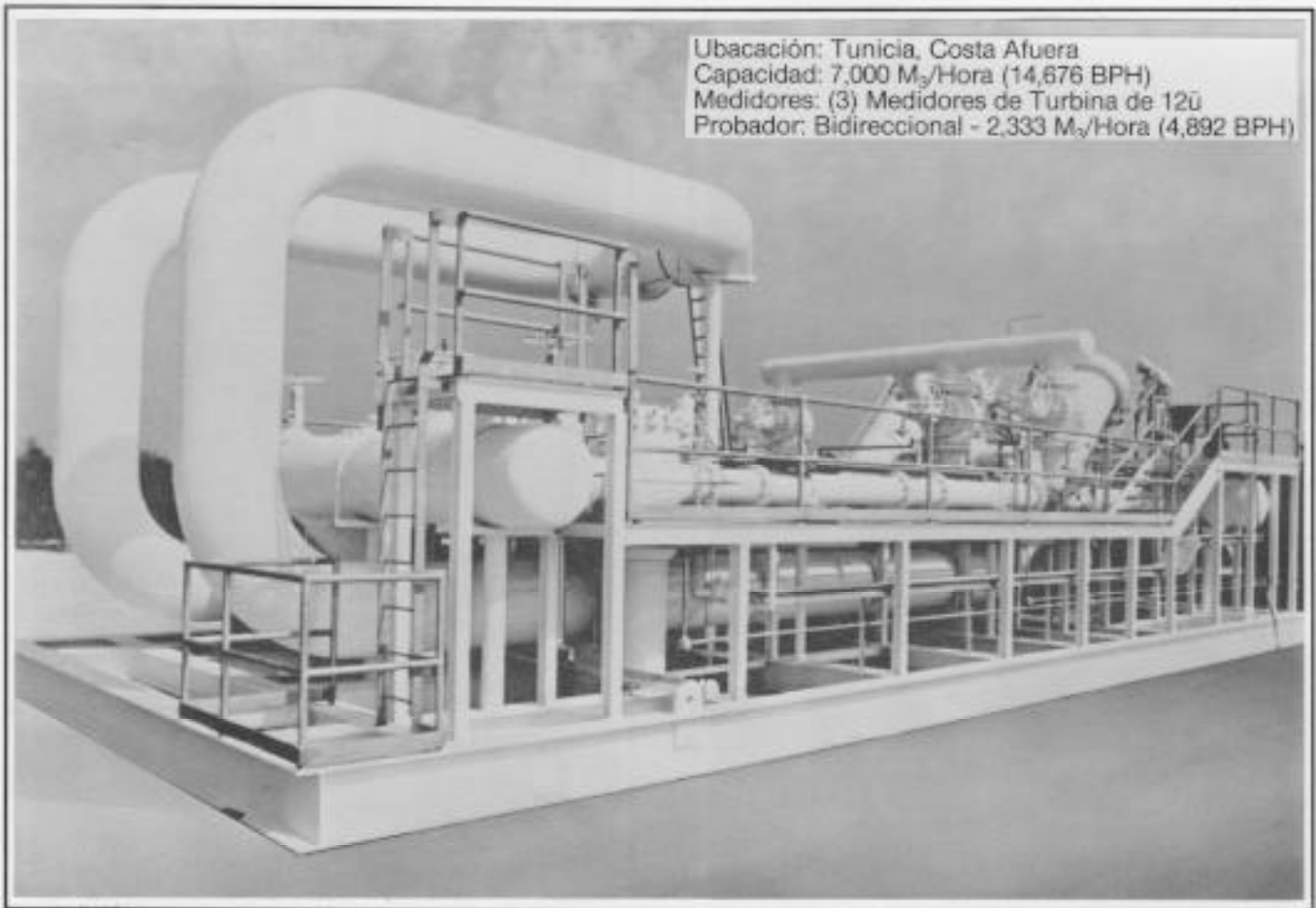
Las válvulas que están aguas arriba de los medidores y filtros son necesarias para las paradas por mantenimiento. No necesitan ser herméticas y posiblemente no requieran actuadores motorizados. Las dos válvulas aguas abajo tienen que ser de doble bloqueo y sangrado de alta calidad, porque afectan a la integridad del factor de medidor que se obtiene durante la calibración. Para poder realizar una calibración automática, tienen que ser motorizadas.

### **Instrumentación**

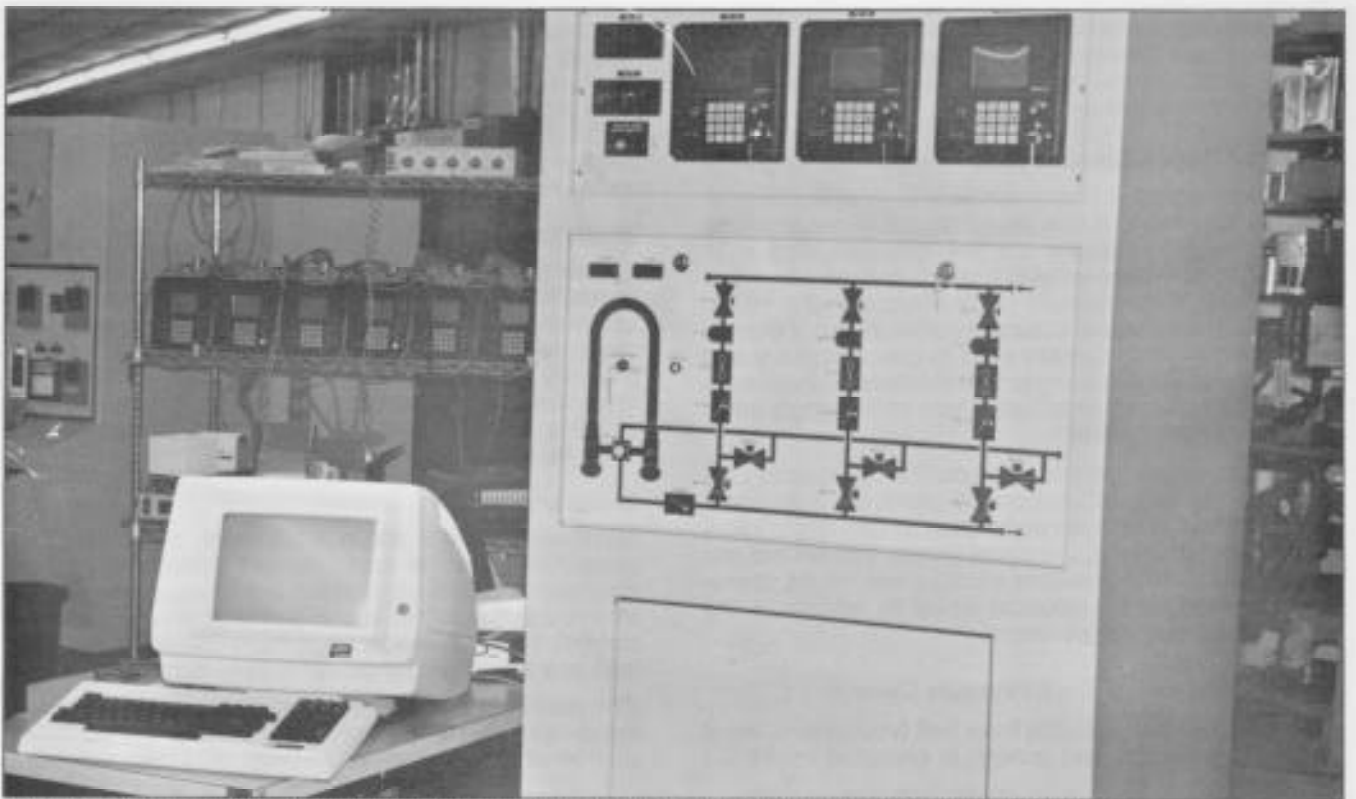
Los equipos de la sala de control del buque, si bien están protegidos normalmente del ambiente marítimo riguroso en una sala de control de ambiente controlado, se puede esperar que sufran de pérdidas de energía y control ambiental. Por eso, los equipos deben ser tropicalizados y tener una fuente alternativa de energía.

El ingeniero que prepara la especificación tiene que tomar las decisiones básicas en cuanto al grado de conveniencia para el operador, la redundancia o soporte, y la necesidad del registro de datos.

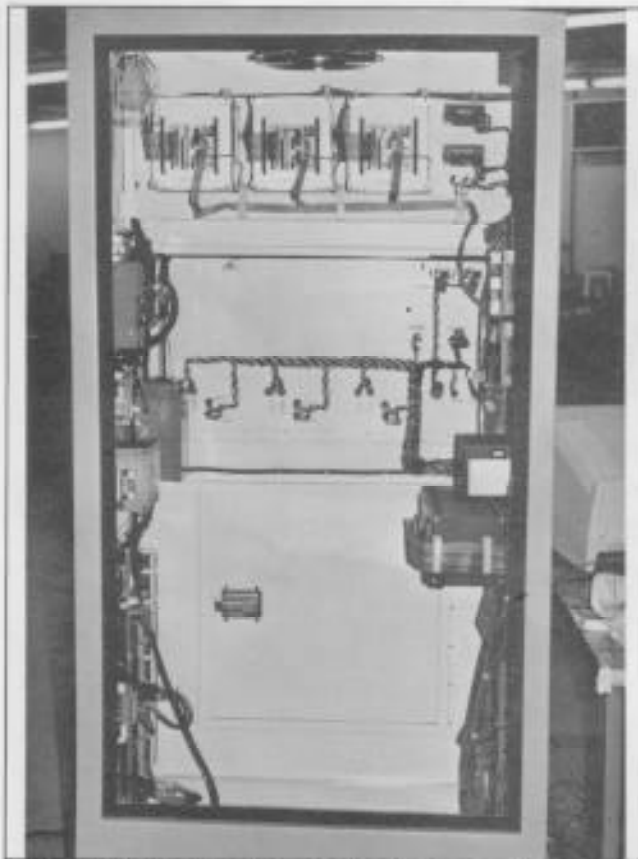
Los sistemas sofisticados de instrumentación con microprocesador que están disponibles actualmente ofrecen las ventajas de automatización completa, soporte total, consumo bajísimo de energía, tamaño pequeño y alto valor, comparados con los sistemas discretos de instrumentación de estilo antiguo. Son ideales para el ambiente del FPSO. La Figura 5 indica la consola de un sistema de tres medidores. La Figura 6 presenta una comparación entre el interior posterior de un panel de la generación anterior y el de una consola de la nueva generación de instrumentación. Observe la sencillez del alambrado y el espacio de acceso de la consola de la generación más reciente.



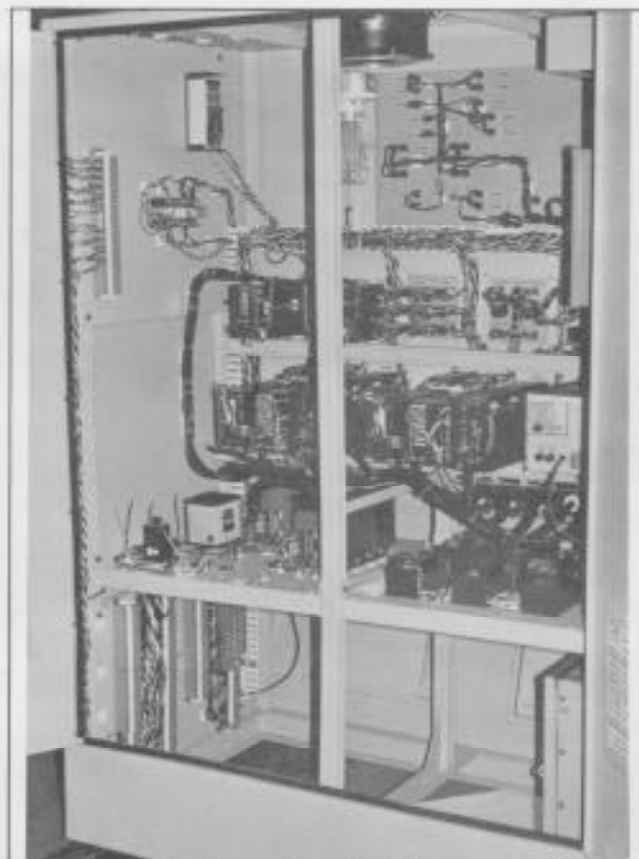
**Figura 4 - Patín (Skid) Típico de un Sistema de Medición Flotante de Medición (FPSO)**



**Figura 5 - Consola Típica con Microprocesador con Pantallas Gráficas de Control a Colores**



Vista Interior de la Consola de Instrumentos con Microprocesador (Observe el Tamaño Reducido de Instalación)



Consola de Instrumentos sin Microprocesador

Figura 6 - Comparación de Consolas

Para poder alcanzar la exactitud óptima de medición, deberán ser enviadas las señales precisas de temperatura, gravedad y presión desde los medidores y el probador hasta la sala de control. Hay que aislar estas señales de las líneas de energía y control por medio de cajas de empalmes y sistemas de conduit o cable separados.

### Conclusión

La medición precisa de petróleo crudo desde los buques de producción hacia los tanqueros marítimos de crudo es técnica y económicamente factible utilizando sistemas de medición y carga de diseño adecuado. El diseño y fabricación efectivo y eficiente de estos equipos depende del conocimiento de todos los requisitos pertinentes de códigos y normas desde el principio. También hay que conocer las propiedades del líquido y los volúmenes a ser transferidos. La instrumentación moderna proporciona facilidad y conveniencia para los operadores. Los equipos dan reportes impresos del flujo, con la posibilidad de comparación con las normas de medición.

### Referencias

1. "Calibración de Tanques de Tanqueros y Barcas Petroleras" por R. Carter Norrell - Marine Technology, Vol. 21, No. 2, Abril 1984.

2. "Exactitud de la Medición por Contador Versus el Aforo de Tanques de Hidrocarburos Entregados por Tanqueros" por P.E. Swanson - Smith Meter, Boletín Técnica 107.
3. "Evaluación de los Sistemas de Indicación de Nivel de Tanques de Barcos" por James E. Johnson, A.C. Rodgers, y Robert L. Bass - Marine Technology, Vol. 21, No. 3, Julio 1984.
4. "Mejoramiento de la Exactitud de Medición en la Transferencia de Petróleo" por P. D. Baker, Quinto Seminario API de Medición de Petróleo, Tulsa, Oklahoma, 10 Marzo 1985. (Smith Meter, Boletín Técnica 111).

### Reconocimiento

El autor desea agradecer al Sr. Richard Keating de Smith Systems Operation of Smith Meter Inc., Una Compañía Moorco, por haber autorizado la preparación y presentación de esta boletín.

Esta boletín fue preparado y presentado en el 41avo Taller y Conferencia de Ingeniería Mecánica Petrolera sobre instalaciones, Oleoductos y Medición auspiciado por la División Petrolera de la Sociedad Norteamericana de Ingenieros Mecánicos. El Taller y Conferencia fue realizado en Kansas City, Missouri, EE.UU., los días 15, 16 y 17 de Septiembre de 1985.

The specifications contained herein are subject to change without notice and any user of said specifications should verify from the manufacturer that the specifications are currently in effect. Otherwise, the manufacturer assumes no responsibility for the use of specifications which may have been changed and are no longer in effect.

---

**Headquarters:**

6677 North Gessner Road, Suite 315, Houston, TX 77040 USA, Phone: 713/510-6970, Fax: 713/510-6972

**Locations:**

**Erie, PA USA** Phone 814/898-5000, Fax 814/899-8927

**Corpus Christi, TX USA** Phone 361/289-3400, Fax 361/289-1115

**Stephenville, TX USA** Phone 254/968-2181, Fax 254/977-1627

**Longmont, CO USA** Phone 303/702-7400, Fax 303/702-1608

**Los Angeles, CA USA** Phone 661/296-7711, Fax 661/296-5166

**Eunice, LA USA** Phone 337/550-7133, Fax 337/550-7134

**Thetford, England** Phone (44) 1842-82-2900, Fax (44) 1842-76-5402

**Slough, England** Phone (44) 1753-57-1515, Fax (44) 1753-52-9966

**Ellerbek, Germany** Phone (49) 4101-3040, Fax (49) 4101-304133

**Kongsberg, Norway** Phone (47) 32/286-700, Fax (47) 32/289-590

**Barcelona, Spain** Phone (34) 93/201-0989, Fax (34) 93/201-0576

**Moscow, Russia** Phone (7) 095/564-8705, Fax (7) 095/926-5066

**Singapore** Phone (65) 869-0605, Fax (65) 861-2401

**Beijing, China** Phone (86) 10/6500-2251, Fax (86) 10/6512-6857

**Chennai, India** Phone (91) 44/496-0455, Fax (91) 44/496-0114

**San Juan, Puerto Rico** Phone 787/274-3760, Fax 787/274-1020

**Visit our website at [www.smithmeter.com](http://www.smithmeter.com)**