

33

Reg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

SISTEMA AUTOMATIZADO EN INSTALACIONES DE PRODUCCION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JOEL JIMENEZ TAPIA



México, D.F. 1986



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.



FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-162

Señor JIMENEZ TAPIA JOEL.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. M.enI. José Angel Gómez Cabrera, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"SISTEMA AUTOMATIZADO EN INSTALACIONES DE PRODUCCION"

- INTRODUCCION.
- I SISTEMAS DE AUTOMATIZACION.
- II CONTROLES AUTOMATICOS.
- III INSTALACIONES AUTOMATICAS.
- IV MEDICION.
- V SISTEMA LACT.
- VI SISTEMA SCADA.
- CONCLUSIONES.
- NOMENCLATURA.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Junio 12 de 1984.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

I N D I C E

	<u>PAG.</u>
INTRODUCCION	1
I.- SISTEMAS DE AUTOMATIZACION.	
I.1.- Datos de adquisición	3
I.2.- Sistema operador de guía	4
I.3.- Sistema integrado de información	5
I.4.- Sistema de manejo de información	5
I.5.- Sistema total de información.....	7
II.- CONTROLES AUTOMATICOS.	
II.1.- Válvulas de control automático.....	8
II.2.- Controles de seguridad de cierre.....	12
II.2.1.- Válvulas de seguridad.....	12
II.2.2.- Interruptor de presión.....	13
II.2.3.- Control automático del paro del bombeo.....	14
II.2.4.- Controles de nivel de líquido.....	14
III.- INSTALACIONES AUTOMATICAS.	
III.1.0.- Controles automáticos del pozo.....	17
III.1.1.- Controles automáticos del cabezal.....	17
III.1.2.- Controles en pozos con bombeo neu- mático.....	19
III.1.3.- Controles en pozos con bombeo me- cánico.....	19
III.1.4.- Controles en pozos con bombeo hi- dráulico.....	22

	<u>PAG.</u>
III.1.5.- Juego de válvulas (manifold).....	22
 IV.- MEDICION.	
IV.1.0.- Medición automática cuantitativa.....	26
IV.1.1.- Medidor de desplazamiento positi vo.....	26
IV.1.2.- Medidor tipo turbina o turbomedi dor.....	28
IV.1.3.- Medidor de placa de orificio.....	34
IV.1.3.1.- Antecedentes de la medición de flujo por orificio.....	36
IV.1.3.2.- Funcionamiento.....	37
IV.1.3.3.- Factores usados en la medición.....	37
IV.1.3.4.- Flujo crítico.....	42
IV.1.3.5.- Ventajas de la medición con me- didor de orificio.....	42
IV.1.3.6.- Placa de orificio.....	43
IV.1.3.7.- Tomas de presión para el regis- trador.....	44
IV.2.0.- Medición automática cualitativa.....	45
IV.2.1.- Medidor automático de sólidos y agua.....	45
IV.2.2.- Medición automática de la tempe- ratura.....	47
IV.2.3.- Medición automática de la densi- dad.....	49
IV.3.0.- Instrumentos automáticos de re- gistro.....	50

	<u>PAG.</u>
IV.3.1.- Registro automático en gráfica	
circular	51
IV.3.2.- Registro automático en forma de	
tira	52
IV.3.3.- Impresor automático de datos fi	
nales	52
 V.- SISTEMA L.A.C.T.	
V.1.0.- Descripción de la unidad L.A.C.T.	56
V.1.1.- Bomba	58
V.1.2.- Medidor de flujo	58
V.1.3.- Medidor de prueba en conexiones	60
V.1.4.- Muestreador de aceite	61
V.1.5.- Paro automático del bombeo cuando	
el aceite contiene un alto porcen	
taje de agua	63
V.2.0.- Flujo a través de la unidad L.A.C.T.	66
V.3.0.- Operación de la unidad L.A.C.T.	68
V.4.0.- Dispositivo de suspensión del fun	
cionamiento de la unidad L.A.C.T.	71
 VI.- SISTEMA S.C.A.D.A.	
VI.1.0.- Sistema S.C.A.D.A.	76
VI.2.0.- Estructura del sistema	76
VI.3.0.- Funcionamiento del sistema	87
 CONCLUSIONES	92
 BIBLIOGRAFIA	94

INTRODUCCION

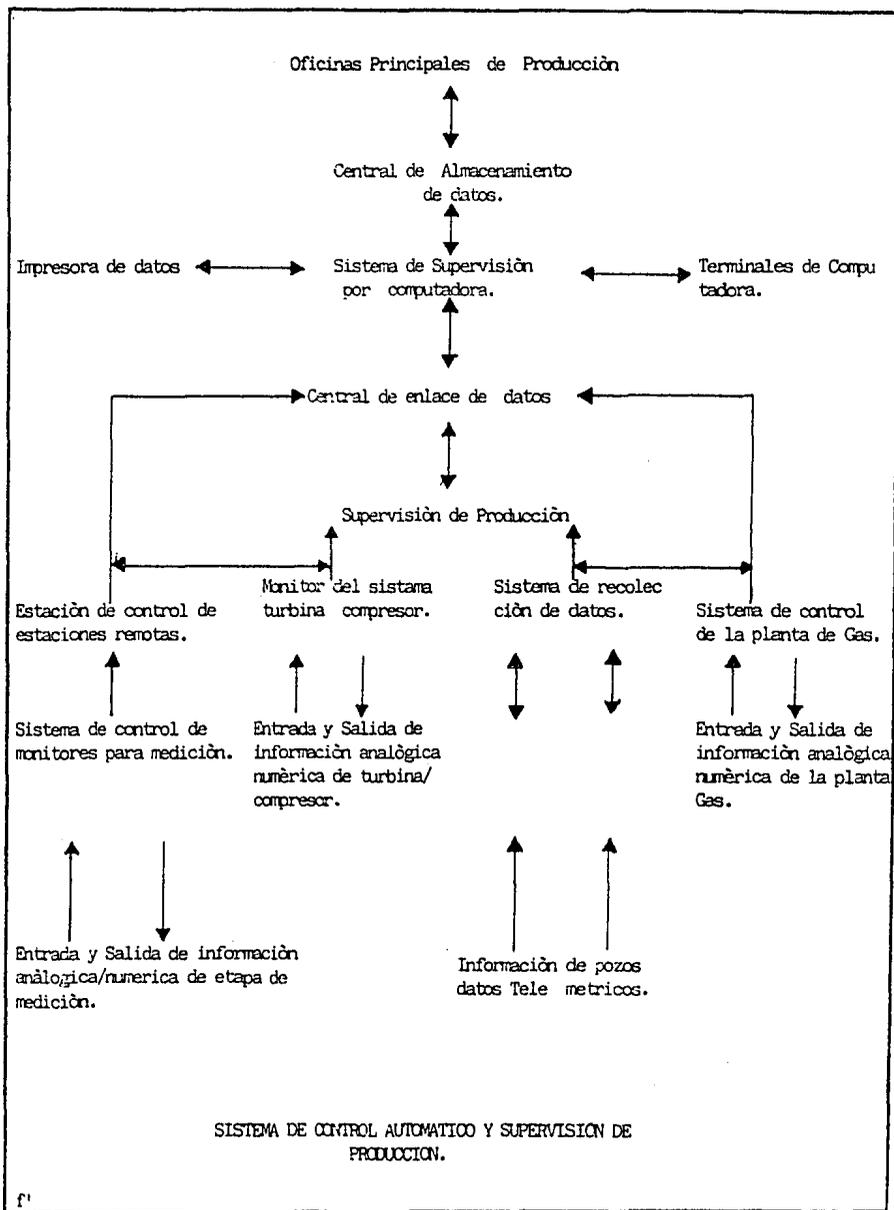
Las mejoras de la productividad, el eficiente uso de los recursos naturales, el control de la contaminación y la investigación científica en todas las ramas de la industria petrolera - crea una demanda continua de un vasto despliegue de instrumentos de control y medición.

El incremento de los costos en los instrumentos de control y medición de producción de los pozos petroleros es debido al crecimiento de los sistemas de control industrial más complejos. Se diseñan instrumentos que usan microprocesadoras, las cuales son ya empleadas en la mayoría de los instrumentos.

La automatización de instalaciones de producción trajo como consecuencia beneficios económicos a los encargados del manejo de los hidrocarburos en la superficie, desde el pozo pasando por la central de recolección, hasta la refinería o a exportación. El registro por computadora ha probado ser una herramienta de gran ayuda en operaciones complejas y rutinarias, las cuales requieren proporcionar información precisa al instante y efectuar mediciones de producción para tener un control adecuado del sistema.

En este trabajo se hizo una recopilación de trabajos técnicos que están relacionados con la automatización en la medición y control de instalaciones de producción de pozos petroleros desde sus inicios hasta los más recientes.

Uno de los factores más importantes en el diseño de un sistema de medición es su exactitud, ya que errores aparentemente pequeños en el manejo de grandes volúmenes de hidrocarburos - se convierte en pérdidas de miles de pesos, y en pozos que producen gastos bajos, la precisión de su medición es importante, ya que es la información que se toma en cuenta para posibles reparaciones, estimulación o conversión a un sistema artificial de producción.



I.- SISTEMAS DE AUTOMATIZACION.

En este capítulo se describe de una manera histórica y general el empleo de la automatización en los campos petroleros, sin definir en forma las diversas ramificaciones de los sistemas. Un total entendimiento de cada concepto puede lograrse sólo a través de un estudio amplio de cada detalle. Los sistemas implícitos en la automatización son los siguientes:

- a).- Datos de adquisición.
- b).- Sistema operador de guía.
- c).- Sistema integrado de información.
- d).- Sistema de manejo de información.
- e).- Sistema total de información.

I.1.- Datos de adquisición.

La adquisición de datos se desarrolla a partir de datos de producción obtenidos y que han utilizado durante mucho tiempo.

Los conceptos iniciales del control automático fueron -- formulados a partir de métodos elementales de adquisición de datos, que habían sido empleados tradicionalmente, es decir las pruebas de producción efectuadas a los pozos y que eran almacenadas en los archivos correspondientes. Estos datos comprenden la calidad y cantidad de los hidrocarburos líquidos producidos, los cuales se clasifican de la siguiente manera:

Calidad	{	Densidad del hidrocarburo líquido.
		Contenido de agua y material sólido.
		Tipo de aceite.
		Cantidad de componentes corrosivos (H_2S , CO_2 , - etc.)

Cantidad { Referida al hidrocarburo líquido que pasa a --
través de los medidores.

Uno de los primeros esfuerzos en la automatización y adquisición de datos utilizados en la industria petrolera, de los Estados Unidos, fue el Sistema LACT (ver capítulo V). Estas unidades fueron desarrolladas para bombear y medir automáticamente crudo de un tanque a un oleoducto. Además, el líquido bruto se mide adecuadamente, los sedimentos residuales y el contenido de agua son medidos y detectados continuamente; así mismo la densidad relativa del aceite en cualquier instante.

Con el fin de obtener la información requerida por el Departamento de Ingeniería de Producción, se desarrollaron nuevos métodos de acumulación, manejo de datos y con la introducción de las computadoras se mejoró la obtención, recuperación y optimización de la información técnica.

1.2.- Sistema operador de guía.

Este tipo de sistema está diseñado para regular las capacidades de producción, manejando eléctricamente el equipo, como son el encendido y el apagado, por medio de un radio o teléfono desde una oficina central a control remoto. Se puede instalar un equipo adicional para controlar la operación y transmitir la información de un mal funcionamiento del equipo o cambios significativos en la temperatura y presión de operación, nivel del fluido, etc., a la oficina central. El operador estará informado por medio de una alarma y podrá determinar cual es la instalación que se encuentra en problemas. El personal de mantenimiento normalmente con una unidad móvil y radio transmisor, ordenará la reparación de la unidad dañada.

La optimización se puede alcanzar con la utilización máxima del equipo de operación, el cual se realiza con la incorporación directa de las técnicas de control digital (DDC). O sea,

que la computadora recibe la energía análoga, calcula las condi ciones requeridas para conocer las necesidades de producción y dirige los controles para proporcionar el mejor conocimiento en el procedimiento de operación.

I.3.- Sistema integrado de información.

La aplicación de la computadora en la industria petrole- ra se desarrollo principalmente en tres áreas: Contabilidad, in- vestigación e ingeniería. Esto eliminó varias rutinas y consumo de tiempo en los cálculos manuales de producción y la prepara- ción de informes, por lo que el trabajo fué desarrollado con ma- yor rapidéz y precisión.

Los cálculos del volumen manejado fueron hechos por el - departamento de producción para obtener información que era exi- gida para presentar informes regulares y de control operacional. Los programas eran enviados entonces al departamento de contabi- lidad, donde los volúmenes de producción eran recalculados y - otras informaciones de contabilidad eran determinados, por lo - que fue necesario diseñar un sistema que combinara los diferen- tes sistemas de información independientes y eliminar el costo de los programas duplicados.

El resultado fue la unión de la contabilidad, investiga- ción e ingeniería y los datos procesados a un sistema integrado de información.

I.4.- Sistema de manejo de información.

La automatización de las instalaciones petroleras y la - adquisición de datos con los sistemas integrados de procesamien- to de datos en los departamentos de investigación e ingeniería fueron el comienzo del sistema de manejo de información. Los e- lementos de este sistema son ilustrados en la Fig. 1.1

La combinación de los sistemas mostrada en la Fig. 1.2, hace del sistema una buena herramienta de dirección y dispone -

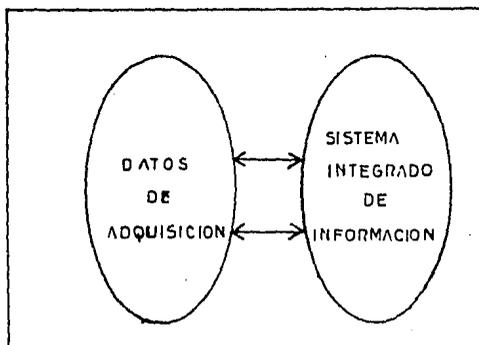


Fig.1.1 SISTEMAS DE MANEJO DE ELEMENTOS DE INFORMACION.

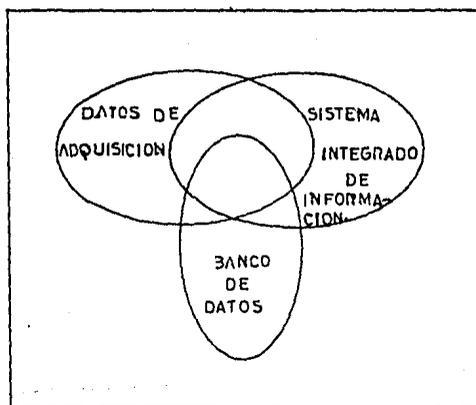


Fig.1.2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA TOTAL DE INFORMACION.

de un nuevo potencial para el manejo de las operaciones que se realizan. Las ventajas de este sistema son evidentemente varias por ejemplo:

- 1.- Los datos serán obtenidos una sola vez, tan cerca a la fuente de información como sea posible.
- 2.- Los datos del aceite crudo, serán convertidos dentro de la computadora en datos legibles tan pronto como sea posible.
- 3.- Los datos, serán almacenados en un banco común que está estructurado de tal manera que permita una organización, un mantenimiento y una recuperación óptima.

Este sistema hace posible:

- a).- Dirigir a control remoto las operaciones del campo las 24 horas del día.
- b).- Acumular la información en forma estadística, con respecto a la operación.
- c).- Disponer de datos precisos.
- d).- Elaborar informes periódicos y reportes especiales.
- e).- Elaborar los cálculos necesarios.
- f).- Servir como un mecanismo de reducción de datos para que el procesamiento sea conjunto.

I.5.- Sistema total de información.

El sistema total de información hace posible comprobar, evaluar y establecer el control de la producción de una manera precisa y rápida.

En conclusión, un sistema total de información dispone de medios para dar soluciones a las necesidades combinadas de operación, ingeniería y dirección.

II. CONTROLES AUTOMATICOS.

II.1.0.- Válvulas de control automático.

Una válvula de control es un dispositivo por medio del cual se controla el flujo de los fluidos que pasan a través de las tuberías. Las partes principales que componen una válvula de control son:

A).- Actuador de diafragma.

B).- Cuerpo.

C).- Arreglo interno.

1).- Asiento.

2).- Tapa.

3).- Vástago.

4).- Eje guía.

D).- Obturador.

A).- Actuador de diafragma.

El actuador de diafragma es instalado en el cuerpo de la válvula, generalmente referido a un funcionamiento de tipo neumático, el movimiento de este dispositivo es hacia arriba o hacia abajo para abrir o cerrar la válvula, en la Fig. 2.2, se observa que al aplicar una presión en la parte superior del diafragma se tiene una fuerza opuesta ejercida por un resorte en la parte inferior, cuando la presión en la parte superior es cero, la válvula abre en su totalidad por lo que es llamada válvula de apertura completa, debido a que un alto suministro de aire provoca que el resorte abra la válvula completamente.

En la Fig. 2.3 se muestra una válvula que tiene colocado un resorte en la parte superior del diafragma, que cierra el paso al flujo cuando no hay presión, a éste tipo de válvulas se

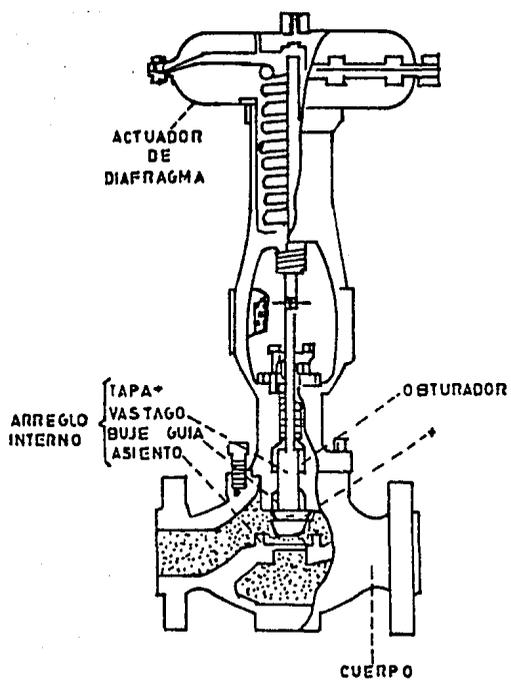


Fig. 2.1 Partes de una Válvula de Control.

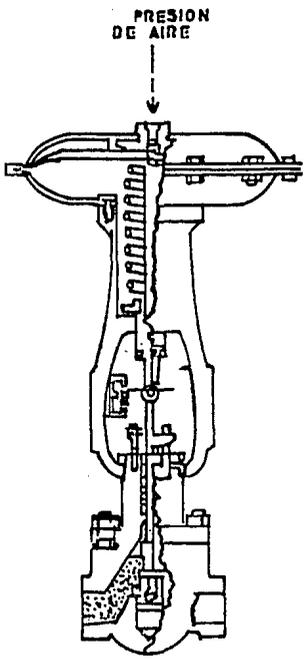


Fig. 22 Válvula de Apertura Completa

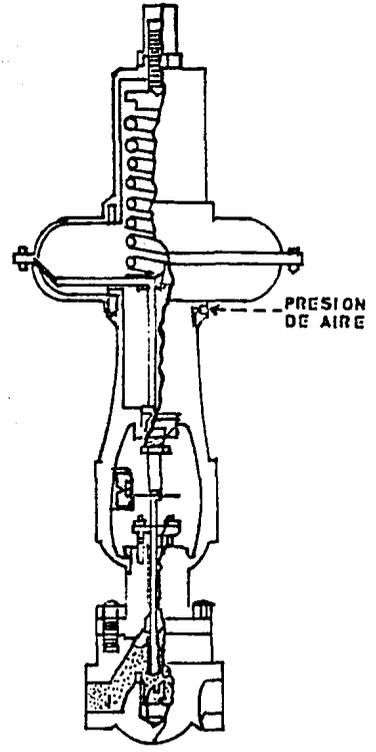


Fig. 23 Válvula de Cierre Completo.

le conoce como válvula de cierre completo.

Por la razón anterior una válvula de cierre o apertura completa puede ser seleccionada para incluirla en un sistema de seguridad.

B).- Cuerpo de la válvula.

El cuerpo de la válvula está diseñado para resistir la presión y temperatura así como los componentes corrosivos y abrasivos contenidos en los fluidos que pasan a través de la válvula.

C).- Arreglo interno.

Las partes internas son las más expuestas al flujo de fluidos, por lo cual estas partes son construidas de materiales resistentes a las características de dichos fluidos.

1).- Tapa y asiento.

El paso de los fluidos se tiene a través de la apertura existente entre el asiento y la tapa, de tal manera que el movimiento de la tapa hace variar el área disponible de flujo.

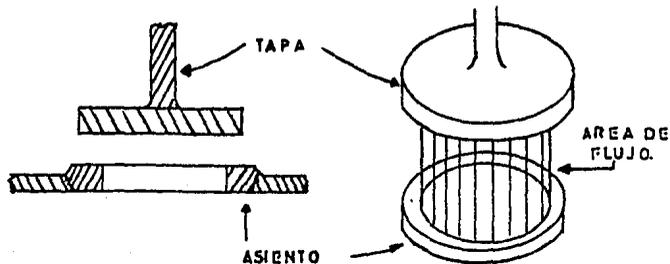


Fig. 2.4. Tapa y Asiento.

Cuando la tapa está sentada completamente sobre el asiento, el área de flujo es nula y en caso contrario, si la ta-

pa se levanta hasta el tope, se tendrá el máximo flujo a través de la válvula. En general el tamaño de la tapa y el asiento son una fracción del tamaño del cuerpo. El diámetro de la tapa y el asiento son seleccionados de acuerdo al gasto esperado que pasará a través de la válvula.

Si las condiciones de operación son muy diferentes a las esperadas, entonces se utilizará el criterio del personal de -- campo para la selección del arreglo interno.

C).- Obturador.

El obturador, contiene una parte sellante, que permite - el libre movimiento del vástago hacia arriba y hacia abajo, tomando fluido del exterior por medio de un orificio en la válvula. Este dispositivo y su empaque utilizado, son capaces de soportar la presión, temperatura y propiedades del fluido, a la - vez que minimiza la fricción entre el empaque y el vástago.

II.2.0.- Controles de seguridad de cierre.

El equipo de control automático es al mismo tiempo un equipo de control de seguridad, esto es que algunos controles -- automáticos llevan a cabo funciones de seguridad antes que sus funciones normales de operación. Incluye a las válvulas de seguridad de cierre por alta o baja presión, válvulas de exceso de flujo, interruptor de temperatura, interruptor de presión y controles de paro de bombeo.

II.2.1.- Válvulas de seguridad.

La válvula de seguridad de cierre debido a alta o baja - presión y la válvula de exceso de flujo son válvulas controla--

das por fluido que pasa por la línea de flujo. Este tipo de válvulas son operadas por diafragma o sea neumáticamente.

Para la aplicación en campos petroleros, el fluido que se usa para accionar el operador es el gas natural, tomado directamente de un separador o un tratador de calor en las instalaciones de producción, si el gas natural no se encuentra disponible o si por alguna razón el suministro no es apropiado, un tanque de gas (O_2 , N_2 , etc.), aire comprimido o fluido hidráulico pueden ser utilizados. El operador de diafragma normalmente requiere de presiones bajas para accionar las válvulas.

Algunas válvulas controladas por fluido, son operadas -- con el mismo fluido que pasa por la tubería donde se encuentran instaladas este tipo de válvulas y se basan en el principio de la presión diferencial.

Una presión de referencia es establecida en el control -- por el resorte de la válvula operadora. La válvula es accionada cuando la presión en la línea, algebraicamente excede la presión de control de referencia y puede ser accionada por una alta presión. Esta característica hace que se utilice como válvula de seguridad. El uso de este tipo de dispositivos primeramente salvaguarda un rompimiento en las líneas de flujo que provocaría pérdida de fluido y daños en la propiedad en donde se encuentren tendidas éstas líneas de flujo.

II.2.2.- Interruptor de presión.

Otro medio de protección para presiones excesivas en la línea de flujo y/o rompimiento de la misma es el uso de un interruptor y una válvula de control. Los interruptores de presión producen señales neumáticas o eléctricas, requeridas para

accionar el control de las válvulas. En pozos bombeados mecánicamente, la señal de control del interruptor de presión también suspende el funcionamiento de la unidad de bombeo.

Un interruptor consiste básicamente de un elemento sensible a la presión y como segundo lugar de un medio eléctrico, mecánico o neumático, para transmitir la señal al control de la válvula. El elemento sensible a la presión es un tubo bourdon - aunque en algunas ocasiones se requiera de un elemento tipo fuelle (diafragma). En sistemas de control eléctrico el desplazamiento del elemento sensible es tal que acciona un interruptor eléctrico. En sistemas de control neumático el transmisor es de tipo neumático o magnético. El tipo de interruptor magnético actúa de manera que produce una señal eléctrica, debido a la inducción de voltaje en la bobina a través de un desplazamiento en su núcleo.

II.2.3.- Control automático del paro de bombeo.

Otro dispositivo de seguridad dentro del control automático que puede ser instalado es un control de paro de bombeo, para pozos con sistema artificial de bombeo.

Cuando no hay flujo de fluidos en las líneas, el control actúa, deteniendo el funcionamiento de la unidad. Un control de tiempo es usado para detener la producción del pozo, después de un intervalo predeterminado de tiempo.

II.2.4.- Controles de nivel de líquido.

El control de nivel de líquido está considerado como --- una medida de seguridad dentro del control automático. Los dispositivos para controlar el nivel de líquido se utilizan en se-

paradores, intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento, etc. Con un dispositivo de ésta naturaleza se evitan los derrames y se mantienen los niveles operacionales para abrir o cerrar las válvulas de descarga.

Se tienen cinco tipos básicos de dispositivos para controlar el nivel de líquido:

- A).- Controles de nivel por medio de flotadores.
- B).- Interruptor de nivel operado por flotador.
- C).- Interruptor de nivel operado por voltaje inducido.
- D).- Sondas eléctricas.
- E).- Interruptor de nivel de sonda sumergible.

Se explicarán los tres primeros tipos debido a su uso más común en la industria petrolera, por lo que los dos últimos no se detallan en este estudio.

- A).- Controles de nivel por medio de flotadores.

Un interruptor conectado al flotador del tanque, puede controlar el nivel del líquido en base a las presiones diferencial y estática, en uno u otro caso, un elemento sensible a la presión emite una señal cuando el nivel deseado del líquido es alcanzado, de tal forma que operará el cierre de una válvula.

- B).- Interruptor de nivel operado por flotador.

Este tipo de interruptor consiste, como su nombre lo indica, de un flotador esférico o cilíndrico en un extremo y un mecanismo de palanca conectado a un interruptor eléctrico o neumático en el otro extremo. Cuando el flotador es desplazado por el movimiento ascendente y/o descendente debido al llenado del tanque o a la caída del nivel del líquido existente, se produce una señal que activa al interruptor, el cuál de ésta manera a--

brirá o cerrará la entrada del fluido al tanque, o del tanque a la tubería según sea el caso.

C).- Interruptor de nivel operado por voltaje inducido.

Consiste de una paleta mecánica vibratoria conectada a un generador eléctrico o motor.

La entrada de la corriente eléctrica al motor causa que al final la paleta vibre por la acción del flujo en la armadura. La vibración de las paletas al girar causa una fuerza electromotriz en la bobina del generador. Cuando la paleta es sumergida en el líquido, la amplitud de la vibración es amortiguada hasta que baja virtualmente a cero.

III.- INSTALACIONES AUTOMATICAS.

III.1.0.- Controles automáticos del pozo.

Todos los pozos e instalaciones de producción usan dispositivos para ayudar a los operadores a observar y controlar las operaciones de producción. Estos dispositivos son necesarios -- para controlar el equipo, medir niveles de líquido, flujo de -- fluidos, temperaturas y presiones; válvulas de control y estrangulamiento y ofrecer seguridad a través de sistemas de paro de emergencia.

III.1.1.- Controles automáticos del cabezal.

Los pozos pueden ser controlados desde el cabezal o a -- partir del juego de válvulas localizado en la central de reco-- lección.

En la Fig. 3.1 se representan tres diferentes tipos de - válvulas de control automático que pueden ser instaladas en la cabeza del pozo inmediatamente después a la válvula maestra de la tubería de producción. En esta misma figura se muestra un pozo fluyente empleando un tipo de controles automáticos, que tam-- bién pueden ser utilizados para pozos bombeados artificialmente. La válvula de exceso de flujo mostrada en la Fig. 3.1.a es utilizada solamente para proteger la línea de flujo, cuando es es-- trangulado el pozo y controlado a partir del juego de válvulas.

En la Fig. 3.1.b se muestra una válvula de control de al-- ta y baja presión, que es utilizada si el pozo es estrangulado, ésta protección es para la línea de flujo interrumpida y/o es-- trangulada o en todo caso bloqueada. La válvula de control y el

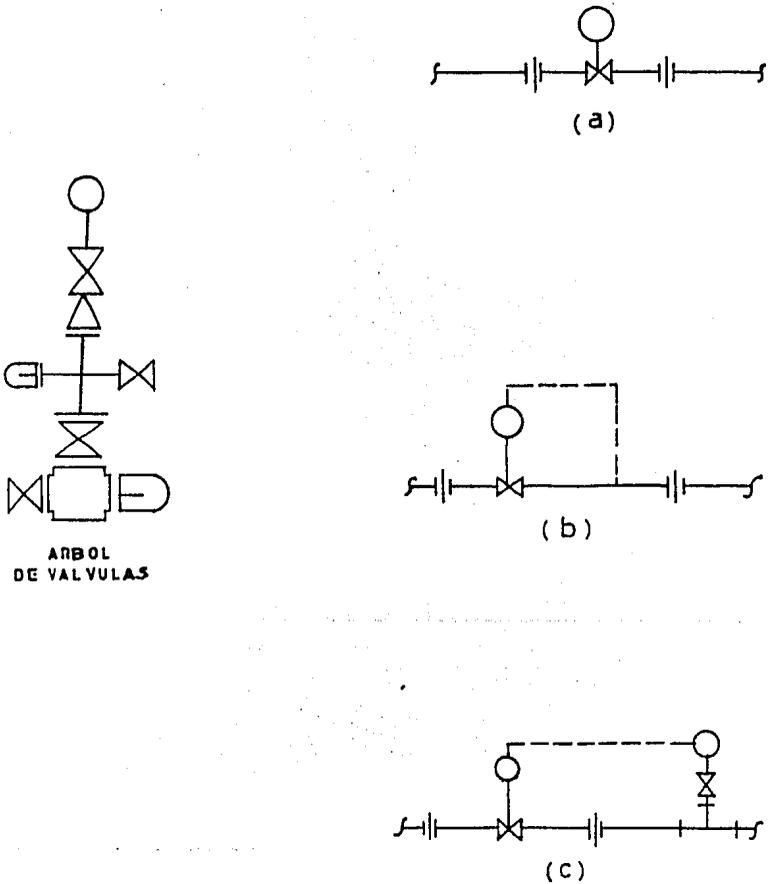


Fig.3.1 Controles Automáticos de Seguridad del Arbol de Válvulas.(a) Válvula de Exceso de Flujo.(b) Válvula de Alta y Baja Presión.(c) Válvula de Control con Interruptor de Presión.

elemento sensible a la presión de separación, la cual se presenta en la Fig. 3.1.c, y desempeña exactamente las mismas funciones que las válvulas de control de alta y baja presión.

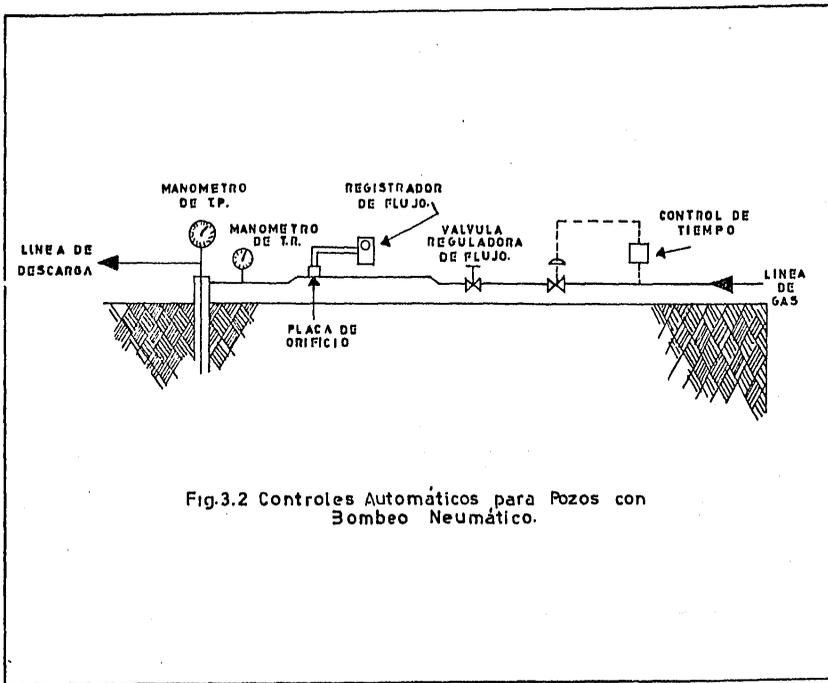
III.1.2.- Control en pozos con bombeo neumático.

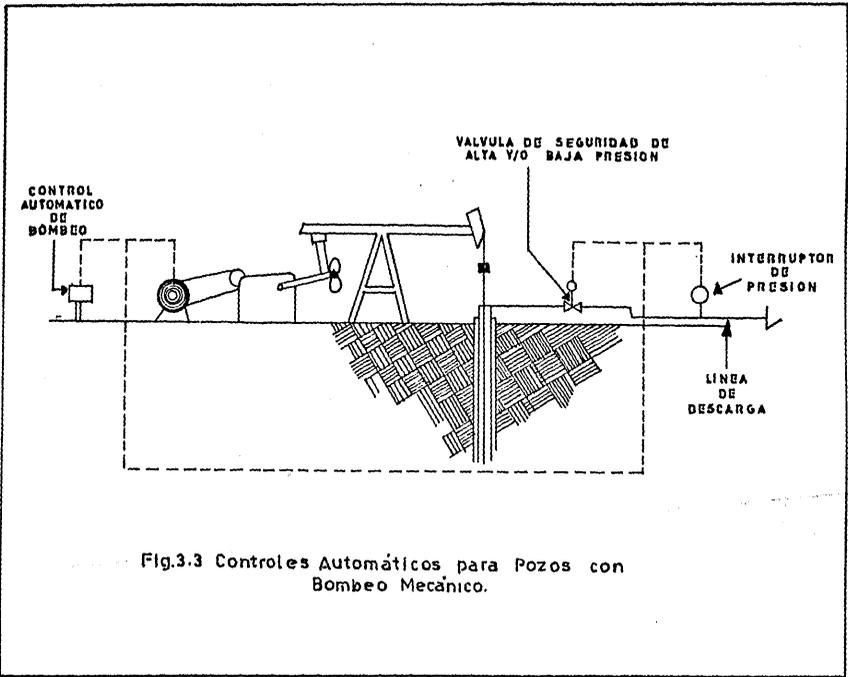
En la Fig. 3.2, se muestra un arreglo de controles en la línea de suministro de gas a un pozo que está produciendo en forma intermitente de una instalación de bombeo neumático. Una válvula de control con diafragma abre y cierra automáticamente y es conectada a la línea, según un programa previamente analizado. La "válvula de control de flujo", es una válvula accionada manualmente, usada para controlar el ritmo a que el gas es admitido a un pozo.

Las válvulas de control automático en la línea de flujo, si son requeridas, pueden ser del tipo de las mostradas en la Fig. 3.1.

III.1.3.- Control de pozos con bombeo mecánico.

En la Fig. 3.3, se presenta un sistema de control automático típico para un pozo con sistema de bombeo mecánico. La válvula de seguridad de alta y baja presión es necesaria sólo cuando el pozo tiene una tendencia a fluir naturalmente y es cuando la unidad de bombeo no trabaja. La válvula de exceso de flujo, es una protección ya que interrumpe el flujo en la línea. Estas no son siempre efectivas para presiones en la línea bastante altas, por lo que el grado de interrupción es bastante grande, para crear una caída de presión substancial. El interruptor de presión es el control automático más común, usado en pozos bombeados con pistón, particularmente cuando los pozos son a con-





trol remoto. No obstante de que estos tres tipos de controles -- son usados cuando la presión de control es alcanzada, ese control automático tiene que proporcionar una señal para detener -- la unidad de bombeo y se consigue por medio de la fricción del magneto de un motor de gas o un motor eléctrico.

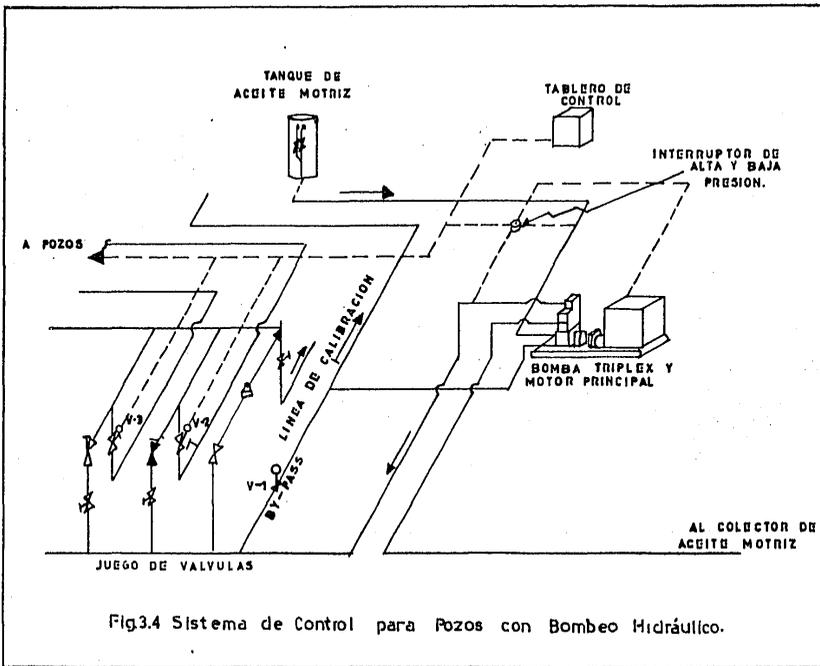
Un control de paro de bombeo es usado, e instalado en la línea de flujo inmediatamente después a la unidad de bombeo.

III.1.4.- Control en pozos con bombeo hidráulico.

En la Fig. 3.4 se presentan los controles automáticos -- para el sistema de bombeo hidráulico. Un interruptor de alta y baja presión protege a una bomba triplex y ésta al motor principal de una sobrecarga anormal y de una presión de succión baja y/o presión alta de descarga. En ambos casos, el interruptor de presión puede detener el funcionamiento del motor principal. La válvula de control automático V-1 en el juego de válvulas, es -- generalmente una válvula reguladora de tipo diafragma que se encuentra normalmente cerrada, ésta puede abrir con una baja presión en el interruptor de alta o baja presión. Las válvulas de control de seguridad V-2 y V-3, están en la línea de aceite motriz individualmente para cada pozo. Pueden ser cerradas automáticamente en el momento que el interruptor de presión detiene -- el funcionamiento de la bomba y del motor principal.

III.1.5.- Juego de válvulas (manifold).

Las Figs. 3.5 y 3.6 muestran dos juegos de válvulas automáticos del pozo, diseñados para controlar el árbol de válvulas. El juego de válvulas para un sólo pozo mostrado en la Fig. 3.5 tiene un máximo de flexibilidad para recibir a otros sistemas --



de la plataforma de separación o tratamiento. Tiene otras ventajas como son; el que puede ser instalado en plataformas nuevas de producción. El juego de válvulas para dos pozos mostrado en la Fig. 3.6 está limitado a situaciones donde toda la producción es procesada en un colector múltiple a través de un tanque o una secuencia de tanques. El colector múltiple requiere de -- líneas de flujo capaces de resistir presiones fuertes en la cabeza y además y además que el pozo se pueda estrangular desde -- el mismo juego de válvulas.

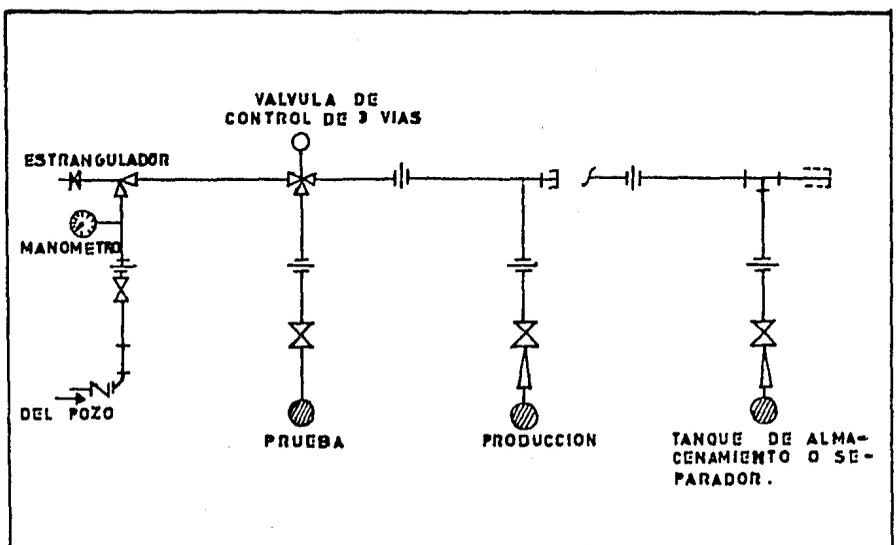


Fig.35 Juego de Válvulas Automático de un Pozo.

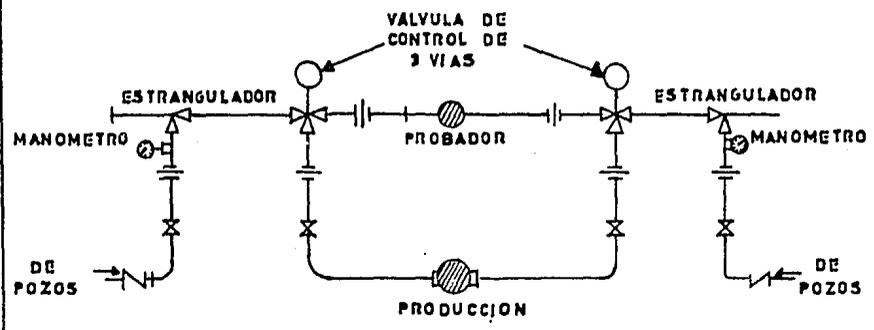


Fig. 3.6 Juego de Válvulas Automático de Dos Pozos.

IV.- MEDICION.

IV.1.0.- Medición automática cuantitativa.

En la actualidad existen tres tipos de medidores que son utilizados para la medición automática cuantitativa para gases y líquidos en las instalaciones de producción y estos son :

- Medidor de desplazamiento positivo.
- Medidor de turbina o turbomedidor.
- Medidor de placa de orificio.

IV.1.1.- Medidor de desplazamiento positivo.

Este tipo de medidor se basa en el principio de "cantidad de flujo" es decir, toma una cantidad o porción definida de líquido entre dos aletas conectadas a un rotor, al girar este , transmite el movimiento a un contador que con la ayuda de un sistema de engranes mide la cantidad de fluido que pasa a través del medidor, después toma la siguiente porción y así sucesivamente, sumando todas las porciones se obtiene la cantidad total que fluyó a través del medidor.

El medidor consta de una caja, construída con extrema precisión, el cual contiene un rotor que gira sobre unos cojinetes de bolas, moviendo cuatro aletas espaciadas a mismos intervalos, en la parte superior de la caja va colocado un adaptador que contiene un sistema de engranes el cual está comunicado a un calibrado, cuya lectura indica el volumen de líquido que pasa a través del medidor.

Cuenta también con un filtro, que consiste de un cedazo

que va alojado dentro de un recipiente, este dispositivo va instalado antes que el medidor, con el objeto de evitar el paso de impurezas contenidas en el fluido que pasa a través de él y que puede llegar hasta el rotor y lo obstruyan.

A medida que el líquido pasa por el medidor, el rotor y las aletas giran en torno de una excéntrica fija. El movimiento sucesivo de las aletas, forman una cámara de medición exacta -- que se encuentra localizada entre dos aletas, el rotor, la caja y las dos tapas, superior e inferior. Cada revolución del rotor corresponde a una serie continua de cuatro cámaras de medición.

A pesar de que entre los diferentes tipos de medidores -- de desplazamiento positivo, existen diferencias de diseño, el principio fundamental de funcionamiento es tal como se puede apreciar en la Fig. 4.1.

1. Paso de la aleta extendiéndose.
2. Cámara de medición.
3. Aleta.
4. Rodillo de la excéntrica.
5. Excéntrica.
- 6.-Rotor.
7. Bloque del rotor.
8. Caja exterior.

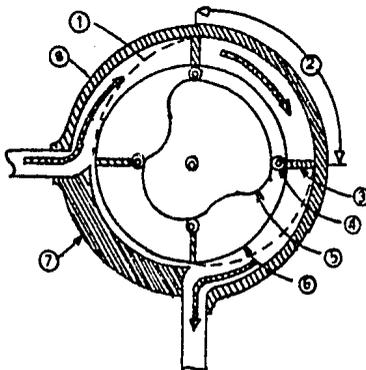


Fig. 4.1 Medidor de desplazamiento positivo.

Cabe aclarar que ni las aletas ni el rotor entran en contacto con las paredes estacionarias de las cámaras de medición.

IV.1.2.- Medidor tipo turbina o turbomedidor (Fig.4.2).

El medidor tipo turbina ha sido reconocido como dispositivo aceptable para medir flujo desde hace tiempo, sin embargo su utilidad en la industria petrolera ha sido evidente partir de la década pasada. Desde entonces las turbinas para medir, han sido perfeccionadas y se han diseñado para medir flujos cada vez mayores. Son dispositivos compactos, mecánicamente simples y de larga vida de operación.

El medidor de turbina consta de un rotor o propulsor que detecta la velocidad lineal de una corriente de flujo. El líquido en movimiento imparte una velocidad tangencial al rotor que es proporcional al flujo. El movimiento del rotor puede ser detectado por medios mecánicos, ópticos o eléctricos y entonces transmitido, registrado o bien procesado para enviar una señal de control.

Los principales parámetros, rango lineal y repetibilidad dependen de:

a).- Propiedades del fluido.

- 1).- Densidad.
- 2).- Viscosidad.
- 3).- Presión de vapor.
- 4).- Velocidad.
- 5).- Turbulencia.

b).- Características mecánicas del medidor.

- 1).- Masa del rotor.
- 2).- Fricción en cojinetes.
- 3).- Frenos magnéticos.

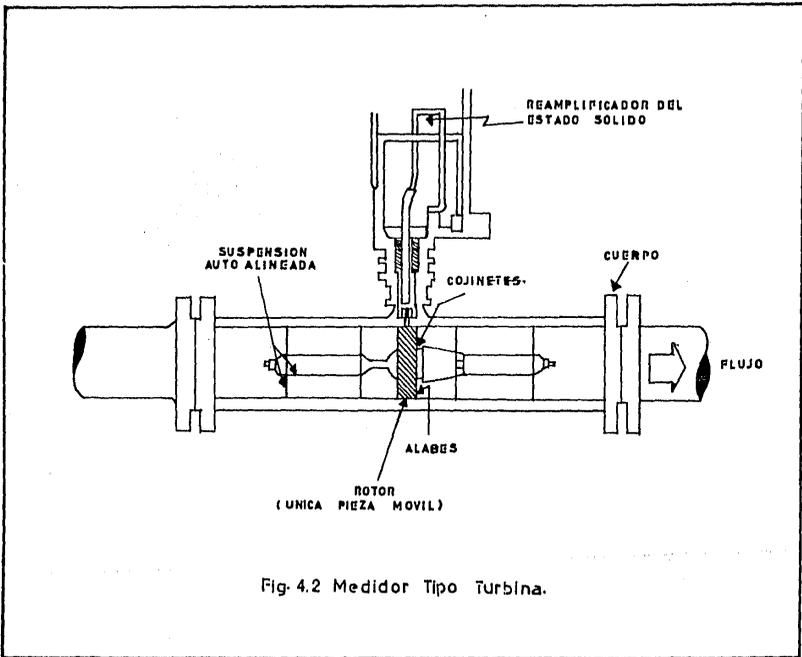


Fig.4.2 Medidor Tipo Turbina.

4).- Fricción alabes-fluido.

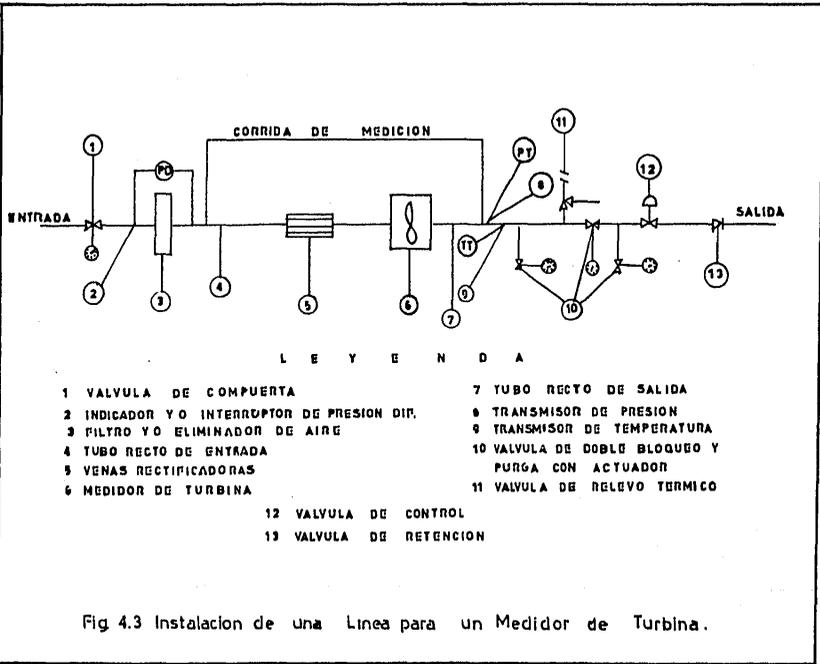
La combinación de las propiedades del fluido y las características mecánicas del medidor producen una desviación de linealidad ideal. Por lo anterior es muy recomendable calibrar periódicamente a los sistemas de medición, no en sus partes mecánicas sino en la señal que envían, comparandola con la medición de un probador para tal efecto diseñado y corrigiendo la lectura después de haber calculado un factor de corrección.

En la instalación de cada turco medidor deberá considerarse cierto equipo o instrumentos asociados ,tanto para proteger el rotor y a la línea como para mantener el flujo en el rango lineal de medición y además garantizar una contra presión, - desviar el flujo, etc.

En la Fig. 4.3 se observa que la válvula de compuerta -- (1) es utilizada para aislar la línea cuando se requiera dar -- mantenimiento. No es necesario que tenga operador eléctrico o - hidráulico, puesto que la mayor parte del tiempo estará abierta. Para grandes tamaños se puede considerar un actuador con mando local o remoto si se desea.

Se recomienda un filtro tipo canasta (3) para evitar el daño del elemento principal con el paso de sólidos. En líquidos cuya presión de vapor este cercana a la de operación, se tomará en cuenta un eliminador de aire; en todo caso el filtro deberá tener válvula de venteo así como válvula de drene y tapa de -- apertura rápida.

Deberá instalarse por lo menos un indicador de presión - diferencial (2) (manómetro) para saber cuando la canasta del -- filtro necesita ser sustituida. En algunos puntos la caída de -



presión puede ser crítica, por lo que se recomienda tener un interruptor por alta presión diferencial para tener una señal de alarma en el tablero de control.

Se debe seguir la recomendación de la "A.G.A." para distancias del tubo recto antes y después del medidor (4) y (7) para evitar turbulencias. Las venas rectificadoras (5) se reco -- miendan con el mismo propósito del tubo recto. Su intersección permite disminuir las longitudes del tubo recto mencionadas anteriormente.

El medidor de turbina (6) deberá ser blindado de acero -- al carbón, con interiores de acero inoxidable de alta resentibilidad y amplio rango lineal que cubra el gasto de operación. -- Los transmisores de presión y temperatura (2) y (9) son requeridos para tener una indicación, estas señales pueden aumentar al microprocesador si se desea emplearlo. Las válvulas de doble -- bloqueo y purga ("double block an bleed") (10) son empleadas para desviar el flujo hacia el probador cuando se desea calibrar el medidor de turbina. Es muy importante que las válvulas de este tipo para garantizar cierres herméticos. La operación de estas válvulas es muy frecuente por lo que la calibración es rutina y muchas veces a solicitud y en presencia del solicitante. Por lo anterior es necesario proveerla de actuador eléctrico o hidráulico según se prefiera y debe considerarse la supervisión desde el tablero. Si se desea programar una secuencia lógica de calibración de todos los medidores de turbina del sistema, se aprovechará la capacidad del microprocesador.

La válvula de relevo térmico (11) se recomienda cuando -- la temperatura ambiental puede influir sobre la presión del líquido en el momento en que la línea ha quedado llena. La salida

de dicha válvula será conectada al cabezal de drene o en su defecto al cabezal de salida de la estación.

La válvula de control de flujo (12) puede ser empleada - para diferentes operaciones como son:

- Mantener el flujo dentro del rango de calibración del medidor.
- Mantener una contrapresión en las líneas conectadas directamente al cabezal cuando están siendo calibradas - éstas. Por medio de un probador.

Haciendo una comparación entre el medidor de desplaza -- miento positivo (MDP) y el medidor de tipo turbina (MTT), en general para altos volúmenes a medir (4 000 BPH o más) resulta -- más económico utilizar medidores tipo turbina, puesto que un -- mismo tamaño, ofrecen el doble o triple de capacidad que un -- medidor de desplazamiento positivo, pero se deberán hacer otras - consideraciones.

A continuación se enlista una tabla que muestra puntos - básicos para la selección de medidores en diferentes condicio-- nes:

CONDICION	ELEMENTO RECOMENDADO
Líquidos de pobre lubricación.	M T T
Contaminación abrasiva,	M T T
Líquidos corrosivos (H ₂ S) ó crudo amargo.	M T T
Alta viscosidad.	M D P

CONDICION	ELEMENTO RECOMENDADO
Variaciones significantes de viscosidad.	M D P
Alto contenido de parafinas.	M D P
Registro remoto.	M T T
Registro local (a prueba de explosión).	M D P
No disponibilidad de corriente eléctrica.	M D P
Limitaciones de espacio.	M D P
Contra presión insuficiente para evitar vaporización.	M D P
Tanque volumétrico utilizado como probador.	M D P
Severa limitación de caída de presión.	M D P
Alta exactitud en la medición de volúmenes extremadamente pequeños.	M D P

Por lo anterior es conveniente mencionar que el uso de los MDP está más ampliamente aprobado por diversas autoridades que rigen las especificaciones.

IV.1.3.- Medidor de placa de orificio.

Un medidor de orificio es un conducto con una restricción para crear una caída de presión. Un reloj de arena es una forma del medidor de orificio. Una tobera, un venturi o un ori-

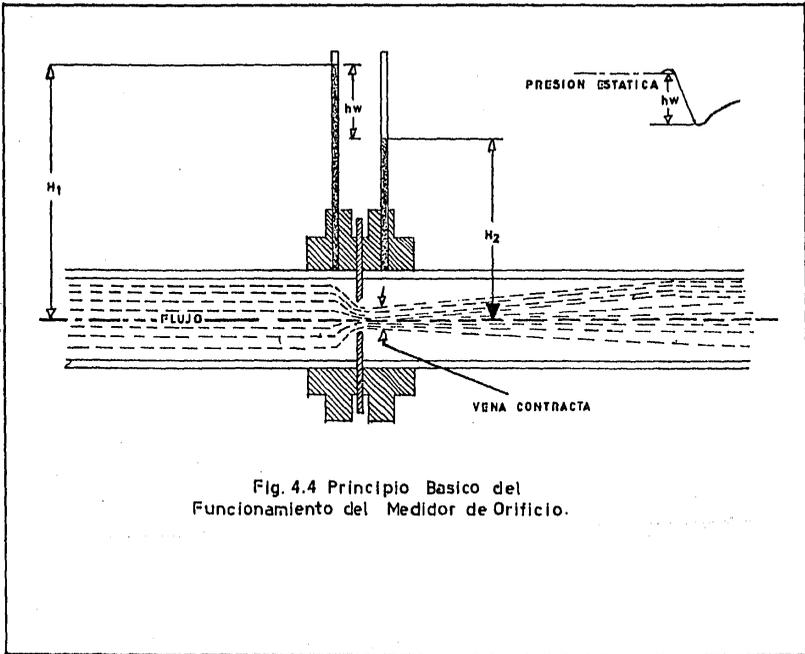


Fig. 4.4 Principio Basico del
Funcionamiento del Medidor de Orificio.

ficio de bordes biselados, puede ser usado como una restricción al flujo. Con el objeto de usar cualquiera de estos dispositivos para medición, es necesario calibrarlos empíricamente, esto es, hacer pasar un volumen conocido de fluido a través del medidor y registrar la lectura con el propósito de proveer de esta forma una cantidad estándar para medir otras cantidades.

Debido a la facilidad de duplicidad y a la sencilla construcción de la placa de orificio de bordes biselados se ha adoptado como estándar y se han realizado gran cantidad de trabajos de calibración, de tal manera que es ampliamente aceptado como un medio estándar de medición de fluidos, la Fig. 4.3 muestra una placa de orificio en una tubería con un manómetro para medir la caída de presión (diferencial) cuando el fluido pasa a través del orificio. El área de la sección transversal es conocida como vena contracta.

IV.1.3.1.- Antecedentes de la medición de flujo por orificio.

El primer registro de la medición de fluidos con el uso de orificio fué hecho por Giovanni B. Venturi, físico italiano, quien en 1797 realizó algunos trabajos que condujeron al desarrollo del medidor venturi, por Clemons Herschel en 1886, fue reportado como un medidor de orificio, diseñado por el profesor Robinson de la Universidad Estatal de Ohio, que utilizó gas para la medición, en el año de 1890.

En el año de 1903 T.B. Weymouth, realizó una serie de pruebas, en Pensilvania, E.U. y llevó a la publicación los coeficientes para los medidores de orificio, al mismo tiempo E.O. Hickstein, realizó una serie de pruebas similares en Joplin,

Missouri, a partir de ahí desarrolló datos para los medidores de orificio en tuberías.

IV.1.3.2.- Funcionamiento.

Al acercarse el fluido al orificio la presión se incrementa ligeramente y luego cae abruptamente cuando ha pasado el orificio. La caída continúa hasta que la vena contracta es alcanzada y entonces se incrementa gradualmente hasta que se alcanza otro punto de presión máxima, aproximadamente, 8 diámetros corriente abajo. La disminución en la presión al pasar el fluido del orificio es resultado del incremento de la velocidad del gas pasando a través del área reducida del orificio. Cuando la velocidad disminuye al haber pasado el fluido por el orificio, la presión se incrementa y tiende a regresar a su nivel original. Toda la presión perdida no se recupera debido a las pérdidas por fricción y turbulencia en la corriente. La caída de presión a través del orificio (h_w en la Fig. 4.4) se incrementa cuando el gasto o ritmo de flujo también se incrementa, esto implica que cuando no hay flujo, no hay presión diferencial, esta presión diferencial es proporcional al cuadrado de la velocidad, lo cual indica que también será proporcional al cuadrado del gasto de flujo.

IV.1.3.3.- Factores usados en la medición.

a).- Gravedad específica (F_g).

Quando una fuerza constante es aplicada sobre un gas, una cantidad mayor de gas ligero puede pasar a través de un orificio con mayor facilidad que un gas pesado, debido a que el flujo de gas ligero varía el doble, esto es que un gas con gra-

vedad específica de 0.25 puede fluir más rápido a través del orificio que un gas que tenga una gravedad específica de 0.1 .

b).- Presión (p) y (Fpb).

La presión de flujo tiene un doble efecto sobre el volumen. A mayor presión se tiene un gas más pesado de manera que un volumen menor fluye a través del orificio, pero cuando este volumen se expande a la presión base (pies cúbicos estándar), el volumen se duplica, entonces al duplicar la presión absoluta, el flujo se puede incrementar a 141% del original.

c).- Temperatura (Ftf) y (Ftb).

La temperatura de flujo tiene dos efectos sobre el volumen. Una alta temperatura significa que se tendrá un gas más ligero de manera que el flujo existirá, pero cuando el flujo es mayor y se corrige a la temperatura base (pies cúbicos estándar), el volumen disminuye, como resultado de una duplicidad en la temperatura absoluta el flujo se reduce al 70.7% del original.

d).- Supercompresibilidad (sólo para gases) (Fpv).

La ley de Boyle establece que cuando una presión se aplica a un gas perfecto el volumen disminuye proporcionalmente. Para gases a esas condiciones el volumen disminuirá más que esta cantidad, debido a que las moléculas del gas se aglutinan debido a la atracción existente entre ellas. Si un resorte tiene una fuerza de 14.4 lb que actúan sobre él y la longitud es "D", se puede decir que una fuerza de 28,8 lb reducirá esa longitud a "D/2". Ahora si la parte superior y la parte inferior tiene -

platinillos que pueden cambiarse por imanes que tienen una atracción entre ambos, entonces cuando la fuerza de 28.8 lb se aplica, la longitud será menor que "D/2" debido a la fuerza adicional obtenida de los imanes.

La supercompresibilidad es una medida de la desviación de la ley de Boyle.

e).- Factor de expansión (sólo para gases) (Y).

En el flujo de gas una parte de la caída de presión observada es gastada en la expansión del gas a medida que pasa a través del orificio.

Los factores de expansión son, en efecto, una corrección por densidad; corrigiendo la diferencia en la densidad del gas cuando es medido en la toma del orificio y cuando se tiene actualmente en el orificio.

El factor de expansión para cuando la presión estática se toma en el borde de la toma (Y1), es diferente que cuando se toma en el borde de la salida del orificio (Y2).

Las corrientes de (Y2) son más pequeñas que las de (Y1), de manera que son más usadas.

f).- Número de Reynolds (Fr).

Es un número adimensional que es una combinación de la viscosidad, diámetro de la tubería, velocidad de fluido y la densidad del mismo y es utilizado para proporcionar una base común sobre el cual calcular las condiciones actuales de medición y pueden estar relacionadas con aquellas bajo las cuales los factores básicos se determinaron.

La relación es el resultado de dividir el producto de la

velocidad, el diámetro y la densidad entre la viscosidad del fluido.

El Número de Reynolds es el más difícil de comprender, de tal forma que se tratará de explicar de una manera simple.

Se supone que se tiene una vía como soporte (tubería) bastante amplia (diámetro) para que transiten tres hombres de 200 lb, cada uno (densidad), uno al lado del otro, si los hombres caminan despacio (velocidad), los tres van a adelantarse en fila, pero si se trata de avanzar más rápido (incremento de velocidad) habrá una tendencia de que los hombres de los extremos se choquen en la pared. El hombre del centro ($1/3$ de la corriente) va a ser el único a incrementar su velocidad efectivamente (sin golpear).

Ahora se supone que la vía fuera bastante amplia para que sean cinco los hombres (diámetro más amplio), a velocidad pequeña los cinco hombres caminarán sin dificultad y cuando se les solicite caminar más rápido, los tres hombres del centro podrán acelerar sin mucho problema, $3/5$ de la corriente en lugar de un tercio como el del ejemplo anterior aumenta efectivamente la velocidad teniendolo a densidad y viscosidad constante.

Si se desea ver el efecto incrementando la viscosidad, se podrá colocar un impermeable grande de hule en cada hombre y entonces cubrir esos impermeables con un material pegante. Los resultados son muy claros: Al incrementar la viscosidad baja el gasto pero este efecto disminuye cuando los diámetros se incrementan.

El efecto de la densidad en el Número de Reynolds es más aparente cuando el fluido tiene que cambiar de velocidad o dirección.

g).- Factor de flujo básico de orificio. (Fb).

Este es un dato empírico obtenido con cientos de lecturas usando el equipo de prueba ensamblado según los límites o condiciones de la tubería (diámetro interior, longitud, etc.). En varias tablas este dato es la cantidad de aire por hora que podría fluir a través del orificio dado en una línea dada cuando la presión absoluta en la línea es de 1 lb/pg^2 , cuando la presión diferencial a través del orificio es de 1 pg de agua y cuando la temperatura fluyendo del aire es de 60°F , todo reportado en pies cúbicos a la presión estándar de 14.73 lb/pg^2 y temperatura de 60°F .

h).- Constante de flujo en el orificio (coeficiente C').

Multiplcando los factores arriba descritos:

$$F_g \times F_{t1} \times F_{t2} \times F_{p1} \times F_{p2} \times Y \times F_r \times F_b$$

se obtiene la constante de orificio (C'), la cual es necesaria para aplicar la fórmula práctica y calcular el gasto de gas que pasa a través de una tubería.

$$q = C'(hwP)^{1/2}$$

donde:

q = Gasto de gas (pie^3/hr).

hw = Presión diferencial en pg de agua.

P = Presión estática absoluta (lb/pg^2)

C' = Constante de orificio. Calculado según las condiciones de flujo y de las instalaciones.

Como los líquidos en general no son compresibles, no hay

necesidad de compensar por cambios en la presión, entonces la fórmula para líquidos será:

$$q = C'(hw)^{1/2}$$

IV.1.3.4.- Flujo crítico.

El flujo sónico o crítico ocurre cuando la velocidad del gas o vapor llega a alcanzar la velocidad del sonido (aproximadamente 700 millas por hora). El gas no puede estar expuesto a fluir más rápido y permanecer en el mismo estado. La regla de campo para usar en flujos de gas, es que el flujo crítico es alcanzado cuando la corriente abajo registra una presión absoluta de aproximadamente de 50% o menos que la de la corriente arriba.

IV.1.3.5.- Ventajas de la medición con medidor de orificio.

El flujo puede ser medido con precisión sin necesidad de calibrar de acuerdo con el fluido actual.

Procedimientos bien establecidos convierten la presión diferencial en gasto, usando coeficientes empíricos.

Estos coeficientes están basados en las dimensiones de a apertura del orificio y de los diámetros de la tubería, fácil de medir y de una manera precisa; combinados con características medibles del fluido y no con calibraciones de flujo de fluido.

Con excepción del medidor de orificio, casi todos los medidores de flujo requieren de una calibración del flujo de fluido a un gasto y temperatura aproximada a las de operación para tener resultados exactos.

Además de no requerir esa calibración los medidores de q

rificio son sencillos, fuertes y confiables y relativamente de bajo costo.

IV.1.3.6.- Tipos de placas de orificio.

a).- Placa de orificio concéntrico.

En el diseño y uso de las placas de orificio, algunos -- factores deben ser tomados en cuenta para asegurar una medida -- real y confiable.

El borde superior del orificio debe ser agudo y cuadrado. El espesor mínimo de la placa (basado en el diámetro interior -- de la tubería, o en el orificio) es regulado. La placa no debe tener diferencia en diámetro de más de 0.01 pg por pg del radio de la tubería. Para estar conforme con las prácticas recomendadas, la relación (relación del diámetro del orificio con respecto al diámetro de la tubería), no debe exceder los límites recomendados.

b).- Placa de orificio excéntrica.

La placa de orificio excéntrica tiene un borde redondo -- tangente a la pared interior de la tubería.

Este tipo de placa se usa más comunmente para medir fluidos que llevan una pequeña cantidad de sólidos no abrasivos, -- así que con la apertura de la parte inferior de la tubería; los sólidos pueden seguir su camino y no depositarse en la placa de orificio.

c).- Placa de orificio segmental.

La apertura en la placa de orificio de tipo segmental es comparable a una válvula de compuerta parcialmente abierta. Este

tipo de placa se utiliza generalmente para medir líquidos o gases que llevan impurezas no abrasivas como fluidos ligeros o gases muy sucios. La lectura obtenida para las placas de tipo excéntrica o segmental no es tan confiable como la de la placa de orificio concéntrica.

IV.1.3.7.- Tomas de presión para el registrador.

Las conexiones que transmiten la presión del elemento -- primario (placa de orificio) al registrador, se denominan "tomas de presión", pueden colocarse directamente en el porta orificio o en la tubería.

Las formas más comunes de instalar las tomas de presión cuando se usa una placa de orificio son:

- 1).- Conexión en brida.
- 2).- Conexión en vena contracta.
- 3).- Conexión en tubería.

1).- Conexión en brida; en este tipo de derivación las tomas de alta y baja presión se conectan directamente al porta orificio, cuyas perforaciones roscadas vienen hechas de fábrica a una distancia de 1 pg en ambos lados de la placa de orificio.

2).- Conexión en vena contracta; este tipo de derivación se efectúa cuando se desea aprovechar la diferencial máxima a través del orificio. La distancia a la cual se origina la máxima contracción de la vena con respecto a la placa de orificio depende de la relación de diámetros entre el orificio y la tube

ría.

La toma de baja presión se sitúa a una distancia igual a un diámetro de la tubería, en tanto que la toma de alta presión, deberá instalarse a una distancia igual a medio diámetro.

3).- Conexión en tubería; la toma de alta presión se instala a una distancia de 2 1/2 diámetro de la tubería, en tanto que la de baja presión a 8 diámetros tomando como referencia el lado correspondiente de la placa de orificio. En este caso se mide únicamente la pérdida de presión por fricción, por lo que la presión diferencial es muy pequeña, la cual hace posible la medición de un flujo relativamente grande con un registrador de bajo rango.

IV.2.0.- Medición automática cualitativa.

La medición cualitativa se realiza con el fin de determinar la calidad del aceite que fluye por las instalaciones de producción. Para determinar la cantidad de impurezas del aceite se cuenta con dispositivos como los que se mencionan a continuación.

IV.2.1.- Medidor de sólidos y agua.

Junto a la medición de volúmenes, la medición de sólidos y agua, es la prueba más importante hecha al aceite en el campo. El contenido de sólidos y agua es determinado de una muestra. -- El advenimiento de la automatización creó la necesidad de un instrumento el cual determina en una forma continua y automática el contenido de sólidos y agua; en la actualidad se han desarrollado 2 tipos básicos de instrumentos, aún cuando uno de --

ellos ha encontrado un uso de gran difusión. El primero determina la calidad por medio de la medición de la constante dieléctrica del crudo que pasa a través de un capacitor, el segundo utiliza el método de la presión diferencial entre columnas de aceite filtrado y no filtrado. En la actualidad estos dispositivos están siendo usados, únicamente para dirigir el aceite y retornarlo a una unidad de tratamiento o para detener la producción si el contenido de sólidos y agua, excede los límites aceptables.

Las muestras se obtienen por medio de extracción automática. Con el tiempo, estos dispositivos u otros similares, eliminarán la necesidad de muestreadores manuales.

El instrumento de medición tipo capacitor consiste de una celda de capacitancia en la línea de la tubería, además de un oscilador electrónico, un puente autoelevable y un registrador.

La celda está formada de dos cilindros concéntricos, dos placas paralelas, dos sondas tipo rodillo o una sola; la celda va instalada en la línea de flujo principal o en una línea de desviación de flujo (By - Pass), a través de la cual se desvía solamente una parte del flujo, también se podrá instalar en una tubería vertical (riser), en el cual resultara una mezcla más uniforme de todos los componentes del fluido y consecuentemente la exactitud del instrumento se incrementará. La precisión y sensibilidad del instrumento son afectados ligeramente por variaciones en la presión, algunas veces el instrumento es compensado por temperatura por las variaciones en las constantes dieléctricas que acontecen con la temperatura.

El método de celda de presión diferencial para medir el contenido de sólidos y agua compara una columna equivalente de

aceite crudo. La presión diferencial existente entre las columnas es una indicación directa de el porcentaje de impurezas presentes en el crudo.

IV.2.2.- Medición automática de la temperatura.

En la actualidad hay tres tipos de sistemas de medición de la temperatura:

- a).- Sistema térmico de llenado.
- b).- Sistema de bulbo-resistencia.
- c).- Sistema de termopar.

a).- Sistema térmico de llenado.

Este sistema trabaja en base al principio de que un fluido se expande o se contrae con los cambios de temperatura, este tipo de dispositivo consiste de un bulbo sensible a la temperatura conectado por un tubo capilar a un elemento expansible y sensible a los cambios de presión. El bulbo puede ser llenado con un líquido, un líquido y gas o gas únicamente. El elemento expansible puede ser un diafragma, un fuelle, o un tubo bourdon siendo este último el más común.

b).- Sistema de bulbo resistencia.

Este tipo de sistema trabaja en base al siguiente principio: Un cambio en la temperatura de la resistencia está directamente relacionado a un cambio en la resistencia. Este dispositivo es el de mayor precisión de los tres tipos de sistemas en el rango desde 100°F a 600°F , consiste de un elemento o resistencia (elemento de medición) cuyo calentamiento es medido por un balanceo automático o un puente de tipo deflexivo (Puente de -

Wheatstone) modificados y un registrador directo de temperatura en grados fahrenheit. La energía para este tipo de sistemas puede ser sustituida por una batería o un rectificador de corriente alterna. Los circuitos del puente son diseñados de tal manera que los efectos de la temperatura ambiente y los cambios de voltaje suministrados son eliminados.

c).- Sistema de termopar.

Se basa en el principio en que el calor aplicado a la punta de uno de los dos ladrones metálicos de diferente composición que son unidos al final del termopar, causa el desarrollo de una fuerza electromotriz (FEM), cuya magnitud está relacionada directamente a la cantidad de calor (temperatura) aplicado. El termopar puede ser de dos tipos, en que los elementos inferiores son en forma de alambres, en que un elemento es un tubo cerrado y el otro es un elemento unido a el fondo del tubo interiormente. En el sistema de termopar la detección del circuito es por medio de un potenciómetro de balance automático en lugar de un puente, por que la cantidad eléctrica es una FEM en lugar de un cambio de resistencia.

Los sistemas de termopar son sistemas primarios para medición de temperatura, cuando no se excede de 100^oF.

Una variación del tipo de sistema termopar que no depende del desarrollo de la FEM, es usado algunas veces en lugar del sistema de llenado térmico. En este caso, el elemento bimetalico consiste, como su nombre lo dice, de dos metales que tienen coeficiente de expansión de gran diferencia, unidos a la vez y enrollados en una bobina en espiral. Los cambios de temperatura alrededor del elemento causa la liberación final para mover

se angularmente en proporción a los cambios de temperatura, este movimiento es transmitido a través de un mecanismo unido a una carta y registrado en términos de temperatura.

A continuación se mencionan dos clases de mediciones de temperatura requeridos en las instalaciones de producción:

- a).- Medición promedio.
- b).- Medición continua.

La medición continua es realizada por elementos de temperatura individual, siendo de suficiente dimensión y de esta manera determinar una temperatura promedio.

IV.2.3.- Medición automática de la densidad.

Actualmente se tienen disponibles cuatro métodos básicos para la determinación automática de la densidad. Se basan en la medición de flotación, peso, presión diferencial y la intensidad de radiación. Algunos de estos métodos pueden ser utilizados para obtener una medición continua.

La determinación automática de la densidad por el método de flotación, únicamente consiste de el método manual del densímetro. Un flotador es sumergido en el líquido para que la densidad de este líquido sea determinada, la posición del flotador está determinada por el resultante de el peso y la flotación en el líquido.

Los cambios en la densidad específica del líquido causa que el flotador dé una lectura de densidad de acuerdo al flote alto o bajo en el líquido. El movimiento del flotador es transmitido mecánica, eléctrica o neumáticamente o alguna combina---

ción de estos medios a un registrador.

El método de determinación por peso, consiste en pesar - un volumen conocido de líquido en una balanza. El procedimiento es el siguiente:

Un volumen determinado de líquido que fluye por la tubería es desviado continuamente a un envase presurizado, que es soportado en una balanza con eje de cuarzo. Un registrador de pluma es unido directamente al brazo de la balanza y registra las variaciones de la densidad, indicada por el desplazamiento del brazo de la balanza.

El método de presión diferencial está basado en el principio de la comparación de la presión hidrostática de un flujo intermitente de líquido de densidad variable contra uno constante, conectado a una celda de presión diferencial que produce una señal automática-eléctrica para transmitir el valor de la densidad a un registro.

La densidad exacta del aceite medida a 60°F es generalmente la base para determinar el precio por pagar para el crudo. Por ésta razón, esto es necesario para registrar simultáneamente la temperatura del líquido y de ésta manera corregir de forma manual la lectura observada de la densidad o para incluir un compensador automático de temperatura, en la configuración del dispositivo automático de medición de la densidad. Si por otras razones la presión es también un factor importante, algunos modelos de instrumentos de medición de la densidad pueden obtener y registrar simultáneamente la presión.

IV.3.0.- Instrumentos automáticos de registro.

IV.3.1.- Registro automático de gráfica circular.

El tipo más común de instrumento de registro usado en las operaciones de producción en la actualidad es el registro de gráfica circular. Este tipo de registro es casi mundialmente usado en conjunción con un medidor de orificio, algunas veces en combinación con otros dispositivos para registrar a la vez, temperaturas, presiones, contenido de agua y sedimentos, etc.

El registrador puede considerarse básicamente un instrumento mecánico, neumático, eléctrico o electrónico, dependiendo en que forma, la señal de la cantidad a ser registrada es recibida por el elemento que controla la aguja del dispositivo.

El de tipo mecánico es instalado cerca al punto donde la cantidad a ser registrada es medida, debido a que la aguja es acoplada directamente al elemento de medición por un eslabón apropiado.

Los de tipo neumático, eléctrico o electrónico, pueden ser situados en un punto conveniente, donde la medición sea realizada. Los registradores neumáticos son generalmente limitados a una cierta distancia, (\pm 200 pies), puesto que la distorsión y disipación de la señal ocurre a grandes distancias, por lo cual la lectura es errónea. Algunas mediciones con el tipo eléctrico son registradas cuando un alto grado de sensibilidad es requerido.

No obstante la señal de entrada al instrumento registrador que es por medios, neumáticos, eléctricos o electrónicos, se efectúa por medio de un transductor dentro de un mecanismo de movimiento proporcional al rango del instrumento. Este movimiento gobierna el desplazamiento de la aguja del registrador y es te en todo caso al registro actual de datos que es por medios

mecánicos.

De esta manera se hace posible aumentar el número de agujas en el mismo instrumento, para registrar diferentes datos simultáneamente.

IV.3.2.- Registro en forma de tira.

Muchas medidas de la cantidad de fluidos que pueden ser registradas en un registro circular pueden también ser registradas en una carta en forma de tira.

La principal ventaja de este registro sobre el circular es la capacidad para registrar datos de hasta por 30 días sin necesidad de cambiar las cartas, al contrario de la carta circular, que se cambia cada 7 días.

La aguja del registrador está enlazada a una polea de rodillo con dientes de cadena, que al final tiene un rodillo impulsor que engrana con perforaciones en una tira de papel. La energía proporcionada por el impulsor puede ser mecánica, a partir de motores sincrónicos o reguladores de gas similares a los utilizados para registros circulares. La velocidad disponible está dentro del rango de $3/4$ a 12 pg/hr, siendo el más común el de $1\ 1/2$ pg. Este tipo de registro también es susceptible a registro de plumillas múltiples.

IV.3.3.- Impresora automática de datos de finales.

El registro automático de datos en forma impresa tiene generalmente 2 maneras para ser realizado:

- 1).- La calculadora eléctrica.
- 2).- Impresora eléctrica.

La primera diferencia en el registro obtenido a partir de esos dispositivos es el número de dígitos que pueden ser registrados en la salida de los datos y la forma de impresión del registro. La adaptación de la máquina calculadora es imprimir un registro en la cinta de ésta limitada de 8 a 10 posiciones horizontales. Las primeras tres posiciones están generalmente reservadas para el código de información (pozo o tipo de medidor, cantidad a ser registrada, etc.) y sólo las 5 ó 6 posiciones posteriores son disponibles para resultados de registro cuantitativo. Sucesivamente los resultados cuantitativos a ser registrados a partir de la misma fuente o de otras fuentes son impresos unos abajo de los otros.

Con la impresora eléctrica, el número de posiciones horizontales disponibles son limitados por el ancho del carrete impresor, sucesivamente los resultados cuantitativos pueden ser registrados de un lado a otro o abajo, de acuerdo como se requiera.

Con el otro tipo de máquina impresora de datos es necesario un programador. El programador contiene los canales de conteo, circuitos de búsqueda, codificación, selección y tiempo.

Los canales de conteo son interruptores generalmente de 10 pasos, con tantos interruptores en serie como sea necesario para obtener el número deseado de dígitos en la respuesta.

El resto de los circuitos eléctricos (los cuales están compuestos primordialmente de relevos de pasos, relevos de cierre de circuitos, interruptores de relevos, registradores de tiempo, etc.), seleccionan el punto o puntos a partir del cual o cuales se van a leer los datos, la secuencia en la cual es leído y la hora de la lectura; suministran el código necesario

para identificar el punto a partir del cual son leídos los datos.

V. SISTEMA L.A.C.T.

Las iniciales L.A.C.T., representan Transferencia de -- Control Automático en la localid^{ad} (Lease Automatic Custody -- Transfer). La A.P.I., define al sistema LACT como un arreglo - de equipos diseñados para la transferencia de hidrocarburos lí- quidos durante la producción del pozo a una estación de almace- namiento.

Las unidades LACT son utilizadas para transportar y me- dir automáticamente hidrocarburos líquidos desde los pozos que se encuentran produciendo hasta una estación central de recolec- ción situada en un lugar distante.

Las unidades LACT incluyen instrumentos que miden correc- tamente la calidad y cantidad del aceite transportado; si el a- ceite es de mala calidad (normalmente con alto contenido de a- gua) el bombeo se detiene.

Hace aproximadamente 30 años , fue común la práctica en los campos petroleros de tener 1 ó 2 tanques de almacenamiento de petróleo, de cada pozo o grupo de pozos localizados en un - área determinada.

Cuando los tanques eran llenados, el aceite era bombea- do a tanques de almacenamiento de mayor capacidad que recolec- taban el total de hidrocarburos líquidos de todos los pozos del campo. El aceite era entonces transportado dentro de carros o - carrotanques, a otro lugar o localidad.

Actualmente en un tiempo determinado el aceite es trans- portado desde un tanque de almacenamiento a tanques de mayor ca- pacidad, este tanque tendrá un indicador del nivel de líquido -

desde el inicio hasta el final de la transferencia; el llenado y la interrupción del bombeo, la prueba del aceite para determinar la densidad API y el contenido de sólidos y agua se realiza en una forma más simple. En los primeros procedimientos se requería de capacidades considerables de tanques, además resultaban con algunas pérdidas de aceite, debido al desgaste o vaporización del flujo en un tanque a la atmósfera.

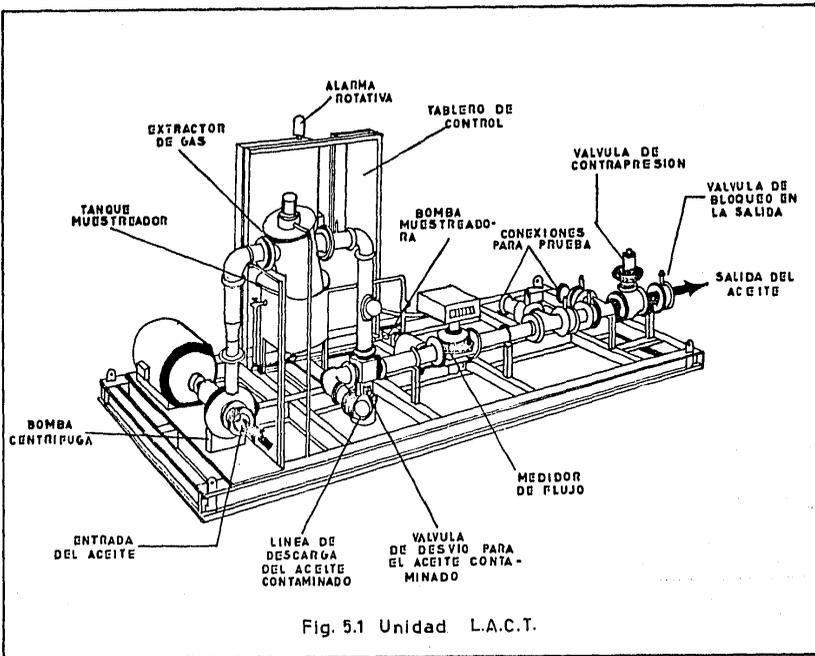
Sin embargo la principal desventaja a este procedimiento era que el volumen medido utilizando las lecturas del tanque, no fueron siempre correctas y se tenía dificultad para tomar una muestra representativa de este tanque para determinar la calidad del aceite.

El resultado neto fue que se tendrían diferentes medidas de la cantidad del aceite, debido al uso de diferentes tipos de medidores. Esta situación fue parcialmente corregida utilizando tanques de medición y de ésta manera determinar la densidad API y el contenido de sólidos y agua.

V.1.0.- Descripción de la unidad LACT.

La unidad LACT cuenta con los siguientes dispositivos:

- 1.-Bomba para desplazar el aceite de un lugar a otro --- (por medio de tuberías a tanques de almacenamiento).
- 2.- Medidor de flujo para cuantificar el volumen de aceite entregado.
- 3.- Conexiones para la instalación de manómetros que permitan verificar la presión de flujo continuamente.
- 4.- Dispositivos para muestrear o coleccionar continuamente el aceite que fluye a través de la unidad.



- 5.- Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta. En este caso - el aceite es desviado a un depósito o tanque de aceite contaminado o a una unidad de tratamiento.

Adicionalmente estas unidades cuentan con los siguientes dispositivos:

- 1.- Extractor de niebla para separar y extraer el gas -- que está contenido en el aceite.
- 2.- Filtro para remover basura y partículas sólidas que arrastra el aceite.
- 3.- Bomba para inyectar inhibidor de corrosión en el a-- ceite.
- 4.- Regulador de presión para tener una presión constante en la unidad.
- 5.- Instrumentos para medir la presión y temperatura (ma--
nómetros y termómetros).

V.1.1.- Bomba.

La bomba es en general de tipo centrífuga, accionada por motor eléctrico. Se calibra para enviar el máximo volumen de aceite medido. La mayor parte de las unidades LACT bombean el aceite a una presión de descarga de 15 a 40 lb/pg².

V.1.2.- Medidor de flujo.

El medidor de flujo de desplazamiento positivo (PD) o tipo turbina (MT), (descritos en el capítulo IV), miden el flujo de aceite. Los diversos tipos de PD utilizan el principio de --

una cámara calibrada o un cubo con fluido, el paso del fluido es continuo tanto de llenado como al descargar en cada ciclo.

El MT es un rotor que gira con el paso del líquido; la velocidad con la que este rotor gira es proporcional al flujo a través del medidor.

La industria petrolera realizó un acuerdo para medir volúmenes de líquido a una temperatura de 15°C . El aceite pocas veces es producido a una temperatura constante de 15°C , por lo cual las mediciones de flujo deben ser corregidas.

Los medidores de flujo son equipados con compensadores de temperatura, con el fin de corregir las lecturas de los registros cuando la temperatura sea diferente a los 15°C .

Para cada tamaño de FD o MT, se tiene un rango limitado de medición. El tamaño del medidor en la unidad IACT debe ser seleccionado de acuerdo a la capacidad de manejo de la misma unidad.

Si el flujo es más o menos el rango del medidor, la lectura tomada puede ser exacta. Por ejemplo, una medida puede tener un rango de 8 a 80 m^3/hr (50 a 500 bl/hr) el flujo está dentro de un rango de la medida, las lecturas de flujo son determinadas con precisión por el medidor, sin embargo si la lectura no está dentro del rango del medidor, la lectura no será exacta por lo cual se tendrá que cambiar el elemento de medición.

Si el gas está presente en el aceite, éste puede introducirse al medidor y causar lecturas erróneas. Consecuentemente un gas removido en un tanque, se localizará en la parte superior por lo que un regulador de presión estará localizado en la parte inferior del tanque con el fin de tener una suficiente presión para prevenir y suspender la liberación de gas del acei

te.

El PD y MT son construídos con tolerancias precisas. El lodo, la arena o la corrosión debido a gases amargos, pueden afectar la precisión del medidor por lo que un filtro es instalado sobre la entrada del medidor para remover o quitar las partículas sólidas y para evitar la corrosión se utilizarán inhibidores.

En algunas unidades el volumen registrado por el medidor de flujo, es transmitido a un dispositivo que imprime en una gráfica, el tiempo, la fecha y el volumen neto que es manejado.

V.1.3.- Medidor de prueba en conexiones.

Un medidor de prueba es un dispositivo que se utiliza para verificar la posición de un medidor de desplazamiento positivo o tipo turbina. Estos dos medidores son calibrados por los fabricantes, sin embargo una vez instalado se deberán calibrar periódicamente, lo cual se realiza con un medidor de prueba.

Un medidor de prueba es simplemente una sección de un tubo en que el volumen es medido con precisión, se conecta a la línea que tiene instalado un medidor de desplazamiento positivo o tipo turbina, así de esta manera el flujo a través del medidor también pasa a través de este dispositivo. Una esfera de goma o caucho es colocada dentro del probador y cortará el viaje inicial y final del flujo de fluido a través del medidor.

El volumen desplazado y calibrado entre los interruptores, es entonces comparado con el volumen indicado por el medidor de desplazamiento positivo o del de tipo turbina. Si estos no son los mismos un factor de corrección es calculado, que se

aplica a las lecturas de medición y de esta manera las mediciones serán las mismas tanto para los medidores (PD o MT) y el medidor de prueba.

Las mediciones son generalmente comparadas sobre un programa fijo, mensual, trimestral, etc., algunas veces si el medidor registra un cambio inesperado en el ritmo de flujo (mucho o poco), deberá ser revisado.

El medidor de prueba en conexiones en una unidad LACT, - son dos brazos en la salida de la tubería del medidor de flujo, con una válvula instalada entre los brazos. Ver Fig. 5.2

V.1.4.- Muestreador de aceite.

La calidad del aceite crudo depende de:

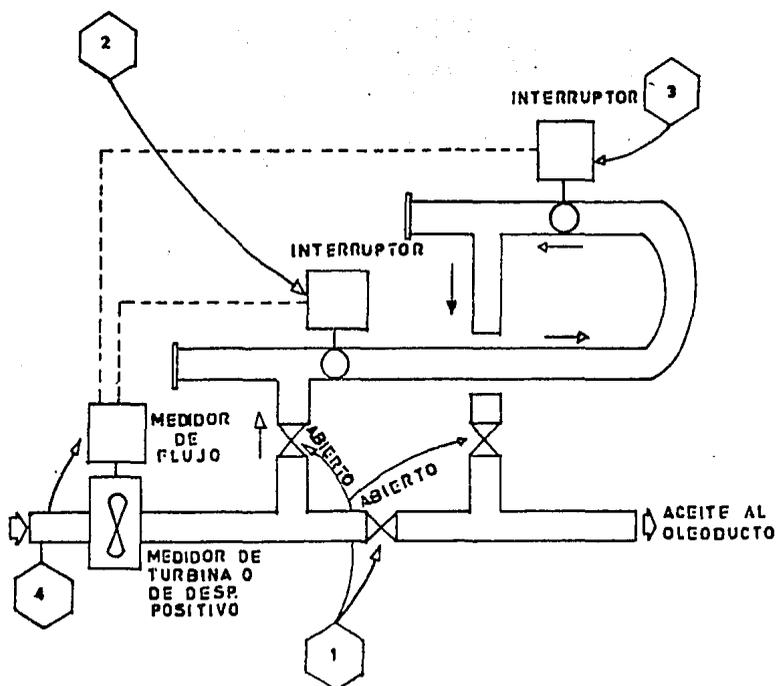
- 1.- El tipo de aceite.
- 2.- La densidad en °API o adimensional.
- 3.- La cantidad de agua y material sólido en el aceite.
- 4.- La cantidad de componentes corrosivos en el aceite como son : H_2S , CO_2 , etc.

Para determinar cada uno de los parámetros mencionados - anteriormente, es necesario tener una muestra pequeña de aceite con el fin de realizar los análisis requeridos.

El muestreador continuamente retira una fracción grande del aceite que está fluyendo a través de la unidad, este aceite removido entra a una cámara que será a la que se le realizará - un análisis.

De acuerdo a lo anterior se pueden retirar 4 litros (1 -- galón aproximadamente) de muestra por cada $150 m^3$ (1000 bl) que fluyen a través de la unidad LACT.

El aceite acumulado en el muestreador es recolectado des--



- 1 EL FLUJO ES DESVIADO AL MEDIDOR DE PRUEBA.
- 2 CUANDO LA ESFERA VIAJA CORRIENTE ARRIBA EL INTERRUPTOR ENVIA UNA SEÑAL AL MEDIDOR DE FLUJO PARA COMENZAR A REGISTRAR.
- 3 CUANDO LA ESFERA VIAJA CORRIENTE ABAJO EL INTERRUPTOR ENVIA UNA SEÑAL AL MEDIDOR DE TURBINA PARA

- 4 EL VOLUMEN MEDIDO EN EL MEDIDOR DE PRUEBA ES COMPARADO CON EL VOLUMEN REGISTRADO POR EL MEDIDOR DE FLUJO Y EL FACTOR DE CORRECCION ES CALCULADO.

Fig. 5.2 Medidor de Prueba en Conexiones.

pués de cada operación de la unidad LACT. Después de que la muestra es colectada, se drena completamente. El contenido del colector de muestras debe ser identificado apropiadamente, así como localización, día, hora de corrida (o número), etc.

V.1.5.- Paro automático del bombeo cuando el aceite contiene un alto porcentaje de agua.

El aceite tratado o manejado debe encontrarse bajo ciertas especificaciones de calidad. Esto es que el agua contenida en el aceite debe estar bajo un cierto rango. La mayor parte de los acuerdos internacionales especifican que el máximo contenido de agua en el aceite que es tratado, es de 0.5 a 1.0 %.

Cada unidad LACT tiene instalado un dispositivo de análisis continuo de agua (monitor) en la parte superior de la bomba. El dispositivo de control de agua tiene como función verificar la cantidad de agua que viaja junto con el aceite, o sea -- que el porcentaje de agua no se encuentre por arriba del rango establecido.

Cuando lo anterior sucede, el flujo se interrumpe y se desvía a un tanque de aceite contaminado o a una unidad de tratamiento. En casi todas las unidades LACT se instala una válvula de tres vías en la tubería que conduce el aceite, arriba del medidor de flujo.

Si el contenido de agua excede el rango marcado, la válvula de tres vías determina el movimiento, de esta manera el -- flujo de aceite es desviado a la unidad de tratamiento.

La bomba en la unidad LACT efectúa una operación continua y el flujo de aceite es enviado al equipo de tratamiento, -- hasta que el contenido de agua sea el mínimo; la válvula de --

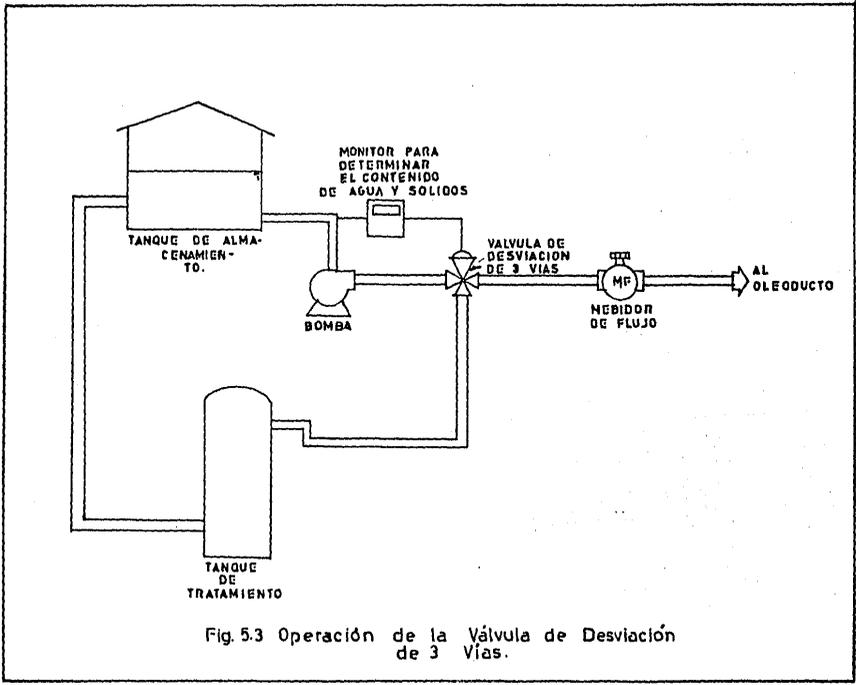


Fig. 5.3 Operación de la Válvula de Desviación de 3 Vías.

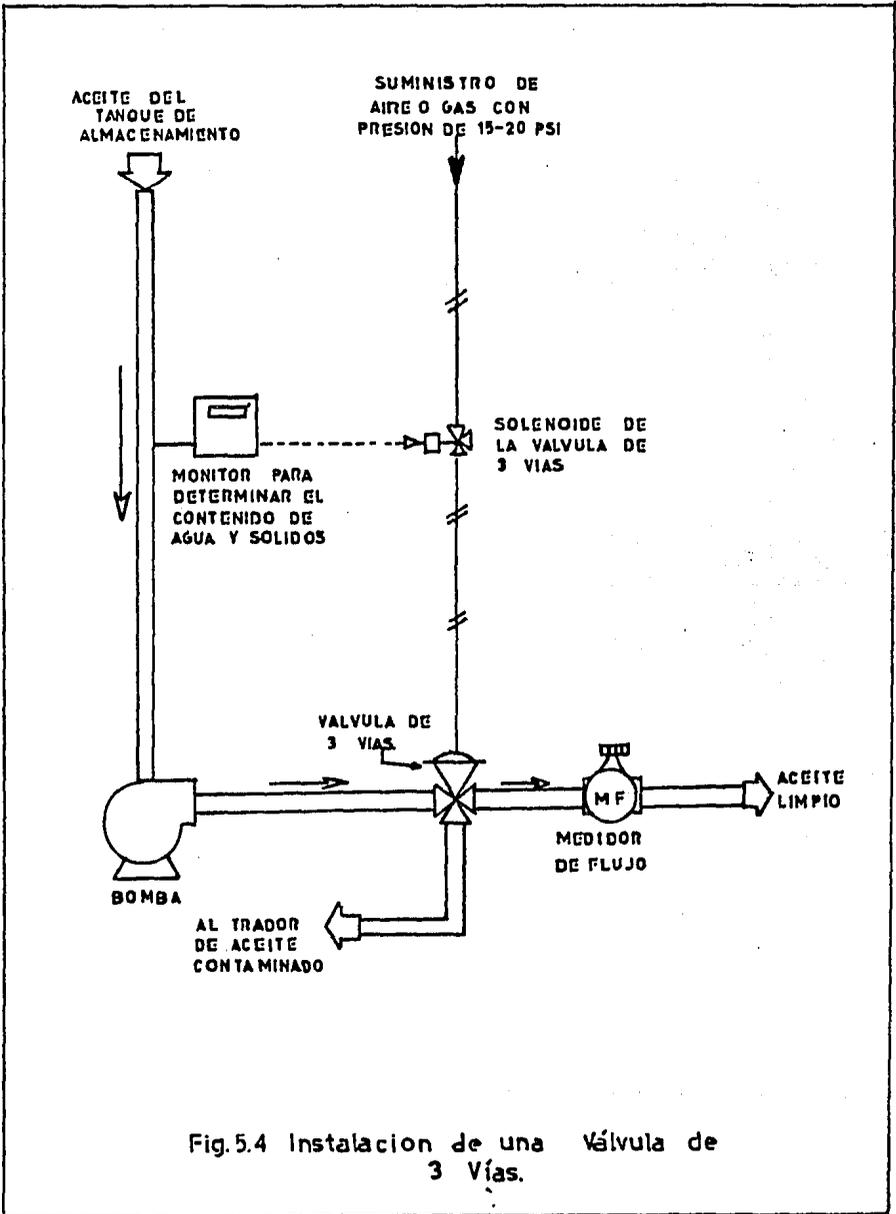


Fig.5.4 Instalacion de una Válvula de 3 Vías.

tres vías controla el retorno a ésta operación en posición normal y el aceite puede continuar fluyendo a través del medidor.

V.2.0.- Flujo a través de la unidad LACT.

En la Fig. 5.5 se muestra un diagrama de flujo de una unidad LACT. El aceite de uno o más pozos, fluye a través de un separador y un tratador de emulsión para remover el gas y agua de la corriente del pozo. El flujo de aceite limpio sale del tratador hacia un tanque de distribución, cuando el tanque de distribución está lleno, el flujo se cortará a una presión estática alta y a su vez interrumpirá la corriente a la unidad LACT y regresa a la unidad anterior. El aceite fluye desde el tanque a la unidad LACT y entra al oleoducto como última etapa. Cuando el contenido de agua en el aceite que fluye a través de la unidad LACT excede el máximo permisible, la unidad detiene automáticamente el flujo de aceite al oleoducto y éste es desviado a través de una línea a la unidad de tratamiento o aceite contaminado.

Cuando el aceite ha sido bombeado fuera del tanque de distribución, la unidad LACT se detiene. Al llenarse el tanque de nuevo la unidad iniciará el ciclo hasta que se descargue el tanque nuevamente.

En algunas instalaciones el aceite de 2 o más tanques de almacenamiento van a una sola unidad LACT. Un diagrama de flujo de cabezales de recolección de tres campos diferentes, es mostrado en la Fig. 5.6, la unidad LACT tiene un dispositivo muestreador de separación para cada uno de los tres campos. Este dispositivo muestreador se asigna a cada sistema para que automáticamente se ponga en servicio cuando el aceite fluye desde el --

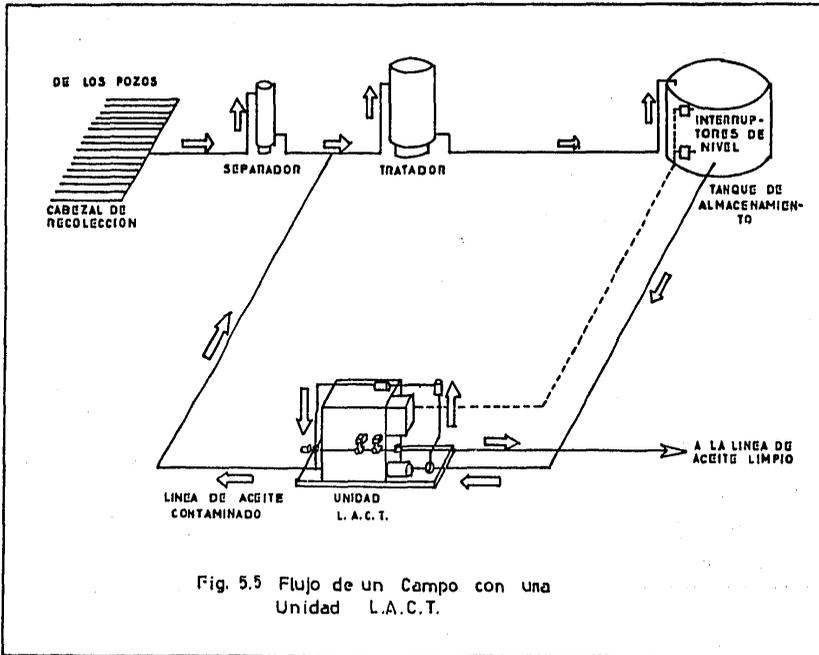


Fig. 5.5 Flujo de un Campo con una Unidad L.A.C.T.

campo hasta la unidad LACT.

La operación y el flujo en la unidad LACT en los tres sistemas, son los siguientes:

Cuando la producción del campo "A" va al tanque de almacenamiento, se activa una señal en el tanque que es enviada a la unidad LACT, para que que la válvula dentro de la unidad "A" y la válvula de la línea de aceite contaminado, sean abiertas y así de esta manera se comience a bombear el aceite, al mismo tiempo el contador del medidor de flujo indicará las lecturas.

Cuando el tanque de distribución está lleno, la unidad se cierra y la operación para la unidad "A" es completa. La secuencia total es entonces duplicada para los campos "B" y "C" y entonces regresa a la unidad "A".

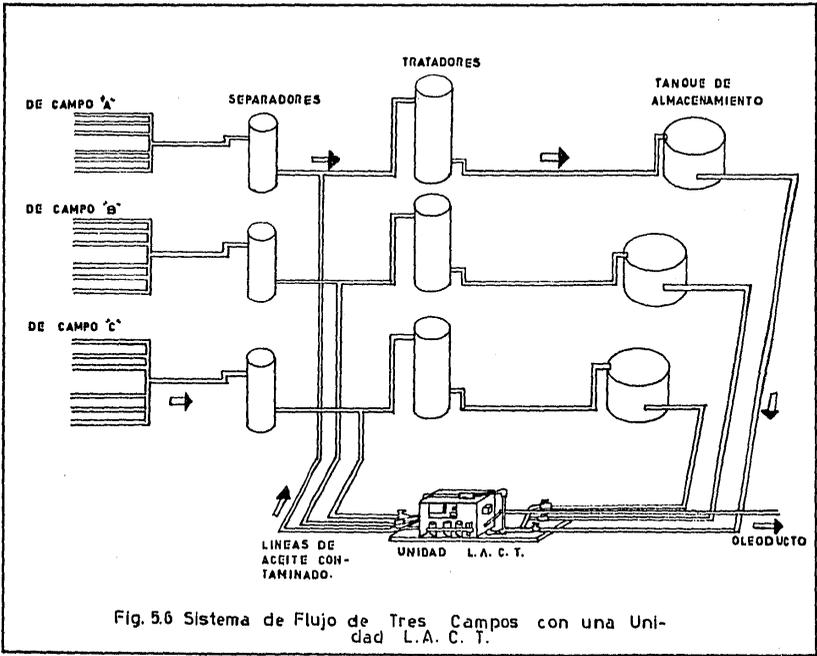
El contenido de agua en el aceite que entra a la unidad LACT es continuamente controlada y si este llegase a elevar el límite especificado, el aceite será desviado al tratador de la unidad LACT, hasta que el contenido de agua sea el mínimo.

Un esquema detallado de las tres localidades o campos con una unidad LACT, se muestra en la Fig. 5.6,

V.3.0.- Operación de la unidad LACT.

La operación en la unidad LACT es casi completamente automática; para poner en marcha dicha unidad, las válvulas en las líneas de abastecimiento deben ser abiertas desde el tanque hasta la unidad LACT y el aceite contaminado debe ser llevado a un tratador o tanque de distribución de aceite contaminado, cuando el nivel es alto y el tanque está lleno, el flujo se suspende.

Para detener la unidad, se acciona un interruptor del -



tablero de control el cual se encuentra localizado fuera de la unidad.

En el campo cuando el aceite producido de los pozos, es mayor que el ritmo establecido, la unidad LACT puede ser puesta para desviar el flujo permisible, diario o mensual. Se supone - por ejemplo, que el flujo permisible para un pozo es de 15 m^3 - por día (100 bl/día). El pozo es capaz de producir esto diariamente estableciéndolo en un período de 8 horas. La unidad LACT puede ser colocada de tal manera, que a las 7 a.m., se inicie - la operación y después de 15 m^3 (1000 bl), que fluyen a través del medidor la unidad se cierra; y a las 7 a.m., del día siguiente se repita el ciclo.

Si el gasto permisible del pozo es de 750 m^3 (3000 bl), la unidad LACT puede volver a ser puesta en el primer día de cada mes y quedarse hasta que 750 m^3 (3000 bl) hayan fluído a través del medidor, esto determinará el flujo para cerrarse y además determinará un reposo el primer día de cada mes.

Cuando la unidad LACT está en servicio, la revisión de rutina es la siguiente:

- 1.- Los sellos de la bomba para que no haya fuga debido a la vibración.
- 2.- La muestra contenida para observar que líquidos están fluyendo dentro de la unidad.
- 3.- La presión en el sistema y reducir la presión anterior con una válvula de control si es necesario.
- 4.- El vapor removido del tanque para observar que el gas sea ventilado.
- 5.- El contador del medidor de flujo para observar que

el líquido esté fluyendo y que el ritmo sea aproximadamente el mismo que deba mantenerse, si el ritmo -- mostrado es alto o bajo, determinar la causa, corrigiendo o sustituyendo el medidor de flujo.

V.4.0.- Dispositivos de suspensión de operación de la unidad LACT.

Las unidades LACT son normalmente equipadas con diferentes dispositivos que suspenden el funcionamiento de la unidad -- cuando se tienen condiciones inseguras o cuando una condición -- de operación anormal (alta o baja presión en el ritmo de flujo) ocurre.

La selección de los dispositivos de suspensión, están elaborados de acuerdo a las características de los fluidos manejados y por las especificaciones permisibles que contempla la -- unidad LACT. Consecuentemente diferentes unidades tienen diferente o parecido interruptor.

La unidad LACT es revisada con frecuencia, como una medida de seguridad, para evitar posibles fallas que pudiesen ocurrir.

A continuación se muestra una tabla que enlista los diferentes dispositivos, causa de la falla y la forma de corregir -- ésta en una unidad LACT.

TIPO DE DISPOSITIVO	CAUSA DE LA FALLA.	ACCION CORRECTIVA.
	1. El regulador de presión fue cerrado	a) La unidad se pone en marcha y tomando

TIPO DE DISPOSITIVO.	CAUSA DE LA FALLA.	ACCION CORRECTIVA.
Alta presión.	do o está taponado.	lecturas para <u>con</u> firmar las condiciones existentes de alta presión.
Baja presión.	2. La válvula de <u>blo</u> queo en la línea de escape fué cerrada.	b) Verificar las <u>po</u> siciones de la -- válvula, cerrar y abrir ésta.
Baja presión.	1. El regulador de - presión fué abierto.	Repetir los pasos a) y b).
Baja presión.	2. Falla de la bomba.	a) Ver en los si---guientes puntos.
Ritmo de flujo alto.	1. Falla del medidor.	a) La unidad se <u>po</u> ne en marcha y <u>con</u> firma con las lecturas el alto flujo después de probar el medidor.
Ritmo de flujo alto.	1. Falla de energía.	b) Reemplazar o reparar el medidor.
Falla de la - bomba.	2. Cortos en la <u>vuel</u> ta del motor. El -- circuito del motor	a) Almacenar energía para mejorar. b) Confirmar el <u>cor</u> to con una <u>revi---</u> sión continua.

TIPO DE DISPOSICIÓN.

CAUSA DE LA FALLA.

ACCION CORRECTIVA.

Falla de la bomba.

es interrumpido en los viajes.

c) Reparar o reemplazar el motor.

3. Aferramiento de la bomba causado en el motor por una sobrecarga en los viajes.

a) Verificar el interruptor del circuito de la bomba para cada viaje.

b) Girar manualmente el eje de la bomba. Este no podrá girar si ha sido agarrado.

c) Reparar la bomba.

1. Falla del medidor.

a) Ver anteriores.

2. El regulador de presión fué cerrado. La presión es alta.

a) La unidad se pone en marcha y confirma la condición de presión alta.

b) Sustituir o reparar el regulador.

Ritmo de flujo bajo.

3. El filtro ha sido tapado.

a) La unidad se pone en marcha y confirma su presión alta y pasa a través del filtro.

TIPO DE DISPOSITIVO.	CAUSA DE LA FALLA.	ACCION CORRECTIVA.
Ritmo de flujo bajo.	4. Falla de la bomba. 5. La válvula de desvío fue movida a una posición para desviar el paso.	b) Limpiar el filtro. a) Ver adelante (siguientes). a) Verificar la posición de la válvula. b) Determinar la causa del movimiento de la válvula y corregir.
Falla del sello de la bomba.	1. El sello se gasta y hay fuga.	a) Reemplazar el sello.
Falla del medidor de flujo.	1. Falla mecánica en el rotor o contador. 2. El muestreador no está reteniendo líquido.	a) Reparar o reemplazar el medidor. a) Reparar el muestreador.
Monitor para detener el contenido de agua y sólidos.	1. Partes del monitor fueron quemadas en la salida o suspendida. 1. Ruptura del diafragma en el actua-	a) Reparar o reemplazar la parte suspendida. a) Verificar la ventilación de aire -

TIPO DE DISPOSITIVO.	CAUSA DE LA FALLA.	ACCION CORRECTIVA.
Baja presión hacia la válvula - de desvío.	dor de la válvula de desvío.	al rededor del alojamiento del diafragma.
	2. Baja de aire o - gas en los instrumentos.	a) Revisar el sistema y reparar.
	3. Ruptura de la válvula solenoidal.	a) Reparar o reemplazar.

VI. SISTEMA S.C.A.D.A.

VI.1.0.- Sistema S.C.A.D.A.

El sistema SCADA está definido de acuerdo a sus siglas - como "Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos".

El objetivo fundamental del sistema, es el de obtener información centralizada en tiempo real y presentarla en unidades de ingeniería en pantallas de video y teleimpresores en diferentes puntos, tanto de mar como de tierra.

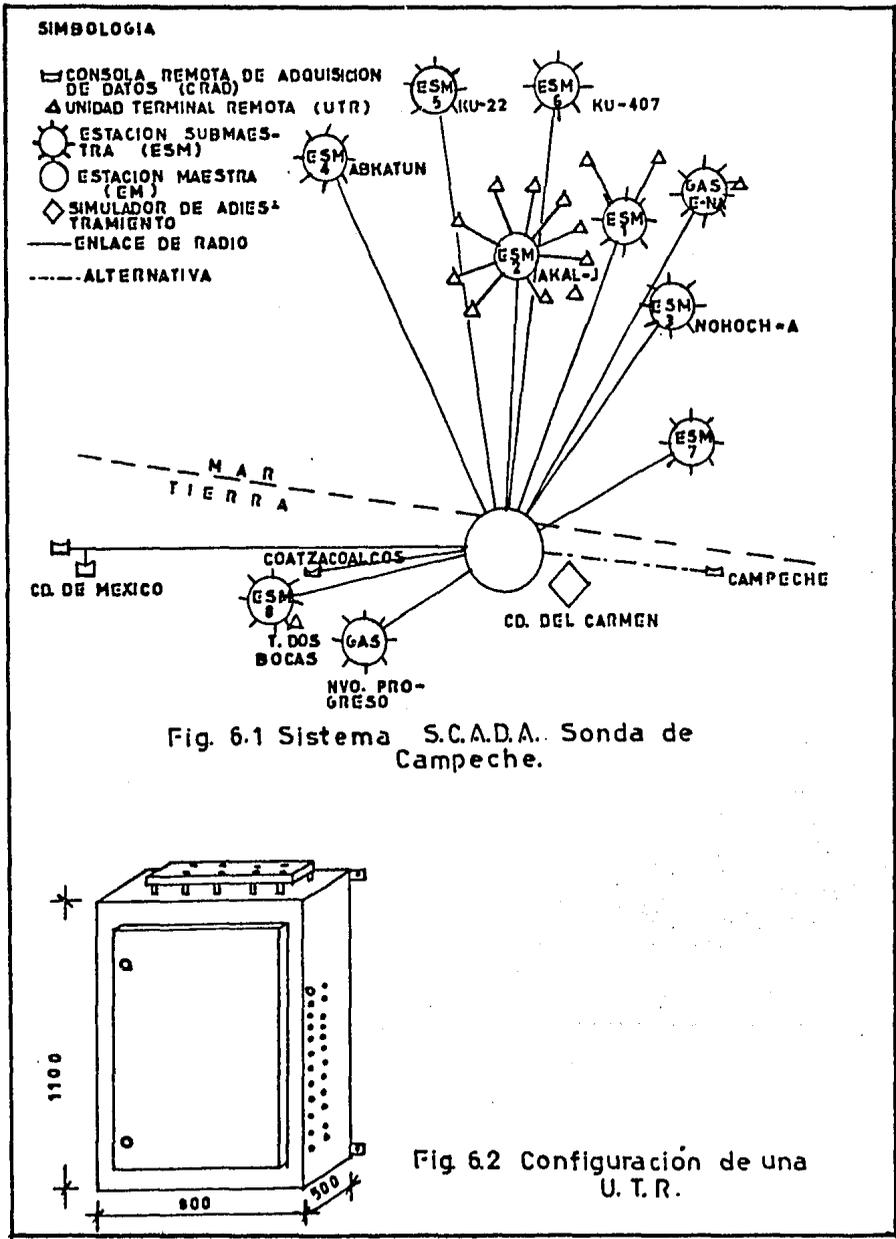
La información corresponde a datos, valores límite y condiciones de estado de los parámetros principales que se manejan en las operaciones de producción de las distintas plataformas.

La rapidéz y exactitud en el manejo de datos de proceso, aunado a la estadística computarizada de variables que se tienen con los sistemas SCADA, permitirán un desarrollo más armónico de los yacimientos petroleros, así como una dinámica y certera toma de decisiones en los niveles jerárquicos correspondientes, al enfrentarse ante determinadas situaciones.

Con los sistemas de control supervisorio, se logra la reducción de peligrosidad, ya que el conocimiento oportuno de una situación anormal permite tomar inmediatamente la acción que corresponde.

VI.2.0.- Estructura del sistema.

El sistema SCADA como se puede apreciar en la Fig. 6-1 , está constituido por tres niveles principales y cinco tipos de equipo:



- a).- El de las unidades terminales remotas o UTR.
- b).- El de las estaciones submaestras o SMS.
- c).- El de la estación maestra o MS.
- d).- El simulador o centro de capacitación.
- e).- El de las estaciones remotas o CRAD.

La unidad terminal remota UTR, es una unidad computarizada que se localiza en cada una de las diferentes plataformas. El sistema SCADA tiene 72 UTR's y las funciones específicas de cada una de ellas, son:

- a).- Recibir/monitorear señales de variables de proceso.
- b).- Ejecutar comandos en el proceso, tales como abrir, cerrar válvulas, ordenadas por la estación submaestra a la que se encuentra asociada o bien por la estación maestra.
- c).- Presentar información de estado de medición de variables a sus SMS o a la MS, cuando se le solicita.
- d).- Recortar alarmas o cualquier evento programado a su SMS o MS.
- e).- Ejecutar operaciones aritméticas, tales como:
 - Linearizar señales de transmisión no lineables.
 - Compensación por presión y temperaturas en mediciones de flujo.
 - Integrar flujo para dar valores acumulativos y derivar flujo de mediciones totales.

Los componentes mayores de una UTR, son:

- a).- El microcomputador.
- b).- El modem.
- c).- La unidad de fuerza.

El microcomputador está integrado por tarjetas de circuito impreso del tipo enchufable para las entradas y salidas de acoplamiento al proceso, montadas en bastidores especiales y con capacidad cada una de 16 canales.

Las señales que manejan dichas tarjetas, son del tipo: - analógico, digital o de pulso, para un caso en especial cada UTR contará con:

- 4 tarjetas o 64 canales para entradas digitales.
- 1 tarjeta o 16 canales para salidas digitales.
- 6 tarjetas o 48 canales para entradas analógicas.
- 1 tarjeta o 4 canales para salidas analógicas.
- 1 tarjeta u 8 canales para entradas de pulsos.

El modem de la UTR también es del tipo enchufable y operará para una transmisión asincrónica de las características siguientes: Tipo codex RM-2024-D, flujo de datos 1200 EPS, modulación FSK, operación 4 conductores totalmente duplex, interfase digital R-S 232-C.

La unidad de fuerza de la UTR, propiamente está constituida por convertidores de corriente cargados y baterías con capacidad de media hora, trabajando la UTR a plena carga.

La configuración de una UTR puede apreciarse en la Fig.

6.2

La estación submaestra o SMS, tiene como funciones prin-

cipales la de permitir a un operador, controlar y monitorear un determinado número de variables referidas a un área de proceso -- desde un cuarto de control.

Permite además ejecutar comandos dirigidos al proceso -- así como la elaboración misma de reportes. El hecho de poder detectar la presencia de alarmas en forma visual y tener acceso a tomar la acción correspondiente, constituye la particularidad -- más importante del sistema.

Otra característica importante del SMS es la de reproducir en pantallas de video, gráficas que representan el diagrama de flujo de diferentes áreas de proceso de las plataformas. Para éste caso una estación SMS tendrá asociadas varias UTR's.

En la Fig. 6.3, se observa el complejo de producción AKAL-C de la Sonda de Campeche y el cual será monitoreado por la estación submaestra SMS-01.

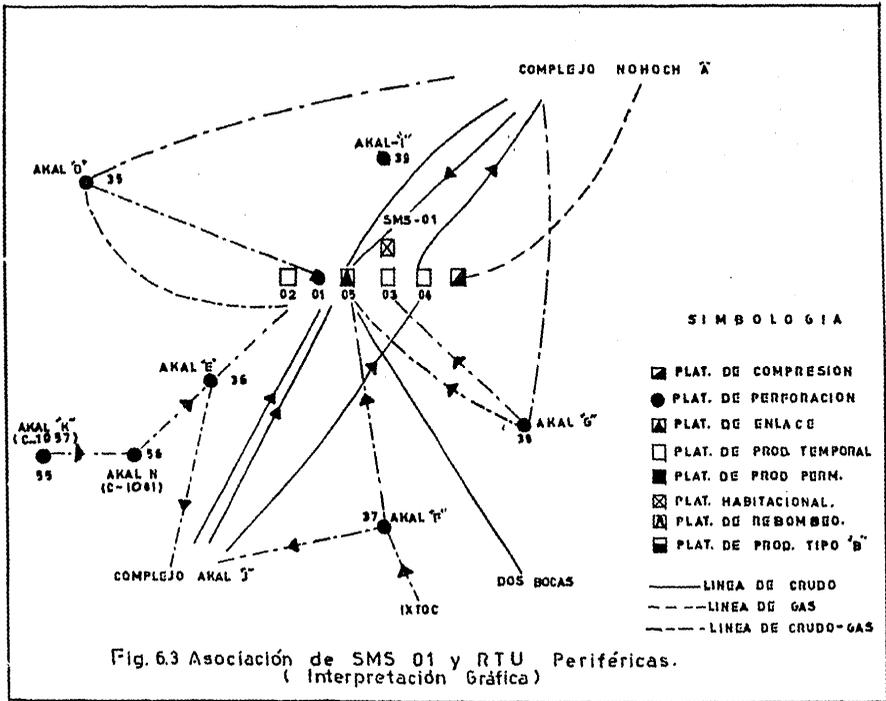
Esta submaestra tendrá asociadas 12 UTR's localizadas en 12 plataformas diferentes, tales como las plataformas de perforación AKAL-C, D, E, F, G, I, K y N, la plataforma de enlace E-AC-1 y las plataformas de producción temporal PB-AC-2 y PB-AC-3.

La capacidad máxima para el tipo de arreglo mencionado , es de 14 UTR's por cada SMS.

El sistema SCADA tendrá 11 estaciones submaestras.

Los componentes de una estación submaestra SMS son:

- a).- El microcomputador.
- b).- Los modems.
- c).- La estación del operador.
- d).- La unidad de fuerza.



El microcomputador está basado en el sistema INTEL-8088, con capacidad de procesamiento de 16 BITS. Los programas de los microcomputadores para cada SMS, son iguales y sólo la base de datos varia dependiendo de las variables manejadas en cada instalación.

Estas unidades se encuentran integradas por tarjetas enchufables de circuitos impresos montadas en gabinetes especiales en cada instalación.

Cada SMS cuenta con 16 modems, de los cuales 2 se usan para la comunicación con la estación maestra y 14 para la comunicación con las 14 UTR's asociadas.

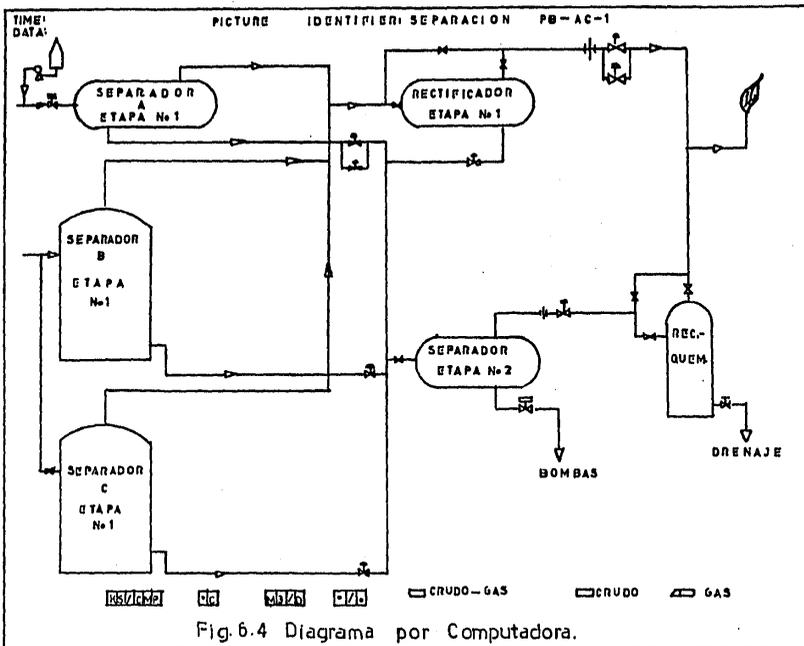
La capacidad de cada modem es de 1200 BPS y la modulación es FSK.

La estación del operador cuenta con el equipo complementario siguiente:

- a).- Impresor de reportes.
- b).- Impresor de alarmas.
- c).- Pantalla de video blanco/negro con teclado funcional y cursor.
- d).- Pantalla de video a color con teclado funcional y cursor.

En la Fig. 6.4 se podrá observar las diferentes gráficas que a voluntad del operador despliegan en las pantallas de las estaciones SMS.

La estación maestra o MS, estará ubicada en las oficinas de producción en tierra y constituye el nivel principal de recepción de información.



Esta estación tiene los siguientes componentes.

- a).- Sistema de computo DUAL NORD-100.
- b).- Dos gabinetes para el sistema de discos.
- c).- Un gabinete para el sistema de interrupción automático.
- d).- Un gabinete para el equipo de comunicaciones.
- e).- La estación del operador del crudo.
- f).- La estación del operador del gas.
- g).- Equipo para el desarrollo de programas.
- h).- Dos impresores.

De acuerdo a la estructura del sistema, la estación maestra es el punto de recepción en tierra de toda la información manejada por cada una de las estaciones submaestras a las que se encuentran asociadas las diferentes UTR's de cada plataforma.

La estación del operador del sistema de crudo, está constituida de:

- a).- Dos pantallas de video a color con teclado funcional y cursor.
- b).- Una pantalla de video a color con teclado editor y cursor.
- c).- Una pantalla blanco y negro con teclado funcional.
- d).- Dos impresores: Uno de alarmas y eventos y el otro de reportes.

En la estación maestra se tendrá una sección similar a -

la anterior, denominada estación del operador de gas y será el punto de recepción y manejo de información de las plataformas de compresión de gas instaladas.

El equipo de cómputo de la estación maestra es redundante e intercomunicado (en "BACK UP") para mayor confiabilidad del sistema. La base de datos instantánea será la memoria residente en el equipo de cómputo, misma que se estará actualizando cada segundo vía UTR-SMS-MS mediante los programas de aplicación, dicha base de datos se maneja para los propósitos siguientes:

- a).- Presentar en pantalla el diagrama de flujo de cualquiera de las plataformas, con datos dinámicos actualizados.
- b).- Imprimir y anunciar eventos y/o alarmas, de acuerdo a los límites preestablecidos en los procesos de plataformas.
- c).- Llevar la estadística de valores de la base de datos.
- d).- Desarrollo de curvas de tendencia de cualquier variable de la base de datos.
- e).- Conversión de valores.
- f).- Impresión programada de los reportes de producción establecidos.
- g).- Supervisión de comunicación UTR-SMS-MS.
- h).- Sincronía de todas las SMS.

El simulador o centro de capacitación, tal como su nombre lo explica, tendrá como función principal la de capacitar a los técnicos que se requieren para manejar el sistema SCADA.

Específicamente las actividades a desarrollar en el centro de capacitación serán:

- a).- Entrenamiento a operadores de SCADA en los niveles de submaestras (SMS) y de maestras (MS).
- b).- Entrenamiento a ingenieros del sistema SCADA.
- c).- Entrenamiento a personal de mantenimiento tanto en "HARDWARE" como en "SOFTWARE".
- d).- Desarrollo y pruebas de programas de aplicación, reportes y gráficas que posteriormente se usan en el sistema SCADA.
- e).- Desarrollo y prueba de configuraciones nuevas de la base de datos.

Las actividades anteriores, a pesar de que pueden desarrollarse con el equipo propio de la estación maestra, se prefiere utilizar un equipo fuera de línea del sistema SCADA, ya que cualquier disturbio originado en el entrenamiento podría afectar la operación real.

El centro de entrenamiento tendrá los niveles correspondientes de:

- a).- Estación maestra.
- b).- Estación submaestra SMS.
- c).- Unidad de transmisión remota UTR.
- d).- Panel analógico de entradas y salidas.

Las funciones de los niveles de MS y SMS del centro, serán similares al sistema, sin embargo, para el centro de entre-

namiento se utilizará un equipo de computo NORD-100 sencillo que no está conectado al equipo de computo dual de la estación maestra.

La información manejada por el equipo de computo sencillo, será la misma del sistema SCADA. Tanto la estación SMS como la UTR, tendrán las mismas características que los equipos similares de SCADA. Se contará además con un tablero analógico simulador de proceso de una plataforma de producción. El centro de capacitación estará ubicado en el edificio de la estación maestra en tierra.

VI.3.0.- Funcionamiento del sistema.

En base a la descripción anterior, podemos sintetizar -- que la operación del sistema SCADA, permitirá alcanzar los siguientes propósitos:

- a).- Supervisión continua con datos y diagramas dinámicos de la operación en todas las plataformas.
- b).- Elaboración de reportes de operación.
- c).- Control remoto efectivo sobre las válvulas de proceso en las plataformas marinas.
- d).- Recepción inmediata de alarmas y eventos en los lugares de toma de decisión establecidos.
- e).- Sencilla operación del sistema mediante el uso de teclados funcionales a nivel de SMS, MS y CRAD.
- f).- Elaboración de programas de aplicación que permitan la optimización de las actividades desarrolladas en los campos operativos, de mantenimiento estadístico y de control, que se ameriten.

El sistema SCADA de acuerdo a su estructura, tendrá 3 niveles principales y cada uno manejará su propia base de datos para dar los diferentes tipos de información.

El nivel más bajo será el de las unidades terminales remotas o UTR, las cuales esencialmente son computadoras de interfase con el proceso y su base de datos está estructurada para la entrada y/o salida de variables. De ésta manera se mantiene el flujo de información de éste nivel "hacia o de" SMS y MS.

La estación submaestra SMS o siguiente nivel, básicamente es el computador para la comunicación hombre-máquina y que además incluye la transmisión de información "de y hacia" los niveles de UTR y MS. La base de datos de la estación submaestra es distinta para cada una de ellas y su estructura está en función de la UTR's asociadas.

Además permite la elaboración de reportes, el despliegue de diagramas de proceso con datos dinámicos y la detección de eventos y alarmas.

El nivel principal o estación maestra MS, es un computador para comunicación extensiva hombre-máquina y que maneja la información de todas las estaciones submaestras.

La base de datos a éste nivel, permite también la elaboración de reportes, la generación de diagramas dinámicos, así como la elaboración y desarrollo de los programas especiales.

Las estaciones remotas o CRAD, esencialmente son unidades periféricas de la estación maestra y su función es la de establecer un flujo de información de la maestra hacia puntos remotos.

Todas las variables monitoreadas o controladas del sistema SCADA, están identificadas por un código único. Este código -

se denomina punto de identificación o PID y consiste en una letra seguida de 5 dígitos y al final otra letra. Fig. 6.5.

La comunicación entre los diferentes niveles del sistema, se basa en el principio de punto a punto y tendrá varias rutas - establecidas de la manera siguiente:

MS a/de CRAD.

MS a/de SMS.

SMS a/de UTR.

El modo de comunicación en la ruta MS-UTR será duplex a-sincrónica y una velocidad de 1200 BAUDS. El protocolo de comunicación será el ECMA-24 estándar. El modo de comunicación en la ruta MS-CRAD será sincrónico y a una velocidad de 4800 BAUDS. La comunicación tendrá una estructura de telegrama, consistiendo la transmisión enviada de uno o más mensajes ordenados de caracteres de control.

En la Fig. 6.6 se muestra el formato de telegrama para envío de mensajes, dichos mensajes contienen un autochequeo en "HARDWARE", "SOFTWARE" y en el mensaje mismo.

De acuerdo con la velocidad de transmisión, el cambio -- que se origine en una variable tardará 150 m/seg en viajar de -- UTR a SMS o de SMS a MS, es decir que tendrán aproximadamente un envío de 8 eventos cada segundo.

Uno de los aspectos cuyo cumplimiento se ha vigilado en el desarrollo del sistema, es la flexibilidad del mismo. De acuerdo con el diseño el sistema podrá ampliarse tanto en el número de variables a manejar como en el número de unidades terminales remotas o estación submaestra.

- C - VARIABLE CALCULADA (SOLAMENTE EN AL EM)
- F - FLUJO
- H - VALVULAS
- L - NIVEL
- P - PRESION
- S - VELOCIDAD
- T - TEMPERATURA
- X - ESTADO DE ALARMA

EJEMPLO DE PUNTO DE IDENTIFICACION (PID)

P01 100

P = VARIABLE DE PRESION

01 = PARA UTR - 01

100 = VARIABLE DE PROCESO No. 100

Fig. No. 6.5 CODIGO DE LETRAS PARA VARIABLES DE PROCESO.

1 BYTE 1 BYTE 1 BYTE 127 BYTES* 1 BYTE 1 BYTE 1 BYTE

DLE	STX	NUM. DE BYTES	MENSAJES	DLX	ETX
-----	-----	------------------	----------	-----	-----

FORMATO DEL TELEGRAMA: NORMALIZADO EN BASE EL ECMA-24

- DLE = CODIGO PARA INTERCONEXION DE DATOS; STX = INICIO TEXTO
- ETX = FIN DE TEXTO

EL TELEGRAMA CONSTA DE LAS SIGUIENTES PARTES:

- DLE STX - PAR DE CARACTERES QUE DEFINEN EL INICIO DEL TELEGRAMA
- BYTE COUNT - CANTIDAD DE BYTES DEL MENSAJE
- MESSAGES - DATOS CONTENIDOS EN EL MENSAJE DEL TELEGRAMA
- DLX ETX - CARACTERES QUE DETERMINAN EL FINAL DEL TELEGRAMA
- CHECK SUM - EXCEPTO. LA SECUENCIA DE INICIALIZACION (DLE STX)

* - ADEMAS CUALQUIER DLE EXTRA.

Fig. No. 6.6.- ESTRUCTURA DEL TELEGRAMA DE COMUNICACION DEL SISTEMA.

CONCLUSIONES

El empleo de la tecnología avanzada aplicada a la industria de la extracción y manejo de los hidrocarburos tiene actualmente una gran importancia en todos los países del mundo.

La dificultad de las operaciones en instalaciones de producción han establecido la necesidad de emplear equipos con alto grado de precisión, dentro de un sistema de automatización - para supervisar, controlar, medir y bombear los hidrocarburos - manejados en la superficie. Esto ha traído como consecuencia la tendencia a utilizar un número mayor de dispositivos electrónicos, neumáticos e hidráulicos a diferencia de los mecánicos - principalmente en lo que se refiere a la medición y control.

El aumento de la demanda mundial de energéticos y la necesidad de medirlo con altos rangos de exactitud, ha requerido la construcción cada vez mejor de los sistemas de medición, ya que en la actualidad existen sistemas que manejan varios miles de barriles por hora, y una mala medición se convierte en pérdida por miles de pesos por hora.

En México, se está empleando en instalaciones de producción del área marina de Campeche el Sistema de Automatización y Adquisición de Datos (S.C.A.D.A) de alta capacidad y si se considera que nuestro país tiene una de las más grandes industrias en la producción de hidrocarburos es necesaria la aplicación de sistemas que no provoquen pérdidas económicas y sólo se logrará con la implantación de técnicas y equipo computarizado para obtener precisión del orden del 0.1%.

Se recomienda que la medición de todo tipo de flujo (aceite, gas o agua) se efectúe con la mayor precisión y seriedad posible ya que de lo bien o lo mal que se haga redundan normalmente en grandes pérdidas económicas.

Cuando se manejan grandes volúmenes de la precisión de la información se tendrá la forma para optimizar la vida fluyen

te de un pozo o elegir el sistema artificial de producción, disminuir el número de intervenciones a los pozos y obtener mejores recuperaciones.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Bass Oberto P, et al, "Manual de medición de fluidos", Pe--tróleos Mexicanos, Dpto. de Ingeniería de Prod. y Gas, Poza Rica de Hgo. Ver. México 1965.
- 2.- Brow Steve, et al, "Training for professional performance in production and processing" LACT Units, Manual E-14, 1931.
- 3.- Campbell John M., "Pneumatic control", Petroleum learning - programs Ltd, Manual E-1, Houston Texas, 1981.
- 4.- Cárdenas Plaza Oscar, et. al, "Sistema de control supervisorio y adquisición de datos de plataformas marinas en la Zona de Campeche", Ingeniería Petrolera, Vol. XXIV, No. 2, -- México, Febrero 1984, pp. 13-26.
- 5.- Chilingar, George V, "Surface operations in petroleum production", American Elsevier, New York 1969.
- 6.- Daniel Industries The, "Información General acerca de los equipos que produce la Compañía Daniel", Flow Products Division, Houston Texas 1930.
- 7.- Frick Thomas C., "Petroleum production hand book", Society of petroleum engineers of AIME, Vol. 1, Dallas Texas 1952.
- 8.- Gómez Cabrera José Angel, "Manejo de la producción en la superficie", Apuntes, Facultad de Ingeniería, UNAM, México -- 1983.
- 9.- Gray Tool Company, "Manual de equipo para pozos petroleros", EPN-GRAY, Houston Texas, Enero 1984.

- 10.- Kendall Ken, "Basic fundamentals of orifice meter measurement", Daniel Industries Incorporation, Flow, product, division, Houston Texas, 1979.

- 11.- Mercadillo Aguilar Carlos, "Importancia de la automatización de sistema en la medición de crudos de exportación para cumplir con normas internacionales", Ingeniería Petrolera, Vol. XXIV, Non 1, México Enero 1984, pp 13-34.